Table 13-29 Estimated Monthly Mean Discharge between Bayram and Kaledüzü Dam Site

Sub-basin between Bayram and Kaledüzu Dam

Catchment Area :55 km^2 (m^3/sec)

Year	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Ave.
1942	0.7	1.4	0.7	0.6	0.8	1.2	5.3	5.5	2.5	1.2	0.6	0.5	1.8
1943	0.6	0.7	0.7	0.5	0.5	0.6	1.8	2.6	1.7	0.9	0.5	0.4	1.0
1944	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	1.1	1.8	5.9	3.0	1.7	0.6	0.5	1.4
1945	0.4	0.5	0.3	0.3	0.3	0.4	1.4	2.5	2.0	0.8	0.4	0.3	0.8
1946	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.5	1.7	2.7	2.3	1.1	0.7	0.4	0.9
1947	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	1.1	1.7	1.3	1.0	0.5	0.3	0.3	0.7
1948	0.3	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4	1.8	2.6	2.4	0.7	0.4	0.4	0.9
1949	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5	1.1	2.5	1.4	0.5	0.3	0.3	0.7
1950	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6	2.2	2.6	1.5	0.8	0.4	0.3	0.8
1951	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.5	1.7	2.1	1.8	0.7	0.4	0.4	0.8
1952	0.8	0.6	0.4	0.4	0.5	0.6	2.3	2.5	1.8	1.0	0.5	0.4	1.0
1953	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	1.6	2.6	1.9	0.9	0.5	0.5	0.8
1954	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.7	2.3	3.5	2.6	1.4	0.6	0.4	1.1
1955	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	1.0	1.5	0.9	0.3	0.2	0.2	0.5
1956	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	1.7	2.1	1.9	0.8	0.4	0.3	0.7
1957	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.8	1.8	2.5	2.1	0.9	0.4	0.3	0.8
1958	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6	1.8	2.6	1.9	0.8	0.4	0.4	0.8
1959	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.7	1.8	3.1	2.4	1.0	0.5	0.4	1.0
1960	0.6	0.5	0.4	0.7	1.2	1.7	4.1	4.5	2.8	1.4	0.6	0.4	1.6
1961	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.4	1.8	2.0	1.4	0.4	0.2	0.2	0.6
1962	0.2	0.3	0.4	0.3	0.4	1.3	2.3	2.9	1.9	0.8	0.4	0.3	1.0
1963	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	3.3	5.0	4.7	2.4	1.0	0.5	1.6
1964	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.8	2.5	3.6	2.7	0.8	0.4	0.4	1.1
1965	0.6	0.4	0.6	0.4	0.4	1.4	2.8	3.2	2.3	0.9	0.3	0.2	1.1
1966	0.7	0.7	0.5	0.5	0.6	0.8	2.3	3.7	1.9	0.8	0.3	0.3	1.1
1967	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	1.8	3.8	2.0	1.6	0.7	0.5	1.0
1968	0.4	0.5	1.2	0.7	0.7	1.3	6.2	6.8	3.4	1.5	0.7	0.6	2.0
1969	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	0.8	2.6	4.0	1.4	0.5	0.3	0.3	1.0
1970	0.8	0.4	0.4	0.4	0.5	0.9	2.4	2.1	0.9	0.5	0.4	0.4	0.8
1971	0.8	0.5	0.5	0.4	0.5	1.1	1.7	3.3	2.2	0.7	0.6	0.2	1.0
1972	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	0.7	3.1	2.8	2.6	1.1	0.5	0.5	1.1
1973	0.5	0.5	0.4	0.3	0.5	0.6	1.7	3.2	2.5	1.1	0.4	0.3	1.0
1974	0.3	0.5	0.4	0.3	0.3	0.8	1.3	3.2	1.6	0.4	0.3	0.5	0.8
1975	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.8	3.0	2.6	1.9	0.6	0.3	0.3	0.9
1976	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.8	2.7	4.3	2.9	1.3	0.5	0.4	1.2
1977	0.6	0.5	0.4	0.3	0.4	0.6	1.7	3.1	2.1	0.9	0.4	0.4	0.9
1978	0.5	0.4	0.3	0.3	0.5	0.9	2.5	4.1	2.7	1.2	0.5	0.3	1.2
1979	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	0.8	2.0	3.3	2.7	1.3	0.5	0.3	1.1
1980	0.4	0.8	0.6	0.4	0.4	1.0	3.3	3.7	1.5	0.6	0.4	0.3	1.1
1981	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.7	1.5	2.8	3.3	1.1	0.5	0.4	1.0
1982	0.4	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5	1.9	2.4	1.1	0.7	0.5	0.3	0.8
1983	0.5	0.5	0.3	0.3	0.3	1.1	2.6	3.4	2.2	0.7	0.2	0.2	1.0
1984	0.5	0.6	0.4	0.4	0.4	1.2	2.0	2.7	1.6	1.0	0.4	0.3	1.0
1985	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	1.0	3.8	3.6	1.2	0.4	0.3	0.5	1.0
1986	0.8	0.6	0.5	0.4	0.5	1.0	2.9	3.1	2.8	1.1	0.3	0.3	1.2
1987	0.3	0.3	0.3	0.3	1.0	0.7	3.6	5.0	2.3	0.4	0.4	0.6	1.3
1988	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	1.8	4.6	5.4	3.3	1.5	0.8	0.7	1.7
1989	1.0	0.9	0.7	0.5	0.6	3.7	6.2	3.9	2.2	0.7	0.2	0.3	1.7
1990	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	1.0	2.5	4.0	1.9	0.9	0.3	0.3	1.0
1991	0.4	0.7	0.4	0.3	0.4	1.5	2.6	2.0	1.5	0.7	0.3	0.2	0.9
1992	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.7	2.9	3.0	3.8	1.0	0.5	0.4	1.1
1993	1.1	1.1	0.5	0.5	0.5	0.9	3.7	4.7	3.4	1.0	0.4	0.4	1.5
1994	0.3	0.9	0.5	0.5	0.5	1.3	3.6	2.5	1.4	0.5	0.3	0.3	1.1
Ave.	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.9	2.5	3.3	2.2	0.9	0.4	0.4	1.1

Table 13-30 Estimated Monthly Mean Discharge between Bağlik Dam Site and G.S.No.2334

Sub-basin between Bağlik Dam and G.S.No.2334

Catchment Area :32 km^2 (m^3/sec)

Year	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Ave.
1942	0.4	0.6	0.4	0.4	0.4	0.6	1.7	1.7	1.0	0.6	0.4	0.3	0.7
1943	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.8	1.0	0.7	0.5	0.3	0.3	0.5
1944	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5	0.8	1.8	1.1	0.7	0.3	0.3	0.6
1945	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.6	1.0	0.8	0.4	0.3	0.2	0.4
1946	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.7	1.0	0.9	0.5	0.4	0.3	0.4
1947	0.4	0.3	0.2	0.2	0.3	0.5	0.7	0.6	0.5	0.3	0.2	0.2	0.4
1948	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.8	1.0	0.9	0.4	0.3	0.3	0.4
1949	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	1.0	0.6	0.3	0.2	0.2	0.4
1950	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.9	1.0	0.7	0.4	0.3	0.2	0.4
1951	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.7	0.8	0.8	0.4	0.3	0.3	0.4
1952	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.9	1.0	0.8	0.5	0.3	0.2	0.5
1953	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.7	1.0	0.8	0.5	0.3	0.3	0.4
1954	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.4	0.9	1.2	1.0	0.6	0.3	0.3	0.5
1955	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	0.7	0.5	0.2	0.2	0.2	0.3
1956	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.7	0.8	0.8	0.4	0.2	0.2	0.4
1957	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.8	1.0	0.9	0.4	0.3	0.2	0.4
1958	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.8	1.0	0.8	0.4	0.2	0.2	0.4
1959	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.8	1.1	0.9	0.5	0.3	0.3	0.5
1960	0.3	0.3	0.3	0.4	0.6	0.7	1.4	1.5	1.0	0.6	0.4	0.3	0.6
1961	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.8	0.8	0.6	0.2	0.2	0.2	0.3
1962	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.6	0.9	1.1	0.8	0.4	0.2	0.2	0.5
1963	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	1.2	1.6	1.5	0.9	0.5	0.3	0.6
1964	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.4	1.0	1.3	1.0	0.4	0.3	0.3	0.5
1965	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.6	1.1	1.2	0.9	0.5	0.2	0.2	0.5
1966	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.9	1.3	0.8	0.4	0.2	0.2	0.5
1967	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.8	1.3	0.8	0.7	0.4	0.3	0.5
1968	0.3	0.3	0.6	0.4	0.4	0.6	1.9	2.0	1.2	0.7	0.4	0.3	0.7
1969	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.4	1.0	1.4	0.6	0.3	0.2	0.2	0.5
1970	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.9	0.8	0.5	0.3	0.2	0.3	0.4
1971	0.4	0.3	0.3	0.2	0.3	0.5	0.7	1.2	0.9	0.4	0.3	0.2	0.5
1972	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.4	1.1	1.1	1.0	0.5	0.3	0.3	0.5
1973	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.4	0.7	1.2	1.0	0.5	0.2	0.2	0.5
1974	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.4	0.6	1.2	0.7	0.3	0.2	0.3	0.4
1975	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	1.1	1.0	0.8	0.3	0.2	0.2	0.4
1976	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	1.0	1.4	1.1	0.6	0.3	0.3	0.5
1977	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.7	1.1	0.8	0.4	0.3	0.2	0.4
1978	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.5	1.0	1.4	1.0	0.6	0.3	0.2	0.5
1979	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.8	1.2	1.0	0.6	0.3	0.2	0.5
1980	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.5	1.2	1.3	0.7	0.3	0.3	0.2	0.5
1981	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.4	0.7	1.0	1.2	0.5	0.3	0.3	0.5
1982	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	1.1	1.4	0.6	0.4	0.3	0.2	0.5
1983	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.7	1.6	2.0	1.3	0.4	0.1	0.1	0.6
1984	0.3	0.5	0.2	0.2	0.2	0.7	1.2	1.6	0.9	0.6	0.3	0.1	0.6
1985	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.6	2.2	2.2	0.7	0.2	0.2	0.3	0.6
1986	0.5	0.3	0.3	0.2	0.3	0.6	1.7	1.9	1.6	0.6	0.1	0.2	0.7
1987	0.2	0.2	0.2	0.2	0.6	0.4	2.2	2.9	1.4	0.2	0.2	0.3	0.7
1988	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	1.1	2.7	3.2	2.0	0.9	0.5	0.4	1.0
1989	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	2.2	3.6	2.3	1.3	0.4	0.1	0.2	1.0
1990	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.5	1.4	2.3	1.7	0.6	0.2	0.2	0.6
1991	0.2	0.5	0.3	0.2	0.2	0.8	1.1	1.0	1.3	0.5	0.2	0.1	0.5
1992	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.4	1.7	3.1	1.2	0.8	0.2	0.2	0.7
1993	1.0	0.8	0.5	0.3	0.4	0.6	1.6	3.3	1.4	0.6	0.3	0.2	0.9
1994	0.1	0.3	0.2	0.2	0.2	0.7	1.9	1.6	0.8	0.4	0.2	0.1	0.6
Ave.	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.5	1.1	1.4	1.0	0.5	0.3	0.2	0.5

Table 13-31 Reservoir Operation of Bayram Project

Unit $10^6 m^3$

	Year	Inflow	Evaporation	Power Discharge	Environment Discharge	Spill	Total Outflow
1	1942	998.64	2.82	719.10	3.97	243.33	969.22
2	1943	549.41	2.73	551.56	3.97	0.00	558.27
3	1944	803.53	2.70	636.47	3.97	154.57	797.71
4	1945	457.91	2.65	468.71	3.97	0.00	475.32
5	1946	525.01	2.58	502.90	3.97	0.00	509.46
6	1947	406.79	2.57	430.93	3.97	0.00	437.47
7	1948	512.54	2.51	486.49	3.97	0.00	492.98
8	1949	389.08	2.49	397.35	3.97	0.00	403.82
9	1950	464.57	2.46	450.70	3.97	0.00	457.13
10	1951	458.18	2.57	442.51	3.97	0.00	449.05
11	1952	557.13	2.68	552.22	3.97	0.00	558.87
12	1953	463.30	2.54	450.80	3.97	0.00	457.31
13	1954	628.09	2.66	598.47	3.97	19.74	624.83
14	1955	296.56	2.39	338.58	3.97	0.00	344.94
15	1956	421.05	2.35	382.20	3.97	0.00	388.52
16	1957	478.52	2.49	470.73	3.97	0.00	477.19
17	1958	471.40	2.52	464.70	3.97	0.00	471.18
18	1959	552.19	2.56	534.24	3.97	0.00	540.77
19	1960	895.78	2.83	712.87	3.97	173.19	892.86
20	1961	369.76	2.48	404.57	3.97	0.00	411.02
21	1962	551.52	2.42	518.96	3.97	0.00	525.36
22	1963	914.65	2.65	666.12	3.97	223.16	895.90
23	1964	617.20	2.67	599.86	3.97	24.67	631.17
24	1965	643.13	2.64	651.25	3.97	1.82	659.68
25	1966	614.92	2.61	595.66	3.97	7.20	609.44
26	1967	571.85	2.51	523.54	3.97	14.44	544.46
27	1968	1,139.87	2.85	740.53	3.97	389.40	1,136.75
28	1969	571.95	2.65	578.12	3.97	24.88	609.62
29	1970	476.69	2.55	461.20	3.97	0.00	467.72
30	1971	600.41	2.66	583.48	3.97	0.00	590.11
31	1972	642.03	2.67	614.86	3.97	12.66	634.16
32	1973	567.68	2.63	573.73	3.97	3.29	583.62
33	1974	472.67	2.50	465.15	3.97	0.00	471.63
34	1975	519.29	2.50	517.89	3.97	0.00	524.36
35	1976	690.13	2.56	597.28	3.97	72.54	676.35
36	1977	535.96	2.64	532.77	3.97	0.00	539.38
37	1978	683.62	2.64	618.08	3.97	54.10	678.78
38	1979	618.21	2.63	603.55	3.97	14.11	624.26
39	1980	635.32	2.69	592.24	3.97	39.33	638.23
40	1981	579.29	2.60	524.79	3.97	38.54	569.90
41	1982	455.55	2.63	454.67	3.97	0.00	461.27
42	1983	583.47	2.57	595.99	3.97	0.00	602.53
43	1984	552.32	2.56	530.36	3.97	0.00	536.90
44	1985	577.63	2.55	523.51	3.97	54.25	584.28
45	1986	677.79	2.64	646.56	3.97	26.28	679.45
46	1987	720.80	2.60	570.16	3.97	131.83	708.55
47	1988	975.42	2.77	700.15	3.97	245.93	952.83
48	1989	992.47	2.87	698.96	3.97	320.75	1,026.55
49	1990	593.79	2.51	560.00	3.97	24.35	590.83
50	1991	524.41	2.56	519.39	3.97	0.00	525.92
51	1992	643.85	2.48	560.75	3.97	61.61	628.80
52	1993	861.65	2.82	685.73	3.97	172.86	865.37
53	1994	601.54	2.70	605.54	3.97	1.95	614.15
Total		32,106.39	138.15	29,206.82	210.64	2,550.77	32,106.37
Ave.		605.78	2.61	551.07	3.97	48.13	605.78
Max.		1,139.87	2.87	740.53	3.97	389.40	1,136.75
Min.		296.56	2.35	338.58	3.97	0.00	344.94

Table 13-32 Reservoir Operation of Bağlık Project

Unit $10^6 m^3$

	Year	Inflow	Evaporation	Power Discharge	Environment Discharge	Spill	Total Outflow
1	1942	1,216.32	0.34	921.08	3.97	289.92	1,215.32
2	1943	717.37	0.35	713.05	3.97	0.00	717.37
3	1944	1,003.39	0.35	811.68	3.97	187.40	1,003.39
4	1945	610.83	0.35	606.53	3.97	0.00	610.85
5	1946	659.85	0.35	655.51	3.97	0.00	659.83
6	1947	563.73	0.35	559.70	3.97	0.00	564.01
7	1948	640.77	0.35	636.17	3.97	0.00	640.48
8	1949	523.52	0.34	519.21	3.97	0.00	523.53
9	1950	592.58	0.34	588.80	3.97	0.00	593.11
10	1951	585.26	0.35	580.41	3.97	0.00	584.73
11	1952	718.18	0.35	713.86	3.97	0.00	718.18
12	1953	593.43	0.34	589.12	3.97	0.00	593.43
13	1954	796.40	0.35	762.55	3.97	29.54	769.40
14	1955	443.75	0.34	440.44	3.97	0.00	444.75
15	1956	514.93	0.34	509.64	3.97	0.00	513.95
16	1957	615.99	0.34	611.68	3.97	0.00	615.99
17	1958	608.88	0.34	604.54	3.97	0.00	608.86
18	1959	696.67	0.35	692.35	3.97	0.00	696.67
19	1960	1,121.07	0.35	913.10	3.97	203.65	1,121.07
20	1961	524.73	0.34	521.42	3.97	0.00	525.73
21	1962	680.86	0.34	675.55	3.97	0.00	679.86
22	1963	1,122.23	0.35	847.99	3.97	269.93	1,122.23
23	1964	799.51	0.35	760.10	3.97	35.10	799.51
24	1965	834.53	0.34	814.16	3.97	17.06	835.53
25	1966	779.58	0.34	755.43	3.97	19.84	779.58
26	1967	701.94	0.34	668.23	3.97	28.41	700.94
27	1968	1,406.78	0.35	941.80	3.97	460.66	1,406.77
28	1969	767.65	0.34	720.05	3.97	44.29	768.65
29	1970	609.22	0.34	603.90	3.97	0.00	608.22
30	1971	758.38	0.34	744.36	3.97	10.70	759.38
31	1972	809.96	0.34	776.41	3.97	28.23	808.96
32	1973	742.95	0.35	732.46	3.97	6.70	743.48
33	1974	610.06	0.34	597.04	3.97	8.17	609.53
34	1975	671.35	0.34	660.99	3.97	6.89	672.18
35	1976	858.65	0.34	761.76	3.97	91.74	857.81
36	1977	692.61	0.35	688.29	3.97	0.00	692.61
37	1978	861.40	0.35	785.73	3.97	71.36	861.40
38	1979	794.73	0.35	766.36	3.97	24.58	795.26
39	1980	811.01	0.35	743.44	3.97	62.73	810.49
40	1981	731.18	0.35	683.37	3.97	43.48	731.16
41	1982	616.21	0.34	612.90	3.97	0.00	617.21
42	1983	801.04	0.34	748.12	3.97	48.61	801.04
43	1984	724.86	0.34	720.55	3.97	0.00	724.86
44	1985	781.64	0.34	653.61	3.97	122.73	780.64
45	1986	911.06	0.34	818.53	3.97	89.22	912.06
46	1987	954.90	0.34	725.47	3.97	224.12	953.90
47	1988	1,288.18	0.35	908.33	3.97	375.54	1,288.18
48	1989	1,367.41	0.34	906.57	3.97	457.53	1,368.41
49	1990	800.34	0.34	732.95	3.97	63.08	800.34
50	1991	699.94	0.34	687.48	3.97	8.15	699.94
51	1992	854.63	0.34	739.07	3.97	110.25	853.63
52	1993	1,170.14	0.35	901.59	3.97	264.23	1,170.14
53	1994	801.02	0.34	755.10	3.97	42.64	802.05
Total		41,563.74	18.19	37,588.42	210.64	3,746.50	41,563.73
Ave.		784.22	0.34	709.22	3.97	70.69	784.22
Max.		1,046.78	0.35	941.98	3.97	460.66	1,406.77
Min.		443.75	0.34	440.44	3.97	0.00	444.75

Table 13-33 Content of Expropriation for Dam-Reservoir Area on Bayram Project

Elevation (m)	Agriculture Land (da)	House and Public Facility
630-640	--	Concrete house(2)
640-650	ST2(10.3)	--
650-660	KT3(0.8)	House(5)
660-670	ST2(6.8),ST3(5.5),MbK(2.0)	House(3)
670-680	ST1(2.5),ST2(15.8),ST3(7.8) Mbk(4.0),KTT2(6.3),KTT3(2.3), KT3(2.0)	House(17)
680-690	ST1(13.0),ST2(7.5),ST3(9.5), Mbk(2.5),KTT2(0.8)	Primary school and lodge Mosque, Road maintenance building and waterhouse, House(13), Concrete house(5) Shop(4)
690-700	ST2(8.0),ST3(9.5),Mbk(1.8), KT3(4.0)	House(6)
770-710	ST2(10.5),ST3(11.5),KT3(24.0)	House(6)
710-720	ST2(3.5),ST3(10.3),KTT3(8)	House(2)
730-740	ST2(12.0),ST3(18.75)	Concrete house(6)
Total	ST1(15.5),ST2(90.65),ST3(74.85), KTT2(9.1),KTT3(2.3),KT3(6.8), Mbk(10.3)	House(52), Concrete house(13), Primary school(1), and lodge(1), Road maintenance building(1) and warehouse(1), Shop(4)
Area total	239.5 da	Dwelling area total: 4.4 da

Total area to be expropriated: 243.9 da

Legend: ST 1, 2 and 3, Irrigated land class 1,2 and 3, KTT 2 and 3, Non irrigated land class 2 and 3. Mbk, Orchard, KT, Non utilized land.

Table 13-34 Land Expropriation Value for Dam-Reservoir Area on Bayram Project

Elevation (m)	Expropriation Value (10^6 TL)	Actual Payment Value (10^6 TL)	Net Income Losses (10^6 TL)
630-640	1,147.49	1,032.24	77.46
640-650	1,520.15	1,520.15	50.67
650-660	1,194.51	1,075.47	0.09
660-670	4,317.68	4,081.91	223.24
670-680	11,767.21	11,061.89	628.06
680-690	25,430.44	23,399.78	1,538.72
690-700	5,551.13	5,249.10	286.94
700-710	5,997.47	5,682.78	366.52
710-720	2,459.56	2,375.74	110.50
720-730	2,476.87	2,476.87	81.91
730-740	7,464.49	7,089.34	376.93
Total			
TL in 1995 price	69,327.00	65,045.27	3,681.04
US$	$1,378 \times 10^3$		

Table 13-35 Land Expropriation Value for Dam-Reservoir Area on Bağlık Project

Elevation (m)	Expropriation Value (10^6 TL)	Actual Payment Value (10^6 TL)	Net Income Losses (10^6 TL)
460-530	0.00	0.00	0.00

Table 13-36 Content of Expropriation of Borrow and Waste Soil Dumping Site

Bağlık Project (No: da)	Agricultural Land (da)	House and Public Facility
Disposal (D8: 10)		
Disposal (D9: 20)		
Disposal (D10: 10)		
Concrete, Grout Plant (T4: 1)		
Camp, concrete Plant (T5: 5)		

Bayram Project	Agricultural Land (da)	House and Public Facility
Borrow Area (C: 870)	KT3(105.25)	House(12), concrete(47), Mosque(1)
Quarry Site (Q: 90)		
Disposal, concrete Plant Yard (D4: 50)		
Disposal, Penstock Factory (D5: 30)		
Disposal, Concrete Plant yard (D6: 20)		
Disposal (D7: 30)		
Grout Plant Yard (T1: 1)		
Stock Pile Yard (T2: 20)		
Camp and concrete Plant Yard (T3: 20)		

Remarks: Disposal area and other yards will be given back to original owner after finishing utilization for construction works by land leveling and arrangement.

Table 13-37 Land Expropriation Value and Net Income Losses

	Expropriation Value (10^6 TL)	Actual Payment Value (10^6 TL)	Net Income Losses (10^6 TL)
Bağlık Project			
460-530 m	0.00	0.00	0.00
Disposal (D8)			
Disposal (D9)			
Disposal (D10)			
Concrete, grout plant (T4)			
Camp, concrete plant (T5)			
Bayram Project			
630-740m	69,327.00	65,045.27	3,681.04
Quarry site (Q)			
Borrow area (C)	34,465.70 (685×10^3 US$)	31,229.29	2,318.10
Disposal, concrete plant (D4)			
Disposal, Penstock factory (D5)			
Disposal, concrete plant (D6)			
Disposal (D7)			
Grout plant (T1)			
Stock pile (T2)			
Camp and concrete plant (T3)			
Total TL in 1995 price	103,972.70	96,274.56	5,999.14
US$	$2,063 \times 10^3$		

Table 13-38 Relocation and Improvement Cost for Public Facilities

		Item		Cost (US$)
Road	Bağlık Project	Relocation	14.0km	$8,400 \times 10^3$
		Improvement	7.75 km	$3,255 \times 10^3$
	Bayram project	Relocation	5.7 km	$3,420 \times 10^3$
		Improvement	7.95 km	$3,339 \times 10^3$
Electricity Line	Bayram-Bağlık Route	6km		176×10^3
	Bağlık-Deriner Route	20 km		586×10^3
Telephone Line	Bayram-Bağlık Route	6 km		4×10^3
	Bağlık-Deriner Route	20 km		12×10^3

Table 13-39 Environmental Preservation Measures

Items	Preservation measures	Amount	Cost (10^3US$)
Savail Borrow Area	Drainage Channel	2,000 m	300*-1
	Slope protection	15,000 m^2	150*-1
Wast Water of Camp	Treatment Plant	2 units	90*-2
Wast Water of Concrete Plant	Settling Basin	4 units	60*-3
2 Water Reduction Sections (Bayram and Bağlık Project)	Discharge	0.3~0.7 m^3/sec	3 months of dry season

*-1: Included into unit cost of embankment of impervious core

*-2 Included into unit cost of embankment of impervious core

*-3 Included into unit cost of concrete

第14章　経済・財務分析

第14章　経済・財務分析

List of Tables

第 14 章　経済・財務分析

一般的に、ある経済プロジェクトが想定されるとき、同等の便益を保証するであろう多数の代替方法が存在するとすれば、このような諸実施方法のうち何らかの基準で他よりも望ましいものがある。そしてそれこそが、特定の基準をもとに実行可能かつ最良の実施方法を選択するという、最適化問題の本質である。一国内での適切な開発計画に不可欠な視点は、社会的便益を極大化するような稀少資源の配分であり、開発案件に投入しうる資本・人材等、利用可能な諸資源が稀少であるほど、それらを浪費しないことが重要となる。とりわけ電力部門への投資は、莫大な量の国内資本と稀少資源を必要とする為、従来より経済財務費用・便益の厳密な比較検討が為されてきている。かかる経緯を踏まえ以下のセクションでは、最も一般的に経験されている「制約条件を伴う社会的選択の問題」を取り上げることにする。本節では現在、想定されているﾄﾙｺのﾁｮﾙﾌ・ﾍﾞﾙﾀ水力発電開発計画へ投資を行うか、或いは既存代替電力への振り分けをおこなうべきかの判断を行う。

分析の手順は以下の通りである。即ち、(i)諸前提の確認、(ii)分析の枠組み構築、(iii)分析手法の採用、(iv)評価指標の選択、(v)モデル構築、(vi)各ﾊﾟﾗﾒｰﾀｰの推定、及び(vii)経済的妥当性・財務的収益性の推定、である。

14.1　諸前提の確認

14.1.1　マクロ経済

経済協力開発機構 (OECD) 加盟国であるトルコの 1996 年度における一人当たり国民総生産（GNP p.c.）は 2,895US$にのぼり、世界銀行の所得別分類では「中進低所得国」に位置付けられている。第 2 次世界大戦後のトルコ経済は外国援助なしに年率平均６％を越す実質 GNP 成長を記録してきたが、1970 年代に入り 2 度におよぶ「石油危機」により同年代末期には債務超過国となった。1980 年に入り国際通貨基金（IMF）支援に基づく経済安定化ﾌﾟﾛｸﾞﾗﾑが実施され、金融・為替部門等の経済自由化政策が導入された結果、1985 - 92 年度期には実質経済成長 5%、ｲﾝﾌﾚｰｼｮﾝ年平均約 30%とマクロ経済運営の回復を見せるに至った。

しかしながら年度別にはトルコ経済は好不調の波が大きく、経済基盤（Economic Fundamentals）の根本的な改善には遠いものであった。この結果、1994 年度初頭には

深刻な通貨危機が表面化し、同年度は対前年度比マイナス成長（－5.6%）を記録、7億1,500万US$相当額のIMF駆け込み借款協定（Stand-by Credit Agreement）による再度の金融支援を受けるに至った。同年4月より開始されたトルコ政府による経済安定化ﾌﾟﾛｸﾞﾗﾑにおけるマクロ経済主要政策目標は内外借入れの抑制・公共財政の赤字縮小と総需要抑制によるｲﾝﾌﾚｰｼｮﾝの緩和・為替市場の安定、及び民間活力の導入から成り、1995年度には財政赤字の縮小とともに8.1%の実質成長へと一応の成果を結果するに至った。さりながら、かかる成長を支えた製造業・ｻｰﾋﾞｽ・農業部門の過大な投資・生産規模の拡大は景気の過熱とｲﾝﾌﾚｰｼｮﾝの原因となり、同年度消費者物価指数（CPI）93.5%の上昇を記録、今後のマクロ不均衡是正の為の経済政策の動向に多大な関心がはらわれている。

14.1.2 電力ｾｸﾀｰ政策と課題

トルコ政府によるエネルギー開発に係わる基本政策は経済の成長と民生の安定に資するべく均衡のとれた最小費用系統計画の推進であり、豊富な国内賦存資源である褐炭（Lignite）の活用に加え水力発電基盤整備を基本に据えている。更に海外資本・国内民間部門による発電事業への積極的な参加を政策目標の一つとしてBOT (Build-Operate and Transfer) / BOO (Build-Operate and Own) 等の投資ｽｷｰﾑの導入を図っている。同国における7.5-8.5%と予測される今後の電力需要想定に伴う電力ｾｸﾀｰ投資予想額は、今後15年間で450-550億$相当とされるところから、公共投資に加えたこれら第3部門による電力事業への参入をいかにもたらすかが、現在の大きな課題として政府による政策運営が問われている。なお、水力発電事業についてトルコ政府は今後5年間に200億$の総投資額を想定、うち約40%に相当する80億$がBOTによる民間資本参加を見込んでいる[1]。

世界銀行は1992年トルコの国内民間ｾｸﾀｰによる電力事業参入支援の一環として、Berke水力発電事業に2億7,200万US$相当額の借款協定を地方民間発電事業者(ÇEAŞ)と締結した。しかしながら、その後、同社は他民間資本による資本・経営参加に伴う世界銀行との協定義務事項（Conditionarities）違反が続き、政府による積極的な協議支援もないまま1997年借款協定打ち切りに至った。このことから世界銀行として、民間部門支援に際しては当該電力事業者の経営・資金運営能力の再確認、或いは支障発生の場合における政府の仲介・協定履行支援義務を含む監理・監督のための制度的・法

律的枠組みの構築を主要な教訓とする内部報告を行った。同文書はトルコ政府にも提出され、今後の政策課題として検討されている。

14.1.3 技術的最小費用分析（Least Cost Analysis）

トルコ発送電会社（TEAŞ）は、近年、精力的な電力供給最適化計画を推進してきた結果、域内で相互に連結し合ったシステムが最少費用(Least Cost)で構築された。本計画は地域ピーク時対応電力を供給するための最少費用的方法であり、TEAŞ電力系統拡大計画にて有効なことが本調査団による平準化費用（Levelized Annuity Costs）分析により確認されている。また、本調査による厳密・多角的な分析により、当該プロジェクト案件がﾄﾙｺ国内の稀少資源利用に適しており、かつTEAŞの最小費用開発系統計画において有効な部分を構成することが確認されており、財務経済分析もこの見解を支援するものである。

なお、参考値として1994年11月現地調査時点におけるトルコ国内US$表示発電単位費用は、それぞれkW当たり石炭火力が1,400US$、天然ガスCombined Cycleが660US$、及び水力発電400-2,600US$と推定されている[2]。

14.2 分析の枠組み

14.2.1 概 論

経済分析では国内に賦存する資本、労働、その他各種財・ｻｰﾋﾞｽ等の希少資源を当該案件に利用することの妥当性を、実質（社会的）価値で測った直接的費用と便益から一定の指標を用いて判断する。一方、プロジェクトの財務分析には市場価格を用いた費用と便益を用い、事業実施主体にとっての収益性を測ることを目的としている。財務分析から経済分析への変換手順については一般的なﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ評価の方法に則り、貿易財は国境価格（輸入財はCIF、輸出財はFOB価格表示）、非貿易財・ｻｰﾋﾞｽは変換係数による変換を行い、更に移転項目（関税・付加価値税等公租公課、補助金・金利等、実物経済において機会費用を伴わない金銭的移動 - Monetary Transaction）を除去した。

14.2.2 便益と費用

一般的に便益の規定は(i)追加的に供給される電力の価値を直接計測する、或いは(ii)電力ｾｸﾀｰへの投資が国家開発計画等で承認されている場合、火力発電等、当該水力発

電案件なかりせば建設されたであろうと仮に想定される「代替施設」の建設・維持費等を費用節約分として「便益」とみなす場合と二通りある。本件の経済分析では、便益を追加的に社会で利用可能となる財（電力）の実質価値（経済価値）を利用者が他の財・ｻｰﾋﾞｽに替えても入手したいと思う金額（支払意志額という、電力購入の機会費用のこと）で推定する。後述されるように、支払意志額は長期限界費用価格（完全競争市場を仮定した場合、社会においてもっとも効率的な資源配分を保証する価格）と消費者余剰（支払った価格を超えて消費者が感じる満足感）の合計で表わされ、世界銀行の推定値各々0.08US$/kWh、0.009US$/kWh、計 0.089US$/kWh を用いた。ここから配電部門に帰着する便益を差引いた 0.0801US$/kWh を事業実施主体（TEAŞ）が生み出す追加的社会的価値とした。財務分析では事業実施機関（TEAŞ）にとっての営業利益（本ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄにより追加的に生産される電力の単位価格 x 配電事業者への販売量）とした。

財務費用から経済費用（Economic Costs, または Accounting Costs）への変換には世界銀行推定値(0.8)と調査団推定値（標準変換係数 SCF；0.8、熟練労働者・技術者；0.9、未熟練労働者；0.6）を比較、標準変換係数を 0.81 とした。

14.2.3 便益の考え方

(1) 電気料金

1980 年代後半の平均電気料金は、キロワット時（kWh）につきおよそ 0.06US$に留まっていた。世界銀行の推計によると、これはトルコにおける電力システム拡大に派生する長期平均増分費用（Long-run Average Incremental Cost）に比較的近い数値であり[3]、長期平均増分費用を長期限界費用（Long-Run Marginal Cost、LRMC)の代替（Proxy）とすれば、希少資源の効率的配分を保証する電力料金に近似していたと考えられる。トルコはこの点から見て、過去に国内電気料金に対して補助金を給付しなかった数少ない発展途上国の一つといえる。しかしながら 1990 年代に入り経済における強力なインフレ圧力から、長期限界費用もまた TEAŞが推定 0.065US$、トルコ配電会社が 0.07US$へと上昇傾向にあった[4]。居住消費者（residential consumers）に対する電気料金は、10 年間継続的な低下を経験した後、1991 年になって 1980 年代初頭の水準にまで跳ね上がった。その一方で、同年の工業及び商業消費者に対する電気料金は、80 年代

の着実な上昇の後、低下しはじめている。したがって、工業・商業部門から居住消費者への内部補助が減少したことになる。

今回の分析に用いられた電気料金は 1996 年 12 月時点における改定料金制度をもとにしており、荷重平均電力料金を 8,455TL/kWh としている。

(2) 長期限界費用（LRMC）[5]

電力の追加的供給による経済的便益をより厳密・数量的に評価する為、案件実施期間及び資本の機会費用をﾊﾟﾗﾒｰﾀとする長期限界費用（以下、LRMC）が推定され、電力価格をこれと等価に設定することにより本プロジェクトによって直接生み出される経済的便益の数量的表現とする。TEAｘと世界銀行の推計をまとめると、発電、送電、及び配電段階での追加的電力 1 単位の供給長期限界費用は、1992 年の実質価格で単位電力量当たりそれぞれ 0.049US$、0.054US$、及び 0.060US$と想定される[6]。今回の分析については、1996 年末時点における実質価格における長期限界費用を 0.08US$/kWh としている。

(3) 支払意志額（Willingness to Pay,WTP）と消費者余剰（Consumer's Surplus,CS）[7]

本ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄによる追加的電力供給に対する消費者の支払意志により「便益」が測られる[8]。支払意志は長期限界費用にほぼ相当すべく（parity）設定された電気料金からの「便益＝収益」と、価格と電力需要曲線の差分、即ち「消費者余剰」から構成されており、本案件の経済的便益は最終的にこれら二つの連続した分析で推計される。発電長期限界費用は上述の通り 0.08US$/kWh とし、消費者余剰分については電力に対する需要の価格弾性値－0.42、所得弾性値 2.0 を用いた電力需要関数の推定[9]から 0.009US$/kWh を用いた。この結果、事業実施主体（TEAｘ）が本ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄにより生み出す経済的便益を単位電力量当たり 0.089US$/kWh とし、配電部門を勘案した調整値を 0.0801US$/kWh とした。

14.3 分析手法

14.2 に纏められた分析の枠組みを基に、本計画の経済財務分析では本計画実施に伴う直接費用（実物費用と機会費用）と本計画が直接生み出す便益を時間的推移のなか

で比較考量し、国民経済からみた「案件の好ましさ」及び事業実施者にとっての財務的収益性の程度が推定される。更に評価指標としては内部収益率（IRR）及び費用便益比率（B/C ratio）が使われる。このような分析手法による一連の作業手順を以下に纏めると；

(1) 経済分析におけるプロジェクトがもたらす直接便益の代替としての長期限界費用（LRMC）及び消費者余剰（Consumer's Surplus）の試算と世界銀行による推定との比較検討；

(2) この想定された便益と市場価格から経済的機会費用に変換され計測された「費用」による経済的内部収益率（EIRR）の推定；

(3) 上記経済費用・便益のから演繹される費用便益比率（B/C Ratio）の推定；

(4) 財務的視点から見直したﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ総費用の推定と、財務的内部収益率（FIRR）を用いた収益性の評価；

(5) 想定的資金計画に基づく資金返済計画の策定；及び

(6) 経済的内部収益率・費用便益比率及び財務的内部収益率によって推定される当該プロジェクトの、実施可能性・経済的効率性についての総体的判断。

特に財務分析では財務的内部収益率（FIRR）によって財務的収益性が検討されるが、資料入手難のためプロジェクト会計分析はなしえなかった。

14.4 評価指標

以上の枠組み・個別ﾊﾟﾗﾒｰﾀを用いつつ、最終的に以下の３指標を用いた本計画の経済的効率性への寄与度・財務的収益率が推定される。

14.4.1 経済的内部収益率（EIRR）

開発プロジェクトの経済評価は案件実施主体にとっての財務的収益性ではなく、国民経済全体における資源配分の効率性によって判断されるものであり、国家的視野に立って分析されなければならない。この資源配分上の「望ましさ」を EIRR で示される量的効果として表現することとする。プロジェクトから生ずる経済的便益は、追加的電力供給量で現され、その価値の貨幣的表現には前述の通り、単位量（kWh）当たりの「推定長期限界費用価格（LRMC Pricing）」及び設定価格を超える差分としての「消費者余剰」を用いて測定される。

その他の便益評価形態として、ピーク時以外の供給費用の削減や、電圧線規制(network voltage regulation) や周波数管理 (frequency control)等の供給電力の質の改善といったものがある。しかしながら、これらの便益は相対的に小さく、従って分析対象外とする。その他の定性的（非数量的）プロジェクト便益として、雇用機会の増大が挙げられる。この雇用機会はプロジェクト開始後、建設段階、及び運営・維持段階での増加が見込まれる[10]。さらに、間接的便益として本件実施により代替的火力発電から出されたであろう大気汚染等、環境費用の回避がある。しかしながら、これら間接便益の経済評価への算入は通常、高い恣意性を伴うことから一般化されておらず、本評価においてもこれら間接便益は分析対象外とする。n 年間（各年度を t とする）のﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ期間の各年度期末における利益率を示す内部収益率 r は以下に定義される。

$$r: \Sigma \{(B-C)_t*(1+r)^{-t}\} = 0 \qquad \text{where } (t=1,2,\cdots,n)$$

14.4.2 費用便益比率（B-C Ratio）

費用便益比率は本案件により案件期間（Project Life）を通じて生み出される直接便益と案件実施に係わる諸費用の各年度毎の割引価値（Discount Value）を加算・比較する指標である。通常、費用便益比率の推定に際しては、総便益(Gross Benefit)から年次諸経費（Recurrent Costs）を差し引いた純便益（Net Benefit）が用いられる。

n 年間(各年度を t とする）のﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ期間に発生する費用・便益の割引額の初年度(t=1)における累積価値(現在割引額）の比である費用便益比率の計算式は以下に定義される。

$$B/C = \Sigma(B_t*(1+r)^{-t}) / \Sigma(C_t*(1+r)^{-t}) \qquad \text{where } (t=1,2,\cdots,n)$$

14.4.3 財務的内部収益率（FIRR）

開発案件の財務的投資妥当性（Financial Viability）は、割引キャッシュフロー法（Discount Cash Flow Method）を評価手法とし、指標してn年間(各年度をtとする)のﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ期間の各年度期末における利益率を示す内部収益性（IRR）で推定される。本案件においてもプロジェクト実施当局であるTEAŞは、現地調査時点における約10%の資本の機会費用にほぼ等しい、あるいはかなり近い値の財務内部収益率（FIRR）を維持することを期待している。FIRR の推計過程においては「一般的に広く認められている財務分析のガイドライン」[11]に従い、各年度財務費用及び便益は、1997 年度実質市場価格水準で測られている。言い換えると、時系列でみた費用・便益ﾌﾛｰにおいて、インフレ効果は勘案されていない。更に初期投下資本には基準原価（ﾍﾞｰｽｺｽﾄ）と物理的予備費（Physical Contingencies）及び価格予備費（Price Contingencies）を合わせた額とし、建中金利（IDC）は含まれない。

財務内部収益率の計算式は以下に定義される。

$$r:\Sigma\{(B-C)_t*(1+r)^{-t}\} = 0 \qquad \text{where (t denotes the year 1,2,..., and n.)}$$

14.5 分析計量モデルの構築とパラメーター

本調査により最終的にまとめられたデータ及び情報に基づき、経済的効率性・財務的収益性を目的関数とする説明・政策諸変数を以下に規定する。即ち、(i) プロジェクト期間、(ii) 電気料金、(iii) 有効電力量、(iv) 外国為替相場、(v) 財務的ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ費用（基準費用）、(vi) 物理的予備費、(vii) 価格予備費、(viii) 維持運営費用、(ix) 貸付条件、(x) 建中金利、及び (xi) 割引率である。更に主要変数の変化とそれに伴う推定結果への影響をシミュレートする為、(i) 便益価値、(ii) 初期投資額、及び(iii) 建設期間についての感度分析を行う。

14.5.1 プロジェクト期間

プロジェクト期間は一般的に投資案件の経済的寿命と、建設及び運開準備（commissioning）予定期間に基づいて決定される。本件のプロジェクト期間は 55 年に設定され、うち、当初 5 年間が建設期間、残り 50 年間がサービス期間である。なお、運開後 35 年目に水力・電気機器の追加投資があり、本件の総投資額に計上されている。

14.5.2 電気料金（収益）

トルコ政府は電気料金をTEAŞの経営効率改善を目的に高目の料金設定を認可する財務的インセンティブも提供している。こうした政策に伴い、1995 年における TEAŞの 1kWh 当たりの平均電気料金率は、4US¢に設定された。これは、現在の段階で推計した LRMC の 65%に相当する[12]。前述したように、TEAŞは推定 LRMC の改定から 1996 年末における料金改定を行った。これに基づき今回の分析では荷重平均電力料金 8,455TL/kWh を用いている。

なお、上記設定料金には配電会社による料金上乗せ分が含まれており、事業実施主体（TEAŞ）の収益基盤となる電気料金は、上記売電単価から 10%相当額を控除した 7,610TL/kWh が仮定されている。

14.5.3 有効電力量

分析に当たって、オペレーショナル・パラメーターを以下の通りに仮定する。また、TEAŞの歳入計画も考慮に入れる。

	Bayram Project	Bağlık Project	Total
Installed Capacity (MW)	68	59	127
Plant Factors (%)	42	44	
Annual Energy (GWh)	250.4	225.8	476.3
Effective Energy (GWh)	246.2	222.0	468.2
Transmission Loss (%)	1.4	1.4	
Auxiliary Use, (%)	0.3	0.3	

なお、年平均電力量は Bayram・Bağlık 各計画各々250.4GWh, 225.8GWh から、有効電力量（Q）の推定にはトルコ発送電会社（TEAŞ）が定めた以下の方程式を用いた。

$$Q = \text{平均電力量} \times (1 - \text{Transmission loss}) \times (1 - \text{Aux. use})$$

14.5.4 内外貨交換比率

今回用いられたトルコ Lira と US$との換算比率 100,000TL/US$は、1996 年末時点の国際通貨基金（IMF）ﾃﾞｰﾀに拠った。この為替レートは、今後の通貨市場でのトルコ Lira の価値を最大評価したものと仮定されている。

14.5.5 財務的ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ費用の推定

財務的ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ費用の推定にあたり、Table 12-5、12-6 で示された技術的投資費用 2 億 5,152 万 US$に以下の諸項目に係わる費用、並びにこれら追加分に伴う物理的予備費・建中金利の見直しが行われた。なお、建中金利の推定にあたっては、技術的投資費用の場合と同じ資本費用である 9.5%が想定されている。

(1) ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ期間中 41-43 年次に予定されている水力・電気機器類の取り替え
(2) 輸入関税・国内付加価値税（VAT）など、公租公課分、及び
(3) 物理的予備費・建中金利の見直し

推定財務費用（Aggregate Financial Cost）は、1997 年上期時点の実質価格外国為替（US$）表示で Bayram, Bağlık Project 各々2 億 311 万 US$, 及び 1 億 876 万 US$、総計 3 億 1,187 万 US$である。そのうち外貨分は 42.1%相当額、即ち 1 億 3,137 万 US$である。この資金需要のうち、プロジェクト期間中運開後 35 年目に想定される水力・電気機器類等の交換追加投資分・建中金利を除いた「初期投資総額」は、外貨 9,547 万 US$、内貨 1 億 5,100 万 US$、計 2 億 4,646 万 US$であり、財務的内部収益率（FIRR）推定に用いられる「費用」の一部となる。この初期投資分に追加投資額 4,739 万 US$を加えた 2 億 9,439 万 US$が「財務的内部収益率（FIRR）に用いられる投資費用」総額である。

本プロジェクトに投入される財・サービスの中で、ｲﾝﾌﾚの影響を除いた実質価格が増加する可能性は考慮外とした。なお、ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ費用の推定に際し外貨表示を用いているところから、国内調達資器材・労働力等についての価格切り上げはここ数年の間に起こり得るとしつつも、その上昇分はﾄﾙｺ通貨の対外貨切下げ（Devaluation）で一部は相殺されると考えられる。

財務的推定費用の項目別内訳、及び41－43年次追加投資を含む財務的内部収益率推定の基礎となる資金需要の内訳は、Table 14-1及び14-2に纏められている。

14.5.6 物理的予備費（Physical Contingency）

今後に想定される基本・詳細設計段階における仕様により、プロジェクト見積費用は増減変化すると予測される。この為、物理的ｺﾝﾃｨﾝｼﾞｪﾝｼｰを以下に設ける。即ち、道路・ｷｬﾝﾌﾟ施設・土木費用の各15%、水利設備の10%、電気・送電設備の各5%である。更に、これら物理的ｺﾝﾃｨﾝｼﾞｪﾝｼｰ総額と土木・建設・資機材費用の総額を加えた費用の10%を設計・総務費用に係わる予備費とした。

14.5.7 価格予備費（Price Contingency）

プロジェクト費用が増加すると予測されるのは、基準費用（Base Cost）の推計後、様々なプロジェクト要素の単位価格がｲﾝﾌﾚｰｼｮﾝの影響で変動すると考えられるからである。本来的にプロジェクト費用の財務的推定には、基準費用及び物理的ｺﾝﾃｨﾝｼﾞｪﾝｼｰの累計額に内貨・外貨別に別途想定された物価上昇率を算入し、これによりﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ実施にかかわるｺｽﾄ・ｵｰﾊﾞｰﾗﾝに関するﾘｽｸ・ﾍｯｼﾞを行う。

しかしながら、本件においてはトルコ側カウンターパートとの協議により、プライス・コンティンジェンシーをﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ費用の財務的推定に勘案しないこととした。

14.5.8 維持運営費用 （O/M Costs）

年間維持運営費用は土木・水利・電気設備に伴う費用とし、各々、初期投資額の0.5%、1.5%、1.5%相当額を想定する。

14.5.9 貸付条件（Financial Terms and Conditions）

一般的に日本の政府開発援助資金は返済期間を30年とし、10年間の支払い猶予期間が含まれる。年間償還額の支払いは年間2回、第二・第四四半期末期に元利均等返済で行われる結果、元金償還と比例して利子費用が減少していくことになる。現在の想定利子率は3.5%であり、建設期間中も利子支払が義務づけされる。国際融資機関からの外国借款資金は、通常、返済期間を20年とし、その内猶予期間が5年である。利子は建設期間中は免除され貸し付け元金に繰入れられる。この結果、返済開始期は本

来の貸付け元金に比較し金利にもよるが概ね20%程度を上限に上乗せとなる。金利は世界銀行通常貸付け資金から現在約7%を想定している。内貨分に係わる金利水準については、トルコ政府から事業実施期間への転貸金利（Subsidiary Loan Agreement に基づく）を勘案し、仮説的に他国間融資機関・二国間援助機関資金とも9.5%を想定した。

14.5.10 建中金利（Interest During Construction, IDC）

上述のように一般的に日本の政府開発援助資金等、建設期間中も利子支払が義務づけられる場合には建中金利は想定されず財務的ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ費用の推定には含まれない。本件においては金利分を除く外内貨必要額につき、世界銀行等の多国間融資機関からの資金返済期間20年、及び5年の支払い猶予期間を含む貸付けを想定し、金利を各々3.5%、9.5%として参考値を算出し、推定ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ費用の一部とした。具体的には総額1,747万US$、うち外内貨別に各600万US$、1,147万US$である。

14.5.11 割引率

費用便益比率の計測に際しては1996年末時のﾄﾙｺ国内における資本費用を勘案し、9.5%を用いた。

14.5.12 感度分析（Sensitivity Analysis）

主要変数の変化とそれに伴う推定結果への影響をシミュレートする為、(i) 便益価値、(ii)初期投資額、及び(iii)建設期間についての感度分析を行う。具体的には(i) 10%低い便益価値、(ii) 10%の初期投資費用超過、及び(iii) 1年の実施遅延である。

14.6 財務的収益性・経済的妥当性

14.6.1 概 論

概括的に本プロジェクトは環境に対する負の影響を持たない。また、従来のピーク時における電力不足を緩和し、産業基盤整備並びに社会的厚生の改善に寄与するものである。

財務的内部収益率の推定に際し用いられる費用は基準費用及び物理的予備費であり、建中金利は除外される。また、ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ期間中の物価上昇分を含まない実質価格で測られる。便益は本件が追加的に生み出す電力の「価値」であり、追加的供給量に財務

分析においては配電業者への売却価格、経済分析においては「現行の電気料金を超えて人々が追加的に支払っても良いと判断する価格（支払い意志額）」をかけた金額で代替的に表現される。経済分析過程に用いられる数量データは、財務的内部収益率の推定に使われた基本資料を基にしつつも、以下に述べる修正が加えられる。

(1) 移転項目（Transfer Payments）の控除

ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ経済評価における移転項目は、市場価格に含まれる公租公課、利子、或いは補助金等、財・ｻｰﾋﾞｽ等を含まず、従って社会全体に対する機会費用を派生しない名目的費用項目を指す。例えば事業実施主体に対する上記財務費用は社会の観点からは、これら諸資源に対する所有権・請求権が社会のある構成員もしくは部門から他へと移る（移転）のみで、これによって国民所得の増減はないことから経済的費用に含まれず、市場価格から経済価格への変換に際しては控除される。本件においては国内調達資器材・労働費用（Local Cost Portion）並びに海外調達分（Foreign Cost Portion）から、各々、国内通貨費用の10%に相当する付加価値税、及び輸入価格の10%が別途、控除される。更に建中金利も同様に内部収益率推定費用項目から除外される。

(2) 変換係数と経済価格への変換

14.2にあるように、ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄに用いられる輸入機材等（見做し輸入-presumably importable goods-も含む）の貿易財（Tradable Goods）は、国境価格であるCIF価格で評価される一方、国内調達材・労働力等の非貿易財の市場価値を経済価格表示の価値に換算する為、変換係数が用いられる。これらﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄの投入財・ｻｰﾋﾞｽ並びに生産された財の価値は外貨タームで表示される。標準変換係数（以下、SCF）は通常、（荷重平均関税率＋１）の逆数で推定され、プロジェクトに要する熟練・非熟練労働者以外の非貿易財の社会的機会費用への変換に適用される。現在までのところ、世界銀行とトルコ政府によって利用されているSCF、熟練労働者、非熟練労働者に対する変換係数は、それぞれ0.9、0.9、及び0.6である。

なお、これら変換係数の応用については、資機器材・熟練労働・非熟練労働の費用割合を60%、10%、30%とし、荷重平均SCFを0.81とした。

14.6.2 評価結果

(1) 財務分析

TEAŞの本事業に係わる財務的収益性(FIRR)は 11.9%であり、先験的に規定される資本の機会費用 9.5%を超えることから案件実施に差し支えはないと判断される。しかしながら、本案件は投下資本に比較して生み出される追加的電力量が少なく規模の経済性が充分に働かないことから、結果的に収益性が相対的低位に止まったと考えられる。費用便益比率(B-C ratio)は 1.22 と推定される。

ｻﾌﾞ・ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ別では Bayram 計画、Bağlık 計画各々9.3%、16.6%であり、上述の規模の経済性については、Bayram 発電所について特に妥当することが示めされている。財務評価についても上記経済分析の場合と同様、Bağlık 発電所評価は外部性を含む数値と考えられる。

ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ全体・ｻﾌﾞﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ別の要約 FIRR、及び B-C Ratio は Table 14-3, 14-4、及び 14-5 に示す通りである。

(2) 経済分析

以上の分析枠組み、並びに個別推定パラメータから推定された経済的費用(2 億 3,030 ×106US$) ・便益による経済的内部収益率 (EIRR) は 15.4%である。過去の国際協力事業団開発調査における類似案件、或いは国際融資機関等のｶﾞｲﾄﾞﾗｲﾝで用いられている案件評価に関する EIRR 裁定ﾗｲﾝ(Cut-off rate) 8 - 10%に鑑み、本件の経済的効率性・実施妥当性は充分に高いと判断される。更に費用便益比率 (B-C Ratio) は 1.65 と推定される。

ｻﾌﾞ・ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ別では Bayram 計画、Bağlık 計画各々12.3%、21.4%であり、後者の投資効率がさらに優れているように思えるが、実際的には Bağlık 計画の評価には Bayram 計画による経済的外部性 (Economic Externality) による便益の上乗せ分が含まれていると考えるべきであろう。

EIRR 推定に用いられた経済費用内訳は Table 14-6、更に、ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ全体・ｻﾌﾞﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ別の要約 EIRR、及び B-C Ratio は Table 14- 7 , 14-8 及び 14-9 に示す通りである。

(3) 感度分析

主要変数の変化とそれに伴う推定結果への影響を (i) 10%低い便益価値または電力料金、(ii) 10%の初期投資費用超過および、(iii) 1 年の実施遅延、の各ケースにおいてシミュレートした結果は下表に示す通りである。

	Base Case	Benefits, -10%	Capital C, +10%	Implementation one-year delay
FIRR	11.9%	9.5%	10.8%	11.3%
F B-C Ratio	1.22	1.20	1.11	1.18
EIRR	15.4%	12.8%	14.2%	14.8%
E B-C Ratio	1.65	1.38	1.41	1.50

財務的内部収益率 (FIRR) は、各々9.5%、10.8%、及び 11.3%と推定され、相応の与件変化に耐え得る財務体質を示した。条件変化のうち電力料金が収益性にもっとも影響力をもち、仮に外貨交換率一定の仮定の基に電気料金が 10%上がるとすれば、FIRR は 14.2%まで上昇する。

経済的内部収益率 EIRR は 12.8%、14.2%、及び 14.8%となった。この結果から、本件の経済的実施妥当性は与件の変化に対し相応の弾性値 (≦1.0)を持つといえる。便益費用比率は 1.38、1.41、及び 1.50 であり、本件の経済的健全性を示している。便益費用比率 (B-C ratio) は同様に 1.09、1.11、および 1.18 となり、リスクに対する本プロジェクトの財務的基盤を何程か示している。

Table 14-1 Aggregate Financial Costs for Project Implementation-Bayram & Bağlık

	Bayram US$ ('000)			Baglik US$ ('000)			Total US$ ('000)		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
1. Initial Investment									
Road	0.0	11,655.0	11,655.0	0.0	6,759.0	6,759.0	0.0	18,414.0	18,414.0
Camp	0.0	800.0	800.0	0.0	800.0	800.0	0.0	1,600.0	1,600.0
Civil Works and Erection	31,546.0	51,567.0	83,113.0	6,699.0	19,284.0	25,983.0	38,245.0	70,851.0	109,096.0
Hydro Equipment/Materials	1,033.0	3,697.0	4,730.0	136.0	2,487.0	2,623.0	1,169.0	6,184.0	7,353.0
Elec Equipment/Materials	11,806.0	2,083.0	13,889.0	11,943.0	2,108.0	14,051.0	23,749.0	4,191.0	27,940.0
Transmission	0.0	1,140.0	1,140.0	0.0	4,250.0	4,250.0	0.0	5,390.0	5,390.0
InitialInv DTotal	44,385.0	70,942.0	115,327.0	18,778.0	35,688.0	54,466.0	63,163.0	106,630.0	169,793.0
2. Additional Investment									
Additional Hydro Equipment/Ma	1,033.0	3,697.0	4,730.0	136.0	2,487.0	2,623.0	1,169.0	6,184.0	7,353.0
Additional Elec Equipment/Mat	11,806.0	3,223.0	15,029.0	11,943.0	6,358.0	18,301.0	23,749.0	9,581.0	33,330.0
Add DInvestment Total	12,839.0	6,920.0	19,759.0	12,079.0	8,845.0	20,924.0	24,918.0	15,765.0	40,683.0
Sub-Construction	57,224.0	77,862.0	135,086.0	30,857.0	44,533.0	75,390.0	88,081.0	122,395.0	210,476.0
3. Financial/Misc Costs									
Physical Contingency 1/	5,899.4	10,884.8	16,784.1	2,226.4	5,159.7	7,386.0	8,125.7	16,044.4	24,170.1
Eng'g & Adm 2/	6,312.3	8,874.7	15,187.0	3,308.3	4,969.3	8,277.6	9,620.7	13,843.9	23,464.6
Land Acquisition	0.0	2,242.0	2,242.0	0.0	598.0	598.0	0.0	2,840.0	2,840.0
Tax and Duties 3/	12,707.3	8,897.9	21,605.1	6,833.1	5,010.0	11,843.1	19,540.3	13,907.9	33,448.2
BaseC+PhyConti(1+2+3)	82,143.0	108,761.3	190,904.2	43,224.8	60,269.9	103,494.7	125,367.7	169,031.2	294,398.9
IDC 4/	4,251.3	7,956.6	12,207.9	1,747.0	3,517.1	5,264.1	5,998.2	11,473.7	17,472.0
Aggregate Cost	86,394.2	116,717.9	203,112.1	44,971.7	63,787.1	108,758.8	131,365.9	180,505.0	311,870.9

1/ Physical contingencies are assumed to be set at 15% for respective of Road, Camp, Civilworks, 10% for Hydraulic Equip, and 5% for Electric Equipment and Transmission, respectively.

2/ Physical contingency for Engineering and Admin is assumingly set at 10% of the aggregate of sub-construction cost and the sub-total of physical contingencies accrued to each of the cost items as shown above.

3/ No Counting in Economic Analysis because of "Transfer Payment"

4/ No counting in Economic Analysis because of "Transfer Payment"

Table 14-2 Investment Costs for FIRR-Bayram & Bağlık

	Bayram US$ ('000)			Baglik US$ ('000)			Total US$ ('000)		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
Road	0.0	11,655.0	11,655.0	0.0	6,759.0	6,759.0	0.0	18,414.0	18,414.0
Camp	0.0	800.0	800.0	0.0	800.0	800.0	0.0	1,600.0	1,600.0
Civil Works and Erection	31,546.0	51,567.0	83,113.0	6,699.0	19,284.0	25,983.0	38,245.0	70,851.0	109,096.0
Hydro Equipment/Materials	1,033.0	3,697.0	4,730.0	136.0	2,487.0	2,623.0	1,169.0	6,184.0	7,353.0
Elec Equipment/Materials	11,806.0	2,083.0	13,889.0	11,943.0	2,108.0	14,051.0	23,749.0	4,191.0	27,940.0
Transmission	0.0	1,140.0	1,140.0	0.0	4,250.0	4,250.0	0.0	5,390.0	5,390.0
Sub-Construction	44,385.0	70,942.0	115,327.0	18,778.0	35,688.0	54,466.0	63,163.0	106,630.0	169,793.0
Physical Contingency 1/	5,899.4	9,823.1	15,722.5	2,226.4	5,159.6	7,386.0	8,125.8	14,982.7	23,108.5
Eng'g & Adm 2/	6,312.3	8,874.7	15,187.0	3,308.3	4,969.3	8,277.6	9,620.7	13,843.9	23,464.6
Land Acquisition	0.0	2,242.0	2,242.0	0.0	598.0	598.0	0.0	2,840.0	2,840.0
Tax and Duties 3/	10,139.5	8,575.6	18,715.0	4,417.3	4,125.5	8,542.8	14,556.7	12,701.1	27,257.8
BaseC+PhyConti	66,736.2	100,457.3	167,193.5	28,730.0	50,540.4	79,270.4	95,466.2	150,997.7	246,463.9
IDC 4/	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Aggregate Cost	66,736.2	100,457.3	167,193.5	28,730.0	50,540.4	79,270.4	95,466.2	150,997.7	246,463.9
Additional Hydro Equipment	1,238.5	4,435.8	5,674.4	162.0	2,735.6	2,897.6	1,400.5	7,171.4	8,571.9
Additional Elec Equipment	14,168.5	3,868.2	18,036.6	14,332.8	6,993.6	21,326.4	28,501.3	10,861.8	39,363.1
Total Amnt for FIRR	82,143.2	108,761.3	190,904.5	43,224.8	60,269.6	103,494.4	125,368.0	169,030.9	294,398.9

1/ physical contingencies are assumed to be set at 15% for respective of Road, Camp, Civilworks, 10% for Hydraulic Equip. and 5% for Electric Equip and Transmission, respectively.

2/ Physical contingency for Engineering and Admin is assumingly set at 10% of the aggregate of sub-construction cost and the sub-total of physical contingencies accrued to each of the above cost items.

3/ 10% of import tax and 10% of VAT are assumed for the foreign and local cost portions, respectively.

4/ No counting for FIRR estimation

Table 14-3 Summary Financial Internal Rate of Return (FIRR), Bayram & Bağlık

Year	Capital Cost ($ '000)	Fuel Costs ($ '000)	O/M Cost ($ '000)	Total Cost ($ '000)	Energy Sales (GWh)	Average Tariff ($/kWh)	Total Benefits ($ '000)	NET CASH FLOW ($ '000)
2002	7,976.9			7,976.9				-7,976.9
2003	34,994.7			34,994.7				-34,994.7
2004	65,480.3			65,480.3				-65,480.3
2005	66,394.6			66,394.6				-66,394.6
2006	71,617.3			71,617.3				-71,617.3
2007		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2008		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2009		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2010		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2011		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2012		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2013		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2014		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2015		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2016		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2017		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2018		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2019		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2020		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2021		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2022		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2023		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2024		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2025		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2026		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2027		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2028		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2029		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2030		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2031		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2032		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2033		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2034		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2035		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2036		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2037		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2038		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2039		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2040		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2041		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2042	4,999.2	0.0	1,074.9	6,074.1	468.2	0.076	35,565.5	29,491.4
2043	7,597.2	0.0	1,074.9	8,672.1	468.2	0.076	35,565.5	26,893.4
2044	35,338.7	0.0	1,074.9	36,413.6	468.2	0.076	35,565.5	-848.1
2045		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2046		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2047		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2048		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2049		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2050		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2051		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2052		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2053		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2054		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2055		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
2056		0.0	1,074.9	1,074.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6
Total	294,398.9	0.0	53,743.8	348,142.7	23,410.7		1,778,273.3	1,430,130.6

FIRR = 11.9%

Table 14-4 Summary Financial Internal Rate of Return by Sub-Projects

SUMMARY FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN (FIRR), Bayram

Year	Capital Cost ($ '000)	Fuel Cost ($ '000)	O/M Cost ($ '000)	Total Cost ($ '000)	Energy Sales (GWh)	Average Tariff ($/kWh)	Total Benefits ($ '000)	NET ASH FLOW ($ '000)
2002	5,267.0			5,267.0				-5,267.0
2003	23,566.9			23,566.9				-23,566.9
2004	44,864.7			44,864.7				-44,864.7
2005	45,025.3			45,025.3				-45,025.3
2006	48,469.6			48,469.6				-48,469.6
2007		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2008		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2009		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2010		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2011		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2012		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2013		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2014		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2015		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2016		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2017		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2018		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2019		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2020		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2021		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2022		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2023		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2024		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2025		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2026		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2027		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2028		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2029		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2030		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2031		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2032		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2033		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2034		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2035		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2036		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2037		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2038		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2039		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2040		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2041		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2042	2,501.0	0.0	694.9	3,195.9	245.5	0.076	18,645.6	15,449.7
2043	3,521.3	0.0	694.9	4,216.1	245.5	0.076	18,645.6	14,429.4
2044	17,688.5	0.0	694.9	18,383.4	245.5	0.076	18,645.6	262.2
2045		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2046		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2047		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2048		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2049		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2050		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2051		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2052		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2053		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2054		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2055		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
2056		0.0	694.9	694.9	245.5	0.076	18,645.6	17,950.7
Total	190,904.2	0.0	34,742.5	225,646.7	12,273.3		932,278.3	706,631.6

FIRR = 9.3%

SUMMARY FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN (FIRR), Bagtik

Year	Capital Cost ($ '000)	Fuel Cost ($ '000)	O/M Cost ($ '000)	Total Cost ($ '000)	Energy Sales (GWh)	Average Tariff ($/kWh)	Total Benefits ($ '000)	NET ASH FLOW ($ '000)
2002	2,709.9			2,709.9				-2,709.9
2003	11,427.9			11,427.9				-11,427.9
2004	20,615.6			20,615.6				-20,615.6
2005	21,369.3			21,369.3				-21,369.3
2006	23,147.7			23,147.7				-23,147.7
2007		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2008		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2009		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2010		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2011		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2012		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2013		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2014		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2015		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2016		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2017		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2018		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2019		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2020		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2021		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2022		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2023		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2024		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2025		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2026		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2027		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2028		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2029		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2030		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2031		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2032		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2033		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2034		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2035		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2036		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2037		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2038		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2039		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2040		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2041		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2042	2,498.2	0.0	380.0	2,878.2	222.7	0.076	16,919.9	14,041.7
2043	4,075.9	0.0	380.0	4,455.9	222.7	0.076	16,919.9	12,464.0
2044	17,650.2	0.0	380.0	18,030.2	222.7	0.076	16,919.9	-1,110.3
2045		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2046		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2047		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2048		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2049		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2050		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2051		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2052		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2053		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2054		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2055		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
2056		0.0	380.0	380.0	222.7	0.076	16,919.9	16,539.9
Total	103,494.7		19,001.3	122,495.9	11,137.4		845,995.0	723,499.0

FIRR = 16.6%

Table 14-5 Summary Financial Benefit-Cost Ratio, Bayram & Bağlık

Year	Capital Cost ($ '000)	O/M Cost ($ '000)	Total Cost ($ '000)	Discout Factor 0.095	Present Value Cost	Energy Sales (GWh)	Average Tariff ($/kWh)	Gross Benefits ($ '000)	NET Benefits ($ '000)	Present Value Benefit
1998	7,976.9		7,976.9	0.913	7,284.8					
1999	34,994.7		34,994.7	0.834	29,186.0					
2000	65,480.3		65,480.3	0.762	49,873.3					
2001	66,394.6		66,394.6	0.696	46,182.4					
2002	71,617.3		71,617.3	0.635	45,493.3					
2003		1,074.9	1,074.9	0.580	623.6	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	20,008.6
2004		1,074.9	1,074.9	0.530	569.5	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	18,272.7
2005		1,074.9	1,074.9	0.484	520.0	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	16,687.4
2006		1,074.9	1,074.9	0.442	474.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	15,239.6
2007		1,074.9	1,074.9	0.404	433.7	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	13,917.4
2008		1,074.9	1,074.9	0.369	396.1	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	12,710.0
2009		1,074.9	1,074.9	0.337	361.7	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	11,607.3
2010		1,074.9	1,074.9	0.307	330.4	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	10,600.3
2011		1,074.9	1,074.9	0.281	301.7	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	9,680.6
2012		1,074.9	1,074.9	0.256	275.5	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	8,840.7
2013		1,074.9	1,074.9	0.234	251.6	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	8,073.7
2014		1,074.9	1,074.9	0.214	229.8	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	7,373.3
2015		1,074.9	1,074.9	0.195	209.8	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	6,733.6
2016		1,074.9	1,074.9	0.178	191.6	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	6,149.4
2017		1,074.9	1,074.9	0.163	175.0	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	5,615.9
2018		1,074.9	1,074.9	0.149	159.8	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	5,128.7
2019		1,074.9	1,074.9	0.136	146.0	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	4,683.7
2020		1,074.9	1,074.9	0.124	133.3	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	4,277.4
2021		1,074.9	1,074.9	0.113	121.7	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	3,906.3
2022		1,074.9	1,074.9	0.103	111.2	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	3,567.4
2023		1,074.9	1,074.9	0.094	101.5	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	3,257.9
2024		1,074.9	1,074.9	0.086	92.7	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	2,975.2
2025		1,074.9	1,074.9	0.079	84.7	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	2,717.1
2026		1,074.9	1,074.9	0.072	77.3	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	2,481.4
2027		1,074.9	1,074.9	0.066	70.6	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	2,266.1
2028		1,074.9	1,074.9	0.060	64.5	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	2,069.5
2029		1,074.9	1,074.9	0.055	58.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	1,889.9
2030		1,074.9	1,074.9	0.050	53.8	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	1,726.0
2031		1,074.9	1,074.9	0.046	49.1	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	1,576.2
2032		1,074.9	1,074.9	0.042	44.9	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	1,439.5
2033		1,074.9	1,074.9	0.038	41.0	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	1,314.6
2034		1,074.9	1,074.9	0.035	37.4	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	1,200.5
2035		1,074.9	1,074.9	0.032	34.2	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	1,096.4
2036		1,074.9	1,074.9	0.029	31.2	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	1,001.3
2037		1,074.9	1,074.9	0.027	28.5	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	914.4
2038	4,999.2	1,074.9	6,074.1	0.024	147.1	468.2	0.076	35,565.5	29,491.4	714.0
2039	7,597.2	1,074.9	8,672.1	0.022	191.7	468.2	0.076	35,565.5	26,893.4	594.6
2040	35,338.7	1,074.9	36,413.6	0.020	735.3	468.2	0.076	35,565.5	-848.1	-17.1
2041		1,074.9	1,074.9	0.018	19.8	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	636.0
2042		1,074.9	1,074.9	0.017	18.1	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	580.9
2043		1,074.9	1,074.9	0.015	16.5	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	530.5
2044		1,074.9	1,074.9	0.014	15.1	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	484.4
2045		1,074.9	1,074.9	0.013	13.8	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	442.4
2046		1,074.9	1,074.9	0.012	12.6	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	404.0
2047		1,074.9	1,074.9	0.011	11.5	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	369.0
2048		1,074.9	1,074.9	0.010	10.5	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	337.0
2049		1,074.9	1,074.9	0.009	9.6	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	307.7
2050		1,074.9	1,074.9	0.008	8.8	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	281.0
2051		1,074.9	1,074.9	0.007	8.0	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	256.6
2052		1,074.9	1,074.9	0.007	7.3	468.2	0.076	35,565.5	34,490.6	234.4
Total	294,398.9	53,743.8	348,142.7		186,132.8	23,410.7		1,778,273.3	1,676,594.4	227,155.2

B-C Ratio 1.22

Table 14-6 Aggregate Economic Costs for Project Implementation-Bayram & Bağlık

	Bayram US$ ('000)			Bağlık US$ ('000)			Total US$ ('000)		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
1.Initial Investment									
Road	0.0	9,440.6	9,440.6	0.0	5,474.8	5,474.8	0.0	14,915.3	14,915.3
Camp	0.0	648.0	648.0	0.0	648.0	648.0	0.0	1,296.0	1,296.0
Civil Works and Erection	31,546.0	41,769.3	73,315.3	6,699.0	15,620.0	22,319.0	38,245.0	57,389.3	95,634.3
Hydro Equipment/Materials	1,033.0	2,994.6	4,027.6	136.0	2,014.5	2,150.5	1,169.0	5,009.0	6,178.0
Elec Equipment/Materials	11,806.0	1,687.2	13,493.2	11,943.0	1,707.5	13,650.5	23,749.0	3,394.7	27,143.7
Transmission	0.0	923.4	923.4	0.0	3,442.5	3,442.5	0.0	4,365.9	4,365.9
Initial Inv Total	44,385.0	57,463.0	101,848.0	18,778.0	28,907.3	47,685.3	63,163.0	86,370.3	149,533.3
2.Additional Investment									
Additional Hydro Equipment/Materials	1,033.0	2,994.6	4,027.6	136.0	2,014.5	2,150.5	1,169.0	5,009.0	6,178.0
Additional Elec Equipment/Materials	11,806.0	2,610.6	14,416.6	11,943.0	5,150.0	17,093.0	23,749.0	7,760.6	31,509.6
Additional Inv Total	12,839.0	5,605.2	18,444.2	12,079.0	7,164.5	19,243.5	24,918.0	12,769.7	37,687.7
Sub-Construction	57,224.0	63,068.2	120,292.2	30,857.0	36,071.7	66,928.7	88,081.0	99,140.0	187,221.0
3.Financial/Misc Costs									
Physical Contingency 1/	5,899.4	8,208.7	14,108.0	2,226.4	3,720.4	5,946.7	8,125.7	11,929.0	20,054.7
Eng'g & Adm 2/	6,312.3	7,127.7	13,440.0	3,308.3	3,979.2	7,287.5	9,620.7	11,106.9	20,727.6
Land Acquisition	0.0	1,816.0	1,816.0	0.0	484.0	484.0	0.0	2,300.0	2,300.0
Tax and Duties 3/	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BaseC+PhyConti (1+2+3)	69,435.7	80,220.6	149,656.3	36,391.7	44,255.3	80,647.0	105,827.4	124,475.9	230,303.3
IDC 4/	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Aggregate Cost	69,435.7	80,220.6	149,656.3	36,391.7	44,255.3	80,647.0	105,827.4	124,475.9	230,303.3

1/ Physical contingencies are assumed to be set at 15% for respective of Road, Camp, Civilworks, 10% for Hydraulic Equip, and 5% for Electric Equipment and Transmission, respectively.

2/ Physical contingency for Engineering and Admin is assumingly set at 10% of the aggregate of sub-construction cost and the sub-total of physical contingencies accrued to each of the cost items as shown above.

3/ No Counting in Economic Analysis because of "Transfer Payment"

4/ No counting in Economic Analysis because of "Transfer Payment"

Table 14-7 Summary Economic Internal Rate of Return, Bayram & Bağlık

Year	Capital Cost ($ '000)	Fuel Costs ($ '000)	O/M Cost ($ '000)	Total Cost ($ '000)	Energy Sales (GWh)	Average Tariff ($/kWh)	Total Benefits ($ '000)	NET CASH FLOW ($ '000)
2002	5,900.8			5,900.8				-5,900.8
2003	27,026.3			27,026.3				-27,026.3
2004	51,031.2			51,031.2				-51,031.2
2005	51,201.4			51,201.4				-51,201.4
2006	57,455.9			57,455.9				-57,455.9
2007		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2008		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2009		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2010		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2011		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2012		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2013		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2014		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2015		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2016		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2017		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2018		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2019		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2020		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2021		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2022		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2023		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2024		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2025		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2026		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2027		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2028		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2029		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2030		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2031		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2032		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2033		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2034		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2035		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2036		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2037		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2038		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2039		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2040		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2041		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2042	4,072.8	0.0	978.0	5,050.8	468.2	0.0801	37,504.7	32,453.8
2043	5,485.6	0.0	978.0	6,463.6	468.2	0.0801	37,504.7	31,041.0
2044	28,129.2	0.0	978.0	29,107.2	468.2	0.0801	37,504.7	8,397.5
2045		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2046		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2047		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2048		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2049		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2050		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2051		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2052		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2053		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2054		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2055		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
2056		0.0	978.0	978.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7
Total	230,303.3	0.0	48,899.9	279,203.2	23,411.1		1,875,232.7	1,596,029.6

EIRR = 15.4%

Table 14-8 Summary Economic Rate of Return by Sub-Projects

SUMMARY ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN, Bayram

Year	Capital Cost ($ '000)	Fuel Costs ($ '000)	O/M Cost ($ '000)	Total Cost ($ '000)	Energy Sales (GWh)	Average Tariff ($/kWh)	Total Benefits ($ '000)	NET ASH FLOW ($ '000)
2002	3,912.1			3,912.1				-3,912.1
2003	18,306.3			18,306.3				-18,306.3
2004	35,091.7			35,091.7				-35,091.7
2005	35,091.5			35,091.5				-35,091.5
2006	38,810.6			38,810.6				-38,810.6
2007		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2008		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2009		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2010		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2011		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2012		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2013		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2014		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2015		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2016		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2017		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2018		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2019		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2020		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2021		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2022		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2023		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2024		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2025		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2026		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2027		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2028		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2029		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2030		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2031		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2032		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2033		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2034		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2035		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2036		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2037		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2038		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2039		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2040		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2041		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2042	2,026.3	0.0	629.4	2,655.7	245.5	0.0801	19,661.8	17,006.1
2043	2,474.6	0.0	629.4	3,104.0	245.5	0.0801	19,661.8	16,557.8
2044	13,943.3	0.0	629.4	14,572.7	245.5	0.0801	19,661.8	5,089.1
2045		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2046		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2047		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2048		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2049		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2050		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2051		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2052		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2053		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2054		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2055		0.0	629.4	629.4	245.5	0.0801	19,661.8	19,032.4
2056		0.0	629.4	629.4	245.5	0.1	19,661.8	19,032.4
Total	149,656.3	0.0	31,469.4	181,125.7	12,273.3		983,089.7	801,964.0

EIRR = 12.3%

SUMMARY ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN, Sagar

Year	Capital Cost ($ '000)	Fuel Costs ($ '000)	O/M Cost ($ '000)	Total Cost ($ '000)	Energy Sales (GWh)	Average Tariff ($/kWh)	Total Benefits ($ '000)	NET CASH FLOW ($ '000)
2002	1,988.8			1,988.8				-1,988.8
2003	8,720.1			8,720.1				-8,720.1
2004	15,939.5			15,939.5				-15,939.5
2005	16,109.9			16,109.9				-16,109.9
2006	18,645.3			18,645.3				-18,645.3
2007		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2008		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2009		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2010		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2011		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2012		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2013		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2014		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2015		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2016		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2017		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2018		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2019		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2020		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2021		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2022		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2023		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2024		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2025		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2026		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2027		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2028		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2029		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2030		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2031		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2032		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2033		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2034		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2035		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2036		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2037		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2038		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2039		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2040		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2041		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2042	2,048.1	0.0	348.6	2,396.7	222.8	0.0801	17,842.9	15,446.1
2043	3,010.8	0.0	348.6	3,359.4	222.8	0.0801	17,842.9	14,483.5
2044	14,184.6	0.0	348.6	14,533.2	222.8	0.0801	17,842.9	3,309.7
2045		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2046		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2047		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2048		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2049		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2050		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2051		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2052		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2053		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2054		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2055		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
2056		0.0	348.6	348.6	222.8	0.0801	17,842.9	17,494.3
Total	80,647.0	0.0	17,430.5	98,077.5	11,137.9		892,143.1	794,065.6

EIRR = 21.4%

Table 14-9 Economic B-C Ratio, Bayram and Bağlık

Year	Capital Cost ($ '000)	O/M Cost ($ '000)	Total Cost ($ '000)	Discout Factor 0.095	Present Value	Energy Sales (GWh)	Average Tariff ($/kWh)	Gross Benefits ($ '000)	NET Benefits ($ '000)	Present Value
2002	5,900.8		5,900.8	0.9132	5,388.9					
2003	27,026.3		27,026.3	0.8340	22,540.3					
2004	51,031.2		51,031.2	0.7617	38,868.1					
2005	51,201.4		51,201.4	0.6956	35,614.3					
2006	57,455.9		57,455.9	0.6352	36,497.6					
2007		978.0	978.0	0.5801	567.4	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	21,189.7
2008		978.0	978.0	0.5298	518.1	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	19,351.3
2009		978.0	978.0	0.4838	473.2	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	17,672.5
2010		978.0	978.0	0.4418	432.1	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	16,139.2
2011		978.0	978.0	0.4035	394.6	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	14,739.0
2012		978.0	978.0	0.3685	360.4	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	13,460.3
2013		978.0	978.0	0.3365	329.1	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	12,292.5
2014		978.0	978.0	0.3073	300.6	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	11,226.0
2015		978.0	978.0	0.2807	274.5	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	10,252.1
2016		978.0	978.0	0.2563	250.7	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	9,362.6
2017		978.0	978.0	0.2341	228.9	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	8,550.4
2018		978.0	978.0	0.2138	209.1	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	7,808.5
2019		978.0	978.0	0.1952	190.9	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	7,131.1
2020		978.0	978.0	0.1783	174.4	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	6,512.4
2021		978.0	978.0	0.1628	159.2	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	5,947.4
2022		978.0	978.0	0.1487	145.4	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	5,431.4
2023		978.0	978.0	0.1358	132.8	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	4,960.2
2024		978.0	978.0	0.1240	121.3	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	4,529.9
2025		978.0	978.0	0.1133	110.8	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	4,136.9
2026		978.0	978.0	0.1034	101.2	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	3,778.0
2027		978.0	978.0	0.0945	92.4	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	3,450.2
2028		978.0	978.0	0.0863	84.4	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	3,150.9
2029		978.0	978.0	0.0788	77.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	2,877.5
2030		978.0	978.0	0.0719	70.4	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	2,627.8
2031		978.0	978.0	0.0657	64.3	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	2,399.9
2032		978.0	978.0	0.0600	58.7	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	2,191.7
2033		978.0	978.0	0.0548	53.6	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	2,001.5
2034		978.0	978.0	0.0500	48.9	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	1,827.9
2035		978.0	978.0	0.0457	44.7	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	1,669.3
2036		978.0	978.0	0.0417	40.6	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	1,524.5
2037		978.0	978.0	0.0381	37.3	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	1,392.2
2038		978.0	978.0	0.0348	34.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	1,271.4
2039		978.0	978.0	0.0318	31.1	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	1,161.1
2040		978.0	978.0	0.0290	28.4	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	1,060.4
2041		978.0	978.0	0.0265	25.9	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	968.4
2042	4,072.8	978.0	5,050.8	0.0242	122.3	468.2	0.0801	37,504.7	32,453.8	785.8
2043	5,485.6	978.0	6,463.6	0.0221	142.9	468.2	0.0801	37,504.7	31,041.0	686.3
2044	28,129.2	978.0	29,107.2	0.0202	587.8	468.2	0.0801	37,504.7	8,397.5	169.6
2045		978.0	978.0	0.0184	18.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	673.6
2046		978.0	978.0	0.0168	16.5	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	615.1
2047		978.0	978.0	0.0154	15.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	561.8
2048		978.0	978.0	0.0140	13.7	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	513.0
2049		978.0	978.0	0.0128	12.5	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	468.5
2050		978.0	978.0	0.0117	11.5	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	427.9
2051		978.0	978.0	0.0107	10.5	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	390.8
2052		978.0	978.0	0.0098	9.6	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	356.9
2053		978.0	978.0	0.0089	8.7	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	325.9
2054		978.0	978.0	0.0081	8.0	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	297.6
2055		978.0	978.0	0.0074	7.3	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	271.8
2056		978.0	978.0	0.0068	6.6	468.2	0.0801	37,504.7	36,526.7	248.2
Total	230,303.3	48,899.9	279,203.2		146,166.6	23,411.1		1,875,232.7	1,788,645.2	240,838.7

B-C Ratio 1.65

第15章　資金計画

第 15 章　資金計画

List of Tables

第 15 章　資金計画

ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄの財務分析の一環として、通常、外国借款、ﾄﾙｺ国政府からの交付金・借入金、或いは自己資本の調達、民間部門による Build-Operate and Transfer (BOT) 或いは Build-Operate and Own (BOO) 参加等、資金調達に関する借款諸条件・個別ﾊﾟﾗﾒｰﾀを想定した精細な資金・返済計画が策定される。本件に関しては、現時点迄に調査団と先方実施機関との間で検討・合意された条件等に基づいた想定資金・返済計画の検討が、試算ﾍﾞｰｽでなされた。今後、本件の実施準備段階の移行に伴い、資金調達・返済計画の策定、及び再検討が必要と思われる。

なお、ここに示される借款返済計画は、調査時点における案件の不確実性、或いは事業実施機関における会計ｼｽﾃﾑの不備等による理由から、案件実施に伴う借款返済能力についての分析（Affordability Analysis）・案件持続性 (Sustainability)を踏まえたものではない。

15.1　資金計画

14.5.5 で示された財務的ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ総費用（Aggregate Financial Cost）3 億 1,187US$であり、外・内貨別内訳は各々、42.1%、57.9%と推定されている。この資金需要のうち、プロジェクト期間中 41－43 年次に想定される電気･水力機器類等の交換追加投資分を除いた「初期投資額」の外貨 9,546US$、内貨 1 億 5,100 万 US$、計 2 億 4,646US$が、我が国資金協力、或いは国際融資機関借入の対象分と考える。追加投資分を加えないのは、長期に及ぶﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄ期間において当初貸し付け期間 (Loan Period) をはるかに超えた時点に発生する（であろう）追加投資分にｺﾐｯﾄする資金提供側の融資可能性が殆ど無いことに因る現実的仮定である。更に、融資資金源としてこれら外国借款以外に、国庫乃至は民間部門等のﾄﾙｺ国内資金調達を想定し、借入金の割合は極端な例として外内貨（金利を除く）とも 100%とした。

貸付条件（Financial Terms and Conditions）については下表に示す通り、**14.5.9** に示された仮定的貸し付け条件を用いた。

	Foreign Cost Portion		Local Cost Portion	
	Multi-Lateral	Bi-Lateral	Multi-Lateral	Bi-Lateral
Financing Coverage (%)	100	100	100	100
Loan Period (years)	20	30	20	30
Grace Period (years)	5	10	5	10
Loan Repayment Period (yrs)	15	20	15	20
Interest Rate (%)	3.5	3.5	9.5	9.5

国際融資機関及び国円借款を含む外国借款の金利を一律 3.5%とした。内貨借入れ分については国内資金調達の可能性を勘案し、金利 9.5%、融資期間 20 年、うち支払い猶予期間 5 年とし、支払期間 15 年・期末 1 回払いとした。外貨借入れ分については我が国円借款を一つのﾓﾃﾞﾙとして金利 3.5%、融資期間 30 年、うち支払い猶予期間 10 年とし、支払期間 20 年・期末 1 回払いを想定した。

15.2 返済計画

15.1 にある貸付け条件による国際融資機関及び二国間援助機関（想定円借款）資金の年次返済額等は、以下の表に示す通りとなる。

	Foreign Cost Portion		Local Cost Portion	
	Multi-Lateral	Bi-Lateral	Multi-Lateral	Bi-Lateral
Disbursement (US$million)	95.5	95.5	150.9	150.9
Principal (US$million)	101.5	95.5	184.5	150.9
Cumulative Repayment (US$million)	132.2	157.0	353.5	445.1
Annual Payment (US$million)	8.8	6.7	23.6	17.1
Present value of Repayments (S$milion)	85.5	85.5	117.2	116.8

通常、国際融資機関による借入れには借款協定締結後、ｺﾐｯﾄﾒﾝﾄ・ﾁｬｰｼﾞが借款額の 0.75%程度賦課されるが、これも上記の理由から想定しないものとして計算されている。

外貨分借入れ総額 9,550 万 US$に対し、国際融資機関の場合は建中金利の元金繰入れにより支払開始時期における借入れ累積額は 1 億 150 万 US$となる。上記の貸付け条件により国際融資機関及び円借款について、返済総額は各々1 億 3,220 万 US$及び 1 億 5,700 万 US$、年次返済額は元利均等で 880 万 US$, 670 万 US$となる[1]。内貨分 1 億 5,090 万 US$については同様に国際融資機関・円借款の場合、各々、返済総額 3 億 5,350 万及び 4 億 4,510 万 US$であり、年次返済額は 2,360 万 US$、及び 1,710 万 US$と試算される。

なお、円借款による返済総額は多国籍融資機関のそれを上回ることが示されるが、これは貸し付け期間後返済開始迄の 5 年間に及ぶ支払猶予期間中も、貸し付け額に対し金利支払いが発生する為である。しかしながら、返済総額の多寡については融資開始時点における現在価値額で勘案した場合、各年次支払額の割引きから円借款の場合と多国籍融資機関とほぼ同額となり、円借款の借り手側にとって特に不利ということではない[2]。

更に、図式的な外貨内貨別・国際機関及び二国間援助機関向け資金返済計画を、Table 15-1 および 15-2 に示す。

---

[1] 返済総額が単純複利計算による試算（返済期間末一括返済の場合、例えば国際融資機関では同一貸付け条件で $210.9 million）と異なるのは、年次支払いにより返済元金が漸減するからである。

[2] この議論は 1985 年のプラザ合意以降、急激に進んだ円高による円借款の返済につき、一部借入れ国からの問題提起に対処すべく 1980 年代末に OECF、我が国政府内部で検討されたものである。この時、本案件財務経済担当者が OECF 職員として議論に係わった経緯がある。

Table 15-1 Indicative Repayment Schedule for Foreign Currency Portion of $95.5 Million

Alt 1. Multi-Lateral Agency

Principle $	95.5	$ '000					
Share	0	0.11079	0.25131	0.20366	0.43424	1	
Disb't	0.0	10.6	24.0	19.5	41.5	95.5	
Interest	3.5%						
Repayme	20						
Grace	5						
Yrs/Perio	15						
Level Pa	-8.8127						
CommitC							
IDC (int 1998-2002)			5.999				

	Balance Beginning	Disburse	IDC	Outstandi	Interest Payment	Principal Repayme	Commit't Charge	Balance End	Amortizn	Accumulated Payment
1998	0.0	0.0	0.0					0.0		0.0
1999	0.0	10.6	0.2					10.8		0.0
2000	10.8	24.0	0.8					35.6		0.0
2001	35.6	19.5	1.6					56.6		0.0
2002	56.6	41.5	3.4					101.5		0.0
2003				132.2	3.6	5.3	0.0		8.8	8.8
2004				123.4	3.4	5.4	0.0		8.8	17.6
2005				114.6	3.2	5.6	0.0		8.8	26.4
2006				105.8	3.0	5.8	0.0		8.8	35.3
2007				96.9	2.8	6.0	0.0		8.8	44.1
2008				88.1	2.6	6.2	0.0		8.8	52.9
2009				79.3	2.3	6.5	0.0		8.8	61.7
2010				70.5	2.1	6.7	0.0		8.8	70.5
2011				61.7	1.9	6.9	0.0		8.8	79.3
2012				52.9	1.6	7.2	0.0		8.8	88.1
2013				44.1	1.4	7.4	0.0		8.8	96.9
2014				35.3	1.1	7.7	0.0		8.8	105.8
2015				26.4	0.9	7.9	0.0		8.8	114.6
2016				17.6	0.6	8.2	0.0		8.8	123.4
2017				8.8	0.3	8.5	0.0		8.8	132.2
				0.0			0.0		0.0	
Total		95.5	6.0		30.7	101.5				132.2

Alt 2. Bi-Lateral Agency

Principle $	95.5	$ '000					
Share	0	0.10995	0.25026	0.20314	0.43665	1	
Disb't	0.0	10.6	24.0	19.5	41.5	95.5	
Interest	3.5%						
Repayme	20						
Grace	5						
Yrs/Perio	15						
Level Pa	-6.7195						
CommitC							
IDC (int 1998-2002)			5.87				

		Balance Beginning	Disburse	IDC	Outstandi	Interest Payment	Principal Repayme	Commit't Charge	Balance End	Amortizn	Accumulated Payment
1	1998	0.0	0.0	0.0		0.0			0.0		0.0
2	1999	0.0	10.6	0.2		0.2			10.6	0.2	0.2
3	2000	10.6	24.0	0.8		0.8			34.6	0.8	1.0
4	2001	34.6	19.5	1.6		1.6			54.0	1.6	2.5
5	2002	54.0	41.5	3.3		3.3			95.5	3.3	5.9
6	2003					3.3			95.5	3.3	9.2
7	2004					3.3			95.5	3.3	12.6
8	2005					3.3			95.5	3.3	15.9
9	2006					3.3			95.5	3.3	19.2
10	2007					3.3			95.5	3.3	22.6
11	2008				134.4	3.3	3.4	0.0		6.7	29.3
12	2009				127.7	3.2	3.5	0.0		6.7	36.0
13	2010				121.0	3.1	3.5	0.0		6.7	42.7
14	2011				114.2	3.0	3.7	0.0		6.7	49.5
15	2012				107.5	2.8	3.9	0.0		6.7	56.2
16	2013				100.8	2.7	4.0	0.0		6.7	62.9
17	2014				94.1	2.6	4.2	0.0		6.7	69.6
18	2015				87.4	2.4	4.3	0.0		6.7	76.3
19	2016				80.6	2.3	4.4	0.0		6.7	83.1
20	2017				73.9	2.1	4.6	0.0		6.7	89.8
21	2018				67.2	2.0	4.8	0.0		6.7	96.5
22	2019				60.5	1.8	4.9	0.0		6.7	103.2
23	2020				53.8	1.6	5.1	0.0		6.7	109.9
24	2021				47.0	1.4	5.3	0.0		6.7	116.7
25	2022				40.3	1.3	5.5	0.0		6.7	123.4
26	2023				33.6	1.1	5.7	0.0		6.7	130.1
27	2024				26.9	0.9	5.9	0.0		6.7	136.8
28	2025				20.2	0.7	6.1	0.0		6.7	143.5
29	2026				13.4	0.4	6.3	0.0		6.7	150.3
30	2027				6.7	0.2	6.5	0.0		6.7	157.0
31	2028				0.0			0.0			
	Total		95.5	5.9		55.6	95.5				157.0

Table 15-2 Indicative Repayment Schedules for Local Borrowing of $150.9 Million From Multi and Bi-Lateral Aid Agencies

Alt 1. Multi-Lateral Agency

Principle $	150.9	$ '000				
Share	0.0528562	0.1617628	0.274884	0.3110471	0.19945	1
Disb't	8.0	24.4	41.5	46.9	30.1	150.9
Interest	9.5%					
Repayment	20					
Grace	5					
Yrs/Periods	15					
Level Payt	-23.6					
CommitC						
IDC (int 1998-2002)			33.6			

	Balance Beginning	Disbursemen	IDC	Outstandin	Interest Payment	Principal Repayment	Commit't Charge	Balance End	Amortizn	Accumulated Payment
1998	0.0	8.0	0.4					8.4		0.0
1999	8.4	24.4	2.0					34.7		0.0
2000	34.7	41.5	5.3					81.5		0.0
2001	81.5	46.9	10.0					138.4		0.0
2002	138.4	30.1	16.0					184.5		0.0
2003				353.5	17.5	6.0	0.0		23.6	23.6
2004				329.9	17.0	6.6	0.0		23.6	47.1
2005				306.4	16.3	7.2	0.0		23.6	70.7
2006				282.8	15.6	7.9	0.0		23.6	94.3
2007				259.2	14.9	8.7	0.0		23.6	117.8
2008				235.7	14.1	9.5	0.0		23.6	141.4
2009				212.1	13.2	10.4	0.0		23.6	165.0
2010				188.5	12.2	11.4	0.0		23.6	188.5
2011				165.0	11.1	12.5	0.0		23.6	212.1
2012				141.4	9.9	13.7	0.0		23.6	235.7
2013				117.8	8.6	15.0	0.0		23.6	259.2
2014				94.3	7.2	16.4	0.0		23.6	282.8
2015				70.7	5.6	17.9	0.0		23.6	306.4
2016				47.1	3.9	19.7	0.0		23.6	329.9
2017				23.6	2.0	21.5	0.0		23.6	353.5
				0.0			0.0		0.0	
Total		150.9	33.6		169.0	184.5				353.5

Alt 2. Bi-Lateral Agency

Principle $	150.9	$ '000				
Share	0.0528562	0.1617628	0.274884	0.3110471	0.19945	1
Disb't	8.0	24.4	41.5	46.9	30.1	150.9
Interest	9.5%					
Repayment	20					
Grace	5					
Yrs/Periods	15					
Level Payt	-17.12363					
CommitC						
IDC (int 1998-2002)			30.9			

	Balance Beginning	Disbursemen	IDC	Outstandin	Interest Payment	Principal Repayment	Commit't Charge	Balance End	Amortizn	Accumulated Payment
1998	0.0	8.0	0.4		0.4			8.0		0.4
1999	8.0	24.4	1.9		1.9			32.4	1.9	2.3
2000	32.4	41.5	5.0		5.0			73.9	5.0	7.3
2001	73.9	46.9	9.2		9.2			120.8	9.2	16.6
2002	120.8	30.1	14.3		14.3			150.9	14.3	30.9
2003					14.3			150.9	14.3	45.3
2004					14.3			150.9	14.3	59.6
2005					14.3			150.9	14.3	73.9
2006					14.3			150.9	14.3	88.3
2007					14.3			150.9	14.3	102.6
2008				342.5	14.3	2.8	0.0		17.1	119.7
2009				325.3	14.1	3.1	0.0		17.1	136.9
2010				308.2	13.8	3.3	0.0		17.1	154.0
2011				291.1	13.5	3.7	0.0		17.1	171.1
2012				274.0	13.1	4.0	0.0		17.1	188.2
2013				256.9	12.7	4.4	0.0		17.1	205.3
2014				239.7	12.3	4.8	0.0		17.1	222.5
2015				222.6	11.9	5.3	0.0		17.1	239.6
2016				205.5	11.4	5.8	0.0		17.1	256.7
2017				188.4	10.8	6.3	0.0		17.1	273.8
2018				171.2	10.2	6.9	0.0		17.1	291.0
2019				154.1	9.6	7.6	0.0		17.1	308.1
2020				137.0	8.8	8.3	0.0		17.1	325.2
2021				119.9	8.1	9.1	0.0		17.1	342.3
2022				102.7	7.2	9.9	0.0		17.1	359.5
2023				85.6	6.2	10.9	0.0		17.1	376.6
2024				68.5	5.2	11.9	0.0		17.1	393.7
2025				51.4	4.1	13.0	0.0		17.1	410.8
2026				34.2	2.8	14.3	0.0		17.1	428.0
2027				17.1	1.5	15.6	0.0		17.1	445.1
2028				0.0			0.0			
Total		150.9	30.9		263.3	150.9				445.1

第16章　今後の調査

第16章　今後の調査

List of Figures

List of Tables

第１６章　今後の調査

16.1 Bayram 計画の地質調査

今後、Bayram 計画の実施設計および工事実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、地下発電所地点、放水路トンネルの地質および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(Figure 16-1 参照)。

Table 16-1 Further Drilling Investigation for Bayram Project

No. of Hole	Length (m)	Location	Water Level Measurement	Lugeon Test
Y-1	120	Dam site	○	○
Y-2	110	Spillway site	○	○
Y-3	50	Spillway site	○	○
Y-4	100	Intake site	○	
Y-5	300	Underground powerhouse site	○	○
Y-6	160	Tailrace tunnel route	○	○

16.2 Bağlık 計画の地質調査

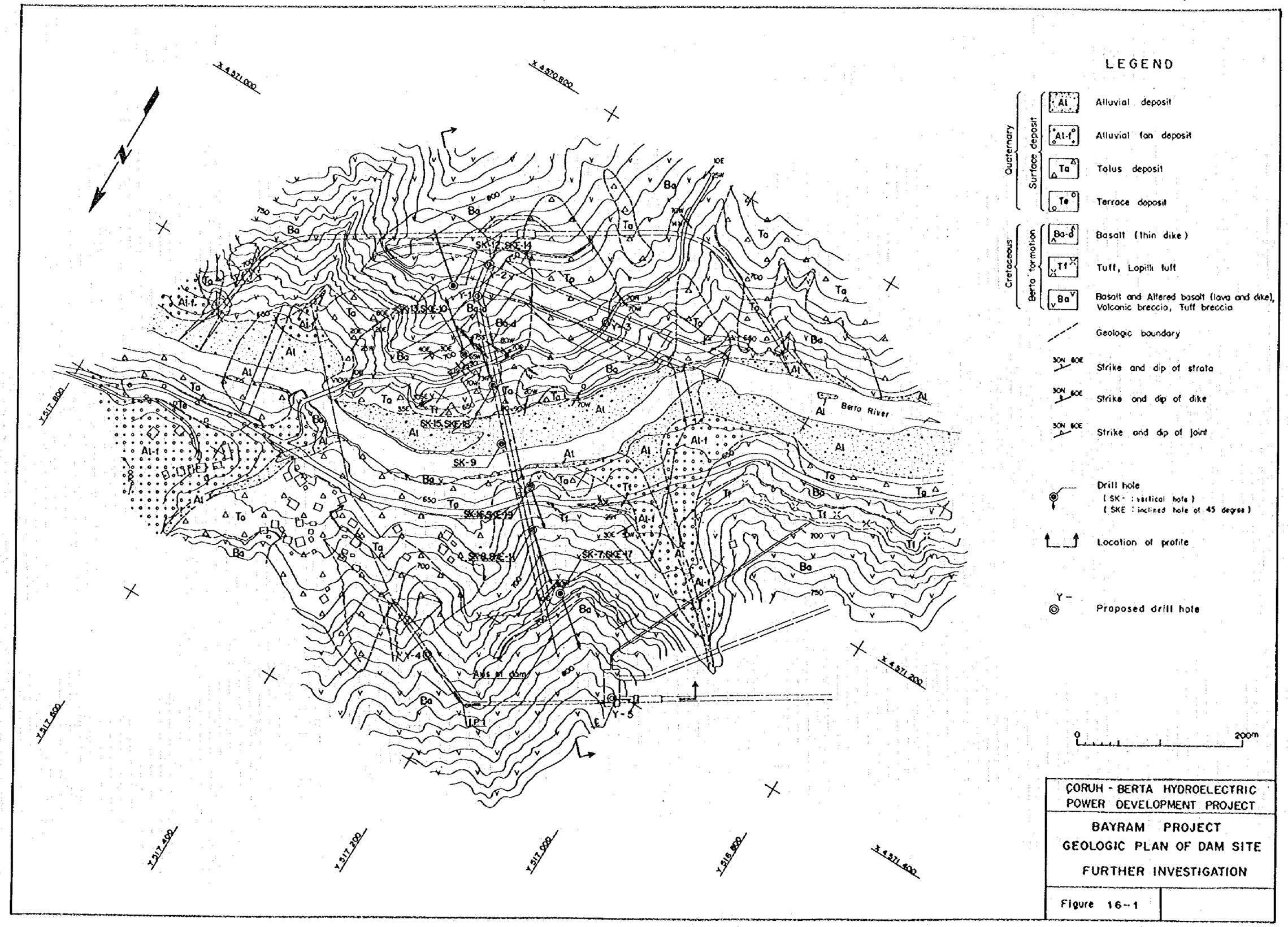
今後、Bağlık 計画の実施設計および工事実施計画立案に向けて、以下に述べる調査が必要であると考えられる。

ダム地点、放水路トンネルの地質および岩盤状況の確認のために、Table 16-2 に示す以下のボーリング調査を行う(Figure 16-2 参照)。

また、ダム地点において、原位置における基礎岩盤の力学的特性を把握するため、調査横坑を掘削すべきであろう。ただし、横坑の位置と数量は、ボーリング調査結果に基づいて、最終的に検討・実施すること。

Table 16-2 Further Drilling Investigation for Bağlık Project

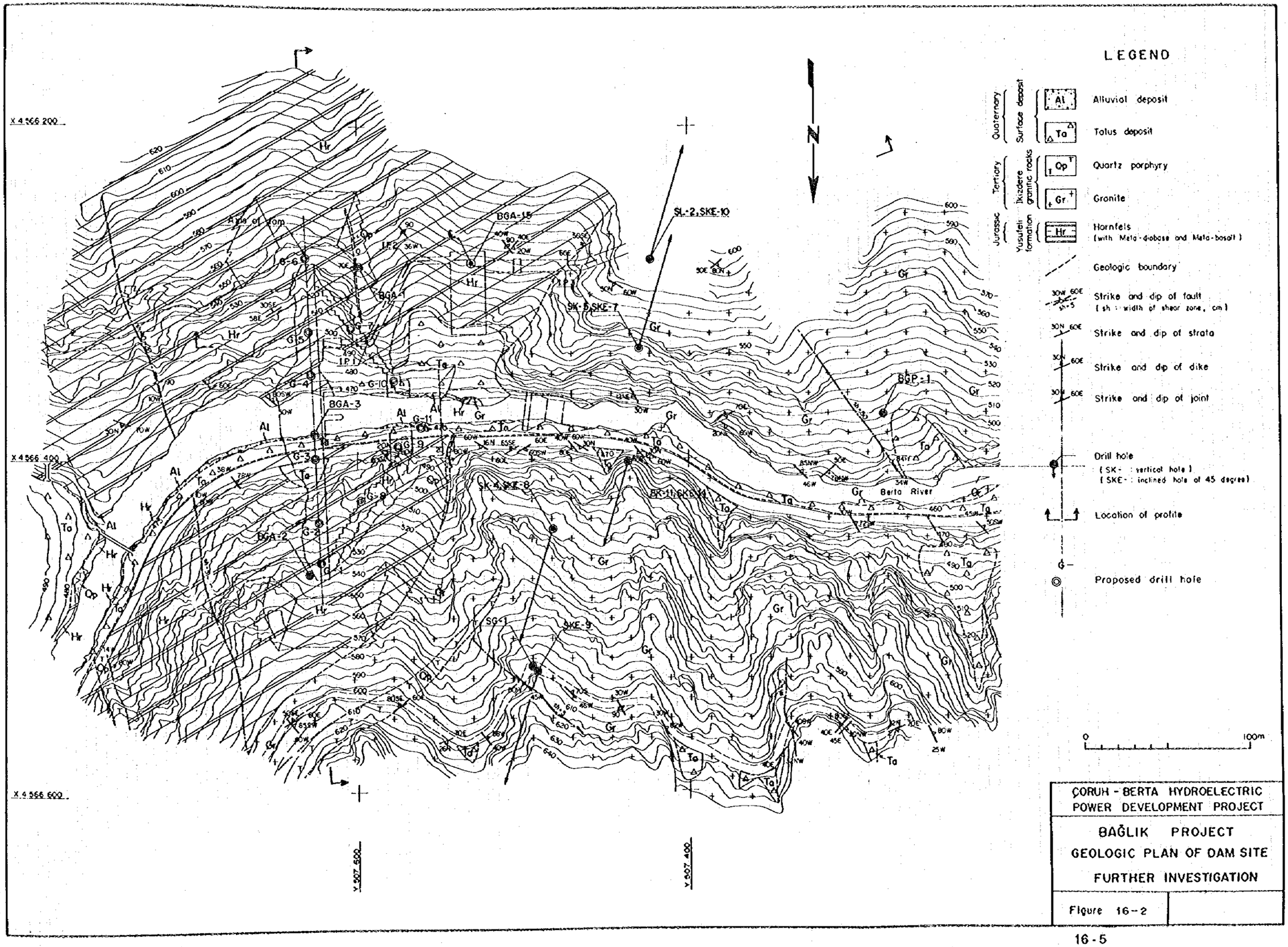
No. of Hole	Length (m)	Location	Water Level Measurement	Lugeon Test
G-1	75	Dam site	O	O
G-2	75	Dam site	O	O
G-3	80	Dam site	O	O
G-4	80	Dam site	O	O
G-5	75	Dam site	O	O
G-6	75	Dam site	O	O
G-7	70	Dam site	O	O
G-8	70	Dam site	O	O
G-9	70	Dam site	O	O
G-10	70	Dam site	O	O
G-11	50	Dam site	O	O
G-12	200	Tailrace tunnel route	O	O



ÇORUH - BERTA HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

BAYRAM PROJECT
GEOLOGIC PLAN OF DAM SITE
FURTHER INVESTIGATION

Figure 16-1


LEGEND
Quaternary
Surface deposit
Al
Alluvial deposit
Ta
Talus deposit
Tertiary
Ikizdere granitic rocks
Qp
Quartz porphyry
Gr
Granite
Jurassic
Yusufeli formation
Hr
Hornfels
(with Meta-diabase and Meta-basalt)
Geologic boundary
Strike and dip of fault
(sh : width of shear zone, cm)
Strike and dip of strata
Strike and dip of dike
Strike and dip of joint
Drill hole
(SK- : vertical hole)
(SKE- : inclined hole of 45 degree)
Location of profile
Proposed drill hole
0
100m
X 4 566 200
X 4 566 400
X 4 566 600
Y 507 600
Y 507 400
Berta River
BGA-15
SL-2, SKE-10
SK-5, SKE-7
BGA-1
BGA-3
BGA-2
BGP-1
SK-4, SKE-8
SK-11, SKE-11
SG-1
SKE-9
Area of Dam
ÇORUH - BERTA HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
BAĞLIK PROJECT
GEOLOGIC PLAN OF DAM SITE
FURTHER INVESTIGATION
Figure 16-2

JICA