

第14章 経済評価と財務評価

14.1 経済評価

14.1.1 方法論

(1) 基本的アプローチ

経済評価は、プロジェクトの純現在価値、便益対コストの比率、経済的内部収益率といった指標を基に行われる。これらの指標はプロジェクトの経済便益と経済コストから導かれるものである。指標そのものを設定するにはいわゆる割引キャッシュ・フロー (discounted cash flow) が用いられる。

さて、製品・サービスの市場価格が直接、経済価値を全面的に反映する場合には、こうして得た市場価値はそのまま経済評価におけるコストと便益についての計算に適用することができよう。ところが市場価格というものは大抵、不完全な市場メカニズムの効果によって歪められているものである。

そもそもコストと便益の見積は、限られた資源の最適割当という目的に到達するべく行われるべきものである。この目的達成のためには製品・サービスの市場価格は、真の経済価値を反映するために、真の便益とコストに変換されるべきものである。そこで世界銀行を始め、その他の国際金融機関は真のプロジェクト価格や市場価格を見積もるために国際市場価格を使用しているのである。

一方開発プロジェクトの経済評価は、プロジェクトがその国の社会・経済に及ぼす影響・インパクトを、二つの場合を想定しこれを比較計量して行われる。即ち、プロジェクトを開発する場合と、しなかった場合である。原則的には、一つの開発プロジェクトが選ばれると、そのプロジェクトが、その国としては貴重な経済資源を消費するために、別の代わりのプロジェクトの実現を妨げてしまう結果になりかねない恐れがある。故に、選ばれたプロジェクトはその国に対して、単に製品を生産することで影響を及ぼすばかりでなく、国の限られた資源を消費することによって国にインパクトを与えることになるのである。

この点に関して、このプロジェクトについては、代替発電所というアプローチが採られている。これによれば、将来の電力供給増を満足させるため、国の長期電力開発政策の一部として新規プロジェクトが盛り込まれている場合（即ち、そのプロジェクトが実現する見通しが立たないのなら、別の供給手段で代替せざるを得ない場合）、代替発電所というアプローチが登用され、計画中のプロジェクトと代替プロジェクトの経済コストの計量と評価が行われるのである。

(2) 経済計算の方法

経済計算はプロジェクトのコストと便益を比較検討することにより算定される。

この計算にあたってはコストと便益は次のように取り扱われる。

a) コスト

プロジェクトの全期間に生じるコストは、下記の種目を除いて、全て加算計上される。

• 租税公課

この種の支払は経済発展に使用し得る資源を、何ら減ずることではない。経済計算プロジェクトの遂行において経済資源の最適割当を達成することを目的としているものであるから、税金のような、振替であっても消費ではないコストは計算の対象から除外されるのである。

• 支払利子

経済利益は投下資本の機会コストとも捕らえることができる。資本の機会コストは経済計算の結果であり、この資本の機会コストは借入金の金利を内蔵している。故に支払利子は計算の重複を避けるために経済計算からは除外しなければならない。

• 減価償却費

経済計算ではコストはその発生段階で計上される。ところが減価償却費は設備投資によるものであって、経理上は建設期にそれが発生してからずっと後になって計上され、しかもそのために改めてなんらの資金も支出されるわけではない。

そのみならず、資本コストは費用の部の項目に含まれているので、減価償却費が計上されると二重計算をしたことになる。こうしたわけで、減価償却費

は除外される。

• 借入金の返済額

借入金は税金と同様、振替コストであって消費コストではない。故に、借入金は取り除くものとする。

b) 便益

代替発電所コストはこの計画中のプロジェクトの便益とみなされる。計画プロジェクトの開発は、代替発電所建設で使われたはずのコストを消費するといった形で経済インパクトを国に与えるものである。故に代替発電所建設で使われたはずのコストは計画プロジェクトの便益と考えられるのである。

上記のコスト・便益を計算するにあたっては、以下の現在価値 c) と経済コスト d) のコンセプトを考慮に入れなければならない。

c) 現在価値

経済計算上は現在価値は特別の取扱いを受け、全ては現在価値のみで検討されることになる。将来、支出されるコストには現在価値と将来価値が含まれるから、将来価値は消去しなければならない。全てのコストも便益も割引率を用いて現在価値に引き直さなければならない。

d) 経済コスト (シャドウプライス)

コスト見積りは一般的に一国の市場において支配的な実際の現行価値 (即ち市場価格) に基づくものである。市場価格はシャドウプライスに変換される。シャドウプライスはプロジェクトの全てのコストに適用される。

プロジェクトのコストは二つのカテゴリーに分けられる。貿易財と非貿易財である。前者については輸入財はCIF価格で、輸出財はFOB価格で計算される。後者については、国際市場価格に等しい機会コストで取り扱われる。計算手順を簡単にするため、標準変換係数がよく用いられる。主要輸出 (FOBでの) と主要輸入 (CIFでの) の総額から算定された標準変換係数は国内価格を歪めることを避け、ここで言う非貿易財を国際市場価格に換算するための一般的目安として用いられる。

この経済評価においては、最新の経済データを駆使して標準変換係数 (SCF) を算定する。国際市場価格に変換するに当たっては、非貿易財の価格はこのSCF

を掛けてはじき出す。SCFは下記の計算式で得られる。

$$SCF = \frac{CIF + FOB}{CIF + TAX(\text{import}) + FOB - TAX(\text{export}) + \text{Subsidies}}$$

以上のようにコスト・便益を求めた後に、経済計算を以下の計算式で実行する。

その詳細は下記の通りである。

e) 経済評価

• 純現在価値の算定法

$$\sum \frac{B_n}{(1+i)^n} - \sum \frac{C_n}{(1+i)^n} = \text{純現在価値}$$

B = 便益, C = 費用

[備考] 純現在価値が高ければ高いほど、プロジェクトは良好な状態にある。

• 便益/コスト率

$$\frac{\sum \frac{B_n}{(1+i)^n}}{\sum \frac{C_n}{(1+i)^n}} = \text{便益/コスト率}$$

[備考] 便益/コスト率が大きければ大きいほど、プロジェクトは良好な状態にある。

• 内部収益率 (BIRR, FIRR)

$$\sum \frac{B_n}{(1+i)^n} = \sum \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

i : 内部収益率は累計現在価値での総便益と総コストが一致するときの比率。

[備考]

EIRRが機会コストより高ければ、プロジェクトは良好な状態にある。

FIRRが金利より高ければ、プロジェクトは良好な状態にある。

(FIRRは次章の14.2において詳述する。)

(3) プロジェクトの標準変換係数

下図に示す標準変換係数 (SCF) は最近5年間のデータを用いて算出された。その結果、ここでのSCFは9.1%と決定した。

Table 14-1 Calculation of Standard Conversion Factor

(Unit: 10⁶ US\$, %)

	Import			Export		
	Import Price (C.I.F.) (a)	Import Tax (b)	Tax Rate (b/a)	Export Price (F.O.B.) (Ec)	Export Subsidy (d)	Subsidy Rate (d/c)
1987	14,158	2,037	14.39	10,190	772	7.58
1988	14,335	1,871	13.05	11,662	716	6.14
1989	15,792	1,983	12.56	11,625	532	4.57
1990	22,302	3,029	13.58	12,959	494	3.81
1991	21,047	3,034	14.42	13,593	452	3.33
Total (Average)	87,634 (17,527)	11,954 (2,391)	13.64	60,029 (12,006)	2,966 (593)	4.94

(SCF)

$$\frac{I a + E C}{I a (1 + b/a) + E c (1 + d/c)}$$

• 5年平均 (1987~1991) : 0.908 = 0.91

【備考】輸出税はこの時期には賦課されなかったため上記の計算では計上していない。

(4) 代替発電所の選択

最適の代替発電所としては輸入炭石炭火力発電所が考えられる。以下にその理由を述べる。

最近のトルコのエネルギー開発計画では、国のエネルギー開発政策は次の5つの必要項目からなるものと考えられる。

- a) 水力発電は、環境との調和に優れ国内のエネルギー資源でもあるので、トルコで生産できる重要なエネルギー資源の一つである。故にその開発はこのエネルギー政策上、高い優先度を持つ。
- b) エネルギー国家安全保障を考慮すると、石油火力発電所開発は制限される。
- c) 上記の石油火力発電所の代わりに天然ガスおよび輸入炭石炭火力発電所を開発・導入するべきである。

d) 前項の天然ガスおよび石炭火力発電所の開発に平行して、国内褐炭火力もある程度まで、国内エネルギー資源の利用という観点から、実現すべきである。

e) 原子力発電の開発は、未来の国内エネルギー源としては、考慮されるべきであろう。

上記のエネルギー開発政策を考えると、輸入炭石炭火力発電所は、この経済評価において代替発電所プロジェクトとして有力視される。天然ガス発電所については、輸入炭石炭発電所より設備投資は少なく済むことは確実だが、もし燃料価格が現行価格並みに低価格で維持されれば、石炭発電所より有望ということになるかもしれない。

その代わり、石炭は、世界各国で多量に存在しているため、長期に渡り価格と供給の両面で安定している。この点では、輸入炭石炭火力発電所もまた、長い目でみると経済的に有利であるとも言える。

かくて結論として、Köprübaşı経済評価における代替プロジェクトは輸入炭石炭火力発電所と決定する。

14.1.2 プロジェクトの経済コスト

本計画の経済的費用は、「第12章、工事計画および工事費」の項で求められた財務的費用をベースに前述の経済費用化変換数を適用して得られる。

また、維持管理費は経済的工事費に下記の比率（経費率）を乗じて求めることとした。

維持管理費は建設費に下記に値を掛けて算出した。

建築・土木費	0.5 %
水力発電機材費	1.5 %
付帯電気・機械装備費	1.5 %
送電線費	1.5 %

プロジェクトの市場および経済コスト上の、初期投資とプロジェクト全生涯の総コストは Table 14-2, 14-13 および Table 14-4 に示される。

Table 14-2 Initial and Project Life Investment

(Unit: 10⁶ TL)

	Initial Investment	Project Life Investment
Market Price	1,092,625	1,401,509
Economic Price	1,031,595	1,328,444

Note: Interest during construction is not considered.

Table 14-3 Initial Investment Cost (Market Price)

(Unit: 10⁶ TL)

Year	Civil	Hydro Eq.	El-Mecha.	Trans. Line	Total
1	129,727	0	21,102	0	150,829
2	182,749	0	0	0	182,749
3	245,242	25,381	0	24,909	295,532
4	226,023	22,668	189,915	24,909	463,515
Total	783,741	48,049	211,017	49,818	1,092,625

Note: Interest during construction is not included.

Table 14-4 Initial Investment Cost (Economic Price)

(Unit: 10⁶ TL)

Year	Civil	Hydro Eq.	El-Mecha.	Trans. Line	Total
1	121,446	0	20,779	0	142,225
2	173,080	0	0	0	173,080
3	229,870	23,097	0	22,667	275,634
4	210,350	20,628	187,011	22,667	440,656
Total	734,746	43,725	207,790	45,334	1,031,595

Note: Interest during construction is not included.

14.1.3 代替火力発電所のパラメータと経済コスト

前述した通り本計画の経済的便益を代弁させる代替計画として輸入炭火力発電設備を選定した。この代替火力発電設備の経済的費用を本計画の便益とみなし、これを本計画の経済的費用と比較する方法を採用した。

プロジェクトの生産する電力は、同じ河川の近辺に位置していて最も近くにある別の水力発電所の電力システムへと送電される。そこで、経済評価のベースと見なされる代替火力発電所は、黒海沿岸のプロジェクトからは最も近くにあると考えられる地点に設置されるものと仮定する。送電線は比較的短いものとする。建設費は代替火力発電所の同様工事の中に含まれているものとする。この評価に用いられた基本評価項目をTable 14-5およびTable 14-6に示す。なお、Table 14-5には、Köprübaşıプロジェクトのコスト計算に関する条件も含まれている。

a) パラメータ

Köprübaşıプロジェクトと同等の発電能力を持つ代替水力発電所のパラメータをTable 14-6に示す。

b) 初期投資コスト

代替火力発電所の建設に要する経済コストは、標準変換係数の0.91を現地通貨分に掛けることにより推定した。

Table 14-5 Basic Criteria for Economic Study

Item	Description
Method of Analysis	Discounted Cash Flow Method
Study Period	50 Years Plus Construction Period
Discount Rate	9.5%
Escalation	Not Considered
Shadow Price Factor (Conversion Factor)	Considered (Standard Conversion Factor: 0.91)
Service life of Facility	
Dam & Reservoir	50 Years
Hydro-power Plant	35 Years
Coal-fired Thermal Plant	25 years
Substation	25 years
Transmission Line	35 Years
Conversion Rate of Currency (As of January, 1993)	US\$1 = 8,700 T.L.

Table 14-6 Alternative Thermal Power Plant for Studying Economic Justification

Item	Unit	Coal Fired Plant	Köprübaşı
Installed Capacity	MW	82.8	70.0
Dependable Capacity	MW	82.8	66.0
Losses			
Transmission Loss Rate		1.4	1.4
Station Service Rate	%	8.1	0.3
Forced Outage Rate		4.0	0.3
Scheduled Outage Rate		12.0	2.0
Effective Dependable Capacity	MW	63.4	63.4
Annual Energy Production	kWh	232.806	212.1
Losses			
Transmission Loss	%	1.1	0.7
Station Service Loss		8.8	0.3
Annual Available Energy	10 ⁶ kWh	210.0	210.0
Fuel Consumption Rate			
Coal	Kg/kWh	0.353	
Oil	Kg/kWh	0.011	
Unit Fuel Price			
Coal	TL/Kg (US\$/Kg)	417.6 (0.0480)	
Oil	TL/Kg (US\$/Kg)	1,113.6 (0.1280)	
Construction Cost	10 ⁶ TL	950,875	
Unit Construction Cost	10 ⁶ TL/kW (US\$/kW)	11.484 (1320)	
O&M, Administration Cost	10 ⁶ TL/yr	28,526	
Fuel Cost	10 ⁶ TL/yr	37,545	

Table 14-7 Initial Investment Cost of Alternation Thermal Power Plant
(Economic Price)

(Unit: 10⁶ TL)

	1st Year	2nd year	3rd year	4th year	Total
Foreign Currency	79,728	79,728	239,185	398,642	797,283
Local Currency	13,977	13,977	41,930	69,884	139,768
Total	93,705	93,705	281,115	468,526	937,051

c) 運営・保守サービス費 (O & M 費)

運営・保守サービス費は3%をプロジェクトの総経済コストに掛けることにより算定した。

d) 燃料費

燃費は石炭価格と石油価格(石炭; 417.6 TL/kg, 石油; 1,136.6 TL/kg)を年間エネルギー生産量に掛けることにより算定した。

e) プロジェクト生涯の総経費

プロジェクト生涯の総コストをTable 14-8に示す。総コストは初期投資、有効期間後の改修費、運営・保守サービス費、燃料コスト等を含むものとする。

Table 14-8 Net present Values and Benefit-Cost Ratio

(Unit: 10⁶ TL)

	Hydropower Project		Alternative Thermal		Difference		%
	Total Cost	Present Value (C)	Total Cost	Present Value (B)	Total	(B-C)	
Köprübaşı Project	1,732,563	939,686	5,156,952	1,378,629	3,424,389	438,944	1.47

14.1.4 経済評価

経済評価の結果を表 14-9 に示す。

(1) 純現在価値と便益・コスト比

純現在価値（便益－コスト）と便益、コスト比（便益／コスト）の二つの指標が示す通り、プロジェクトの建設費と運用費は代替プロジェクトに比べて経済的にはるかに勝っていることが判る。

(2) 経済的内部収益率

本プロジェクトへの投資と代替火力発電所への投資価値のそれぞれの現在価値がプロジェクトの初年度で等しくなるような割引率（即ち、BIRR）は Table 14-9 に示す通りである。

Table 14-9 によると、EIRRは28.98%となり、資本の概算費用の9.5%より上回っている。

(1)、(2)から、本プロジェクトは経済評価の面からみると、フィージブルであると結論づけられる。

Table 14-9 Economic Evaluation of Köprübaşı Project

(unit: Million TL)

No.	Year	Kyopru Hydro Power Project				Alternative Thermal Project				(B) - (C)
		Civil Cost	Hyd. Ele. Eq & Tra. Cost	O & M Cost	(C) Total Cost	Construct. Cost	O & M Cost	Fuel Cost	(B) Total cost	
1	1998	121,446	20,779		142,225	93,705			93,705	-48,520
2	1999	173,080	0		173,080	93,705			93,705	-79,375
3	2000	229,870	45,764		275,634	281,115			281,115	5,481
4	2001	210,350	230,306		440,656	468,526			468,526	27,870
5	1 2002			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
6	2 2003			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
7	3 2004			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
8	4 2005			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
9	5 2006			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
10	6 2007			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
11	7 2008			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
12	8 2009			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
13	9 2010			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
14	10 2011			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
15	11 2012			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
16	12 2013			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
17	13 2014			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
18	14 2015			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
19	15 2016			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
20	16 2017			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
21	17 2018			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
22	18 2019			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
23	19 2020			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
24	20 2021			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
25	21 2022			8,082	8,082	93,705	28,112	37,545	159,362	151,280
26	22 2023			8,082	8,082	93,705	28,112	37,545	159,362	151,280
27	23 2024			8,082	8,082	281,115	28,112	37,545	346,772	338,690
28	24 2025			8,082	8,082	468,526	28,112	37,545	534,183	526,100
29	25 2026			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
30	26 2027			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
31	27 2028			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
32	28 2029			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
33	29 2030			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
34	30 2031			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
35	31 2032			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
36	32 2033		20,779	8,082	28,861		28,112	37,545	65,657	36,796
37	33 2034		0	8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
38	34 2035		45,764	8,082	53,846		28,112	37,545	65,657	11,811
39	35 2036		230,306	8,082	238,388		28,112	37,545	65,657	-172,731
40	36 2037			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
41	37 2038			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
42	38 2039			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
43	39 2040			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
44	40 2041			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
45	41 2042			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
46	42 2043			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
47	43 2044			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
48	44 2045			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
49	45 2046			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
50	46 2047			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
51	47 2048			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
52	48 2049			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
53	49 2050			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
54	50 2051			8,082	8,082		28,112	37,545	65,657	57,575
55	0 2052									
56	0 2053									
57	0 2054									
T O T A L		734,746	593,698	404,119	1,732,563	1,780,397	1,405,600	1,877,250	5,156,952	3,424,389
Present Value i = 9.5 %					939,686				1,378,629	438,944
									E. I. R. R. B / C	28.98% 1.47

Note: O & M Cost = 937051*0.03 = 28.112

14.2 財務評価

14.2.1 方法論

プロジェクトの財務評価を行うにあたっては、プロジェクトの設備投資、税金、運営・維持管理費、部品交換費、プロジェクト管理費など全てのコストについて市場価格でのキャッシュフローが展開された。このコストキャッシュフローは、プロジェクトが生み出す電力の売上代金から出る予想収入より得た便益キャッシュフローと、比較・検討され、財務内部資本回転率が割引キャッシュフロー法（DCF法）により算出された。

割引率はDSIと協議の上、9.5%として決定された。

14.2.2 プロジェクトの財務コスト

初期投資額と部品交換コストは第20章「建築計画とコスト見積」から得られた。

下記の値が維持管理費として決定した。

運営・保守サービス費：

建築・土木工事費	× 0.5 %
水力発電機材費	× 1.5 %
付帯電気・機械設備費	× 1.5 %
送電線コスト	× 1.5 %

プロジェクトの財務コストは下記に示す通りである。

Table 14-10 Financial Cost

(Unit: 10⁶ TL)

	Initial Investment	O&M Cost
Köprübaşı Project	1,092,625	8,504

14.2.3 プロジェクトの財務的収益

プロジェクトの財務上の収益は電力の売上代金である。この収益はプロジェクトに隣接するメガワットクラスの消費地域と見られるIstanbul, Ankara, Bursa の各市に適用される電力料金（931 TL/kWh）をベースとして計算された。この計算において、電気料金の内10%は配電料金分として推定し、本プロジェクトの電気料金から控除した。

プロジェクトの生涯を通して、年間平均電力産出量は売上可能電力量と考えられ、プロジェクトの財務収益は上記に示した料金に基づいて算定された。

Table 14-11 Electricity Revenue

	Annual Variable Energy (GWh)	Tariff (TL/kWh)	Annual Electricity Revenue (10 ⁶ TL)
Köprübaşı Project	210.0	621.25	130,462

Note: Tariff is calculated as follows:

$$931 \text{ TL/kWh} \times 0.90 \times 8,700/11,734$$

Where: 8,700 and 11,734 is the exchange rate (TL/US\$) as of Jan. 1993 and as of Sept. 1993, respectively.

14.2.4 財務評価

財務評価の結果はTable 14-12に示す通りである。このように、財務的内部収益率 (FIRR) は 9.90%となった。

この率は、現地通貨・外貨建て両方の借入金に係わる9.5%という予想平均金利 (この金利は資本の機会コストとも考えられる。)を上回っている。従って、本プロジェクトは経済評価の面からばかりでなく、財務評価の面からも魅力あるものと考えられる。

Table 14-12 Financial Evaluation of Köprübaşı Project

(unit: Million TL)

No.	Year	Kyopru Hydro Power Project				Electric	
		Construct.	Transm. Line	O & M	(C)	(B)	(B)-(C)
		Cost	Cost	Cost	Total Cost	Benefit	
1	1999	129,727	21,102		150,829		-150,829
2	2000	182,749	0		182,749		-182,749
3	2001	245,242	50,290		295,532		-295,532
4	2002	226,023	237,492		463,515		-463,515
5	1 2003			8,504	8,504	130,462	121,959
6	2 2004			8,504	8,504	130,462	121,959
7	3 2005			8,504	8,504	130,462	121,959
8	4 2006			8,504	8,504	130,462	121,959
9	5 2007			8,504	8,504	130,462	121,959
10	6 2008			8,504	8,504	130,462	121,959
11	7 2009			8,504	8,504	130,462	121,959
12	8 2010			8,504	8,504	130,462	121,959
13	9 2011			8,504	8,504	130,462	121,959
14	10 2012			8,504	8,504	130,462	121,959
15	11 2013			8,504	8,504	130,462	121,959
16	12 2014			8,504	8,504	130,462	121,959
17	13 2015			8,504	8,504	130,462	121,959
18	14 2016			8,504	8,504	130,462	121,959
19	15 2017			8,504	8,504	130,462	121,959
20	16 2018			8,504	8,504	130,462	121,959
21	17 2019			8,504	8,504	130,462	121,959
22	18 2020			8,504	8,504	130,462	121,959
23	19 2021			8,504	8,504	130,462	121,959
24	20 2022			8,504	8,504	130,462	121,959
25	21 2023			8,504	8,504	130,462	121,959
26	22 2024			8,504	8,504	130,462	121,959
27	23 2025			8,504	8,504	130,462	121,959
28	24 2026			8,504	8,504	130,462	121,959
29	25 2027			8,504	8,504	130,462	121,959
30	26 2028			8,504	8,504	130,462	121,959
31	27 2029			8,504	8,504	130,462	121,959
32	28 2030			8,504	8,504	130,462	121,959
33	29 2031			8,504	8,504	130,462	121,959
34	30 2032			8,504	8,504	130,462	121,959
35	31 2033			8,504	8,504	130,462	121,959
36	32 2034		21,102	8,504	29,606	130,462	100,857
37	33 2035		0	8,504	8,504	130,462	121,959
38	34 2036		50,290	8,504	58,794	130,462	71,669
39	35 2037		237,492	8,504	245,996	130,462	-115,533
40	36 2038			8,504	8,504	130,462	121,959
41	37 2039			8,504	8,504	130,462	121,959
42	38 2040			8,504	8,504	130,462	121,959
43	39 2041			8,504	8,504	130,462	121,959
44	40 2042			8,504	8,504	130,462	121,959
45	41 2043			8,504	8,504	130,462	121,959
46	42 2044			8,504	8,504	130,462	121,959
47	43 2045			8,504	8,504	130,462	121,959
48	44 2046			8,504	8,504	130,462	121,959
49	45 2047			8,504	8,504	130,462	121,959
50	46 2048			8,504	8,504	130,462	121,959
51	47 2049			8,504	8,504	130,462	121,959
52	48 2050			8,504	8,504	130,462	121,959
53	49 2051			8,504	8,504	130,462	121,959
54	50 2052			8,504	8,504	130,462	121,959
55	2053						
56	2054						
57	2055						
T O T A L		783,741	617,768	425,177	1,826,686	6,523,109	4,696,423
						F. I. R. R.	9.90%

第15章 借入金返済計画

第15章 借入金返済計画

目 次

	頁
15.1 基本的配慮・考察	15- 1
15.2 必用資金額	15- 1
15.3 収入とコスト	15- 1
15.4 借入金返済計画	15- 2

List of Table

Table 15-1	Fund Requirement and Repayment Schedule
Table 15-2	Profit and Loss Statement
Table 15-3	Cash Flow Sheet

第15章 借入金返済計画

15.1 基本的配慮・考察

一般に、発電所の建設においては、建設期間中に莫大な初期投資を必要とする。

しかもその投資の回収が始まるのは建設工事が完了した後からである。投資を回収する時間は、耐久消費財の生産の場合の投資回収時間よりはるかに長い。従って、なるべく低金利で、据置期間が長くて弁済期間も長い借入金を得ようとするのは全く当然のことである。

プロジェクトの実施に必要とする資金の大部分は国際金融機関により、残りは国内金融組織によって賄われることが推測される。外国と国内の資金の割合はこの時点では予測不能なので、JICAチームは下記の金融条件を確保すべくDISと協議の結果、これらの推測を基礎として返済計画が作成された。

金利：国内資金は9.5%、国際資金は3.5%とした。いずれも手数料は考慮していない。

弁済条件：プロジェクトの工事期間中は、返済は繰り延べとする。元本と金利は25年の元利均等払いとした。

15.2 必用資金額

プロジェクトは2003年に、電力網に接続の予定であるけれども、必用資金は、1993年1月現在の価格をベース見積もられた。かくして、工事着手までと工事期間中の価格の 에스كال레이션は追加コストとして考慮しなければならないが、近年におけるトルコの価格 에스كال레이션は、他の主要国に比べてどちらかと言うと異常であり、JICAチームにとって、将来の価格の 에스كال레이션について何らかの予測をたてることは困難である。Table 15-1に資金調達と返済計画を示す。

15.3 収入とコスト

投資の回収は電力の売上からの収入で賄う。現在のTEBの料金体系は二つの異なる支払契約から成り、顧客はそのどちらかを選択することができる。一つは基本料とエネルギー使用料からなる二段式契約で、いま一つは一律料金式契約である。使用料金率は供給する地区によってまちまちである。

1993年1月時点現在の平均料金率を算定することは困難であるので、トルコの標準的地域に適用される電気料金をベースとして使うことにした。

プロジェクトの施設の年間運営・保守サービス費は下記の通り推定された。

建築・土木工事費	×	0.5 %
水力発電機材費	×	1.5 %
付帯電気・機会設備費	×	1.5 %
送電線コスト	×	1.5 %

減価償却については直線法を採り、残存価値0で計算、施設の寿命は下記の通りに推定して。

建築・土木工事費	50年
水力発電機材費	35年
付帯電気・機会設備費	35年
送電線コスト	35年

15.4 借入金返済計画

借入金返済用資金としては営業収益（電力売上金引く、運営・保守サービス費、減価償却、支払金利など）をこれにあて、さらに減価償却費がある。

プロジェクトの貸借対象表の年度別予算はTable 15-2およびTable 15-3に提示されている。Table 15-3の示す通り、資本コストは運転開始から第9年度目の収入より回収される。そして、その後、収入は資本コストを越えることとなり、利益を生み出して行くこととなる。このようにして、プロジェクトについての設備投資は安全に回収することができる。

Table 15-1 Fund Requirement and Repayment Schedule

(unit: Million TL)

No.	FUND REQUIREMENT			REPAYMENT SCHEDULE							
	Foreign	Domestic	Total	Foreign Currency				Domestic Currency (1)			
				Interest	Principal	Total	Balance	Interest	Principal	Total	Balance
1	55,231	95,598	150,829	967				4,541			
2	75,314	107,435	182,749	3,251				14,185			
3	74,453	221,079	295,532	5,872				29,789			
4	209,522	253,994	463,516	10,842			414,520	52,355			678,106
5				14,508	10,642	25,151	403,878	64,420	7,432	71,852	670,674
6				14,136	11,015	25,151	392,863	63,714	8,138	71,852	662,537
7				13,750	11,400	25,151	381,462	62,941	8,911	71,852	653,626
8				13,351	11,799	25,151	369,663	62,094	9,757	71,852	643,869
9				12,938	12,212	25,151	357,450	61,168	10,684	71,852	633,185
10				12,511	12,640	25,151	344,811	60,153	11,699	71,852	621,485
11				12,068	13,082	25,151	331,728	59,041	12,811	71,852	608,675
12				11,610	13,540	25,151	318,188	57,824	14,028	71,852	594,647
13				11,137	14,014	25,151	304,174	56,491	15,360	71,852	579,287
14				10,646	14,505	25,151	289,670	55,032	16,819	71,852	562,468
15				10,138	15,012	25,151	274,658	53,434	18,417	71,852	544,050
16				9,613	15,538	25,151	259,120	51,685	20,167	71,852	523,883
17				9,069	16,081	25,151	243,039	49,769	22,083	71,852	501,801
18				8,506	16,644	25,151	226,394	47,671	24,181	71,852	477,620
19				7,924	17,227	25,151	209,168	45,374	26,478	71,852	451,142
20				7,321	17,830	25,151	191,338	42,859	28,993	71,852	422,149
21				6,697	18,454	25,151	172,884	40,104	31,748	71,852	390,402
22				6,051	19,100	25,151	153,784	37,088	34,764	71,852	355,638
23				5,382	19,768	25,151	134,016	33,786	38,066	71,852	317,572
24				4,691	20,460	25,151	113,556	30,169	41,682	71,852	275,890
25				3,974	21,176	25,151	92,380	26,210	45,642	71,852	230,247
26				3,233	21,917	25,151	70,463	21,874	49,978	71,852	180,269
27				2,466	22,684	25,151	47,778	17,126	54,726	71,852	125,543
28				1,672	23,478	25,151	24,300	11,927	59,925	71,852	65,618
29				851	24,300	25,151	0	6,234	65,618	71,852	0
30											
31											
32											
Total	414,520	678,106	1,092,626	235,176	414,520	628,765		1,219,057	678,106	1,796,292	

Table 15-2 Profit and Loss Statement

(Unit: Million TL)

No.	Operating Revenue (A)	Operating Expenses		Total (B)	Operating Income (C)=A-B	Financial Expenses*		Total* (D)	Net Inccse (E)=C-D
		O & M	Depreciation			F. C.	D. C.		
1						967	4,541	5,507	
2						3,251	14,185	17,436	
3						5,872	29,789	35,661	
4						10,842	52,355	63,197	
5	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	14,508	64,420	78,928	18,530
6	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	14,136	63,714	77,850	19,608
7	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	13,750	62,941	76,691	20,767
8	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	13,351	62,094	75,446	22,012
9	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	12,938	61,168	74,106	23,352
10	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	12,511	60,153	72,663	24,795
11	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	12,068	59,041	71,109	26,348
12	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	11,610	57,824	69,435	28,023
13	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	11,137	56,491	67,628	29,830
14	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	10,646	55,032	65,678	31,780
15	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	10,138	53,434	63,573	33,885
16	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	9,613	51,685	61,298	36,160
17	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	9,069	49,769	58,838	38,620
18	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	8,506	47,671	56,177	41,280
19	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	7,924	45,374	53,298	44,160
20	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	7,321	42,859	50,179	47,279
21	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	6,697	40,104	46,801	50,657
22	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	6,051	37,088	43,139	54,319
23	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	5,382	33,786	39,168	58,290
24	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	4,691	30,169	34,860	62,598
25	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	3,974	26,210	30,184	67,274
26	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	3,233	21,874	25,107	72,351
27	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	2,466	17,126	19,592	77,866
28	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	1,672	11,927	13,599	83,859
29	130,462	8,504	24,500	33,004	97,458	851	6,234	7,084	90,374
30									
31									
32									
33									
34									
35									
Total	3,261,550	212,600	612,502	825,102	2,436,448	235,176	1,219,057	1,454,233	1,104,016

Table 15-3 Cash Flow Sheet

(unit: Million TL)

No.	Cash Inflow				Cash Outflow					Balance	
	Fund Re- quirement	Net Income	Depreci- ation	Total	Construc- tion cost	Principal F.C.	Repayment D.C. (I)	I. D. C.	Total	Yearly	Accumu- lation
1	150,829	0	0	150,829	150,829	0	0	5,507	156,336	-5,507	-5,507
2	182,749	0	0	182,749	182,749	0	0	17,436	200,185	-17,436	-22,944
3	295,532	0	0	295,532	295,532	0	0	35,661	331,193	-35,661	-58,605
4	463,516	0	0	463,516	463,516	0	0	63,197	526,713	-63,197	-121,802
5	0	18,530	24,500	43,030	0	10,642	7,432		18,074	24,956	-96,846
6	0	19,608	24,500	44,108	0	11,015	8,138		19,153	24,956	-71,890
7	0	20,767	24,500	45,267	0	11,400	8,911		20,311	24,956	-46,935
8	0	22,012	24,500	46,512	0	10,642	7,432		18,074	28,438	-18,496
9	0	23,352	24,500	47,852	0	11,015	8,138		19,153	28,700	10,203
10	0	24,795	24,500	49,295	0	11,400	8,911		20,311	28,984	39,187
11	0	26,348	24,500	50,849	0	11,799	9,757		21,557	29,292	68,479
12	0	28,023	24,500	52,523	0	12,212	10,684		22,897	29,627	98,106
13	0	29,830	24,500	54,330	0	12,640	11,699		24,339	29,991	128,097
14	0	31,780	24,500	56,280	0	13,082	12,811		25,893	30,387	158,483
15	0	33,885	24,500	58,385	0	13,540	14,028		27,568	30,817	189,301
16	0	36,160	24,500	60,660	0	14,014	15,360		29,374	31,286	220,587
17	0	38,620	24,500	63,120	0	14,505	16,819		31,324	31,796	252,383
18	0	41,280	24,500	65,781	0	15,012	18,417		33,429	32,351	284,734
19	0	44,160	24,500	68,660	0	15,538	20,167		35,704	32,956	317,690
20	0	47,279	24,500	71,779	0	16,081	22,083		38,164	33,614	351,304
21	0	50,657	24,500	75,157	0	16,644	24,181		40,825	34,332	385,636
22	0	54,319	24,500	78,819	0	17,227	26,478		43,705	35,114	420,751
23	0	58,290	24,500	82,790	0	17,830	28,993		46,823	35,967	456,718
24	0	62,598	24,500	87,098	0	18,454	31,748		50,201	36,897	493,614
25	0	67,274	24,500	91,774	0	19,100	34,764		53,863	37,911	531,525
26	0	72,351	24,500	96,851	0	19,768	38,066		57,834	39,017	570,542
27	0	77,866	24,500	102,366	0	20,460	41,682		62,142	40,224	610,766
28	0	83,859	24,500	108,359	0	21,176	45,642		66,818	41,541	652,307
29	0	90,374	24,500	114,874	0	21,917	49,978		71,895	42,978	695,285
30											
31											
32											
33											
34											
35											
Total	1,092,626	1,104,016	612,502	2,809,144	1,092,626	377,115	522,317	121,802	2,113,859	695,285	6,492,671

第16章 今後の調査

第16章 今後の調査

目 次

	頁
16.1 地質調査	16-1
16.2 環境	16-2

List of Figures

Figure 16-1 Location Map of Proposed Hole

List of Tables

Table 16-1 Further Drilling Investigation

第16章 今後の調査

16.1 地質調査

今後、本計画の実施設計および工事实施計画立案に向けて、以下に述べる調査が必要であると考えられる。

ダム地点の保水性、水路および発電所周辺の岩盤状況の確認のために、Table 16-1に示す以下のボーリング調査を行う。

Table 16-1 Further Drilling Investigation

Drillhole No.	Location	Length (m)	Water Measurement	Lugeon Test	Investigation	Initial Stress
PH-1	Dam, Left Bank	60	○	○		
PH-2	Dam, Right Bank	50	○	○		
PH-3	Dam, Right Bank	70	○	○		
PH-4	Intake	80	○	○		
PH-5	Underground Powerhouse	220	○	○	○	○
PH-6	Waterway	100	○	○		
PH-7	Waterway	50	○	○		
PH-8	Waterway	50	○	○		

16.2 環 境

当調査はフィージビリティ調査であるが、トルコサイドで行われる事項については今回行っていない。更にトルコ共和国の要望に基づき、トルコ共和国の環境影響評価指針に基づく環境影響調査報告書案も作成された。

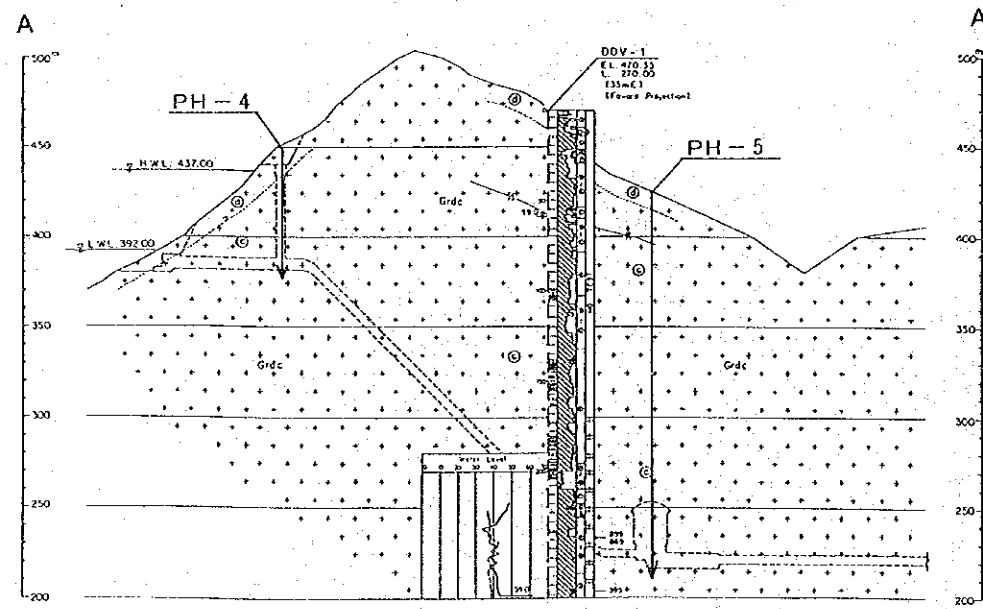
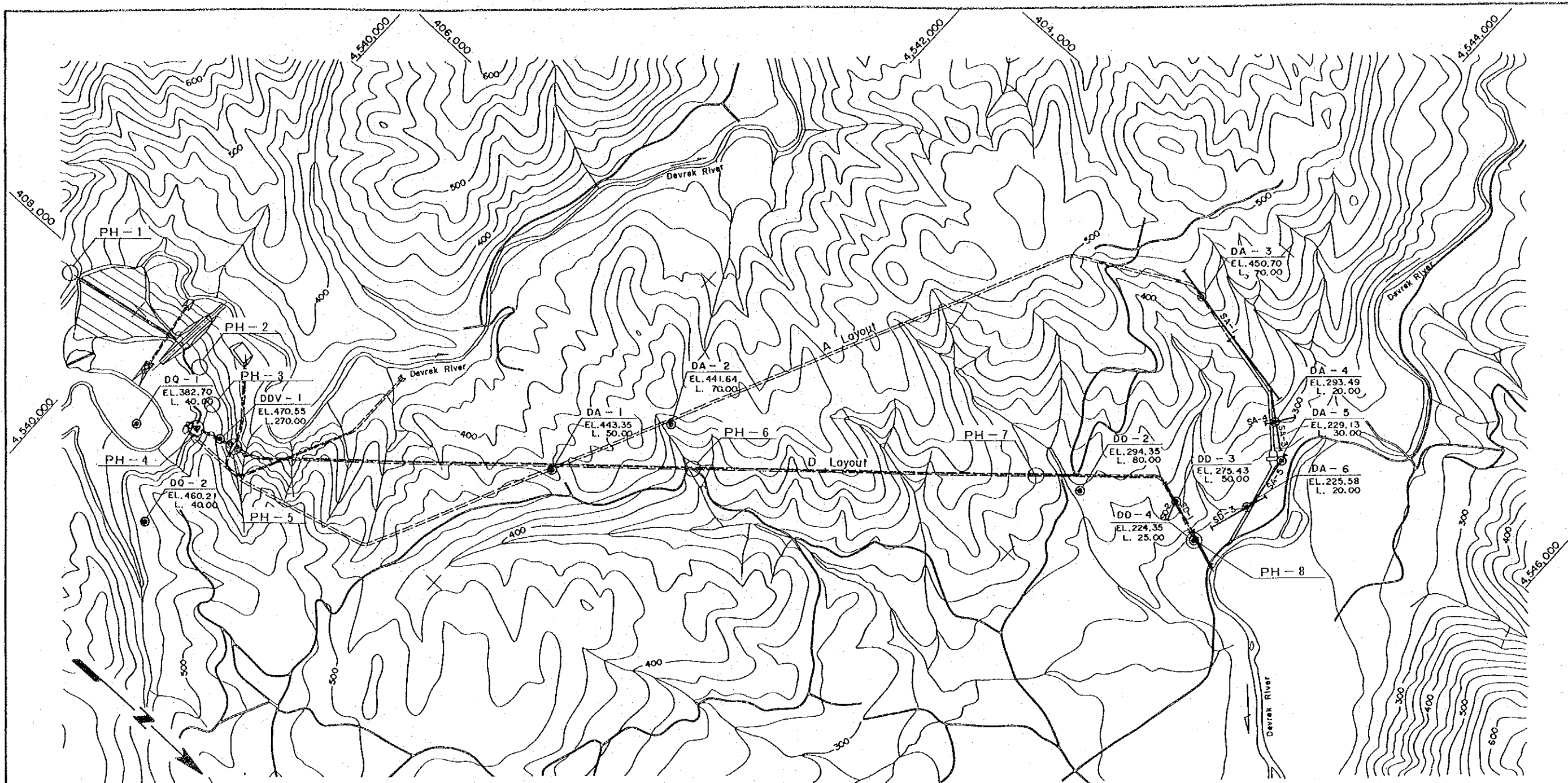
この報告書案には詳細設計などの将来の各段階において充足して行くべき内容が示されている。その主な内容は以下のものである。

(1) 事業開始承認時

- 各環境データの充足と評価
- コストベネフィット

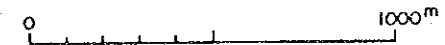
(2) 詳細設計段階

- 水質データなど予測に用いる最新かつ、比較的長期間のデータの充実
- 社会環境の現状に合わせた減水区間での維持水量等の検討
- 工事詳細に合わせた具体的な環境対策の検討
- コストベネフィット
- 環境影響評価書の作成



Legend

- DA-1
EL. 443.35
L. 50.00 Drillholes
- SA-1 Seismic Prospecting
- PH-1 Proposed Hole



KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

LOCATION MAP
OF
FURTHER INVESTIGATION
PROPOSED HOLE

Figure 16-1

JICA