

グプラプラントにおける1993年の運転費用は、0.434 R.O/m³である。この内訳は、外貨分が0.026 R.O/m³で、現地貨分は0.408 R.O/m³である。現地貨費用をシャドープライスにすると、運転費は0.393 R.O/m³に低下する。2%の所内比率を想定して、限界造水費用を計算すると以下のとおりになる。

単位：R.O/m³

	非シャドープライス	シャドープライス
限界造水費用	0.434	0.393
送水端（損失率2%）	0.443	0.401
送水管端（損失率ゼロ%）	0.443	0.401

(4) 限界費用のまとめ

造水と送水の限界費用および限界造水費用は、以下のとおり要約される。

単位：R.O

	非シャドープライス	シャドープライス
造水端の限界設備費用（m ³ /d/年当たり）	195.53	191.21
送水管端（m ³ /d/年当たり）	219.34	214.33
限界造水費用（1 m ³ 当たり）		
送水端	0.443	0.401
送水管端	0.443	0.401

16.4 財務分析

財務分析の主要な目的は、プロジェクトのキャッシュフローを予測することによってプロジェクトの財務的な実行可能性を測ることである。この財務分析において、まず本プロジェクト全体の財務的収益率を計算する。その際、プロジェクトの本来の健全性を評価するために、特定の財務的な配慮を払わない（例えば、利息は配慮しない）。また、価格は実質固定価格とする。すなわち、インフレーションの影響は想定しない。次に、本プロジェクトの第1期について、投資エクイティに対する収益率を計算する。この場合は、名目上の価格を用いたキャッシュフローを作成し、借入金の面も考慮することにより、出資者の立場からも本プロジェクトの財務的評価ができると思われる。

16.4.1 財務的収益率 (FRR)

前節までで、投資費用と運転費用を含むプロジェクトのインプットをすべて見積った。また、LRMCの概念に基づいて、プロジェクトのアウトプットの費用、すなわち価格も見積った。これらの検討結果を踏まえて本プロジェクトの財務的収益率を分析する。⁸

財務分析ではプロジェクトで支出される実際の費用を、シャドープライスにする必要はないため、「非シャドープライス」の費用を用いる。

1994年価格で表示した毎年の費用と便益の流れを表16.8に示す。便益は発電と造水によって得られるものである。投資費用には、プロジェクト実施期間中のプライス・コンテインジェンシーや利息を含めていない。また、借入金利子・運転資金・税金なども含めていない。これは、これらの費用を含めると、本プロジェクトの本格的な実行可能性が曲解されたりし、他の緊急プロジェクトとの優位性比較ができなくなる恐れがあるためである。

財務的収益率の分析に際して仮定した条件の主なものは以下のとおりである。

- (1) 耐用年数に達した発電設備や海水淡水化設備は更新しない。本プロジェクトで最後に設置する発電機が耐用年数に達するのは2029年であり、この年までプロジェクト・ライフが続くものとする。

8 厳密に言えば、財務分析にLRMCを適用することは適切ではないかも知れない。(設備費用を特別に賦課していない) 現行の料金は、電気や水を供給するための費用を十分に織り込んでいない。政府は近いうちに料金値上げを行なう予定ではない。しかし将来、電気・水事業が民営化されたとき、その民間の事業体は費用と十分な収益を反映した料金を設定することになるであろう。その料金は、(政府がその一部を補助するかどうかにかかわらず) 現行料金よりも高くなると考えられる。本調査では、LRMCの概念に基づいてその事業体は料金を決めると想定している。よって財務分析(経済分析においても同様)にはLRMCに基づく料金を使用する。

1993年の電気料金の平均値は、 $16.67 \times 10^{-3} \text{ R.O./KWH}$ (=6542 Mil. R.O./3,924,159 KWH)であった。これに対し、LRMCの概念に基づいて決められた料金は、設備費用が34.65 R.O./KWで、エネルギー費用が $1.145 \times 10^{-3} \text{ R.O./KWH}$ である。これに現在の負荷率52%を考慮すれば、設備費用は $7.61 \times 10^{-3} \text{ R.O./KWH}$ のエネルギー費用に相当するので、合計すると $19.06 \times 10^{-3} \text{ R.O./KWH}$ になる。配電設備の容量費用と需要家費を合わせた費用が、電力供給の総費用の12%を占めると仮定すれば、電気料金の総額は $21.66 \times 10^{-3} \text{ R.O./KWH}$ と計算される。この1994年価格で示された料金は、1993年の平均電気料金よりも30%高い。

水について言えば、1993年の平均料金は $2.3 \times 10^{-3} \text{ R.O./ガロン}$ 程度と見積られている。LRMCの概念に基づく、設備費用は $219.34 \text{ R.O./m}^3/\text{d}$ (負荷率95%として 0.6326 R.O./m^3)であり、造水費用は 0.443 R.O./m^3 である。料金全体の12%を配水設備の費用と需要家費が占めると仮定すれば、 1 m^3 の水を供給するための総費用は、1,222 R.O.となる(すなわち $2.688 \times 10^3 \text{ R.O./ガロン}$)。これは、1993年の平均料金より17%高い。電気と水の両方について、LRMCの概念で計算した料金と現行の平均料金には差があるが、それは現在の政府の補助金レベルと同程度ある。したがって、本プロジェクトで仮定した料金は適切であると考えられる。

(2) 需要想定は、2010年までの期間に対して行なっている。同年以降の電力需要は、1993年～2010年の年平均増分で増加するものとする。⁹ この場合も予備力として150MWを確保する。電力量の需要は、現状の負荷率52%のまま増加する。水の需要(m³/d)も1993年～2010年の年平均増分で増加し、設備容量の20%の予備力を確保することとする。同様に、需要水量はプラントの造水可能容量の95%に達するまで増加する。¹⁰

財務的収益率は、プロジェクト全体で13%（電力部門10%、造水部門17%）と計算された。この収益率は、8%の想定割引率（資金の機会費用）を超えている。¹¹ 純現在価値分析においても、割引率8%を用いて計算をした。その結果は3億3,900万R.Oであった。

16.4.2 財務的収益率の感度分析

投資収益性が、主要変数の仮定条件が変わることによって、どのような影響を受けるか、これを分析するのが感度分析の主な目的である。この分析によって、異なる仮定条件下でのプロジェクトのリスクが判断できる。ここでは、先に述べた本プロジェクトの財務的収益率について感度分析を行なう。

感度分析においては、プロジェクトの予想費用や便益を大幅に変化させるような変数や不確実性が高い変数を変化させるのが通常のやり方である。しかしながら、LRMCの概念の特質から言えば、プロジェクトのアウトプットの価格はプロジェクトのインプットの費用とリンクしているため、アウトプットの価格とインプットの費用の両方について変数の感度分析を行なう必要はないと言える。

9 2010年以降の電力需要は、1993年～2010年の電力需要の推移をもとに次式を使って想定する。
需要(MW) = $-263,635.89 + 131.945 \times X$ (年)、 $r^2 = 0.996$

10 2011年以降の水需要(m³/d)と需要水量(m³)は以下のとおり見積った。
水需要量(m³/d) = $-31,374,686.711 + 15,705.752 \times X$ (年)、 $r^2 = 0.999$
需要水量(m³) = $-11,451,782,763.348 + 5,732,610.455 \times X$ (年)、 $r^2 = 0.999$

11 割引率は資金の機会費用と同義である。あるプロジェクトに対し適切とされる割引率は、リスクが同等レベルにある類似プロジェクトの投資収益率を検討することによって、見積ることができる。しかし、大半のケースで、国際資本市場で期待される収益率を参考にして見積られている。

表 16.8 財務的收益率分析

Project Year	Thousand R.O.																	
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
I. Electricity																		
A. Benefit (Revenue)																		
(a) Capacity																		
1	106	202	304	413	529	652	783	921	1,050	1,185	1,329	1,480	1,640	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
2	103	198	288	405	518	639	767	903	1,029	1,162	1,302	1,451	1,607	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666
3	100	192	282	392	503	620	744	876	998	1,127	1,267	1,407	1,559	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616
4	3,475	6,643	9,999	13,589	17,404	21,458	25,767	30,325	34,553	39,019	43,738	48,724	53,993	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968
(b) Energy																		
1	475,898	913,345	1,376,776	1,872,470	2,399,234	2,959,055	3,554,049	4,183,412	4,767,198	5,383,898	6,035,450	6,723,916	7,451,482	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569
2	466,380	895,078	1,349,240	1,835,021	2,351,249	2,899,873	3,482,968	4,099,744	4,671,854	5,276,220	5,914,741	6,589,438	7,302,452	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677
3	452,388	868,226	1,298,763	1,779,970	2,280,712	2,812,377	3,378,479	3,976,752	4,531,699	5,117,932	5,737,299	6,391,587	7,083,379	7,361,987	7,361,987	7,361,987	7,361,987	7,361,987
4	5,180	9,941	14,985	20,381	26,114	32,207	38,684	45,534	51,888	58,600	65,692	73,186	81,105	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295
Sub-total	8,654	16,584	24,984	33,970	43,518	53,656	64,451	75,859	86,441	97,620	109,430	121,910	135,098	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263
B. Cost																		
(a) Capital cost																		
Foreign	15,160	114,110	19,540	23,650	42,330	12,570	44,460	27,190	23,230	44,870	51,950	24,660	0	0	0	0	0	0
Local	2,950	12,890	13,800	1,650	300	360	470	1,890	340	1,780	2,080	410	0	0	0	0	0	0
Total	18,110	127,000	33,340	25,300	42,650	12,930	44,930	29,080	23,570	46,650	50,570	25,070	0	0	0	0	0	0
(b) Operating cost																		
Foreign	138	265	399	543	696	858	1,031	1,213	1,382	1,561	1,750	1,950	2,161	2,346	2,346	2,346	2,346	2,346
Local	3,493	6,704	10,106	13,744	17,610	21,719	26,087	30,768	34,991	39,518	44,300	49,354	54,694	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845
Total	3,631	6,969	10,505	14,287	18,306	22,578	27,117	31,919	36,374	41,079	46,050	51,303	56,855	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091
Sub-total	18,110	127,000	36,971	32,269	53,155	27,217	63,236	51,658	50,687	78,569	100,080	76,373	56,855	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091
C. Net benefit (A - B)	-18,110	-127,000	-28,317	-15,685	-38,171	6,753	-19,718	2,008	13,763	-2,710	19,117	9,350	45,536	78,243	81,172	81,172	81,172	81,172
D. Net present value	-18,110	-117,593	-24,277	-12,451	-30,706	4,596	-12,426	1,172	7,436	-1,356	8,855	2,561	16,744	26,639	25,589	25,589	25,589	25,589
8% discount rate	1.00	0.93	0.86	0.79	0.74	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.46	0.43	0.37	0.34	0.32	0.29	0.27	0.27
E. Cumulative NPV	-18,110	-135,703	-159,980	-172,431	-193,137	-188,541	-200,967	-199,796	-192,360	-193,715	-184,860	-182,300	-178,587	-161,843	-135,204	-109,616	-85,922	-63,984
II. Energy																		
A. Benefit (Revenue)																		
(a) Capacity																		
1	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
2	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666
3	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616	1,616
4	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968	55,968
(b) Energy																		
1	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569
2	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677	7,689,677
3	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677
4	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295	84,295
Sub-total	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263	140,263
B. Cost																		
(a) Capital cost																		
Foreign	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(b) Operating cost																		
Foreign	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246	2,246
Local	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845	56,845
Total	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091
Sub-total	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091	59,091
C. Net benefit (A - B)	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172	81,172
D. Net present value	20,313	18,808	17,415	16,125	13,380	10,922	9,448	8,133	6,956	5,895	4,960	3,677	2,986	1,972	1,467	679	78,633	78,633
8% discount rate	0.25	0.23	0.21	0.20	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12	0.11	0.10	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08
E. Cumulative NPV	-13,671	-24,863	-7,447	8,678	22,057	32,980	42,428	50,560	57,497	63,391	67,851	71,529	74,514	76,487	77,954	78,633	78,633	78,633

表 16.8 (2)

Project Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
2. Water																			
A. Benefit (Revenue)																			
(a) Capacity																			
1. Production requirement (m ³ /d)																			
2. Capacity requirement (20% for peak demand)																			
3. Capacity requirement at sending-end (2% loss)																			
4. Capacity requirement at transmission-end (0% loss)																			
5. Total benefit at transmission-end @219.34 R.O./m ³ /d																			
(b) Production																			
1. Production requirement (m ³)																			
2. Production requirement at sending-end (-2%)																			
3. Production requirement at transmission-end (-0%)																			
4. Total benefit at transmission-end @0.443 R.O./m ³																			
B. Cost																			
(a) Capital cost																			
Foreign																			
Local																			
Total																			
(b) Operating cost																			
Foreign																			
Local																			
Total																			
C. Net benefit (A - B)																			
D. Net present value																			
8% discount rate																			
E. Cumulative NPV																			
Water																			
A. Benefit (Revenue)																			
(a) Capacity																			
1. Production requirement (m ³ /d)																			
2. Capacity requirement (20% for peak demand)																			
3. Capacity requirement at sending-end (2% loss)																			
4. Capacity requirement at transmission-end (0% loss)																			
5. Total benefit at transmission-end @219.34 R.O./m ³ /d																			
(b) Production																			
1. Production requirement (m ³)																			
2. Production requirement at sending-end (-2%)																			
3. Production requirement at transmission-end (-0%)																			
4. Total benefit at transmission-end @0.443 R.O./m ³																			
B. Cost																			
(a) Capital cost																			
Foreign																			
Local																			
Total																			
(b) Operating cost																			
Foreign																			
Local																			
Total																			
C. Net benefit (A - B)																			
D. Net present value																			
8% discount rate																			
E. Cumulative NPV																			

表 16.8 (3)

Project Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
3. Total (Electricity and Water)																				
A. Total benefit																				
0	0	0	8,654	20,802	33,406	48,543	64,547	81,467	99,368	117,718	134,865	151,876	170,302	189,692	210,102	219,263	219,263	219,263	219,263	
B. Total cost																				
(a) Capital cost																				
Foreign	16,090	126,860	85,520	23,650	47,910	45,600	44,460	27,100	28,790	77,900	30,310	54,130	84,980	24,660	0	0	0	0	0	0
Local	4,090	21,520	37,530	1,650	1,410	10,280	470	1,890	1,450	11,700	640	3,110	12,000	410	0	0	0	0	0	0
Total	20,180	148,380	123,070	25,300	49,320	55,880	44,930	29,080	30,240	89,600	30,950	57,240	96,980	25,070	0	0	0	0	0	0
(b) Operating cost																				
Foreign	0	0	138	687	1,242	2,002	2,801	3,641	4,525	5,403	6,179	6,992	7,843	8,734	9,668	10,804	10,804	10,804	10,804	10,804
Local	0	0	3,493	7,076	10,848	15,029	19,464	24,170	29,164	34,397	39,216	44,301	49,667	55,379	61,306	64,384	64,384	64,384	64,384	64,384
Total	0	0	3,631	7,763	12,090	17,031	22,265	27,811	33,689	39,800	45,396	51,293	57,510	64,064	70,975	75,188	75,188	75,188	75,188	75,188
Sub-total	20,180	148,380	126,701	33,063	61,410	72,911	67,195	56,891	63,929	129,400	76,346	108,533	154,490	89,134	70,975	75,188	75,188	75,188	75,188	75,188
C. Net benefit (A - B)																				
-20,180	-148,380	-118,047	-12,261	-28,004	-24,367	-2,648	24,575	35,429	35,429	-11,682	58,019	42,343	15,812	100,558	139,127	144,075	144,075	144,075	144,075	144,075
D. Net present value																				
8% discount rate	-20,180	-137,389	-101,206	-9,733	-20,584	-16,584	-1,869	14,339	19,141	-5,844	26,874	18,589	6,279	36,975	47,367	45,418	42,054	34,939	34,939	34,939
1.00	0.93	0.86	0.79	0.74	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.46	0.42	0.38	0.34	0.31	0.28	0.26	0.24	0.22	0.20	0.19
E. Cumulative NPV																				
-20,180	-157,569	-258,775	-268,508	-289,092	-305,676	-307,345	-293,005	-273,864	-279,708	-252,834	-224,245	-227,966	-190,991	-143,623	-98,205	-56,151	-17,212			
F. FERR																				
3. Total (Electricity and Water)																				
A. Total benefit																				
2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
219,263	219,263	219,263	219,263	204,690	171,236	163,949	156,663	491,467	484,180	469,304	79,343	72,056	57,180	49,893	14,876					
B. Total cost																				
(a) Capital cost																				
Foreign	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Local	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(b) Operating cost																				
Foreign	10,804	10,804	10,804	10,804	9,032	8,015	6,798	49,801	49,684	49,446	3,367	3,250	3,012	2,895	238					
Local	64,384	64,384	64,384	58,478	51,302	45,349	38,543	78,543	75,590	69,261	26,124	23,171	17,142	14,139	6,029					
Total	75,188	75,188	75,188	69,282	60,649	57,364	44,153	128,344	125,274	119,007	29,491	26,421	20,154	17,084	6,267					
Sub-total	75,188	75,188	75,188	69,282	60,649	57,364	44,153	128,344	125,274	119,007	29,491	26,421	20,154	17,084	6,267					
C. Net benefit (A - B)																				
144,075	144,075	144,075	144,075	135,641	110,902	106,685	102,469	363,123	358,906	350,297	49,852	45,635	37,026	32,809	8,609					
D. Net present value																				
36,055	33,384	30,911	28,621	24,950	18,888	16,824	14,962	49,095	44,930	40,604	5,350	4,535	3,407	2,795	679					
0.25	0.23	0.21	0.20	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12	0.11	0.10	0.09	0.08						
E. Cumulative NPV																				
18,843	52,226	83,137	111,759	136,709	155,597	172,421	187,383	236,478	281,409	322,013	327,363	331,898	335,305	338,101	338,780					

Note: The salvage value at the end of the economic life is minimum, and therefore is disregarded.

アウトプットの価格を決定する際に、8%の割引率を想定した。この割引率は感度を確認するために欠かせない変数である。プロジェクトの収益率に割引率の変化がどのように影響するか、そのシミュレーション結果を表16.9に示す。FRRがこの機会費用以上であれば、そのプロジェクトは妥当であると判定される。本プロジェクトは明らかにこの基準を満足している。

表16.9 FRRの感度分析

	Discount rate		
	7%	9%	10%
Power (R.O.)			
LRMC at generation	28.27	32.74	35.25
LRMC at transmission-end	31.97	37.26	40.19
Water (R.O.)			
LRMC at production	180.86	210.62	205.98
LRMC at transmission-end	201.99	237.2	255.35
Net benefit (Thousand R.O.)			
Electricity	926,737	1,092,608	1,184,480
Water	1,636,561	1,870,079	1,990,453
Total	2,563,299	2,962,688	3,174,933
FRR			
Electricity	10%	11%	11%
Water	16%	17%	18%
Total	13%	13%	14%

16.4.3 投資エクイティに対する収益率

オマーン国政府は、最近国営企業の民営化を強力に推進している。例えば、1994年6月には、最大の国営企業である「オマーンセメント会社」の株式を上場する計画が発表された。主要国営企業の民営化の流れに沿って、MEWの一部または全部を民営化して電気・水事業体を作る計画が、いろいろ論議されている。この計画がどのような手続きを踏んで、どのように進展するかに拘わらず、本プロジェクトは「BOOT」（ビルド・OWN・オペレート・トランスファー）または、「BOO」（ビルド・OWN・オペレート）のような方法で実行に移すのがMEWの方針となっている。

マナ発電所プロジェクトでは、BOOT方式による実施が決まっている。プロジェクトの詳細は公表されていないが、すでに政府と出資者との間で一般協定が取り交わされている。

本プロジェクトのBOO (T) については、プロジェクトの実施形態や政府の優遇措置・補助などの重要事項が決まっていない。BOO (T) による最近の類似プロジェクトを参考にして、本プロジェクト第1期の財務分析にあたって、次の仮定条件を設けた。

仮定条件

(1) エクイティーとローン比率 1 : 1

(プロジェクト会社の株式を売却することによってエクイティ資金の一部を調達することもある。)

(2) ローン (ノン・リコース商業銀行ローン) :

金 利 : 8 %

償却期間 : 約10年

(固定レートを仮定しているが、実際に採用するレートは変動レートになるであろう。)

(3) 優遇措置

1) 税 金 :

プロジェクトの全期間にわたって所得税を含むすべての税金が免除されるとする。

2) 「テイク・オア・ペイ」条項による電気・水の買い取り :

(発電設備の稼働率は70%とし、海水淡水化設備ではこれを95%とする。)

3) 利権期間 :

発電・造水設備の耐用年数 (20年) とする。

4) 権利期間中の天然ガス供給保証 :

US\$0.0283/m³の価格を適用する。(天然ガスの供給事情については問題はないと思われる。付録16.3参照。)

オマーン国の物価は比較的安定しており、通貨オマーン・リアル(R.O)の為替レートはほぼ一定である。しかしながら長期的には、他の多くの国同様、物価や為替レートにいくぶん不確実な要素もあろう。したがって、財務予測に際しては、適用通貨をUSドルとする。また、国際的なインフレ率を3%と想定し、そのインフレ率と国内物価上昇率の差でR.Oの為替レートは自動的に調整されるものと仮定する。

これらの仮定条件に基づいて、初期投資総額・運転期間中のキャッシュフロー・資金調達・エクイティに対する収益率に関する表を作成した。

第1期の建設費用を表16.10に示す。初期投資と必要資金(エクイティ資金と商業銀行ローンからなる)の年次展開を、発電設備については表16.11に、また海水淡水化設備については表16.12に示す。必要とされる資金の総額は、5億500万USドルであり、それは1億9,400万R.Oに相当する。この金額には、プロジェクト実施期間中のプライス・コンティンジェンシーや借入金金利が含まれている。

1998年~2018年の運転期間中の予想キャッシュフローを表16.13に示す。

本プロジェクトの発電所は、経済効率が高いので、他の発電所よりも優先順位を高くして運転されるであろう。本プロジェクト第1期はベースロード対応として70%の負荷率で運転されると想定する。予備力は8%とする。同様に第1期の海水淡水化設備は設備容量の95%で運転されると予測する。経済寿命は2018年に限界に達すると見込まれ、この時点までに確保できる純経常収益は、22億600万USドル(8億4,800万R.O)と予想される。

借入金の利息を含めたキャッシュフローの予測を表16.14に示す。2億5,200万ドルに達するローンは、10年間で返済できると見込まれる。ローン返済の初年度における借入金の返済のカバレッジは1.12と予測される。この比率はその後急速に上昇し、5年次には1.51に達する。投資エクイティに対する割引率を表16.15に示す。プロジェクト期間中の純利益は名目ベースで18億ドルに達する。投資エクイティに対する内部収益率は22%にである。

電力の負荷率の変化に対する感度分析を行なった結果、以下のとおり、影響は限られていることが判明した。

<u>負荷率</u>	<u>55%</u>	<u>60%</u>	<u>65%</u>	<u>(70%)</u>
純利益 (×1,000R.O)	976,756	1,001,668	1,026,580	(1,051,492)
エクイティのFRR	21%	22%	22%	(22%)

表 16.10 建設費用 (第 1 期)

Million R.O.

Item	Year											
	1996			1997			1998			Total		
	FC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC
A Power Plant												
1. Civil Work--Stage 1 share (excluding foundations and power)	0.21 (0.56)	0.29 (0.76)	0.51 (1.32)	0.85 (2.21)	1.46 (3.79)	2.31 (5.99)	0.24 (0.61)	1.18 (3.08)	1.42 (3.69)	1.30 (3.37)	2.94 (7.63)	4.23 (11.01)
2. Foundation and power house	0.15 (0.39)	0.17 (0.44)	0.32 (0.83)	0.58 (1.51)	1.47 (3.82)	2.05 (5.33)				0.73 (1.90)	1.64 (4.27)	2.37 (6.16)
3. Equipment & erection	9.40 (24.45)	0.08 (0.20)	9.48 (24.64)	77.52 (201.61)	0.52 (1.36)	78.04 (202.98)	7.07 (18.39)	0.30 (0.78)	7.37 (19.17)	93.99 (244.45)	0.90 (2.34)	94.89 (246.79)
4. Transmission facilities--Stage 1 share	0.96 (2.50)	0.27 (0.71)	1.24 (3.21)	6.71 (17.46)	0.83 (2.17)	7.55 (19.63)	1.94 (5.04)	1.62 (4.20)	3.55 (9.24)	9.61 (25.00)	2.72 (7.08)	12.34 (32.08)
5. Total cost for Stage 1	10.73 (27.90)	0.81 (2.11)	11.54 (30.01)	85.66 (222.79)	4.29 (11.14)	89.95 (233.93)	9.24 (24.04)	3.10 (8.06)	12.34 (32.10)	105.63 (274.72)	8.20 (21.32)	113.83 (296.04)
B Desalination Plant												
1. Civil work stage--I share (excluding foundations)	0.23 (0.60)	0.28 (0.73)	0.51 (1.33)	0.93 (2.42)	1.67 (4.34)	2.60 (6.76)	0.39 (1.01)	1.50 (3.90)	1.89 (4.92)	1.55 (4.03)	3.45 (8.97)	5.00 (13.00)
2. Foundation				0.20 (0.52)	0.44 (1.14)	0.64 (1.66)	1.79 (4.66)	4.02 (10.46)	5.81 (15.11)	1.99 (5.18)	4.46 (11.60)	6.45 (16.78)
3. Equipment and erection				5.33 (13.86)	0.51 (1.33)	5.84 (15.19)	30.87 (80.29)	4.50 (11.70)	35.37 (91.99)	36.20 (94.15)	5.01 (13.03)	41.21 (107.18)
4. Transmission facilities--Stage 1 share				0.92 (2.39)	0.37 (0.96)	1.29 (3.36)	8.23 (21.40)	3.35 (8.71)	11.58 (30.12)	9.15 (23.80)	3.72 (9.67)	12.87 (33.47)
5. Total cost for Stage 1	0.23 (0.60)	0.28 (0.73)	0.51 (1.33)	7.38 (19.19)	2.99 (7.78)	10.37 (26.97)	41.28 (107.36)	13.37 (34.77)	54.65 (142.13)	48.89 (127.15)	16.64 (43.28)	65.53 (170.43)
C Total construction cost	10.96 (28.49)	1.09 (2.84)	12.05 (31.33)	93.04 (241.98)	7.28 (18.92)	100.32 (260.90)	50.52 (131.40)	16.47 (42.83)	66.99 (174.23)	154.52 (401.88)	24.84 (64.59)	179.36 (466.47)

Note: 1 () Million US\$

US\$= 0.3845 O.R.

2 Costs include physical contingencies, engineering fees and administration expenses.

表 1.6.1.1 初期投資費用と必要資金の年次展開 (発電設備)

	Project year												Total		
	0			1			2			1998					
	1996			1997			1998			1998					
Year	FC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC
A Fixed assets															
(1) Construction costs (including physical contingencies, engineering fees and administration costs)	27.90	2.11	30.01	222.79	11.14	233.93	24.04	8.06	32.10	274.72	21.32	296.04			
(2) Interest on loan accrued 8%	0.59	0.04	0.63	5.88	0.32	6.21	11.32	0.74	12.06	17.79	1.11	18.90			
Sub-total	28.48	2.16	30.64	228.67	11.47	240.14	35.36	8.80	44.16	292.51	22.43	314.94			
B Net working capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
C Total initial investment (A + B)	28.48	2.16	30.64	228.67	11.47	240.14	35.36	8.80	44.16	292.51	22.43	314.94			
D Total price contingencies 3%	0.85	0.06	0.92	6.86	0.34	7.20	1.06	0.26	1.32	8.78	0.67	9.45			
E Total finance required (C + D)	29.34	2.22	31.56	235.53	11.81	247.34	36.42	9.07	45.48	301.28	23.10	324.39			
(Financial resources)															
F Equity capital	14.67	1.11	15.78	117.76	5.91	123.67	18.21	4.53	22.74	150.64	11.55	162.19			
Cumulative	14.67	1.11	15.78	132.43	7.02	139.45	150.64	11.55	162.19						
G Commercial bank loan Interest 8%	14.67	1.11	15.78	117.76	5.91	123.67	18.21	4.53	22.74	150.64	11.55	162.19			
Cumulative	14.67	1.11	15.78	132.43	7.02	139.45	150.64	11.55	162.19						
H Total finance	29.34	2.22	31.56	235.53	11.81	247.34	36.42	9.07	45.48	301.28	23.10	324.39			
Cumulative	29.34	2.22	31.56	264.87	14.03	278.90	301.28	23.10	324.39						

Note: 1 Equity-loan ratio

Equity: 50%

Loan: 50%

2 Computation of interest

Cumulative debt x 8% + new debt x 4%

3 No working capital nor pre-operation expenditures assumed.

表 16.1.2 初期投資費用と必要資金の年次展開 (海水淡水化設備)

	Project year												Total		
	0			1			2			Total					
	1996			1997			1998			Total					
Year	FC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC	FC	LC	TC
A Fixed assets															
(1) Construction costs (including physical contingencies, engineering fees and administration costs)	0.60	0.73	1.33	19.19	7.78	26.97	107.36	34.77	142.13	127.15	43.28	170.43			
(2) Interest on loan accrued 8%	0.01	0.02	0.03	0.43	0.19	0.62	3.11	1.10	4.21	3.55	1.31	4.86			
Sub-total	0.61	0.74	1.35	19.62	7.97	27.59	110.47	35.87	146.34	130.70	44.58	175.29			
B Net working capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
C Total initial investment (A + B)	0.61	0.74	1.35	19.62	7.97	27.59	110.47	35.87	146.34	130.70	44.58	175.29			
D Total price contingencies 3%	0.02	0.02	0.04	0.59	0.24	0.83	3.31	1.08	4.39	3.92	1.34	5.26			
E Total finance required (C + D)	0.63	0.77	1.39	20.21	8.21	28.42	113.78	36.95	150.73	134.62	45.92	180.55			
(Financial resources)															
F Equity capital	0.31	0.38	0.70	10.11	4.11	14.21	56.89	18.47	75.36	67.31	22.96	90.27			
Cumulative	0.31	0.38	0.70	10.42	4.49	14.91	67.31	22.96	90.27						
G Commercial bank loan	0.31	0.38	0.70	10.11	4.11	14.21	56.89	18.47	75.36	67.31	22.96	90.27			
Interest 8%															
Cumulative	0.31	0.38	0.70	10.42	4.49	14.91	67.31	22.96	90.27						
H Total finance	0.63	0.77	1.39	20.21	8.21	28.42	113.78	36.95	150.73	134.62	45.92	180.55			
Cumulative	0.63	0.77	1.39	20.84	8.98	29.82	134.62	45.92	180.55						

Note: 1 Equity-loan ratio

Equity: 50%

Loan: 50%

2 Computation of interest

Cumulative debt x 8% + new debt x 4%

3 No working capital nor pre-operation expenditures assumed.

表 16.14 資金調達計画用キャッシュフロー (第 1 期)

Project year	Thousand US\$																					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
1. Net cash flow from operation:	25,469	82,875	85,361	87,922	90,560	93,277	96,075	98,957	101,926	104,984	108,133	111,377	114,719	118,169	121,705	125,356	129,117	132,990	136,980	141,090	99,322	2,206,358
2. Interest earned	382	1,243	1,280	1,319	1,358	1,399	1,441	1,484	1,529	1,575	1,622	1,671	1,721	1,772	1,826	1,880	1,937	1,995	2,055	2,116	1,490	33,095
3. Working capital (net increase)	4,344	4,366	261	269	277	286	294	303	312	321	331	341	351	362	373	384	395	407	419	432	-14,827	0
4. Interest paid on debt	347	20,197	18,803	17,297	15,671	13,915	12,018	9,970	7,757	5,368	2,787	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	124,130
5. Net income before tax	21,160	59,555	67,578	71,675	75,970	80,476	85,204	90,169	95,386	100,870	106,637	112,707	116,088	119,571	123,158	126,853	130,658	134,578	138,616	142,774	115,640	2,115,322
6. Income tax paid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7. After-tax cash flow	21,160	59,555	67,578	71,675	75,970	80,476	85,204	90,169	95,386	100,870	106,637	112,707	116,088	119,571	123,158	126,853	130,658	134,578	138,616	142,774	115,640	2,115,322
8. Loan repayments:																						
Outstanding principal	252,465	235,038	216,216	195,839	173,935	150,225	124,619	96,964	67,096	34,839	0											252,465
9. After-debt service cash flow	21,160	42,128	48,756	51,347	54,017	56,766	59,598	62,514	65,518	68,613	71,798	75,077	78,455	81,934	85,514	89,196	92,981	96,870	100,864	104,964	109,169	1,862,857
Cumulative	21,160	63,288	112,044	163,391	217,408	274,173	333,771	396,285	461,803	530,416	602,214	677,291	755,746	838,581	925,739	1,017,253	1,113,230	1,212,658	1,315,528	1,421,752	1,531,292	1,644,152
10. Debt service coverage	1.12	1.30	1.36	1.44	1.51	1.58	1.66	1.74	1.82	1.91												
Item 9 / (Items 4 & 8)																						

Note: 1. Assumptions on loan

- 1 Principal 252.47 million US dollars
- 2 Interest 8%
- 3 Duration 10 years
- 4 PRF 0.149029
- 5 Loan ratio 70%

2. Interest earned: Interest on a half of the net operating income of the year
3. Working capital: 2-month operating expenditure
4. Beginning of year (BOY) basis
5. Interest paid in 1996 is on the working capital of that year.

Interest on the loan in 1996 is included in the initial investment.

表 16.15 投資エクワイティに対する割引収益

Project Year	Thousand US\$																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
A. Cash inflow																								
a. Operation	51,531	133,132	130,186	143,362	147,663	152,093	156,636	161,355	166,196	171,182	176,317	181,607	187,055	192,667	198,447	204,400	210,532	216,848	223,353	230,054	236,964	244,084	3,589,519	
b. Interest earned	382	1,243	1,280	1,319	1,358	1,399	1,441	1,484	1,529	1,575	1,622	1,671	1,721	1,772	1,826	1,880	1,937	1,995	2,055	2,116	2,180	2,246	33,095	
B. Cash outflow																								
a. Equity capital paid-in	16,476	137,883	128,860	94,248	91,711	93,333	95,005	96,726	98,499	100,325	102,206	104,144	106,141	70,570	72,687	74,868	77,114	79,427	81,810	84,265	86,792	89,396	2,012,232	
b. Operation	16,476	137,883	98,106																				252,465	
c. Net working capital	4,344	4,366	261	261	269	277	286	294	303	312	321	331	341	351	362	373	384	395	407	419	432	446	1,383,161	
d. Interest paid on debt	347	20,197	18,803	17,297	15,671	13,915	12,018	9,970	7,757	5,368	2,787	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
e. Income (Corporate) tax paid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
f. Loan repayments	0	17,427	18,822	20,327	21,954	23,710	25,607	27,655	29,868	32,257	34,839	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C. Net cash flow (A - B)	-16,476	-137,883	-76,947	42,128	48,756	51,347	54,017	56,766	59,598	62,514	65,518	68,613	71,798	112,707	116,088	119,571	123,158	126,853	130,658	134,578	138,616	142,774	1,610,592	
D. Cumulative net CF	-16,476	-154,359	-231,305	-189,178	-140,422	-89,074	-35,058	21,708	81,306	143,820	209,338	277,951	349,749	465,456	578,544	698,115	823,273	948,126	1,078,785	1,213,363	1,351,978	1,494,752	1,610,392	
E. Net present value	-16,476	-142,925	-198,307	-150,175	-103,214	-60,622	-22,092	12,667	43,927	71,946	96,964	119,208	138,890	170,044	196,972	220,675	239,722	256,249	269,965	281,151	290,065	296,941	296,216	
8% discount rate	1.00	0.93	0.86	0.79	0.74	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.46	0.43	0.40	0.37	0.34	0.32	0.29	0.27	0.25	0.23	0.21	0.20	0.18	
F. Cumulative NPV	-16,476	-159,401	-357,208	-507,884	-611,028	-671,720	-693,813	-681,146	-637,219	-566,273	-468,309	-349,101	-210,210	-40,166	155,805	376,880	616,602	872,851	1,142,816	1,423,967	1,714,032	2,010,973	2,307,189	
G. Internal rate of return on equity (IRR)																								22%

16.5 経済分析

本プロジェクトが投資費用を正当化できる十分な経済的な便益をオマーン国に生み出すかどうかを検討するのが、経済分析の主要目的である。この分析に際しては2つのアプローチを取る。「収入ベース」のアプローチと「比較法」によるアプローチであり、後者では代替開発案の費用とプロジェクト案の費用を比較する。

16.5.1 収入ベースのアプローチ

収入ベースの経済分析はわかり易いアプローチといえる。すでに見積ったシャドープライス費用と便益を使って、単にプロジェクトの経済的収益率（ERR）を計算するものである。

表16.16に本プロジェクトの経済的便益と費用の年次展開を示す。現地貨分の費用はシャドープライスしているので、プロジェクトの経済的費用は財務的費用より低くなっている。同時に経済的便益も財務的便益より低い。これは、LRMCの概念に基づいた価格設定により費用が反映されるように便益を決めているからである。その結果、表16.16の経済的収益率（ERR）は、前述の財務的内部収益率とほぼ同じになる。ERRは、予想割引率8%よりも高い。

ERRの感度分析の結果を表16.17に示す。この分析においても、FRRの感度分析で使用した、変更仮定条件を用いた。プロジェクトのアウトプット・プライスすなわち価格は予想割引率とリンクしているので、高い割引率を使えばERRも高くなる関係にある。

表 16.16 経済的収益率の分析ー収入ベースのアプローチ

Project Year	Thousand R.O.																	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I. Electricity Benefit																		
(a) Capacity																		
1 Power requirement at generation (MW)	106	202	304	413	529	652	783	921	1,060	1,185	1,329	1,480	1,640	1,698	1,698	1,698	1,698	
2 Power requirement at sending-end (2% loss)	101	198	298	405	518	639	767	903	1,029	1,162	1,302	1,451	1,607	1,664	1,664	1,664	1,664	
3 Power requirement at transmission-end (3% loss)	100	192	289	392	503	620	744	876	998	1,127	1,263	1,407	1,559	1,614	1,614	1,614	1,614	
4 Total benefit at transmission-end @34.48 R.O./KW	3,459	6,614	9,956	13,530	17,328	21,363	25,656	30,194	34,404	38,850	43,549	48,513	53,760	55,655	55,655	55,655	55,655	
(b) Energy																		
1 Energy requirement at generation (MWh)	475,898	913,345	1,376,716	1,872,470	2,399,234	2,959,055	3,554,049	4,183,412	4,767,198	5,382,898	6,035,450	6,723,916	7,451,482	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	
2 Energy requirement at sending-end (2% loss)	466,380	895,078	1,349,240	1,835,021	2,351,249	2,899,873	3,482,968	4,099,744	4,671,854	5,276,230	5,914,741	6,589,438	7,302,452	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	
3 Energy requirement at transmission-end (3% loss)	452,338	868,226	1,308,763	1,779,072	2,280,712	2,812,877	3,378,479	3,976,752	4,531,099	5,117,933	5,737,299	6,391,755	7,083,379	7,361,987	7,361,987	7,361,987	7,361,987	
4 Total benefit at transmission-end @0.01036 R.O./MWh	4,687	8,995	13,259	18,440	23,628	29,141	35,001	41,199	46,948	53,022	59,438	66,219	73,384	76,270	76,270	76,270	76,270	
Sub-total	8,146	15,609	23,214	31,970	40,957	50,507	60,657	71,393	81,352	91,872	102,987	114,732	127,143	131,925	131,925	131,925	131,925	
B. Cost																		
(a) Capital cost																		
Foreign	15,160	11,410	19,540	23,650	42,350	12,570	44,460	27,190	23,230	44,870	30,310	48,570	51,950	24,660	0	0	0	
Local	2,655	11,601	12,420	1,485	270	384	423	1,701	308	1,682	576	1,800	1,872	369	0	0	0	
Total	17,815	23,011	31,960	25,135	42,620	12,954	44,883	28,891	23,536	46,552	30,886	50,370	53,822	25,029	0	0	0	
(b) Operating cost																		
Foreign	136	260	392	534	684	843	1,013	1,192	1,359	1,534	1,720	1,916	2,124	2,207	2,207	2,207	2,207	
Local	3,144	6,034	9,095	12,370	15,849	19,548	23,478	27,636	31,492	35,566	39,870	44,418	49,234	51,161	51,161	51,161	51,161	
Total	3,279	6,294	9,487	12,903	16,533	20,391	24,491	28,828	32,851	37,100	41,590	46,335	51,348	53,368	53,368	53,368	53,368	
Sub-total	17,815	23,271	32,239	31,429	52,107	25,797	61,416	49,282	48,027	75,500	63,737	87,470	95,412	71,364	51,348	53,368	53,368	
C. Net benefit (A - B)	-17,815	-125,711	-27,093	-15,820	-28,593	6,173	-20,460	1,225	12,630	-3,907	17,615	4,402	7,575	-43,368	75,795	78,557	78,557	
D. Net present value	-17,815	-116,999	-23,228	-12,359	-21,017	4,201	-12,893	715	6,823	-1,954	8,159	1,888	3,008	15,946	25,865	24,764	22,930	
8% discount rate	1.00	0.93	0.86	0.79	0.74	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.46	0.43	0.40	0.37	0.34	0.32	0.29	
E. Cumulative NPV	-17,815	-134,214	-157,442	-170,001	-191,017	-186,816	-199,709	-198,994	-192,171	-194,125	-185,966	-184,078	-181,070	-165,124	-139,218	-114,554	-91,634	
F. FRR																		
I. Electricity Benefit																		
(a) Capacity																		
1 Power requirement at generation (MW)	1,698	1,698	1,698	1,698	1,430	1,430	1,341	1,161	1,073	985	897	717	628	537	360	268	33,398	
2 Power requirement at sending-end (2% loss)	1,664	1,664	1,664	1,664	1,401	1,401	1,315	1,138	1,052	965	879	702	616	526	353	263	33,230	
3 Power requirement at transmission-end (3% loss)	1,614	1,614	1,614	1,614	1,359	1,359	1,275	1,104	1,020	936	852	681	597	510	342	255	31,748	
4 Total benefit at transmission-end @34.48 R.O./KW	55,655	55,655	55,655	55,655	49,872	46,861	43,970	38,067	35,176	32,285	29,393	23,491	20,600	17,388	11,866	8,794	1,094,685	
(b) Energy																		
1 Energy requirement at generation (MWh)	7,744,569	7,744,569	7,744,569	7,744,569	6,939,938	6,118,545	5,716,229	5,313,914	4,894,936	4,492,520	3,671,127	3,268,812	2,866,496	2,045,103	1,642,787	821,394	130,099,866	
2 Energy requirement at sending-end (2% loss)	7,589,677	7,589,677	7,589,677	7,589,677	6,801,140	5,996,174	5,601,905	5,207,636	4,796,939	4,402,670	3,597,704	3,203,435	2,809,166	2,004,201	1,609,932	804,966	147,097,869	
3 Energy requirement at transmission-end (3% loss)	7,361,987	7,361,987	7,361,987	7,361,987	6,597,105	5,816,289	5,433,848	5,051,407	4,653,031	4,270,590	3,499,773	3,107,332	2,724,891	1,944,075	1,561,634	780,817	142,684,933	
4 Total benefit at transmission-end @0.01036 R.O./MWh	76,270	76,270	76,270	76,270	68,346	60,325	56,295	52,333	48,205	44,243	36,154	32,192	28,230	20,141	16,179	8,089	1,478,216	
Sub-total	131,925	131,925	131,925	131,925	118,219	107,118	100,264	90,400	83,381	76,528	65,548	55,683	48,829	37,728	27,984	16,883	2,572,879	
B. Cost																		
(a) Capital cost																		
Foreign	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52,620	
Local	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37,494	
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90,114	
(b) Operating cost																		
Foreign	2,207	2,207	2,207	2,207	1,978	1,744	1,629	1,514	1,395	1,280	1,046	932	817	583	468	234	42,778	
Local	51,161	51,161	51,161	51,161	45,845	40,440	37,761	35,104	32,335	29,678	24,231	21,594	18,936	13,510	10,832	5,426	991,950	
Total	53,368	53,368	53,368	53,368	47,823	42,183	39,391	36,618	33,730	30,958	25,298	22,525	19,753	14,093	11,330	5,660	1,034,338	
Sub-total	53,368	53,368	53,368	53,368	47,823	42,183	39,391	36,618	33,730	30,958	25,298	22,525	19,753	14,093	11,330	5,660	1,594,362	
C. Net benefit (A - B)	78,557	78,557	78,557	78,557	70,395	64,935	60,874	53,781	49,651	45,570	40,250	33,157	29,076	23,635	16,654	11,223	978,516	
D. Net present value	19,699	18,203	16,854	15,606	12,949	11,063	9,600	7,853	6,713	5,705	4,666	3,559	2,890	2,175	1,420	885	69,405	
8% discount rate	0.25	0.23	0.21	0.20	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12	0.11	0.10	0.09	0.08	0.08	0.08	
E. Cumulative NPV	-50,733	-32,531	-15,676	-770	12,878	23,941	33,541	41,394	48,107	53,811	58,477	62,035	64,925	67,100	68,520	69,405	69,405	

表 16.16 (2)

Project year	Year																	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2. Water																		
A. Benefit																		
(a) Capacity																		
1. Production requirement (m ³ /d)	10,131	20,224	34,999	50,500	66,764	83,829	100,525	115,089	130,298	146,183	162,779	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122
2. Capacity requirement (20% for peak demand)	12,157	24,289	41,999	60,600	80,117	100,595	120,630	138,107	156,357	175,420	195,335	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147
3. Capacity requirement at sending-end (2% loss)	11,914	23,784	41,159	59,388	78,515	98,583	118,217	135,345	153,230	171,912	191,439	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824
4. Capacity requirement at transmission-end (0% loss)	11,914	23,784	41,159	59,388	78,515	98,583	118,217	135,345	153,230	171,912	191,439	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824
5. Total benefit at transmission-end @214.33 R.O./m ³ /d	2,553	5,098	8,822	12,729	16,828	21,129	25,338	29,008	32,842	36,846	41,029	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400
(b) Production																		
1. Production requirement (m ³)	3,697,646	7,381,897	12,774,673	18,432,633	24,348,973	30,597,635	36,691,625	42,001,506	47,588,693	53,356,693	59,414,511	65,744,704	74,048,972	74,048,972	74,048,972	74,048,972	74,048,972	74,048,972
2. Production requirement at sending-end (-2%)	3,623,693	7,243,239	12,519,179	18,061,981	23,881,503	29,885,882	35,697,793	41,167,335	46,807,519	52,389,755	58,226,221	64,429,809	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993
3. Production requirement at transmission-end (-0%)	3,623,693	7,243,239	12,519,179	18,061,981	23,881,503	29,885,882	35,697,793	41,167,335	46,807,519	52,389,755	58,226,221	64,429,809	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993
4. Total benefit at transmission-end @0.401 R.O./m ³	1,453	2,901	5,020	7,244	9,572	12,024	14,419	16,508	18,699	20,968	23,349	25,836	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453
Sub-total	4,007	7,999	13,842	19,972	26,405	33,154	39,757	45,517	51,531	57,814	64,378	71,237	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854
B. Cost																		
(a) Capital cost																		
Foreign	910	12,750	65,980	0	5,560	32,030	0	0	5,560	33,030	0	0	0	0	0	0	0	0
Local	1,026	17,167	21,375	0	999	8,928	0	0	999	8,928	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,070	21,380	89,730	0	6,670	42,950	0	0	6,670	42,950	0	0	0	0	0	0	0	0
(b) Operating cost																		
Foreign																		
Local	2,070	21,380	89,730	757	8,181	45,565	3,775	4,989	12,934	50,461	8,599	16,406	53,873	12,163	13,459	15,343	15,343	15,343
Total	2,070	21,380	89,730	757	8,181	45,565	3,775	4,989	12,934	50,461	8,599	16,406	53,873	12,163	13,459	15,343	15,343	15,343
Sub-total	-2,070	-21,380	-89,730	-3,250	-183	-31,723	-16,199	-21,416	-30,220	-10,705	-36,917	-35,126	-3,941	-52,215	-57,278	-59,511	-59,511	-59,511
C. Net benefit (A - B)																		
D. Net present value	-2,070	-19,796	-76,929	2,580	-134	-21,590	10,208	12,496	10,924	-5,355	17,100	15,065	1,565	19,199	19,671	18,760	17,371	16,084
8% discount rate	1.00	0.93	0.86	0.79	0.74	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.46	0.43	0.40	0.37	0.34	0.32	0.30	0.27
E. Cumulative NPV	-2,070	-21,866	-98,795	-96,216	-96,330	-117,940	-107,732	-95,236	-84,312	-69,567	-72,567	-55,937	-36,738	-17,067	1,693	19,064	35,148	35,148
F. FRR	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
2. Water																		
A. Benefit																		
(a) Capacity																		
1. Production requirement (m ³ /d)	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122	180,122
2. Capacity requirement (20% for peak demand)	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147	216,147
3. Capacity requirement at sending-end (2% loss)	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824
4. Capacity requirement at transmission-end (0% loss)	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824	211,824
5. Total benefit at transmission-end @214.33 R.O./m ³ /d	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400	45,400
(b) Production																		
1. Production requirement (m ³)	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972	74,948,972
2. Production requirement at sending-end (-2%)	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993
3. Production requirement at transmission-end (-0%)	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993	73,449,993
4. Total benefit at transmission-end @0.401 R.O./m ³	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453	29,453
Sub-total	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854	74,854
B. Cost																		
(a) Capital cost																		
Foreign	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(b) Operating cost																		
Foreign	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558	8,558
Local	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785	6,785
Total	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343
Sub-total	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343	15,343
C. Net benefit (A - B)																		
D. Net present value	14,893	13,789	12,688	11,822	10,946	7,502	6,946	6,432	39,701	36,760	34,037	1,576	1,459	1,351	1,251	1,151	1,051	951
8% discount rate	0.25	0.23	0.21	0.20	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12	0.11	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
E. Cumulative NPV	50,040	63,830	76,598	88,430	99,366	108,868	118,814	120,246	159,947	196,707	250,744	322,320	333,779	335,130	336,381	337,632	338,883	340,134

表 16.16 (3)

Project year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
1. Total (Electricity and Water)																			
A. Total benefit	0	0	8,146	19,615	31,513	45,812	60,929	76,911	93,810	111,150	136,868	143,404	160,801	179,109	198,380	206,779	206,779	306,779	
B. Total cost																			
(a) Capital cost																			
Foreign	16,090	126,860	85,520	23,650	47,910	45,600	-44,460	27,190	28,790	77,900	30,310	54,130	84,980	24,660	0	0	0	0	0
Local	3,681	19,368	33,795	1,485	1,269	423	1,701	1,305	10,530	576	2,799	10,600	369	0	0	0	0	0	0
Total	19,771	146,228	119,315	25,135	49,179	54,852	-44,883	28,891	30,095	88,430	30,886	56,929	95,780	25,029	0	0	0	0	0
(b) Operating cost																			
Foreign	0	0	136	683	1,235	1,992	2,789	3,626	4,507	5,382	6,065	7,813	8,701	9,631	10,766	10,766	10,766	10,766	10,766
Local	0	0	3,144	6,368	9,763	13,526	17,518	21,753	26,238	30,957	35,295	39,871	44,700	49,797	55,176	57,945	57,945	57,945	57,945
Total	0	0	3,279	7,051	10,999	15,518	20,307	25,379	30,755	36,339	41,450	46,336	52,513	58,497	64,807	68,711	68,711	68,711	68,711
Sub-total	19,771	146,228	122,594	32,186	60,178	70,370	65,190	54,270	60,850	124,769	72,336	103,765	148,293	83,526	64,807	68,711	68,711	68,711	68,711
C. Net benefit (A - B)	-19,771	-146,228	-114,448	-12,571	-28,665	-24,558	-4,261	22,641	32,961	-15,619	54,532	39,638	12,508	95,583	133,573	138,068	138,068	138,068	138,068
D. Net present value 8% discount rate	-19,771	-135,396	-98,121	-9,979	-21,069	-16,714	-2,683	13,211	17,808	-6,813	25,259	17,000	4,967	35,146	+5,476	-43,525	-40,301	37,315	0.27
E. Cumulative NPV	-19,771	-155,167	-263,288	-263,287	-284,336	-301,050	-303,735	-290,524	-272,717	-279,530	-254,271	-237,271	-232,304	-197,158	-151,682	-108,157	-67,856	-30,541	
2. Total (Electricity and Water)																			
A. Total benefit	206,779	206,779	206,779	193,072	164,174	157,321	147,456	463,798	456,905	445,925	74,701	67,848	56,747	47,003	16,883	4,995,695			
B. Total cost																			
(a) Capital cost																			
Foreign	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(b) Operating cost																			
Foreign	10,766	10,766	10,766	10,536	9,001	8,886	8,772	49,776	49,662	49,428	3,351	3,236	3,002	2,887	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
Local	57,945	57,945	57,945	52,630	46,172	43,514	40,857	70,689	68,031	62,605	23,511	20,854	15,428	12,770	5,426	5,426	5,426	5,426	5,426
Total	68,711	68,711	68,711	63,166	55,173	52,401	49,629	120,465	117,693	112,032	26,862	24,090	18,430	15,657	5,660	5,660	5,660	5,660	5,660
Sub-total	68,711	68,711	68,711	63,166	55,173	52,401	49,628	120,465	117,693	112,032	26,862	24,090	18,430	15,657	5,660	5,660	5,660	5,660	5,660
C. Net benefit (A - B)	138,068	138,068	138,068	129,906	109,001	104,920	97,828	343,294	339,213	333,892	47,839	43,758	36,318	31,346	11,223	2,624,329			
D. Net present value 8% discount rate	34,551	31,992	29,652	27,428	23,895	18,565	16,546	14,285	46,414	42,465	38,703	5,134	4,349	3,506	2,671	885	310,489		
E. Cumulative NPV	4,011	36,003	65,625	93,053	116,948	135,513	152,058	166,343	212,757	235,222	293,925	299,059	303,408	306,933	309,604	310,489			

表 16.17 ERR の感度分析

	Discount rate		
	7%	9%	10%
Power (R.O./KW/year)			
LRMC at generation	28.21	32.74	35.13
LRMC at transmission-end	31.84	37.18	39.99
Water (R.O./m³/year)			
LRMC at generation	176.88	205.98	220.96
LRMC at transmission-end	197.40	231.79	249.51
Net benefit (Thousand R.O.)			
Electricity	988,874	1,158,407	1,247,619
Water	1,526,869	1,754,949	1,872,470
Total	2,515,744	2,913,356	3,120,089
ERR			
Electricity	10%	11%	12%
Water	15%	17%	17%
Total	13%	13%	14%

16.5.2 比較法によるアプローチ

一つのプロジェクトを実施することによって得られる純便益は、そのプロジェクトの代替案を採用しないことによって節減できる費用に等しいとすることができる。「比較法」と呼べる手法は、この概念に基づいている。

(1) プロジェクトの代替案－電力

M E W 北部部門における発電総量の約 90% は天然ガスを燃料としているが、同部門には地方電化のためのディーゼル発電所がまだ 16ヶ所ある。マナ発電所は、天然ガス焚きであり、これが完成すれば、いくつかのディーゼル発電所は廃止されるとみられる。燃料をディーゼル油から天然ガスに転換するのがオマーン国の方針である。

バルカ発電所の建設により、マスカット系統とワジ・ジズジ系統を内陸部に拡張することができるので、本プロジェクトはオマーン国に多大な便益をもたらすことになると考えられる。すなわち、現在ディーゼル油を燃料として発電した電力が供給されている地域では、価格が安い天然ガスを使ったバルカ発電所の電力で置き換えることができる。また、燃費の高いディーゼル発電所を将来建設しなければならないような地域に対しても、バルカ発電所で発電した電力を供給できる。

このように、本プロジェクトがもたらす経済的便益は、油焚きの火力発電所を代替案とした場合に比べて節約できる費用を計算することによって、その概算値を把握することができる。代替案の発電プラントを適用した計画と本プロジェクトとを比較するために、以下の仮定条件を設定し、計算を行なう。代替案の投資資本と運転費用はそれぞれ、本プロジェクトが生み出す便益のKW設備費用とKWHエネルギー費用に変換することができる。

1) 代替案

プラント形式	: 油焚き火力プラント
投資資本 (シャドープライス)	: 346.05 R.O./KW (900 US\$/KW)
耐用年数	: 20年
割引率	: 8%
	(資本の機会費用)

2) KW設備費用¹²

年換算費用	: $346.05 \text{ R.O./KW} \times 0.101852$ = 35.246 R.O./KW (年間)
-------	---

3) KWHエネルギー費用

燃料 (油) 価格	: 0.2 \$/ℓ
発熱量	: 10,000 Kcal/ℓ
熱効率	: 31%
熱消費率 ¹³	: 2,774 Kcal/KWH
燃料価格 ¹⁴	: $5.55 \times 10^{-2} \text{ \$/KWH}$ ($2.13 \times 10^{-2} \text{ R.O./KWH}$)
燃料を除く運転費用	: $8.77 \times 10^{-3} \text{ R.O./KWH}$
総運転費用	: $3.01 \times 10^{-2} \text{ R.O./KWH}$

12 運転・保守費用は、設備費用ではなくエネルギー費用に含むものとする。

13 $1 \text{ KW} = 1,000 \text{ J/S}$
 $1 \text{ Kcal} = 4,185.5 \text{ J}$
 $1 \text{ KWH} = 1,000 \times 3,600 \div 4,185.5 = 860 \text{ Kcal}$
熱消費率 = $860 \div 0.31 = 2,774 \text{ Kcal/KWH}$

14 $5.55 \times 10^{-2} \text{ \$/KWH} = 0.2 \text{ \$/\ell} \times 2,774 \text{ Kcal/KWH} \div 10,000 \text{ Kcal/\ell}$

年換算した設備費用は、本プロジェクトの設備費用のLRMCを計算したときと同じ方法で調整する必要がある。ディーゼルプラントの所内動力を6%と仮定すれば、送電端のKW費用は以下のとおり計算される。

$$\begin{aligned}\text{送電端KW費用} &= 35.246 \text{ R.O/KW} \times (1+0.08) \div (1-0.06) \div (1-0.03) \\ &= 41.75 \text{ R.O/KW}\end{aligned}$$

MEWの北部部門の地方発電所は、燃料費と減価償却費を除いた発電原価が1993年では8.77パイザ/KWH（外貨費用分5.7パイザとシャドープライスした現地貨費用分3.07パイザ）である。ここにおけるディーゼルプラントについても同額の費用を仮定する。燃料を含む運転費用は10.90パイザ/KWHである。所内動力を6%、送電損失を3%と仮定すれば、送電端KWH費用は以下のとおり計算される。

$$\begin{aligned}\text{送電端KWH費用} &= 3.01 \times 10^{-2} \text{ R.O/KWH} \div (1-0.06) \div (1-0.03) \\ &= 3.30 \times 10^{-2} \text{ R.O/KWH}\end{aligned}$$

本プロジェクト代替案の予想費用を年次展開したものを表16.18に示す。予想費用は、表16.19中の「operating benefit」の欄に記載している。表16.19中の投資資本と運転費用は本プロジェクトの費用である。代替案を採用しないで、本プロジェクトを実施したときに、節約できる費用が表中の純便益である。比較法で求められた経済的内部収益率は29%である。

比較法によるERRと収入ベースのアプローチによるERRとでは、いずれも予想割引率8%を超えるものの、大きな違いがある。代替案が現実的で適切な案であるかという点については、この代替案がオマーン国のいくつかの地域で実際に使われている発電方式をベースとしていることを考慮すると、現実的で、かつ電力に対する社会の支払意志額を反映し、妥当であると考えられる。

(2) プロジェクトの代替案－水

本プロジェクトの代替案としては次の案が考えられる。

- 1) 湧水泉を発掘したり隣国から飲料水を輸入する
- 2) 小規模の海水淡水化プラントを数多く設置し、これらのプラントで造水する。

マスカットには、1993年11月に建設された「マスカットダム」と呼ばれるロックフィルダムがある。このダムは、貯水と洪水防止を目的としている。

そのダム背後には別のダムがあり、そこでかつて人々が水泳をしていた。しかしながら近年この地域では雨が少なく、これらのダムが水需要を満たす可能性はほとんどないと言える。

表 16.1.8 代替案の経済的費用 (電力)

	Thousand R.O.																			
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total	
(a) Capacity																				
1 Power requirement at generation (MW)	106	202	304	413	529	652	783	921	1,050	1,185	1,329	1,480	1,640	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698
2 Power requirement at sending-end (2% loss)	103	198	298	405	518	639	767	903	1,029	1,162	1,302	1,451	1,607	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664
3 Power requirement at transmission-end (3% loss)	100	192	289	392	503	620	744	876	998	1,127	1,263	1,407	1,559	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614
4 Cost at transmission-end @41.75 R.O./KW	4,189	8,008	12,055	16,383	20,982	25,870	31,065	36,560	41,657	47,042	52,731	58,742	65,095	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389
(b) Energy																				
1 Energy requirement at generation (MWh)	475,898	913,345	1,376,776	1,872,470	2,399,234	2,959,055	3,554,049	4,183,412	4,767,198	5,383,898	6,033,450	6,723,916	7,451,482	7,753,591	8,353,461	8,953,331	8,953,331	8,953,331	8,953,331	8,953,331
2 Energy requirement at sending-end (2% loss)	466,380	895,078	1,349,240	1,835,021	2,351,249	2,899,873	3,482,968	4,099,744	4,671,854	5,276,220	5,914,741	6,589,438	7,302,452	7,598,519	8,186,392	8,774,264	8,774,264	8,774,264	8,774,264	8,774,264
3 Energy requirement at transmission-end (3% loss)	452,388	868,236	1,308,763	1,779,970	2,280,712	2,812,877	3,378,479	3,976,752	4,531,699	5,117,933	5,737,259	6,391,755	7,083,379	7,370,564	7,940,800	8,511,056	8,511,056	8,511,056	8,511,056	8,511,056
4 Cost at transmission-end @0.0330 R.O./KWH	14,929	28,651	43,189	58,739	75,263	92,825	111,490	131,233	149,546	168,892	189,231	210,928	233,751	243,229	262,046	280,864	280,864	280,864	280,864	280,864
Total cost																				
	19,118	36,660	55,244	75,122	96,246	118,695	142,555	167,793	191,203	215,924	242,062	269,670	298,846	310,618	329,436	348,254	348,254	348,254	348,254	348,254
(a) Capacity																				
1 Power requirement at generation (MW)	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698	1,698
2 Power requirement at sending-end (2% loss)	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664
3 Power requirement at transmission-end (3% loss)	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614	1,614
4 Cost at transmission-end @41.75 R.O./KW	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389	67,389
(b) Energy																				
1 Energy requirement at generation (MWh)	9,553,201	10,412,136	10,412,136	9,330,356	8,766,928	8,226,038	7,121,721	6,580,831	5,499,050	4,394,733	3,853,843	3,290,415	2,208,635	1,645,208	180,903,872	177,285,794	177,285,794	177,285,794	177,285,794	177,285,794
2 Energy requirement at sending-end (2% loss)	9,362,137	10,203,893	10,203,893	9,143,749	8,591,590	8,061,517	6,979,286	6,449,214	5,389,069	4,306,838	3,776,766	3,224,667	2,164,463	1,612,303	177,285,794	171,987,250	171,987,250	171,987,250	171,987,250	171,987,250
3 Energy requirement at transmission-end (3% loss)	9,081,272	9,897,776	9,897,776	8,869,436	8,333,842	7,819,672	6,769,908	6,235,738	5,227,397	4,177,633	3,663,463	3,127,869	2,099,538	1,563,934	171,987,250	166,749,118	166,749,118	166,749,118	166,749,118	166,749,118
4 Cost at transmission-end @0.0330 R.O./KWH	299,682	326,627	326,627	292,691	275,017	258,049	223,407	206,439	172,504	137,862	120,894	102,220	69,284	51,610	171,987,250	166,749,118	166,749,118	166,749,118	166,749,118	166,749,118
Total cost																				
	367,071	394,016	394,016	353,079	331,758	311,290	269,500	249,032	208,095	166,305	145,837	124,516	83,579	62,258	171,987,250	166,749,118	166,749,118	166,749,118	166,749,118	166,749,118

表 16.19 経済的収益率の分析（電力）－比較法

								million R.O.
Year	Project year	Capital cost	Operating cost	Operating benefit	Net benefit	Discount factor 8%	Net present value	Cumulative NPV
		(1)	(2)	(3)	(4)=(3)-(1)-(2)	(5)	(6)=(4)x(5)	(7)
1996	0	17,815			-17,815	1.00	-17,815	-15,856
1997	1	125,711			-125,711	0.93	-116,399	-132,255
1998	2	31,960	3,279	19,118	-16,122	0.86	-13,822	-146,077
1999	3	25,135	6,294	36,660	5,231	0.79	4,153	-141,924
2000	4	42,620	9,487	55,244	3,137	0.74	2,305	-139,619
2001	5	12,894	12,903	75,122	49,325	0.68	33,569	-106,049
2002	6	44,883	16,533	96,246	34,829	0.63	21,948	-84,101
2003	7	28,891	20,391	118,695	69,413	0.58	40,502	-43,599
2004	8	23,536	24,491	142,555	94,528	0.54	51,070	7,471
2005	9	46,472	28,828	167,793	92,493	0.50	46,270	53,741
2006	10	30,886	32,851	191,203	127,467	0.46	59,042	112,783
2007	11	50,370	37,100	215,934	128,463	0.43	55,096	167,879
2008	12	53,822	41,590	242,062	146,649	0.40	58,236	226,115
2009	13	25,029	46,335	269,670	198,306	0.37	72,917	299,032
2010	14	0	51,348	298,846	247,498	0.34	84,263	383,295
2011	15	0	53,368	310,618	257,250	0.32	81,096	464,391
2012	16	0	53,368	329,436	276,068	0.29	80,582	544,973
2013	17	0	53,368	348,254	294,886	0.27	79,698	624,671
2014	18	0	53,368	367,071	313,704	0.25	78,504	703,175
2015	19	0	53,368	394,016	340,648	0.23	78,932	782,108
2016	20	0	53,368	394,016	340,648	0.21	73,085	855,193
2017	21	0	53,368	394,016	340,648	0.20	67,672	922,865
2018	22	0	47,823	353,079	305,256	0.18	56,149	979,014
2019	23	0	42,163	331,758	289,595	0.17	49,322	1,028,336
2020	24	0	39,391	311,290	271,899	0.16	42,878	1,071,215
2021	25	0	36,618	269,500	232,882	0.15	34,005	1,105,220
2022	26	0	33,730	249,032	215,301	0.14	29,109	1,134,329
2023	27	0	30,958	228,563	197,605	0.13	24,738	1,159,066
2024	28	0	25,298	208,095	182,797	0.12	21,189	1,180,255
2025	29	0	22,525	166,305	143,780	0.11	15,432	1,195,687
2026	30	0	19,753	145,837	126,084	0.10	12,530	1,208,217
2027	31	0	14,093	124,516	110,423	0.09	10,161	1,218,377
2028	32	0	11,320	83,579	72,259	0.09	6,156	1,224,534
2029	33	0	5,660	62,258	56,598	0.08	4,465	1,228,999
Total		560,024	1,034,338	7,000,387	5,406,025		1,227,040	

Economic rate of return (ERR): 29%

ボトル入りの天然水は4ガロンで1R.Oである。この価格は小売りレベルでの最低額であり、卸売価格は400バイザといわれている。ボトル入りの水は輸入品もあり、水の需要が増加しても、それを満たせると仮定できる。しかし、この方法を代替案とすることは、費用が高いために現実的であるとはいえない。(MEWの水は一般家庭に1ガロン当たり2バイザで販売されており、その原価は2.7バイザと見積られている。)

1993年11月、スールに設備容量4,550 m³/dの小型海水淡水化プラントが建設された。このプラントでは、海岸にある井戸から水を汲み上げるので、海水取水設備が不要である。設備投資に要した費用は、1993年の価格で約1,200万R.Oであった。このような小型の海水淡水化プラントであると2010年までに多数を建設しなければならないが、本プロジェクトの代替案として現実的であるとも思われる。

スールプラントの運転・保守は、年間約30万R.Oの契約料を払って民間会社に委託している。このプラントでは他にも運転費用が掛かっているが、その詳細は明らかではない。比較を単純にするために、代替案のプラントで1単位量の水を生産するための運転費用はバルカプラントの費用と同じであると仮定する。こうすることによって、本プロジェクトの経済的収益率を、本プロジェクトと代替案の初期投資金額だけから見積ることができる。

代替案の予想投資資本を表16.20の「Benefit」欄に示す。2010年までの需要を満たすためには、48ユニットの小型海水淡水化プラントが必要になる。経済的収益率は46.01%と計算される。本プロジェクトは早い時期に多額の投資が必要であるものの、スケールメリットのために、代替案より経済的に優れているといえる。

表 1.6.2.0 經濟的收益率 (水) - 比較法

Year	Demand (m ³ /d) (1)	Capacity requirement (m ³ /d) (2)=(1)×120% for peak demand	Capacity installed (m ³ /d) (3)	Number of new plants installed (4)	Cumulative total installed capacity (m ³ /d) (5)	Benefit Capital cost (6)=(3)×@12 million R.O.	Cost (7)	Net benefit (8)=(6)-(7)	Discount factor 8% (9)	Net present value (10)=(8)×(9)	Cumulative NPV (11)	million R.O.
1996												
1997							1.86	-2	1.00	-2	-2	0
1998							19.24	-19	0.93	-18	-18	-18
1999							80.76	-45	0.86	-38	-38	-56
2000	10,131	12,157	13,650	3	13,650	36	0.00	36	0.79	29	-28	-28
2001	20,224	24,269	13,650	3	27,300	36	6.00	42	0.74	31	3	3
2002	34,999	41,999	18,200	4	45,500	48	38.66	9	0.68	6	10	10
2003	50,500	60,600	18,200	4	63,700	48	0.00	48	0.63	30	40	40
2004	66,764	80,117	18,200	4	81,900	60	0.00	60	0.58	35	75	75
2005	83,829	100,595	22,750	5	104,650	48	6.00	42	0.54	23	98	98
2006	100,525	120,630	18,200	4	122,850	48	38.66	9	0.50	5	102	102
2007	115,089	138,107	18,200	4	141,050	48	0.00	48	0.46	22	124	124
2008	130,298	156,357	18,200	4	159,250	48	6.00	42	0.43	18	142	142
2009	146,183	175,420	18,200	4	177,450	48	38.66	9	0.40	4	146	146
2010	162,779	195,335	18,200	4	195,650	60	0.00	60	0.37	22	168	168
2010	180,122	216,147	22,750	5	218,400	0	0.00	0	0.34	0	168	168
Total	1,101,445	1,321,734	218,400	48	1,351,350	576	236	340	9	166	975	975
Economic internal rate of return (EIRR):												
												46.01%

Note: Assume that the disbursement of the capital cost is made one year earlier, as the construction of plants is completed one year earlier.

16.5 結 論

経済的・財務的両観点から、本プロジェクトの実行可能性を検討した。財務面では、本プロジェクトのFRRは13%であり、予想割引率8%を大幅に上回っている。第1期に限ってみた場合、初期投資費用が総額5億500万USドル（1億9,400万R.O）であり、1998年～2018年の21年間で18億6,300万USドルの純益を計上できると予想される。ただし、負荷率を大きくするために、他のプラントよりも運転時間を優先的に長くすることが、その前提条件である。1億2,900万USドルのエクイティに対する収益率は22%と予想される。

本プロジェクトの「収入ベース」のERRは13%である。また、「比較法」で計算したERRは、電力が29%、水が41%である。本調査において検討した収益率はどれをとっても、本プロジェクトが「実行可能」であることを示している。