

## 第7章 投資計画と財務予測

## 第7章 投資計画と財務予測

### 7.1 長期投資計画

#### 7.1.1 No.5 マスタープラン改訂版に基づく投資計画（詳細は添付資料 7-1-1 参照）

No.5 マスタープラン改訂版に基づく、2003年～2020年までの投資計画を計算した。計算方法ならびに計算結果は以下のとおりである。

##### (1) 電力設備投資の年度展開 …… 表 7-1-1

No.5 マスタープラン改訂版の電源開発計画ならびに送変電設備拡充計画、下記の IE から収集した火力発電所の建設単価、ならびに PECC1 から収集した水力発電所の建設費に基づき、各年度の投資額をベトナムおよび、日本の経験を加味し年度展開した。

Construction unit cost (USD/kW)

Capacity	Oil	Gas	GFCC	GT	Coal	Coal*	Nuclear
200	914	1031		400			
250	849	961		400			
300	800	900			1000	1100	
400					912	1003	
500					853	938	
600			600				
700			600				
1000							2200

Note : Institute of Energy

Source: Institute of Energy

##### (2) 各発電所の発電電力量 …… 表 7-1-2

IE 想定を送電端電力需要に所内ロスを加算した電力需要に基づき、ピーク電源の設備利用率（0～20%）、ミドル電源の設備利用率（20～60%）、ベース電源の利用率（60～90%）を考慮し、年度展開した。なお、揚水発電所については年間ピーク発電時間 800hr 分の揚水発電ロスを考慮した。

##### (3) 運転維持費用 …… 表 7-1-3

火力発電所ならびに送配電設備については、IE から収集した固定 O&M 単価、可変 O&M 単価を使用して算出した。新設の水力発電所については、日本における kW 当たりの運転維持費を参考として以下の通りとし、10年以上経過した既設水力については、その3倍とした。

Fixed O &amp; M cost for each type of power plants (Unit: USD/kW/year)

Capacity	Oil	Gas	GFCC	GT	Coal	Coal*
200	22.3	15.9		22.0	26.5	
250	20.7	14.8		22.0	24.5	
300	19.5	13.9			22.5	27.0
400					20.5	24.6
500					19.2	23.0
600			21.6			
700			21.6			

Source: Institute of Energy

Variable O &amp; M cost for each type of power plants (Unit: USD/kWh/year)

Capacity	Oil	Gas	GFCC	GT	Coal	Coal*
200	1.69	0.95		3.92	0.18	
250	1.57	0.88		3.85	0.16	
300	1.48	0.83			0.14	2.10
400					0.12	1.91
500					0.12	1.79
600			0.90			
700			0.90			

Source: Institute of Energy

**(4) 燃料価格**

IE から収集した 2020 年までの燃料価格想定値を使用した。

なお、石炭輸送費として北部は陸上輸送費 3.0\$/ton、南部は海上輸送費 7.0\$/ton を見込んでいる。

Fuel Unit Price

Fuel Type	Unit	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DO	USD/ton	289	291	293	298	304	309	314	320	323	326	328	331	334	337	340	343	346	349
FO	USD/ton	162	164	165	168	171	174	178	181	182	184	186	187	189	191	193	194	196	198
Coal(north)	USD/ton	24.4	25.3	26.2	26.8	27.4	28.0	28.6	29.2	29.9	30.6	31.3	32.1	32.9	33.5	34.3	35.0	35.7	36.5
Coal(south)	USD/ton	28.4	29.3	30.2	30.8	31.4	32.0	32.6	33.2	33.9	34.6	35.3	36.1	36.9	37.6	38.3	39.0	39.7	40.5
Associated Gas	USD/mmBTU	2.20	2.25	2.60	2.68	2.75	2.83	2.92	3.00	3.08	3.15	3.23	3.32	3.40	3.48	3.55	3.63	3.72	3.80
Nonassociated Gas	USD/mmBTU	3.06	3.12	3.60	3.66	3.72	3.78	3.84	3.90	3.99	4.07	4.16	4.26	4.35	4.44	4.52	4.61	4.71	4.80
Nuclear	¢/10 <sup>3</sup> kcal	0.26	0.26	0.27	0.27	0.28	0.29	0.29	0.30	0.31	0.31	0.32	0.33	0.34	0.34	0.35	0.36	0.37	0.37

Source : Institute of Energy, Vinacoal and Study team estimates

**(5) 各発電所の燃料費 …… 表 7-1-4**

③と④の諸元に基づき、EVN 所有の発電所について算出した。

**(6) 電力購入費 …… 表 7-1-5**

各種電源の 2003 年度電力購入価格は、水力（輸入含む）4.5 ¢ /kWh、石炭（≤100MW）5.0 ¢ /kWh、石炭（≥300MW）3.6 ¢ /kWh、石油 6.0 ¢ /kWh、GTCC 4.2 ¢ /kWh とし、火力については、燃料価格の上昇分を織り込んだ。

表 7-1-1 電力設備投資の年度展開 (No.5<sup>th</sup> M/P 改訂版)

Unit : million USD

I Power Plants	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Northern Region</b>	184	657	1,086	1,140	1,122	974	942	1,233	900	836	907	1,167	908	405	351	48	0	0
Hydro	79	320	510	482	508	539	582	718	484	678	602	740	744	405	351	48	0	0
Thermal	105	337	576	657	614	435	360	515	416	158	305	427	164	0	0	0	0	0
<b>Central Region</b>	142	301	513	628	570	475	499	265	346	146	132	124	254	268	104	76	41	51
Hydro	142	301	513	628	570	475	499	265	346	146	132	106	59	48	104	76	41	51
Thermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	194	220	0	0	0	0
<b>Southern Region</b>	777	477	676	652	540	377	341	378	392	633	566	411	295	678	1,623	2,166	2,003	996
Hydro	133	134	209	236	306	219	112	152	39	141	180	158	168	94	117	98	104	116
Thermal	644	343	467	416	234	158	229	225	353	492	386	252	17	254	736	857	578	220
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	330	770	1,210	1,320	660
<b>Total Investment</b>	1,104	1,435	2,275	2,419	2,232	1,827	1,781	1,875	1,639	1,615	1,605	1,701	1,457	1,351	2,078	2,290	2,043	1,047
<b>II Power Grids</b>	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
500kV TL & SS	267	279	272	59	46	52	59	49	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118
220kV TL & SS	170	186	182	154	121	137	155	128	75	75	75	75	75	84	84	84	84	84
110kV TL & SS	242	280	320	167	131	148	167	138	184	184	184	184	184	205	205	205	205	205
Distribution System	247	258	268	325	255	288	326	269	234	234	234	234	234	261	261	261	261	261
<b>Total Investment</b>	926	1,003	1,042	705	553	625	707	584	611	611	611	611	611	668	668	668	668	668
<b>Grand Total</b>	<b>2,030</b>	<b>2,438</b>	<b>3,317</b>	<b>3,124</b>	<b>2,785</b>	<b>2,452</b>	<b>2,488</b>	<b>2,459</b>	<b>2,250</b>	<b>2,226</b>	<b>2,216</b>	<b>2,312</b>	<b>2,068</b>	<b>2,019</b>	<b>2,746</b>	<b>2,958</b>	<b>2,711</b>	<b>1,715</b>
<i>of which IPP investment</i>	689	679	817	697	146	83	47	55	29	36	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>of which JV investment</i>	0	34	245	442	489	435	453	315	332	116	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>of which EVN investment</i>	1,341	1,724	2,255	1,985	2,149	1,934	1,988	2,090	1,888	2,075	2,216	2,312	2,068	2,019	2,746	2,958	2,711	1,715

表 7-1-2 各発電所の発生電力量の年度展開 (No.5<sup>th</sup> M/P 改訂版)

Unit : GWh

REGION	Norm\Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NORTH	DEMAND	15,467	17,451	19,680	21,842	24,233	26,915	29,923	33,339	36,114	39,130	42,408	45,972	49,787	53,333	57,132	61,208	65,652	70,350
	POWER PRODUCTION	15,658	15,548	15,786	18,114	23,235	29,532	35,051	37,934	41,063	44,968	50,027	54,972	61,119	66,110	68,146	73,195	78,160	80,593
	Hydro + Import	8,481	8,481	8,481	8,627	9,652	11,924	13,545	13,800	14,520	17,155	20,944	25,246	27,801	30,894	32,931	36,403	40,317	42,750
	THERMAL	7,177	7,067	7,305	9,487	13,583	17,608	21,506	24,134	26,543	27,813	29,083	29,726	33,317	35,215	35,215	36,792	37,843	37,843
CENTRE	DEMAND	4,124	4,815	5,642	6,391	7,250	8,237	9,373	10,686	11,631	12,669	13,802	15,041	16,394	17,599	18,915	20,330	21,877	23,517
	POWER PRODUCTION	4,194	4,059	4,263	5,284	7,016	8,579	10,729	13,835	16,706	19,096	22,017	25,643	26,686	29,333	34,936	37,450	37,450	38,267
	Hydro + Import	4,194	4,059	4,263	5,284	7,016	8,579	10,729	13,835	16,706	19,096	22,017	25,643	26,686	27,861	31,152	33,035	33,035	33,852
	THERMAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,472	3,784	4,415	4,415	4,415
SOUTH	DEMAND	20,242	23,059	26,272	29,376	32,838	36,763	41,171	46,185	50,196	54,574	59,338	64,595	70,207	75,334	80,882	86,842	93,345	100,196
	POWER PRODUCTION	21,301	27,478	33,530	36,296	36,473	36,644	38,563	42,620	45,870	48,607	51,931	56,801	61,876	64,268	69,461	77,459	88,390	100,737
	Hydro + Import	5,163	5,350	5,350	5,662	6,680	7,665	7,665	8,232	9,365	9,365	9,365	9,365	9,755	10,534	11,960	15,379	16,444	16,576
	THERMAL NEWCLEAR	16,138	22,128	28,180	30,633	29,793	28,979	30,897	34,388	36,505	39,242	42,566	47,435	52,121	53,734	57,500	62,080	69,464	74,232
<b>Total power production</b>	<b>41,153</b>	<b>47,084</b>	<b>53,579</b>	<b>59,694</b>	<b>66,724</b>	<b>74,755</b>	<b>84,343</b>	<b>94,390</b>	<b>103,639</b>	<b>112,671</b>	<b>123,975</b>	<b>137,416</b>	<b>149,681</b>	<b>159,710</b>	<b>172,543</b>	<b>188,104</b>	<b>204,001</b>	<b>219,598</b>	

表 7-1-3 運転維持費用の年度展開 (No.5<sup>th</sup> M/P 改訂版)

Unit : million USD

Type/Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hydro	48	48	48	50	50	55	58	59	65	77	115	115	116	119	134	136	136	136
Coal Fired	43	42	41	46	67	92	116	129	143	162	172	174	191	206	206	212	232	247
FO Fired	6	6	6	6	14	20	20	21	21	21	21	21	21	16	16	16	16	16
Gas	74	85	87	87	86	91	99	100	99	107	123	150	170	164	184	203	222	241
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	44
Powr grids	52	71	90	105	116	128	144	156	167	179	191	201	213	227	240	251	265	278
<b>Total O &amp; M Cost</b>	<b>223</b>	<b>252</b>	<b>272</b>	<b>294</b>	<b>332</b>	<b>385</b>	<b>437</b>	<b>465</b>	<b>494</b>	<b>545</b>	<b>622</b>	<b>661</b>	<b>711</b>	<b>733</b>	<b>780</b>	<b>818</b>	<b>879</b>	<b>962</b>

表 7-1-4 燃料費の年度展開 (No.5<sup>th</sup> M/P 改訂版)

Unit : million USD

Type/Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coal Fired	96	95	94	102	110	134	160	167	198	210	207	212	238	271	276	315	387	435
FO Fired	31	31	31	55	94	112	114	138	140	133	134	136	137	142	144	145	122	123
Gas	331	387	504	531	493	483	552	591	593	680	809	998	1,187	1,285	1,489	1,670	1,873	2,060
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	97
<b>Total Fuel Cost</b>	<b>458</b>	<b>513</b>	<b>629</b>	<b>687</b>	<b>698</b>	<b>729</b>	<b>825</b>	<b>897</b>	<b>931</b>	<b>1,023</b>	<b>1,150</b>	<b>1,346</b>	<b>1,562</b>	<b>1,698</b>	<b>1,909</b>	<b>2,130</b>	<b>2,406</b>	<b>2,714</b>

表 7-1-5 電力購入費の年度展開 (No.5<sup>th</sup> M/P 改訂版)

Unit : million USD

Type/Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hydro	4	13	13	48	130	164	205	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249
Coal	0	5	32	85	219	299	381	473	489	525	600	585	601	608	614	652	691	698
Gas	0	232	375	410	491	469	473	568	688	724	732	739	746	785	854	861	870	815
Oil	125	43	91	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Import	0	0	0	0	0	7	20	40	82	94	173	289	302	328	432	585	701	756
<b>Total Cost</b>	<b>129</b>	<b>293</b>	<b>510</b>	<b>672</b>	<b>840</b>	<b>938</b>	<b>1,079</b>	<b>1,330</b>	<b>1,508</b>	<b>1,592</b>	<b>1,753</b>	<b>1,862</b>	<b>1,898</b>	<b>1,969</b>	<b>2,149</b>	<b>2,347</b>	<b>2,511</b>	<b>2,518</b>

### 7.1.2 本調査結果の最適開発計画に基づく投資計画（詳細は添付資料 7-1-2 参照）

6.2章で提案した本調査の最適開発計画に基づく、2003年～2020年までの投資計画を計算した。計算条件・方法は7.1.1と同様であり、計算結果は表7-1-6～表7-1-10に示すとおりである。

また、第5次マスタープラン改訂版のケースと本調査結果のケースの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7-1-1～図7-1-4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。

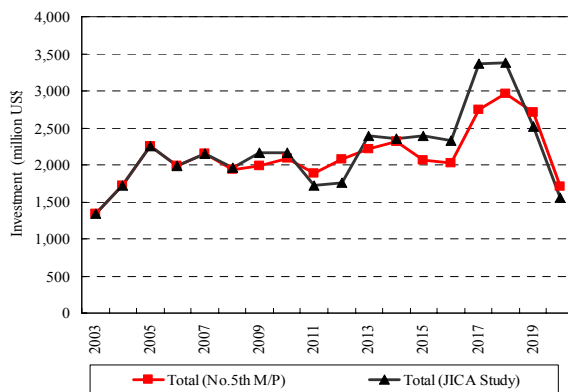


図 7-1-1 EVN の投資額の推移

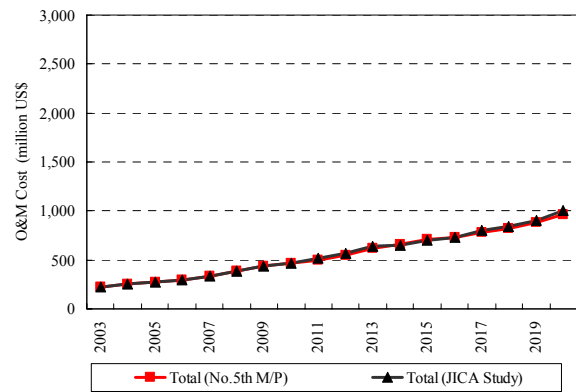


図 7-1-2 EVN の O&M コストの推移

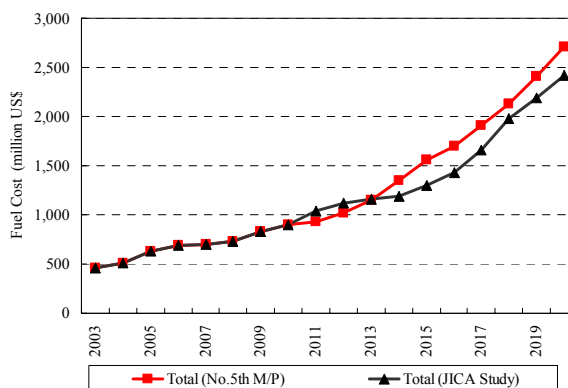


図 7-1-3 EVN の燃料費の推移

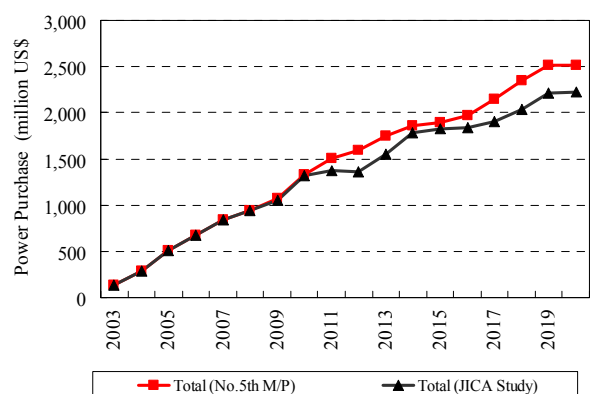


図 7-1-4 EVN の電力購入費の推移

表 7-1-6 電力設備投資の年度展開 (JICA Team)

		Unit : million USD																	
I	Power Plants	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	<b>Northern Region</b>	184	657	1,086	1,140	1,122	1,063	1,471	1,431	640	668	622	778	801	587	1,059	971	445	117
	Hydro	79	320	510	482	508	539	574	706	476	668	622	778	801	503	449	117	117	117
	Thermal	105	337	576	657	614	524	897	725	164	0	0	0	0	84	610	854	328	0
	<b>Central Region</b>	142	301	513	628	570	475	499	265	346	146	132	124	254	268	104	76	41	51
	Hydro	142	301	513	628	570	475	499	265	346	146	132	106	59	48	104	76	41	51
	Thermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	194	220	0	0	0	0
	<b>Southern Region</b>	777	477	676	652	510	311	112	192	350	600	1,025	841	721	800	1,533	1,670	1,364	716
	Hydro	133	134	209	236	306	219	112	142	24	106	130	98	93	19	72	83	44	56
	Thermal	644	343	467	416	204	92	0	50	326	494	895	743	518	451	690	376	0	0
	Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	330	770	1,210	1,320	660
	<b>Total Investment</b>	1,104	1,435	2,275	2,419	2,202	1,850	2,081	1,887	1,337	1,414	1,779	1,742	1,776	1,656	2,695	2,716	1,850	883
II	Power Grids	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	500kV TL & SS	267	279	272	59	46	52	59	49	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118
	220kV TL & SS	170	186	182	154	121	137	155	128	75	75	75	75	75	84	84	84	84	84
	110kV TL & SS	242	280	320	167	131	148	167	138	184	184	184	184	184	205	205	205	205	205
	Distribution System	247	258	268	325	255	288	326	269	234	234	234	234	234	261	261	261	261	261
	<b>Total Investment</b>	926	1,003	1,042	705	553	625	707	584	611	611	611	611	611	668	668	668	668	668
<b>Grand Total</b>		<b>2,030</b>	<b>2,438</b>	<b>3,317</b>	<b>3,124</b>	<b>2,755</b>	<b>2,475</b>	<b>2,788</b>	<b>2,471</b>	<b>1,948</b>	<b>2,025</b>	<b>2,390</b>	<b>2,353</b>	<b>2,387</b>	<b>2,324</b>	<b>3,363</b>	<b>3,384</b>	<b>2,518</b>	<b>1,551</b>
<i>of which IPP investment</i>		<i>689</i>	<i>679</i>	<i>817</i>	<i>697</i>	<i>146</i>	<i>83</i>	<i>47</i>	<i>55</i>	<i>29</i>	<i>36</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>of which JV investment</i>		<i>0</i>	<i>34</i>	<i>245</i>	<i>442</i>	<i>459</i>	<i>429</i>	<i>571</i>	<i>249</i>	<i>203</i>	<i>230</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>of which EVN investment</i>		<i>1,341</i>	<i>1,724</i>	<i>2,255</i>	<i>1,985</i>	<i>2,149</i>	<i>1,964</i>	<i>2,170</i>	<i>2,168</i>	<i>1,716</i>	<i>1,759</i>	<i>2,390</i>	<i>2,353</i>	<i>2,387</i>	<i>2,324</i>	<i>3,363</i>	<i>3,384</i>	<i>2,518</i>	<i>1,551</i>

表 7-1-7 各発電所の発生電力量の年度展開 (JICA Team)

		Unit : GWh																	
REGION	Norm\Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NORTH	DEMAND	15,467	17,451	19,680	21,842	24,233	26,915	29,923	33,339	36,114	39,130	42,408	45,972	49,787	53,333	57,132	61,208	65,652	70,350
	POWER PRODUCTION	15,658	15,548	15,786	18,114	23,235	29,532	35,051	38,854	40,216	46,501	53,093	58,446	63,017	67,229	70,978	73,979	74,874	73,516
	Hydro + Import	8,481	8,481	8,481	8,627	9,652	11,924	13,545	13,800	14,520	17,155	20,944	25,246	27,801	30,962	33,135	34,968	34,797	34,797
	THERMAL	7,177	7,067	7,305	9,487	13,583	17,608	21,506	25,054	25,696	29,346	32,149	33,200	35,215	36,266	37,843	39,011	40,077	38,719
CENTRE	DEMAND	4,124	4,815	5,642	6,391	7,250	8,237	9,373	10,686	11,631	12,669	13,802	15,041	16,394	17,599	18,915	20,330	21,877	23,517
	POWER PRODUCTION	4,194	4,059	4,263	5,284	7,016	8,579	10,729	13,835	16,706	19,096	20,764	21,612	22,108	24,755	30,358	32,872	32,872	33,689
	Hydro + Import	4,194	4,059	4,263	5,284	7,016	8,579	10,729	13,835	16,706	19,096	20,764	21,612	22,108	23,283	26,574	28,457	28,457	29,274
	THERMAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,472	3,784	4,415	4,415	4,415
SOUTH	DEMAND	20,242	23,059	26,272	29,376	32,838	36,763	41,171	46,185	50,196	54,574	59,338	64,595	70,207	75,334	80,882	86,842	93,345	100,196
	POWER PRODUCTION	21,301	27,478	33,530	36,296	36,473	36,644	37,932	41,407	46,426	46,443	48,801	53,869	60,345	64,619	67,831	74,212	82,283	91,867
	Hydro + Import	5,163	5,350	5,350	5,662	6,680	7,665	7,665	8,232	9,365	9,365	9,365	9,891	11,056	11,282	10,466	10,330	10,262	10,394
	THERMAL	16,138	22,128	28,180	30,633	29,793	28,979	30,267	33,175	37,060	37,078	39,436	43,978	49,289	53,336	57,364	63,882	70,159	72,165
	NEWCLEAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,862	9,308
<b>Total power production</b>		<b>41,153</b>	<b>47,084</b>	<b>53,579</b>	<b>59,694</b>	<b>66,724</b>	<b>74,755</b>	<b>83,712</b>	<b>94,097</b>	<b>103,348</b>	<b>112,040</b>	<b>122,659</b>	<b>133,927</b>	<b>145,470</b>	<b>156,602</b>	<b>169,167</b>	<b>181,064</b>	<b>190,029</b>	<b>199,072</b>

表 7-1-8 運転維持費用の年度展開 (JICA Team)

Unit : million USD

Type/Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hydro	48	48	48	50	50	55	58	59	65	77	115	115	116	119	125	127	134	142
Coal Fired	43	42	41	46	67	92	116	131	167	187	207	214	252	273	292	298	334	373
FO Fired	6	6	6	6	14	20	20	22	22	22	22	22	22	16	16	17	17	17
Gas	74	85	87	87	86	91	99	98	100	101	100	99	99	94	128	146	146	147
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	44
Power grids	52	71	90	105	116	128	144	156	167	179	191	201	213	227	240	252	266	279
<b>Total O &amp; M Cost</b>	<b>223</b>	<b>252</b>	<b>272</b>	<b>294</b>	<b>332</b>	<b>385</b>	<b>437</b>	<b>467</b>	<b>522</b>	<b>566</b>	<b>636</b>	<b>652</b>	<b>703</b>	<b>729</b>	<b>800</b>	<b>839</b>	<b>906</b>	<b>1,002</b>

表 7-1-9 燃料費の年度展開 (JICA Team)

Unit : million USD

Type/Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coal Fired	96	95	94	102	110	134	160	171	189	256	306	360	485	571	634	702	848	930
FO Fired	31	31	31	55	94	112	114	183	185	187	181	182	184	142	144	169	170	172
Gas	331	387	504	531	493	483	552	543	663	679	669	646	628	716	881	1,113	1,155	1,232
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	91
<b>Total Fuel Cost</b>	<b>458</b>	<b>513</b>	<b>629</b>	<b>687</b>	<b>698</b>	<b>729</b>	<b>825</b>	<b>898</b>	<b>1,037</b>	<b>1,122</b>	<b>1,156</b>	<b>1,188</b>	<b>1,298</b>	<b>1,429</b>	<b>1,659</b>	<b>1,984</b>	<b>2,191</b>	<b>2,425</b>

表 7-1-10 電力購入費の年度展開 (JICA Team)

Unit : million USD

Type/Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hydro	4	13	13	48	130	164	205	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249
Coal	0	5	32	85	219	299	381	496	479	503	600	627	664	671	715	722	729	698
Gas	0	232	375	410	491	469	445	534	568	516	557	710	717	694	641	738	902	942
Oil	125	43	91	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Import	0	0	0	0	0	7	20	40	82	94	145	199	199	225	296	331	331	331
<b>Total Cost</b>	<b>129</b>	<b>293</b>	<b>510</b>	<b>672</b>	<b>840</b>	<b>938</b>	<b>1,051</b>	<b>1,319</b>	<b>1,378</b>	<b>1,362</b>	<b>1,550</b>	<b>1,783</b>	<b>1,828</b>	<b>1,839</b>	<b>1,900</b>	<b>2,040</b>	<b>2,211</b>	<b>2,220</b>



## 7.2 財務予測

### 7.2.1 財務予測における環境分析

#### (1) EVN の組織改革

EVN の組織改革については、改革の手法、状況によって財務予測に大きな影響を与える可能性があるが、以下の理由により、EVN の組織改革の影響は無いものとして扱う。

なお、EVN の財務予測においても組織改革の影響は無いものとして取り扱っている。

2003 年 10 月 28 日付け首相令 (Decision of The Prime Minister) No.219/2003./QD-TTG により、今後、EVN は組織改革を進めていくことが決定している。

EVN の組織改革に関し首相令において明らかになっている主な内容は以下のとおり。

#### a. EVN の組織改革

EVN を構成する各事業体は、依然として 100%政府所有の国営企業である。首相令では、これらの企業が政府直轄の企業となるのか、それとも、これまで通り EVN を構成するグループ企業として管理されるかについては明記されていないが、EVN の財務会計部門は、会計的にはこれまでと変わらないと認識している。

これらの企業について EVN を構成するグループ会社として位置付ければ、個々の財務数値は、連結財務諸表として結合されるため、財務予測に対する EVN の組織改革の影響は無い、あるいは軽微であると考えられる。

表 7-2-1 EVN の組織形態

	組織形態	会社名
1.	独立採算企業 (Independent Accounting Enterprise) 計 12 ユニット	PC1,2,3, PC Hanoi, PC HoChiMin, PC Dong Nai, Power Engineering Company1,2,3,4, ElectricTelecommunication Company
2.	非独立採算企業 (Dependent Accounting Enterprise) 計 17 ユニット	NLDC, Power Transmission Company1,2,3,4, Thermal Power Plant (:Pha Lai, Ninh Binh, Thu Doc, Ba Ria, Uong Bi) Phu My Power Plant, Hydro Electric Power Plant (:Yaly, Tri An, Da Nhim-Ham Thuan Dami, Thac Mo, Thac Ba, Hoa Binh)
3.	EVN 管理ユニット 計 5 ユニット	Institute of Energy, Electrical Engineering College, Electrical Engineering School2,3, Electrical Training School

**b. 事業再構築に関する行程表**

電力セクター改革についても、以下のとおり今後の行程が示されている。

表 7-2-2 電力セクター改革における行程

	行程	政府保有割合	対象事業体
フェーズ 1 ～2003	株式会社化	50%以上	Enterprise of Insulator 他 2 社
		Minority	Enterprise of electrical Construction 他 2 社
	One Member Company	Whole	PC Ninh Binh
フェーズ 2 2003～2004	株式会社化	50%以上	Electrical Machines of Thu Duc Co 他 3 社
	One Member Company	Whole	Hai Duong PC
	合併	EVN 内に吸収	Center of Electrical Scientific Technical Information
フェーズ 3 2003～2005	株式会社化	More than 50%	PC Khanh Hoa
	One Member Company	Whole	Can Tho Thermal Power Company

先にも述べたとおり、政府保有の趣旨が、EVN 保有を指しているとするれば、会計上、50%以上の持分を保有されている会社の財務数値は、EVN の連結財務諸表に組み込まれることになる。上記、行程表においても、対象事業体の殆どが政府保有とされており、政府が少数株主となるのは僅か 3 社である。

従って、今後、この行程表に従って事業再編が行われるとしても、EVN 全体の財務に与える影響は軽微である可能性が高く、EVN の財務予測同様、この事業再編に関する影響については考慮しない。

**(2) 資金調達環境 (ODA、市中調達)****a. 国際援助機関**

「第 2 章 2.3 関連施策」においても述べたとおり、主要な援助機関である WB、ADB、JBIC においては、ベトナム電力セクターへの支援を引き続き実施していくものと想定される。EVN の財務予測においても、一部プロジェクトに関しては、国際援助機関からの融資を見込んでいるものがあり、本調査においても EVN の財務予測における想定をほぼ踏襲して実施する。

**b. 債券発行**

ペトロベトナムが、3,000 億 VND (約 20 百万 US\$) の債券発行を予定 (2003 年 12 月現在) しているように、債券市場の発達により、今後、EVN を含む有力な国営企業においても債券

発行の可能性がある。加えて、国営企業が国家的に重要なプロジェクトのために発行する債券に対しては、政府保証を付与する制度も、整備されつつあり国営企業の主要な資金調達手段として期待されている。

なお、ペトロベトナムによる上記債券については、政府保証は付されていない。発行条件は、以下のとおり。

債券償還までの期間：5年 金利：1年目 8.7%、2年目以降は、4 大 国 営 商 業 銀 行 に お け る 年 平 均 預 金 金 利 + 0.5%

以上述べたように、資金調達手段として債券発行の可能性はあるものの借入による資金調達と大きな差はなく、財務予測上、債券による資金調達は考慮しないこととする。なお、EVNの財務予測においても資金調達は想定していない。

### c. 株式公開

電力セクター改革に伴う EVN の組織改革により、EVN 自身あるいは関係会社による株式公開により株式市場から資金を調達することも想定されるが、その実現可能性及び株価等について現状で判断することは困難である。

従って、財務予測上、株式市場からの資金調達は考慮しないこととする。EVN の財務予測においても想定されていない。

## 7.2.2 財務予測

財務予測については、以下の手順により実施した。

### (1) 財務予測期間

2003 年から 2012 年までの 10 年間。10 年間とした理由は、以下のとおりである。

- ・ ADB 支援によるベトナム電力セクター改革ロードマップでは、2012 年から卸売競争市場モデルが電力市場に導入される予定となっている。現時点において、同市場モデルが EVN の財務に与える影響を検討するのは困難である。
- ・ 財務諸表をベースとする財務予測あるいは計画といったものは、企業を取り巻く様々な環境により影響を受けるため中長期計画（3 年から 5 年程度）で示されることが多い。本調査は詳細な財務予測を意図したものではないため、更に長期の予測（10 年）を行うが、一方で 20 年といった予測は、変動要因、不確定要素が多くなるため財務予測の有効性の観点から 10 年とする。
- ・ EVN の財務予測においても予測期間は 6 年（2003 年~2008 年）となっている。

### (2) 作成される諸表

予測損益計算書及び予測キャッシュフロー計算書とする。

厳密には、予測貸借対照表も対象と成り得るが、10 年という長期の予測であり貸借対照表

の増減による影響は無視する。

### (3) 財務予測のケース分け

財務予測は、2つのケースに分けて実施する。

- ・ケース1：本調査による長期投資計画に EVN が財務予測上、想定している借入条件等を反映した財務予測。
- ・ケース2：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な財務予測。

## 7.2.3 財務予測結果

### (1) ケース1

本調査による長期投資計画に EVN が財務予測上、想定している借入条件等を反映した財務予測。

#### a. 主な前提

##### 1) 電力料金

電力料金については、EVN の料金改定スケジュールを採用する。

##### 2) 年間販売電力量

2003年～2008年については、EVN の財務予測における数値を用いる。

2009年～2012年については、システムロスの改善を見込み以下の通りとする。

表 7-2-3 年間販売電力量

(Unit: GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1.Generation & Purchase	40,932	46,535	53,303	59,056	66,648	74,490
2.Sales Volume	34,510	39,454	45,093	50,228	56,964	63,953

	2009	2010	2011	2012
1.Generation & Purchase	82,870	93,000	101,074	109,775
2.Sales Volume	71,426	80,486	87,754	95,694

##### 3) 燃料費、O&M コスト

調査団により試算された数値を用いる。

##### 4) 人件費

EVN の財務予測における、Salary and Insurance は、調査団案における O&M コストに含まれているものと考えられるため、調査団案の財務予測においては、人件費としてのコスト計上は行わない。なお、管理部門の人件費は、EVN の過年度財務諸表を見る限り Administratrion Cost に含まれていると考えられる。

## 5) 「減価償却費」

毎期の減価償却費については、既設の固定資産（2002 年度現在）については、これまでの実績による償却年数を採用する。2003 年以降、完成する新規の設備に関しては、EVN の財務予測による耐用年数を採用。

(Unit: Million VND)

	2000	2001	2002
年間減価償却費	4,132	4,928	6,864
有形固定資産平均残高	44,225	54,830	69,824
平均耐用年数	10.7	11.1	10.2

\*1 取得価額ベース

- ・ 固定資産の減価償却実績（定額法）
- ・ 2003 年以降の新規設備  
 水力発電：6.5%（約 15 年）、火力発電：8.5%～9.0%（約 12 年）、送配電設備：8.5%（約 12 年）。なお、固定資産の取得価額に算入される建中金利については、以下のように取り扱う。  
 発電設備に係わる建中金利：水力、火力発電設備の耐用年数の考慮し、簡便的に 14 年で償却。  
 送配電設備に係わる建中金利：耐用年数 12 年と同じ。

## 6) 支払利息

EVN の財務予測と同じ条件とする。すなわち、設備投資に係わる借入金利のうち、建設期間中に発生する利息については、固定資産の取得価額に算入。建設終了後の利息については、支払利息として毎期の損益として計上。

## 7) 「資金調達先及び借入条件」

長期投資計画における各プロジェクトへの資金の割当は、EVN の財務予測において想定している資金調達先及び借入条件と同じとする（第 3 章 3.4 EVN 財務予測参照）。

なお、シミュレーションの単純化のため、毎期の投資額は全て借入で賄われることとする。また、予測期間前に既に EVN が実施しているプロジェクトの借入金残高及び今後の返済計画については、そのまま踏襲する。

## 8) 法人税

EVN の財務予測にしたがい税引前利益から設備投資に充てる利益額を控除した額を課税所得とする。なお、課税所得に対する税率は、EVN の財務予測に基づき 2003 年が 32%、それ以降は 28%と想定。

## 9) 利益配分方法

年間利益の配分方法については、EVN の財務予測を踏襲する。なお、EVN における利益配分方法は概ね以下のとおりとなっている。

表 7-2-4 年間利益の配分方法

項目	摘要
税引前利益	
△設備投資への充当額	: *1
a. 差引：目標利益	: EVN が目標とする利益。*2
△法人税額	: 目標利益の 32%(但し 2004 年以降は 28%)
△資本税	: 政府資本額の 1.8%
b. 差引：ファンドへの拠出額	
△開発ファンド	: b. の 50%
△福利厚生ファンド	: b. の 35%
△財務ファンド	: b. の 10%
△失業給付ファンド	: b. の 5%(但し、2003 年まで)
c. 差引：ゼロ	: a. - b.

\*1：設備投資への充当額については、売上の前年比増加額が基礎となるが、EVN においては、目標利益の達成が重要となるため、目標利益の額に依存することになる。なお、当該投資額については、EVN の財務予測上、投資減税の対象と認識され法人税額の算定においては、課税所得から控除されている。

\*2：結果として目標利益の額を如何に設定するかがポイントになる。調査団の財務予測における各年度の目標利益については以下のとおりとする。

2003 年～2008 年：EVN の財務予測における数値

2009 年～2012 年：EVN の財務予測における毎年の伸び率を勘案し、前年利益の 10% 増とする。

## 10) 運転資金の増減

キャッシュフロー計算においては、運転資金の前期比増減が影響を与えるが、EVN による財務予測（第 3 章 3.4 EVN 財務予測 参照）においては比較的少額となっており、キャッシュフローに重要な影響を与えないと考えられるため、本財務予測においては、無視する。

## 11) その他

主として投資計画に含まれていない一般管理費等については、EVN の財務予測における数値（2003 年～2008 年）を採用し、それ以降の年度については、2003 年から 2008 年における増加率に基づき算定する。

## b. ケース 1 財務予測結果

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。

## 1) 予測損益計算書

表 7-2-5 ケース 1 : 予測損益計算書

CASE 1: Financial Condition of EVN  
Prospective Income Statement based on JICA Study

	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
-Fuel	-458	-513	-629	-687	-698	-729	-825	-898	-1,037	-1,122
-Material	-58	-66	-75	-84	-95	-107	-121	-137	-155	-175
-Main t enance	-223	-252	-272	-294	-332	-385	-437	-467	-522	-566
-Power Purchase	-129	-293	-510	-672	-840	-938	-1,051	-1,319	-1,378	-1,362
-Depreciation	-511	-587	-702	-851	-1,050	-1,271	-1,446	-1,657	-1,890	-2,129
-Interest	-91	-128	-158	-208	-291	-393	-442	-492	-551	-562
-Hydro Resource Tax	-15	-17	-19	-21	-23	-25	-27	-29	-31	-33
-Administration Cost	-72	-82	-94	-104	-117	-131	-146	-163	-178	-192
-Unemployees' Fund Fee		-4	-4	-5	-5	-6	-6	-7	-7	-8
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%

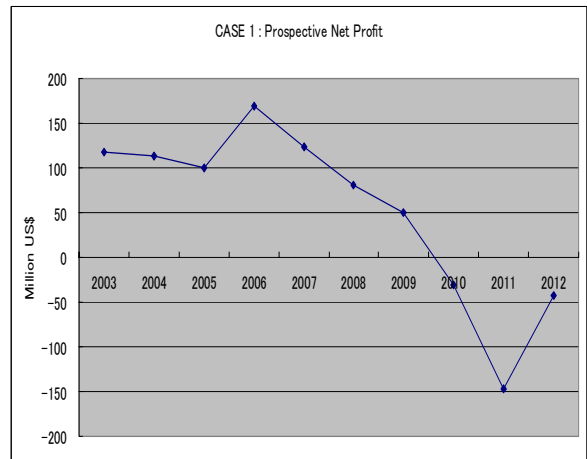
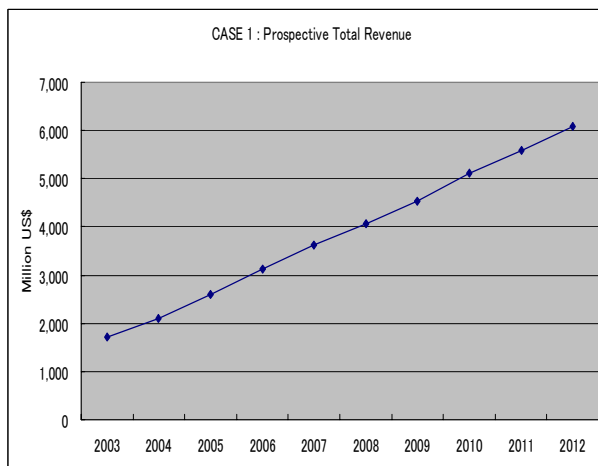


図 7-2-1 ケース 1 : 売上と純利益の推移

## (個別分析)

- 電力売上は、順調に増加するものの 2007 年度以降、料金改定の影響が無くなるため、売上増加率はそれまでの 20%台から 10%程度に減少する。
- 税引前利益については、2007 年まで概ね順調に推移するが、2008 年以降、利益の落ち込みが著しくなり、2011 年には赤字に転じることになる。利益率に関しては 2011 年まで一貫して悪化傾向を示している。
- コスト面をみると、特に、購入電力費の増加が著しく 2012 年には、2003 年における購入電力費の約 11 倍となっている。その他、電力収入が予測期間 10 年で 3.6 倍になるのに対し、減価償却費は 4.2 倍、支払利息は 6.2 倍となっており、これらコストの上昇が著しいために、2008 年以降、収益を圧迫する主たる要因となっている。

## (収益性に関する総括)

- 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¢/kWh まで到達し、値上げによる収益への貢献が無くなる 2007 年以降は、低下する。
- 予測期間後半における収益性の低下を改善するためには、電力料金の値上げかあるいはコスト削減が考えられる。現状において、料金値上げの可能性について言及することは難しいが、利益がマイナスになる状況は、事業運営上、明らかに不健全であり、料金値上げの重要な一つの要因となり得ると思われる。一方、コスト削減については、主要なコストである減価償却費が固定費であること、また、電力購入費は、契約条件次第ではあるが長期契約の場合には、購入費の削減が難しいことから、容易ではない可能性があると考えられる。



## 2) 予測キャッシュフロー計算書

表 7-2-6 予測キャッシュフロー計算書

## CASE 1: Financial Condition of EVN

## Prospective Cash Flow Statement based on JICA Study

(Unit: Million US\$)

	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
-Fuel	-458	-513	-629	-687	-698	-729	-825	-898	-1,037	-1,122
-Material	-58	-66	-75	-84	-95	-107	-121	-137	-155	-175
-Maintenance	-223	-252	-272	-294	-332	-385	-437	-467	-522	-566
-Power Purchase	-129	-293	-510	-672	-840	-938	-1,051	-1,319	-1,378	-1,362
-Hydro Resource Tax	-15	-17	-19	-21	-23	-25	-27	-29	-31	-33
-Administration Cost	-72	-82	-94	-104	-117	-131	-146	-163	-178	-192
-Unemployees' Fund Fee	0	-4	-4	-5	-5	-6	-6	-7	-7	-8
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
-All.to Welfare Fund	-17	-20	-24	-26	-30	-9	0	0	0	0
-All.to Sinking Fund	-5	-6	-7	-8	-9	-3	0	0	0	0
-All.to Unemployees' Fund	-2									
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
-Investment from Internal Sources										
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										
-Bond Issue										
-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

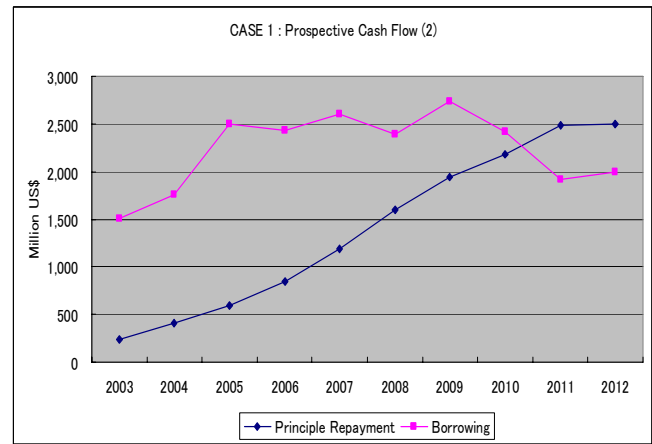
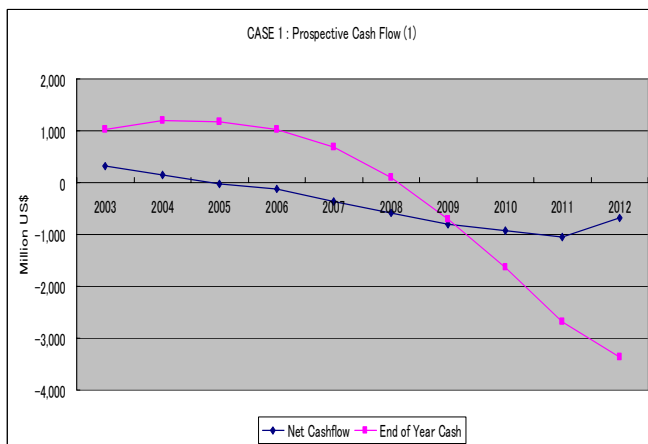


図 7-2-2 ケース 1: キャッシュフローの推移

(個別分析)

- ・ ネットキャッシュフローは、2005 年以降一貫してマイナスであり、結果的に 2009 年においては、資金残高もマイナスとなっている。
- ・ 収益からコストを引いた営業キャッシュフロー（除く金利）は、以下のとおり概ね順調に増加している。

(Unit: Million US\$)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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*	-955	-1,227	-1,603	-1,867	-2,110	-2,321	-2,613	-3,020	-3,308	-3,458
3.Net	757	864	999	1,272	1,513	1,747	1,930	2,099	2,274	2,628

\*Excluded Depreciation &amp; Interest

これらの資金は一般的に投資や借入金の返済に充てられることになるが、このシミュレーションにおいては、2006年時点で、借入金の元利払いに必要な額（1,326百万US\$）が営業キャッシュフローを上回り、資金不足が生じている。

- 特に、借入元金の返済が予測期間を通じて大幅に増加しており、これが予測期間後半にキャッシュフローの悪化を招く結果となっている（借入金返済計画の詳細は添付資料 7-2-1 参照）。

(キャッシュフローに関する総括)

- 2009年以降、資金残高が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してしまう大きな理由は、毎期の借入元金の返済が多額なためである。

## (2) 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。

### a. 諸条件の見直し

#### 1) 長期投資計画

本調査による長期投資計画の実施を前提としているため、投資の減額あるいは、延長といった点は考慮しない。

#### 2) 借入条件

ケース 1 において、キャッシュフローの悪化を招いている最大の原因は、每期多額にのぼる借入金の返済であり、借入条件を以下のとおり修正する。

- 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。
- 送変電網の整備に係る ODA 借入については、返済期間を 15 年から 20 年に変更。
- 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。

- ・ その他の条件については、ケース 1 と同様とする。

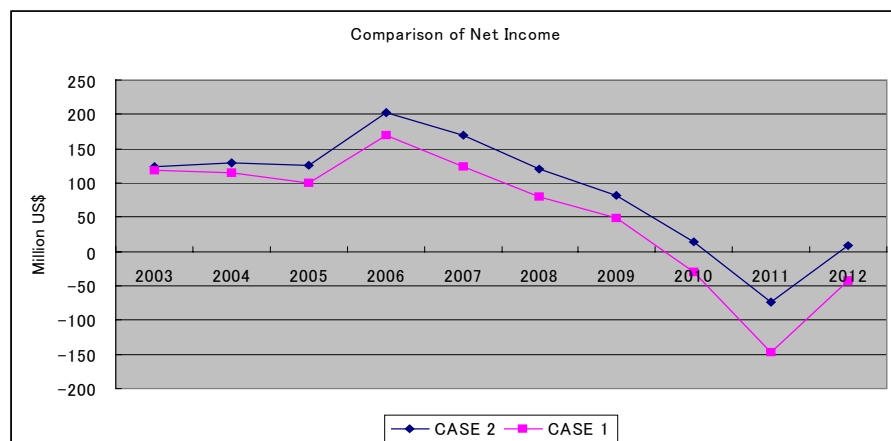
## b. ケース 2 財務予測結果

### 1) 予測損益計算書

表 7-2-7 ケース 2：予測損益計算書

CASE 2 : Revised Financing Condition  
Prospective Income Statement based on JICA Study

	(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	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	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	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	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	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.)	1711.7	2091.1	2601.9	3139.3	3622.9	4067.4	4542.7	5118.9	5581.2	6086.1	
3.Total Cost	-1,552	-1,926	-2,438	-2,894	-3,406	-3,928	-4,456	-5,125	-5,675	-6,098	
-Fuel	-458	-513	-629	-687	-698	-729	-825	-898	-1,037	-1,122	
-Material	-58	-66	-75	-84	-95	-107	-121	-137	-155	-175	
-Maintenance	-223	-252	-272	-294	-332	-385	-437	-467	-522	-566	
-Power Purchase	-129	-293	-510	-672	-840	-938	-1,051	-1,319	-1,378	-1,362	
-Depreciation	-511	-586	-700	-847	-1,043	-1,260	-1,433	-1,643	-1,870	-2,108	
-Interest	-86	-113	-135	-180	-253	-347	-410	-462	-498	-532	
-Hydro Resource Tax	-15	-17	-19	-21	-23	-25	-27	-29	-31	-33	
-Administration Cost	-72	-82	-94	-104	-117	-131	-146	-163	-178	-192	
-Unemployees' Fund Fee		-4	-4	-5	-5	-6	-6	-7	-7	-8	
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%	



\*売上については、ケース 1 と同じであるため省略

図 7-2-3 年度別純利益の比較

(個別分析)

- 純利益は、2011年を除きプラスとなっている。しかしながら、上記、年度別純利益の比較にもあらわれているとおり、年度別損益の推移においては、ケース1と同様のトレンドとなっている。
- 収益性については、ケース1に比べ、市中銀行から ODA による借入にシフト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により金利負担が減少し、僅かながら改善する結果となっている。予測期間 10年間の総支払利息額を比べると、ケース1とケース2では、それぞれ 3,315 百万 US\$、3,016 百万 US\$となっている。

(収益性に関する総括)

- ケース1と比較して収益性は僅かながら改善しているが、その傾向としては、同様である。
- ケース2における条件変更は、借入条件の変更に焦点をあてているため、収益性改善の抜本的解決には至っていない。
- 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。

## 2) 予測キャッシュフロー計算書

表 7-2-8 ケース 2 : 予測キャッシュフロー計算書

CASE 2 : Revised Financing Condition  
Prospective Cash Flow Statement based on JICA Study

	(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	
-Fuel	-458	-513	-629	-687	-698	-729	-825	-898	-1,037	-1,122	
-Material	-58	-66	-75	-84	-95	-107	-121	-137	-155	-175	
-Maintenance	-223	-252	-272	-294	-332	-385	-437	-467	-522	-566	
-Power Purchase	-129	-293	-510	-672	-840	-938	-1,051	-1,319	-1,378	-1,362	
-Hydro Resource Tax	-15	-17	-19	-21	-23	-25	-27	-29	-31	-33	
-Administration Cost	-72	-82	-94	-104	-117	-131	-146	-163	-178	-192	
-Unemployees' Fund Fee	0	-4	-4	-5	-5	-6	-6	-7	-7	-8	
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	
-All.to Welfare Fund	-17	-20	-23	-26	-30	-22	-9	0	0	0	
-All.to Sinking Fund	-5	-6	-7	-7	-9	-6	-2	0	0	0	
-All.to Unemployees' Fund	-2										
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	

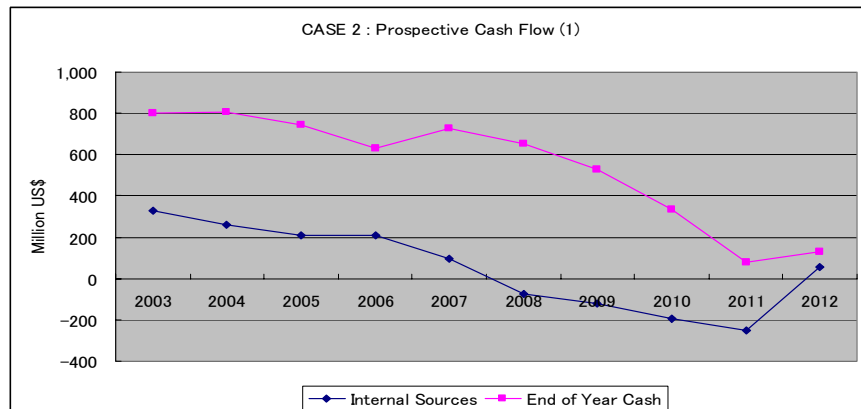


図 7-2-4 ケース 2 : キャッシュフローの推移

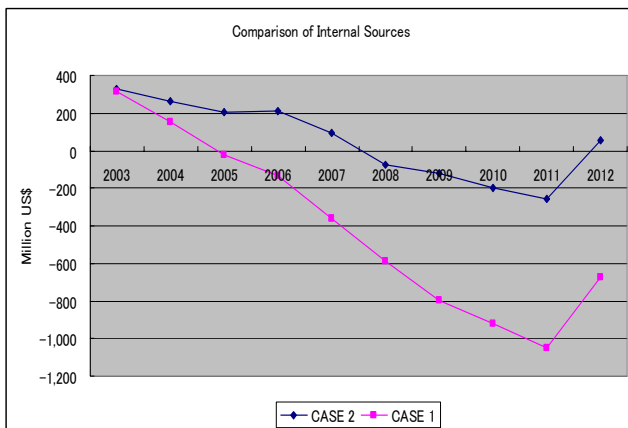


図 7-2-5 年度別自己資金発生額の比較

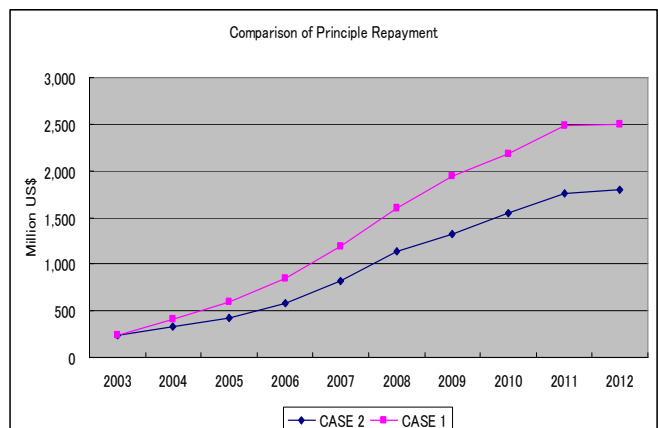


図 7-2-6 年度別借入返済額の比較

## (個別分析)

- 自己資金創出額 (Internal Sources) は、予測期間前半はプラスであるが、後半は厳しい状態が続く結果となっている。トレンドとしてはケース 1 と同様ではあるが、図 7-2-4 にも示されているとおり大幅に改善されている。
- 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。ケース 1 において資金圧迫要因となっていた借入金の返済額が大幅に減少し、資金残高は各年度を通じプラスを維持している。借入金元金返済額の予測期間を通じての比較は以下のとおり (ケース 2 における借入金返済計画の詳細は添付資料 7-2-2 参照)。

(Million US\$)

項目	ケース 1	ケース 2	差額
借入金元金返済額合計額	13,918	9,932	△3,986

- 2003 年から 2005 年にかけて、ネットキャッシュフローが、ケース 1 よりも少額あるいはマイナス額が多額となっているが、これは、自己資金創出額の一部を投資に充当しているためである。
- 自己資金創出額の活用については、手許資金として留保し運用する、借入の代替として投資に使用する、あるいは借入の繰り上げ償還に充当するといった様々なケースが想定されるが、今回のシミュレーションにおいては、配電網整備のための資金として充当している。結果として、ケース 2 の条件の下において創出される自己資金を投資に充当しない場合に比べ、建中金利を含む金利負担は、476 百万 US\$減少 (予測期間合計) する結果となっている (なお、資金残高は 2012 年度末において、自己資金を充当しない場合に比べ 249 百万 US\$少なくなる)。

## (キャッシュフローに関する総括)

- 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。
- 資金残高は、2011 年に最も少額となるため想定外の支出が発生するような場合には、資金逼迫の懸念がある。金利軽減のために予測期間前半で自己資金を投資に活用していることが要因であるが、仮に、自己資金を投資に充てず手許資金として留保しておく場合には、以下のとおりの資金残高となり、代替案の一つとして考えられる。

(Unit: Million US\$)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Net Cashflow	323	224	141	111	-24	-174	-220	-307	-362	-51
Beg. of Year	719	1,042	1,266	1,407	1,518	1,494	1,320	1,100	793	431
End of Year	1,042	1,266	1,407	1,518	1,494	1,320	1,100	793	431	381

#### 7.2.4 資金調達方法に関する提言

ケース 2 で見たように本調査における長期投資計画は、財務条件を変更することにより資金不足を回避しながら進めていくことが可能となっている。

ケース 2 における主な財務条件をあらためて整理すると以下のとおりである。

- ・ ODA プロジェクトについては、返済期間を EVN の想定から 5 年延長。
- ・ EVN が ODA を望みながら財務予測上、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。
- ・ 15 年返済を想定している送変電網の整備に係る ODA 借入は、返済期間を 20 年に変更。
- ・ 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。
- ・ 予測期間の前半に比較的豊富な自己資金を投資に活用。
- ・ その他の条件については、ケース 1 と同様とする。

これら財務条件の変更により、予測期間中における新規 ODA 借入総額はケース 1 の 3,216 百万 US\$ から 9,612 百万 US\$ (ケース 2) と約 3 倍に増加することになる。

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、送配電網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、送配電網への各年度投資額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 ローンの場合は、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 年程度の延長は必要である。

本調査は、予測期間内において長期投資計画が円滑に実施されるための方策について、あくまでも資金計画に焦点を充て、検討を実施したものである。従って、以下の点に留意が必要と思われる。

- ・ 借入の返済期間延長により、予測期間以降も長期にわたり返済が行われることになる。

## 第8章 グローバルな視線に立った 環境への配慮



## 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。

#### 8.1.1 戦略的環境影響評価 (Strategic Environmental Assessment: SEA)

##### (1) SEA とは

SEA は、1990 年代初めからヨーロッパを中心に経済先進諸国で持続可能な発展の実現と累積的影響を回避するために段階的に導入されている。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である (図 8-1-1 参照)<sup>1</sup>。

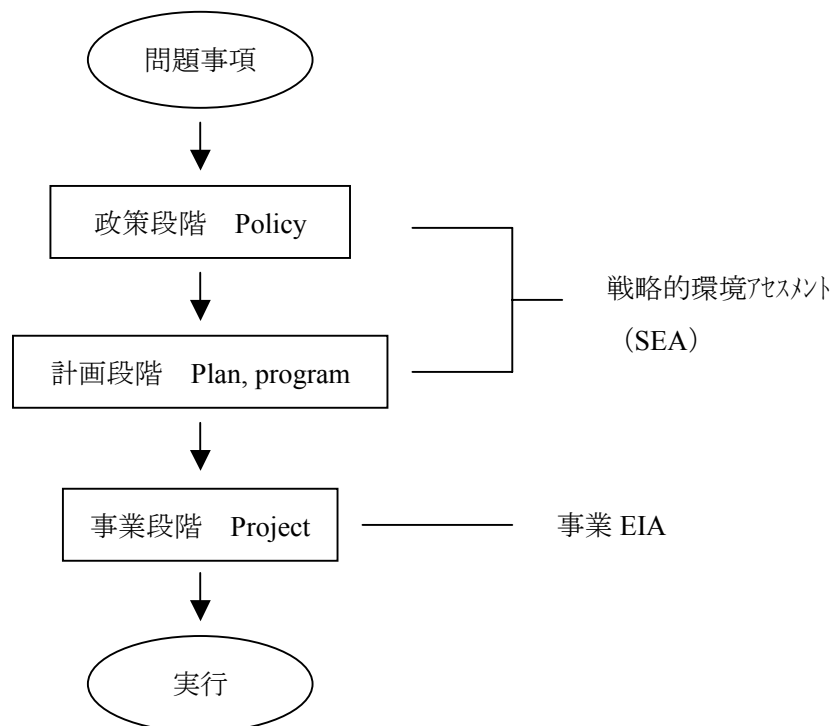


図 8-1-1 戦略的環境影響評価 (SEA) の位置付

<sup>1</sup> 「戦略的環境アセスメントとはなにか」 (原科幸彦、日本不動産学会誌／第 13 巻第 3 号・1999.6)

その本質は、政策・計画段階における意志決定過程の透明性を高めるということである<sup>1</sup>。このことによって、通常行われている事業 EIA では実現できなかった事業全体の効率化、不必要な影響の回避、適切な影響評価及び適切な緩和策の実施が可能になり、さまざまな資源（金銭的、人的、自然、時間）を効率的に運用することができる。

## (2) 本調査での適用

本調査では、時間的な制約などから上述したような全面的な SEA の適用ではなく、SEA 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。

### a. 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。このことは上述図 8-1-1 では、「計画段階」での評価に当たる。

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、以下のようにまとめることができる。

表 8-1-1 各電源開発オプションの環境面での影響<sup>2</sup>

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"> <li>大規模な住民移転</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>陸上生態系の水没</li> <li>水系生態系の分断</li> </ul>
石炭火力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>住民移転</li> <li>冷却水・温排水による漁業被害</li> <li>SOx、NOx、CO<sub>2</sub> 排出</li> <li>灰処理（2次影響に配慮）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>陸上・水系生態系に限定的ながらもかなりの影響がある。</li> </ul>
ガス火力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>住民移転</li> <li>冷却水・温排水による漁業被害</li> <li>CO<sub>2</sub> 排出</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>陸上・水系生態系に限定的ながらもかなりの影響がある。</li> </ul>
揚水発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>住民移転</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>陸上生態系の水没</li> <li>水系生態系の分断</li> </ul>

<sup>1</sup> 「戦略的環境アセスメントとはなにか」（原科幸彦、1999）

<sup>2</sup> 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）。

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 CO<sub>2</sub> 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。CO<sub>2</sub> 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。

「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。

## b. 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<sup>1</sup>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。

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（選定の流れについては図 8-1-2 を参照）。

<sup>1</sup> 「戦略的環境アセスメントとはなにか」（原科幸彦、1999）

次に第1次現場調査として、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」（添付資料4-5）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。

なお、第1次及び第2次現地調査での評価結果については、「第4章 揚水素材地点の抽出・評価」を参照。

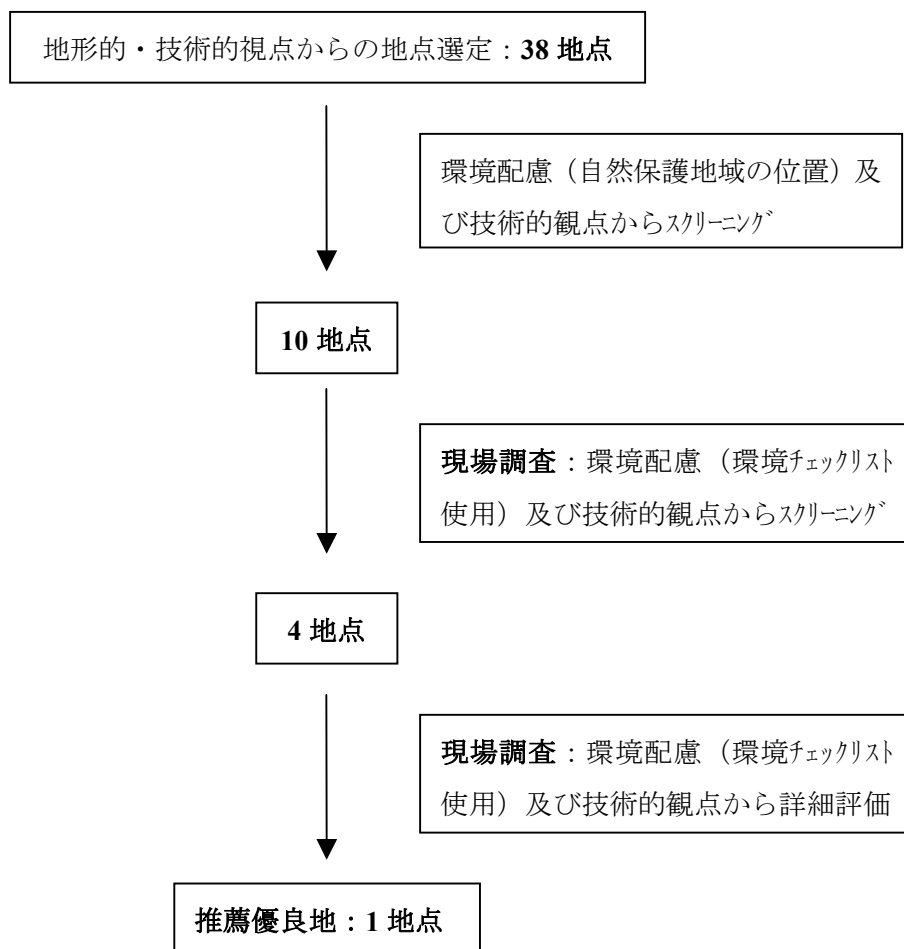


図 8-1-2 揚水発電所建設候補地選定の流れ

## 8.1.2 環境影響評価 (EIA)

### (1) EIA とは

ここでの EIA は、図 8-1-3 での事業段階での事業 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（「2.3 関連施策：2.3.2 環境関連」を参照）。

### (2) 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。図 8-1-3 は、その調査の流れを例として表したものである。

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。

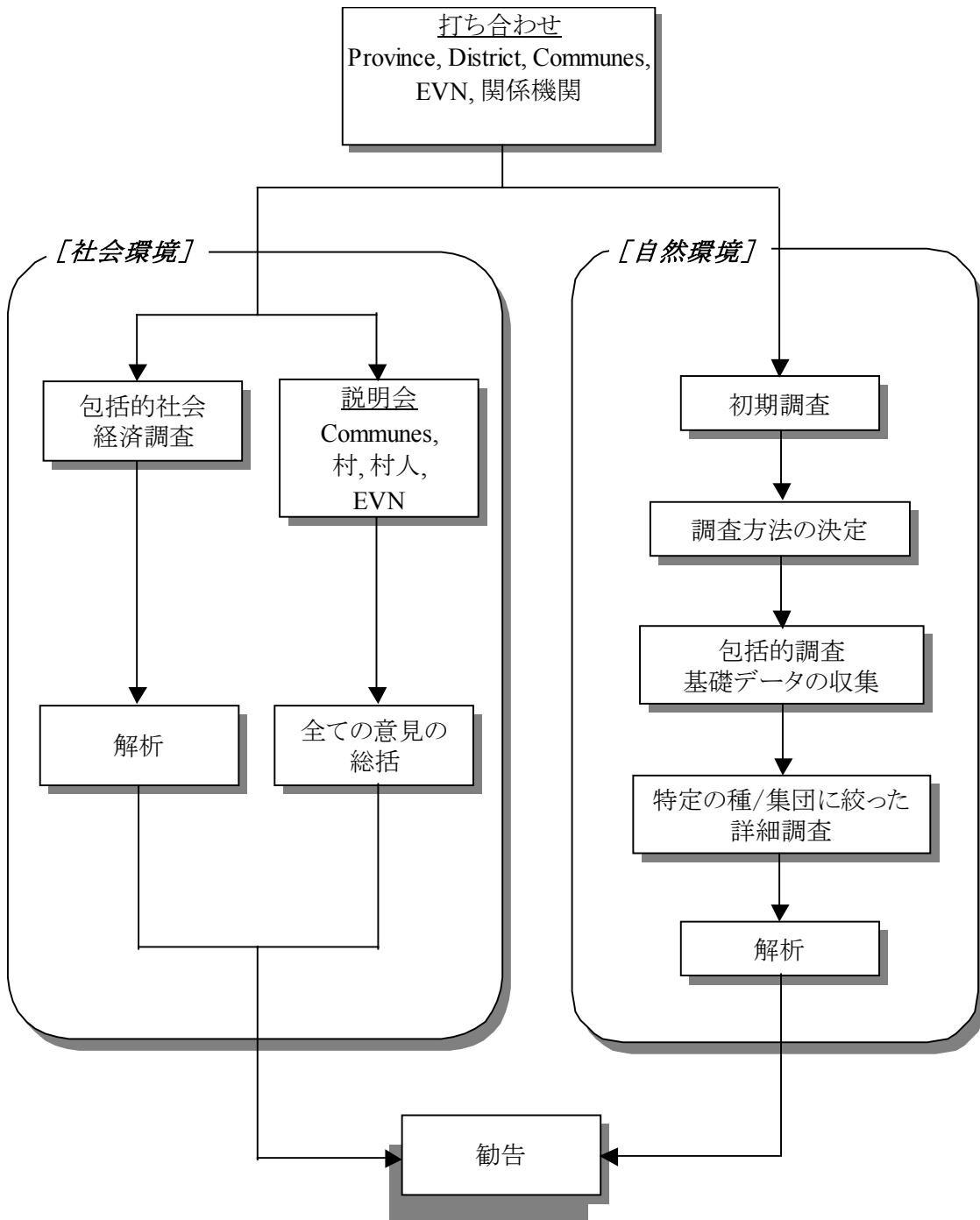


図 8-1-3 社会自然環境調査の流れの例

### (3) 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<sup>1</sup>。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<sup>2</sup>や世界ダム委員会の報告書<sup>3</sup>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。

南部での石炭火力発電開発について、本報告書ですでに数カ所建設候補地を挙げているが、この選定作業は仮作業であることから、次の段階で SEA の方針に従って候補地を選定すべきである。その選定に当たっては、本調査で実施したような揚水発電開発地点選定方法を強く推奨する。その上で、各地点で詳細な環境影響評価を実施することになる。

#### 8.1.3 日本の ODA と環境社会配慮

国際援助事業における環境社会配慮の重要性から、日本の国際援助機関である国際協力銀行（JBIC）と国際協力機構（JICA）でも両機関が関わる事業については十分な環境社会配慮を実施するようになってきている。

JBIC は 2003 年 10 月から新しい「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」によって、同銀行が関わるすべての国際援助事業について環境社会配慮を実施している<sup>4</sup>。

JICA は 2002 年 12 月から環境社会配慮ガイドラインの改訂作業を始め、新しい環境社会配慮ガイドライン<sup>5</sup>の 2004 年 4 月からの施行を目指している。

両ガイドラインとも、ガイドラインの条件を満たさない案件については、援助事業の中止を含めた勧告を日本国に提出するようになっている。

---

<sup>1</sup> Vietnam Environment & Sustainable Development Center (2000) *STUDY ON PUBLIC PARTICIPATION IN RESETTLEMENT PLAN RELATED TO YALI HYDROPOWER PROJECT*. Hanoi, Vietnam.

<sup>2</sup> Asian Development Bank (2003). *Environmental Assessment Guidelines*. Manila, Philippines.

<sup>3</sup> 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 ハノイ事務所で入手可能。

<sup>4</sup> <http://www.jbic.go.jp/english/environ/guide/finance/index.php>

<sup>5</sup> <http://www.jica.go.jp/english/global/env/pdf/20031222.pdf>で「A Draft of JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations」(Provisional Translation)を入手可能。

## 8.2 ピーク需要抑制政策(DSM)

### 8.2.1 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 8-2-1 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。

表 8-2-1 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	

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。



## 8.2.2. ASEAN 諸国ならびに日本の事例

### (1) タイ

タイにおいては、1992年に Energy Conservation Promotion Act が制定された。これを受けて同年、EGAT 内部に DSM 局が設置され、DSM に関する本格的な取り組みが開始された。

同国にてこれまでに組み込まれた需要家別の主な DSM 方策、並びに、DSM による省エネ実績は、表 8-2-2 および 8-2-3 に示すとおりである。

表 8-2-2 タイの DSM プログラム一覧

Type	Program Name	Program outline
Residential	Energy Efficient Fluorescent Program	消費者キャンペーンに併せて、蛍光灯会社と省エネ型蛍光灯への製品代替に関する合意書を締結。
	Energy Efficient Refrigerator/Air-conditioner Program	冷蔵庫およびエアコンに5段階に区分した省エネ度シールを貼付することにより、生産者並びに需要家の省エネに対する意識を喚起。
	Nutritious Brown Rice Program	玄米の消費促進により、栄養価の向上ならびに精米過程での省エネを促進。
Commercial	Thermal Energy Storage Program	蓄熱式空調装置の導入によるピーク負荷の削減。
	Green Leaf Program	参加ホテルに対し、省エネや環境配慮に関する水準をランク付けすることで、省エネ意識を喚起。
	Energy Conservation Consultant Program	EGAT による、オフィスビルへの省エネルギーコンサルティングの実施。
Industrial	Controlled Factory Consultant Program	工場のエネルギー監査の実施、並びに、これに基づく省エネ施策の提案。
	High Efficiency Motor Program	産業部門の8割の電力消費を占めるモーターの効率化を支援。
	ESCO Pilot Project	商業ベースでの省エネ促進に向けて4つの産業需要家に対する ESCO パイロット事業を実施。

Source: DSM Thailand 1993-2000, EGAT

表 8-2-3 タイにおける DSM の目標と実績

Item	Initial Target (1993-1997)	Modified Target (1993-1997)	Achievement as of June 2000
Peak Demand Saving	238 MW	700 MW	755 MW
Energy Demand Saving	1,427 GWh	3,403 GWh	3,610 GWh
Investment	6,000 mil. Baht	6,000 mil. Baht	1,814 mil. Baht

Source: DSM Thailand 1993-2000, EGAT

### (2) インドネシア

インドネシアでは、鉱山エネルギー省が 1992 年に発電コスト削減並びに電力品質の向上を目的とした DSM アクションプランを発表し、これに基づいて PLN が DSM への取り組

みを実施してきている。これまでの DSM に対する施策は、蛍光灯の普及および需給調整契約の導入が中心となっており、これを整理すると、表 8-2-4 に示すとおりである。

表 8-2-4 インドネシアにおける DSM への取り組み

Category	Outline
蛍光灯普及	<ul style="list-style-type: none"> <li>Philips, GE, 松下電器等とタイアップにより、PLN の営業所等で蛍光灯の販売・普及を実施。</li> <li>購入価格は通常の電球に比べて高いが、電気料金をセーブできること、および耐用年数が高いことにより、長期的には利点があることを広報するとともに、購入者には蛍光灯 1 個当たり 1000 ルピアの補助（最高 3 個 3000 ルピアまで）を実施。</li> </ul>
需給調整契約導入	<p>大口需要家との間で、以下の 2 形態の需給調整契約を締結するよう働きかけている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>ピークシフト契約 ピーク時に使用する電気の一部をオフ・ピーク時にシフトしてもらう契約。需要家へのインセンティブ（当該月の減額分）は以下のとおり。 <math display="block">\left\{ \begin{array}{l} \text{ピーク時間帯} \\ \text{の削減電力量} \times 25\% \times (100\% - 2.5\%) \end{array} \right\} \times \left\{ \begin{array}{l} \text{PLN のピーク時} \\ \text{間帯における従} \\ \text{量料金(kWh)} \end{array} \right\}</math> </li> <li>ピークカット契約 ピーク時の需給逼迫時に調整契約分の電力の使用をカットしてもらう契約。需要家へのインセンティブ（当該月の減額分）は以下のとおり。 <math display="block">\left\{ 4 \times \text{負荷調整分(kVA)} \times (100\% - 2.5\%) \times \text{従量料金(kWh)} \right\}</math> </li> </ul>

### (3) フィリピン

フィリピンにおける DSM は、エネルギー局（DOE）が管轄している。DOE による DSM への主な取り組み方策は、表 8-2-5 に示すとおりとなっている。

表 8-2-5 フィリピンの DSM プログラム

Program Name	Program Outline
Energy Management Service	商業および産業需要家のエネルギー効率向上に向け、エネルギー監査や効率向上施策の提案を実施。
Information and Education Campaign	セミナーやワークショップの開催を通じ、商業、産業需要家への情報提供や DSM 意識喚起を実施。
Government Enercon Program	全ての政府関係オフィスにおいて、電力および燃料使用量を 10%削減。
Efficiency/Energy Labeling & Standard	エアコンおよび冷蔵庫への省エネ度レベル表示や蛍光灯省エネ基準の整備などによる省エネ促進。

Source: Philippine Energy Plan 2002-2011, DOE

上記に加え、フィリピン長期電力計画検討の中で以下の DSM 施策が議論されている。

- ・ 高効率蛍光灯の全セクターへの導入
- ・ ピークカット同意制度（負荷調整契約）の導入
- ・ 高効率、可変速モーターの導入
- ・ 民生分野への高効率電気器具（ウインドウタイプエアコン、冷蔵庫、ファン、蛍光灯）の導入
- ・ 高圧ナトリウム街灯の導入

#### (4) 日本

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 8-2-6 に示すとおりである。

表 8-2-6 日本の DSM 活動体系

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

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 8-2-7 に示す。

表 8-2-7 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"> <li>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・時間帯に操作するインセンティブを付与</li> <li>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</li> </ul>	
蓄熱調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> <li>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</li> </ul>	
計画調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> <li>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</li> </ul>	

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。