

第 1 章 序 論

第1章 序 論

	頁
1.1 計画の背景および経緯	1 - 1
1.2 業務の目的および現地調査	1 - 3
1.3 資 料	1 - 16

List of Tables

Table 1-1 Investigation Works by EIE

List of Tables

Table 1-1 Outline of Field Investigation

第 1 章 序 論

トルコ共和国は農業国として発展してきたが、近年産業の工業化に重点を移し、国家の経済の発展を図るべく努力が続けられている。産業の工業化のためにはエネルギー、とりわけ電力エネルギーの確保が重要であり、トルコ政府も国内エネルギー資源の開発に優先度を与え、純粋に国内資源であるリグナイト火力並びに水力発電の開発に努力している。

工業化が進むと、GNPの伸びと電力の伸びはほぼ比例するが、1980年頃までのトルコ国におけるこの関係は、電力の設備の不足から必ずしもリニアでなかったが、1980年代に入ってからトルコ経済の順調な発展によってこの関係もほぼリニアとなっている。1979年から1990年までの人口、GNPおよび供給電力の伸びを以下に示す。

	1979	1980	1981	1982	1983	1984
人口の伸び %		2.07				
GNPの伸び %	-0.4	-1.1	4.2	4.5	3.3	5.9
電力供給量の伸び %	5.5	4.5	6.8	7.7	4.4	12.5

	1985	1986	1987	1988	1989	1990
人口の伸び %	2.48					2.17
GNPの伸び %	5.1	8.1	7.5	3.6	1.9	9.2
電力供給量の伸び %	9.3	11.3	11.0	7.8	8.6	9.5

1983年までのトルコ経済は、1978年に発生した第二次石油ショックの影響をうけて低迷していたが、1984年頃より立直り、その後順調に発展しており、これが電力需要の順調な伸びに示されている。

1.1 計画の背景および経緯

トルコ共和国において産出される主要なエネルギー源としては、 5.7×10^6 tonの石油と 12.9×10^9 tonのLigniteの埋蔵量、ならびに30,800MWの包蔵水がある。この包蔵水力のうち、1990年末の開発は6,755MWの22%にすぎず、今後クリーンで純粋なエネルギー源として開発が大いに期待されている。

1990年末における発電設備容量は火力発電所9,519MW、水力発電所設備6,755MWで合計出力16,274MWである。トルコ政府は、長期的展望として西暦2000年における電力の需要予測を、約120,000Gwh（年間伸び率8%）、西暦2010年における電力量を、258,000Gwh（年間伸び率8%）として年間開発量は平均3,000MW、この内水力開発を平均1,500MWと計画している。

トルコ国のエネルギー資源は石油、 5.7×10^8 ton、石炭 $12,900 \times 10^6$ 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。石油の算出は国内需要の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いる。トルコ国において近年発電を開始した、或いは開始する予定の大規模発電所として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8153MW）、Gezend水力発電所（159MW）、Batoman水力発電所（198MW）等があり、又、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）、Yedigöze水力発電所（300MW）等を至近年に着工すべく準備中であり、そして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いる。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、トルコ政府は大規模水力開発河川としてÇoruh河を選定し、開発計画を押しすすめてきたが、この一貫として、この河川の右岸側大支流のOltu河の開発をすべく1982年と1990年にマスタープランを作成し、開発にそなえて来た。Çoruh河はトルコ国の包蔵水力の10%以上を占める、水力発電に非常に適した河川である。

Oltu河水力開発計画に関する調査は1970年末E I Eによって実施されており、1982年にMaster Plan Report Çoruh-Oltu River Basinとしてとりまとめられた。調査は更に続けられ、この成果は1990年Master Plan Report on the Çoruh - Oltu River Basinとしてとりまとめられた。このMaster Planの中では、Olur貯水池満水位BL 1,100mとYusfeli貯水池満水位EL 710mの間で種々の開発案が提案、検討されたが最終的にはOlur水力発電計画とAyvali水力発電計画の2段階開発案が最適として取上げられている。

トルコ電力調査庁 (E I E) は、このOltu川水力開発計画のグレードアップを計るためにフィジビリティ・スタディを行なうべく、トルコ共和国政府を通じて日本政府に依頼し、国際協力事業団 (J I C A) によって実施される事になったものである。日本政府はトルコ政府の要請に基づいて "Scope of Work for Feasibility Study on the Oltu River Hydroelectric Power Development Project in the Republic of Turkey Agreed upon between the Japan International Cooperation Agency and the General Directorate of Elektrik Isleri Etüd Idaresi" を1990年9月3日、アンカラにて締結し、1990年11月28日からフィジビリティ・スタディを開始した。

1.2 業務の目的および現地調査

この調査業務の目的はOltu川水力発電開発計画に関する現地調査を実施し、資料収集ならびに調査工事を行ない、これらに基づいて技術的に、経済的にそして財務的に計画の妥当性を検討評価し、フィジビリティレポートを作成することにある。

この調査業務は予備調査、詳細現地追加調査ならびにフィジビリティ設計の3段階に分けて実施された。第一段階の予備調査は国内事前準備、現地調査、資料収集、既存計画のレビュー、代替案の検討ならびに詳細現地調査工事計画の立案である。現地踏査、資料収集および既存レポートのレビューはトルコ国内で、既存の開発計画のレビュー、代替開発計画の立案と比較検討および詳細現地追加調査の立案とこれに関する技術仕様書の作成を日本国内で実施した。第二段階に当る詳細現地追加調査は、第一段階で比較検討の上決定された計画案について、詳細追加調査工事を実施することである。詳細現地追加調査工事はJ I C Aによって立案され、E I Eによって実施された。第三段階は計画の最適化、基本設計、工事費の算出、工事計画の立案、経済評価並びに財務分析を、予備調査、および詳細現地追加調査によって得られた資料に基づいて実施した。

本報告書はÇoruh河の支流Oltu川中流に計画されているOltu計画に関するフィジビリ

ティ・スタディの報告書としてとりまとめたものである。

Oltu計画ではOlur発電所とAyvali発電所の2段開発計画が最適であると選定されている。

報告書の内容は1990年月11月28日から12月27日、と1991年4月22日から5月6日にかけて実施した第一次および第二次の予備調査、1991年7月14日から9月9日にかけて実施した追加現地詳細調査により収集した収集資料と、E I Eが実施した調査工事に基づいてスタディを行った結果をとりまとめた中間報告をもとに、更に詳細に検討を加え取りまとめたものである。

国際協力事業団（J I C A）は1990年10月、上記“Scope of Worksに基づいて業務を開始し、続いて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。

1990年11月28日～12月27日	；	第一次予備調査
1991年4月22日～5月5日	；	第二次予備調査
1991年7月14日～8月12日	；	第一次詳細調査
1991年8月26日～9月9日	；	第二次詳細調査
1991年11月16日～11月29日	；	中間報告協議
1992年8月1日～8月15日	；	最終報告書（案）協議

この間、調査団は下記の報告書をE I Eに提出した。

1990年12月	；	インセプションレポート
1991年4月	；	第一回進捗状況報告書 詳細追加調査計画ならびに技術仕様書
1991年7月	；	第二回進捗状況報告書
1991年11月	；	中間報告書
1992年8月	；	最終報告書（案）

E I Eは1991年5月から1991年8月にかけて、上記の詳細追加調査計画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。

Table 1-1 Investigation Works by EIE

	Olur Project	Ayvali Project
1. Topographic Survey		
Dam 1/1,000	20,000 m ²	-
Power station 1/1,000	500,000 m ²	590,000 m ²
Tailrace 1/1,000	-	120,000 m ²
2. Geological Investigation		
i. Drilling and permeability test		
a. Damsite	10 holes 869.6 m	10 holes 1,200.2 m
b. Powerhouse site	1 holes 30 m	-
c. Headrace tunnel	4 holes 390 m (Bahçecik)	-
d. Tailrace tunnel	-	1 hole 70 m (Anzav)
ii. Seismic prospecting		
a. Damsite	3 lines 1,530 m (spillway)	
b. Power station site	4 lines 1,240 m (OPT Site)	2 lines 1,210 m (Access tunnel)
c. Headrace tunnel	3 lines 1,950 m (Bahçecik)	
d. Tailrace tunnel	-	3 lines 1,050 m (Anzav Dere)
iii. Electrical Prospecting		
a. Borrow area	30 points (kaledibi)	20 points (Bahçecik)
b. Headrace tunnel	600 m (Bahçecik)	-
3. Material Test		
i. Impervious core material	12 pits 38.5 m	18 pits 79.2 m
ii. Aggregate	7 pits 13.5 m	8 pits 17.7 m
4. Social and Environmental Aspect	Implemented	Implemented
5. Compensation	Implemented	Implemente

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。

JICA調査団

氏名	担当	期間	
		年月日	年月日
林 茂	総括	1990. 11. 28	1990. 12. 27
		1991. 4. 22	1991. 5. 5
		1991. 7. 14	1991. 7. 28
		1991. 11. 16	1991. 11. 29
		1992. 8. 1	1992. 8. 15
田代 襄二	土木 (設計)	1991. 7. 14	1991. 8. 12
		1991. 11. 16	1991. 11. 29
木内 治	土木 (設計)	1990. 11. 28	1990. 12. 27
		1992. 8. 1	1992. 8. 15
清野 正幸	土木 (水力発電計画)	1990. 11. 28	1990. 12. 27
		1991. 4. 22	1991. 5. 5
		1991. 11. 16	1991. 11. 29
飯野 勝衛	土木 (水文)	1990. 11. 28	1990. 12. 27
		1991. 4. 22	1991. 5. 5
福竹 養造	地質	1990. 11. 28	1990. 12. 27
		1991. 4. 22	1991. 5. 5
		1991. 8. 26	1991. 9. 9
		1991. 11. 16	1991. 11. 29
Ibrahim S. Ozil	地質	1991. 6. 1	1991. 8. 15
田中 利夫	電気 (電力設備)	1991. 7. 14	1991. 8. 12
		1991. 11. 16	1991. 11. 29
		1992. 8. 1	1992. 8. 15
高岡 拓也	電気 (送電線) (系統解析)	1990. 11. 28	1990. 12. 12
		1991. 7. 14	1991. 7. 27
田中正昭	経済・財務	1991. 7. 14	1991. 7. 28
		1992. 8. 1	1992. 8. 15
菊池 潔	環境	1991. 4. 22	1991. 5. 5
		1991. 7. 14	1991. 8. 12

Turkish Government and Relevant Agency

1) First Stage Preliminary Investigation (November 28 - December 27, 1990)

EIE

- | | |
|--------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Mr. Süheyl Elbir | General Director |
| • Design Department | |
| Mr. Nezhir Sayan | Director |
| Mr. Engin Erberik | Manager of Reconnaissance Division |
| Mr. Sükrü Karabiber | Manager of Dam and Hydropower Plant Project Division |
| Mr. Yildirim Varlik | Manager of Basin Planning Division |
| Mr. Necati Kuskonmaz | Manager of Run of River Hydropower Plant Division |
| Mr. Mehmet Güngör | Manager of Electrical and Mechanical Project Division |
| Mr. Erdem Ozyurt | Manager of Mapping Division |
| Mr. Yavuz Soyuer | Civil Engineer (Responsible Eng.) |
| Miss Hatice Turan | Civil Engineer |
| Mrs. Gül Esiyok | Civil Engineer |
| Ms. Mualla Demirdelen | Mechanical Engineer |
| Mr. İzzet Solmaz | Electrical Engineer |
| • Department of Geology and Drilling | |
| Mr. Aydın Kirmacioğlu | Director |
| Mr. Orhan Yağci | Director of Geotechnical Services Division |
| Mr. Yuksel Tan | Director of Rock and Soil Mechanics Division |
| Mr. Osman Demirag | Director of Geophysical Surveying Division |
| Mr. Mahmut Kiris | Director of Drilling Division |
| Mr. Mustafa Pehlivan | Geological Engineer (Project Supervisor) |

Mr. Ibrahim Vardar Geological Engineer
Mr. Sükru Bay Geological Engineer
Mr. Murat Dinç Geological Engineer
Mrs. Nilgun Pehlivan Geological Engineer
Mr. Osman Ceylan Geological Engineer
Mr. Veli Demirođlu Geophysical Engineer
Mr. Necati Saraç Geophysical Engineer

• Department of Hydrological Surveys

Mr. Mete Türksoy Director
Mr. Mehmet Tanrikulu Manager of Hydraulic Project Section
Mr. Adil Alisik Manager of Sedimentation Studies Section
Mr. Hayati Hançer Hydrologist

• JICA Experts

Mr. Makoto Sato Civil Engineer
Mr. Masashi Yasuda Electrical Engineer

TEK (Turkish Electricity Authority)

Ms. Nese Gencyilmaz Generation Planning Section
Mr. Erdogan Gogen Transmission Planning Section
Mr. Fazilet Ugur

2) Second Stage Preliminary Investigation (April 22 - May 5, 1991)

LIST OF PARTICIPANTS

EIE

Mr. Süheyl Elbir General Director

• Design Department

Mr. Nezih Sayan Director
Mr. Sükru Karabiber Manager of Dam and Hydropower Plant Project Division

Mr. Necati Kuskonmaz	Manager of Run of River Hydropower Plant Division
Mr. Erdem Ozyurt	Manager of Mapping Division
Mr. Yavuz Soyuer	Civil Engineer (Responsible Eng.)
Miss Hatice Turan	Civil Engineer
Mrs. Gül Esiyok	Civil Engineer
Mr. Hakan Kocyigit	Civil Engineer
Miss Ülku Koçer	Responsible for Environment
Miss Özlem Küle	Responsible for Environment
Mr. Muharrem Aybakir	Electrical Engineer
Mr. Mehmet Güngör	Manager of Electrical & Mechanical Design Division
Mr. Ugurtan Onur	Electrical Engineer
Mr. İzzet Solmaz	Electrical Engineer
• Department of Geology and Drilling	
Mr. Aydın Kirmacıoğlu	Director
Mr. Orhan Yağci	Director of Geotechnical Services Division
Mr. Yüksel Tan	Director of Rock and Soil Mechanics Division
Mr. Osman Demirağ	Director of Geophysical Surveying Division
Mr. Mahmut Kiris	Director of Drilling Division
Mr. Mustafa Pehlivan	Geological Engineer (Project Supervisor)
Mr. Vedat Çağlayık	Director of Division of Reconnaissance and Material Investigation
Mr. İbrahim Vardar	Geological Engineer
Mr. Sükrü Bay	Geological Engineer
Mr. Murat Dinç	Geological Engineer
Mrs. Nilgün Pehlivan	Geological Engineer

Mr. Osman Ceylan Geological Engineer

Mr. Necati Saraç Geophysical Engineer

• Department of Hydrological Surveys

Mr. Mete Türksoy Director

Mr. Mehmet Tanrikulu Manager of Hydraulic Project Section

Mr. Adil Alisik Manager of Sedimentation Studies Section

Mr. Hayati Hançer Hydrologist

• JICA Experts

Mr. Makoto Sato Civil Engineer

Mr. Masashi Yasuda Electrical Engineer

3) First Stage Detailed Investigation (July 14 - August 12, 1991)

EIE

Mr. Süheyl Elbir General Director

• Design Department

Mr. Engin Erberik Manager of Reconnaissance Division

Mr. Sükrü Karabiber Manager of Dam and Hydropower Plant Project Division

Mr. Yildirim Varlik Manager of Basin Planning Division

Mr. Yavuz Soyuer Civil Engineer (Responsible Eng.)

Miss Ülkü Koçer Responsible for Environment

Miss Özlem Küle Responsible for Environment

Mr. Muharrem Aybakir Electrical Engineer

Mr. Mehmet GÖngür Chief of Electrical & Mechanical Design Division

Mr. Uğurtan Onur Electrical Engineer

Mr. İzzet Solmaz Electrical Engineer

• Department of Geology and Drilling

Mr. Aydın Kirmacioğlu	Head of Department
Mr. Orhan Yağci	Chief of Geotechnical Services Division
Mr. Mustafa Pehlivan	Geological Engineer (Project Supervisor)
Mr. Necati Saraç	Geophysical Engineer
Mr. İbrahim Vardal	Geological Engineer
Mrs. Nilgün Pehlivan	Geological Engineer

• Department of Hydrological Surveys

Mr. Mete Türksoy	Head of Department
Mr. Mehmet Tanrikulu	Chief of Hydrological Project Section
Mr. Hayati Hançer	Hydrologist

JICA Expert

* Mr. Makoto Sato	Civil Engineer
* Mr. Masashi Yasuda	Electrical Engineer

4) Second Stage Detailed Investigation (August 26 - September 9, 1991)

EIE

• Department of Geology and Drilling

Mr. Vedat Çağlayık	Director of Division of Reconnaissance and Investigation
Mr. Yüksel Tan	Director of Rock and Soil Mechanics Division
Mr. Osman Demirag	Director of Geophysical Surveying Division
Mr. Mahmut Kiris	Director of Drilling Division
Mr. Mustafa Pehlivan	Geological Engineer (Project Supervisor)
Mr. Murat Dinç	Geological Engineer
Mr. Sükrü Bay	Geological Engineer

Mr. Ibrahim Vardar Geological Engineer
Mrs. Nilgün Pehlivan Geological Engineer
• Department of Design
Mr. Sükrü Karabiber Manager of Dam and Hydropower Plant
Division

JICA Survey Team

Mr. Yozo Fukutake Geologist

Embassy of Japan

Mr. Kiyotaka Furusawa First Secretary

Mr. Shunsuke Otsuka Second Secretary

EPDC Ankara Office

Mr. Hiroshi Okabayashi General Manager, Civil Engineer

EIE

Mr. Süheyl Elbir General Director

• Design Department

Mr. Nezih Sayan Director

Mr. Engin Erberik Director of Reconnaissance Division

Mr. Sükrü Karabiber Manager of Dam and Hydropower Plant
Project Division

Mr. Necati Kuskonmaz Manager of Run of River Hydropower
Plant Division

Mr. Mehmet Güngör Manager of Electro-Mechanical
Division

Mr. Yavuz Soyuer Civil Engineer (Responsible
Engineer)

Miss Ülkü Koçer Engineer, Responsible for
Environment

Miss Özlen Küle Engineer, Responsible for
Environment

• Department of Geology and Drilling

Mr. Aydın Kirmacioglu	Director
Mr. Orhan Yagci	Director of Geotechnical Services Division
Mr. Yuksel Tan	Director of Rock and Soil Mechanics Division
Mr. Osman Demirağ	Director of Geophysical Surveying Division
Mr. Mahmut Kiris	Director of Drilling Division
Mr. Vedat Cağlayik	Director of Reconnaissance and Material Investigation Division
Mr. Mustafa Pehlivan	Geological Engineer (Project Supervisor)
Mr. Ibrahim Vardar	Geological Engineer
Mr. Sükrü Bay	Geological Engineer
Mr. Murat Dinç	Geological Engineer
Mr. Nilgün Pehlivan	Geological Engineer

JICA Experts

Mr. Makoto Sato	Civil Engineer
Mr. Masashi Yasuda	Electrical Engineer

5) Third Stage Interim Report (November 15 - November 29, 1991)

EIE

Mr. Süheyl Elbir	General Director
------------------	------------------

• Design Department

Mr. Nezh Sazan	Director
Mr. Engin Erberik	Chief of Reconnaissance Division
Mr. Sükrü Karabiber	Chief of Dam and Hydropower Plant Project Division
Mr. Necati Kuskonmaz	Chief of Run of River Hydropower Plant Division
Mr. Mehmet Gungör	Chief of Electro-Mechanical Division

Mr. Yavuz Soyuer	Civil Engineer (Responsible Engineer)
Miss Ülku Koçer	Engineer, Responsible for Environment
Miss Özlen Küle	Engineer, Responsible for Environment

• Department of Geology and Drilling

Mr. Audin Kirmacioğlu	Director
Mr. Orhan Yağci	Director of Geotechnical Services Division
Mr. Yuksel Tan	Director of Rock and Soil Mechanics Division
Mr. Osman Demirağ	Director of Geophysical Surveying Division
Mr. Mahmut Kiris	Director of Drilling Division
Mr. Vedat Çağlayık	Director of Reconnaissance and Material Investigation Division
Mr. Mustafa Pehlivan	Geological Engineer (Project Supervisor)
Mr. Ibrahim Vardar	Geological Engineer
Mr. Sükrü Bay	Geological Engineer
Mr. Murat Dinç	Geological Engineer
Mr. Nilgün Pehlivan	Geological Engineer

JICA Experts

Mr. Makoto Sato	Civil Engineer
Mr. Masashi Yasuda	Electrical Engineer

JICA Survey Team

Mr. Shigeru Hayashi	Team Leader
Mr. Yozo Fukutake	Geologist
Mr. Toshio Tanaka	Electrical Engineer
Mr. Joji Tashiro	Designer (Civil Engineer)
Mr. Masayuki Seino	Planner (Civil Engineer)

Embassy of Japan

Mr. Katsuya Ikeda	Minister
-------------------	----------

Mr. Kitotaka Furusawa First Secretary

EPDC Ankara Office

Mr. Hiroshi Okabayashi General Manager

6) Third Stage Draft Final Report (August 1 - August 15, 1992)

EIE

Mr. Tuncer Tuncay General Director

Mr. Vural Selcen Deputy General Director

• Design Department

Mr. Nezh Sayan Director of Design Department

Mr. Sukru Karabiber Chief of Dam and Hydropower Plant
Project Division

Miss Hatice Turan Civil Engineer

• Department of Geology and Drilling

Mr. Aydin Kirmacioglu Director

Mr. Orhan Yagci Director of Geotechnical Services
Division

Mr. Osman Demirag Director of Geophysical Surveying
Division

Mr. Mustafa Pehlivan Geological Engineer

Mrs. Nilgun Pehlivan Geological Engineer

Mr. Ibrahim Vardar Geological Engineer

Mr. Sukru Bay Geological Engineer

• Department of Hydrological Surveys

Mr. Mete Turksoy Director

Mr. Mehmet Tanrikulu Manager of Hydrological Survey
Section

Mr. Hayati Hançer Hydrologist

JICA Experts

Mr. Makoto Sato Civil Engineer

Embassy of Japan

Mr. Yoichi Yamaguchi	Ambassador
Mr. Katsuya Ikeda	Minister
Mr. Kiyotaka Furusawa	First Secretary
Mr. Makoto Sakamoto	Second Secretary

Member of JICA

Mr. Hiroto Kamiishi	Energy and Mining Development Study Division
---------------------	-------------------------------------------------

JICA Survey Team

Mr. Shigeru Hayashi	Team Leader
Mr. Toshio Tanaka	Electrical Engineer
Mr. Masaaki Tanaka	Economist
Mr. Osamu Kinouchi	Civil Engineer

1.3 資 料

本計画の検討は主としてE I Eより入手した既存資料、現地調査ならびに調査工事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、経済関係資料等の詳細はAppendixに記載されている。

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	2-3
2.3 人口	2-4
2.4 経済	2-4
2.5 エネルギー資源	2-10
2.6 運輸・通信	2-13

List of Tables

Table 2-1	Climate in the Main Cities
Table 2-2	Growth Rates during Planned Development Period by Sectors
Table 2-3	Per Capital GNP
Table 2-4	Economic Activity
Table 2-5	Production of Major Industrial Commodities
Table 2-6	Agricultural Production - Major Crops
Table 2-7	Foreign Trade
Table 2-8	Primary Energy Production and Consumption
Table 2-9	Distribution of Electrical Energy Generation of Turkey over Primary Power Resources
Table 2-10	Composition of Generating Facility in 1995

第2章 トルコ共和国の一般事情

2.1 地 理

トルコは緯度42° 06' ~35° 51'、経度44° 48' ~25° 40' に囲まれ、ボスポラス海峡をはさんでヨーロッパ大陸とアジア大陸にまたがって位置している。

国土は幅650km、長さ1,560kmの長方形をしており、その面積は、779,452km²で、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、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地方にある。

国土の周囲は、南は地中海とシリア、イラク、西側はエーゲ海とブルガリア、ギリシャ、と接し、北側は黒海に面し、東側はグルジア、アルメニヤ、イラン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にあり、耕地面積は30%に過ぎない。

国土の大部分は高原状を呈し、その平均標高は、1,132mで、500m以下の標高を有する面積は20%に過ぎない。首都アンカラの平均標高は902mである。

代表的な国内河川（河長）としては、トルコ第一位のKizilirmak河（1,355km）、Sakarya河（825km）、Seyhan河（560km）、Yesilirmak河（520km）、Çohru河（410km）などがあり、国際河川として有名なTigris（523km）、Euphrates河（1,263km）がトルコ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）が代表的な湖であり、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）、Ataturk湖および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。

トルコ国の海岸の殆どは山岳が急に海に落ちこむような地形で、平野は河川の出口に小規模に存在する。このような状況の中で、Seyhan河とCeyhan河出口のAdana平野、Kizirmak河出口のBafra平野、Yesirmak河出口のÇarcamba平野とエーゲ海に出口のある中河川の河口に広がる平野とヨーロッパ大陸のErgene河流域に広がる平野等がある。

山岳地帯はグルジャ、アルメニヤやイラン、イラク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、その他、Suphan山 (4,434m)、Kackar山 (3,932m)、Erziyes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。

黒海地方：海岸線に面した山岳斜面に森林地帯が分布し、比較的湿度が高いため、榿、ぶな等が多い。

エーゲ海・地中海沿岸地方：乾燥地帯の気候に属し山陵部に沿ってオリーブ、柑橘、松が多い。

アナトリア高原地方：農耕地と自然牧草地、点在する森林からなっている。

2.2 気 候

トルコ国は、北側は黒海、西側にエーゲ海、南側を地中海と三方を海に囲まれ、南側半分と東側をユーラシア大陸に接続しており、その気候はその場所によりかなり異なる。気候は地域別に次のように大別できる。

乾燥地域の中央部地域（中央アナトリアとユーラシア大陸に接続している南部の地域）、温暖であるが盛夏は雨が少なく暑い地中海性気候の地中海地域、標高が高く年間の寒暖の差が激しい大陸性気候の東部地域、および比較的雨と霧の多い黒海部地域、に分けられる。

年間の日照時間は北から南に1,800時間から3,200時間と南ほど太陽の日照が多い。

2.2.1 気 温

気温の地域別概要は次のとおりである。

黒海地方の平均的気温は14℃～15℃と温和で、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、地中海地方の年平均気温は18℃～20℃である。しかし夏は27℃以上に達し相当に暑い、冬期は8℃～12℃と温暖である。いわゆる地中海性気候を呈している。

一方、内陸の中央部地域の年平均気温は11℃～20℃ある。しかし盛夏には乾燥と灼熱の状態となり暑い。

内陸の東部地域は標高の差異により年平均気温は4℃～18℃と大きな相違があり、寒暖の差が著しい大陸性気候に特徴づけられ、極寒期には零下20℃以下になる地域が多い。

2.2.2 降 雨

降雨の地域別概要は次のとおりである。

黒海地方の年間降雨はトルコで最も多く、雨の降り方は、やや冬期に多いが、年間を通して降雨がある。従って、この地域の植生は非常に成育状態が良い。地中海地方は、年間降雨はかなりあるが、夏期の雨量は極端に少ない。中央部地域の年間降雨は400mm以下で、乾燥して半砂漠となっている所がある。東部地方の年間降雨は400mm内外であり、山岳地帯のため冬期に積雪となる。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 Precipitation (mm)
			Average	Lowest	Highest		
Istanbul	Mar.	39	14.0	-16.1	40.5	75	677.4
Ankara	Cent. A.	885	11.7	-24.9	40.0	60	371.6
Izmir	Aegean	25	17.6	-8.2	42.7	65	698.0
Adana	Medet.	20	18.8	-8.4	45.6	66	641.6
Edirne	Thrace	48	13.5	-22.2	41.5	70	597.2
Bursa	Mar.	100	14.4	-25.7	42.6	69	705.8
Antalya	Madit	42	18.6	-4.6	44.6	69	1,064.8
Urfa	A. East A.	547	18.1	-12.4	46.5	48	467.5
Zonguldak	W. Black S.	136	13.5	-8.0	40.5	73	1,223.8
Rize	E. Black S.	4	14.1	-7.0	38.2	77	2,323.2
Van	East A.	1,725	6.6	-28.7	37.5	60	377.0
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	1,206.4
Erzurum	East A.	1,869	7.2	-35.0	35.0	63	452.8

Source: General Directorate of Meteorology
STATISTICAL YEAR Book of Turkey 1989

2.3 人 口

1990年末現在の総人口は56,400,000人で、都市部と地方の比率は59:41で、近年人口の都市集中が進んでいる。ちなみに1980年の都市と地方の人口比率は44:56であった。

2.4 経 済

トルコの経済の特色は、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る。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5ヶ年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、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6次5ヶ年計画(1990~)を実施中である。第4次5ヶ年計画(1979~1983)では $10,595 \times 10^9$ T・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、第2次石油ショックの影響を受け計画値を大幅に下廻り約2.0%にとどまった。

第5次5ヶ年計画(1984~1989)では石油ショックから立直り、GNPによる経済成長率はTable 2-2 に示すように6.1%に達している。

又、近年の工業化により1人当りのGNPの伸びも目ざましく、1990年のUSドルベースで、US\$ 2,595/1人となっている。近年の1人当りGNPをTable 2-3 に示す。

第5次5ヶ年計画では、総額 $14,413 \times 10^9$ T・L(1983年ベース)の投資を予定している。その内訳は公共部門が57%、民間部門が43%で、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%である。これにより、年平均GNPの伸び率 6.3%を達成しようとする計画であった。

1983~1990の8年間における主要経済指標は Table 2-4 に示す通りである。

トルコ国の産業活動は近年農業、鉱業から工業に比重が移ってきているが、未だ農業分野の比重が高い。鉱工業の分野では、Table 2-5、Table 2-6にみられるように自動車やトラック等のVehicle類、PolyethyleneやPVCの化成品、鉄鋼等の伸びが著しい。確かな足どりで工業化が進んでいるとみることができる。

トルコの最近の貿易状況を見ると Table 2-7の通りである。

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

	1st Plan Average (1963-1967)	2nd Plan Average (1968-1972)	3rd Plan Average (1973-1977)	1978 Average	4th Plan Average (1979-1983)	5th Plan Average
1. Agriculture						
a. Target	4.2	4.1	4.6	4.1	5.3	
b. Realisation	3.1	3.5	3.5	2.7	2.2	4.8
2. Industry						
a. Target	12.3	12.0	11.2	8.0	9.9	
b. Realisation	10.8	7.8	9.8	6.6	1.7	7.6
3. Services.						
b. Realisation	7.3	7.9	7.9	4.1	2.6	5.3
4. Gross Domestic Product						
b. Realisation	6.4	6.8	7.3	4.3	2.3	5.7
5. Gross National Product						
a. Target	7.0	7.0	7.9	6.1	8.0	6.3
b. Realisation	6.6	7.1	6.5	2.9	2.1	6.1

Source: Economic Report (Turkey) 1991
Publication No. 1991/13

Table 2-3 Per Capital GNP

Year	1976	1981	1986	1987	1988	1989	1990
Per Capita GNP*	1,020	1,012	1,124	1,628*	1,690*	1,947*	2,595*

* As of new series of GNP

Table 2-4 Economic Activity

Item	Unit	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
GNP (Current Price)	10 ⁹ TL	11,551.9	18,374.8	27,789.4	39,177.2	58,564.8	100,582.2	170,412.4	287,754.2
Foreign Deficit	10 ⁹ TL	409.5	513.3	525.0	1,023.0	818.9	-2,267.5	(-0.6)	(-3.1)
Total Resources	10 ⁹ TL	11,961.4	18,888.2	28,314.0	40,200.2	56,596.1	98,314.7	2.3	12.3
Growth Rate ^{1/}	%	3.3	5.9	5.1	8.1	7.4	3.6	1.9	9.2
Total Investment	10 ⁹ TL	2,311.0	3,549.9	5,795.7	9,654.8	13,947.4	24,231.4	(-1.4)	(16.1)
Fixed Capital Investment	10 ⁹ TL	2,182.0	3,285.7	5,554.1	9,120.7	13,886.2	24,182.3	(-0.8)	(8.6)
Stock Changes	10 ⁹ TL	128.9	263.2	241.7	534.2	61.2	49.1	(-0.1)	(1.8)
Total Consumption	10 ⁹ TL	9,650.4	15,339.3	22,512.7	30,545.4	42,628.7	74,083.3	(3.6)	(11.1)
GNP by Origin									
Agriculture	%	21.4	21.0	18.8	18.2	17.9	17.5	16.7	18.1
Industry	%	26.4	27.1	31.6	32.0	32.1	32.4	31.4	29.3
Services	%	52.2	51.9	49.6	49.8	50.0	50.1	51.8	52.6
Per Capita GNP ^{2/}	TL	241,347	37,462	550,407	762,612	1,421,000	2,413,000	4,163,000	6,837,000

^{1/} : Producers' VALVES at 1968 prices

^{2/} : Current Producers' Prices

() Growth rate from 1988 (1988 price)

Source : The Turkish Economy '91 (TUSIAD) Economic Report '91

Table 2-5 Production of Major Industrial Commodities

	Unit	1987	1988	1989	1990
MINING					
Hard Coal (1)	(Th. Tons)	7,084	6,688	6,259	5,604
Lignite (1)	(Th. Tons)	46,481	39,025	51,863	45,826
Crude Petroleum	(th. Tons)	2,629	2,565	2,877	3,720
MANUFACTURING					
Cotton Yarn (2)	(Tons)	54,134	49,916	42,138	44,858
Wool Yarn (2)	(Tons)	4,523	4,338	3,958	4,378
Filtered Cigarette	(Tons)	52,460	55,598	56,450	56,480
Raki & Beer	(Ml. Lts)	293	322	375	432
Newsprint	(Th. Tons)	159	107	135	166
Kraft Paper	(Th. Tons)	112	83	95	103
Sulfuric Acid (2)	(Th. Tons)	586	732	617	716
Nitrogen Based Fertilizers	(Th. Tons)	4,042	4,018	2,806	3,035
Phosphate Based Fertilizers	(Th. Tons)	3,649	3,822	2,796	3,175
Polyethylene	(Tons)	207,722	232,515	234,032	235,599
PVC	(Tons)	108,721	130,829	129,454	136,655
LPG	(Th. Tons)	603	706	684	692
Naphta	(Th. Tons)	1,512	1,830	1,582	1,525
Gasoline	(Th. Tons)	2,607	2,504	2,582	2,855
Motor Oil	(Th. Tons)	6,584	6,559	6,170	6,558
Fuel-Oil (4,5,6)	(Th. Tons)	8,150	8,993	8,007	8,243
Bottles & Glass Articles	(Th. Tons)	257	312	334	377
Crude Iron	(Th. Tons)	4,100	4,462	3,523	4,827
Steel Ingot	(Th. Tons)	7,044	8,008	7,854	9,413
Blistered Copper	(Tons)	19,445	12,910	21,306	18,840
Alumina	(Tons)	95,236	181,662	200,560	177,915
Cement	(Th. Tons)	21,980	22,675	23,800	24,416
Tractor	(No.)	35,995	31,327	19,602	30,799
Automobile	(No.)	107,185	120,796	118,095	166,222
Truck	(No.)	13,386	12,766	11,581	16,679
Bus and Minibus	(No.)	10,597	8,913	8,846	14,331
ENERGY					
Electrical Energy	(Bil. Kwh)	44.353	48.049	52.043	57.542
VALUE ADDED IN INDUSTRY					
(AT 1968 PRICES)	(Bil. Tl.)	69.218	71.389	73.601	80.231

Sources: SIS-SPO 1-Pithead Production 2-Public sector

Table 2-6 Agricultural Production-Major Crops

(In thousands of tons)

	1987	1988	1989	1990
CEREALS				
Wheat	18,900	20,500	16,200	20,000
Barley	6,900	7,500	4,500	7,300
Maize	2,400	2,000	2,000	2,100
PULSES				
Lentils	925	1,040	520	850
Chick Peas	725	778	683	860
Dry Beans	210	211	193	210
INDUSTRIAL CROPS				
Sugar Beet	12,717	11,534	10,929	13,986
Cotton	558	673	608	635
Tobacco	182	214	270	288
OIL SEEDS				
Cotton Seed	892	1,077	972	1,015
Sunflower	1,100	1,150	1,250	860
Groundnut	80	60	50	63
FRUITS & NUTS				
Grape & Fig	3,655	3,700	3,709	3,800
Citrus Fruits	1,343	1,445	1,443	1,470
Hazelnut	280	403	550	375
Apple	1,680	1,950	1,850	1,900
VALUE ADDED IN AGRICULTURE				
(AT 1968 PRICES, BILLIONS OF TL,)	56.234	60.750	54.188	60.472

Source: SIS 1-1990 Figures are based on third provisional estimate.

Table 2-7 Foreign Trade

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Exports : Total (FOB)	5,728	7,134	7,958	7,457	10,190	11,662	11,625	12,960
Agricultural Product	1,881 (32.84)	1,749 (24.52)	1,719 (21.60)	1,886 (25.29)	1,853 (18.18)	1,270 (10.89)	932 (8.02)	949 (7.32)
Processed and Manufactured Products	3,658 (63.86)	5,145 (72.12)	5,995 (75.33)	5,324 (71.40)	8,065 (79.15)	10,035 (86.05)	10,282 (88.45)	11,683 (90.15)
Mining and Quarrying Products	189 (3.30)	240 (3.36)	244 (3.07)	247 (3.31)	272 (2.67)	357 (3.06)	411 (3.53)	328 (2.53)
Imports : Total (CIF)	9,235	10,757	11,613	11,105	14,163	14,335	15,792	22,302
Agriculture and Livestock	138 (1.49)	417 (3.88)	375 (3.23)	457 (4.12)	782 (5.52)	499 (3.48)	1,041 (6.59)	1,319 (5.91)
Mining and Quarrying	3,864 (41.84)	3,908 (36.33)	3,626 (31.22)	2,146 (19.32)	3,034 (21.42)	2,861 (19.96)	2,902 (18.38)	3,989 (17.89)
Industrial Products	5,117 (56.06)	6,338 (58.92)	7,342 (63.22)	8,502 (76.56)	10,347 (73.06)	10,975 (76.56)	11,849 (75.03)	16,995 (76.20)

Source : The Turkish Economy '91 (TUSIAD)

1990年における輸出の主なものは繊維、加工食品、穀物、葉たばこ、ナッツ等の農産物、皮革製品、金属製品等である。一方輸入の主なものは原油、機械、化学製品、鉄鋼、小麦、電気製品、自動車などである。輸入額のうち機械類の占める割合は16%で、次いで原油が16%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、米国、イタリー、英国、フランス、サウジアラビア

輸 入 —— 西独、米国、イタリア、フランス、日本、イラク、英国

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、1990年において輸出 $12,960 \times 10^6$ \$、輸入 $22,302 \times 10^6$ \$で約 $9,342 \times 10^6$ \$の赤字であった。

2.5 エネルギー資源

トルコ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、1990年までにその22%が開発されている。

トルコ国産のエネルギー資源としては、この水力のほか、主なものに石油（推定埋蔵量 57×10^6 ton）、石炭（同 $12,900 \times 10^6$ ton）、天然ウラン等がある。

しかしながら、石油の産出は、国内需要の1~2割程度を満たすに過ぎず、石炭は、大部分がリグナイトであるため、産業用には不向きで、暖房や火力発電用燃料に当てられている。

Table 2-8 にはトルコ国における一次エネルギーの生産と使用状況を示してある。これによると主要エネルギー源であるLignite、水力、木材燃料、動植物から得られるエネルギーは自国で生産されたものでまかなわれているが、石炭 (Hard Coal)、Natural Gas、石油の殆どが輸入に頼っており、電力もわずかであるが輸入している。特に、Natural Gasの輸入増加が顕微で、これは都市市民用の燃料、暖房及びガス火力発電をまかなうために輸入されたものである。又、第5章にも述べられるがトルコ国に於いてはガス火力発電所が急激に増加することから、益々Natural Gasの輸入が増加するものと思われる。輸入先は資源の賦存状況からロシア及びイランであろう。

輸入炭も又原料炭及び燃料炭として輸入量が増してゆくであろう。しかし石油は電力エネルギーのために輸入されることは殆どないと思われる。

Table 2-8 Primary Energy Production and Consumption

(Unit: Thousand tons)

		1985	1986	1987	1988	1989
Total	Production	23,355	24,847	27,310	28,013	27,769
	Consumption	40,818	43,781	49,310	50,614	52,311
Coal	Production	2,199	2,151	2,111	1,946	1,973
	Consumption	3,839	3,979	4,567	4,885	4,687
Lignite	Production	8,212	8,949	9,827	8,603	10,478
	Consumption	7,933	8,879	9,189	7,932	10,041
Asphaltite	Production	225	261	271	268	175
	Consumption	225	261	271	268	170
Natural Gas	Production	62	416	270	90	158
	Consumption	62	416	669	1,115	2,878
Petroleum	Production	2,216	2,514	2,762	2,692	3,020
	Consumption	18,134	19,623	22,496	21,967	22,522
Hydraulic	Production	2,691	2,652	4,159	6,467	4,005
	Consumption	2,691	2,652	4,159	6,467	4,005
Geothermal	Production	1	10	13	15	14
	Consumption	1	10	13	15	14
Wood	Production	5,210	5,271	5,308	5,313	5,345
	Consumption	5,210	5,271	5,308	5,313	5,345
Animal and Vegetable Waste	Production	2,539	2,622	2,586	2,614	2,580
	Consumption	2,539	2,622	2,586	2,614	2,580
Imports of Electricity	Production	-	-	-	-	-
	Consumption	184	67	49	33	48
Other	Production	-	1	3	5	21
	Consumption	-	1	3	5	21

Source: Ministry of Energy and Natural Resources

原子力発電の第1号機も今世紀中の実現予定はない。

以上から、水力発電とリグナイトによる火力発電を柱とする電力が、トルコの工業化を支える基幹産業として、重要な役割を果たしていることが窺える。

トルコ国における電力構成の推移は、Table 2-9に示す通りであるが、このTableからは、天然ガスや地熱による発電が近年急速に伸び、1989年には、石油火力に取って替わっていることがわかる。

Table 2-9 Distribution of Electrical Energy Generation of Turkey over Primary Power Resources

Years	Hard Coal	Lignite	Oil Products	Other (1) Fuels	Hydraulic	Total
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	Gwh
1980	3.9	21.7	25.0	0.6	48.8	23,275
1981	3.6	21.3	23.6	0.4	51.1	24,673
1982	3.4	20.8	22.4	-	53.4	26,552
1983	2.9	28.5	27.1	-	41.5	27,347
1984	2.3	30.7	23.0	0.1	43.9	30,613
1985	2.1	41.8	20.7	0.2	35.2	34,219
1986	1.9	47.0	17.6	3.5	29.9	39,695
1987	1.4	38.4	12.4	5.8	42.0	44,353
1988	0.7	25.3	6.9	6.8	60.3	48,049
1989	0.6	38.3	8.2	18.4	34.5	52,043

- 1) Generations provided until 1981 through the utilization of fuels such as wood, husk, furnace gas, coke gas etc.
 Generation in 1984 was provided only from geothermal resources whereas, from 1985 onwards, it was provided from geothermal and natural gas resources.

又、トルコ電力公社が1991年8月に作成した発電の長期計画による1995年末における設備出力、並びに使用資源別構成は、Table 2-10に示す通りである。この表に示されているように1995年での水力-火力の設備出力の構成比はほぼ50:50である。しかしこの構成比率は上記資料によれば2000年には54:46、2005年には59:41と年を追うに従って火力-の構成比率が高くなっていく。

又電力長期計画によれば、Lignite火力が引続いて開発されると共に、天然ガスや輸

入炭による発電が大幅に増加するよう計画されている。水力発電も又積極的に開発される計画となっている。

Table 2-10 1995年末における設備出力の使用資源別構成

Table 2-10 Composition of Generating Facility in 1995

	Capacity (MW)	Percentage (%)	Composition of Thermal and Hydro (%)		Percentage of Imported Fuel (%)	
			Hydro	Thermal	Domestic	Import
Hydro-electric	10,881.0	49.65	Hydro	49.65	Domestic	78.94
Lignite	6,077.3	27.73	Thermal	50.35		
Hard Coal	326.4	1.49				
Geothermal	15.0	0.07				
Natural Gas	2,555.4	11.66				
Heavy Oil	1,690.9	7.72				
Diesel	368.1	1.68	Import	21.06		
Total	21,914.1	100	100		100	

2.6 運輸、通信

トルコ国内の輸送手段としては、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、うち92%が舗装されている。輸送システムのなか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60%が乗用車である。鉄道の総延長は10,186kmで、うち本線が8,439km(うち電化479km)、支線1,747km(うち電化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、東西貿易の要めにあつたため、国際貿易港10のほかに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、イズミールの3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。

通信手段である郵便、電信、電話はよく整備されている。

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、テレビ放送は、普及率は低い、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の一般概況

	頁
3.1 計画地域周辺の一般概況	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	3-2
(1) 水力発電開発計画	3-2
(2) かんがい計画	3-4
3.2 計画地域内の一般概況	3-5
3.2.1 地勢および自然概況	3-5
(1) 地勢	3-5
(2) 自然概況	3-5
3.2.2 自然および社会環境	3-6
(1) 自然環境	3-6
(2) 社会環境	3-7

第3章 計画地域および周辺の一般概況

3.1 計画地域周辺の一般概況

3.1.1 一般概況

本計画はÇoruh川の支流のOltu川に計画されており、Oltu川の流域は北緯40° 59' ~ 40° 58'、東経41° 07' ~ 42° 38' に囲まれたトルコ国東北部に位置している。

Oltu川流域は、北側にはHorasan Tepe (EL. 2, 842m)、南側にTopyolu (EL. 2, 727 m)、西側にMescit Tepe (EL. 3, 239m) やDumlu Dag (EL. 3, 169m)、東側にAllakuekber Tepe (EL. 3, 120m) に囲まれ、起伏に富んだ山岳地形を呈している。

Oltu川はTopyolu Tepeを源として北流するOltu川本流並びにDumlu Dagに源を発し北流するTortun川の2河川がGargürü下流で合流してOltu川となる。Oltu川はGargürü下流で西流を続けるÇoruh本流とYusufeli町の下流で合流する。

Oltu川流域は大陸性気候に属しており年間降雨量は300mm~500mmである。比較的降水量の多い月は4月~7月である。

流域内の町Oltuの気温は年間平均、年間最高および年間最低はそれぞれ9.8℃、39.0℃および-24.1℃である。寒暖の差はかなり激しい。

Oltu川流域はErzurum, KarsおよびArtvin県の3県にまたがっており、これら3県の面積および人口(1990年現在)は次の通りである。

	面積 (km ²)	人口 (人)	人/km ²
Erzurum	25,066	848,840	34
Kars	18,557	666,167	36
Artvin	7,436	212,226	29

Oltu川流域内にはTortum, Narman, Senkaya, Oltu, Olurの5郡部があり、その総人口は1985年現在で170,833人で1 km²当りの人口密度は約2.5人である。

流域内の住民は主として農業と牧畜を行っている。農耕地は全流域の面積の6%に過ぎず、モモ、アンズ、マルメロ、マルベリー等数種類の果樹と小麦、大麦、じゃが芋、とうもろこし等が栽培されている。

また、流域内に主要産業はないが、OltuとTortumにおいては塩、石炭、クロムが発見

され、採掘されている。

流域内にはアスファルトで舗装された国道950号と060号が通過している。国道950号はHopa-Artvivi-Yusufeliを経てTortum川を上流に向かい、Tortumを通ってErzurumに至る道路である。国道060号はTortum川とOltu川の合流点でルート950号と分かれ、Oltu川を遡りAsahgiで、Karsに向かうルートとTortumに向かうルートに分かれる国道である。

Hopaには港湾設備があり、Erzurumには航空便と鉄道便がある。

3.1.2 水資源開発計画とその現況

(1) 水力発電開発計画

Coruh川水力発電計画に関するマスタープランが1982年E I Eによって立案され、又その後現在までに各地点のフィジビリティスタディ等が実施され、これをTEKが1991年8月にWASPモデルによるトルコ長期発電消費調査として取まとめたものがある。

これによれば本流の開発計画は11のダムおよび発電所を建設し設備出力2,454MWと年間発生電力量7,921GWhを得るものである。これらの内訳は下記の通りである。

	設 備 出 力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)
1. Laleli ダムおよび発電所	99	204
2. Ergücek "	7	20
3. Ispir "	54	327
4. Gullubag "	84	285
5. Akus "	46	144
6. Arkun (旧Karakale) "	207	645
7. Yusufeli "	540	1,705
8. Artvin (旧Inanli) "	332	989
9. Deriner (旧Artvin) "	670	2,118
10. Borcka "	300	1,039
11. Muratli "	115	445
合 計	2,454	7,921

上記マスタープランには各支流についても各々多数の開発地点が計画されている。このうち主要支流の1つであるOltu川については、中流部の標高1100m付近より、下流Yusufeli貯水池背水終端付近までの間に、Olur, Ayvali, Sakartepe の3つに開発地点が段階的に計画されている。

1990年E I EはOltu川流域マスタープランを新たに立案している。このマスタープランではOlur, Ayvali両計画による、2段開発計画をOltu川の水力発電開発計画として、選定している。

Oltu川支流については、左岸支流Tortum川に流れ込み式発電計画としてCayasan計画地点を選定している。

下表にCayasan 計画を含むOltu川の3つの開発計画を示す。

	設 備 出 力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)
1. Olurダムおよび発電所	46.0	158.6
2. Ayvaliダムおよび発電所	170.0	426.5
3. Cayasan ダムおよび発電所	17.0	84.4
合 計	233	669.5

Oltu川を除くCoruh 川の支流については、レコネッサンス段階の開発計画によれば22発電所を建設し、総設備出力706.4MW と総年間開発電力量1,875.9hが得られることとしている。

これらの概略の内訳は下記の通りである。

	発電所	設 備 出 力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)
North Creeks開発計画	7	144.6	381.0
Altiparmak開発計画	4	233.0	509.6
Berta 開発計画	7	257.5	770.9
Lower Coruh 支流開発計画	4	81.5	214.4
合 計	22	706.4	1,875.9

上記計画の外にCoruh 川右岸の支流Tortum川に設備出力26MWのTortum第1水力発電所が建設され、現在運転中である。この電力はHopa変電所まで154KVの送電線により連系されている。

(2) かんがい計画

現在レコネッサンス段階の調査であるがÇoruh川上流においてBayburt平地かんがい開発計画がある。

これによると、総面積27,084haをかんがいの計画になっている。

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

Oltu川の全流域面積は7,000km²、全長は約150km、年間流入量はAyvali地点で813×10⁶ m³で、本計画はOltu川の中流域に位置している。計画地域は一般的に急峻な山岳部に属するが、Olurダムより上流には比較的なだらかな河岸段丘が広がっているがその下流は急峻な山岳地帯に属する。河岸段丘には集落が散在し、社会生活が営まれている。

地域内の主要な山岳はHorasan Tepe (EL. 2,842)、Topyolu (EL. 2,727m)、Mescit Tepe (EL. 3,239m)、Dumlu Dagi (EL. 3,169m) やAllaküekber Tepe (EL. 3,120m) 等があり、3,000m級の山岳が流域の周囲を取り囲んでいる。Oltu川の大きな支流は本計画の域外にあるTortum川があるが、流域内ではOlur貯水池末端の右岸に流入するPenek川が大きく、他はAyvali貯水池に流入する小流域のOlur川およびTovuskar川がある。

(2) 自然概況

1) 地 質

本計画地点のあるOltu川流域には主として中生代のYusufeli層、Ayvali火山岩類、Pügey層、第三紀のOltu層が分布している。Yusufeli層はオフィオライト、緑色片岩、塩基性凝灰岩、粘板岩等からなり、Ayvali火山岩類は酸性及び塩基性溶岩、凝灰岩等からなる。Pügey層は主としてマール、石灰岩の細互層よりなり、Olur層は、固結度の低い粘土岩、マール、砂岩、礫岩よりなる。

本計画地点のうち、Olur貯水池では、その終端付近より上流にはOltu層が、それより下流側にはYusufeli層、Ayvali火山岩類が分布する。Olurダムより下流部、すなわちOlur導水路、同発電所、Ayvaliダム、同放水路の大部分はAyvali火山岩類よりなる。Ayvali放水路の終端付近には、Pügey層が分布している。

2) 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。トルコ国内の大きな断層帯として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とが存在する。地震断層は必ずしも活断層と一致するものでないが、活断層はその周辺に存在することが多い。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、両断層が交叉する地点より100~150km北に位置しており、計画地点の近傍（あまり近くないが）には中規模の地震の記録もある。しかし本計画の地域は地震多発地域には属さず、いわゆる地震帯の縁辺部に位置している。1972年に出版された“the Map of Earthquake Regions by the Ministry of Civil Works”によれば本計画地点は2nd degree Zoneに属している。

3) 気 象

Coruh川の流域は、下流部の最も雨量の多い黒海気候と上流部の大陸性である東部気候に分けられる。計画地域のOltu川はCoruh川中流部右岸で合流し東部に位置し、東部気候の地域にある。従って、気温の寒暖の差は激しく、最寄りのOltu気象観測所の記録によれば年平均気温は9.8℃であるが、夏期の平均年間最高気温39℃、冬期の平均年間最低気温-24℃である。降雨は平均年間雨量400mmであり、その大半は雨期の4月~7月間に降る。降雪は11月~4月にかけてあり、観測史上最高積雪は2月に61cmを記録している。

3.2.2 自然および社会環境

自然および社会環境は13章「環境への影響」において詳細に扱うが、ここにその概要を示す。

(1) 自然環境

1) 景 観

計画地域近傍は峡谷地帯であり、茶色に濁ったOltu川、川沿いに広がる狭い河岸段丘、岩盤の露出した裸地の山、所々に散在する小集落、川沿いの緑の耕作地、その周辺のポプラ並木、草の少ない放牧地等がある。全体としては、緑の峡谷と茶色の雄大で急峻な山々とのコントラストが明瞭で、乾燥台地としての景観を示している。

2) 植 生

貯水池計画地は、荒地もしくは耕作地で、森林と言えるものは存在しない。樹木としては河川沿いに植えられたポプラ並木が存在す程度である。河川両岸は急峻で植物の分布は非常に乏しい。

3) 動物

野生生物としてはRabbit, Wild Goat, Badger(アナグマ類), Water Sable (クロテン類), Wolf, Marten (テン類)等が生息している。両生類、爬虫類では、ヘビ類やWater Snakeがいるとされ、トカゲ類、カエル類が多く見られる。鳥類は19種類があり、Sparrow (スズメ類), Crow (カラス類)等が主なものである。Olur貯水池近傍およびAyvail貯水池近傍で、コイ科の魚類が生息している。

Oltu川の一支流である、Cataksu 川上流域ではマス科の生息があるとされている。

4) 水質

Oltu川の水の水質測定結果によれば、透視度は4 cm以下、浮遊物質(SS)は340~820 mg/lでSSが高い。化学的酸素要求量(COD)は24~32mg/lである。総窒素(T-N)は0.24~0.58mg/lであり、このうち亜硝酸態窒素($\text{NO}_2\text{-N}$)は、0.14~0.019 mg/lであり、アンモニア態窒素($\text{NH}_4\text{-N}$)および硝酸態窒素($\text{NO}_3\text{-N}$)は定量限界値(それぞれ0.01、0.001 mg/l)未満と低い値を示している。総リン(T-P)は0.58~2.08mg/lで濃度が高い。溶存酸素量(DO)は7.2~8.7 mg/lと豊富である。水素イオン濃度(PH)は8.1~8.3である。

(2) 社会環境

1) 人口

Ayvail貯水池内に存在する集落としては、Tasliköy, Catger, Asagi, Sefkar, Yeniba, Dokens等があり、その人口はおおよそ3,000人程度と推定されている。また、Olur貯水池内に存在する集落として、Kaledibi, Saglicak, Kecili, Toklu等があり、その人口はおおよそ1,200人程度と推定されている。

2) 公共施設

計画地域には、公共施設として、学校、モスク、墓地、集会所、郵便局、ヘルスセンター等がある。ヘルスセンターでは、医療サービスが行われている。

3) 交通

計画地域への主な進入路としては、黒海に面したTrabzonを通る国道010号を經由して国道060号を、またはErzurumを通る国道950号を經由して国道060号を利用する方法がある。国道060号の交通量は、聞き取り調査によれば、1日あたり50~100台程度で、利用車両は輸送用の大型車、地元住民の生活用の乗用車、小型ト

ラック等である。

4) 産 業

OlurおよびAyvali貯水池地域の畜産業は牧畜が主体で、cattle, sheep, goatなどが放牧されている。また、灌漑農業が行われており、キュウリ、トマト、豆類、コショウ、カボチャ、スイカ、メロン等が作られており、トマト、キュウリが多い。果樹では、モモ、アズキ、ナシ、マルメロ、リンゴ、マルベリー、プラム、ブドウ等が栽培されている。

又商業活動の中心となるような町は計画地域にはなく、近傍ではOlur、Oltu、及びYusfeliの町で日常生活品や農業活動に必要な機器器具の調達がなされている。

5) 文化財・レクリエーション

計画地域のレクリエーション施設としては、Olmanagzi 村近傍の山間地にハイキングコース、キャンプ場が、またIriagac 村の付近にはSinnek森林がある。

また、遺跡については、Olur計画地域に3件、Ayvail計画地域のTaslköy村に1件確認されている。

第 4 章 トルコの電気事業

第 4 章 トルコの電気事業

	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
(1) 電力供給設備の現状	4-4
(2) 水力発電所	4-5
(3) 送配変電設備	4-6
4.4 電力需要供給の現状	4-7

List of Figures

- Fig. 4-1 Distribution of Electrical Energy Generation of Turkey and TEK Over Primary Power Resources

List of Tables

- Table 4-1 Development of Installed Capacity of Turkey and TEK (MW)
- Table 4-2 Turkey's Development of Generation (GWh)
- Table 4-3 Distribution of Electrical Energy Generation in 1990 Turkey and TEK Over Primary Power Resources (GWh)
- Table 4-4 Outline of TEK's Thermal Power Plants (1990)
- Table 4-5 Outline of TEK's Hydropower Plants (1990)
- Table 4-6 Outline of TEK's Transmission and Distribution System (1990)
- Table 4-7 Demand/Supply Balance, Plant Factor, Load Factor in Turkish Power System
- Table 4-8 TEK's Energy Balance-Sheet and Sales
- Table 4-9 Distribution of Power Output During Peak Demand in 1989

第4章 トルコの電気事業

4.1 電力の現状

トルコにおける発電設備容量は、この10年間までめざましい伸びを示していた。1979年末に5,118.7MWであった総設備容量は、1990年末にはその約3倍にあたる16,315.1MWに達した (Table 4-1 参照)。また、年間供給電力量は、Table 4-2 にみられるように、この10年間で2倍強となっている。

Table 4-1 Development of Installed Capacity of Turkey and TEK (MW)

YEARS	TURKEY				TEK			
	THERMAL	HYDRAULIC	TOTAL	INCREASE%	THERMAL	HYDRAULIC	TOTAL	INCREASE%
1979	2987.9	2130.8	5118.7	-	2178.8	1872.0	4050.8	-
1980	2987.9	213.08	5118.7	0.0	2178.8	1872.0	4050.8	0.0
1981	3181.3	2356.3	5537.6	8.2	2344.7	2097.5	4442.2	9.7
1982	3556.3	3082.3	6638.6	19.9	2719.7	2823.5	5543.2	24.8
1983	3695.8	3239.3	6935.1	4.5	2937.6	2998.5	5936.1	7.1
1984	4584.3	3874.8	8459.1	22.0	3542.9	3644.2	7187.1	21.1
1985	5244.3	3874.8	9119.1	7.8	4147.9	3644.2	7792.1	8.4
1986	6235.2	3877.5	10112.7	10.9	5141.8	3644.2	8786.0	12.8
1987	7489.3	5003.3	12492.6	23.5	6290.9	4720.1	11011.0	25.3
1988	8299.8	6218.3	14518.1	16.2	7046.4	5935.4	12981.5	17.9
1989	9208.4	6597.3	15805.7	8.9	7939.0	6298.1	14237.1	9.7
1990	9550.8	6764.3	16315.1	3.2	8261.7	6465.1	14726.8	8.4

注) TEK作成のオリジナル参照

Table 4-2 Turkey's Development of Generation(GWh)

YEARS	THERMAL	HYDRAULIC	TOTAL	INCREASE%	IMPORT	GROSS SUPPLY	INCREASE%
1979			22522	-	1044	23566	-
1980	11927	11348	23275	3.3	1341	24616	4.5
1981	12057	12616	24673	6.0	1616	26289	6.8
1982	12385	14167	26552	7.6	1773	28325	7.7
1983	16004	11343	27347	3.0	2221	29568	4.4
1984	17187	13426	30613	11.9	2653	33266	12.5
1985	22174	120.4	34219	11.8	2142	36361	9.3
1986	27822	11873	39695	16.0	777	40472	11.3
1987	25735	18618	44353	11.7	572	44925	11.0
1988	19099	28950	48049	8.3	372	48430	7.8
1989	34103	17940	52043	8.3	559	52602	8.6
1990	34395	23148	57543	10.6	176	56812	8.0

注) TEK作成のオリジナル参照

電力資源別の1990年における発電実績は、Table 4-3 および Fig. 4-1 に示す通りであり、水力・火力の比率は、40 : 60となっている。

Table 4-3 Distribution of Electrical Energy Generation in 1990 Turkey and TEK Over Primary Power Resources(GWh)

RESOURCES	TEK'S GENERATION	NON-TEK GENERATION	TURKEY'S GENERATION	RATIO OVER TOTAL GENERATION%
HARD COAL	563.6	57.2	620.8	1.1
LIGNITE	19241.1	319.4	19560.5	34
OIL PRODUCTS	622.1	3319.5	3941.6	6.9
HYDRAULIC	22156.1	991.6	23147.7	40.2
GEOTHERMAL	80.1	-	80.1	0.1
NATURAL GAS	10191.2	1.1	10192.3	17.7
TOTAL	52854.2	4688.8	57543	100.0

注) T E K作成のオリジナル参照

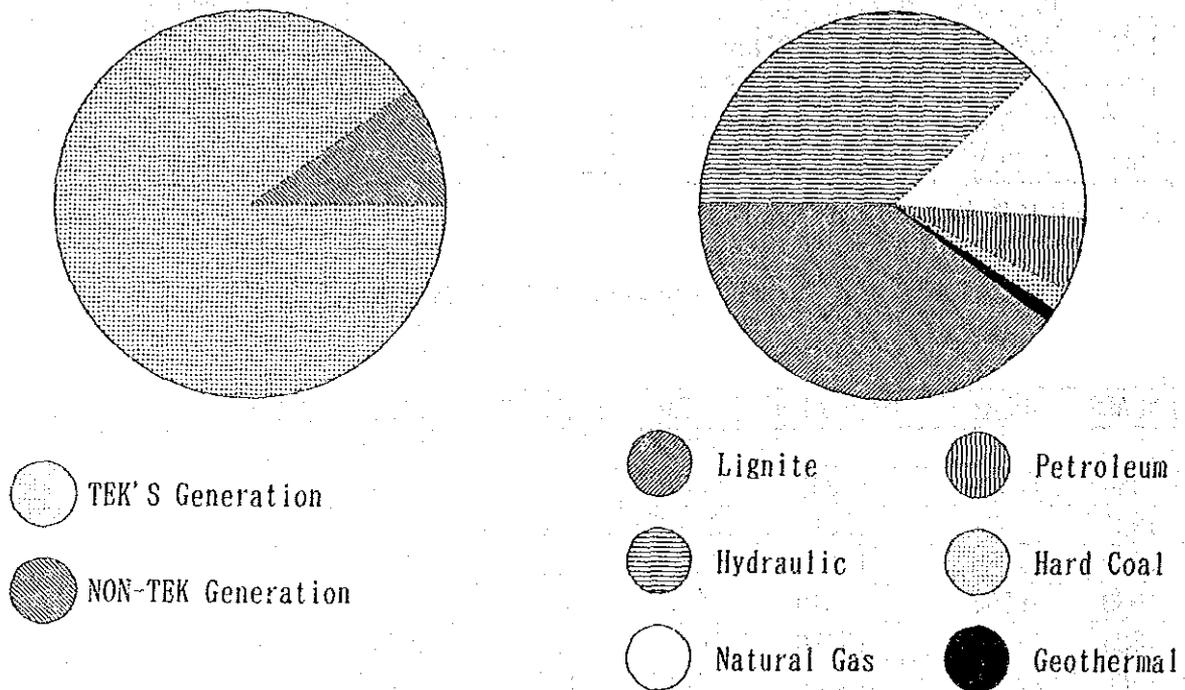


Fig. 4-1 Distribution of Electrical Energy Generation of Turkey and TEK Over Primary Power Resources

4.2 電気事業者

トルコでは、次に述べる3つの政府機関が電気事業に関っており、その概要は次の通りである。

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年現在トルコの全発電設備の86%がTEKにより運営されており、残りの14%が公営発電所または私企業によって運営されている。

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

4.3 電力供給設備の現状

(1) 電力供給設備の現状

トルコにおける10MW以上の火力発電設備は、1990年現在、9,390.4MWあり、その88.4%にあたる8,305.4MWをTEKが保有している。火力発電所の概要を Table 4-4 に示す。

Table 4-4 Outline of TEK's Thermal Power Plants Over 10MW (1990)

POWER PLANTS	COMMISSIONING	INSTALLED CAPACITY (MW)END OF 1990	GROSS GENERATION (Million kWh)	
	DATE		ACTUAL	CAPACITY
Afsin-Elbistan(lignite)	23. 5. 1984	1360. 0	4997	9520
Çayirhan(lignite)	1. 6. 1987	300. 0	1331	2100
Seyitömer(Lignite)	6. 3. 1973	600. 0	2502	4200
Soma A(Lignite)	24. 7. 1957	44. 0	308	320
Soma B(Lignite)	29. 9. 1981	660. 0	3279	4620
Tunçbilek A+B(Lignite)	15. 4. 1956	429. 0	1244	3000
Yatagan(Lignite)	20. 10. 1982	630. 0	2927	4410
Yeniköy(Lignite)	17. 9. 1986	420. 0	2135	2940
Anbarli(Fuel-Oil)	9. 1. 1967	630. 0	618	4400
Hopa(Fuel-Oil)	29. 1. 1973	50. 0	1	200
Aliaga GT+Com. Cycle(Diesel Oil)	2. 9. 1975	180. 0	1	—
Degerleri		54. 2	—	993
Engil-Van GT(Diesel Oil)	4. 2. 1977	15. 0	—	—
Seydisehir GT(Diesel Oil)	15. 2. 1972	105. 0	1	—
Hamitabat+Com. Cycle. (Natural Gas)	23. 11. 1985	1200. 0	7453	8400
Anbarli(Natural Gas)	9. 8. 1988	1178. 2	2738	8240
Kangal 1-2(Lignite)	22. 12. 1989	300. 0	517	2100
Y. Çatalagzi B-1(Hard Coal)	26. 7. 1989	150. 0	415	1050
TOTAL		8305. 4	30698	56493

注) TEK作成のオリジナル参照

(2) 水力発電所

トルコにおける10MW以上の水力発電所は、1990年末現在は、6,730.3MWでありその95.8%にあたる6,447.9MWは、TEKが所有している。Table 4-5にTEKの水力発電所の概要を示す。

Table 4-5 Outline of TEK's Hydropower Plants Over 10MW (1990)

POWER PLANTS	COMMISSIONING	INSTALLED CAPACITY	GENERATION CAPACITY	
	DATE	(MW)END OF 1990	(Million kWh) AVERAGE	FIRM
Almus (Dam)	20. 9. 1966	27. 0	100	30
Altinkaya (Dam)	9. 12. 1987	700. 0	1632	1236
Aslantas (Dam)	11. 5. 1984	138. 0	569	360
Demirköprü (Dam)	14. 5. 1960	69. 0	190	78
Gökçekaya (Dam)	2. 11. 1973	278. 4	562	460
Hasan Ugurlu (Dam)	2. 12. 1979	500. 0	1217	820
Hirfanli (Dam)	8. 1. 1979	128. 0	400	178
Karakaya (Dam)	6. 3. 1990	1800. 0	7354	6800
Keban (Dam)	25. 2. 1974	1330. 0	6000	5820
Kemer (Dam)	25. 10. 1958	48. 0	135	62
Kesikköprü (Dam)	27. 2. 1967	76. 0	250	110
Köklüce (Dam)	10. 10. 1988	90. 0	588	577
Oymapinar (Dam)	16. 1. 1984	540. 0	1620	482
H. Polatkan Sarıyar (Dam)	24. 10. 1956	160. 0	400	328
Suaat Ugurlu (Dam)	20. 10. 1982	46. 0	273	206
Çildir (Natural lake)	14. 11. 1975	15. 4	30	26
Hazar1 (Natural lake)	20. 10. 1957	20. 1	128	16
Hazar2 (Natural lake)	20. 10. 1957	10. 0	64	8
Kiliçkaya		124. 0	332	277
Kovada2 (Natural lake)	30. 6. 1971	51. 2	220	121
Tortum (Natural lake)	14. 5. 1960	26. 2	85	85
Karacaören		32. 0	142	84
Çag-Çag (Rivers)	28. 6. 1968	14. 4	42	42
Dogankent A+B (Rivers)	24. 4. 1971	70. 8	314	62
Tercan		15. 0	30	18
Göksu (Rivers)	1959	10. 8	65	58
Ikizder (Rivers)	11. 5. 1961	15. 1	100	65
Kapulukaya (Dam)	11. 3. 1989	54. 0	190	150
Digerleri		58. 5	214. 5	179. 5
TOTAL		6447. 9	23246. 5	18738. 5

注) TBK作成のオリジナル参照

(3) 送配変電設備

TEKの送配変電設備の概要を Table 4-6 に示す。

Table 4-6 Outline of TEK's Transmission and Distribution System (1990)

TRANSFORMER CENTERS		TRANSMISSION AND DISTRIBUTION LINES		
Tension (KV)	Substation Centers	Transformers	Capacity (MVA)	Power Line Length(km)
380 kV	20	58	9060.0	7737.4
220 kV	2	2	330.0	87.5
154 kV	284	540	19953.0	19161.7
66 kV	42	150	1340.0	1646.0
Transmission Line Total	348	750	30683.0	28632.6
Distribution line Total (34.5 KV and below)		96157	23836.5	454262.4
Grand Total		97657	85202.5	482895.0

Note: Village electrification power line and transformers inclusive.

注) TEK作成のオリジナル参照

4.4 電力需要供給の現状

1979年から1989年までのトルコ全体の電力需給バランス、発電設備利用率および年負荷率を Table 4-7 に示す。発電設備利用率は、1989年には、53.8%と低く、発電設備容量にまだ余裕がある。年負荷率は、各年を通じて約70%と極めて高い数字を示している。

Table 4-8 に1988年および1989年のエネルギー、バランス・シートを示す。TEKの送電ロスは前年度から大幅に改善されて約3%となり満足すべきレベルとなった。配電ロスについては、約10%であり、まだ改善の余地がある。

トルコの連系されている電力系統において、1989年11月28日の17時25分に1988年のピーク電力を11.4%超える8,556MWの瞬時ピークが記録された。このピーク電力の93.6% (8,006.4MW)はTEKの発電所によって賄われ、残りはTEK以外の電力会社によって賄われた。Table 4-9 にそのときの発電分担割合を示す。このTableに見られる通り、トルコの連系系統の発電分担は、ベース電力は主に火力発電に依存し、ピーク電力は貯水池式水力発電所に依存していることがわかる。

Table 4-7 Demand/Supply Balance, Plant Factor, Load Factor in Turkish Power System

Year	Gross Energy Production (GWh)	Installed Capacity (MW)	Hourly Peak Load (MW)	Annual Plant Factor (%)	Annual Load Factor (%)
1979	22521.9	5118.7	3543.6	69.2	72.5
1980	23275.4	5118.7	3772.1	73.7	70.4
1981	24672.8	5537.6	3872.6	69.9	72.7
1982	26551.5	6638.6	4308.2	64.9	70.1
1983	27346.8	6935.1	4419.0	63.7	70.6
1984	30613.5	8459.1	5108.3	60.4	68.2
1985	34218.9	9119.1	5409.9	50.3	72.2
1986	39694.8	10112.7	6340.5	62.7	71.5
1987	44352.9	12492.6	7312.0	58.5	69.2
1988	48048.8	14518.1	7613.0	52.4	72.0
1989	52043.2	15805.7	8499.0	53.8	70.0

注) TEK作成のオリジナル参照

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

ENERGY BALANCE - SHEET AND SALES	1988 MWh	1989 MWh	INCREASE %
GROSS GENERATION	43,013,565	47,454,083	10.3
POWER PLANT INTERNAL CONSUMPTION	1,972,674	2,824,044	43.2
NET GENERATION	41,040,891	44,630,039	8.7
COMPENSATOR CONSUMPTION	44,025	46,977	6.7
PURCHASED ENERGY	715,602	768,100	7.3
POWER SUPPLIED TO THE NETWORK	41,712,468	45,351,162	8.7
TRANSMISSION NETWORK			
INTERNAL CONSUMPTION	50,000	204,936	309.9
LOSSES	1,966,591	1,339,111	-31.9
POWER SOLD BY THE GENERATION-TRANSMISSION ENT.	39,695,877	43,807,115	10.4
1. SOLD DIRECTLY TO THE CUSTOMER	4,824,377	5,578,305	15.6
2. SOLD TO POWER DISTRIBUTION ENTERPRISE	34,871,500	38,228,810	9.6
POWER PURCHASED BY DIST. ENT. FROM NON-TEK UTILITIES	1,544,575	1,697,077	9.9
TOTAL POWER PURCHASED BY DISTN. ENTERPRISES	36,416,075	39,925,887	9.6
DISTRIBUTION NETWORK LOSSES	4,453,455	4,445,813	-0.2
POWER SOLD BY DISTRIBUTION ENTERPRISES	31,962,620	3,548,074	11.0
NET CONSOLIDATED SALES	36,786,997	39,883,683	8.4

注) TEK作成のオリジナル参照

Table 4-9 Distribution of Power Output
During Peak Demand in 1989

	TEK'S POWER PLANTS(MW)	NON-TEK POWER PLANTS(MW)	TOTAL (MW)	INPUT SOURCES TO THE PEAK(MW)
Power Plants with Dam	4199.4	29.5	4228.9	49.4
Natural Lake & River	184.0	110.9	294.9	3.5
Fuel-Oil	0.0	397.5	397.5	4.7
Hard Coal	120.0	9.5	129.5	1.5
Lignite	2570.0	1.6	2571.6	30.1
Natural Gas	926.0	-	926.0	10.8
Geothermal	7.0	-	7.0	0.0
Supplied from U. S. S. R	-	0.0	0.0	0.0
Diesel Oil	0.0	0.9	0.9	0.0
TOTAL	8006.4	549.9	8556.3	100.0
Input %	93.6	6.4	-	-
Power cut & restriction	-	-	-	-

注) TEK作成のオリジナル参照

第 5 章 トルコの需要想定及び電源開発計画

第 5 章 電力需要想定および電源開発計画

	頁
5.1 電力需要想定と電源開発計画	5-1
5.1.1 経済成長の足どり	5-1
5.1.2 トルコで用いられている電力需要想定	5-1
(1) 中期電源開発計画 (1991~1995)	5-1
(2) 長期電源開発計画 (1990~2010)	5-2
5.1.3 マクロ手法による電力需要想定	5-8
(1) マクロ手法の概要	5-8
(2) 算定条件	5-8
(3) 想定結果および考察	5-10
5.2 電源開発計画と需給バランス	5-13
5.2.1 トルコにおける電源開発計画の策定	5-13
5.2.2 トルコにおける発電エネルギー資源開発の多様化	5-13
(1) 電力系統の電源構成	5-13
(2) 水力発電	5-13
(3) 褐炭火力発電	5-15
(4) 輸入炭火力発電	5-15
(5) 天然ガス火力発電	5-16
(6) 原子力発電	5-16
(7) 考 察	5-16
5.3 Oltu水力発電計画の投入時期について	5-17
5.3.1 電源設備の投入時期を決定するための諸条件	5-17
5.3.2 Oltu計画の投入を決める諸条件の検討	5-17
5.3.3 Oltu計画の投入時期	5-18

List of Figures

Fig. 5-1	Forecast of Demand/Supply Balance - Annual Peak -
Fig. 5-2	Forecast of Demand/Supply Balance - Annual Energy -
Fig. 5-3	Demand Pass Chart
Fig. 5-4	GDP/Capita and its Growth Rate
Fig. 5-5(a)	Demand Forecast of Turkey
Fig. 5-5(b)	Peak Power Forecast
Fig. 5-6	Composition of Generating Facilities

List of Tables

Table 5-1	Middle Term Power Development Program (1) - Dry Year Case -
Table 5-2	Middle Term Power Development Program (2) - Average Water Year Case -
Table 5-3	Load Forecast by TEK
Table 5-4	Demand Forecast by Macro Method

第5章 電力需要想定および電源開発計画

5.1 電力需要想定と電源開発計画

5.1.1 経済成長の足どり

1979年～1980年は、第2次オイルショックによる経済の低迷期で、一次的にマイナス成長となっているものの、1984年以降、トルコ経済は急速に活発化してきている。1984年以降、経済成長率は、5%台以上を継続しており、特に1986年は8.2%、1987年は6.8%と政府目標を上回っている。そんな中で、電力需要は毎年着実に伸びており、1986年以降は年平均では2桁台の伸び率を記録している。

GDP Record and Forecast

<u>Periods</u>	<u>Annual GDP Growth (%)</u>
1985 - 1990	6.5
1990 - 1995	6.8
1995 - 2000	6.2
2000 - 2010	6.3

この間、人口の伸び率は、1970年代の後半にはそれまでの2.5%台から2.0%台に下がったが、1980年台に入ってから、再び、以前のレベルに戻りつつある。

Population Forecast

<u>Year</u>	<u>Million</u>
1990	56.6
1995	63.2
2000	70.4
2010	85.1

5.1.2 トルコで用いられている電力需要想定

(1) 中期電源開発計画 (1991～1995)

1991年1月TEKは、1991年～1995年の中期電源開発計画を発表した。水力発電所の出力条件を平水年の場合と渇水年の場合について、電力の需給バランス・スタディがなされており、その結果を Table 5-1 および Table 5-2 に示す。

(2) 長期電源開発計画 (1990~2010)

1991年1月にTEK が発表した上記の中期電源開発計画のなかで1990年から2010年までの長期電力需給想定があり、これが最も新しい長期電力需要想定である。これを Table 5-3 に示す。この需要想定は、トルコ政府が、トルコの全エネルギーの需要を検討するためにエネルギー省・天然資源省により策定されたものと同一である。

長期電源開発計画によると、電力需要は2010年まで毎年平均8.5% (電力量) の高率で伸びるものと予想しており、また、電力供給力は年平均8.55%伸ばすこととしているので、予備率は1991年の39% (電力量) から1995年には18%と大幅に減少した後、20%をキープすることとなる。(Fig. 5-2 および Table 5-2 参照)

Table 5-1 Middle Term Power Development Program (1)
- Dry Year Case -

		1991	1992	1993	1994	1995
Generation						
Thermal	Power (MW)	9,923	10,463	10,883	10,883	11,033
	Energy (GWh)	62,923	65,418	68,225	70,718	71,556
Hydraulic	Power (MW)	7,159	8,557	9,782	10,777	10,881
	Energy (GWh)	19,754	23,795	27,648	29,084	29,658
Total	Power (MW)	17,082	19,020	20,665	21,660	21,914
	Energy (GWh)	82,677	89,213	95,873	99,802	101,214
Demand	Power (MW)	10,225	11,255	12,390	13,635	15,005
	Energy (GWh)	63,357	69,735	76,754	84,480	92,984
Reserve	Power (MW)	6,857	7,765	8,275	8,025	6,909
	Energy (GWh)	19,320	19,478	19,119	15,322	8,230
Reserve	Power (%)	67	69	67	59	46
	Energy (%)	30	28	25	18	9
Imports	Energy (GWh)	505	1,505	1,600	1,600	1,600
Exports	Energy (GWh)	125	125	100	100	100
Domestic Supply						
	Energy (GWh)	83,057	90,593	97,373	101,302	102,714
Reserve	Energy (GWh)	19,700	20,858	20,619	16,822	9,730
Reserve	Energy (%)	31	30	27	20	10

Table 5-2 Middle Term Power Development Program (2)
- Average Water Year Case -

		1991	1992	1993	1994	1995
Generation						
Thermal	Power (MW)	9,923	10,463	10,883	10,883	11,033
	Energy (GWh)	62,923	65,418	68,225	70,718	71,556
Hydraulic	Power (MW)	7,159	8,557	9,782	10,777	10,881
	Energy (GWh)	25,192	29,826	35,030	37,483	38,534
Total	Power (MW)	17,082	19,020	20,665	21,660	21,914
	Energy (GWh)	88,115	95,224	103,255	108,201	110,090
Demand	Power (MW)	10,225	11,255	12,390	13,635	15,005
	Energy (GWh)	63,357	69,735	76,754	84,480	92,984
Reserve	Power (MW)	6,857	7,765	8,275	8,025	6,909
	Energy (GWh)	24,758	25,509	26,501	23,721	17,106
Reserve	Power (%)	67	69	67	59	46
	Energy (%)	39	37	35	28	18
Imports	Energy (GWh)	505	1,505	1,600	1,600	1,600
Exports	Energy (GWh)	125	125	100	100	100
Domestic Supply						
	Energy (GWh)	88,495	96,624	104,755	109,701	111,590
Reserve	Energy (GWh)	25,138	26,889	28,001	25,221	18,606
Reserve	Energy (%)	40	39	36	30	20

Table 5-3 Load Forecast by TEK

Years	Point Power (MW)	Power Increase (%)	Energy (GWh)	Energy Increase (%)
1990	9,340	-	57,563	-
1991	10,225	9	63,357	10
1992	11,255	10	69,735	10
1993	12,390	10	76,754	10
1994	13,635	10	84,480	10
1995	15,005	10	92,984	10
1996	16,235	8	100,800	8
1997	17,600	8	109,274	8
1998	19,080	8	118,460	8
1999	20,685	8	128,418	8
2000	22,435	8	139,213	8
2001	24,765	10	150,717	8
2002	26,815	8	163,171	8
2003	29,030	8	176,655	8
2004	31,430	8	191,252	8
2005	34,025	8	207,056	8
2006	36,840	8	224,166	8
2007	39,880	8	242,690	8
2008	43,175	8	262,745	8
2009	46,745	8	284,457	8
2010	50,600	8	307,963	8
Average	-	8.55	-	8.5

c.f: TEK table

Annual Peak Balance (1990 – 2010; Turkey)

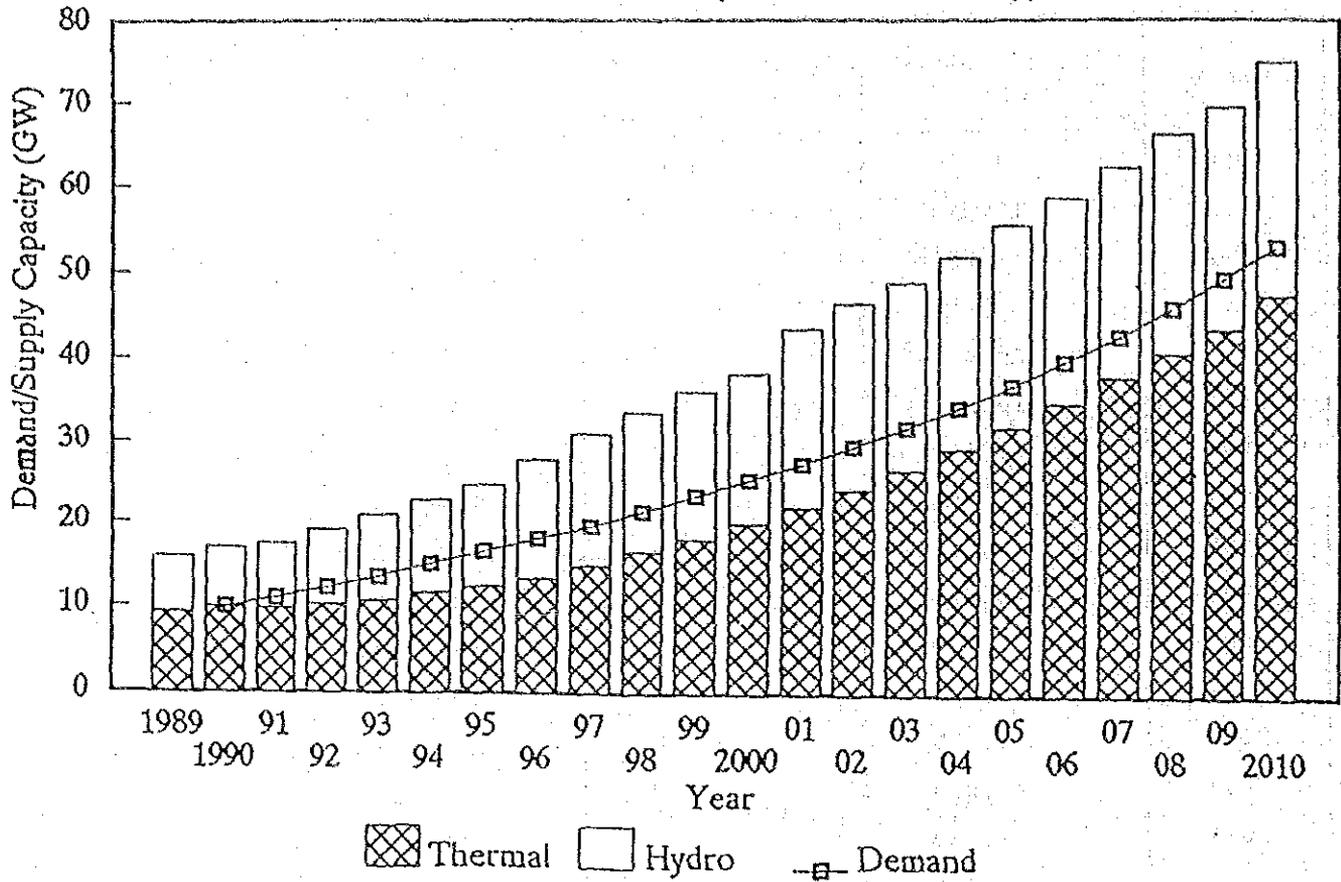


Fig. 5-1 Forecast of Demand/Supply Balance
- Annual Peak -

Annual Energy Balance (1990 – 2010; Turkey)

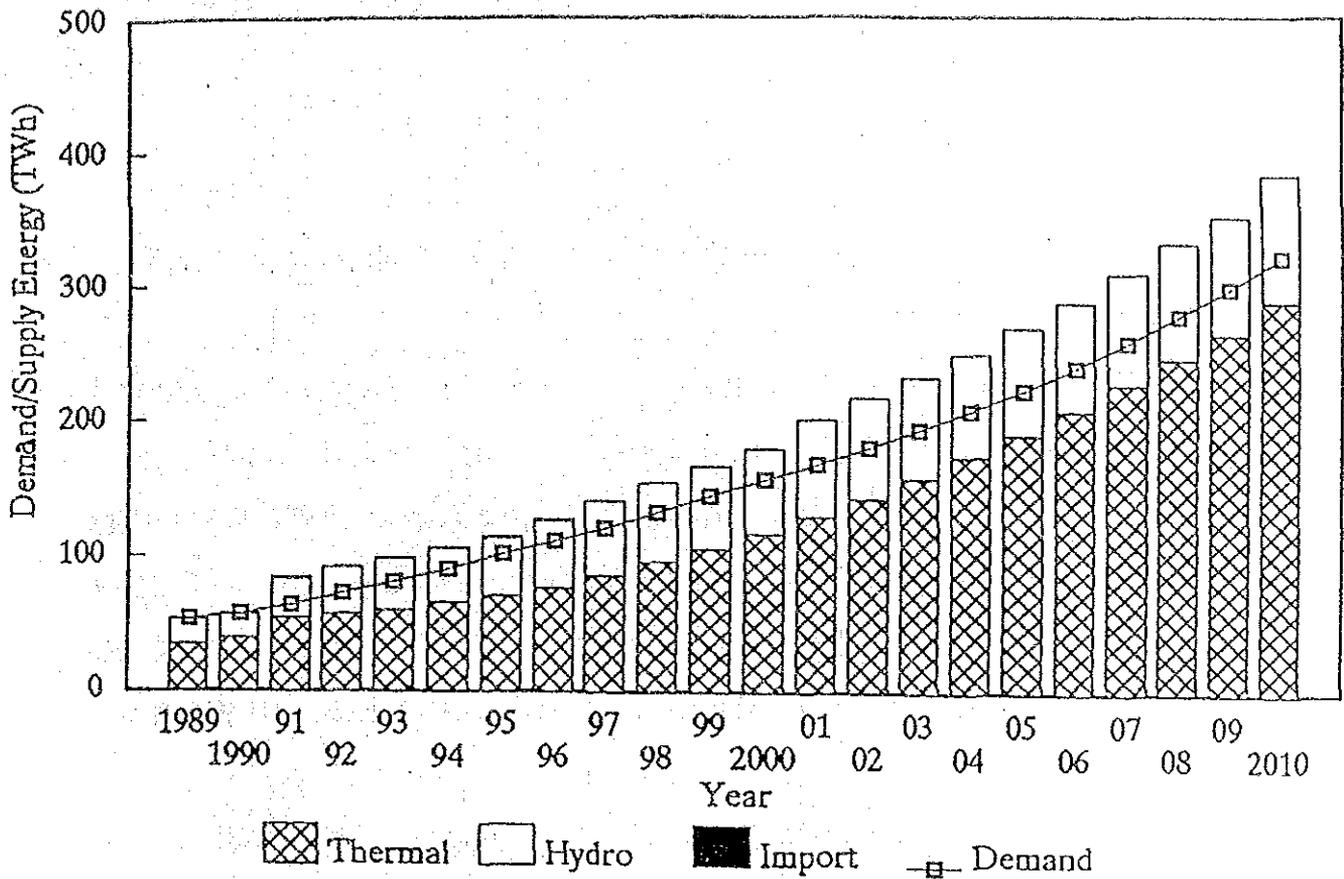


Fig. 5-2 Forecast of Demand/Supply Balance
- Annual Energy -

5.1.3 マクロ手法による電力需要想定

TBK の作成した需要想定が妥当なものであることを確認するため、マクロ手法により需要想定を行い比較検討を行った。

(1) マクロ手法の概要

この手法は人口一人当たりの電力消費量と経済成長率との相関性に着目した統計的マクロ手法で概要は下記の通りである。

世界各国の平均的な電力の需要経過図 (Demand Pass Chart: Fig. 5-3) および人口一人当たりのGDPとその伸び率の図 (Fig. 5-4) を基に、当該国の過去の実績をChart 上にプロットしていくと、通常、発展途上国の場合、低い方から徐々に世界の平均的成長曲線に近づいていくと考え、さらに、その実績線と平均的成長線と交わる点 (年) を基準に、それ以後は、平均的成長線に沿って電力需要が伸びていくという仮定に基づく需要想定方式で、BPDCの青木氏により、国際原子力委員会 (IAEA) に発展途上国の需要想定の手法として提言されたものである。

もちろん国によって、あるいは政変等によって成長実績線は、予想通りにならないこともあろうが、長期的にみた場合には、この平均的成長線に近づき、やがては、平均的成長線にしたがって伸びると考えている。

トルコの場合、過去のデータから、この平均的成長線に1988年に到達し、1990年にはこの平均的成長線近傍にあり、将来もこれに従って伸びると考えた。

(2) 算定条件

(a) 基準年：1988年

過去の実績をプロットすると1988年に平均的成長線に到達する。1980年から1988年までの間、トルコは何事もなく順調な経済成長を遂げており1988年を基準年として考えても大きな誤差はないと考える。

(b) 想定期間：2008年まで (基準年から20年間とした)

OlurおよびAyvali水力発電所の完成は、諸般の情勢より2006年頃と考えられるので、2008年までの需要想定があれば十分である。

(c) 人口一人当たりのGNP (1988) : US\$ 1,594

(d) 人口 (1988) : 53,715,000

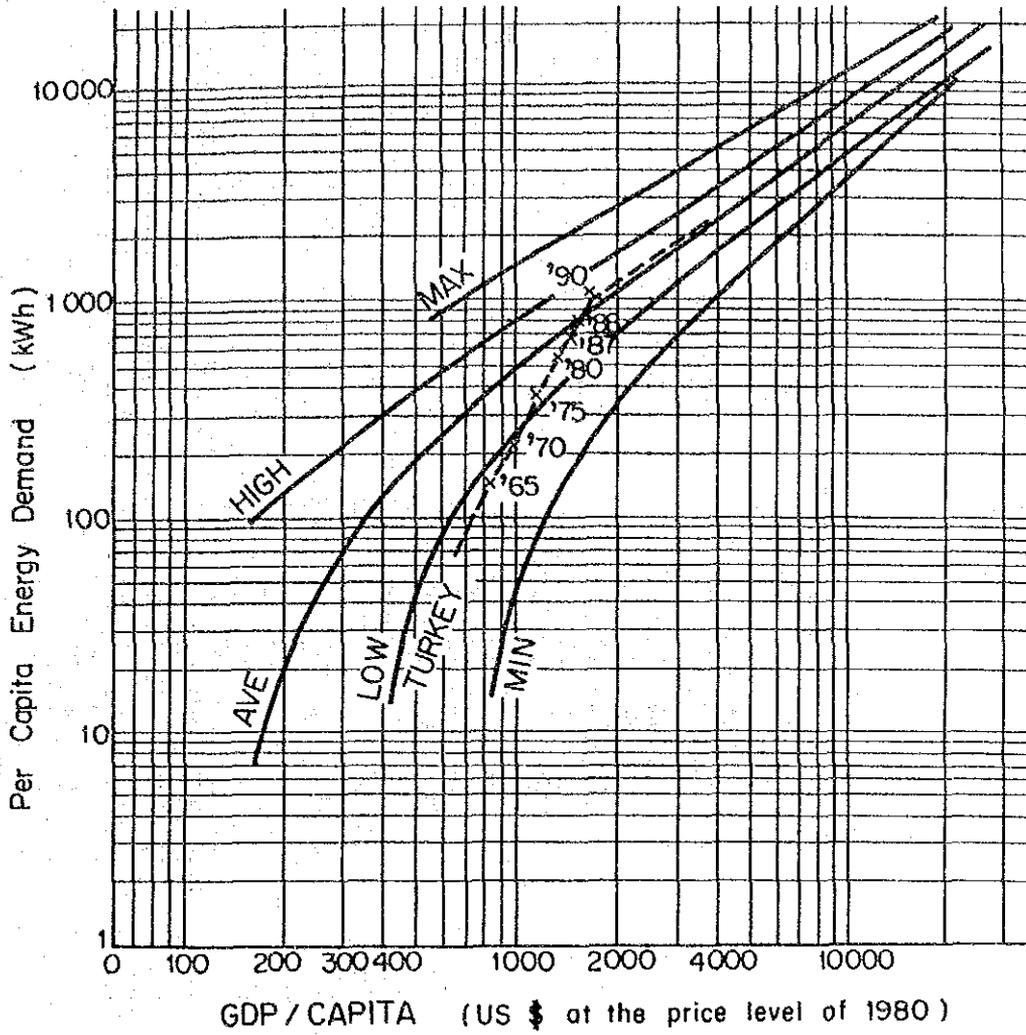


Fig. 5-3 Demand Pass Chart

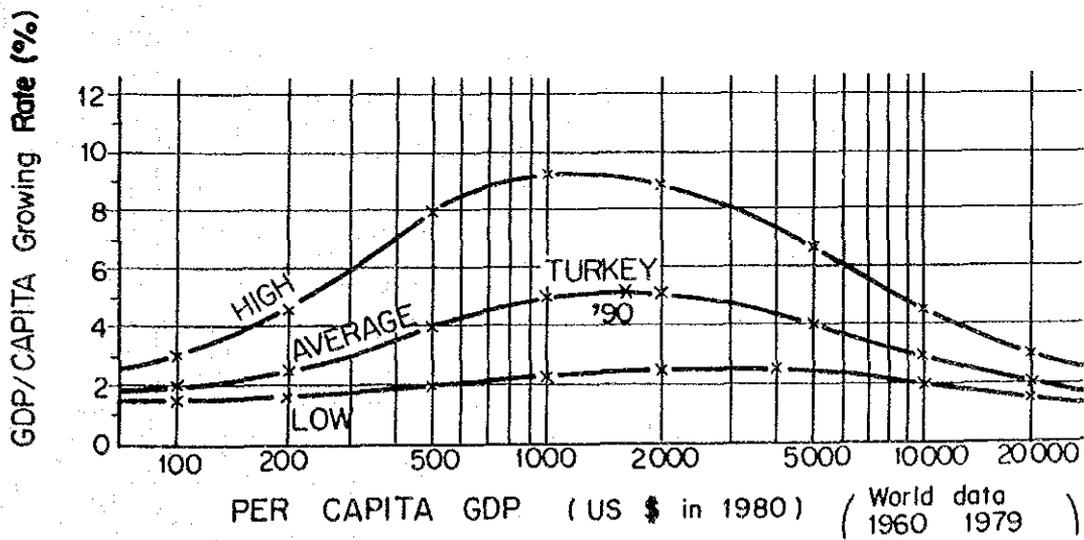


Fig. 5-4 GDP/Capita and its Growth Rate

(e) 一人当たり平均消費電力量 (1988) : 902kWh

(f) 年負荷率 : 67~70%

(Fig. 5-3 から算出)

1988~1990	:	70%
1991~1995	:	69%
1996~2000	:	68%
2001~2008	:	67%

(3) 想定結果および考察

マクロ手法による需要想定の結果を Table 5-4 および Fig. 5-5 に示す。

マクロ手法による需要想定は、TEK の需要想定に比較し全体的に下廻っているが、その差は、2008年時点のエネルギー需要で見ると12%程度とやや大きいものの年間展開でとらえれば1年半遅れの差であり、両者は比較的良好一致しているといえる。従って、TEK の長期需要想定は、妥当であると判断する。

Table 5-4 Demand Forecast by Macro Method

(at the price level and exchange rates of 1980)

Year	GDP US\$		Energy Demand		Population		GDP/Capita		Energy/Capita		Power MW
	Billion	Rate(%)	GWh	Rate(%)	Thousand	Rate(%)	US\$	Rate(%)	kWh	Rate(%)	
1991	101.79	7.4	62,043	8.6	57,326	2.2	1,776	5.1	1,082	6.3	10,265
1992	109.33	7.4	67,336	8.5	58,584	2.2	1,866	5.1	1,149	6.2	11,140
1993	117.40	7.4	73,011	8.4	59,869	2.2	1,961	5.1	1,220	6.1	12,079
1994	126.02	7.3	79,090	8.3	61,183	2.2	2,060	5.0	1,293	6.0	13,072
1995	135.23	7.3	85,595	8.2	62,526	2.2	2,163	5.0	1,369	5.9	14,161
1996	145.07	7.3	92,546	8.1	63,898	2.2	2,270	5.0	1,448	5.8	15,536
1997	155.55	7.2	99,968	8.0	65,300	2.2	2,382	4.9	1,531	5.7	16,782
1998	166.71	7.2	107,882	7.9	66,733	2.2	2,498	4.9	1,617	5.6	18,111
1999	178.58	7.1	116,315	7.8	68,198	2.2	2,619	4.8	1,706	5.5	19,526
2000	191.19	7.1	125,285	7.7	69,694	2.2	2,743	4.8	1,798	5.4	21,032
2001	204.51	7.0	134,783	7.6	71,204	2.2	2,872	4.7	1,893	5.3	22,964
2002	218.65	6.9	144,877	7.5	72,753	2.2	3,005	4.6	1,991	5.2	24,684
2003	233.60	6.8	155,570	7.4	74,332	2.2	3,143	4.6	2,093	5.1	26,506
2004	249.41	6.8	166,895	7.3	75,946	2.2	3,284	4.5	2,198	5.0	28,436
2005	266.10	6.7	178,874	7.2	77,595	2.2	3,429	4.4	2,305	4.9	30,477
2006	283.69	6.6	191,531	7.1	79,280	2.2	3,578	4.3	2,416	4.8	32,633
2007	302.22	6.5	204,886	7.0	81,001	2.2	3,731	4.3	2,529	4.7	34,909
2008	321.70	6.4	218,962	6.9	82,759	2.2	3,887	4.2	2,646	4.6	37,307

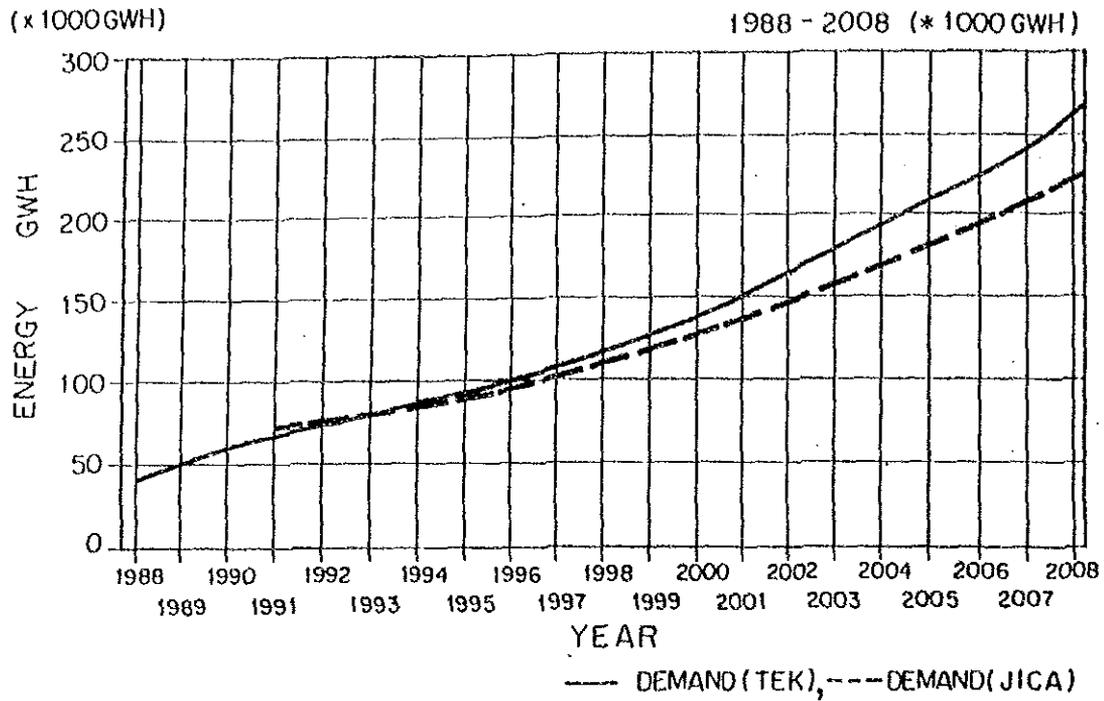


Fig. 5-5 (a) Demand Forecast of Turkey

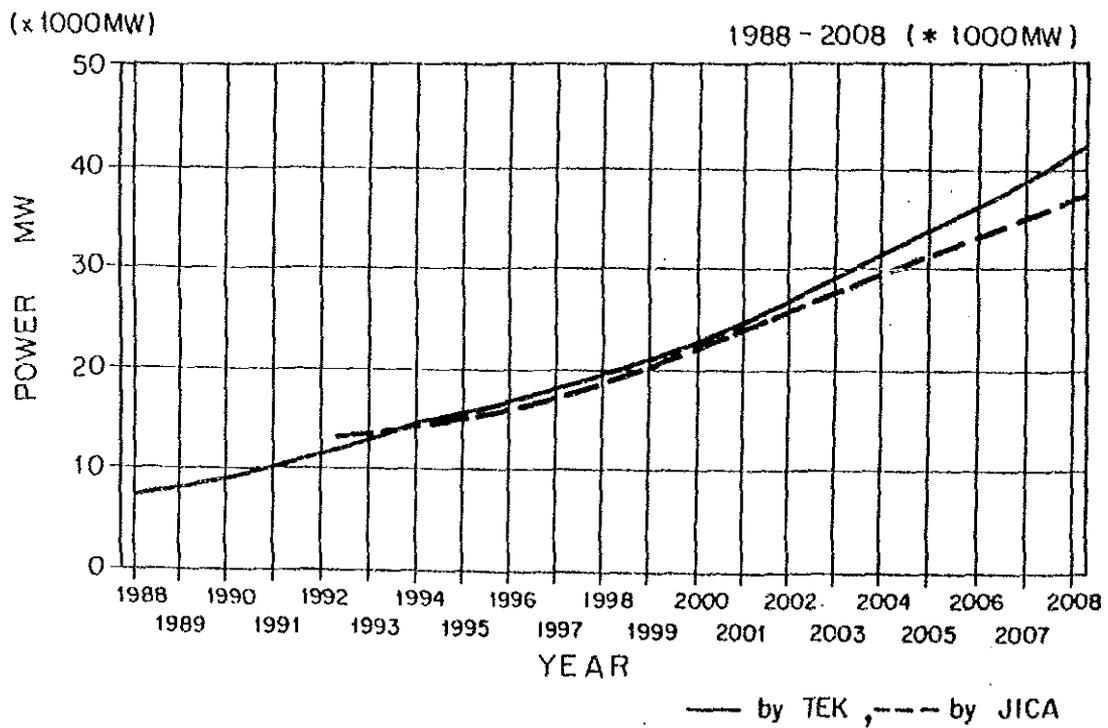


Fig. 5-5 (b) Peak Power Forecast

5.2 電源開発計画と需給バランス

5.2.1 トルコにおける電源開発計画の策定

トルコにおける電源開発計画は、1988年以来、WASPを用いて策定していた。しかしながら、トルコは、非常に膨大な水力資源のポテンシャルがあり、多数の水力発電計画があるのでWASP IIIで計画を策定することは必ずしも適当でないことに気づき、TBK は、最近になってWASP III + VALORAGUA モデルにて長期計画を策定している。その詳細は不明であるが、

- (1) トルコの主要電力需要地域は西部にあり、それに対し水力発電所計画地点は、需要地から遠く離れた東部地区に偏在していること、
- (2) 水力発電計画は一時に多額の資金を要すことから、資金の調達が開発時期の決定に大きな影響を及ぼすこと、
- (3) WASP IIIは、送電線の要素が考慮外となるため、長距離送電線をもつトルコのような広大な国には適しないこと等、

WASP IIIでは、入力できない諸要素があり、これらを修正／補正するためではないかと思われる。

5.2.2 トルコにおける発電エネルギー資源開発の多様化

(1) 電力系統の電源構成

トルコにおける電源構成は、2000年までは水力・火力の比率が1 : 1であるが、その後は火力の比重が増し、2010年にはその比率が1 : 2となる。(Fig. 5-6参照)

(2) 水力発電

2000年までは、水力開発はかなり堅調に推移すると予想される。トルコにおける経済的に開発可能な包蔵水力は34,889MW (123.5TWh/年)と予想されているが、1990年台にその開発のピークを迎え、2000年を少し越えた時点で経済性の良好な大規模地点はほぼ開発を完了することが予想される。各年における水力発電の設備出力及び発生電力量の見通しは次の通りである。

(1990 -- 2010 ; Turkey)

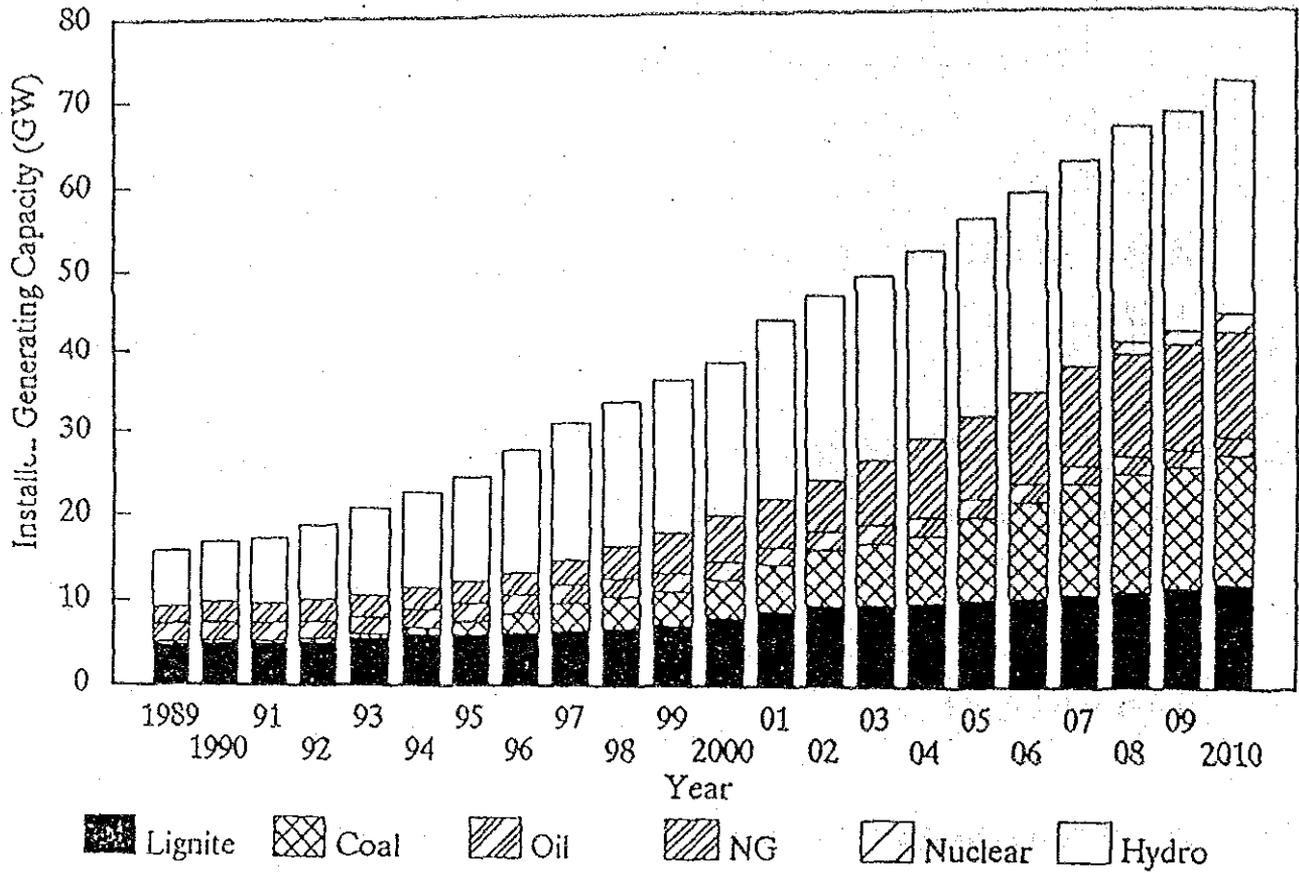


Fig. 5-6 Composition of Generating Facilities

1990年	6,579MW	24.3TWh/y
1995年	12,179MW	42.9TWh/y
2000年	18,287MW	62.2TWh/y
2005年	24,014MW	80.3TWh/y
2010年	27,586MW	93.2TWh/y

上記の数値は、水力開発がかなり順調にいった場合の想定で、開発地点の中には未だマスタープラン・レベルのものもあり、西暦2000年以降については確度が高いとは思われない。

(3) 褐炭火力発電

褐炭火力発電所は、現在年間発生電力量で最大の設備であるが、2010年においては輸入炭火力にその地位をゆずることになっている。今までの計画と比較し、褐炭火力の開発量がかなり縮小されており、その分を天然ガス火力と原子力発電で埋める計画となっているのが今回の計画と以前の計画との最大の相違点である。この理由は、褐炭火力発電所に環境対策設備をつけると輸入炭火力よりも経済性が悪くなることに起因するものと推察される。各年における褐炭火力の設備出力及び発生電力量の見通しは次の通りである

1990年	4,898MW	22.4TWh/y
1995年	6,061MW	35.5TWh/y
2000年	7,976MW	47.1TWh/y
2005年	10,181MW	60.4TWh/y
2010年	12,078MW	71.8TWh/y

(4) 輸入炭火力発電

輸入炭火力は、1994年に BOT火力が運転開始するのを皮切りに、2000年には4,088MW、2010年には14,066MWまで増やすこととなっている。したがって、将来のベース電源はこの輸入炭火力と褐炭火力そして原子力発電が受け持つことで計画されている。この輸入炭火力については、BOT方式で開発されることで計画されており、この成否が将来計画に大きく影響することになる。各年における輸入炭火力の設備出力及び発生電力量の見通しは次の通りである。

1990年	0MW	0.0TWh/y
1995年	1,190MW	7.7TWh/y
2000年	4,088MW	26.6TWh/y
2005年	8,754MW	56.9TWh/y
2010年	14,066MW	91.4TWh/y

(5) 天然ガス火力発電

前回の計画に比較し天然ガス火力の開発計画の伸びが非常に顕著である。環境対策の容易さやコンバインドサイクルによる高効率化が期待できることから天然ガスの利用を進めようとしていることが伺われる。各年における天然ガス火力の設備出力及び発電力量の見通しは次の通りである。

1990年	2,033MW	9.5TWh/y
1995年	2,551MW	15.3TWh/y
2000年	5,311MW	31.9TWh/y
2005年	9,751MW	56.5TWh/y
2010年	12,751MW	76.5TWh/y

(6) 原子力発電

原子力発電を2008年から順次投入することになっている。各年における原子力発電の設備出力の見通しは次の通りである。

2008年	3,000MW
2010年	7,000MW

(7) 考 察

1990年代は豊富な水力開発、特に経済性の良好な大規模水力開発を中心とした電源開発を行う。これと並行して、既存の褐炭火力の拡充を計り、BOT方式で輸入炭火力を導入して2000年以降に備える。さらに短期で建設ができ、環境対策の容易な天然ガスコンバインドサイクル発電を需要の伸びに応じて適宜投入とする構想が感じられる。しかしながら、天然ガスはソ連からの輸入に依存しており、トルコ以外のヨーロッパ諸国も天然ガスをソ連から輸入することもありうるので、天然ガスの確保に関しては、楽観的すぎるように思われるが、この点をのぞけば、現状のトルコの電源開発計画としては、妥当なものと思われる。なお、西暦2000年以降については、アンノーン・ファクターが多すぎ計画が煮詰まっていないと思われるが、激動の世の中なる故、遠い将来どうなるかについての議論はこの程度で致しかたないものと思われる。ここで予測しているような高率の需要の伸びが続けば、1990年代に新規電源として導入する輸入炭火力に匹敵する新電源の導入は必至で、原子力発電が最も有望なるは自明であるが、その導入にはこの国の工業技術がもう少し成熟してからでも遅くはないと思われる。

5.3 Oltu水力発電計画の投入時期について

5.3.1 電源設備の投入時期を決定するための諸条件

- (1) 発電所完成までに必要な期間がとれること
- (2) 需要地までの送電設備の建設が間に合うこと
- (3) 建設に必要な資金が得られること
- (4) 電力需給バランス上、開発が必要とされること
- (5) 電力システムにその電源を投入することが他の計画を投入するより経済的であること

5.3.2 Oltu計画の投入を決める諸条件の検討

(1) 水力発電所が完成に至るまでには、フィージビリティ・スタディ実施後、詳細設計、ファイナンス取得、入札手続等の期間が建設工事期間の他に必要である。トルコ国においては、これら建設工事期間のほかに必要な期間は6年程度となる。

従って、Oltu計画の建設工事の開始は2000年以降となり、Olur発電所の完成は2005年末以降、Ayvali発電所の完成は2006年半ば以降となる。

(2) Oltu計画の電力は、154kV送電線でYusfeli開閉所に入り、昇圧の上380kV送電系統に接続されることになっている。Yusfeli発電計画は2003年頃に完成することで計画されているので、Yusfeli開閉所までの380kV送電線は2003年までに完成する計画となっている。Oltu計画の送電線は比較的短距離なので、その建設には長期間を必要としない。従って、Oltu計画の送電線は2003年以降であれば完成可能である。

(3) トルコにおける水力発電計画の建設資金の調達方法には① 政府予算を充当すること、② 世銀やOECDその他公的ファイナンス機関からの調達、③ ①と②の組合せ等がある。これまでの調達では、水車、発電機等の発電所機器については自国で生産されないことから外国にファイナンスを求め、土木工事費およびその他費用については、政府予算を充当する例が最も多い。Oltu計画もこの方法で建設資金が調達されるであろう。

(4) 2005年頃のトルコ国の水力の開発状況は約24,000MWで包蔵水力の78%に達する。また、この頃の発電設備は52,000MW程度と予想される。

このような状況下にあっても電力設備の伸びは年率8%程度と想定されており、平均年間開発量約2,400MWの内、水力で1,000MW程度の開発が期待されるが、この頃にはトルコ国に於ても開発に適した地点が少なくなることから、Oltu計画の積極的開発が必要になると想定される。

(5) 1992年時点でのトルコ国における水力発電計画の開発準備状況は、現在建設中の計画地点からフィージビリティ調査が終了段階に至っている計画地点までを含めた全体の計画地点の合計出力が15,500MWとなっている。このため、2005年までに水力発電所の設備出力を24,000MWとするには、フィージビリティ終了段階に至った計画地点も全て、開発する必要がある。

従って、他の計画地点との比較をするまでもなく、Oltu計画は、可及的速やかに開発する必要がある。またOltu計画の代替火力発電設備との経済比較結果は、便益・費用比が1.54で圧倒的にOltu計画が有利となっている。

エネルギー資源の国産化、エネルギー資源の多様化、さらに化石燃料の価格高騰や環境に及ぼす影響を考慮すると、水力資源であるOltu計画の開発の必要性は更に高まる。

5.3.3 Oltu計画の投入時期

Oltu計画の完成に関する諸条件については、前項5.3.2で検討した。この結果、Oltu計画は可及的速やかに開発すべきであり、従って開発に必要な期間を考慮してOltu水力発電所の完成を2005年末とし、Ayvali水力発電所の完成を2006年半ばとした。

第 6 章 気象および水文

第 6 章 気象および水文

	頁
6.1 気象および水文の概要	6-1
6.1.1 流域の概要	6-1
6.1.2 気象	6-1
6.1.3 水文	6-7
(1) 流量と洪水	6-7
(2) 蒸発と堆砂	6-7
6.2 流量	6-9
6.2.1 一般	6-9
6.2.2 算出方法	6-12
6.2.3 算出結果	6-13
6.3 蒸発	6-19
6.4 堆砂	6-23
6.4.1 一般	6-23
6.4.2 浮遊砂量	6-23
(1) 16年間の計算	6-23
(2) 50年間の計算	6-26
6.4.3 堆砂量	6-27
6.5 確率洪水量	6-28
6.5.1 一般	6-28
6.5.2 年最大流量	6-28
6.5.3 解析結果	6-29
6.6 可能最大洪水量	6-33
6.6.1 可能最大降雨 (PMP)	6-33
6.6.2 単位図	6-37
6.6.3 PMPによる可能最大洪水	6-37
6.6.4 融雪流量	6-37
6.6.5 可能最大洪水量	6-42

List of Figures

- Fig. 6-1 Location of stream Gauging stations and Meteorological Station, and Hydrological Isohyetal Map
- Fig. 6-2 Existing Precipitation Data
- Fig. 6-3 Monthly Temperature at Oltu Meteorological Station
- Fig. 6-4 Monthly Precipitation at Meteorological Station
- Fig. 6-5 Existing Stream Gauging Station
- Fig. 6-6 Applied G.S for Calculation of Natural Flow at Damsites
- Fig. 6-7 Seasonal Variation of Precipitation at Oltu Station and Natural Flow at No.2329 Station
- Fig. 6-8 Existing Evaporation Data
- Fig. 6-9 Existing Suspended Sediment Data
- Fig. 6-10(a) Sediment Rating Curve at No.2325 Station
- Fig. 6-10(b) Sediment Rating Curve at No.2316 Station
- Fig. 6-11 Sediment Monthly Rating Curve at No.2325 Station
- Fig. 6-12(a) Flood Frequency at No.23-24 Station
- Fig. 6-12(b) Flood Frequency at No.2329 Station
- Fig. 6-13 Maximum Peak Discharges at Gauging Station in Turkey
- Fig. 6-14 Depth-Duration Curves of Max. Precipitation
- Fig. 6-15 6 hours-1cm Unit Hydrography of Olur Damsite
- Fig. 6-16 6 hours-1cm Unit Hydrography of Ayvali Damsite
- Fig. 6-17 PMF Hydrography of Olur Damsite by means of PMP
- Fig. 6-18 PMF Hydrography of Ayvali Damsite by means of PMP
- Fig. 6-19 Spillway Design Inflow Hydrography for Olur Damsite
- Fig. 6-20 Spillway Design Inflow Hydrography for Ayvali Damsite
- Fig. 6-21 Probable Maximum in Turkey

List of Tables

Table 6-1	Monthly Temperature at Oltu and Tortum Meteorological Station
Table 6-2	Monthly Precipitation at Meteorological Station
Table 6-3	Monthly Maximum Snow Depths
Table 6-4	Monthly Maximum Wind Velocity
Table 6-5	Natural Flow calculation at Damsites
Table 6-6(a)	Natural Flow at Ayvali Damsite
Table 6-6(b)	Natural Flow at Ayvali Damsite
Table 6-7(a)	Natural Flow at Olur Damsite
Table 6-7(b)	Natural Flow at Olur Damsite
Table 6-8	Monthly Average Natural Flow at Damsites
Table 6-9	Observed Monthly Evaporations of Tortum Power Station
Table 6-10	Estimated Monthly Evaporations of Olur Reservoir
Table 6-11	Estimated Monthly Evaporations of Ayvali Reservoir
Table 6-12	Probable Floods
Table 6-13	Storm Maximization of Historical Storms
Table 6-14	Time Distribution of PMP
Table 6-15	Maximum Snowmelt Runoff at Olur and Ayvali Damsites

第 6 章 気象および水文

6.1 気象および水文の概要

6.1.1 流域の概要

Oltu川は、トルコ国北東部のÇoruh川の支流であり、中流部のYusufeli町の下流約10 kmでÇoruh川右岸に合流している。

Çoruh川は、黒海岸の都市Trabzonの南100km付近の高地に源を発し急峻な山間部を流下している。河川の水源はMeseit山脈に発し東北東方向に流下し、中流部のOltu川の合流点付近から北上して河口より20km上流でソ連領に入り黒海に注いでいる。流路延長約410km、流域面積19,750km²、年間平均流量 $5.96 \times 10^9 \text{ m}^3$ (189m³/sec)でトルコ国北東部で最大の河川である。

Oltu川の流域(流域面積約7,000km²)は、Çoruh川本流の合流点より8 km上流で左岸に合流するTortum川(流域面積1,965km²)との、二つの河川流域に大別される。Tortum川の中流部には地滑りによって堰止められた自然湖 Tortum (湖水面積6.7km²)があり、その水と落差を利用して1971年に運転を開始した Tortum 発電所がある。Oltu川の本流域も溪谷を形成し、山地には植生が見られないが、河岸段丘の発達している地域に村落と果樹園が見られる。

6.1.2 気 象

Çoruh流域の下流部は降雨量2,000mmに達し、トルコでは多雨の東黒海性気候に属する地域である。上・中流部はAnatolia東部内陸部のエルズルム・カルス高原気候に属する地域の影響を強く受けて、雨が少なく寒暖の激しい大陸性気候である。

Oltu川流域と周辺には Fig. 6-1とFig. 6-2に示す通り気象庁(DMI)と国家水利庁(DSI)の気象観測所がある。

Oltu川のダム計画流域には5ヶ所の気象観測所があり、その中で、Oltu気象観測所が流域を代表する位置にある。

Oltu気象観測所の平均年間降雨量は400mmで4月～7月の雨期には200mmと年間の50%の降雨がある。降雪は11月から4月にかけてあり、2月が最も多く既往最大積雪は61cmを記録している。気温は7月、8月が非常に暑く最高 39 °Cに達し、冬季の1月、2月は最低-20°C以下となる。年間の平均温度は9.8°Cである。最大風速は7月に

LEGEND.

- ▲ DMI Precipitation Stations
- ▲ DMI Precipitation and Temperature Stations
- ▲ DMI Precipitation, Evaporation, Temperature and Thermograph Stations
- ▲ DSI Precipitation and Balance-Photograph Stations
- ▲ DSI Precipitation and Temperature Stations
- ⊙ EIE Hydrometric Stations in Operation
- ⊙ EIE Hydrometric Stations Out of Operation
- DSI Hydrometric Stations in Operation
- DSI Hydrometric Stations Out of Operation
- Boundary of Cerun River Drainage Area
- Dam Site
- Weir Site
- Boundary of Drainage Area of Dam Site
- Boundary of Drainage Area of Weir Site
- Settlement Area
- Isohyet

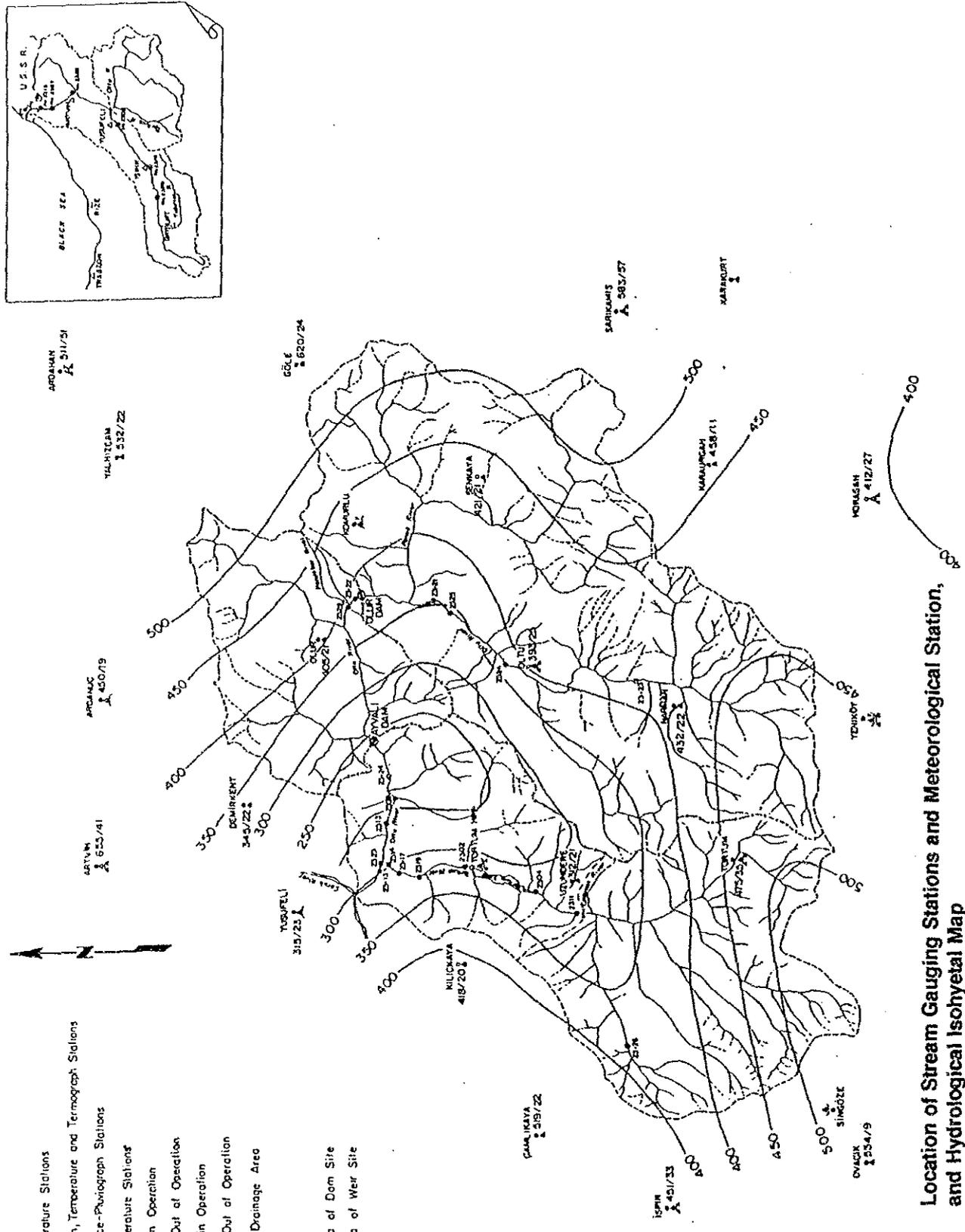


Fig. 6-1 Location of Stream Gauging Stations and Meteorological Station, and Hydrological Isohyetal Map

26m/s の西風を記録している。これらの月別記録は、温度を Table 6-1とFig.6-3、降雨量をTable 6-2、Fig.6-4、最大積雪を Table 6-3、最大風速は Table 6-4 に示す。

なお、Fig.6-1 に気象観測所と測水所の位置および等雨量線図を示した。

Meteorological		Observation Period (Years)																							
Station	E. L.	1930	1940	1950	1960	1970	1980	1990																	
(DMI)	(m)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1		
Ardanug	900																								
Yalnizcam	1,850																								
Sarikamis	2,092																								
Horasan	1,540																								
Ovacik	1,300																								
Artvin	597																								
Tortum	1,602																								
Uzundere	1,300																								
Narman	1,700																								
Oltu	1,275																								
Senkaya	1,850																								
Olur	1,300																								
Gole	2,000																								
Yusufeli	611																								
Demirkent	500																								
Kilickaya	1,150																								
Ispir	1,200																								
Karaorgan	1,775																								
Ardahan	1,829																								
Canlikaya	1,250																								

Fig. 6-2 Existing Precipitation Data

Table 6-1 Monthly Temperature at Oltu and Tortum Meteorological Station

		(unit ; °C)												
Station		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Oltu	Ave	-3.8	-1.7	3.6	10.1	14.1	18.0	22.4	21.9	17.8	11.3	4.6	-1.3	9.8
	Max	11.0	14.6	19.7	30.0	30.7	34.3	39.0	38.6	35.2	28.8	19.8	12.8	39.0
	Min	-24.1	-22.4	-18.4	-8.6	-3.6	1.6	7.4	5.1	1.5	-4.2	-15.2	-19.6	-24.1
Tortum	Ave	-3.3	-1.8	1.6	7.6	12.1	15.4	19.9	19.5	15.5	9.2	5.6	-1.2	8.3
	Max	14.5	13.0	18.0	25.1	28.1	32.0	35.7	36.0	32.3	26.4	20.6	12.7	36.0
	Min	-26.6	-22.8	-24.8	-12.7	-3.1	-3.3	5.5	3.9	-0.6	-8.0	-15.3	-25.0	-26.6

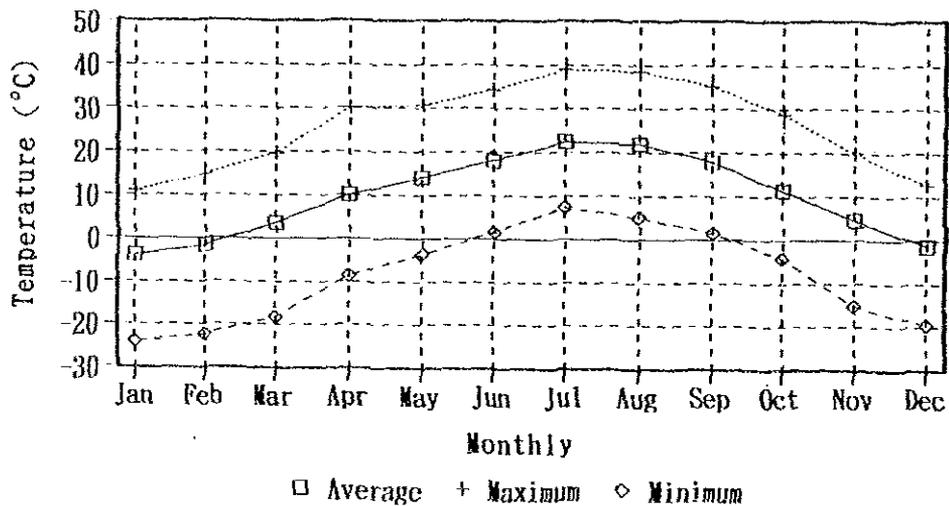


Fig. 6-3 Monthly Temperature at Oltu Meteorological Station

Table 6-2 Monthly Precipitation at Meteorological Station

Station	Observation Period	(unit ; mm)													
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total	
Olur	1959--'	84	19.0	20.6	29.1	48.0	65.2	51.4	41.8	27.6	20.6	28.4	29.8	23.6	405.1
Senkaya	1963--'	87	14.8	17.8	23.9	45.5	78.8	62.9	39.5	32.1	22.7	42.6	22.6	18.0	421.2
Oltu	1958--'	89	19.1	20.8	25.2	44.5	62.6	58.3	39.6	24.9	18.1	35.1	26.0	19.0	393.2
Tortum	1954--'	89	28.8	28.8	37.6	57.2	69.3	60.5	36.0	25.7	22.4	43.0	36.2	29.0	474.5
Narman	1966--'	82	24.4	22.3	29.5	45.6	75.1	66.6	28.6	31.8	23.0	33.8	29.7	21.4	431.6
Uzundere	1969--'	89	13.6	15.4	18.9	36.1	52.2	47.9	24.0	21.9	15.0	34.5	25.1	17.1	321.6
Ave			20.0	21.0	27.3	46.2	67.2	57.9	34.9	27.3	20.3	36.2	28.2	21.4	407.9

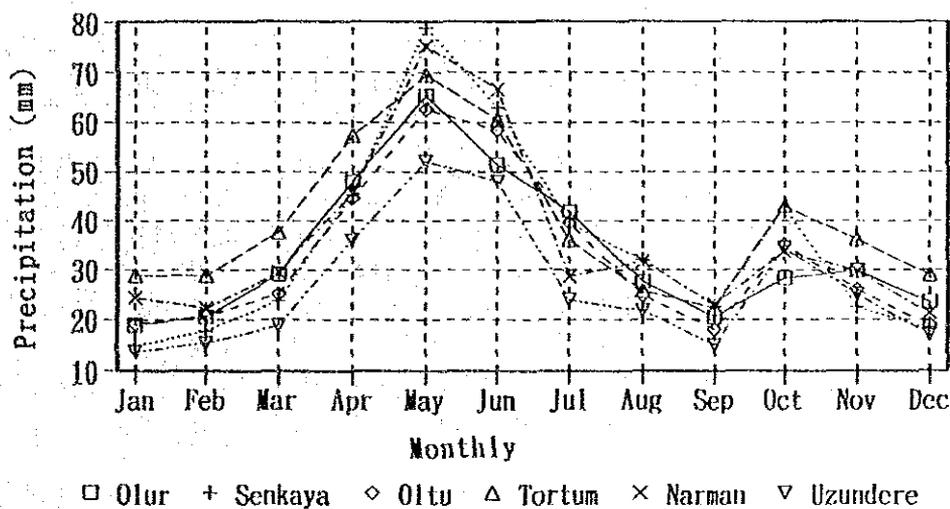


Fig. 6-4 Monthly Precipitation at Meteorological Station

Table 6-3 Monthly Maximum Snow Depths

Station	Period	EL	(Unit: cm)													
			Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Max.	
OLUR	1959-85	1,300	45	70	38	8						3	77	74	77	
SENKAYA	1963-89	1,850	56	68	45	29	7					16	41	46	68	
OLTU	1950-89	1,275	45	61	34	11							30	27	61	
NARMAN	1959-83	1,700	28	39	34	19						5	35	30	39	
UZUNDERE	1969-89	1,300	22	26	15	2							8	21	26	
TORTUM	1954-89	1,602	53	95	45	21	5						11	48	95	
Ave.			42	60	35	15	6						9	40	38	61

Table 6-4 Monthly Maximum Wind Velocity

Station	Period	E.L	(Unit: m/s)												
			Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Max.
OLTU	1960-'	891,275	18.9	18.9	18.9	25.0	22.6	22.5	25.7	22.0	23.0	18.9	15.7	18.9	25.7
			SW	WSW	WSW	WSW	W	WNW	W	ESE	WSW	SW	W	W	W
TORTUM	1967-'	891,602	21.0	17.6	15.6	16.2	19.2	19.0	14.6	15.3	14.0	13.0	15.1	17.0	21.0
			S	S	S	W	SE	WNW	NW	NW	SE	SW	S	NW	S
ARTVIN	1961-'	62 597	21.9	22.1	21.8	21.4	18.8	21.5	17.8	16.0	17.5	14.4	24.2	23.0	24.2
	1964-'	89	SE	SSE	NW	NNW	W	SSW	NW	WNW	NW	NW	NW	SE	NW
BAYBURT	1967-'	891,550	27.8	27.1	27.4	24.7	28.0	29.5	21.3	21.1	25.4	22.9	23.1	30.0	30.0
			SSE	W	SE	W	SSW	W	SE	SW	WSW	WSW	SE	SE	SE
Max.			27.8	27.1	27.4	25.0	28.0	29.5	25.7	22.0	25.4	22.9	24.2	30.0	30.0

6.1.3 水 文

(1) 流量と洪水

流量； 計画地点付近のOltu川は、山が迫っている所や河岸段丘となってU字形を形成している地形を蛇行し、河川勾配も約 1/130 と比較的きついため流速が速い。年間の流出量は100km²当たり0.6m³/s弱であるが、その60%は降雨と融雪の重なる季節である4月、5月、6月の3ヶ月間に流出する。特に5月の流出量は年間の30%である。最大流出量の5月と最小流出量の2月の流出比は10:1程度である (Table 6-8 参照)。

洪水； 洪水については洪水痕跡を追跡しても、氾濫、耕地の被害が見当たらない。流域の気象記録によっても短時間の集中豪雨は記録にないため、大きな洪水はあまり発生していないものと推察される。

測水所の位置と観測期間は Fig. 6-5 の通りである。そして本報告のスタディに使用した測水所と観測期間は Fig. 6-6 に示す。使用した測水所の中で、No.2302は Tortum川筋にあり、No.2323は合流後のOltu川に位置している。これらの測水所流量は Tortum川中流部のTorutum湖と、その流量を調節して運用しているTorutum発電所 (1971年に運転開始) の影響を受けている。従って、本来ならば自然河川の流量記録として使用するには好ましくない。しかし、最近のNo.2323とその上流の測水所 (No. 23-24, No. 2329) との相関関係は Fig. A-2-1 (a), (b) に示す通り比較的良好であるので、1976年以前の計画地点流量はEiEの「Engineering Hydrology Report」 Aug 1984の流量を採用した。

(2) 蒸発と堆砂

蒸発； Oltu川筋の蒸発量観測記録は Tortum 発電所のみである。

貯水池蒸発量はTortum発電所の蒸発観測記録とOltu気象観測所の気温記録、および、その他周辺気象観測所の気温、標高関係も考慮して算出した。

蒸発量は気温の高い7月、8月に最も多く、11月から3月にかけての寒冷期間は殆ど蒸発が生じないことを Table 6-10, 11 に示している。

堆砂； Çoruh川の濁りは年間を通して黄褐色を呈し、浮遊砂の約70%は粘土とシルトである。Oltu川筋の濁りはÇoruh川本流以上である。これらの流出土砂は流域の未固結堆積岩崩壊地より供給されているものと思われる。

01tu川の浮遊砂観測を実施しているのは、01ur貯水池上流端に設置してあるNo.2325測水所のみである。No.2325の流域は01urダムとNo.2325の間に大きい支流が合流しているため、ダム計画流域の約50%を代表しているに過ぎない。しかしながら、本報告の貯水池内堆砂の算出には、1977年より継続して実施されているNo.2325の観測記録を使用した。

浮遊砂量は年間 km^2 当たり280tonで、5月に年間の53%、4月、5月、6月の3ヶ月間には88%を流出する。(Table A-2-8 参照)。なお、貯水池内の堆砂は浮遊砂に掃流土砂を考慮して、50年間の年平均 km^2 当たり堆砂量を 270m^3 とした。

6.2 流量

6.2.1 一般

EiBの「Engineering Hydrology Report」 Aug 1984 では、1941年より1982年までのダム計画地点の流量を、測水所No.2323を主体にして、No.2302, No.23-22およびNo.23-24の観測記録より算出している。

現在、1973年以降も継続して流量観測している測水所は、No.2323 (Dec 1963～)とNo.23-24 (Oct 1976～)である。

No.23-22付近にNo.2329とNo.2329地点の上流約17.3kmにNo.2325が設置され、それぞれ1981年12月と1973年10月より流量観測が実施されている。Fig. 6-5 に測水所と観測期間を示す。

Station		Observation Period (Years)										Name			
No.	River	1940	1950	1960	1970	1980	1990								
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	
2302	EIE Tortum	—————					CA 1,744.8						Tev, Kop		
2303	EIE Tortum	—————								CA 1,548.4				Azort	
2309	EIE Oltu			—————						CA 4,803.6				Tivasor	
2311	EIE Tortum			—————								CA 1,457.2			Dikkale
2313	EIE Oltu			—————						CA 4,870				Gulpasa Gollu	
2314	EIE Tortum	CA 1,965.2			—————								Catak kop		
2319	EIE Tortum	CA 1,824			—————								Uluboga		
2323	EIE Oltu	CA 6,854			—————							Ishan Kop			
2324	EIE Oltu	CA 1,500			—————								Oltu		
2325	EIE Oltu	CA 1,762			—————			—————					Asagi kumlu		
2329	EIE Oltu	CA 3,538.8 (Olur St)			—————			—————					Coskunlar		
23-13	DSI Oltu	CA 6,933			—————	—————						Ishan			
23-17	DSI Tortum	CA 2,003.4			—————								Catac		
23-21	DSI Oltu	CA 1,822			—————								Yol Boyu		
23-22	DSI Oltu	CA 3,522 (Olur St)			—————								Saclioglu		
23-23	DSI Oltu	CA 1,183			—————			—————					Kesik Kop		
23-24	DSI Oltu	CA 4,546 (Ayvali St)			—————			—————					Ayvali		
23-26	DSI Tortum	CA 110			—————			—————					Uzunkavak		

Fig. 6-5 Existing Stream Gauging Station

ダム計画地点と測水所の位置関係は、Olurダム地点（流域面積 3,509km²）約3.9km下流にNo.2329（流域面積 3,538.8km²）、Ayvaliダム地点（流域面積 4,517km²）下流約5.4kmにNo.23-24（流域面積 4,546km²）が位置しており、それぞれのダム計画地点と測水所間に大きい支川は流入していない。従ってOlurおよびAyvaliのダム地点流量はNo.2329、No.23-24測水所流量と同一として算出した。

本報告の流量算出の方法は Table 6-5 に示す通りである。

その概略を次に示す。

Ayvaleダム地点流量；1940年10月～1976年 9月：No.2323の換算

1976年10月～1983年 9月：No.23-24の観測値

1984年10月～1987年 9月：同上

1983年10月～1984年 9月：No.2329の換算

1985年 7月～1985年 9月：同上

1986年 5月 : 同上

1986年 7月 : 同上

1986年11月 : 同上

1987年 4月 : 同上

1987年 9月 : 同上

1987年10月～1990年 9月：同上

Olurダム地点流量 ; 1940年10月～1976年 9月：No.2323 に係数を乗じた。

1981年12月～1990年 9月：No.2329 の観測値

1976年10月～1981年11月：No.23-24 の換算

1982年 8月 : 同上

測水所観測期間と流量算出関係を Fig. 6-6 に示す。

なお、No.23-24の月別流量がNo.2329の月別流量より小さい場合はOlur川筋の各測水所（No.2323, No.2325）の資料をもとに修正した。

Table 6-5 Natural Flow Calculation at Damsites

Station No. C.A. ₂ (km ²)	Observation Period (Years)	by EIE Report 1984 (Applied G.S)	by JICA (Applied G.S)	Regression Equation (Unit: MCH)
2302	1940/10 - 1963/9			
2323	1962/12 ~ (1963/10 - 1990/9)	1940/10 - 1963/9 No. 2302 ; $\log Y = 0.880 \times \log X(\text{No. 2302}) + 0.7036$ 1963/10 - 1983/9 No. 2323	1940/10 - 1963/9 No. 2302 1963/10 - 1983/9 No. 2323	; $\log Y(\text{No. 2323}) = 0.880 \times \log X(\text{No. 2302}) + 0.7036$
<u>Ayvalli, Sakartepe Site</u>				
23-24	1976/10 - (1984/10 - 1987/9)	1940/10 - 1976/9 No. 2323 ; $= 0.785 \times X(\text{No. 2323}) - 9.941$ 1976/10 - 1983/9 No. 23-24	1940/10 - 1976/9 No. 2323 1976/10 - 1983/9 No. 23-24 1984/10 - 1987/9 No. 23-24 1987/10 - 1990/9 No. 2329 1985/7,8,9,1986/5,7, 11,1987/4,9	; $Y(\text{No. 23-24}) = 0.785 \times X(\text{No. 2323}) - 9.941$; $Y(\text{No. 23-24}) = 1.172 \times X(\text{No. 2329}) + 1.163$; $Y(\text{No. 23-24}) = 1.172 \times X(\text{No. 2329}) + 1.163$; $Y(\text{No. 23-24}) = 1.172 \times X(\text{No. 2329}) + 1.163$
<u>Olur Site</u>				
23-22	1968/10 - 1972/9			
2329	1981/12 ~ (1981/12 - 1990/9)	1940/10 - 1968/9 No. 2323 ; $= 0.480 \times X(\text{No. 2323}) - 5.539$ 1968/10 - 1972/9 No. 23-22 1972/10 - 1983/9 No. 2323	1940/10 - 1976/9 No. 2323 1976/10 - 1981/11 1981/12 - 1990/9 1982/8	; $Y(\text{No. 2329}) = 0.8 \times X(\text{No. 2323}) - 9.94$; $Y(\text{No. 2329}) = 0.853 \times X(\text{No. 23-24}) - 0.992$; $Y(\text{No. 2329}) = 0.853 \times X(\text{No. 23-24}) - 0.992$
2325	1973/10 - (1973/10 - 1989/9)			

Note: Observation Period in () are the data collected by JICA.

Damsite	Applied Station Period (Years)						C. A(km ²)
	1940	1950	1960	1970	1980	1990	
Applied G. S	0	1	2	3	4	5	
	1	2	3	4	5	6	
	2	3	4	5	6	7	
	3	4	5	6	7	8	
	4	5	6	7	8	9	
	5	6	7	8	9	10	
	6	7	8	9	10	11	
	7	8	9	10	11	12	
Ayvali							
No. 2302	[Line from 1940 to 1963]						1. 775
No. 2323			[Line from 1963 to 1976]				6. 854
No. 23-22							3. 522
⊙ No. 23-24					[Line from 1976 to 1989]		4. 694
No. 2329						[Line from 1989 to 1990]	3. 539
Olur							
No. 2302	[Line from 1940 to 1963]						Tortum R
No. 2323			[Line from 1963 to 1976]				Oltu R
⊙ No. 23-22							Oltu R
No. 23-24						[Line from 1976 to 1989]	Oltu R
⊙ No. 2329						[Line from 1989 to 1990]	Oltu R

Note ; ——— Using in Report 1984
 ——— Using in JICA1991
 ⊙ Located near Dam site

Fig. 6-6 Applied G.S for Calculation of Natural Flow at Damsites

6.2.2 算出方法

本報告のダム地点流量 (Ayvali dame site=No.23-24 G.S. Olur dame site=No.2329 G.S) 算出に当たっての方針は次の通りである。

1940年10月より1976年9月までのNo.23-24の流量は「Engineering Hydrology Report」と同様にNo.2302およびNo.2323の測水所記録より換算した。

$$\text{Log } Y (\text{No.2323}) = 0.880 \times \text{Log } X (\text{No.2302}) + 0.7036 \quad ; (1941 \sim 1963)$$

$$Y (\text{No.23-24}) = 0.785 \times X (\text{No.2323}) - 9.94$$

ここに、YおよびXは月流量 (10⁶ m³=MCM) である。

1940年10月より1976年9月までのNo.2329の流量はFig. A-2-1 (a), (b) に示すNo.2323を主体にした相関関係と最近のNo.23-24とNo.2329の相関関係（参照、Fig. A-2-2 (a)）とで次のように算出した。

$$Y (\text{No.2329}) = 0.8 \times X (\text{No.23-24})$$

ここに、YおよびXは月流量（MCM）である。また、1976年10月以降1990年9月までのNo.23-24とNo.2329流量については各々の観測記録とする。ただし、欠測年はNo.23-24とNo.2329観測記録の相関関係Fig. A-2-2 (a)より次の式によって求めた。

$$Y (\text{No.23-24}) = 1.172 \times X (\text{No.2329}) + 1.163$$

上式より

$$X (\text{No.2329}) = 0.853 \times Y (\text{No.23-24}) - 0.992$$

ここに、YおよびXはそれぞれの月流量（MCM）である。

6.2.3 算出結果

ダム地点流量は Table 6-6～7に示す。測水所記録はTable A-2-1～4 に示す。

本報告の平均月別流量は、「Engineering Hydrology Report」Aug 1984の月別流量と収集した追加資料を元に検討し、Table 6-8 に示す通りの結果を得た。

Table 6-8 Monthly Average Natural Flow at Dam Sites

Dam Site	(unit: MCM)												Total	$\frac{\text{m}^3/\text{s}}{100\text{km}^2}$
	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.		
Ayvali	33.98	33.34	28.91	25.95	24.06	38.06	125.13	247.70	140.82	57.68	31.14	26.22	812.99	0.55
Olur	27.48	26.84	23.31	20.67	19.20	30.58	101.69	200.60	113.31	46.11	24.91	20.95	655.65	0.59

Oltu観測所の降雨とNo.2329測水所流量の関係を Fig. 6-7 に示す。

Table 6-6(a) Natural Flow at Ayyali Damsite
(C.A = 4,693.6 km²) (No. 23-24 G.S)

(Unit: MCM)

Year	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Total (m ³ /s/100km ²)
1941	46.27	42.97	37.00	33.16	32.14	52.00	185.53	381.78	130.58	67.38	37.79	26.48	1073.08
1942	41.79	67.85	42.66	36.92	38.45	59.77	145.49	491.68	242.83	90.54	45.32	35.88	1337.13
1943	43.68	41.87	38.65	33.24	28.92	84.88	88.19	233.41	108.60	58.12	33.31	21.30	764.17
1944	29.47	34.02	30.64	28.13	28.13	57.02	132.15	406.90	165.90	85.05	45.40	35.67	1078.72
1945	38.89	40.61	32.06	30.41	25.46	32.14	70.13	227.92	215.36	70.13	34.26	24.76	842.13
1946	29.70	31.43	29.31	27.98	24.99	33.94	87.40	286.79	317.41	113.31	79.55	49.88	1111.69
1947	68.56	55.45	45.40	42.66	37.55	71.70	129.01	127.44	102.32	58.98	26.48	28.05	793.60
1948	31.82	46.42	34.81	30.57	27.03	29.07	99.96	278.94	294.64	75.63	44.23	44.77	1037.89
1949	39.83	36.38	33.86	28.60	24.84	33.63	59.77	300.92	140.78	42.03	28.53	26.33	795.50
1950	33.71	30.02	27.58	25.62	24.36	42.97	131.36	298.57	163.55	66.52	34.96	25.54	904.76
1951	48.15	39.67	35.20	33.31	28.05	48.70	111.74	253.82	191.81	72.49	38.49	43.52	946.95
1952	74.84	53.25	44.77	39.67	39.59	45.25	183.17	309.56	211.43	99.96	51.13	39.20	1191.82
1953	37.08	36.59	37.79	34.57	31.43	38.97	105.46	294.64	207.51	88.97	51.60	35.98	1000.69
1954	35.35	36.61	34.18	32.45	30.25	47.68	105.46	333.89	301.71	191.81	70.92	48.39	1258.70
1955	48.07	41.48	38.65	32.92	27.35	35.90	73.27	211.43	103.89	24.29	12.67	12.35	662.27
1956	22.56	23.58	27.43	24.91	29.15	36.85	88.97	166.69	174.54	80.34	41.95	31.18	751.15
1957	40.61	34.02	33.78	31.19	30.64	54.93	121.16	207.51	158.84	72.49	32.69	31.51	849.42
1958	37.95	41.24	35.98	32.76	28.37	38.26	70.92	152.56	149.42	62.36	32.14	32.14	714.33
1959	34.18	31.04	29.78	30.25	24.29	38.18	104.67	249.90	159.62	60.79	48.07	40.30	851.07
1960	49.25	49.48	40.22	37.00	37.08	48.46	143.14	256.96	140.00	91.33	57.65	40.93	991.50
1961	27.27	24.21	24.44	20.75	17.77	21.07	44.46	96.82	50.27	11.96	5.84	8.95	348.81
1962	11.88	15.18	18.71	15.42	14.24	31.43	82.69	166.69	87.40	40.69	17.22	13.45	515.00
1963	13.77	16.36	14.87	16.83	14.55	21.30	165.12	411.61	286.01	154.91	103.89	35.35	1254.57
1964	57.73	49.48	35.28	27.66	22.64	39.04	158.84	338.60	234.98	67.85	26.17	23.27	1081.54
1965	24.76	23.42	24.13	18.48	16.20	47.44	129.79	176.89	110.95	61.18	30.88	21.70	685.82
1966	42.42	29.78	28.21	28.76	26.48	34.88	132.15	244.40	75.63	26.25	15.81	19.34	704.11
1967	25.15	22.40	19.50	18.24	13.77	20.20	52.62	282.87	106.24	118.02	53.57	29.86	762.44
1968	33.16	32.14	31.43	27.50	23.89	49.80	410.82	461.85	248.33	83.48	41.48	33.47	1477.35
1969	36.30	40.30	29.70	22.40	18.48	42.66	178.46	348.45	78.77	24.68	23.74	21.70	863.64
1970	37.79	27.03	27.74	22.79	19.26	31.19	140.78	115.66	38.49	30.33	15.34	18.32	524.72
1971	21.93	19.34	15.42	15.02	10.86	24.99	66.36	217.71	101.53	18.95	46.66	13.69	572.46
1972	20.83	22.25	22.17	18.56	19.18	25.70	135.29	186.31	140.78	48.86	22.25	31.51	693.69
1973	34.88	32.14	26.25	24.99	26.80	31.74	93.68	195.73	140.00	49.41	14.16	17.85	687.63
1974	31.51	29.39	20.44	16.04	14.63	28.37	52.47	200.44	61.34	17.54	16.20	31.59	519.96
1975	16.12	16.83	20.83	19.50	14.00	23.58	88.97	108.60	66.60	24.68	10.86	15.73	426.30

Table 6-6(b) Natural Flow at Ayvali Damsite (No. 23-24 G. S)

Year	(Unit: MCM)													
	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Total (m ³ /s/100km ²)	
1976	24.29	22.48	12.90	15.18	14.55	38.26	132.93	326.04	162.76	70.13	30.10	29.00	878.62	0.59
1977	39.90	35.70	34.00	25.20	26.50	37.60	118.00	246.00	87.90	32.20	17.50	24.60	725.10	0.49
1978	29.60	27.00	23.90	23.70	28.50	46.80	121.00	318.00	108.00	23.40	13.40	16.60	779.90	0.53
1979	23.40	24.80	24.40	23.40	24.10	32.30	117.00	193.00	140.00	57.90	17.20	15.90	693.40	0.47
1980	38.60	53.20	38.00	31.30	27.50	47.20	207.00	185.00	31.70	11.60	17.80	15.40	704.30	0.48
1981	21.80	20.80	20.20	18.90	17.50	24.80	78.30	156.00	211.00	27.90	18.90	17.90	634.00	0.43
1982	22.30	28.30	23.00	21.00	18.00	23.80	161.00	229.00	59.10	17.50	9.42	18.40	628.82	0.42
1983	21.00	18.80	17.80	16.80	16.70	22.80	44.80	90.40	47.80	8.50	4.80	13.10	323.30	0.22
1984	24.72	41.25	27.06	23.67	19.92	34.57	146.43	301.20	83.20	36.32	43.24	29.88	811.52	0.55
1985	27.10	30.20	25.50	26.70	24.50	33.70	157.00	118.00	28.20	17.92	9.32	19.21	517.35	0.35
1986	26.70	24.20	24.50	23.00	25.00	40.10	161.00	176.96	130.00	30.69	10.40	18.00	690.55	0.47
1987	33.70	38.55	26.00	26.20	31.60	34.50	153.52	416.00	103.00	35.30	15.50	21.90	935.77	0.63
1988	25.12	28.45	22.92	21.47	24.10	37.07	153.91	283.11	249.87	120.70	36.25	34.21	1037.18	0.70
1989	44.42	33.89	28.25	23.38	19.02	50.57	156.43	51.08	14.29	8.04	7.09	11.92	448.38	0.30
1990	29.03	26.89	28.00	18.24	16.70	45.08	178.70	273.16	76.19	34.53	14.88	16.87	758.27	0.51
Ave	33.98	33.34	28.91	25.95	24.06	38.06	125.13	247.70	140.82	57.68	31.14	26.22	812.99	0.55

Note : (1) 1940/10---1976/ 9 : Y = 0.785 * X(No. 2323) - 9.94
 (2) 1976/10---1983/ 9 : No. 23-24
 (3) 1983/10---1984/ 9 : Y = 1.172 * X(No. 2329) + 1.163
 (4) 1984/10---1987/ 9 : No. 23-24
 (5) 1987/10---1990/ 9 : Y = 1.172 * X(No. 2329) + 1.163
 (6) 1985/ 7, 8, 9, 1986/ 5, 7, 11, 1987/ 4, 9 ; Y = 1.172 * X(No. 2329) + 1.16

Table 6-7(a) Natural Flow at Olur Damsite
(C.A = 3,538.8 km²) (No. 2329 G.S.)

(Unit: MCM)

Year	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Total (m ³ /s/100km ²)
1941	37.02	34.38	29.60	26.53	25.71	41.60	148.42	305.42	104.46	53.90	30.23	21.18	858.45
1942	33.43	54.28	34.13	29.54	29.16	47.82	116.39	393.34	194.26	72.43	35.26	28.65	1069.70
1943	34.94	33.50	30.92	26.59	23.14	27.90	70.55	186.73	86.88	46.50	26.65	17.04	611.34
1944	23.58	27.22	24.51	22.70	22.50	45.62	105.72	325.52	132.72	68.04	36.32	28.54	862.99
1945	31.11	32.49	25.65	24.33	20.37	25.71	56.10	182.34	172.29	56.10	27.41	19.81	673.71
1946	23.76	25.14	23.45	22.38	19.99	27.15	69.92	229.43	253.93	90.65	63.64	39.90	889.34
1947	54.85	44.36	36.32	34.13	30.04	57.36	103.21	101.95	81.86	47.18	21.18	22.44	634.88
1948	25.46	37.14	27.85	24.46	21.62	23.25	79.97	223.15	235.71	60.50	35.38	35.82	830.32
1949	31.86	29.10	27.09	22.88	19.87	26.90	47.82	240.74	112.62	33.62	22.82	21.06	636.38
1950	26.97	24.02	22.06	20.50	19.49	34.38	105.09	238.86	130.84	53.22	27.97	20.43	723.83
1951	38.52	31.74	28.16	26.65	22.44	38.96	89.39	203.06	153.45	57.99	30.79	34.82	755.97
1952	59.87	42.60	35.82	31.74	31.67	36.20	146.54	247.65	169.14	79.97	40.90	31.36	953.46
1953	29.66	29.35	30.23	27.66	25.14	31.18	84.37	235.71	155.01	71.18	41.28	28.78	800.55
1954	28.28	29.29	27.34	25.96	24.20	38.14	84.37	267.11	241.37	153.45	56.74	38.71	1014.36
1955	38.46	33.18	30.92	26.34	21.88	28.72	58.62	193.14	83.11	19.43	10.14	9.38	529.82
1956	18.05	18.86	21.94	19.93	23.32	29.48	71.18	133.35	139.63	64.27	33.56	27.34	600.91
1957	32.49	27.22	27.02	24.95	24.51	43.98	96.93	166.01	127.07	57.99	26.15	25.21	679.53
1958	30.36	32.99	28.78	26.21	22.70	30.61	56.74	122.05	119.54	49.89	25.90	25.71	571.48
1959	27.34	24.83	23.82	24.20	19.43	30.54	83.74	195.92	127.70	48.63	38.46	32.24	680.85
1960	39.40	39.58	32.18	29.60	29.66	38.77	114.51	205.57	112.00	73.06	46.12	32.74	793.19
1961	21.82	19.37	19.55	16.60	14.22	16.86	35.57	77.46	40.22	9.57	4.67	3.16	279.07
1962	9.50	12.14	14.97	12.34	11.39	25.14	66.15	133.35	69.92	32.55	13.78	10.76	411.99
1963	11.02	13.09	11.90	13.46	11.64	17.04	132.10	329.29	228.81	123.93	83.11	28.28	1003.67
1964	46.18	39.58	28.22	22.13	18.11	31.23	127.07	270.88	187.98	54.28	20.94	18.62	865.22
1965	19.81	18.74	19.30	14.78	12.96	37.95	103.83	141.51	88.76	48.94	24.70	17.36	548.64
1966	33.94	23.82	22.57	23.01	21.18	27.90	105.72	195.52	60.50	21.00	12.65	15.47	563.28
1967	20.12	17.92	15.60	14.59	11.02	16.16	42.10	226.30	84.99	94.42	42.86	23.89	609.97
1968	26.53	25.71	25.14	22.00	19.11	39.84	328.66	369.48	198.66	66.78	33.18	26.78	1181.87
1969	29.04	32.24	23.76	17.92	14.78	34.13	142.77	277.16	63.02	19.74	18.99	17.36	690.91
1970	30.23	21.62	22.19	18.23	15.41	24.95	112.62	92.53	30.79	24.26	12.27	14.66	419.76
1971	17.54	15.47	12.34	12.02	8.69	19.99	53.09	174.17	81.22	15.16	37.33	10.95	457.97
1972	16.66	17.80	17.74	14.85	15.34	20.56	108.23	149.05	112.62	39.09	17.80	25.21	554.95
1973	27.90	25.71	21.00	19.99	21.44	25.39	74.94	156.58	112.00	39.53	11.33	14.28	550.09
1974	25.21	23.51	16.35	12.83	11.70	22.70	41.98	160.35	49.07	14.03	12.96	25.27	415.96
1975	12.90	13.46	16.66	15.60	11.20	18.66	71.18	86.88	53.28	19.74	8.69	12.58	341.03

Table 6-7(b) Natural Flow at Olur Damsite (No. 2329 G. S.)

(Unit: MCM)

Year	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Total	(m ³ /s/100km ²)
1976	19.43	17.98	10.32	12.14	11.64	30.61	106.34	260.83	130.21	56.10	24.08	23.20	702.88	0.63
1977	33.04	29.46	28.01	20.50	21.61	31.08	99.68	208.85	73.99	26.47	13.94	19.99	806.60	0.54
1978	24.26	22.04	19.39	19.22	23.32	38.93	102.22	270.26	91.13	18.97	10.44	13.17	653.35	0.59
1979	18.97	20.16	19.82	18.97	19.57	26.56	98.81	163.64	118.43	48.40	13.68	12.57	579.58	0.52
1980	31.93	44.39	31.42	25.71	22.47	39.27	175.58	156.81	26.05	8.90	14.19	12.14	588.86	0.53
1981	17.60	16.75	16.24	15.13	13.94	20.16	65.80	132.08	178.99	22.81	15.13	14.28	528.91	0.47
1982	18.03	21.44	19.50	15.20	12.40	17.60	119.00	152.00	26.50	8.96	7.05	13.70	431.38	0.39
1983	16.40	15.10	14.80	13.40	12.10	16.50	32.30	81.70	38.20	7.72	4.01	6.47	258.70	0.23
1984	20.10	34.20	22.10	19.20	16.00	28.50	124.00	256.00	70.00	30.00	35.90	24.50	680.50	0.61
1985	23.00	25.10	22.00	19.10	19.00	26.10	139.00	116.00	26.00	14.30	6.96	15.40	451.96	0.40
1986	24.70	18.90	20.80	18.00	18.80	34.50	142.00	150.00	113.00	25.20	5.16	17.10	588.16	0.53
1987	31.80	31.90	21.50	18.50	25.80	26.10	130.00	349.00	79.30	20.10	15.00	17.70	766.70	0.69
1988	20.44	23.28	18.56	17.33	19.57	30.64	130.33	240.57	212.21	101.99	29.94	28.20	873.06	0.78
1989	36.91	27.92	23.11	18.96	15.24	42.16	132.48	42.59	11.20	5.87	5.06	9.18	370.68	0.33
1990	23.78	21.95	22.90	14.57	13.26	37.47	151.48	232.08	64.02	28.47	11.70	13.40	535.08	0.57
Ave	27.48	26.84	23.31	20.67	19.20	30.58	101.69	200.60	113.31	46.11	24.91	20.95	655.65	0.59

Note : (1) 1940/10---1976/9 : Y = 0.8 * (0.785 * X(No.2323) - 9.94)
 (2) 1976/10---1981/11 : Y = 0.853 * X(No.23-24) - 0.99
 (3) 1981/12---1990/9 : No.2329
 (4) 1982/8 : Y = 0.853 * X(No.23-24) - 0.99

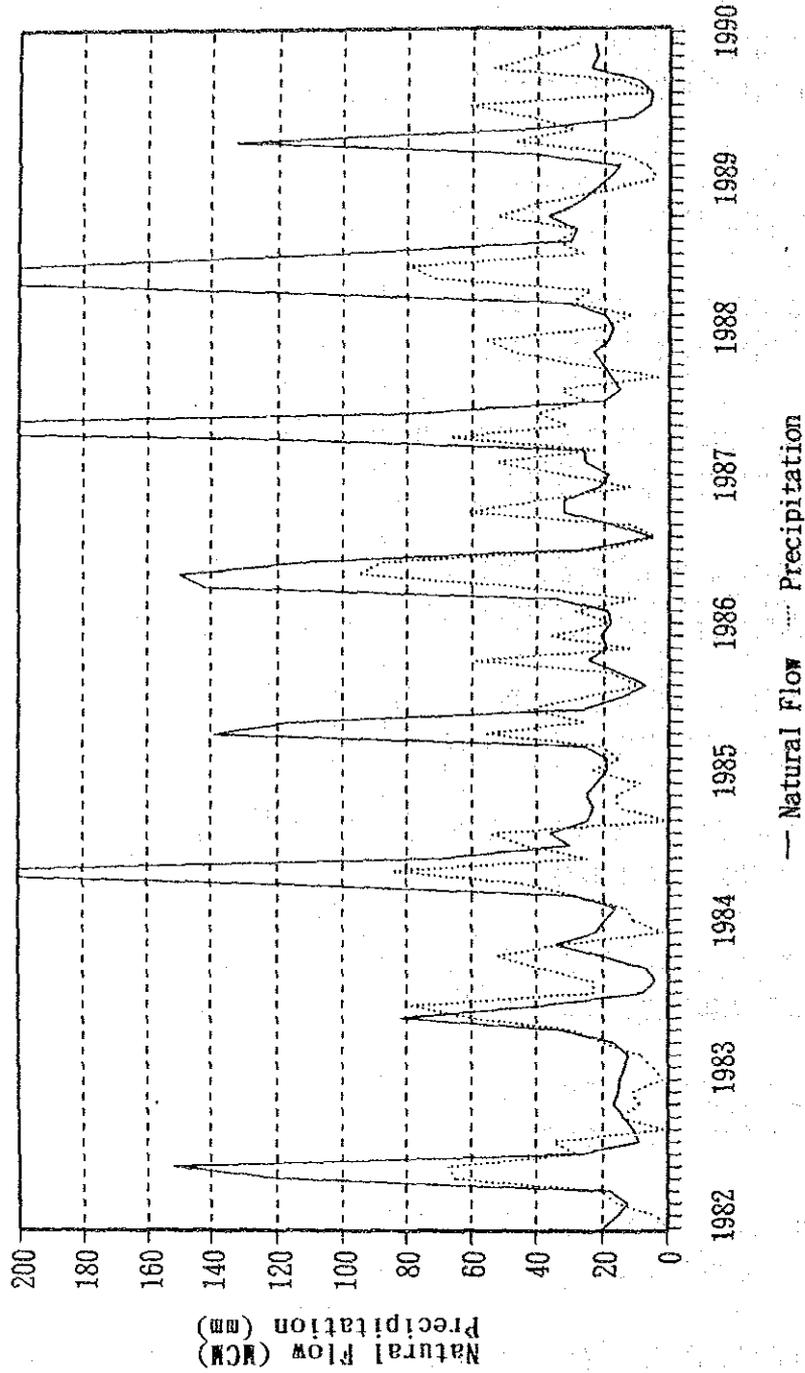


Fig. 6-7 Seasonal Variation of Precipitation at Oltu Station and Natural Flow at No.2329 Station