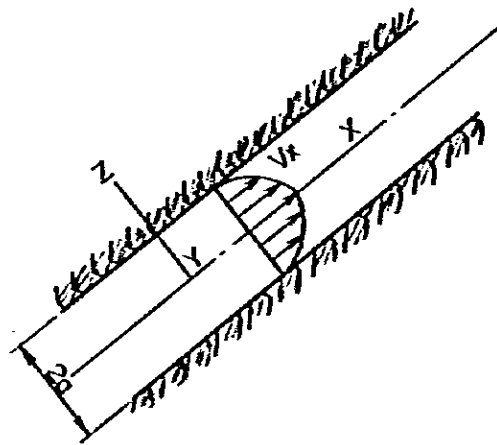


8.1.5 卓越した節理が存在する場合の浸透流解析

8.1.4で行なった浸透流解析は、岩盤を均質な連続体とみなし、マクロ的に等価な透水係数を仮定してDarcyの法則のもとで計算し、漏水量を算出した。一方その均質な連続体と仮定した岩盤内に卓越した溶蝕クラックが存在する場合には、岩盤内の浸透流はそのクラック内を流過すると考えられる。しかし、そのクラックの分布が一様でなく岩盤を連続体として扱うことが出来ない場合には、岩盤浸透流解析において下図の様にクラックのモデルとしてジョイント要素を考慮する必要がある。

Seepage Flow in the Crack



岩盤のクラック内の浸透流を考える場合に、

- (1) クラックの両壁は不透水層
- (2) クラック内には土粒子はなく、浸透水のみが存在
- (3) 層流のみの浸透流
- (4) 浸透流に Navier - Stokes の方程式を適用

を仮定することによりクラック内の平均流速、 V_{xm} 、 V_{ym} 、 V_{zm} が次式で表わされる。

$$V_{xm} = - \frac{g(2a)^2}{12\gamma} \cdot \frac{\partial H}{\partial x} = - K_j \cdot \frac{\partial H}{\partial x}$$

$$V_{ym} = - \frac{g(2a)^2}{12\gamma} \cdot \frac{\partial H}{\partial y} = - K_j \cdot \frac{\partial H}{\partial y}$$

$$V_{zm} = 0$$

上式より岩盤浸透流の水理的特性は、透水係数 (K_j) が水の動粘性係数 γ とクラック幅 $2a$ の関数となるポテンシャル流であるといえる。

ボーリング柱状図および調査横坑のデータより岩盤内の溶蝕クラックの幅および分布状況

を整理した結果は前章 Fig. 7-17 および 7-18 に示される。同図から明らかなように岩盤内クラックの分布状態は非常に不規則であり、クラックの中には方解石や粘土が挟在しており、浸透流が流過するクラックの有効幅を選定するのは容易でない。

ボーリング調査によれば、

- (1) ダム地点周辺では、平均して 7.8 m 間隔で溶蝕空隙が見られる。
- (2) 溶蝕空隙の幅は平均 0.9 cm であり、幅 2 cm 以上のものは全体の 10% 程度である。
- (3) 透水試験で孔口注入圧力が所定の 10 kg/cm^2 に達しない区間は、平均すると約 25 m 間隔で出現する。

また調査横坑によれば、溶蝕空隙の平均幅は 2.3 cm である。

卓越したクラックが存在する場合の浸透流解析では、ジョイント要素で表わされる溶蝕クラックの有効幅および間隔を設定する必要がある。

有効幅については、ボーリングおよび調査横坑での実測値を参考にして 2 cm とした。また空隙中に方解石や粘土が挟在していることも考えられるので、有効幅を 2 cm の 10% と仮定して、2 mm についても計算を行なった。

間隔については、上記(1)(2)によれば 2 cm 程度のクラックは約 80 m ($\div 7.8 \div 0.1$) 間隔で出現すると推定される。また透水試験によれば約 25 m 間隔で連続性を有する溶蝕クラックが存在すると推定される。したがって幅 2 cm 程度のクラックは 25 ~ 80 m 間隔で存在すると考えられる。

計算においては、幅 2 cm の溶蝕クラックが存在する範囲を Fig. 7-9 を参照して E.L. 60 m ~ E.L. - 120 m とし、間隔は 40 ~ 60 m と設定した。

計算を行なったケースは Table 8-9 に示す通りである。計算結果を Fig. 8-21 および Table 8-10 に示す。

Table 8-9 Calculation Cases

Section	Effective width of crack	Calculation Cases		
		Non Grouted	Grout (A)	Grout (B)
Right Bank (R - 1)	2 mm	-	R-1-A1-C1	-
	2 cm	R-1-Ø1-C2	R-1-A1-C2	R-1-B1-C2

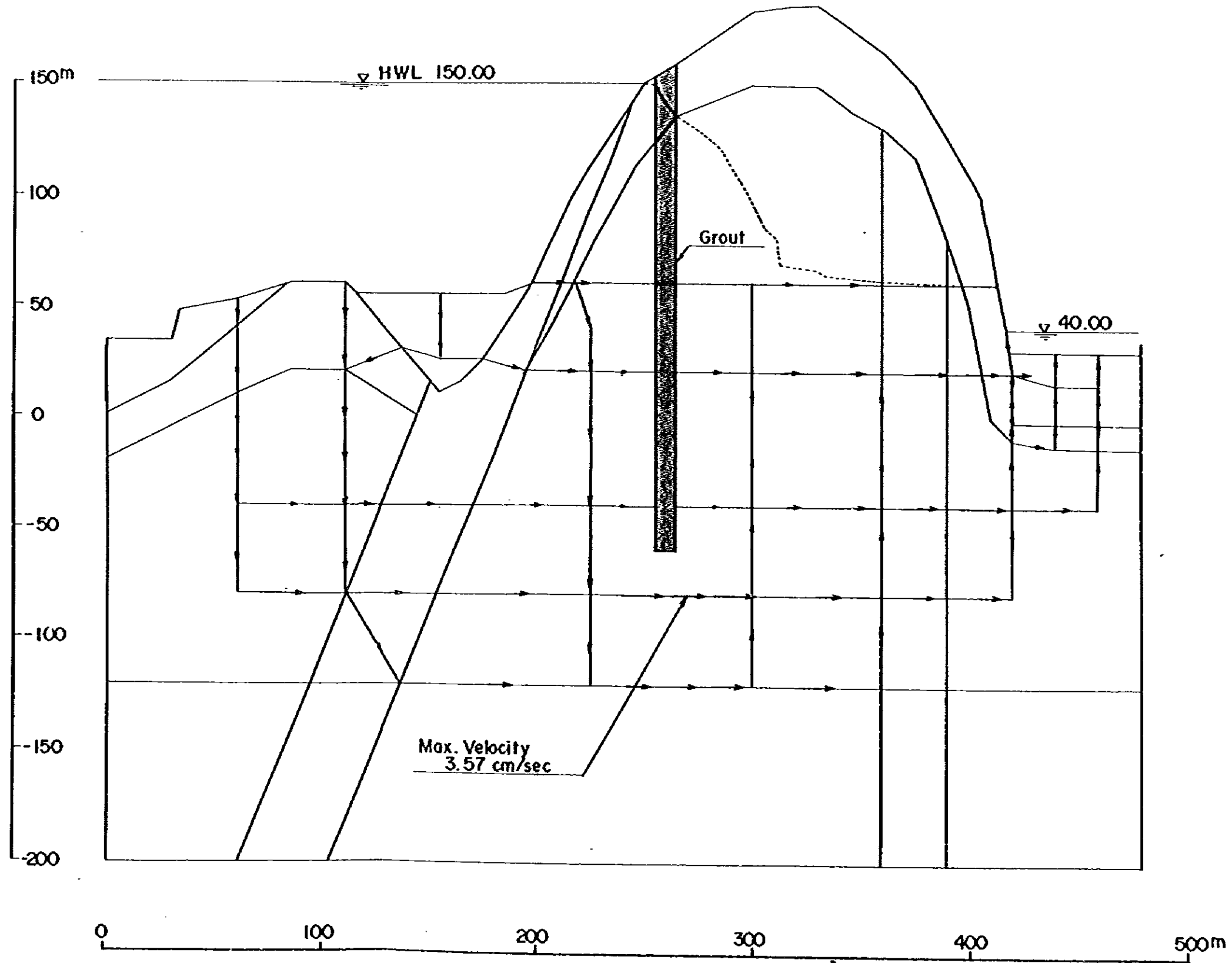
Table 8-10 Result of Seepage Flow Analysis Along Solution Crack (R-1)

Unit: $l/min/m$

		Non grouted	Grout (A) (EL. - 60 m)	Grout (B) (EL. - 120 m)
Considered Crack	width 2 mm	12.6	7.8	7.7
	width 2 cm	148.0	91.3	40.8
Non Considered Crack (Reference)	Permeability Coef. K1	7.8	7.8	7.7
	" K2	28.3	23.5	21.6
	" K3	52.3	39.8	32.8

Fig. 8-21 Seepage Flow Diagram Along Solution Crack (R-1-A1-C2)

Condition ; Crack $W = 2\text{cm}$, $L_H = 40\text{m}$, $L_V = 60\text{m}$
Grout EL. -60m
Permeability Coef. K_i



計算の結果、岩盤を均質な連続体と仮定したクラックなしの場合に比較して、クラック幅2 cm・グラウトなしの場合での漏水量は K_1 で19倍(=148.0/7.8)、 K_2 で5.2倍、 K_3 で2.8倍の値を示す。

Beskonak ダム周辺の岩盤が全域にわたって卓越した溶蝕クラックが連続しているとは現時点では断定できないが、部分的には Table 8-10 に示す程度の漏水量が予測される。

参考のため、この R-1 断面における幅 2 cm のクラックを考慮した場合の漏水量と、均質な連続体と仮定した場合の漏水量との比を 8.1.4 にて検討した全区間に適用してみると、貯水池からの漏水量は Table 8-11 に示すとおりとなる。

Table 8-11 Total Amount of Leakage
along Solution Crack

Unit: m^3/min

Grout Condition	Leakage
Non grouted	123.7
Grout (A) EL. - 60 m	66.2
Grout (B) EL. - 120 m	29.9

8.1.6 浸透流解析結果についての考察

8.1.4および8.1.5の項で行なった浸透流解析の結果、Beskonak貯水池からの漏水量およびグラウトカーテンによる止水効果を数値的に把握することができた。

透水試験の結果より得られたダム地点周辺のKöprücay礫岩のLugeon値は、表層の20～40mでは10～70Luと大きい値を示すが、40m以深では平均5.9Luであり、1Lu以下の区間は全体の74%、10Lu以上を示す区間は7%である。また透水試験において孔口における注入圧力が10kg/cm²に満たない区間が全体の7.9%あり、この区間ではカルスト化が進行していると考えられる。この区間のKöprücay礫岩は複雑な地質構造を有しており、部分的には溶蝕クラック等の空隙が相当量存在し、Lugeon値が実測平均値のK₁より大きい値となることが想定される。

一般に岩盤内の浸透流はLugeon値が小さい場合にはDarcyの法則に従うと仮定して相違はないが、20Lu以上になると管絡流に近いと考えられ、計算値よりも実際の漏水が多く観測されている例が報告されている。

ダム地点周辺の地下水位が河川水位より低い値が観測されているが、これはこのゾーンのKöprücay礫岩がカルスト化をうけていて岩盤の保水能力が小さいためと考えられる。しかし、この地下水位の状態と透水テストのLugeon値が小さいこととの関連は解明されていない。

以上のような問題はあるが、現時点までの地質調査ではダム地点周辺岩盤内に大規模かつ連続性のある溶蝕クラックや透水経路は確認されず、また実測のLugeon値は全般に小さい値を示している。従って今回入手した調査資料、特に透水テストおよび溶蝕クラックのデータを適用する範囲においては、この解析により得られた浸透流の挙動および漏水量はグラウトカーテン計画の一つの参考資料とすることができよう。

今後さらに詳細な水理地質調査を行なうことにより、ダム地点周辺岩盤に関する情報が得られればなお一層高い精度の数値を得ることが期待できる。

8.2 グラウトカーテン工

8.2.1 グラウトカーテン工の提案

ダム地点周辺岩盤の漏水を防止するため、グラウトカーテン工としてDW08-1に示すようにダム区間200m、貯水池右岸1,200m、貯水池左岸650mにわたって計画した。

グラウトカーテンの方向は、前章7.3.4(3)に述べたように、断層および溶蝕クラックの方向が北東から西南であること、および8.1.4(i)の平面解析の結果得られた浸透流の流線方向に直交する方向が止水効果が得られること等から、右岸はダムサイトより西方向、左岸はダムサイトより東方向の貯水池沿いのコースを選定した。

施工範囲は、解析上からはFig. 8-7(a)および(b)に示すように大部分の漏水はダム周辺に集中して発生し、グラウトカーテンの範囲を1/2にしてもその量はほとんど増加しない。

しかし、グラウトカーテンは8.1.3で述べた高透水ゾーンと考えられる範囲、すなわち右岸側はD-1～D-3断層およびその破碎帯をカバーするものとし、左岸側は不透水性のBeskonak層に一部接続する範囲までとした。左岸側については、Beskonak層とその下に分布するKöprücay礫岩との境界が不明確であるが、貯水池に接する表層部の大部分がBeskonak層で覆われているため、自然の遮水層を形成しているものと判断されるので、表層に分布するBeskonak層に接続させた。

総工深さについては、ダム周辺は溶蝕クラックの卓越するゾーンのEL. -70mまでとし、両岸のウイング部は地下水位より約40m下部に達するEL. 0mまでとした。これによりグラウトカーテンの総施工面積は約380,000㎡となる。

以上のグラウトカーテンを施工することにより貯水池からの漏水は数値解析上からは、

- (1) 岩盤を均質な連続体と考えた場合、透水係数をKöprücay礫岩の平均Lugeon値の約10倍(K_0)と仮定すると、総漏水量は約30 m³/minとなり、グラウトをしない場合に対し約37%減少する。
- (2) 岩盤内に卓越した節理が存在すると仮定した場合、幅2 cmのクラックが間隔40～60 mごとに存在するものとする、総漏水量は概略70 m³/minとなり、グラウトをしない場合に対して約46%減少する。

となり、グラウト計画の参考資料とすることができよう。

8.2.2 グラウトカーテン工についての考察

グラウトカーテンの総施工面積を380,000㎡と非常に広い範囲にわたって計画したが、これは岩盤内の溶蝕クラック等の空隙を検出することが主目的であり、Köprücay礫岩の大部分を占める非溶蝕部はLugeon値が小さく、実際のグラウト注入量は非常に少ないと考えられる。しかし、ボーリングによって検出された溶蝕空隙部や断層破碎帯部には集中的なグラウトが必要となる。

このことは、現在隣接河川のManavgat川で建設中のOymapinarダムにおけるグラウト実績でも同様の事がいえ、注入量は全体としては非常に少ない値を示している。

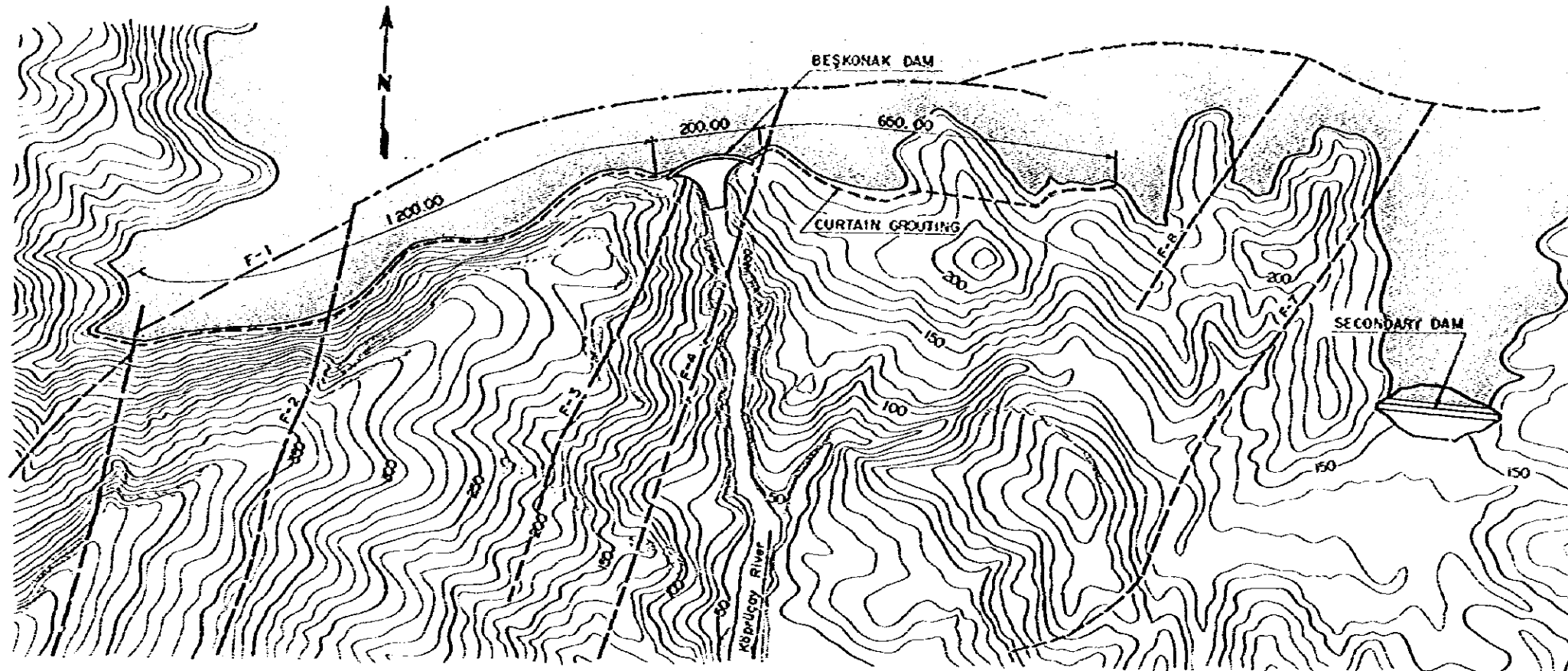
Beskonakダム地点周辺のグラウトカーテンの範囲を浸透性解析結果を参考にし、周辺岩盤の地質構造および水理地質等を十分考慮して施工延長約2,100m、面積約380,000㎡にわたって計画した。このグラウトカーテンによっても若干の漏水は避けられないと考えるが、Beskonakダムがコンクリートダムであり構造物の安全性は特に問題はなく、貯水池の機能は十分果すものと判断される。なお、このグラウト計画は現在までに入手した調査資料に基づいて判断したものであり、今後このグラウトカーテンの範囲に沿ってさらに詳細なボーリングおよび調査立坑等の調査を実施し、グラウトカーテン範囲について検討を続けることが必要である。特に左岸のBeskonak礫岩の地質境界を明確にすることが必要である。

参考データとして、石灰質岩層およびカルスト層におけるダムおよび貯水池のグラウトカーテンの施工実績を Table 8 - 12 に示す。

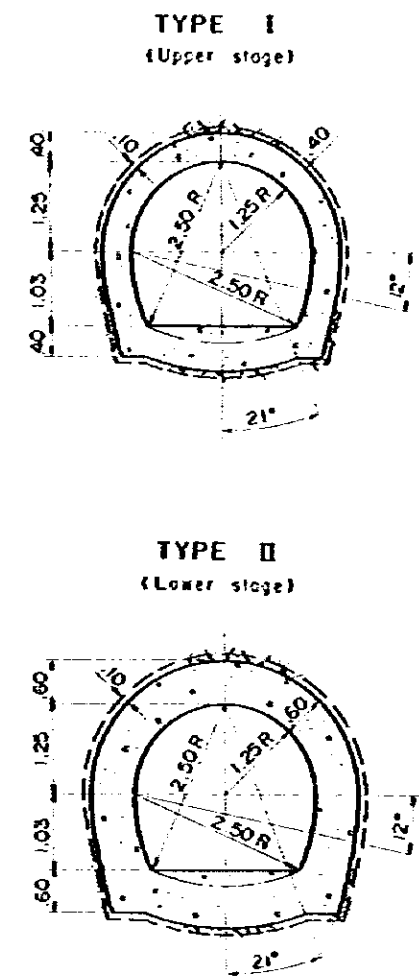
Table 8-12 Actual Result of Grout Curtain at Limestone and Karst Zone

Name of Dam	Nationality	Dam Style	Dam Height (m)	Grouting Area (m ²)	Total Grout Length (m)
Grands Rapides	Canada	Gravity, Rockfill	28	500,000	-
La Amistad	Mexico	Gravity, Rockfill	85	305,000	151,000
Peruca	Yugoslavia	Rockfill	60	240,000	169,600
Keban	Turkey	Gravity, Rockfill	207	200,000	320,000
Srinagarind	Thailand	Rockfill	140	76,800	132,000
Beğkonak (Planning)	Turkey	Archgravity	165	380,000	290,000

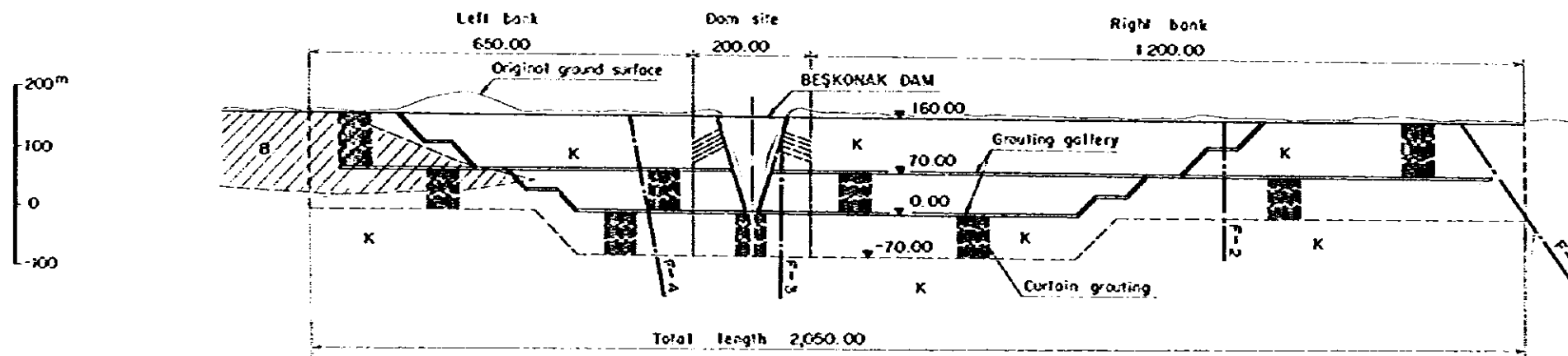
PLAN



SECTION OF GROUTING GALLERY

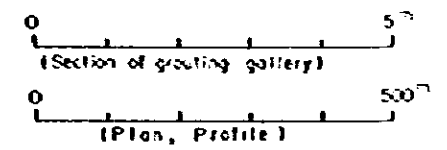


PROFILE



Legend

- K: Conglomerate
- B: Beşkonak formation
- F: Fault zone



BEŞKONAK PROJECT	
BEŞKONAK RESERVOIR GROUT CURTAIN COARSE GENERAL	
DWG. 8-1	Nov, 1983

第9章 開発計画

第 9 章 開発計画

9.1 基礎的事項	Ⅵ - 1
9.1.1 開発方式	Ⅵ - 1
9.1.2 経済評価	Ⅵ - 2
9.2 貯水池運用計画	Ⅵ - 5
9.2.1 貯水池運用計画	Ⅵ - 5
9.2.2 電力量計算	Ⅵ - 5
9.3 開発規模の検討	Ⅵ - 9
9.3.1 貯水池規模の検討	Ⅵ - 9
9.3.2 設備出力の検討	Ⅵ - 14
9.3.3 主機台数の検討	Ⅵ - 17
9.4 逆調整池の検討	Ⅵ - 19

LIST OF FIGURES

- Fig. 9-1 Köprücay Irrigation Areas
- Fig. 9-2 Procedure of Calculation of Power and Energy
- Fig. 9-3 Mass Curve at Beskonak Dam Site
- Fig. 9-4 Beskonak Reservoir Capacity and Area Curve
- Fig. 9-5 Study on Optimum High Water Level and Effective Storage Capacity of Reservoir
- Fig. 9-6 Study on Optimum Installed Capacity
- Fig. 9-7 Beskonak Reservoir Operation
- Fig. 9-8 Monthly Energy Production of Beskonak P.S.

LIST OF TABLES

- Table 9-1 Study on Optimum High Water Level and Effective Storage Capacity of Reservoir
- Table 9-2 Study on Optimum Installed Capacity
- Table 9-3 Study on Number of Units of Beskonak P.S.
- Table 9-4 Study on Optimum Development System
- Table 9-5 Summary Operation Study of Beskonak Reservoir
- Table 9-6 Energy Production of Beskonak P.S.

第9章 開発計画

9.1 基礎的事項

Beskonak 計画は、DSI が 1965 年よりリコネッサンスレベルで調査および検討を行ない、1975 年に約 100MW 程度の開発規模で長期開発計画に組みこまれた地点である。DSI が策定した当初の計画は、Beskonak 地点にコンクリートアーチダムおよび設備出力 86MW の発電所を建設し、さらにその発電放流水を下流に導水して設備出力 16MW の発電所を設ける案より成り立っている。今回の調査および検討の結果、判明した事項は下記の通りである。

- (1) トルコ国南部、特にアンタリヤ地域においては、ピーク時の電力を供給する発電設備が少ない。
- (2) Köprücay 川の河川流量は豊水期と渇水期において大きく異なるので、豊水期の水を貯留して渇水期に補給する年間調整を行うことが有効である。

上記の内容を踏まえて、Beskonak 計画は貯水池式のピーク発電所として最適開発規模を選定することとした。

9.1.1 開発方式

中規模河川である Köprücay 川は現在のところ電源開発については未開発河川であるが、灌漑を目的とした開発は鋭意進められている。Beskonak ダム建設予定地点の約 18km 下流には、既に灌漑用取水ダム (Köprücay Diversion Dam) が DSI により 1966 年に建設されている。Köprücay 川兩岸の既設および計画中の灌漑地域ならびにその取水量は Fig. 9-1 に示す通りである。

計画地点の下流地域では、渇水期の灌漑期間 (6 月～9 月) において将来 $31.19 \text{ m}^3/\text{s}$ (既設 $25.83 \text{ m}^3/\text{s}$ 、計画中 $5.36 \text{ m}^3/\text{s}$) の水が Köprücay 川より取水される。Beskonak 計画の策定にあたっては、この下流地域に対する灌漑用水を確保する必要がある。

下流利水の確保には以下の 3 ケースが考えられる。

- (1) Beskonak 発電所に灌漑用の小規模の水車・発電機を据付ける。
- (2) Beskonak 発電所のピーク発電による放流水を下流で貯留・調整し均等放流するために、Beskonak 発電所～Köprücay Diversion Dam 間に逆調整池 (Kisik ダム) を建設する。
- (3) Köprücay Diversion Dam を改造し、逆調整池として利用する

既設の Köprücay Diversion Dam は、現在調整容量を有していないので、逆調整池として利用するためには、ダムの越流部に新しくゲートを設置する必要がある。ゲート設置に際しては、ダム本体、橋脚およびダム天端の連絡橋を改造する必要がある。今回はダムおよび付属構造物の詳細図がなく、ダム基礎の状態も不明であったので、(3) の検討は除外したが、最終設計の段階では、検討する必要がある。

本報告書では上記(1)、(2)の検討を行なった。9.4 に述べられているように上記の(1)(2)は経済

性の面では優劣をつけ難い。しかし(2)の Kisikダムを建設すれば、現在 DSI が実施中の Bucak - Akbas - Karatas 灌漑計画の約 70 %に相当する農耕地が水没し、また一部では既に施工中の灌漑工事にも抵触する。したがってこの灌漑計画区域内の用地取得にはさまざまな困難を伴うことが懸念される。

上記の理由により、本計画に関してはケース(1)、すなわち、下流に逆調整池を築造せずに単独で開発する方式を基本とした。

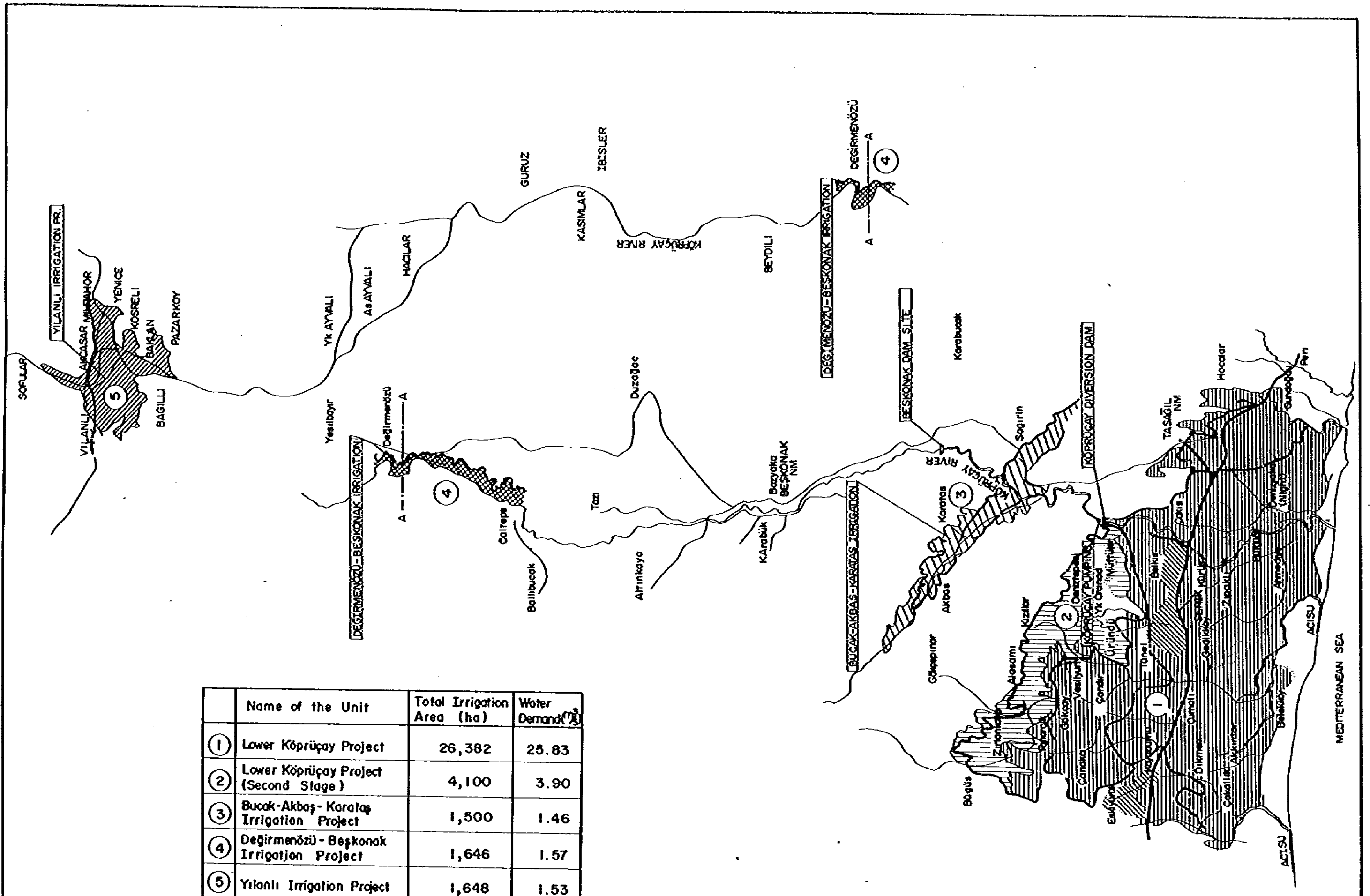
9.1.2 経済評価

本計画の経済評価は第 13章で詳細に述べている。この章では将来のエスカレーションを考慮しない 1982年3月時点の工事費を基準に経済評価を行ない、最適開発規模を選定した。耐用年数期間において均等化された年間経費(C)と便益(B)を求め、純現在価値額 ($B - C$) と便益費用比率 (B/C) により、経済性の比較検討を行なった。水力発電所の経費は、金利、償却、修繕費、および運転維持費から構成され、耐用年数を考慮して求めた均等化年経費率に工事費を乗じて年経費は求められる。また水力発電所の便益は、同等の発電能力を有する代替発電所に要する年間経費とする。代替電源としては、Table 13 - 4 に示す重油専焼火力発電所とした。

以上より求められた kW および kWh 価格はそれぞれ下記の通りである。

kW 価格： 15,509 TL/kW

kWh 価格： 7.58 TL/kWh



	Name of the Unit	Total Irrigation Area (ha)	Water Demand (m ³ /s)
①	Lower Köprüçay Project	26,382	25.83
②	Lower Köprüçay Project (Second Stage)	4,100	3.90
③	Bucak-Akbaş-Karataş Irrigation Project	1,500	1.46
④	Değirmenözü-Beşkonak Irrigation Project	1,646	1.57
⑤	Yılanlı Irrigation Project	1,648	1.53

BEŞKONAK PROJECT
 Köprüçay Irrigation Areas
 Fig. 9-1 Nov. 1963

9.2 貯水池運用計画

9.2.1 貯水池運用計画

Beskonak 貯水池の運用ルールは下記の事項を考慮して作成した。

- (1) 渇水期の保証流量を極力大きくするために、豊水期の流量を貯留調整して渇水期に補給するような運用を行なう。
- (2) 長期間にわたりできるだけ安定した出力が確保でき、さらに発生電力量が大きくなるような運用を行なう。
- (3) 貯水池からの無効放水を極力小さくするような運用を行なう。
- (4) 6月～9月において必要とされる下流地域の灌漑用水は Beskonak 貯水池および発電所の運用により確保する。

9.2.2 電力量計算

Beskonak 発電所の電力量計算は下記の条件を考慮し、Fig. 9-2 に示す手順により行なった。

- (1) 流量データは Table 6-1 に示す Beskonak ダム地点月別平均流入量を使用し、貯水池表面からの蒸発を考慮のうえ、計算期間は 1940 年 10 月～1980 年 9 月の 40 ヶ年とした。
- (2) 貯水池水位による水車・発電機の効率の変化を考慮し、基準取水位より水位が高い時は、発電所の最大出力に合せて最大使用水量を絞ることとした。
- (3) 下流利水量がダム下流の残流量で十分満足するような日においても、 $30\text{ m}^3/\text{sec}$ の発電放流を 24 時間行なうこととする。
- (4) Beskonak ダム地点の流量マスカープ (Fig. 9-3 参照) を基準にして灌漑期間 (6 月～9 月) と非灌漑期間 (10 月～5 月) に分けて保証水量を求め、一年を通じて安定した出力が確保できるようにした。
- (5) 可能発生電力量は、40 年平均の年間発生電力量とする。
- (6) 有効出力は、所要ピーク継続時間における月最低 5 日平均出力の 40 年平均値とする。

Fig.9-2 Procedure of Calculation of Power and Energy

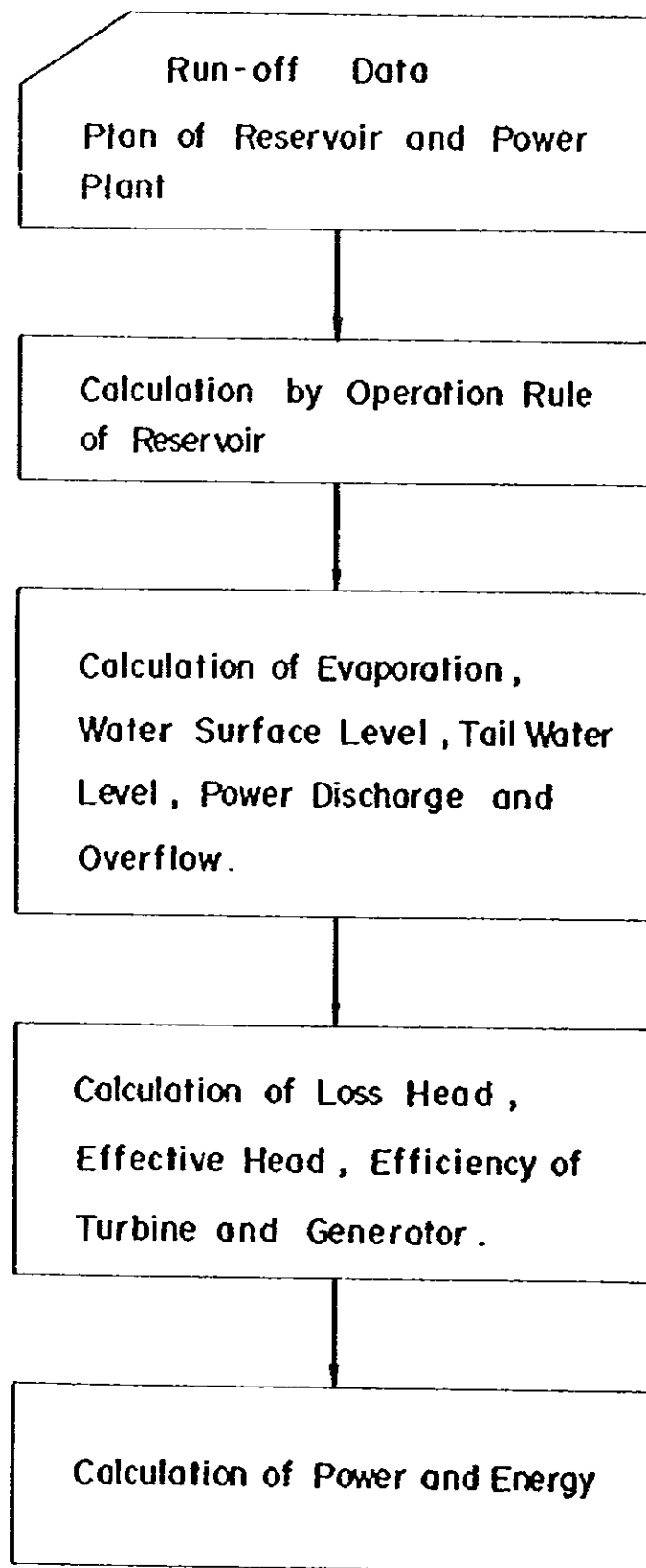
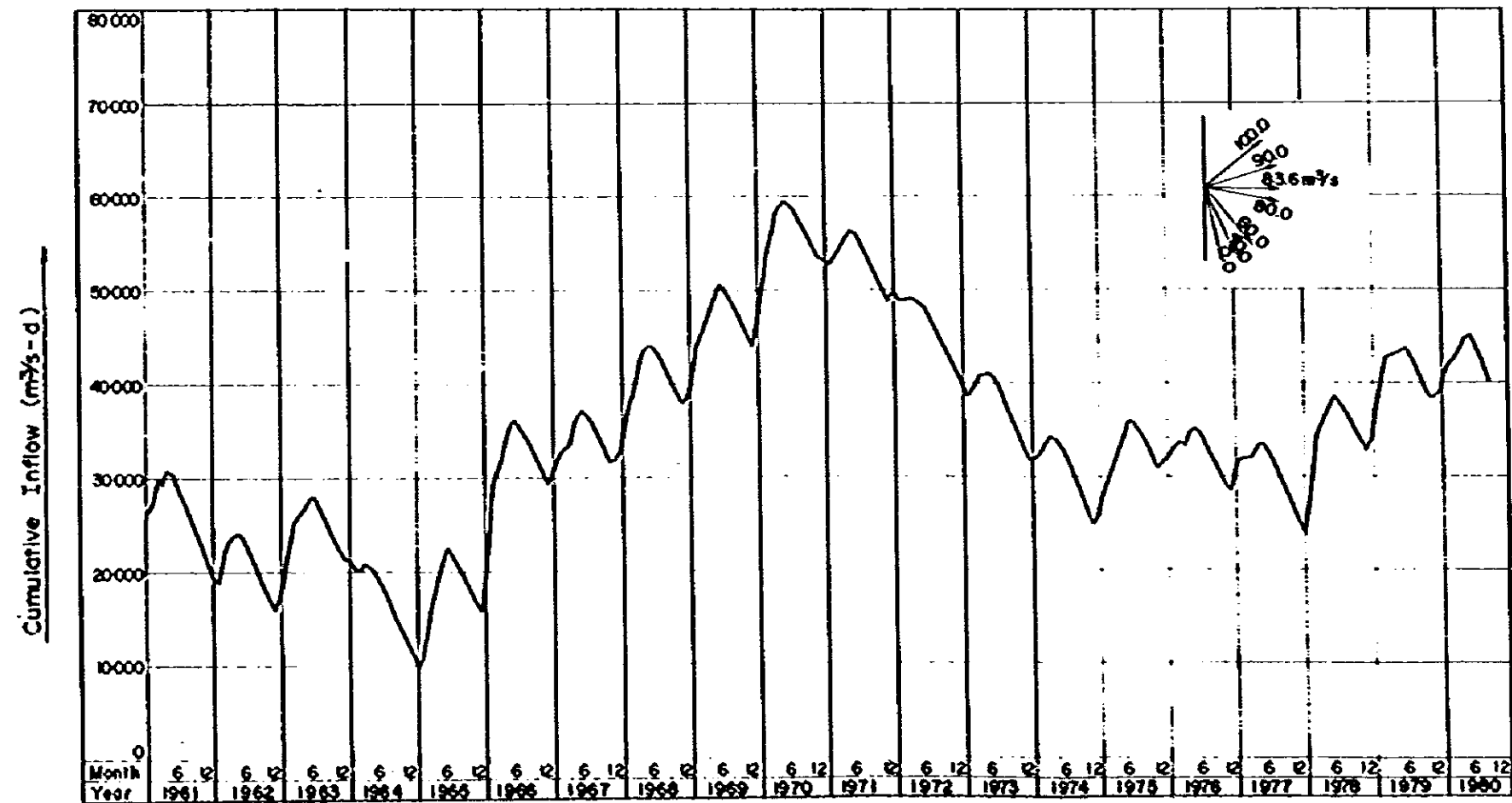
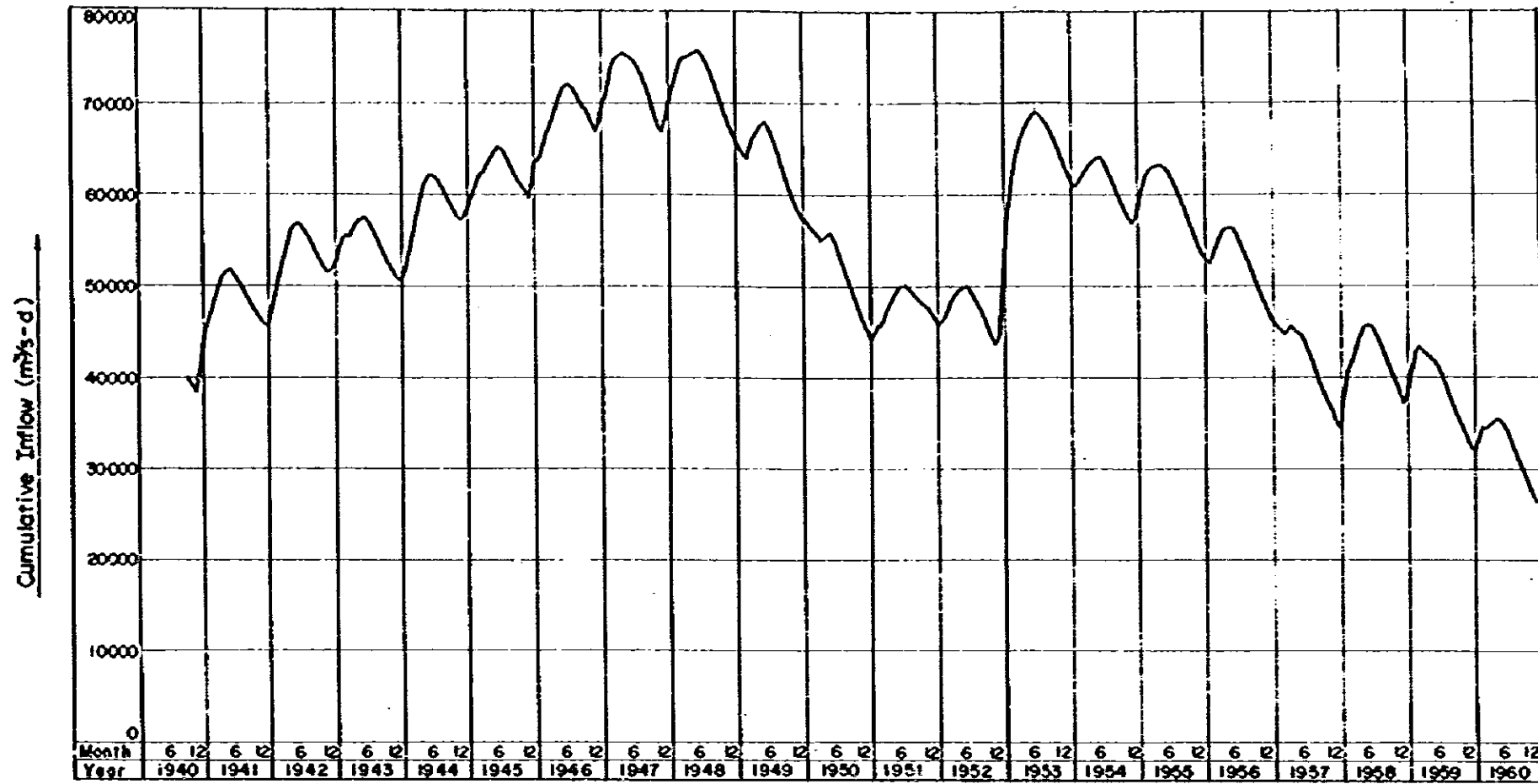


Fig. 9-3 Mass Curve at Beşkonak Dam Site



9.3 開発規模の検討

9.3.1 貯水池規模の検討

Beskonak貯水池の40ヶ年の月別平均流入量を基準にして作成した流量マスカーブは、Fig. 9-3に示すとおりである。Köprücay川の河川流量は、豊水期(12~5月)と、渇水期(6~11月)に分かれている。40ヶ年の平均年間総流入量は $2,635 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、豊水期の流入量は $1,934 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。豊水期の流入量は渇水期の約2.8倍ある。また各年の貯水池流入量を経年的に見ると、長期にわたって大きな変動を示しており、40年間の最渇水年(1950年)の流入量は $1,539 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、最豊水年(1953年)は $4,387 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。

Beskonak計画の策定にあたっては、季節的および経年的変動を示す流入量を貯留調整してKöprücay川の豊富な水資源を有効に活用することを十分に考慮しなければならない。

Beskonak貯水池の貯水容量(Fig.9-4参照)は、流入量の経年的変動を調整するほど大容量ではなく、各年の季節的変動を年間調整する程度の規模である。したがって貯水池を有効に運用して、豊水期の流入量を貯留し、渇水期に補給することにより、発電出力の長期にわたる安定化を計る必要がある。

貯水池の満水位、および有効容量に関しては、経済的に最も有利な規模を選出しなければならない、ダムサイトの地形条件を勘案して貯水池の満水位の上限をEL. 155mとし、堆砂量、有効貯水容量等を考慮してEL. 155m, 150m, 145mの3ケースの比較検討を行なった。

堆砂量の計算結果より低水位の下限がEL. 115mとなることを考慮して、各満水位に対して、有効容量の比較検討を下記の各ケースについて行なった。

High Water Level (m)	Effective Storage Capacity (10^6 m^3)			
155	390	330	275	230
150	305	260	220	180
145	230	195	160	

満水位および有効容量の比較検討にあたって考慮した条件は下記の通りである。

- (1) 計画地点が比較的需要地に近いこと、また日負荷曲線が将来において徐々に尖頭化することを考慮し、Beskonak発電所は約6時間のピーク継続時間を分担するのが望ましいと判断した。
- (2) 貯水池の流入量と有効容量から求めた保証流量に対し、6時間のピーク継続時間に見合うようにBeskonak発電所の最大使用水量と設備出力を定めた。

(3) 本計画の便益は13.3で述べる代替火力発電所のkWならびにkWh当りの年経費を基準にして算定した。

(4) 本計画の経費は、工事費に均等化年経費率を乗じて算出した。

貯水池の満水位および有効容量について比較的検討した結果を、Table 9-1, Fig.9-5に示す。各ケースの経済性を比較検討した結果、満水位 E.L. 155m, 有効容量 $275 \times 10^6 m^3$ のケースのB/Cおよび(B-C)が最も大きく、経済的に最も有利な貯水池規模であった。したがってBeskonak貯水池は、満水位 E.L. 155m, 利用水深 20.5m, 有効貯水容量 $275 \times 10^6 m^3$ の規模を選定した。

Fig. 9-4 Beşkonak Reservoir Capacity and Area Curve

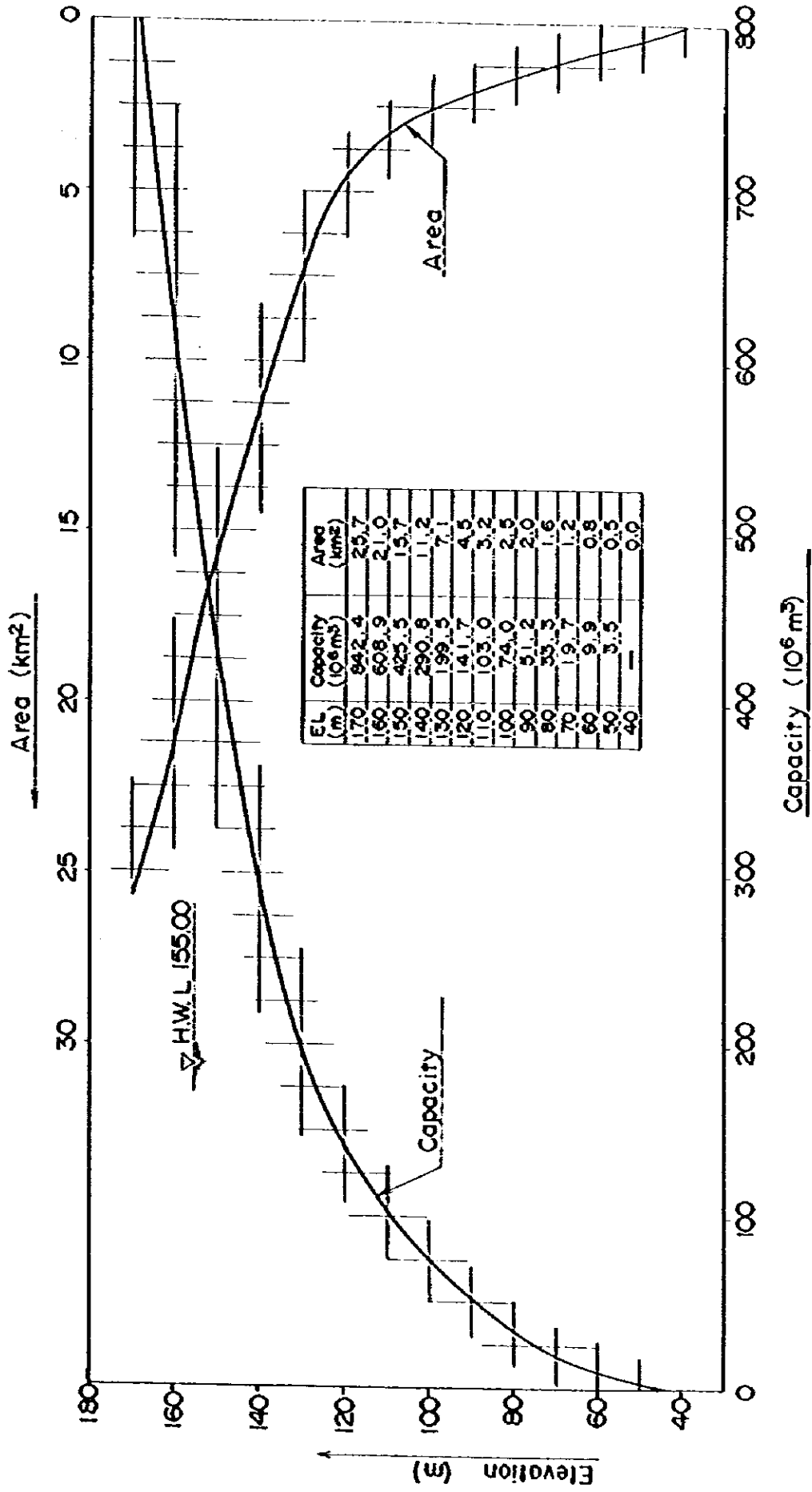
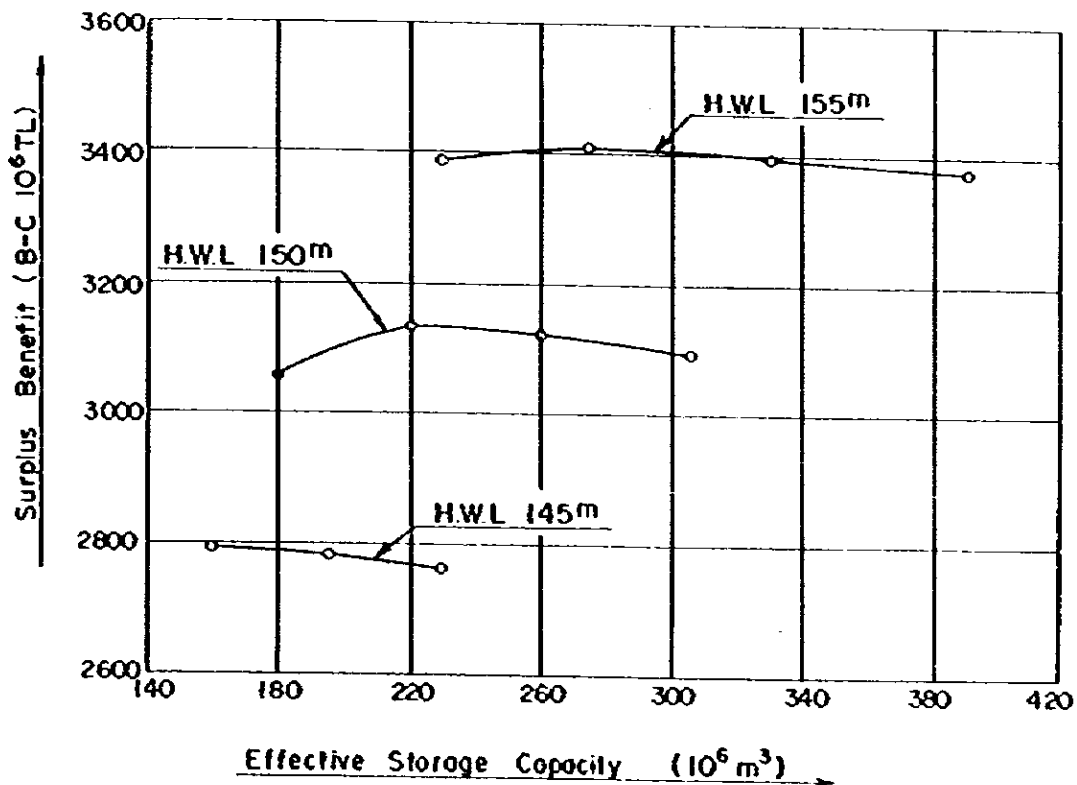
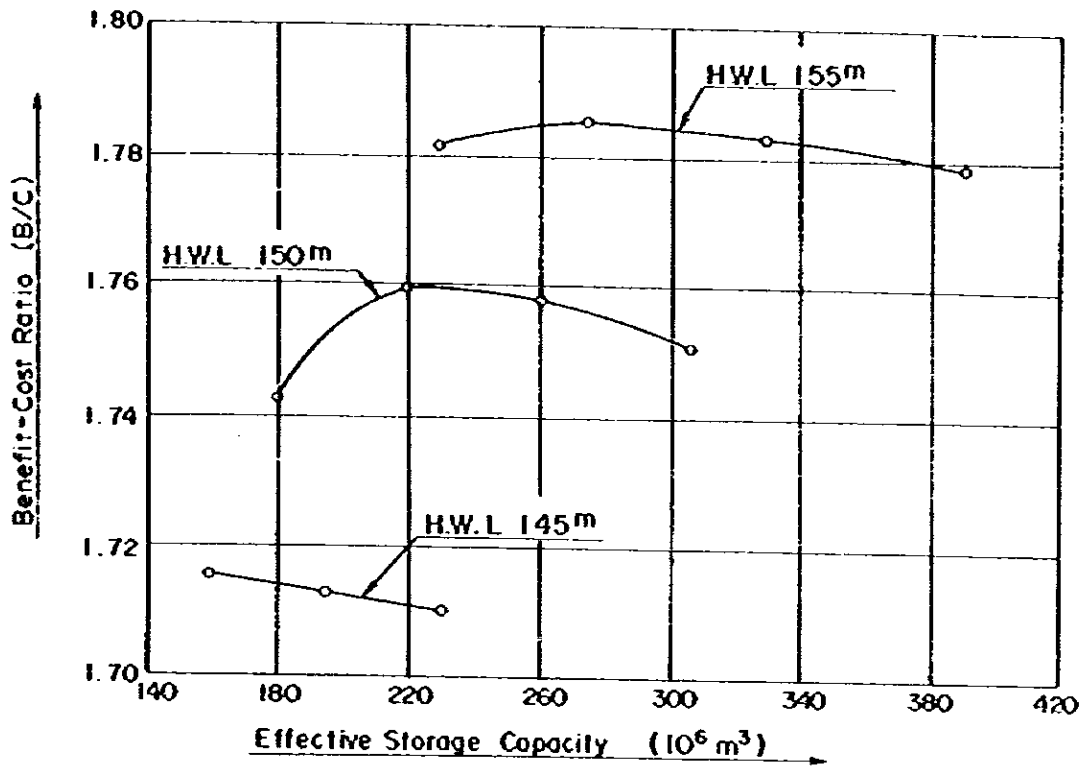


Table 9-1 Study on Optimum High Water Level and Effective Storage Capacity of Reservoir

Item	Unit	A-1	A-2	A-3	A-4	B-1	B-2	B-3	B-4	C-1	C-2	C-3
High Water Level	m	155	155	155	155	150	150	150	150	145	145	145
Low Water Level	m	115	127	134.5	139	115	125	131	136	115	122.5	128.5
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	507	507	507	507	425	425	425	425	349	349	349
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	390	330	275	230	305	260	220	180	230	195	160
Available Drawdown	m	40	28	20.5	16	35	25	19	14	30	22.5	16.5
Maximum Power Discharge	m ³ /sec	226	218	214	210	218	202	199	195	191	187	183
Effective Head	m	99	103	105	107	96	99	101	103	92	94.5	96.5
Installed Capacity	MW	200	200	200	200	180	180	180	180	160	160	160
Dependable Capacity	MW	169.7	167.5	165.4	163.3	150.9	149.7	148.4	142.6	132.7	131.8	130.4
Annual Energy Production	10 ⁶ kWh	671.0	677.7	683.7	685.9	643.3	649.2	652.9	655.4	608.3	611.9	616.3
Annual Benefit												
kWh Benefit	10 ⁶ kWh	5,086	5,137	5,183	5,199	4,876	4,921	4,949	4,968	4,611	4,638	4,672
kW Benefit	10 ⁶ kWh	2,632	2,598	2,565	2,533	2,340	2,322	2,302	2,212	2,058	2,044	2,022
Total (B)	10 ⁶ kWh	7,718	7,735	7,748	7,732	7,216	7,243	7,251	7,180	6,669	6,682	6,694
Construction Cost	10 ⁶ kWh	37,727	37,727	37,727	37,727	35,825	35,825	35,825	35,825	33,921	33,921	33,921
Annual Cost (C)	10 ⁶ kWh	4,339	4,339	4,339	4,339	4,120	4,120	4,120	4,120	3,901	3,901	3,901
Net Present Value (B - C)	10 ⁶ kWh	3,379	3,396	3,409	3,393	3,096	3,123	3,131	3,060	2,768	2,781	2,793
Benefit - Cost Ratio (B/C)	-	1.779	1.783	1.786	1.782	1.751	1.758	1.760	1.743	1.710	1.713	1.716

Fig.9-5 Study on Optimum High Water Level and Effective Storage Capacity of Reservoir



9.3.2 設備出力の検討

Beskonak 発電所の最大使用水量および設備出力は、所要ピーク継続時間に見合い、最も経済的な規模でなければならない。

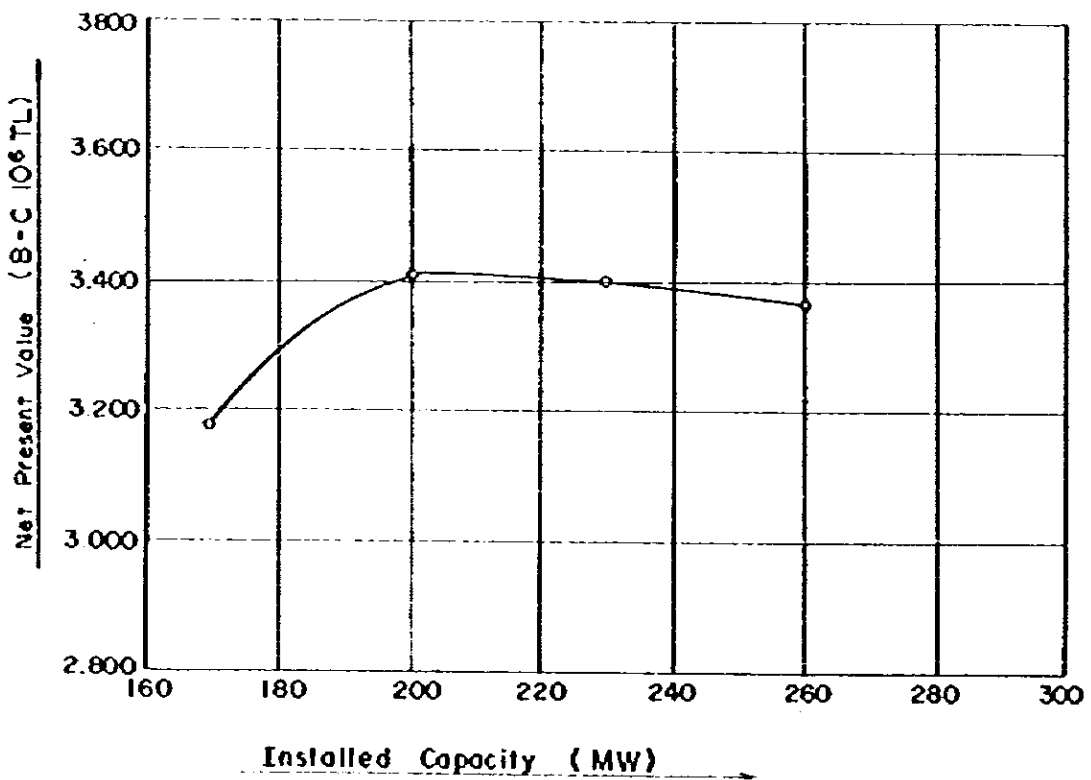
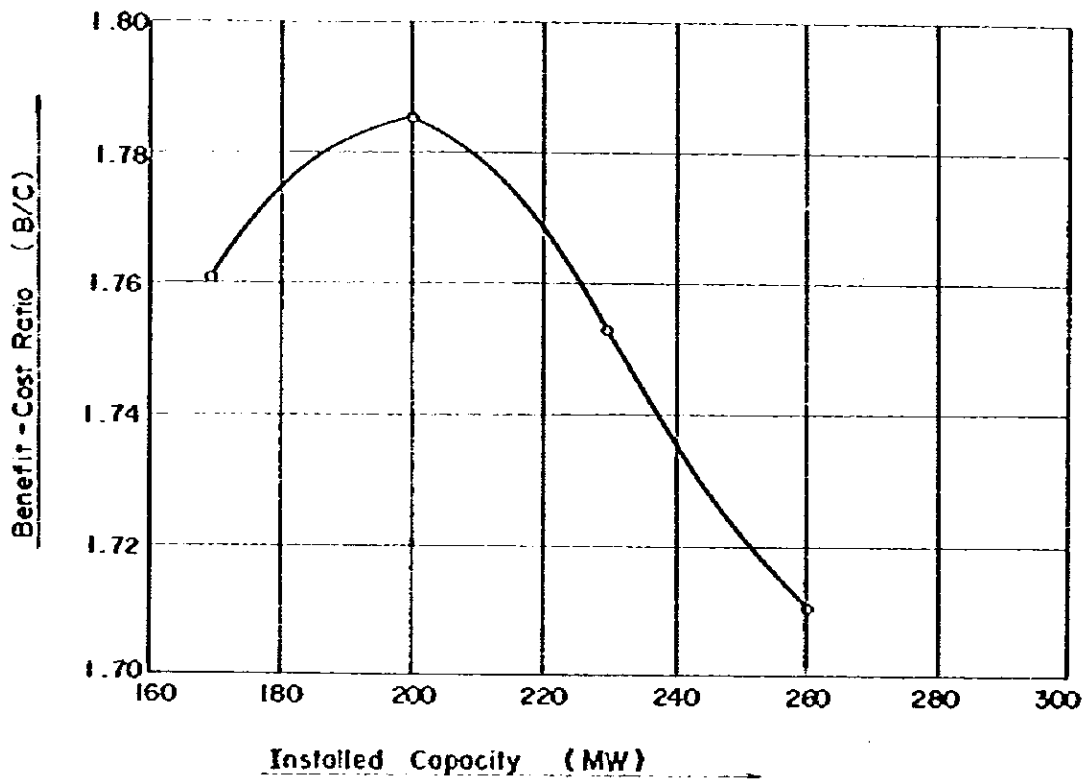
一般に設備出力を過大にすると出力が潜在化して経済性が悪くなる。反対に設備出力を小さく定めても、保証尖頭出力が限界最大出力により抑えられてピーク継続時間が長くなり、同様に経済性が悪い。

Beskonak 発電所の最適規模を選定するために、170MW、200MW、230MW、260MWの4ケースの比較検討を行なった。その結果をTable 9-2, Fig. 9-6に示す。各ケースの経済性を比較検討した結果、Beskonak 発電所の最適規模を設備出力 200MWに選定した。

Table 9-2 Study on Optimum Installed Capacity

Item	Unit	A	B	C	D
High Water Level	m	155.0	155.0	155.0	155.0
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	275	275	275	275
Maximum Power Discharge	m ³ /sec	182	214	246	279
Installed Capacity	MW	170	200	230	260
Dependable Capacity	MW	143.5	165.4	175.6	187.5
Annual Energy Production	10 ⁶ kWh	676.6	683.7	684.8	685.4
Annual Benefit					
kWh Benefit	10 ⁶ TL	5,129	5,182	5,191	5,195
kW Benefit	10 ⁶ TL	2,226	2,565	2,723	2,908
Total (B)	10 ⁶ TL	7,355	7,747	7,914	8,103
Cost					
Construction Cost	10 ⁶ TL	36,309	37,727	39,250	41,186
Annual Cost (C)	10 ⁶ TL	4,176	4,339	4,514	4,736
Net Present Value (B - C)	10 ⁶ TL	3,179	3,408	3,400	3,367
Benefit - Cost Ratio (B/C)	-	1.761	1.785	1.753	1.711

Fig. 9-6 Study on Optimum Installed Capacity



9.3.3 主機台数の検討

Beskonak 発電所では、9.1 で述べた下流利水を確保するために、灌漑期（6月～9月）に $30\text{m}^3/\text{s}$ の発電放流を24時間行なう必要がある。 $30\text{m}^3/\text{sec}$ という小流量で4ヶ月間の長期にわたり水車および発電機を運転しなければならないので電気機械的な面からいえば、下流利水専用の小規模の水車および発電機が必要となる。設備出力を200MWと定め、小規模の水車、発電機を含めた主機台数について下記の2ケースの比較検討を行なった。

Case	Installed Capacity (MW)	Units
A	200	155 MW 1 unit, 45 MW 1 unit
B	200	85 MW 2 units, 30 MW 1 unit

CASE A (155MW, 45MW) は、主機2台の規模が異なるため発電所の将来の保守の面からいえばケースBに劣る。一方、CASE A の電気機器工事費、及び発電所基礎工事費は、CASE B より安い。

上記2ケースの経済性を比較検討した結果を Table 9-3 に示す。CASE A の方が経済性が良いので、Beskonak 発電所には155MWおよび45MW、合計200MWの水車発電機を備えることにした。

Table 9-3 Study on Number of Units of Beskonak P.S.

Item	Unit	Case A	Case B
Installed Capacity	MW	200	200
Maximum Power Discharge	m ³ /sec	217	214
Number of Units	-	155 MW @1 unit 45 MW @1 unit	85 MW @2 units 30 MW @1 unit
Annual Energy Production	10 ⁶ kWh	659.9	683.7
Dependable Capacity	MW	161.8	165.4
Annual Benefit			
kWh Benefit	10 ⁶ TL	5,002	5,182
kW Benefit	10 ⁶ TL	2,509	2,565
Total (B)	10 ⁶ TL	7,511	7,747
Construction Cost	10 ⁶ TL	35,478	37,727
Annual Cost (C)	10 ⁶ TL	4,080	4,339
Net Present Value	10 ⁶ TL	3,431	3,408
Benefit - Cost Ratio (B/C)	-	1.841	1.785

9.4 逆調整池の検討

9.2 および 9.3 で述べたように Beskonak 計画の開発規模は、貯水池湧水位 E.L. 155 m、有効貯水容量 $275 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、最大使用水量 $217 \text{ m}^3/\text{s}$ 、設備出力 200 MW (155 MW, 45 MW) である。灌漑期間における下流利水は 45 MW の主機の運用により確保される。

Beskonak 発電所のピーク発電による放流水を下流で貯留調整し、均等放流することを目的として、Beskonak 発電所～Köprücay Diversion Dam 間に逆調整池 (Kisik ダム) および発電所を建設する計画が考えられる。下流に逆調整池がある場合には、Beskonak 発電所では下流利水を考慮せずに年間を通じてピーク運転をすることが可能となる。この場合には Beskonak 発電所には下流利水専用の小規模の水車発電機を備える必要がなく、100 MW の主機 2 台の設備出力 200 MW となる。Kisik 計画については第 15 章で詳細に述べることにし、Table 9-4 に開発方式の異なる下記 2 ケースの経済性の比較検討結果を示す。

CASE A: Beskonak 発電所 (155 MW + 45 MW = 200 MW)

CASE B: Beskonak 発電所 (100 MW \times 2 = 200 MW)

Kisik 発電所 (8 MW \times 2 = 16 MW)

CASE A は下流に逆調整池を設けない単独開発方式であり、下流利水は Beskonak 発電所の発電放流水により確保される。CASE B は Beskonak 発電所と Kisik 発電所を同時に開発する方式であり、Beskonak 発電所でピーク発電された放流水は Kisik ダムで貯留調整され、下流の Köprücay Diversion Dam へ均等放流される。

CASE A は、灌漑期間中に 24 時間発電放流を行なうために、年間発生電力量は CASE B に比較して少なく、 $659.9 \times 10^6 \text{ kWh}$ である。CASE B は、Köprücay 川の水資源を電源開発の面で最も理想的に開発する方式であり、年間発生電力量は、CASE A より $139 \times 10^6 \text{ kWh}$ 多く、 B/C は 1.789、 $B-C$ は $4.039 \times 10^6 \text{ TL}$ である。CASE A では Beskonak ダムの建設にあたって、補償その他の面で特に問題はない。一方、CASE B では Kisik ダムを築造することにより、ダム上流の平坦な農耕地が水没し、DSI の灌漑計画に多大な影響を与えることになる。

CASE A, B の 2 ケースについて検討を行なった結果、Beskonak 計画の最遠案として CASE A を選定した。その選定理由は下記の通りである。

- (1) CASE A は、年間発生電力量および有効出力ともに CASE B に比べて若干少ないが、計画実施にあたって特に問題点はない。しかし CASE B では Kisik ダムを建設することにより、すでに工事を一部実施中の Bucak-Akbas-Karatas 灌漑計画に抵触し、その約 70% の農耕地が水没する。したがって用地取得にはさまざまな困難を伴うことが懸念される。
- (2) CASE A の単独開発計画が実現された後に、Kisik 計画に関する諸問題が解決され、Kisik ダムおよび発電所の建設が可能となった場合には、CASE A の Beskonak 発電所をピーク発電専用の運用に変えることができる。この場合、Beskonak 発電所の年間発生電力量は、 $43.1 \times 10^6 \text{ kWh}$ 、有効出力は 29.5 MW の増加が見込まれる。この Beskonak 発電所の増加便

益も併せて考慮すると、Kisik計画の経済性は1982年3月時点でB/Cは1.638、B-Cは 654×10^4 TLとなる。

Table 9-4 Study on Optimum Development System

Item	Unit	Case A			Case B		
		Beskonak	Beskonak	Kisik	Beskonak	Kisik	Total
Name of Power Station	-						
Installed Capacity	MW	200	200	16	200	16	216
Number of Units	-	155 MW@1 unit 45 MW@1 unit	100 MW @2 units	8 MW @2 units			-
Annual Energy Production	10 ⁶ kWh	659.9	703.0	95.9			798.9
Dependable Capacity	MW	161.8	191.3	10.8			202.1
Annual Benefit							
kWh Benefit	10 ⁶ TL	5,002	5,329	727			6,056
kW Benefit	10 ⁶ TL	2,509	2,967	167			3,134
Total (B)	10 ⁶ TL	7,511	8,296	894			9,190
Construction Cost	10 ⁶ TL	35,478	35,876	8,910			44,786
Annual Cost (C)	10 ⁶ TL	4,080	-	-			5,151
Net Present Value (B - C)	10 ⁶ TL	3,431	-	-			4,039
Benefit - Cost Ratio (B/C)	-	1.841	-	-			1.784

以上の 9.3 および 9.4 の検討の結果、Beskonak 計画は、貯水池満水位 EL. 155m, 有効貯水容量 $257 \times 10^6 \text{ m}^3$, 利用水深 20.5m, 最大使用水量 $217 \text{ m}^3/\text{s}$, 設備出力 200MW (155MW+45 MW) の規模を選定した。

1940年10月～1980年9月の40年間においてBeskonak貯水池を運用した時の使用水量, 蒸発量, 溢水量をTable 9-5に示す。また各月の貯水量, 補給量および貯水池水位をFig. 9-7に, Beskonak発電所の各月の発生電力量をTable 9-6, Fig. 9-8に示す。

Table 9-5 Summary Operation Study of Beşkonak Reservoir

Year	Inflow (10 ⁶ m ³)	Evaporation (10 ⁶ m ³)	Outflow for Energy (10 ⁶ m ³)	Outflow from Spillway (10 ⁶ m ³)
1941	3,277.9	20.0	3,195.7	62.1
1942	3,077.9	19.8	3,058.1	0.0
1943	2,670.2	20.1	2,650.2	0.0
1944	3,138.7	19.7	3,112.9	6.1
1945	2,861.9	20.0	2,841.9	0.0
1946	3,324.0	20.6	3,254.2	0.0
1947	2,507.3	20.0	2,636.4	0.0
1948	2,779.2	19.9	2,759.2	0.0
1949	1,905.0	18.9	1,888.0	0.0
1950	1,539.3	18.7	1,551.3	0.0
1951	2,536.8	20.0	2,365.3	0.0
1952	2,361.5	20.7	2,459.9	0.0
1953	4,386.9	20.2	3,578.1	788.6
1954	2,031.9	19.2	2,062.8	0.0
1955	2,438.3	19.6	2,418.7	0.0
1956	2,111.0	19.3	2,091.7	0.0
1957	1,574.3	18.6	1,584.6	0.0
1958	2,850.7	19.5	2,632.2	170.0
1959	2,180.1	19.3	2,121.9	67.5
1960	2,022.1	19.3	1,974.2	0.0
1961	2,145.5	18.7	2,161.3	0.0
1962	2,167.0	19.1	2,113.4	0.0
1963	3,129.8	19.8	3,169.9	0.0
1964	1,734.5	19.3	1,715.2	0.0
1965	3,048.8	19.5	2,976.0	53.3
1966	3,839.7	19.9	3,330.2	439.7
1967	2,700.0	19.7	2,650.2	0.0
1968	3,228.1	20.0	3,179.1	28.5
1969	3,250.9	19.9	3,201.3	30.1
1970	3,371.4	19.8	3,278.1	73.5
1971	2,279.1	19.5	2,259.6	0.0
1972	1,957.2	19.6	1,937.6	0.0
1973	1,954.1	19.1	1,934.9	0.0
1974	1,964.4	19.2	1,945.3	0.0
1975	3,021.3	19.7	3,001.5	0.0
1976	2,486.8	20.1	2,456.7	0.0
1977	2,439.6	20.0	2,419.6	0.0
1978	3,186.5	19.5	2,951.6	215.4
1979	3,082.2	20.1	2,914.7	147.4
1980	2,682.1	20.0	2,662.1	0.0
Average	2,634.8	19.7	2,551.8	59.3

Fig. 9-7 Reservoir Operation (1)

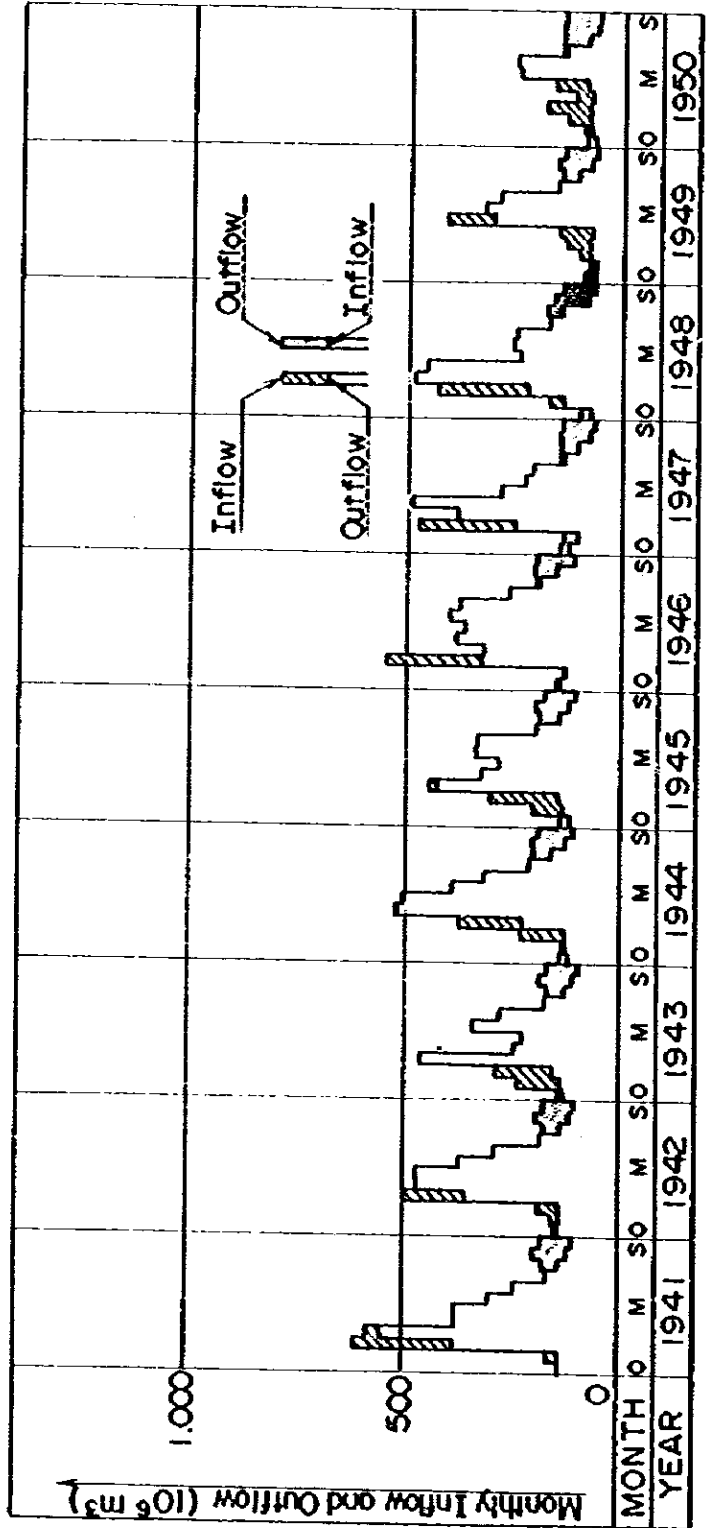
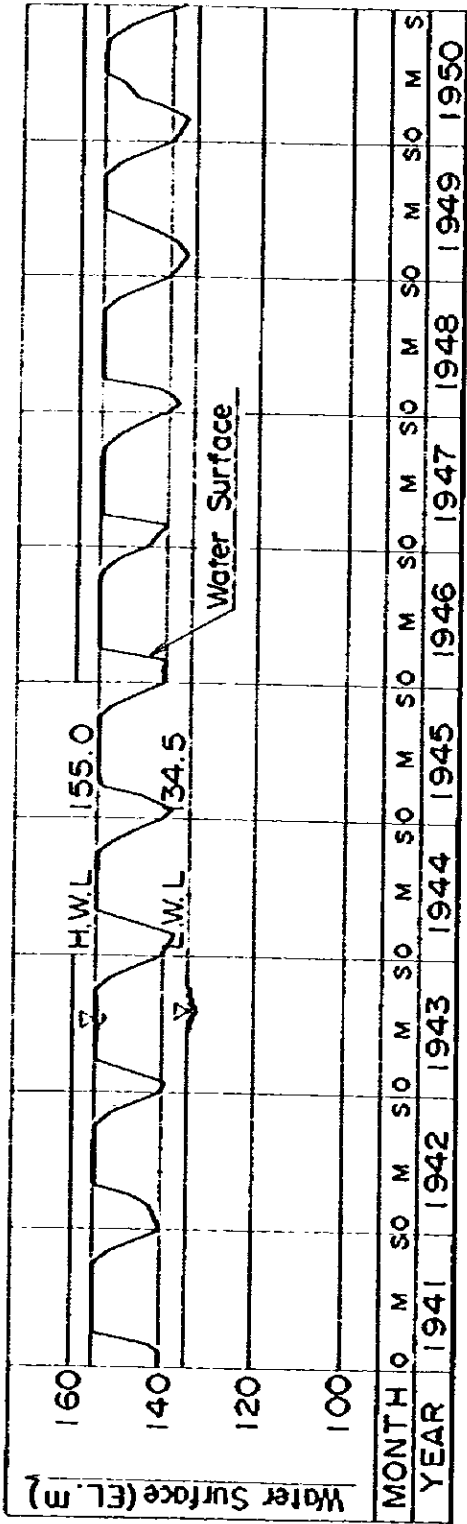


Fig. 9-7 Reservoir Operation (2)

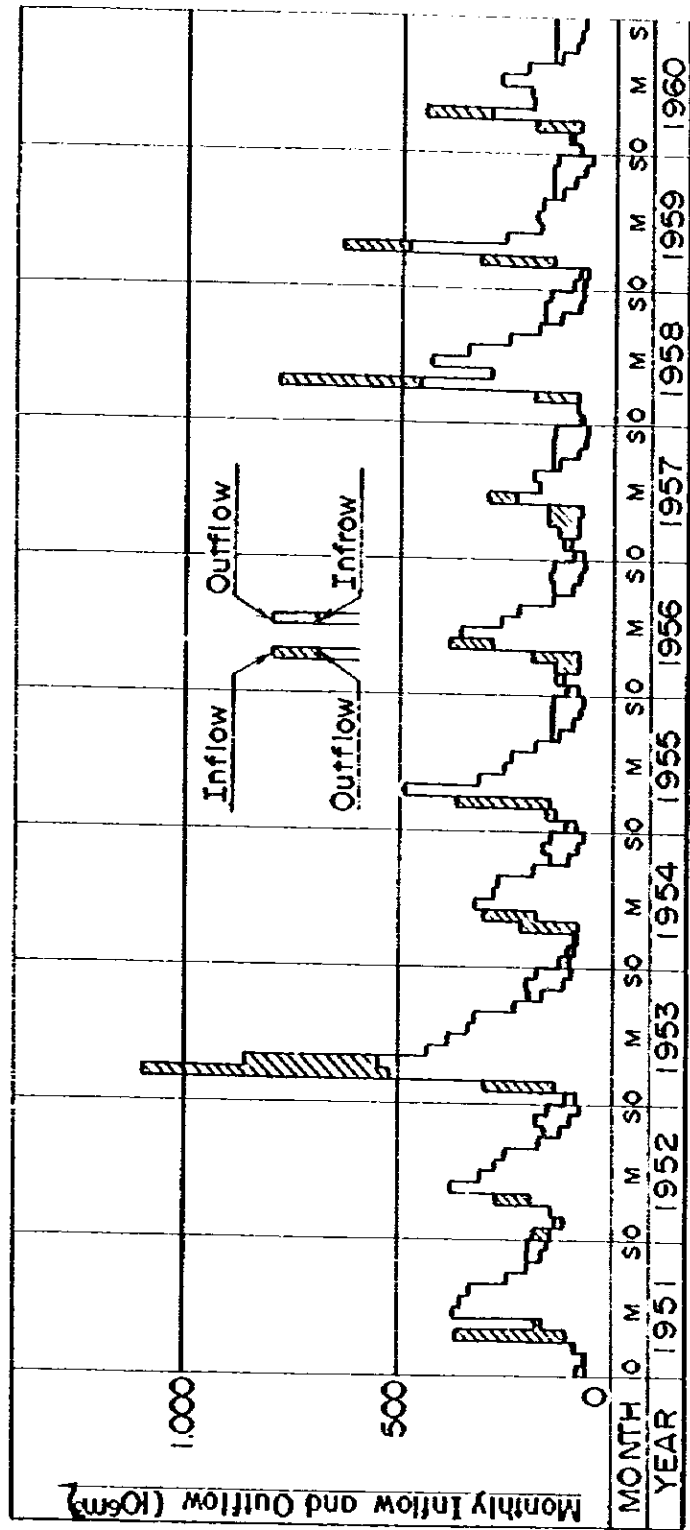
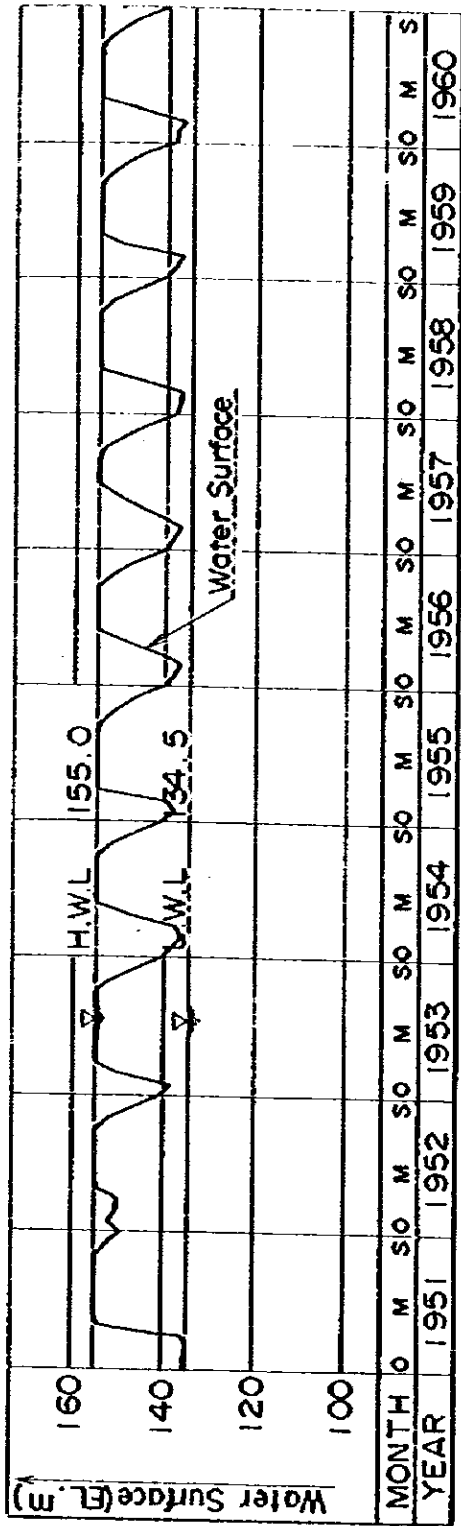


Fig. 9-7 Reservoir Operation (3)

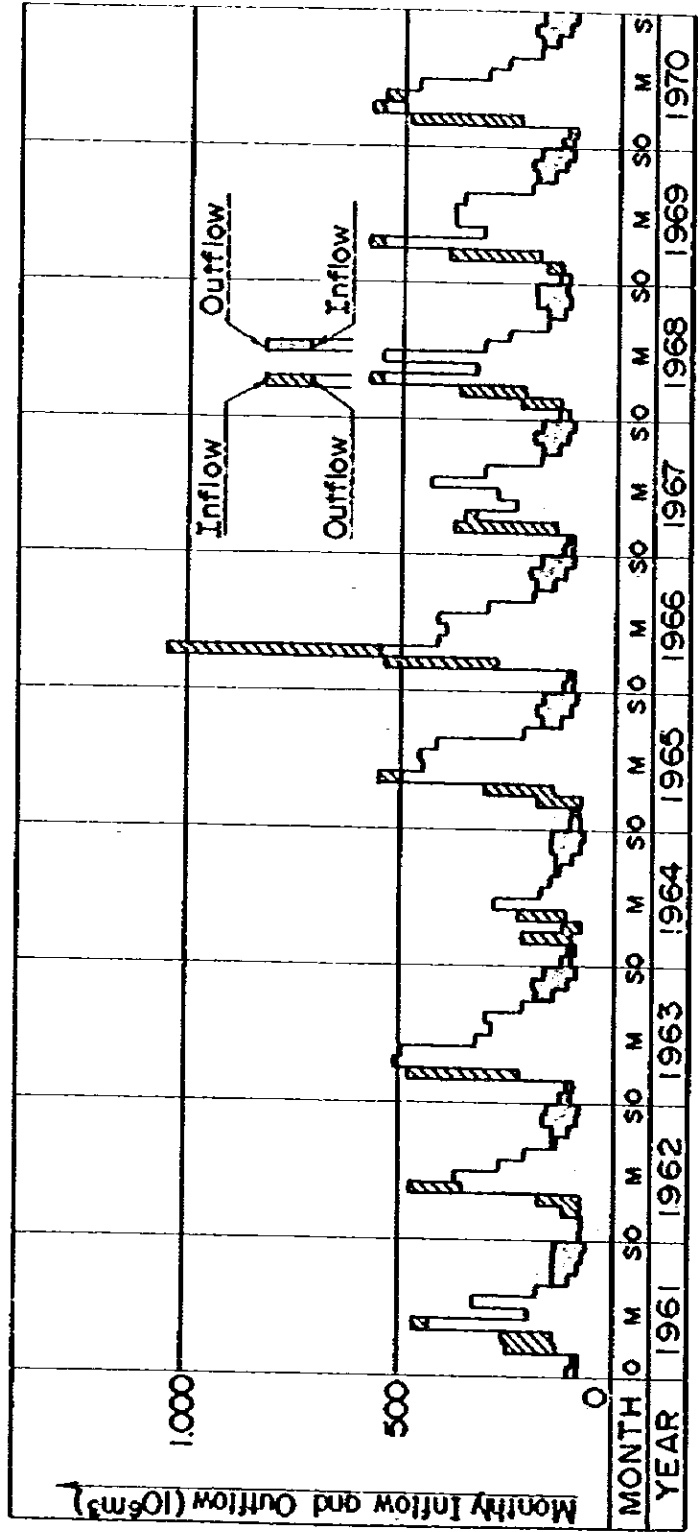
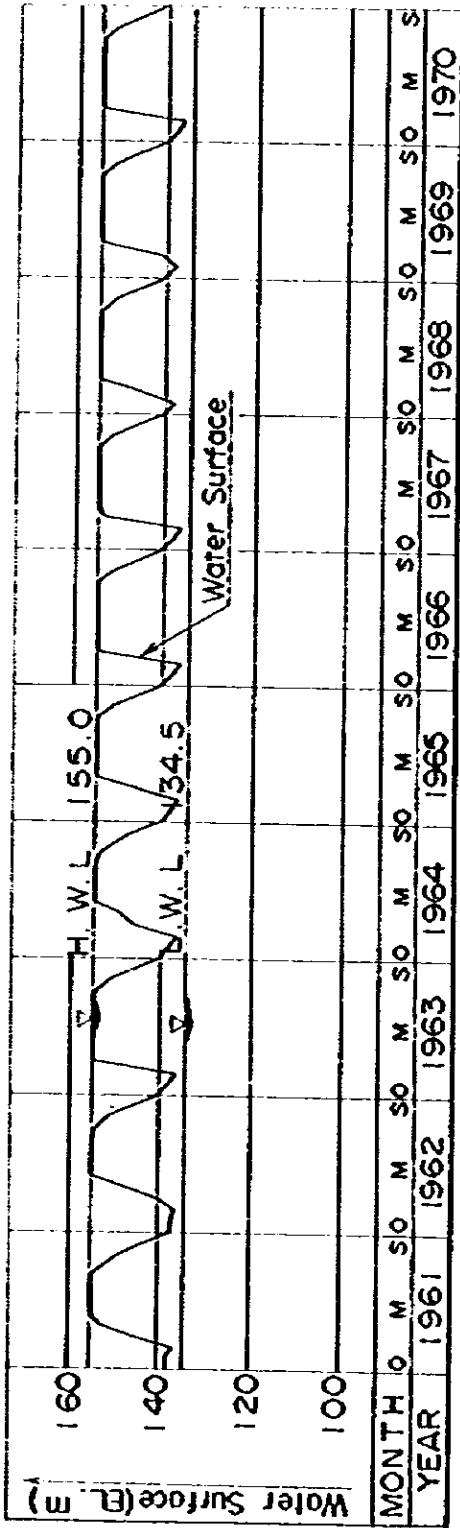


Fig. 9-7 Reservoir Operation (4)

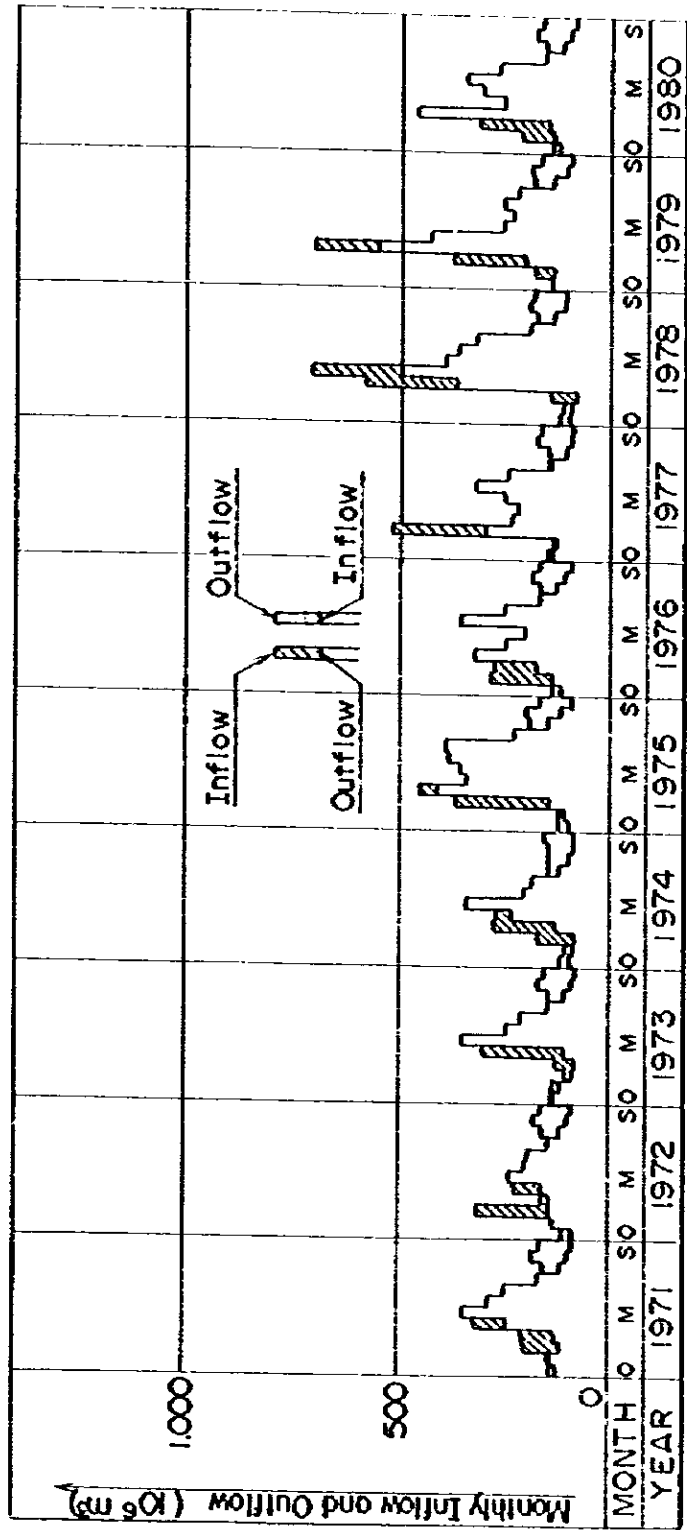
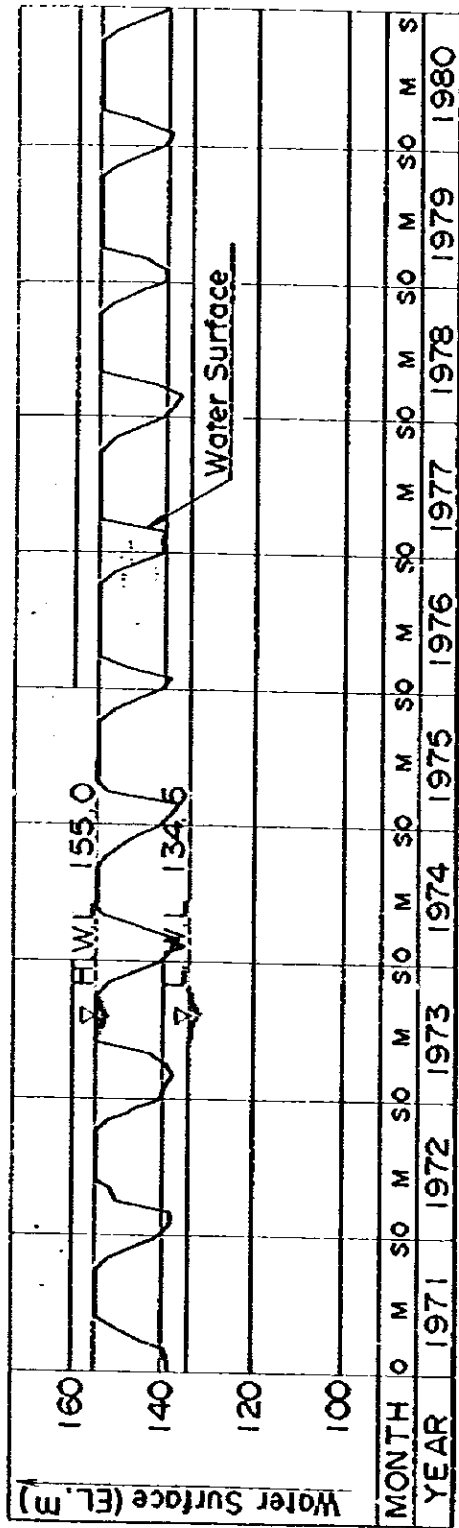


Table 9-6 Energy Production of Beqkonak P.S.

Year	Units: GWh												Total
	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	
1961	32.7	32.2	95.7	142.7	97.7	97.7	76.6	61.3	43.3	46.4	50.9	44.6	825.0
1962	33.0	32.4	33.6	91.0	120.7	121.2	95.5	73.5	46.8	45.6	50.4	44.1	787.7
1963	32.6	33.3	38.8	119.8	62.6	57.6	87.7	71.5	45.0	44.1	49.0	42.2	684.1
1964	32.5	30.8	30.3	57.6	133.5	130.6	99.7	79.6	53.1	51.3	52.3	47.0	798.2
1965	32.4	32.3	35.1	110.2	82.8	72.3	86.7	84.6	49.3	48.6	51.6	63.9	730.8
1966	33.0	31.8	83.1	81.5	98.7	93.3	102.2	96.1	66.4	51.1	51.6	50.4	839.2
1967	34.6	32.3	62.7	97.6	125.2	72.0	56.8	52.2	37.8	37.7	38.1	35.3	692.2
1968	23.3	31.5	56.0	124.5	117.0	61.2	65.0	63.6	43.8	47.3	43.1	35.6	712.8
1969	22.2	18.4	19.1	19.7	18.7	77.6	82.2	73.7	39.9	38.2	41.1	34.9	485.7
1970	21.0	21.8	19.3	20.5	19.2	22.9	62.7	64.5	37.8	37.7	37.4	34.1	398.9
1971	18.9	14.5	18.6	26.8	42.4	95.4	90.5	85.5	62.3	51.0	51.3	50.4	607.6
1972	36.3	35.1	36.4	48.2	97.3	79.3	70.3	64.4	44.6	42.6	47.2	37.8	639.5
1973	25.5	33.8	133.5	142.7	112.3	99.4	86.6	83.4	58.7	51.3	52.3	43.7	925.2
1974	29.3	24.5	19.0	20.1	46.5	83.0	71.4	69.2	48.5	38.2	43.0	36.2	528.8
1975	26.2	31.2	36.7	126.8	81.5	65.6	61.4	46.7	37.3	37.7	37.6	35.5	624.1
1976	25.4	30.4	19.4	20.6	73.7	92.1	68.2	57.3	37.7	37.7	39.2	35.9	537.6
1977	22.3	26.6	19.3	20.3	19.1	59.1	44.1	48.5	37.3	37.7	37.3	34.1	405.8
1978	19.0	19.8	19.8	117.8	73.4	110.9	87.8	63.4	45.5	43.3	42.7	37.2	680.6
1979	23.1	18.7	34.5	124.7	65.8	43.9	47.1	42.5	37.3	37.7	37.4	34.2	547.0
1980	19.2	25.4	19.8	75.1	49.4	50.5	68.6	52.4	37.3	37.7	37.6	36.1	509.0
1981	25.5	22.1	32.2	36.3	111.4	51.1	84.6	45.6	37.3	37.7	37.0	33.8	554.7
1982	19.0	19.0	19.3	20.4	91.1	95.1	68.5	53.5	37.8	37.7	44.0	39.5	544.8
1983	30.2	25.8	56.4	132.7	128.2	83.2	73.7	77.6	54.0	48.5	49.4	43.4	801.1
1984	29.9	25.5	25.1	20.9	30.4	73.3	44.6	38.3	37.3	37.7	39.6	37.6	440.2
1985	25.4	23.8	19.8	37.4	128.9	115.8	118.1	107.3	54.3	46.1	48.8	42.2	767.8
1986	29.7	26.6	71.5	142.7	106.5	102.1	107.2	76.9	49.3	46.9	52.3	44.1	857.8
1987	29.9	27.2	34.9	85.7	60.9	71.7	111.8	79.0	46.3	46.5	51.0	44.0	639.1
1988	32.4	32.6	55.8	142.7	85.7	141.7	80.0	65.6	42.5	43.4	49.7	48.3	820.5
1989	32.4	31.5	47.0	142.7	80.8	98.5	98.7	92.8	51.5	49.9	52.3	45.6	823.7
1990	31.7	27.3	58.1	142.7	128.9	121.1	78.1	65.3	46.8	47.4	51.1	44.4	843.9
1991	32.5	31.2	27.4	32.6	62.1	87.9	72.9	62.7	42.9	40.4	46.8	40.4	579.8
1992	26.1	30.7	34.9	36.3	40.5	60.5	51.3	49.1	37.7	41.8	47.1	40.8	496.9
1993	32.7	31.1	20.5	19.8	27.6	89.6	62.0	53.2	37.8	37.7	44.5	38.6	495.0
1994	27.8	23.7	19.7	32.8	59.5	87.0	51.9	46.7	37.3	37.7	37.6	38.8	500.4
1995	28.7	28.2	34.9	105.9	86.7	91.0	95.3	99.7	57.0	48.8	51.2	43.3	771.6
1996	32.4	33.7	44.5	82.7	62.7	51.7	90.7	63.7	42.5	43.2	48.3	41.1	637.1
1997	33.0	31.9	25.5	59.8	55.3	63.7	81.5	61.8	37.8	37.7	44.8	41.3	624.0
1998	28.9	25.7	19.4	93.9	128.9	100.4	93.2	81.3	48.9	45.5	49.3	44.5	759.8
1999	32.9	32.8	51.5	142.7	109.8	65.1	59.3	64.6	55.4	47.9	48.8	41.7	752.5
2000	32.5	32.6	37.8	118.4	64.5	78.2	88.1	67.4	40.7	40.3	46.4	40.1	637.4
Ave.	28.4	28.0	40.6	80.4	79.7	82.8	78.2	67.2	45.1	43.2	45.8	40.5	659.9

Fig. 9-8 Monthly Energy Production of Beşkonak P.S (I)

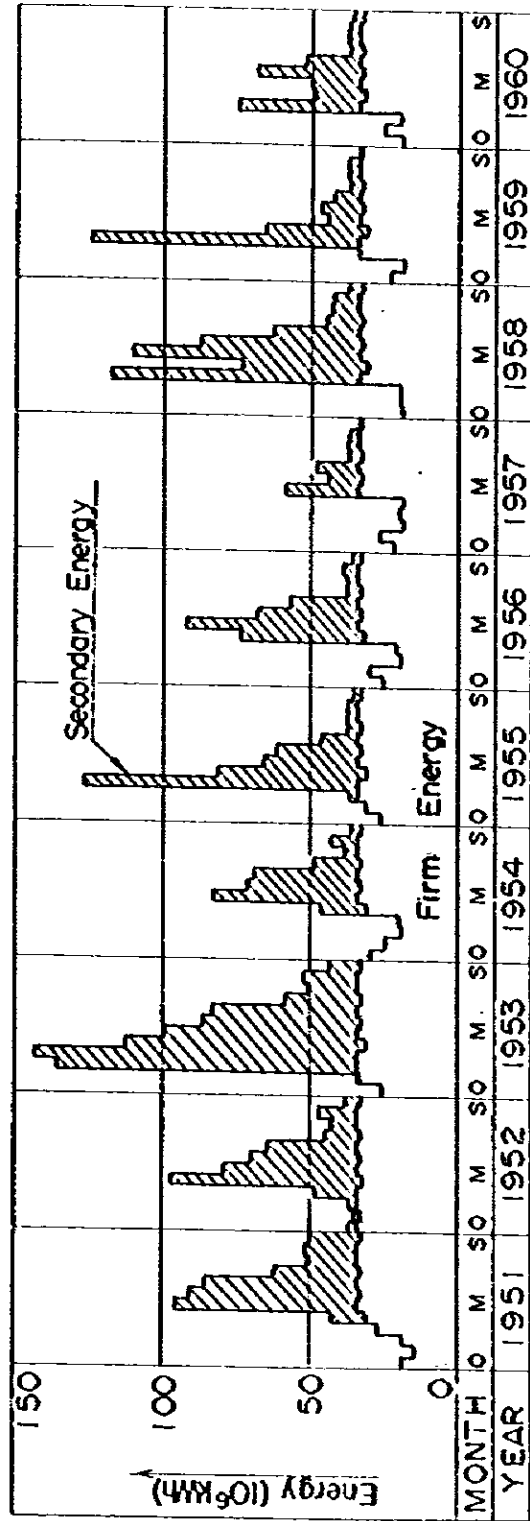
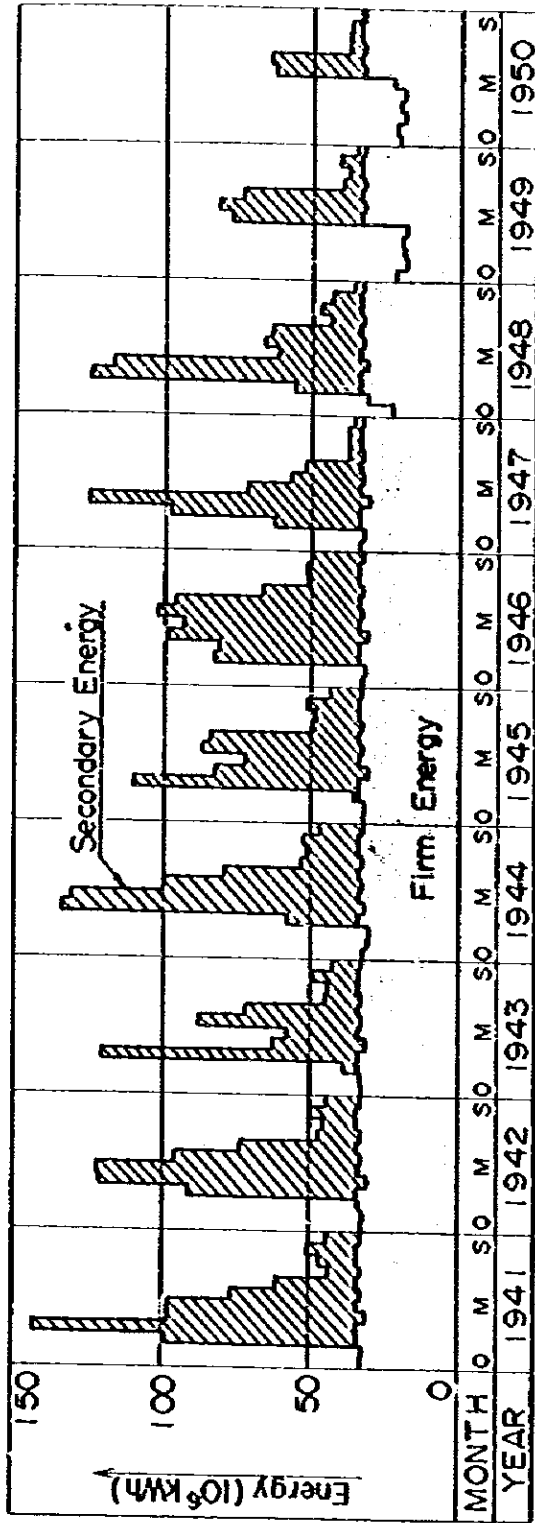
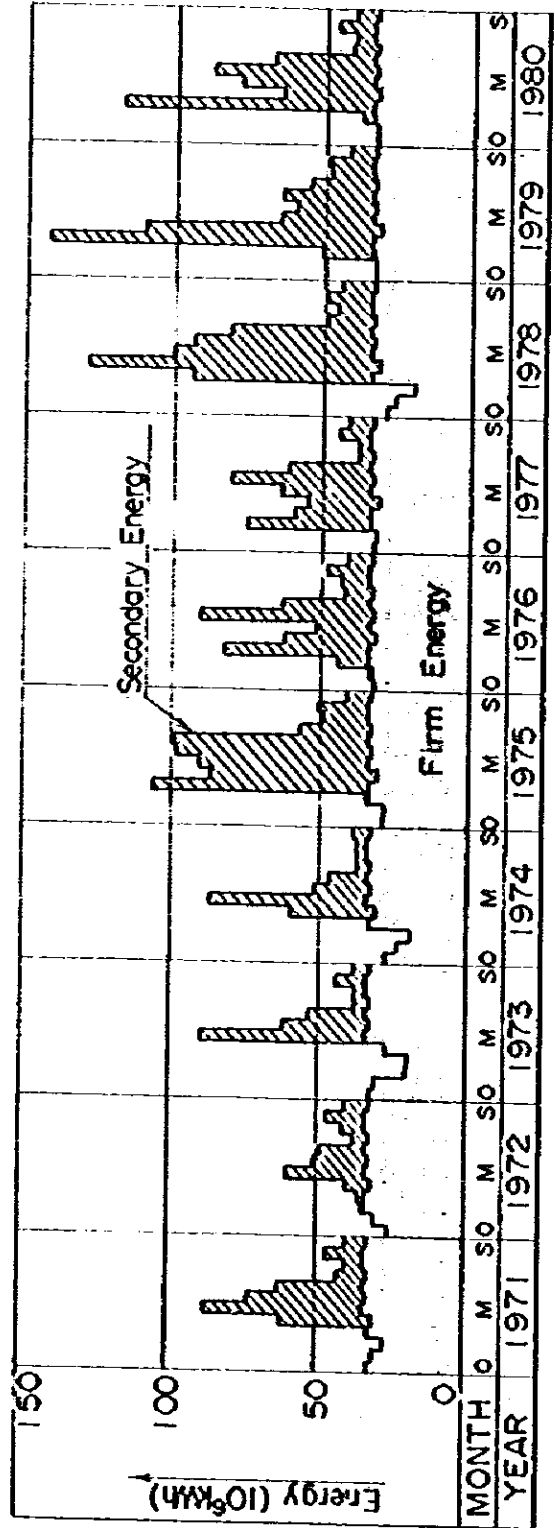
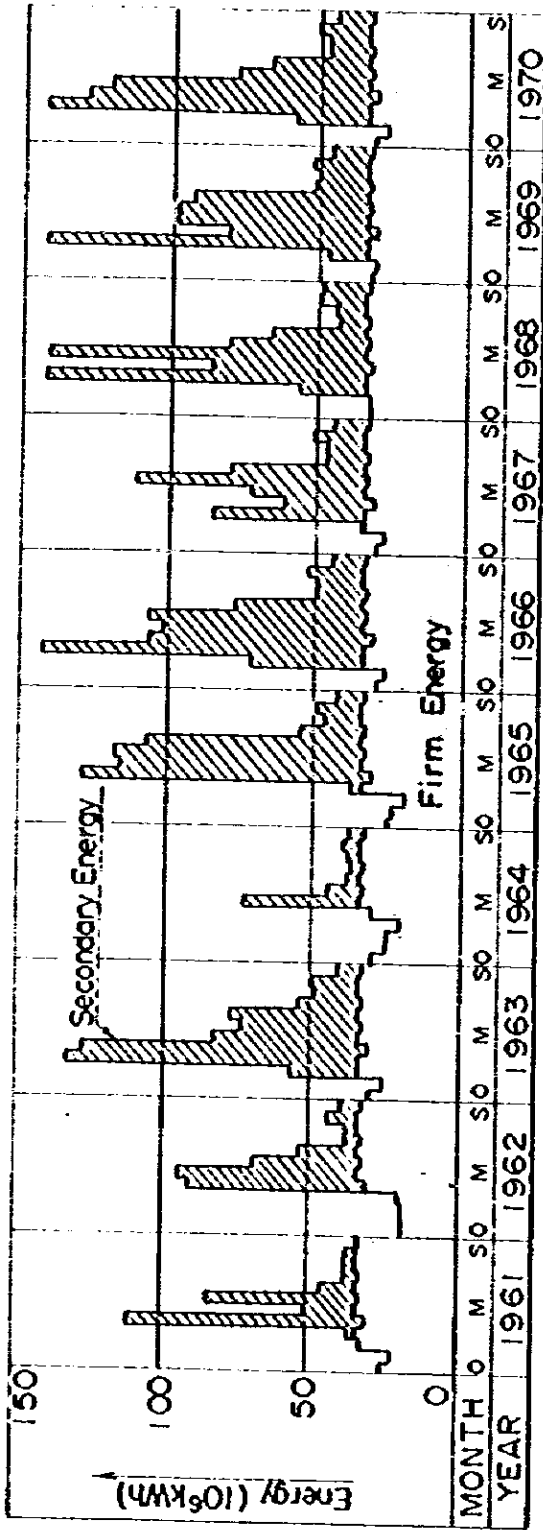


Fig. 9-8 Monthly Energy Production of Beşkonak P.S (2)



第10章 送電線計画および系統解析

第 10 章 送電線計画および系統解析

10.1	電力系統の概要	X - 1
10.2	Beskonak 計画の送電計画	X - 5
10.2.1	受電変電所および引込先	X - 5
10.2.2	電線サイズの選定	X - 5
10.2.3	回線数	X - 5
10.2.4	送電線の亘長	X - 5
10.2.5	送電パターン	X - 6
10.3	系統解析	X - 11
10.3.1	系統計算条件	X - 11
10.3.2	Beskonak 計画の送電計画	X - 19
10.3.3	380 kV 基幹系統の解析	X - 33
10.4	経済性の検討	X - 18
10.5	結 論	X - 18
10.6	系統解析への提言	X - 48

LIST OF FIGURES

- Fig. 10-1 380 kV Transmission System in 1982
- Fig. 10-2 Transmission System of Antalya Region (in 1982)
- Fig. 10-3 Impedance Map of 380 kV Network in 1993
- Fig. 10-4 Transmission Patterns of Beskonak Power Station and their Power Flow Diagrams
- Fig. 10-5 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault (Pattern-A)
- Fig. 10-6 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault (Pattern-B, C)
- Fig. 10-7 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault (Pattern-D)
- Fig. 10-8 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault (Pattern-E)
- Fig. 10-9 Voltage and Power-output Perturbation of Beskonak following 3 ϕ G-fault (Pattern-B, -C)
- Fig. 10-10 Voltage and Power-output Perturbation of Beskonak following 3 ϕ G-fault (Pattern-D)
- Fig. 10-11 Voltage and Power-output Perturbation of Beskonak following 3 ϕ G-fault (Pattern-E)
- Fig. 10-12 Short-Circuit Current (3-Phase Faults)
- Fig. 10-13 Power Flow Diagram of 380 kV Network (Pattern-1)
- Fig. 10-14 Power Flow Diagram of 380 kV Network (Pattern-2)
- Fig. 10-15 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault at Elbistan (Pattern-1)
- Fig. 10-16 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault at Elbistan (Pattern-2)
- Fig. 10-17 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault at Ilisu (Pattern-1)
- Fig. 10-18 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault at Ilisu (Pattern-2)
- Fig. 10-19 Current-Carrying Capacity

LIST OF TABLES

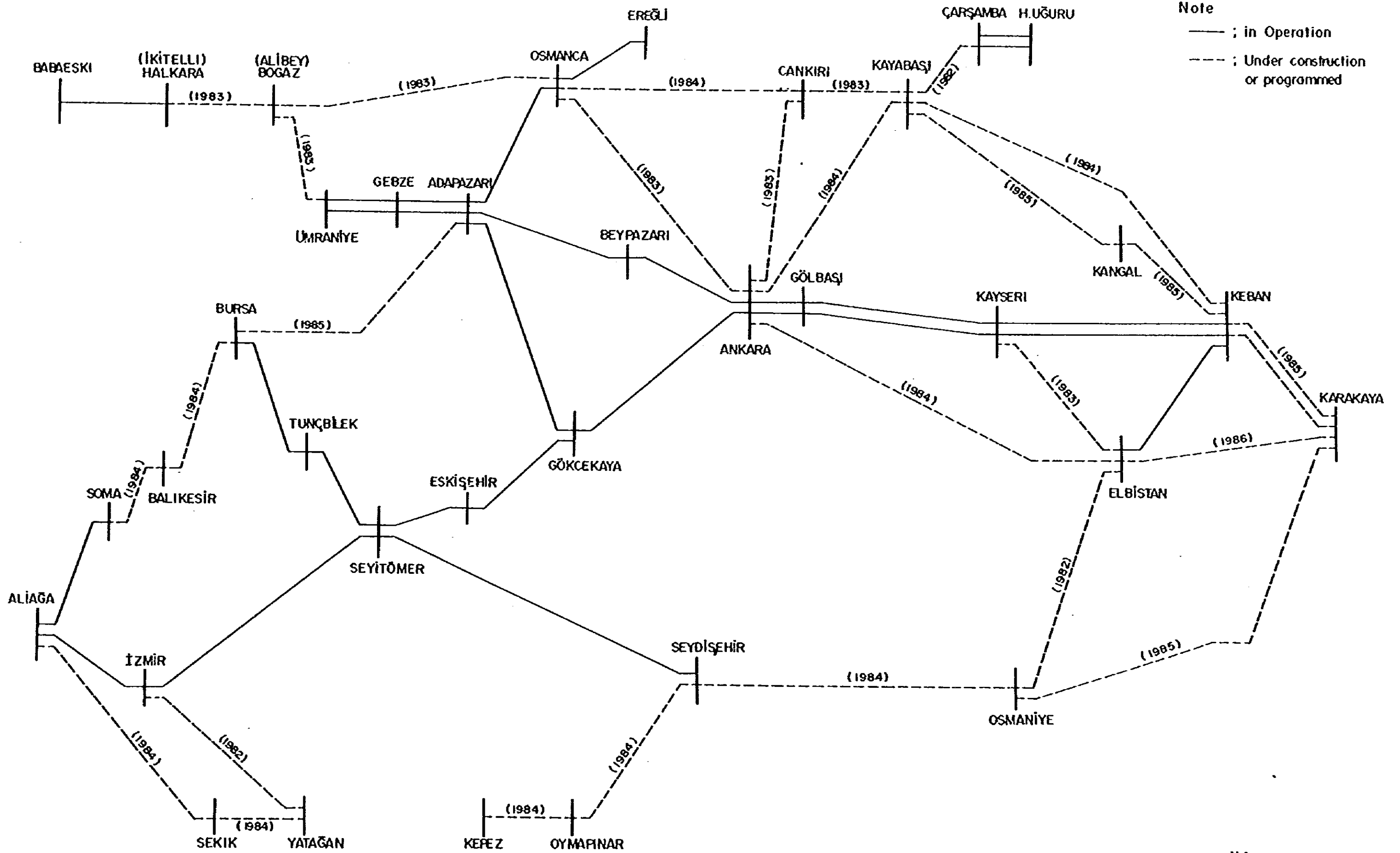
- Table 10-1 Economic Comparison of Transmission for Beskonak
- Table 10-2 Ratings of Generators and Transformers used for Calculation
- Table 10-3 Demands of Sub-stations Used for Calculation
- Table 10-4 Comparison with Power Flow Patterns of 380 kV Network

第 10 章 送電線計画および系統解析

10.1 電力系統の概要

トルコ国内の電力系統の主要送電線網は、上位電圧から 380 kV と 154 kV で構成されている。電力の主要消費地が Istanbul や Izmir を中心とするトルコ国西部であるのに対して、主要電源地帯はこれらの消費地から 1,000 km 以上離れた東部に偏在している。このため両地点を結ぶ 380 kV 送電線の潮流は、すべての区間で西向きとなっており、安定度を維持するため一部区間に直列コンデンサが適用されている。Fig. 10-1 にトルコ国内の 380 kV 送電系統図を示す。

Fig. 10-1 380KV Transmission System in 1982



Note

- ; in Operation
- - - ; Under construction or programmed

10.2 Beskonak 計画の送電計画

Antalya 市の電力需要は、本計画の運用が予定されている 1993 年頃には、約 500 MW にのぼると予想されている。このため Beskonak 発電所の電力はその全量が Antalya 市で消費されるものとして送電計画を策定した。

送電パターンを作成するにあたって検討を行った点は次の事項である。

- ・受電変電所
- ・送電々圧
- ・電線サイズ
- ・回線数
- ・送電線互長

10.2.1 受電変電所および引込先

Antalya 市にある変電所を受電変電所とし、送電線の引込先として次の 2ヶ所を選定した。

(1) Kepez 変電所

(2) Beskonak の近傍を通る 380 kV 計画送電線

この他に既設 154 kV 送電線へ接続する案もあるが、Beskonak 発電所の電力を送電するには、同送電線の熱容量が不十分であるので検討の対象外とした。Fig. 10-2 に Kepez 電力系統図と Beskonak 送電線ルートを示す。

10.2.2 電線サイズの選定

現在 TEK が採用している電圧階級の電線サイズは

154 kV : 477 MCM, 795 MCM

380 kV : 954 MCM × 2B, 954 MCM × 3B

となっており、これらの中から適正なサイズを選定した。

10.2.3 回線数

送電線の回線数は、1回線と2回線の各々について検討を行った。

10.2.4 送電線の互長

Beskonak 計画地点～Kepez 変電所 : 65 km

Beskonak 計画地点～380 kV 計画送電線 : 25 km

10.2.5 送電パターン

前記の検討項目を整理し、次の5パターンを作成した。

Transmission Pattern	Voltage (kV)	Conductor	No. of Circuits	Length (km)	Lead-in Point
A	154	795 MCM	1	65	Kepez
B	154	477 MCM	2	65	Kepez
C	154	795 MCM	2	65	Kepez
D	380	954 MCM x 2B	1	25	380 kV line
E	380	954 MCM x 2B	2	25	380 kV line

各送電パターンの系統構成を Table 10-1 に示す。

Fig. 10-2 Transmission System of Antalya Region (in 1982)

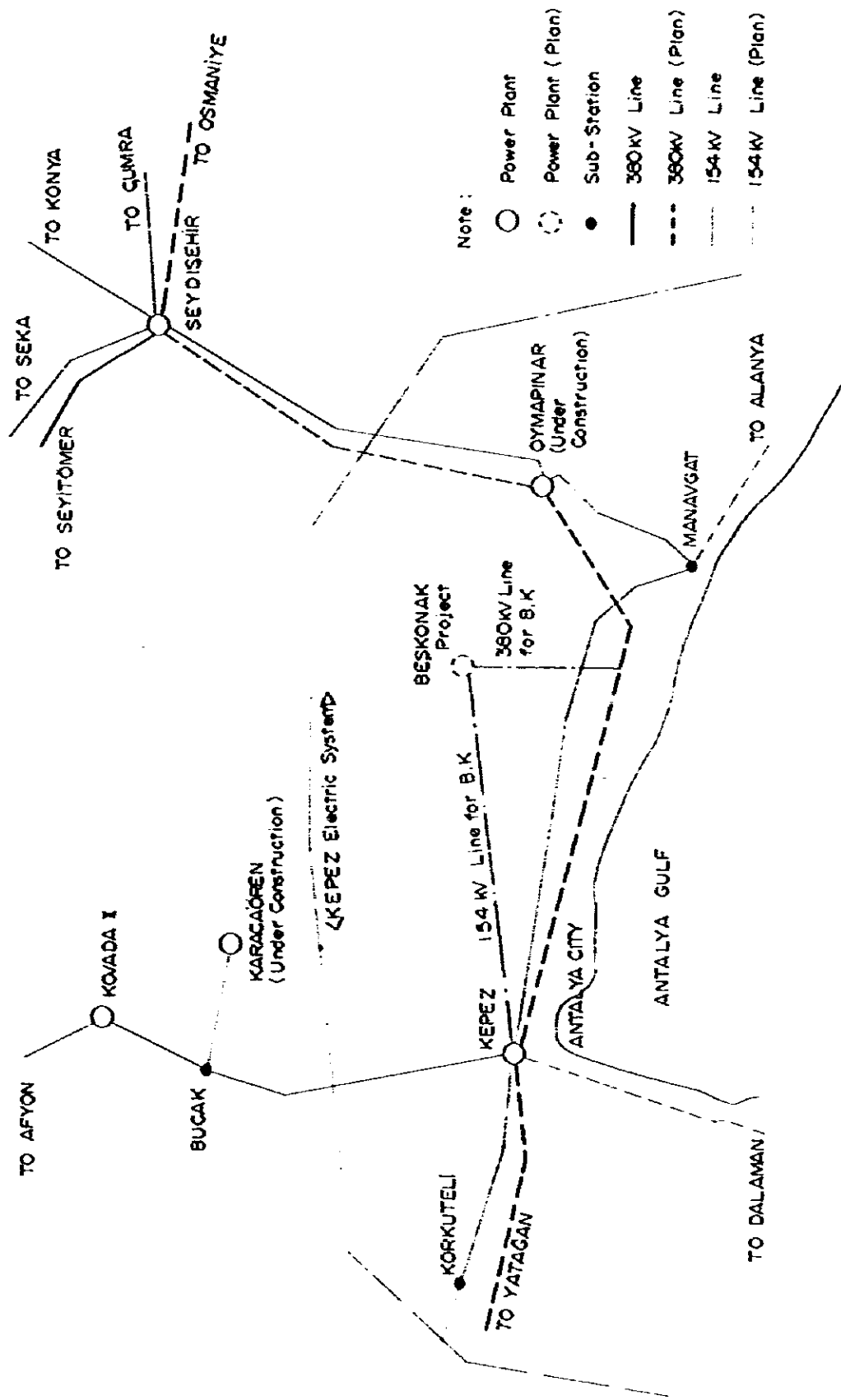


Table 10-1 Economic Comparison of Transmission for Beskonak

Transmission Pattern	(A) 154 kV Line (1-circuit)	(B) 154 kV Line (2-circuit) 477 MCM x 1 B	(C) 154 kV Line (2-circuit) 795 MCM x 1 B	(D) 380 kV Line (1-circuit)	(E) 380 kV Line (2-circuit)
Power System Diagram Items Unit of cost: x 10 ⁶ TL					
Transmission Line Voltage Length to be Constructed Number of Circuits Size of Conductor Construction Cost Annual Cost	154 kV 65 km 1 Circuit ACSR 795 MCM 344.5 33.2	154 kV 65 km 2 Circuits ACSR 477 MCM 416.0 40.1	154 kV 65 km 2 Circuits ACSR 795 MCM 546.0 52.7	380 kV 25 km 1 Circuit ACSR 954 MCM x 2 B 290.0 38.0	380 kV 25 km 2 Circuits ACSR 954 MCM x 2 B 580.0 56.0
Station Equipments Stop-up Trans. and Feeders 154 kV Outline Feeder 380 kV Outline Feeder Static Condenser Construction Cost Annual Cost	14.4/154 kV, 225 MVA 2 Feeders — — 405.5 42.4	14.4/150 kV, 225 MVA, 1 Feeder 4 Feeders — — 459.7 48.1	14.4/154 kV, 225 MVA, 1 Feeder 4 Feeders — — 459.7 48.1	14.4/380 kV, 225 MVA — 1 Feeder 22 MVA 482.8 50.5	14.4/380 kV, 225 MVA, 1 Feeder 2 Feeders 35 MVA 601.9 63.0
Transmission Losses Peak Power Loss Annual Energy Loss Annual Cost	(8.8 MW) (16,728 x 10 ⁶ kwh) 136.5 134.7 271.2	(7.32 MW) (13,915 x 10 ⁶ kwh) 113.5 112.0 225.5	(4.4 MW) (8,364 x 10 ⁶ kwh) 68.2 67.3 135.5	(3.38 MW) (6,433 x 10 ⁶ kwh) 52.5 51.8 104.3	(6.18 MW) (11,753 x 10 ⁶ kwh) 95.9 94.6 190.5
Total Construction Cost	750.0	875.7	1,005.7	772.8	1,181.9
Total Annual Cost	346.8	313.7	236.3	182.8	309.5

Note 1: ; Scope of construction cost for economic comparison

2: Annual factor
 (a) 0.0965 for transmission line
 (b) 0.1046 for station equipment

3: Cost for power loss and energy loss
 (a) 15.5 x 10³ TL/KW/year
 (b) 8.05 TL/kwh

10.3 系統解析

系統解析は次の2ケースについて実施した。

- Beskonak 計画の最適送電方法を選定するための計算
- Beskonak 計画運開後の 380kV 全系統の計算

10.3.1 系統計算条件

系統計算を実施するにあたっての計算条件を次の様に設定した。

(1) 潮流電圧計算

系統電圧； 95～110%

発電機の運転電圧； 100±5%

変圧器のタップ比； 1.00～1.05

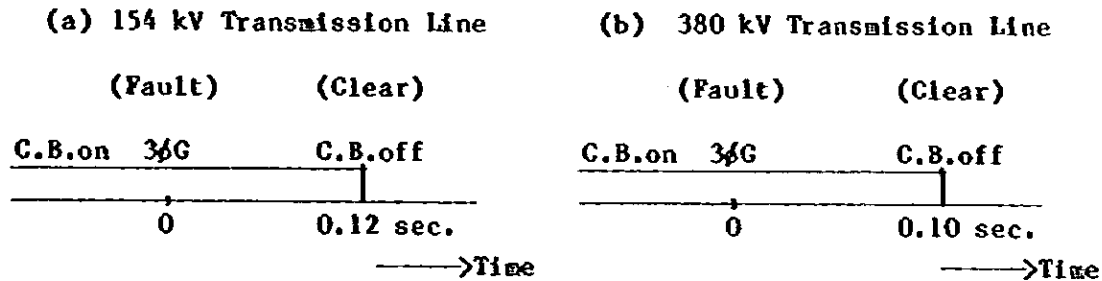
負荷力率； 0.95

(2) 安定度計算

安定度計算は、信頼度基準に応じて送電線の事故様相を設定すべきであるが、ここでは3相均絡事故(3φG)を適用した。送電々圧階級とその事故シーケンスは次の通りである。

a) 154 kV 送電線； 3φG 発生後、0.12 秒で事故除去

b) 380 kV 送電線； 3φG 発生後、0.10 秒で事故除去



(3) 短絡電流計算

発電機リアクタンス； 過渡リアクタンス (X_d')

変圧器のタップ比； 1.00

発電機運転状況； Table 10-2 に示す発電機

全台 (22,780 MVA) を運転した場合

(4) 需給および主幹系統の潮流パターン

Beskonak 発電所の運開が予定されている 1993 年頃迄の電源開発計画と需要想定を基準にして需給条件を次の通り設定した。

電源出力：20,378 MW(定格)

需 要：16,500 MW

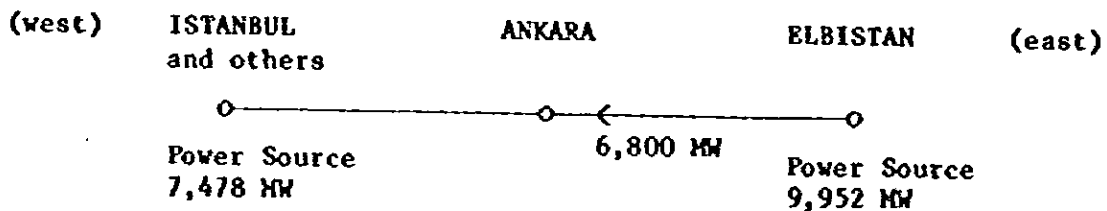
発電所の出力を Table 10-2 に、変電所の負荷を Table 10-3 に各々示す。

潮流条件は、トルコ国東部の電源地帯から Ankara 本面への潮流の大きさに対応して 2 パターンを設定した。これは、現在の 380 kV 系統の拡張計画による送電線設備で、東部の電力をどの程度まで送電できるかの目安を得るためである。

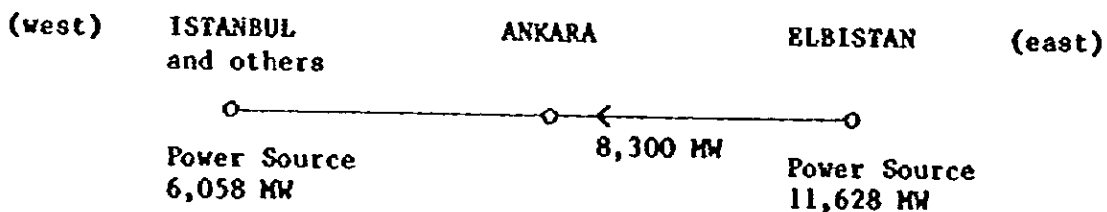
潮流パターンは、Ankara を中心として西部と東部の電源出力の比率を変え、東部から Ankara 方面への潮流を次に示す 2 通りとした。パターン-1 では西向き潮流が少なく、パターン-2 では大きくなっている。

	Power Flow Pattern-1	Power Flow Pattern-2
Power source output (west of Ankara)	7,478 MW	6,058 MW
Power source output (east of Ankara)	9,952	11,728 MW
(Total)	(17,430)	(17,686)
Power flow toward Ankara	6,800	8,300

(a) Power Flow Pattern-1



(b) Power Flow Pattern-2



(5) 系統構成

系統構成は、TEK が計画している 1993 年頃の 380 kV 送電網を基本とした。

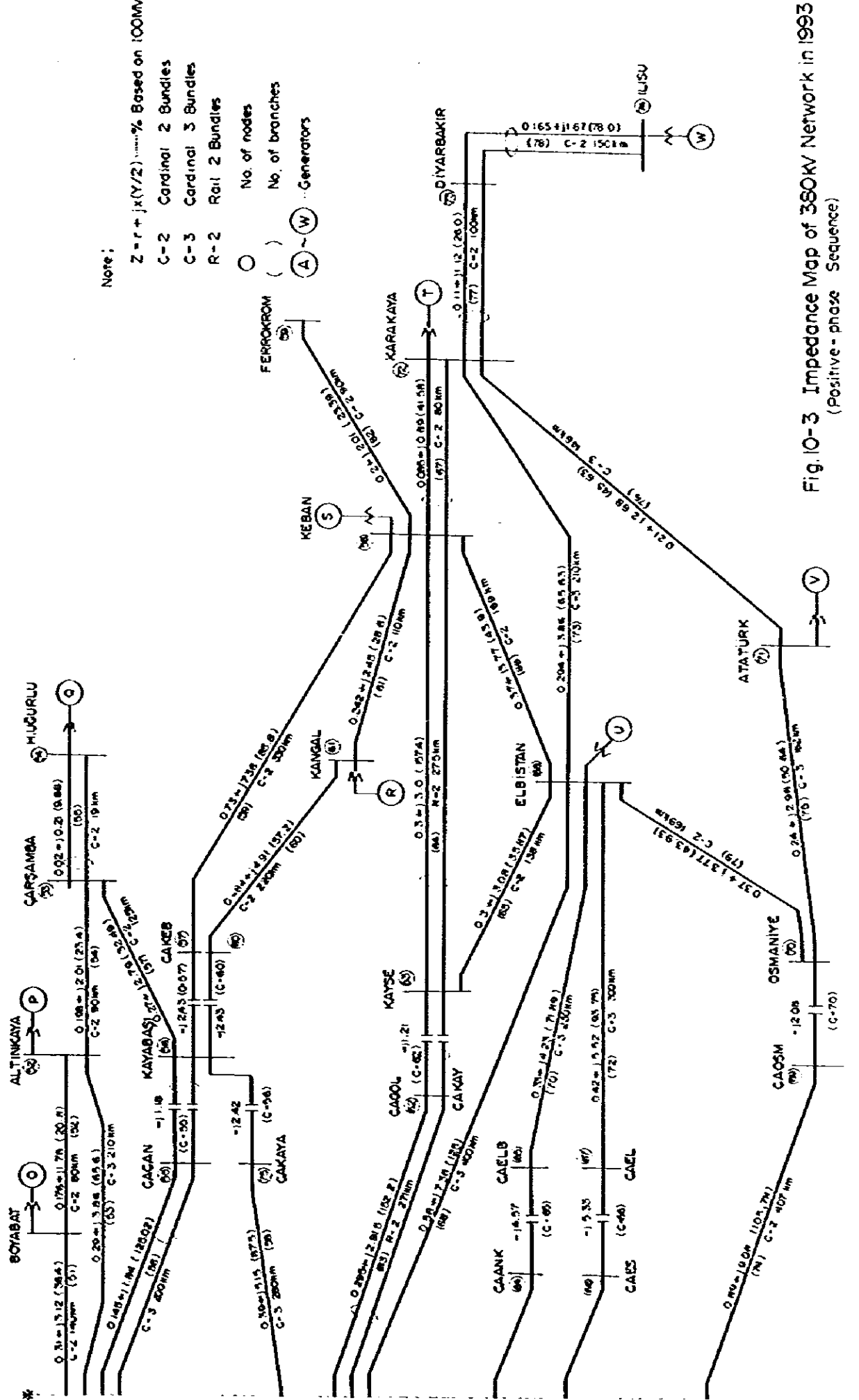
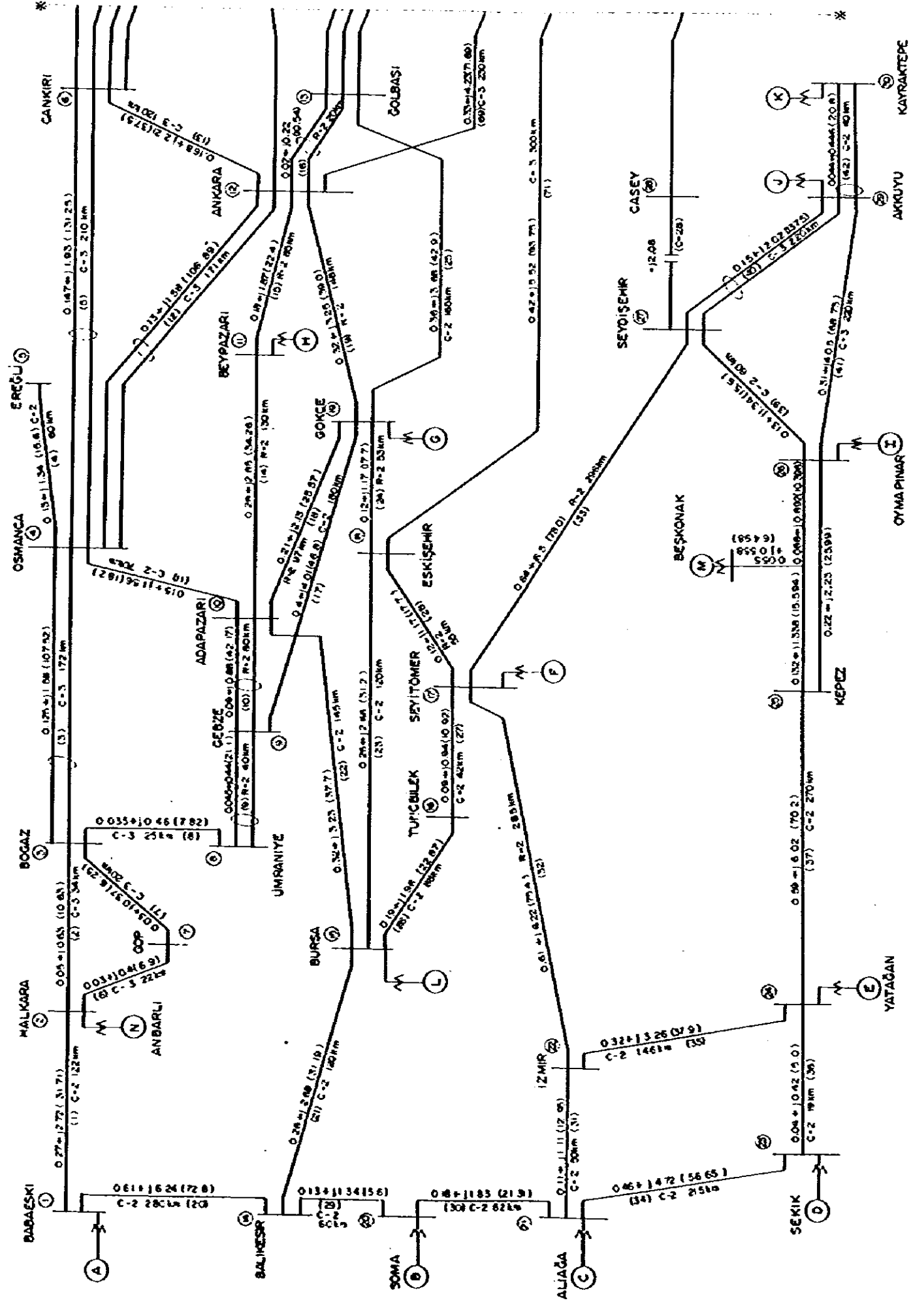
Fig. 10-3 に 380 kV 系統構成と設備内容を示す。

Table 10-2 Ratings of Generators and Transformers used for Calculation

Sym.of Gen.	Power Stations	Output in power flow study (MW)	Rating of Generators		Rating of Transformers		Sym.of Gen.	Power Stations	Output in power flow study (MW)	Rating of Generators		Rating of Transformers	
			Output (MW)	Capacity (MVA)	Capacity (MVA)	Imp.Voltage(%) 100 MVA base				Output (MW)	Capacity (MVA)	Capacity (MVA)	Imp.Voltage(%) 100 MVA base
(Pattern-1)													
A	BABAESKI	540	600	670	670	2.39	S	KEBAN	1,400	1,530	1,700	1,700	0.94
B	SOMA	620	660	740	740	2.16	T	KARAKAYA	1,400	1,800	2,000	2,000	0.80
C	ALIAGA	240	260	290	290	5.52	U	ELBISTAN	4,402	5,560	6,200	6,200	0.26
D	SEKIK	540	570	640	640	2.50	V	ATATÜRK	300	300	340	340	4.71
E	YATAGAN	590	630	700	700	2.29	W	ILISU	1,000	1,200	1,340	1,340	1.19
F	SEYİTÖMER	570	600	670	670	2.39		TOTAL	17,660	20,378	22,780	22,780	-
G	GÖYCEKAYA	278	278	310	310	5.16	(Pattern 2)... Difference of "Pattern-2" from "Pattern-1"						
H	BAYPAZARI	570	600	670	670	2.39	J	AKKUYU	570	1,600	1,800	1,800	0.89
I	OYMAPINAR	540	540	600	600	2.67	N	AMBARLI	0	-	-	-	-
J	AKKUYU	1,420	1,600	1,800	1,800	0.89	O	BOYABAT	510	510	570	570	2.81
K	KAYRAKTEPE	420	420	470	470	3.40	P	ALTINKAYA	700	500	700	780	2.05
L	BURSA	380	400	450	450	3.55	Q	H.UGURLU	500	500	580	580	2.76
M	BESKONAK	200	200	230	230	5.22	S	KEBAN	1,530	1,530	1,700	1,700	0.94
N	AMBARLI	570	600	670	670	2.38	T	KARAKAYA	1,800	1,800	2,000	2,000	0.80
O	BOYABAT	500	510	570	570	2.81	U	ELBISTAN	4,738	5,560	6,200	6,200	0.26
P	ALTINKAYA	500	700	780	780	2.05	V	ATATÜRK	600	600	670	670	2.38
Q	H.UGURLU	400	500	580	580	2.76	W	ILISU	1,200	1,200	1,340	1,340	1.19
R	KANGAL	280	320	360	360	4.44							

Table 10-3 Demands of Sub-stations Used for Calculation

		(In 1993)	
Sub-stations	Demands (MW)	Sub-stations	Demands (MW)
BABAESKI	558	ALIAGA	1,709
HALKARA	808	IZMIR	1,264
OSMANCA	259	YATAGAN	324
EREGLI	170	KEPEZ	500
G.O.P.	939	OYMAPINAR	284
ÜHRANIYE	1,109	SEYDISEHIR	461
GEBZE	1,068	CARSAMBA	315
ADAPAZARI	1,060	KEBAN	110
ANKARA	874	FERROKROM	182
GÖLBASI	1,109	KAYSERI	394
BURSA	268	ELBISTAN	213
SEYİTÖMAR	292	OSMANIYE	710
ESKISEHIR	153	KARAKAYA	630
SOMA	737	Total	16,500



Note:
 $Z = r + jx(Y/2)$ % Based on 100MVA
 C-2 Cardinal 2 Bundles
 C-3 Cardinal 3 Bundles
 R-2 Rai 2 Bundles
 O No. of nodes
 () No. of branches
 A ~ W Generators

Fig.10-3 Impedance Map of 380kV Network in 1993
 (Positive - phase Sequence)

10.3.2 Beskonak 計画の送電計画

Beskonak 計画の最適送電計画を選定するために、10.2.5で示した各送電パターンの系統計算を行なった。380 kV の送電パターンは 10.3.1 で述べたパターン-1とした。その理由は、送電パターンの違いが Antalya 市付近の 380 kV 系統に及ぼす影響が少ないこと、およびパターン-1が実際の系統運用に近いと考えられるからである。

(1) 送電・電圧計算

各送電パターンの送電・電圧計算結果を Fig. 10-4 に示す。

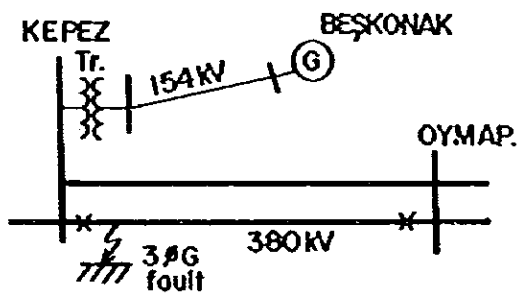
380 kV 送電 (パターン-D, -E) では、Kepez 変電所の変圧器 (380/154 kV) を介して供給することになるため、変圧器の無効電力消費により変電所の 154 kV 母線の電圧は 93~94% に低下する。この電圧低下を 154 kV 送電 (パターン-A~C) の場合と同じ電圧レベル迄補償するには、25~35 MVA の電力用コンデンサが必要である。

Kepez 変電所の電圧維持の面では、154 kV 送電が 380 kV 送電に比較して有利である。送電損失電力の面では、380 kV 送電が 154 kV 送電に比較して損失電力が少ないので有利である。

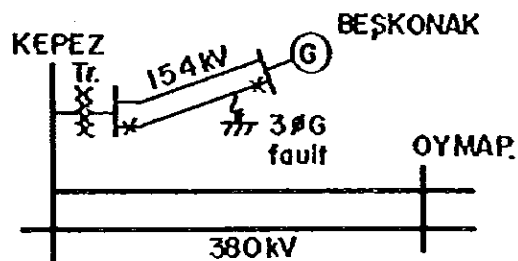
(2) 安定度計算

各送電パターンの過渡安定度計算に適用した 3 相短絡事故の発生箇所は、送電線の回線数に対応して下図のように設定した。

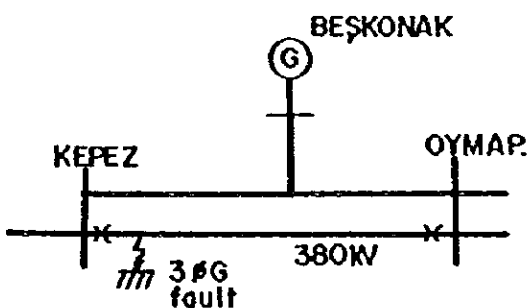
(a) Pattern - A



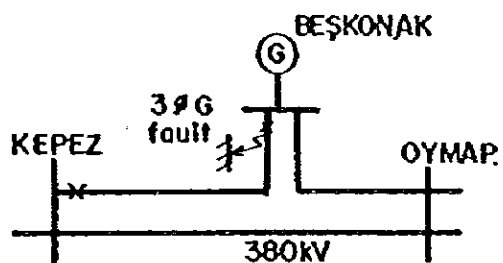
(b) Pattern - B, C



(c) Pattern - D



(d) Pattern - E

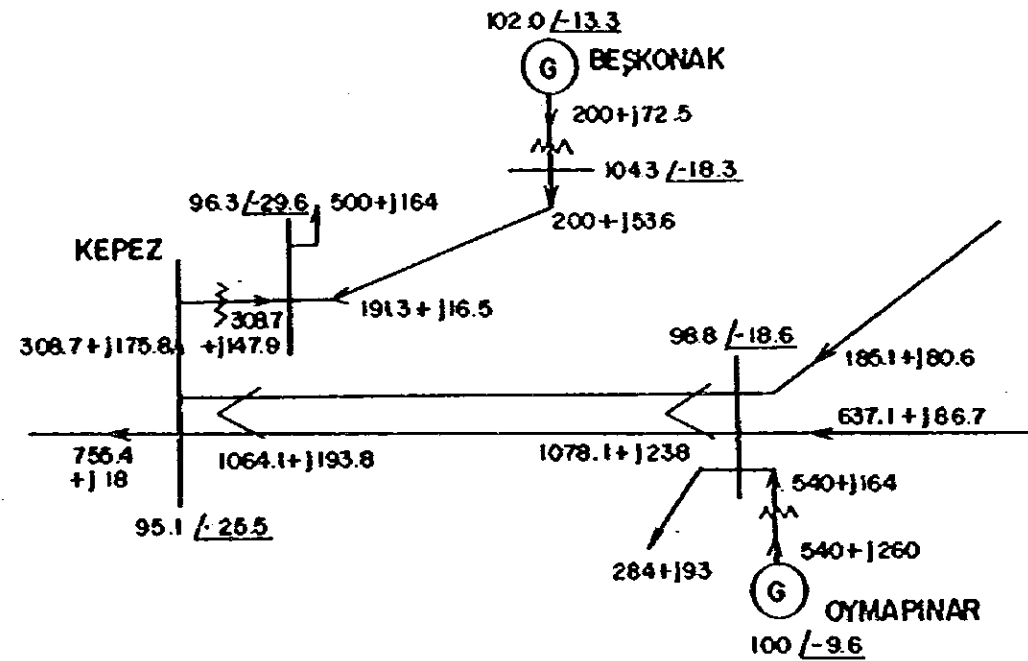


過渡安定度計算による発電機の動揺曲線を各パターン毎に Fig. 10-5 ~ 10-8 に、
発電機の電圧と出力曲線を Fig. 10-9 ~ 10-11 (パターン - B ~ E) に示す。これ
らの送電パターンの中で発電機の動揺はパターン - C が最も大きく (Fig. 10-6,
Fig. 10-9) 次にパターン - B (Fig. 10-8, Fig. 10-11) となっている。これら
の動揺は振幅が小さく、各送電パターンとも同期が保たれているので安定度上の問題は
ない。

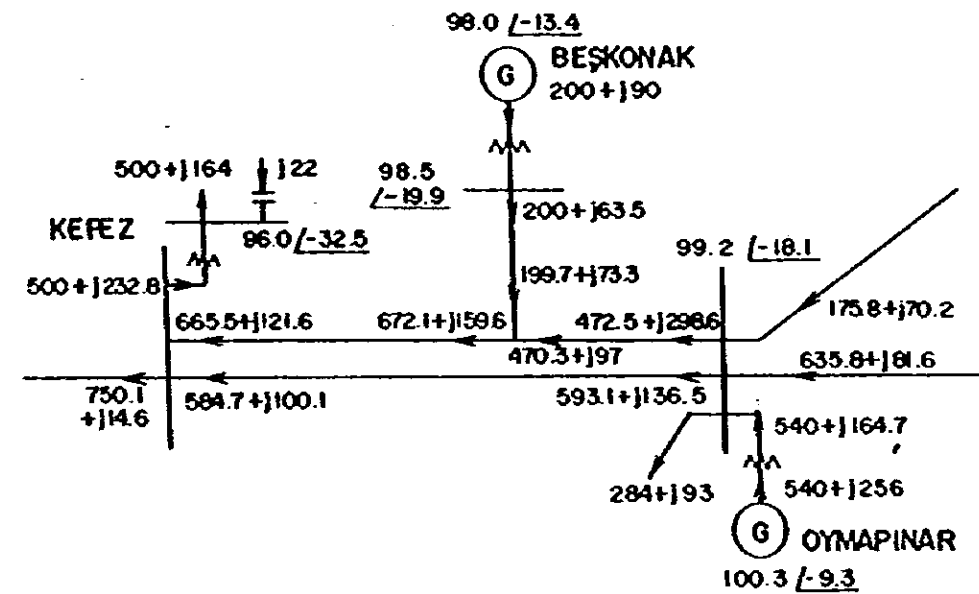
Fig. 10-4 Transmission Patterns of Beşkonak Power Station and their Power Flow Diagrams

Note ;
 $P+jQ$; Active Power (MW) and Reactive Power (MVar)
 V/θ ; Bus Voltage (%) and Leading Angle (deg)
 Base Generator is ELBISTAN.

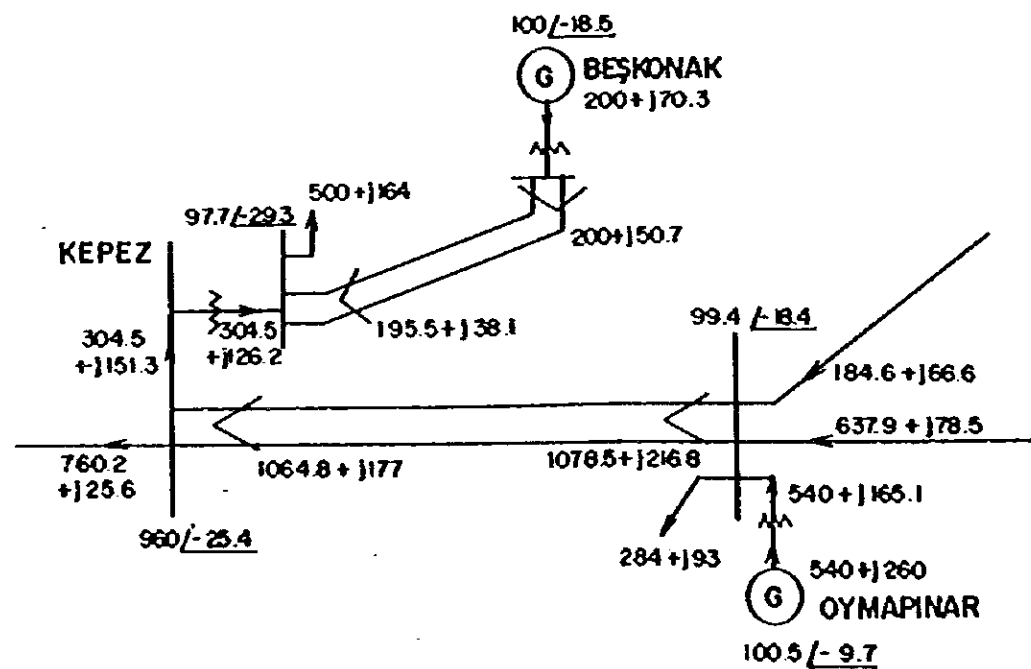
Pattern- A ; 154KV Transm. Line (1-Circuit) 795MCM x 1B



Pattern-D ; 380KV Transm. Line (1-Circuit) 954 MCM x 2B



Pattern - B ; 154KV Transm. Line (2-Circuits) 477MCM x 1B
 Pattern - C ; 154KV Transm. Line (2-Circuits) 795MCM x 1B



Pattern-E ; 380KV Transm. Line (2-Circuits) 954MCM x 2B

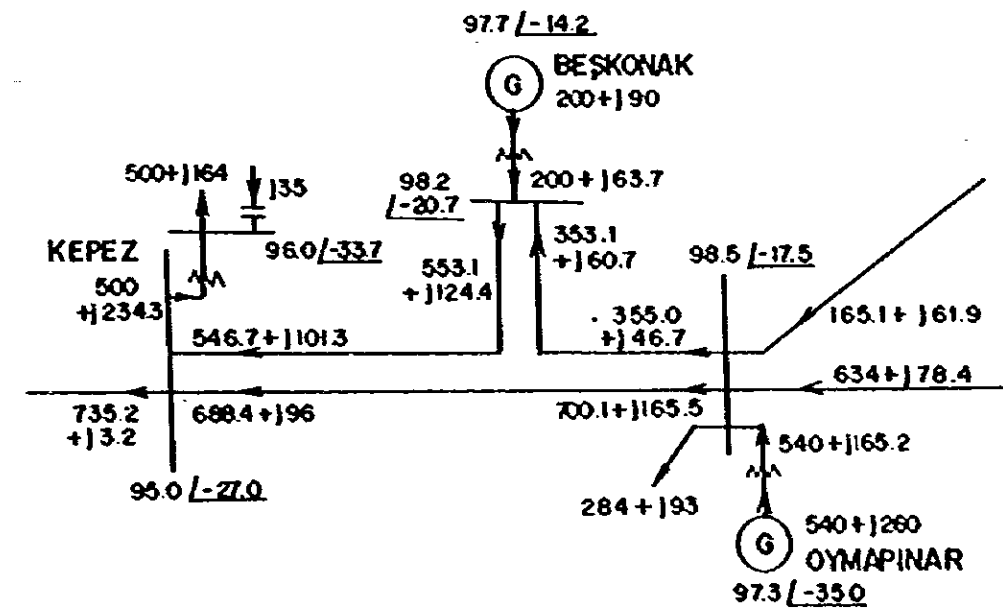
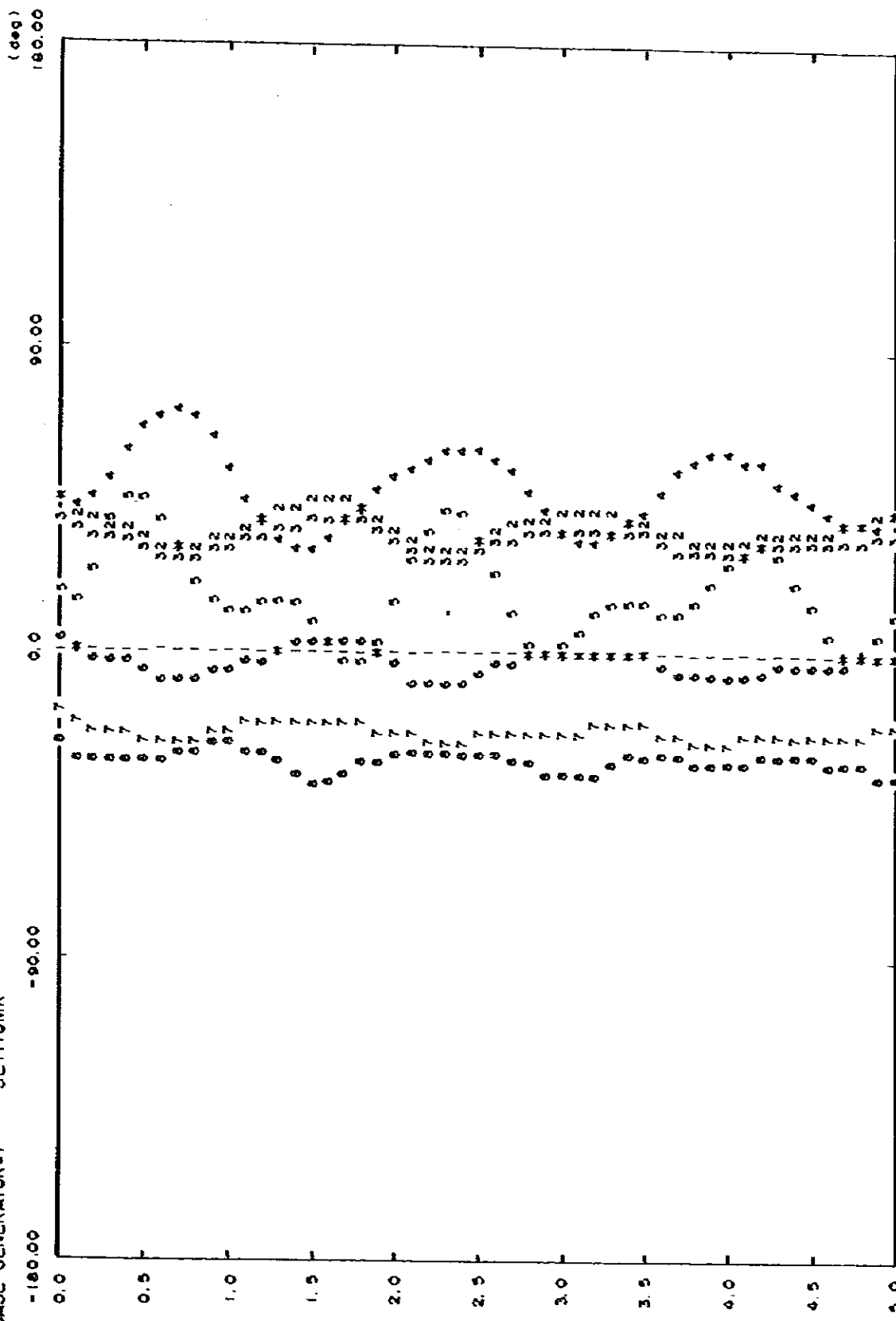


Fig. 10-5 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ -fault (Pattern-A)

BASE GENERATOR=F SEYITÖMR



SYMBOL GNO	SYMBOL GNO	SYMBOL GNO
1wF	2=w	5=U
4eJ	3=M	6=O
7=A	0=C	
ILISU		SUBISTAN
BESKONAK		M. UZURU
ALIAGA		

Fig. 10-6 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault (Pattern-B,C)

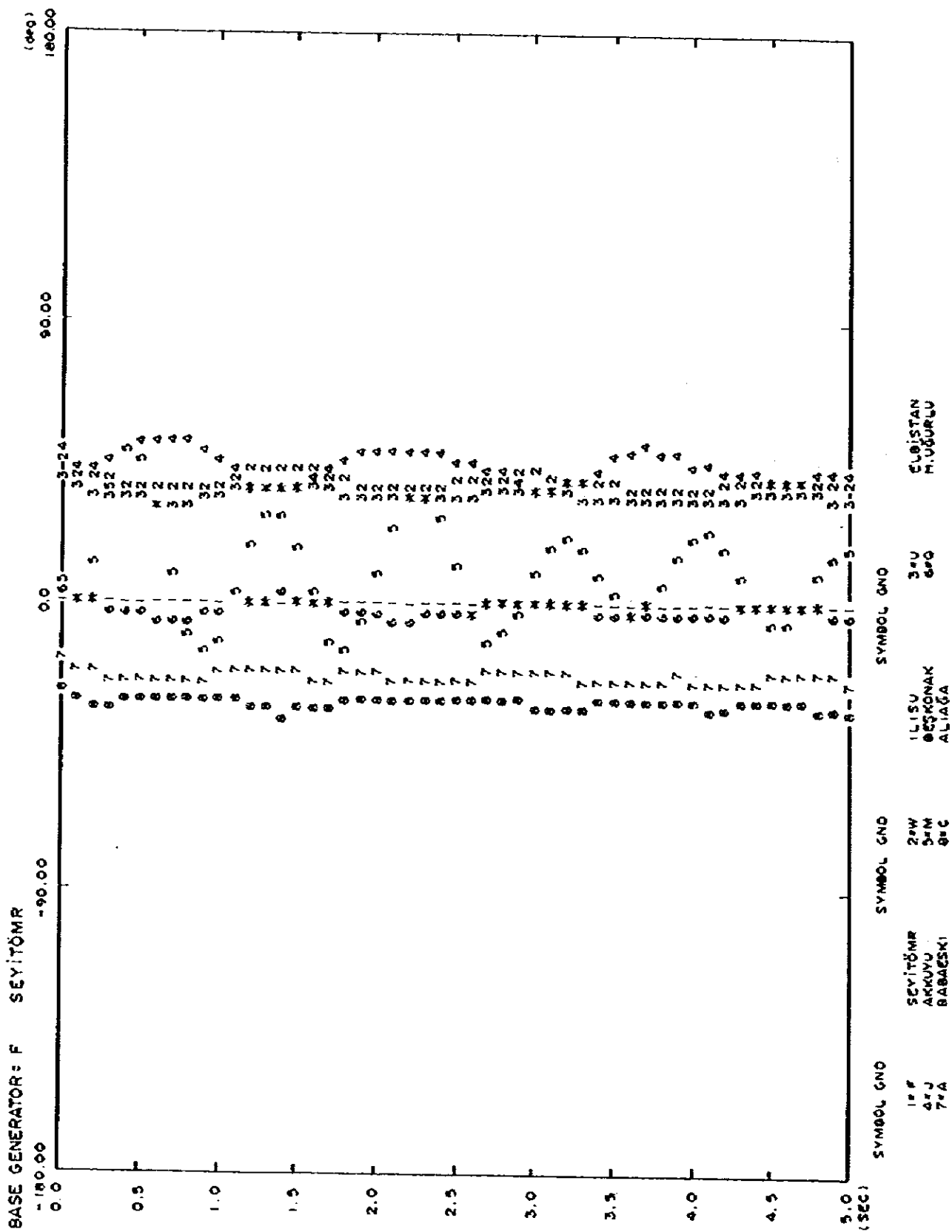


Fig. 10-7 Transient-stability Swing Curve following 3ØG-fault (Pattern-D)

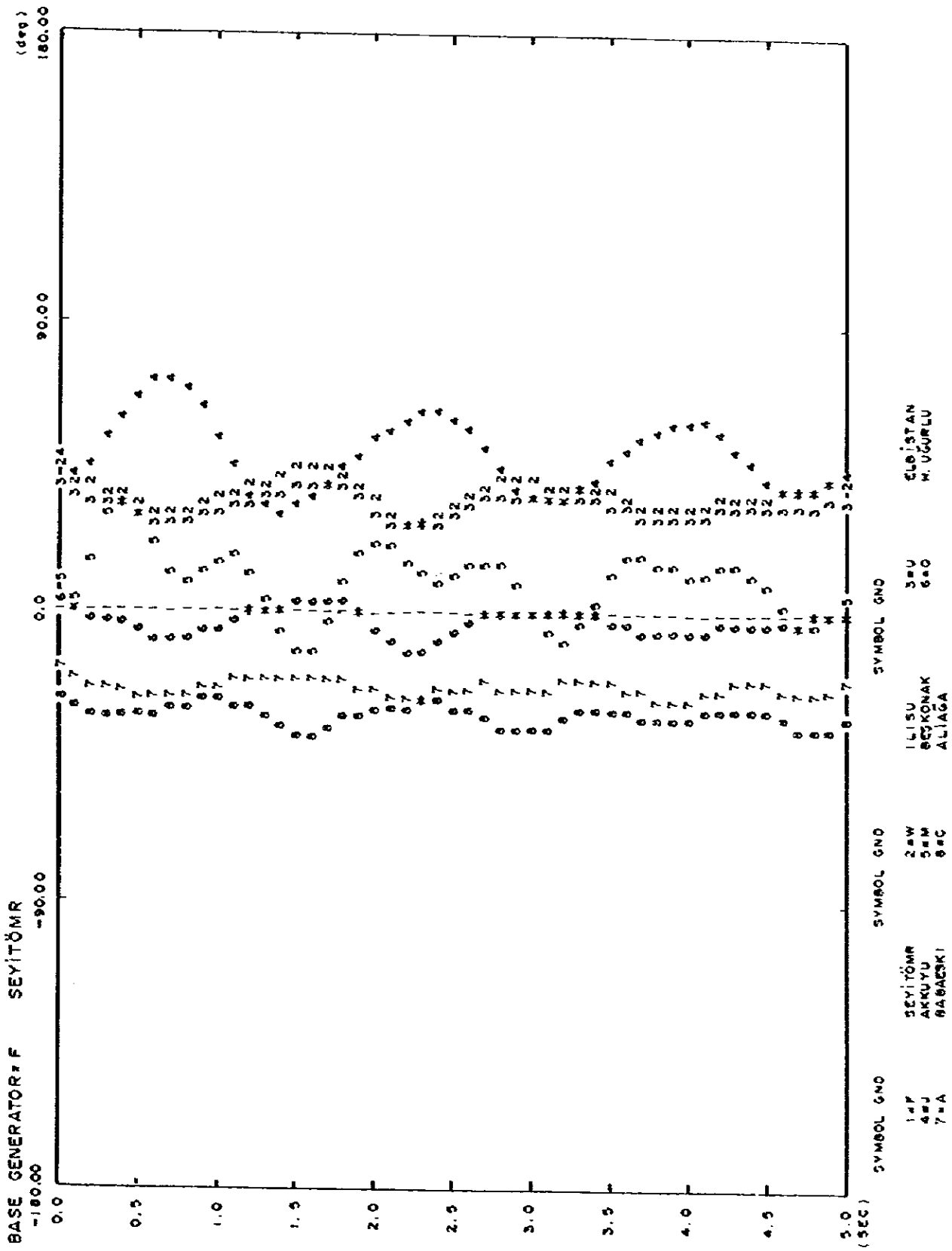
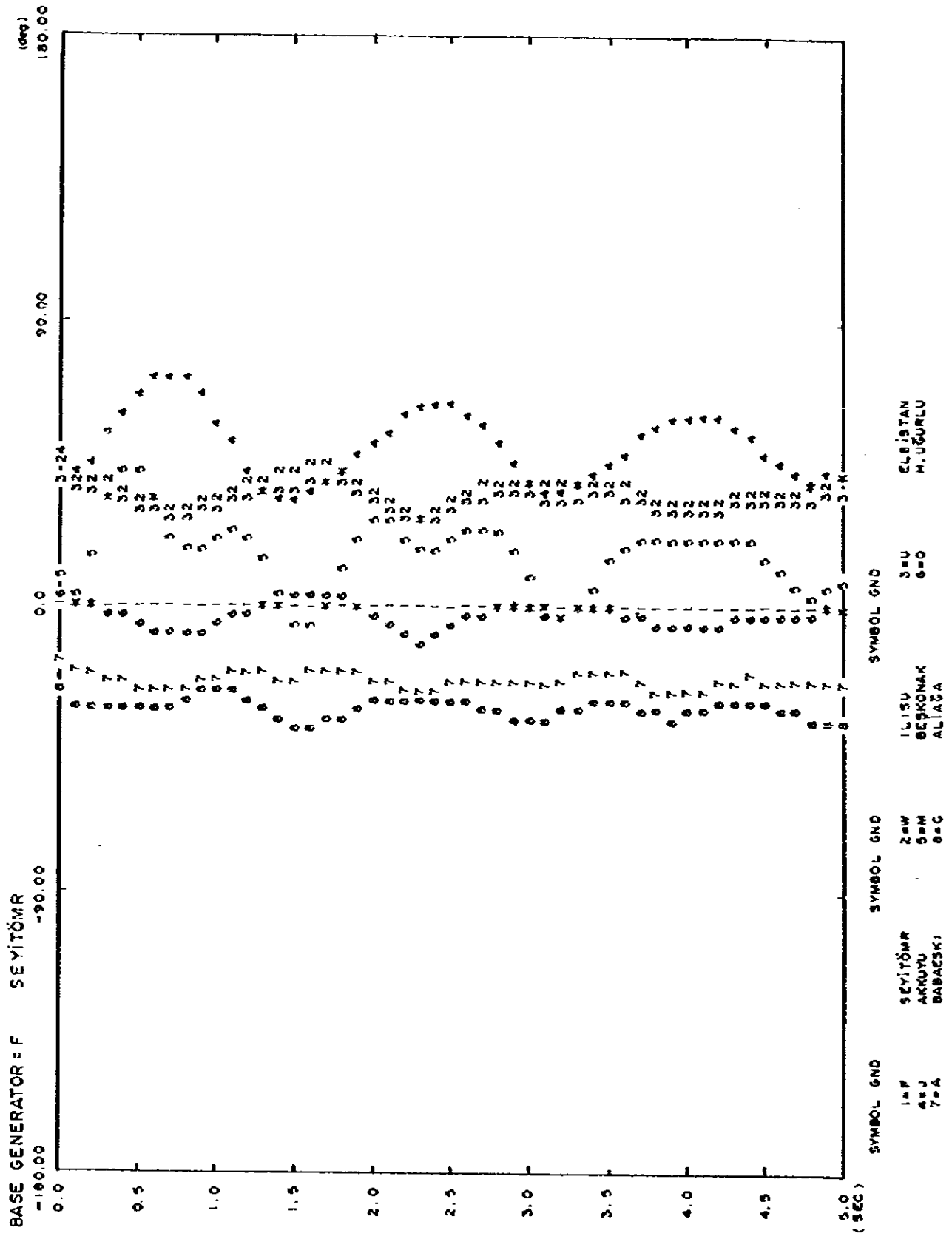


Fig. 10-8 Transient-stability Swing Curve following 3øG-fault (Pattern-E)



Power
Voltage

Fig. 10-10 Voltage and Power-output Perturbation of Beskonak following 36G-fault (Pattern-D)

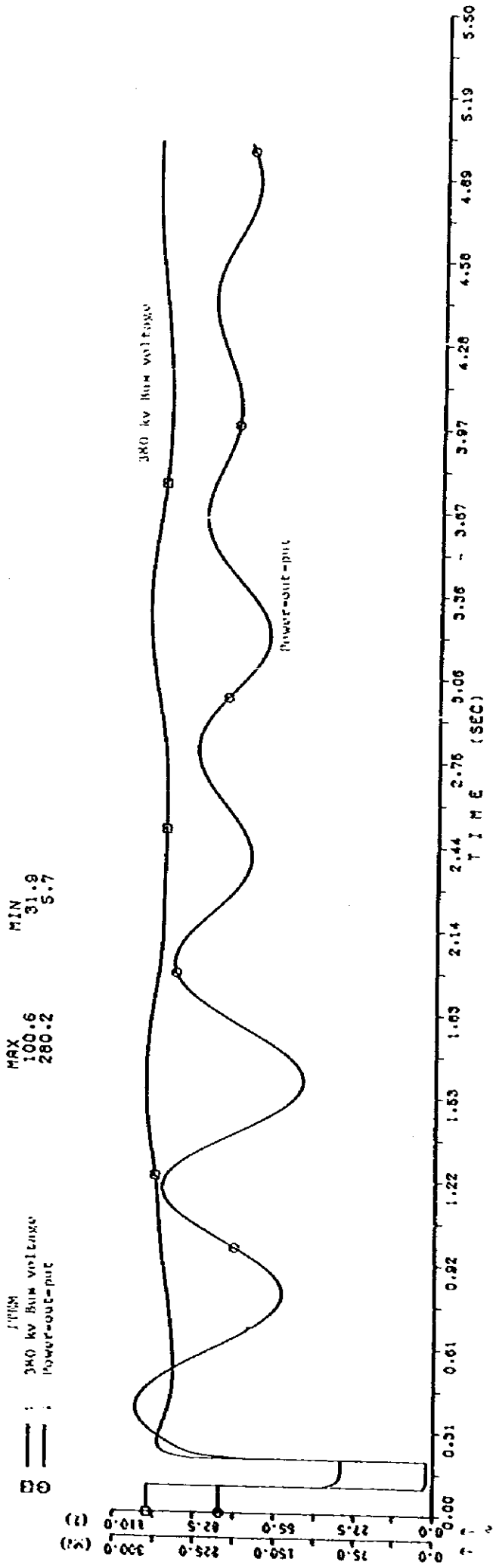


Fig. 10-11 Voltage and Power-output Perturbation of Beskonak following 36G-fault (Pattern-E)

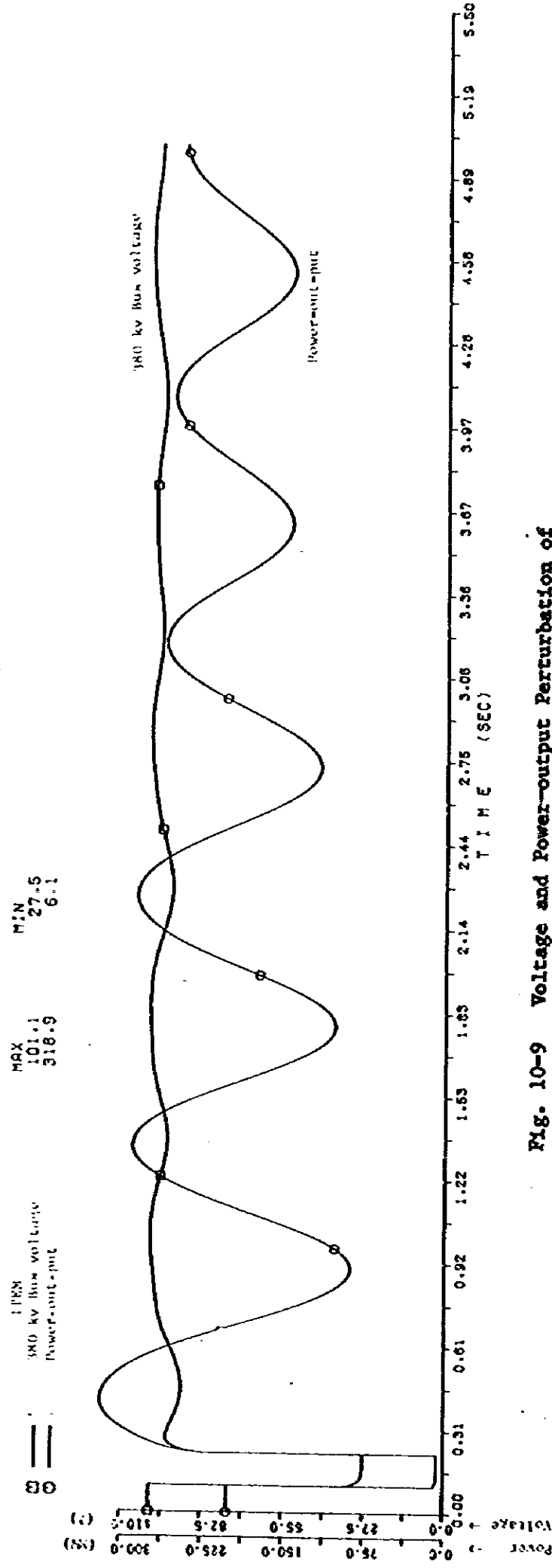


Fig. 10-9 Voltage and Power-output Perturbation of Beskonak following 3/4C-fault (Pattern-B, -C)

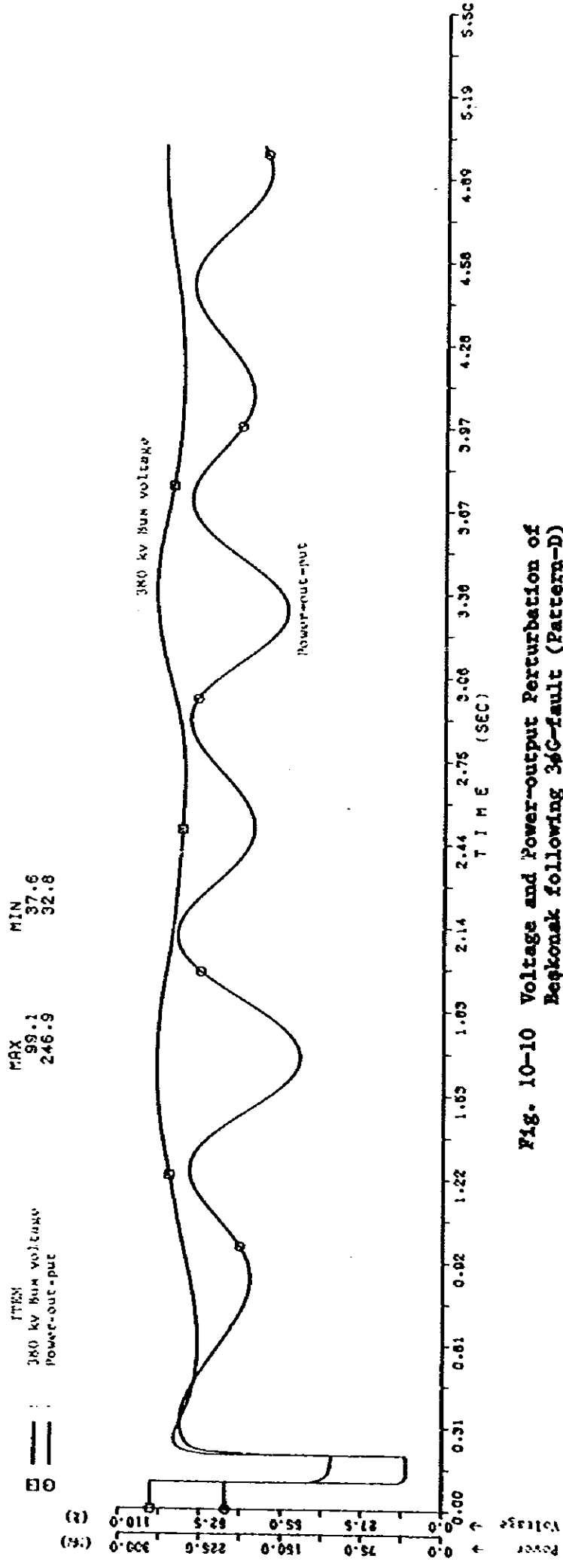


Fig. 10-10 Voltage and Power-output Perturbation of Beskonak following 3/4C-fault (Pattern-D)

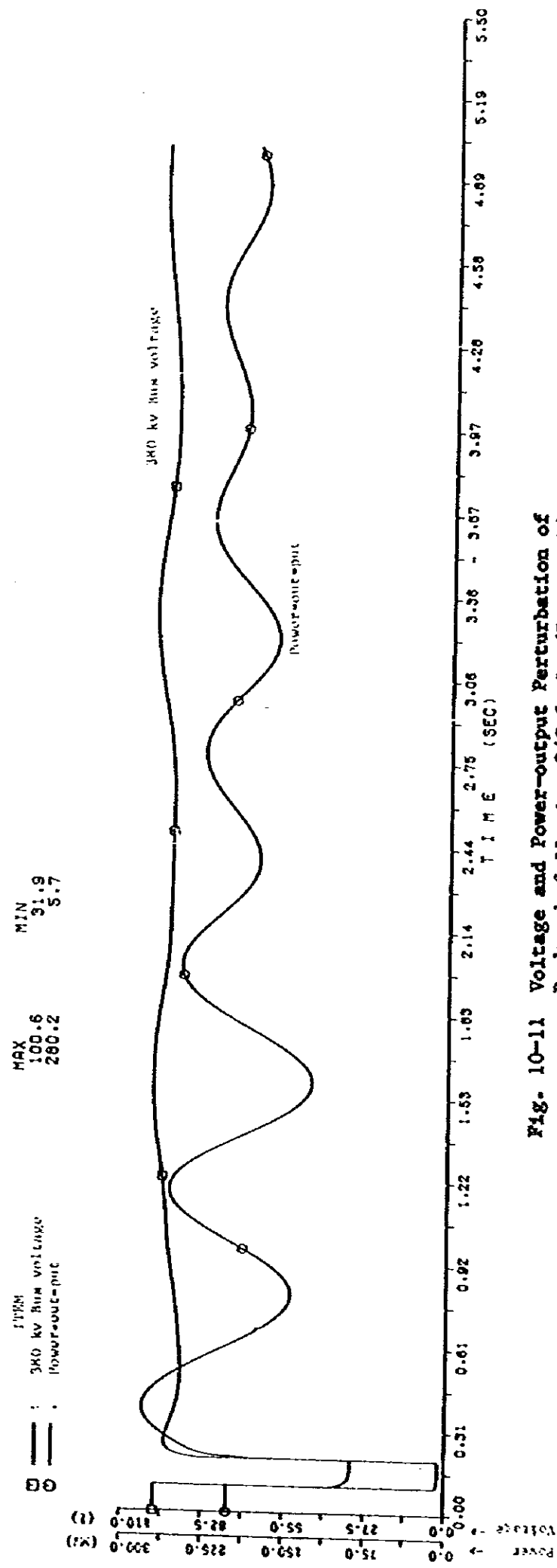


Fig. 10-11 Voltage and Power-output Perturbation of Beskonak following 3/4C-fault (Pattern-E)

(3) 短絡電流計算

短絡電流計算は送電パターン-Dのみについて行った。一般に短絡電流は、主幹送電線の構成および発電所の配置等によりその値が決まる。ここでは送電パターンの違いによる短絡電流の差は少ないので、5パターンの中の代表例としてパターン-Dを選んだ。計算結果を Fig. 10-12 に示す。

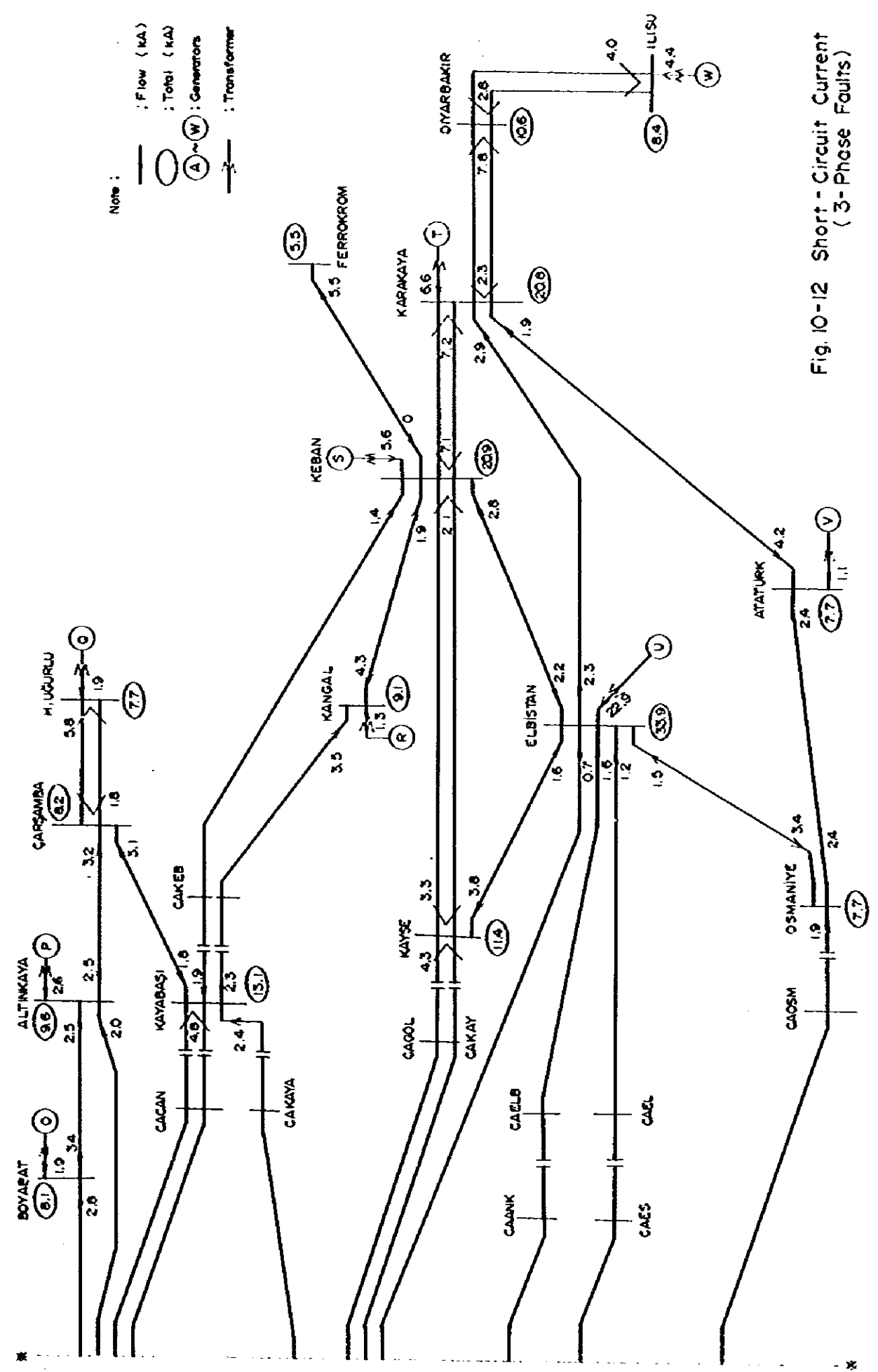
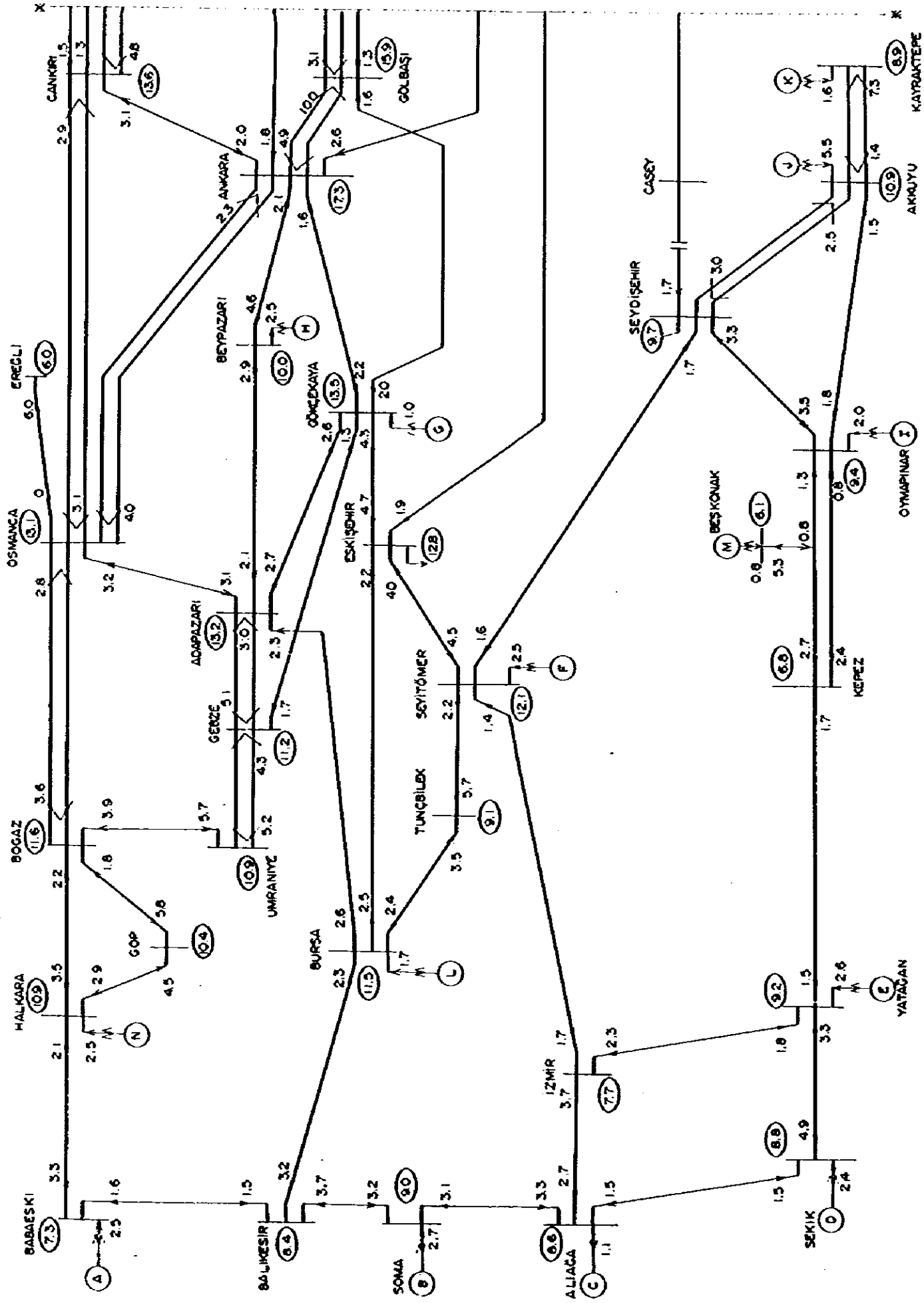
これによると

Kepez 変電所の 380 kV 母線 : 6.8 kA (= 4,480 MVA)

Bstkonak 発電所の 380 kV 母線 : 6.1 kA (= 4,020 MVA)

である。

Beskonak 発電所に最も近い発電所は Oymapinar 発電所であるが、その発電所からの短絡電流の供給は少なく、Beskonak 発電所の短絡電流は他の発電所に比較しても低レベルにある。したがって、遮断器の選定にあたっては、特にその容量を問題にすることはない。



Note :
 — : Flow (kA)
 ○ : Total (kA)
 (A-W) : Generators
 X-Z : Transformer

Fig. 10-12 Short - Circuit Current (3-Phase Faults)

10.3.3 380 kV 基幹系統の解析

トルコ国の380 kV 基幹系統は、東部の主要電源地帯と、西部の需要地を結ぶ1,000 km以上の送電網で構成されている。ここでは東部の大電源を送電する場合の系統計算を行ない、Beskonak およびその他の発電機の過渡安定度の検証を行なった。

380 kV 送電系統の汐流条件は、10.3.1 (4)に記したパターン-1とパターン-2を基本とした。汐流パターン別の計算結果をTable 10-4に示す。

(1) 電圧計算

380 kV 基幹系統の送電線距離は1,000km以上と非常に長いために、系統の無効電力消費が増大し、トルコ国西部の需要地の電圧低下が著しい。この電圧低下を補償するために Istanbul および Izmir 近傍の変電所に、無効電力需要に等しいかまたはそれ以上の電力用コンデンサを設置する必要がある。Table 10-4に Ankara 市以西の380 kV 変電所の電力需要と電圧補償用のコンデンサの容量を示す。

(2) 送電線の汐流・損失電力

汐流計算の結果をパターン毎に各々 Fig. 10-13 および Fig. 10-14 に示す。送電線の汐流は全般に重汐流区間が多く、その結果送電損失も多い。汐流が1回線区間で1,000MWを、2回線区間で1,500 MWを越す各々の送電線は次の通りである。

汐流パターン-1

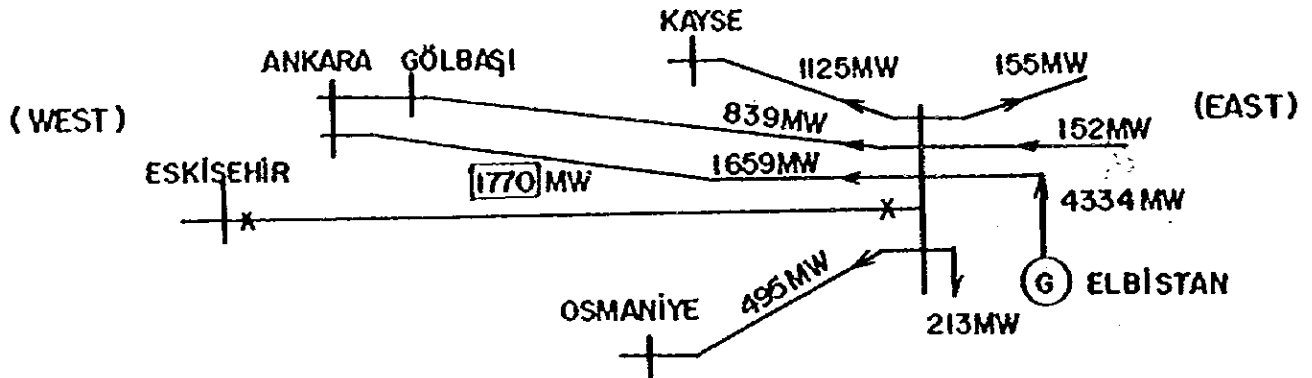
Eskisehir ~ Elbistan	1,316 MW/1 circuit
Ankara ~ Elbistan	1,098 "
Bogz ~ Osmanca	1,506 MW/2-circuit
Osmanca ~ Cankiri	1,503 "

汐流パターン-2

Eskisehir ~ Elbistan	1,462 MW/1 circuit
Ankara ~ Elbistan	1,278 "
Bogz ~ Osmanca	1,845 MW/2-circuit
Osmanca ~ Cankiri	1,764 "
Gölbasi ~ Kayseri	1,552 "

送電熱容量の余裕を判断するために、重汐流送電線の1区間1回線を開放した場合の汐流計算を行なった。その結果、1回線開放による影響が最も大きいのは、重汐流送電線が集中している Elbistan から西向きを送電線である。1回線を開放した場合の汐流図を次に示す。

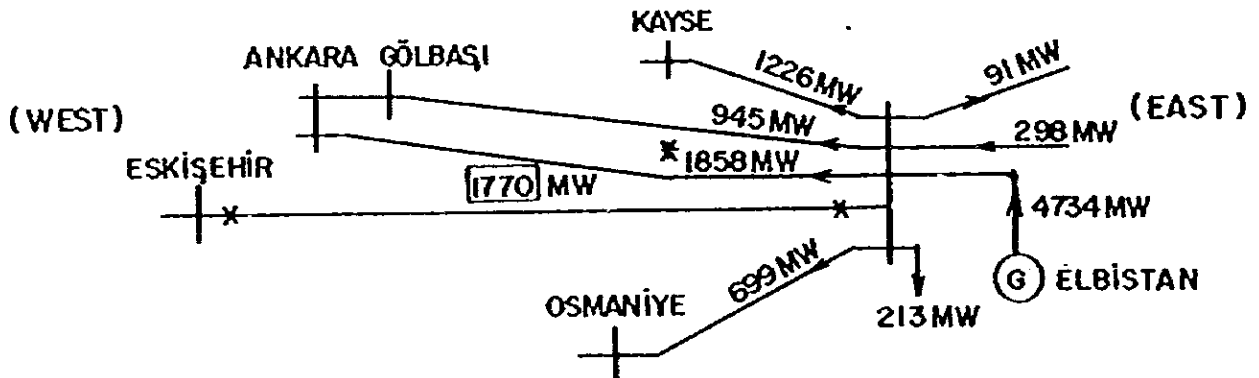
(a) Power Flow Pattern - 1



Note : [1770] : Thermal capacity of power carrying.

* : Over the thermal capacity.

(b) Power Flow Pattern - 2



潮流パターン-1では、1回線開放により、他の送電線が熱容量を超過することはない。しかし潮流パターン-2では、Eskişehir ~ Elbistanの1回線区間を開放すると、Ankara ~ Elbistanの1回線区間の潮流が1,860 MWに増加し、同送電線の熱容量(1,760 MW)を100 MW超過する。

なお、380 kV 送電線の熱容量は、TEK資料を基に算定すると次の値となる。

$$954 \text{ MCM} \times 2 \text{ B} : 1,170 \text{ MW/1circuit}$$

$$954 \text{ MCM} \times 3 \text{ B} : 1,760 \text{ MW/1circuit}$$

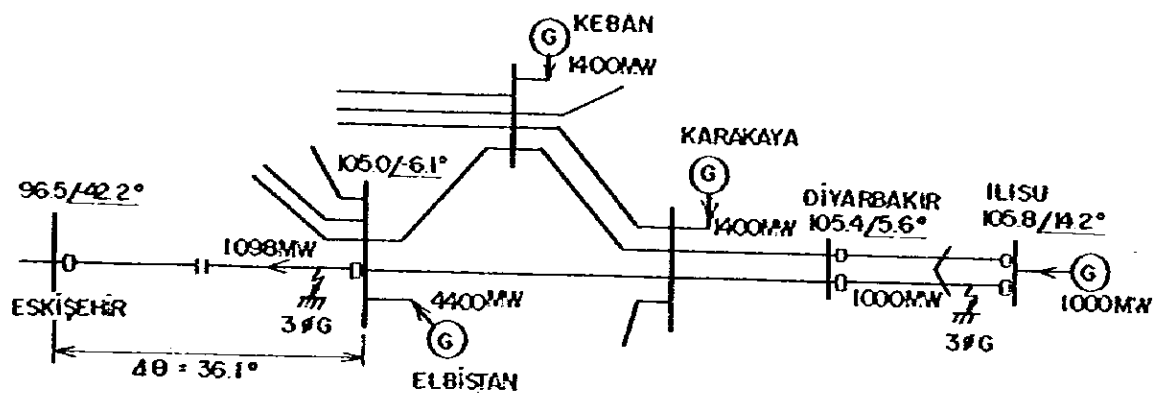
TEKの使用条件による送電線の許容電流を Fig. 10-19 に示す。

送電損失電力は、Table 10-4 に示すように、東部電源の出力増加に伴って増加し、ピーク時の送電電力の損失率は5.3%から6.7%へ増加する。この値は主幹送電線の損失率としては非常に高い値である。

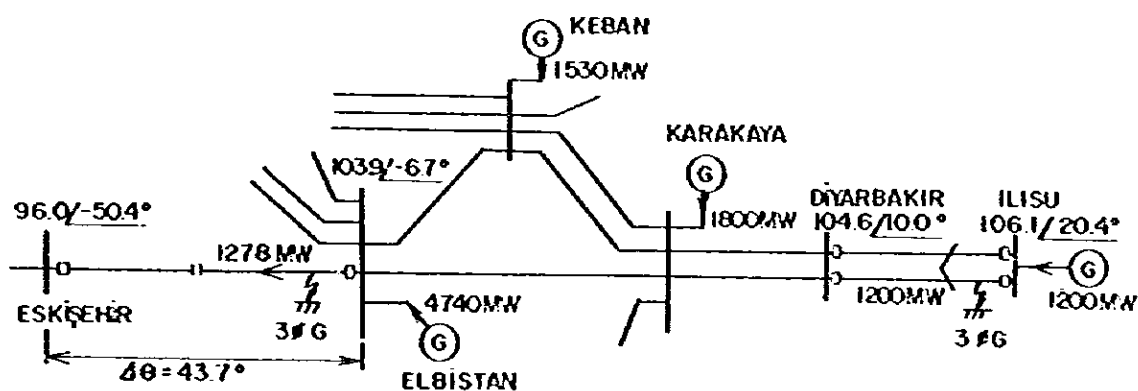
(3) 安定度計算

事故発生の送電線は、重送電線でかつ送電線両端の位相差が最も大きい Eskişehir~Elbistan の区間と、需要地から最も離れている Ilisu 発電所地点を選んだ。過渡安定度計算に適用した 3 相地絡事故の発生箇所および事故送電線の事故前の潮流と近傍発電所の出力を下图に示す。

(a) Power Flow Pattern-1



(b) Power Flow Pattern-2



計算の結果、沙流パターン-1では系統の安定度は保たれるが、沙流パターン-2では Ilisu の発電機が脱調する。Elbistan の至近端事故ではいずれの発電機とも安定である。沙流パターン-1の場合、事故直後の Elbistan と Ilisu の発電機動揺は大きい。Elbistan は近傍の送電線が網目状に構成されているため、Ilisu に比較し若干速く減衰する (Fig.10-15)。沙流パターン-2の場合は東部の発電機の動揺が大きく、減衰する迄に 10 秒以上要す (Fig. 10-16)。

一方 Ilisu の至近端事故では、沙流パターン-1の場合、Ilisu の発電機の動揺幅は大きい。いずれの発電機とも安定である (Fig.10-17)。沙流パターン-2の場合は Ilisu の発電機が事故発生後 1.5 秒で脱調する (Fig. 10-18)。これは東部電源の出力増加と、主幹系統の西向き沙流の増加とにより、発電機相互の相差角が大きくなり、系統の安定度が保てなくなったためである。

Beskonak 発電所の発電機の安定度については、いずれの沙流パターンでも安定であり、沙流パターン-1、-2のの違いによる差はほとんどない。

(4) 短絡電流

トルコ国の電力系統は長距離送電線で構成されているために、短絡電流は全域にわたって小さく、遮断器の遮断容量も東部の一部発電所を除いては、特に問題となるレベルではない。

Fig.10-12 に各変電所の 380 kV 母線での短絡電流とその分流を示す。短絡電流が最も大きいのは Elbistan の 33.9 kA である。380 kV 母線での短絡電流が 15 kA を超えている箇所は次の通りである。

Elbistan	33.9 kA (= 22,310 MVA)
Keban	20.9 * (= 13,760 *)
Karakaya	20.8 * (= 13,690 *)
Ankara	17.3 * (= 11,390 *)
Gölbasi	15.9 * (= 10,470 *)

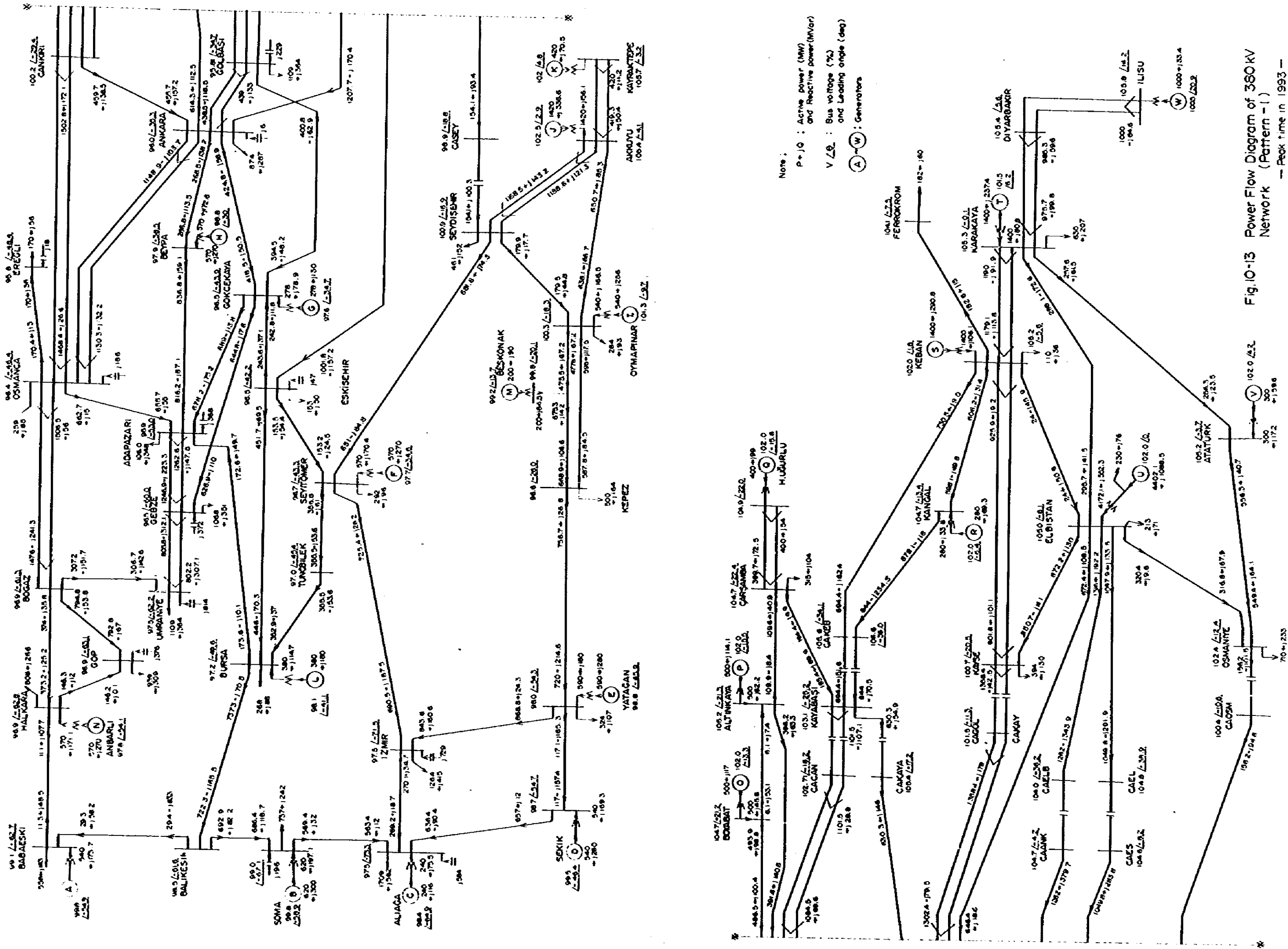
その他の発電所は 10 kA 前後となっている。

(5) 結 論

以上の検討結果より沙流パターン-2の計算結果から明らかなように、西向き沙流 (Ankara 方面) が 8,000 MW 以上に増加すると、現在の 380 kV 送電線計画では、送電線の熱容量や安定度の問題が発生してくる。

**Table 10-4 Comparison with Power Flow Patterns of
380 kV Net Work**

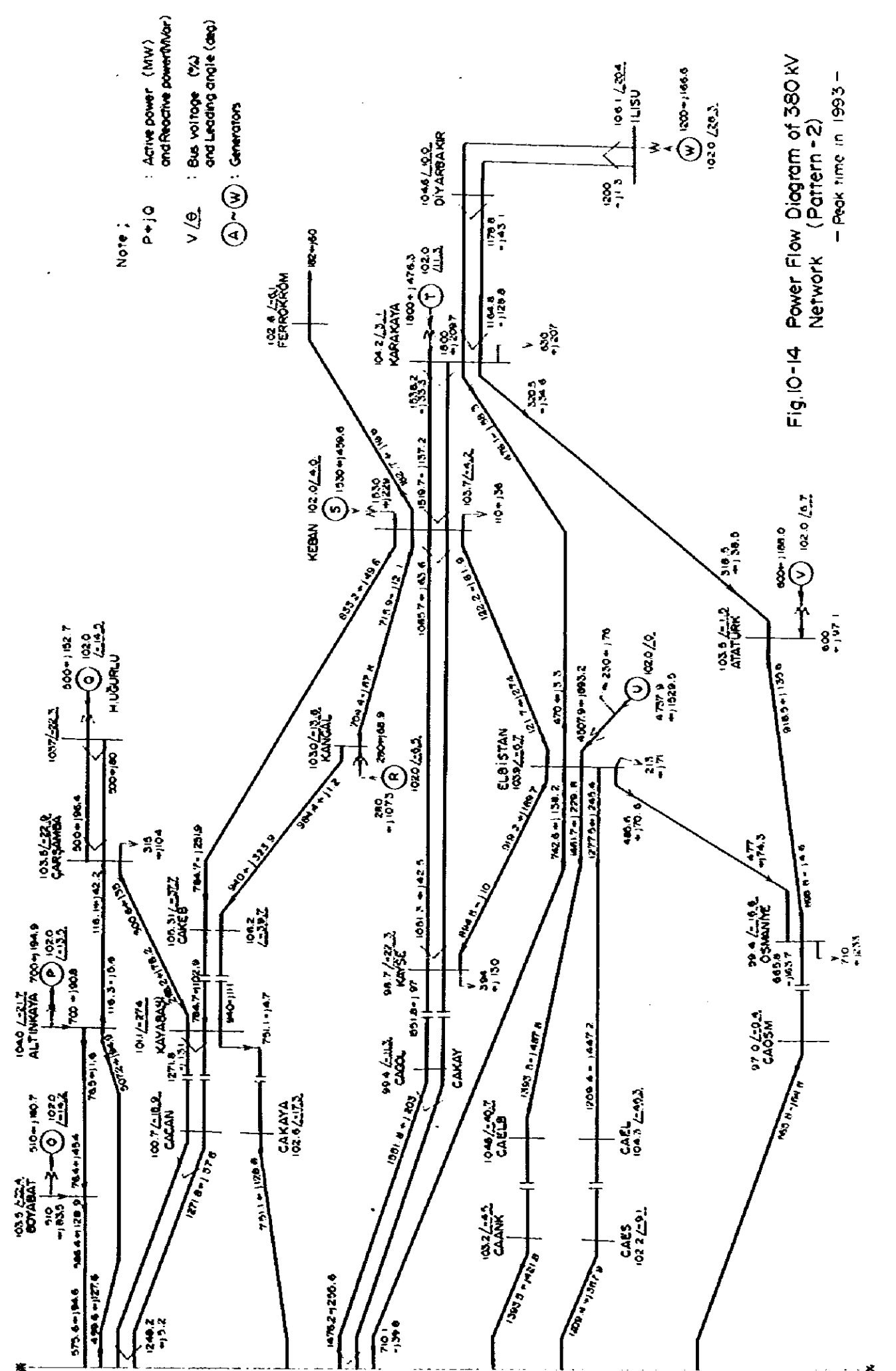
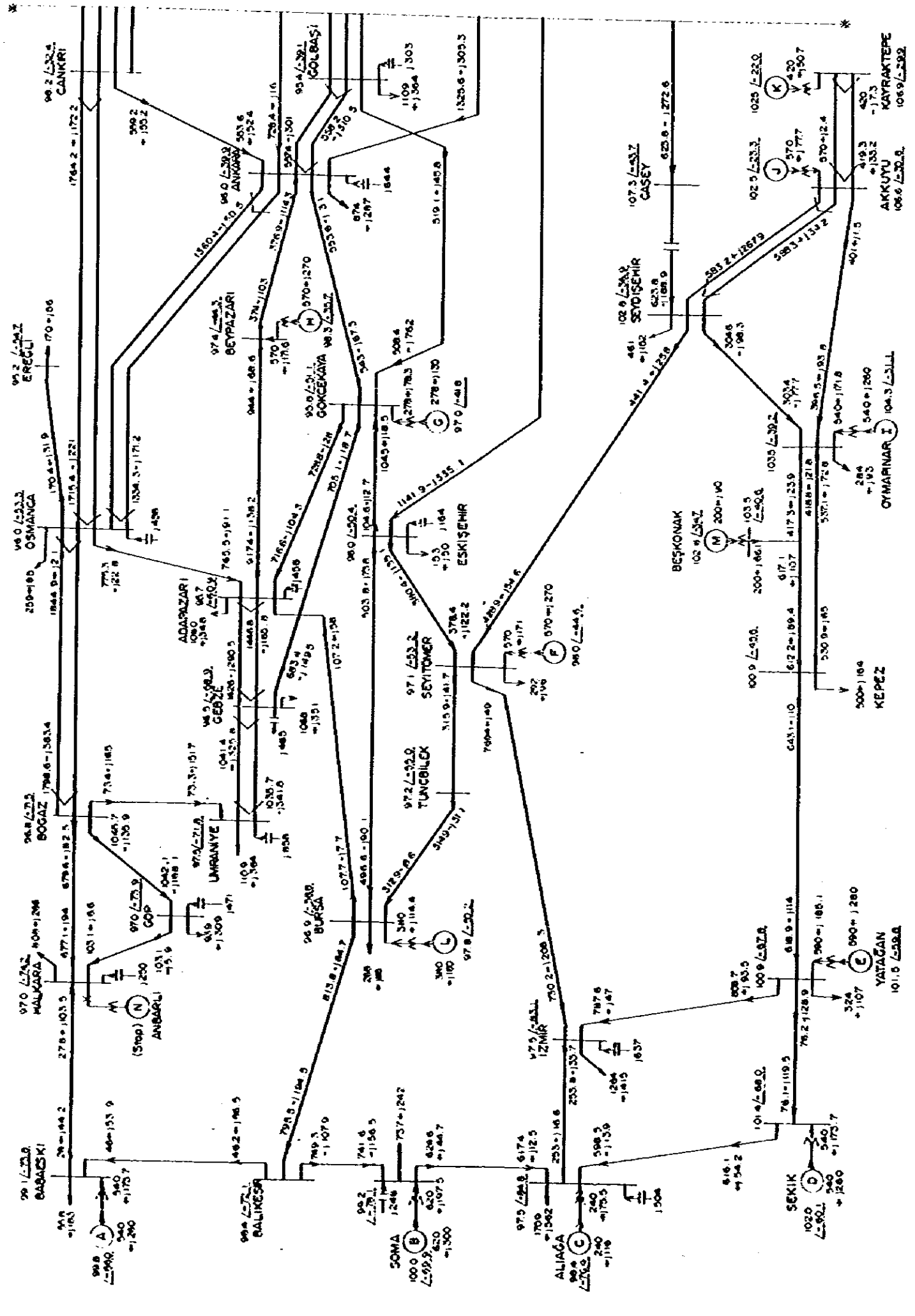
Items \ Power Flow Pattern	Pattern-1	Pattern-2
Demands in Turkey (Peak time in 1993)		
Active Power (MW)	16,500	
Reactive Power (MVar)	5,420	
Active Power at sending end (breakdown)	17,430	17,686
East of ANKARA	7,478	6,058
West of ANKARA	9,952	11,628
Transmission losses		
Active Power (MW) (loss ratio: %)	930 (5.3)	1,186 (6.7)
Reactive Power (MVar)	3,620	5,970
Demands in West of ANKARA		
Active Power (MW)	13,946	
Reactive Power (MVar)	4,580	
Static Condensers in West of ANKARA (MVA)	3,925	5,488
Transient-stability following 3ϕ-fault	Stable	Un-stable (ILISU is step out)



Note:
 P, Q : Active power (MW)
 and Reactive power (MVar)
 V : Bus voltage (%)
 and Leading angle (deg)
 (A) - (W) : Generators

Fig. 10-13 Power Flow Diagram of 360 kV Network (Pattern - 1)

— Peak time in 1993 —



Note:

P + jQ : Active power (MW) and Reactive power(Mvar)

V / ∠ : Bus voltage (KV) and Leading angle (deg)

(A) ~ (W) : Generators

Fig.10-14 Power Flow Diagram of 380 KV Network (Pattern - 2)

- Peak time in 1993 -

BASE GENERATOR = F SEYİTÖMR

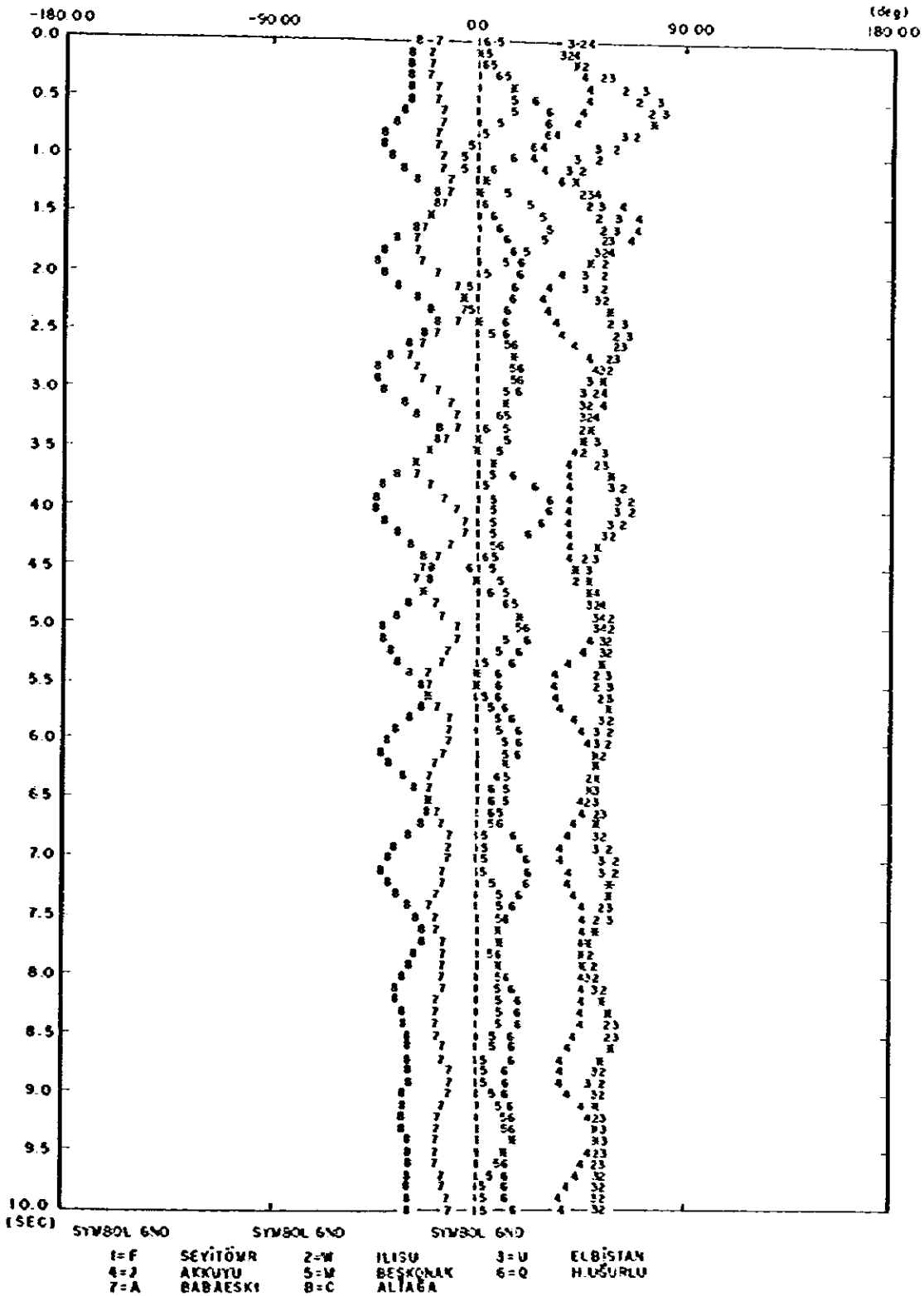


Fig.10-15 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault of ELBİSTAN (Pattern-1)

BASE GENERATOR = F SEYİTÖMR

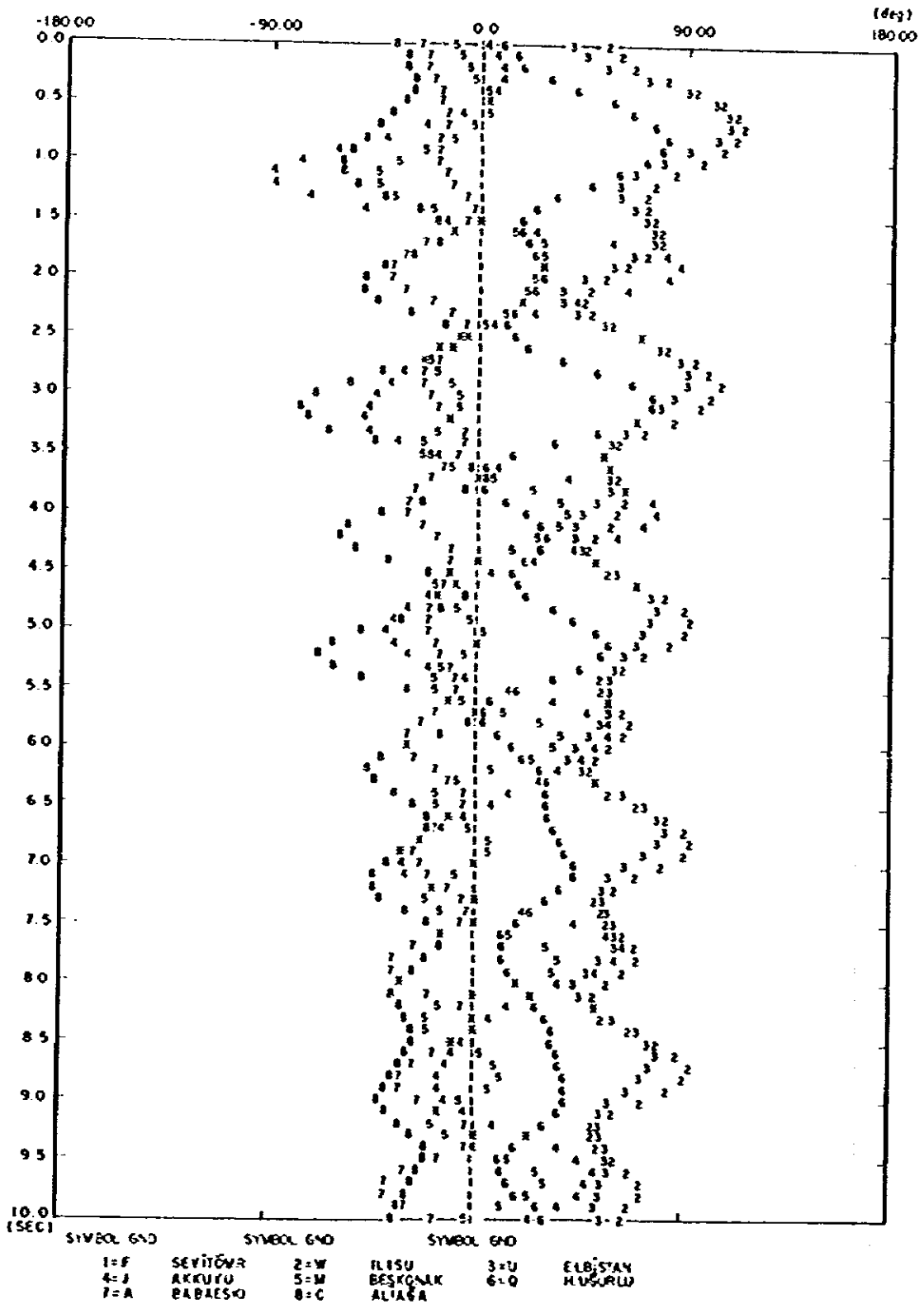


Fig.10-16 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ fault at ELBİSTAN (Pattern-2)

BASE GENERATOR = F

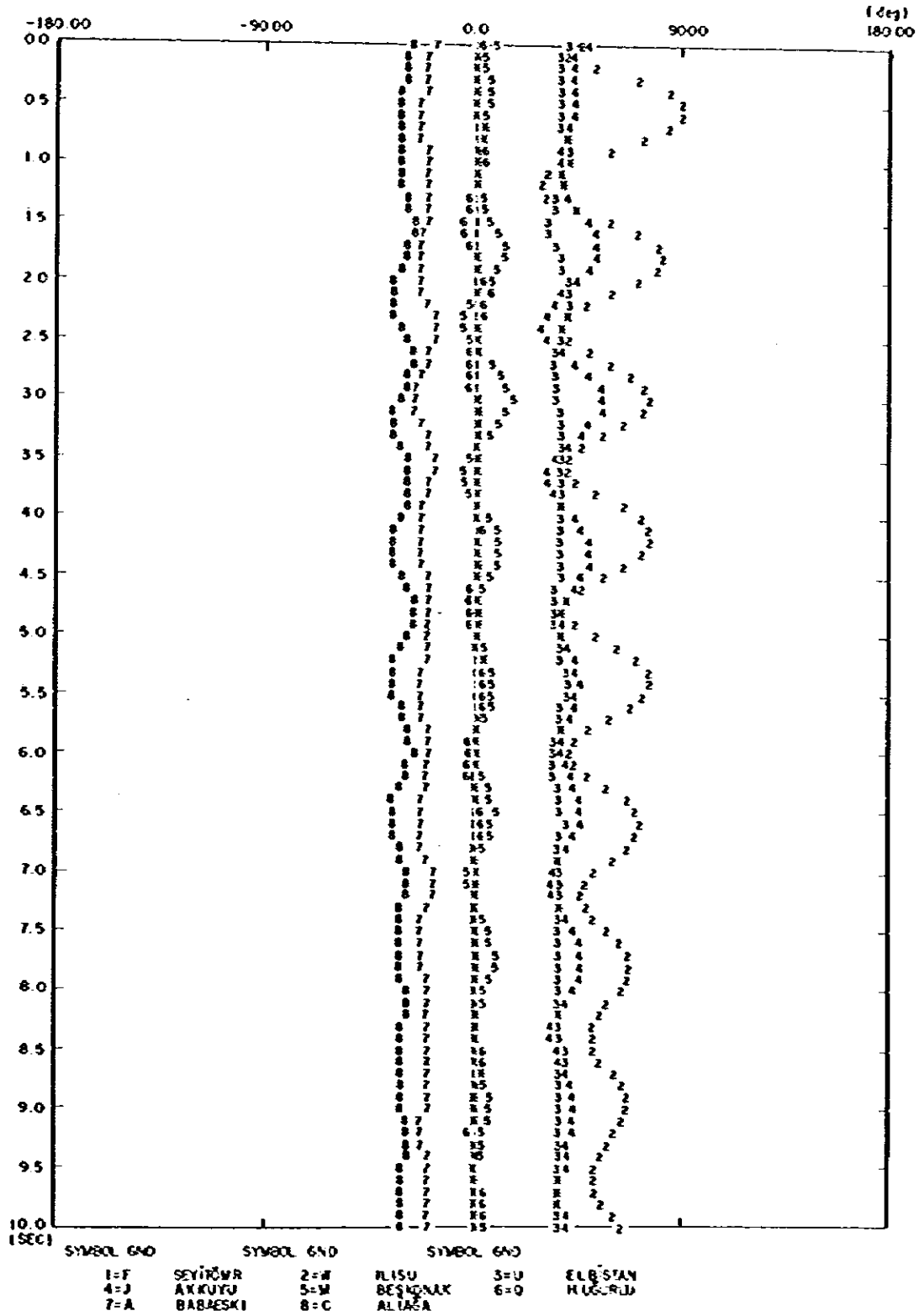


Fig.10-17 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ -fault at İLİSU (Pattern-1)

BASE GENERATOR = F SEYİTÖMR

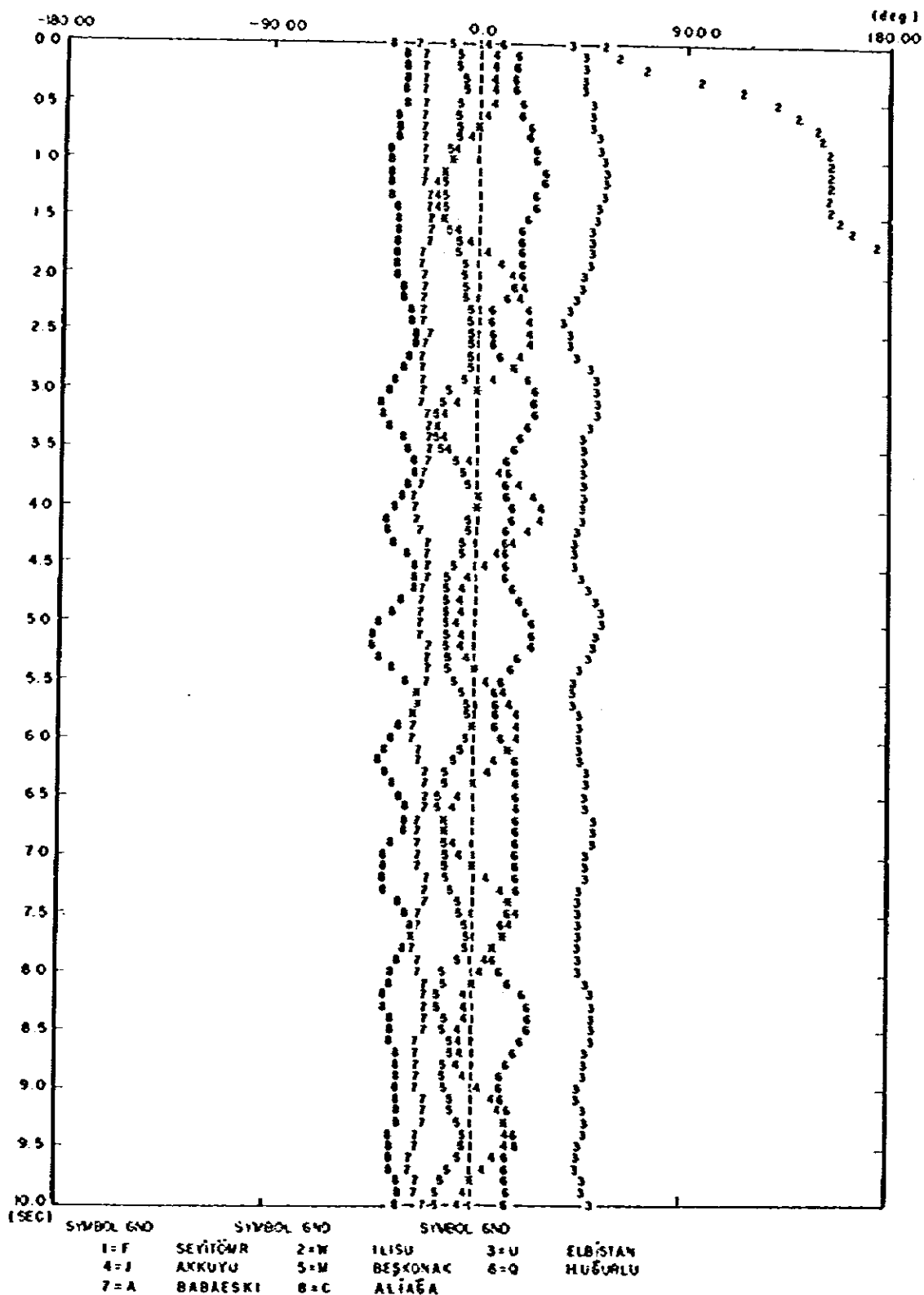
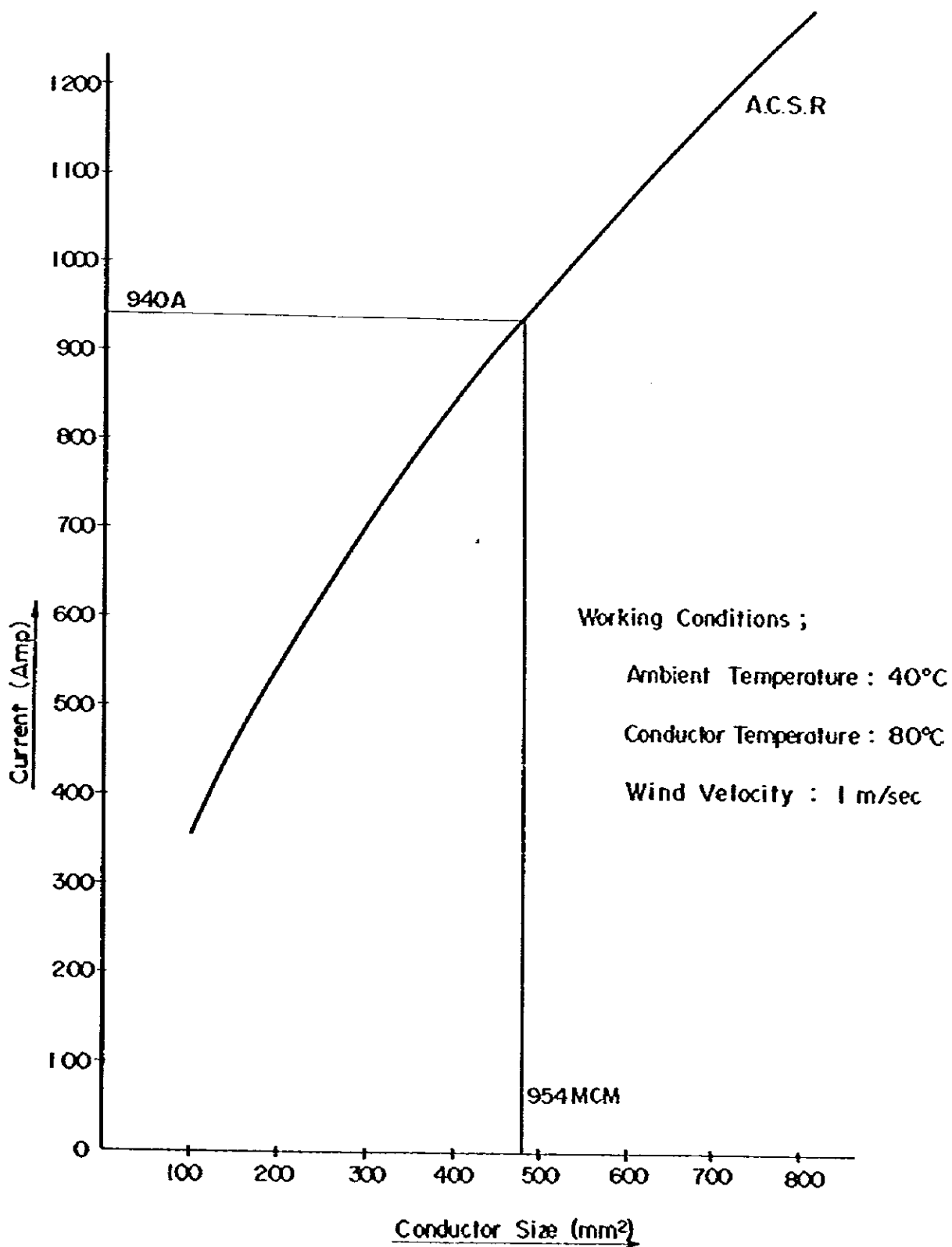


Fig.10-18 Transient-stability Swing Curve following 3 ϕ G-fault of ILISU (Pattern-2)

Fig. 10-19 Current - Carrying Capacity



10.4 経済性の検討

Beskonak 計画の送電方法について、5 パターンの経済性を比較した結果を Table 10-1 に示す。経済比較は送電線と発電所の開閉設備および調相設備の建設費、年経費さらに送電損失に関して行なった。

この結果、パターン-A (154 kV, 1 回線) の建設費が最も安く、パターン-E (380 kV 2 回線) が最も高い。また、送電損失を含めた年経費を比較した結果、パターン-D (380 kV 1 回線) が最も経済的で、パターン-A が最も不経済である。

10.5 結 論

Beskonak 発電所の送電方法として、送電パターン-D を推奨する。パターン-D の送電線設備は次の通りである。

送電々圧 : 380 kV

回線数 : 1

亘 長 : 約 25 km

拡張区間 : Beskonak 発電所から既計画 380 kV 送電線 (Oymapinar ~ Kepez) 迄の最短距離の区間。

この送電パターンの得失は次の通りである。

- (a) 他の送電パターンに比較して最も経済的である。
- (b) 1 回線送電線であるため、2 回線送電線に比べて供給信頼度が低い。

供給信頼度については、Beskonak 発電所の出力が 200 MW で、1993 年の需用想定規模 16,500 MW に対する比率は 1.2% と極めて低いので、送電線事故により、この発電所の脱落による供給力の低下はほとんど問題にならないと考えられる。

10.6 系統解析への提言

トルコ国東部の電源開発計画に対応した送電線の拡張計画を進めるにあたっては、電源の開発規模、開発順序および需要分布と協調のとれた送電設備であり、またその設備は信頼度が高く、経済的にも有利でなければならぬ。

10.3.3 の 380 kV 基幹系統の解析結果で明らかのように、需要規模が増大すると、その電力系統に潜在する複雑な問題が浮上してくる。したがって電力系統拡張計画に際しては、絶えずその電力系統に内在する問題点を抽出し、その都度解決する必要がある。

1993 年またはそれ以降に予想される 380 kV 送電系統の問題として次の項目が挙げられる。

- ・ 重送電および電圧調整
- ・ 送電損失
- ・ 系統安定度

これらの問題の解決は、基本的には T B K がその系統拡張方針に基づいて、系統解析を進めることになると考えられる。

ここではトルコ国東部の電源開発に対応して、次の事項を検計項目に加えることを提言する。

- ・ 380 kV 送電系統で対応可能な系統規模とその限界時期
- ・ 次期上位電圧の導入 (例, AC 750 kV)
- ・ 直流送電方式の導入

第11章 予備設計

第 11 章 予備設計

11.1 設計条件	V - 1
11.2 ダムおよび付属構造物	V - 1
11.2.1 Beskonak ダム	V - 1
11.2.2 仮排水路トンネル	V - 4
11.2.3 仮橋切ダム	V - 6
11.2.4 副ダム	V - 6
11.3 水路および発電所	V - 7
11.3.1 あらまし	V - 7
11.3.2 取水口	V - 7
11.3.3 導水路, 水圧管路	V - 7
11.3.4 発電所および開閉所	V - 9
11.4 電気機器	V - 9
11.4.1 主機の選定	V - 9
11.4.2 発電所	V - 10
11.4.2 主回路および 380kV 開閉所	V - 10
11.5 工事工程および工事計画	V - 11
11.5.1 基本的条件	V - 11
11.5.2 工事工程および工事計画	V - 15

LIST OF FIGURES

- Fig. 11-1 Comparison of Dam Location
- Fig. 11-2 Economical Diameter of Diversion Tunnel
- Fig. 11-3 Economical Diameter of Headrace Tunnel
- Fig. 11-4 Single Line Diagram
- Fig. 11-5 Plan of Power Station
- Fig. 11-6 380 kV Switchyard Layout
- Fig. 11-7 Construction Schedule

LIST OF TABLES

- Table 11-1 Comparisons of Dam Site
- Table 11-2 Quantity of Main Civil Works

LIST OF DRAWINGS

DWG. 11-1	Beskonak Dam and Power Station, General Plan
DWG. 11-2	Beskonak Dam, Diversion Tunnel, General
DWG. 11-3	Beskonak Dam, Cofferdam, General
DWG. 11-4	Beskonak Dam, Archgravity Type, Plan
DWG. 11-5	Beskonak Dam, Archgravity Type, Plan, Profile & Section
DWG. 11-6	Secondary Dam, General
DWG. 11-7	Waterway, Profile and Sections
DWG. 11-8	Power Intake, General
DWG. 11-9	Power Station, General
DWG. 11-10	Beskonak Dam, Arch Type, Plan
DWG. 11-11	Beskonak Dam, Arch Type, Plan, Profile & Section
DWG. 11-12	Beskonak Dam, Arch Type, Spillway, General
DWG. 11-13	Beskonak Dam and Power Station, General Plan (Alternative)
DWG. 11-14	Waterway, Profile and Sections (Alternative)
DWG. 11-15	Power Intake, General (Alternative)
DWG. 11-16	Power Station, General (Alternative)

第11章 予備設計

11.1 設計条件

予備設計は以下に示す条件で行なった。

- (1) Beskonakダムの堤頂標高は、9.3で検討した満水位 E.L. 155m に設計洪水位、波浪高等を考慮して E.L. 160m とする。
- (2) 洪水吐は 6.8 で算出した設計洪水量 (P.M.F) $4,500\text{m}^3/\text{sec}$ を安全に流下させる容量を有するものとし、減勢方式は下流河川の形状を考慮してフリップバケット方式を採用する。
- (3) 仮排水路トンネルの設計流量は、ダム型式 (コンクリート) および工期を考慮して 5年確率洪水量 $1,250\text{m}^3/\text{sec}$ を採用する。
- (4) Hortu Creekの絞部には副ダムを設ける。
- (5) 発電所は最大出力を 200MW とし、6時間ピーク発電方式を標準とする。ただし 6月～9月に下流地域の灌漑用水として $30\text{m}^3/\text{sec}$ を 24時間発電放流できる設備とする。
- (6) 各構造物は標準的な概略設計とし、詳細については最終設計の段階で再検討する。

11.2 ダムおよび付属構造物

11.2.1 Beskonakダム

(1) ダム位置の選定

Beskonakダムは、Köprücay川のBeskonak峡谷上流部に計画される。この峡谷はDWG. 1-2に示すように約600m区間に亘り、川巾が約20mと非常にせまく、兩岸とも石灰質礫岩のほとんど直立した絶壁である。また、左岸側は入口部より約200m下流から地形が広がり、尾根が低くなっている。従って、ダム位置としては、峡谷の入口部から約100mの区間に限定される。ダム位置の比較検討は、この区間についてFig. 11-1に示すような3案について行なった。Table 11-1に各案についての比較を示す。

Fig. 11-1 Comparison of Dam Location

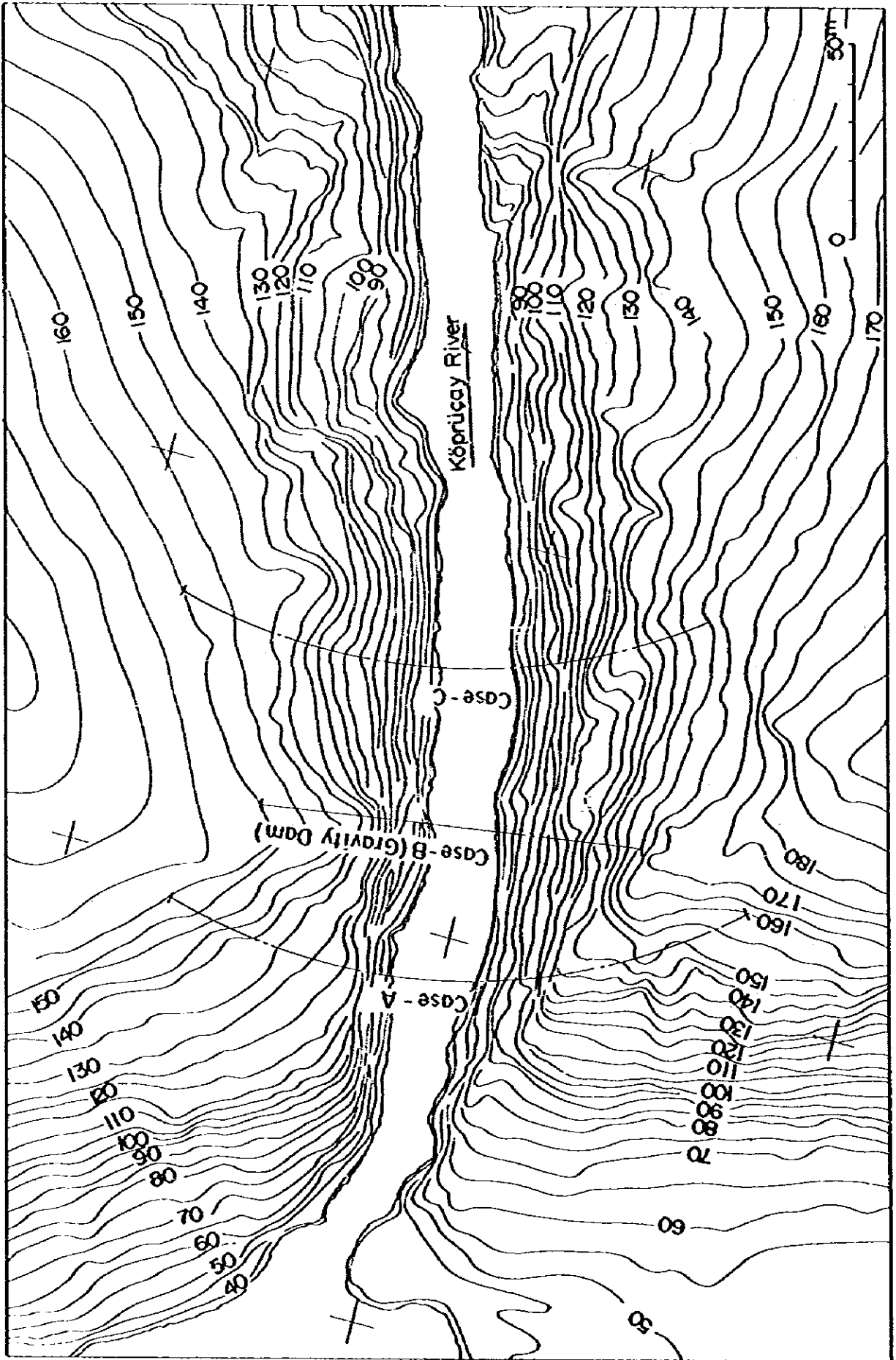


Table 11-1 Comparisons of Dam Sites

Item	Case A	Case B	Case C
Length of diversion tunnel	Shortest	Slightly longer than A	Longest
Dam type	Concrete curved dam	Concrete straight-line gravity dam	Concrete curved dam
Dam volume	Slightly more than C	Largest	Slightly less than A
Spillway	Spillway layout advantageous	Requiring extensive excavation for spillway	Spillway layout difficult
Construction works	Upstream space wide and excavation and access easy	Valley width and excavation and access difficult	Same as Case B
Dam concrete placement	By jib crane	By cable crane	By cable crane

以上3案について検討した結果、ダムの構造設計、洪水吐のレイアウト、および施工性の点で優利であるCase Aをダム位置に選定した。

(2) ダム形式の選定

Beskonakダム予定地点は、地形的にコンクリートダムが適当であり、(1)にて選定したダム位置について、アーチダムおよびアーチグラビティードムの2案について検討を行なった。

アーチダムはダム本体のコンクリート量が少なく経済的であるが、ダムサイト下部の谷巾が極端に狭いため、構造上不利な点が多い。また、洪水吐の設計上から最大洪水量 4,500 m^3/sec をダム中央より越流させることは、谷巾の狭い下流兩岸に越流水が直接落下するため、ダム本体の安定に悪影響を与える恐れがある。

従って、アーチダムの洪水吐はトンネル方式が適当である。この場合直径 12m のトンネルを兩岸に設けてダム下流の空中で各々の流水を衝突させて減勢する案が考えられるが、減勢機構が非常に複雑となる。

一方、アーチグラビティードムは、コンクリート量はアーチダムの 2.2 倍となるが洪水

吐をダム中央越流方式とすることが可能であり、かつ減勢方式が単純なフリップバケット方式を採用できる。

両案を、洪水吐を含めた工事費で比較すると以下のようになる。

アーチダム	$3,816,400 \times 10^3$ TL
アーチグラビティードム	$3,647,100 \times 10^3$ TL

以上のように洪水吐を含めたダム構造上の技術的および経済的な面からアーチグラビティードムの方が優利であるので本案を最適案とした。

DWG. 11-4~11-5に最適案であるアーチグラビティードムを、DWG. 11-11~11-13に比較案としてのアーチダムを示す。

(3) 洪水吐ゲート

洪水吐ゲートには巾12m、高さ10mのラジアルゲートを4門計画した。このゲートは電動ワイヤロープ巻上げ方式とし、通常はBeskonak発電所からの電源により操作される。

非常用の電源としてはディーゼル発電機等を設置することが望ましい。ゲートの詳細については、最終設計の段階で、再検討すべきである。

(4) 放流設備

Beskonakダムには洪水吐の他にダム堤内に放流設備を設けることが望ましい。放流設備はダム完成時の貯水池湛水の水位調節のため、また緊急時に貯水池水位を低水位以下に下げることがある場合等に使用される。なお放流設備の詳細は最終設計時に再検討すべきである。

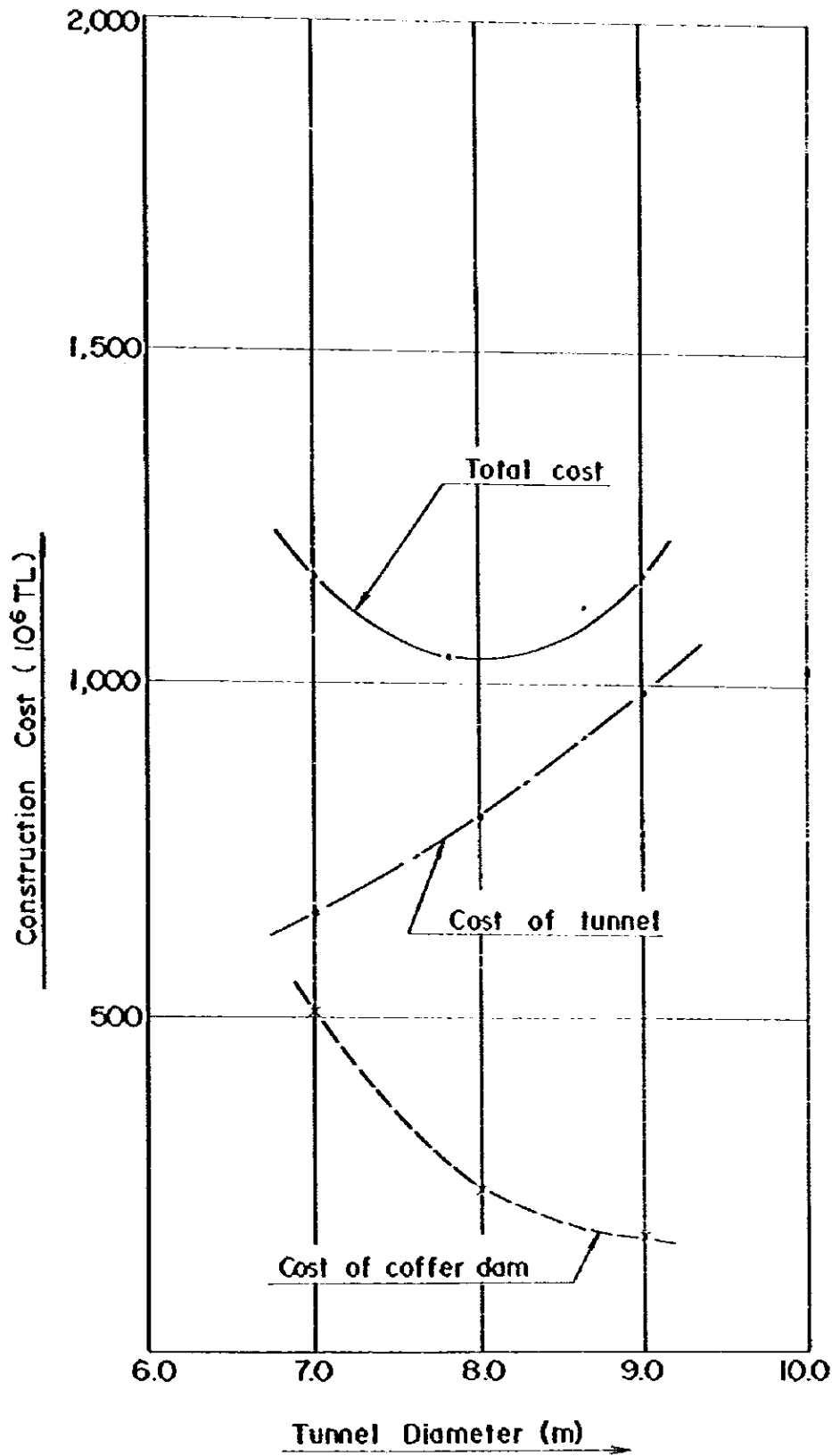
(5) 基礎処理

ダムの基礎処理はコンソリデーショングラウトおよびグラウトカーテンによるものとする。グラウトカーテンについては、8.3に述べたようにダム基礎および周辺地山を含めてDWG. 8-1に示すよう計画した。なお部分的な空洞および軟弱基礎部は、コンクリート置換、または集中的なグラウトで処理するものとする。

11.2.2 仮排水路トンネル

仮排水路トンネルは地形およびダム本体工事の工事用道路を考慮して、DWG. 11-2に示すように右岸側に選定した。仮排水路トンネルの断面は設計洪水量 $1,250\text{m}^3/\text{s}$ に対して、上流仮切ダムとトンネルの工事費が最小となるような断面とし、Fig. 11-2に示すように最適断面 $D=8.00\text{m}$ のトンネルを2条計画した。

Fig. II-2 Economical Diameter of Diversion Tunnel



11.2.3 仮締切ダム

上流仮締切ダムは、仮排水路トンネルの容量計算よりダム天端標高をEL. 60 m とした。

また同ダムは、DWG. 11-3 に示すように、主ダムの河床部掘削のための工事用道路が確保できるよう、上流側に配置し、厚さ約 25mの河床砂礫の上に盛立てるロックフィルタイプを採用した。河床砂礫部の遮水はグラウトカーテンにて行なう計画である。

下流仮締切ダムは、主ダム下流約 260mの位置に設け、ロックフィルダムとした。

11.2.4 副ダム

Beskonakダムの東方約 1,300mには、Hortu Creekの較部があり、ここに副ダムを計画した。

副ダムは地形および地質条件から判断してDWG. 11-6に示すようなロックフィルダムが適当であると考えられる。副ダムの堤頂標高は同ダムがロックフィルタイプであるため、Beskonakダムの堤頂EL. 160 mに対して余裕高さ 1 mを加えてEL. 161 mとした。

11.3 水路および発電所

11.3.1 あらまし

水路および発電所の設計は9.4で選定した最適案および代替案の2案について行なった。

最適案は、DWG. 11-1に示すように、下流に逆調整池を設けずに、Beskonak 発電所を単独で計画したものであり、洪水期の灌漑用水を考慮して出力155MW、45MWの大、小2台の主機からなる。すなわち灌漑期(6月-9月)は小主機により、24時間発電放流することによって灌漑用水は確保される。

一方、代替案としてDWG. 15-1に示すようにKisik地点に逆調整池を設けた場合のBeskonak 発電所についても検討を行った。本案は15章に述べるKisik計画と同時開発の場合有効な案であり、Beskonak 発電所は100MWの主機2台によりピーク発電を行ない、下流地域の灌漑用水はKisikダムで貯留、調整された後放流される。

11.3.2 取水口

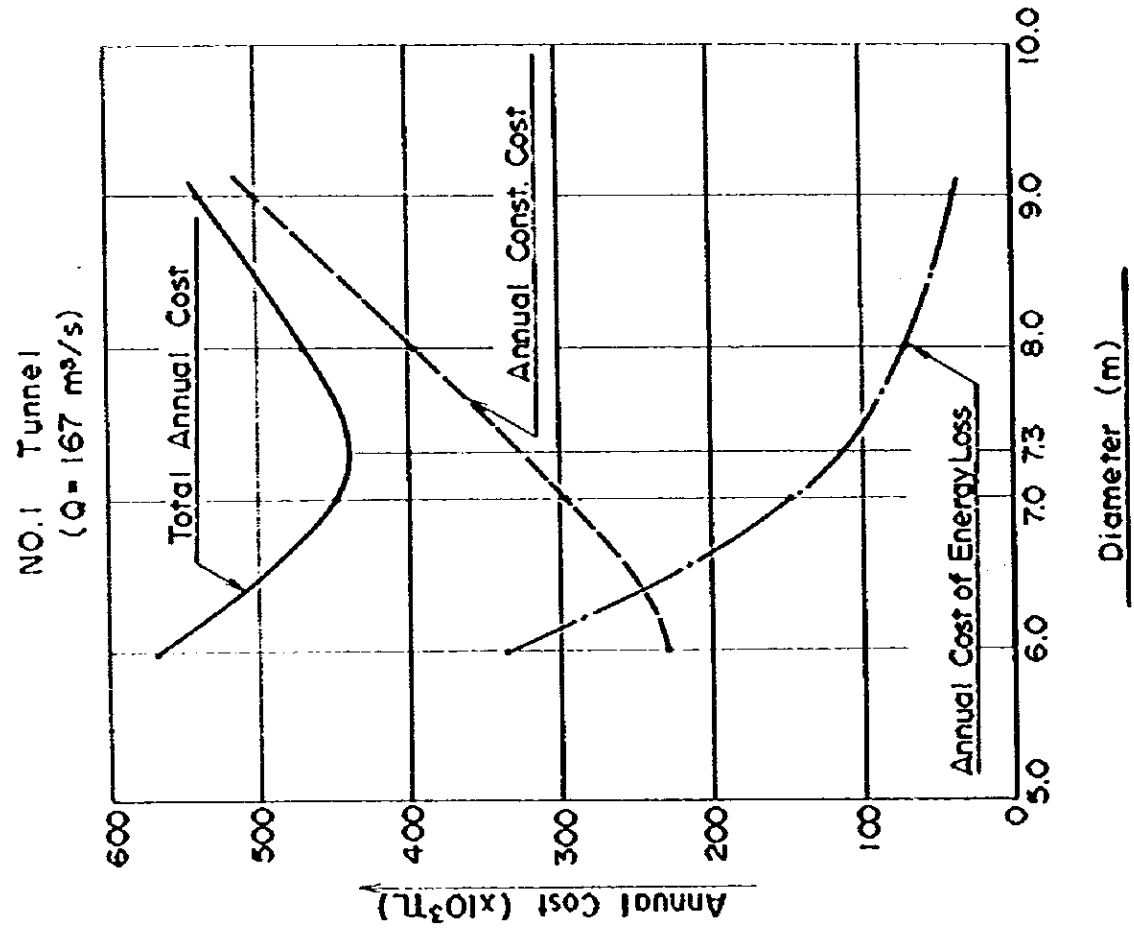
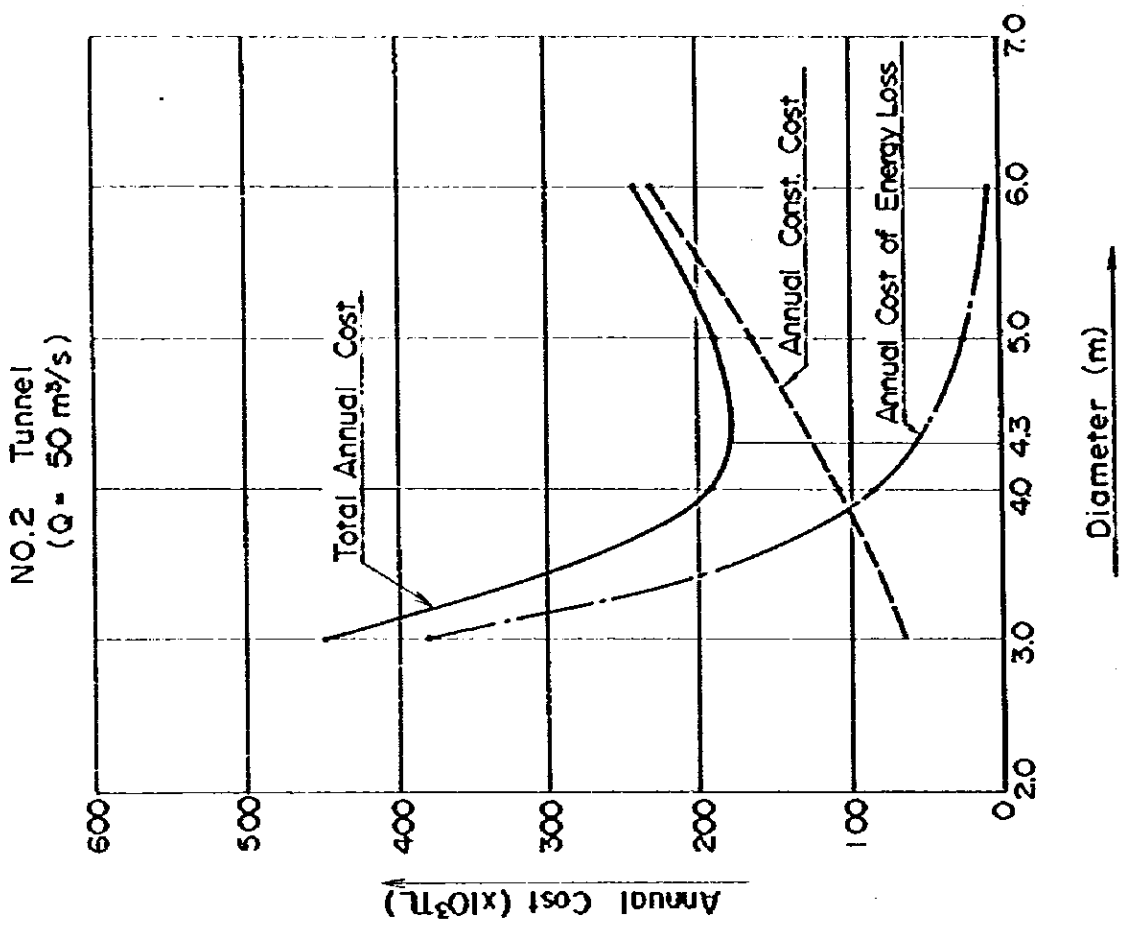
取水口は左岸緩傾斜部に選定した。取水口はDWG. 11-8に示すように地形を考慮して傾斜型取水口を採用した。取水口数は貯水池の低水位134.50mで安全に取水できる深さを確保するためEL105.00mとした。本取水口の最大取水量は1号が167 m^3/sec 、2号が50 m^3/sec である。なお、代替案の取水口をDWG. 11-15に示す。

11.3.3 導水路、水圧管路

導水路は、DWG. 11-7に示すように4.3mおよび7.3mのトンネルを2条計画した。トンネルの断面はFig. 11-3に示すように最適経済断面を算定して決定した。導水路トンネルは水路上流部の地山かぶりの深い区間とし、コンクリート巻立とした。水路下流部は地山のかぶりが浅いため鉄管で保護するものとし、この区間より発電所までを水圧管路として設計した。水圧管路は地形上全区間を埋設管路として計画した。なお調圧水槽は設けないこととした。これは本水路の全長が600mと短かく、かつ総落差が小さいこと等により水撃圧の値が小さく、水車の機能上支持しないことならびに水路下流部を鉄管で保護するため、調圧水槽を設けることによる水圧鉄管の工事費の減少が余り期待できないこと等経済的なメリットが得られないことによる。

なお、代替案についての水路一般をDWG. 11-14に示す。

Fig. 1.1-3 Economical Diameter of Headrace Tunnel



11.3.4 発電所および開閉所

発電所は DWG.1-2 に示すように、ダムサイトより下流約 600m の Hortu Creek との合流点部に選定した。本発電所は次節で述べるように大小 2 台の主機からなり、出力 200MW のピーク発電所として計画した。発電所の概要を DWG. 11-9 に示す。

なお、代替案（主機 100MW 2 台案）の発電所概要を DWG. 11-16 に示す。開閉所は、発電所直下流の左岸緩傾斜地を掘削造成して設けた。発電所および開閉所への進入路は、DWG. 1-2 に示すように副ダム下流の既設道路から分岐して約 1.5km の道路を計画した。

11.4 電気機器

11.4.1 主機の選定

当発電所は基準有効落差 105m、最大使用水量 $217m^3/sec$ 、発電所出力 200MW で計画される。この開発規模と渇水期の灌漑放流を考慮して主機台数は各々出力の異なる大小 2 台案を採用した。1 号機は立軸フランス水車 158MW と同期発電機 172MVA、2 号機は立軸フランス水車 47MW と同期発電機 51MVA で構成される。主機の構成は、下記に示す。

— 発電所電気設備概略諸元 —

発電所出力 200 MW

No 1 Unit:

水 車；

形 式	立軸フランス水車
台 数	1 台
基準有効落差	105m
使用水量	$167m^3/sec$
基準出力	158MW
回転速度	167rpm

発電機；

形 式	3 相交流同期発電機
台 数	1 台
出 力	172,000KVA (力率 0.9遅れ)
周 波 数	50Hz

No 2 Unit:

水 車；

形 式	立軸フランス水車
台 数	1 台
基準有効落差	105m

使用水量 50m³/sec

基準出力 47MW

回転速度 300rpm

発電機：

形 式 3相交流同機発電機

台 数 1台

出 力 51,000KVA (力率 0.9 遅れ)

周 波 数 50Hz

主要変圧器：

形 式 屋外形、単相、送油風冷式

台 数 3台

容 量 75,000KVA

電 圧 380/√3/14.4KV

開閉所：

形 式 従来型

接続線数 1回線

11.4.2 発電所

発電所は屋内式で幅 24.50m、長さ 66.00m に大小 2 台の水車および発電機が設置される。その他に 1 台の天井走行クレーン、1 台の搬入クレーン、補機などが収納される。

発電所配置図は Fig. 11-5 に示す。

11.4.3 主回路および 380kV 開閉所

主回路は 2 台の発電機に対し、1 台の主要変圧器が接続されるいわゆるセントラル方式が採用され、発電機と屋外に設置される主要変圧器は密閉母線で接続される。主要変圧器により 380kV に昇圧された発生電力は架空母線により 380kV 開閉所まで送られる。開閉所は発電所から約 200m 離れた下流左岸側に位置し、開閉所機器は従来型のもので計画される。

主回路単線結線図、開閉所機器配置図は Fig. 11-4、11-6 に示す。

Fig. 11-4 Single Line Diagram

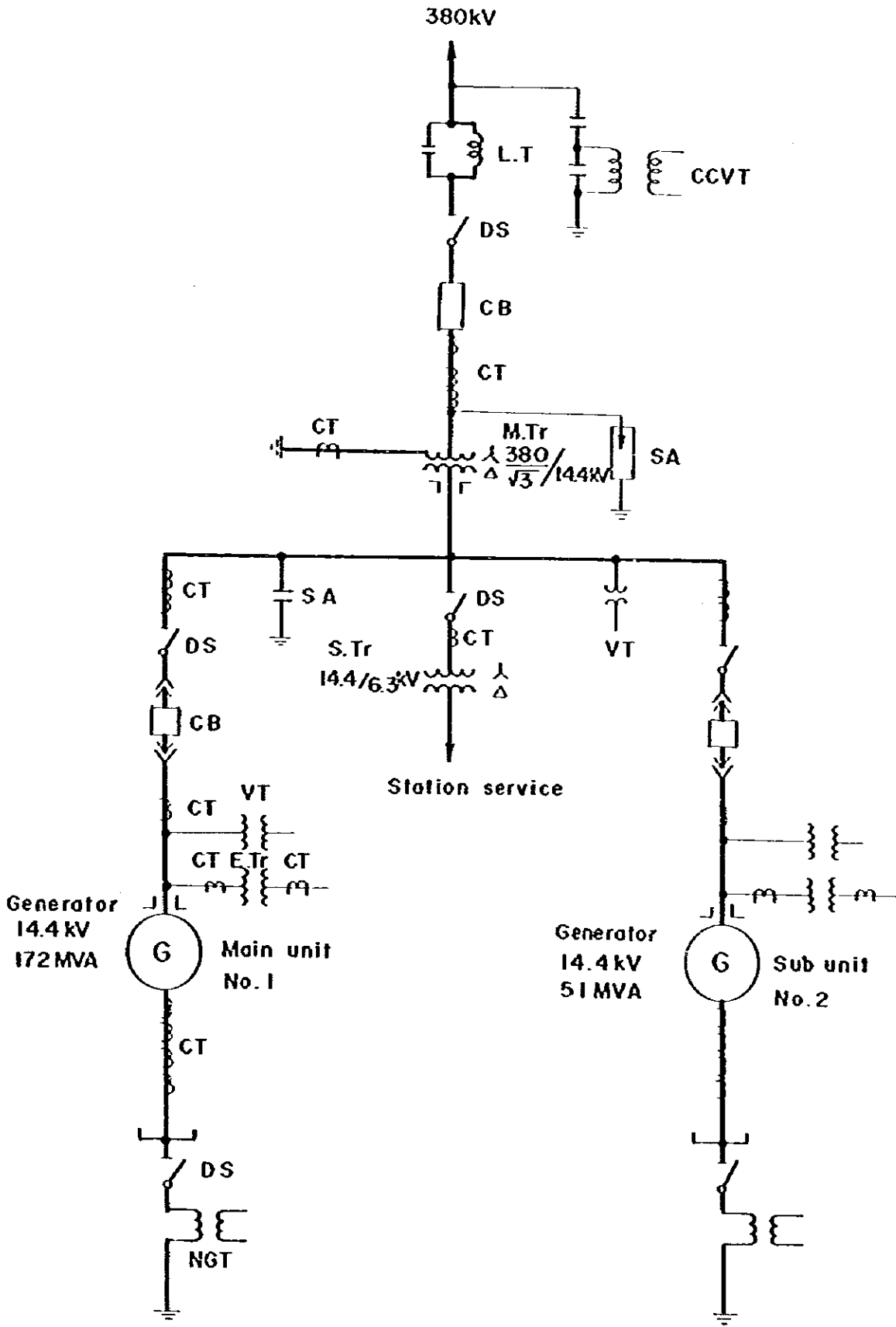


Fig. 11-5 Plan of Power Station

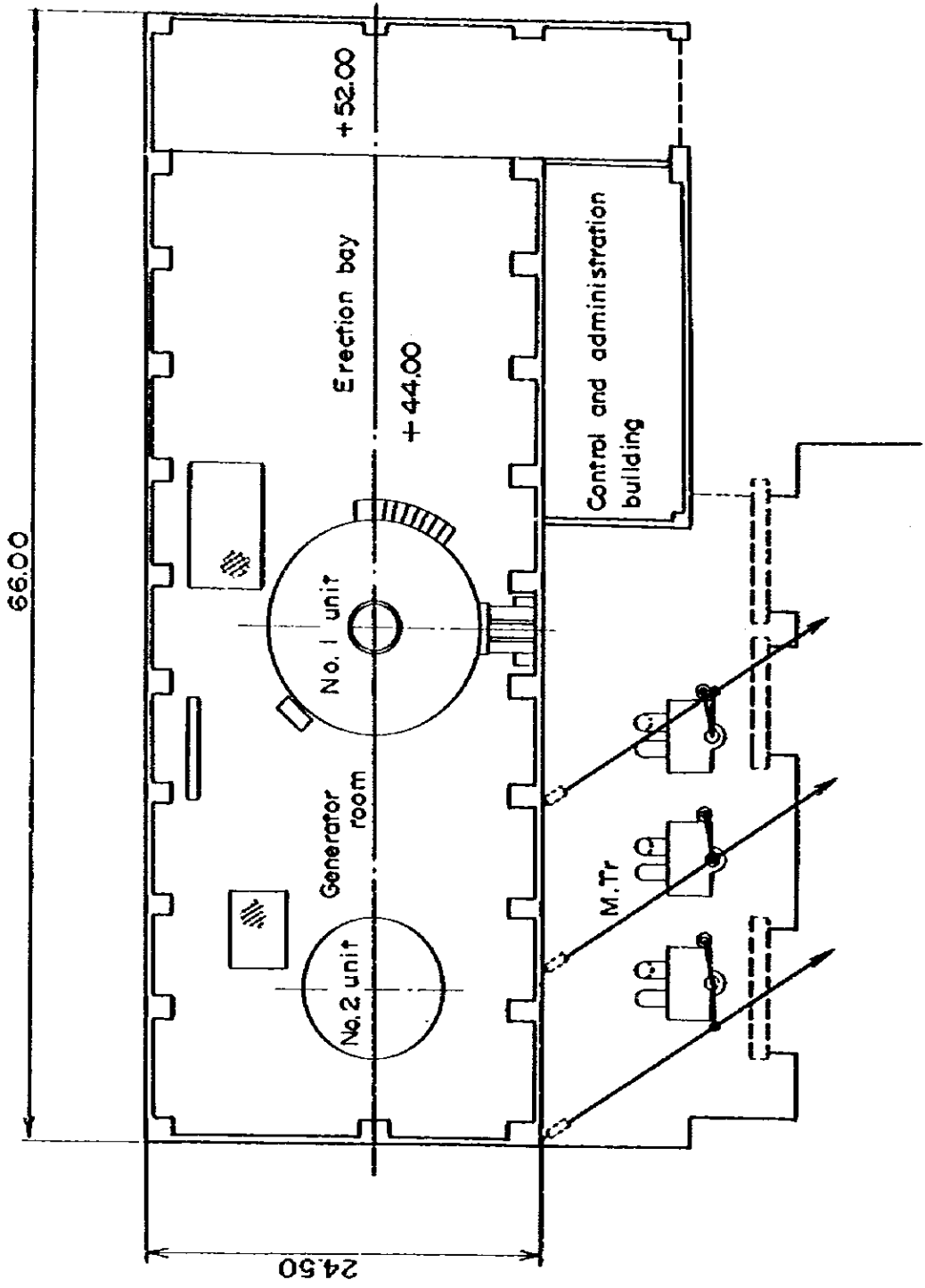
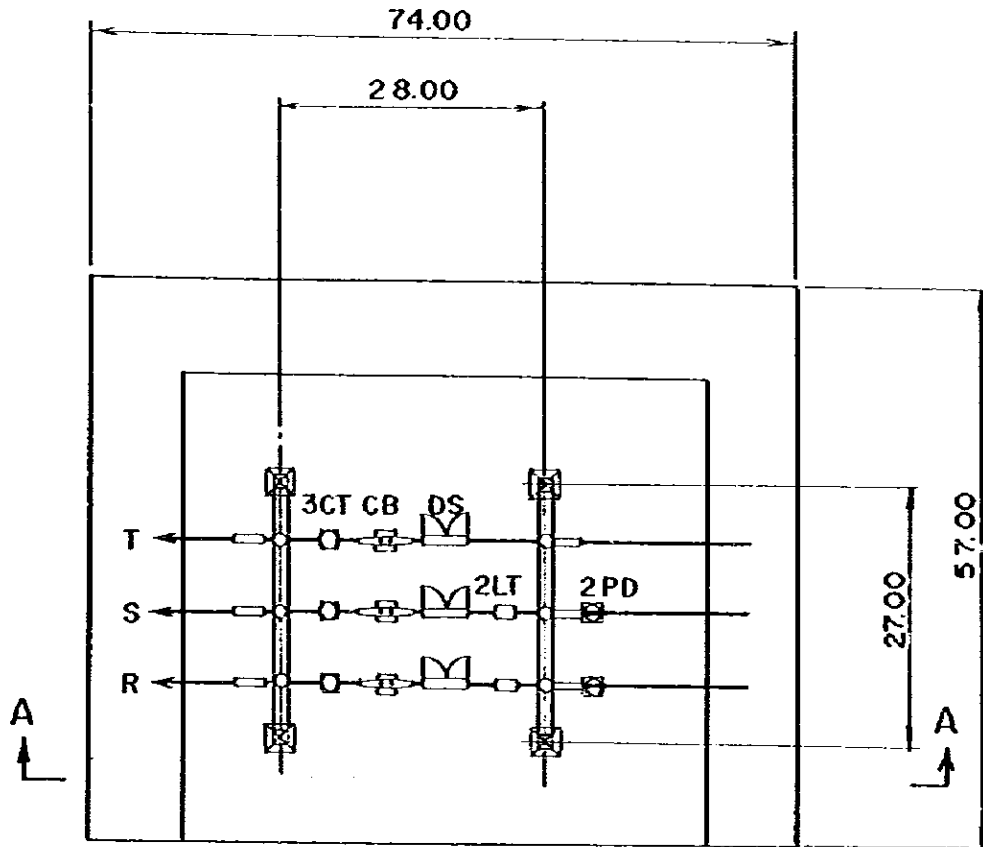
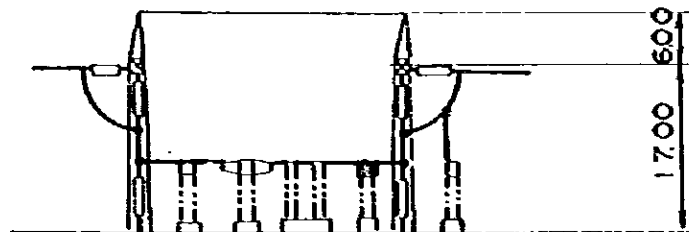


Fig. 11-6 380kV Switchyard Layout

PLAN



SECTION A - A



11.5 工事工程および工事計画

11.5.1 基本的条件

本計画で建設される構造物は、高さ165mのアーチグラビティダムを主体とし、それに取水口、導水路、水圧管路および発電所からなっている。さらに本地点の最も重要な工事である貯水面積約380,000 m^2 におよぶ貯水池止水工がある。主要土木工事の数量はTable 11-1に示すとおりである。

本計画の工事工程および工事計画に影響を与える事項の概要は下記のとおりである。

(1) 気 象

計画地点の気象条件（気温、降雨、降雨日数）については6章に述べた通りである。コンクリートの打設およびフィルダムの盛立等の工事の実施には非常に恵まれた気象条件であり、年間を通して工事が可能であるものとして工事工程を立案した。

(2) 交 通

計画地点への道路条件は、Antalya市からダム付近まで舗装道路が通じており非常に良い。しかし、主要資機材の搬入に当っては、DWG. 1-2に示すようなダムおよび発電所への進入道路の新設が必要である。最寄の港はAntalya港とする。この港は隣接河川で現在工事中のOymapinar水力発電計画のための資機材の荷役港として使用されており、十分な荷役設備を有している。

(3) 工事用材料

(i) セメント

ダム建設に必要なセメントは、中庸熱セメントを使用することが望ましい。セメントは、計画地点より220kmのIsparta市のセメント工場が主な供給工場となる。なお、フライアッシュの入手が可能ならばセメントの20~30%を混合することにより、硬化熱を低減することができ、コンクリートの強化に役立つであろう。

(ii) 骨 材

骨材はダムサイトの下流約10kmのSagirin川西岸に堆積している砂礫を使用する。これらの物理的性質等については7.5に述べたとおりである。本計画で必要とされるコンクリートの総量は約630,000 m^3 に達するものと予想されるが、これに要するすべての骨材は上述の採取地で採取するものとする。

(iii) 盛立材料

仮橋切ダムおよび副ダムに使用する盛立材料のうち、遮水壁材料は骨材採取地に隣接した採取場から、フィルター材料はダムサイト上流の河床礫を、ロック材料は取水口、発電所等の掘削副産物を流用して使用する予定である。

(4) 工事用電力

工事用電力として3MW程度必要と考えられる。この電力はBeskonak村に通じている

34.5 kV の送電線から分岐して供給するものとする。

(5) 工事用設備

骨材プラントは上記骨材採取場に設置する。骨材プラントの能力はコンクリートの必要量および工事期間を考慮して 250 ton/hr 級が必要である。パッチャープラントはダム左岸に設置する。公称能力を 140 m³/hr 級とする。ダムコンクリート打設はジブクレーンによるものとし、13.5 ton 級のクレーン 2 基、9 ton 級のクレーン 1 基を設置するものとする。

パッチャープラントの付近には、セメントサイロ、クーリングプラント等を設置する。

なお、これらを含めた工事用設備は、大部分は国内のコントラクターが調達できるが、コンクリート打設用大型クレーンおよび多量のボーリンググラウトマシン等特殊機械は外国より輸入するものとする。

11.5.2 工事工程および工事計画

Beskonak 計画の建設工事は、工事規模、構造物の配置および地条件的条件等を考慮して検討した結果、準備工事を含めて 72ヶ月の工期を必要とすると考えられる。この発電所の運転開始は着工後 6 年目の年末を目標とし、Fig. 11-7 に示すような工事工程を立案した。

なお、本計画は貯水池止水工としてのグラウトカーテンの工事数量が特に多いので、これが工事工程に最も影響を及ぼす要素となる。

以下に工事工程および工事計画の概要を述べる。

(1) 1年目

工事着手と同時に工事用道路、仮橋、給水・給気設備、工事用電力、工事用建物等の準備工事に取りかかる。後半には河床切替のため右岸に設けられる仮排水路トンネルの掘削を 1.2 号同時に着工する。

(2) 2年目

準備工事を 1 年目に引続き行なう。骨材プラント、コンクリートプラントの据付準備にかかる。仮排水路トンネルは掘削、巻立コンクリートを完成し秋の出水期前に転渡する。

なお、初期の少量のコンクリートは簡易設備で製造するものとする。転渡と同時に仮切替ダムの基礎掘削、グラウトを実施し、年末から巻立を開始する。グラウトカーテン用のギャラリトンネルの掘削を右岸側 4 ヶ所、左岸側 2 ヶ所より開始する。

(3) 3年目

骨材プラント、コンクリートプラント、コンクリート打設用クレーン等の仮設備工事を行なう。仮切替ダムの巻立が最盛期を迎え、同時にダムの基礎掘削にかかる。河床部掘削が終り次第基礎グラウトを開始し、秋にはダムコンクリートの打設に着手する。コンクリート打設計画は、リフト計画、クレーン能力を考慮して所要月数を 37ヶ月とした。一方、グラウトギャラリは引続き掘削、巻立を行ない、一部グラウトに着手する。グラウトは

左岸、右岸に分かれて施工するものとし、約36ヶ月要する計画である。取水口の掘削を早期に着手し、仮捨切ダムのロック材に流用する。さらに電気機器類の製作に取りかかる。

(4) 4年目

工事の最盛期であり、ダムコンクリート打設、グラウトカーテンの実施、副ダムの盛立を開始する。一方、水路トンネルの掘削および発電所の掘削を開始する。副ダムのロック材は極力発電所の掘削掘を流用する。また水力機器、および送電線の製作に入る。

(5) 5年目

5年目はダムコンクリートの打設、およびグラウトカーテン工事の最盛期である。また取水口、導水路トンネルでは、コンクリート、グラウト工事が主に実施される。水圧管路は掘削が完了し、鉄管据付およびコンクリート詰込み作業が開始される。一方、発電所は土木工事の進捗に伴って、天井クレーンの据付を行ない、これを使用して水車・発電機の据付が開始される。また本年より、送電線の建設に取りかかる。

(6) 6年目

工事の最終年度であり、ダムコンクリート、グラウトカーテン工事の仕上げ段階に入り、ゲート、鉄管等の据付は最盛期となる。夏期の渇水時を選んで、仮排水路トンネルの閉塞ゲートを閉め、湛水を開始すると同時に仮排水路トンネルの閉塞コンクリートを施工する。

水車・発電機、補機、開閉所機器等の据付を完了し、秋期には総合的な調整に入る。送電線も前半で建設が完了する。貯水池の水位上昇を待って有水試験を行ない、年末に運転を開始する。

Table 11-2 Quantity of Main Civil Works

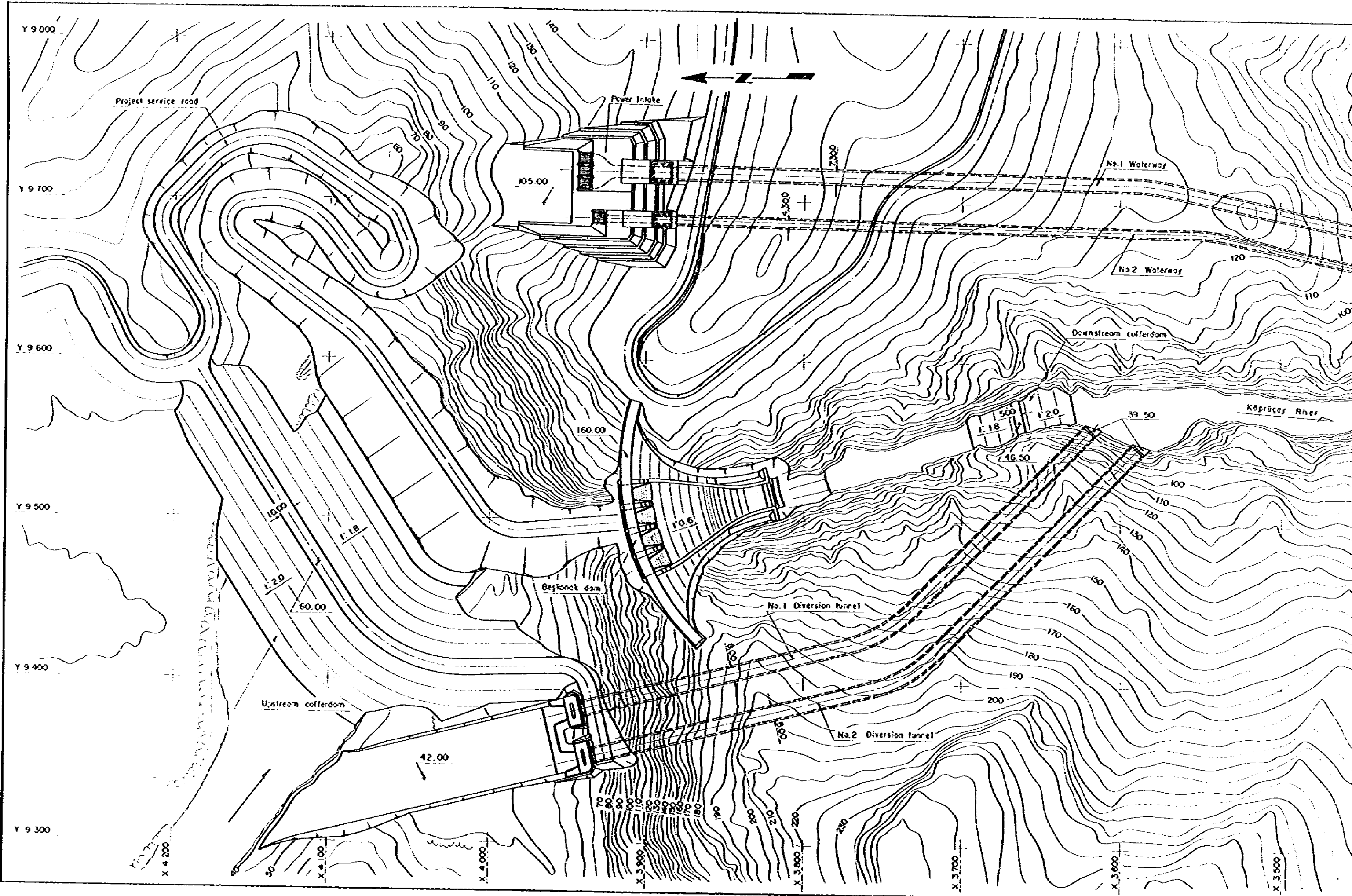
	Open Excavation (m ³)	Tunnel Excavation (m ³)	Concrete (m ³)	Embankment (m ³)	Grouting (m)	Remarks
Main Dam	514,600	68,100	520,700	318,400	15,900	Including diversion tunnel and cofferdam
Secondary Dam	63,200	-	-	160,600	8,300	
Curtain Grouting	-	40,500	22,600	-	290,000	Including dam site, right bank and left bank
Waterway	182,600	50,300	49,800	-	5,700	Including power intake, headrace and penstocks
Power Station & Switchyard	165,700	-	39,100	-	-	
Total	926,100	158,900	632,200	479,000	319,000	

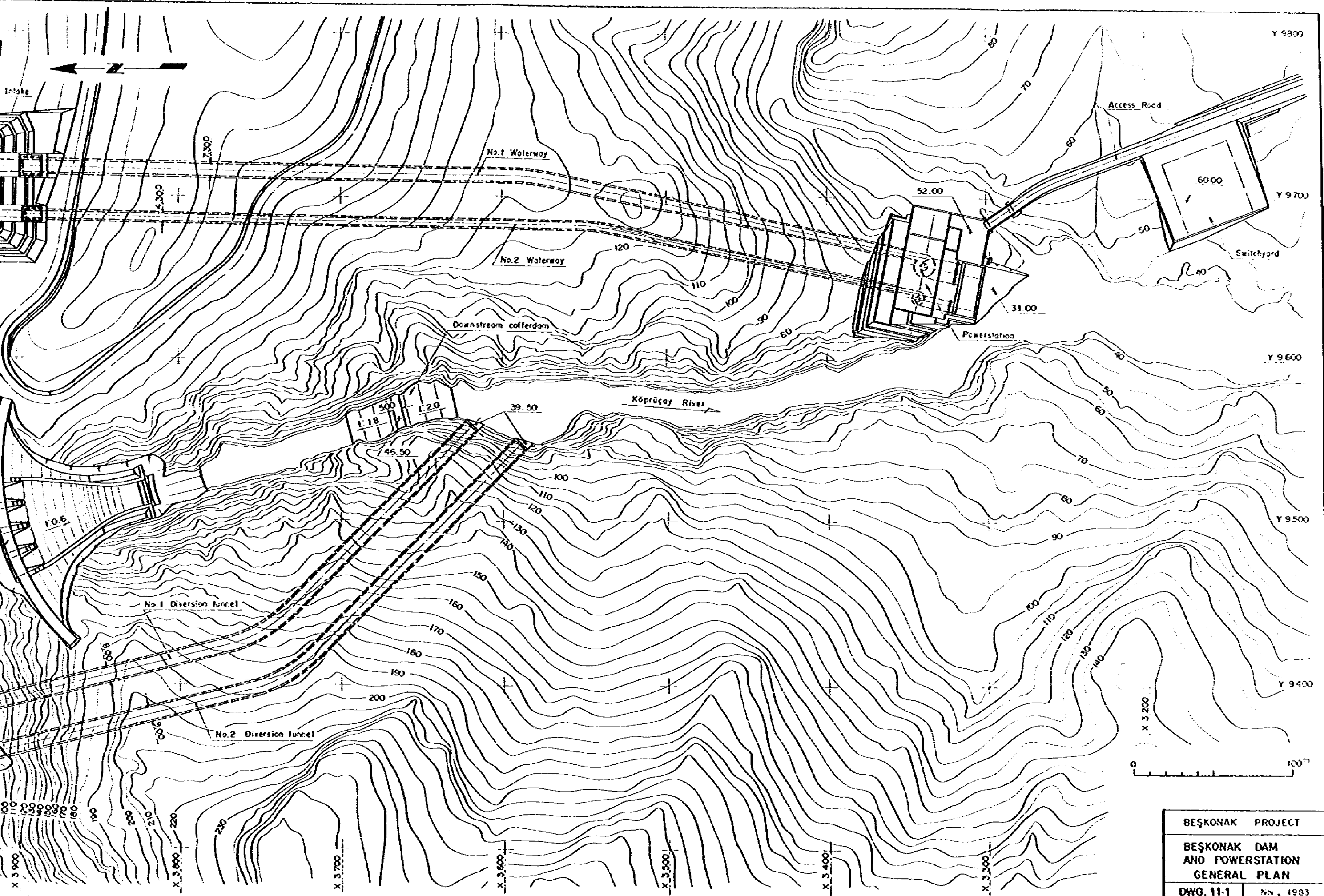
chedule

3rd Year	4th Year			5th Year			6th Year		
									Plug
Emb.									
a.									
				Conc.					
			Grout						
Gallery				Grout					
y				Grout					
Exca.	Grout	Emb.							
						Grout	Conc.		
		Exca.	Conc.			Grout			
		Exca.					Conc.		
		Exca.					Super Struc.		
		Manufac. & Transp.				Inst.			
		Manufac. & Transp.					Inst.		
		Manufac. & Transp.					Inst.		
		Manufac. & Transp.					Inst.		
		Manufac. & Transp.					Inst.		
		Manufac. & Transp.					Inst.		
Manufac. & Transp.	Draft tube	Crane						Operation	
	Manufac. & Transp.					Inst.		Test	
	Manufac. & Transp.						Inst.		
	Manufac. & Transp.						Inst.		
	Manufac. & Transp.					Inst.			
	Relocation Road								

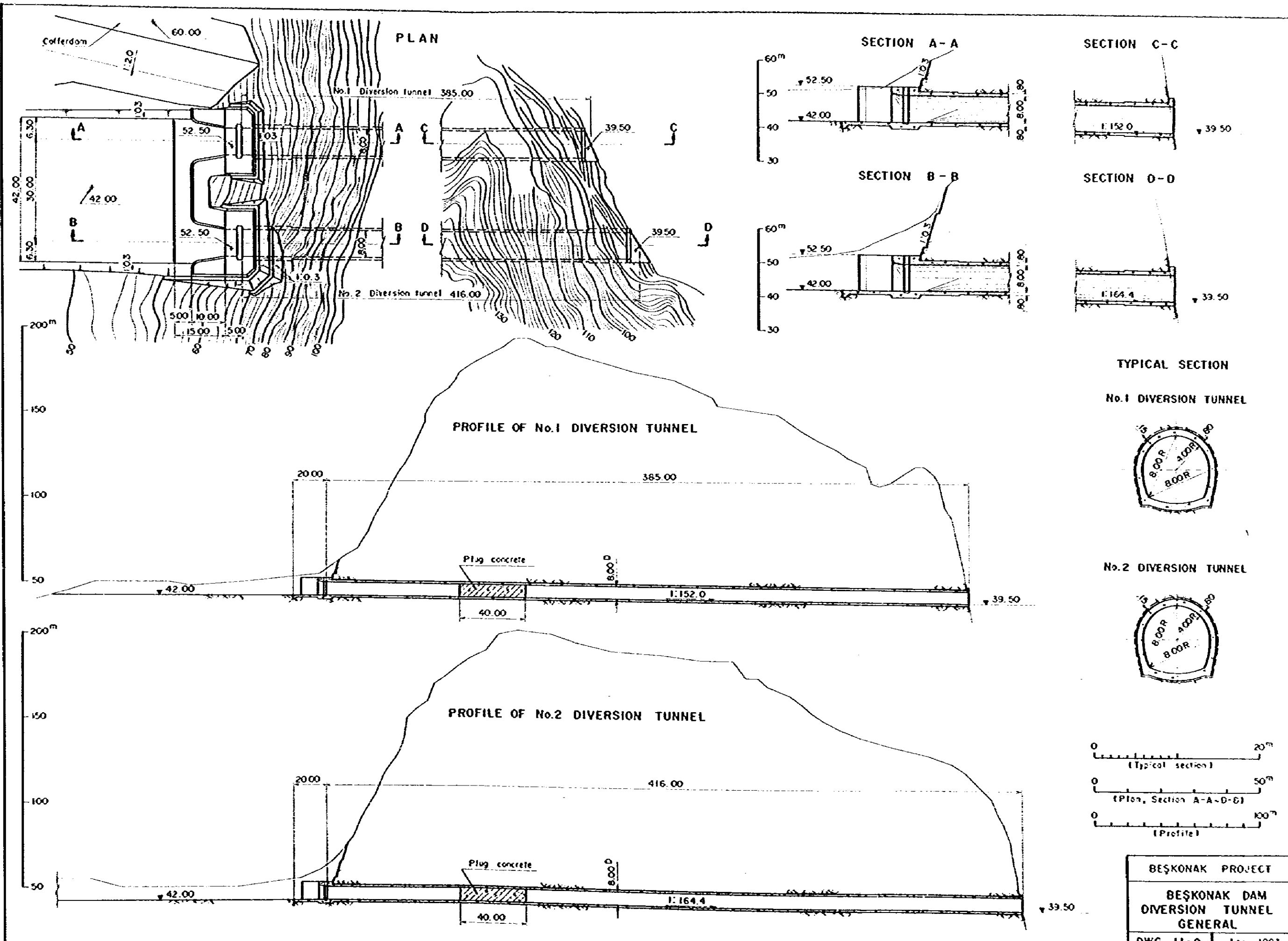
Fig. 11-7 Construction Schedule

WORK ITEMS	QUANTITY	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		5th Year		6th Year	
Preparatory Works													
Diversion Tunnel	No.1 $l=385$ m No.2 $l=416$ m			Exca.	Conc.								Plug
Coffer Dam	Exca. $30,800m^3$ Emb. $318,400m^3$				Exca. Grout	Emb.							
Beşkonak Dam	Exca. $412,000m^3$ Conc. $488,000m^3$ Grout $29,000m$					Exca.				Conc.			
Grout Curtain Works													
Left Bank	Gallery $1,400m$ Grout $95,000m$					Gallery				Grout			
Right Bank	Gallery $2,300m$ Grout $172,000m$					Gallery				Grout			
Secondary Dam	Exca. $63,200m$ Emb. $160,600m$						Exca. Grout	Emb.					
Power Intake	Exca. $182,600m^3$ Conc. $29,700m^3$					Exca.				Grout	Conc.		
Headrace Tunnel	No.1 $l=240$ m No.2 $l=190$ m						Exca.	Conc.			Grout		
Penstock Tunnel	No.1 $l=357$ m No.2 $l=409$ m							Exca.			Conc.		
Powerhouse & Switchyard	Exca. $165,700m^3$ Conc. $39,100m^3$							Exca.		Conc.	Super Struc.		
Hydraulic Equipments								Manufac. & Transp.		Inst.			
Outlet Works	L.S												
Spillway Gates	4 Sets							Manufac. & Transp.			Inst.		
Intake Gates	2 Sets							Manufac. & Transp.			Inst.		
Penstock	2,900t							Manufac. & Transp.			Inst.		
Tailrace Gates	4 Sets							Manufac. & Transp.				Inst.	
Electro-Mechanical Equip.													Operation
Draft-tube & Crane	L.S						Manufac. & Transp.	Draft tube	Crane				
Turbine & Generator	"						Manufac. & Transp.				Inst.		Test
Auxiliary Equip.	"						Manufac. & Transp.					Inst.	
Switch Gear	"						Manufac. & Transp.					Inst.	
Transmission Line	$l=25$ km							Manufac. & Transp.			Inst.		
Access Road & Relocation Road	$l=6$ km $l=41$ km				Access Road			Relocation Road					



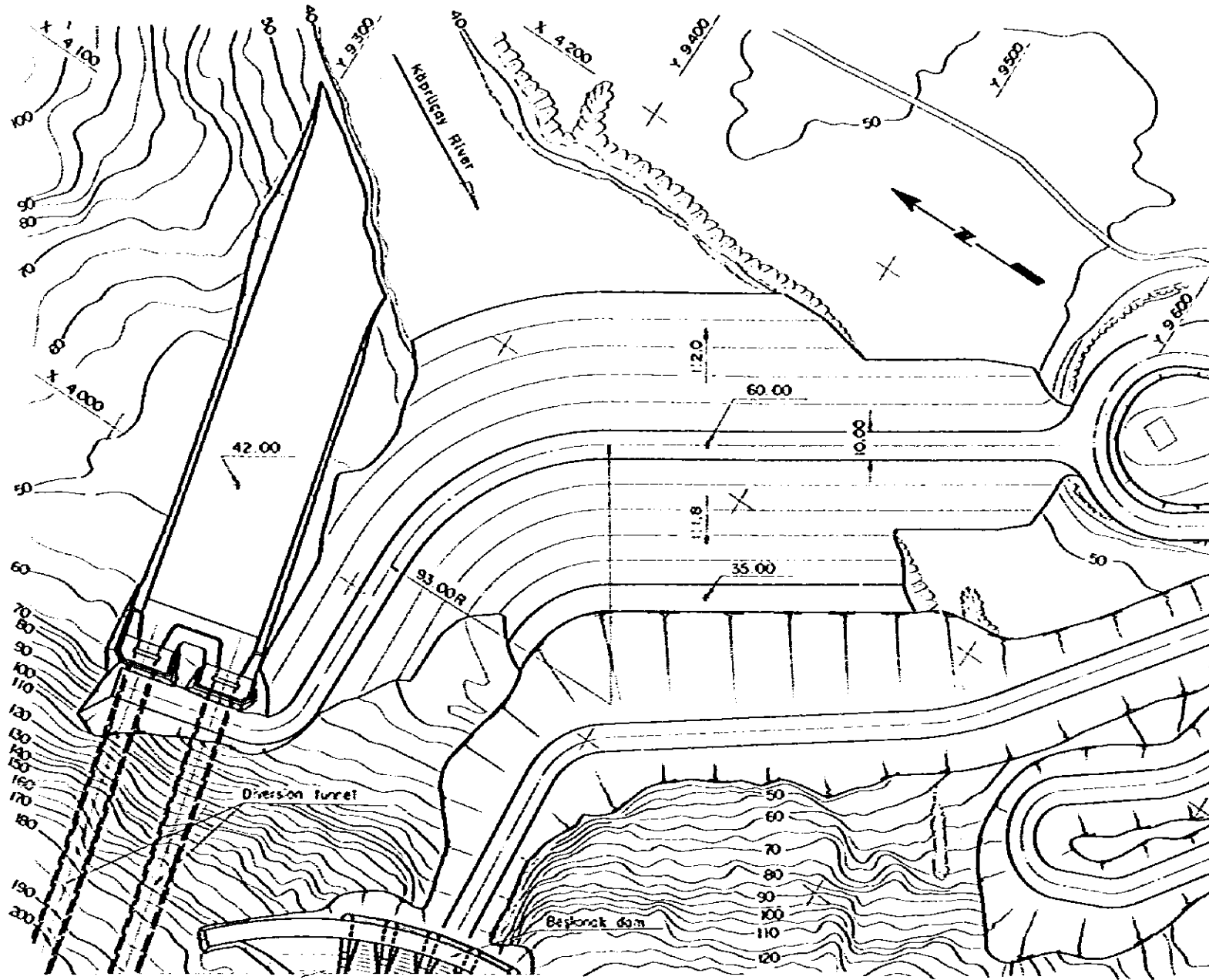


BEŞKONAK PROJECT	
BEŞKONAK DAM AND POWERSTATION GENERAL PLAN	
DWG. 11-1	NOV. 1983

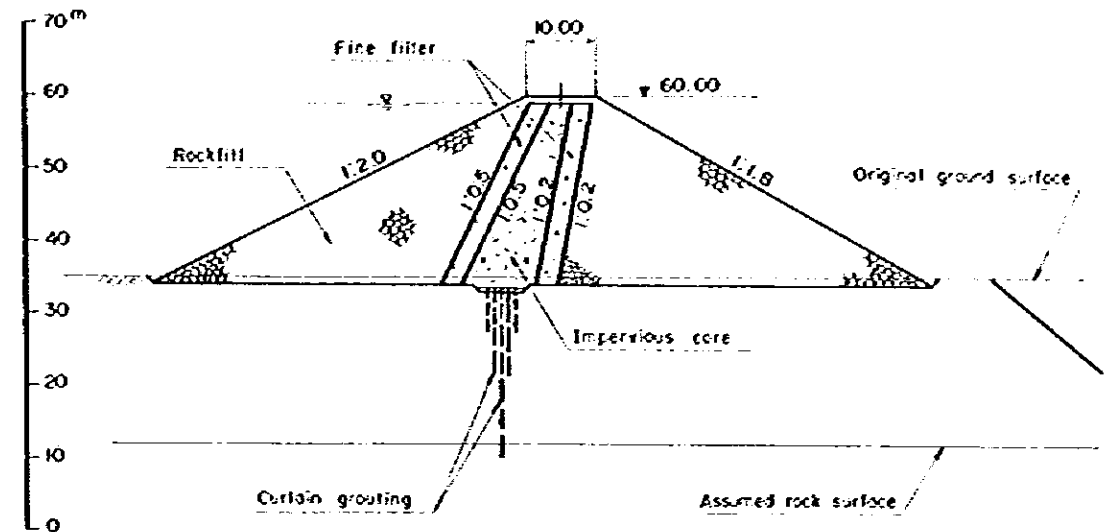


BEŞKONAK PROJECT	
BEŞKONAK DAM DIVERSION TUNNEL GENERAL	
DWG. 11-2	Nov. 1983

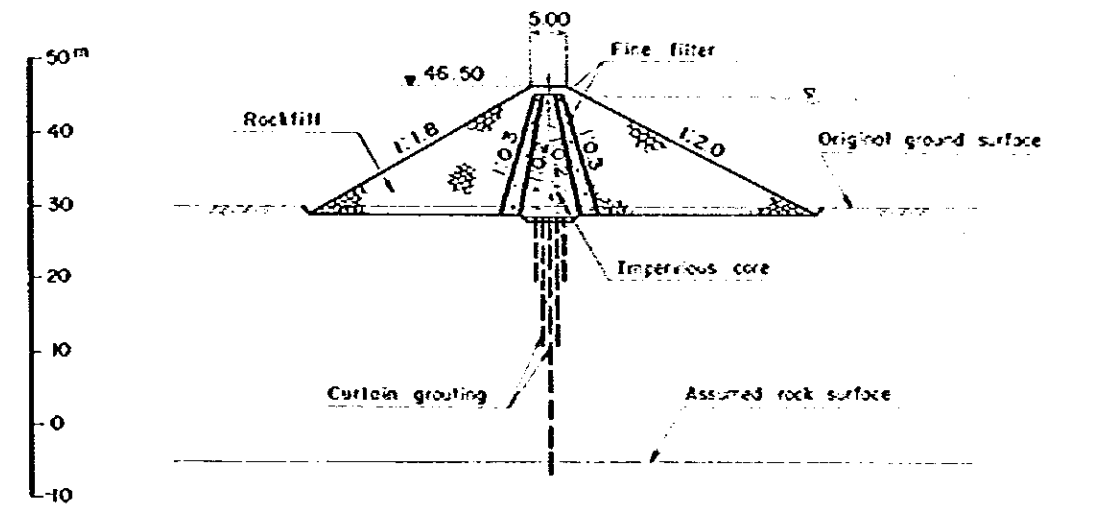
PLAN (Upstream cofferdam)



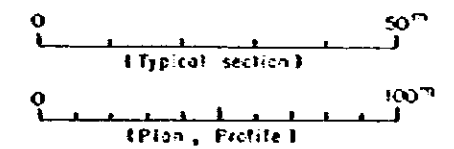
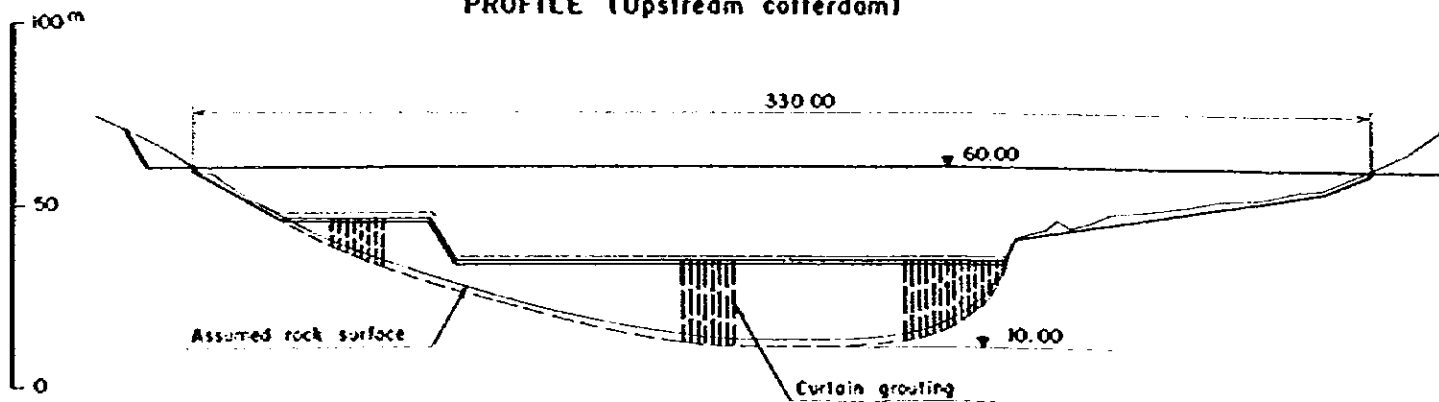
TYPICAL SECTION (Upstream cofferdam)



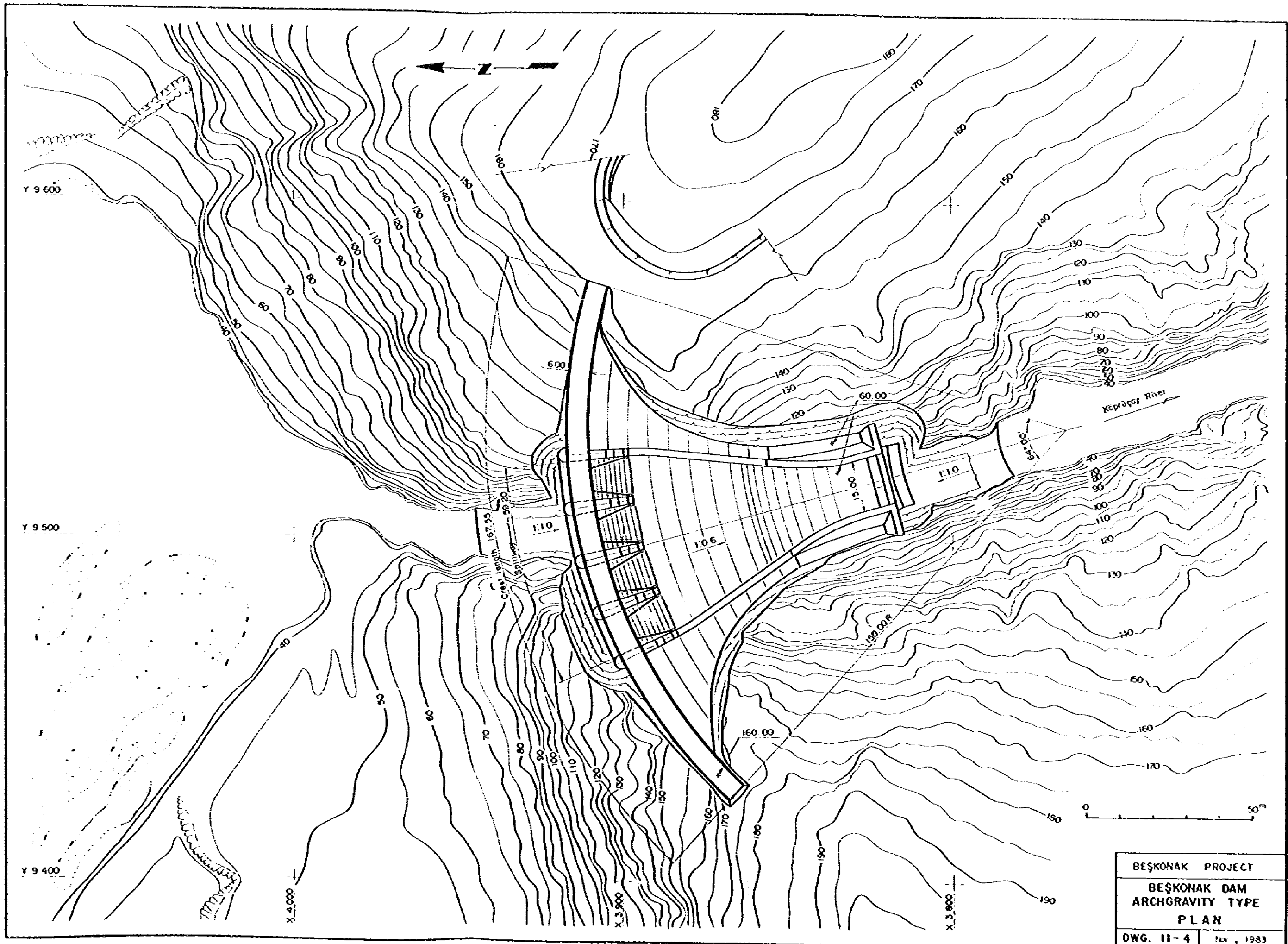
TYPICAL SECTION (Downstream cofferdam)

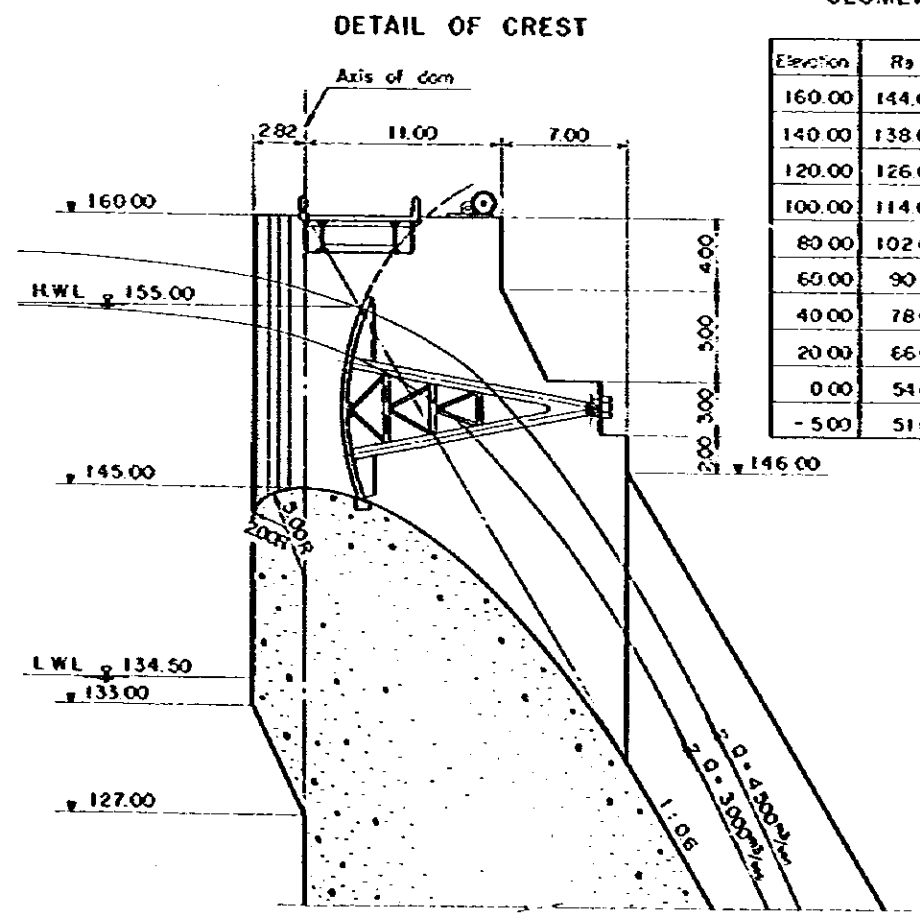
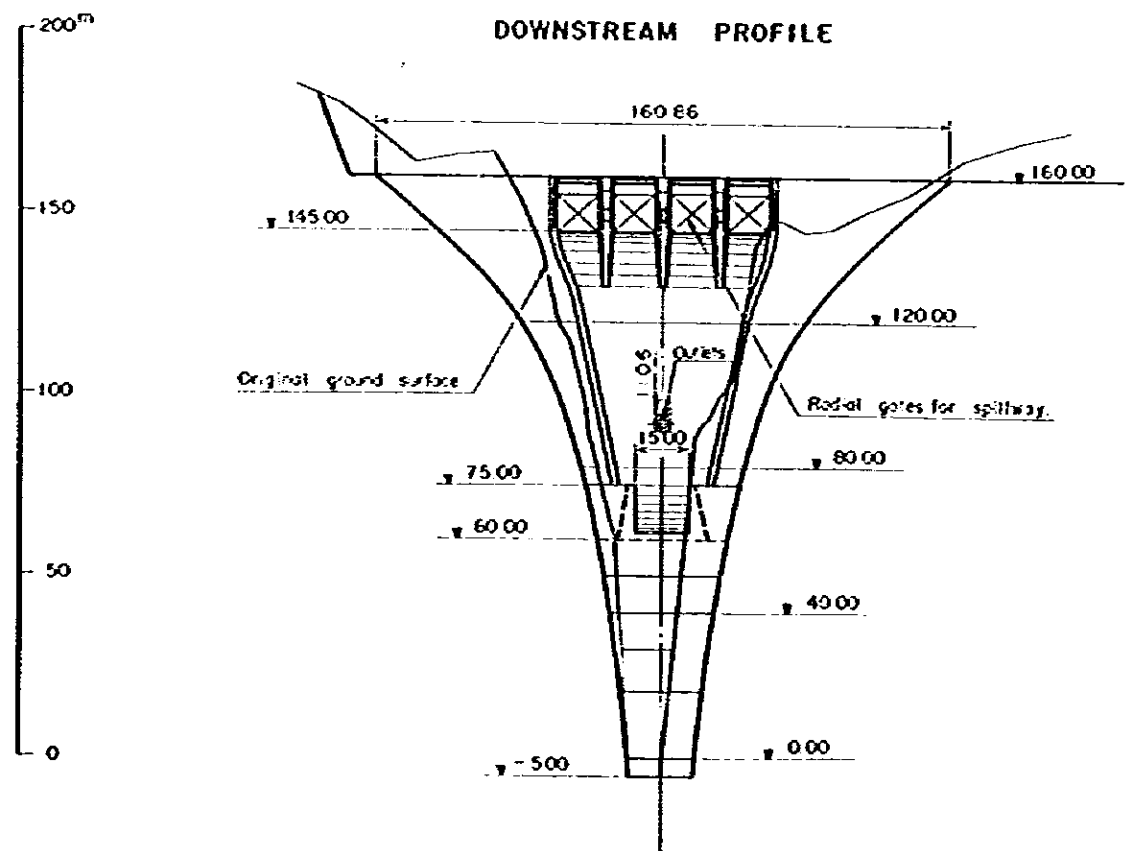
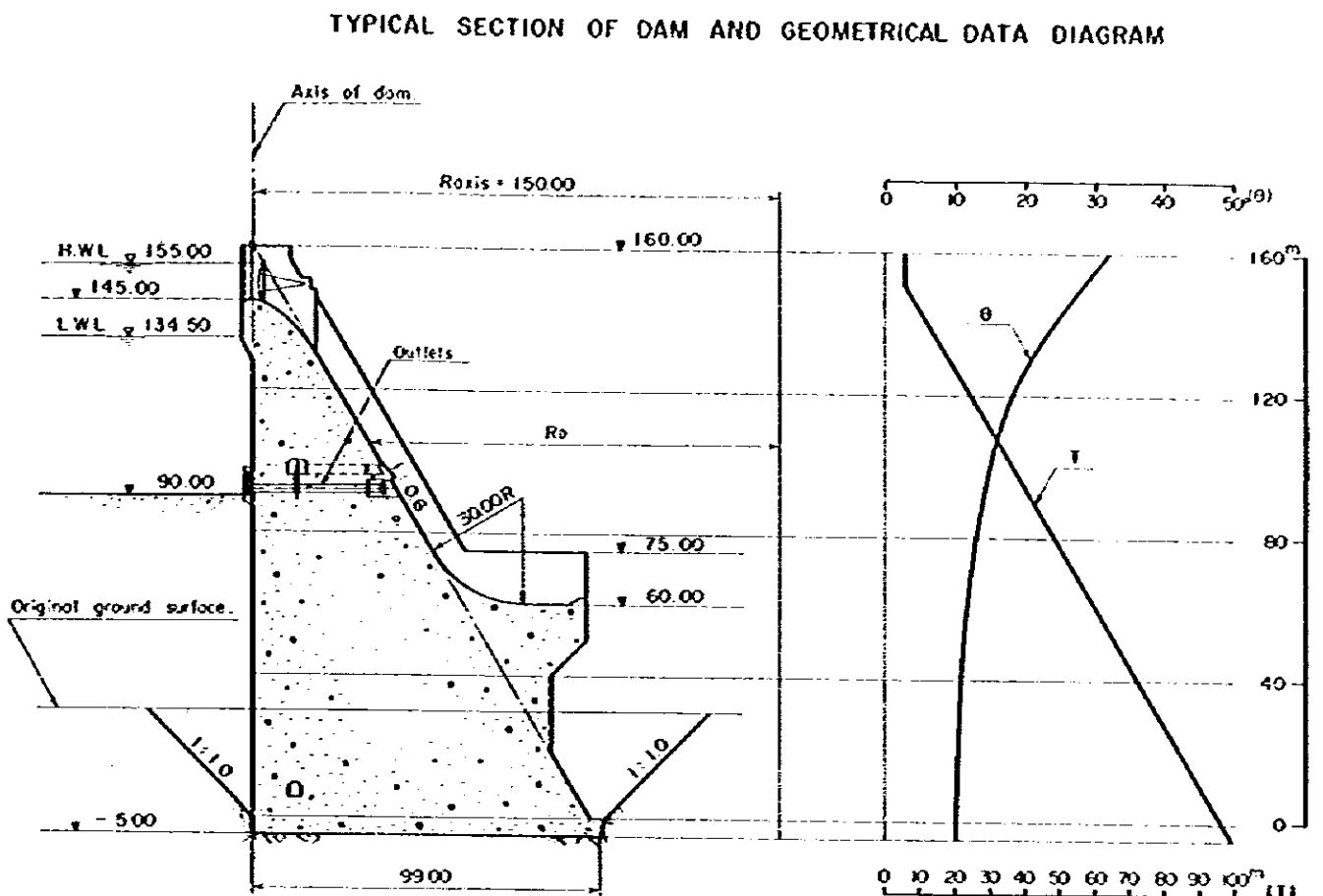
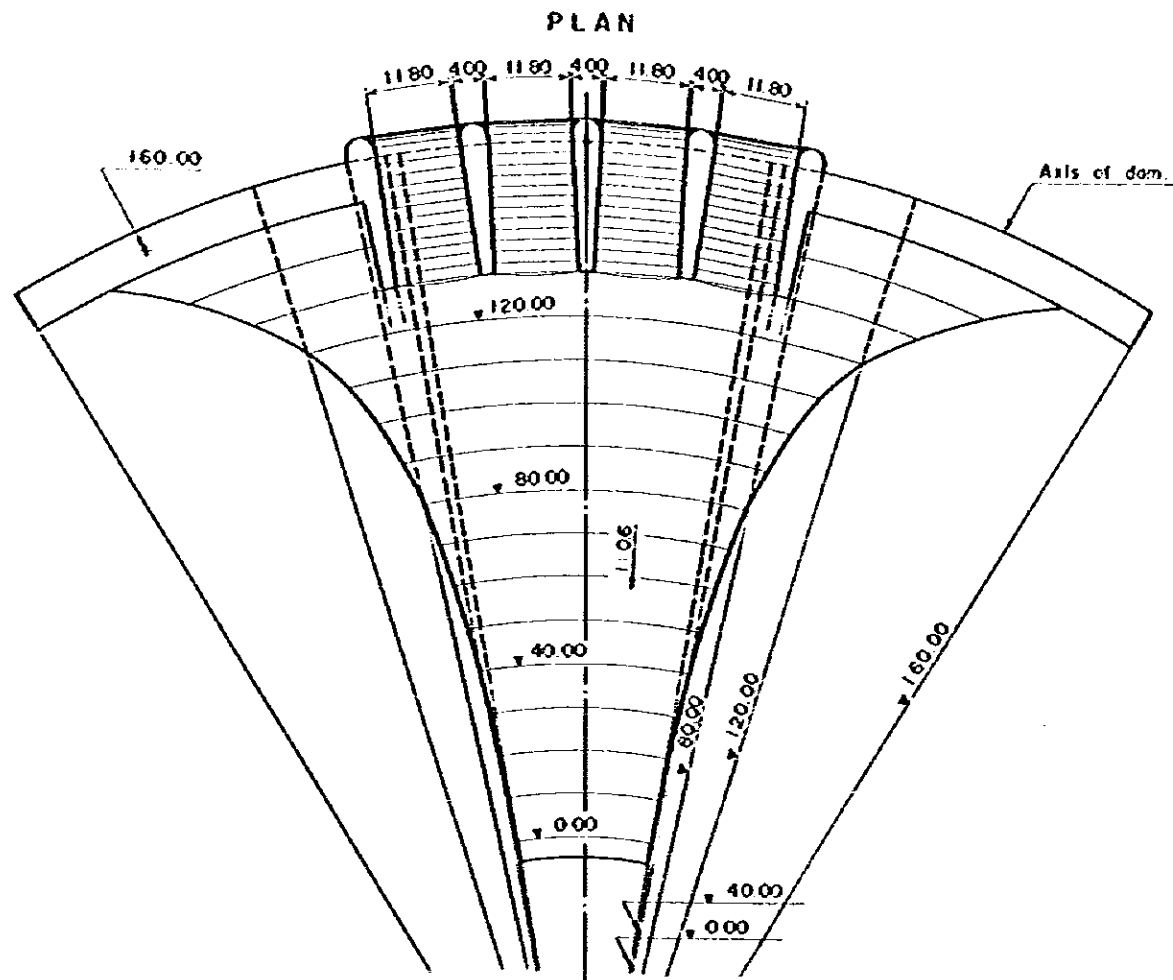


PROFILE (Upstream cofferdam)



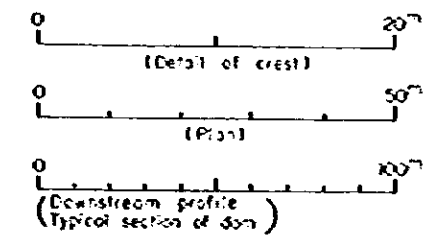
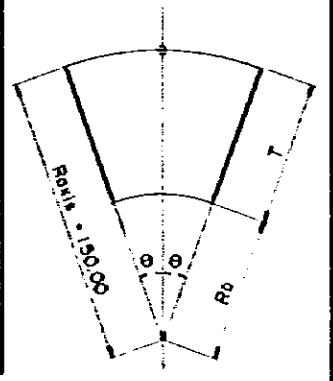
BEŞKONAK PROJECT	
BEŞKONAK DAM COFFERDAM GENERAL	
DWG. 11-3	Nov. 1983





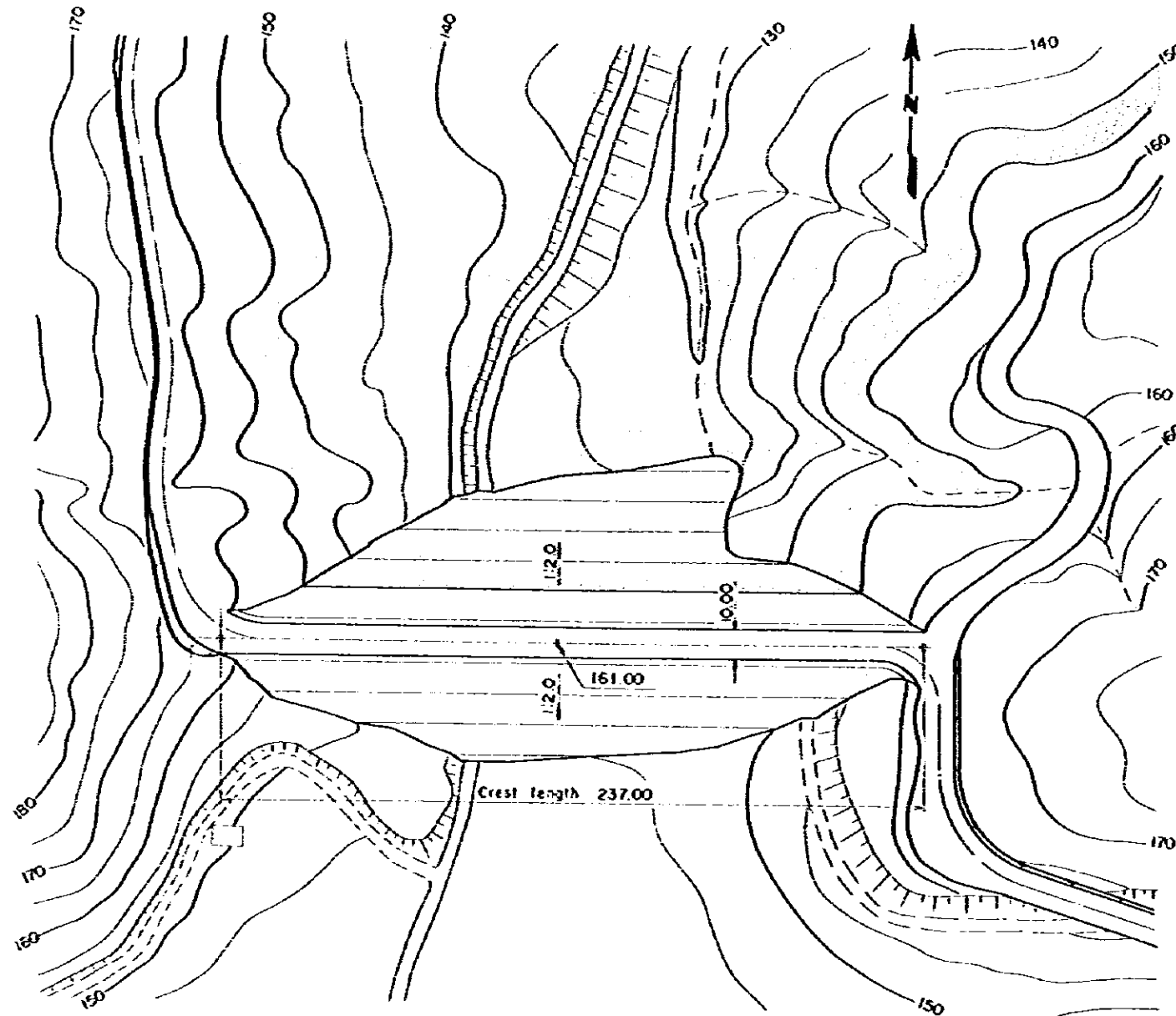
GEOMETRICAL DATA

Elevation	R ₀	T	θ
160.00	144.00	6.00	32°00'
140.00	138.00	12.00	23°50'
120.00	126.00	24.00	18°00'
100.00	114.00	36.00	14°45'
80.00	102.00	48.00	12°50'
60.00	90.00	60.00	11°40'
40.00	78.00	72.00	10°45'
20.00	66.00	84.00	10°15'
0.00	54.00	96.00	10°00'
-5.00	51.00	99.00	9°55'

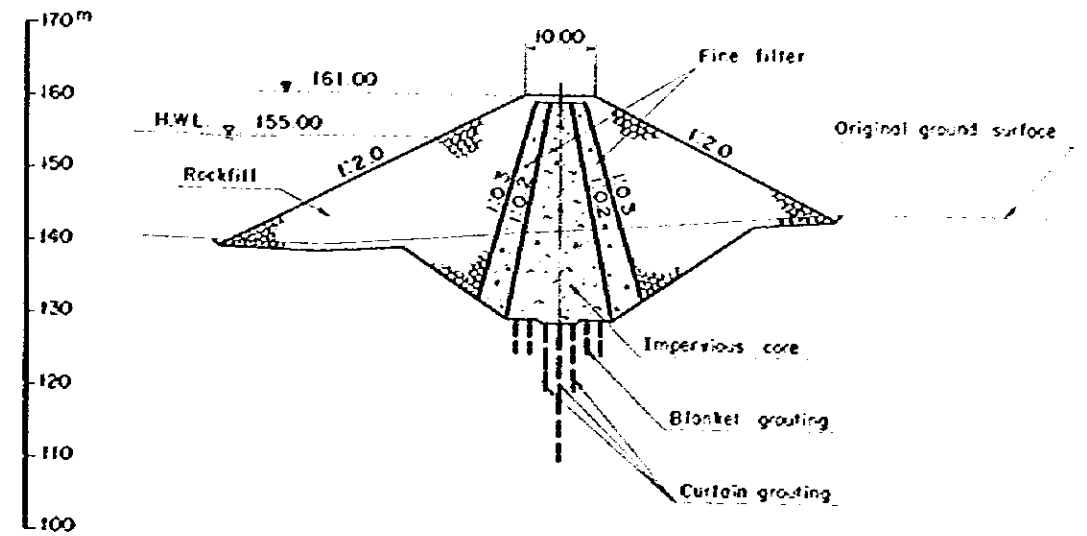


BEŞKONAK PROJECT
BEŞKONAK DAM
 ARCHGRAVITY TYPE
 PLAN, PROFILE & SECTION
 DWG. 11-5 Nov, 1993

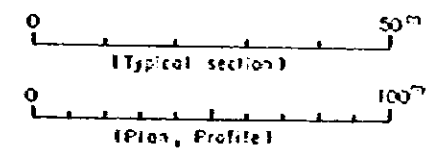
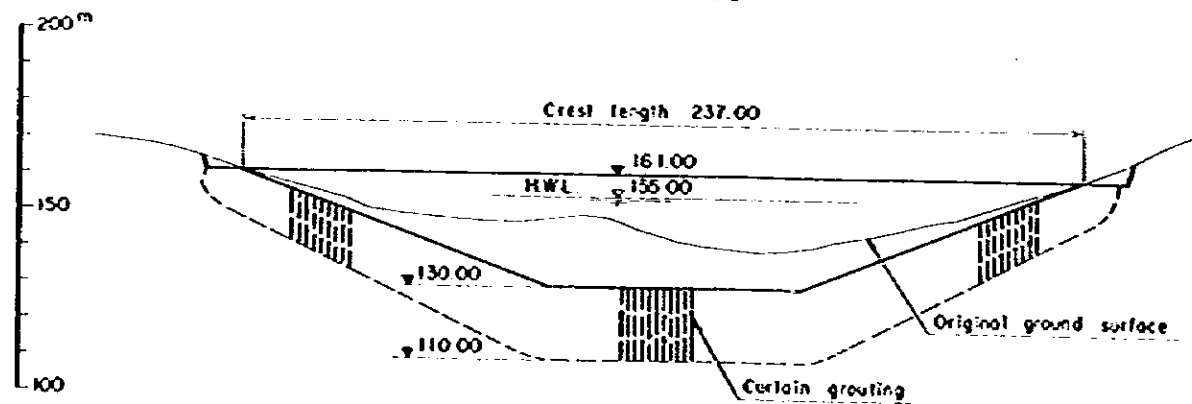
PLAN



TYPICAL SECTION

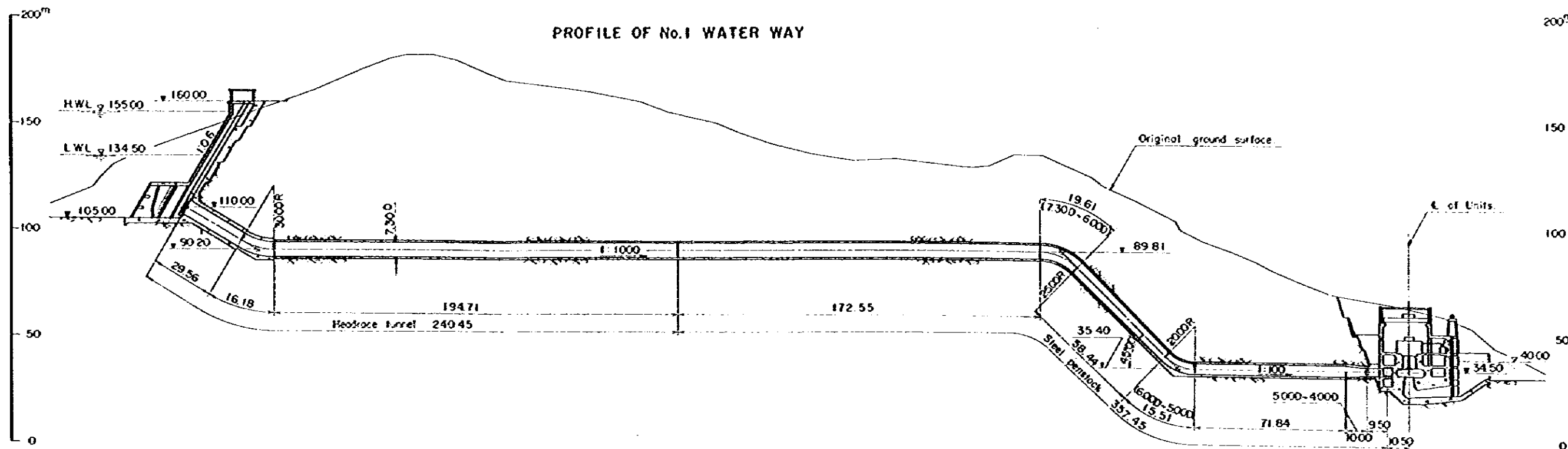


PROFILE

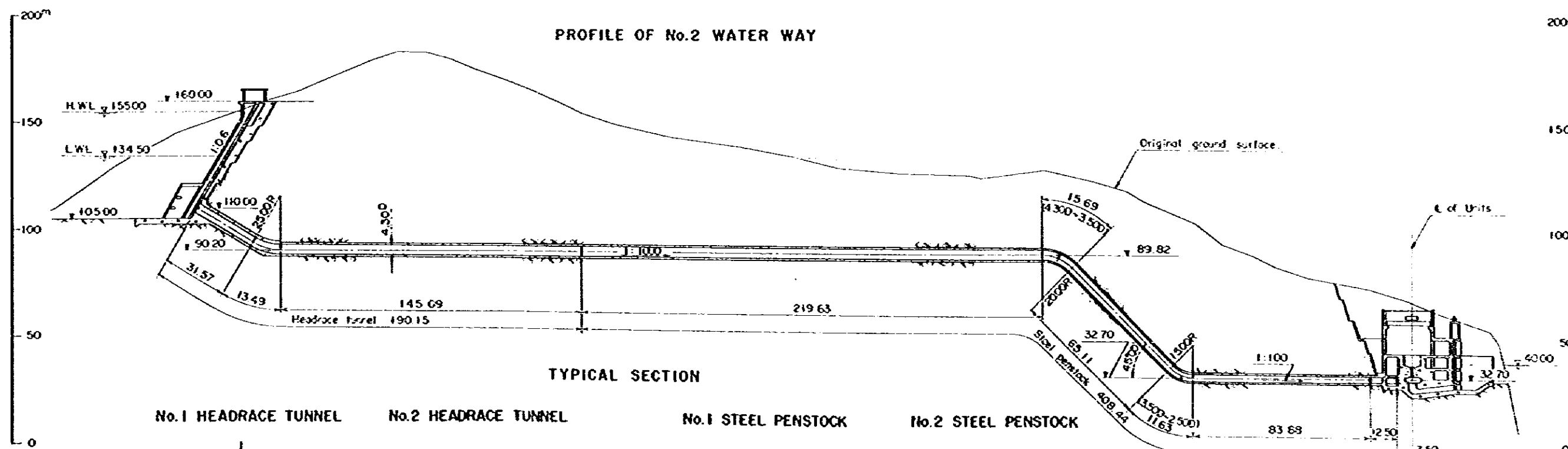


BEŞKONAK PROJECT	
SECONDARY DAM	
GENERAL	
DWG. 11-6	Nov, 1983

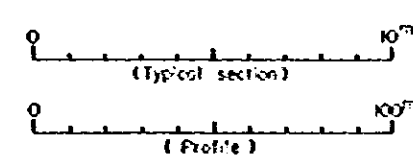
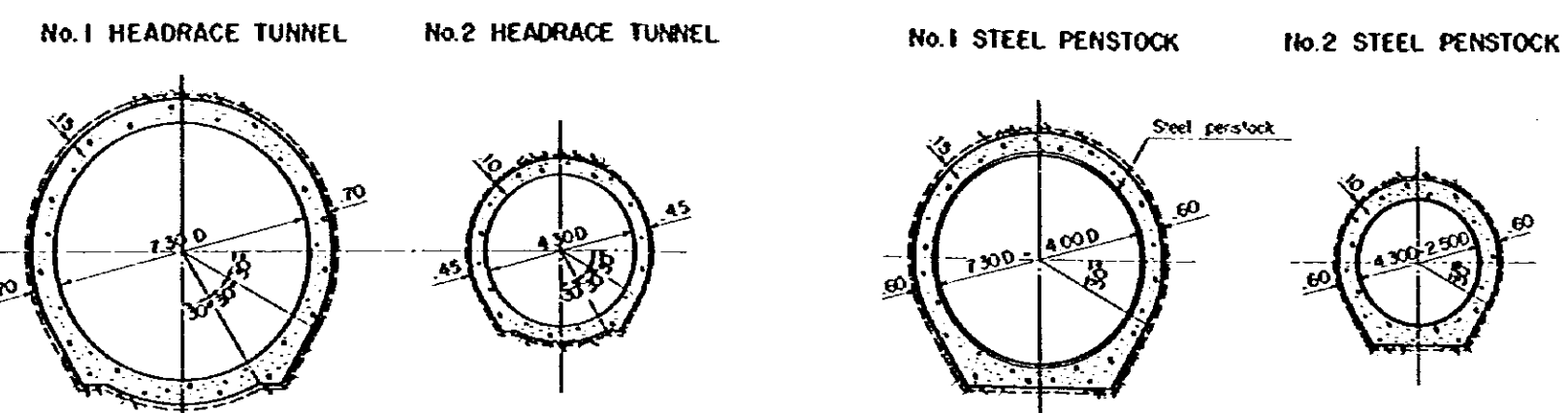
PROFILE OF No.1 WATER WAY



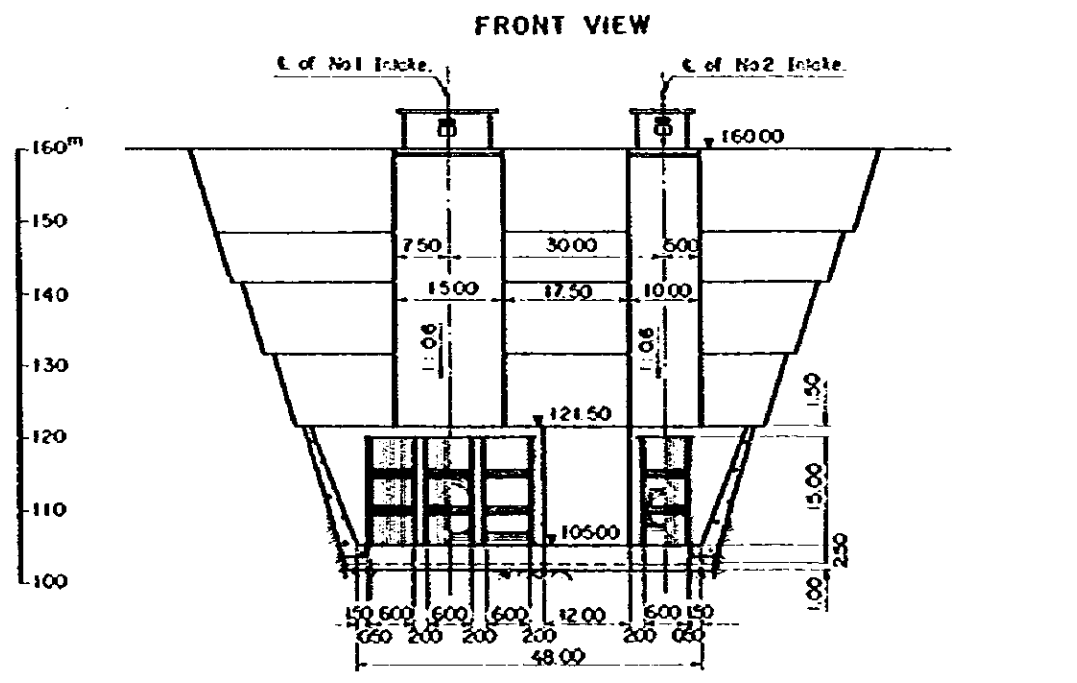
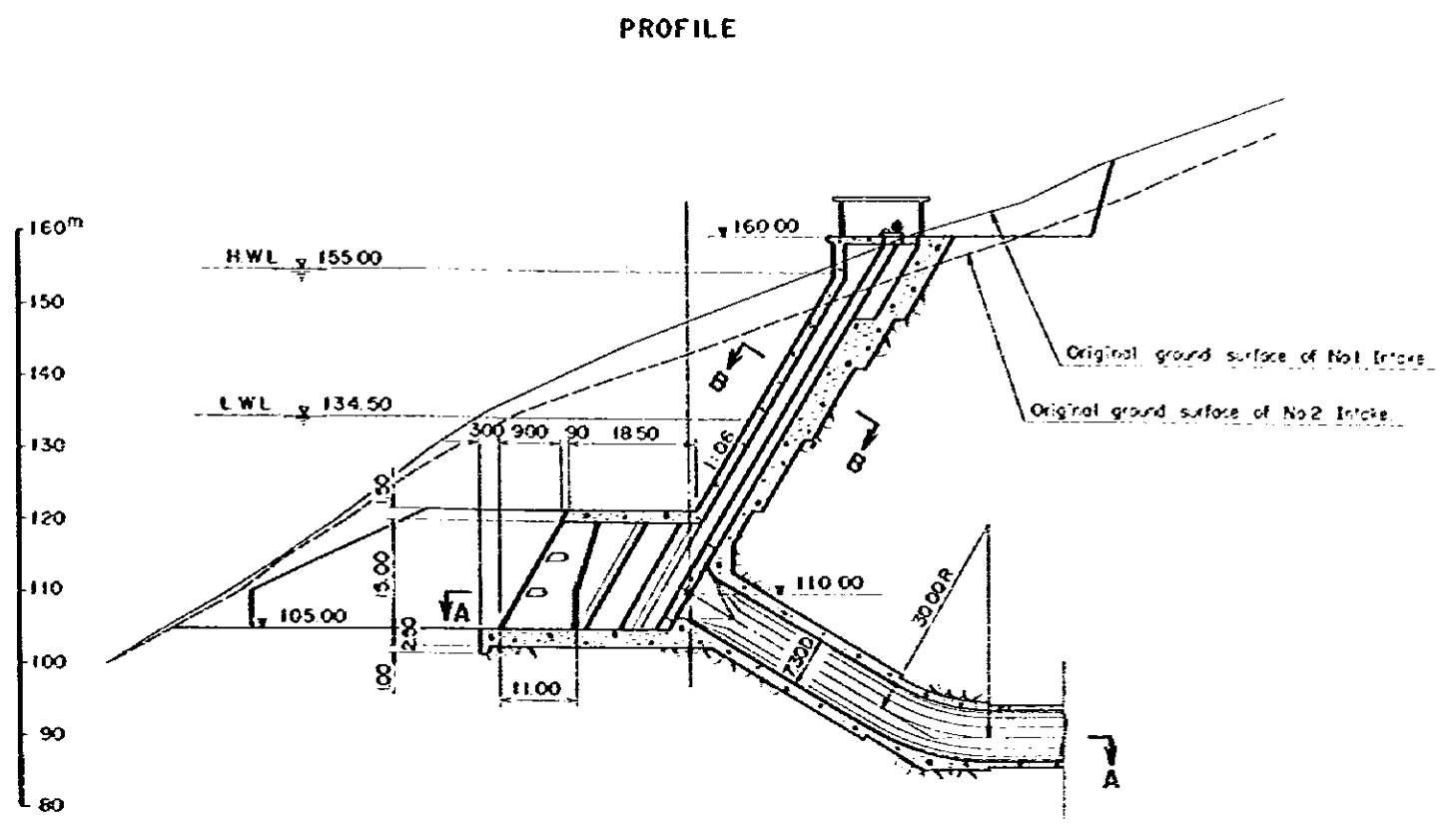
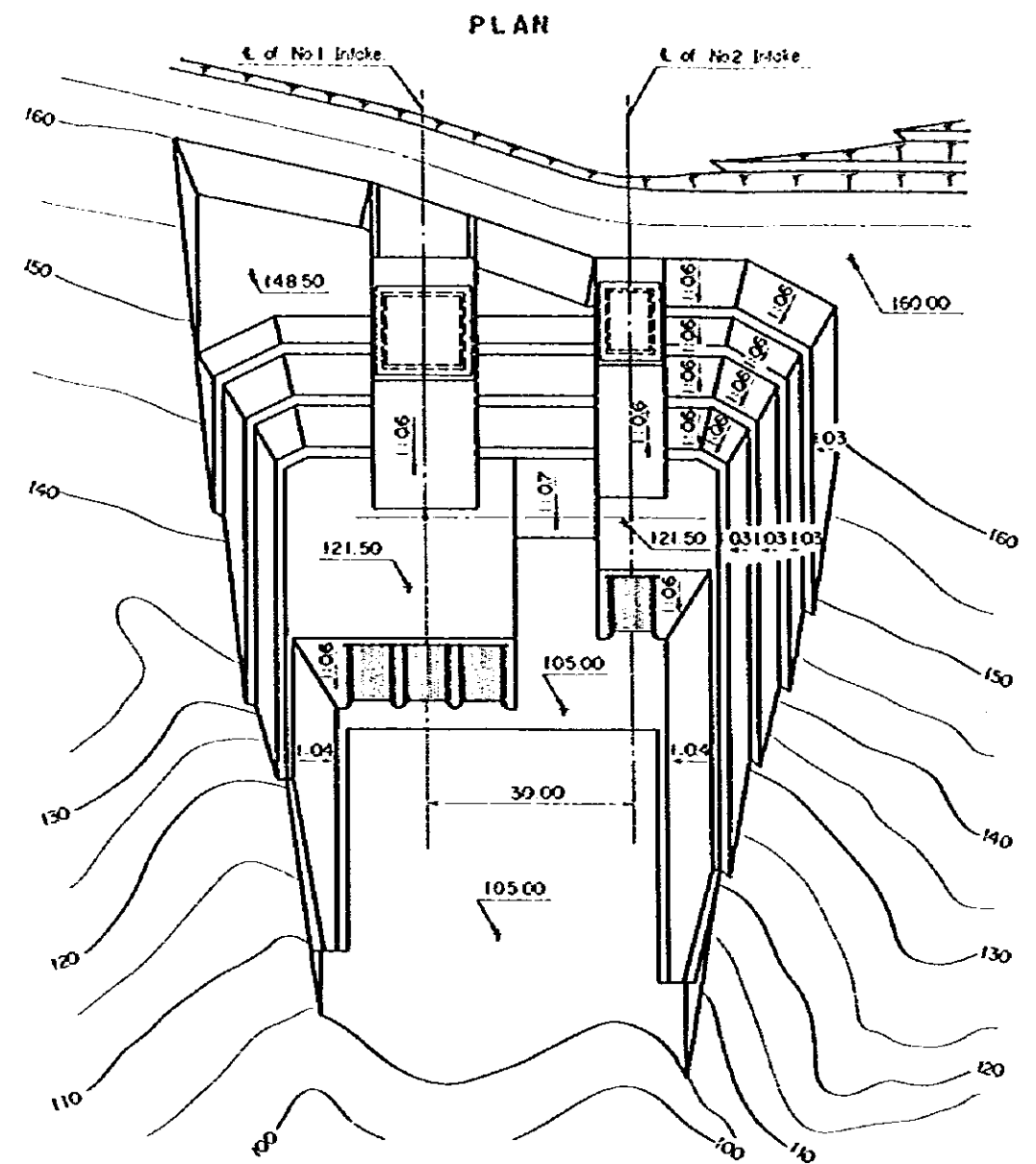
PROFILE OF No.2 WATER WAY



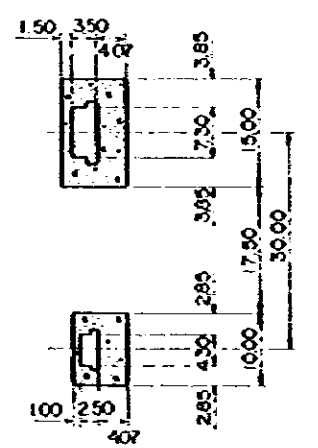
TYPICAL SECTION



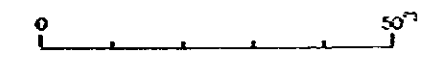
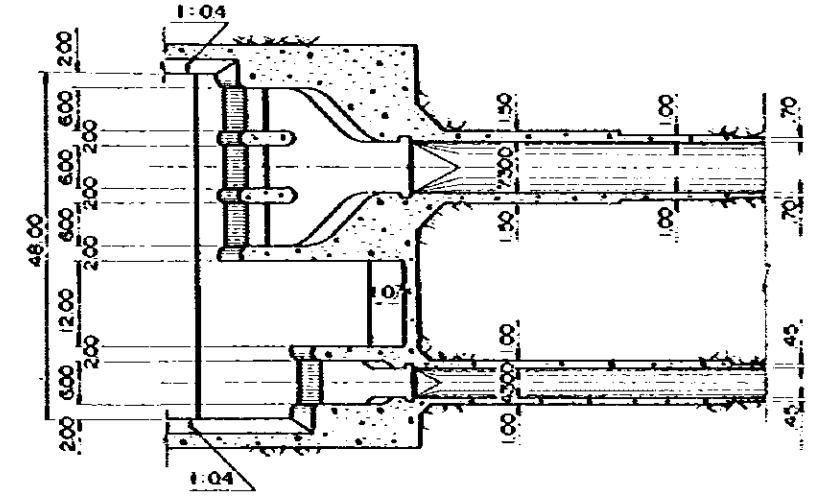
BEŞKONAK PROJECT	
WATER WAY PROFILE AND SECTIONS	
DWG. 11-7	Nov. 1983



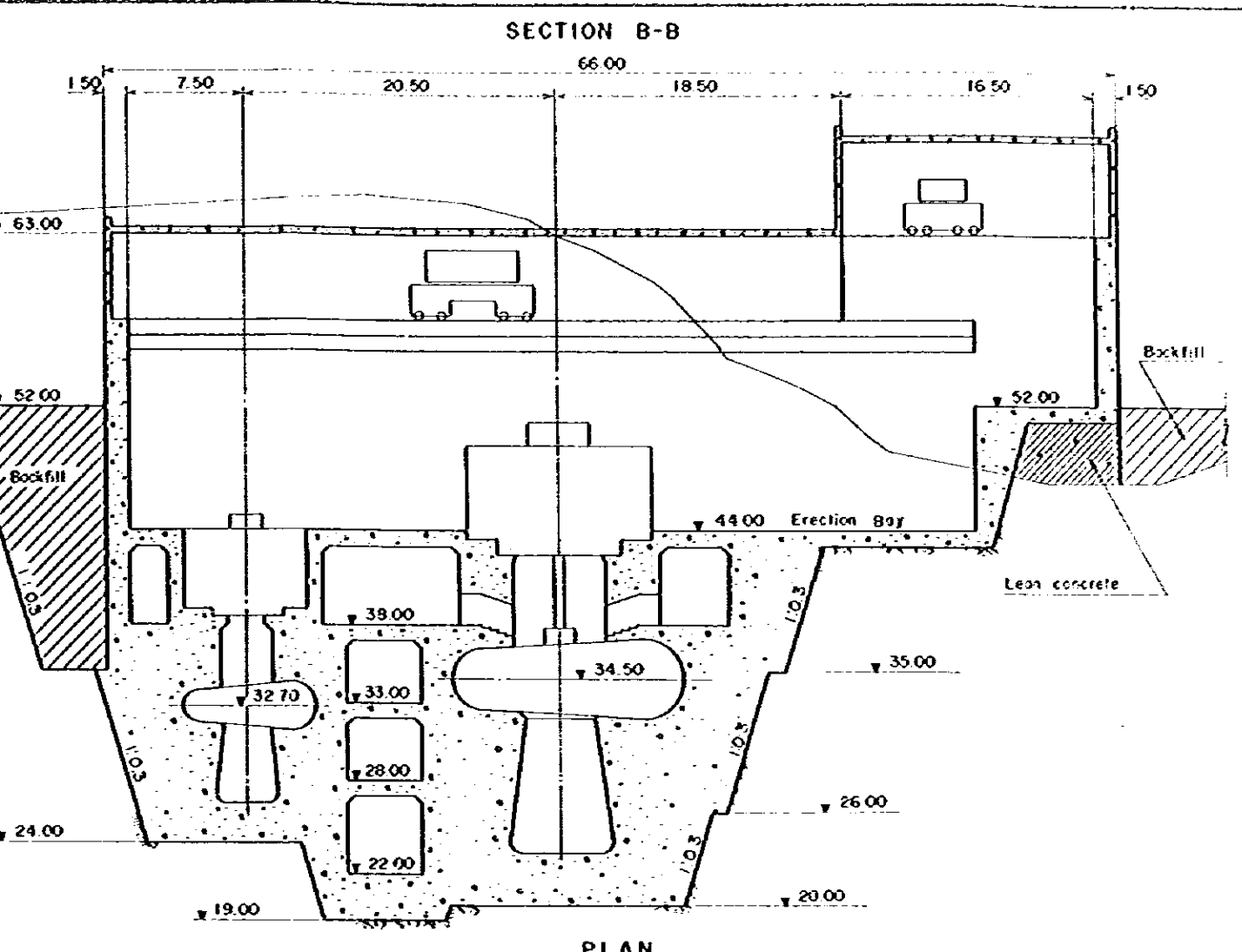
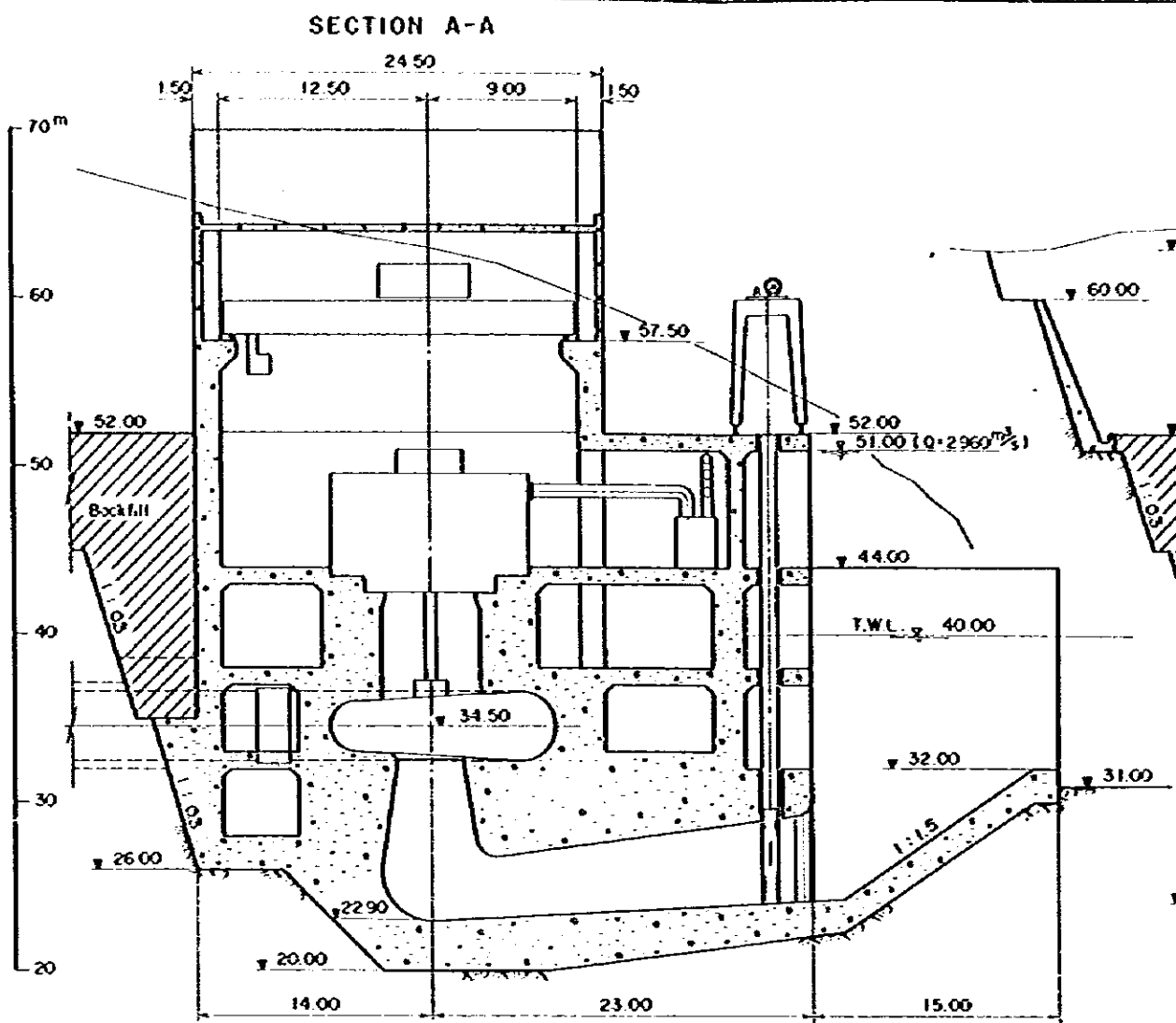
SECTION B-B



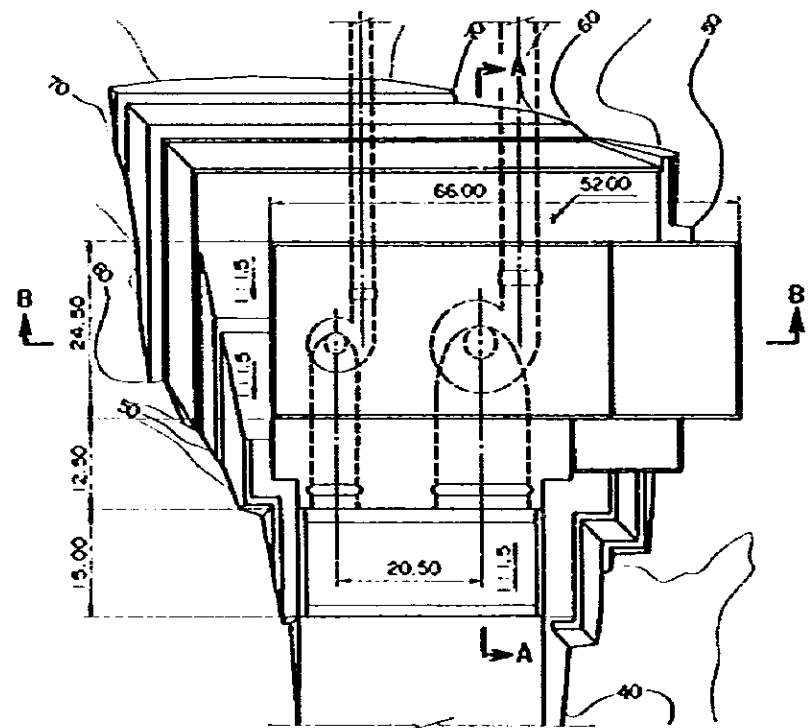
SECTION A-A



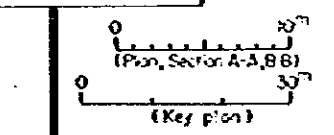
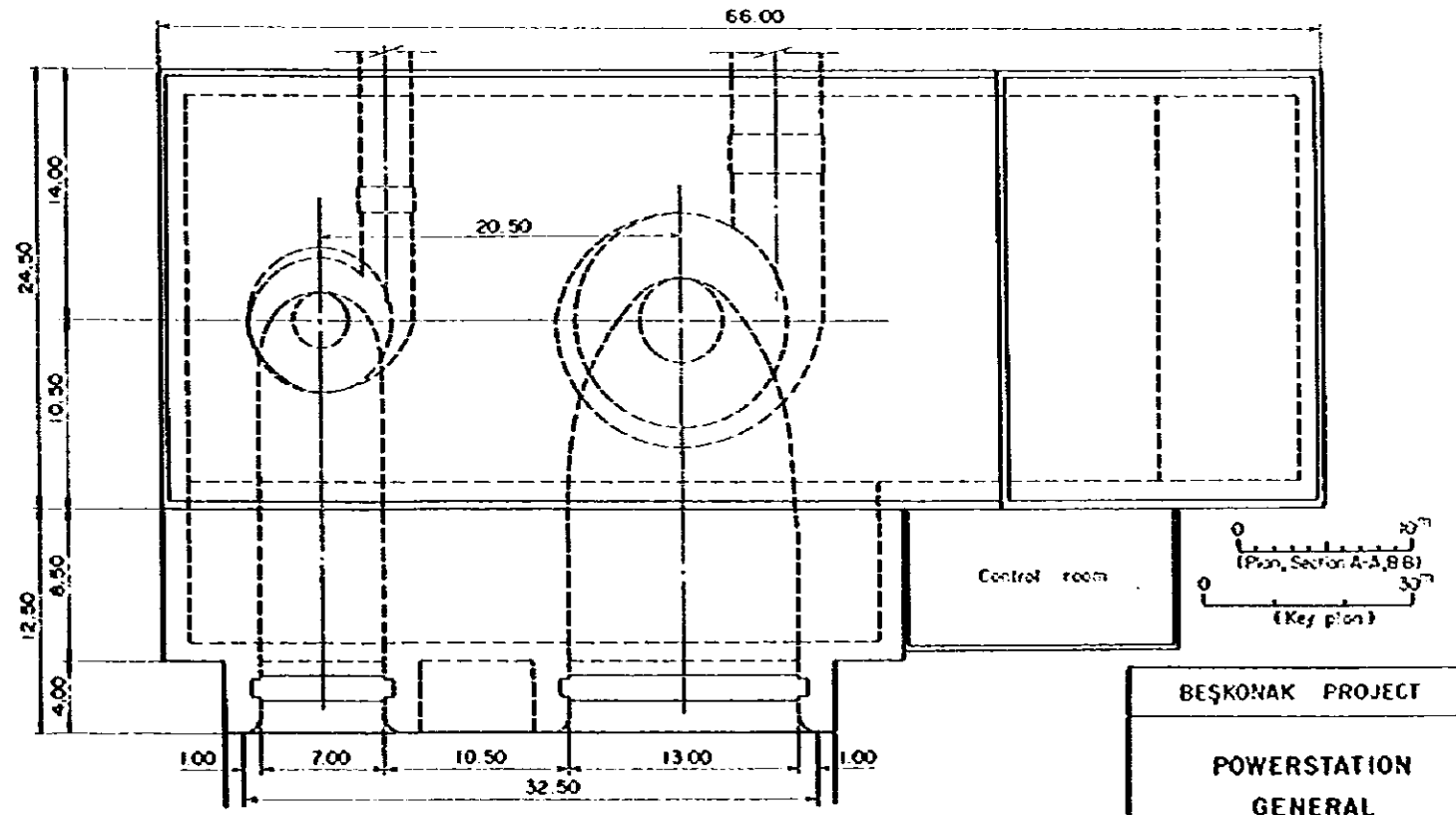
BEŞKONAK PROJECT	
POWER INTAKE GENERAL	
DWG. 11-8	Nov, 1983



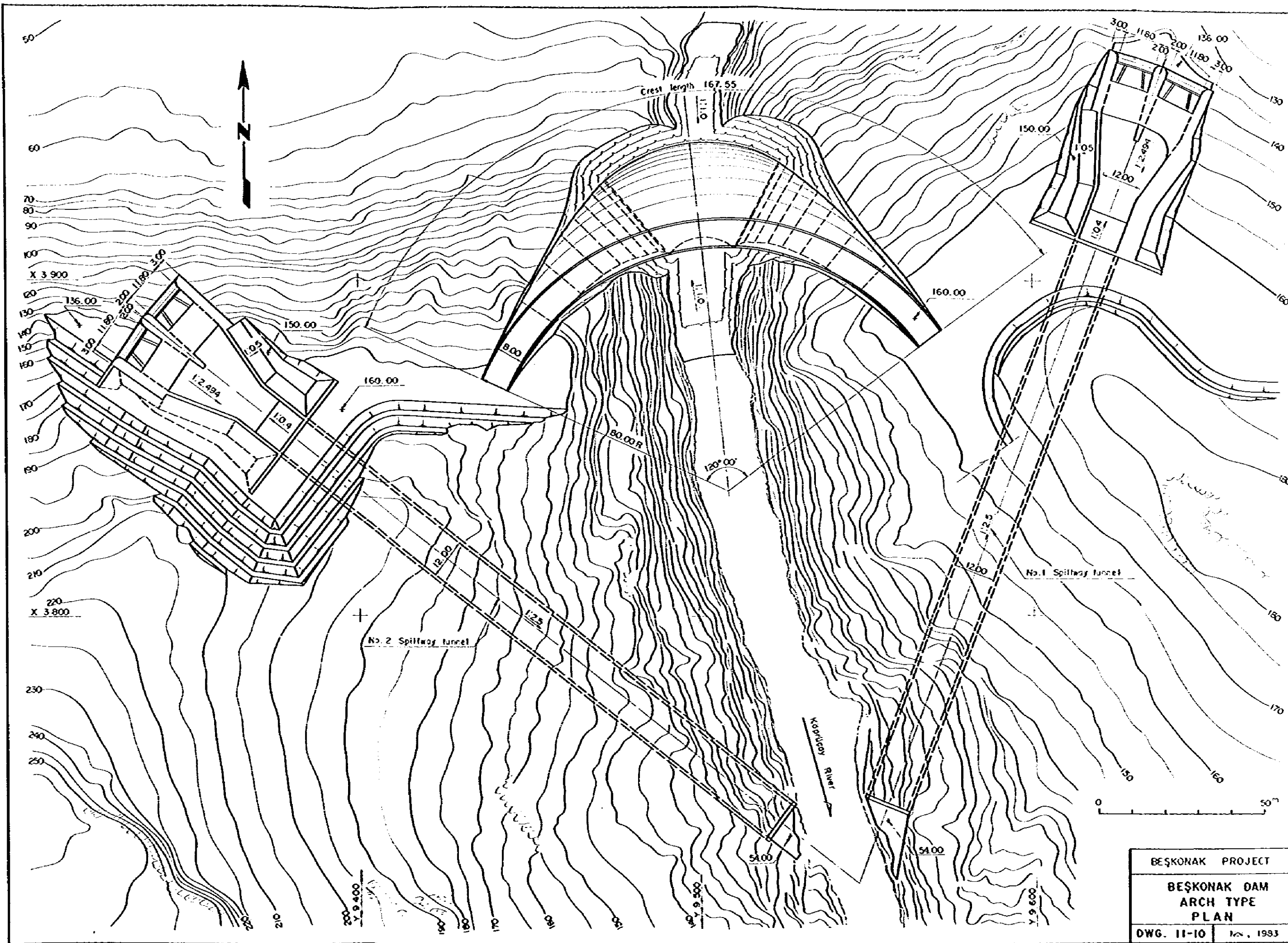
KEY PLAN



PLAN



BEŞKONAK PROJECT	
POWERSTATION GENERAL	
DWG. 11-9	Nov, 1993



BEŞKONAK PROJECT	
BEŞKONAK DAM ARCH TYPE PLAN	
DWG. 11-10	1/100, 1993