

第7章 投資計画と財務予測

7.1 過年度の財務状況

(1) 過年度財務諸表

EVNの2002年12月期までの国際会計基準に基づく、連結財務諸表及び2001年12月期までの年次報告書入手し、これまでの財務状況について分析を実施した。

表 7-1 EVN 連結損益計算書

(Unit: Billion VND)

年 度	1997	1998	1999	2000	2001	2002
売上	11,221	13,472	14,121	16,510	19,209	23,565
売上原価	-8,719	-10,913	-10,929	-13,574	-15,958	-19,067
売上総利益	2,502	2,559	3,191	2,936	3,250	4,497
販売費	-177	-204	-253	-335	-405	-476
一般管理費	-1,131	-577	-644	-673	-904	-1,092
営業利益	1,193	1,776	2,293	1,926	1,941	2,928
営業外損益	-11	-217	-559	-529	-400	-580
税引前純利益	1,181	1,558	1,733	1,397	1,540	2,347
法人税等	-670	-535	-644	-514	-541	-676
当期純利益	510	1,023	1,088	882	999	1,671

売上総利益率	22.3%	19.0%	22.6%	17.8%	16.9%	19.1%
売上高営業利益率	10.6%	13.2%	16.2%	11.7%	10.1%	12.4%
売上高純利益率	4.5%	7.6%	7.7%	5.3%	5.2%	7.1%

表 7-2 EVN 連結キャッシュフロー

(Unit: Billion VND)

年 度	1997	1998	1999	2000	2001	2002
事業活動によるネットキャッシュフロー	4,040	-2,808	5,882	7,311	6,739	8,413
投資活動によるネットキャッシュフロー	-4,218	-4,539	-11,666	-13,696	-9,206	-9,915
財務活動によるネットキャッシュフロー	1,242	7,008	7,004	7,772	3,426	4,640
ネットキャッシュフロー	1,064	-339	1,221	1,387	959	3,138

表 7-3 EVN 連結貸借対照表

(Unit: Billion VND)

年 度	1997	1998	1999	2000	2001	2002
固定資産						
固定資産	20,066	18,213	18,747	23,716	30,914	45,082
建設仮勘定	7,475	10,738	17,807	20,971	15,926	9,069
その他		42	122	4,157	4,364	4,534
小計	27,541	28,995	36,676	48,844	51,204	58,687
流動資産						
現金預金	4,424	4,085	5,306	6,693	7,653	10,791
債権	10,583	5,467	3,919	2,619	2,665	4,075
棚卸資産	3,076	3,952	5,123	1,374	1,731	2,298
その他	540	709	513	503	670	463
小計	18,625	14,214	14,863	11,191	12,720	17,629
資産合計	46,167	43,209	51,539	60,035	63,924	76,316
負債及び資本						
資本						
資本等	24,143	25,182	26,902	27,834	28,681	33,896
未処分利益	319	17	187	62	65	279
小計	24,462	25,199	27,090	27,897	28,747	34,175
長期借入金	5,339	12,824	19,064	25,565	26,601	32,644
流動負債						
支払債務	15,572	4,544	4,290	5,217	6,843	7,717
短期借入金	143	44	43	68	112	136
一年内返済予定長期借入金		10	494	1,287	1,620	1,641
その他	648	585	556			
小計	16,365	5,185	5,385	6,572	8,576	9,495
負債資本合計	46,167	43,209	51,539	60,035	63,924	76,316
流動比率	113.8%	274.1%	276.0%	170.3%	148.3%	185.7%
自己資本比率	53.0%	58.3%	52.6%	46.5%	45.0%	44.8%

(2) 分析結果

過年度（過去6年間）の財務諸表を見た限りにおいて、分析結果は以下のとおりである。

- ・ 収益性、財務の安定性ともに概ね良好。特に直近期である2002年12月期は好調な事業に支えられて各指標が改善されている。
- ・ 資金面については2001年度以降に変化が見られる。設備投資が一巡したとも捉えられるが、見方によっては、設備投資を抑制し借入金の増加を防ごうとする動きとも捉えることが出来る。いずれにしても、直近2年間の動きとしては、借入の増加幅が縮小していること及び事業活動からのキャッシュフローが増加していることから、資金的にも改善の傾向があると考えられる。

7.2 EVN の財務予測

(1) EVN による財務予測

EVN の財務予測を分析するにあたっては、現時点において最新のものと考えられる 2003 年 12 月に入手したものを対象とする。2003 年 12 月に入手した財務予測は、EVN が、政府に対し 2004 年 4 月の料金改定を申請した際の基礎資料となったものであり、情報としては、より信憑性のあるものと考えられる。

表 7-4 EVN 予測連結損益計算書

INCOME STATEMENT (EVN Planned)		(Unit: Million US\$)					
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Average Power Price (US cents/kWh)	5.6	5.8	6.4	6.9	7.0	7.0	
At the End of Last Year	5.6	5.6	5.9	6.5	7.0	7.0	
Revised tariff in the Year	5.6	5.9	6.5	7.0	7.0	7.0	
Time of Adjustment			Apr./04	Apr./05	Apr./06		
Net Average Price (excluding VAT)	4.96	5.30	5.77	6.25	6.36	6.36	
Net Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067	
- Average Tariff (US cents/kWh)	4.96	5.30	5.77	6.25	6.36	6.36	
- Sales Volume (Gwh)	34,510	39,454	45,093	50,228	56,964	63,953	
Unusual Income							
1. Total Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067	
2. Total Cost	-1,481	-1,847	-2,259	-2,621	-3,019	-3,517	
3. Net Profit from J/V						20	
4. Income before Tax	231	244	343	518	604	570	
5. Income Tax	-38	-35	-39	-43	-47	-52	
6. Net Income	193	209	304	475	557	518	
(Profit Rate)	11.3%	10.0%	11.7%	15.1%	15.4%	12.7%	

表 7-5 EVN 予測連結キャッシュフロー計算書

CASH FLOW STATEMENT (EVN Planned)		(Unit: Million US\$)					
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
a. Internal Source	339	380	447	332	310	119	
1. Total Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067	
2. Changes in Working Capital	-21	61	93	-5	-38	-52	
3. Total Cost (exc. Dep. and Interest)	-930	-1,234	-1,590	-1,917	-2,090	-2,453	
4. Tax Payment	-38	-35	-39	-43	-47	-52	
5. Contribution from Government							
6. All. to Funds (Use of Funds)	-23	-24	-27	-29	-31	-36	
7. Principle Repayment and Interest	-361	-479	-592	-813	-1,107	-1,355	
- Principle Repayment	-245	-325	-381	-525	-743	-919	
- IDC	-38	-61	-111	-189	-230	-242	
- Interest Expense	-78	-93	-100	-99	-134	-194	
b. Application of Funds							
- Net Investment	-1,165	-1,291	-1,966	-2,012	-1,937	-1,944	
c. a.-b.	-826	-911	-1,519	-1,680	-1,627	-1,825	
d. Financing Activities	726	939	1,557	1,630	1,558	1,730	
- Bond Issue							
- Borrowing	726	939	1,557	1,630	1,558	1,730	
e. Net Cash flow	-100	28	38	-50	-69	-95	
f. Beginning of Year	719	618	646	684	634	565	
g. End of Year	618	646	684	634	565	471	

(2) 分析結果

EVN の財務予測の分析結果は、以下のとおりである。

- ・ 電力需要の拡大と料金値上げが計画どおりに進めば、損益については概ね順調に推移する予定となっている。
- ・ キャッシュフローに関しては、将来的に利益が比較的順調に推移するにもかかわらず悪化傾向を示している。財務的な観点からは、利益の規模に比べ設備投資が大きく、アンバランスな結果になっているといえる。
- ・ EVN による財務予測は、第 5 次マスタープラン改訂版をベースに策定されているとはいうものの各プロジェクトの建設時期等、電源開発計画に関し異なる部分がある。同マスタープランとの差異は、EVN の損益予測に与える影響は少ないものの、資金の状況に対しては大きな影響がある。
- ・ 第 5 次マスタープラン改訂版に沿った財務予測の不在は、マスタープラン自体の実現可能性に疑問を投げかけることになると思われる。従って、マスタープランに基づく財務予測を策定するとともに、EVN の財務予測との比較、分析を行い、その円滑な実現のために、政府関係機関において調整がなされることが望ましい。

7.3 本調査による長期投資計画に基づく財務予測

(1) 長期投資計画

No.5 マスタープラン改訂版の開発計画および6.2節で提案した本調査結果の最適開発計画に基づく、2003年～2020年までの投資計画および運転経費を計算した。

第5次マスタープラン改訂版の開発計画と本調査結果の最適開発計画に基づくEVNの投資額、O&Mコスト、燃料費、電力購入費を比較した結果をそれぞれ図7-1～図7-4に示す。これらの図より、以下のことが分かる。

- ① 投資額：本調査結果では南部における石炭火力開発量を増やし、ガス火力を減らしたこと、およびカンボジアおよび中国からの電力輸入を織り込んでいないことから、後年度の投資額が増えている。
- ② O&M費用：両者の差はほとんどない。
- ③ 燃料費：本調査結果では南部における石炭火力開発量を増やし、ガス火力を減らしたことにより、No.5 マスタープラン改訂版に比較して2014年度以降の燃料費は平均で200百万ドル程度少ない。
- ④ 電力購入費：本調査結果にはカンボジアおよび中国からの電力輸入を織り込んでいない分、電力購入費が少ない。

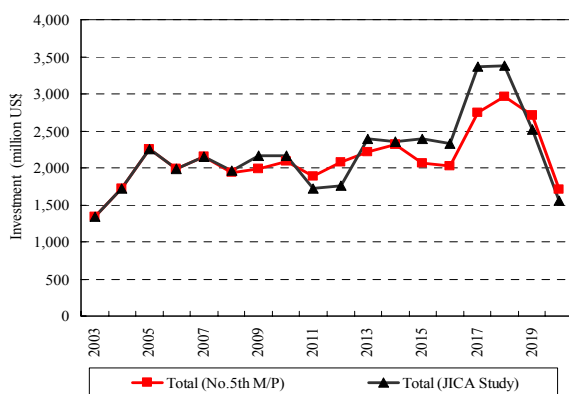


図 7-1 EVN の投資額の推移

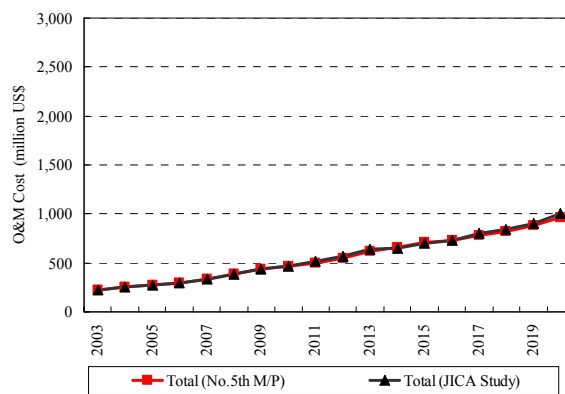


図 7-2 EVN の O&M コストの推移

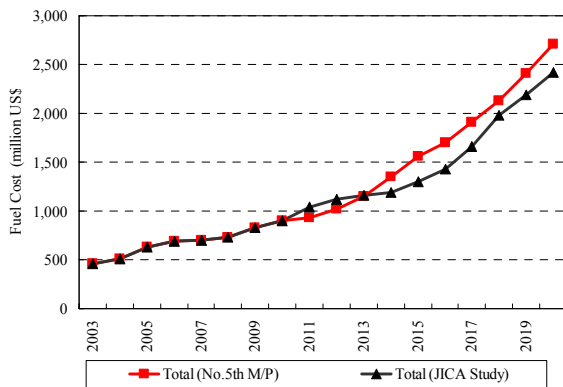


図 7-3 EVN の燃料費の推移

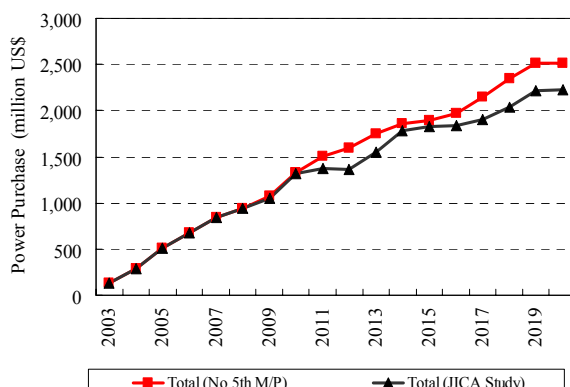


図 7-4 EVN の電力購入費の推移

(2) 長期投資計画に基づく財務予測

本調査による長期投資計画に基づく財務予測は、2つのケースに分けて実施した。

a. ケース 1 (EVN 財務予測の財務条件適用)**1) 財務予測**

本調査により策定された長期投資計画を EVN が財務予測上、想定している借入条件等を反映して試算した。

表 7-6 予測損益計算書

INCOME STATEMENT (CASE 1)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Average Power Price (Uscents/k.Wh)	5.6	5.8	6.4	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
At the End of Last Year	5.6	5.6	5.9	6.5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Revised Tariff in the Year	5.6	5.9	6.5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Time of Adjustment		Apr./04	Apr./05	Apr./06						
Net Average Price(Except VAT)	4.96	5.30	5.77	6.25	6.36	6.36	6.36	6.36	6.36	6.36
1.Net Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067	4,543	5,119	5,581	6,086
-Average Tariff	4.96	5.30	5.77	6.25	6.36	6.36	6.36	6.36	6.36	6.36
-Sales Volume	34,510	39,454	45,093	50,228	56,964	63,953	71,426	80,486	87,754	95,694
2.Unusual Income										
Total Revenue(1.+2.)	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067	4,543	5,119	5,581	6,086
3.Total Cost	-1,557	-1,942	-2,462	-2,927	-3,451	-3,984	-4,501	-5,169	-5,748	-6,149
4.Income before Tax	155	149	140	213	172	83	42	-50	-167	-63
5.Income Tax	-37	-35	-39	-43	-48	-23	-12	0	0	0
6.Net Profit from J/V						20	20	20	20	20
7.Net Income	118	114	101	170	124	80	50	-30	-147	-43
(Profit Rate)	6.9%	5.4%	3.9%	5.4%	3.4%	2.0%	1.1%	-0.6%	-2.6%	-0.7%

表 7-7 予測キャッシュフロー計算書

CASH FLOW STATEMENT (CASE 1)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
a. Internal Sources	317	152	-21	-131	-359	-590	-799	-922	-1,053	-676
1.Total Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067	4,543	5,119	5,581	6,086
2.Total Cost(exc. Dep. and Interest)	-955	-1,227	-1,603	-1,867	-2,110	-2,321	-2,613	-3,020	-3,308	-3,458
3.Tax Payment	-37	-35	-39	-43	-48	-23	-12	0	0	0
4.All. to Funds (Use of Fund)	-24	-26	-31	-34	-39	-12	0	0	0	0
5.Principle Repayment and Interest	-379	-651	-951	-1,326	-1,785	-2,302	-2,717	-3,021	-3,327	-3,304
-Principle Repayment	-237	-410	-591	-840	-1,186	-1,606	-1,938	-2,185	-2,489	-2,499
-IDC	-51	-113	-202	-277	-308	-304	-337	-344	-287	-244
-Interest Charge	-91	-128	-158	-208	-291	-393	-442	-492	-551	-562
b. Application Fund										
-Net Investment	-1,505	-1,764	-2,499	-2,428	-2,609	-2,393	-2,741	-2,419	-1,919	-1,990
c. a.-b.	-1,188	-1,612	-2,520	-2,559	-2,968	-2,983	-3,540	-3,341	-2,972	-2,666
d. Financing Activities										
-Borrowing	1,505	1,764	2,499	2,428	2,609	2,393	2,741	2,419	1,919	1,990
e. Net Cashflow	317	152	-21	-131	-359	-590	-799	-922	-1,053	-676
f. Beg. of Year	719	1,036	1,187	1,166	1,035	676	86	-713	-1,635	-2,689
g. End of Year	1,036	1,187	1,166	1,035	676	86	-713	-1,635	-2,689	-3,365

2) 分析結果

財務予測の実施結果は、以下のとおりである。

- ・ 収益性については、2006年まで概ね順調に推移するものの、特に料金が7¢まで到達し、値上げによる収益への貢献が無くなる2007以降は、低下する。
- ・ 2009年以降、資金残高は大幅にマイナスとなり、EVNの財務予測における借入条件等のもとに本投資計画を実施していくことは困難となる可能性が高い。

- ・ キャッシュフローが大幅に悪化する大きな理由は、毎期の借入元金の返済が多額になるためである。

b. ケース 2（財務条件の見直し）

ケース 1 の結果を基に、本調査の長期投資計画が円滑に実施可能となるように、財務的な諸条件を見直して財務予測を実施した。

1) 諸条件の見直し

- ・ 送変電網の整備に係る借入については、返済期間を 15 年から 20 年に変更。
- ・ EVN が ODA により実施することを想定しているプロジェクトについては EVN が想定している返済期間を 5 年延長。
- ・ EVN の財務予測上、ODA による事業実施を望むものの EVN として方針が明確となっていないため予測上は市中借入となっているプロジェクトについては ODA による借入に変更。
- ・ ケース 1 の結果を踏まえ、予測期間の前半に比較的豊富な自己資金を投資に活用。
- ・ ケース 1 においては、予測期間の後半に ODA による借入が比較的少額になることから、110kV 送電線、配電網の整備に係るプロジェクトについて市中借入から ODA 借入に変更。

2) 財務予測

表 7-8 予測損益計算書

INCOME STATEMENT (CASE 2)

(Unit: Million US\$)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Average Power Price (Uscents/k.Wh)	5.6	5.8	6.4	6.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
At the End of Last Year	5.6	5.6	5.9	6.5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Revised Tariff in the Year	5.6	5.9	6.5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Time of Adjustment		Apr./04	Apr./05	Apr./06						
Net Average Price(Except VAT)	4.96	5.30	5.77	6.25	6.36	6.36	6.36	6.36	6.36	6.36
1.Net Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067	4,543	5,119	5,581	6,086
-Average Tariff	4.96	5.30	5.77	6.25	6.36	6.36	6.36	6.36	6.36	6.36
-Sales Volume	34,510	39,454	45,093	50,228	56,964	63,953	71,426	80,486	87,754	95,694
2.Unusual Income										
Total Revenue (1.+2.)	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067	4,543	5,119	5,581	6,086
3.Total Cost	-1,552	-1,926	-2,438	-2,894	-3,406	-3,928	-4,456	-5,125	-5,675	-6,098
4.Income before Tax	160	165	164	245	217	139	87	-7	-94	-12
5.Income Tax	-37	-35	-39	-43	-48	-39	-24	0	0	0
6.Net Profit from J/V						20	20	20	20	20
7.Net Income	123	130	125	202	169	120	83	13	-74	8
(Profit Rate)	7.2%	6.2%	4.8%	6.4%	4.7%	3.0%	1.8%	0.3%	-1.3%	0.1%

表 7-9 予測キャッシュフロー計算書

CASH FLOW STATEMENT (CASE 2)

	(Unit: Million US\$)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
a. Internal Sources	331	261	207	209	97	-73	-123	-197	-255	53
1.Total Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067	4,543	5,119	5,581	6,086
2.Total Cost(exc. Dep. and Interest)	-955	-1,227	-1,603	-1,867	-2,110	-2,321	-2,613	-3,020	-3,308	-3,458
3.Tax Payment	-37	-35	-39	-43	-48	-39	-24	0	0	0
4.All. to Funds (Use of Fund)	-24	-26	-30	-33	-39	-28	-11	0	0	0
5.Principle Repayment and Interest	-365	-542	-723	-987	-1,329	-1,753	-2,018	-2,296	-2,528	-2,575
-Principle Repayment	-235	-335	-417	-575	-816	-1,141	-1,325	-1,542	-1,753	-1,793
-IDC	-45	-93	-170	-232	-261	-264	-283	-292	-277	-250
-Interest Charge	-86	-113	-135	-180	-253	-347	-410	-462	-498	-532
b. Application Fund										
-Net Investment	-1,258	-1,506	-2,231	-2,103	-2,609	-2,393	-2,741	-2,419	-1,919	-1,990
-Investment from Internal Sources	-247	-258	-268	-325						
c. a.-b.	-1,174	-1,503	-2,292	-2,219	-2,512	-2,466	-2,864	-2,616	-2,174	-1,937
d. Financing Activities										
-Borrowing	1,258	1,506	2,231	2,103	2,609	2,393	2,741	2,419	1,919	1,990
e. Net Cashflow	84	3	-61	-116	97	-73	-123	-197	-255	53
f. Beg. of Year	719	803	806	745	629	726	653	530	334	79
g. End of Year	803	806	745	629	726	653	530	334	79	132

2) 分析結果

結果は、以下のとおりである。

- ・ 財務的諸条件の変更により、キャッシュフローが改善されている。
- ・ 収益性については、ケース 1 に比べ、ODA による借入を増加させたこと及び配電網の投資につき 2003 年から 2006 年まで自己資金を活用したことから金利負担が減少し、僅かながら改善する結果となっている。
- ・ 但し、利益水準が極めて低く本投資計画を進めていく上においては 2007 年以降の料金改定も検討することが必要と思われる。
- ・ 資金面においては、ODA の活用及び ODA 借入の返済期間を 5 年間延長することで、毎期の返済額がケース 1 に比べ少額となり、資金不足を回避することが可能となっている。

(3) 資金調達方法に関する提言

結果として、本調査に基づく長期投資計画を進めていく上においては、ODA 等の借入条件の緩やかな資金を調達することが重要である。

特に、ケース 1 においては、ネットワークの整備のための資金として、市中借入中心となっているが、ネットワークへの各年度投資は他の発電プロジェクトに比べ多額であり、かつ、長期にわたり投資されるためソフトローンの活用が重要と思われる。

また、ODA ローンの内容は、ケース 1 において 15 年としているものが多いが、15 年では、資金不足に陥る可能性が高く、政府からの転貸条件について 5 年程度の延長が必要であると考えられる。

第8章 グローバルな視点に立った環境への配慮

8.1 電源開発に当たって配慮すべき事項

発電所の開発にあたっては、開発の必要性のみならず、自然社会環境に及ぼす影響を十分に調査検討することが必要であり、計画の透明性や説明責任の確保、当該プロジェクトに関わる住民やNGOの参加などが重視されてきている。

本調査では、技術および経済性による電源ベストミックス及びピーク電源最適化の評価に加えて、環境配慮を重要な選定基準と位置づけ、計画された揚水素材地点や揚水以外のピーク対応電源の立地特性について、現地調査を含めた社会・自然環境面からの検討・評価を行った。

本調査では、SEA¹的な考え方を導入することによって、事業EIAだけではできない環境配慮を実施した。

SEA的な考え方は以下の2つの項目で適用した。1つは「電源開発シナリオと環境配慮」、もう1つは「揚水発電所の地点選定」である。

(1) 電源開発シナリオと環境配慮

本調査の目的の1つは、ベトナム国が作成した第5次マスタープランを基に最適な電源開発シナリオを提案することである。この段階での環境配慮を実施するために、各電源開発オプションについて環境側面での影響を考慮した。一般水力発電、石炭火力発電、ガス火力発電、揚水発電での一般的な環境側面での主な影響は、表8-1のようにまとめることができる。

電源開発シナリオを提案するための環境配慮なので、大きな影響をいかに削減できるかに重点をおいた。それぞれの影響についての詳細な緩和策は、電源開発を行う場所によって異なるので、今回は考慮していない（ただし、揚水発電については後述するが、初期環境影響評価まで行った）。

地域的な環境影響が大きい順に電源を並べると、一般的には「一般水力（大規模）>一般水力（中小規模）=揚水>石炭火力>ガス火力」となる。

地球的規模問題としてのCO₂排出については、「気候変動に関する国際連合枠組条約」に基づいた京都議定書も運用されることになり、大きな注目を集めている。CO₂排出量の大きい順に電源を並べると、一般的には「石炭火力>ガス火力>一般水力=揚水」となる。

以上のような環境配慮を電源開発シナリオ検討に組み入れて実施した。

表 8-1 各電源開発オプションの環境面での影響²

電源開発オプション	影響	
	社会環境	自然環境
一般水力発電	<ul style="list-style-type: none"> 大規模な住民移転 	<ul style="list-style-type: none"> 陸上生態系の水没 水系生態系の分断
石炭火力発電	<ul style="list-style-type: none"> 住民移転 冷却水・温排水による漁業被害 SO_x、NO_x、CO₂ 排出 灰処理（2次影響に配慮） 	<ul style="list-style-type: none"> 陸上・水系生態系に限定的ながらもなんらかの影響がある。
ガス火力発電	<ul style="list-style-type: none"> 住民移転 冷却水・温排水による漁業被害 CO₂ 排出 	<ul style="list-style-type: none"> 陸上・水系生態系に限定的ながらもなんらかの影響がある。
揚水発電	<ul style="list-style-type: none"> 住民移転 	<ul style="list-style-type: none"> 陸上生態系の水没 水系生態系の分断

「電力の安定供給」を達成するために必要不可欠な電源開発だけを開発推進することによる「開発の削減（不必要な影響の回避）」を考慮すること、また需要側としても、省エネルギー政策を推進することが重要である。この2つの考え方は、資源の有効利用及び環境配慮からも実効性が高く、現実的であるので、電源開発シナリオ検討上の重要な評価事項とした。

(2) 揚水発電所の地点選定

本調査では、電源開発シナリオの策定とその開発候補電源の1つであるの揚水発電所の地点抽出・選定を並行して行った。本来ならば、地点選定はシナリオ策定の後に行うべきである。今回は、ピーク対応型電源として最も有望な揚水発電のベトナムにおけるポテンシャルについて先行して調査を進め、導入の可能性について評価するため、地点選定と概略設計まで行った。

地点選定に当たっては、上記 SEA 的な考え方を導入し、自然環境・社会環境に特に配慮して地点選定を進めた。ただし、原科³が指摘しているような情報公開までは今回実施していない。

¹事業実施前の、計画やプログラムの段階や、さらにその前の政策段階で環境配慮を行うための影響評価の総称

² 以下の文献を基に作成した。Environmental Guidelines for Selected Industrial and Power Development Projects (Office of the Environment, Asian Development Bank, 1993)、Environmental Assessment Sourcebook; Volume II and Volume III (Environment Department, World Bank, 1991)及び「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」(国際協力銀行、2002)。

³ 「戦略的環境アセスメントとはなにか」(原科幸彦、1999)

今回の地点選定は、まず机上検討により、地形的・技術的観点から第1次候補地（38地点）を選定した。その後、自然環境保全の観点から、ベトナム国の自然保護地域の中に第1次候補地が位置していないかどうかを確認し、さらに技術的観点からスクリーニングを実施し、候補地点を10地点に絞った。

次に第1次現地調査として、全10地点に調査員を送り、技術、環境の両面から調査を実施した。環境社会配慮分野では「環境チェックリスト」を使用し調査を実施した。この段階までで候補地点を4地点にまで絞った。

上記4地点について第2次現地調査として、さらに詳細な評価を実施した。環境社会配慮分野では、第1次現地調査で使用した「環境チェックリスト」を同様に使用して評価を行った。

(3) 環境影響評価 (EIA)

a. EIA とは

ここでのEIAは、事業段階での事業EIAを指す。

ベトナム国でもすでにEIAに関する法制度が整備されており、同法令によって定められた事業においてEIAが実施されている。

b. 揚水発電開発地点でのEIA

揚水発電開発地点については、次の段階（例えばF/S）で、社会自然環境に関してより詳細な調査を実施する必要がある。

当該地点で、プロジェクトそのもの、負の影響、よい効果、リスクを説明し、住民から意見を汲み取るために、何回も現地説明会を開く必要がある。すべての住民から意見を聞くことが理想的で、村長だけから意見を聞くことでは不十分である。すべての住民からの意見を計画に適切に反映させなければならない。また、住民を移転させる必要がある場合、移転先での社会環境および自然環境への影響も調査し、緩和策を策定しなければならない。

当該地点で自然環境に関する包括的な調査を最低1年間は実施し、プロジェクトの中止も選択肢の1つに含めた緩和策を提言すべきである。

収集するデータを将来のモニタリング計画で利用することを念頭において、両調査を計画・実施しなければならない。

また、重要なことは、本調査で1つ選択した「推薦優良地」についても、時間的制約から初期環境影響評価しか実施していない点である。次の段階（例えばF/S）で行うEIAの結果次第によっては、本調査の「推薦優良地」であっても、計画の見直し（破棄も含む）が必要になる場合があることを認識しておかなければならない。

c. その他の電源開発地点での EIA

本調査電源開発シナリオで取り上げた電源開発地点については、ベトナム国の法令で定められた規模以上の施設について、ベトナム国側による EIA が実施されることになる。

しかし、今までのベトナム国による EIA についてはさまざまな課題が指摘されている。例えば、自然環境分野については生物調査等が不十分で、緩和策等への配慮が十分でないこと、また、社会環境分野では住民移転での住民への配慮が不足していることが指摘されている⁴。今後は、今まで実施してきた EIA の教訓を生かし、さらにアジア開発銀行の新しい EIA ガイドライン⁵や世界ダム委員会の報告書⁶などに注意を払って適切な EIA を実施することが必要である。

8.2 ピーク需要抑制政策(DSM)

(1) ベトナム国における DSM の現状と計画

ベトナムにおける DSM は、MOI 内に設置された DSM Management Board が管轄しており、以下の3つのフェーズにて DSM プログラムを実施している。

- ① Phase-I (2000-2003) : TA, パイロットプロジェクトの実施
- ② Phase-II (2003-2005) : 主要な DSM プロジェクトの実施
- ③ Phase-III (2005-2010) : 主要プロジェクトの拡張、商業ベースの省エネ事業実施

ベトナムでは現在、Phase-I の結果に基づき、DSM による負荷改善を促進することを目的として Phase-II に取り組んでいる。Phase-II は、表 8-2 に示す 4 つの主要な DSM 方策の実施により、ピーク電力 120MW の削減、並びに、年間消費電力量 64GWh の削減をはかるものである。各 DSM 方策は、EVN が実施主体となり、配電会社の協力を得て実行される。

上記に加え、2003 年 9 月には、産業および商業ビルを対象とした省エネに関する法律“Decree on Thrifty and Efficient Use of Energy”が制定された。これによると、産業需要家については、製造業、鉱業、電力、熱の各セクターの主な企業に対し、省エネに関する取り組みを監督機関に届け出ることや、エネルギー消費に関する統計データを記録・提出することが義務づけられている。また、ビルの新規建設にあたっては、断熱材や省エネ機器を使用することなどが定められている。

⁴ Vietnam Environment & Sustainable Development Center (2000) *STUDY ON PUBLIC PARTICIPATION IN RESETTLEMENT PLAN RELATED TO YALI HYDROPOWER PROJECT*. Hanoi, Vietnam.

⁵ Asian Development Bank (2003). *Environmental Assessment Guidelines*. Manila, Philippines.

⁶ World Commission on Dams (2000). *Dams and Development – A New Framework for Decision-Making*. Earthscan Publications Ltd., London, U.K. ベトナム語版は UNDP ハノイ事務所です入手可能。

表 8-2 Phase-II DSM プログラム一覧

Program Name	Peak Reduction (MW)	Energy Saving (GWh/yr)	Program Outline
TOU Metering	69.7	—	約 4,000 の大口需要家に対し、5,600 個の時間帯別メーターを導入し、ピーク時の電力使用抑制を支援。
Pilot DLC Program	3.1	—	HCMC PC の約 2,000 の需要家に対し、直接負荷制御プログラムを導入し、ピーク時の電気機器利用を規定時間内に制御。
CFL Program	33.4	39.0	高負荷地域の住宅向けに、百万個の蛍光灯を割引価格にて販売し、白熱灯を代替。一括購入により値引き原資を確保。
FTL Program	14.1	25.2	蛍光灯メーカーへの製作支援や需要家への理解活動などを通じた、省エネ型蛍光灯の利用促進。
Total	120.5	64.2	

(2) ASEAN 諸国ならびに日本の事例

ASEAN 諸国のうち、タイ、インドネシア、フィリピンにおける DSM に関する取り組みについてはメインレポートに記載したとおりである。

ここでは、日本の事例を紹介する。

日本における DSM の活動体系を、目的別（ピークシフト、ピークカット、ボトムアップ、省エネルギー）に整理すると、表 8-3 に示すとおりである。

これらのうち、初期投資が比較的小さく、ベトナムにも適用可能と考えられる「負荷負荷調整契約」について以下に紹介する。

負荷調整契約は、工場や業務用ビルなどの大口需要家を対象として、電気料金を割り引く代わりにピーク時間帯の負荷を移行する契約であり、負荷調整の対象期間および調整方法に応じて、年間調整、蓄熱調整、計画調整に分類される。各分類における負荷調整契約の概要を、表 8-4 に示す。

表 8-3 日本の DSM 活動体系

Category	Outline
ピークシフト	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 蓄熱式空調システムの普及 ➤ 産業用の生産プロセス変更による負荷調整 ➤ 産業用の夏季における操業の休日へのシフト ➤ 年間調整契約、蓄熱調整契約、季節別時間帯別電力 ➤ 普及奨励金制度
ピークカット	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 蓄熱槽の活用や昼休みの移行・工程の微調整による負荷調整 ➤ 需給逼迫時における大口需要家の負荷調整 ➤ 随時調整契約 ➤ 普及奨励金制度
ボトムアップ	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 電気温水器、蓄熱式電気床暖房の普及 ➤ 負荷平準化に役立つ電気料金制度、普及奨励金
省エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 媒体、パンフレット、検針票の活用による情報提供 ➤ 需要家への個別訪問による PR ➤ 省エネコンサルティング

表 8-4 日本の負荷調整契約

Category	Outline	イメージ
年間調整	<ul style="list-style-type: none"> ● 季節・時間帯ごとにきめ細かく料金を設定し、需要家ができるだけ割安な季節・時間帯に操業するインセンティブを付与 ● 工場の操業を計画的に調整するなどして、年間を通して電気の使用を昼間から夜間へ、また夏季からその他の季節へ大幅に移行可能な需要家向け 	
蓄熱調整	<ul style="list-style-type: none"> ● 蓄熱槽を設置し、夜間の割安な電気で作った氷や冷水などを貯め、これを昼間の冷暖房などに利用して昼間の熱源機運転のための電力使用を削減 ● 夜間は昼間の約 80%割安（業務用の場合）な電気料金で蓄熱できるとともに、熱源機の縮小により基本料金も低減が可能 	
計画調整	<ul style="list-style-type: none"> ● 生産工程の調整や昼休み時間のシフト、蓄熱機器の活用などにより、ピーク時の電気使用を調整する代わりに、電気料金を割り引く契約 ● この他、夏季の指定日に工場の夏休みを設定するなどして、昼間の負荷を大幅に調整することによる電気料金割引制度もある 	

上記に加え、ピーク時の負荷を削減あるいは中断する負荷中断契約も取り入れられている。負荷中断契約では、負荷調整が行われる3時間前または直前に、電力会社から需要家へその旨が通知され、顧客が通知に応じて負荷を下げた場合には、特別割引が受けられる仕組みとなっている。

第9章 本調査における提言

9.1 長期電力設備開発計画に関する提言

(1) 電源開発計画に関する提言

本調査の結果を踏まえ、電源開発計画にして、以下のことを提言する。

a. 最適電源開発計画

1) 系統制約の考慮

ベトナム国の電力系統は南北に長く、需要中心も南北2箇所が存在する。この需要に対応するため、南北の系統を500kVの送電線で連系しているが、この送電容量には制約がある。

一方、一次エネルギーとしては、北部には水力・石炭、中部には水力、南部には水力・石油・ガスというように資源が偏在している。これら特徴や条件は、電力の中長期的な開発計画に大きな影響を与える。この特徴や条件を計画に適切に反映していかなければならない。

これら特徴・条件の現状を正しく把握し、所定の供給信頼度を得るために、以下の3つのことを実施し、過不足なく開発することが、最経済的な電力設備計画を立案する上で最も重要である。

1. 正確な出水データに関わる運転データの記録ならびに将来地点の出水データの収集と計画への反映
2. 適切な検討手法の採用
3. 条件変化に対応したタイムリーな計画の見直し

2) 水力開発の着実な実施

中期的には、旺盛な電力需要に対応するため、ピーク需要への供給力として、また、発電電力量の確保の面からも、水力の開発が経済的であるといえる。

しかし、水力開発には社会影響、環境影響面への十分な配慮が必要である。十分な開発量が確保できない場合への対応として、次の対策を講じておくべきである。

1. 火力、揚水地点の培養（ポテンシャルスタディ、F/Sの実施）
2. 北部系統へ導入する石炭火力のWSS化やAFC量の増加

3) 南部系統への石炭火力の導入

ベトナム国において、石炭火力を開発する意義は大きい。北部地域に豊富な埋蔵量が確認されており、南部に運ぶ場合も運搬費による燃料費増は20%弱あるが、ガスや石油の約

40%程度であり、燃料費低減効果が見込める。

b. 個別地点の開発計画

1) 揚水発電計画の推進

本調査において実施した揚水開発計画は、有望開発地点の概念設計により、技術的にも、経済的にも有望であるとの結果が得られた。また、電源最適化シミュレーションの結果でも、2020年時点には、150万kWの揚水発電所を北部に投入することが、最も経済的であるとの結果が得られている。

一方、揚水発電所を新規導入するためには、4.2節で述べたようにF/Sから運転開始まで、14年の期間を要する。したがって、早急に次ステップ（Pre-F/S）へ進むことを推奨する。

一般にPre-F/Sでは、F/Sのために3地点程度の有望開発地点の中から、最も優良な地点を選定する。その選定に当たっては、開発形式・規模、概略レイアウト、概算工事費及びEIAを地形図(1:5,000)、水文解析ならびに現地踏査等を踏まえて実施する。このPre-F/Sにおける有望地点の選定は、本調査で有望地点と抽出したPhu Yen East, Phu Yen WestとJN6の3地点が妥当である。

2) 既設水力の増設によるピーク供給力の増強

今回の概略検討の結果、Tri An発電所の増設計画の経済性は高いことが、判明したことから、引き続きF/Sへ進むことを推奨する。ただし、Tri An発電所は、Dong Nai川の最下流に位置しているため、海水遡上防止のための放流義務があること、同河川上流域の開発計画による影響を受けること等の外的要因を考慮する必要がある。したがって、本増設計画の最適化検討は、Dong Nai川における水系一貫運用の最適化計画のなかで、本プロジェクトのF/Sを実施する必要がある。

3) 北部水力発電所増設

本調査では、Nam Mu川の上下流に計画されているBan Chat, Huoi Quang発電所の最適開発規模を検討した。当発電所の下流には、Son Laダム、さらに下流にHoa Binhダムがあり、ダムの運用に当たっては、洪水対策と効率的な発電の双方に留意する必要がある。

従って、水系一貫運用シミュレーション等の手法により、洪水容量の配分やダム水位の年間運用等を検討することにより、最適化を図る必要がある。

4) 南部石炭火力の建設

南部石炭火力発電所における石炭輸送費としては、Vinacoal からヒアリングにより得た、4,000～6,000DWT タンカーによるホーチミンまでの輸送費 7\$/t を採用しているが、港湾設備としては、海外輸出用の 45,000DWT タンカーを想定して設計している。今後は、大型タンカーによる輸送を考慮することにより、さらに経済性の向上を図る必要がある。

また、今回の検討は机上による概略検討であるため、今後は現地調査を含めたマスタープラン調査を実施し、送電線設備を含めた環境面、技術面からの評価を行い、開発優先順位を決定する必要がある。

(2) 送電システム拡充計画に関する提言

本調査の結果を踏まえ、送電システム拡充計画にして、以下のことを提言する。

a. 南北送電線の最適な拡充工事

第 6 章 6.3 に記載した「IE の計画による 2020 年のベトナム国の 500 kV 送電線」の建設に加えて、以下の工事を実施し、北部中部間を 500 kV 2 回線、中部南部間を 500 kV 3 回線とする案を推奨する。

Plei Ku 変電所から Nha Trang 変電所間 500 kV 送電線 ACSR 330 mm² x 4 x 1cct 300 km (中部－南部間) 工事費約 82 mil USD

本工事により、水力発電所や石炭火力発電所などのベース電源を多く含む北部から中・南部へ 1,600 MW の潮流を流し、かつ水力発電所を中心とした中部の発電力を、ガス火力発電所の多い南部へ送電することが可能となる。このため、送電線のコストと同程度の発電設備の投資抑制と発電燃料費の低減を図ることができる。また、中部南部間の系統の信頼度を高めることができる。ただし、本案の採択については、経済的なメリットが微妙なところにあるので、発電機運用方法も含めた詳細な経費削減効果の見積もり、および信頼度の向上効果に対する精査などについて今後 EVN 側で検討する必要がある。なお、500 kV 系統の信頼度として N-1 基準を採用するかどうかを EVN 側で判断し、N-1 基準を採用する場合には、北部グリッド内の 500 kV 送電線を強化し、北部中部間を 500 kV 3 回線、中部南部間を 500 kV 4 回線とすることを推奨する。

(2) 揚水発電所の電源線

第 3 章に記載した揚水発電所の送電方法案の中から、揚水電源・動力の脱落量の許容値、Son La 発電所からの 500kV 送電線の経過地、および北部グリッド内の系統運用状況を見極めた上で、送電損失費および建設工事費を算出・比較して、最適な案を選定する必要がある。

(3) ベトナム国の系統上の問題

ベトナム国の系統に関する課題として、以下のものがあるので、今後検討が必要である。

- ・ 500/220 kV 変圧器および 220 kV 送電線の過負荷、および 220 kV 系統の事故電流の対策
- ・ 基準を上回る規模の事故が起こった場合の 500 kV 系統の運用方法
- ・ 500 kV 直列コンデンサの設置による発電機の軸ねじれ振動現象の影響・対策

9.2 財務的観点からの EVN の評価、将来的な課題と提言

➤ 投資計画について

本調査において、特に財務的な観点から様々な検討を実施したが、EVN が作成した財務計画は、財務的な観点からの予測である。従って、第 5 次マスタープラン改訂版の投資計画とは異なっている。

財務的な観点から投資等を考えることは重要であるが、第 5 次マスタープラン改訂版をベースとした財務予測を実施し、差異内容を把握分析し、今後の事業運営に活かすことが望まれる。

今後必要とされる資金額やその調達方法、EVN の財務的負担、それに伴う料金改定といった観点からの議論を進める上でもマスタープランと EVN の財務予測との差異の把握、分析が必要と思われる。

➤ 為替リスク

EVN は、これまでの設備投資により多額の外貨建借入金を有している。為替リスクに関しては、EVN が負担することになっており、為替変動が EVN の財務に与える影響は大きい。為替が大きく変動した場合、EVN が負担できない状況となった場合の考え方について、政府、EVN 間で検討しておくことが望まれる。

9.3 環境側面から見た電源開発に関する提言

(1) 電源開発シナリオ

a. 地球温暖化と電源開発シナリオ

地球温暖化は現在人類が直面している大きな環境問題として認識されている。しかも、発展途上国では旺盛な電力需要の伸びに対応するための電源開発も急務とされている。このように2つの相反する課題を解決する方策として、発展途上国では再生可能な純国産資源である水力発電が、重要な役割を果たすと期待されている。

そこで、本調査の電源開発シナリオの検討では、ベトナム国側の作成した第5次マスタープラン改訂版に沿って、2020年段階までにベトナム国内の水力開発可能量の開発を進め、それが終了した段階で、ピーク電源として揚水発電の開発を促進していくことが、経済的であるという結果が得られた。

一方で、8.1節で述べたように、揚水発電を含めた水力発電開発では、少なからぬ地域的な負の影響が予測される。それを解決するために、以下の提言をする。

- 2次的影響（住民の移転先の環境影響）評価を含めた適切なEIAを実施し、自然環境および社会環境への負の影響を回避、最小化し、さらに代償措置を適切に実施するような環境緩和策を提案すること。

b. 現実的な電源開発シナリオ

電源開発シナリオの作成時に、環境以外で重点的に考慮された事項は「実現可能性と経済性」であった。そのために、今回のシナリオで進める電源開発の主要な柱として、水力発電開発と石炭火力発電開発を挙げた。

環境配慮面からは、石炭火力発電はガス火力発電に比べても様々な面で劣り、勧められない。しかし、現実的な側面（経済効果・資源賦存量等）から石炭火力発電を考慮したシナリオを策定した。

そこで、環境配慮面から、石炭火力発電開発にあたっては、以下の点を重要な項目として提言する。

- 地域的な影響については、2次的影響（灰処理など）評価を含めた適切なEIAを実施し、自然環境および社会環境への負の影響を回避、最小化し、さらに代償措置を適切に実施するような環境緩和策を提案すること。石炭灰処理については現在実施中のJBIC PILOT STUDY “Environment improvement and pollution prevention by effective recycling of industrial and domestic wastes in Vietnam”のレポート（2004年3月完了予定）を参照のこと。

- CO₂ 排出については京都議定書で提案されている CDM(クリーン開発メカニズム¹: 植林・新しい石炭火力への効率的転換) 等の支援策導入を検討すること。

c. 必要最小限の開発

本調査では、ベトナム国側が作成した第5次マスタープラン改訂版で提案されている、各電源の設備開発必要量よりも少ない開発必要量で、目的が達成できることが判明した。環境配慮面からは、必要最小限の開発が望ましいので以下を提言する。

- 各電源設備の効率化を研究し、さらなる設備投資の削減を進め、開発を必要最小限に押さえること。

d. 電力需要抑制削 (DSM)

電力を消費している側での電力需要抑制策 (DSM) を積極的に進めることが電源開発を抑える重要な施策であることから、以下を提言する。

3.2 節で述べたとおり、ベトナム国の日間電力需要は、昼間ピーク需要が急伸を続けており、現在の夜間電灯ピーク型から昼ピーク型への移行が予見される。また、近隣国の実績を踏まえると、今後の経済発展に伴い、昼夜間および季節間の需要格差は拡大を続けるものと予想される。したがって、ベトナム国においては、積極的な DSM 活動によって電力ピークを抑え、設備投資の抑制と設備稼働率の向上を図ることがますます重要になってきていると考えられる。

こうした中、ベトナムにおいては、8.2 節にて述べたとおり DSM Phase-II として各種の DSM プログラムが計画・実行されている。これらの施策は、蛍光灯の普及支援など即効性の高いものを中心となっており、DSM の初期段階として適切な措置が講じられているものと評価される。今後は、Phase-II の実施結果を詳細に検証し、効果の高い施策を順次拡大していくとともに、商業ベースで実施可能なものについては民間に委譲する、という現在の方針を堅持していくことが望ましい。

一方で、ASEAN 諸国や日本における DSM への取り組み事例に照らすと、タイやフィリピンで実践されている Labeling Program (エアコンや冷蔵庫の省エネ度を表示) や、実施機関による大口需要家への省エネコンサルティングなどは、ベトナムにおいても効果が期待され、かつ、直ちに導入可能な方策であると考えられる。

¹ 温室効果ガス排出量の数値目標が設定されている先進国が協力して、数値目標が設定されていない途上国内において排出削減 (又は吸収増大) 等のプロジェクトを実施し、その結果生じた排出削減量 (又は吸収増大量) に基づきクレジットを発行した上で、そのクレジットをプロジェクト参加者間で分け合うこと。(環境省「図説・京都メカニズム」2003年より)

また、初期投資の少ない負荷調整契約も比較的容易に適用可能な DSM 方策であり、今後の産業・商業需要の伸びに伴い、高い効果の発現が期待される。この際、負荷調整契約を導入してきめ細かい負荷調整を実現するためには、需給情報をリアルタイムで把握し、運用指令を瞬時に伝達・実行することが重要となる。したがって、負荷調整契約の導入によるピーク電力の抑制に向けて、情報通信設備の整備を着実に進めていく必要がある。

(2) 環境社会配慮の実践

適切な EIA の実施など環境社会配慮を実践していくために、以下を提言する。

- 今までの開発での教訓を真摯に受け止め、今後の開発事業での緩和策に生かすこと。
- 様々な参考文献の応用すること。
以下のような文献が重要である。
 - ***Environmental Assessment Guidelines.*** Asian Development Bank (2003).
 - ***Dams and Development: A New Framework for Decision-Making.*** World Commission on Dams (2000).
 - ***Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action.*** International Energy Agency (2000).
- 十分な資源（時間、人、予算）を環境社会配慮の実践に配分すること。
適切な環境社会配慮を行うには、十分な時間をかけ、十分な人材を配置し、十分な予算で執行する必要がある。
- 他の省庁との連携を図ること。
EIA 関係では MONRE との連携が重要である。
ダム建設については、灌漑用ダム建設を手がける MARD との連携が重要である。特に MARD は、世界ダム委員会（World Commission on Dams）と協力して、ダム建設についての報告書をまとめている¹。

¹ Confluence – Newsletter of the Dams and Development Project, No.3. (July 2003). UNEP / DAMS AND DEVELOPMENT PROJECT.