

15.3 収入および費用

投資の見返りとしての収入は、電気料金である。本計画で発電された電力は、Adana 変電所を経て需要地域に供給されるものと仮定した。現行のTEKの販売電気料金は、定額および従量の二段料金制、および均一契約料金制の2種類が制定されており、需要家はその何れかを選択できるシステムになっている。また、供給地域によって料金格差がある。しかし、ここで用いる料金収入は、1988年8月現在におけるTEKの系統の平均的な売電力料金の推定が困難である現状であるので、1988年8月時点におけるTEKの均一契約単価82.4TL/kWh (14.2.3参照)を用いて算定することとした。

本計画の電力設備の年間運転維持費は、次のとおりとした。

土木設備工事費	×	0.5%
水力機器設備工事費	×	1.5%
電気機械設備工事費	×	1.5%
送電設備工事費	×	1.5%
変電設備工事費	×	1.5%

減価償却費は残存価格を0とし、定額法により算出し、各設備の耐用年数は次のとおりとした。

土木設備	50年
水力機器設備	35年
電気機械設備	35年
送電設備	35年
変電設備	25年

15.4 返済計画

融資の返済資金には、本計画の経常収支から得られる営業利益（つまり、料金収入から運転維持費、減価償却費、金利等の経費を差引いたもの）に減価償却費を加えたものが当てられる。

本計画の経常収支の年別展開は、Table 15-2に示すとおりである。

本計画の借入金の返済計画を年別に展開したのがTable 15-1およびTable 15-3に示すとおりである。

これらの表から分るように、本計画に投下された資本と、それから発生する収入とがバランスするのは、運転開始後第4年目となり、投下資本の回収後は利潤を生むことになる。

したがって、本計画の投下資本は十分に回収できるものと判断される。

Table 15-1 Funds Procurement and Repayment Schedule of the Project

(Unit: 10⁶ TL)

No.	Year	Fund Procurement			Repayment Schedule								Remarks		
		Foreign	Local	Total	Foreign Currency			Local Currency							
					Interest	Principal	Total	Balance	Interest	Principal	Total	Balance			
-1	1995	11,534	15,828	27,362	(548)					(752)					Repayment Condition FC and LC Interest rate = 9.5% annum Grace Period = 6 year Repayment Method 20 years with principal and interest in equal installment Capital recovery factor = 0.113476 Note: Figures in parenthe- ses are interest during construction
1	1996	16,687	36,487	53,174	(1,889)					(3,237)					
2	1997	15,086	29,059	44,145	(3,398)					(6,350)					
3	1998	26,220	40,421	66,641	(5,359)					(9,651)					
4	1999	48,599	59,692	108,291	(8,913)					(14,406)					
5	2000	47,359	55,276	102,635	(13,472)					(19,867)					
6	2001	37,300	15,217	52,517	(17,493)			202,785		(23,215)		251,980			
7	2002				19,265	3,747	23,011	199,038		23,938	4,656	28,594	247,324		
8	2003				18,909	4,103	23,011	194,935		23,496	5,098	28,594	242,226		
9	2004				18,519	4,493	23,011	190,443		23,011	5,582	28,594	236,644		
10	2005				18,092	4,919	23,011	185,524		22,481	6,113	28,594	230,531		
11	2006				17,625	5,387	23,011	180,137		21,900	6,693	28,594	223,838		
12	2007				17,113	5,898	23,011	174,239		21,265	7,329	28,594	216,508		
13	2008				16,553	6,459	23,011	167,780		20,568	8,026	28,594	208,483		
14	2009				15,939	7,072	23,011	160,708		19,806	8,788	28,594	199,695		
15	2010				15,267	7,744	23,011	152,964		18,971	9,623	28,594	190,072		
16	2011				14,532	8,480	23,011	144,484		18,057	10,537	28,594	179,535		
17	2012				13,726	9,285	23,011	135,198		17,056	11,538	28,594	167,997		
18	2013				12,844	10,168	23,011	125,031		15,960	12,634	28,594	155,363		
19	2014				11,878	11,133	23,011	113,897		14,759	13,834	28,594	141,529		
20	2015				10,820	12,191	23,011	101,706		13,445	15,149	28,594	126,380		
21	2016				9,662	13,349	23,011	88,357		12,006	16,588	28,594	109,792		
22	2017				8,394	14,617	23,011	73,740		10,430	18,164	28,594	91,628		
23	2018				7,005	16,006	23,011	57,733		8,705	19,889	28,594	71,739		
24	2019				5,485	17,527	23,011	40,207		6,815	21,779	28,594	49,961		
25	2020				3,820	19,192	23,011	21,015		4,746	23,848	28,594	26,113		
26	2021				1,996	21,015	23,011	0		2,481	26,113	28,594	0		
Total		202,785	251,980	454,765	257,442	202,785	460,227			319,897	251,980	571,877			

Table 15-2. Income Statement of the Project

(Unit: 10⁶ TL)

No.	Year	Operating Revenue (A)	Operating Expenses			Operating Income (A)-(B)=(C)	Financial Expenses			Note Income (C)-(D)=(E)	Remarks
			OM	Depreciation	Total (B)		FC	LC	Total (D)		
-1	1995						(548)	(752)	(1,300)		Operating Revenue: Energy Sold: 1,140.04 x 10 ⁶ kWh Unit Price : 82.4 TL/kWh Total : 93,939 x 10 ⁶ TL OM: Operation and Maintenance 2,959 x 10 ⁶ TL Depreciation : 10,202 x 10 ⁶ TL Note: Figures in parentheses are interest during Construction period.
1	1996						(1,889)	(3,237)	(5,126)		
2	1997						(3,398)	(6,350)	(9,748)		
3	1998						(5,359)	(9,651)	(15,010)		
4	1999						(8,913)	(14,406)	(23,319)		
5	2000						(13,472)	(19,867)	(33,339)		
6	2001						(17,493)	(23,215)	(40,708)		
7	2002	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	19,265	23,938	43,203	37,575	
8	2003	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	18,909	23,496	42,404	38,374	
9	2004	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	18,519	23,011	41,530	39,248	
10	2005	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	18,092	22,481	40,573	40,205	
11	2006	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	17,625	21,900	39,525	41,253	
12	2007	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	17,113	21,265	38,378	42,400	
13	2008	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	16,553	20,568	37,121	43,657	
14	2009	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	15,939	19,806	35,745	45,033	
15	2010	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	15,267	18,971	34,238	46,540	
16	2011	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	14,532	18,057	32,588	48,190	
17	2012	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	13,726	17,056	30,782	49,996	
18	2013	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	12,844	15,960	28,804	51,974	
19	2014	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	11,878	14,759	26,637	54,141	
20	2015	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	10,820	13,445	24,265	56,513	
21	2016	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	9,662	12,006	21,668	59,110	
22	2017	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	8,394	10,430	18,824	61,954	
23	2018	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	7,005	8,705	15,710	65,068	
24	2019	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	5,485	6,815	12,300	68,478	
25	2020	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	3,820	4,746	8,566	72,212	
26	2021	93,939	2,959	10,202	13,161	80,778	1,996	2,481	4,477	76,301	
Total		1,878,780	59,180	204,040	263,220	1,615,560	257,442	319,897	577,340	1,038,220	

Table 15-3 Cash Flow Statement of the Project

(Unit: 10⁶ TL)

No.	Year	Cash Inflow				Cash Outflow					Balance		Remarks	
		Fund Procurement	Net Income	Depreciation	Total	Repayment of Principal			I.D.C	Total	Yearly	Accumulation		
						Construction	F.C	L.C						Sub Total
-1	1995	27,362			27,362	27,362				1,300	28,662	-1,300	-1,300	
1	1996	53,174			53,174	53,174				5,126	58,300	-5,126	-6,426	
2	1997	44,145			44,145	44,145				9,748	53,893	-9,748	-16,174	
3	1998	66,641			66,641	66,641				15,010	81,651	-15,010	-31,184	
4	1999	108,291			108,291	108,291				23,319	131,610	-23,319	-54,503	
5	2000	102,635			102,635	102,635				33,339	135,974	-33,339	-87,842	
6	2001	52,517			52,517	52,517				40,708	93,225	-40,708	-128,550	
7	2002		37,575	10,202	47,777		3,747	4,656	8,403		8,403	39,375	-89,175	
8	2003		38,374	10,202	48,576		4,103	5,098	9,201		9,201	39,375	-49,800	
9	2004		39,248	10,202	49,450		4,493	5,582	10,075		10,075	39,375	-10,426	
10	2005		40,205	10,202	50,407		4,919	6,113	11,032		11,032	39,375	28,949	
11	2006		41,253	10,202	51,455		5,387	6,693	12,080		12,080	39,375	68,324	
12	2007		42,400	10,202	52,602		5,898	7,329	13,228		13,228	39,375	107,699	
13	2008		43,657	10,202	53,859		6,459	8,026	14,484		14,484	39,375	147,073	
14	2009		45,033	10,202	55,235		7,072	8,788	15,860		15,860	39,375	186,448	
15	2010		46,540	10,202	56,742		7,744	9,623	17,367		17,367	39,375	225,823	
16	2011		48,190	10,202	58,392		8,480	10,537	19,017		19,017	39,375	265,198	
17	2012		49,996	10,202	60,198		9,285	11,538	20,823		20,823	39,375	304,572	
18	2013		51,974	10,202	62,176		10,168	12,634	22,802		22,802	39,375	343,947	
19	2014		54,141	10,202	64,343		11,133	13,834	24,968		24,968	39,375	383,322	
20	2015		56,513	10,202	66,715		12,191	15,149	27,340		27,340	39,375	422,697	
21	2016		59,110	10,202	69,312		13,349	16,588	29,937		29,937	39,375	462,072	
22	2017		61,954	10,202	72,156		14,617	18,164	32,781		32,781	39,375	501,446	
23	2018		65,068	10,202	75,270		16,006	19,889	35,895		35,895	39,375	540,821	
24	2019		68,478	10,202	78,680		17,527	21,779	39,305		39,305	39,375	580,196	
25	2020		72,212	10,202	82,414		19,192	23,848	43,039		43,039	39,375	619,571	
26	2021		76,301	10,202	86,503		21,015	26,113	47,128		47,128	39,375	658,945	
Total		454,765	1,038,220	204,040	1,697,025	454,765	202,785	251,980	454,765	128,550	1,038,080	658,945	658,945	

第 16 章 今 後 の 調 査

第16章 今後の調査

16.1	地形測量	16-1
16.2	地質調査	16-1
16.3	材料調査	16-2
16.4	水位、流量観測	16-2

List of Figures

Fig. 16-1 . . . Location Map of Proposed Investigation Works

第16章 今後の調査

本計画の主要構造物地点において、今後詳細設計を実施するために、以下に述べる調査が最低限必要と考えられる。

16.1 地形測量

- ・ダム地点 : 既存地形図 (1/1,000) の補測。
- ・ダム～発電所地点間 : 三角測量基準点の設置と既存1/5,000および1/1,000地形図へのそのポイントの記入 (KupとDaricukuru地点を含む)。
- ・ダム～KAUSA DAM計画地点間 : レベリングの再チェック。

16.2 地質調査

- ・貯水池最上流部 : 貯水池最上部を構成する石灰岩の岩質、透水性、および地下水位の把握のためのボーリング調査、ならびにボーリング孔を利用した継続的な地下水位の測定。

ボーリング数量	Zamanti川左岸側	3孔
	右岸側	1孔

- ・ダム地点 : ダム地点を構成するかんらん岩の岩質、蛇紋岩化作用の程度および連続性、ダム基盤としての透水性、などのより詳細な把握のためのボーリング調査および横坑調査。

ボーリング数量	ダム左岸	2孔
	ダム右岸	1孔
横坑数量	ダム左岸	1坑
	ダム右岸	2坑

- ・導水路トンネル経過地 : 導水路トンネル経過地に分布するデボン紀の地層(D)の地質性状および層厚の確認のためのボーリング調査。

ボーリング数量	2孔
---------	----

- ・水槽、水圧管路および：左記地点を構成する地質のうち、水槽付近に分布が予想される砂岩・頁岩層の地質性状の把握および発電所放水口に分布する Zamanti川河床のAlluviumの厚さの確認のためのボーリング調査。

ボーリング数量	水槽付近	1孔
	河床付近	3孔

以上のボーリングおよび調査横坑の位置をFig. 16-1に示す。

16.3 材料調査

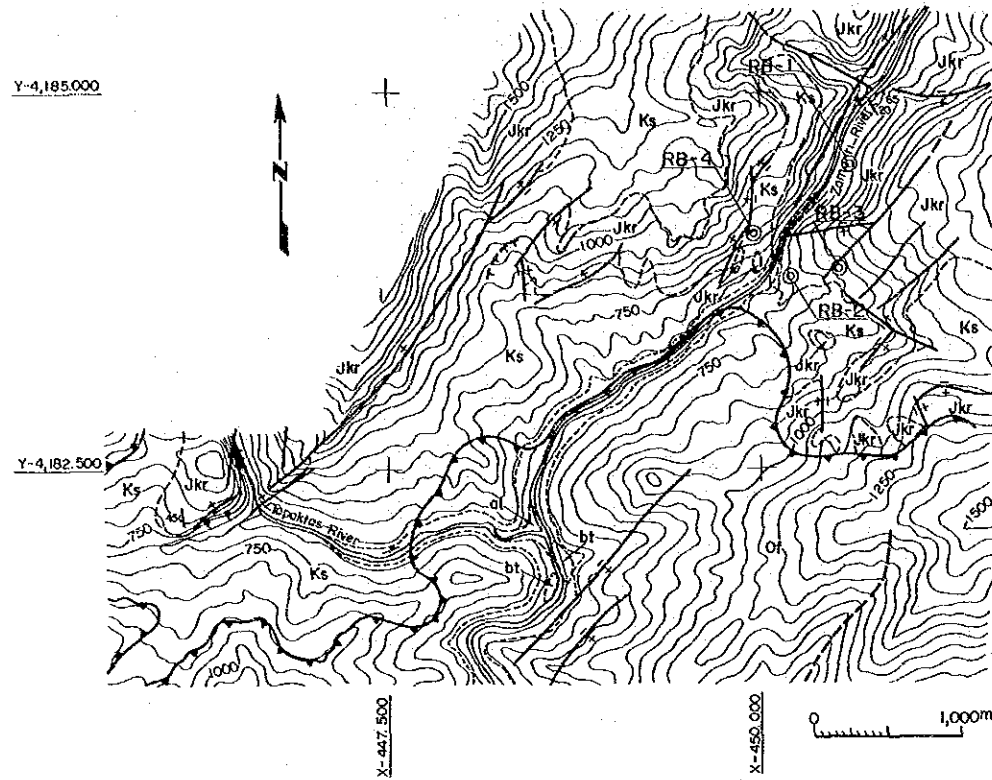
コンクリート骨材の採取地点候補として有力なKAYA-1地点の岩石について、次の調査が必要と考えられる。

- ・ 砕石試験
- ・ この砕石を使用したダムコンクリート配合試験

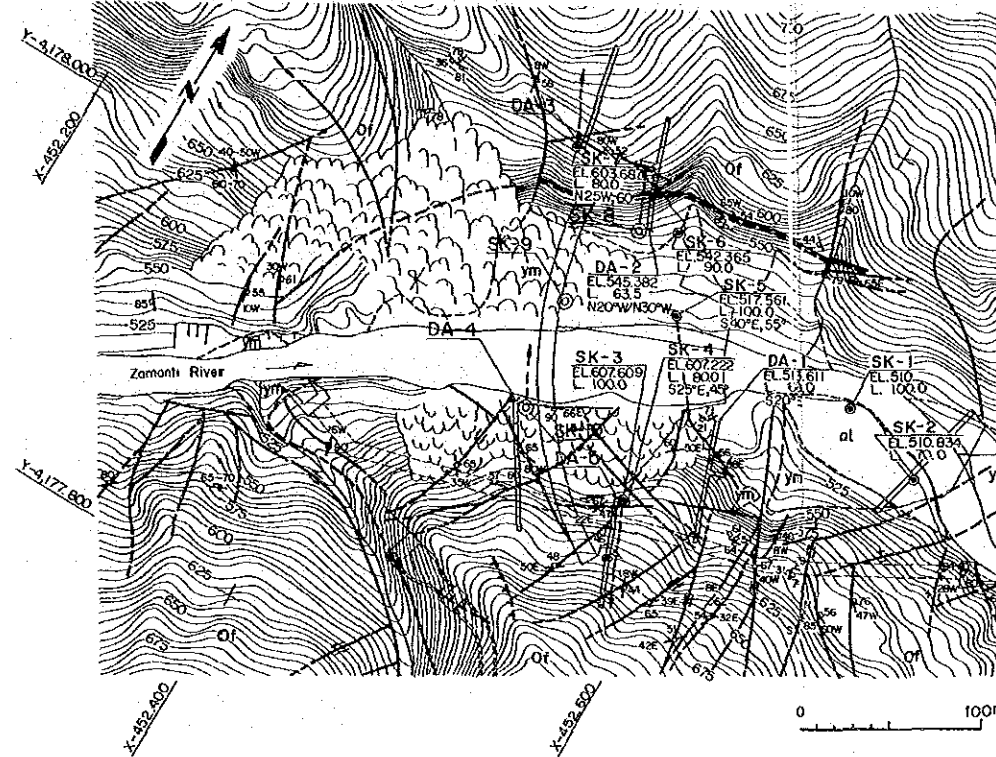
16.4 水位、流量観測

- ・ ダム地点：流量測定 of 継続
- ・ 発電所地点：水位観測

RESERVOIR AREA



DAM SITE



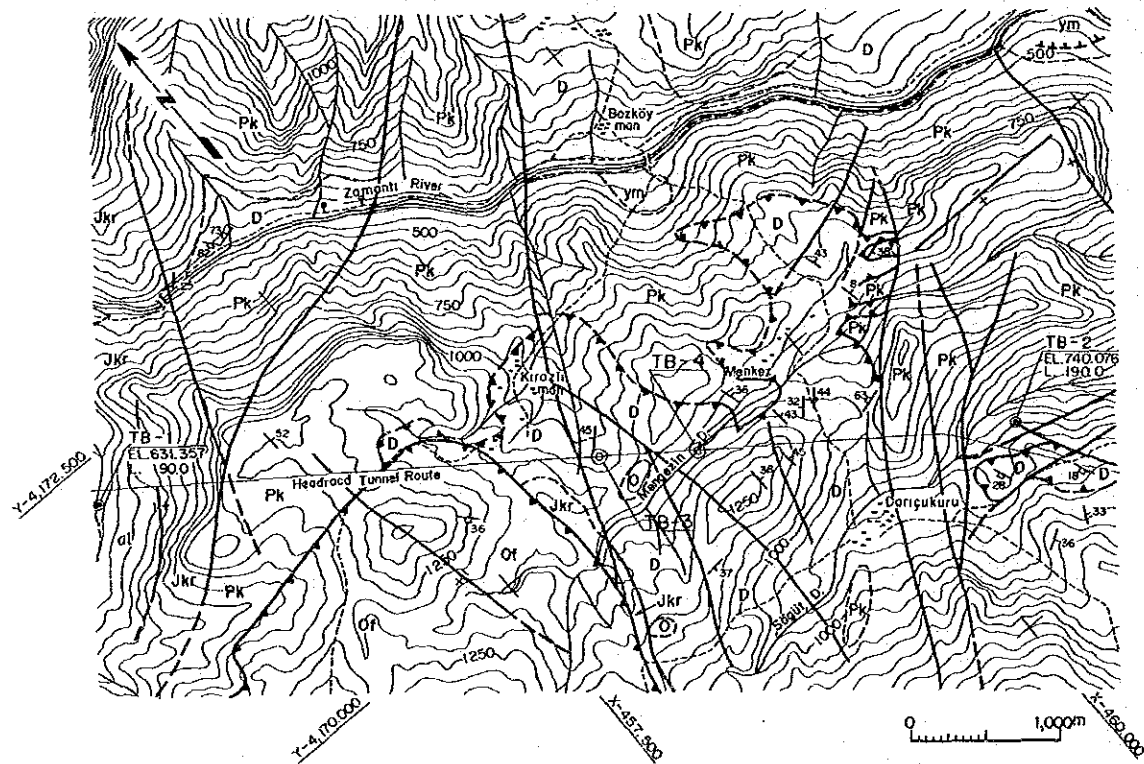
LEGEND

- ⊙ Proposed drillhole
- ▭ Proposed adit

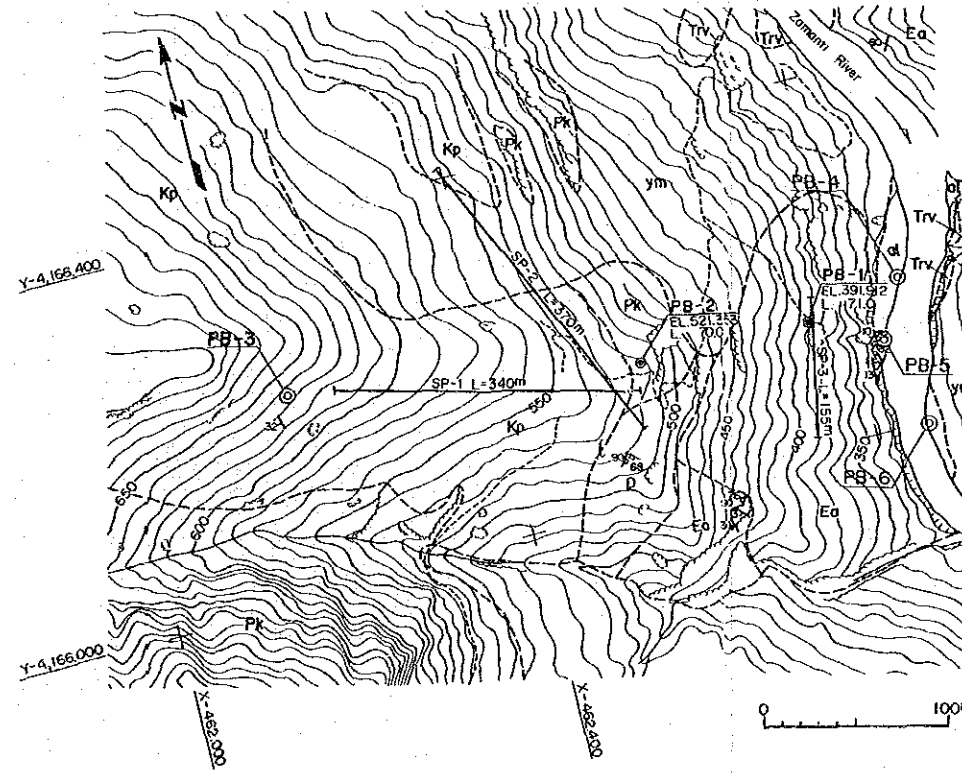
LIST OF DRILLHOLES AND ADITS (PROPOSED)

	Coordinate	Elevation (m)	Length (m)	Direction
Drillhole	RB-1 X: 450.600 Y: 4,184.525	690	190	Vertical
	RB-2 X: 450.200 Y: 4,183.770	710	210	"
	RB-3 X: 450.520 Y: 4,183.820	800	300	"
	RB-4 X: 449.955 Y: 4,184.080	800	250	"
	SK-8 X: 452.492 Y: 4,178.087	550	70	N25°W60°
	SK-9 X: 452.475 Y: 4,178.033	525	80	Vertical
	SK-10 X: 452.485 Y: 4,177.971	515	80	N30°W65°
	TB-3 X: 458.540 Y: 4,170.260	1040	200-500	Vertical
	TB-4 X: 459.060 Y: 4,169.880	1000	200-450	"
	Adit	PB-3 X: 462.170 Y: 4,166.215	635	90
PB-4 X: 462.863 Y: 4,166.160		330	30	"
PB-5 X: 462.832 Y: 4,166.100		330	30	"
PB-6 X: 462.857 Y: 4,165.998		320	30	"
DA-3 X: 452.443 Y: 4,178.108		645	60	N10°W
DA-4 X: 452.485 Y: 4,177.971		515	70	N30°W
DA-5 X: 452.556 Y: 4,177.954	605	60	S25°E	

HEADRACE TUNNEL ROUTE



SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE SITES



ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

LOCATION MAP
OF
PROPOSED INVESTIGATION WORKS

第 17 章 代替開発計画の検討

第17章 代替開発計画の検討

	頁
17.1 代替開発計画	17-1
17.2 送電計画	17-3
17.3 地質概要	17-4
17.3.1 No.1 発電計画地点	17-4
17.3.2 No.2 発電計画地点	17-4
17.3.3 No.3 発電計画地点	17-5
17.4 概念設計	17-7
17.4.1 ダム及び附属構造物	17-7
17.4.2 水路及び発電所	17-8
17.4.3 電気機器	17-9
17.5 工事費	17-23
17.6 経済評価	17-29

付 録 (別 刷)

List of Figures

Fig. 17-1	Transmission Line for Alternative Plan
Fig. 17-2	Geological Map of Alternative Development Plan Area
Fig. 17-3	Construction Schedule of Alternative Plan

List of Tables

Table 17-1	Main Feature of the Alternative Plan
Table 17-2	Features of Dam and the Appurtenant
Table 17-3	Estimated Construction Cost of Alternative Plan
Table 17-4	Alternative Thermal Power Plant for Economic Evaluation
Table 17-5	Economic Index of Alternative Plan

List of Drawings

DWG. 17-1	Alternative Plan	General Plan, Profile and Typical Section
DWG. 17-2	No.1 Power Plant	Plan, Profile and Section
DWG. 17-3	No.2 Power Plant	Plan, Profile and Section
DWG. 17-4	No.3 Power Plant	Plan, Profile and Section

第17章 代替開発計画の検討

17.1 代替開発計画

“9.1.5(2) 比較案の検討”で Göktas ダム地点から Kavsak 貯水池末端までの有効落差開発について、4つの比較案を検討した。この検討の結果、得られる落差を一段で開発する案が、経済性の観点から最適案として選定された。

一方、この基本案に次ぐ計画として Plan III が代替案として選定された。この代替案の諸元を Table 17-1 に、計画概要図を DWG. 17-1 に示す。ここでは、高水位運用を図る様ルールを作成し、電力量計算を各ステージについてやり直している。

本計画案で No. 1 発電所は Göktas ダムと 880m の短い圧力トンネルで結ばれる。No. 1 発電所で放水された最大 108m³/s の水は、そのまま取水され、延長 10.5km の長い無圧導水路トンネルで No. 2 発電所へと導水される。No. 2 発電所の放流水と残流は No. 2 発電所下流に設けられる取水ダムで最大 111m³/s 取水され、無圧導水路トンネルで No. 3 発電所へと導水される。

No. 2 発電所の無圧導水路トンネルは川に沿って設けられることから、作業坑を各所に設けることが可能となる。このため工期の短縮、出水等の不慮の事故に対する迅速、容易な対応が可能となる。

本計画の特徴は以下の通りである。

- ・ 3つのプロジェクトに分割して、各プロジェクトのコストを小さくしたため、調達可能資金量に応じて、3プロジェクト同時開発、2プロジェクト同時開発、1プロジェクトごとの開発などの選択が可能となる。
- ・ 但し、第2発電所、第3発電所は Göktas 貯水池の調整効果を得てはじめて経済性が得られることになる。Göktas ダム建設前に、No. 2、No. 3 発電所のみを開発する場合には、規模過大となり経済性は大幅に低下することになる。
- ・ No. 2 発電所の設置される周辺の地形は急峻であり、十分な調査が必要である。
- ・ No. 2 発電所の導水路トンネル掘削にあたっては各所に作業坑を設けることが可能であるが、土捨場適地は少なく、検討が必要である。

Table 17-1 Main Feature of the Alternative Plan

Item	Unit	No. 1 PS			No. 2 PS			No. 3 PS			Total		
		I	II	III	I	II	III	I	II	III			
High Water Level	m	630.0			496.0			378.0					
Low Water Level	m	620.0											
Available Drawdown	m	10.0											
Grass Storage Capacity	106 m ³	109.3											
Effective Storage Capacity	106 m ³	24.7											
Tunnel Length	m	880			10,500			5,250					
Tunnel Diameter	m	6.8			6.7			6.9					
Tunnel Gradient		1/100			1/1,500			1/1,500					
Tunnel Type		Pressure			Pressureless			Pressureless					
Maximum Discharge	m ³ /s	108			108			111					
Standard Intake	m	626.7			488.7			374.5					
Water Level	m	496.0			378.0			321.8					
Tail Water Level	m	130.7			110.7			52.7					
Gross Head	m	124.9			105.9			48.2			279.0		
Effective Head	m	119.0			100.5			45.0			264.5		
Installed Capacity	MW												
Stage		I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Annual Inflow	106 m ³	1,704	1,852	1,416	1,704	1,852	1,416	1,798	1,946	1,511	-	-	-
Annual Power Discharge	106 m ³	1,646	1,805	1,408	1,646	1,805	1,408	1,702	1,866	1,436	-	-	-
Firm Peak Power	MW	116.9	119.0	109.4	98.3	98.3	93.2	44.4	44.3	41.8	259.6	261.6	244.4
Annual Energy Production	GWh	516.9	567.5	441.0	427.2	468.8	365.6	193.9	212.8	165.9	1,138.0	1,249.1	972.5
Plant Factor	%	49.6	54.4	42.3	48.5	53.2	41.5	49.2	54.0	42.1	49.1	53.9	42.0

17.2 送電計画

No.1～3 発電所の合計出力は 264,500kWである。Göktas開閉所からAdana 方面への送電ルートについては第10章の送電計画に述べられているので、ここではNo.1 発電所からNo.2 発電所を経由して、最下流のNo.3 発電所近くの開閉所までの送電方法について述べる。

(1) 送電ルート

No.1～No.3 までの各発電所はすべてZamanti 川右岸に計画されている。送電線と開閉所は地形上の理由から左岸に建てるのが望ましい。各発電所と開閉所はタイ・トランスミッションで結び送電線は信頼度の面から 154kV 1 回線鉄塔 2 ルートとする。

(2) 線種と亘長

・ 第1 開閉所～第2 開閉所

154kV ACSR 477MCM 2 回線 10km

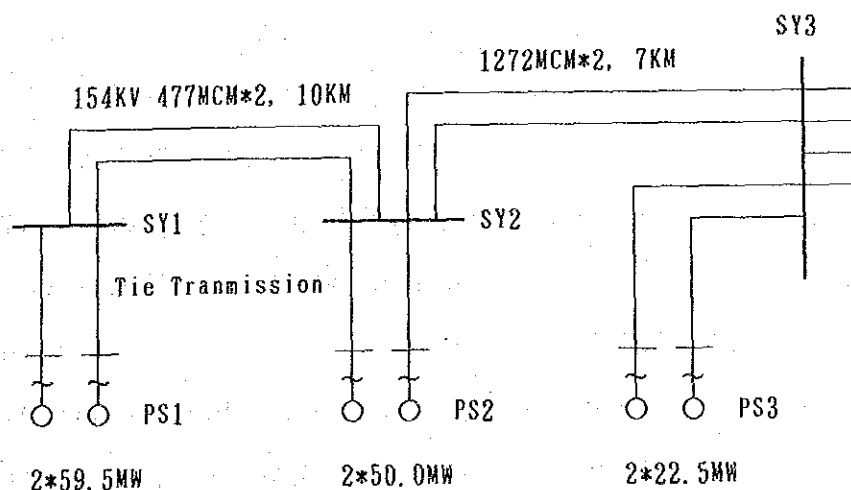
熱容量 : 1 回線当り 125MW

・ 第2 開閉所～第3 開閉所

154kV ACSR 1,272MCM 2 回線 7 km

熱容量 : 1 回線当り 250MW

Fig. 17-1 Transmission Line for Alternative Plan



17.3 地質概要

GöktasダムとKavsak貯水池末端間の落差を3段に分けて開発する本計画地点は、Fig. 17-2に示す通り、既述の1段開発案の導水路トンネル経過地と同様に、古生代～中生代の石灰岩を主体とする堆積岩と中生代のかんらん岩から構成される。以下に各段ごとの主要構造物地点の地質について述べる。

17.3.1 No.1 発電計画地点

(1) ダム地点

本ダム地点は、既述の1段開発計画のダム地点と一致する。かんらん岩を基盤とする本地点の地質性状に関しては、第7章「Geology and Materials」に既述されている。

(2) 導水路トンネル経過地

延長880mの導水路トンネル経過地は、かんらん岩から構成される。本経過地に分布するかんらん岩の性状は、Zamanti川沿いの地表地質踏査によれば、ダム地点と同様緻密堅硬で、本経過地に大規模な断層は分布しないと予想される。

(3) 水圧管路および発電所地点

水圧管路および発電所が計画される Zamanti川右岸斜面は、標高650mから Zamanti川河床まで平均勾配40°の急斜面をなす。本斜面には、深く切れ込んだ沢や急崖部の直下に部分的に崖錐堆積物が分布する他は、新鮮で緻密、堅硬なかんらん岩が露出している。表層岩盤の剝離および崩落の可能性はあるものの、地質構造上本斜面で大規模崩壊が起こる可能性は小さいと判断される。

17.3.2 No.2 発電計画地点

(1) 取水口地点

No.1 発電所で放流された水は、カルバートを経てNo.2 取水口にてそのまま取水される。No.1 発電所放水口からNo.2 取水口へ至る区間には、ボーリングSSK-1で確認された通り、かんらん岩を基盤として厚さ約36mの崖錐堆積物が分布している。崖錐堆積物はCobbleサイズもしくはBoulderサイズのかんらん岩の角礫を主体とし細粒分は概して少ないが表層の厚さ約1mは風化土壌と小礫が卓越している。

崖錐堆積物の分布する斜面は概して緩斜面で安定しているが、Zamanti川に面した所では比高差5~10mの急崖をなす。

(2) 導水路トンネル経過地

延長10.5kmの導水路トンネル経過地には、取水口側から順にかんらん岩(Of)、中生代石灰岩(Jkr)、古生代の石灰岩、砂質石灰岩等(Pk)が分布すると予想される。いずれの岩盤も地表地質踏査によれば地表の風化層は薄く、従って導水路トンネルは各岩盤の新鮮部を通過することになると推定される。ただしボーリングTB-1で確認された通り、石灰岩には酸化した薄い溶食クラックが発達している。

導水路トンネル経過地には、かんらん岩(Of)と中生代石灰岩(Jkr)の境界をなす衛上断層のほか多数の断層が存在している。しかしながら、第7章で既述した通り、これらの断層の破碎帯や変質帯の幅は小さいと予想され、長区間にわたってトンネル掘削を著しく困難にする可能性は小さいと判断される。

(3) 水圧管路および発電所地点

水圧管路および発電所が計画されるZamanti川右岸斜面は、 35° ～ 40° の急勾配をなす。本斜面には、河床標高付近にわずかに崖錐堆積物が分布するほかは、大部分新鮮な古生代石灰岩(Pk)が露出している。

石灰岩には、50～200cm間隔の層理面が認められ、その方向は南側すなわち山側へ 0° ～ 30° 傾斜である。このような地質構造上、本斜面は表層岩盤の剝離および崩落の可能性はあるものの、大規模崩壊が起こる可能性は小さいと判断される。

17.3.3 No.3 発電計画地点

(1) 取水ダム地点

取水ダム地点は、古生代の石灰岩を主体としたデボン紀層(D)および二畳紀層(Pk)からなる基盤岩と河床堆積物から構成される。兩岸斜面は約 45° の急勾配をなし、大部分新鮮岩盤が露出し崖錐堆積物はほとんどない。河床部には厚い河床堆積物の分布が予想される。その厚さはNo.1発電計画のダム地点の地質調査結果と本地点の地形からみて、20m前後と推定される。

(2) 導水路トンネル経過地

延長5.25kmの導水路トンネル経過地は、古生代の石灰岩、砂質石灰岩等(Pk)から構成される。地表地質踏査によれば地表の風化層は薄く、従って導水路トンネルは新鮮岩盤

内を通過することになると推定される。ただしボーリングTB-2で確認された通り、石灰岩には酸化した薄い溶食クラックが発達している。

導水路トンネル経過地には、多数の断層が分布することが予想される。しかしながら第7章で既述した通り、これらの断層の破砕帯の幅は小さいと予想され、長期間にわたってトンネル掘削を著しく困難にする可能性は小さいと判断される。

(3) 水圧管路および発電所地点

これら構造物の計画位置は、1段開発案のそれと一致する。本地点の地質については第7章に既述されている。

17.4 概念設計

17.4.1 ダム及び付属構造物

No.1 発電所のダム位置・諸元は基本案と同じであるので、No.1 発電所においては、ダムおよび付属構造物は基本案と同じ構造が最適となる（11.2参照）。即ち、アーチ重力式ダムの堤体に3門の洪水吐ゲートを備えるものである。

経済的見地より、No.2 発電所は取水ダムを有さず、No.1 発電所の放水庭からカルバートを通じてNo.2 発電所の取水口に直接導水するものとする。なぜならばNo.1 発電所のダムとNo.2 発電所の取水口の間に残流域は小さいため、取水ダムを建設してもNo.2 発電所の使用水量の増加は殆ど望めないからである。

No.3 発電所の取水ダムはNo.1 発電所のダムの約13km下流の河川が狭隘な地点に計画される。洪水時には取水ダム地点の満水位よりも大きく水位が上昇する関係上、ダムはコンクリート重力式で洪水吐ゲートを有さず洪水の越流を許容する形式とする。

各発電所のダムおよび付属構造物の諸元をTable 17-2 に示す。

Table 17-2 Features of Dam and the Appurtenant

	No.1	No.2	No.3
Dam			
Type	Arch gravity	—	Gravity
Height	148m	—	25m
Slope	1 : 0.6	—	1 : 0.8
Concrete Volume	$8.0 \times 10^5 \text{ m}^3$	—	$0.1 \times 10^5 \text{ m}^3$
Spillway			
Type	Gated Chute	—	Overtoppable Type
Design Discharge	$3,900 \text{ m}^3/\text{s}$	—	$4,100 \text{ m}^3/\text{s}$
Care of River			
Type	Diversion Tunnel	—	Diversion Canal
Design Discharge	$530 \text{ m}^3/\text{s}$	—	$550 \text{ m}^3/\text{s}$

17.4.2 水路及び発電所

(1) No.1 発電所

取水口・導水トンネルは基本案と同じくそれぞれゲート立坑型式、内径6.80mの圧力トンネル型式が最適と判断される。発電機の負荷変化に対応するため単動型の調圧水槽を設置する。水圧管路は地形を考慮して斜坑型とし、発電所直上流にて2条に分岐して発電所に導水する。

発電所付近の地形はさほど急峻ではなく、明り型でも掘削数量は過大にならないため、経済性・施工性に優れる明り型発電所とする。PMF洪水時にも冠水しないように外周壁を高くしなければならないので、発電所に据えたガントリークレーンにて機材を組立場に搬入する構造を選択して建屋を省略する。100年確率洪水時でも浮遊砂で水路が埋設しないように放水庭の周壁高さを設計した。No.2 発電所の停止時には、No.1 発電所からの放流は放水庭の周壁を越流して Zamanti川に流入する。

(2) No.2 発電所

17.4.1に記述した通り、No.2 発電所ではNo.1 発電所の放水庭より直接取水して、無圧カルバートでBürükboz沢を越えた後に延長10.5kmの無圧導水路トンネル（内径6.70m、標準馬蹄形）で水槽に導水する。

水槽・発電所付近の地形は殊に急峻であるので、基本案と同様に立坑型の水圧管路で2連立坑型の半地下式発電所に通水する形式が合理的と考えられる。

(3) No.3 発電所

取水ダムからの取水方法にはチロリアン型も考えられるが、巨礫によるスクリーンの損傷が懸念されるので、取水ダム側方に設ける側方流入型取水口の方が、より河川からの影響が小さいので地点特性に合致していると考えられる。111m³/sの使用水量を小さな水深で取水する型式のため、取水口は幅の広い構造となる。

導水路トンネル・水槽・水圧管路・発電所の型式はNo.2 発電所と同様である。

17.4.3 電気機器

各発電所の電気機器の選定・概念設計にあたっては、基本案と同じ理由から主機台数を2台と決め、主要変圧器、154kV開閉所および連絡送電線などは地形上の制約から基本案と同じ構成とする。使用水量および基準有効落差によって決まる水車のタイプなど各発電所の電気機器の諸元を以下に示す。

(1) No.1 発電所

水 車

型 式	立軸フランス水車
台 数	2台
基準有効落差	124.9 m
使用水量	54 m ³ /sec.
基準出力	60.8 MW
回転速度	250 rpm

発 電 機

型 式	三相交流同期発電機
台 数	2台
出 力	66 MVA (力率 0.9遅れ)
回転速度	250 rpm
周 波 数	50 Hz
電 圧	13.8 kV

主要変圧器

型 式	屋外形単相変圧器
台 数	7台 (含む予備1台)
容 量	22 MVA
電 圧	13.8 kV : 154/√3 kV

開 閉 所

母 線 構 成	主母線+点検母線
母 線	アルミパイプ
接 続 線 数	4回線
電 圧	154 kV

連絡送電線

回線数	2回線(2回線鉄塔)
鉄塔数	3基
電圧	154 kV
導体の種類	ACSR 477 MCM
区間	発電所-開閉所

(2) No 2 発電所

水車

型式	立軸フランス水車
台数	2台
基準有効落差	105.9 m
使用水量	54 m ³ /sec.
基準出力	50.25 MW
回転速度	250 rpm

発電機

型式	三相交流同期発電機
台数	2台
出力	56 MVA (力率 0.9遅れ)
回転速度	250 rpm
周波数	50 Hz
電圧	13.8 kV

主要変圧器

型式	屋外形单相変圧器
台数	7台(含む予備1台)
容量	18.7 MVA
電圧	13.8 kV : 154 / $\sqrt{3}$ kV

開閉所

母線構成	主母線+点検母線
母線	アルミパイプ

接 続 線 数	6 回線
電 圧	154 kV
連絡送電線	
回 線 数	2 回線 (2 回線鉄塔)
鉄 塔 数	3 基
電 圧	154 kV
導 体 の 種 類	A C S R 477 M C M
区 間	発電所 - 開閉所

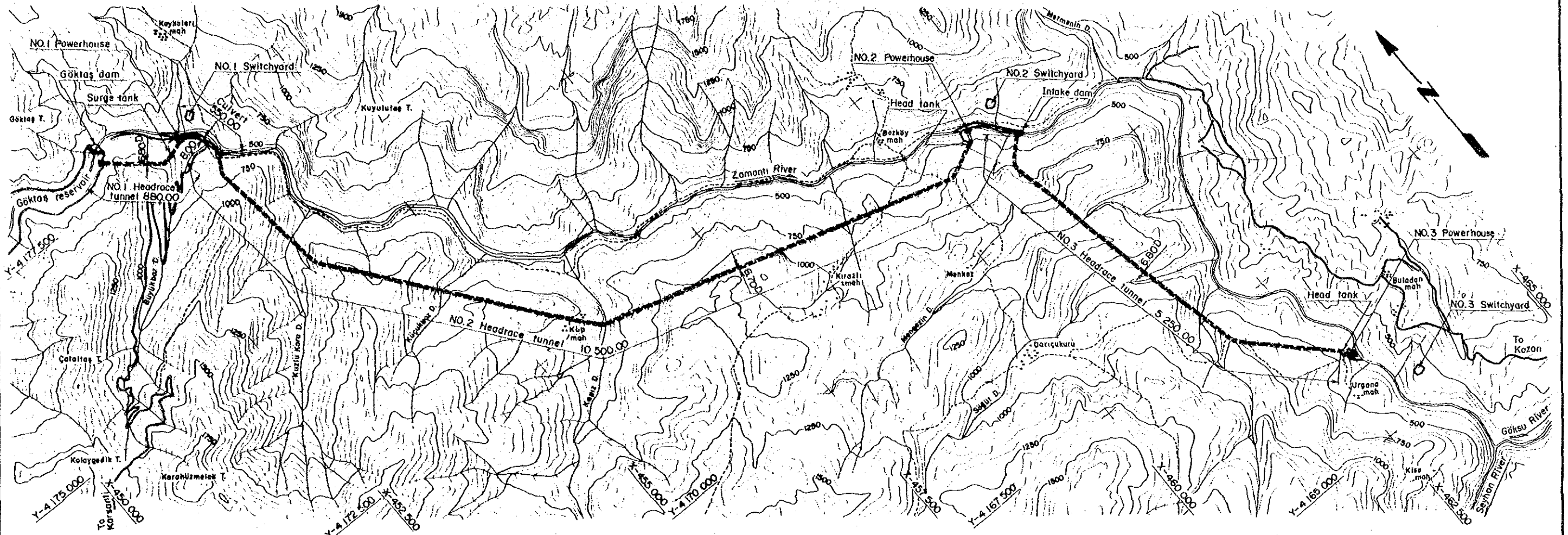
(3) No 3 発電所

水 車	
型 式	立軸フランスス水車
台 数	2 台
基準有効落差	48.2 m
使用水量	55.5 m ³ /sec.
基準出力	23.2 MW
回 転 速 度	250 rpm
発 電 機	
型 式	三相交流同期発電機
台 数	2 台
出 力	25 MVA (力率 0.9遅れ)
回 転 速 度	250 rpm
周 波 数	50 Hz
電 圧	11.0 kV
主要変圧器	
型 式	屋外形単相変圧器
台 数	7 台 (含む予備 1 台)
容 量	8.3 MVA
電 圧	11.0 kV ; 154 / $\sqrt{3}$ kV

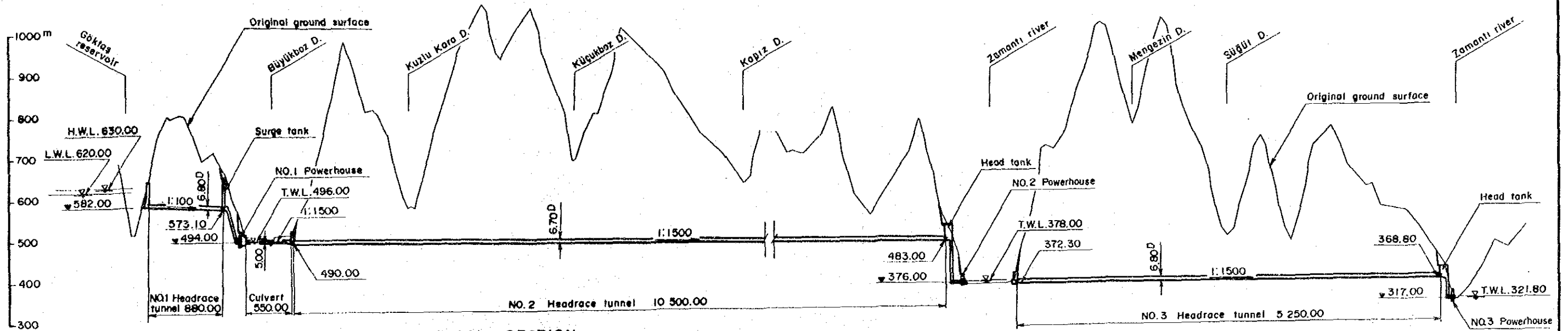
開 閉 所

母 線 構 成	主母線 + 点検母線
母 線	アルミパイプ
接 続 線 数	7 回線
電 圧	154 kV
連絡送電線	
回 線 数	2 回線 (2 回線鉄塔)
鉄 塔 数	3 基
電 圧	154 kV
導 体 の 種 類	A C S R 477 M C M
区 間	発電所 - 開閉所

GENERAL PLAN

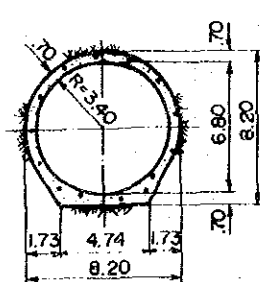


PROFILE

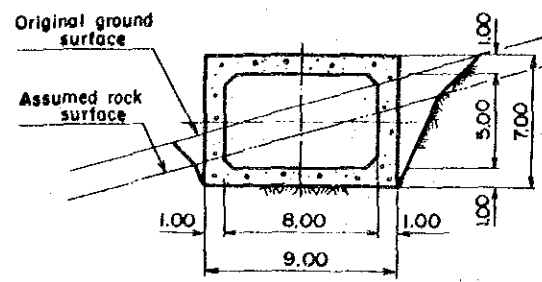


TYPICAL SECTION

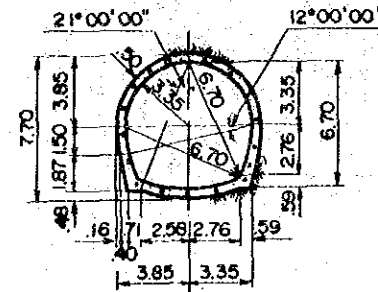
NO.1 HEADRACE TUNNEL



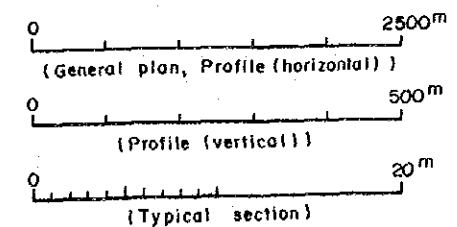
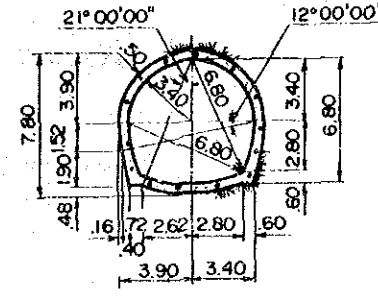
CULVERT



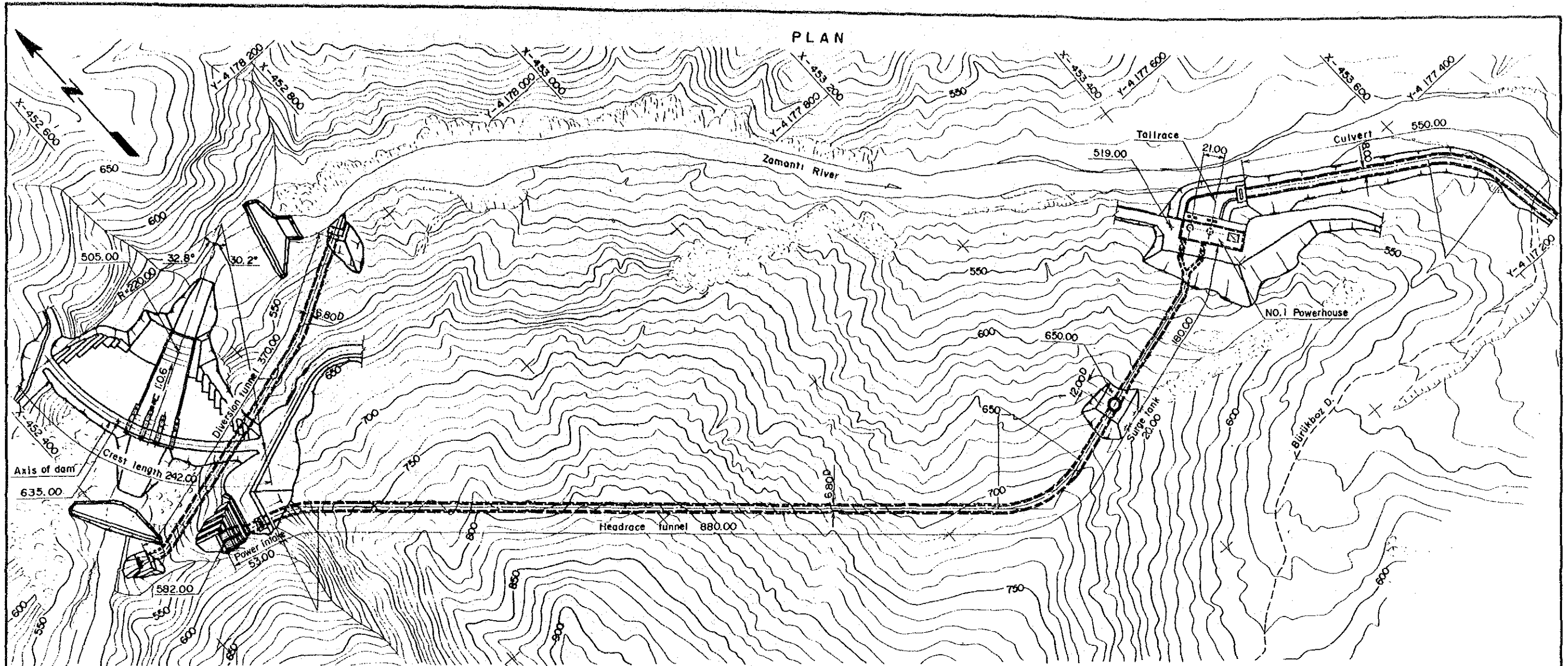
NO.2 HEADRACE TUNNEL



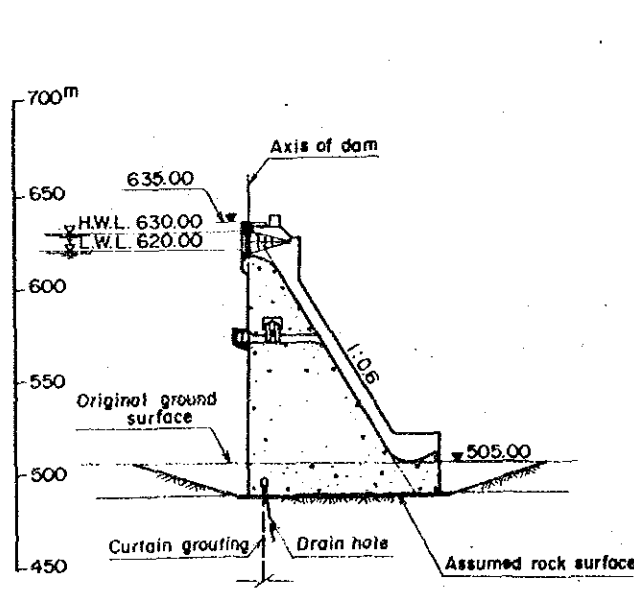
NO.3 HEADRACE TUNNEL



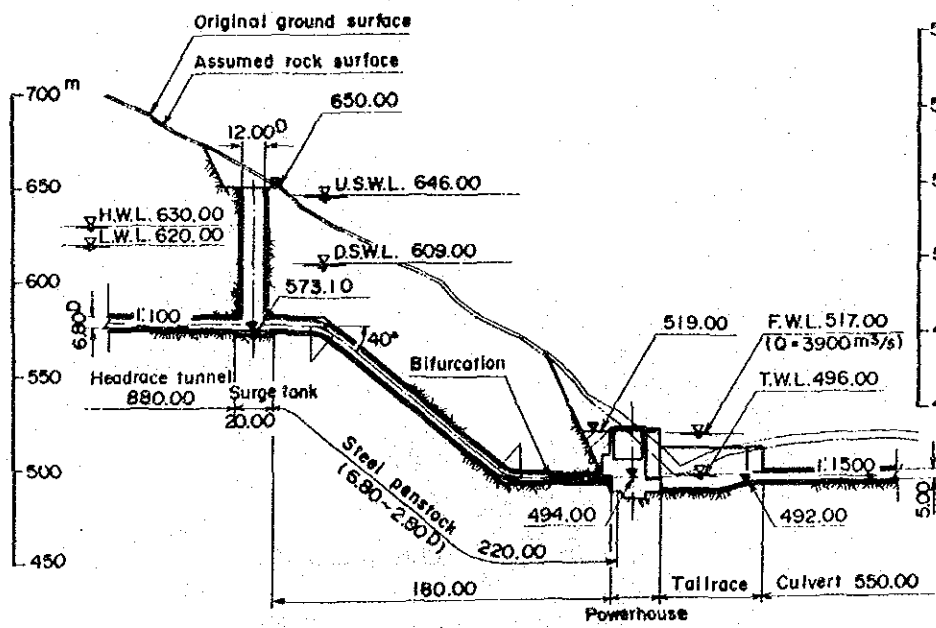
ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
ALTERNATIVE PLAN	
GENERAL PLAN, PROFILE AND TYPICAL SECTION	
DWG. 17 - 1	



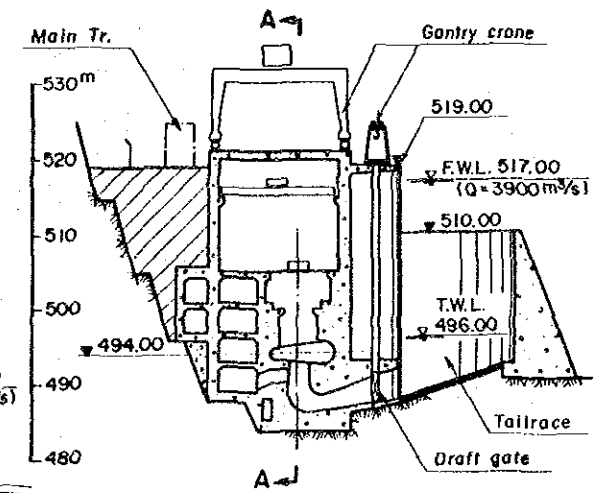
DAM SECTION



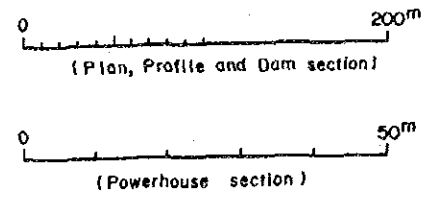
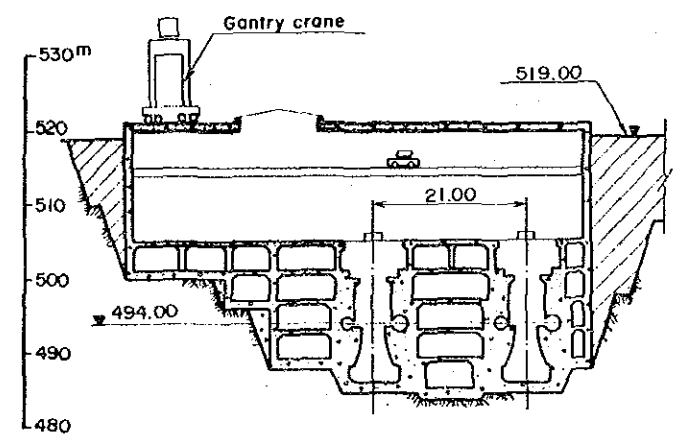
PROFILE



POWERHOUSE SECTION



SECTION A-A

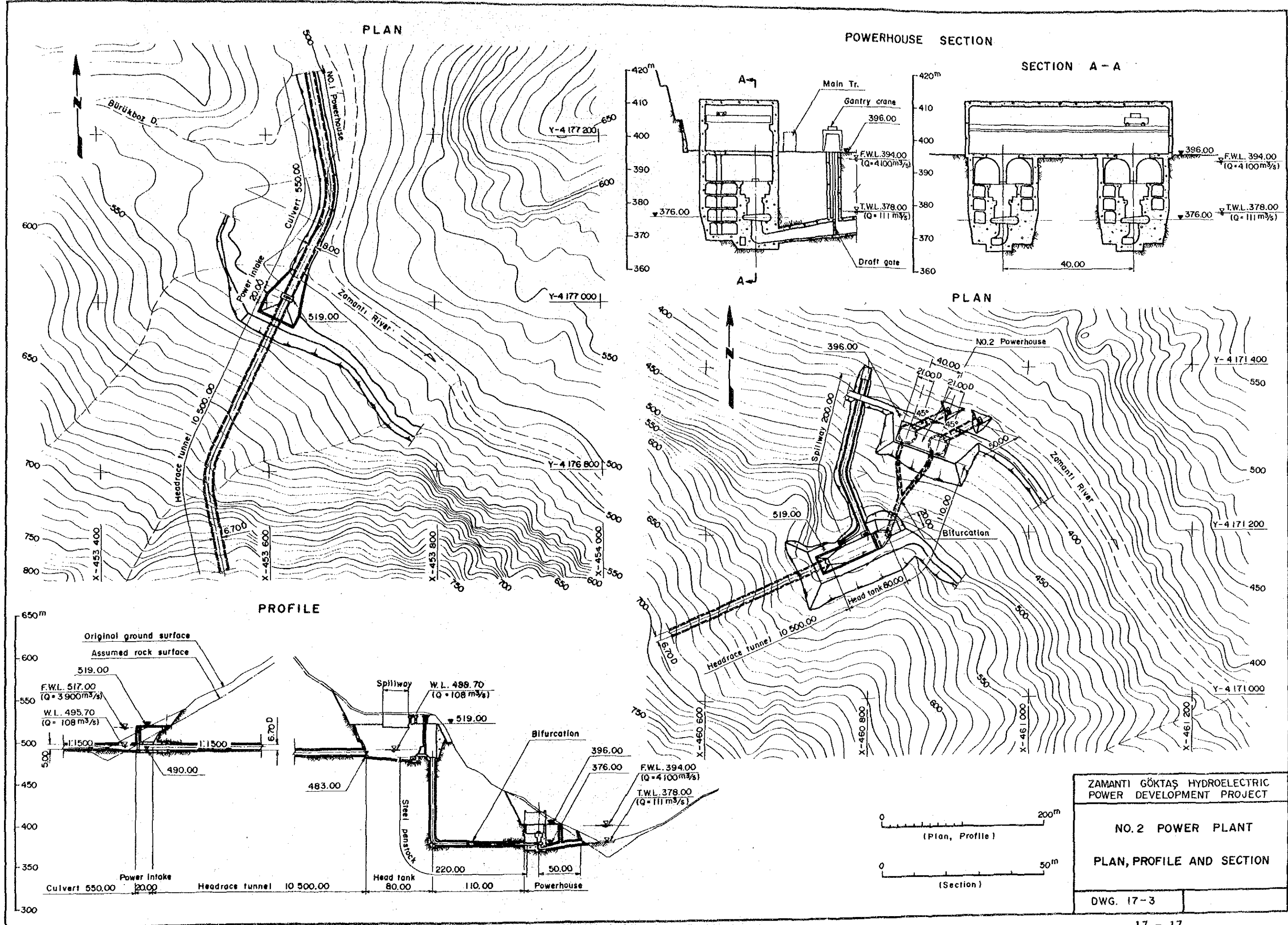


ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

NO.1 POWER PLANT

PLAN, PROFILE AND SECTION

DWG. 17-2



PLAN

POWERHOUSE SECTION

SECTION A - A

PLAN

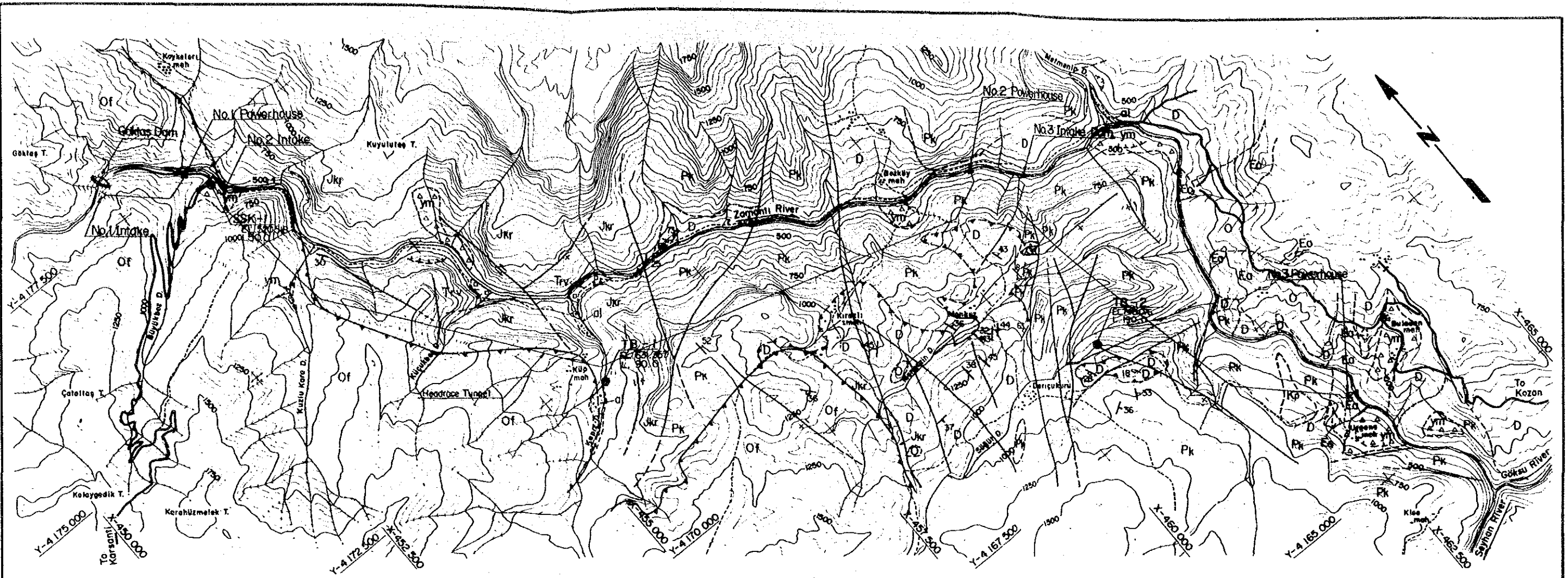
PROFILE

ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

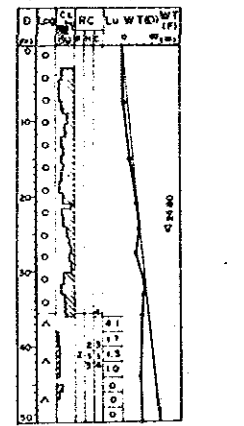
NO. 2 POWER PLANT

PLAN, PROFILE AND SECTION

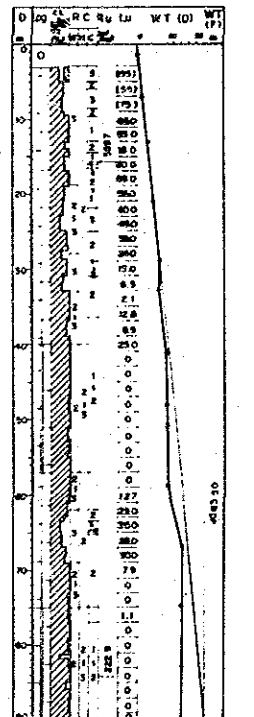
DWG. 17-3



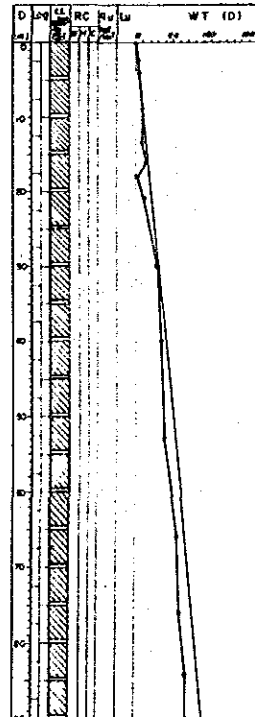
Hole No. SSK-1
Elevation: 520.54m
Depth of Hole: 50.00m Angle from Horizontal: Vertical



Hole No. TB-1
Elevation: 631.367m
Depth of Hole: 90.00m Angle from Horizontal: Vertical



Hole No. TB-2
Elevation: 140.07m
Depth of Hole: 190.00m Angle from Horizontal: Vertical



Legend of Geological Log

- Alluvium
- △ Peridotite
- Limestone
- ▨ Limestone (Bifuminous)
- ▩ Sandy limestone
- ▧ Dolomitic limestone
- Sandstone

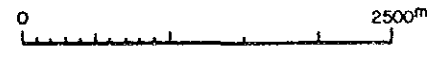
LEGEND

□ Alluvium	— Geologic Boundary
△ Slope Wash	20° Strike and Dip of Strata
▽ Travertine	60° Strike and Dip of Joint
□ Ophiolite (Peridotite)	— Fault and Direction of Movement
□ Sandstone, Siltstone, Shale	— Overthrust
□ Limestone	— Fault (assumed)
□ Limestone, Sandstone	— Rock Slide Surface
□ Limestone, Dolomitic limestone, Shale, Sandstone	⊙ Spring through Limestone Cave
□ Shale, Siltstone	⊙ Drillhole
□ Limestone	
□ Sandstone, Shale, Quartzite, Limestone	

DRILLING LOGS

① Depth of Drillhole (m)	④ R.C. *Rock Classification
② Geological Log	W: Weathering 1 (Very Fresh) to 5 (Strongly Weathered)
③ R.O.D. *Rock Quality Designation (%)	H: Hardness 1 (Very Hard) to 5 (Soft)
C.L. *Core Loss (%)	C: Interval of Cracks 1 (Over 30cm) to 5 (Under 1cm)
	⑤ R.E. *Rock Evaluation
	⑥ Very Good
	⑥ Very Bad
	⑦ q_u *Unconfined Compression Strength of Core (kg/cm ²)
	() : Covered Lugon Value
	⑧ W.T.(D) * Water Table in Drillhole during Drilling
	⑨ W.T.(F) * Final Water Table (m)

Note: This map is compiled on the basis of data as follows:
1. Geological Map of Dam, Tunnel Route and Powerplant sites (Scale: 1/25,000) DSI, 1983
2. Results of aeripho interpretation (1988) and geological mapping (1987, 1988) by JICA



ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

GEOLOGICAL MAP OF ALTERNATIVE DEVELOPMENT PLAN AREA

Fig. 17 - 2

17.5 工事費

代替計画の工事費の積算は第12章工事計画および工事費の12.1.1“基本的条件”および12.2.1“基本的事項”に基づいた。送電線、工事用道路、工事用送電線、およびキャンプ設備の各工事費は次の通り3発電所に分担計上した。

送電線および変電所

区 分	分 担
No.1 開閉所～No.2 開閉所	: No.1 発電所
No.2 開閉所～No.3 開閉所	: No.1, No.2 発電所の出力比
No.3 開閉所～Yedigoze変電所所	: No.1, No.2, No.3 発電所の出力比

工事用道路および工事用送電線

Goktas dam～No.2 Intake	: No.1 発電所
No.2 Intake～No.3 Intake	: No.1, No.2 発電所の出力比
No.3 Intake～Postkabasakal	: No.1, No.2, No.3 発電所の出力比

又はKozan

キャンプ設備

: No.1, No.2, No.3 発電所の出力比

各発電所の工事費をTable 17-3に示す。

Table 17-3 Estimated Construction Cost of Alternative Plan

(Unit: 10⁶ T.L)

	Total	No. 1 Power Plant	No. 2 Power Plant	No. 3 Power Plant	Note
	264.5 MW	119.0 MW	100.5 MW	45.0 MW	
1. Civil Works					
(1) Care of River	6,796	6,163	0	633	<u>Construction Period</u>
(2) Dam	68,721	67,811	0	910	No. 1 Power Plant: 5 years
(3) Waterway	106,373	11,869	61,780	32,724	No. 2 Power Plant: 4.5 years
(4) Powerhouse & Switchyard	33,985	10,557	11,928	11,500	No. 3 Power Plant: 4.0 years
(5) Access Road	1,525	1,123	201	201	
(6) Camp Facilities	8,614	3,876	3,273	1,465	
(7) Preparation Works	29,901	15,002	11,953	2,946	
(8) Contingency	38,387	17,460	13,370	7,557	
(9) Sub-total	294,302	133,861	102,505	57,936	
2. Hydraulic Equipment	16,939	9,534	4,483	2,922	
3. Electromechanical Equipment	144,900	52,400	52,700	39,800	
4. Transmission Line	18,319	8,976	6,569	2,774	
5. Total (Direct Cost)	474,460	204,771	166,257	103,432	
6. Project Controlling	71,170	30,716	24,939	15,515	
7. Land Acquisition	250	250	0	0	
8. Total (Project Cost)	545,880	235,737	191,196	118,947	
9. Interest during Construction	116,308	53,748	39,960	22,600	
10. Grand Total	662,188	289,485	231,156	141,547	

Fig. 17-3 Construction Schedule of Alternative Plan

Item		Quantity	- 1st (1996)				1st (1997)				2nd (1998)				3rd (1999)				4th (2000)				5th (2001)							
			J	M	A	J	J	M	A	J	J	M	A	J	J	M	A	J	J	M	A	J	J	M	A	J				
Preparatory Works & Camp Facilities		Road for Construction: 64 km	[Gantt chart bars for preparatory works]																											
Access Road			[Gantt chart bars for access road]																											
No.1 Power Plant	Care of River and Dam	H=148m Con. 800,000m ³	[Gantt chart bars for No.1 Care of River and Dam]																											
	Headrace Tunnel	D=6.8m L=880m	[Gantt chart bars for No.1 Headrace Tunnel]																											
	Powerhouse		[Gantt chart bars for No.1 Powerhouse]																											
	Electromechanical Equipment		[Gantt chart bars for No.1 Electromechanical Equipment]																											
No.2 Power Plant	Headrace Tunnel	D=6.7m L=10,500m	[Gantt chart bars for No.2 Headrace Tunnel]																											
	Powerhouse		[Gantt chart bars for No.2 Powerhouse]																											
	Electromechanical Equipment		[Gantt chart bars for No.2 Electromechanical Equipment]																											
No.3 Power Plant	Care of River and Dam	H=26m Con. 9,700m ³	[Gantt chart bars for No.3 Care of River and Dam]																											
	Headrace Tunnel	D=6.7m L=5,250m	[Gantt chart bars for No.3 Headrace Tunnel]																											
	Powerhouse		[Gantt chart bars for No.3 Powerhouse]																											
	Electromechanical Equipment		[Gantt chart bars for No.3 Electromechanical Equipment]																											
Transmission Line		380kV L=25km, 154kV L=17km	[Gantt chart bars for transmission line]																											
Substation (Akarca)		154/380kV 450MVA	[Gantt chart bars for substation]																											

Commencement of filling reservoir

Care of river

plug

ex.

con.

ex.

con.

grout.

plug

ex.

con.

ex.

con.

grout.

plug

ex.

con.

Care of river

ex.

con.

ex.

con.

grout.

plug

ex.

con.

Commencement of operation

17.6 経済評価

代替案の経済性は、“9.1.3 検討の基本条件”で述べた様に、本計画が無い場合に建設されるであろう代替石炭火力の費用をもって便益とみなす手法を用いて検討した。

代替石炭火力の諸元及び価値はTable17-4に示す。

第1段階における本計画の耐用年数間の均等化年経費(C)と代替火力の均等化年経費(B)から求まる年間超過便益(B-C)および便益費用比率(B/C)をTable 17-5に示す。なお、No 3発電所からYedigoze開閉所までの送電線、およびAcarca変電所の建設費は設備出力比で各々の発電所に配分した。

第2、第3発電所は第1発電所で調整された水を使用することを前提としている。従って、第2、第3発電所が先行建設されれば、大幅にその経済性は低下せざるを得ないことは注意しておかなければならない。

Table 17-4 Alternative Thermal Power Plant for Economic Evaluation

Interest Rate = 9.5%

Item	Unit	Description
Type		Coal Fired Power Plant
Installed Capacity	MW	300
Annual Plant Factor	%	70
Thermal Efficiency	%	38.3
Annual Energy Production	GWh	1,839.6
Investment Cost	10 ⁶ TL	429,000
Service Life	Years	25
Construction Period	Years	4
Capital Recovery Factor		0.10596
Coal Calorific Value	Kcal/kg	6,500
Coal Surface Moisture	%	7
Oil Calorific Value	Kcal/kg	10,500
Fuel Consumption Rate (Coal 95%)	kg/kWh	0.353
Fuel Consumption Rate (Oil 5%)	kg/kWh	0.011
O & M Cost, Administration Cost	%	3.0
Unit Fuel Cost (Coal)	TL/kg	58.5
Unit Fuel Cost (Oil)	TL/kg	139.1
Transmission Line Investment Cost	10 ⁶ TL	5,140

Annual Cost		Fixed Cost	Variable Cost
Capital Recovery	10 ⁶ TL	45,966.4	-
O & M Cost, Administration Cost	10 ⁶ TL	11,652.4	1,294.7
Fuel Cost	10 ⁶ TL	-	40,803.4
Total	10 ⁶ TL	57,618.8	42,098.1
Annual Cost at Receiving End		1)	
kW Cost	TL/kW	241,850	2)
kWh Cost	TL/kWh		24.69

$$1) \frac{57,618.8 \times 10^6 \text{ TL}}{300,000 \text{ kW}} \times 1.272 = 244,304 \quad 3)$$

$$2) \frac{42,098.1 \times 10^6 \text{ TL}}{1,839.6 \times 10^6 \text{ kWh}} \times 1.079 = 24.69 \quad 3)$$

3) Adjustment Factor for kW & kWh

<u>Item</u>	<u>kW</u>	<u>kWh</u>
Transmission Loss Rate (%)	1.4	1.1
Station Service Rate (%)	5.6	6.3
Forced Outage Rate (%)	4.0	-
Scheduled Outage Rate (%)	12.0	-

$$\text{kW Adjustment Factor} = \frac{1}{(1 - 0.014) \times (1 - 0.056) \times (1 - 0.04) \times (1 - 0.12)}$$

$$= 1.272$$

$$\text{kWh Adjustment Factor} = \frac{1}{(1 - 0.011) \times (1 - 0.063)} = 1.079$$

Table 17-5 Economic Index of Alternative Plan

Item	Unit	No. 1 Powerplant	No. 2 Powerplant	No. 3 Powerplant	Total
High Water Level	m	630.0	496.0	378.0	
Low Water Level	m	620.0			
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	109.3			
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	24.7			
Maximum Discharge	m ³ /s	108	108	111	
Effective Head	m	124.9	105.9	48.2	279.0
Installed Capacity	MW	119.0	100.5	45.0	264.5
Firm Peak Power	MW	116.9	98.3	44.4	259.6
Annual Energy Production	GWh	516.9	427.2	193.9	1,138.0
Investment Cost	10 ⁶ TL	289,485	231,156	141,547	662,188
Annual Cost (C)	10 ⁶ TL	29,527	23,578	14,438	67,543
Annual Benefit (B)	10 ⁶ TL	39,782	33,271	15,051	88,104
Benefit Cost Ratio (B/C)		1.35	1.41	1.04	1.30
Surplus Benefit (B-C)	10 ⁶ TL	10,255	9,639	613	20,561
Unit Cost of Energy	TL/kWh	58.1	56.1	75.7	60.4

