

トルコ共和国
ケルキット・カラタッシュ水力電源開発計画
フィジビリティ調査
概要報告書

昭和44年3月

海外技術協力事業団

JICA LIBRARY



1051025[3]

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 3. 13	314
	64.3
登録No. 00217	KE

序

トルコ共和国政府の要請に基づき、日本国政府はKelkit Karatas 水力発電計画のフィジビリティ調査を行う様、海外技術協力事業団に要請した。

海外技術協力事業団は、その使命を遂行するため、松本勇氏を団長とする電源開発株式会社の六人の専門家からなる調査団を編成し、1968年7月15日より、およそ3ヶ月にわたり調査団をトルコ国へ派遣した。

調査団は上記計画のフィジビリティ調査を行い、本計画に係わる種々な問題をトルコ共和国エネルギー天然資源省国家水利庁(略称DSI)の技術者と協議した。

調査団の日本帰国後、予備計画作業が行われた。ここにその結果を“Feasibility Report of Kelkit Karatas Project”として国家水利庁長官に提出するものである。

ここに、トルコ及び日本国民の協力のたまものである本報告書が、トルコ国の将来の発展及び両国の友好並びに経済協力の推進に寄与する事を願うものである。海外技術協力事業団を代表し、トルコ共和国政府、日本大使館及びその他の方々に、トルコ国滞在中の調査団への温いもてなしと御協力に対し衷心より感謝の意を表するものである。

海外技術協力事業団

理事長 渋谷 信一

伝 達 状

海外技術協力事業団

理事長 渋谷 信 一 殿

ここに提出いたしましたのは、トルコ共和国Kelkit Karatas 計画に関するフィジビリティ調査報告書であります。貴事業団よりの依頼により、海外技術協力事業団によって編成された調査団として電源開発株式会社が調査を行ったものであります。海外技術協力事業団はKelkit Karatas 計画のフィジビリティ調査を行う為に六人の技術者よりなる調査団を派遣しました。調査団は、地形、地質、資源、水文等及び“DSIのオ7建設局に依り準備されたKaratas プロジェクトの踏査報告書”に基づき本計画地域の調査を行い、同時に計画に必要なその他の資料の収集を行った。

帰国後、電源開発株式会社は、トルコ国に於て得た資料並びに現地調査の結果に基づき、水文資料の分析、需要想定、予備設計作業、建設費の積算、経済分析等を行い、本調査報告書を作成した。本報告書作成は、チーフエンジニアの指導の下に電源開発株式会社の技術者に依り行なわれたものである。

Kelkit-Karatas プロジェクトは、Kelkit 川上流地点にダムを建設し、有効落差85mを利用し、120MWの出力をえて、経済的な水力電源開発を行うにある。ダム地点の流域面積は8202.4Km²、年間流入量約1700百万m³で1130百万m³の有効貯水量を有する貯水池で流量を調整する。年間発生電力量は332百万KWHである。此の電力は東黒海地域及び中央電力系統へ連繫送電線に依り送られる。

更に、本プロジェクトは、東部黒海地方の電力需要、Carsamba平原の28,000haの灌漑用水、及びYesilirmak の下流のAyvacik 貯水池を短期間に埋没させる流砂の防止にあづかつて力があるものである。

本プロジェクトの遂行には、およそ5年、金額にして510百万トルコリラが必要になるものと見込まれる。

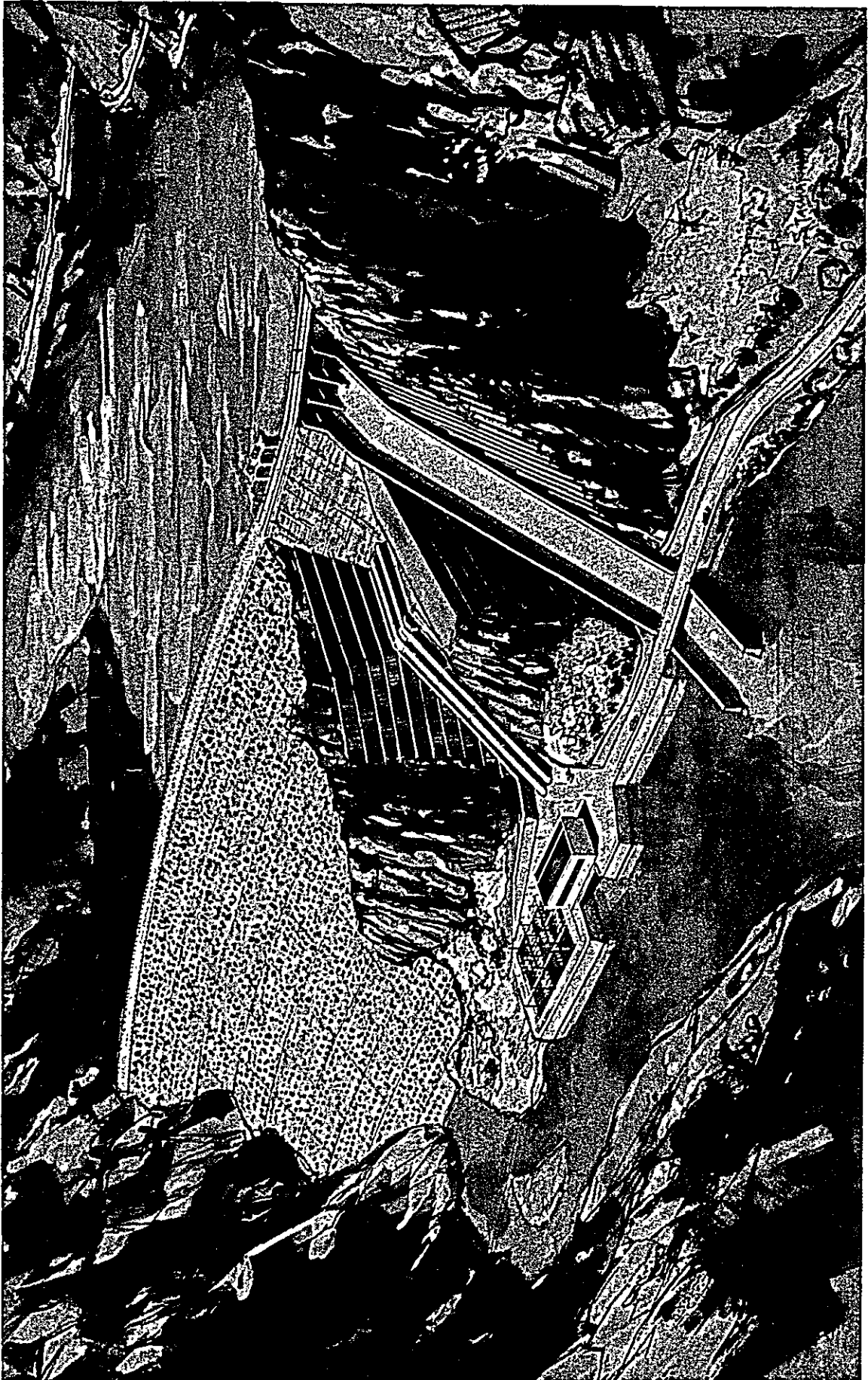
しかし、便益経費率は1.28であり、およそ6.9百万の超過便益が想定できるので、本プロジェクトは技術的且つ経済的にも充分妥当なものと考えられる。トルコ国では最近、電力需要が著しく伸びており、本計画は1977年末までに実現される事になりましょう。従つて出来るだけ早く詳細設計、取付道路の建設などに取りかかる必要があるものと思われる。

最後に、Mr.Arif Onat、国家水利庁の技術者の方々、Etibank 及び日本大使館の方々へ、調査団在トルコ国における御協力に対し、深く感謝いたします。

敬 具

トルコ共和国ケルキツト・カラタツシユ水力電源開発
計画調査団団長

松 本 勇



第 1 章 緒 論

1.1 委 任

トルコ共和国政府は、国民の生活水準を引き上げる為に、産業開発計画を遂行して来ている。本計画の根幹を為す電力需要に対処する為、水力事業の任に当たっている国家水利庁 "General Directorate of State Hydraulic Works" (以下 D S I という) は、Kelkit 川の上流地点に水力電源開発計画 Kelkit-Karatas プロジェクトを策定した。

トルコ共和国政府を代表し、DSI 長官 Arif Onat 氏は、1968 年 2 月日本政府に対し Kelkit-Karatas 水力電源開発計画のフィジビリティ調査を行うよう要請してきた。この要請をうけて日本国政府は、海外技術協力事業団 (以下 O T C A という) に調査を委託した。計画の主目的が電源開発である事から、O T C A は更に電源開発株式会社 (以下 E P D C という) に実際の作業を行う様依頼した。

トルコ共和国政府に依り要請されたフィジビリティ調査の範囲は、Kilickaya Dam, 発電所及び Kilickaya 貯水池下流の調製池を含むものであった。

1.2 経 緯

1954 年から 1957 年にかけて、D S I General Directorate は Yesilirmak 川流域全般にわたり、Basin Planning Study を行い、"Yesilirmak Basin Harnessing Report" を作成した。この Report においては、現在の Kilickaya ダム上流 4 km の地点にある Karatas 地点に、Earthfill Dam が計画されている。即ち、現在この Project が Kelkit Karatas と云われるのはここに由来するわけである。

その後 1967 年に、D S I 第 7 建設局は、Kelkit Karatas Project の Reconnaissance Study を行い、Report を作成している。この特点の調査において、ダムサイトは現在地点となった。Maximum Installed Capacity は 90 MW, Total Energy と Firm Energy は夫々 270.9×10^6 KWh 及び 192.8×10^6 KWh であった。

更にその後、D S I は下流 Ayvacik 遂行の具体化と共に Reconnaissance Study の Revision を行った。詳細については後章にゆずるが Ayvacik Dam に流入する Residues は Kilickaya Dam において Natural Discharge を Regulate する結果として、きに減少する。と同時に、Firm Discharge の増分によつて、下流 Carsamba Plain の灌漑面積が一挙に増加することも確められた。

Eastern Black Sea Region において、Kilickaya 発電所は最初の貯水池式発電所であり、これによつてこの地域の産業の発展に寄与する処は大きい。かくて Yesilirmak 総合開発の一環として、下流地域に重要な影響をもつこの計画は、これらの調査段階をへて Feasibility Study の運びとなったのである。

1.3 目的と範囲

1.3.1 目 的

電力の早急な需要に応じて、D S I は、早期に Kelkit 川の上流に電源開発を計画しており、

トルコ共和国政府に対して、詳細設計及び準備工事のための予算を要求し、着工の承認をうべく準備している。

本報告書は、Kilickaya 貯水池と直下流にある調整池からなる Kelkit-Karatas 計画の技術的、経済的フィジビリティに対する検討を行っている。この計画は、Yesilirmak川総合開発計画の重要な部分を占め、1967年にDSI才7建設局によって行なわれた予備調査において早期着工地点として勧告をうけている。この報告書は、DSIがトルコ国政府の認可を得て工事資金をうべく作成されている。

1.3.2 範囲

Kelkit-Karatas Project は Yesilirmak流域全体計画の一環をなしており、下流 Lower Yesilirmak 計画に与える影響は大きい。この為、この Feasibility Report においては、Yesilirmak下流 Ayvacik 貯水池及び上流既設 Almus 貯水池計画との組合せにおいて、Kelkit-Karatas Projectを計画した。Kelkit-Karatas Project は Kilickaya 貯水池計画及びその直下流にある Arpabuku調整池計画よりなり、それぞれの直下流にある発電所において発電された電気は連繫線によって黒海沿岸送電線に結ばれる。この報告書は、それらの諸設備及び下流に与える影響について論述されている。

1.4 調査及び検討

現地調査は1968年7月中旬から9月下旬にかけて行なわれた。これらの調査は Yesilirmak川流域総合開発計画の中の Kelkit-Karatas 計画について行なわれた。このため、電源開発株式会社は下記6名の技師を派遣した。

団 長	松 本 勇	土木技師
団 員	湯 沢 省 三	〃
〃	藤 田 武 俊	地質技師
〃	平 塚 昭 隆	土木技師
〃	西 野 敏 朗	灌漑技師
〃	高 岡 卓 也	電気技師

1.4.1 日本における検討

調査団の日本帰国後、1968年10月1日から1969年3月31日にかけて、トルコ国において収集した資料に基づき、計画案の検討が主任技師の指揮下で電源開発株式会社において行なわれた。

水文データの解析、需要想定、計画の詳細検討、予備設計、建設費の想定、経済評価などの作業がこの報告書を作成するために行なわれた。

1.5 基礎資料

検討に用いた基礎資料はDSI提供のものか又はDSIを通じて担当の組織から提供されたものであり主な基礎資料は次の通りである。

- a. Ayvacik , Balahor , Kilickaya 及び灌溉地域地形図
- b. 1/25,000 計画地域地形図
- c. D S I 及び E I E , Yesilirmak川及び支流流量資料
- d. D S I 及び D M I 降雨, 蒸発, 温度, 湿度, 風速資料
- e. Etibank, 発電設備資料
- f. D S I 及び Etibank, 開発計画及び送電線計画
- g. 東黒海及びトルコ国全土需要想定
- h. トルコ国人口及び経済, 第二次 5 ヶ年計画
- i. Lower Yesilirmak 計画レポート

第 2 章 結 論 と 勧 告

2. 1 結 論

2. 2 勧 告

第 2 章 結 論 と 勧 告

2.1 結 論

(1) 近年トルコ国における電力需要の伸びは著しく、増加率も1965年、1966年、1967年にはそれぞれ11.0%、12.0%、14.4%に及んでいる。この高率は急速な工業化、国民生活水準の向上に起因している。1968年に刊行されたGeneral Energy Report of Turkeyによれば、1972、1977、1982年には、更に1,400,20,700,36,800 million KWhに達すると想定されている。DSI及びEtibankは、この需要にこたえ、中央系統及び東黒海系統に発電設備を増加しているが、1975年以降には、なお且供給の不足を生ずる。これに対しては、現在Yesilirmak下流に計画中の、Ayvacik発電所の投入が予定されているが、Kilickaya発電所はAyvacik発電所の電力を有効化するものであり、その運開後早急に系統に投入する必要がある。

(2) 下流Carsamba平野には約80,000haの灌漑可能地がある。1965年に行なわれたLower Yesilirmak計画のFeasibility調査において、Ayvacik貯水池は単独で、この中の34,000haの灌漑を行えることが判明したが、この平野のポテンシャルを有効に活用するためKelkitの上流にKilickaya貯水池を建設する必要がある。計画中のAyvacikと既設Almus貯水池にKilickaya貯水池を加えることによつて、Carsamba平野では、右岸に47,000ha、左岸に25,000ha、計72,000haに達する地域に灌漑を行うことが可能である。

(3) Ayvacik発電所に流入する滞砂量は年間約 $30 \times 10^6 m^3$ に達するが、Kilickaya貯水池による砂防効果は著しく、Kelkit川の自流を調節することによつて、その約30%を軽減する。

(4) Kilickaya地点は、地形及び地質面からみて、大規模貯水池の建設に好適である。貯水池の最適規模は、灌漑を含めて下流Ayvacik貯水池、Yesilirmak中流の既設Almus貯水池と組合せて検討した結果、全体として超過便益が最大となる満水位標高850m、総貯水量1,400 million cu.m有効貯水量1,130 million cu.mを採用した。最大使用水量は170.4 cu.m.s・常時使用水量は35.68 cu.m.sである。

ダムは基礎岩盤からの高さ約140mのフィルタイプダムであつて、洪水吐及び水路工作物はすべて河川の彎曲を利用して左岸に設置する。発電所の出力は120,000 Kwであり、発電された電力は黒海沿岸のGiresunに154,000Vの送電線で送電される。

(5) Kilickaya発電所建設に必要な工期は詳細設計及び取付道路、キャンプなどの準備工事を除いて50ヶ月である。これらの工事に必要な建設費は、概要次の通りである。

	利子率 5 %	利子率 8 %
発 電 設 備	489,390,000 TL	516,080,000 TL
送 電 設 備	23,200,000 TL	23,900,000 TL
総 計	512,519,000 TL	539,980,000 TL

(6) Kilickaya 発電所の年間発生電力量は 3 3 2, 2 3 0 0, 0 0 0 Kwh であり、そのうち一次電力量は 2 3 6, 2 0 0, 0 0 0 Kwh、二次電力量は 9 6, 1 0 0, 0 0 0 Kwh である。Giresun 変電所までの送電ロスを検討すれば、売電可能電力量は 3 2 1, 8 0 0, 0 0 0 Kwh である。

一方この計画の電力に対する年間経費は、5% 利率において 2 4, 5 4 0, 0 0 0 TL であり、Giresun 変電所渡しの Kwh 当り単価は 7. 6 3 Krs である。8% 利率では、夫々 3 1, 4 9 0, 0 0 0 TL 及び 9. 7 9 Krs である。

(7) Kilickaya 計画の便益は自己の Kw 及び Kwh、下流 Ayvacik 発電所の電力増分及び下流灌漑地域の面積増加によるものである。超過便益及び便益経費率は次の通りである。

() 内は、8% 利率を示す。

単位 1 0 0 0 TL

	発 電		灌 漑	総 計
	自 己	下 流 増		
年 間 便 益	3 1, 4 3 0 (3 3, 6 2 0)	1 2, 7 0 0 (1 5, 7 8 0)	1 0 1, 7 7 0 (1 1 1, 7 1 0)	1 4 5, 9 0 0 (1 6 1, 1 1 0)
年 間 経 費	2 4, 5 4 0 (3 1, 4 9 0)	8, 7 3 0 (1 2 1, 9 9 0)	3 4, 8 0 0 (6 0, 9 5 0)	6 8, 0 7 0 (1 0 5, 4 3 0)
超 過 便 益	6, 8 9 0 (2, 1 3 0)	3, 9 7 0 (2, 7 9 0)	6 6, 9 7 0 (5 0, 7 6 0)	7 7, 8 3 0 (5 5, 6 8 0)
便 益 / 経 費	1. 2 8 (1. 0 7)	1. 4 5 (1. 2 1)	2. 9 2 (1. 8 3)	2. 1 4 (1. 5 3)

即ち、本計画は、下流において生ずる便益を累加することによって、その経済性を更に強めている。

2. 2 勸 告

本計画は技術的に Feasible であり、下流 Ayvacik 発電所および Carsamba 平野の灌漑を考慮すれば、経済的にも充分 Sound なものである。

(1) Kilickaya 発電所の運転開始は遅くとも 1 9 7 7 年 7 月末であり、この場合建設工程は次の通りである。

工 事 着 手	1 9 7 3 年 6 月
河 流 切 替	1 9 7 4 年 7 月
盛 立 開 始	1 9 7 4 年 7 月
洪 水 開 始	1 9 7 6 年 1 2 月

(2) 詳細設計及び準備工事は、早期着手が望ましいが、この為、左岸洪水吐及び発電所の地質調査、堤体及びコンクリート材料の調査を補足する必要がある。

(3) 下流逆調整地点は Ayvacik 貯水池に流入する流砂量を減少させる為、欠くことが出来ない。従って、少なくとも日調整量以上の容量をもつ調整池地点を Kilickaya 下流に見出すべく更に調査の必要がある。

(4) Kilickaya 貯水池に懸念される地滑りは、計画の主要構造物に重大な影響を与える事はない。

しかし、緩漫に進行する地滑りに対して、今後とも挙動の監視及び地滑り防止のための調査を続けねばならない。

第 3 章 計 画 地 域

3. 1 Yesilirmak 川流域計画と計画地域

3. 1. 1 Yesilirmak 川流域

3. 1. 2 計 画 地 域

3. 2 地 質

3. 3 地 震

3. 3. 1 地 震

3. 3. 2 耐 震 設 計

第3章 計画地域

3.1 Yesilirmak川流域と計画地域

3.1.1 Yesilirmak川流域

トルコ国 North Anatolian山地は 2,000 m をこえる高山を多くもち、最高のタトス山は 3,937 m に達する。この山地は更に東西方向の深い構造谷によって細分されている。

Yesilirmak も亦、このような谷にそって東西方向に流れ、東黒海山脈を北に横断して黒海に注ぐ主要河川の一つである。Yesilirmak は Anatolian Plateau 北東部に源を発し、東黒海山脈と Anatolian Plateau の間を西流して Tokat 附近を通過し、Amasya 上流において支流 Tersakan Cekerek を合せた後、北東に流路を変え、Kale 附近で Kelkit River と合流した後、北流して東黒海山脈を横断し、Samsun の東部で黒海にそそいでいる。流域内の最高峰は Karagöl であり、標高 3,000 m に達する。Yesilirmak はその支川も含めて、Kale 上流では典型的なトルコ国内陸部を通過するが、Kale 下流では谷相は変わり、いわゆる Eastern Black Sea Coastal Area を通過する。その総流域面積は 361,114 Km² に達し、西南部では Kisilirmak 流域と相接し、北東部では Dogu Karadeniz 流域と相接する。

隣接する上記二流域は、夫々 Inland Area と Coastal Area の流況を示しているが、夫々の単位流域面積あたりの流量を比較すれば次の通りであり、Yesilirmak の両者の中間に位する。

Kisilirmak Basin	$72.9 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{Km}^2$
Yesilirmak Basin	$127.4 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{Km}^2$
Dogu Karadeniz Basin	$469.3 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{Km}^2$

現在、Yesilirmak流域において、運転中の発電所は Almus (Installed Capacity 27,000Kw) 及び Durucasu Installed Capacity 800Kw の二発電所である。

Almus 発電所は、1966年以來運転に入っている。新鋭水力発電所であり、現在、Amasya、Tokat 及び Sivas の町へ 154 Kv の送電線によって送電している。近い将来これらの送電網は Merzifon などへ拡張され、黒海岸送電線或いは中央系流と連結されるであろう。Almus Dam はトルコ国自身の手によって作られた Earth-fill Dam であり、Yesilirmak 流域一帯が地震帯に属するため耐震設計をとり入れてある。Almus Dam 直下流には、Omala, Kazova and Tarhak Plains があり、それらの Plains は発電に使用した水及びダムからの放流水によって灌漑用の水を供給されているが、更に灌漑水路の拡張工事が現在行われている。また Erbaa Plain の一部に対しては、現在 Kelkit River から Plain 上流部において Pump up を行つて灌漑用水を供給しており、この Plain においても水路の拡張工事が現在進行中である。

将来計画の詳細については、他の Chapter においても述べるが、多くの貯水池又は調整池をかなめとして、その下流に存在する各 Plain は、灌漑用水を与えられるならば、かなりの農業 Potential をもっている。

最下流にある Ayvacik ダム計画地点は、それらの貯水池群及び灌漑地域を持つ主要支川が、Kale

上流において合流し、東黒海山脈を横断して北流する溪谷地点にある。この project は流域一貫計画の中枢を示めるが、上流既設 Almusダム及びその他の大貯水池計画をまっしてその機能を全うするものであろう。

Yesilirmak川口には、Carsamba Plain が広がっており、主要な上流貯水池計画の完成と相俟って灌漑及び排水工事を実施するならば、将来は黒海地方における農業、牧畜の中心となるであろう。標高 50 m 以下を採れば、Arable Land は右岸に 57,300 ha、左岸に 32,700 hectares あり、地表勾配は 0～10% で海岸に至っており、海岸線に沿っては砂丘も点在する。

3.1.2 計画地域

3.1.1 において述べた様に、黒海に流入する河川は、一般に深い構造谷を走っているが、Kelkit も大構造線上を流下している。Kelkit は Yesilirmak の主要支川のの一つであり、Kale 上流において Yesilirmak に合流している。Kelkit の流域面積は、全 Yesilirmak の約半に及んでいる。

D S I の分類によれば Kelkit Basin は Erbaa, Niksar, Karatas, Sebinkarahisar, Susehri, upper Kelkit の 6 つの Project Area からなり、この Karatas Project Area は標高約 320 m の Niksar Plain 上流端から、Kelkit と Sebinkarahisar Creek との合流点上流 5 km までを云う。

即ち、この Project Area は Kelkit の上流部 Susehri 近傍に位置し、丁度、構造線が Kelkit をはずれた地点を包含する。

Project Area の標高は 320 m から 2,600 m の間で変化しており、plain はないが、Kilickaya 貯水池沿岸には Sucehri plain が存在する。ただしこの報告書においては、Project Area として特に D S I による分類を採っていない。Kelkit-Karatas Project が Yesilirmak 総合開発計画の一環として Ayvacik と共に欠くべからざるものであり、又、電力エネルギーが、中央系統と連繫された東黒海系統に送られる点を考慮し、Project Area としては広義では Yesilirmak Basin、狭義では Kelkit Basin を考えたい。

一般に、Kelkit 上流部においては大部分が農林業に従事し、遊牧、半遊牧の生活をもつ住民もある。人口密度トルコ国の他の高原及び山岳地帯と同様希薄である。然し Yesilirmak 川流域には、大小の各都市が散在し、又黒海沿岸も同様である。Amasya, Bafra, Corum, Merzifon, Samsun, Sivas などの各都市には、製粉、セメント、木材、煙草などの工場があり、商工業も盛であり、背後の生産地を控えて人口の集中度も高い。Samsun は港湾施設及び冷凍設備を有するが、現在近郊に銅の製錬工場及び肥料工場の建設が始まっている。また精油工場の計画も Carsamba 平野の西端に行なわれている。近い将来、Yesilirmak 川流域を含む東黒海地方は、豊富な電力エネルギーの供給をうけて確実に発展を続けると想定されている。

3.2 地 質

Yesilirmak 川流域は、川に沿う幅広い洪積平野のほか、山岳部にも、なだらかな丘陵性の地形が見られ、多くの谷に刻まれた急峻な山岳地形と混在している。すべての谷の出口に見られる扇状

地は、本地域の特徴である。

ダム地点はKelkit川の上流部に位置する。ダム地点における河床標高は750m、集水区域を境とする分水嶺は、2,500mないし3,000m、集水区域内の山陵は2,000mないし2,300mである。集水区域内の大きい支流は地質構造に支配されて東西に長く、南北に短い川の集合より成る格子状水系を呈し、集水区域の外形も東西の長さ約130km、南北の幅35kmないし75kmの大きさで、東西に長い長方形を呈している。

トルコ国は、ビルマからインドを横切り、地中海ヨーロッパへ延びるアルプス-ヒマラヤ褶曲山脈上に位置する。ダム地点の下流約15kmより下流では、Kelkit川に沿って、トルコ国で最も大きい規模の構造線(Kelkit断層)が走っている。この断層は、ダム地点の南方約7.5kmを通り、更にSEEの方向へ延びている。

Yesilirmak川流域は造山帯特有の、複雑な地質構造を示し、古生代から新生代までの多様な岩石が分布している。概観すれば、Kelkit断層を境に、北側には上部白亜紀の火山岩類とFlysh Faciesが、南側には変成岩類をはじめ、Ophiolitic Faciesや始新世の火山岩およびFlysh Faciesの分布が卓越している。

集水区域の地層分布はFig. 3-2に示すとおり、二畳-石炭紀から新第三紀までの水成岩、上部白亜紀および始新世の火山岩、変成岩、蛇紋岩および花崗岩類が極めて複雑に分布している。

貯水池地域には、Fig. 3-3に示すとおり、上部白亜紀のOphiolitic Facies、石灰岩、Flysh Facies、火山岩類、第三紀の堆積岩、洪積層および沖積層が分布している。第三紀堆積岩の分布地域には、地すべりが多く発生している。

ダム地点には、上部白亜紀の火山岩のうち、粗面安山岩と輝石玢岩が分布している。粗面安山岩は、全般に変質しており、中程度の堅さを持つが、水に飽和されると分解され易い部分がある。

現在稼行されている鉱山はなく、重要な鉱床の発見も報じられていない。

3.3 地 震

3.3.1 地 震

トルコ国はアルプス地震帯に属しており、さらに国内的には、北東部、北部山岳部(東黒海山脈)および西部(エーゲ海とマーマラス海に囲まれた地域)の3地域が活動地震帯(Active Seismic Zones)といえる。1), 2), 3)

1903年までの地震歴は627ヶ記録されているが、これらはすべて地震計が設置される以前のものであつて、科学的な根拠はないものと考えなければならない。

1904年以後の地震記録は、1964年までの間に1,577ヶにも達している。これらの記録はすべて地震計で観測または記録されたものである。4)

これらの地震歴のうち、1850~1960年に発生したものについてはNEVZAT OCAL⁵⁾が、また1909~1967年間の地震についてはA.Aytun⁶⁾その他が整理している。またM.IPEK⁷⁾は全般的にわたって考察している。

本ダムサイトは不幸にして第一級の地震帯¹⁾に位しており、さらにErzincanを通る大構造線

に近接しているため⁸⁾、こゝに予期される地震は次のような特徴があるものと考えられる。すなわち、

- i) 地震発生の主因は地質構造の変動による。
- ii) 比較的浅い処に震源がある。
- iii) 基礎岩盤の卓越周期は0.2秒～0.8秒程度で岩盤地帯特有のものである。

Fig.3-10は、それぞれ1903年以前および1904年以後の地震歴を図示したものである。なお両図とも東経36°～39°30'、北緯39°30'～41°までの範囲内のものである。

またFig.3-8は参考文献3)に示されているすべての地震記録のうちFig.3-10の範囲内のものについて震度別の発生回数を示したものである。

以上の各資料から、本ダムサイトの近傍にあるケルキット Valleyはかなり大きな地震歴があり Active Seismic Zone であることから地震期待値としては、M_s震度階(M.S.Scale)6～7程度のもので4年に1回、同じく9～10程度のもので100年に1回予期されると考えて大過ない。

3.3.2 耐震設計

トルコ国における耐震設計規定は1961年トルコ国政府が規定したもの⁹⁾がある。

この規定のうち、ダムに関するものには

「The Criterion to be taken into Consideration for the Earthquake Effects in the Design of Dams」

として記述されている。しかし内容はかなり概念的なものであつて、必ずしも実際的とは云えないと思われる。

本ダムサイトは1) Seismicity で記述したとおりかなり活潑な地震帯に位しているから、耐震設計については十分考慮すべきであつて、日本におけるダム設計基準¹⁰⁾にもとづくべきであると考ええる。

本ダムサイトにおけるダムおよびその他構造物にたいする設計震度は

$$K \geq 0.15$$

を考慮する必要があるものとする。

しかし、具体的な設計にあつては、更に精密な考察を加えるために、本ダムサイトに高感度の地震計を少なくとも6ヶ月間は設置し、常時微動を含む小地震の観測を実施すべきである。この観測により得られた記録の解析結果を検討することにより、より合理的な設計震度の決定がなされるものと考ええる。

なお表-1⁸⁾はトルコ国における耐震設計をされたダムの諸元を示したものである。

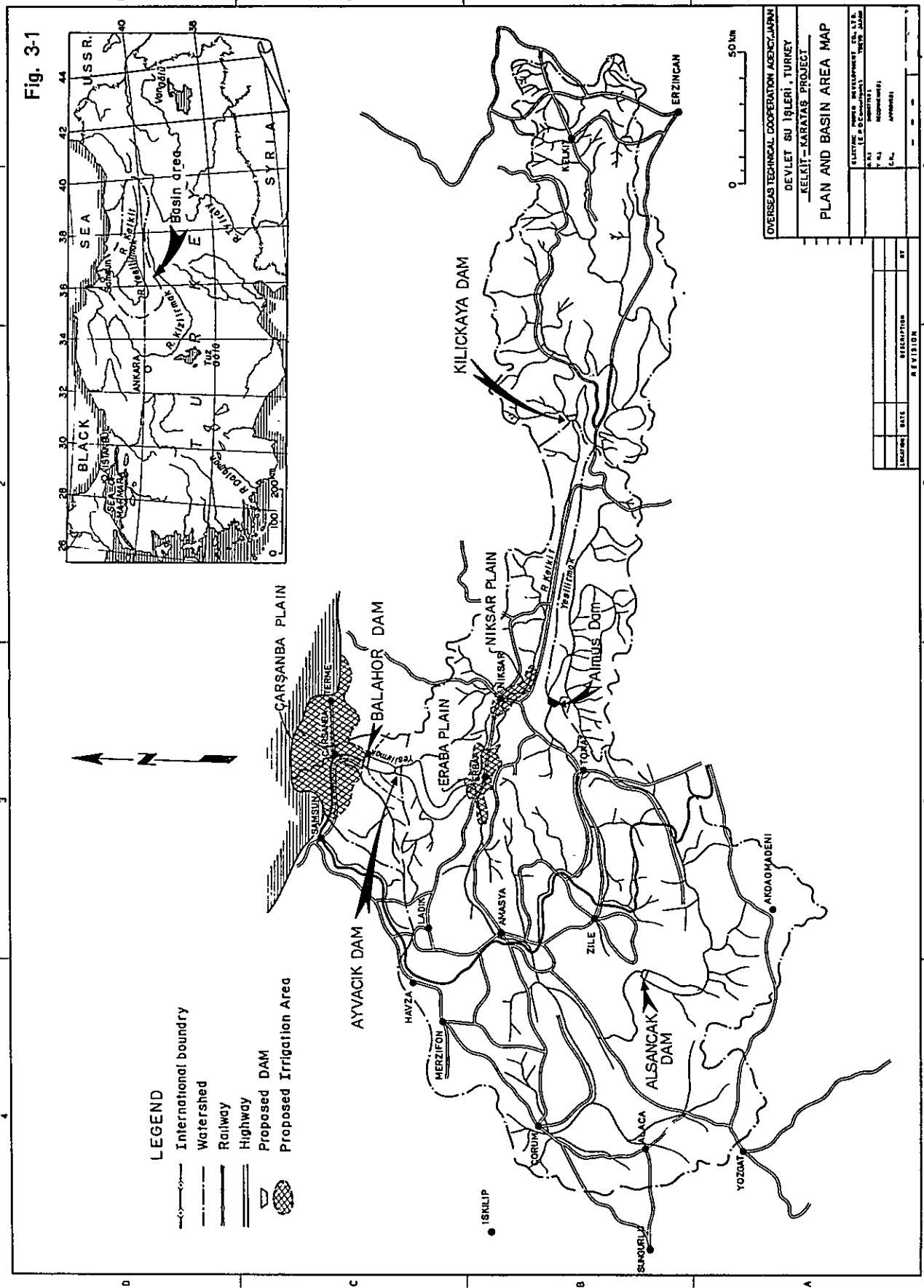
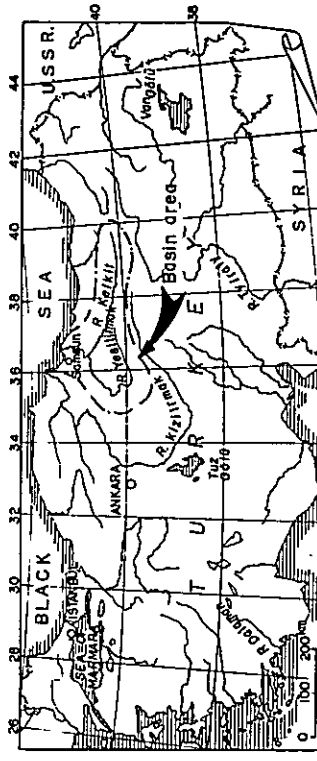
(註) 1)～10)は参考文献である。

Table 3-1 Earthquake Resistant Characteristics of Dams in Turkey

Line number	Name of dam	Status	Height from foundation m	Earthquake zone (2)	Type of dam (3)	Acceleration used of design (4)	Gross width m	Freeboard above reservoir elevation m (5)	Max. camber m	Max. thickness of core m (6)	Upstream slope	Downstream slope	Type of cut-off (7)	Max. reservoir capacity $10^6 m^3$ (8)	Engineered by (8)	Notes
1	ALTINYAZI	UC	24.5	0	E	0.10	8.00	3.30	1.51	Homogen	1/3 - 1/4	1/2.5 - 1/4	UB	32,430	DSI	(1)
2	ALIBEY	FD	37.0	2	E	0.10	10.00	5.25	2.20	42.0	1/2.5 3% 5/16	1/2.5 - 0.003 - 1/6	UB	43,800	DSI	C - Completed
3	OMERLI	FD	59.0	2	E	0.10	10.00	5.00	2.05	1.00	1/2.5 - 1/3.0	1/2.6 - 1/3 - 1/4	PC	387,000	DSI	UC - Under construction
4	HASANLAR	UC	72.0	1 - 2	R	0.15	12.00	17.30	1.50	0.65	1/2.5	3/2.5	PC	55,000	DSI	FD - Final
5	KURTOBAGAZI	C	52.6	0 - 3	E	0.10	10.00	4.60	1.86	0.50	1/2.5 - 1/3.0	1/2.5 - 1/3.0	PC	91,500	DSI	(2)
6	GOKCEKAYA	UC	158.0	3	CA	0.10H	7.25	4.10	1.50	Concrete gravity Dam	Double curved Thin Arch Dam		-	920,000	EBASCO	According to Fig. 3
7	PORSUK II	UC	64.7	0 - 3	CG	0.05V	10.00	5.25	2.00	0.75	1/2.50 1/3.5, 1/4.0	1/2.50 1/2.75	PC	128,000	DSI	(3)
8	CAYGOREN	UC	55.0	2	E	0.15	8.00	3.55	1.50	0.68	1/3.0 - 1/5.0	1/2.50 - 1/5	UB	15,000	DSI	E - Earthfill
9	KARAKURT	FD	21.9	1	E	0.10	10.00	7.80	2.00	0.85	1/2.5 - 1/2.75	1/2	UB	1,500,000	TAMS	R - Rock fill
10	DEMIRKOPRU	C	77.0	1 - 2	E	0.15	10.00	8.25	2.05	1.00	1/3.0 - 1/2.5	1/2.50 - 1/3 - 1/5	UB	93,600	DSI	BR - Earth rockfill
11	AFSAR	FD	43.5	1 - 2	E	0.10	7.50	7.00	1.00	Concrete gravity Dam		1/0.75	-	554,000	TAMS	CA - Concrete arch
12	KEMER	C	114.0	2 - 3	CG	0.10	10.00	7.50	2.40	0.62	1/2	1/2	PC	45,000	DSI	CG - Concrete gravity
13	BULDAN	UC	63.0	1 - 2	R	0.15	10.00	3.75	2.00	0.40	1/3 - 1/4	1/2 - 1/3.5	PC	40,000	DSI	(4)
14	SEYTLER	C	27.0	2	E	0.10	9.00	3.75	2.00	0.45	1/2.5 - 1/3 - 1/5	1/2 - 1/3 - 1/6	UB-CP	70,000	DSI	Horizontal unies
15	SEYVIR	C	33.0	2	E	0.10	10.00	4.30	1.30	0.45	1/2.5 - 1/3 - 1/5	1/2 - 1/3 - 1/6	UB	8,000	DSI	Otherwise stated
16	ONAC	C	27.5	0 - 2	ER	0.05	8.00	3.60	1.52	0.30	1/2.25 - 1/2.50 1/3	1/1.7	UB	115,000	DSI	(5)
17	KESIKOPRU	C	52.6	2	ER	0.10	10.00	7.55	1.90	0.75	1/1.8 - 1/2.2 - 1/3	1/2	PC	6,000,000	TAMS	(5)
18	HIRFANLI	C	83.0	2	R	0.10	10.00	10.14	3.45	1.20	1/1.34 - 1/2.4	1/1.3	PC	31,900	DSI	Min freeboard above reservoir elevation for Max probable flood
19	SARMISAKLI	UC	42.0	0 - 2	E	0.05	10.00	3.00	2.55	0.40	1/2.5 - 1/3.25 - 1/3.50	1/2 - 1/2.5 1/3, 1/5	PC	3,650	DSI	(6)
20	GUNUSLER	UC	28.6	3	ER	0.05	10.00	2.10	1.18	0.35	1/2.5 - 1/3.0	1/2.50 - 1/3	PC	5,790	DSI	(6)
21	BOR-AKKAYA	UC	19.0	3	E	0.05	6.00	3.00	1.00	0.70	1/2.5 - 1/3.0	1/2.5 - 1/3	UB	1,680,500	TAMS	(6)
22	SEYHAN	C	77.7	2	E	0.10	9.00	5.70	0.80	2.00	1/2.5 - 1/2.75	1/3 - 1/2 - 4/3	PC	7,500	DSI	At the foundation
23	AKKOY	UC	43.5	3	R	0.05	10.00	4.75	1.50	0.41	1/2 - 1/2	1/2 - 1/2	PC	170,000	DSI	(7)
24	KOZAN	FD	80.0	2	R	0.15	10.0	4.40	2.42	1.30	1/4 - 1/5	1/3.5 - 1/4	PC	53,500	DSI	(7)
25	KESIKSUYU	UC	80.4	1 - 2	E	0.15	10.0	6.00	3.00	1.25	1/2.5 - 1/3.5 - 3/5	1/2.25	UB	250,000	DSI	UB - Upstream blanket
26	TAHTAKOPRU	FD	63.0	1	E	0.15	12.00	6.00	3.00	1.00	1/1.75 1/2.5 1/2 1/2.5	1/2 1/2.5 1/6 1/1.5	PC	195,000	DSI	PC - Positive cut-off
27	KARTALKAYA	UC	57.0	1	ER	0.15	10.00	6.00	2.00	0.76	1/2 - 1/3 - 1/3	1/3 - 1/2.5 - 1/3	UB	71,000	DSI	CP - Concrete pile cut-off
28	SURGU	UC	59.0	0 - 3	R	0.10	10.00	8.00	4.30	0.76	1/2 - 1/3 - 1/3	1/3 - 1/2.5 - 1/3	UB	24,000	DSI	
29	MEDIK	FD	43.0	2	E	0.15	11.00	4.00	4.00	3.00	1/7.19 - 1/2 1/2.5	1/1.5 2/1 5/8 7/1.2	PC	31,000,000	EBASCO	
30	KEBAN	UC	167.0	2 - 3	R-CG	0.10	11.00	3.50	1.50	0.36	1/2.5 - 1/3.5	1/2.5 - 1/3.5	PC	7,000	DSI	
31	CIPI	C	24.0	0 - 3	E	0.05	7.00	6.00	3.00	3.20	1/3.5	1/2.5 - 1/2.5	PC	1,035,000	DSI	
32	ALMUS-	C	93.5	1	E	0.15	12.00	6.00	3.00	3.20	1/3.5	1/2.5 - 1/2.5	PC			

SOURCE: Design and Construction of Earthquake Resistant Dams in Turkey by Orhan M. URAL Q. 35 R. 18 9th Congress on Large Dams

Fig. 3-1



- LEGEND**
- International boundary
 - Watershed
 - +— Railway
 - == Highway
 - ▭ Proposed DAM
 - ▨ Proposed Irrigation Area

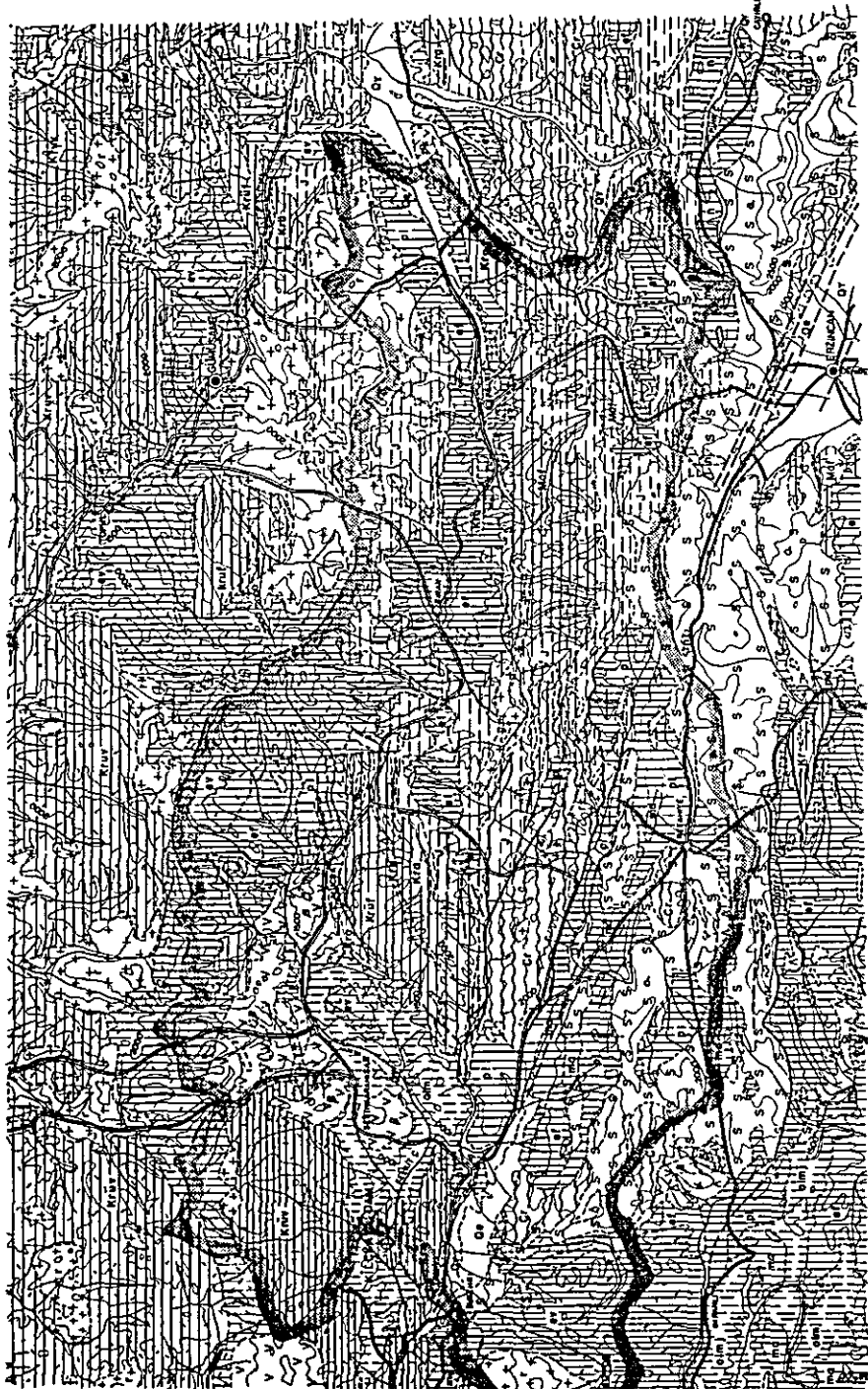
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY/JAPAN
 DEVLET SU İŞLERİ, TÜRKİYE
 KARAKIT-BASIN PROJESİ
 PLAN AND BASIN AREA MAP

NO.	DATE	REVISION	BY

※ 参考文献

1. T.C. IMAR ISKAN BAKANLIGI
Turkiye Deprem Bölgeleri (Seismic Zoninz in Turkey)
2. Seismicity of the Earth, 1965
By B. Gutenberg and C.F. Richter
3. Tectonic and Seismic Conditions in Turkey and Importance of Earthquake and Seismic Studies
By Ali Iper, 1966
4. TURKIYE VE CIVARININ DEPREM KATALOGU
A Catalog of Earthquakes for Turkey and Surrounding Areas, 1967
By Kazim Ergin, Ugur Güclü, Ve Zekiuz
5. Die Seismizität der Türkei, 1969
By Nevzat Oecal
6. Earthquake Problems and Programs in Turkey, 1968 (CENTO Conference on Earthquake Hazard Minimization)
By A. Aytun, Y. Türei, R. Sen
7. Earthquake Problems of Structures in Turkey, 1964
Individual Studies by Participants to the International Institute of Seismology and Earthquake Engineering
8. Design and Construction of Earthquakes Resistant Dams in Turkey, 1967
By Orhan M. Ural
Q.35, R.18,9th Congress on Large Dams
9. Regulation for Buildings in Disaster Areas, 1961
Ministry of Reconstruction and Resettlement,
General Directorate of Housing,
Government of Turkey
10. Design Criteria for Large Dams
Established by Japanese National Committee on Large Dams

Fig. 3-2



- Qr River deposit, Holocene
- Qs Terrace deposit, Pliocene
- n Neogene, continental, undifferentiated
- pl Pliocene, continental
- md Miocene, marine, undifferentiated
- ma Lower Miocene
- olm Oligo-Miocene, sparsiferous facies
- e Eocene, undifferentiated
- el Middle Eocene
- ef Eocene, flysch.
- ev Eocene, volcanic facies
- mf Mesozoic, ophiolitic series
- kr Cretaceous, undifferentiated
- ku Upper Cretaceous.
- kuu Upper Cretaceous, flysch
- kuv Upper Cretaceous, volcanic facies
- klc Lower Cretaceous
- j Jurassic.
- cr Mesomorphie series, undifferentiated
- ps Permo-Carboniferous.

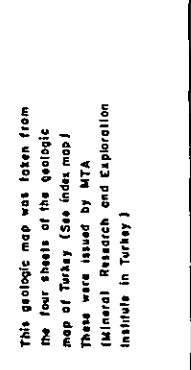
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY (JAPAN)
 DEVLET SU (SILVER), TURKEY
 KELKIT KARATAŞ PROJECT
 GEOLOGIC PLAN OF
 CATCHMENT AREA

DATE: 1964
 SCALE: 1:50,000
 SHEET NO. 2 OF 2

- r GRANITE, GRANDIORITE, QUARTZ-DIORITE
- q SERPENTINE
- a ANDESITE, SPILITE, PORPHYRITE
- b BASALT, DOLERITE

- Formation boundary
- Overthrust, upthrust, fault
- Probable overthrust, upthrust, fault
- Catchment area

This geologic map was taken from the four sheets of the geologic map of Turkey (See index map). These were issued by MTA (Mineral Research and Exploration Institute in Turkey)



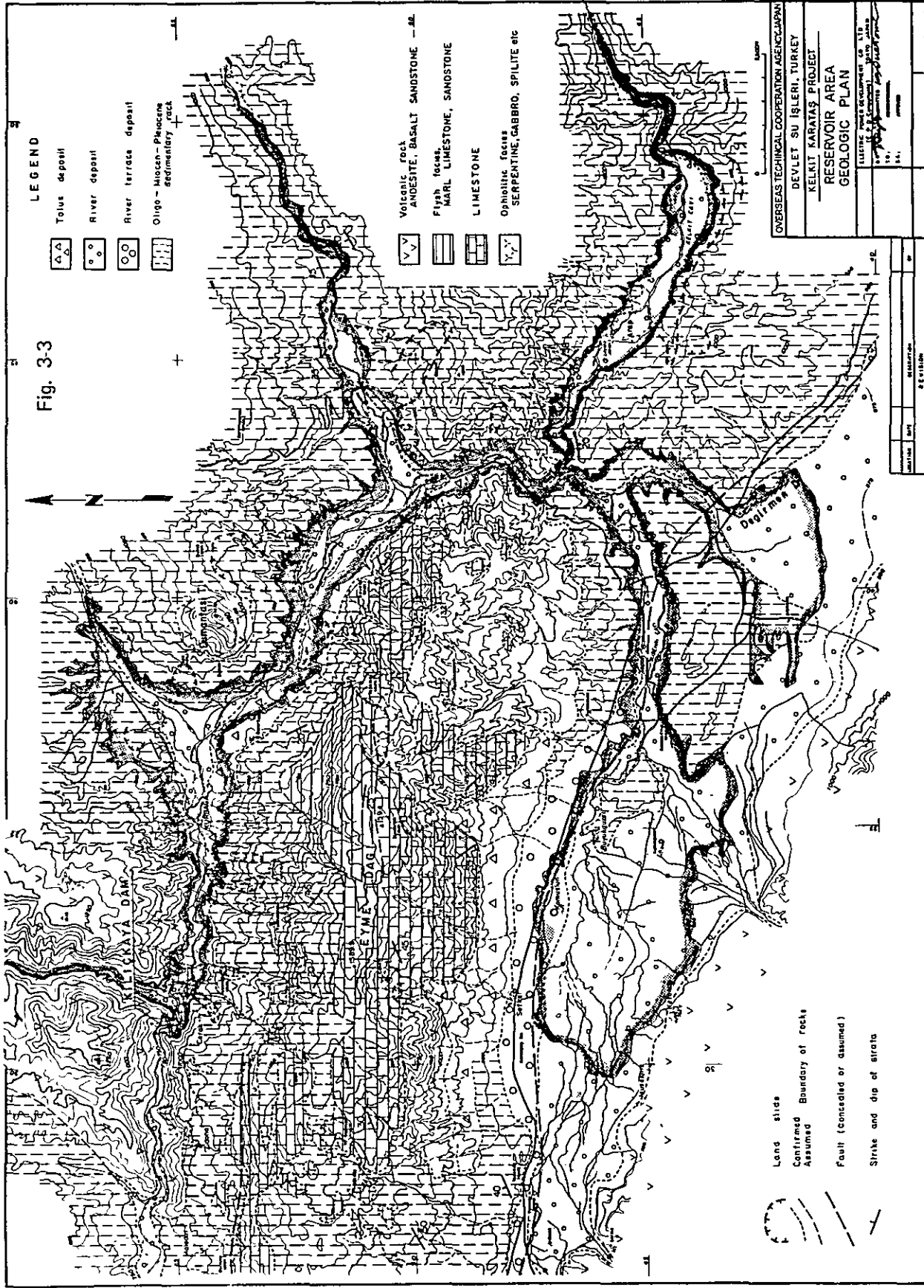


Fig. 3-3

LEGEND

- Toluus deposit
- River deposit
- River terrace deposit
- Oligo - Miocen - Pliocene sedimentary rock
- Volcanic rock
ANDESITE, BASALT, SANDSTONE
- Flysch facies
MARL, LIMESTONE, SANDSTONE
- LIMESTONE
- Ophiolitic facies
SERPENTINE, GABBRO, SPILITE etc

- Land slide
- Confirmed Boundary of rocks
- Assumed Boundary of rocks
- Fault (Concealed or assumed)
- Strike and dip of strata

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY/JAPAN
 DEVLET SU İŞLERİ, TURKEY
 KARATAŞ PROJESİ
 KARATAŞ BÜYÜK ÖLÇÜLÜ
 GÜZELYAZIRI ALANI
 GEOLJİK HARİTA

Fig. 3-8 EARTHQUAKE RECORDS

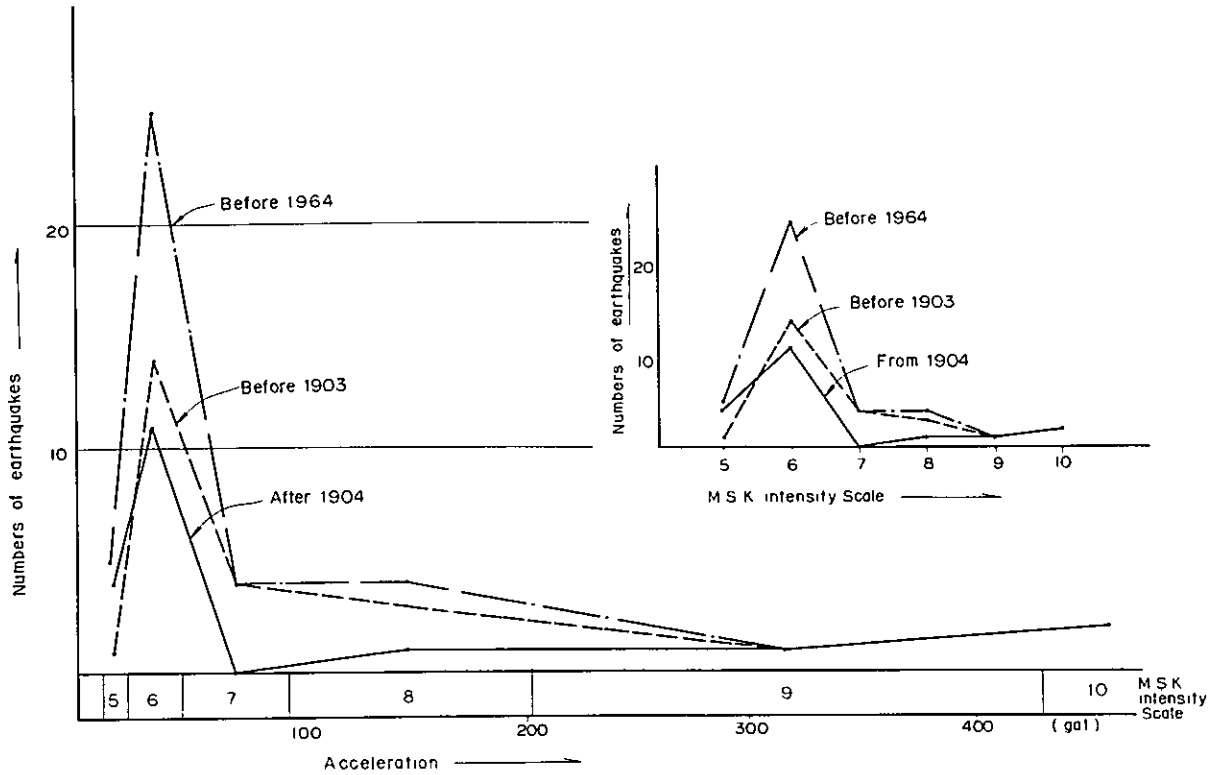
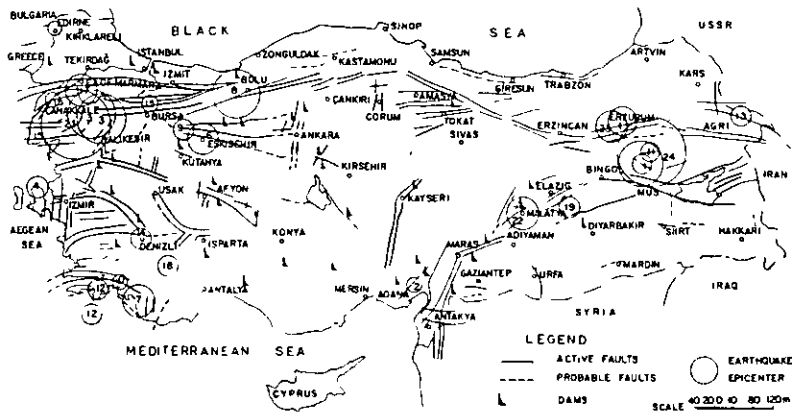


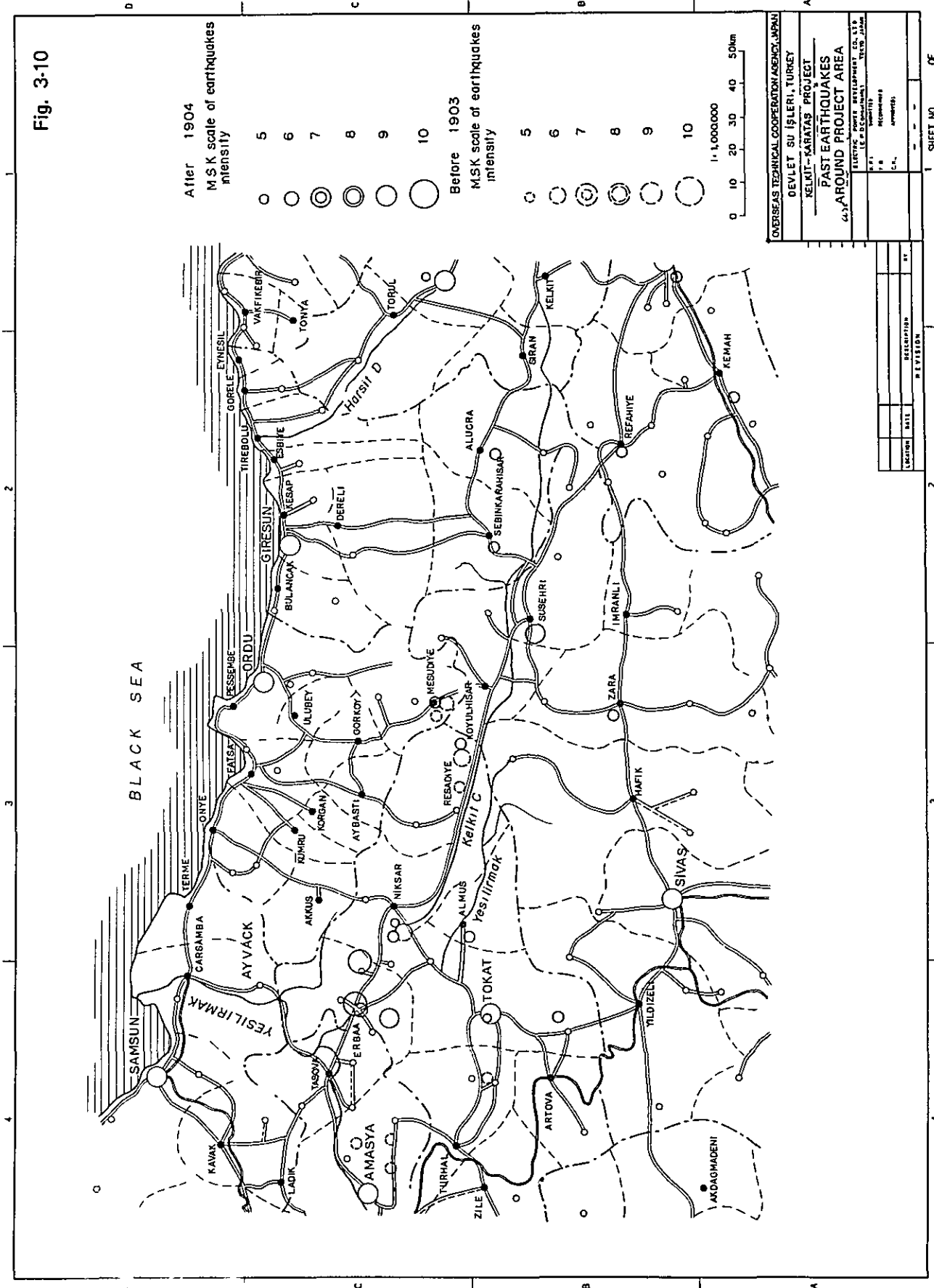
Fig. 3-9



Tectonic structure of Turkey and earthquake activity in the period 1952-1966

From Design and Construction of Earthquake Resistant Dams in TURKEY
 by Orhan M URAL
 Q 35 R 18 9th Congress on Large Dams

Fig. 3-10



第 4 章 開発の必要性

4. 1 電 力

4. 1. 1 関連地域

4. 1. 2 需要想定

4. 1. 3 開発の必要性

4. 1. 4 KW Balance

4. 2 農 業

4. 3 砂防及び浸食防止

第4章 開発の必要性

4.1 電力

4.1.1 関連地域

(1) 背景

1965年の統計によるとトルコ国の人口は 3.14×10^6 で、最近5年間の人口増加率は2.6%が記録されている。人口の約70%は農業に従事しており工業の規模は小さい。

1967年のトルコ国全体の発電々力量は $6,167 \times 10^6$ Kwhで最近5年間の年平均増加率は約12%である。国民1人当りの発電々力量は1965年において157 Kwhであり年率9%の割合で増加はしているがヨーロッパ諸国の水準に比較してかなり低い。電力の供給を受けている人口はトルコ国民の約半にすぎない。トルコ国政府は1962年から1967年の間に才1次5カ年計画を実施し工業化を促進し国民生活の向上を計った。この期間における電力需要の伸びは13%と予想されていたが実績は12%に留まっている。1967年から始まった才2次5カ年計画では13%の平均伸び率が期待されている。

1950年以降の発電設備の推移をTable4-1に示した。1950年には主として火力発電に依存していたトルコ国の電源構成はその後の水力発電のめざましい進展によつて1967年には火力64%、水力36%となり水力の比重が高まって来ている。現在Gokcekaya, Keban等の大規模水力開発が行なわれて居りその後もLower Euphrates等の大水力地点の開発が計画されているので水力発電の割合はこゝ10年位は更に増加するものと考えられる。トルコ国はヨーロッパ諸国に比らべて水力資源には恵まれて居りその包蔵水力は $15,000$ Mw, 65×10^9 Kwh(1968年調査による)と推定されている。1968年現在その4%が開発されているにすぎない。しかし、その大部分は東部の河川に依存しているために需要の中心地であるIstanbul Izmitなどには約1,000 kmの長距離送電線により送電しなければならない。

火力発電は主として西部海岸に位置する主要工業都市に位置して居り従来は豊富な亜炭を燃料とするものが多かったが最近建設される火力発電所はAmbarli P.P(110Mw Unit)の如く石油をたくものも現われて来ている。石油はトルコ国でも産出するが全国需要の約半分位の供給能力しかなく他の半分は外国より輸入している。1967年において全発生電力量のうち火力発電によるものは62%であるが、そのうち35%は石炭、24.5%が石油、2.5%がその他を燃料とするものである。石油の使用量は、化石燃料から液体燃料への世界的転換の流れに従い今後益々増加することが予想され、1980年には石炭、石油が肩をならべ、1985年には石油が21.7%と石炭の13.7%を凌ぐものと考えられている。

トルコ国は南北に比べ東西に長大な国であるが、西部はNorth West Anatolia, West Anatoliaと呼ばれる。この地域にはIstanbul, Izmit, Adapazari, Izmir等の大都市、工業都市が存し経済社会の中心地であり、電力市場としても最も重要な地域である。電力需要の77%はこれら2つの地域でしめられている。

これらの地域では154 Kv 送電線を幹線として送電系統が構成され相互に連系されて居り、トルコ国の中央系統をなしている。東部、中部の電力系統は需要密度は低く、現在孤立して居るが連系計画が強力に推進されて居り1975年には全国的規模の系統が完成することになっている。

トルコ国の主要発電設備をTable 4-2に示す。1968年末における供給力は水力132発電所730 Mw, 火力260発電所1,300 Mw, 合計2,000 Mwの設備を有しているが、水力、火力とも小規模なものが多く出力50 Mwを超えるものは数えるほどしかない。主要火力発電所は西部大都市の近くか或いは産炭地に建設されている。1968年現在火力の最大unit容量はAmbarli 発電所110 Mwである。

Kelkit Projectはトルコ国の東北部、東黒海沿岸に位置し開発の比較的遅れた地域である。

現在この地方の電力供給は市町村によって営まれて居るが、ディーゼルエンジンを主体とした小規模設備のため電気料金は非常に高く50~100 Kr/kwhとなっている。

一方、Almus 水力発電所(27 Mw)などの様に最近になって建設された発電所から供給される電力は安価で供給も安定しているためコストの高い小規模発電設備の増設は差し控えられて居る。従って地域によっては電力不足を生じて居り、供給時間及び負荷の制限を行なうなどを行っている。

現在、黒海沿岸沿いに154 Kv 送電線の建設が進められて居り、Kelkitで発生した電力は、Giresunにてこの系統と連系され沿岸諸都市に供給される。一方、Ayvacik 発電所の完成に伴って黒海沿岸系統は、Ankara-Ayvacik を結ぶ380 Kv 送電線によって中央系統とつながるので中央系統にも送電されることになる。

(2) 電力供給パターン

トルコ国における電気事業は、全て国家機関によって営まれており、DSI, Etibank, EEMの3者が主要関係機関である。DSIはエネルギー及び天然資源省に属し、国家水利庁として灌漑事業に関連する水力発電所の建設を行なっている。

EtibankはDSIと同じくエネルギー及び天然資源省に属しGeneral Banking Transaction Extraction, Processing 及び Distribution of Mineral Products を営んでいる他、全国の主要送電線及び火力発電所を建設し、また保有しており、トルコ国最大の発送電事業体である。

EEMはEtibankの傘下であり、Etibankの電力設備の運営に当たっている。

一般に配電事業は市町村によって営まれて居る。

(3) DSI

DSIは1953年に法律 - 6200 によって設立した国家機関であり、同法により洪水制御、灌漑及び排水施設の建設及び運営、またこれらに関連する水力発電を主たる目的とするものが規定されている。

1965年現在14,000人の職員を擁し、全国に15 Regional Offices を有する。

現在DSIにより工事中の大規模水力発電所にはKeban, Gokcekaya 両 Projectがある。Keban Projectはトルコ国東部のEuphrates川に多目的ダムを作り大規模貯水池により最終出力1,240 Mw

(155 Mw × 8 units) を発電すると共に下流に灌漑用水を供給し 90 万 h a の耕地に給水するものである。発生した電力は約 900 Km の 380 Kv 送電線を新設して首都 Ankara を経由して需要の中心地 Istanbul へと送られる。この送電線建設を契機として従来孤立して運営されていた電力系統の連系が行なわれる計画が進められておりトルコ国の電力事業に大きな足跡を印するものである。Keban Project の第 1 期工事 620 Mw は 1972 年に完成の予定である。

Gökçekaya Project は Izmit と Ankara の中間に位置しており最終出力 300 Mw の大規模貯水池式発電所であり、1971 年には第 1 期 200 Mw が運転開始することになっている。

4.1.2 需要想定

(1) 供給地域

Kelkit Project は東黒海沿岸地域のはほぼ中央に位置しており、Kelkit Project により発生した電力は黒海沿岸沿いに建設中の 154 Kv 送電線によつて、沿岸各県に供給される。

また、すでに述べた通り Kilickaya Project に先行して Ayvacik Project が完成する予定であり、完成の暁には 380 Kv 送電線により Ankara において中央系統と、一方 154 Kv 送電線により Samsun にて、東黒海沿岸系統と連系されることになっている。従つて、Kelkit の完成した時点においては黒海沿岸系統は中央系統と連系されて居り Kilickaya Project の電力も中央系統に送電することが可能である。

従つて、東黒海沿岸地域のみならず中央系統も含めた地域を Kilickaya Project の供給地域として考えるのが妥当と考えられる。

現在トルコ国全土の電力の 76% が中央系統によつて供給されており、現在の Etibank の Expansion Plan によると 1975 年には主要送電線の連系がほぼ完了し、トルコ国全土の 97% が Interconnected System より受電することになる。

一方、Kilickaya Project が系統に投入される時期は 1977 年頃と想定されるので Kilickaya の完成時点では、現在孤立して運用されている電力系統は全国大の規模で運用されていることにならう。

従つて、我々の需用想定の対象地域としては、トルコ国全土を対象として考慮するものとする。

(2) 想定期間

需要想定の間は 1969 年より 1983 年までの 15 年間とした。

Kilickaya 発電所の規模、開発の時期および供給力の有効化の検討を行なうためには 15 年間の需要想定があれば充分であると考えられる。

(3) 既存の需要想定

1967 年 12 月 Consulting Firm の Stone and Webster Overseas Consultants Inc. は E I E に「Power Resources Priority Study」なる報告書を提出した。同報告書において、1967 年より 1982 年の 15 年間に亘る中央系統 (Interconnected System) の需要想定が行なわれている。1968 年に Etibank による見直しが行なわれ現在 Etibank の設備増強計画需給計画はこの需要想定に基いて行なわれている。この需要想定の対象地域は中央系統とされている

が、1957年には現在孤立している系統の中央系統への連系がほぼ完了することから1975年以降はトルコ国全土をカバーしたものであると見ることができる。

需要想定の方法は所謂解析法 (Analytical Method) を用いており各地域毎に家庭用・商業用・工業用・その他の分類に従って想定を行ないこれを積算し、送配式損失所内電力などを加えて総需要を算出している。工業用負荷は全体に占める割合が70～75%と極めて高く、影響が大であるため主要工業の設備計画を個々に精査した上で算定を行なっている。

想定結果では、電力需要の伸び率を1967～1972年では14.4%、1973～1977年11.0%、1978～1982年9.9%としている。Table 4-3にEtibankより見直しされた需要想定結果を示す。これによると1967年のPeak Demand 1,100Mw Energy Demand $5,300 \times 10^6$ Kwhが1972年には夫々2,260Mw, $11,843 \times 10^6$ Kwhと約5年で倍増し更に10年後の1977年には夫々3,920Mw, $20,600 \times 10^6$ Kwhとなっている。

又、国民1人当りの発電々力量は1967年の187Kwhが、1972年には306KWh及び1977年には492KWhとなっている。

(4) 需要想定の方法

需要想定に当って、想定期間が15年とかなり長期に亘るため解析的方法によるよりは需要をマクロ的にとらえた方が妥当であると判断し、次の3つのマクロ的手法により上記のEtibankのLoad ForecastをCheckすることとした。

- (1) 過去の電力需要の実績傾向により想定する方法 (Trend法)
- (2) GNPと電力需要との相関による方法
- (3) 人口1人当りの発電々量から想定する方法

トルコ国過去の電力需要の実績を調べると極めて安定した増加率を示していることからTrend法を主とした上記の想定方法を用いることは極めて妥当なものと云えよう。

(1) Trend法による想定

トルコ国過去の消費電力量の伸び率を1951年から1967年に亘り求めると12.7%となる。Table 4-4に示す様にこの伸び率はかなり安定した長期的なものを見ることができるので、電力消費量はこの割合で増加するものとした。一方、送配電損失と所内電力 (Auxiliary Use) の消費電力に対する割合は過去の実績から18.1%～15.3%と想定し算出した。これらから求めた総需要電力量をTable 4-5に示した。

(2) GNPとの相関による想定

トルコ国のGNPの1950～1967年の実績はTable 4-6に示す通りである。この値は全て1965年の価値に換算されたものを用いてある。1950年から1967年までの平均増加率は5.6%であるが1962年からの最近5年間平均では6.7%となっている。電力消費量 (Kwh) GNP (TL) に対する比をとるとTable 4-7に示す如く1967年には61.6Kwh/TLであり最近5年間は年率約5%の割合で増加していることが判る。才2次5カ年計画ではGNPの目標増加率は7%とされて居り上記の実績から見ても妥当と考えられる。従ってGNPの伸び率を7%。

Kwh/GNPの伸び率を5%とし、(1)と同様、送配電損失率所内率を仮定して総発電々力量を算定した。算定結果はTable 4-7に示す通りである。

(3) 人口1人当りの発電々力量からの想定

トルコ国の人口は1950年に 20.9×10^6 であったが、1965年には 31.4×10^6 となり15年間で1.5倍となっている。この間の平均増加率は2.7%である。最近5カ年間は、漸減の傾向をみせるのでこれを考慮し、1974年までは2.5%、1979年までは2.4%、1983年まで2.3%と推定した。一方、人口1人当りの発電々力量は1965年に157 Kwhであったが年率約9.5%で増加傾向にあるのでこれを8.4%~10%と想定した。以上より総発電々力量を求めるとTableの如くなる。

(5) 需要想定結果

以上の3つの方法により想定した需要とEtibankの需要想定とを比較したものをTable 4-9, Fig 4-1に示す。

我々の想定結果では、これら3つの方法による想定値はきわめてよい一致を示して居り、とくに1980年までは全く一致しているといっても過言でない。詳細に見るとGNPによる方法が最も小さな想定値を示しTrend方法と人口1人当りの方法がほぼ同じ値を示している。1977年以降ではTrend法が最大値を示し1983年にはGNP法との間に約4%の差がでている。

これら想定値とPer Capita法とを比較するとFig 4-2の如くなる。1971年まではEtibank想定が我々の想定を下まわっているのは対象区域が異なるためでEtibank想定ではInterconnected Systemに限られているためである。1972年から1978年の間はEtibank想定が上まわり1978年以降は下まわっている。この差があらわれた原因はEtibankの想定がAnalytical Methodをとっているため至近年度では具体化された工業負荷を——特に2次5カ年計画により計画された——折込んでいるが年度が速くなるにつれて具体的計画が少なくなっているためと推定される。

いずれにしても我々の必要とする需要想定は1977年頃より以降であり、この時点では両者は極めてよく一致している。即ち、1977年では全く一致し、1980年で3%、1983年で8.5%とやゝ差が大きくなっている。この程度の差はこの様な長期の想定においては誤差の範囲内にあると考えられる。

以上より我々はEtibankの需要想定は妥当なものと考えKilickaya Projectの計画としてこれを使用することとした。

4.1.3 開発の必要性

(1) 開発の必要性

Kilickaya Projectは今後精力的に調査を進め、最短工期で工事を行なったとしても約7年の工期を必要とするものと推定されている。従って、運転開始時期を最も早い時期に想定しても1976年以降となろう。前節の需要想定によると1976年のトルコ全国の需要は $18,500 \times 10^6$ Kwhであり年負荷率を60%と仮定するとPeak Demandは3,520 Mwとなる。又、1975年

から76年の1年間のPeak Demandの伸びは340 Mwである。Kilickaya Projectの最大出力は120 Mwであるから需給面から見れば経済性さえすぐれていればいつでも系統に投入することができる。

Kilickaya Project は東黒海沿岸系統のはほぼ中央に位置しているため同系統への電力供給上極めて有利な立地条件をもつこともみのがすことはできない。

また、このProjectの灌漑をも含めた超過便益は50年間平準化して 77.830×10^3 と推定され、便益費用比は2.14を示しKilickaya Projectが極めてすぐれた経済性を有することを示している。従って可能な限り早期に開発することが望ましい。

(2) 開発計画

最も経済的かつ信頼度の高い方法で想定された需要を満たすために合理的な水力、火力電源の組合及びその運開時期などを決定する必要がありこれを開発計画案と称する。トルコ国においても開発計画案については種々検討が行なわれ多くの案が作成されている。それらのうちEtibankの作成した才6案と呼ばれるものが経済的にすぐれ最も有力なものとされている。これに対して我々はAyvacik, Kilickaya 両Projectを含む開発案を作成し資金的にも超過便益においてもEtibankの第6案にまさるものであることを証明した。

この開発計画では東黒海沿岸地域への電力供給をも考え1975年にAyvacik 1期を、1977年にKilickayaを完成させ引続いてAyvacik 2期を運転開始させるスケジュールとなっている。Etibankの才6案では東黒海沿岸地域の需要に対する供給力がないためKeban発電所からTrabzonへ380 Kvの送電線を建設しなければならないが、我々の計画案ではAyvacik, Kilickaya Projectにより供給可能のためその必要はなくなっている。

4.1.4 Kw バランス

前述の想定した需要に対し開発計画に従って供給力を想定し、そのバランスを検討し系統の中におけるKilickaya Projectの役割を求め、設備の有効化の程度を調べた。

この系統において、電力の需要が最大を示すのは12月である。これに対する供給力も12月は洪水期に当るため電力需給上12月は最も苛酷な条件となる。従って12月の日負荷曲線に基いて需給バランスを検討した。日負荷曲線は現在のInterconncetd Systemの日負荷曲線より推定して計算に便なる様Model化してある。水力の供給力は12月出力或いはDependable出力をとりKwhはFirm又Dry Yearの年間発生電力量の $1/365$ をとった。

水力はその運開順序に従って日負荷曲線のPeak部分より先取りするものとした。但しKeban ProjectやLower Euphrates Projectの如く発生電力量が極めて多くPlant Factorを高くとって設計されている発電所は火力発電所と同様系統負荷のBase部分を負担するものとしてある。

Appendix Fig. II 5-1にKwバランスの検討結果を示した。Kilickayaが系統に投入される1977年の系統のPeak Demandは3,920 MwでKilickayaはDependable Out Put 88 Mwに対し50 Mwが有効化して居る。しかし、2年後の1979年には88 Mwが完全に有効化している。

4.2 農 業

トルコ国においては人口の増加による食糧消費量の増加，貿易改善のための農産物輸出の増進，農業の近代化による食品加工業の発達と加工用原料の供給，国民一人当りの栄養摂取量の改善等が必然的に農産物の需要を増大することは論をまたない。

従って現在行われている比較的粗放な農業経営を改善し，その集約化を推進し，ひいては単位面積当りの増収を計る。この方法こそが最適且つ唯一の方法にちがいない。この集約化する具体的方法としては，例えば，

- 土地改良事業を実施して地力の増進を計る。
- かんがい排水施設を完備して，作物の生育上必要な水量を必要な時期に必要なだけ補給し安定した生産をあげる。
- 過剰な地下水を排除して，作物の根腐れを防ぎ生育を助長する。
- 栽培作物の品種を改良し，営農上有利な作物を導入する。
- 農業技術の改善及び普及指導，施肥，病虫害防除を導入する。
- 農業経営の合理化を計る。

等があげられる。

これら必須な項目の中でも，特に，かんがい排水施設の建設は最も重要，且つ基本的項目であるといえよう。

この意味から受益地域対象の開発は，かんがい排水計画を中心に検討することにする。

此の Study の対象とする Project 即ち NIKSAR ERBAA 及び CARSAMBA の各平野に共通した農業生産を不安定にしている共通の問題として次の3つに要約出来よう。

1. 作物の Growing Season である。March ~ November のうち，その最盛期の7月，8月には作物の Consumptive Use of Water は Peak に達するが，補給する側の雨は，丁度渇水期に相当し，自然の降雨量だけでは作物の必要とする水量を十分に補給出来ない現状にある。

2. この不足水量を Kelkit 及び Yesilirmak 川に Diversion 設備を設けて取水するとしても，自然流量だけでは全域に十分な用水を補給することが出来ない。

3. 各平野で毎年相当な面積に洪水被害を蒙っている。

以上の様な問題点を解決するために Kilickaya 地点に High Dam を築造し，大貯水池を作つて，発電を行うと同時に洪水の Peak Cut 及び Natural Discharge を Control して安定した Firm Discharge を補給することが出来れば NIKSAR ERBAA 平野のかんがい用水が確保されるばかりでなく，洪水の防禦も可能になり，さらに Carsamba 平野では Ayvacik 貯水池からの流量に Kilickaya 貯水池からの増分を附加した Firm Discharge で一層広範囲にかんがいが出来る様になし得るであろう。

これらの View Points より D S I はすでに各 Project の開発計画を樹立し，それらの Feasibility を立証しつつある。これらの Study は次の Report に纏められている。

- 1) " NIKSAR PROJESI PLANLAMA RAPORU " (以下 NIKSAR Report という)
- 2) " ERBAA OVASI SULAMA SEBEKESI VE TESISLERI YENILEME PLANLAMA RAPORU " (以下 ERBAA Report という)
- 3) " Feasibility Report " LOWER YESILIRMAK PROJECT " (以下 Leedshill Report という)

4.3 砂防及び浸食防止

砂防及び浸食防止の必要性は、D S I が現在下流に計画している Ayvacik 貯水池を滞砂から救うために当然生じて来る問題である。

Yesilirmak 川全流域における Sedimentation の大きな特徴は、急勾配の小河川に見られる粗粒の土砂流輸送よりも Suspended Material が主な成分であることである。

Suspended Material の成因は大きく分けて 2 つ考えられる。1 つは、上流部の小さい谷から流出する土砂および地表全体から洗い出されるシルト等で、他の 1 つは中流部以下の本流の Bank Errosion である。

流出の特性について考えると、融雪期の洪水流に關係が深いことが明瞭である。すなわち Suspended Material の大部分は 3 月～6 月の 4 ヶ月間に輸送され、その他の期間は相対的に少ない。

この 4 ヶ月間は流量自体が大きいばかりでなく、Unit Volume 中に占める Suspended Material の含有量、いわゆる Sedimentation Concentration も大である。

貯水池をつくることにより Suspended Material は流速を失った水中を沈降して Deposited Material となり、貯水池を埋設させる。したがって貯水池の機能をできるだけ長く維持するためには、Sedimentation の特性のより正確な把握と、対策が必要である。

D S I は Ayvacik, Kelkit 下流の Tepekisla, 上流の Guvercanlik, Yesilirmak の Tasova を中心にして Sedimentation の Sampling を夫々 1963, 1964, 1965, 年以來実施して、Study を行なっている。

その結果 Ayvacik 地点における Annual Sedimentation Amount は約 30 million cu.m で、そのうち約 80% は、Kelkit 川から輸送され、その他の流域から残りの 20% が送られてくることは知られている。

D S I は実測の結果、流量と Suspended Material の關係を表す曲線を作成しているが、この關係を用い、1939年から1966年までの流量に対し、Ayvacik 貯水池の年平均滞砂量を算出すれば、 30×10^6 cu.m に達する。1965年は平均年より流入量は少く、平均年の流入量 45.82×10^6 cu.m に対し、この年は 4004×10^6 cu.m であったが、Suspended Sediment は 19×10^6 cu.m であった。

今、Ayvacik 貯水池の貯水量は夫々

総貯水量 (A)	$10,787 \times 10^6$ cu.m
有効貯水量 (B)	$6,667 \times 10^6$ cu.m
(A)-(B)	$4,120 \times 10^6$ cu.m

であり、若し上流側に何等かの措置が構じられなければ、Ayvacik 貯水池は、滞砂のため36年間で完全に埋没されることになる。即ち、電力エネルギーの供給源として、又は農業用水供給源として、この水系は、上流から下流までを一貫開発して始めて有効に作用するのである。Ayvacik Reservoir は近々最下流に建設されるが、単独では下流デルタCarsamba Plain に対する農業用水を確保することは不可能であり、更にはこの章で述べているSedimentationによつて貯水池としての機能は限定された期間しか果し得ない。この為DSIにおいては、既にAlmus Dam を Yesilirmak 上流に建設し、 $2,353 \text{ Km}^2$ を Controlしているが、更にはCekerek 川にAlsansak Damを、そしてYesilirmak の支川中、最も Suspended Sediment の多いKelkit に対してはこのKelkit-Karatas Project を計画している。Kelkit は Yesilirmak 本流及び他の支流に比し約4倍のSuspended Sedimentを運ぶ川であり、Ayvacik Reservoir に対する Sedimentation 防止としてのMerit は全水系で最も優先するProject である。DSIは、上記のProject が完成した暁のAyvacik 貯水池に対する流入滞砂量は年間 5.12×10^6 cu.m と計算している。

Table 4-1 Installed Capacity in Turkey

(Unit: MW)

Year	1950	1955	1960	1965	1967 (%)
Thermal	390	574	861	989	1,270 (63.5)
Hydro	18	38	412	506	731 (36.5)
Total	408	612	1,273	1,495	2,001 (100.0)

Table 4-2 Major Generating Power Plant

Hydro

Name of Plant	Location	Installed Capacity (MW)	Production Capacity (GWh)	Completion Year
Sariyar	Ankara	160	400	1956
Hirfanli	Ankara	96	400	1960
Kesikkopru	Ankara	76	175	1967
Demirkopru	Manisa	69	192	1960
Seyhan	Adana	54	285	1956

Thermal

Name of Plant	Location	Installed Capacity (MW)	Production Capacity (GWh)	Completion Year
Ambarle	Istanbul	220	1,640	1966
Tuncbilek	Kutahya	129	858	1956
Silahtaraga	Istanbul	120	706	1913
Catalagzi	Zongrldak	120	858	1948
Mersin	Mersin	50	380	1966

Table 4-3 Load Forecast of Interconnected System by Etibank

Year	Energy Demand (10^6 kWh)	Peak Demand (MW)
1969	6,337	1,235
1970	8,400	1,585
1971	9,262	1,920
1972	11,843	2,260
1973	13,672	2,550
1974	15,222	2,900
1975	16,700	3,180
1976	18,500	3,520
1977	20,600	3,920
1978	22,650	4,310
1979	24,850	4,740
1980	27,400	5,210
1981	30,100	5,730
1982	33,100	6,300
1983	36,200	6,880

Table 4-4 Historical Energy Data in Turkey

Year	Net Consumption		Gross Energy Production		Installed Capacity	Peak Load
	GWh	%	GWh	%	MW	MW
1950	679	-	790	-	408	190
1951	769	13.3	-	-	423	218
1952	879	14.3	-	-	438	268
1953	1,013	15.2	-	-	500	296
1954	1,192	17.7	-	-	517	335
1955	1,347	13.0	1,580	-	612	366
1956	1,545	14.7	1,819	11.5	886	399
1957	1,757	13.7	2,057	13.1	939	434
1958	1,962	11.7	2,303	12.0	1,030	501
1959	2,170	10.6	2,587	12.3	1,161	558
1960	2,396	10.4	2,815	8.8	1,272	617
1961	2,585	7.9	3,011	7.0	1,313	694
1962	3,059	18.3	3,560	18.2	1,371	725
1963	3,406	11.3	3,983	11.9	1,381	829
1964	3,750	10.1	4,435	11.3	1,416	884
1965	4,202	12.1	4,942	11.4	1,494	980
1966	4,707	12.0	5,535	12.0	1,768	1,127
1967	5,220	10.9	6,167	11.4	2,001	1,272

Table 4-5 Load Forecast (Trend Method)

Year	Net Energy Consumption	Losses & Aux. use		Energy Production
	GWh	%	GWh	GWh
1967	5,220	18.1	947	6,167
1968	5,883	18.0	1,059	6,942
1969	6,630	17.8	1,180	7,810
1970	7,472	17.6	1,315	8,787
1971	8,421	17.4	1,465	9,886
1972	9,490	17.3	1,642	11,132
1973	10,695	17.1	1,829	12,524
1974	12,053	16.9	2,037	14,090
1975	13,584	16.8	2,282	15,866
1976	15,309	16.6	2,541	17,850
1977	17,253	16.4	2,829	20,082
1978	19,444	16.3	3,169	22,613
1979	21,913	16.2	3,550	25,463
1980	24,696	15.9	3,927	28,623
1981	27,832	15.7	4,370	32,202
1982	31,367	15.5	4,862	36,229
1983	35,351	15.3	5,409	40,760

Table 4-6 Turkey Gross National Product (1950 - 1967)

Year	Gross National Product		Net Energy Consumption	KWh/GNP	
	(1965 Price)	Increase Ratio			
	10 ⁶ TL	%	10 ⁶ KWh	%	
1950	33,790	-	679	20.1	-
1951	38,856	15.0	769	19.8	-
1952	42,212	8.6	879	20.8	5.1
1953	46,931	11.2	1,013	21.6	3.9
1954	42,759	-8.9	1,192	27.9	29.2
1955	45,567	7.5	1,347	29.6	6.1
1956	49,078	6.8	1,545	31.5	6.4
1957	52,212	6.4	1,757	33.7	7.0
1958	54,889	5.1	1,962	35.7	5.9
1959	57,101	4.0	2,170	38.0	6.4
1960	59,230	3.7	2,396	40.5	6.6
1961	58,367	-1.5	2,585	44.3	9.4
1962	61,882	6.0	3,059	49.4	11.5
1963	66,728	7.7	3,406	51.0	3.2
1964	69,994	4.9	3,750	53.6	5.1
1965	73,217	4.6	4,202	57.4	7.1
1966	80,445	9.9	4,707	58.5	1.9
1967	85,405	6.2	5,220	61.6	5.3

Table 4-7 Load Forecast (GNP Method)

Year	Gross National Product (1965 Factor Price)		KWh/GNP		Net Energy Consumption		Losses & Aux. Use		Energy Production
	10^6 TL	%		%	GWh	GWh	%	GWh	
1967	85,405	7.0	61.6	5.0	-	-	-	-	
1968	91,383	7.0	64.7	5.0	5,913	1,064	18.0	6,977	
1969	97,780	7.0	67.9	5.0	6,639	1,182	17.8	7,821	
1970	104,625	7.0	71.3	5.0	7,460	1,313	17.6	8,773	
1971	111,949	7.0	74.9	5.0	8,385	1,459	17.4	9,844	
1972	119,785	7.0	78.6	5.0	9,415	1,629	17.3	11,044	
1973	128,170	7.0	82.5	5.0	10,574	1,808	17.1	12,382	
1974	137,142	7.0	86.6	5.0	11,876	2,007	16.9	13,883	
1975	146,742	7.0	90.9	5.0	13,339	2,241	16.8	15,580	
1976	157,014	7.0	95.4	5.0	14,979	2,487	16.6	17,466	
1977	168,005	7.0	100.2	5.0	16,834	2,761	16.4	19,595	
1978	179,765	7.0	105.2	5.0	18,911	3,082	16.3	21,993	
1979	192,349	7.0	110.5	5.0	21,255	3,443	16.2	24,698	
1980	205,813	7.0	116.0	5.0	23,874	3,796	15.9	27,676	
1981	220,220	7.0	121.8	5.0	26,823	4,211	15.7	31,034	
1982	235,635	7.0	127.9	5.0	30,138	4,671	15.5	34,809	
1983	252,129	7.0	134.3	5.0	33,861	5,181	15.3	39,042	

Table 4-8 Load Forecast (KWh/Capita Method)

Year	Population	Annual Population Increase Ratio	Energy Production per Capita	Energy Production
1967	33,000	2.55	187	6,171
1968	33,900	2.55	206	6,983
1969	34,700	2.55	226	7,842
1970	35,600	2.50	248	8,828
1971	36,500	2.50	272	9,928
1972	37,400	2.50	300	11,220
1973	38,300	2.50	329	12,600
1974	39,300	2.50	360	14,148
1975	40,200	2.40	395	15,879
1976	41,200	2.40	433	17,839
1977	42,200	2.40	474	20,003
1978	43,200	2.40	520	22,464
1979	44,200	2.40	570	25,194
1980	45,200	2.30	625	28,250
1981	46,300	2.30	685	31,715
1982	47,300	2.30	750	35,475
1983	48,400	2.30	817	39,543

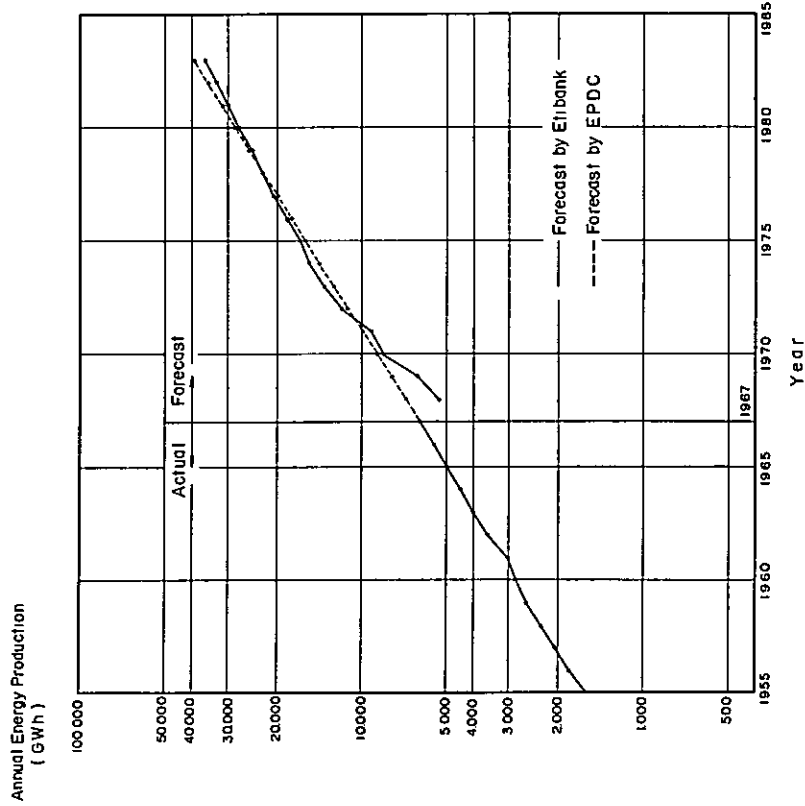
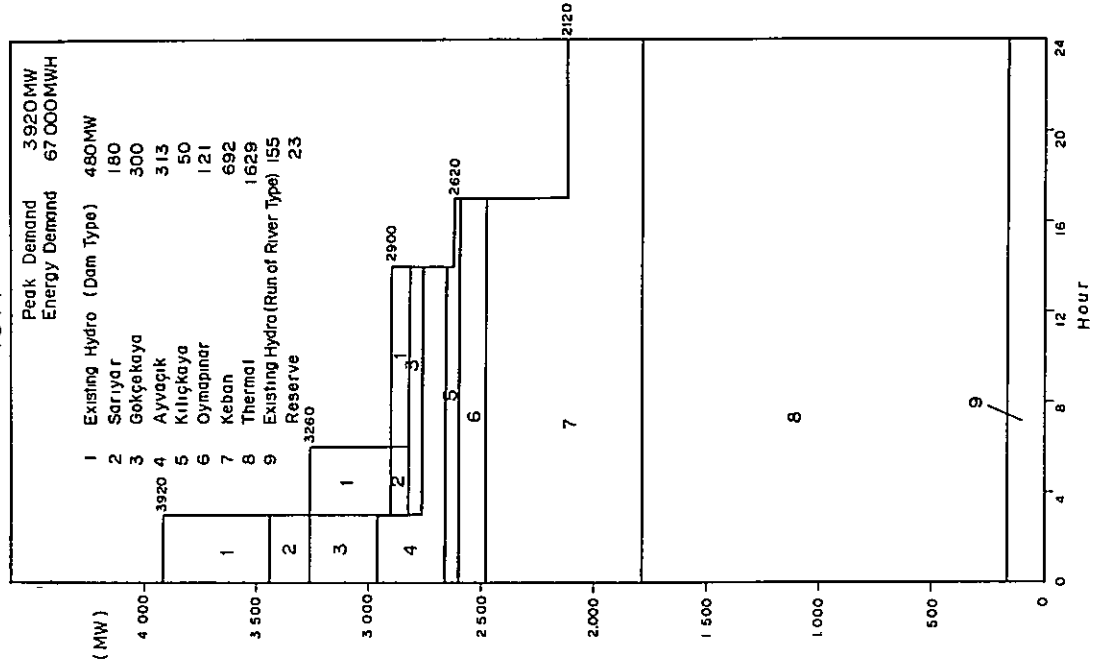
Table 4-9 Comparison of Load Forecast

Year	Whole Turkey			Interconnected System	
	Estimated by EPDC			Estimated by ETIBANK	
	(GNP Method)	(Trend Method)	(KWh/Capita Method)		
	10^6 KWh	10^6 KWh	10^6 KWh	10^6 KWh	10^3 MW
1968	6,977	6,942	6,983	5,300	1,095
1969	7,821	7,810	7,842	6,337	1,235
1970	8,773	8,787	8,828	8,400	1,585
1971	9,844	9,886	9,928	9,262	1,920
1972	11,044	11,132	11,220	11,842	2,260
1973	12,382	12,524	12,600	13,672	2,550
1974	13,883	14,090	14,148	15,222	2,900
1975	15,580	15,866	15,879	16,700	3,180
1976	17,466	17,850	17,839	18,500	3,520
1977	19,595	20,082	20,003	20,600	3,920
1978	21,993	22,613	22,464	22,650	4,310
1979	24,698	25,463	25,194	24,850	4,740
1980	27,676	28,623	28,250	27,400	5,210
1981	31,034	32,202	31,715	30,100	5,730
1982	34,809	36,229	35,475	33,100	6,300
1983	39,042	40,760	39,543	36,200	6,880

OPERATION PATTERNU OF INTERCONNECTED SYSTEM
 ANTICIPATED IN DECEMBER 1977

Fig. 4-2

Fig. 4-1 COMPARISON LOAD FORECAST



第 5 章 開 発 計 画

5. 1 Yesilirmak川流域開発計画

5. 2 開 発 計 画

第 5 章 開 発 計 画

5.1 Yesilirmak 川流域開発計画

DSI は Yesilirmak が電力及び灌漑面において占める重要性にかんがみ今迄に数々の調査を行って来ている。それらを列挙すれば次の通りである。

1. The Harnessing Plan Study for Yesilirmak Project in 1957
2. The Lower Yesilirmak Project Study by the Planning Groups of Division VII of DSI in 1962~1963
3. The Upper Yesilirmak Kokluce Plan Study in 1966
4. The Kelkit-Karatas Project Exploratory Study in 1967
5. The Kelkit-Susehri Project Plan Study in 1967
6. The Tersakan and Cekerek Project Exploratory Study in 1967
7. The Lower Yesilirmak Project Feasibility Study by Leadshill-Bechtel-
IAS-Gizbili in 1964~1965

最後の項にあげた Lower Yesilirmak Project については、現在 DSI と電源開発株式会社との間に結ばれた契約にもとづいて、後者が Feasibility Revision の Study を行っており、引続いて Definit Study に入る予定である。

既に述べた如く、現在 Yesilirmak 流域において運転中の発電所は Almus (最大出力 27,000 Kw) 及び Darucasu (最大出力 800 Kw) の二つである。DSI は目下 Almus 発電所直下流に調整池を設け、Yesilirmak 本流と Kelkit 川間の落差を利用した水路式 Kokluce 発電所を計画している。次表は 1968 年に行なわれたトルコ国のエネルギー会議レポートに記されている Yesilirmak 川の水力発電計画を示す。また、Fig. 3-1 は Yesilirmak 開発計画の全容を示す。これらの発電所で発電された電力は、東部黒海地方の需要をみたした上で、将来建設される中央系統との連繫送電線によつて、西部の需要都市に送られる。また、各貯水池及び調整池によつて調整された流量は、各々下流にある平野の灌漑に利用されるが、現在までの DSI 調査によればかなりの農業生産を期待することが可能である。

發電所名	位 置 (河川)	流域面積 (K ²)	灌 溉 地 域	最大出力 (Kw)	發生電力量 (10 ⁶ Kwh)	工事費 (10 ⁶ TL)	摘 要
Carol 發電所	Cobanlı	7 270		15,000	517	227	1966年 feasibility study
Kilickaya 發電所	Kelkit	8,2024	Erbaa, niksaa plains	120,000	287.0	4000	1966年 reconnaissance study
Kokluce 發電所	Yesilirmak	2,3740		70,000	4497	1590	1966年 feasibility study
Alsancak 發電所	Cekerek	5,3268		24,000	766	211.0	1967年 reconnaissance study
Almus 發電所	Yesilirmak	2,3528	Kazove plains	27,000	1060	1445	1966年 完 成
Durucasu 發電所	"			800	30	34	1960年 完 成
Ayvancik 發電所	"	35,8915	Carsamba plain	400,000	1,1060	8519	現在 feasibility revision中
Balahor 發電所	"			55,000	2300	1080	現在 feasibility revision中
				711,800	23100	1,9005	

即ち、DSIの調査によればYesilirmak流域において、土壌及び用水補給の面から経済的に灌漑可能と考えられる耕地は約330,000haであり。このうち既存の灌漑面積は55,000haに過ぎない。

現在この流域内で灌漑用水を補給できる貯水池はAlmus貯水池のみである。DSIは近い将来Kilickaya及びAyvacikにダムを建設し、上記Almus貯水池と併せて次の地域に調整された灌漑用水を補給する計画であり、目下その施設の一部は建設中である。

Yesilirmak水系	Kazova	26,950ha
	Carsamba	80,000ha
Kelkit水系	Niksar	6,871ha
	Erbaa	5,500ha
合計		119,321ha

さらにDSIは遅くとも40年以内にKelkit貯水池上流に約18,000ha、Yesilirmak支流のTersakan,Cekerek沿いにAlsancakダムを建設することにより約160,000haを灌漑する計画である。

Yesilirmak川最下流にあるCarsamba平野では主に乾燥農業(Dry Farming)が営まれており、多種作物が栽培されているが、排水不良及び用水不足の為、地域内で栽培可能な作物の種類は限定されその収量も低い。

この様な問題のみならず、営農資金、経営規模、農民の教育、交通、洪水対策等の種々の問題もある。

此等の問題点を解決し、受益地域内の住民の生活水準を向上させる為にDSIはこれまでに種々の調査を実施し約15年の工期を要するCarsamba平野開発計画を樹立している。即ちLand Classification調査によればIrrigable Landは80,500haに達するが、Leedshill Co.の調査ではAyvacik貯水池単独の場合の補給可能水量をもとにして約34,000haの灌漑面積が限度である。このため、既設のAlmus貯水池計画中のKilickaya及びAyvacik貯水池を組合せて使用し、ファーム流量を増加することによって、Carsamba-PlainのIrrigable Land全域を灌漑することは目下重要課題の一つとなっている。

長期計画において、上流特に、Tersakan,Cekerk沿いの計画灌漑地域は先に述べた様に160,000haに達し、これに対しかなりの流量がさかれることになるが、DSIとしては流量を調整することによって、Ayvacik下流発電所のSecondary Energyには影響を与えるが、Firm Energyには極力影響を与えない方針をとっている。即ち、AyvacikのFirm DischargeによってBenefitをうけるCarsamba Plainの用水は出来るだけ確保することを優先的に考えている。

5.2 開発計画

"Report of General Energy in Turkey 1968"によればトルコ国は 65×10^9 Kwgの経済的包蔵水力をもっているが、その中開発されているのは僅か36%に過ぎない。一方、工業及び農業面からの水力開発に対する要請は、経済の発展と共に増大しており、主要河川の一つである

Yesilirmakも看過され得ない。ここに、その計画の中核を占めるAyvacik ダム及びKilickaya ダムが必然的に登場して来るのである。

Kelkit-Karatas 計画の設定にあたって特に留意した点は次の通りである。

(1) 已にこの章において述べて来た様に、もしKelkit-Karatas Project は飽くまでもYesilirmakの下流に近々着工予定のAyvacik 貯水池を前提とし、Ayvacik 貯水池に不可欠のものとしてYesilirmak 総合開発計画の一環として考慮する。

(2) Kilickaya 水力発電所で発電する電力は、黒海沿岸のGiresun において、目下建設中の東黒海送電線に連繋する。この154Kv 送電線は、Ayvacik 発電所の建設と共に、Keban と Istanbul を結ぶInterconnected System と連繋される。したがって、Kilickaya 発電所の電力は、東部黒海地域を含めたトルコ国全体で取上げなければならない。

(3) Kilickaya 発電所の直下流におけるArpabuku Regulating Pondage については、その設備出力、発生電力量ともに電力系統内で占める比重は小さいので、Ayvacik Reservoir に対するSedimentation 効果が著しくなければこれを除くべきではないか。

以上の観点に立つて、已にDSI で行われているYesilirmak 水系の調査計画の経過を尊重し、Kelkit-Karatas Project の計画を行った。

計画の概要は、Kilickaya Site に岩盤上高さ約140m 堤体積約 5×10^6 cu.m のRockfill Type Dam を築造し、850m の満水位で $1,300 \times 10^6$ cu.m の総貯水量を有し、利用水深35m で $1,000 \times 10^6$ cu.m の水を貯溜するものである。この貯水池によって、年間流量のFluctuation を是正して、Ayvacik Power Station のFirm Discharge を約30% 増加することが可能である。

本地点は、土質材料の入手が容易であり、また基礎の地質状態から判断しRock fill Type が最適である。已にAlmusダムの施工経験をもつDSI にとって施工上の難点は何等存在しない。仮排水路、洪水吐及び取水口発電所などの水路構造物は本地点の地形を利用し左岸に設けている。これらの構造物建設のために必要な掘削の礫は全てダムの盛立て材料に流用する。洪水吐の容量は、種々方法による検討の結果 $3,000$ cu.m を採用した。

水車及び発電機のUnit Capacity は6,000 Kw とし二基同時に据付ける。年間発生電力量は約 337.2×10^6 Kwh である。Kilickaya 発電所で発生された電力はGiresun まで154KV の送電線に連繋される。東黒海地域及びInterconnected System の需要ののびから考えて、この発電所のPower 及びEnergy は発電所完成後の1978年には系統内で十分に消費されるものである。

第 6 章 貯 水 池

6. 1 貯水池最適規模

6. 1. 1 基礎検討

6. 1. 2 基礎 Data

6. 1. 3 最適規模

6. 2 貯水池操作

6. 3 砂防効果

6. 3. 1 支 流

6. 3. 2 Ki lickaya 貯水池への流砂

Ki lickaya 貯水池の下流への影響

第 6 章 貯 水 池

6 1 貯水池最適規模

6.1.1 基礎検討

Kilickaya Reservoir の最適規模決定に際しては、Kelkit-Karatas Project を単独に採り上げず、Yesilirmak 流域にある既設Almus Project及び最下流にある近々着工を予定されるAyvacik Project の効果を併せて考慮し、流域全体として総合した経済性を追求した。

電力面において、これら Project が密接な関連を有つことは言うまでもないが、農業面においても特にYesilirmak 川口デルタであるCarsamba Plainの灌漑用水確保は全くこれら上流の3 Project と関連を有する。

このReportにおいては、Kilickaya の最適規模を見出すのに、Kilickaya 単独で計算せず、Ayvacik,Almus,Kilickayaと組合せた場合の最適組合せを見出し、その組合せの中のKilickayaの規模を以て、Kilickaya の最適規模とした。したがって、もしこの中でKilickaya Project の Merit のみを取上げねばならないならば、自己の有するものと共に、下流の計画即ちAyvacik Project に対しKilickaya の有る場合と無い場合のPower及びEnergyなどの差を算出し、その中KilickayaにAllocateされる分と云うことになる。

次に、Ayvacik Reservoir の有効容量をもつてしては、僅かCarsamba Plainの半分程度しか灌漑能力はない。この為、Kilickaya Reservoir は極力年間流量を均等化して、また渇水期においてもAyvacik 発電所のFirm Discharge がCarsamba Plainの必要水量を下廻らないようにしなければならない。しかし最適規模決定のためのCarsamba PlainのBenefit及びCost算出に当っては、既に提出されているLeedshill-Bechtel報告書から、この灌漑地域の単位面積あたりの最大必要水量即ち7月の必要水量を算出し、各ケースのAyvacik Power StationのFirm Dischargeをその最大必要水量で割り、それを可能灌漑面積とした。実際には、各ケースにおいて算出されたFirm Dischargeの範囲ならば、貯水池の運用によって、この可能灌漑面積を上廻る面積に水を供給することは可能であるが、基模の比較を論ずる場合にはこれで差支えはないと思われる。Carsamba Plainの確定的な灌漑面積、Benefit,Cost及び必要水量については、現在電源開発株式会社がCommercial BaseでStudyを行っており、この結果に基づいて更に詳細な検討が行なわれる予定である。

また、最適規模の決定に際し、各発電所が将来ピーク発電所として運転されることを想定し設備出力の算定にはAyvacik Power Stationに対しては17%、Kilickaya Power Stationに対しては25%のPlant Factorを使用している。

基準火力発電所としては、Kilickaya Project に対する設備出力10万Kwを設定し、Dependable Peak CapacityのBenefit174.2 TL/Kwであり、EnergyのBenefitは5.61Kp/Kwである。またAyvacik Project に対しては、設備出力30万Kwを設定し、夫々142.7 TL/Kw

559 Kr/Kwhとした。

これについては、第10章に詳述している。

6.1.2 基礎データ

River Run-offは、7th Regional Office of DSI において提供された次の三地点の資料に基いている。即ち、

(1) Almus 地点

期間は、1939年10月から1967年9月迄である。

1947年～1952年、1955年～1960年は実測に基づき、1939年～1946年、1953年～1954年、1961年～1963年はFatri 測水所からの換算値である。

(2) Kilickaya 地点

期間は、1938年4月から1968年12月迄である。

Fatri 測水所の実測値の換算である。

(3) Ayvacik 地点

期間は、1939年10月から1968年4月迄である。

Kale 測水所の実測値を換算しているが、1964年以降は実測値である。

これ等の記録に対し、我々は次の修正を行った。

即ち、

1. Almus 地点における1964年以降、即ちAlmus 発電所着工後の自流水は、それ以前におけるFatri測水所流量とAlmus 地点自流水とのCorrelation から算出した。またAlmus 発電所の放流量は、自流水に対するマスカープを作成し、貯水池水面からのEvaporation及びEvapotranspirationを考慮してFirm Discharge を $18.5 \text{ m}^3/\text{sec}$ とし、3月から6月までの4ヶ月はFirm Discharge の2倍即ち $37.0 \text{ m}^3/\text{sec}$ を放流し、あとの月はFirm Discharge を放流するものとした。Almus 発電所は1966年11月に運開しているが、Almus Reservoir の洪水による影響をAyvacik 地点の自流水から取除くため、洪水期間に当る1966年1月から11月迄の自流水を全て貯溜したものと想定した。

2. 1960年及び1961年のKilickaya 地点の流量は、Guvercanlik 測水所開設当初のものであり、較正不十分であつて信頼性にとほしい様に思われる。したがつてこの期間のKilickaya 地点流量は、Fatri とのCorrelation から求めた。

NIKSAR, ERBAA及びTokat Plain の農業用水は渇水年5ヶ月平均を用いている。これは各Plain についてCrop Pattern を作成し、渇水5ヶ年平均の月別用水量をChapter 9 の通りに求めたものである。各Plain の渇水5ヶ年平均の年必要水量は次の通りである。

NIKSAR plain	$53.1 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($47.4 \times 10^6 \text{ m}^3$)
ERBAA plain	$33.1 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($20.9 \times 10^6 \text{ m}^3$)
TOKAT	
(OMALA, KAZOVA, TURHAL plains)	$188.5 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($161.2 \times 10^6 \text{ m}^3$)
計	$274.7 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($229.5 \times 10^6 \text{ m}^3$)

()内は、平均年の用水量を示している。即ち、最適規模の決定には濁水5ヶ年平均を用い、最適規模決定後のOperation Studyには平均年の用水量を用いた。

貯水池から洪水後、実際に蒸発する量は、水面蒸発量と植生によるEvapotranspirationの差である。従って、Evapotranspirationは、Kilickaya貯水池ではSUSEHRI, Ayvacik貯水池ではERBAA Plainの気象資料を基にBlaney-Criddle法によつて算出し、EvaporationはMeteorological stationのPan valueの70%をとつた。

Kilickaya及びAyvacik貯水池のWater Surface Area及びVolumeと標高の關係はFig. 6-1, 6-2に示す。

6.1.3 最適規模

Optimum Scale 決定のための各ケースは次の8ケースであり、これらの各ケースに対して各地点流入量から

Evaporation及びIrrigationによる消費量を控除しながら、28年間にわたつて可能発生電力量をElectronic Computerで求めた。この場合Ayvacik及びKilickaya貯水池の操作は、毎年7月から1月にかけてFirm Dischargeを使用し、1月末に最低水位にもつて行き、2月から6月にかけて出水を貯溜して6月末に最高水位にもつて行く方式をとつた。洪水調節或いは濁水期における農業用水の補給に必要な貯水池操作は、ここでは、二次的なものとして考慮せず、基本的な操作ルールにしたがつている。各ケースの利用水深は、夫々の規模に対し、落差増による電気エネルギー増分とover/lowによる電気エネルギー減分を算出し、増分から減分を差引いたものが最も大きいよう選定した。かくして求めた可能発生電力量とDependable Peak Capacityに対し、別途基準火力から求めたKw及びKwh 価値から発電面におけるAnnual Benefitを算出し、Kilickaya及びAyvacikのFirm DischargeからえられるNIKSAR, ERBAA及びCarsamba平野のAnnual Benefitを加算してTotal Annual Benefitを算出した。この場合、Kilickaya計画を考慮したものに対しては灌漑面積は一定とした。

これに対し、それらの灌漑工事も含めてAyvacik, KilickayaのTotal Annual Costを算出し、それらBenefitとCostの差額即ち組合せ中の超過便益最大のものを最適規模とした。

なお、各ケースのKilickaya Project工事費は、予備設計をもとに、地域条件及び工事規模を考慮しつつ、DSI Unit Price及びトルコ国における既設工事の実績から算定した。

電源開発株式会社独自の算出にもよるものもあり、また、Ayvacik Project 工事費については、現在、同社で行っている中間結果に基づいている。金利は8%及び5%について計算した。

これらの結果は、Table 6-1 に示す通りである。即ち、金利による影響は大きい、何れの場合にもAyvacik 単独、或いはAyvacik 満水位標高195m及び180mはAyvacik 満水位190mの案に劣ることが確認される。Ayvacik 貯水池満水位標高190m案即ちCase5,6,7,8, において金利8%では7,6,8案、金利5%では6,7,5案が順にすぐれている。金利が高ければ施設は小さい方、低ければ大きい方がよいのは当然の傾向であろう。

この結果、下流地帯に対する Firm Discharge も考慮し両者に共通する Case 6 即ち Ayvacik 貯水池の規模としては、貯水池満水位標高190m、Kilickaya 貯水池満水位標高850mの組合せを最適規模とした。夫々の有効貯水容量は662 million cu.m, 1,130 million cu.m であり、Firm Discharge は41.8 cu.m, 92.4 cu.m である。

6.2 貯水池操作

最適規模の検討において、已にKilickaya 貯水池の操作としては、電力エネルギーが大なることを考慮しつつ、毎年7月から1月にかけてFirm Discharge を使用して1月末に最低水位にもって行き、2月から6月にかけて出水を貯溜し6月末に最高の水位にもって行く基本方式をとった。

この項においては、更に、洪水調節及び平均年において渇水期におけるCarsamba平野の灌漑用水補給をKilickaya 貯水池によつて行うことを考慮に入れた検討を行っている。

即ち、已に算出した最適規模におけるAyvacik Reservoir の Firm Discharge は92.40 cu.m.sである。Leedshill Report によるPeak Diversion Requirementは取水効率を95%と考へ1,000 ha 当り約1.63 cu.m であり、92.40 cu.m.s の Firm Discharge では56,600 ha の灌漑が可能である。従つて計画灌漑面積を80,000 ha と想定すれば、実灌漑面積は99%に相当する。72,000 ha であり、約15,400 ha に用水が不足である。この為この期間、Kilickaya 貯水池より不足分を補給する操作計画にしなければならない。

また、Kelkit River の洪水は殆んどが4月に起つており安全を考慮して3月及び4月は貯水池水位を満水面から5m下りの845.0mに抑へ、286 million cu.m の容量を洪水調節用に確保することとした。

年間総発電電力量	332,300,000 Kwh
年間一次電力量	236,200,000 Kwh (71.1%)
年間二次電力量	96,100,000 Kwh (28.9%)

6.3 砂防効果

6.3.1 支 流

DSI の Study によつてKilickaya Dam Site には年間 Sq.Km 当り約870 m³ の Sediment が送られる。一方、下流のTepekisla 地点について見ると、Kilickaya Dam の Drainage Area を除いた残流域はSq.Km 当り約3,770 m³ の Sediment を生産する。したがつて、Kilickaya 下流の Sediment の生産量はKilickaya の Drainage Area の4.35倍である。

この主要な原因は、Kilickaya Dam Siteの約10 km 下流より大規模な断層が河道に平行に走っていて、連続的な Landslide が生じていることである。Flood Season に水量が増したときに Bank Erosion を起し、土砂を運ぶが、Landslide は新しい Material を次々と供給する。

6.3.2 Kilickaya 貯水池への流砂

Kilickaya Reservoir Area 内に数ヶ所の大規模な Landslide がある。しかし、地形は Dam 下流両岸に比べてゆるやかであり、各支流の流量も少ないので、ヤム問題は少ない。

1939年より1966年までの28ヶ年の自然流量にしたがって、Sediment の Volume を算出した結果は年間約5,850 cu.mである。

貯水池の総貯水量は、1,400 million cumであり、また最低水位までの容量は240 million cum である。

したがって、上流の開発を考慮しない場合、Kilickaya Reservoir は41年でMinimum Water Level まで埋没する。しかし、Maximum Volume 全て埋没するには240年を要する。

6.3.3 Kilickaya 貯水池の下流への影響

Kilickaya Dam Site と Tepekisla 地点の間の Bank Erosion がいらじるしいことは前記のとおりである。

しかし、Kilickaya Reservoir の容量はかなり大きいので流量調整効果が大きい。

最終的な Sediment Amount は流量に大きく支配されることは Sampling の結果から知られている。したがって上流のダムの効果はその貯水池に直接 Sediment Load を Deposit させることよりも流量を平均化することにより、Sedimentation を減らす効果がより大きい。

Tepekisla 地点の Sediment Amount を Kilickaya Dam によって調整された流量により算出した結果は、After Bay により完全に Regulate された場合、年間平均5.76 million ton After Bay がない場合10.3 million tonであり、20%の Bed Load を見込んだ場合それぞれ5.53, 9.9 million cumである。自然流量に対する Sedimentation は18.4 million cu.m であり、この Project によって Total Load を大きく軽減することができる。

Tepekisla と Ayvacik Dam Site 間の残流域に生じる Sediment Load は少ないが、この間の流量も調整したものと仮定して、年平均の Sedimentation Concentration を適用して近似的に修正して得た値を加算すると、Ayvacik Reservoir に流入する Sediment Load を Appendix に示すように、減少させる効果がある。

Ayvacic Reservoir の Volume は流入に比べ小さいため Sediment Load による埋没は早い。自然流量によると年間平均 Sediment Load は約30 million cu.m であるので、Ayvacik Reservoir は、わずか13年で Minimum Water Level まで埋没される。Kilickaya Dam と After Bay より完全に調整すると、年間平均 Sediment Load は約16 million cu.m となり、また After Bay がない場合は21 million cu.m である。したがってそれぞれの場合 Minimum Water Level まで埋没する期間を25年および19年にのばすことができる。

Ayvacic Dam の Life Time を50年保つためには、年間平均 Sediment Load を8 million

cu.m まで抑えなければならないので、Almus Dam, Alsancak Dam の効果を見込んで、本流および Cekrek 川からの Load をきまで減少できたとしても、まだ十分ではない。

Kilickaya と Tepekisla の間の流域において生ずる Sediment を更に軽減するため 3 階段状に調整池を作るなどして何等かの対策が必要である。

Table 6-1 A Alternative Schemes

Killickaya Power Production

Case	Reservoir Effective Storage	Firm Discharge	Maximum Discharge	Firm Output	Dependable Output	Maximum Output	Annual Firm Energy	Annual Secondary Energy	Annual Total Energy	Annual Power Discharge	Annual Power Spill	Annual Evaporation
	m	cu.m.s. day	cu.m.s. day	KW	KW	KW	MWh	MWh	MWh	cu.m.s. day	cu.m.s. day	cu.m.s. day
1'	855.0	16,666	46.2	184.8	36,000	140,000	321,300	34,200	355,500	18,528	242	702
2'	850.0	13,078	41.8	167.2	31,000	120,000	280,500	56,700	337,200	18,129	647	560
3'	845.0	10,290	38.2	152.8	27,000	105,000	244,500	66,700	311,200	17,509	1,279	482
4'	840.0	8,067	35.1	140.4	23,500	90,000	211,700	75,300	287,000	17,507	1,972	383

Ayvack Power Production

Killickaya

Case	Reservoir Effective Storage	Reservoir Storage	Reservoir Effective Storage	Firm Discharge	Firm Output	Maximum Discharge	Firm Output	Dependable Output	Maximum Output	Annual Firm Energy	Annual Secondary Energy	Annual Total Energy	Annual Power Discharge	Annual Power Spill	Annual Evaporation
	m	cu.m.s. day	m	cu.m.s. day	cu.m.s. day	cu.m.s. day	cu.m.s. day	cu.m.s. day	cu.m.s. day	MWh	MWh	MWh	cu.m.s. day	cu.m.s. day	cu.m.s. day
1	-	-	190.0	150.0	7,662	71.6	420.0	52,500	271,000	387,000	619,300	1,169,100	47,439	2,379	72
2	-	-	180.0	143.0	6,111	64.7	380.0	43,700	226,000	322,000	518,900	1,062,500	46,469	3,378	62
3	850.0	13,078	195.0	152.0	9,028	94.8	556.0	71,100	366,000	531,000	864,800	1,247,100	48,988	363	88
4	840.0	8,067	195.0	152.0	9,028	92.8	544.0	69,600	358,000	520,000	832,400	1,230,300	48,800	792	85
5	855.0	16,666	190.0	150.0	7,662	96.2	564.0	70,500	363,000	520,000	836,800	1,193,200	49,124	225	72
6	850.0	13,078	190.0	150.0	7,662	92.4	542.0	67,700	350,000	500,000	804,600	1,192,300	48,935	408	72
7	845.0	10,290	190.0	150.0	7,662	91.2	536.0	66,900	346,000	494,000	788,300	1,182,100	48,704	650	71
8	840.0	8,067	190.0	150.0	7,662	90.5	530.0	66,300	340,000	489,000	774,000	1,176,000	48,736	858	71
9	850.0	13,078	180.0	143.0	6,111	89.6	526.0	60,500	313,000	445,000	712,500	1,092,400	48,854	485	61
10	940.0	8,067	180.0	143.0	6,111	87.8	515.0	59,200	306,000	436,000	683,500	1,075,400	48,609	982	60

Table 6-1 B Surplus Benefit

Interest Rate 5% Unit: 1,000 T.L.

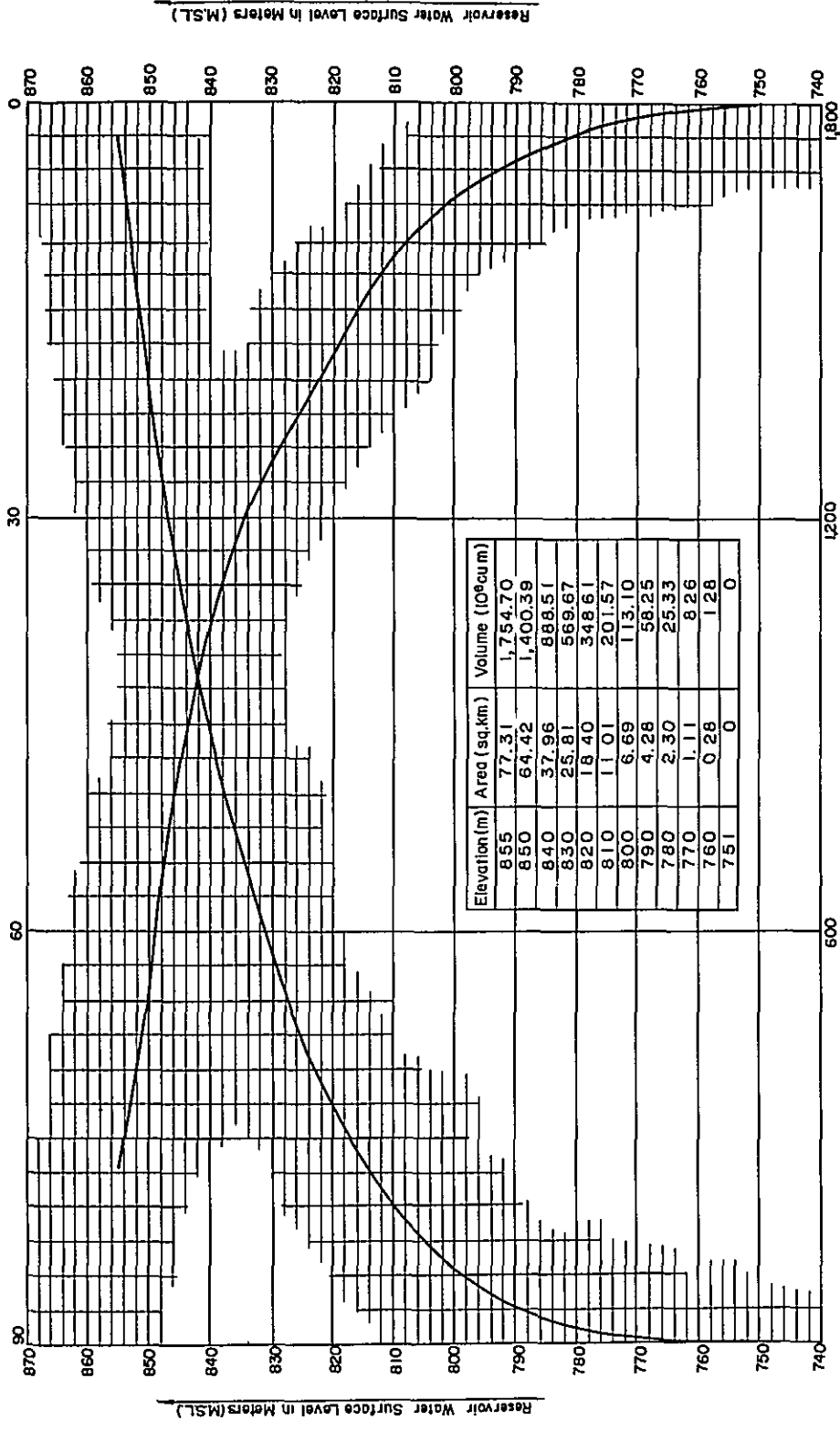
Case	Kilickaya H.W.L. (m)	Kilickaya Power Station				Ayvacik Power Station				Irrigation					
		Annual Power Benefit	Annual Energy Benefit	Annual Cost	Annual Power Benefit	Annual Energy Benefit	Annual Cost	Annual Power Benefit	Annual Energy Benefit	Annual Cost	Annual Power Benefit	Annual Energy Benefit	Annual Cost	Annual Total (1)	Annual Total (2)
1	190.00	-	-	-	38,670	65,350	71,800	134,000	40,000	238,020	111,800	126,220			
2	180.00	-	-	-	32,250	59,390	67,000	125,000	37,000	216,640	104,000	112,640			
3	850.00	13,240	19,190	32,960	52,230	69,710	85,200	191,000	64,000	345,370	182,160	163,210			
4	840.00	10,100	16,330	27,900	51,090	68,770	84,000	191,000	64,000	337,290	175,900	161,390			
5	855.00	15,680	20,230	38,970	51,800	66,710	80,900	191,000	64,000	345,420	183,870	161,550			
6	850.00	13,240	19,190	32,960	49,950	66,650	79,400	191,000	64,000	340,030	176,360	163,670			
7	845.000	11,500	17,710	29,400	49,230	66,080	79,100	191,000	64,000	335,520	172,500	163,020			
8	840.00	10,100	16,330	27,900	48,520	65,740	78,700	191,000	64,000	331,690	170,060	161,630			
9	850.00	13,240	19,190	32,960	44,670	61,060	75,800	191,000	64,000	329,160	172,760	156,400			
10	840.00	10,100	16,330	27,900	43,670	60,120	75,000	191,000	64,000	321,220	166,900	154,320			

Interest Rate 8% Unit: 1,000 T.L.

Case	Kilickaya H.W.L. (m)	Kilickaya Power Station				Ayvacik Power Station				Irrigation					
		Annual Power Benefit	Annual Energy Benefit	Annual Cost	Annual Power Benefit	Annual Energy Benefit	Annual Cost	Annual Power Benefit	Annual Energy Benefit	Annual Cost	Annual Power Benefit	Annual Energy Benefit	Annual Cost	Annual Total (1)	Annual Total (2)
1	190.00	-	-	-	49,100	65,350	105,880	144,000	60,000	258,450	165,800	92,650			
2	180.00	-	-	-	40,950	59,390	98,700	135,000	55,000	235,340	153,700	81,640			
3	850.00	16,580	19,190	48,670	66,320	69,710	125,500	201,000	100,000	372,800	274,170	98,630			
4	840.00	12,660	16,330	41,200	64,870	68,770	123,800	201,000	100,000	363,630	265,000	98,630			
5	855.00	19,640	20,230	57,540	65,780	66,710	119,300	201,000	100,000	373,360	276,840	96,520			
6	850.00	16,580	19,190	48,670	63,420	66,650	117,200	201,000	100,000	366,840	265,570	100,970			
7	845.00	14,400	17,710	43,410	62,500	66,080	116,600	201,000	100,000	361,690	260,010	101,680			
8	840.00	12,660	16,330	41,200	61,610	65,740	116,000	201,000	100,000	357,340	257,200	100,140			
9	850.00	16,580	19,190	48,670	56,720	61,060	111,700	201,000	100,000	354,550	260,370	94,180			
10	840.00	12,660	16,330	41,200	55,450	60,120	110,500	201,000	100,000	345,560	251,700	93,860			

Fig. 6-1

Reservoir Surface Area in Square Kilometers



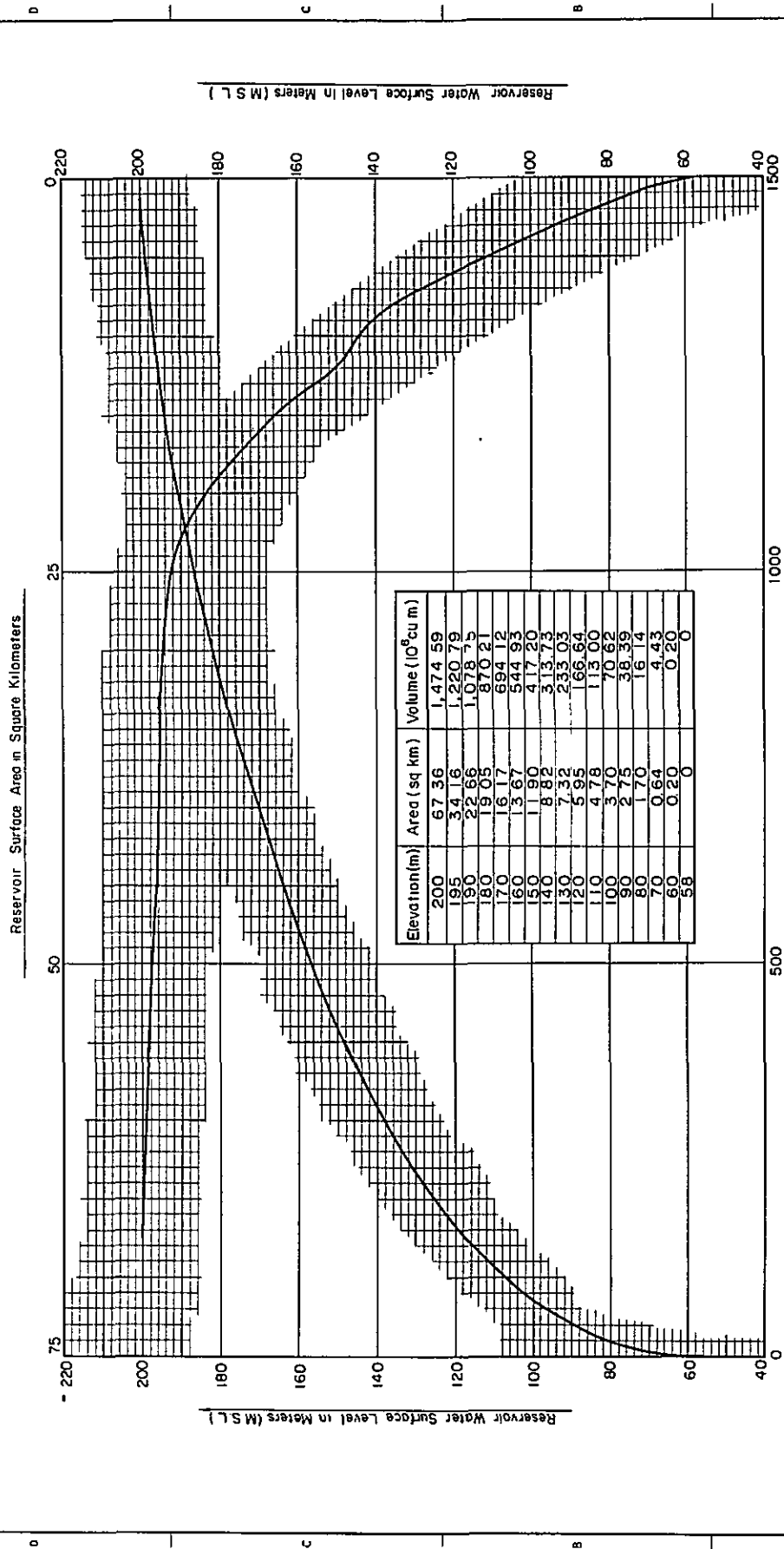
Reservoir Storage Capacity in Million Cubic Meters

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY-JAPAN
 DEVLET SU İŞLERİ, TURKEY
 KEMIT-KARAYAS PROJESİ
 AREA CAPACITY CURVES
 FOR THE KILICKAYA RESERVOIR

ELAZIĞ SU KURULUŞU İ.Ş.İ.Ş.
 (E.Ş.İ.Ş.İ.Ş.)
 T.Ş.İ.Ş.
 M.Ş.İ.Ş.
 C.Ş.İ.Ş.
 A.Ş.İ.Ş.

NO	TARİH	REVİZYON	BT

Fig. 6-2



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY/JAPAN
 DEVLET SU ISLERI, TURKEY
 KEMIKT-KARATAŞ PROJESİ
 AREA CAPACITY CURVES
 FOR THE AYVACK RESERVOIR

RESERVOIR STORAGE CAPACITY IN MILLION CUBIC METERS
 (10⁶ CU M)

DATE: _____
 DRAWN BY: _____
 CHECKED BY: _____
 APPROVED BY: _____

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY

Reservoir Storage Capacity in Million Cubic Meters

0 500 1000 1500

4 3 2 1

0 25 50

220 200 180 160 140 120 100 80 60 40

Reservoir Water Surface Level in Meters (M.S.L.)

Reservoir Surface Area in Square Kilometers

0 1 2 3 4

第 7 章 Kilickaya Dam 及び発電所

7. 1. 主要構造物及び発電所

7. 1. 1. 一 般

7. 1. 2. Kilickaya Dam 及び発電所

7. 1. 3. Arpabuk Dam

7. 2. 地質及び材料

7. 2. 1. Dam の基礎

7. 2. 2. 洪水吐, 発電所及び開閉所

7. 2. 3. 仮排水路 Tunnel

7. 2. 4. 貯水池に関する地質的問題—地すべり

7. 2. 5. 建設材料

7. 3. 工程及び施工

7. 3. 1. 基本工程

7. 3. 2. 施 工

7.1 主要構造物及び施設

7.1.1. 一 般

Kilickaya Dam は Kelkit Karatas Project の中心となるもので、既述の検討結果にしたがって満水位 $850m$ とし $1,400 \times 10^6 m^3$ を貯水する。そのためダム为天端高さは $855m$ とし河床からの高さは約 $105m$ 、基礎岩盤から $140m$ とする。

ダム直下に発電所をもうけ最大出力 $120,000kW$ である。

ダムの形式をロックフィルとし、洪水吐水路、発電所を含めた全体の Layout について種々の条件を考慮しながら数種の案について比較を行つて最終的な Solution を得た。

全体の Layout の基本的な考え方は構造物のための掘削土岩は盛立材料としてなるべく利用すること、水路は短かくすることおよび各構造物は単純で施工が容易であること等である。

右岸に Diversion Tunnel をもうけこれを将来導水路として利用する案および同じく右岸の Diversion Tunnel を将来補助 Spillway として計画洪水量の $\frac{1}{3}$ 程度を流す案は Diversion Tunnel を永久構造物として利用できる利点がある。

また右岸は僅かながら地質状態が左岸よりもよい。しかしこれらの案は施工が複雑で、川の自流も多いので工程上にも問題がある。

Spillway, Waterway を明り構造でつくるには左岸が下流側のわん曲をショートカットできることと、ダム軸上流の沢が水路の入口として不十分ながら利用できる点ですぐれる。明り構造は地質条件による制約が少い点で左岸でも基礎として不安はない。

Diversion Tunnel は、右岸が距離が短く地質が良好な可能性があるがダム盛立の範囲しかカバーできない。左岸にした場合は入口が流れの方向と一致し、やゝ延長を長くなることを容認すれば、発電所、洪水吐の出口までカバーできる。

以上のような点を考慮して、Spillway, Waterway および Diversion とともに左岸としトンネルは Diversion のみとし、構造物の掘削岩石は不良部をできるだけ除去した上で盛立に利用する案とした。

以上のべた Layout の概要は添付 Fig. 7-1 ~ 7-6 に示される。

7.1.2. Kilickaya ダム及び発電所

(1) ダム

ダムは地形、地質盛立材料の性質の他耐震性も考慮して、上流にやゝ傾斜した中央しゃ水壁型ロックフィルダムとした。すなはち、現場付近にかなり大量に存在する細粒土質材料をコアとし、その上、下流に河床堆積および細粒ロックから成るフィルタを配置しその外側をロックで保護する。

ロック材料はダム、洪水吐、取水口等の掘削から得る掘削石屑を使用し、残りの盛立量の約半分は現場付近にある崩落岩石または Quarry より得るものとする。

しゃ水壁は岩盤上に立ち上げるものとし、その部分にカーテングラウトを施工する。

ロックの基礎となる河床部の堆積は粗粒も十分含み、また十分締まっているので、ほとんど掘削の必要はないであろう。

(2) 仮排水路及び締切り

Diversi on Tunnel は左岸にもうけられ内径 8 m, 延長 710 m, 勾配 1:150 入口はダム上流である。わん曲部とし出口は洪水吐シュート出口端下流とする。これにより, トンネル延長はやゝ長くなるが, 発電所基礎, 洪水吐の減勢池の基礎の工事に別途締切を施工する必要がなくなる。

トンネルの通水量は既往洪水量を参考にして $600\frac{m^3}{s}$ とした。最大流量時の入口の水位は約 760 m であり, このため上流締切の天端な余裕を見て 765 m 程度とする必要がある。上流Coffer Dam は本ダムの上流端の一部を成すものである。

下流のCoffer Damの天端高さを在来河床の洪水位が $600\frac{m^3}{s}$ の場合約 754.5 m であるので余裕を加えて 760 m とする。

トンネルは全長を巻立てることが安全な設計であるが, 調査の進んだ段階または掘削を実際に進めた段階で一部分不要と判断されることもあり得る。(巻厚の分だけの断面増で無巻でも巻立断面とほぼ同じ通水量がある。)

(3) 洪水吐

洪水吐は底巾 25 m, 延長 250 m, 勾配 1:1.8 のシュート式で計画洪水量 $2,000\frac{m^3}{s}$ を流下させる。シュートはダム左岸下流寄りの鞍部をカットしてもうける。

越流部はコンクリートダムで取水口呑口部と一体を成している。ダム軸上流の沢がこの取水口と洪水吐の入口に向う掘削を減らすのに有効である。

越流部の天端高, 巾はゲートの製作に適した寸法等を考慮して EL 839 m および 36 m とした。シュート部は底, 側部ともコンクリートを張ることが安全な設計である。減勢池はフリップバケット方式とし, 水平エプロンによつて跳水を生じさせエネルギーの減刹に利用する。ゲートは高さおよび巾が 11 m および 10 m のラジアルゲート 3 門とする。

(4) 取水口

取水口の主要な部分はコンクリートダムの形状をしたマスコンクリートである。貯水池の低水位は 815.00 であるので, 余裕としてとれば一般には水流の乱れを生ずる危険はない。

表面取水の必要はないが, 除塵効果と作業の容易な点を考慮してスクリンはダム天端までもうける。呑口は鉄管 2 条を独立させたので別々にもうけ, ゲートもそれぞれにもうけることとし運用の柔軟性を確保するものとした。

(5) 水圧管路

取水口構造のもうけられたダムの下流端から発電所まで勾配に 2 の管路を掘削する。路面の保護と保守点検作業の便のために底部および側部の一部はコンクリートを張る。

管の条数は 2 条とし, Unit ごとに別々にもうける。一般に管は 1 条で下部で分岐する方法が経済的であるが, この場合は使用水量が大で製作, 据付とも難しくなること, Unit ごとに別の管の場合が保守点検に便利である等を考慮して 2 条とした。管はコンクリートダムに一部埋設され, 曲管部はアンカブロックで固定され途中 Ring Girder で支持される。

管径は相対的な損失電力と、償却、維持等の経費の緩和を最少にするように選んだ。

管の材料は熔接性のよい引張強さ $4,000 \sim 5,000 \frac{kg}{cm^2}$ 程度の鋼材が適当である。

(6) 発電所

発電所は地形気象条件および全体の Layout を考慮し地上屋内式とした。

主機は $60,000$ kW の Capacity のもの 2 Unit で、一般的な Barrel 支持形式が適する。

建屋内は主機のほか制御機器、通信設備、予備動力等を収容し、倉庫、修理工場、事務所等を付属させる。

水車の入口弁はダム式発電所で管路が短かく、取水口ゲートを別々にもうければ不要である。

吸出管出口にはゲートをもうけるが門扉は一枚で共用すれば十分である。放水庭のうち必要な範囲は張りコンクリートを施工する。

発電所に隣接して上流側に約 50×35 m の広さの Switchyard をもうけ、コンクリートの護岸よう壁を川側にもうける。敷地の高さは 760 m とし洪水位に対して 2 m の余裕をとつた。

7.1.3. Arpabuk ダム

Arpabuk Dam は Kilickaya の逆調整池としての機能をもつもので低落差容量の発電所をもうけて上流 Kilickaya の Peak Discharge を調整する。

DSI によつて選定されたダムサイトは兩岸の岩盤の露出状況からみて、アバソメントは問題なく、基礎は特殊工法で Cut Off Curtain を砂礫及中にもうけダムとしての十分な水密性を得ることができる。洪水量が大きいので水流の勢を分散させるために越流天端 74.45 m、越流部の巾 85 m と広くとり、岸の岩盤が比較的浅い位置で表れる位置に発電所をもうけることができる。

しかしこの Site での有効貯水量を $1:5,000$ の地形図により再検討した結果約 $1,000,000$ m^3 しかなく期待される機能が得られないことが分つた。

このため、この位置から更に約 4 km 下流の比較的谷巾のせまい兩岸に岩盤が露頭している地点で検討したが、基本的には放棄した地点での設計と考え方に大きな差はない。

7.2 地質及び材料

この節では、計画構造物および貯水池に関する地質工学的な見解を述べる。

7.2.1. ダムの基礎

(1) 崖錐および河床堆積物

ダム地点の兩岸山腹には、広く岩盤が露出しており、表土はほとんど見られないが、山腹斜面の裾には、川に沿つて上部斜面からの崖錐が堆積している。ボーリング位置における崖錐の厚さは、左岸 SK-2 で 126 m、右岸 SK-M10 で 100 m である。

河床には、厚さ 3.15 m に達する砂礫層が堆積している。この河床堆積物は主として採り成り、透水試験の結果によれば、 $10^{-2} \sim 10^{-3}$ cm/Sec オーダーの透水係数を示している。

これらの堆積物は、その量と性状から考えて、土質遮水壁の基礎に当る部分では、他の処理に拠る

よりも、掘削除去した方が、経済的かつ安全であろう。一方ロック盛立て部の基礎については、この河床堆積物は十分な支持力を持つものとみなされるので、原則として除去する必要はないものと考えらる。

(2) 基礎岩盤の岩質

ダム基礎岩盤は、右岸の一部が新鮮かつ堅硬な輝石安山岩であるほかは、ほとんどの区域を変質した粗面安山岩が占めている。粗面安山岩の構成鉱物のうち、長石類は一般に新鮮であるが輝石や角閃石などの有色鉱物は、沸石、緑泥石、サポナイト、モンモリロナイト等によって置換されている。変質の程度は場所によって、差があるが岩質は全般的にやや劣化している。しかし、ハンマーで強打しなければ割ることのできない程度の硬さをもっており、表層の風化部を除去すれば、計画されているダムの基礎として、十分な支持力を有する。

(3) 岩盤の風化

岩盤表層部の風化は、一部をのぞき全般に浅い。土質遮水壁の基礎岩盤として、信頼できないと判断される風化部の厚さを、各ボーリングについて列記すれば、次のとおりである。

SK-M1 ... 1.9 m, SK-2 ... 0.4 m, SK-3 ... 1.25 m, SK-4 ... 0.3 m, SK-5 ... 2.5 m
SK-6 ... 3.0 m, SK-7 ... 5.7 m, SK-8 ... 0, SK-9 ... 1.6 m, SK-M10 ... 1.53 m
SK-11 ... 0 m, SK-13 ... 2.0 m, SK-15 ... 2.0 m, SK-16 ... 0 m, すなわち、右岸寄り河床から右岸山麓にかけて、やや風化が深いが、そのほかの大部分では、2 m前後の岩盤掘削で十分に堅硬な基礎岩盤が得られる。

(4) 亀裂、節理および断層

輝石玢岩および粗面安山岩は共に、多くの亀裂と節理を持っている。これらの割れ目は、地表では隙間をもつものがあるが、ボーリングコアの観察によれば、ほとんどは密着しているか、方解石脈などで充填されている。ダム軸下流約100 mの左岸に、連続性のある、幅3 cmの開隙亀裂がある。土質遮水壁の基礎に当る範囲には、顕著な割れ目や断層は見当らない。

両岸に、それぞれ1本の断層が存在する。左岸の断層は、幅20 cmの破碎帯を持ち、そのほとんどは二次石灰で再団結されている。ダム軸上流約200 mの標高830 m付近にあって、ダム軸上流約50 mから上流へ約80 mの間、その連続が確かめられている。この断層は、川と平行する走向(N10°W)を持ち、山側へ65°傾斜している。露頭では、所によっては幅5 cmの開隙が見られ、断層と云うより、Fissureと云つた感じである。SK-16は、深さ49 mで、この断層と交叉した。ここでは、コアは僅かに破碎されており、2ℓ_{sec}の湧水が見られる。この断層は、ダム軸への連続を確認の上、グラウト処理が必要である。

(5) 基礎岩盤の水密性

本地点では、すべての岩盤ボーリング孔を利用して、深さ2 mおきに注水試験の結果から計算したルジオン値は、ボーリング柱状図に数値で記入し、Fig.に棒グラフで示す。ルジオン値は注水圧力10気圧における、ボーリング孔1 m当りの漏水量(ℓ/min)である。

1ルジオンは、ほぼ $1 \times 10^{-5} \text{ cm/sec}$ に相当する。

注水試験の結果、前に述べた推定基礎岩盤線より深部にあつては、試験区間数の過半で、全く漏水しない。漏水する区間のうち、ほとんどは10ルジオン(≒ $1 \times 10^{-4} \text{ cm/sec}$)以下であり、10ルジオン以上の漏水を示した区間は次のとおりで、非常に少ない。((活弧内はルジオン値) SK-1…深さ56.4-58.4m(20), SK-2…14-16m(25), 34-36m(12.6), 56-58m(16), SK-4…42-44-(16), 48-50m(50)。

本地点の岩盤が、極めて高い水密性をもつことは、露頭およびボーリングコアの観察結果からも充分にうなずけることである。このような高い水密性から判断して、本地点のカーテングラウトは、間隔、深さ、などのいずれも標準以下で充分であろう。

7.2.2. 洪水吐、発電所および開閉所

(1) 構造物の基礎

水圧管路および洪水吐が計画されている左岸山腹は、急峻を極め、全面に岩盤が露出している。発電所および開閉所が計画されている山麓には、やや厚い崖錐が堆積している。この地域に分布する岩石も、ダム地点の項で、既に述べた変質した粗面安山岩である。岩石は部分的に、著しく変質し脆弱化しているが、上記構造物に対する支持力は十分であると思われる。

しかし、強度質部は水に対する抵抗力が弱く、風化分解され易いので、洪水吐および水圧管路敷はコンクリートで保護する必要がある。発電所は地表から深さ15m前後の掘削を行うので、岩盤上に設置される見込みであるが、ボーリングによって、崖錐の厚さを確認することが望ましい。開閉所の川側より壁の基礎については、最終設計に先立って、崖錐層の深さを確認する必要がある。

(2) 掘削面の安定性

洪水吐および水圧管路を設置するためには、深さ90mに達する掘削が必要とされる。本地点の岩石は塊状で隙間のある割れ目は少ないが、一部に風化分解され易い強変質部が狭まれている。岩質を反映して、自然斜面は全般に急峻である。他方、山麓には、斜面から崩落した大小の岩塊が堆積している。岩塊のなかには、 800 m^3 に及ぶ巨大なものがある。

掘削法面の勾配は、このような地質状況から考えて、岩盤掘削における平均的な値で充分と考えられる。法面の安定に関しては、本地域が地震地帯であることも考慮する必要がある。従って、実際に掘削した法面の地質状況を観察の上、法面下部に存在する構造物を勘案して、よう壁ロックボルト、落石防護棚などの設置を検討する必要がある。

7.2.3. 仮排水路トンネル

仮排水路トンネルは、左岸に計画されており、延長約700m、内径9mである。トンネルのルートに沿って分布する岩石は、変質した粗面安山岩である。その岩質は、前項で説明したとおりで、深部では一般に塊状、堅硬かつ割れ目も少ないが、一部に高度の熱水変質を蒙った部分があり、脆弱化している。トンネル掘削上問題となるような、破碎帯や大量の湧水はないものと推定される。全断面掘削が可能で、支保工を必要とする区間は短かいであろう。コンクリートによる複工は、トンネルの上下流域および閉塞とカーテングラウトを行う部分では必要であるが、その他の区間では、必

要としない部分があるであろう。

7.2.4. 貯水池に関する地質的問題 — 地すべり

貯水池区域には、貯水池から周辺地域への漏水が懸念されるような地形および地質上の要素は存在しない。貯水池について、地質的立場から問題になるのは、地すべりである。

(1) 地すべりの現状

地すべりおよび地山の崩壊は基盤の地質によって

- a 第三紀堆積岩分布地域で発生している地すべり。
- b 沢に沿う小規模な地すべり。
- c 第三系以外の岩石分布地域で発生している地すべりおよび山地崩壊とに分けられ、地すべりの構造については、それぞれ次のような特徴を持っている。
 - a 第三紀堆積岩地域の広範囲な地すべり
次の地域で第三系の地すべりが発生している。
 - ① Kelkit 川との合流点に近い Drabul 川の兩岸左岸では、標高 900 m 前後に冠面をもつ幅 500 m の地域が 2 地点。右岸では、標高 850 m 前後から発生している。幅 500 m の地域が 3 点。
 - ② Karahisar 川との合流点の下流における Kelkit 川の右岸。標高 1,050 m 付近を冠面とする左端の幅約 2 km の範囲。
 - ③ Karahisar 川の左岸
標高 1,200 m 付近から始まる幅約 30 km の範囲
 - ④ 貯水池の背水端に近い Kelkit 川の左岸。
標高 900 m 付近から始まる幅約 4.0 km の範囲。これらの地点における地すべりの状況は次のとおりである。
 - ① 全体としてゆるやかな第三系斜面のなかで、やや急な斜面で発生している。
 - ② 洪水の際、川岸が浸蝕され、上部斜面が不安定となり易い曲流部に多い。
 - ③ 融雪期の水で飽和され、間隙水圧が増加した時期に活動し、その他の季節には安定している。
 - ④ 第三紀層分布地域の特徴である地表を覆う厚い残留土が、滑動の主体をなすが、おるものは基盤の第三系風化層に滑りが発生している。滑動層の厚さは 20 m 以下と推定される。
 - b 沢に沿う小規模な地すべり。

ダム地点の約 600 m 上流左岸に小さい沢が流入している。沢の周辺は第三紀層を覆う表土と崖錐によって構成されている。流水による浸蝕は、沢の兩岸に小規模な崩壊を惹起している。このような崩壊によって不安定となった上部の斜面が浅い地すべりをもたらしている。融雪期以外には沢の流量が小さいので、崩壊とすべりは、時期的に限られている。

このタイプの地すべりは、ダム地点から上流へ約 6 km の間の左岸に数ヶ所発見される。

c 第三系分布区域以外の基盤の崩壊

火山岩、石灰岩および Ophiolitic Facies は急峻な斜面をなして分布している。斜面の裾には、斜面からの崖錐堆積物が厚さの差はあるが、例外なく見られる。しかし、今後大規模な崩壊や地すべりを惹き起こす可能性のある断層などの地質構造的弱点は存在しない。EYME 山脈の南側斜面の 2 つの沢で崩壊堆積物が融雪期に速度のおそい土石流となっている。これらの沢には、乾期には水が流れていないし、土石流は静止し、乾裂が発生している。土石流の末端は満水位から約 1.5 km 離れており、この間はなだらかな Susehri 平野である。

(2) 地すべりに及ぼす湛水の影響

湛水は地すべりに対し、次に列記するよう影響を与える。

すなわち、本地点では、全体として湛水が地すべりを促進させることはない。

① 湛水によって、流速は非常に遅くなり、洪水の際の川岸の浸蝕は、かなり小さくなるであろう。

② 強風時における波浪による浸蝕は多少大きくなるであろう。

③ 一般的に云って、貯水位の急激な降下は、相対的に土中の間隙水圧を増加させる。

また、地下水の流動を引き起す。しかし、本貯水池は容量 $1.400 \times 10^6 m^3$ の大貯水池であり、水位が急激に降下するようなことはない。

(3) 地すべりの可能性およびそれがダムに及ぼす危険性

湛水や貯水池の運用によって、地すべりが促進されることはないとしても、融雪期に斜面の安定が失われると云う状態は、湛水後も変化しない。しかし、断層など地質構造に起因した、大規模かつ急激な地すべり、すなわち、貯水池に段波を生じるような地すべりは発生しないであろう。Kelkit ダムの予裕高 5 m に対応する貯水池容量は約 $350 \times 10^6 m^3$ であり、これと匹敵する量の地すべりが、短時間に発生することはないであろう。

(4) 地すべりの防止および今後の調査

以上述べたとおり、最もすべり易い融雪期に、しかも、ダムが満水している状態で、激しい地震が発生すると云った最悪の状態を考慮しても、地すべりによって、ダムが危険にさらされることはないと考えられる。しかし、万一の危険性と堆砂の点で、貯水池の生命と関係をもっていることを考えれば、可能な限り地すべりを防止すべきことは論を待たないところである。

地すべりを抑制する各種の方法があるが、活動的な地すべりを、完全に阻止する工事は、多額の出費を必要とする。従って、地すべり対策の必要性、その範囲および方法は、今後の各種の調査、時に長期間にわたる、地すべりの挙動の監視によって、決定すべきである。

7.2.5. 建設材料

(1) 不透水性材料

ダム計画地点左岸の上下流に続く緩斜面の山腹一帯に不透水性土が分布している。この

土は第三紀のもろい頁岩、シルト岩、砂岩、礫岩等の上を被い、主としてこれらの岩を母岩として
いる。なお、一部の地域では石灰岩の崖錐がこの土に混入している。この土はFig. 7-14にその粒度分布
範囲を示すように細粒で、概ねローム質であって大部分は統一分類のCLに属するものである。(液
性限界35~50, 塑性指数 15~35)。このような土は一般に適切な含水比で突固めれば、不透
性の土が得られるであろうけれども、この土をしや水壁材料とする場合はいささか細粒であるため、
設計施工に必要な土性を調べ、慎重な設計と共に含水比の調節その他充分な施工管理を必要とする。

Fig. 7-15に示すA, B, C 3地区がすでにDS Iによって調査されている。これら3地区はそれぞれ
ダム計画地点の下流約2 km, 上流約1 km, 上流約2 kmにあり、標高は河床よりかなり高く、A地区で
は1,000 m~1,150 m, BおよびC地区は800 m~1,050 mである。各地区とも調査面積はほゞ
1,000,000 m²であり、土の分布する深さは大部分3 m以上である。

したがってどの調査地区の土の堆積量もダムのしや水壁に必要な量である1,000,000 m³をはるか
に上廻っているのだから、表土やその他の不良土を除去しても所要量に不足を来たすおそれはないであろ
う。これら3地区の中でB地区の土の粒度分布は相当広い範囲を呈しているけれども、最も粗いので
設計施工上有利であるものと思われる。しかし土取場の選定についてはさらに以下に述べるように質
量、経済性等について検討を進めた上で判断することが妥当である。

このB地区の土でさえも高いダムのしや水土としては一般に粒度の細かい方に属する。未だ自然含
水比の測定がなされていないので正確性には欠けけれども、このような乾燥地帯の土は一般に自然含
水比は最適含水比より小さいのが普通であり、観察上もかなり含水比は小さいように見受けられる。
したがってこれを確認した上で乾期にはこのような材料は加水して最適含水比の付近で施工すること
が望ましい。この土の力学的土性は未だ解明されていないけれども、一般に最適含水比付近で締固め
ることは、特にこのような細粒土の場合施工が容易でかつ安定上有益である。雨期または過度の加水
で最適含水比より大きな含水比でこの材料を施工する場合は間隙水圧が大きくなって、締固めが困難
となり、圧密、せん断、その他の土性が好ましくなくなる可能性がある。

有害物としてはFig. 7-13の柱状図に示すような厚さ20 cm~30 cmの有機物を含む土、過度に濡
れた土などがあげられる。これらは除去するかそのまま取残す等使つてはならない。

なお極端に礫の多い土は透水係数が大きいことが予想されるが、これは重機施工の際破碎され細粒度
化する場合の外は他の細かい土と混ぜる必要がある。

全般的に粗粒土が今後見付かれれば設計施工上好ましいことであり、工事費が安くなる可能性もある。

今までの調査では広い範囲を浅く調査しているけれども、実際の施工ではもつと狭い面積で深い切
取り採取を行なつた方が広く浅い切取り採取よりも表土は その他の工事費が安い場合がある。したが
つてもつとも深部まで調べた方が得策な場合がある。いつれにしてもたて坑あるいはボーリングによ
る地下の調査は地質の状況、調査の進行状況等に応じてその本数深さ等を経済性を考慮して決めるべ
きである。なお代表的なたて坑は必要があれば支保工を施して保存しておく、さらに調査の進展し
た時期に必要な試験試料を容易に採取できる利点がある。

現段階では設計または施工に必要な自然含水比、粒度(比重計)分析、透水試験、三軸圧縮試験等が

なされていないので、それぞれ必要に応じ逐次実施することが望ましい。

(2) ロックフィル材料

ロックフィル材料としては主として次の3つの源があげられる。すなわち ①ダム計画地点下流約2kmの左岸にある安山岩。②ダムから約1km離れたところにあるダム直上流に注ぐ Cat Des. 1 両岸にある安山岩。③ダムその他構造物のための掘削ずりである。なおこれらの他に計画地点とその周辺の山すそに落ち広がる崖錐なども利用が可能である。すでになされた試験によると、上記安山岩①②の岩片は堅硬で風化作用に強い結果が出されている。しかしダム計画地点に分布する変質安山岩は中程度の堅さを持ち一部には非常に風化し易い部分がある。ダム地点左岸に穿孔したボーリングSK-13のコアについて行なつた試験結果によると、部分的に風化に弱い安山岩が確認されている。これから判断すれば、材質に応じた設計と施工を行えば、これらの各材料は有効に使い得るものである。そしてこれらの候補材料を集計すればロックフィルの所要量である約4,000,000 m^3 を充分上廻る岩が得られるであろう。たとえばT-1, T-2の結果のような堅硬な岩を風化作用に強いロックフィルの表面か、せん断強度を特に必要とするロックフィルの外側に使い、SK-13の結果のような弱い岩は強度的影響のないロックフィルの内部に使用する等の方法を講ずることは経済上有益である。

以上は細部設計施工法の分野に属するけれども、今後このような検討をしてさらに合理的な設計・施工をすることは必要かくべからざるものである。

(3) フィルタ材料とコンクリート骨材

ケルキットのダム計画地点とその上下流一帯には砂、砂利が大量に堆積している。ダム計画地点における砂、砂利の堆積厚さは約30mでその大半は河川の水位以下にある。すでに調査した地点はダム計画地点の上流約6kmのD地区、上流約1kmのE地区、下流約1kmのF地区である。これら調査地区の面積はD地区が最も広く約400,000 m^2 、他の地区の面積は共に約100,000 m^2 であり、この他未調査地区に分布している面積もかなり広い。3地区の堆積物は図-④に粒度分布の範囲を示すように含有するシルトおよび粘度分は極く僅かであり粒径4.8mm以下が平均約40%あり最大粒径は約100mmである。F地区とE地区の一部では粒径40mm以上の粗い砂利および礫の含有量がかかなり多い。

フィルタ材料としてこれら3地区の堆積物は、表面の観察によれば、しゃ水壁に接する部分に必要な砂分の多い材料がかかなりある。しゃ水壁材料が細粒土の場合は、ふるい分けて砂分のみをフィルタのしゃ水壁に接する部分に使う例もあるが、この場合はそのようなプラントの必要はないと思われる。礫が極端に多い材料はフィルタに不向きである。

しかし、これを使う方が今後の検討で経済的であればロックフィルに接するフィルタ材料として有効に使う設計、施工も可能である。

このような調査された砂、砂利は充分な考慮を払えばいずれもフィルタ材料として使用可能である。

コンクリート骨材として3地区の内、E地区の砂利は硫酸ナトリウムの耐久性試験結果が好ましくない。他の2地区の内にも、この種の試験結果が好ましくないものが多少みられるけれども、概ねこ

の試験値は耐風化性があると云われている限界値(10%~12%)の近辺に分布している。何故特にE地区にのみこのような欠陥のある砂、砂利が多いか疑問がもたれる。DおよびF地区のような砂砂利に対しては風化作用の影響を受けやすい所のコンクリートの骨材に使う場合、あらかじめコンクリートの凍結融解試験を実施してその適否を確認する必要がある。洪水吐越流頂、エプロン等の表面部におけるコンクリートのように凍結融解、日照作用を受ける部分のコンクリート骨材に関しては充分注意する必要がある。しかし実際にはそのために特に骨材を選定し、貯蔵、使用することは困難である。

計画地点とその附近の河川堆積物は調査地区以外にも広く分布しているので、工業用砂、砂利の採取可能量は、フィルタおよびコンクリート骨材の所要量である約400,000m³を充分上廻るものと思われる。

以上材料の章で使った表及び図はすべてDSI提供の調査、試験資料を取りまとめたものである。

7.3. 工程及び施工

7.3.1. 基本工程

Kilikaya Damおよび発電所の工期は、現地の状況、工事の規模、内容、施工業者の能力等を考え、準備工事を含め52ヶ月を予定することが適当である。

着工の時期は、水系一貫開発にも関連して一概に決定できないが、電力の需給を主に考えて1977年末運開を目標とした場合、1973年となる。気候等を考慮して4月着工が適当である。

1972年はAccess Load等の準備工事に費し本格工事は1973年に開始する。

この現場は冬期の12月、1月、2月は気温も低く積雪があるので明り工事は原則としてこの間中止することが避けられない。

初年度の1973年は工事前プラント、動力設備、仮建物等を完成した後、直ちにDiversion Tunnelの掘削をはじめ。ダム掘削は遮水壁部の基礎のうち兩岸のアバットの部分および水路の一部分のみ行う。また土質材料のBorrow Areaの準備を行う。

川のDiversionは第2年の1974年の渇水のはじまる7月に行い河床掘削、基礎処理盛立を開始する。左岸のSpillway, Waterwayの掘削も行い掘削岩をダムに送り盛立る。

1975年には主要構造物のコンクリート工事およびダムの盛立を行う。発電所の基礎、建物を大体仕上げこの年の冬期のIndoor Worksに支障ないようにする必要がある。

1976年は、実質的に工事は終了する。土木工事は終了し出水期前にDiversionをプラグし湛水を開始する。3~5月の出水期で少くとも基準水位近くまでは貯水できるであろう。

7月に水路を通水し試運転、各種検査のため3ヶ月程度を見込み1967年10月には運転開始可能である。

7.3.2. 施工

(1) ダム

Dam Site付近は、12, 1, 2月の平均気温は5°C以下で、積雪もあるので、盛立はもちろん不可能であるが掘削等は可能であつても敢えて行う必要はない。その他の期間は大体気温

も上昇し降雨もそれほど多くないので、所定の期間内のダムの施工は比較的容易である。

Diversion Tunnel の掘削中は兩岸アバットのしゃ水壁基礎の掘削を行い、川を切り替えてから河床掘削、基礎処理、盛立を行う。ロック盛立ての容量の約半分は Spillway と Waterway の掘削岩石を流用するので、この部分を順序よく上部から掘削する。締切った範囲はとくに下流側が広いので、ダム工事と左岸構造物の掘削はたいていの場合、平行作業が可能である。この掘削量と盛立量に不均衡があっても一時的に捨土しておくことも可能である。

現在考えられている Quarry から T-1, T-2 からのロック採取は流用掘削岩石、崩壊岩石等が十分あると推定されるので不要と思われる。しかし着工前に盛立材料の採取、流用について尚検討を必要とする。

土質しゃ水壁の体積は相対的に小さいのでダムに最も近い Borrow Area B からの採取のみで十分である。

土質材料の盛立の際の Lift の厚さは現場転圧試験を行って決定すべきである。

フィルタ材料は Borrow Area E, F のいずれからも採取可能であるが、河床堆積の掘削土砂も仮置して脱水を行えば十分使用できる。

基礎処理は河床掘削後直ちに着手し、順次兩岸アバットを上に向って施工して行く。ボーリンググラウトは基礎の状況を正確に把握しながら施工されねばならない。

(2) 水 替

Diversion Tunnel のセンターラインに沿って準備期間中に Test Adit を掘削しておけば地質状況の把握に有効であり、トンネルの掘削も楽になる。

全長約 700 m のトンネルは上下両口から掘進すれば十分で予期せぬ事故がなければ 100 日程度で貫通させられる。したがって中間の作業坑は不要であろう。コンクリート巻立はスチールフォーム 2 基を用いて、中央から両口に向って行えば能率的である。一部巻立不要と判断されれば、工期も短縮される。

川の切替えは濁水のはじまる 7 月頃が最適である。

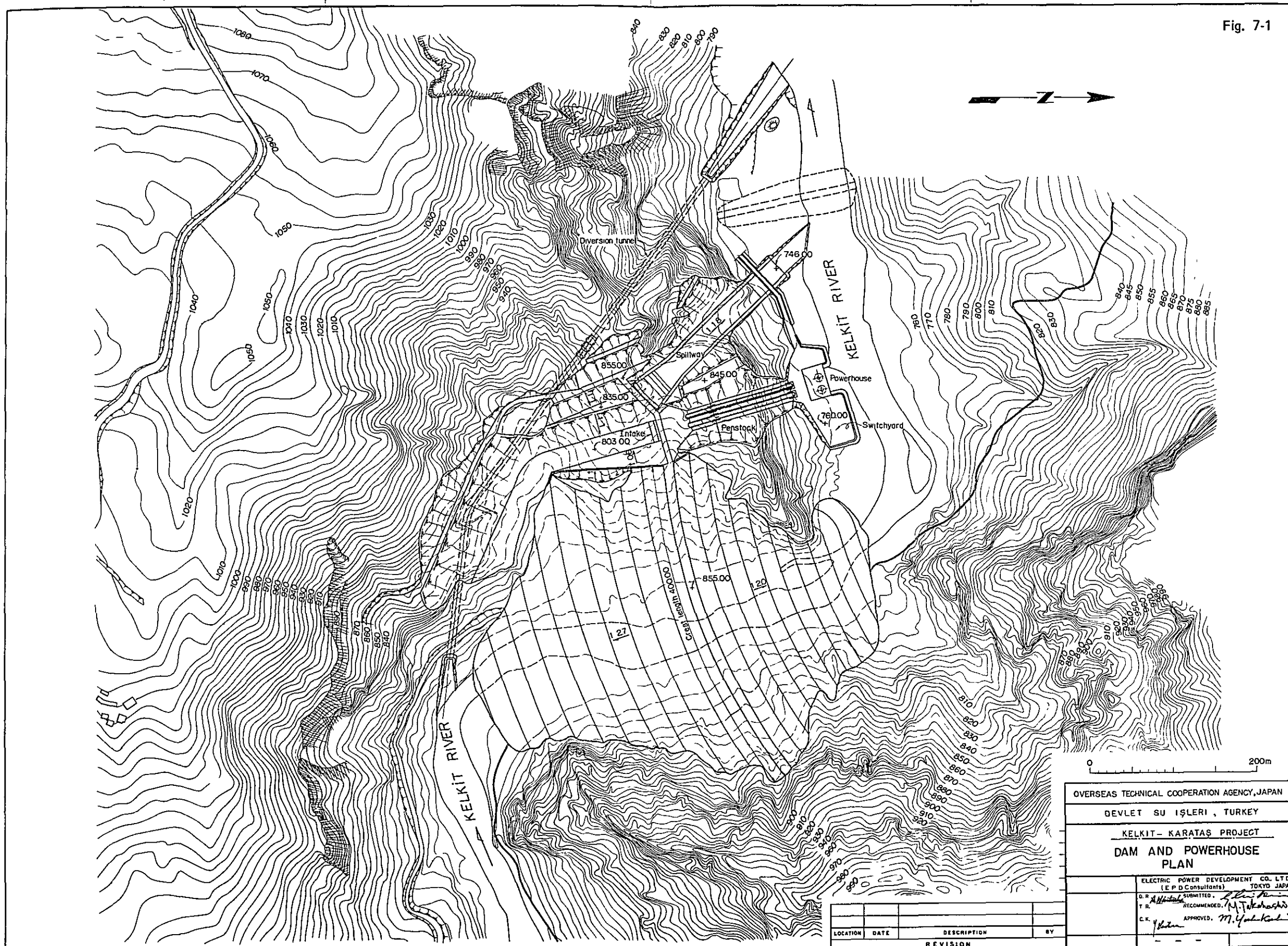
(3) 洪水吐及び水路

掘削の法面勾配は水面下 1:1 その他 1:0.5 を標準とするが、調査または施工の進んだ段階でゆるめる必要が生ずることもある。その結果掘削量が増大することは大部分の掘削材料を盛立に流用するという見地からあまり問題でない。

Powerhouse, Switchyard 背面の屋根は急峻で落石の危険が予想されるので上部は切り取りダムに盛る。

Spillway と Intake の越流部、呑口の主要部はコンクリートダムであるので、一般のコンクリートダムと同様に施工されねばならない。

Fig. 7-1



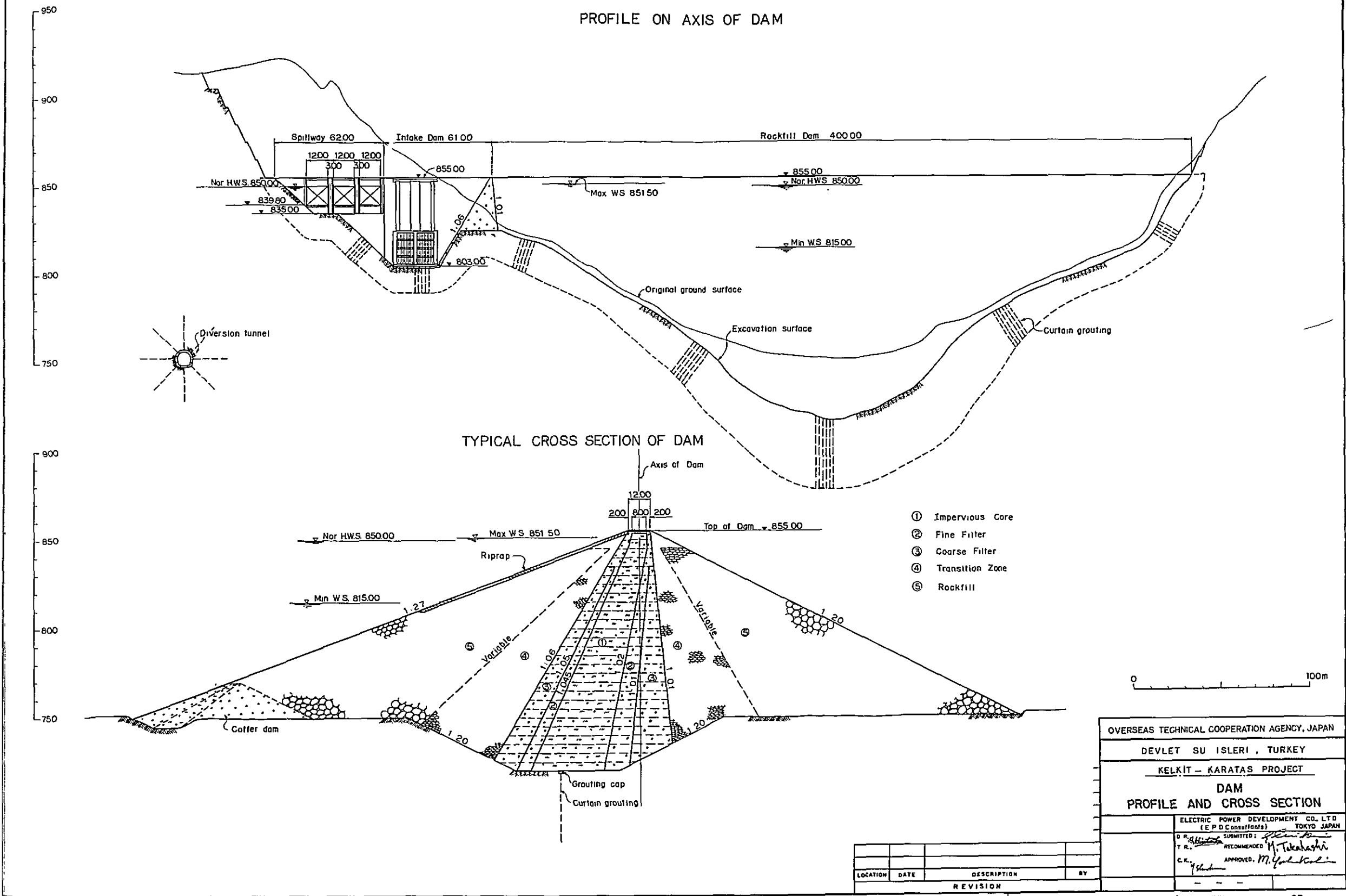
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
DEVLET SU ISLERI, TURKEY	
KELKIT - KARATAS PROJECT	
DAM AND POWERHOUSE PLAN	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN	
D.R. <i>[Signature]</i>	SUBMITTED. <i>[Signature]</i>
T.R. <i>[Signature]</i>	RECOMMENDED. <i>[Signature]</i>
E.K. <i>[Signature]</i>	APPROVED. <i>[Signature]</i>

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

1 SHEET NO. OF

(A-1)

Fig. 7-2



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
DEVLET SU ISLERI, TURKEY
KELKIT - KARATAS PROJECT
DAM
PROFILE AND CROSS SECTION

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD
(E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN

D.R. SUBMITTED: *[Signature]*
T.R. RECOMMENDED: *M. Takahashi*
C.K. APPROVED: *M. Takahashi*

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

SHEET NO. 1 OF

Fig. 7-3

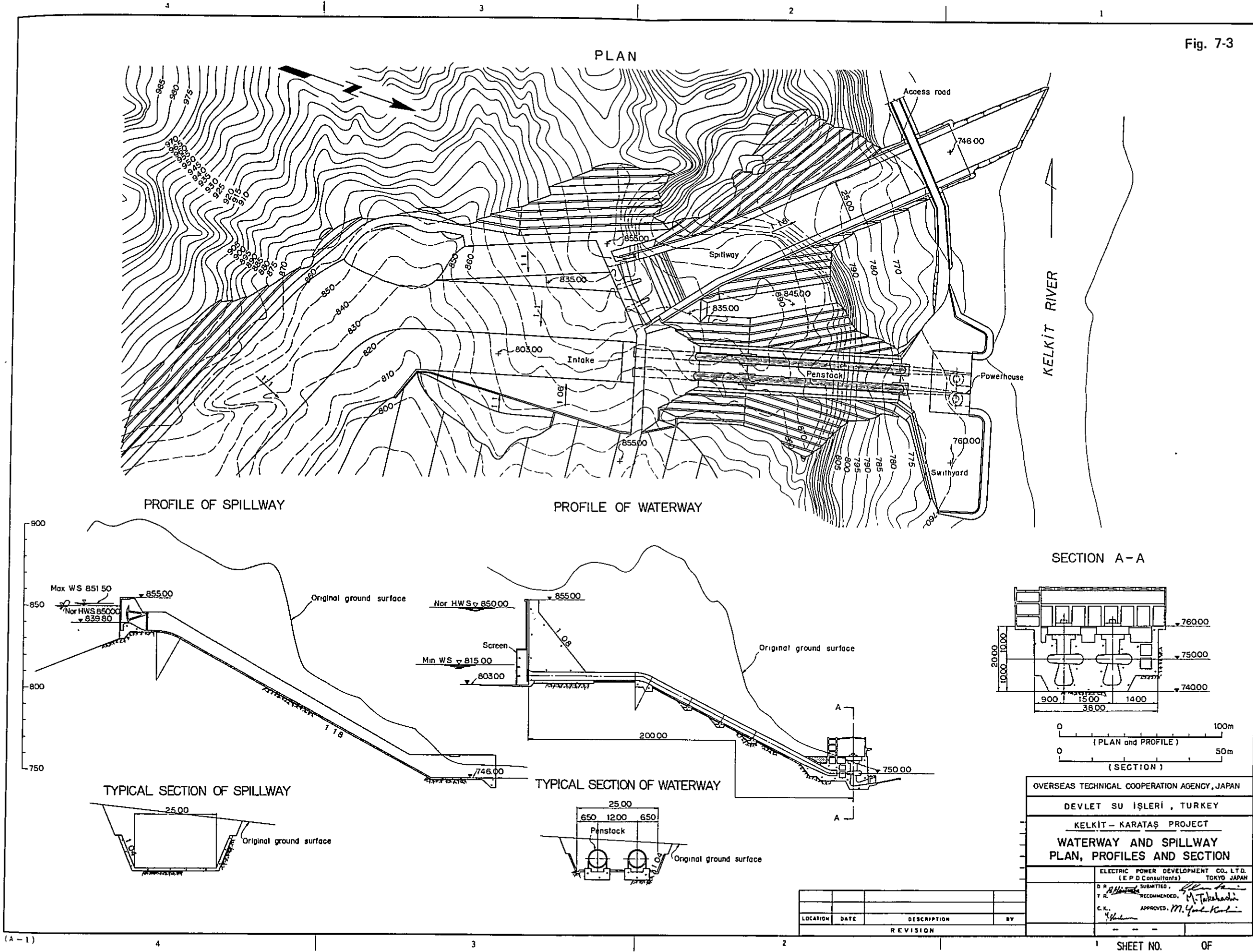
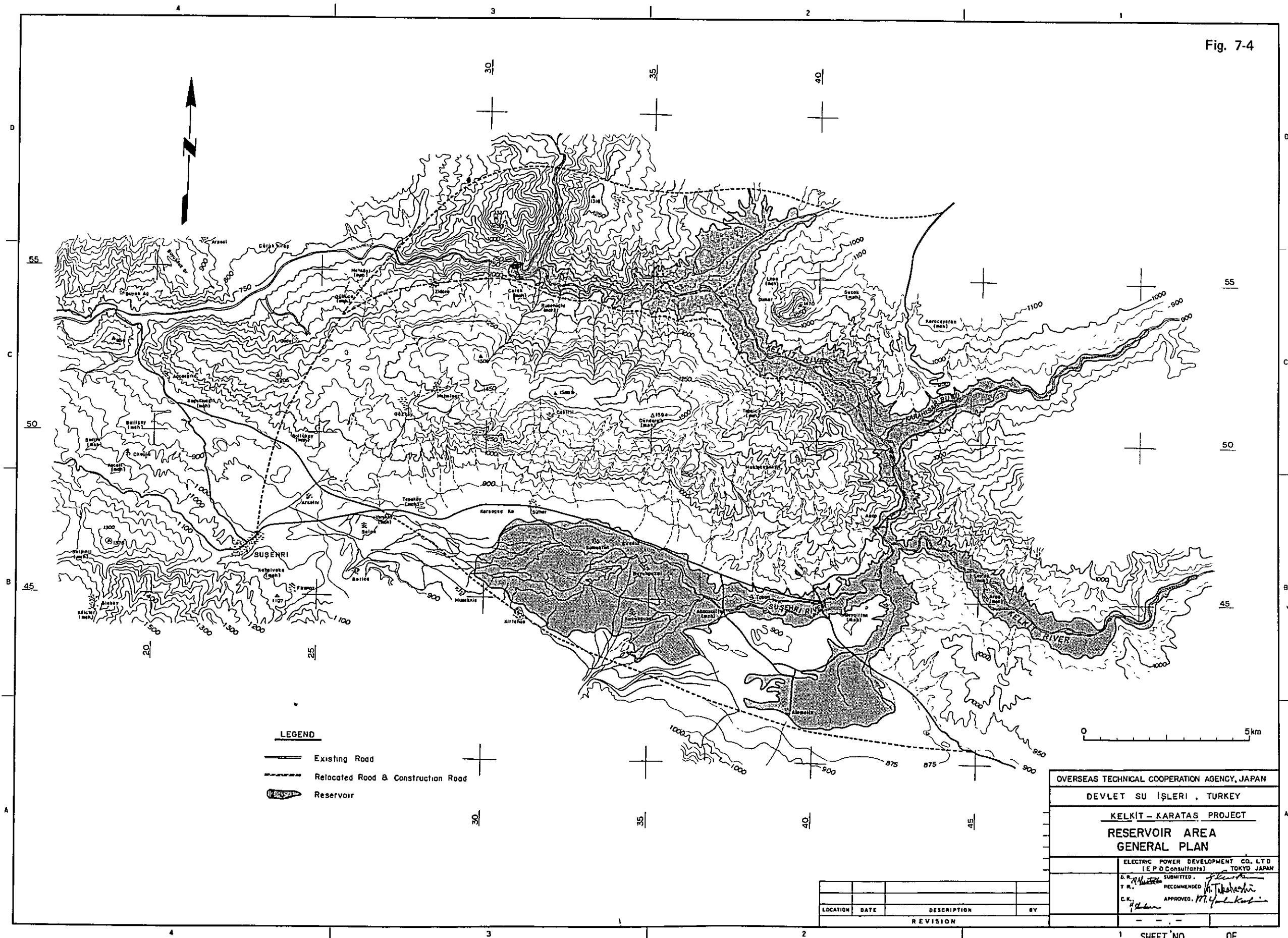


Fig. 7-4



LEGEND

- Existing Road
- - - Relocated Road & Construction Road
- ◻ Reservoir

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
 DEVLET SU İŞLERİ, TURKEY
KELKIT - KARATAS PROJECT
RESERVOIR AREA
GENERAL PLAN

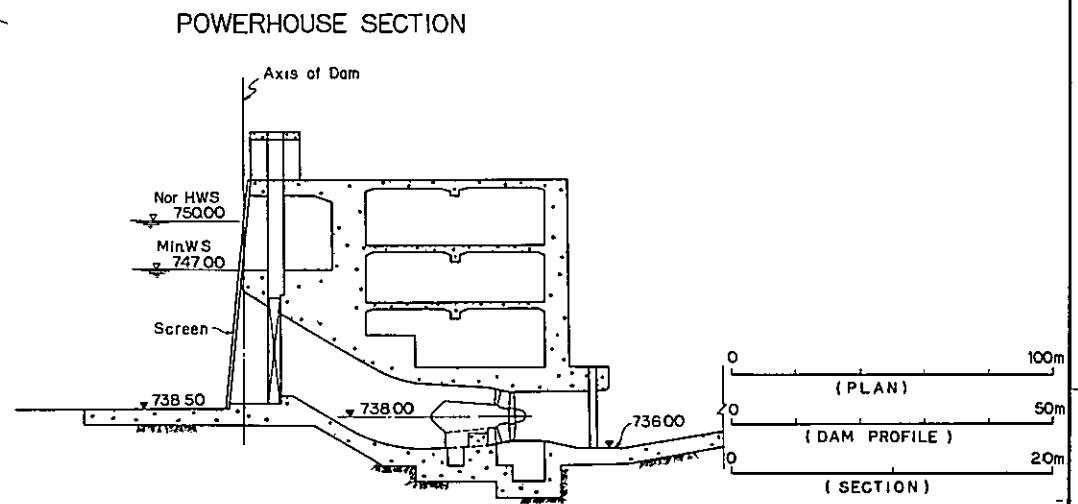
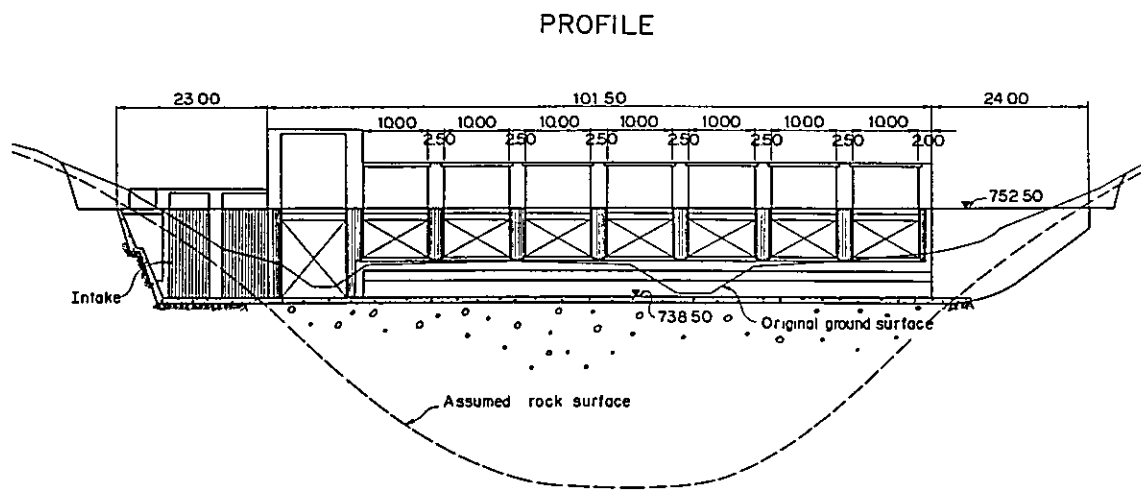
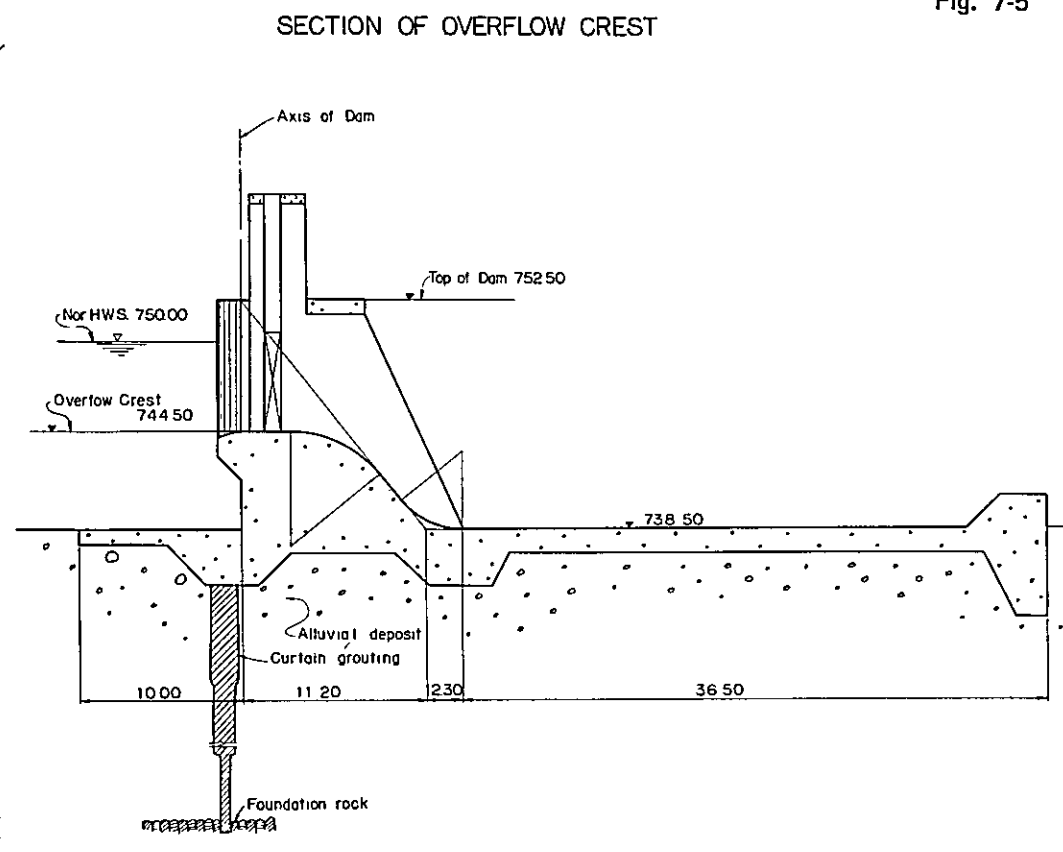
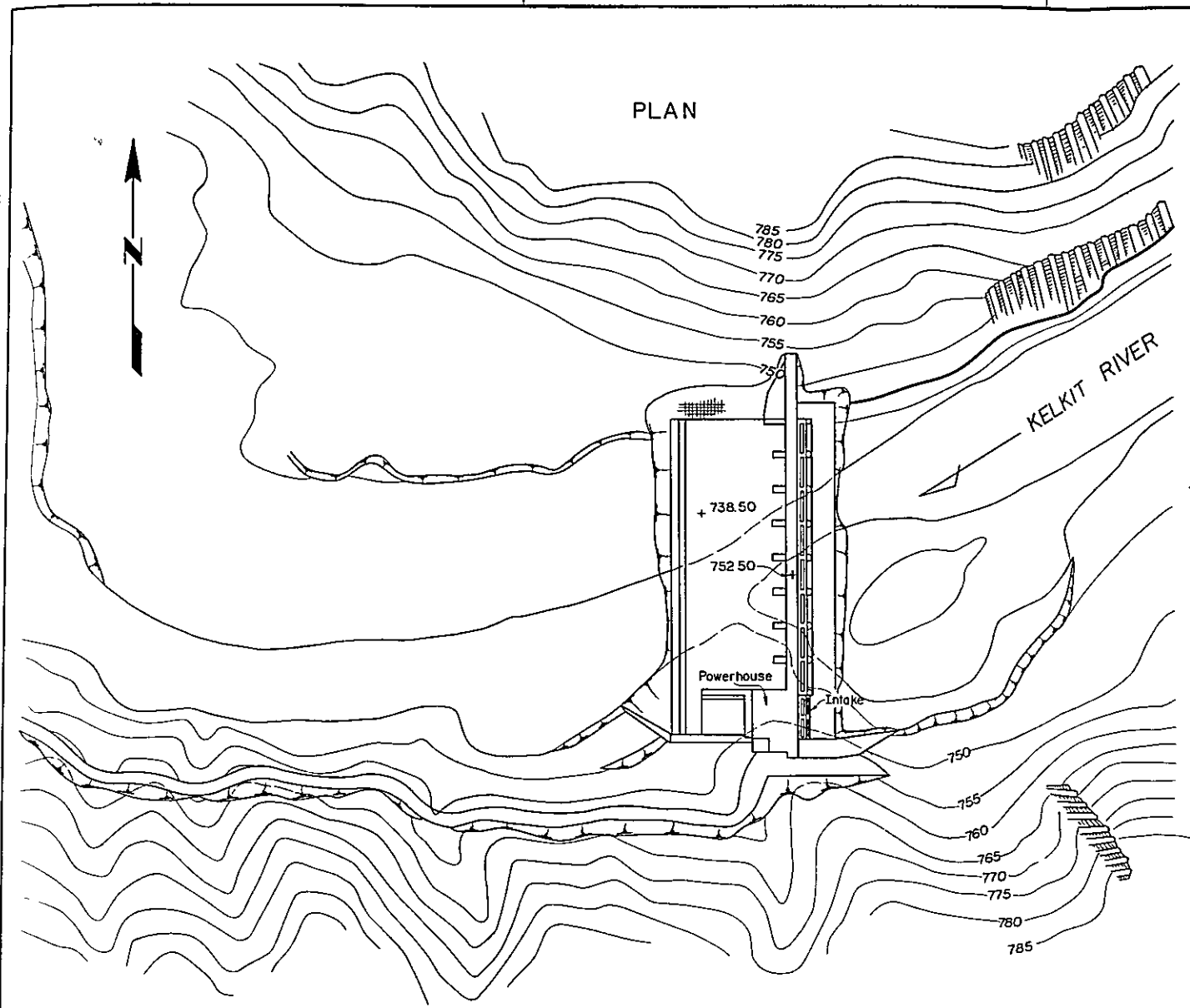
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD
 (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN

D.R. SUBMITTED: *[Signature]*
 T.R. RECOMMENDED: *[Signature]*
 C.K. APPROVED: *[Signature]*

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

SHEET NO. OF

Fig. 7-5



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN

DEVLET SU İŞLERİ, TURKEY

KELKIT KARATAŞ PROJESİ

ARPABÜKÜ DAM AND POWER STATION

GENERAL PLAN AND SECTIONS

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN

SUBMITTED: [Signature]

RECOMMENDED: M. Tokdemir

APPROVED: M. Yusuf Karlı

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

Fig. 7-6 STUDY ON PENSTOCK DIAMETER

(Maximum Discharge $170 \text{ m}^3/\text{s}$)

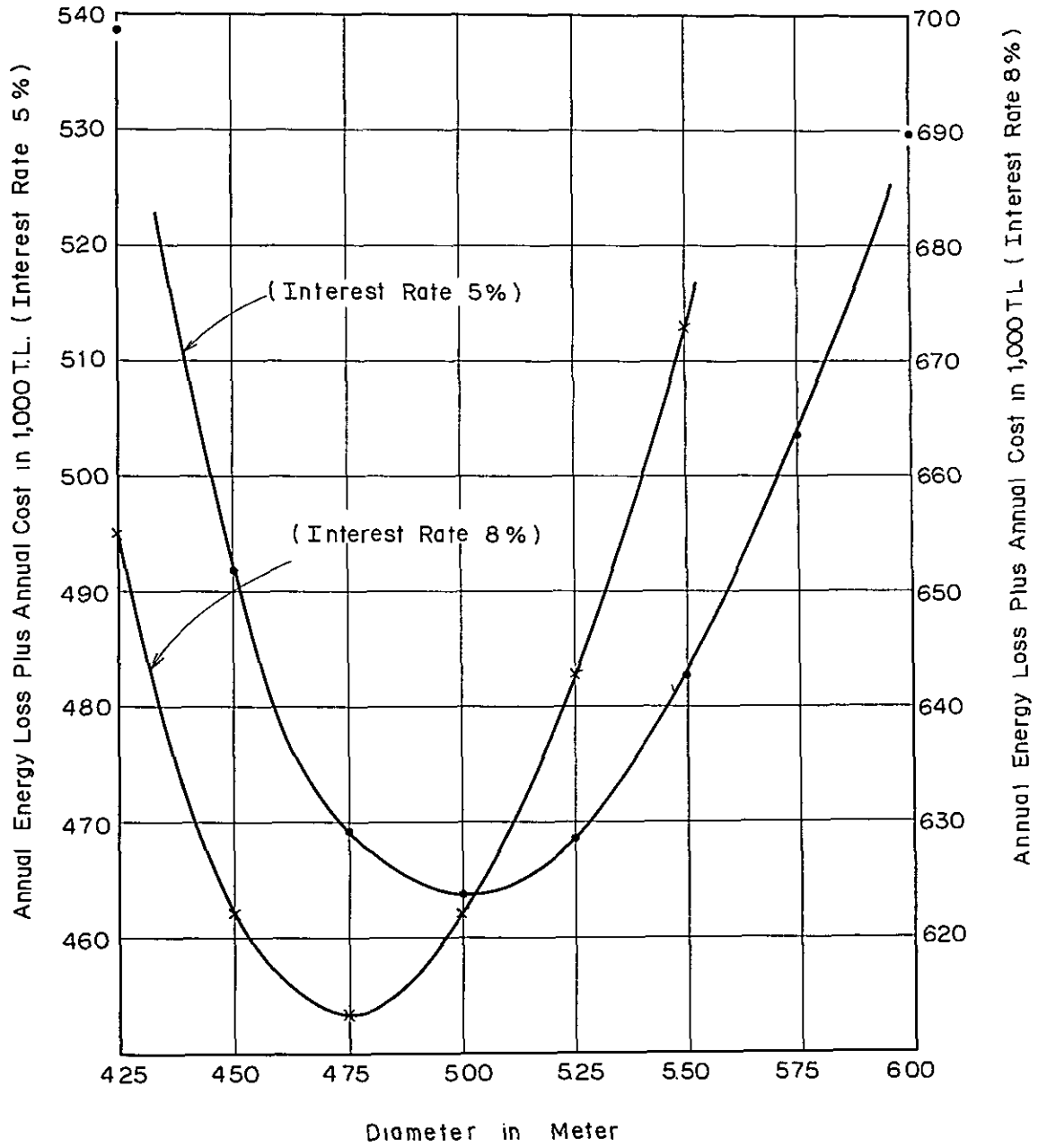
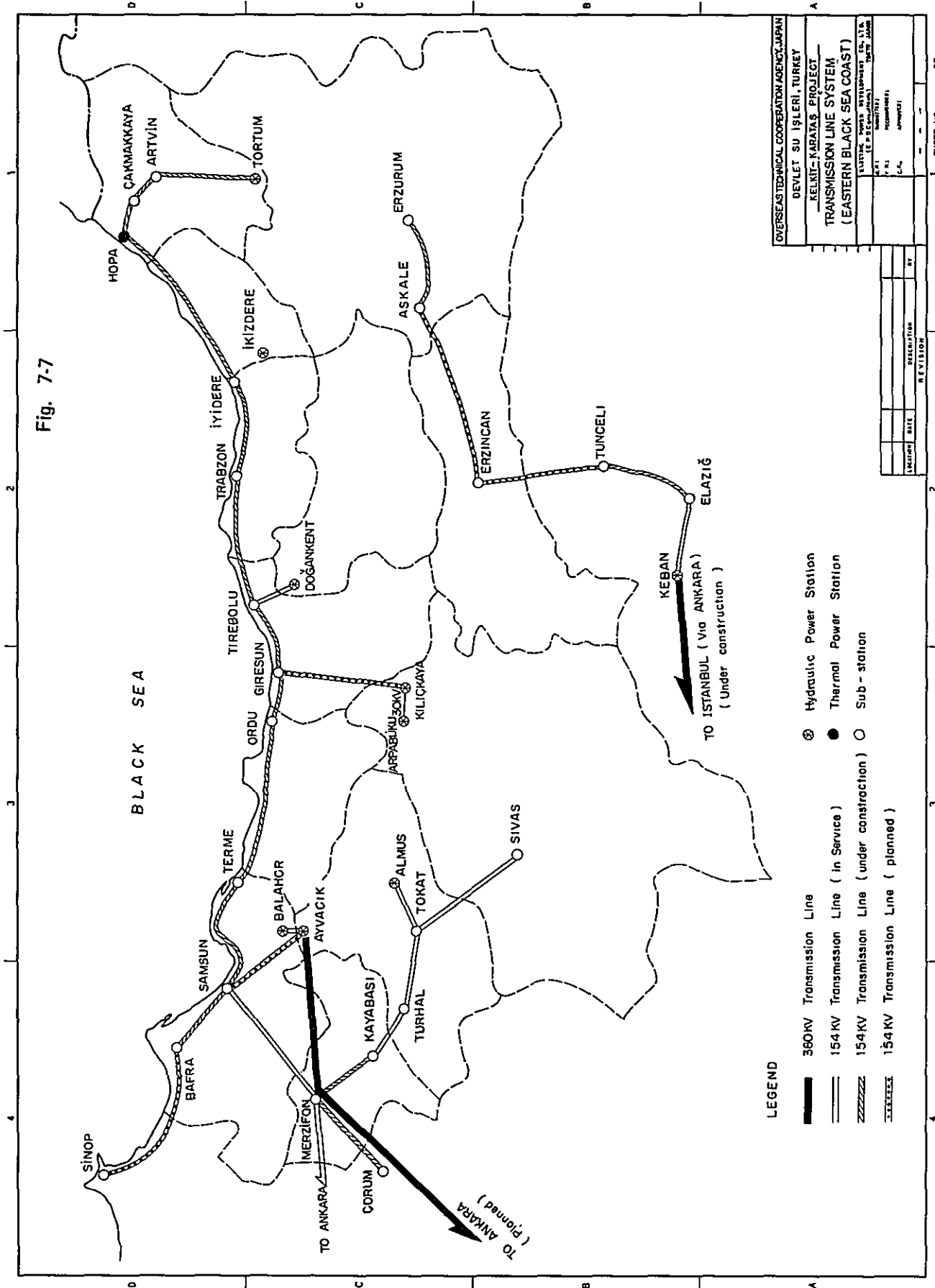


Fig. 7-7



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
 DEVLET SU İŞLERİ, TÜRKİYE
 KALKI-İ KARATAŞ PROJESİ
 TRANSMISSION LINE SYSTEM
 (EASTERN BLACK SEA COAST)

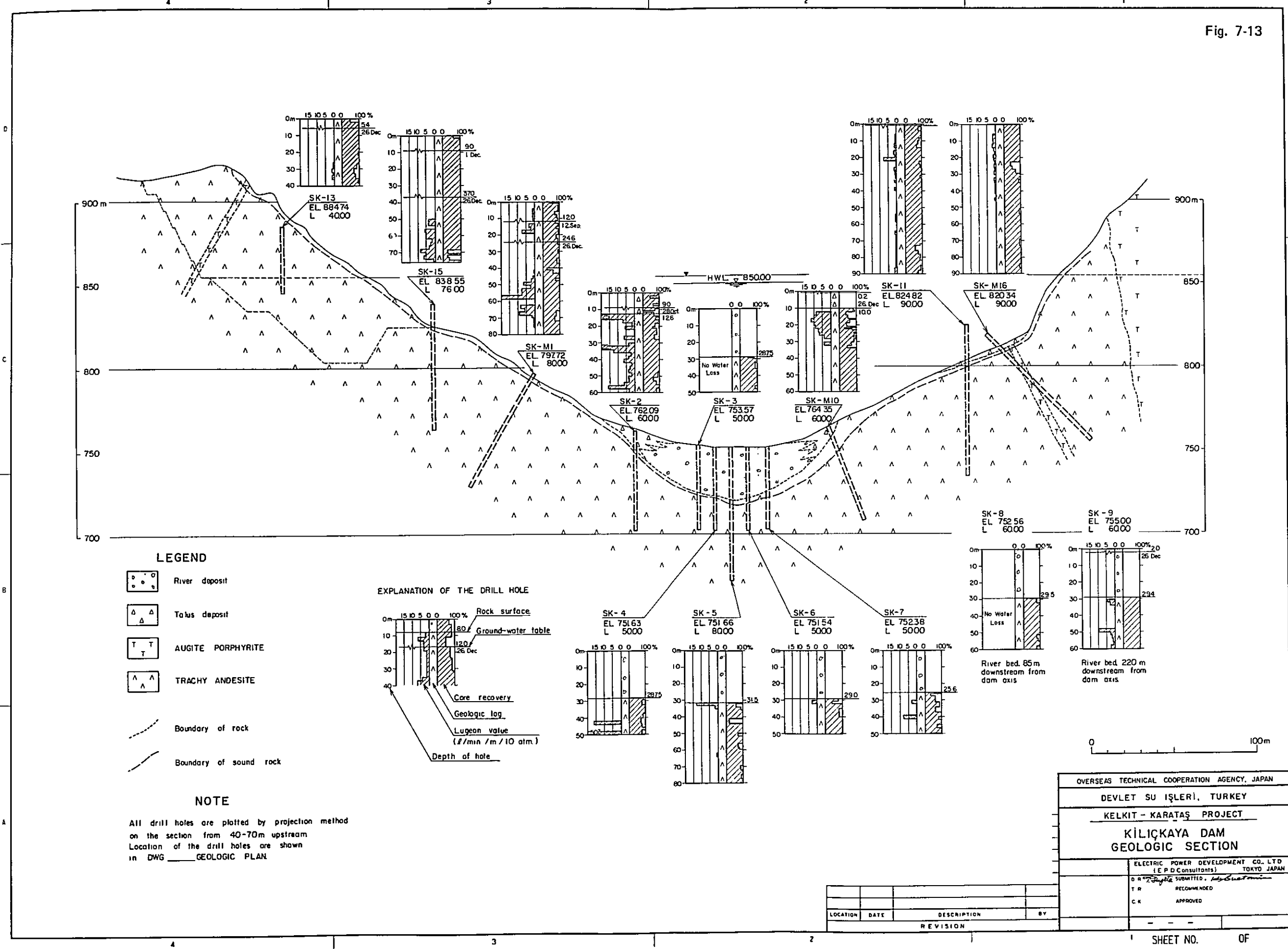
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

REVISION	DATE	DESCRIPTION

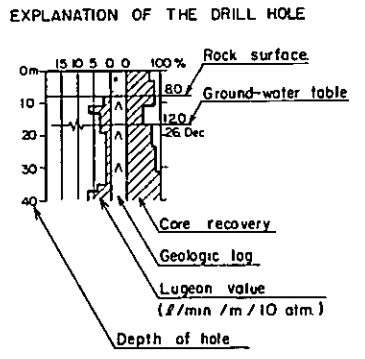
LEGEND

- 360KV Transmission Line
- 154KV Transmission Line (in Service)
- 154KV Transmission Line (under construction)
- 154KV Transmission Line (planned)
- Hydraulic Power Station
- Thermal Power Station
- Sub-station

Fig. 7-13



- LEGEND**
- River deposit
 - Talus deposit
 - AUGITE PORPHYRITE
 - TRACHY ANDESITE
 - Boundary of rock
 - Boundary of sound rock



NOTE

All drill holes are plotted by projection method on the section from 40-70m upstream. Location of the drill holes are shown in DWG _____ GEOLOGIC PLAN.

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
DEVLET SU İŞLERİ, TURKEY	
KELKIT - KARATAŞ PROJECT	
KILIÇKAYA DAM	
GEOLOGIC SECTION	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D.C. Consultants) TOKYO, JAPAN	
DR. [Signature]	RECOMMENDED
T.R.	APPROVED
C.K.	APPROVED

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

Fig. 7-14 GRAIN SIZE DISTRIBUTION FOR IMPERVIOUS SOIL

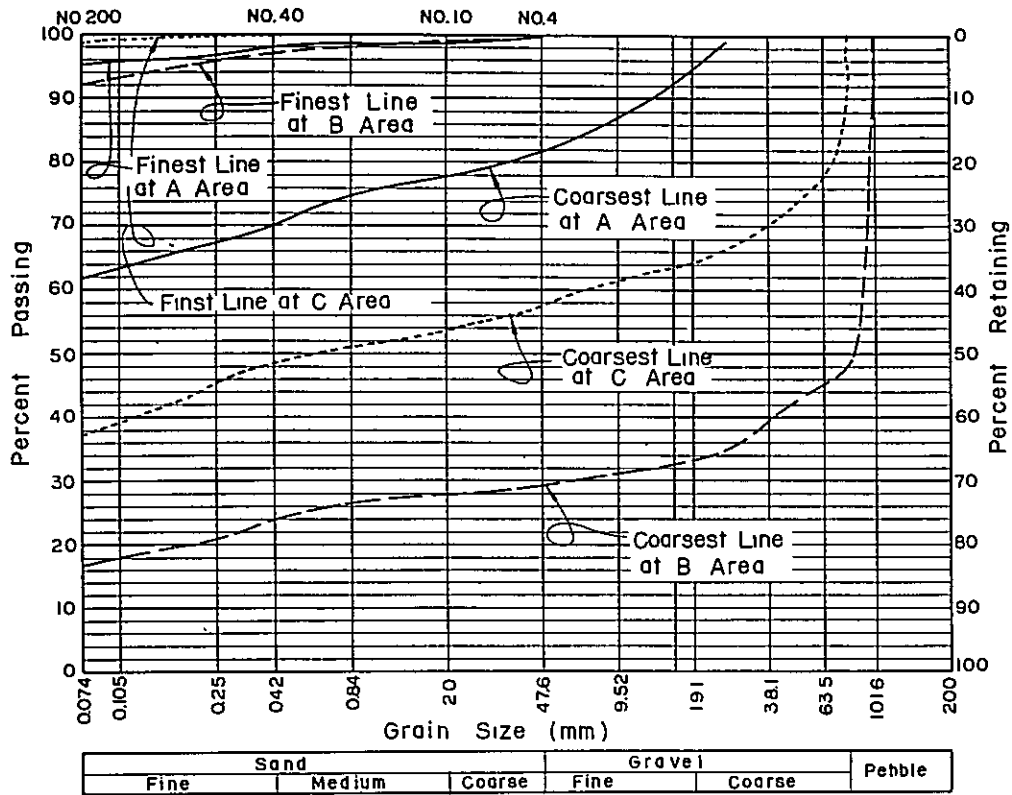
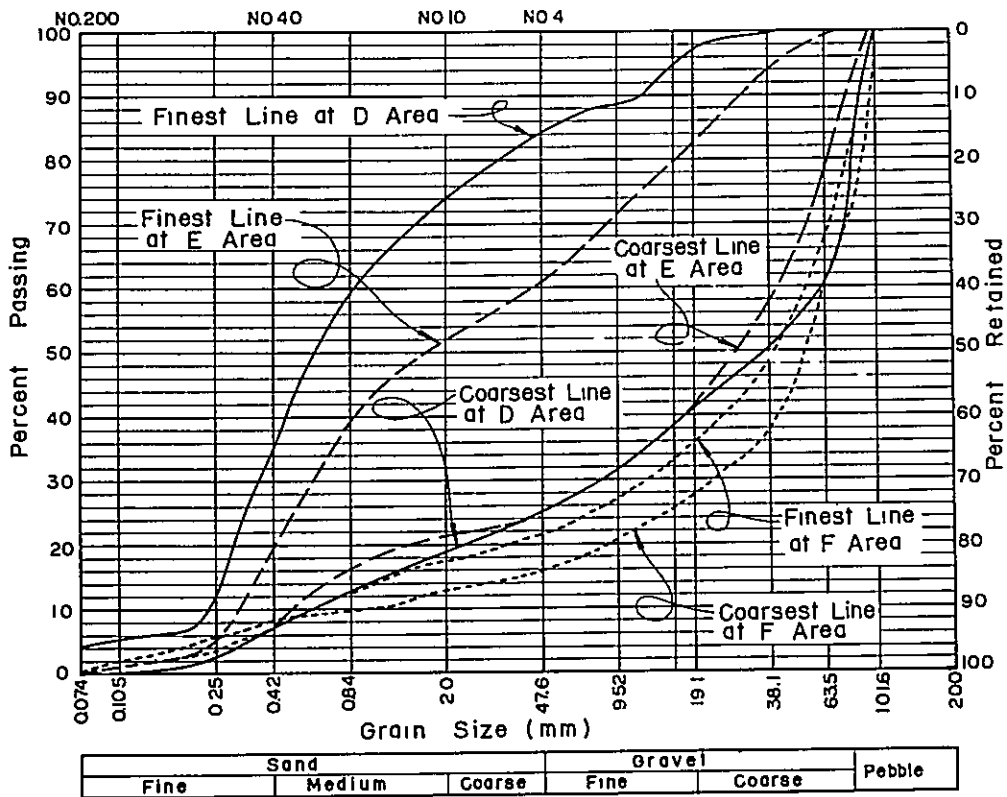


Fig. 7-15 GRAIN SIZE DISTRIBUTION FOR RIVER DEPOSIT



第 8 章 工 事 費

8. 1. 基 本 想 定

8. 2. Kilickaya 計 画

8. 3. Arpabuku 計 画

第 8 章 工 事 費

8.1. 基 本 想 定

Kilickaya 発電所の工事はトルコ人自身の手によつて行はれることを前提とする。工事費の総括は“Principles used in Economical Comparisons and Project Selection”にほぼ基いて作成した。

工事費を積算するに当つては、計画地点の自然条件および地域条件・工事規模ならびにトルコ国において已におこなわれている計画および実績を調査の上、日本における実績を参照しながら作業を進めた。工事費積算の基本条件は次の通りである。

(1) 工事費積算の範囲

工事費積算の範囲は、Kilickaya 発電所、同発電所から Giresun までの送電線および同変電所における送電線引き込み用の開閉設備増設工事までとする。なお、Kilickaya 発電所と Giresun 変電所の間に設けられる通信設備も含むものとする。

(2) 土木工事費

(a) 工事数量は本報告書添付の予備設計図に基づき、必要に応じて更に詳細な図面を作成し積算した。

(b) 単価については、1968年 DSI Unit Price List 及びトルコ国における類似工事の実績を考慮している。ただし、日本における同種工事の経験から得られた資料に基づき、これに地域条件を加味して算定したものもある。

(c) 土木工事費には、その15%に相当する予備費を計上した。

(3) 機 器 費

(a) ゲート、水圧鉄管類、電気機器、送電設備、変電設備、通信設備などの機器類

(b) 輸入機器の費用は、FOB 価格に海上運賃、保険料を加算したものを外貨分とし、荷揚費用、陸上運賃、現場据付費を内貨分とした。

(c) 予備費は各機器の費用の5%を計上する。

(4) 調査及び管理費

この項は、① 調 査 費

② 詳細設計及び工事監督費

③ DSI 技師及びその他技師が必要とする事務所、宿泊設備、自動車ならびにその他必要な諸設備に要する費用。

などを含むものとし、土木工事費と機器費の和の15%とする。

(5) 土地買収費及び補償工事費

土地買収費については DSI 第7建設局作成になる、資料に基づいている。送電線建設のための土地補償費については、補償費はわづかの額と予想され、これは予備費でまかなわれるものとする。また Fig. 7-4 に示す附替道路の工事費は補償工事費の中に計上してある。

(6) 建設中利子は、年別所要資金に基づいて積算した。利率は、5%及び8%の各々を採用した。従って総工事費は2通り算出してある。

(7) 為替レートは公定レートとし、1 US dollar = 9 Turkish Lira = 360円とした。

8.2. Kilickaya 計画

Kelkit - Karatas 計画に要する総工事費の総括は次の通りである。

	利率 8% の場合	利率 5% の場合
発電設備工事費	5 160 800 000 TL	4 893 900 000 TL
送電設備工事費	2 390 000 000 TL	2 320 000 000 TL
総 工 事 費	5 399 800 000 TL	5 125 900 000 TL

上表の中、内貨、外貨別では次の通りである。

	利率 8% の場合		利率 5% の場合	
	内 貨	外 貨	内 貨	外 貨
発電設備工事費	334 960 000 TL	201 240 000 \$	317 640 000 TL	19 083 000 \$
%	65 %	35 %	65 %	35 %
送電設備工事費	151 000 000 TL	97 800 000 \$	146 500 000 TL	95 000 000 \$
%	63 %	37 %	63 %	37 %
総 工 事 費	350 060 000 TL	211 020 000 \$	332 290 000 TL	20 033 000 \$
%	64.8 %	35.2 %	64.8 %	35.2 %

8.3 Arpabuku 計画

Arpabuku 計画の建設費についても Kilickaya 計画と同様にして算出した。

次表は建設費内訳を示す。

8.3. Arpabuku 計画

Arpabuku 計画の建設費についても Kilickaya 計画と同様にして算出した。
次表は建設費内訳を示す。

	(1,000 TL)	
	<u>Proposed Site</u>	<u>Alternative Site</u>
1. Generating Facilities		
Civil Works	20,730	25,930
Dam	14,480	19,680
Powerhouse	6,250	6,250
Hydraulic Equipment	5,764	5,764
Gates	4,514	4,514
Installation Cost	1,250	1,250
Electric Equipment	10,720	10,720
Turbines and Generators	5,600	5,600
Transformers	240	240
Accessories	2,820	2,820
Installation Cost	1,080	1,080
2. Transmission Lines	390	980
Transmission Lines	390	980
3. Administration and Engineering Expenses	4,760	5,230
4. Interest during Construction		
5% interest rate	2,120	2,430
8% interest rate	3,380	3,890
Total		
5% interest rate	44,484	51,054
8% interest rate	45,744	52,514

Note : Alternative Site is considered about 8 km downstream from the proposed Arpabuku dam site.

Summary of Estimated Project Cost

(1) Generating Facilities		(1,000 TL)		
Item	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency	
1. Construction Cost	304,260	135,770	168,490	
Civil Works	241,000	90,830	150,170	
Diversion Works	16,930	5,080	11,850	
Dam	98,750	49,450	49,300	
Spillway	27,290	9,550	17,740	
Intake & Penstock Line	56,600	11,900	44,700	
Powerhouse, Switch yard and Tailrace	10,000	3,000	7,000	
Contingencies (15%)	31,430	11,850	19,580	
Hydraulic Equipments	13,960	1,940	12,020	
Penstock	6,500	1,000	5,500	
Gates	5,100	850	4,250	
Others & Installation Cost	1,700		1,700	
Contingencies 5%	660	90	570	
Electric Equipment	49,300	43,000	6,300	
Turbines	13,000	13,000		
Generators	15,300	15,300		
Transformers	3,100	3,100		
Accessories, etc	5,500	5,000	500	
Transportation & Installation Cost	10,000	4,500	5,500	
Contingencies	2,400	2,100	300	
2. Project Cost	444,900	156,140	288,760	
Investigation, Project & Controlling Services and management Expenses	45,640	20,370	25,270	
Land Acquisition	45,000	-	45,000	
Relocation of Road	50,000	-	50,000	
3. Sum without Tax and Duty				
	5% interest rate			
	489,390	171,750	317,640	
	8% interest rate			
	516,080	181,120	334,960	
Interest during construction	5% interest rate			
	44,490	15,610	28,880	
	8% interest rate			
	71,180	24,980	46,200	

(II) Transmission Line, Switch yard and Telecommunication

(1,000 T.L.)

Item	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency
1. Construction Cost	19,200	7,090	12,110
Transmission Line	15,500	4,200	11,300
Switch yard	1,200	1,050	150
Telecommunication	1,600	1,500	100
Contingencies	900	340	560
2. Project Cost	22,100	8,150	13,950
(Construction Cost)	(19,200)	(7,090)	(12,110)
Investigation, Project & Controlling services and Management Expences	2,900	1,060	1,840
3. Sum without Tax and Duty	5% interest rate 23,200	8,550	14,650
	8% interest rate 23,900	8,800	15,100
Interest during Construction	5% interest rate 1,100	400	700
	8% interest rate 1,800	650	1,150

第 9 章 かんがい計画

9. 1. 一 般

9. 2. かんがい用水量の算定

9. 2. 1. 一 般

9. 2. 2. かんがい用水量の算定

9. 3. 便 益

9. 3. 1. NIKSAR, ERBAA Project の Benefit の算定

9. 3. 2. 国としてみた場合の農業純便益

9. 4. 工 事 費

9. 4. 1. Project Cost

9. 4. 2. Annual Cost

第 9 章 かんがい計画

9.1. 一 般

NIKSAR, ERBAA, GARSAMBA Projects に対する検討の方針

KILICKAYA Multipurpose Dam が完成すれば年間約 11 億トンの流量を調整することが可能になり、この調整流量を乾期に放流することにより下流の耕地にかんがいすることが出来る。

(1) NIKSAR, ERBAA Projects の月別 Diversion Requirement を Table 9-1 9-2 に示す。この Table からこの対象地区で渇水月に相当する 7 月、8 月の河川の必要流量は、Diversion に於ける取水効果を 80% とした場合各々 7 月 12 Cu.m sec, 8 月 99 Cu.m Sec. とする。これら各月の必要用水量を Kelkit 貯水池からの調整流量で補給することが出来る。

(2) Leedshill Report によれば Ayvacik から Carsamba Plain に補給出来るかんがい用水量は 47.4 Cu.m. sec, Irrigable Area は 33,890 ha であるとしている。

Kilickaya 貯水池及び Almus 貯水池の調整量と Ayvacik 貯水池の調整量を合計した場合の調整流量は Firm Discharge として約 90 Cu.m. sec. が期待出来る上にこれら貯水池群の Operation Rule を操作することにより Carsamba の耕地を最大限にかんがい出来るであろう。ここでは主に下記の点について Study を行つた即ち NIKSAR, ERBAA Plain のかんがい必要水量の検討、各 Projects から得られる便益 Project の Cost 等の Estimate をした。

同時に、Kilickaya 貯水池で流量を調整すると Ayvacik 貯水池の Firm Discharge が増加する。この流量の増分で拡張可能な Carsamba Plain の Irrigable Area の検討をも行つた。Study では、各 Project を Project 単位で取扱い概括的に検討した。ただし Appendix でその Summary を紹介する。各 Project の Feasibility Reports をこの Study に利用したが、Feasibility Report それ自身の細部に亘る Revision は行わなかつた。

9.2.1 NIKSAR, ERBAA Project の開発

此の Study に於ける NIKSAR and ERBAA projects 開発に関する Basic Consideration

Kelkit Reservoir が築造された場合、NIK SAR, ERBAA Plains 及び下流の Lower Yesilirmak Project に及ぼす影響は次の諸点と考えられる。

(a) NIKSAR, ERBAA で必要な Irrigation Water Requirement 以上の安定した用水を補給する事が出来るようになり、その結果安定した農業を営む事が出来る様になる。

(b) 毎年発生している洪水の被害を軽減出来る。

(c) NIKSAR ERBAA で消費される用水量が下流の Ayvacık, Balahor 発電所の発電及び Carsamba Plain のかんがい計画に及ぼす影響はどうか。此等の検討のために使用した Basic Data は次の通りである。

1. NIKSAR PROJESI PLANLAMA RAPORU (NIK SAR Report と云う)
2. ERBAA OJASI SULAMA SEBEKESI Ve TESISLERI YENILEME PLANLAMA RAPORU (以下 ERBAA Report と云う)
3. TOKAT SAG SAHIL SULAMASI VERIMLILIK KONTROLU RAPORU
4. DSI VI BOLGE PLANLAMA PROJE BUYUK SU ISLERI
5. Meteorological Data Prepared by DSI Ankara
6. Field Investigation with DSI Engineers
7. 1/25,000 Topographical Map

9.2.2 かんがい用水量の算定

NIK SAR ERBAA Project の Water Requirement を算定するために次の事項について検討した。但し Carsamba の Water Requirement については Leeds Hill Report を引用した。

即ち、

- (a) Crop Pattern の決定
- (b) Consumptive Use の算定
- (c) Irrigation Losses の算定

である。

- (a) Crop Pattern の決定

Crop Pattern はそれぞれ NIKSAR Report 及び ERBAA Report 及び ERBAA Report で検討されたものを採用する事にした Fig 9-1, 9-2 の通りである。

- (b) Consumptive Use の算定

この計画地域の気候条件を良く似た地域で多用されている Blaney Criddle Method を適用した雨量及び温度の Data は気象の章で示した通りであるが、各資料とも 1944~1967 の

24年間に統一し、この期間で欠測のあつた年については他の Gaging Station との相関により 補填してある。

即ち、各 Station の年雨量を Plots したものが Fig 3~6 の通りであるが渇水年の周期が明確でない。何年周期が Study に関係ある全 Stations にとって最も良い周期かを求めるために、Whittaker 氏の Periodic Analysis Method により各 Station の Return Period を求めた。

Station	Return Period	Recorded Years
• NIKSAR	13 (years)	33
• ERBAA	12	22
CORMU	15	41
TOKAT	19	37
MEZIFON	14	39
AMASYA	10	43
• CARSAMBA	12	33

NIKASAR, ERBAA, GARSAMBA 3 Project の周期は、12~13年であるが Safty Factor として約2倍の24年を選んだ。上記の内 Return Period が最大であるのは TOKAT の19年であるが24年には勿論包含されている。

月平均気温についても NIKSAR, ERBAA Stations 共に1965年以来3年間の観測資料しかなく、NIKASAR の場合には、36ヶ月の内12ヶ月約30%の欠測月があるのでこのままでは使用出来ない。両地域とも Merziton Station との Correlation から欠測分は補填した。

かんがい用水量を算定する場合、どの程度の早ばつに対して充分な用水を補給することにするか、換言すれば Design Year を決定しなければならぬ。こゝでは DSI で行っている方法即ち年降雨量の最渇水5ヶ年の平均を計画年の月平均雨量とした。

なお、年降雨量を確率紙に Plot した場合上記最渇水5ヶ年の平均値はほぼ10年に1度生起する雨量に相当することを確かめた。

月平均気温は雨量について選ばれた5ヶと同じ年を選び同様平均値を求めた。

以上の手順で整理された Basic Data をもとに Blaney Criddle Method により求めた。この場合 Sowing Area の割合を考慮して単位面積当りの Consumptive Use をmmで求めたものが Table 9-1, 9-2 である。

但し Consumptive Use の算定に考慮した有効雨量は月雨量に対する割合を DSI で使用している Graph を基に算定した。

又月別に求めた Consumptive Use は、Estimation による Seasonal Consumptive Coefficient K を用いて求めたので、Growing Period 中の Plant Physiology に応じた消費率を勘案した Consumptive Use に換算した Table 9-1, 9-2 はその Adjust した値である。

(c) 各 Losses の算定

各々 Losses は次の様に仮定した。

Farm Losses	Small Diches	5%
	Surface Run off	15%
	Percolation	20%
Conveyance losses	Percolation and Evaporation	
	from Main Canal	7.5%
	Secondary Canal	5%
	Tertiary Canal	5%
	Operation Losses	7.5%

此等の Loss Coefficient をもとに Farm Requirement 及び Diversion Requirement を求めた。Table 9-1, 9-2, 9-3 の通りである。

9.3. 便 益

9.3.1. NIKSAR ERBAA Project の Benefit の算定

受益地域内の農家は、NIKARS 及び ERBAA 報告書の計画に従って作付するものとし、かんがい地域からの収量は、現況の収量から計画収量を収獲するまでに10年を要するものと仮定した。

各作物の With, Without Project の場合の収量は Table 9-4, 9-5 の通り Estimate した。又、作物の単価については市場価格を採用した。これらを Table 9-6 に示す。この場合将来物価が変動することも予測されるがここでは無視し現在の単価で計画完成後の単価とみなした。

生産費は NIKARS 報告書に基き推定した。With, Without Project の生産費はそれぞれ Table 9-7 に示されている。

更に Table 9-8, 9-9, 9-10 では Dekar 当りの With, Without Project の純便益を求めた。

計画受益地域に於けるかんがい排水事業による効果として農業増産純便益を求めた。かんがい排水事業による便益は開発の時期が異なるに従って Benefit も異なる。

この相違は次の手順によつて補正した。

- (a) 事業を開始した年には計画収量の50%を収獲するものとする。
- (b) 毎年一定率増収し10年後に計画収量に達するものとする。
- (c) 利率率は5%及び8%について算定する。

以上の結果から次の Table 9-18 の通り年便益を求めた。

9.3.2. 国として見た場合の農業純便益

DSI の農業経済調査に基づけば労務費及び諸税を農業の収入の中に入れて National Agricultural Income と呼び、且つこれを評価している。

Table 9-18 の労務費及び諸税は Leedshill 報告書によつた。

かんがい面積の開発時期を考慮して年便益に換算すると Table 9-18 の便益欄の合計に当る。即ち、

	利率率	金額 (1,000T.L.)
NIKARS	5%	28,618 T.L
	8%	34,561
ERBAA	5%	15,621
	8%	19,616

である。

なお、Leedshill 報告書によるかんがい可能面積 30,500ha についての年増加便益及び年経費を抜萃して Table に示す。

9.4. 工 事 費

9.4.1. Project Cost

DSIは NIKSAR, ERBAA 両 Project の開発にそれぞれ1963及び1953年以來着手し、すでに 24×10^6 T.L., 22×10^6 T.L.を投資して来た。

更に今後それぞれ 29×10^6 T.L. 及び 18×10^6 T.L. 程度の投資が予定されている。

現在までのDSIによる投資実績は、Table 9-12, 9-15の通りである。

Table 9-15は "DSI Ⅳ BOLGE PLANLAMA PROJE BUYUK SU ISLERI" の NIKSAR, ERBAA に関係する部分の抜萃である。此の Table には年度別開発規模、投資額の実績及び計画を示したものである。

なお、NIK SAR, ERBAA CARSAMBA の開発計画の一般計画を示せばそれぞれ Fig. 9-1, 9-2, 9-3の通りである。

Carsamba Plain の工事費については Leeds Hill 報告書を参考にして求めた。

9.4.2. Annual Cost

年経費は利率を5%及び8%について求めた。

各年度に投資され又、今後予定されている工事費の投資額は全て1969年の現価に換算された。但し、Erbaa Project の第2次計画に開発される2,500 ha の工事費については第1次計画の工事費実績から各々の面積比率で求めた。

総工事費の内ポンプ施設、Deep Drainage Network 等耐用年数の短い施設については全体の工事費の20%と見做し取換えるものと考えた。

耐用年数は長期のものを50年短期のものを30年とした。

維持管理費は総工事費の2%として求めた。

かんがい用水費は DSI 作の "1967 YILI SULAMA VE KURUTMA ISLETME—BAKIM, YILLIK YATIRM UCRET TARIFELERI" より求めた。

Table 9-1
NIKSAR PLAIN

Estimated Consumptive Use, Proposed Net Consumption, Farm and Diversion Requirement

Month	Sugar Beet	Cereals & Corn	Fruit	Alfalfa	Vegetable Fruit	Vegetable	Onion	Total (m m)	Proposed net consumption (10 ⁶ m ³)	Farm Req. (10 ⁶ m ³)	Diversion Req.	
											10 ⁶ m ³	m ³ /sec
Jan.		13.8						13.8	1.3	1.6	2.1	0.78
Feb.		17.7						17.7	1.6	2.0	2.7	1.12
Mar.		17.6	0.2	1.7				19.5	1.8	2.2	3.0	1.12
Apr.	8.4	25.2	6.0	6.1	4.4	2.7	1.9	54.7	5.0	6.3	8.4	3.24
May	12.0	21.3	6.8	7.2	7.2	4.4	3.2	62.1	5.7	7.1	9.5	3.55
Jun.	22.8	24.6	13.1	11.9	12.0	8.2	5.8	98.4	9.0	11.3	15.0	5.79
Jul.	27.6	17.2	15.1	13.6	13.2	9.1	6.5	102.3	9.4	11.7	15.6	5.82
Aug.	27.1		17.3	15.3	9.8	6.8	4.8	81.1	7.4	9.3	12.4	4.63
Sep.	17.1		16.3	14.8				48.2	4.4	5.5	7.4	2.85
Oct.			17.1	15.2				32.3	2.9	3.7	4.9	1.83
Nov.		4.5	11.4	11.0				26.9	2.5	3.1	4.1	1.58
Dec.		9.2	6.5	6.8				22.5	2.1	2.5	3.4	1.27
Total	115.0	151.1	109.8	103.6	46.6	31.2	22.2	579.5	53.1	66.4	88.5	

Irrigation water supply for Tobacco is not considered
Sowing ratio is considered in the value in table

Table 9-2
ERBAA PLAIN

Estimated Consumptive Use, Proposed Net Consumption, Farm and Diversion Requirement

Month	Wheat	Barley	Corn	Sugar beet	Hemp	Vegetable Fruit	Onion	Clover	Vegetable	Fruit	Total (m m)	Proposed net consumption (10 ⁶ m ³)	Farm Req. (10 ⁶ m ³)	Diversion Req.	
														10 ⁶ m ³	m ³ /sec
Jan.	6.6	1.8									8.4	0.6	0.7	1.0	0.37
Feb.	13.4	3.7									17.1	1.2	1.6	2.1	0.87
Mar.	14.3	3.9					3.5	0.9	0.1		22.7	1.5	2.0	2.8	1.05
Apr.	18.5	5.0	2.3	2.4	0.5	0.9	0.3	10.9	1.8	0.9	43.5	3.2	4.1	5.3	2.07
May	17.9	4.9	4.2	4.0	0.8	1.7	0.6	15.0	3.0	1.2	53.3	4.2	4.9	6.5	2.42
Jun.	18.9	5.2	6.6	6.9	1.3	2.7	1.0	23.2	3.8	2.2	71.8	5.3	6.6	8.8	3.40
Jul.	16.4	4.5	8.0	9.3	1.7	3.2	1.3	29.3	2.7	2.9	79.3	5.8	7.3	9.6	3.58
Aug.			5.8	8.8	1.6	2.3	0.9	30.1		3.2	52.7	3.9	4.9	6.5	2.42
Sep.				5.3	1.0					2.8	34.1	2.5	3.1	4.2	1.62
Oct.								25.8		3.0	28.8	2.1	2.6	3.5	1.31
Nov.								19.0		2.1	21.1	1.5	1.9	2.6	1.00
Dec.	4.5	1.2						12.0		1.2	18.9	1.3	1.7	2.3	0.85
Total	110.5	30.2	26.9	36.7	6.9	10.8	4.1	193.8	12.2	19.6	451.7	33.1	41.4	55.2	

Sowing ratio is considered in the value in table

Table 9-3 Monthly Water Requirement for Proposed
Service Area CARSAMBA Plain

Month	Farm Headgate Requirement Design year 1957 (10^6m^3)	Diversion Req. (10^6m^3)	Diversion Req. (m^3/s)	Diversion Req. ($\text{m}^3/1,000 \text{ ha}$)
Jan.	0	0	0	0
Feb.	0	0	0	0
Mar.	0	0	0	0
Apr.	0	0	0	0
May	20.31	24.8	9.2	0.30
Jun.	56.39	68.6	26.5	0.85
Jul.	103.87	126.8	47.4	1.55
Aug.	94.86	115.9	43.2	1.42
Sep.	51.57	63.0	24.2	0.79
Oct.	6.34	7.7	2.9	0.10
Nov.	1.08	1.3	0.5	0.02
Dec.	0	0	0	0
Total	318.34			

Table 9-4 Anticipated Future Grop Yields without Irrigation and Drainage

From Products	(1)	(2)	(3) KAZOVA	(4) NIKSAR	(5) ERBAA		Anticipated Crop Yield	
					(dry)	(wet)	(dry)	(wet)
Wheat	190	160	138	150	125	152	125	150
Barley	190	150	166	150	150	176		150
Rye	-	-	-	100	-	-		100
Corn	110	140	193	150	170	320		150
Sugar Beet	-	-	3,431	2,000	4,237	4,237		2,000
Vegetable Fruit	2,000	1,200	1,063	3,000	1,000	1,500		1,000
Onion	1,800	-	947	2,000	909	1,250		1,000
Vegetable Egg-plant Cucumber Cabbage Tomato	1,400	-	933	1,500	1,300	1,440		1,000
Tobacco		60	100	80	50	80		50
Fruit	1,303	-	523	1,200	50	50		500
Hemp	-	-	-	-		66.50		66.50
Poppy	-	-	-	(Opium) 1.5 (Seed) 40				1.5 40
Clover	570 -650	1,000	500	800		750		800

- Source :
- (1) LEEDSHILL - BECHTEL Report, Normalized current prices received by farmers.
 - (2) Local Technical Agricultural Authority SAMSUN Sept. 1968
 - (3) KAZOVA : TOKAT SAG SAHIL SULAMASI VERIMLILIK KONTROLL RAPORU
 - (4) NIKSAR Report
 - (5) ERBAA Report

Table 9-5 Estimated Crop Yield with Project

Farm Products	(Kg/Dekar)					Anticipated Crop Yield
	(1)	(2)	KAZOVA	NIKSAR ⁽³⁾	ERBAA	
Wheat	270	250	-	250	-	250
Barley	270	300	-	250	-	250
Corn	520	300	-	250	-	320
Sugar Beet	-	-	-	2,500	-	4,000
Vegetable Fruit	3,730	3,000	-	3,500	-	3,500
Onion	3,500	-	-	2,200	-	2,000
Vegetable Spinach Egg-plant Cucumber Cabbage	2,500	-	-	2,000	-	2,000
Tobacco	-	60		100	-	100
Fruit						
(Peach, Apple)	3,000	-	-	1,200	-	1,200
Clover	2,130	1,500	-	1,200	-	1,500

Source : (1) LEEDSHILL-BECHTEL Report
 (2) Local Technical Agricultural Authority SAUSUN Sept. 1968
 (3) NIKSAR Report

Table 9-6 Actual Current Prices of Farm Products

Farm Products	(T.L./kg)					Selected Price
	(1)	(2)	(3) KAZOVA	(4) NIKSAR	(5) ERBAA	
Wheat	0.75	0.78	0.75	0.50	0.95	0.75
Barley	0.50	0.60	0.57	0.50	0.68	0.60
Rye					0.60	0.60
Corn	0.70		0.54	0.45	0.79	0.54
Sugar Beet			0.14	0.15	0.14	0.14
Vegetable Fruit	0.25	0.40	0.31	0.10	0.24	0.31
Onion	0.40	0.30	0.40	0.25	0.30	0.41
Vegetable	0.35	0.40	0.32	0.30	0.40	0.32
Egg-plant						
Cucumber						
Cabbage						
Tomato						
Tobacco	10.00	8.00	7.00	5.00	8.16	7.00
Fruit	0.75		0.76	0.60	0.85	0.60
(Apple Reach)						
Hemp					4.13	2.94
					1.75	
Poppy			(Opium)	77.00		
			(Seed)	2.00		
Clover	0.15	0.40	0.32	0.20	0.45	0.32

(1) LEEDSHILL-BECHTEL Report, Normalized Current Prices Received by Farmers

(2) Local Technical Agricultural Authority SAMSUN Sept. 1968

(3) KAZOVA: TOKAT SAG SAHIL SULAMASI VERIMLILIK
KONTROLL RAPORU

(4) NIKSAR Report

(5) ERBAA Report

Table 9-7 Annual Expenses for Agricultural Production per Dekar (T.L.)

(Without Project)

Crop	Labor Cost	Power	Seed & Fertilizer	Trans- portation	Others	Total
Wheat (Dry)	20.00	17.96	9.80	2.04	5.03	54.83
Wheat (Wet)	32.24	18.77	9.80	3.72	6.40	70.93
Sugar Beet	78.75	25.80	33.95	24.44	16.29	179.23
Fruit	44.05	13.87	7.34	7.34	8.97	81.57
Corn	50.02	14.77	2.72	2.72	6.94	77.17
Vegetable	218.17	17.14	12.24	12.24	38.35	298.14
Vegetable Fruit	72.77	16.32	13.60	13.60	17.11	133.40
Tobacco	170.05	56.67	2.72	2.72	28.38	260.54
Clover	32.63	12.23	8.15	8.15	10.07	71.23
Poppy	118.33	19.00	1.58	1.58	16.17	156.66
Onion	109.05	26.25	48.96	48.96	14.29	247.51

(With Project)

Crop	Labor Cost	Power	Seed & Fertilizer	Trans- portation	Others	Total
Wheat	37.12	18.77	9.79	4.49	7.02	77.19
Sugar Beet	96.09	18.59	47.50	33.93	19.61	215.72
Fruit	47.65	13.88	26.13	10.89	9.85	108.40
Clover	51.81	10.20	38.08	20.40	12.05	132.54
Tobacco	217.62	56.66	62.56	2.17	33.89	372.90
Vegetable Fruit	89.94	20.40	95.20	20.40	22.59	248.53
Vegetable	231.11	17.12	135.95	17.67	40.18	442.03
Onion	111.53	26.24	149.61	17.68	30.50	335.56

Source : NIKSAR PROJESI PLANLAMA RAPORU Prepared by DSI 1961
(Conversion to 1968)

Table 9-8 Net Income with and without Project
NIKSAR PLAIN

Without Project				
(per Dekar)				
Crop	Sawing Ratio (%)	Gross Income (T.L.)	Production Cost (T.L.)	Net Income (T.L.)
Wheat (Dry)	30.00	28.13	16.45	11.68
Wheat (Wet)	2.50	2.81	1.77	1.04
Sugar Beet	20.00	56.00	35.85	20.15
Fruit	5.00	15.00	4.08	10.92
Corn	7.50	6.08	5.79	0.29
Vegetable	3.00	9.60	8.94	0.66
Vegetable	3.00	9.30	4.00	5.30
Tobacco	4.00	14.00	10.42	3.58
Clover	3.50	8.96	2.49	6.47
Poppy	0.50	0.98	0.79	0.19
Onion	1.00	4.10	2.48	1.62
Fallow	20.00			
Total		154.96	93.06	61.90

With Project				
Crop	Sawing Ratio (%)	Gross Income(T.L.)	Production Cost (T.L.)	Net Income (T.L.)
Wheat	22.50	42.19	17.37	24.82
Sugar Beet	18.00	100.80	38.83	61.97
Fruit	13.50	97.20	14.63	82.57
Clover	9.00	43.20	11.93	31.27
Tobacco	9.00	63.00	33.56	29.44
Vegetable	7.20	78.12	17.89	60.23
Fruit				
Vegetable	6.30	40.32	27.97	12.35
Onion	4.50	40.59	15.10	25.49
Fallow	10.00			
Total		505.42	177.28	328.14

Table 9-9 Net Income with and without Project
ERBAA PLAIN

Without Project		(per Dekar)		
Crop	Sowing Ratio (%)	Gross Income(T.L.)	Production Cost (T.L.)	Net Income (T.L.)
Wheat	31.02	29.08	17.00	12.08
Barley	8.45	7.61	4.63	2.98
Rye	0.50	0.30	0.27	0.03
Corn	1.50	1.22	1.16	0.06
Tobacco	31.00	108.50	80.77	27.73
Sugar Beet	0.50	1.40	0.90	0.50
Vegetable	0.50	1.60	1.49	0.11
Onion	1.50	6.15	3.71	2.44
Tomato				
Pepper				
Egg-plant	5.03	16.01	11.50	4.51
Bean				
Gumbo (Dry				
Cucumber				
Fallow	20.00			
Total		171.87	121.43	50.44

With Project				
Crop	Sowing Ratio(%)	Gross Income (T.L)	Production Cost (T.L.)	Net Income (T.L.)
Wheat	22.00	41.25	16.98	24.27
Barley	6.00	9.00	4.63	4.37
Corn	5.00	8.64	5.40	3.24
Sugar Beet	7.00	39.20	15.10	24.10
Hemp	1.00	2.06	1.50	0.56
Tobacco	25.00	175.00	93.23	81.77
Vegetable	2.00	21.70	4.97	16.73
Fruit				
Onion	1.00	9.02	3.36	5.66
Clover	12.00	57.60	15.91	41.69
Vegetable	3.00	19.20	13.26	5.94
Fruit	3.00	21.60	3.25	18.35
Tree	3.00			
Fallow	10.00			
Total		404.27	177.59	226.68

Note : Wild vetch is estimated as clover
Crop pattern is prepared by DSI

Table 9-10 Increased Net Agricultural Income
Due to Irrigation and Drainage
In Proposed Service Area (1)
Carsambe Plain

Net Area In Production, decares	305,010
Net Agricultural Income With Irrigation and Drainage	
TL/decare	262
Total, Millions of TL	80.09
Net Agricultural Income Without Irrigation and Drainage	
TL/decare	68
Total, Millions of TL	20.74
Increased Net Agricultural Income (2)	
TL/decare	194
Total, Millions Of TL	59.35
Equivalent Annual Value of Increased Net Agricultural Income	
At 5% Interest, Millions of TL	46.05
At 5% Interest, Millions of TL	44.33

(1) Right bank Yesilirmak above 2 meter contour

(2) After full development of farm conditions with irrigation and drainage

Table 9-11 Net National Agricultural Income
Due to Irrigation and Drainage
in Proposed Service Area (1)
Carsambe Plain

	With Irrigation and Drainage		Without Irrigation and Drainage		Increase Due To Project	
	TL per decare	Total TLx10 ⁶	TL per decare	Total TLx10 ⁶	TL per decare	Total TLx10 ⁶
Net Agricultural Income	262	80.1	68	20.7	194	59.4
Farm Labor Income	124	37.8	35	10.7	89	27.1
Farm Property Tax Revenue	18	5.5	7	2.1	11	3.4
Net National Agricultural Income	404	123.4	110	33.5	294	89.9
Discount Factor For Development Lag (2)	0.776	0.776	-	-	-	-
Equivalent Annual Value (2)	314	95.8	110	33.5	204	62.3

(1) Right bank Yesilirmak above 2 m surface contour.

(2) At 5% interest

Table 9-12 NIKSAR Plain

Invested Cost for Irrigation and Drainage Facilities up to 1967

Item	Year	Invested Cost
1. Map preparation along the main Canal in NIKSAR Plain	1963	38,237
2. Construction of diversion dam and Irrigation in NIKSAR Plain	1964	169,687
3. "	1965	3,715,459
4. "	1966	5,850,813
5. "	1967	5,583,404
Total		15,357,600

Item	Year	Invested Cost
Land acquisition	1965	235,000
	1966	887,000
Total		1,122,000

Table 9-13 ERBAA Plain

Invested Cost for Irrigation and Drainage Facilities up to 1967

Item	Year	Invested Cost
1. The 1st stage of Erbaa Plain Irrigation	1950	
	1956	1,658,989
2. Reclamation of Erbaa-Killik Creak	1952	
	1953	82,758
3. The 2nd stage of Erbaa Plain Irrigation	1956	2,002,681
Reclamation of Killik Creak	1958	
4. Side creak reclamations in Erbaa Plain Irrigation	1958	601,657
5. Steel turn-out gates in Erbaa Plain Irrigation	1959	62,270
6. Laying concrete pipe of the turn-outs and the road cross in Erbaa Plain Irrigation	1959	8,750
7. Temporary pump station in Erbaa Plain Irrigation	1959	130,823
8. Erbaa-Inbat Creak Reclamation	1959	112,305
9. The completion of the temporary pump station in Erbaa Plain Irrigation	1960	19,648
10. Operation and Maintenance building in Erbaa Plain Irrigation	1960	182,000
11. Nursery for plant	1962	55,117
12. Rehabilitation in Erbaa Plain Irrigation	1963	206,181
13. Installation of pumps and suction pipe in Erbaa Pump Station	1964	12,090
14. Diversion dam and turn-out in Erbaa Pump Station	1964	690,340
15. "	1965	735,613
16. "	1966	1,009,968
17. "	1967	256,257
18. Rehabilitation in Erbaa Plain Irrigation	1965	410,957
19. "	1966	1,510,000
20. "	1967	1,650,000
21. Installation of suction pipe in Erbaa Pump Station	1965	99,165
22. Water distribution house in Erbaa Plain	1965	74,470
23. 1/5,000 scale map preparation	1965	190,455
24. 33 KV transmission line and pump station in Erbaa Plain Irrigation	1964	458,623
25. "	1965	1,707,178
26. "	1966	307,021
27. "	1967	917,786
28. Right abutment protection in Erbaa Diversion Dam	1967	42,000
Total		15,195,102

Item	Year	Invested Cost
Land acquisition	1960	773,000
TOKAT-ERBAA	1961	182,000
	1962	111,000
	1963	44,000
	1964	23,000
	1965	148,000
	1966	8,000
Total		1,289,000

Expensed Maintenance Cost up to 1967

Item	Year	Invested Cost
1. Service road in Erbaa Plain	1960	17,283
2. Opening the canal to the draft tube in Erbaa Pump Station	1960	12,250
3. Maintenance in Erbaa Plain	1960	43,586
4. The hut for protection of Erbaa Plain Pump Station	1960	8,720
5. Rain water discharge pipe installation to O and M building	1960	1,496
6. Maintenance of Erbaa Plain Irrigation	1961	288,641
7. Maintenance of side creek in Erbaa	1961	35,533
8. Maintenance of Erbaa Plain Irrigation	1962	114,074
9. "	1963	38,283
10. "	1963	1,373
11. Electricity of Erbaa Pump Station	1963	5,000
12. Maintenance of Erbaa Plain	1964	86,633
13. "	1964	5,000
14. "	1965	155,000
15. Maintenance of the garden of District Engineering Building	1965	216
16. Maintenance of building in the Erbaa	1965	6,000
17. Maintenance of side creek in Erbaa	1965	24,031
18. Maintenance of Erbaa Plain	1966	182,000
19. Maintenance of the buildings in the Erbaa	1966	6,000
20. Maintenance of the Erbaa Plain	1967	90,000
21. "	1967	5,000
Total		1,126,119

Table 9-14 Summarized Investment Cost

NIKSAR

Actual Invested and Proposed Investment Cost	
(1) Irrigation and drainage facilities protection for flood levee and land acquisition	39,238,600 T.L.
(2) Flood protection	8,754,000
(3) Land acquisition (up to 1969)	1,122,000
Total	49,114,600
Equivalent present value in 1969	
Interest rate 5%	
(1) Irrigation and drainage facilities	40,046,000
(2) Flood protection	10,794,000
(3) Land acquisition cost	1,313,000
(4) Proposed land acquisition cost in future	4,511,000
(5) Interest during construction	1,133,000
Total	57,797,000
Interest rate 8%	
(1) Irrigation and drainage facilities	40,817,000
(2) Flood protection	12,205,000
(3) Land acquisition cost	1,437,000
(4) Proposed land acquisition cost in future	4,937,000
(5) Interest during construction	1,887,000
Total	61,283,000
ERBAA	
Actual Invested Cost (For 1st. stage)	
(1) Irrigation and drainage facilities and land acquisition	19,195,102
(2) Land acquisition (up to 1969)	1,289,000
Total	20,484,102
Equivalent present value in 1969	
(For 1st. and 2nd stage)	
Interest rate 5%	
(1) Irrigation and drainage facilities	25,225,000
(2) Land acquisition cost (up to 1969)	1,901,000
(3) Proposed land acquisition cost in future	1,616,000
(4) Proposed irrigation and drainage facilities	21,439,000
(5) Interest during construction	1,003,000
Total	51,184,000

Interest rate 8%

(For 1st and 2nd stage)

(1) Irrigation and drainage facilities	30,295,000
(2) Land acquisition cost (up to 1969)	2,387,000
(3) Proposed land acquisition cost in future	2,053,000
(4) Proposed irrigation and drainage facilities	26,053,000
(5) Interest during construction	1,945,000
Total	62,733,000

Table 9-15 Irrigation and Flood protected area and Investment Cost in past records and future plan.

NIKSAR														
Item	Total	Foreign currency (U.S.\$)	up to 1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Irrigation Project														
Irrigation area ha.	6,871	-	-	-	2,000	2,000	-	-	1,500	521	-	850	-	-
Investment cost 1,000 T.L.	39,900	(9,834)	170	3,715	5,851	5,683	3,381	4,500	5,000	2,000	-	2,000	4,000	3,000
Flood protection														
Protected area ha.	4,500	4,000	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investment cost 1,000 T.L.	8,754	(4,377)	6,033	1,431	190	100	500	500	-	-	-	-	-	-
ERBAA 1st stage														
Item	Total	Foreign currency (U.S.\$)	up to 1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Irrigation area ha.	3,000 (5,500)	1,000	-	-	2,000	-	-	-	-	-	-	(2,500)	-	-
Investment cost 1,000 T.L.	16,431	(5,042)	6,516	1,291	2,680	1,944	2,000	2,000	-	-	-	-	-	-

The values in a parenthesis indicate proposed irrigation area in 2nd stage.

Table 9-18 Net National Agricultural Income, Annual Cost and Surplus Benefit

NIKSAR

(1977)

Interest rate	Benefit		Annual expence	
5%	Net benefit	x 10 ³ T.L. 23,911	Depreciation	x 10 ³ T.L. 4,570
	Labor cost	3,605	Replacement	211
	Tax revenue	1,102	O & M	1,668
			Water charge	615
	Total	28,618	Total	7,064
	B - C	21,554		
	B/C	4.05		
8%	Net benefit	x 10 ³ T.L. 28,673	Depreciation	x 10 ³ T.L. 9,049
	Labor Cost	4,509	Replacement	180
	Tax revenue	1,379	O & M	2,214
			Water Charge	615
	Total	34,561	Total	12,058
	B - C	22,503		
	B/C	2.87		
ERBAA				
Interst rate	Benefit		Annual axpence	
5%	Net benefit	x 10 ³ T.L. 12,926	Depreciation	x 10 ³ T.L. 4,143
	Labor cost	1,795	Replacement	192
	Tax revenue	900	O & M	1,513
			Water Charge	385
	Total	15,621	Total	6,233
	B - C	9,388		
	B/C	2.51		
8%	Net benefit	x 10 ³ T.L. 16,112	Depreciation	x 10 ³ T.L. 9,492
	Labor Cost	2,334	Replacement	189
	Tax revenue	1,170	O & M	2,323
			Water charge	385
	Total	19,616	Total	12,389
	B - C	7,227		
	B/C	1.58		

Table 9-16 NIKSAR PROJECT COST (Irrigable area 6,871 ha)

	Interest rate 5%		Interest rate 8%	
	10 ³ TL		10 ³ TL	
	(1969)	(1977)	(1969)	(1977)
Depreciation	3,093	4,570	4,889	9,049
Replacement cost	143	211	97	180
O & M cost	1,129	1,668	1,196	2,214
Irrigation water charge	615	615	615	615
Total	4,980	7,064	6,797	12,058

ERBAA PROJECT COST (Irrigable area 5,500 ha)

	Interest rate 5%		Interest rate 8%	
	10 ³ TL		10 ³ TL	
	(1969)	(1977)	(1969)	(1977)
Depreciation	2,804	4,143	5,128	9,492
Replacement cost	130	192	102	189
O & M cost	1,024	1,513	1,255	2,323
Irrigation water charge	385	385	385	385
Total	4,343	6,233	6,870	12,389

Construction Cost per hectar (T.L.)

	Interest rate 5%		Interest rate 8%	
	(1969)	(1977)	(1969)	(1977)
NIK SAR	8,220	12,150	8,720	16,113
ERBAA	9,306	13,749	11,406	21,111

Annual Expense per hectar (T.L.)

	Interest rate 5%		Interest rate 8%	
	(1969)	(1977)	(1969)	(1977)
NIK SAR	726	1,029	990	1,755
ERBAA	789	1,135	1,249	2,250

Table 9-17 Equivalent Annual cost of Lower Yesilirmak Project

	Project Capital cost	O & M cost	Total project cost	Non-Projects Capital Cost	Total Costs
Dams Power plants and Transmission lines					
Millions of T.L.	21.58	6.36	27.94	0	27.94
Millions of \$	2.39	0.13	2.52	0	2.52
Total in millions of T.L.	43.10	7.53	50.63	0	50.63
Irrigation and Drainage facilities					
Millions of T.L.	10.61	2.40	13.01	4.78	17.97
Millions of \$	0.28	0	0.28	0.11	0.39
Total in millions of T.L.	13.09	2.40	15.49	5.75	21.24
Total Project costs					
Millions of T.L.	32.19	8.76	40.95	4.78	45.73
Millions of \$	2.67	0.13	2.80	0.11	2.91
Total in millions of T.L.	56.19	9.93	66.12	5.75	71.87

All costs discounted at 5% interest

Table 9-19 Irrigation Water Charge

NIKSAR Group 3 (gravity)				ERBAA Group 5 (pump up)			
	Ratio %	T.L. /Da			Ratio %	T.L. /Da	
Sugar beet	20	14	2.80	Wheat	22	8	1.76
Cereals-Corn	25	5	1.25	Barley	6	8	0.48
Fruit	15	18	2.70	Corn	5	11	0.55
Clover	10	6	0.60	Sugar beet	7	21	1.47
Vegetable Fruit	8	8	0.64	Hemp	1	12	0.12
Vegetable	7	8	0.56	Vegetable Fruit	2	12	0.24
Onion	5	8	0.40	Onion	1	12	0.12
Tobacco	10	-	-	Clover	9	9	0.81
Total			8.95	Wild Vetch	3	9	0.27
				Vegetable	3	12	0.36
				Fruit	3	27	0.81
				Tobacco	25	-	-
				Total			6.99

Source 1967 YILI SULAMA VE KURUTMA ISLETME-BAKIM
YILLIK YATIRIM UCRET TARIFELERI

Fig. 9-1

(NIKSAR PROJECT) PROPOSED CROP PATTERN

Crop	Sowing Ratio %	Original Sowing ratio in the Report											
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Sugar beet	18.0 (200)												
Cereals	22.5 (250)												
Fruit	13.5 (150)												
Clover	9.0 (100)												
Vegetable Fruit	7.2 (80)												
Vegetable	6.3 (70)												
Onion	4.5 (50)												
Tobacco	9.0 (100)												
Fallow	10.0												

(ERBAA PROJECT) () Indicate Original Sowing ratio in the Report

Crop	Sowing Ratio %	Original Sowing ratio in the Report											
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Wheat	22												
Barley	6												
Corn	5												
Sugar beet	7												
Hemp	1												
Vegetable Fruit	2												
Onion	1												
Clover	12												
Vegetable	3												
Fruit	3												
Tobacco	25												
Trees	3												
Fallow	10												

Fig. 9-2

(CARSAMBA PROJECT) WATER REQUIREMENT BY CROPS

Crop	Sowing Ratio %	Water Requirement											
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Field Crops													
Beans													
Melons													
Tomatoes													
Potatoes													
Maize													
Sorghum													
Wheat & Barley													
Rice													
Vegetable Crops													
Lettuce and Spinach													
Eggplant													
Peppers													
Sweet Potatoes													
Garlic													
Cabbage													
Onion													
Other Vegetables													
Fruit Crops													
Peaches													
Apples													
Hazelnuts													
Pasture													
Beef													
Dairy													

Source Leadshill-Bechtel Report

Fig. 9-3

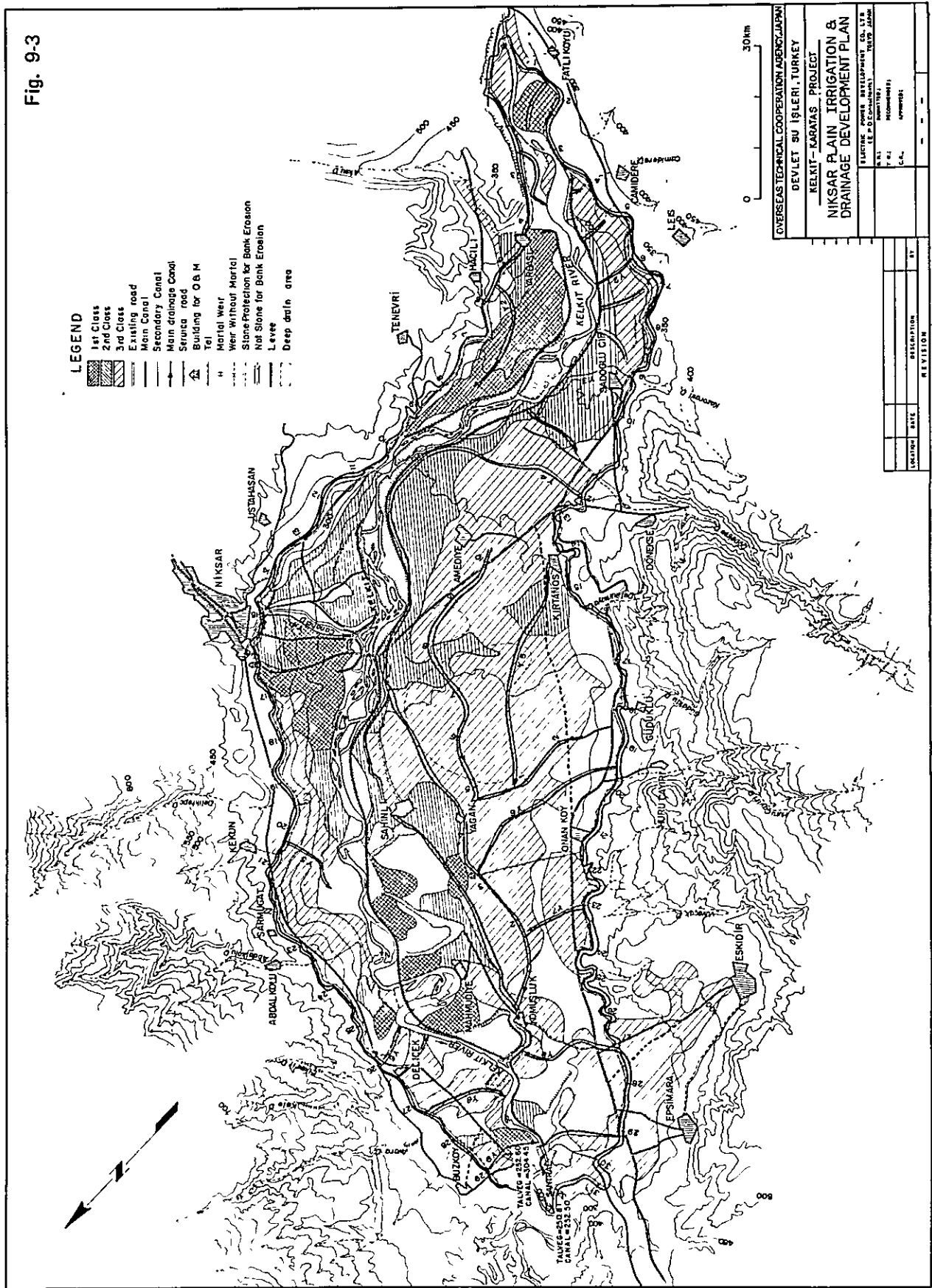
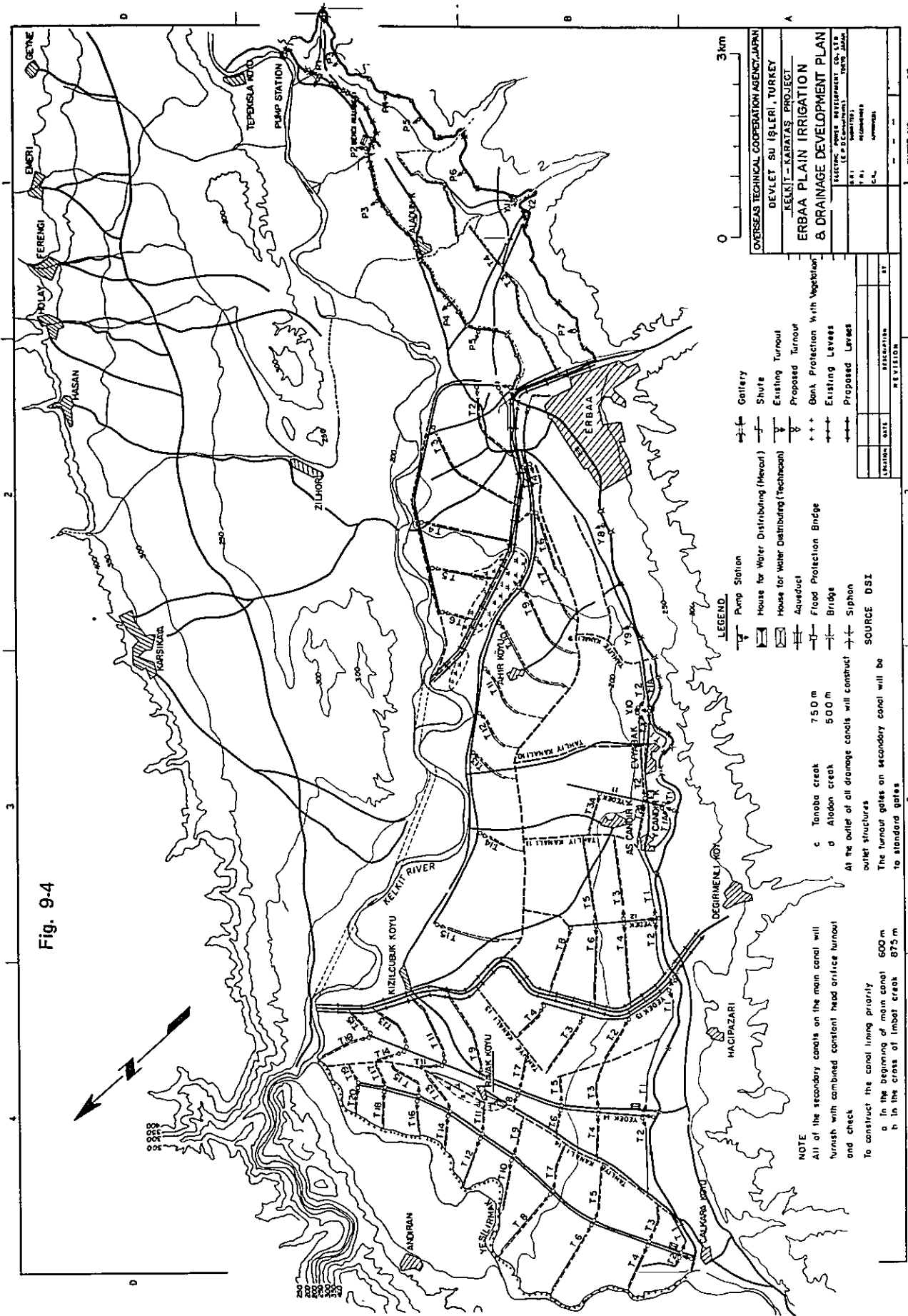


Fig. 9-4



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY/JAPAN
 DEVLET SU (ISLARI), TURKEY
 KELKIT-KARATAŞ PROJESİ
**ERBAA PLAIN IRRIGATION
 & DRAINAGE DEVELOPMENT PLAN**
 İZMİR SU ENJENYERLERİ VE MİMARLARİ MÜHÜRÜ
 T. B. İ. M. ENJENYERLERİ
 C. N. M. MİMARLARİ

NO.	REVİZYON	BY

LOCATION	DATE	REVISION

LEGEND

- Pump Station
- House for Water Distributing (Merca)
- House for Water Distributing (Technoon)
- Aqueduct
- Flood Protection Bridge
- Bridges
- Siphon
- Gallery
- Shute
- Existing Turnout
- Proposed Turnout
- Bank Protection With Vegetation
- Existing Levees
- Proposed Levees

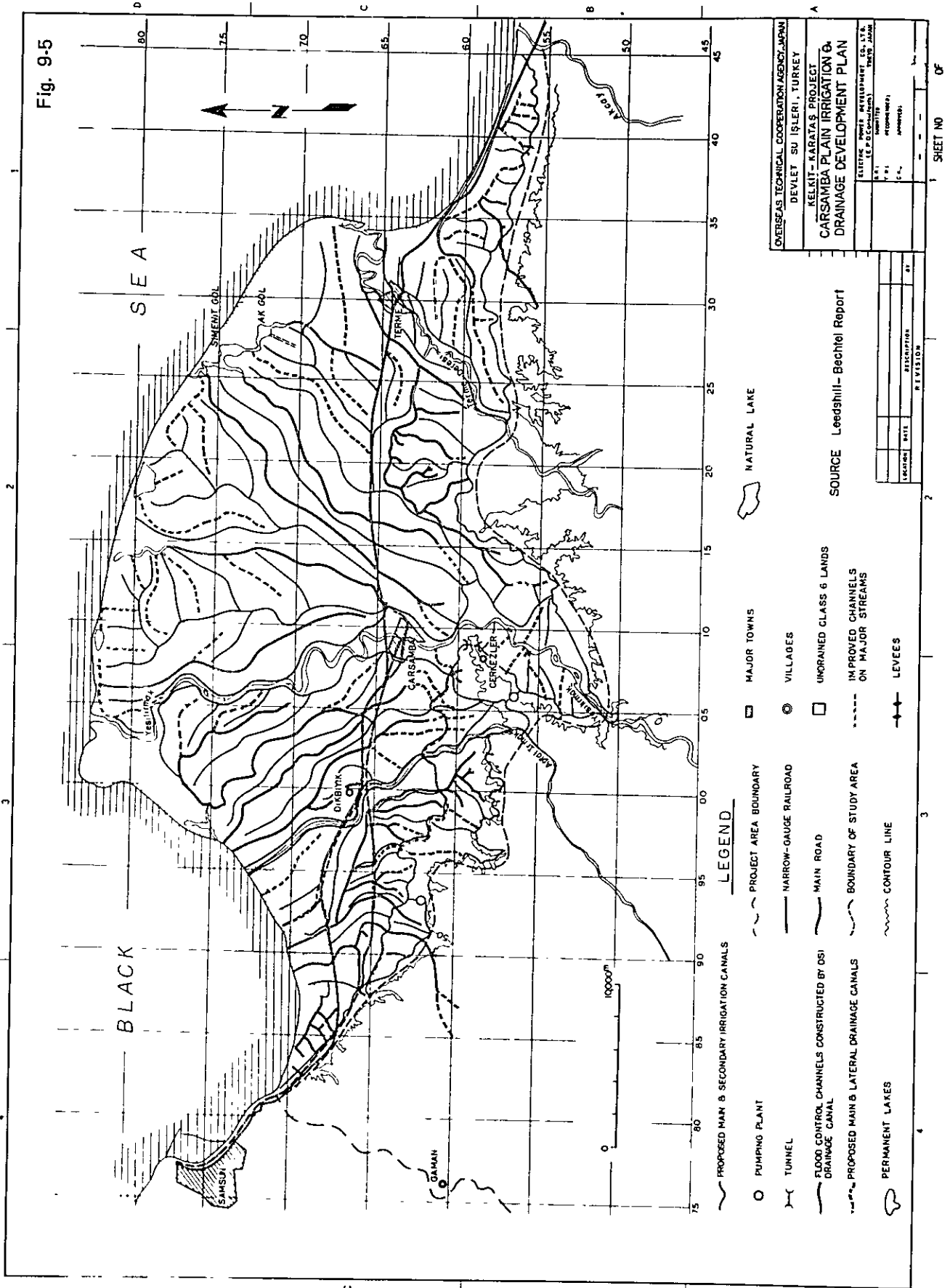
NOTE

- a All of the secondary canals on the main canal will furnish with combined constant head orifice turnout and check
- b To construct the canal lining priority
- c In the beginning of main canal 500 m
- d In the cross of limbot creek 875 m

At the outlet of all drainage canals will construct outlet structures

The turnout gates on secondary canal will be to standard gates

Fig. 9-5



第 10 章 經 濟 評 価

1 0. 1. 販売可能電力量

1 0. 2. Annual Cost

1 0. 3. Probable Benefit to Downstream

1 0. 4. Arpabuku 計画

第 10 章 経 済 評 価

1 0. 1. 販売可能電力量

第 6 章で述べた如く、Kilickaya 発電所の年間発生電力量は、送電端において 332,300,000 kWh である。

この発生電力量は Kilickaya 発電所の運転開始後、直ちに全部有効に使用される。

(Appendix Fig. II 5-1 参照)

今 Kilickaya 発電所から Gireson 変電所迄の送電損失率を想定すると 3.16% となる。したがって Gireson 変電所における可能販売電量は 321,800,000 kWh である。

1 0. 2. Annual Cost

Kilickaya 計画の Annual Cost は、発電設備、送電線及び通信設備の経費を含み下表の通りである。

Construction Cost and Equalized Annual Cost Factor of Kilidkaya Project

Item	(Unit 1000 TL)	
	Interest rate 5%	Interest rate 8%
Serviceable Years	50	
Equalized Annual Cost Factor	6.734 % (8.551 %)	9.430 % (11.247 %)
1. Capital Recovery Factor	5.478 %	8.174 %
2. Interim Replacements	0.200 % (0.050 %)	0.200 % (0.050 %)
3. Insurance	0.056 % (0.023 %)	0.056 % (0.023 %)
4. Operation, Maintenance of Administration Expenses	1.000 % (3.000 %)	1.000 % (3.000 %)

Note: Figures in parenthesis are for the construction of transmission lines.

Annual Cost of Kilickaya Project

Item	(Unit 1000 TL)			
	Generating facilities		Transmission line etc.	
	Interest rate 5%	Interest rate 8%	Interest rate 5%	Interest rate 8%
(Construction Cost)	(489,390)	(516,080)	(23,200)	(23,900)
Capital Recovery	26,809	42,184	1,271	1,954
Interim Replacement	979	1,032	12	12
Insurance	274	289	5	5
Operation, Maintenance & Administration	4,894	5,161	696	717
Total	32,956	48,666	1,984	2,688

1 0.3 Probable Benefit to Downstream

Kilickaya 貯水池の下流農耕可能区域に対する効果については已に第9章において述べた通りである。Erbaa 及び Nixsar 平野に対する効果については云うまでもない。最下流デルタ Carsamba 平野に対しては、Ayvacik 及び Almus 貯水池によつて、かんがいされる地域に対し、更に Kilickaya 貯水池を加えることによつて増加される地域の便益を考慮しなければならない。この様な考え方にたつて、期待される農業の便益及びコストは次の通りである。

下流 Ayvacik Dam に対する Kilickaya Project の効果としては Ayvacik 発電所の kW 及び kWh 増と Sedimentation によつて生ずる Ayvacik 発電所の Dependable Peak で 80,000 kW 増加し、又 kWh は 23,000,000 kWh の増加となる。したがつて、Ayvacik の便益増分は

()内は 8% 利子

$$\begin{aligned}
 80,000 \text{ kW} \times 14.27 \text{ TL/kW} &= 1,141,600 \text{ TL} \\
 (80,000 \text{ kW} \times 18.12 \text{ TL/kW}) &= 1,449,600 \text{ TL} \\
 23,000,000 \text{ kWh} \times 5.59 \text{ TL/kWh} &= 1,286,000 \text{ TL} \\
 \text{Total Benefit} &= 1,270,200 \text{ TL} \\
 & (15,782,000 \text{ TL})
 \end{aligned}$$

また、Ayvacik 貯水池は Kilickaya ダムなしには約 30 年で埋没する。

これに対する年間経費は発電部門のみとれば夫々

$$\begin{aligned}
 550 \text{ million TL} &\dots\dots 5\% \text{ 利子率} \\
 8.13 \text{ million TL} &\dots\dots 8\% \text{ 利子率}
 \end{aligned}$$

である。これをかんがいと併せて考慮したアロケーションは表 $\frac{10^{-4}}{10^{-5}}$ に示してある。但しこのアロケーションは Ayvacik 計画決定後再計算をすべきであろう。

従つて今 Kilickaya 貯水池によつて Ayvacik 貯水池の埋没がおそめられるならば、それによる Dependable Peak の kW 便益が Kilickaya Project にも見込まれよう。これも亦 Kilickaya ダムと Ayvacik 発電所でコストアロケートされるべきものである。しかし、このコストアロケーションは、現在当社で行つている Ayvacik 発電所計画策定後、Ayvacik 計画において算定するものとしてこの報告書には取上げないこととする。

1 0.3 コスト・アロケーション

1 0.2 において述べた如く前記下流効果に対するアロケーションにおいては、Ayvacik 発電所に対するものと下流農業に対するもののみを考慮した。

Table 10-5
Cost Allocation at 8% interest rate

(1,000 T. L.)

	Power Production	Ayyacik	Irrigation	Total
1. Benefit	33,620	15,780	111,710	161,110
2. Alternate Costs				
Installation			58,200	
O & M			11,370	
Subtotal			69,570	
3. Benefit Limited by Alternate Cost	33,620	15,780	69,570	118,970
4. Separable Cost				
Installation	24,350	7,140	37,080	68,570
O & M	3,380	990	8,870	13,240
Subtotal	27,730	8,130	45,950	81,810
5. Remaining Benefits	5,890	7,650	23,620	37,160
6. Allocated Joint Cost				
Installation	3,360	4,350	13,410	21,120
O & M	400	510	1,590	2,500
Subtotal	3,760	4,860	15,000	23,620
7. Total Allocation Cost				
Installation	27,710	11,490	50,490	89,690
O & M	3,780	1,500	10,460	15,740
Total	31,490	12,990	60,950	105,430
8. Surplus Benefit	2,130	2,790	50,760	55,680
9. Benefit Cost Ratio	1.07	1.21	1.83	1.53

1 0. 4. Arpabuku 計画

Arpabuku 計画の年間経費及び年間便益は下表に示す通りである。已に述べた如く Arpabuku ダムは、調整容量の点で、現地点には難点があり、下流地点に設けた場合についても検討した。この調整池の便益の主なるものとしては、自己の電力エネルギーによるものの外に、下流 Ayvacik に対する流砂の防止があげられる。Arpabuku の流量調整によつて得られる流砂防止量は年間約 4.3 million cu. m であり、必ずしも小さくはないが、Kilickaya 発電所運転の時間的調整によるとか、更に下流地点を見出すことも考えられ Arpabuku 地点に限定されるべきものではないであろう。

また、Kilickaya 発電所における Peak 運転によつて、渇水期には下流 Erbaa, Nixsar に時間的な用水不足を来すことも考えられるが、これも Kilickaya 発電所の運転時間の調整によつて解消され得るものであろう。

従つて、この報告書においては Arpabuku 調整池の便益、経費の算定には自己のエネルギーのみを考慮した。Kilickaya Project に見られる様に、農業のアロケート分がない為に結果は必ずしも好ましいものではない。即ち、年間便益及び年間経費は下表に示す通り。

Annual Cost of Arpabuku Power Station
(1,000 T.L.)

Item		Proposed Site		Alternative Site	
		Investment Cost	Annual Cost	Investment Cost	Annual Cost
Annual Cost of Generating Facilities	5% 8%	44,484 45,744	2,996 4,314	51,054 52,514	3,438 4,952
Annual Cost of Transmission Line		390	33	980	110
Maintenance Operation & Administration Expense			462		550
Total Annual Cost					
	interest 5%		3,491		4,098
	interest 8%		4,809		5,612

Annual Benefit of Arpabuku Power Station

Dependable Capacity	KW	8,400	8,400
Annual Energy Production	10 ³ KWH	34,830	34,830
Value per KW (5% interest)	T.L.	174.2	174.2
" (8% interest)	T.L.	218.2	218.2
Value per KWh	T.L.	0.0569	0.0569
Benefit of KW (5% interest)	10 ³ T.L.	1,463	1,463
" (8% interest)	10 ³ T.L.	1,833	1,833
Benefit of KWh	10 ³ T.L.	1,982	1,982
Total Benefit (5% interest)	10 ³ T.L.	3,445	3,445
" (8% interest)	10 ³ T.L.	3,815	3,815

Table 10-4
 Cost Allocation at 5% interest rate

(1,000 T.L.)				
	Power Production	Ayvacic	Irrigation	Total
1. Benefit	31,430	12,700	101,770	145,900
2. Alternate Costs				
Installation			34,850	
O & M			8,780	
Subtotal			43,630	
3. Benefit Limited by Alternate Cost	31,430	12,700	43,630	87,760
4. Separable Costs				
Installation	15,730	4,570	21,230	41,530
O & M	3,210	930	6,400	10,540
Subtotal	18,940	5,500	27,630	52,070
5. Remaining Benefit	12,490	7,200	16,000	35,690
6. Allocated Joint Cost				
Installation	4,770	2,750	6,100	13,620
O & M	830	480	1,070	2,380
Subtotal	5,600	3,230	7,170	16,000
7. Total Allocation Cost				
Installation	20,500	7,320	27,330	55,150
O & M	4,040	1,410	7,470	12,920
Total	24,540	8,730	34,800	68,070
8. Surplus Benefit	6,890	3,970	66,970	77,830
9. Benefit Cost Ratio	1.28	1.45	2.92	2.14

