

第9章 火力発電設備リハビリテーション計画

9. 1 概要

本章では、既設火力発電設備のリハビリテーション計画を立案した。本章での検討の流れ、および概要は以下の通り。

(1) 設備の現状調査

運転状況（運転開始年、設備利用率等）、出力制約量および原因、熱効率、kWh 当たりの燃料費等についての現状調査した。

(2) リハビリテーション対象の選定

設備の現状調査結果から、リハビリテーションの検討対象を絞り込み、汽力発電プラント（PLTU）の熱効率改善を検討対象とすることとした。

(3) 熱効率改善策の選定

現地での収集データ、聞き取り調査結果から、検討を実施する熱効率改善策として以下の項目を選定した。

- ・ 給水加熱器細管洗浄
- ・ タービン高中圧翼改善
- ・ ボイラ化学洗浄
- ・ 空気予熱器エレメント、シール取替

(4) 熱効率改善策の適用検討

選定した熱効率改善策を対象プラントに適用した場合の効率改善量、費用、内部収益率（IRR）、内部収益率（NPV）、投資回収期間について検討した。表 9.1.1 に結果を示す。

表 9.1.1 熱効率改善策の適用効果（まとめ）

Power Station	Unit No.	IC (MW)	Age (year)	IP-HTR cleaning with sponge				HP-HTR cleaning with high pressure jet				Boiler chemical cleaning				Improvement of HP & IP turbine blades				Replacement of AH element & seal			
				Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)	Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)	Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)	Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)	Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)
Suralaya	1	400	17	0.13	1,415	6	1	15	36	6	2	178	21	34	3	4,450	15	343	5				
	2	400	17	0.13	1,415	6	1	15	36	6	2	178	21	34	3	4,450	14	216	6				
	3	400	13	0.13	1,415	6	1	15	36	6	2	178	21	34	3		NA						
	4	400	12	0.13	1,415	6	1	15	36	6	2	178	21	34	3		NA						
	5	600	5	0.13	2,128	9	1	19	51	13	2	259	23	60	3		NA						
	6	600	4	0.13	2,128	9	1	19	51	13	2	259	23	60	3		NA						
	7	600	4	0.13	2,128	9	1	19	51	13	2	259	23	60	3		NA						
Tambak Lorok	1	50	23	0.13	307	1	1	6	-17	-3	cannot pay back	43	17	5	3	3,910	NA	NA	NA				
	2	50	23	0.13	307	1	1	6	-17	-3	cannot pay back	43	17	5	3	3,910	-1	-1,016	cannot pay back				
	3	200	18	0.13	1,269	5	1	12	46	7	2	100	50	90	2	4,140	19	633	5				
Muara Karang	1	100	22	0.13	628	3	1	7	10	0	3	62	36	33	2	3,990	11	-124	7	260	12	-2	6
	2	100	22	0.13	628	3	1	7	10	0	3	62	36	33	2	3,990	11	-56	7	260	12	-2	6
	3	100	21	0.13	628	3	1	7	10	0	3	62	36	33	2	3,990	11	-111	7	260	12	-2	6
	4	200	20	0.13	1,546	6	1	12	64	11	2	100	66	131	2	4,140	27	1,469	4	531	16	95	5
	5	200	19	0.13	1,546	6	1	12	64	11	2	100	66	131	2	4,140	26	1,406	4				
Gresik	1	100	20	0.13	792	3	1	7	25	1	2	62	52	58	2	3,990	13	97	6				
	2	100	20	0.13	792	3	1	7	25	1	2	62	52	58	2	3,990	13	63	6	260	18	64	5
	3	200	13	0.13	1,598	6	1	12	68	12	1	100	69	139	2		NA			531	17	116	5
	4	200	13	0.13	1,598	6	1	12	68	12	1	100	69	139	2		NA			531	17	116	5
Paiton	1	400	7	0.13	1,424	6	1	15	36	6	2	178	21	35	3		NA						
	2	400	7	0.13	1,424	6	1	15	36	6	2	178	21	35	3		NA						

Precondition: Capacity factor 70%
Fuel price

Coal
NG
MFO

Exchange rate US\$1=Rp9,000

207 Rp/kg (Suralaya), 210 Rp/kg (Paiton)

2.45 US\$/MBTU (Muara Karang), 2.53 US\$/MBTU (Gresik)

710 Rp/liter

Discount rate = 12%

(5) 結論

リハビリテーションは、基本的には IRR が大きいものから実施すべきである。優先順位の高いものから順に、以下に記す。

1) 低圧給水加熱器スポンジ洗浄

技術的な経験・ノウハウを必要としない簡単な作業であり、費用も非常に小さいため、インドネシア側のみで即刻実施可能。全ての低圧最終給水加熱器を対象とし、低圧給水加熱器の点検に同調して 8 年毎に実施する。

2) 高圧給水加熱器ジェット洗浄

各発電所共用のジェット洗浄装置一式を購入するための初期費用が約 US\$140,000 必要になる。その後は工事実施時にジェット洗浄装置の運搬費、ノズル等の消耗品費、労務費等が給水加熱器 1 基当たり約 US\$2,000～4,000 必要になるだけである。

作業は技術的な経験・ノウハウを必要とするため、導入初期はジェット洗浄工事会社の専門家による指導を受けることが望ましい（数ユニットでトータル数ヶ月間）。

対象は Suralaya PLTU 1～7、Tambak Lorok PLTU 3、Muara Karang PLTU 4～5、Gresik PLTU 1～4、Paiton PLTU 1～2 の高圧給水加熱器で、高圧給水加熱器の点検に同調し 4 年毎に実施する。

3) ボイラ化学洗浄

ボイラ化洗は適切な時期に実施することが望ましい。したがって、運転状態値の経年変化や蒸発管切り取り調査によるスケール状況を詳細調査した上で実施要否・時期を判断する必要がある。対象は、汽力発電所の全ユニット。

4) タービン高中圧翼改善、空気予熱器エレメント・シール取替

投資額が大きい割には IRR があまり高くない。特に、タービン高中圧翼改善については劣化更新に同調して実施するとして評価した IRR である。したがって、劣化状況を詳細調査した後、実施要否を判断する必要がある。なお、詳細検討にあたっては、当該ユニットに設計的に適用可能な技術と効率改善量を検討するため、メーカーの参画が必要になる。

タービン高中圧翼改善の詳細調査の対象は、15 年以上経過したプラントのうち、Suralaya PLTU 1～2、Tambak Lorok PLTU 3、Muara Karang PLTU 4～5、Gresik PLTU 1～2。

空気予熱器エレメント・シール取替の詳細調査対象は、Muara Karang PLTU 4、Gresik PLTU 2～4。

9. 2 設備の状況

1970年代は、小規模ガスタービン、ディーゼル、石油火力の導入、その後は石油火力の単機容量の増加と石油から天然ガスへの転換、近年は燃料費が安い大容量石炭火力と効率が高いコンバインドサイクルの導入が行われてきた。表 9.2.1 に PLN 所有の火力発電設備の運転状況を示す。

(1) 汽力 (PLTU)

発電所	運転状況
Suralaya および Paiton	石炭火力のため kWh 当りの燃料費が安く、設備利用率が高い。
Tanjung Priok	ボイラのチューブリーク頻発のため、1998 年から長期休止中。ボイラは N ₂ 保管もヒドラジン注入満水保管もできず、放置されている。タービン及び付属装置は 1994 年にリハビリテーション済みであり、タービンは週 1 回のターニング、補機はカップリングに防錆グリス塗布等を実施して休止保管している。
Tambak Lorok	石油火力であるが設備利用率は高い。1,2 号機は、ボイラ的设计不良により 100%出力ではバーナ火炎が水冷壁に当たってしまい、長時間運転すると管がオーバーヒートによりリークするため、5MW/ユニットが制約されている。
Perak	ボイラの問題により 5MW/ユニットが制約されている。2000 年は停止していたが、現在運転中。
Muara Karang	1～3 号機は、空気予熱器変形による空気漏洩のため、ボイラに十分な空気を供給できず、5MW/ユニットが制約されている。 4,5 号機は、高圧給水加熱器 (E) のバイパス運転 (チューブリークによる止栓数増大のため、工場送りし、管束取替修理中。) および空気予熱器のシール不良のため、10MW/ユニットが制約されている。5 号機は 2001 年 9 月からの定検で空気予熱器エレメント及びシール、タービングランドパッキン及び復水器細管 (チタン管化) の取替、ボールクリーニング装置設置により熱効率改善予定。
Gresik	当初は油焚きであったが、その後、天然ガス焚きが可能なように改造された (1,2 号: 1997 年、3 号: 1994 年、4 号: 1993 年)。1,2 号機は、天然ガス焚きに適したボイラ改造が行われていないため 5MW/ユニットが制約されている。

表9. 2. 1 P L N所有火力発電設備の運転状況

Owner	Power Station	Unit type	Unit No.	Fuel	Commis sioning	IC (MW)	Unit configuration (# x MW)	Manufacturer		AC (MW)	Breakdown of (IC-AC) (MW)					CF (%) in2000	FOF (%) in2000	Thermal efficiency (%) in 2000		Fuel cost (Rp/kWh)	
								Boiler	Turbine		Derated by				long-term outage			non-com missioned	Gross		Net
											fuel	temp.	design	aging							
Indonesia Power	Suralaya	PLTU	1	Coal	1984	400		B&W	MHI	400						65.32	0.18	34.36	31.93	108	
			2	Coal	1984	400		B&W	MHI	400						65.34	0.64	34.50	31.95	108	
			3	Coal	1988	400		B&W	MHI	400						64.06	0.25	35.46	33.13	104	
			4	Coal	1989	400		B&W	MHI	400						74.91	0.19	35.70	33.30	104	
			5	Coal	1996	600		B&W	MHI	600						71.48	0.23	35.25	33.85	102	
			6	Coal	1997	600		B&W	MHI	600						80.14	1.21	36.48	35.07	98	
			7	Coal	1997	600		B&W	MHI	600						71.08	0.09	36.79	35.36	98	
	Tanjung Priok	PLTU	3	MFO	1972	50		MHI	MHI	0					50		0.00				
			4	MFO	1972	50		MHI	MHI	0					50		0.00				
		PLTGU	Block 1	NG	1993.94	590	3x130GT+1x200ST	ABB	ABB	575			15				70.64	0.89	42.36	41.85	180
			Block 2	NG	1994	590	3x130GT+1x200ST	ABB	ABB	575			15				73.01	0.34	43.36	42.83	176
	PLTG	1,3,4,5	HSD/NG	1976-77	150	2x26, 2x48.8	-	WH, GE	130				20			0.58	24.22	23.36	20.21	383	
	Tambak Lorok	PLTU	1	MFO	1978	50		F&W	GE	45			5				78.60	1.00	30.45	28.14	220
			2	MFO	1978	50		F&W	GE	45			5				73.43	1.30	30.04	27.80	222
			3	MFO	1983	200		Mitsui- Riley	MHI	200							70.90	0.06	35.33	33.29	186
		PLTGU	Block 1	HSD	1993.97	517	3x109.7GT+1x188ST	Austrian EE	GE	494	23						34.95	1.44	37.03	36.70	245
		Block 2	HSD	1996.97	517	3x109.7GT+1x188ST	Austrian EE	GE	501	16							28.12	1.45	39.28	38.72	233
	Perak	PLTU	3	MFO	1978	50		MHI	MHI	45			5				0.00				
			4	MFO	1978	50		MHI	MHI	45			5				0.00				
	Grati	PLTGU	Block 1	HSD	1996.97	462	3x100.8GT+159.6ST	CMI	MHI	462							1.66	1.42	25.66	19.74	456
		PLTG	Block 2	HSD		302	3x100.8GT	-	MHI	0						302	0.00				
	Senayan	PLTD	1-6	HSD	1961.90	16	4x2.5, 2x3	-	MAN, Ruston	12				4			1.26	0.00	29.10	26.15	344
	Sunvaragi	PLTG	1-4	NG	1976	80	2x20, 2x20.1	-	Alstom	68				12			1.23	1.76	21.39	17.42	432
	Cilacap	PLTG	1-2	HSD	1976	55	1x29, 1x26	-	WH	41				14			2.59	5.50	18.90	17.87	504
	Pesanggaran	PLTG	1-4	HSD	1985-93	125	1x21.4, 1x20.1, 2x42	-	Alstom,GE,WH	107				18			28.47	0.17	21.59	21.31	423
		PLTD	1-11	HSD	1982	76	4x5.1,1x41.2x6.8,2x6.5,2x12.4	-	Mirrlees,SWD	43				33			13.68	2.88	34.79	33.11	272
	Gilimanuk	PLTG	1	HSD	1997	134	1x133.8	-	ABB	134							10.29	0.24	22.42	22.39	402
PJB	Muara Karang	PLTU	1	MFO	1979	100		B&W	MHI	95				5			53.31	2.64	29.52	27.15	228
			2	MFO	1979	100		B&W	MHI	95				5			48.43	3.84	29.26	27.18	228
			3	MFO	1980	100		B&W	MHI	95				5			56.55	3.09	29.44	27.52	225
			4	NG/MFO	1981	200		MHI	MHI	190				10			56.64	4.59	31.75	29.59	254
			5	NG/MFO	1982	200		MHI	MHI	190				10			57.76	2.78	30.48	28.50	264
		PLTGU		NG/HSD	1993.95	509	3x107.9GT+1x185.1ST	Austrian EE	GE	470		39					58.21	4.10	34.95	34.29	219
	Gresik	PLTU	1	NG/MFO	1981	100		IHI	Toshiba	95			5				63.50	0.20	34.33	32.44	240
			2	NG/MFO	1981	100		IHI	Toshiba	95			5				44.23	0.50	32.15	30.15	258
			3	NG/MFO	1988	200		IHI	Toshiba	200							69.84	0.01	33.75	31.75	245
			4	NG/MFO	1988	200		IHI	Toshiba	200							62.47	0.64	34.45	32.40	240
		PLTGU	Block 1	NG/HSD	1992.93	526	3x112.5GT+1x188.9ST	MHI	MHI	526							69.00	0.33	39.69	39.97	194
			Block 2	NG/HSD	1992.93	526	3x112.5GT+1x188.9ST	MHI	MHI	526							66.14	0.41	40.21	39.37	197
			Block 3	NG/HSD	1993	526	3x112.5GT+1x188.9ST	MHI	MHI	526							57.48	0.66	40.58	39.84	195
		PLTG	1-3	NG/HSD	1977.84	61	2x20, 1x21	-		54				7			1.59	14.24	21.70	21.17	367
	Gilitimur	PLTG	1-2	HSD	1994.95	40	2x20	-		36				4			3.31	24.02	20.51	19.85	453
	Paiton	PLTU	1	Coal	1994	400		CE	Toshiba	400							64.61	2.76	36.02	33.26	104
			2	Coal	1994	400		CE	Toshiba	400							77.21	1.66	35.84	33.42	104
	Muara Tawar	PLTGU	Block 1	HSD	1997	640	3x140GT+1x220ST	ABB	ABB	605		35					5.36	21.29	30.74	28.78	313
		PLTG	Block 2	HSD	1997	280	2x140GT	-	ABB	270		10					1.86	68.70	26.64	24.64	365

IC : Installed Capacity AC : Available Capacity (as of Sep. 2001) CF : Capacity Factor FOF : Forced Outage Factor Fuel cost (Rp/kWh) = Net heat rate (kcal/kWh) x Fuel cost (Rp/kcal)

(2) コンバインドサイクル (PLTGU)

発電所	運転状況
Tanjung Priok	天然ガス焚きのため kWh 当りの燃料費が比較的安く、設備利用率は高い。復水器熱交換面積不足により蒸気タービン出力が制約されている。
Tambak Lorok	HSD 焚きのため kWh 当りの燃料費が高く、設備利用率は低い。設備容量は天然ガス焚きベースの値のため HSD 焚きの可能出力は設備容量未満になる。つまり、不具合による出力制約ではない。
Grati	HSD 焚きユニットのため kWh 当りの燃料費が高く、設備利用率は極めて低い。したがって、コンバインドサイクルにもかかわらず熱効率も極めて低い。
Muara Karang	コンバインドサイクルの割には熱効率が低く、天然ガス焚きであるが kWh 当りの燃料費は石油火力並である。 このユニットの設備容量は 15℃での値のため、気温の高いジャカルタではガスタービン出力が低下するため、達成不可能。
Muara Tawar	HSD 焚きユニットのため kWh 当りの燃料費が高く、設備利用率は極めて低い。したがって、コンバインドサイクルにもかかわらず熱効率も極めて低い。 10 月から 2 月にかけて西風によってインテークに吹き寄せられるゴミにより、蒸気タービンの復水器冷却水の取水が阻害されて出力制約されることがしばしばあった。しかし、2001 年 9 月からは CWP 運転時には 24 時間体制でインテークに清掃要員を配備し、人海戦術によるゴミ除去をしているため問題は生じていない。 HSD 燃焼時のガスタービン設計出力が 133.1MW にもかかわらず、建設試運転時の最大出力（低気温時）からガスタービンの設備容量を 140MW としている。GT 出力は大気温度で変化するため、現実的な値として利用可能出力を 135MW としている。つまり、設備容量を過大な値にしているため、出力制約があるように見えるだけである。

(3) ガスタービン (PLTG)

効率が悪く、燃料も高価な HSD のため、kWh 当りの燃料費が非常に高い。したがって、設備利用率は極めて低い。老朽化により出力制約があるユニットが多い。

(4) ディーゼル (PLTD)

燃料費が高いため、設備利用率は低い。老朽化による出力制約があるユニットが多い。

9. 3 リハビリテーションの対象

(1) 出力制約量の低減

以下の理由からリハビリテーションによる出力制約量の低減は対象外とする。

- ・実状に合わない設備容量を設定しているユニット（Tambak Lorok PLTGU、Muara Karang PLTGU、Muara Tawar）は、出力制約があるように見えるだけで、設備の不具合はない。
- ・原因が設計の基本に起因するもの（Tanjung Priok PLTGU、Tambak Lorok PLTU 1,2、Perak、Gresik PLTU 1,2）は、解決が困難。
- ・小規模ガスタービンやディーゼルは、設備利用率が低く、費用対効果が低い。
- ・長期休止中の Tanjung Priok PLTU 3,4 号は、ボイラがチューブリークしているため N_2 保管もヒドラジン注入満水保管もできず、ボイラの保管状態が悪い。休止の復旧には莫大な費用がかかるため、費用対効果を考えると現実的でないと思われる。
- ・Muara Karang PLTU 1～3 号は、空気予熱器変形による空気漏洩のため出力制約があるが、既設ボイラを撤去して新設 GT・HRSG と既設蒸気タービンを組合せてコンバインド化するリパワリング計画が進められているため、既設ボイラへの投資は適切でない。
- ・Muara Karang PLTU 4,5 号は、高圧給水加熱器と空気予熱器の不具合により出力制約がある。高圧給水加熱器については 4,5 号とも修理中、空気予熱器については 5 号で修理中のため、これらの結果を見守ればよい。

(2) 熱効率改善

設備利用率が低いユニット（PLTG、PLTD、Tanjung Priok PLTU 3,4、Perak）のリハビリテーションは、費用対効果が低いため対象外とする。また、コンバインドサイクルは設備が新しく、効率低下も少ないため対象外とする。したがって、それ以外の汽力ユニットをリハビリテーションによる熱効率改善の検討対象とする。つまり、検討対象ユニットは次の通り。

- ・Suralaya PLTU 1～7
- ・Tambak Lorok PLTU 1～3
- ・Muara Karang PLTU 1～5
- ・Gresik PLTU 1～4
- ・Paiton PLTU 1,2

9. 4 熱効率改善策の選定

リハビリテーション項目を選定するには、プラント全般および各機器の運転データならびに各機器の分解組立記録・修理履歴を収集・分析し、過去からの傾向を把握し、機器毎もしくはプラントの性能低下がどこにあるかを検討する必要がある。今回は対象範囲が広く、過去から現在にわたる広範なデータを収集し分析することは困難なことから、基本的にはプラント全体の運転状態値を基に評価することとし、現地でのデータ収集、聞き取り調査および現場確認を実施した。

表 9.4.1 に対象発電所の熱効率を示す。タービン効率に大きく影響するものは、タービンでの内部効率、復水器での真空低下および給水加熱器での熱交換がある。また、ボイラ効率に影響するものは、ボイラ本体・煙風道系のドラフトロス、空気予熱器の熱交換およびボイラチューブの熱交換がある。今回は、表 9.4.2 に示す項目を熱効率改善策として選定した。

ただし、収集できたデータには、各データの相関関係から明らかに矛盾すると判断されるデータも存在した。したがって、今回提案するリハビリテーション項目を採用する場合には、詳細な運転・保守データのチェックによる最終フォローが必要である。

表 9.4.1 対象発電所の熱効率（最大出力時）

Power Station	Unit No.	Commissioning	Age (year)	IC (MW)	Gross plant efficiency (%)		Turbine efficiency (%)		Boiler efficiency (%)	
					Design or commissioning	Current data	Design or commissioning	Current data	Design or commissioning	Current data
Suralaya	1	1984	17	400	39.21	37.57	45.26	43.90	86.63	85.58
	2	1984	17	400	39.21	39.59	45.26	45.68	86.63	86.67
	3	1988	13	400	39.95	39.45	45.74	45.52	87.33	86.67
	4	1989	12	400	39.95	38.04	45.74	43.88	87.33	86.69
	5	1996	5	600	40.43	38.69	45.72	44.70	88.44	86.55
	6	1997	4	600	40.43	38.83	45.72	44.05	88.44	88.14
	7	1997	4	600	40.43	NA	45.72	NA	88.44	NA
Tambak Lorok	1	1978	23	50	33.90	NA	NA	NA	NA	NA
	2	1978	23	50	31.70	30.30	NA	NA	NA	NA
	3	1983	18	200	37.30	37.90	NA	NA	NA	NA
Muara Karang	1	1979	22	100	33.72	29.59	38.08	34.13	88.56	86.71
	2	1979	22	100	32.86	28.56	37.30	32.63	88.09	87.54
	3	1980	21	100	32.95	29.15	37.62	33.81	87.59	86.21
	4	1981	20	200	37.90	35.17	42.80	41.21	88.55	85.34
	5	1982	19	200	37.77	35.90	42.80	41.60	88.25	86.30
Gresik	1	1981	20	100	35.15	33.18	39.31	38.62	89.42	85.92
	2	1981	20	100	35.15	33.64	39.31	39.41	89.42	85.36
	3	1988	13	200	38.35	37.79	44.32	41.98	86.54	90.01
	4	1988	13	200	38.35	34.90	44.32	40.27	86.54	86.66
Paiton	1	1994	7	400	40.64	35.62	45.72	40.47	88.89	88.01
	2	1994	7	400	40.64	36.74	45.72	41.66	88.89	88.20

IC : Installed Capacity

表 9.4.2 熱効率改善策

項 目	選定理由
給水加熱器細管洗浄	聞き取り調査結果、定期点検で細管はリークチェックするだけで洗浄していない。表 9.4.3 から分かるように、現状の端末温度差が設計値または受取値に比べて大きく、性能低下が認められる。
ボイラ化学洗浄	聞き取り調査結果、ボイラ化学洗浄はほとんど実施したことがない。
タービン高中圧翼改善	聞き取り調査結果からオリジナル翼のままであり、長年の使用によりタービン内部効率低下が考えられる。
空気予熱器エレメント、シール取替	表 9.4.4 から Muara Karang 1～5 号、Gresik 2～4 号で空気漏洩率の増大や温度効率の低下が認められる。

表 9.4.3 給水加熱器の端末温度差

Power Station	Unit No.	HTR	Terminal Temperature Difference (C)		
			Design	Commissioning	Current Data
Suralaya	1	LP 1	3.8	1.6	NA
		LP 2	4.0	2.3	9.0
		LP 3	4.4	3.0	7.6
		HP 5	1.7	0.4	19.9
		HP 6	-0.3	-1.2	5.0
		HP 7	NA	NA	NA
	2	LP 1	3.9	-2.2	NA
		LP 2	4.0	-15.7	6.5
		LP 3	4.4	-1.4	5.3
		HP 5	1.7	2.1	1.3
		HP 6	-0.5	-1.5	11.9
		HP 7	NA	NA	NA
	3	LP 1	3.9	NA	10.7
		LP 2	4.0	NA	5.0
		LP 3	4.4	NA	4.7
		HP 5	1.7	NA	2.1
		HP 6	-0.5	NA	-2.5
		HP 7	NA	NA	NA
	4	LP 1	3.8	-2.3	NA
		LP 2	3.0	5.0	NA
		LP 3	4.4	2.3	NA
		HP 5	1.7	-7.0	12.4
		HP 6	-0.3	-7.2	-4.3
		HP 7	NA	NA	NA
	5	LP 1	3.4	NA	NA
		LP 2	3.5	9.7	4.4
		LP 3	3.6	24.1	7.7
		LP 4	4.0	6.3	12.7
		HP 6	0.1	0.6	-3.4
		HP 7	1.9	4.1	-2.0
		HP 8	1.1	2.2	-2.8
	6	LP 1	3.4	NA	NA
		LP 2	3.5	9.6	6.4
		LP 3	3.6	6.1	6.8
		LP 4	4.0	3.5	2.7
		HP 6	0.1	-2.1	-1.5
		HP 7	1.9	-1.0	-0.3
		HP 8	1.1	-3.0	-3.9
	7	LP 1	NA	NA	NA
		LP 2	NA	NA	NA
		LP 3	NA	NA	NA
		LP 4	NA	NA	NA
		HP 6	NA	NA	NA
		HP 7	NA	NA	NA
		HP 8	NA	NA	NA
Tambak Lorok	1	LP 2	5.4	5.4	7.7
		HP 1	6.5	6.5	6.5
		HP 2	6.5	6.5	6.5
	2	LP 2	5.4	NA	12.0
		HP 1	6.5	NA	5.4
		HP 2	3.6	NA	-3.8
	3	LP 2	2.0	0.8	4.1
		HP 1	-3.0	-5.5	3.8
		HP 2	-0.5	1.4	11.9
Gresik	1	LP 1	NA	NA	NA
		LP 2	NA	-22.1	17.1
		HP 4	NA	1.6	23.9
		HP 5	NA	7.1	16.1
	2	LP 1	NA	NA	NA
		LP 2	NA	-23.1	4.1
		HP 4	NA	2.0	1.5
		HP 5	NA	2.2	-0.4
	3	LP 1	NA	1.5	2.0
		LP 2	NA	7.4	-1.0
		LP 3	NA	2.9	3.4
		LP 4	NA	2.8	2.6
		HP 6	NA	0.4	0.6
		HP 7	NA	1.9	-0.9
		HP 8	NA	18.6	10.8
	4	LP 1	NA	1.5	0.1
		LP 2	NA	1.0	1.4
		LP 3	NA	3.1	3.8
		LP 4	NA	3.6	3.8
		HP 6	NA	0.4	-0.4
		HP 7	NA	1.9	-0.5
		HP 8	NA	-0.5	7.1
Paiton	1	LP 1	NA	12.5	14.0
		LP 2	NA	18.2	5.4
		LP 3	NA	13.4	7.9
		HP 5	NA	3.7	10.8
		HP 6	NA	-2.0	-10.3
		HP 7	NA	-2.1	0.1
	2	LP 1	NA	-2.6	9.4
		LP 2	NA	-2.6	15.1
		LP 3	NA	-0.2	1.7
		HP 5	NA	3.7	-5.0
		HP 6	NA	-0.7	25.1
		HP 7	NA	0.0	13.4

注：端末温度差（TD）は、給水加熱器の性能を判断するために用いられる。これは、加熱器入口

蒸気圧力に対応する飽和温度と加熱器出口給水温度の偏差で表される。

$$TD (^{\circ}\text{C}) = t1 (^{\circ}\text{C}) - t2 (^{\circ}\text{C})$$

もし、全ての熱が温度差なしで伝達されれば、給水加熱器の性能は最高となる。すなわち、加熱器内の蒸気と加熱器出口の給水の温度差がないのが最高の性能である。

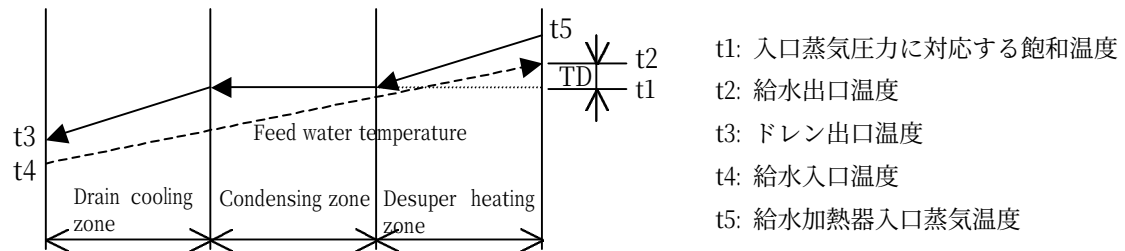


表 9.4.4 空気予熱器の空気漏洩率、温度効率

Power Station	Unit No.	IC (MW)	Air leakage rate (%)		Air-side temperature eff. (%)		Gas-side temperature eff. (%)		Average temperature eff. (%)	
			Design or commissioning	Current data	Design or commissioning	Current data	Design or commissioning	Current data	Design or commissioning	Current data
Suralaya	1	400	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	2	400	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	3	400	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	4	400	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	5	600	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	6	600	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	7	600	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Tambak Lorok	1	50	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	2	50	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	3	200	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Muara Karang	1	100	NA	35.5	80.1	75.1	NA	38.4	NA	56.7
	2	100	NA	18.4	79.8	82.9	NA	65.4	NA	74.2
	3	100	NA	28.9	79.0	73.3	NA	65.4	NA	69.4
	4	200	NA	52.2	73.3	72.9	NA	55.7	NA	64.3
			NA	46.1	73.3	70.3	NA	51.8	NA	61.0
	5	200	NA	29.8	78.0	73.9	NA	54.2	NA	64.1
			NA	61.9	71.6	68.6	NA	58.3	NA	63.4
Gresik	1	100	6.8	0.0	NA	71.8	NA	71.2	NA	71.5
	2	100	7.1	25.7	NA	83.8	NA	59.0	NA	71.4
	3	200	8.8	28.3	87.7	46.7	40.0	61.3	63.9	54.0
	4	200	7.4	21.6	87.7	53.8	75.2	71.5	81.5	62.6
Paiton	1	400	2.0	11.6	96.9	90.3	61.8	55.3	79.3	72.8
	2	400	12.8	9.7	96.9	90.7	58.0	55.3	77.4	73.0

IC : Installed Capacity

Note:

(1) Air leakage rate (RA)

$$RA = \frac{Q_A}{Q_G} \times 100$$

$$Q_A = (m_{out} - \min) \times A_0 \times \frac{29}{22.4}$$

$$Q_G = (\min - 0.232) \times A_0 \times \frac{29}{22.4} + K$$

$$\min = \frac{21 - a \times O_2 \text{ in}}{21 - O_2 \text{ in}}$$

$$m_{out} = \frac{21 - a \times O_2 \text{ out}}{21 - O_2 \text{ out}}$$

$$O_2 \text{ in} = \text{Eco exit } O_2 \text{ [%]}$$

$$O_2 \text{ out} = \text{AH exit } O_2 \text{ [%]}$$

α : Air ratio correction coefficient

$$\text{(for solid \& liquid fuel)} \quad \alpha = \frac{0.21 \times \left\{ 5.6 \left(h - \frac{O}{8} \right) - 0.8n \right\}}{1.867c + 5.6 \left(h - \frac{O}{8} \right) + 0.7s}$$

$$\text{(for gas fuel)} \quad \alpha = \frac{0.21 (1.4Ch_4 + 1.12C_2h_6 + 1.02C_3h_8 + 0.97C_4h_{10} + 0.93C_5h_{12} - n_2)}{2.8Ch_4 + 2.61C_2h_6 + 2.55C_3h_8 + 2.51C_4h_{10} + 2.49C_5h_{12}}$$

A_0 : Theoretical amount of air

$$\text{(for solid \& liquid fuel)} \quad A_0 = \frac{8.89c + 26.7 \left(h - \frac{O}{8} \right) + 3.33s}{100} \text{ [m}^3\text{N/kg]}$$

$$\text{(for gas fuel)} \quad A_0 = \frac{2.80Ch_4 + 2.61C_2h_6 + 2.55C_3h_8 + 2.51C_4h_{10} + 2.49C_5h_{12}}{0.21 \times 100} \text{ [m}^3\text{N/kg]}$$

K: Correction of wet combustion gas

$$\text{(for solid \& liquid fuel)} \quad K = \frac{3.667c + 9h + 2s + w + n}{100} \text{ [kg/kg]}$$

$$\text{(for gas fuel)} \quad K = \frac{4.75Ch_4 + 4.73C_2h_6 + 4.64C_3h_8 + 4.53C_4h_{10} + 4.56C_5h_{12}}{100} \text{ [kg/kg]}$$

(2) Temperature efficiency

Air-side temperature efficiency (ha)

$$ha = \frac{(ta_2 - ta_1)}{(tg_1 - ta_1)} \times 100 \text{ (%)}$$

Gas-side temperature efficiency (hg)

$$hg = \frac{(tg_1 - tg_2)}{(tg_1 - ta_1)} \times 100 \text{ (%)}$$

Average temperature efficiency (hag)

$$hag = \frac{ha + hg}{2}$$

ta_1 : AH inlet air temperature (°C)

ta_2 : AH outlet air temperature (°C)

tg_1 : AH inlet gas temperature (°C)

tg_2 : AH outlet gas temperature (°C)

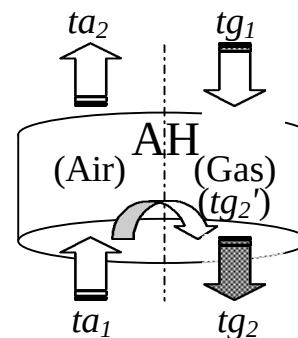
tg_2' : AH exit calibration gas temperature (°C)

$$tg_2' = tg_2 + \frac{RA}{100} \times \frac{CP_g}{CP_a} \times (tg_2 - ta_1)$$

CP_a : Air specific heat

CP_g : Gas specific heat

CP_a/CP_g : 0.93



9. 5 熱効率改善策の適用検討

9. 5. 1 給水加熱器細管洗浄

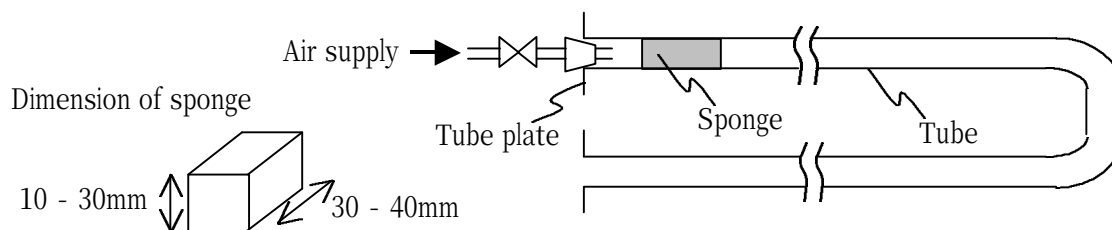
(1) 給水加熱器細管洗浄方法

給水加熱器は運転に伴い加熱管にスケールが付着し、効率の低下や差圧上昇等の原因となっている。これらの損失を除去するため、中部電力(株)では低圧給水加熱器細管には 8 年毎にスポンジ洗浄を、高圧給水加熱器細管には 4 年毎にジェット洗浄を実施している。

1) スポンジ洗浄

給水の出口側から入口側に向かってスポンジ（10～30mm t、30～40mm□）をチューブに差し込み、空気で反対側に押し出す方法。これはスポンジが細管内を通過する時その抵抗で一緒にスケールを押し出してくる効果をねらったもので、柔らかいスケールの除去はこの方法で十分である。図 9.5.1 にスポンジ洗浄の概念図を示す。

図 9.5.1 スポンジ洗浄の概念図



2) ジェット洗浄

プランジャーポンプで水圧を 250kg/cm^2 前後に上昇させ、ジェットノズルより高圧水を噴射し、その噴射水の衝撃力により細管内面のスケールを剥離除去する方法。比較的硬質スケールまで除去できる特徴がある。図 9.5.2 にジェット洗浄の概念図を示す。

図 9.5.2 ジェット洗浄概念図

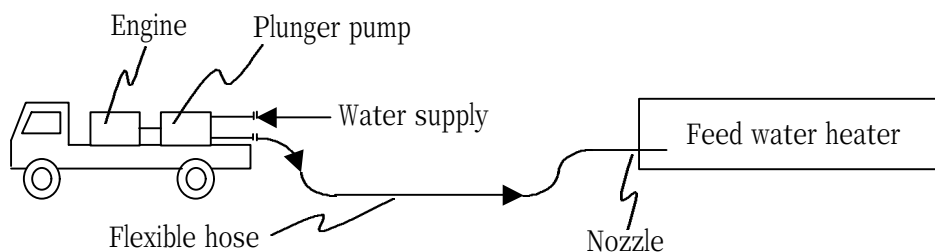


表 9.5.1 に中部電力(株)における給水加熱器細管洗浄による効率改善量の実績を示す。

表 9.5.1 給水加熱器細管洗浄による効率改善量

Cleaning method	Feed water heater	Improvement of gross heat rate (Δ GHR)
Cleaning with sponge	LP #4 HTR	0.17 kcal/kWh
Cleaning with high pressure jet	HP #1 HTR	0.14 kcal/kWh
	HP #2 HTR	0.28 kcal/kWh
	HP #3 HTR	0.53 kcal/kWh

(2) 対象ユニットへの適用

中部電力㈱における給水加熱器細管洗浄の実績を基に、インドネシアの既存の発電所に適用した場合の効率改善量および費用をユニット出力別に算出すると表 9.5.2 のようになる。

表 9.5.2 給水加熱器細管洗浄による効率改善量と費用（インドネシア価格）

Cleaning method	Unit capacity (MW)	Number of HTRs to be cleaned	Improvement of gross heat rate (Δ GHR)	Cost (US\$)
Cleaning with sponge	All units	1 (LP last HTR) [Note]	0.17 kcal/kWh	130
Cleaning with high pressure jet	50	2 (all HP-HTRs)	0.67 kcal/kWh	6,100
	100	2 (all HP-HTRs)	0.67 kcal/kWh	6,800
	200	3 (all HP-HTRs)	0.95 kcal/kWh	11,700
	400	3 (all HP-HTRs)	0.95 kcal/kWh	14,700
	600	3 (all HP-HTRs)	0.95 kcal/kWh	18,500

Note：中部電力㈱では全ての低圧給水加熱器をスポンジ洗浄しているが、低温域の給水加熱器はスケール付着が少ないことから、ここでは低圧最終給水加熱器のみを実施対象とする。

これを基に対象発電所の改善後の効率、IRR、NPV、投資回収期間を計算した。細管洗浄の効果は、低圧給水加熱器スポンジ洗浄は 8 年、高圧給水加熱器ジェット洗浄は 4 年で実施前の状態に戻るとした。図 9.5.3 および図 9.5.4 に給水加熱器細管洗浄による効率改善量の経年変化、すなわち収益（効率改善による燃料費削減分）の経年変化を示す。また、IRR、NPV はキャッシュフロー発生期間を低圧給水加熱器スポンジ洗浄は 8 年、高圧給水加熱器ジェット洗浄は 4 年として計算した。結果を表 9.5.3 および表 9.5.4 に示す。

図 9.5.3 低圧給水加熱器スポンジ洗浄による効率改善量、収益の経年変化

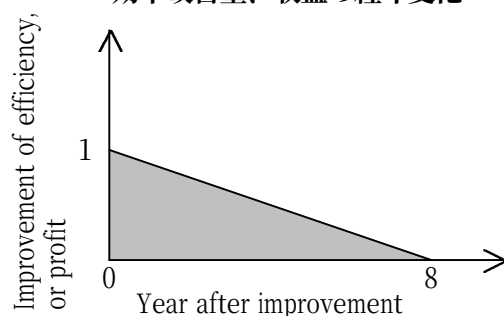


図 9.5.4 高圧給水加熱器ジェット洗浄による効率改善量、収益の経年変化

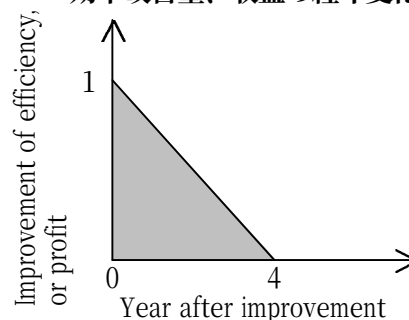


表 9.5.3 低圧給水加熱器スポンジ洗浄の適用効果

Power Station	Unit No.	IC (MW)	Commissioning	Age (year)	Gross plant efficiency (%)			Initial investment (x1000US\$)	IRR (%)	NPV (x1000US\$)	Payback period (year)
					design or commissioning	current data	after improvement				
Suralaya	1	400	1984	17	39.21	37.570	37.573	0.13	1,415	6	1
	2	400	1984	17	39.21	39.590	39.593	0.13	1,415	6	1
	3	400	1988	13	39.95	39.450	39.453	0.13	1,415	6	1
	4	400	1989	12	39.95	38.040	38.043	0.13	1,415	6	1
	5	600	1996	5	40.43	38.690	38.693	0.13	2,128	9	1
	6	600	1997	4	40.43	38.830	38.833	0.13	2,128	9	1
	7	600	1997	4	40.43	NA	NA	0.13	2,128	9	1
Tambak Lorok	1	50	1978	23	33.90	NA	NA	0.13	307	1	1
	2	50	1978	23	31.70	30.300	30.302	0.13	307	1	1
	3	200	1983	18	37.30	37.900	37.903	0.13	1,269	5	1
Muara Karang	1	100	1979	22	33.72	29.590	29.592	0.13	628	3	1
	2	100	1979	22	32.86	28.560	28.562	0.13	628	3	1
	3	100	1980	21	32.95	29.150	29.152	0.13	628	3	1
	4	200	1981	20	37.90	35.170	35.172	0.13	1,546	6	1
	5	200	1982	19	37.77	35.900	35.903	0.13	1,546	6	1
Gresik	1	100	1981	20	35.15	33.180	33.182	0.13	792	3	1
	2	100	1981	20	35.15	33.640	33.642	0.13	792	3	1
	3	200	1988	13	38.35	37.790	37.793	0.13	1,598	6	1
	4	200	1988	13	38.35	34.900	34.902	0.13	1,598	6	1
Paiton	1	400	1994	7	40.64	35.620	35.623	0.13	1,424	6	1
	2	400	1994	7	40.64	36.740	36.743	0.13	1,424	6	1

Precondition: Capacity factor 70% Exchange rate US\$1=Rp9,000 Discount rate = 12%
 Fuel price Coal 207 Rp/kg (Suralaya), 210 Rp/kg (Paiton)
 NG 2.45 US\$/MMBTU (Muara Karang), 2.53 US\$/MMBTU (Gresik)
 MFO 710 Rp/liter

表 9.5.4 高圧給水加熱器ジェット洗浄の適用効果

Power Station	Unit No.	IC (MW)	Commissioning	Age (year)	Gross plant efficiency (%)			Initial investment (x1000US\$)	IRR (%)	NPV (x1000US\$)	Payback period (year)
					design or commissioning	current data	after improvement				
Suralaya	1	400	1984	17	39.21	37.57	37.59	15	36	6	2
	2	400	1984	17	39.21	39.59	39.61	15	36	6	2
	3	400	1988	13	39.95	39.45	39.47	15	36	6	2
	4	400	1989	12	39.95	38.04	38.06	15	36	6	2
	5	600	1996	5	40.43	38.69	38.71	19	51	13	2
	6	600	1997	4	40.43	38.83	38.85	19	51	13	2
	7	600	1997	4	40.43	NA	NA	19	51	13	2
Tambak Lorok	1	50	1978	23	33.90	NA	NA	6	-17	-3	cannot pay back
	2	50	1978	23	31.70	30.30	30.31	6	-17	-3	cannot pay back
	3	200	1983	18	37.30	37.90	37.92	12	46	7	2
Muara Karang	1	100	1979	22	33.72	29.59	30.39	7	10	0	3
	2	100	1979	22	32.86	28.56	29.34	7	10	0	3
	3	100	1980	21	32.95	29.15	29.93	7	10	0	3
	4	200	1981	20	37.90	35.17	36.05	12	64	11	2
	5	200	1982	19	37.77	35.90	36.80	12	64	11	2
Gresik	1	100	1981	20	35.15	33.18	33.19	7	25	1	2
	2	100	1981	20	35.15	33.64	33.65	7	25	1	2
	3	200	1988	13	38.35	37.79	37.81	12	68	12	1
	4	200	1988	13	38.35	34.90	34.91	12	68	12	1
Paiton	1	400	1994	7	40.64	35.62	35.63	15	36	6	2
	2	400	1994	7	40.64	36.74	36.75	15	36	6	2

Precondition: Capacity factor 70% Exchange rate US\$1=Rp9,000 Discount rate = 12%
 Fuel price Coal 207 Rp/kg (Suralaya), 210 Rp/kg (Paiton)
 NG 2.45 US\$/MMBTU (Muara Karang), 2.53 US\$/MMBTU (Gresik)
 MFO 710 Rp/liter

9. 5. 2 ボイラ化学洗浄

(1) 中部電力㈱の適用実績

中部電力㈱のボイラ化学洗浄実施基準は、蒸発管内のスケール付着が、スケール付着量で 30～40mg/cm²、スケール厚さで 15/100mm～20/100mm である。具体的には蒸発管切り取り調査によるスケール状況、炉壁のメタル温度、運転時間等を考慮して決定している。スケール付着速度はボイラの型式、規模、運転条件および管仕様により異なるため個別に管理することになる。ボイラ化学洗浄による熱効率回復量は、熱消費率で平均 6.4kcal/kWh である。

(2) 対象ユニットへの適用

中部電力㈱におけるボイラ化学洗浄の実績を基に、インドネシアの既存の発電所に適用した場合の効率改善量および費用をユニット出力別に算出すると表 9.5.5 のようになる。

表 9.5.5 ボイラ化学洗浄による効率改善量と費用（インドネシア価格）

Unit capacity (MW)	50	100	200	400	600
Improvement of heat rate (kcal/kWh)	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
Cost (x1000US\$)	43	62	100	178	259

これを基に対象発電所の改善後の効率、IRR、NPV、投資回収期間を計算した。IRR、NPV はキャッシュフロー発生期間を 4 年として計算した。結果を表 9.5.6 に示す。

表 9.5.6 ボイラ化学洗浄の適用効果

Power Station	Unit No.	IC (MW)	Commissioning	Age (year)	Gross plant efficiency (%)			Initial investment (x1000US\$)	IRR (%)	NPV (x1000US\$)	Payback period (year)
					design or commissioning	current data	after improvement				
Suralaya	1	400	1984	17	39.21	37.57	37.68	178	21	34	3
	2	400	1984	17	39.21	39.59	39.71	178	21	34	3
	3	400	1988	13	39.95	39.45	39.57	178	21	34	3
	4	400	1989	12	39.95	38.04	38.15	178	21	34	3
	5	600	1996	5	40.43	38.69	38.80	259	23	60	3
	6	600	1997	4	40.43	38.83	38.94	259	23	60	3
	7	600	1997	4	40.43	NA	NA	259	23	60	3
Tambak Lorok	1	50	1978	23	33.90	NA	NA	43	17	5	3
	2	50	1978	23	31.70	30.30	30.37	43	17	5	3
	3	200	1983	18	37.30	37.90	38.01	100	50	90	2
Muara Karang	1	100	1979	22	33.72	29.59	29.66	62	36	33	2
	2	100	1979	22	32.86	28.56	28.62	62	36	33	2
	3	100	1980	21	32.95	29.15	29.21	62	36	33	2
	4	200	1981	20	37.90	35.17	35.26	100	66	131	2
	5	200	1982	19	37.77	35.90	36.00	100	66	131	2
Gresik	1	100	1981	20	35.15	33.18	33.26	62	52	58	2
	2	100	1981	20	35.15	33.64	33.72	62	52	58	2
	3	200	1988	13	38.35	37.79	37.90	100	69	139	2
	4	200	1988	13	38.35	34.90	34.99	100	69	139	2
Paiton	1	400	1994	7	40.64	35.62	35.71	178	21	35	3
	2	400	1994	7	40.64	36.74	36.84	178	21	35	3

Precondition: Capacity factor 70% Exchange rate US\$1=Rp9,000 Discount rate = 12%
 Fuel price Coal 207 Rp/kg (Suralaya), 210 Rp/kg (Paiton)
 NG 2.45 US\$/MMBTU (Muara Karang), 2.53 US\$/MMBTU (Gresik)
 MFO 710 Rp/liter

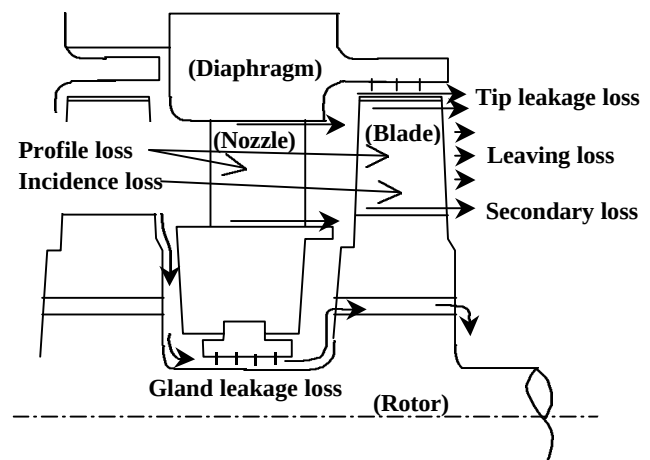
9. 5. 3 タービン高中圧翼改善

(1) 効率向上策

蒸気タービンのノズルおよび羽根は、定期点検等の手入れに関らず長年の使用により浸食・摩耗等による劣化が発生し、効率低下をきたす。

図 9.5.5 はタービンの段落内部損失を示したものであるが、これらの損失を減少させることによりタービン内部効率を向上させることは、極めて重要である。

図 9.5.5 タービン段落内部損失の原因



蒸気タービンの製造者は、絶えずタービンの性能向上に努力しており、幾多の新技术が開発されている。ここで紹介する技術は新設プラントに適用されているのみならず、既設タービンの効率向上改造工事として多くの成果を生んでいる。中部電力(株)は、運転開始から 15～20 年経過した出力 220、375、500、700MW ユニットの蒸気タービンに、これらの技術を採用した多くの実績を有する。

効率向上策の内容は以下の通り。

- ・翼頂部シールの改善
- ・軸漏洩損失の改善
- ・翼形の改善
- ・止め金の止め翼化

上記の効率向上策に対する具体的な取替部位は以下の通り。

- ・高圧および中圧タービンの動・静翼
- ・ラジアルフィン (高・中圧)
- ・ダイヤフラムパッキン (高・中圧)
- ・止め翼取付 (高・中圧)
- ・グランドパッキン (高・中圧)

図 9.5.6 翼頂部シールの改善

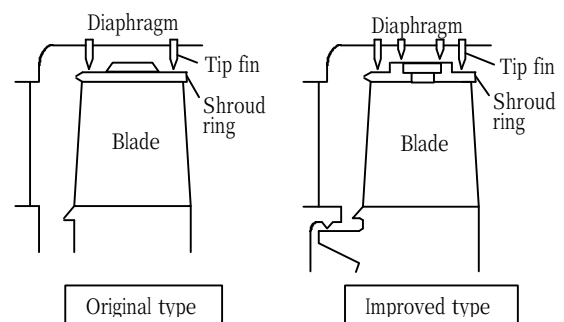
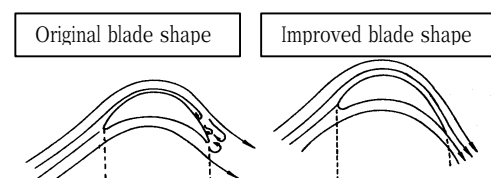


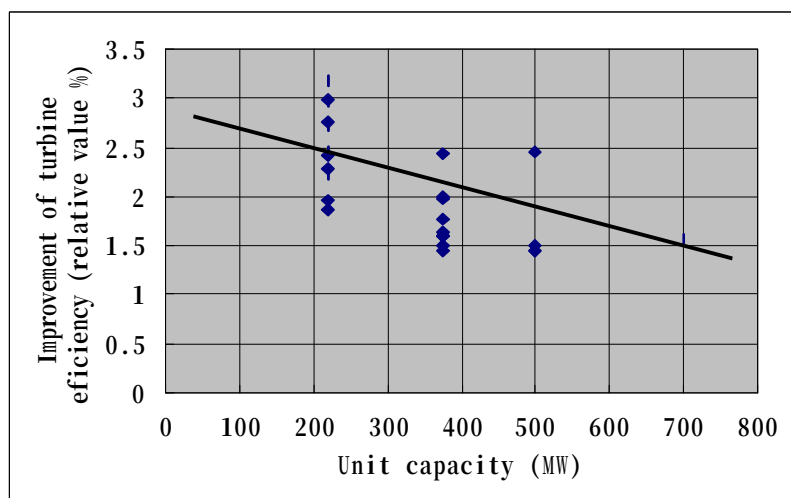
図 9.5.7 翼形の改善



この改善が、ユニットの運転開始後 15～20 年経過しているユニットに実施された理由は、蒸気タービンの高中圧翼は高温高压条件での使用によるクリープ損傷により、運転時間 10～15 万時間で寿命が消費した機器を対象としたからであり、今回の提案でも劣化更新と合わせた改善として効果があがるものである。

図 9.5.8 は中部電力(株)におけるタービン効率改善量の実績値を整理したものである。

図 9.5.8 タービン効率改善量（相対値）



低出力ユニットが高出力ユニットと比較して効率改善量が大きいのは、効率向上の対象となる高・中圧車室の出力配分が低出力ユニットの方が大きいいため、改善効果が大きくなることによる。

（２）対象ユニットへの適用

中部電力㈱におけるタービン高中圧翼改善対策の実績を基に、インドネシアの既存の発電所に対策を適用した場合の効率改善量および対策費をユニット出力別に算出すると表 9.5.7 のようになる。

表 9.5.7 タービン高中圧翼の改善による効率改善量と対策費（インドネシア価格）

Unit capacity (MW)	50	100	200	400	600
Improvement of efficiency (Relative value) (%)	2.80	2.70	2.50	2.10	1.70
Cost (x1000US\$)	3,910	3,990	4,140	4,450	4,750

これを基に対象発電所の改善後の効率、収益、IRR、NPV、投資回収期間を計算した。ここでは、効率改善量の内訳を劣化回復分 50%、新技術分 50%とし、劣化回復分は 8 年で対策前の状態に戻り、新技術分は永久に継続するとした。図 9.5.9 に効率改善量の経年変化、すなわち収益（効率改善による燃料費削減分）の経年変化を示す。

また、IRR、NPV はキャッシュフロー発生期間を 15 年として計算した。結果を表 9.5.8 に示す。

図 9.5.9 効率改善量、収益の経年変化

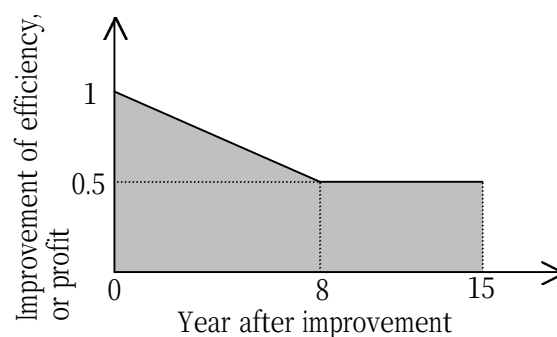


表 9.5.8 タービン高中圧翼改善の適用効果

Power Station	Unit No.	IC (MW)	Commissioning	Age (year)	Gross plant efficiency (%)			Initial investment (x1000US\$)	IRR (%)	NPV (x1000US\$)	Payback period (year)
					design or commissioning	current data	after improvement				
Suralaya	1	400	1984	17	39.21	37.57	38.36	4,450	2	-1,887	13
	2	400	1984	17	39.21	39.59	40.42	4,450	1	-2,017	14
	3	400	1988	13	39.95	39.45	40.28	4,450	1	-2,002	14
	4	400	1989	12	39.95	38.04	38.84	4,450	2	-1,919	14
	5	600	1996	5	40.43	38.69	39.35	4,750	3	-1,724	12
	6	600	1997	4	40.43	38.83	39.49	4,750	3	-1,745	12
	7	600	1997	4	40.43	NA	NA	4,750	NA	NA	NA
Tambak Lorok	1	50	1978	23	33.90	NA	NA	3,910	NA	NA	NA
	2	50	1978	23	31.70	30.30	31.15	3,910	-9	-2,996	cannot pay back
	3	200	1983	18	37.30	37.90	38.85	4,140	4	-1,437	11
Muara Karang	1	100	1979	22	33.72	29.59	30.39	3,990	-1	-2,114	cannot pay back
	2	100	1979	22	32.86	28.56	29.34	3,990	-1	-2,046	cannot pay back
	3	100	1980	21	32.95	29.15	29.93	3,990	-1	-2,101	cannot pay back
	4	200	1981	20	37.90	35.17	36.05	4,140	9	-601	8
	5	200	1982	19	37.77	35.90	36.80	4,140	8	-664	8
Gresik	1	100	1981	20	35.15	33.18	34.08	3,990	0	-1,893	15
	2	100	1981	20	35.15	33.64	34.55	3,990	0	-1,927	15
	3	200	1988	13	38.35	37.79	38.73	4,140	8	-747	8
	4	200	1988	13	38.35	34.90	35.77	4,140	10	-460	7
Paiton	1	400	1994	7	40.64	35.62	36.37	4,450	3	-1,741	12
	2	400	1994	7	40.64	36.74	37.43	4,450	1	-2,072	15

Precondition: Capacity factor 70% Exchange rate US\$1=Rp9,000 Discount rate = 12%
 Fuel price Coal 207 Rp/kg (Suralaya), 210 Rp/kg (Paiton)
 NG 2.45 US\$/MMBTU (Muara Karang), 2.53 US\$/MMBTU (Gresik)
 MFO 710 Rp/liter

いずれも IRR は極めて低く、適切な時期に実施しなければメリットがない。つまり、タービン高中圧翼の劣化更新に同調して効率改善を実施すればメリットが出る可能性がある。運転開始から 15～20 年経過した高中圧翼は、クリープ損傷やボイラからの飛散スケールによる浸食で劣化更新を検討しなければならない。そこで、15 年以上経過したプラントについて、高中圧翼の 50%は劣化更新せざるを得ない状態にあると仮定して、効率改善としての投資額は総費用の 50%として IRR を試算した結果を表 9.5.9 に示す。

表 9.5.9 タービン高中圧翼改善の適用効果（劣化更新に同調するケース）

Power Station	Unit No.	IC (MW)	Commissioning	Age (year)	Gross plant efficiency (%)			Initial investment (x1000US\$)	IRR (%)	NPV (x1000US\$)	Payback period (year)
					design or commissioning	current data	after improvement				
Suralaya	1	400	1984	17	39.21	37.57	38.36	2,220	15	343	5
	2	400	1984	17	39.21	39.59	40.42	2,220	14	216	6
Tambak Lorok	1	50	1978	23	33.90	NA	NA	1,960	NA	NA	NA
	2	50	1978	23	31.70	30.30	31.15	1,960	-1	-1,016	cannot pay back
	3	200	1983	18	37.30	37.90	38.85	2,070	19	633	5
Muara Karang	1	100	1979	22	33.72	29.59	30.39	2,000	11	-124	7
	2	100	1979	22	32.86	28.56	29.34	2,000	11	-56	7
	3	100	1980	21	32.95	29.15	29.93	2,000	11	-111	7
	4	200	1981	20	37.90	35.17	36.05	2,070	27	1,469	4
	5	200	1982	19	37.77	35.90	36.80	2,070	26	1,406	4
Gresik	1	100	1981	20	35.15	33.18	34.08	2,000	13	97	6
	2	100	1981	20	35.15	33.64	34.55	2,000	13	63	6

9. 5. 4 空気予熱器エレメント、シール取替

(1) 中部電力㈱の適用実績

中部電力㈱の実績から、この対策による性能回復量は、熱消費率で平均 9.3kcal/kWh である。

(2) 対象ユニットへの適用

表 9.4.4 から空気漏洩率の増大や温度効率の低下が認められるプラント（Muara Karang PLTU 1～5 号、Gresik PLTU 2～4 号）への適用を検討した。結果を表 9.5.10 に示す。なお、IRR、NPV はキャッシュフロー発生期間を 10 年として計算した。

表 9.5.10 空気予熱器エレメント、シール取替の適用効果

Power Station	Unit No.	IC (MW)	Commissioning	Age (year)	Gross plant efficiency (%)			Initial investment (x1000US\$)	IRR (%)	NPV (x1000US\$)	Payback period (year)
					design or commissioning	current data	after improvement				
Muara Karang	1	100	1979	22	33.72	29.59	29.68	260	12	-2	6
	2	100	1979	22	32.86	28.56	28.65	260	12	-2	6
	3	100	1980	21	32.95	29.15	29.24	260	12	-2	6
	4	200	1981	20	37.90	35.17	35.30	531	16	95	5
	5	200	1982	19	37.77	35.90	36.04	NA	NA	NA	NA
Gresik	2	100	1981	20	35.15	33.64	33.76	260	18	64	5
	3	200	1988	13	38.35	37.79	37.95	531	17	116	5
	4	200	1988	13	38.35	34.90	35.03	531	17	116	5

Precondition: Capacity factor 70% Exchange rate US\$1=Rp9,000 Discount rate = 12%
 Fuel price Coal 207 Rp/kg (Suralaya), 210 Rp/kg (Paiton)
 NG 2.45 US\$/MMBTU (Muara Karang), 2.53 US\$/MMBTU (Gresik)
 MFO 710 Rp/liter

ただし、Muara Karang PLTU 1～3 号については、既設ボイラを撤去して新設 GT・HRSG と既設蒸気タービンを組合せてコンバインド化するリパワリング計画が進められているため、その動向に注意する必要がある。また、Muara Karang PLTU 5 号については、2001 年 9 月からの定期点検で空気予熱器を修理中のため、実施対象外になる。

9. 6 結論

表 9.6.1 は、9.5 節で実施した熱効率改善策の適用検討結果をまとめたものである。この表では IRR が 12%以上のものを着色している。

表 9.6.1 熱効率改善策の適用効果（まとめ）

Power Station	Unit No.	IC (M)	Age (year)	IP-HTR cleaning with sponge				HP-HTR cleaning with high pressure jet				Boiler chemical cleaning				Improvement of HP & IP turbine blades				Replacement of AH element & seal			
				Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)	Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)	Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)	Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)	Initial cost (x100US\$)	IRR (%)	NPV (x100US\$)	Payback period (year)
Suralaya	1 400	17	0.13	1,415	6	1	15	36	6	2	178	21	34	3	4,450	15	343	5		NA			
	2 400	17	0.13	1,415	6	1	15	36	6	2	178	21	34	3	4,450	14	216	6		NA			
	3 400	13	0.13	1,415	6	1	15	36	6	2	178	21	34	3		NA				NA			
	4 400	12	0.13	1,415	6	1	15	36	6	2	178	21	34	3		NA				NA			
	5 600	5	0.13	2,128	9	1	19	51	13	2	259	23	60	3		NA				NA			
	6 600	4	0.13	2,128	9	1	19	51	13	2	259	23	60	3		NA				NA			
	7 600	4	0.13	2,128	9	1	19	51	13	2	259	23	60	3		NA				NA			
Tambak Lorok	1 50	23	0.13	307	1	1	6	-17	-3	cannot pay back	43	17	5	3	3,910	NA	NA	NA		NA			
	2 50	23	0.13	307	1	1	6	-17	-3	cannot pay back	43	17	5	3	3,910	-1	-1,016	cannot pay back		NA			
	3 200	18	0.13	1,269	5	1	12	46	7	2	100	50	90	2	4,140	19	633	5		NA			
Muara Karang	1 100	22	0.13	628	3	1	7	10	0	3	62	36	33	2	3,990	11	-124	7	260	12	-2	6	
	2 100	22	0.13	628	3	1	7	10	0	3	62	36	33	2	3,990	11	-56	7	260	12	-2	6	
	3 100	21	0.13	628	3	1	7	10	0	3	62	36	33	2	3,990	11	-111	7	260	12	-2	6	
	4 200	20	0.13	1,546	6	1	12	64	11	2	100	66	131	2	4,140	27	1,469	4	531	16	95	5	
	5 200	19	0.13	1,546	6	1	12	64	11	2	100	66	131	2	4,140	26	1,406	4		NA			
Gresik	1 100	20	0.13	792	3	1	7	25	1	2	62	52	58	2	3,990	13	97	6		NA			
	2 100	20	0.13	792	3	1	7	25	1	2	62	52	58	2	3,990	13	63	6	260	18	64	5	
	3 200	13	0.13	1,598	6	1	12	68	12	1	100	69	139	2		NA			531	17	116	5	
	4 200	13	0.13	1,598	6	1	12	68	12	1	100	69	139	2		NA			531	17	116	5	
Paiton	1 400	7	0.13	1,424	6	1	15	36	6	2	178	21	35	3		NA				NA			
	2 400	7	0.13	1,424	6	1	15	36	6	2	178	21	35	3		NA				NA			

Precondition: Capacity factor 70%
Fuel price

Coal 207 Rp/kg (Suralaya), 210 Rp/kg (Paiton)
NG 2.45 US\$/MBTU (Muara Karang), 2.53 US\$/MBTU (Gresik)
MFO 710 Rp/liter

Discount rate = 12%

（１）リハビリテーション項目の優先順位付け

リハビリテーションは、基本的には IRR が大きいものから実施すべきである。リハビリテーション項目を優先順位付けすると次のようになる。

優先順位	項 目	理 由
1	低圧給水加熱器スポンジ洗浄	投資額が非常に小さく、IRR が非常に高い。
2	高圧給水加熱器ジェット洗浄	投資額が比較的小さく、IRR も高い。
3	ボイラ化学洗浄	IRR は高いが、投資額も大きい。
4	タービン高中圧翼改善、 空気予熱器エレメント・シール取替	投資額が大きい割には IRR があまり高くない。

(2) リハビリテーション計画

1) 低圧給水加熱器スポンジ洗浄

技術的な経験・ノウハウを必要としない簡単な作業であり、費用も非常に小さいため、インドネシア側のみで即刻実施可能。全ての低圧最終給水加熱器を対象とし、低圧給水加熱器の点検に同調して8年毎に実施する。

2) 高圧給水加熱器ジェット洗浄

各発電所共用のジェット洗浄装置一式を購入するための初期費用が約 US\$140,000 必要になる。その後は工事実施時にジェット洗浄装置の運搬費、ノズル等の消耗品費、労務費等が給水加熱器1基当たり約 US\$2,000～4,000 必要になるだけである。

作業は技術的な経験・ノウハウを必要とするため、導入初期はジェット洗浄工事会社の専門家による指導を受けることが望ましい（数ユニットでトータル数ヶ月間）。

対象は Suralaya PLTU 1～7、Tambak Lorok PLTU 3、Muara Karang PLTU 4～5、Gresik PLTU 1～4、Paiton PLTU 1～2 の高圧給水加熱器で、高圧給水加熱器の点検に同調し4年毎に実施する。

3) ボイラ化学洗浄

ボイラ化洗は適切な時期に実施することが望ましい。したがって、運転状態値の経年変化や蒸発管切り取り調査によるスケール状況を詳細調査した上で実施要否・時期を判断する必要がある。対象は、汽力発電所の全ユニット。

4) タービン高中圧翼改善、空気予熱器エレメント・シール取替

投資額が大きい割には IRR があまり高くない。特に、タービン高中圧翼改善については劣化更新に同調して実施するとして評価した IRR である。したがって、劣化状況を詳細調査した後、実施要否を判断する必要がある。なお、詳細検討にあたっては、当該ユニットに設計的に適用可能な技術と効率改善量を検討するため、メーカーの参画が必要になる。

タービン高中圧翼改善の詳細調査の対象は、15 年以上経過したプラントのうち、Suralaya PLTU 1～2、Tambak Lorok PLTU 3、Muara Karang PLTU 4～5、Gresik PLTU 1～2。

空気予熱器エレメント・シール取替の詳細調査対象は、Muara Karang PLTU 4、Gresik PLTU 2～4。

第10章 環境対策

ここでは、火力発電所の環境規制・対策の現状を概観するとともに、今後の石炭利用拡大に向けた、環境対策についての提案を行う。

10.1 環境関連規制と遵守事項

インドネシアにおける環境に関する基本法としては、「環境管理基本法」が制定されており、その内、大気環境基準は環境省により「環境基準の設定に関する環境省令」が制定され、管理されている。また、排出基準である大気汚染規制は、州条例「大気および騒音の環境基準」により制定され、鉱山・エネルギー省のガイドラインに基づき運用されている。

(1) 大気環境基準

火力発電所の排出物である SO₂、NO₂ およびばいじん（Particulate Matter（以下、PM と略す。））の環境基準値を、インドネシア、タイおよび日本について比較してみると、インドネシアの環境基準は、同じアジア国であるタイと比較して、ほぼ同レベルの環境基準となっている。

表 10.1.1 インドネシア、タイおよび日本の大気環境基準の比較

Substance	Indonesia	Thailand	Japan
SO ₂	1 hourly values : >900 μg/Nm ³ ** <u>(0.9 mg/Nm³)</u> 24 hourly values : >365 μg/Nm ³ <u>(0.365 mg/Nm³)</u> 1 year values : > 60 μg/Nm ³ <u>(0.06 mg/Nm³)</u>	1 hourly values : >780 μg/Nm ³ <u>(0.78 mg/Nm³)</u> 24 hourly values : >300 μg/Nm ³ <u>(0.3 mg/Nm³)</u> 1 year values : > 100 μg/Nm ³ <u>(0.1 mg/Nm³)</u>	1 hourly values : >0.1 ppm <u>(0.29 mg/Nm³)</u> 24 hourly values : >0.04 ppm <u>(0.11 mg/Nm³)</u>
NO ₂	1 hourly values : >400 μg/Nm ³ 24 hourly values : >150 μg/Nm ³ <u>(0.15 mg/Nm³)</u> 1 year values : > 100 μg/Nm ³	1 hourly values : >320 μg/Nm ³	24 hourly values : >0.04~0.06 ppm <u>(0.082 mg/Nm³)</u>
PM10*	24 hourly values : >150 μg/Nm ³ <u>(0.15 mg/m³)</u>	24 hourly values : >330 μg/Nm ³ <u>(0.33 mg/m³)</u>	1 hourly values : >0.20 24 hourly values : > <u>0.10mg/m³</u>
PM2.5*	24 hourly values : > 65 μg/Nm ³ <u>(0.065 mg/m³)</u> 1 year values : > 15 μg/Nm ³	1 year values : >100 μg/Nm ³	

* : PM10(particl<10 μ m), PM2.5(particl<2.5 μ m)

** : () は比較を容易にするため、単位を(mg/m³)と換算したものである。

(下線部同士で比較可能)

（２）大気排出基準

インドネシアの排出基準は、2000 年に見直しを行い、従来の排出基準の値を 1/2 と強化した。表 10.1.2 にインドネシア・日本および世界銀行の排出基準を示す。PM に関しては、世銀レベルと比較して、若干緩い規制値ではあるが、SO₂、NO₂ に関しては世銀と同レベルの規制値となっている。

また、インドネシアの排出基準の場合は、州条例である排出基準を全ての発電所で準用しており地域ごとの基準は定めていない。一方、日本の場合は、大気汚染防止法の規定に基づき、各地方自治体との協議により排出基準を制定するため、発電所の立地場所により排出基準値が異なる。

表 10.1.2 各大気排出基準比較

Substance	インドネシア	日本	世界銀行
SO ₂	Coal: 750 mg/m ³ N Coal 以外: 800 mg/m ³ N	25 ～773ppm (71 ～2209 mg/m ³ N)	2,000 mg/m ³ N <500MW: 0.2 tpd/MW >500MW: 0.1 tpd/MW
NO ₂	Coal: 850 mg/m ³ N Coal 以外:1000 mg/m ³ N	15～550ppm (31～1129 mg/m ³ N)	Coal: 750 mg/m ³ N Lignit: 750 mg/m ³ N Oil:460, Gas320 mg/m ³ N Gas Turbine: Gas:125 mg/m ³ N Diesel:165 mg/m ³ N Oil:300 mg/m ³ N
PM	Coal: 150 mg/m ³ N Coal 以外: 350 mg/m ³ N	0.005～0.45g/m ³ N (5～450 mg/m ³ N)	50 mg/m ³ N

Tpd: ton per day

（３）環境影響評価制度

インドネシアにおいて、環境影響評価制度（Analisi Mengenai Dampak Lingkungan:AMDAL）は、1986 年に政府規則第 29 号により公布され、導入された。この制度は、現在 3 回の改訂をしており、1999 年改訂版が最新となっている。

現在、新設・増設の火力発電設備に対しては、AMDAL が適用されるので、環境影響評価を実施し、事前評価を受けることが必要となっている。その内容は、先進国と同レベルであり、環境影響に関して十分な配慮をした法制度が施行されている。

10.2 火力発電所の環境対策の現状

(1) 火力発電所の排ガス状況

各発電所にて入手した排ガスデータを、本章末 別添表 10.1～10.5 に整理した。本データを分析した結果、各燃料別の排出ガス状況 SO_2 を要約すると、以下のとおりである。

―石炭火力(Paiton, Sularaya)については、一部 PM が規制値を超えているケースがある。

これは、電気集じん器の経年化による損傷が原因と推察され、現在、電気集じん器の内部改良補修が計画されている。また、 SO_2 に関しては規制値以下の運転ではあるものの、規制値に非常に近い運転となっている。

―石油火力(Muara-karang)については、 NO_2 、PM は良好であるものの、S 分の高い石油を使用しているため、 SO_2 は規制値を超えている。

―天然ガス火力については、 SO_2 、 NO_2 、PM すべてにおいて良好な運転状態である。

(2) 火力発電所の石炭灰処理状況

インドネシアにおける石炭灰の処理状況は、一部はセメント・建設ブロック等への有効利用を行い、残りは発電所内の灰捨て地へ廃棄している。有効利用率は、Suralaya 火力で約 30%、Paiton 火力で約 80%であり、有効利用を積極的に推進している。また、残りの廃棄に関しては、適切な排水処理や覆土処理を行い、環境に配慮している。また、Suralaya 火力においては、製品用の石炭サイロを有し、有効利用拡大を目指している。

10.3 環境改善のための提案

10.3.1 火力発電所の現状に対する環境対策

(1) 石炭火力の環境対策

PM に関しては、老朽化の進んでいる電気集じん器の内部部品の修理により、機能回復が計画されているので、確実な実施が望まれる。

SO₂ に関しては、規制値に近い運転を行っており、現状以上の S 分の低い石炭を購入することは難しい状況であるため、今後は、石炭中の S 成分を十分考慮した石炭の購入が必要である。

(2) 石油火力の環境対策

石油火力の硫黄分対策には、基本的に以下の 3 対策がある。

- 1) 燃料の天然ガスへの転換
- 2) 石油の低硫黄化
- 3) 排煙脱硫装置の設置

石油の低硫黄化は、国内石油消費全体で考慮する必要があるとあり、特定の石油火力発電所への低硫黄化策は、得策ではない。また、排煙脱硫装置の設置は、一般的に残存寿命を考慮した際に、費用対効果が低いため、既存の石油火力への導入は効果的ではない。一方、近い将来、西ジャワ地区の天然ガスパイプライン整備計画があることから、天然ガスへの転換が既存の石油火力の環境対策として最も効果的である。

(3) 環境規制遵守強化

前述したとおり、一部の発電所においては、排出基準値をオーバーし運転を行っている。本基準を確実に遵守するためには、例えば、

- 1) ペナルティー導入・操業停止等を含む、罰則規定の強化
- 2) 所轄行政の執行力の強化
- 3) モニタリングデータの公開

等の制度を検討する価値がある。

10.3.2 火力発電所の石炭利用拡大のための環境対策

(1) 多炭種対応動向

現在、インドネシアの石炭火力で使用している石炭性状は、表 10.3.1 のとおりである。この石炭は、亜瀝青炭の分類に属し、S 分・灰分の含有量の少ない非常に優良な性状の石炭である。

表 10.3.1 インドネシア国石炭火力での使用石炭性状

Items	Suralaya TPP	Paiton TPP
Calorific Value (kcal/kg)	6,944	5,214
Total Moisture (wt%)	23.29	25.42
Ash (wt%)	5.79	0.94
Volatile Matter (wt%)	44.02	35.46
Fixed Carbon (wt%)	50.19	36.18
Total Sulfur (wt%)	0.41	0.06
Nitrogen (wt%)	-	0.74
HGI	58.2	-
記録採取日	Des.1998	Aug.2001

出所：PJB, Indonesia Power

しかしながら、石炭種別の埋蔵量は表 10.3.2 に示すとおりであり、埋蔵量の多い低品位の亜瀝青炭および褐炭の導入が経済性・エネルギーセキュリティの観点から進んでくものと予想されるため、それらに対応可能な環境対策が必要である。なお、日本においても、多炭種化が導入されてきており、参考として表 10.3.3 に最近のインドネシアからの日本の亜瀝青炭契約実績を示す。

表 10.3.2 炭種別埋蔵量比率

石炭分類	埋蔵量 (%)
無煙炭	0.36
瀝青炭	14.38
亜瀝青炭	26.63
褐炭	58.63
合計	100.0

出所：Directorate of Coal, "Indonesian Coal Mining Development & Company Profiles 1997"

表 10.3.3 日本の電力会社のインドネシアからの亜瀝青炭契約状況

需要家	銘柄	数量 (千トン)	備考
東北電力	Adaro	60	年契
	Berau	45	トライアル
	Baiduri	60	年契
東京電力	Adaro	60	年契入札
北陸電力	Adaro	120	長契 (1997-2001)
常磐共火	Berau	240	入札
	Kideco	60	入札
電源開発	Adaro	60	年契
	Berau	240	年契
合計		945	

(2) 多炭種対応のための環境対策

低品位炭を使用する場合、既設・新設プラントの環境対応は、以下を考慮する必要がある。

1) 低発熱量炭の利用

- ・ミルの能力不足が予想されるため、ミルの増台が必要となる。(既設)
- ・燃料投入量増加により、石炭ハンドリング設備の増強が必要となる。(既設)
- ・燃料投入量増加により、ボイラ燃焼装置および通風系のデザインレビューが必要となる。
(既設・新設)
- ・高発熱量炭と低発熱量炭の混合のため、石炭ミキシング装置の設置が必要となる。
(既設、新設)

2) 高硫黄分・灰分炭の利用

- ・脱硫装置、ばいじん処理装置（電気集じん器）の増設・設置が必要になる。(既設、新設)
- ・灰処理・脱硫副生品の処理装置の増設・設置が必要になる。(既設、新設)

(3) インドネシアに適用可能なクリーン・コール・テクノロジー (CCT)

現在、世界各国において、石炭の発電利用が進んでおり、表 10.3.4 に示すとおり、種々の CCT 技術が確立されてきている。この内、インドネシアで適用可能と考えられる 1) 超臨界圧ボイラ、2) 褐炭（リグナイト）焚きボイラ、3) 循環流動床ボイラ、について説明する。

表 10.3.4 CCT 技術の概要

CCT 技術	名称	概要
1. 洗炭技術	洗浄装置	山元に設備がある場合が多い。通常は炭の販売価格に含まれる。特に灰分・異物が多い場合に有効である。
2. 燃焼技術	微粉炭燃焼	微粉炭燃焼技術は既に確立しており、1,000MW を超えるプラントが稼働している。また、リグナイト燃焼も大容量化している。加圧流動床ボイラ・石炭ガス化は、新技術であり、高効率を確保可能である。
	リグナイト燃焼	
	流動床ボイラ	
	加圧流動床ボイラ	
	石炭ガス化	
3. 脱硫技術	石灰－石膏法	世界の主流は石灰－石膏法であり、実績も非常に多い。また、排水の問題より乾式法も注目されている。効率を必要としなければ簡易法・海水利用方式によりコストメリットを図れる。
	乾式法	
	簡易法	
	海水利用方式	
4. 脱硝技術	低 NO _x 燃焼	通常は、低 NO _x 燃焼および触媒方式を組み合わせる使用ケースが多い。
	触媒方式	
5. 除塵技術	電気集じん器	どちらも確立した技術であるが、大容量の場合、電気集じん器を採用している。
	バグフィルター	
6. その他	排水装置	脱硫装置を採用した場合に左記の処理についても考慮後必要である。
	灰処理装置	
	副製品装置	

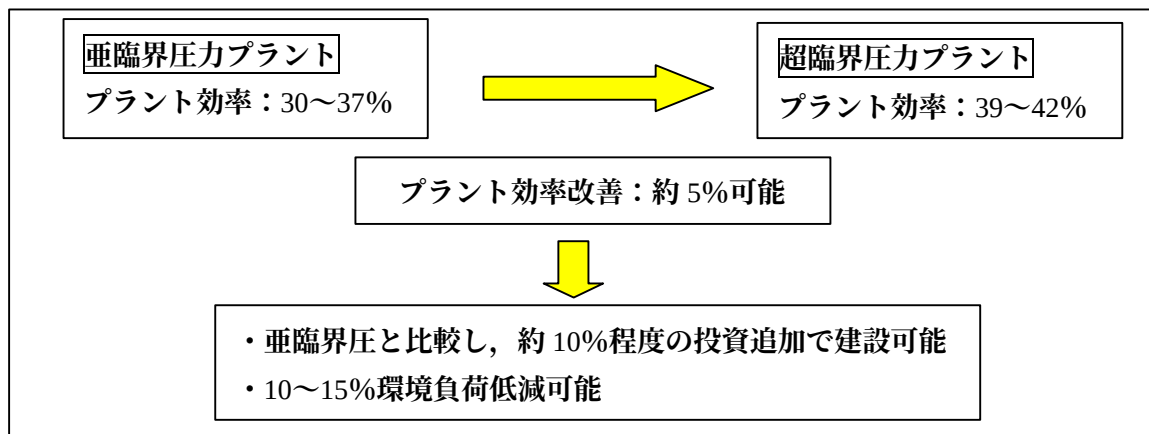
1) 超臨界圧ボイラ

インドネシアのコンベンショナルプラントの効率は、最近のデータによると約 29～35%（送電端）程度となっている。最近のプラント効率が 40%を超える現状から比較すると、低効率稼働といえる。そのため、燃料使用量が増加し、発電原価を押し上げるとともに、CO₂をはじめとする環境負荷を増加させる結果となっている。

プラント効率を高めるには世界で広く利用されている超臨界圧プラントの採用がある。亜臨界圧から超臨界圧へと蒸気条件を高めることにより、プラントの効率が改善され、コストメリットを生む。図 10.3.1 に、典型的な亜臨界圧プラントから超臨界圧プラントへ移行することによるメリットについて示す。

今後の火力の新設にあたっては、超臨界圧プラントも視野に入れ、総合的な経済性を評価していく必要がある。

図 10.3.1 亜臨界圧から超臨界圧への移行によるメリット（モデル計算）



2) 褐炭（リグナイト）焚きボイラ

インドネシアの石炭埋蔵量のうち、約 6 割が褐炭と呼ばれる低品位炭に属する。褐炭は現在国内の発電用に使用している良質な亜瀝青炭に比べ、低カロリーで高硫黄分・高灰分であり、独自の高度な燃焼技術を要する。現在、リグナイトを発電用燃料として利用している国は、東欧をはじめとして多くの国がある。また、リグナイトの燃焼技術も進歩を遂げ、大容量化および超臨界圧採用による高効率化を達成している。

表 10.3.5 に最近の大容量超臨界圧リグナイト焚きプラントの実績を示す。これらは、プラント効率で 40%を超える高効率であり、いずれも環境保全を考慮し、脱硫装置・集じん装置を有するプラント構成となっている。

今後は、褐炭利用にあたり基礎調査等を実施し、総合評価を実施していく必要がある。

表 10.3.5 最近のリグナイト焚きプラント

Plant Name	Schkopan	Schwarze Pump	Lippendorf	Boxberg
Capacity	495MW	800MW	933MW	900MW
Fuel	Lignite	Lignite	Lignite	Lignite
L.H.V.	2,746kcal/kg	— kcal/kg	2,507kcal/kg	2,054kcal/kg
Steam Condition	26.0MPa 545/560°C	25.3MPa 544/562°C	26.75MPa 554/583°C	26.6MPa 545/580°C
Efficiency(Net)	40%	41%	42.3%	41.7%
Commissioning	1996	1997	1999	2000
Country	Germany	Germany	Germany	Germany

3) 循環流動床ボイラ (CFBC)

循環流動床ボイラ (CFBC) は、多種燃料が使用可能であること、低温燃焼による低 NO_x、層内脱硫による低 SO_x といった環境保全面から注目され、電力用ボイラとして、広く実用化されている。循環型は従来からあるバブリング型を発展させ、より高い燃焼効率を得るために開発されたものである。流動速度を速くし、炉内から飛散した未燃焼粒子をサイクロンで捕集し、火炉へ再循環する構造のため、滞留時間が長くなり、高効率が得られる仕組みとなる。

表 10.3.6 に、日本最大の CFBC プラントの仕様を紹介する。本プラントは 149MW であるが、現在世界最大規模 CFBC は 250MW クラスである。

今後は本プラントの特性を他の技術と比較し、詳細検討を実施していく必要がある。

表 10.3.6 日本の CFBC プラント仕様

Item	Specifications
Plant Output	149MW
Efficiency	43%(gross), 39%(net)
Steam Condition	16.6MPa, 566/538°C
Environmental Facility	PM: Bag Filter SO _x : In-furnace SO _x reduction (70-80%) NO _x : Two-stag combustion (800-900°C)
Emission	PM: Bag under 30mg/Nm ³ SO _x : under 260mg/Nm ³ NO _x : under 250mg/Nm ³
Start	2001 June

別添表 10.1 Suralaya Thermal Power Plant 周辺の SO_x 測定値 (2000 年、単位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

No	Location	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
1	Gerem			8		8						11	
2	Cipala Dua			10		10						10	
3	Lebak Gede	1		21	4	21	4	9	3	3	8	8	8
4	Brigil	2		7	6	7	7	3	11	2	3	11	17
5	Salira indah	4		8	0	8	5	6	3	2	2		2
6	Pengorengan			10		10							
7	Margasari			3		3							
8	Sumurasari			4		4						7	
9	Gunung Gede			2		2						5	
10	Komp.Suralaya	3		6	6	6	1	7	6	1	5	9	5
11	Halaman Suralaya			3		3						12	
規制値		97											

別添表 10.2 Suralaya Thermal Power Plant 周辺の NO_x 測定値 (2000 年、単位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

No.	Location	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
1	Gerem			19		19							
2	Cipala Dua			16		18						15	
3	Lebak Gede	7		15	7	15	9	13	13	8	6	16	6
4	Brigil	28		17	21	17	2	8	8	6	2	17	1
5	Salira indah	3		1	3	2	2	14	8	9	7	2	8
6	Pengorengan			13		13							
7	Margasari			9		9							
8	Sumurasari			12		10						9	
9	Gunung Gede			5		5						7	
10	Komp.Suralaya	7		15	8	15	1	8	5	4	10	12	10
11	Halaman Suralaya			9		9						11	
規制値		97											

別添表 10.3 Suralaya Thermal Power Plant 周辺の PM 測定値 (2000 年、単位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

No.	Location	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
1	Gerem			43		74							
2	Cipala Dua			56		51							
3	Lebak Gede	68		43	149	54	129	179	314	298	247	7	267
4	Brigil			57	86	89	50	205	240	274	130	109	248
5	Salira indah	8		76	55	97	102	175	295	248	201	110	238
6	Pengorengan			26		75							
7	Margasari			33		77							
8	Sumurasari			56		86							
9	Gunung Gede			53		58							
10	Komp.Suralaya	14		21	83	46	60	126	125	262	267	62	260
11	Halaman Suralaya			98		99							
規制値		260											

別添表 10.4 排ガス状況 (Paiton, Gresik, Muara-Karang)

TTP Name	Unit	Fuel	2000						2001					
			SO ₂ (mg/m3)		NO ₂ (mg/m3)		PM(mg/m3)		SO ₂ (mg/m3)		NO ₂ (mg/m3)		PM(mg/m3)	
			Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Paiton	PLTU#1	Coal	152.45	223.7	13.5	13.6	31.4	52	66	249.5	4.95	30.8	123.17	166.8
	PLTU#2		44.1	77.6	4.9	5	43.7	55.9	83.16	120.61	11.85	19.76	18.7	20.5
Gresik	PLTU#1	NG	2.5	237	29	284	23.86	48						
	PLTU#2								0.53	11.24	11.46	13.48	6	15.68
	PLTU#3		14.96	137	6.77	766	62.17	73						
	PLTU#4		360.42	360.42	13.1	13.1	24.52	24.52	0.239	0.239	18.12	18.12	18.37	18.37
	PLTGU		30	41.23	43.62	290	20.21	20.21	5.66	5.66	20.34	25.33	18.6	86.5
	PLTU#1		MFO	27.54	736.01	0.43	294.83	19.5	19.5	297.49	617.01	99.71	291.02	27.9
PLTU#2	28.23	1205.2		0.37	282.5	22.1	22.1	1098.6	1732.63	391.83	489.91	62.1	65.7	
PLTU#3	26.54	1093.5		235.77	353.5	10.9	10.9	690.83	1784.98	270.41	302.21	54.41	164	
PLTU#4	NG	4.79		139.21	0.18	97.49	56.43	56.43	69.59	72.14	38.15	65.74	2.6	4.7
PLTU#5		4.71		562	0.23	133	10.16	10.16	19.16	25.73	14.54	35.28	2.6	16.35
PLTGU#1		6.28		6.28	2.85	14.93	0.9	0.9	0.071	8.69	8.73	8.73	0.4	20.2
PLTGU#2		5.99		5.99	2.92	25.25	3.21	3.21	2.19	7.85	0.49	21.79	0.1	23.4
	PLTGU#3	4.58	4.58	6.61	99.63	5.77	5.77	0.24	3.51	0.6	0.6	0.1	13.3	
規制値 (石炭)			750		850		150		750		850		150	
規制値 (油、ガス)			800		1000		350		800		1000		350	

PLTU: Steam Power Plant, PLTGU: Combined Cycle, MFO: Oil, NG: Natural Gas

別添表 10.5 排ガス状況 (Suralaya)

Unit NO.	SO ₂			NO ₂			PM		
	mg/m3			mg/m3			mg/m3		
	5月～8月 1999	9月～12月 1999	1月～4月 2000	5月～8月 1999	9月～12月 1999	1月～4月 2000	5月～8月 1999	9月～12月 1999	1月～4月 2000
1	103.36	226.72	465.88	78.85	170.36	342.66	85.51	480.29	494.48
2	324.85	323.05	472.36	386.82	294.92	310.34	142.06	922.33	732.35
3	214.54	466.15	546.74	233.37	361.29	421.47	1.59	—	—
4	255.66	399.22	451.12	227.53	373.62	390.63	1.94	—	—
5	383.64	443.03	499.79	254.21	281.84	305.73	87.7	—	38.97
6	148.46	230.76	501.86	201	249.92	293.27	101.72	12.91	11.06
7	161.14	221.87	475.41	171.16	254.97	286.54	36.03	19.86	15.49
規制値	750			850			150		

第11章 最適電源計画実現と安定供給のための組織・制度面における課題と提言

本章では、最適電源開発計画の実現と電力の安定供給に資する組織・制度面の取組みとして、以下の7項目を中心に検討を加えた。

①インドネシアの電力自由化に対するカリフォルニア電力危機の教訓

電力の安定供給の観点から、インドネシアの電力自由化に対するカリフォルニア電力危機の教訓を検証した。

②電源構成を考慮した電源入札制度

民間資金により最適電源開発計画を反映した電源開発を進めるため、電源構成を考慮した電源入札制度を検討した。

③エネルギー政策に沿った電源開発支援策

最適電源開発計画を反映した電源開発を進めるため、海外におけるエネルギー政策に沿った電源開発支援の取組みを検証した。

④キャプティブの活用

電力の安定供給に影響を与えるキャプティブについて、その需要動向と短期電源対策としての可能性を検証した。

⑤Demand Side Management の活用

電力の安定供給に向けた需要側の取組みとして、DSMを検討した。

⑥PLN の財務体質強化

最適電源開発計画の実現に影響を与える PLN の財務状況を分析し、必要となる財務体質強化策を検討した。

⑦民間投資促進策

最適電源開発計画の実現に重要な民間投資を促進するための取組みを検討した。

11.1 インドネシアの電力自由化に対するカリフォルニア電力危機の教訓

11.1.1 インドネシアにおける電力自由化の進捗状況

1998年8月に、インドネシア政府はジャワバリ地域などの商業性のある電力市場に対して Multiple-Buyers-Multiple-Sellers（以下、MB/MS）制度を導入する政策を打ち出した。これに基づき、新電力法がまもなく制定される予定である。

この新電力法案には、電力法制定後2年以内に規制機関が組織され、制定後3年以内に Single Buyer market（以下、SB）が MB/MS までの移行措置として導入され、7年後には MB/MS が導入されるといったように政策履行期限が明示されている。また、この市場原理の導入は、ジャワバリ地域などの商業性のある見込める地域に限られることとなっている。

2002年時点では、政府の所轄機関である DGEEU や PLN などといった電力セクターの主要メンバーが SB 導入や新たな規制制度および規制機関の設立に向けた準備を進めている段階にある。

（1）PLN と SB 市場

まず、PLN は SB 市場において、発電、送電、配電の機能ごとに分割される。すなわち、複数の発電会社（Gencos）、送電会社（Transco）、複数の配電会社（Distcos）に分割される。現状では、SB を司る機関は PLN の組織の中に設立されると思われる。SB 機関の主な目的は、発電事業者から全ての卸売電力を一元的に購入し、卸売業者や大口需要家に全ての電力を売却することにある。SB 機関は Transco と交わした Transmission Service Agreement（TSA）の下で、卸電力の託送に必要なすべての送電設備を利用し、その見返りとして Transco に託送料金を支払うことになる。SB 機関を PLN 持株会社の一部とするのは、現在の PLN が締結している長期電力購入契約や PLN の財務面の影響を考慮した戦略的な決定である。なお、系統運用や市場運営機能は Transco が有することになっている。

SB 市場においては、発電コストの変動費に基づき系統への接続順序が決定されることになるが、PLN が締結している既存の IPP 長期電力購入契約は SB 市場から独立しているため、そのリスクが消費者に転嫁されるとともに、投資家や消費者が市場のダイナミズムに直接関与できなくなる。しかし、MB/MS の導入により PLN 以外の買い手が市場を活性化できることから、インドネシア政府はその導入を強く求めている。

現在、PLN は、世銀の財政的支援による Price Waterhouse & Coopers（以下、PWC）のコンサルティングの下で、PLN の役割や市場の構成といった SB 市場への移行準備を進めている。彼らの提案によれば、SB、発電、送電、配電、小売事業者間における契約などの業務上の同意事項は、競争を促進させるように計画されている。また、競争を促進させるため、発電事業者を、現状の2大電力会社（Indonesia Power と PJB）から、4電力会社（Indonesia Power と PJB の発電所を4社に分割）に増加させる計画である。

一方、PLN でも SB 市場に対応するため、2000 年 6 月 1 日からジャワバリ系統内で独自に SB 市場を検討している。現在の PLN は、①系統運用、②市場運営、③送電、④系統計画、⑤SB の機能を有しているが、SB 市場へ移行後は、PLN は⑤（もしくは④⑤）の機能を有するのみとなる。

SB 市場の計画には、PLN 自体の構造改革だけでなく、電力市場を商業的な市場に転換することも含まれている。彼らの提案によれば、すべての適正な費用を回収するためには、以下の契約が必要であるとしている。

Power Purchasing Agreement (PPA): SB と発電事業者との契約

Bilateral Contract: 発電事業者と小売供給事業者との契約

Bulk Generation Agreement (BGA): SB と配電事業者及び小売供給事業者との契約

Transmission Service Agreement (TSA): SB と Transco との契約

Transmission Usage of Service Agreement (TUOSA): SB と小売供給事業者との契約

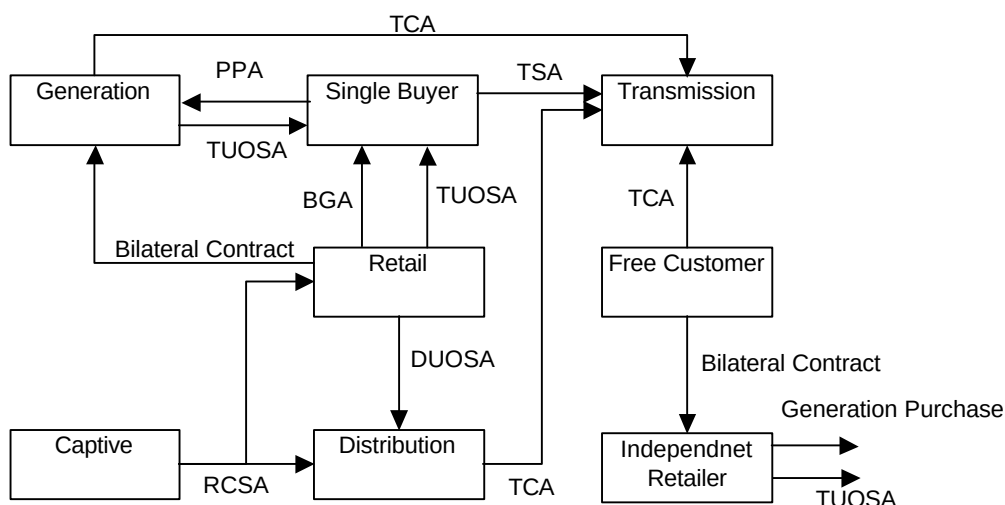
Transmission Charges Agreement (TCA): Transco と発電事業者及び高圧線で接続された大口需要家

Distribution Usage Of Service Agreement (DUOSA): 配電事業者と小売供給事業者との契約

Distribution Charges Agreement (DCA): 配電事業者と需要家との契約

Retail Charge Service Agreement (RCSA): 小売供給事業者と Captive 保有者との余剰電力購入契約

PLN と PWC が提案する 2004 年からの SB 市場とその構成は下図の通りである。



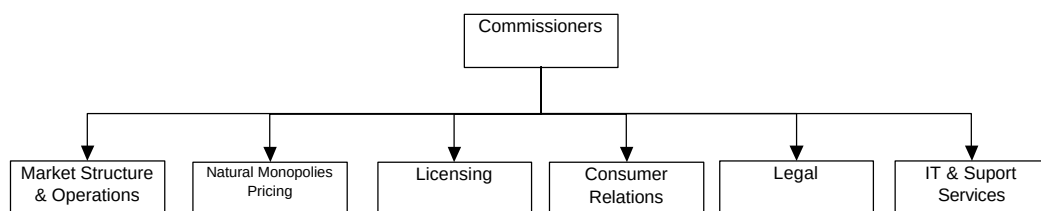
(2) 規制機関

規制機関は市場のルールについて責任を担うことになる。SB 市場のルールは、ADB からの財務支援を受けた KEMA 他のコンサルタントが検討しているが、最終的に定まったものはない。また、市場ルールと同様、実行機関あるいは規制機関も重要である。規制機関は必ずしも独立機関である必要はないが、KEMA¹他のコンサルタントは独立規制機関の必要性を強く提案している。

¹ Arnhem, Netherlands に本社を置く電力関連の独立コンサルタント

現在の組織構成上、DGEEU の Directorate of Electricity Business Supervision が市場ルールの実行に関する役割を担っている。Hagler Bailey の調査によれば、現状の DGEEU の組織は、ワークプロセスを重視した構成である、つまり、組織上の区分は明確であるものの、権限や裁量を明確にする必要があるとしている。また、特定の部署が特定の決定や行動、結果に対して責任を有するよう、市場ルールの導入には、透明性や権限範囲、説明責任を明確にしておく必要がある。

この点に関して、政治的に任命される、あるいは DGEEU 内部から任命される部局長ではなく、専門家を配した機能優先型の専門委員（会）を最上位とした組織が形成されるべきであると考え。現在 DGEEU は、現行のワークプロセス重視の組織形態を考慮し、市場ルール重視型の規制機関として次のような組織構造を模索している。



1 1. 1. 2 カリフォルニア電力危機の教訓

（１）カリフォルニアにおける電力危機

カリフォルニアの電力自由化は 1996 年に開始された。それ以前は、周辺に比べ高い電力料金が、カリフォルニアの経済活動の重荷となっていた。そのため、自由化の目的は、California Public Utilities Commission の従前の制度により規制されてきた電力料金を低減することにあった。

カリフォルニアには当時 3 つの民間電力会社があり、電力需要の 2/3 を賄っていた。自由化により、これらの電力会社は Cal PX（California Power Exchange）及び Cal ISO（Independent System Operator）により運営されるプール市場にしか電力を売却できないこととなった。Cal PX は入札に基づきスポット市場を運営する主体であり、Cal ISO は民間会社所有の送電線の運用を担っていた。

自由化後、当初の 2 年間（1996～1998）は供給予備力が確保され、プール市場は支障なく機能していた。その後、2000 年までの期間、顕著に増加する需要を、電力供給が賄いきれず、輪番停電により州経済は混乱を来す同時に、この電力不足によりプール市場のスポット価格は急騰した。

電力危機の直接的な原因は、需要に見合うように供給力が増加しなかったこと、つまり、需給のインバランスであるが、より根本的な原因は、必要な時に新規電源開発への投資を促すシグナルやインセンティブを提供できなかったという卸売電力市場の欠陥にある。すなわち、カリフォルニアの主な民間配電会社は相対契約による電力調達が禁じられた上、小売取引価格に上限が設定されていたため、配電会社はスポット市場価格のボラティリティに直接曝されるとともに、需要家の価格シグナルがプール市場に伝達されなかった。結果として、市場参加者のリスク管理が困難となったのである。

（２）インドネシアの自由化に対する教訓

そもそも、カリフォルニアとインドネシアの自由化では、その導入意図が明確に異なっている。カリフォルニアは、競争市場を導入することにより電力料金を低減することが目的であったが、インドネシアは、自由化により民間投資を増やすことが目的となっている。また、カリフォルニアにおいては、スポット価格に基づくプール市場の設立と規制が主眼であったが、インドネシアでは、そのような選択は当面予定されていない。

このように基本的条件は異なるものの、カリフォルニアの事例には共有されるべき教訓がある。すなわち、需要家の需要変動に対応できるよう、供給力を適切に増強、確保することが、最も重要な教訓である。諸外国の例によれば、こうした機能は、配電会社への電力調達に対する設備容量確保義務、相対契約の導入、将来の需給バランスに対するシグナルを提供する電力先物取引市場などにより補完している。同時に、新規電源開発に対する投資家の卸売電力市場への参入障壁が低くなるよう市場ルールを設計する必要がある、規制はなるべく少なく、認可過程も簡素にし、参入を容易にすることが重要である。

また、自由化は段階的に進めた方が安全であると言える。すなわち、インドネシアは現在のプランにあるように SB 市場の導入といった限定的な自由化から始め、段階的に完全自由化を進めていくべきである。電力セクターが完全な競争を確保できるようになるまで、スポット市場の導入は優先されるべきではない。

さらに、小売価格は卸売市場価格とリンクしているべきである。最終消費者優先であるにせよ、価格や価格上昇率に対する上限の設定は、小売価格と卸売市場価格とのリンクを遮断し、配電会社がそのコストを回収できなくなるため持続的な運営が困難になる。

また、供給者と需要家が市場において相互に影響しあわねば、競争が適切に機能しないため、大口需要家の需要変動に合わせることができるよう、供給力を適切に増強、確保する仕組みが必要であることも重要な教訓である。

11. 1. 3 諸外国の対応状況

前述のカリフォルニアにおける電力危機の教訓を再度整理すると、①発電設備、送電設備の建設拡張に対して如何にインセンティブを与えるか、②市場支配力の弊害を如何に排除するか、③供給責任は誰が担うのか、が主な課題となっている。

一方、インドネシアの電力市場も、カリフォルニアにおける電力危機の引き金となったこれらの課題に共通した状況にある。例えば、

- ・本調査の最適電源計画の検討結果によれば、MB/MS の導入時期において、実現性が高いと考えられる計画中設備および既設設備だけでは、堅調に増加している電力需要を賄えるだけの十分な設備規模を確保できない可能性が高い。
- ・当面の市場参加者（発電会社）と考えられる Indonesia Power および PJB（いずれも PLN と資本関係にある）は、ジャワバリ地域の設備容量の 80%以上を占めており、市場支配力の弊害が懸念される。
- ・過去に幾度も電力供給不足を経験していることから、供給責任を果たすための、財源確保や電力設備形成に関する仕組みが無い、もしくはうまく機能しない恐れがある。

そこで、本節では、これらの課題に対して、他国で検討もしくは採用されている制度的な対策を中心に、他国の自由化状況を整理する。

（1）諸外国で採用されるマーケットメカニズム

カリフォルニアあるいはイングランドにおける、強制プール市場（すべてあるいは大半の市場参加者にプール市場での電力取引を強制する仕組み：以下、強制プール）に基づく自由化モデルの失敗から、近年では、託送制度（欧州では Third Party Access：以下、TPA）に任意プール市場（市場参加者はプール市場以外での電力取引も選択できる仕組み：以下、任意プール）を組み合わせたモデルが主流となりつつある（表 11.1.1 「諸外国における電力市場の状況」参照）。

強制プールにおいては、継続的かつ短期的な（流動的な）スポット取引による市場全体のコスト最小化の達成や、透明性の高い価格設定プロセスなどのメリットとして期待されていたが、実際には、スポット市場における市場支配力の弊害が市場全体に波及しやすいこと、卸売価格のボラティリティが大きいこと、などの構造的な弱点が判明してきている。

一方、TPA に任意プールを組み合わせたモデルでは、大半の電力取引は TPA を通じた相対契約により実施されることになる。プールの主な目的の一つに、スポット市場での取引価格をプール以外での電力取引契約に対する価格シグナルとして機能させることで、その契約価格をスポット市場の取引価格に収斂させることが挙げられる。これにより、市場全体の価格が低下していくことで、市場支配力の弊害は緩和されるとともに、卸売価格のボラティリティは抑制されることになる。

表 11.1.1 諸外国における電力市場の状況

	英：イングランド	ドイツ	フランス	ノルウェー	米：PJM※	米：ニューヨーク
形態	R-TPA (+Pool)	Pool + N-TPA	R-TPA	Pool + R-TPA	Pool (R-TPA)	Pool + R-TPA
規制機関 (市場他)	ガス・電力市場局、ガス・電力市場規制庁	なし	エネルギー委員会 (CRE)	水資源エネルギー局 (NVE)	州公益事業委員会 連邦エネルギー規制委員会	州公益事業委員会 連邦エネルギー規制委員会
規制機関 (独禁法)	公正取引庁、競争委員会他	連邦・州カルテル 庁、独占委員会	競争評議会	競争局	連邦取引委員会 司法省反トラスト局	連邦取引委員会 司法省反トラスト局
系統運用・ リアルタイム市場 運営者	国営送電会社 (NGC)	各電力会社 (TSO)	独立送電機関 (RTE)	国営送電会社 (Statnett)	独立系統運用機関 (PJM-ISO)	独立系統運用機関 (NY-ISO)
系統所有者	NGC	各電力会社(TSO)	電力公社(EDF)	Statnett	各電力会社	各電力会社
発電計画・ 建設主体と 供給予備力 確保対策	市場任せ (ライセンス制)	The Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)のルールに基づき確保する義務あり		⇒市場任せ	原則的には市場任せ。 小売供給事業者に容量 確保義務付け。必要容量 を調達するための市場 あり	原則的には市場任せ。 小売供給事業者に容量確 保義務付け。PJM 同様の 容量市場あり。 ⇒ただし需給逼迫時に州 機関が電源建設を実施
		⇒市場任せ、設備 過剰のため新規 電源の必要性は 希薄	⇒政府が多年度発電 設備投資計画を策定。 目標達成困難な場合、 CRE が入札により新 規電源を調達			
送電計画・ 建設主体	NGC が計画策定、建設 実施 (7Year Statement として公開)	各送電線運用・所 有者(TSO)が計画 策定、建設実施	RTE が多年度発電設 備投資計画を見て計 画策定、CRE が承認 後、RTE が建設	Statnett が計画 策定、NVE が 承認。Statnett が建設実施	利害関係者と協議の上 ISO が拡張計画を策定。 ISO は送電線所有者に 対し建設命令が可能。	送電線所有者の意思と負 担で実施。 ISO は系統拡張を提言で きるが命令権なし。
電源と送電 線の整合性	仕組みはない	仕組みはない	CRE の監視により一 体性は確保	仕組みはない	仕組みはない	仕組みはない
市場支配力 排除方法	発電所の売却促進	広域連系線の整 備と連系線使用 料の廃止	EDF が新規参入者に 発電量購入権を売却 (VPP)	特になし	発電所の売却促進	発電所の売却促進
最終供給保 障・地方電化	小売事業者が契約締 結義務を負う。	家庭用はデフォ ルトサービス有	EDF を含む供給事業 者に供給保障・地方電 化推進の義務	デフォルトサー ビス有	デフォルトサービス有	デフォルトサービス有

(Source: JICA Study Team)

（２）適切な設備形成のための仕組み

安定的かつ効率的に電力市場が運営されるためには、適切な設備形成を促すための仕組みが必要となる。すなわち、競争的な環境を生み出すために十分な発電設備の形成と、各発電事業者に公平で、かつ電源開発計画に合致した効率的な送電設備の形成に資する仕組みが求められる。

・発電設備

一部の国・地域を除き、多くの欧米諸国では、発電市場の価格シグナルを受けた市場参加者が電源開発に適宜投資するため、発電設備は適切に形成されるであろうとの観点から、特別な制度などを導入していないのが実情である。

しかし、こうした楽観的とも言える考え方は、十分に発電設備が存在し、かつ電力需要の増加が比較的落ち着いている地域には適用可能であるかもしれないが、そのまま途上国に持ち込むためには、様々な配慮が必要となろう。すなわち、電力の供給力を適切に確保する仕組みが無ければ、カリフォルニアの事例にも見られるとおり、発電事業者が供給力を確保するためのインセンティブが働かないため、旺盛な電力需要の伸びを示している途上国などの地域においては、供給予備力が急激に低下し、最悪の場合は、電力不足による輪番停電などの供給支障をきたす恐れがある。

一方、一部の国・地域では、発電設備形成を促すための仕組みが導入されている。例えば、アメリカの PJM のように、小売供給事業者に一定量の供給予備力の確保義務を負わせるとともに、こうした供給予備力を自由に取引できる市場も開設することにより、発電市場に電源開発のインセンティブを与えている事例もある。

・送電設備

送電設備については、発電設備の開発計画との整合性、送電計画の公平性、送電線混雑の回避を考慮しながら、中立的かつ効率的な設備形成を図る必要がある。

ほとんどの先進国においては、送電計画の公平性の確保、混雑緩和の観点から、系統運用機能を担う独立系統運用機関もしくは独立送電会社が、他の公的機関や利害関係者などと協議の上、送電線の開発計画を策定することが一般的である。また、アメリカ PJM(Pennsylvania 州, New Jersey 州, Maryland 州などによるパワープール) のように、独立系統運用機関 (PJM-ISO) が拡張計画を策定するとともに、この計画に基づき系統所有者である電力会社に建設実施の命令権を行使することで、送電線建設を実施させる仕組みを導入している例もある。

また、電源開発計画との整合性を確保するための仕組みは、ほとんどの先進国で包括的な電源開発計画が策定されていないため、特に考慮されていないのが実情である。一方で、政府が電源開発計画を策定しているフランスでは、政府機関であるエネルギー委員会 (CRE) が、政府の策定する多年度発電設備投資計画と EDF から組織分離された独立送電機関 (RTE) により策定された送電線開発計画をマッチングしていることから、両計画の整合性は確保されていると言える。

（３）市場支配力の排除方策

電力セクターにおける市場支配力には、「水平的支配力（例：発電市場に高いシェアを有する発電会社とそのシェアを利用して価格操作できる能力）」と「垂直的支配力（例：垂直統合型の電力会社が発電市場の独占的地位を利用して価格操作できる能力）」がある。

垂直的支配力については、自由化を進めている多くの国で、国有企業の分割・民営化や、電力会社の送電部門の機能分離・独立法人化などを通じて、その支配力の緩和に努めている。

一方、発電市場の水平的支配力の緩和策については、国ごとに、その対応が異なっている。

例えば、イギリスやアメリカでは、規制当局により発電市場における市場支配力の行使が監視されており、行使の事実が認められれば発電事業者に制裁を加える、あるいは発電所の売却を命令することができる。また、ドイツのように、広域連系線の整備、連系線使用料の廃止により、適切に送電容量を確保しつつ、新規発電事業者が発電市場に参入しやすい環境を整えることで、発電市場の競争を活性化し、既往電力会社の市場支配力を緩和させようとする事例もある。

（４）供給責任の所在

通常、「供給責任」とは、以下に示す項目の①を指すが、本節では、インドネシアの電力セクターの事情を鑑みて、①～③を含めた広義の「供給責任」について、諸外国の事例を紹介する。

- ①安定供給（既往の需要家に対する供給責任）
- ②地方電化（新規の需要家に対する供給責任）
- ③最終供給保障（需給契約の成立しなかった需要家に対する供給責任）

・安定供給

前述した通り、自由化市場がうまく機能するよう、発送電設備の形成を適切に進めるための仕組みが不可欠であると考えられる。しかし、これらの仕組みがうまく機能したとしても、経済基盤の脆弱な途上国において、発電設備への民間投資を呼び込むことはかなりの困難が予想される。そのため、旺盛な電力需要に見合った供給力を市場原理のみに基づいて適切に確保できると考えることは、非常にリスクであり、電力需給逼迫時に安定供給の最終責任を担う何らかの主体が必要と考える。

例えば、アメリカのニューヨーク州では、PJMと同様に小売供給事業者に一定量の供給予備力の確保義務を負わせる仕組みを導入するとともに、需給逼迫時などの緊急時に州機関であるニューヨーク電力局が電源建設を実施できる仕組みも導入している。

また、フランスでは、電力自由化法に基づき、政府が多年度発電設備投資計画を策定することになっている。開発計画を策定するとともに、計画目標値の達成が困難な場合は、政府自ら、地点・燃料種別を指定して新規電源開発の入札を実施し、供給力を確保できるシステムを採用している。

・地方電化および最終供給保障

地方電化の推進について、明確に仕組みが導入されているのはフランスのみである。但し、同国の地方電化は、未電化地域を電化するという観点だけでなく、電化されているが孤立系統となっている地域の電力供給力を確保するという観点も持っている。この地方電化推進および最終供給保障の義務はフランス電力公社（EDF）および小売供給事業者に課せられており、その費用は最終需要家などから徴収された基金から賄われることになっている。

一方、最終供給保障については、ほとんどの国でデフォルトサービスが適用されている。デフォルトサービスとは、いずれの小売供給事業者とも契約を締結できなかった需要家、別の小売供給事業者に変更する需要家に対して適用される特別な料金あるいはサービスを示す。

デフォルトサービスは一般的に若干高めの料金水準ではあるが、このサービスの適用により、上記需要家は、小売供給事業者からも電力供給を受ける権利が保障されているといえる。

（５）規制機関の役割

以上のような市場の制度やルールの整備とともに、政府もしくは公的機関などが市場を監視し、電力市場が正常に機能するよう適正に規制することも必要である。これら公的機関に求められる役割の内、独占禁止法に関連する規制については、多くの諸外国では、既往の所轄機関が担っている。一方、それ以外の規制については、国によって様々である。そこで、独禁法以外の規制について、アメリカ、イギリスの各規制機関の主な役割を整理する。（表 11.1.2 参照）

表 11.1.2 アメリカ・イギリスの各規制機関の役割

	アメリカ	イギリス
所轄官庁	エネルギー省 (Department of Energy) ■エネルギー政策策定 ■エネルギー研究開発	貿易産業省 (Department of Trade and Industry) ■エネルギー政策策定 ■エネルギー研究開発 ■原子力産業の監督
独立規制機関	連邦エネルギー規制委員会 (Federal Energy Regulatory Commission) ■州際用の卸取引料金及び送電料金 ■卸託送命令 ■独立系統運用機関の許認可 ■水力プロジェクトの許認可	ガス電力市場規制庁 (Office of Gas & Electricity Markets) ■発電・送電・配電・小売事業のライセンス条件の設定とライセンス発給 ■収入キャップに基づく託送料金規制
	州公益事業委員会 ■発電・配電・小売事業者の認可 ■火力発電所の建設認可 ■小売価格規制	

アメリカやイギリスでは、エネルギー政策や電力政策は、エネルギーセクターの監督官庁が担っている。この理由は、いうまでもなく、エネルギー政策は国家計画の根幹をなすものであり、したがって、電力政策もこのエネルギー政策に基づき一元的に策定されるべきであるからだろう。

一方、事業者ライセンスについては、英米とも独立規制機関が担っている。この事業者ライセンスの発給条件は、独立規制機関の各事業者に対する非常に大きな規制権限となっている。例えば、会計分離や不当差別の禁止、発電所の所有規制、価格規制などの発給条件に基づき、市場を監視し、これらの条件に抵触する不当行為が認められれば、ライセンス取消しなどのペナルティを課すこともできる。また、アメリカでは、系統所有者と独立系統運用機関が異なるため、独立系統運用機関もライセンス取得が求められる。

また、発電設備の建設許認可権も、独立規制機関が担う。アメリカの場合、水力発電所について連邦レベルの規制機関である FERC が許認可権をもつが、火力発電については州レベルの規制機関である州公益事業委員会が権限を有する。しかし、包括的な電源開発計画については、前述したとおり、フランスを除くほとんどの欧米諸国で、原則として市場原理に委ねられているのが一般的である。一方、送電線設備については、英では、独立規制機関からライセンスを受けた独立送電会社（NGC）が計画策定から建設実施までを一元的に担っているが、フランス・ノルウェーなどでは建設実施に先立ち、独立規制機関による計画認可が必要である。

さらに、料金規制については、イギリスでは、自然独占性を有する送電設備の所有者に対して託送料金を規制する権限が独立規制機関に付与されている。アメリカでは、FERC が州をまたぐ電力取引に関する料金規制権限を有する他、州公益事業委員会が小売価格の規制権限を有する。

1 1. 2 電源構成を考慮した電源入札制度

1 1. 2. 1 インドネシアにおける過去の IPP 募集における課題

政府は将来危惧されていた電力不足への解決策として、1992 年大統領令第 37 号を公布し、電源開発プロジェクトへの民間部門の参入を積極的に奨励した。それに伴い、1997 年のアジア経済危機以前までに合計 27 件の IPP と電力購入契約を締結した。しかし、アジア通貨危機に端を発した景気低迷により、ほとんどの電力購入契約は破棄された。また、継続された契約についても、通貨危機によるルピア下落のため、PLN のルピア建ての売電単価と、ドル建てで設定していた IPP との契約電力単価（約 6 ¢ /kWh 超）とに大幅な逆ざやが生じ、PLN の財務状況が一気に悪化したことから、契約単価の見直しが実施されているところである。

そもそもインドネシアでの IPP 導入の意図は、急増する電力需要に合致した電源開発を進める上で、公的資金のみでは対応不可能であったため、多少割高ではあるものの民間資金を電源開発資金に充当しようというものであった。この民間資本の誘致と電力供給コストの低減を同時達成するためには、IPP に魅力的な条件を提示しつつ、電源構成を考慮したバランスの取れた IPP の募集がなされるべきであったといえる。

1 1. 2. 2 日本の卸電力入札制度

上記のとおり、インドネシアにおける過去の IPP 導入は成功したとはいえないが、その教訓は今後導入が検討されている Single Buyer System（以下 SBS）に生かせる可能性がある。SBS については、現在、WB 及び ADB の技術協力において詳細に検討されており、具体的な内容はまだ明確ではないが、過去の教訓を踏まえて SBS のあり方が提言されることが望まれる。

本節では、現状では明確ではない SBS での電力調達制度に対する参考事例として、日本の卸電力入札制度について紹介する。日本における卸電力入札制度の導入の意図は、割安な IPP に卸電力市場への参入機会を与えることで、新規電源の開発コストを低減しようというものである。この卸電力制度の下で Single Buyer に比較的似た役割を担った日本の電力会社が、如何に新規電源を調達したかは、インドネシアでの SBS の制度設計に有益な情報を与えると考えられる。

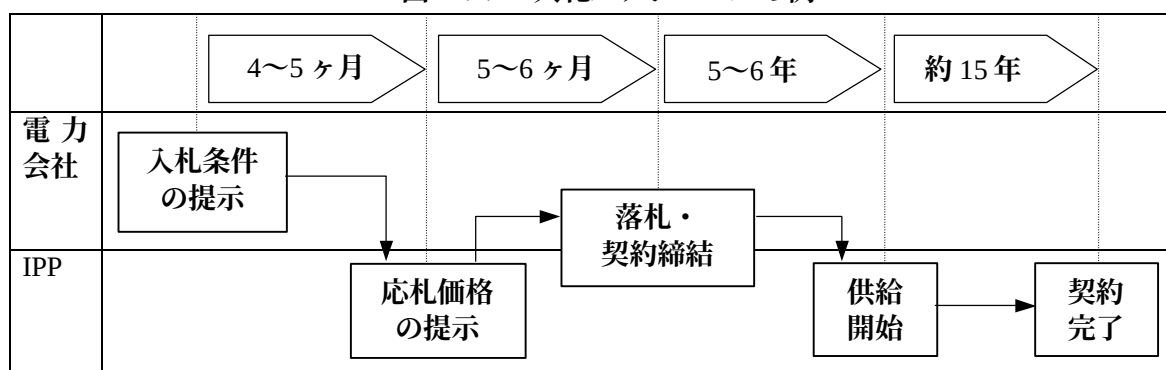
（1）制度の概要

地域独占が認められている日本の電力会社（以下、電力会社）が、開発期間の短い火力電源を開発する際に、遊休自家発電設備などの割安な IPP に入札を通じた参入機会を与えることで、新規電源の開発コストを低減させることが同制度の主な目的である。

卸電力入札の手順は、①電力会社が毎年策定する電源開発基本計画において自社開発分と入札募集分を振り分ける、②電力会社が入札枠、上限価格などの入札条件を提示する、③IPP の応札結果を発電原価、需要地への近接性等で順位付け、④落札した IPP と長期売買契約を締結、⑤IPP は

契約年度から電力会社に電力供給を開始、となる。図 11.2.1 に入札スケジュールの例を示す。

図 11.2.1 入札スケジュールの例



(2) 入札条件

入札条件については、入札を実施した電力会社毎に多少の差異が認められるが、基本的な条件は、①応札価格が利用率別の上限価格以下であること、②原則的に15年の供給が可能であること、③系統連系に係る技術要件を満たすこと、である。以下に主な入札条件を示す。

・利用率

電力会社が利用率の違いによるコスト差を的確に評価できるよう、IPPは利用率を任意に選択し、選択した利用率に基づき入札価格を算定しなければならない。なお、電力会社は利用率毎に代表的な運転パターンもあらかじめ提示している。

・入札上限価格

各利用率を、ピーク・ミドル・ベースの3つの卸供給タイプに大別し、各タイプに入札上限価格を設定する。IPPは、この上限価格を下回る価格で応札しなければならない。

なお、入札上限価格は、電力会社が想定したモデル電源に基づき算定したものである。

・入札募集量

電力会社は自社の電源開発基本計画に基づき、必要開発量を自社開発分と入札募集分に振り分ける。IPP電源は、系統運用上、硬直的な電源であるため、電力会社は、自社の設備で緊急時の供給安定性を確保できる範囲内で、入札募集量を設定している。

・系統連系

電力会社の系統安定性を確保するために、IPPは「系統連系技術要件ガイドライン」に示される技術要件を満たさなければならない。

・その他

電力会社により、最低供給規模、電力の変動範囲、発電設備の起動停止性能、発電設備の点検補修時期、行政の許認可、用地取得の実現可能性、などの要件を規定している。

(3) 応札価格の評価基準

入札を実施した電力会社毎に多少の差異が認められるが、基本的には、①入札価格、②運転条件、③需要地近接性、④環境特性、⑤計画の実現可能性などが評価基準となっている。また、こ

れら基準による順位付けの方法についても各社で異なる。例えば、ある電力会社は、直接同社の系統に連系する場合、下式の乖離度合いにて順位付けを行うこととしている。

評価価格（円/kWh）＝入札価格＋系統アクセス費用－需要地近接性評価

乖離度合い＝（上限価格－評価価格）×利用率（％）/100

一方、中部電力の場合は、IPP 入札価格から、当該 IPP からの電力購入による同社発電設備の焚減し燃料費を差し引いた価格で順位を決定することとしている。

（４）成果

同制度による卸電力入札は４年間にわたり実施された。この期間に、全電力会社で約 660 万 kW 程度の電源が募集され、約 200 件、合計約 2800 万 kW の応札があり、合計 700 万 kW 近くの IPP 電源が調達された。個別の応札価格は非公開ではあるが、IPP 電源の応札価格と電力会社が提示した入札上限価格にはかなりの乖離があったと言われている。調達された IPP 電源の規模は限定的ではあるが、同制度の趣旨である新規電源の開発コストの低減は達成されたと評価される。

1 1. 2. 3 電源構成を考慮した電源入札制度

前述のように、インドネシアにおける IPP の導入は、急増する電力需要に合致した電源開発を進める上で、公的資金のみでは対応不可能であったため、多少割高ではあるものの民間資金を電源開発資金に充当しようというものであった。この意味において、電力セクターへ市場原理を導入し、電力料金の低減を図るための日本の IPP 入札制度とは性格を異にする。したがって、ここでは、今後の SBS 制度設計に活用可能と考えられる同制度の仕組みを結論として以下にまとめる。

（１）電源入札制度を活用した電源拡充

インドネシアにおける過去の IPP の導入では、電源の大部分はベース電源で占められており、IPP の募集方法がベース電源に有利であったことは否めない。今後、新電力法の下、すべての電源が、Single Buyer System の入札制度により開発されることを前提とすれば、ピーク電源およびミドル電源がベース電源と十分競争できるような仕組みを入札制度に導入していく必要がある。

具体的には、予想されるピーク・ミドル・ベースといった電源種別（すなわち設備利用率）別に電力購入価格を決定し、設備利用率の低い発電所への投資を促す仕組みが必要である。これにより、ピーク、ミドル電源の電源拡充が進むと考えられる。

（２）電源構成を考慮した電源入札制度

電源入札制度の活用により、ピーク、ミドル、ベースのすべての電源種別が投資対象となるならば、設備利用率および使用燃料毎に、募集量と電力購入価格を設定することで、電力料金を押さえつつ、電源構成を操作することが可能となる。したがって、長期的な電源構成目標を一次エネルギーの有効利用および環境保全の観点から検討し、国家として電源開発の方向性を明示することで、民間が投資判断するための情報を提供していくことが重要である。

11.3 エネルギー政策に沿った電源開発支援策

国のエネルギー政策によれば、インドネシアのエネルギー開発は持続可能なエネルギー開発として天然資源の利用を減らすこととしている。また、エネルギーの転換として新・再生可能エネルギーを導入、環境保全を考慮した開発を行うとしている。

ところが、環境負荷の比較的小さい新・再生可能エネルギー及びガス火力発電はコストが高く、その導入には、資金的、政策的な支援が必要である。例えば、新・再生可能エネルギーの利用に際しては、経済性を確保できうる開発量に限界があるものの、新・再生可能エネルギーの開発に制度的なインセンティブを与えることも考慮すべきである。また、環境保全の観点から、ガス火力発電の開発を促進するのであれば、ガスパイプラインなどのインフラ整備も含めて、制度的なインセンティブを与えることも必要である。

そこで本節では、新・再生可能エネルギーとガス火力発電の開発促進に資する電源開発支援策として、諸外国の新・再生可能エネルギーの開発促進策と、ガス火力発電の開発を推進させるための経済支援策の一つとして Clean Development Mechanism (CDM) の活用の可能性を検討した。

11.3.1 新・再生可能エネルギーの導入

新・再生可能エネルギーの導入については、現在の段階では、最適電源計画に基づいた1次エネルギーの利用形態が確定していないため、本報告では、特に、諸外国に事例の多い新・再生可能エネルギーの開発促進策について紹介することとする。

インドネシアに導入可能な促進策として、次の施策があげられる。①から③は、法的措置が伴う制度であるのに対し、④は自主的な取り組みである。これらの代表例は以下にまとめる。

①固定価格による買取義務付け制度

実施国	ドイツ
対象エネルギー	太陽光、風力、地熱、および水力
経緯	1991年に電力供給法の改正により、再生可能エネルギーを電力系統に組みこみ、電力会社に対し、政府が定めた固定価格による買取を義務付けた。
事業の概要	2010年までに総エネルギー消費に占める割合を倍増(10%)させることを目標。費用は、電力料金に転嫁。政府の補助はなし。
制度の評価	この制度により、風力発電が世界一の導入国になるなどの成果が上がった。発電事業者は買取価格が保証されるために投資が増加し、量産効果により発電コストは低下する。一方でコスト削減インセンティブは働かなくなる。

②電力会社（政府）による買取義務付け制度（一括入札）

実施国	英国
対象エネルギー	風力、水力、埋め立てガス、廃棄物燃焼、コジェネ、バイオマス
経緯	1990 年の電力法により、地域配電事業者に対し、一定量の非化石燃料電源を確保するよう命令できるようになった。
事業の概要	政府が一括契約した一定量の非化石燃料による電力を、地域配電事業者に引き取るように命令する。目標量と価格は、入札の都度決める。購入価格と卸電力市場価格の差額は、政府が補填する。この原資は化石燃料課徴金。
制度の評価	水力発電では実績を上げた。入札契約後に設備の建設が開始されるため、建設中止などにより実施効率が悪い(50%程度)。発電事業者は安定価格が保証され、また、地域配電事業者はコストが補填されるために、価格削減のインセンティブが働かない。

③クォータ＋証書制度（RPS: Renewable Portfolio Standard）

実施国	米国カリフォルニア州
対象エネルギー	太陽光、風力、地熱、水力、埋め立てガス、バイオマス
経緯	1999 年電力再編法により、2001 年より証書制度、2002 年よりクォータ義務付け。
事業の概要	2009 年までに 200 万 kW の再生可能エネルギーによる電源開発が目標。電力小売事業者は、販売電力市場のシェアと各年の目標値からクォータを設定。これに相当する証書取得と政府への提出義務を負う。未達成の場合は罰金。費用は電力料金に上乗せする。
制度の評価	政府介入を最小限にできる、市場機能の活用により費用を最小化できるなどの利点はあるが、制度発足間もないため、評価を行うだけの実績がない。

④電力会社による自主的な固定価格買取制度

実施国	日本
対象エネルギー	太陽光、風力、一般廃棄物
経緯	1992 年、電力会社による自主的な固定価格買取制度を発足。
事業の概要	自主的な取り組みであり、電力会社に目標と義務はない。追加的費用については、発電事業者には政府や地方公共団体の補助金により、電力会社では、購入価格と市場価格の差額分が電気料金により充当される。
制度の評価	電力会社の自主的な取り組みに加え、政府や地方公共団体の補助により、再生可能エネルギーの導入に一定の成果を上げてきた。2000 年までの購入電力量は、太陽光で 0.7 億 kWh、風力で 1.6 億 kWh となった。導入量の拡大を進めるには、自主的な措置では十分ではなく、RPS の導入など制度的な支援体制を確立する必要がある。

現時点の各国の制度評価から、①導入の拡大と、②コストの抑制、を如何に両立させるかが重要な論点となっていることが分かる。ドイツ、英国の既往制度が、法的規制による①を重視した制度であり、一定の評価と課題が把握されている。一方、米国の RPS 制度は、市場原理の導入による②をも考慮した制度ではあるが、その評価を下すには時期尚早な段階にある。

よって、インドネシアに最適な制度を現段階で特定するためには、①と②の論点に対するインドネシア政府のプライオリティーを明確にすることが重要であろう。すなわち、短期的な視点で新・再生エネルギーの導入拡大を図るのであれば、財政負担が伴うものの、法的措置により新・再生エネルギー利用の義務付けを行うべきである。また、長期的な視点で導入量の拡大とコストの抑制の両立を図るのであれば、RPS 制度の評価を待つべきである。

11.3.2 CDM 導入可能性の検討

(1) インドネシアの CDM への取り組み

石炭火力やガス火力など大規模電源設備の開発には、投資環境、燃料インフラの整備など解決しなければならない課題は多い。ここでは、環境保全、特に地球温暖化防止の観点から CO₂ 排出量の少ないガス火力発電の開発を推進させるための経済支援策の一つとして、CDM の活用の可能性を検討した。

CDM は、京都メカニズムと呼ばれる市場メカニズムを利用した環境対策の一つであり、民間投資を活発化する方策と認識されている。京都メカニズムでは、各国は自国で温暖化対策を行うより安い費用で排出を削減できる場所で対策を行ったり、安い排出枠を購入したりすることで、より経済的に削減目標を達成することができる。ただし、京都メカニズムへの参加には、京都議定書の締約国となること必要がある。インドネシアは 1998 年に京都議定書に署名をしており、実施にあたっては批准が必要である。

インドネシアの CDM への取り組みとして、環境省が主体となって、発電プロジェクト毎の温室効果ガス排出削減のための限界費用および排出量を算出し、各プロジェクトのプライオリティを検討している。検討結果を表 11.3.1 に示す。大規模電源に関する具体的なプロジェクトは上がっていないが、ガスコンバインド発電、小水力発電およびコジェネが優位であるとし、石炭火力主体の電源構成からガスを中心とした燃料の多様化を推奨している。

表 11.3.1 プロジェクトタイプ別の CDM コストとプライオリティ

High cost	• Gas turbine • Cogeneration HT - Biomass steam		• Geothermal • Solar Termal
Medium cost		• Hydro power	
Low cost	• Gas Combined Cycle • Mini Hydro Power • Low Temperature Cogeneration		
	High priority	Medium priority	Low priority

(Souce: National Strategy Study on Clean Development in Indonesia, 2001)

(2) CDM 利用によるガス火力発電所の導入可能性の検討例

本報告書の最小費用計画を基本とした最適電源開発計画におけるベースケース（JICA/LPE ケース 2）では、2015 年における石炭火力の電源構成比は 57.0%になる。これを環境特性面から見ると、CO₂ 排出量は 2001 年の 3,690 万 t から 15,640 万 t に急増することになる。最小費用計画では、燃料費が低廉であることから石炭火力の開発が優先されることになるが、CO₂ 排出量が大きいという課題がある。

環境省の行った CDM の検討では、ガスコンバインドサイクルは導入の可能性が高いとされている。CDM を活用して、CO₂ 排出量が小さいガス火力発電へ設備変更し、その追加投資を第三国もしくは企業が負担する可能性について検討する。

ここでは、附属書 I 国の追加投資により、2010 年断面での石炭火力 600MW 1 基をガス火力に置き換えるプロジェクトを試算した。

設備稼働率 : 石炭、ガス火力ともに 70%

CO₂ 排出原単位: 石炭火力 0.982kg-CO₂/kWh、ガス火力 0.500 kg-CO₂/kWh

実施時期 : プロジェクト建設期間を考慮し、2008 年以降の 5 年間 (第一約束期間)

燃料費 : 石炭 0.01 US\$/kWh、ガス火力 0.02 US\$/kWh

設備転換による CO₂ 排出削減量は、

$$(0.982-0.500) \times 600\text{MW} \times 24\text{h} \times 365\text{d} \times 5 \text{ 年} \times 0.7 = 887 \text{ 万 t-CO}_2$$

一方、燃料費増分は (燃料在庫コスト無視)、

$$(0.02-0.01) \times 600\text{MW} \times 24\text{h} \times 365\text{d} \times 5 \text{ 年} \times 0.7 = 18,400 \text{ 万 US\$}$$

燃料費増加に見合う CO₂ 削減クレジット単価は、

$$18,400 \text{ 万 US\$} / 887 \text{ 万 t-CO}_2 = 20.77 \text{ US\$/t-CO}_2$$

日本における CO₂ 削減コスト、海外における植林事業、排出量取引コストを表 11.3.2 に示す。

表 11.3.2 日本国内における CO₂ 削減コスト、海外における植林事業、排出量取引コスト

(単位: US\$/tons-CO₂)

国内対策	燃料持ち替え (石炭を LNG)	29.5 ^{*1}
海外対策	海外植林 (途上国)	1.5~14.6 ^{*1}
	海外植林 (先進国)	5.4~29.2 ^{*1}
	排出量取引	5 ^{*2}

*1: 電力研究所資料、1\$=130 円にて換算

*2: 現在試行的・先駆的に取引されているケースはいずれも相対取引でありケースバイケースである。ここでは世銀が設立した PCF(Prototype Carbon Fund)の平均的価格 5US\$/t-CO₂ を参照する。(低位予測)

国内における CO₂ 削減限界コストは石炭から LNG への燃料持ち替えでは 29US\$/t-CO₂ と高い。また、海外における植林、京都メカニズムを利用した取組みについては試算値の幅が広く、実績も限られている。しかし、インドネシアの発電による CO₂ 排出原単位は大きいため改善の余地は大きく、条件によっては、価格競争力を有すると考えらる。

表 11.3.3 総発電電力量と CO₂排出量の比較

項目	インドネシア (2001)	中部電力 (2000 年度)
総発電電力量 (100 万 kWh)	81,159	123,000
CO ₂ 排出原単位 (kg-CO ₂ /kWh)	0.658	0.403
CO ₂ 排出量 (100 万 t)	53.40	49.54

CDM の実施には、解決すべき基本的な課題が多く残っている。たとえば、削減量の設定、プロジェクトタイプ、削減クレジットの価格、削減クレジットの分配方法などが京都議定書締結国で議論されており、これらの動向を踏まえて検討を進めていく必要がある。

(参考)

クリーン開発メカニズムとは (CDM：議定書第 12 条)

附属書 I 締約国が技術や資金を提供し、非附属書 I 締約国 (途上国と呼ばれることがある) で温暖化対策事業を行い、共同実施と同じように、その事業によって排出削減された量 (CDM の場合は認証排出削減量：CERs/Certified Emission Reductions と呼ばれる) を、事業の投資国と事業が行われる国とで分け合うことができるという制度。事業は、事業の受け入れ国となる途上国の持続可能な発展を助ける目的で行われなければならない。

CDM 理事会が CDM を行う事業者を認定し、事業から発生する排出削減量を、検証手続きを通じて CERs として認める。附属書 I 締約国はその CERs を削減目標達成の一部として使うことができる。2005 年 12 月 31 日までに認定された事業は、2000 年 1 月 1 日まで遡って、その事業によって生まれた排出削減量を CERs として認められる。CERs は、割当量の 2.5% まで繰越可能。また、CDM に公的資金を利用することはできるが、CDM が ODA の流用となってはならない。

11.4 キャプティブ（自家用発電）の活用

11.4.1 Captive の現状と課題

Captive は Java-Bali における発電設備の約 30%を占め、エネルギー需給計画に大きな影響を与える。この章では、電源開発計画に反映させることを目的に Captive の現状と課題を整理した。

Captive の歴史は古く、その設備投資は、PLN の供給能力と密接な関係がある。経済成長を続けた 1982 年から 1989 年までは、PLN の設備は平均 15.1%の伸びとなり、電力需要増に応えることができた。この期間の Captive の伸び率は 3.6%と低かったために、1986 年には PLN の設備容量は Captive を超えた。1989 年から 1994 年までは、PLN は 9.5%、自家発は 9.1%と伸びとなった。この期間は、PLN の設備容量も増加したが、送電線の制約があり地域的に Captive も増加した。1994 年から 1997 年は、PLN は 9.8%、Captive は 4.4%の伸びとなった。1992 年には北回りの 500kV 送電線が完成し、Java-Bali の需要を満たすことができたために Captive の伸びは低い。この時期の Captive はコジェネやバックアップ用が多い。

電源別、産業別の Captive の内訳は次の通りである。

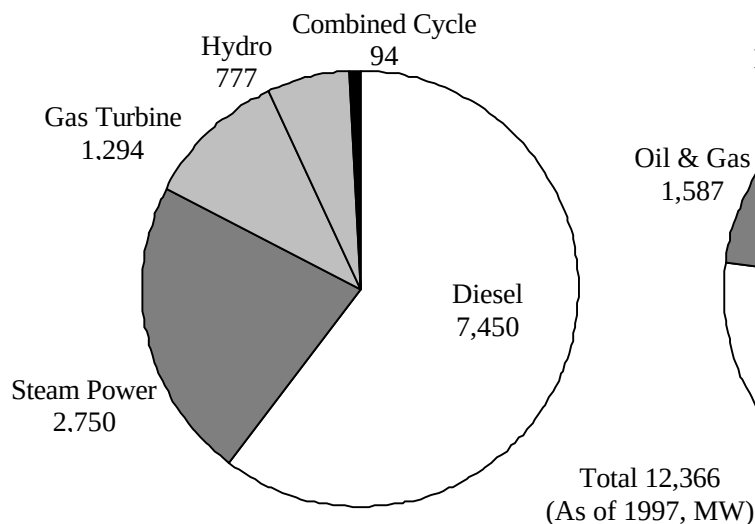


図 11.4.1 Captive の電源別構成

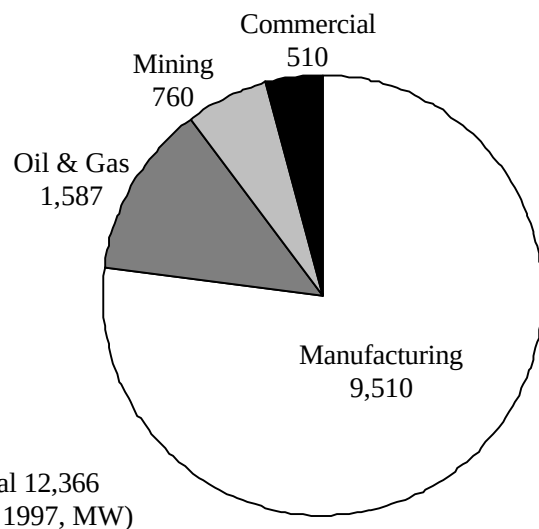


図 11.4.2 Captive の産業別構成

Captive には、専用（Main）と予備（Supplementary）の 2 つのタイプがある。専用とは、PLN に接続していない発電所である。経済性、信頼性の観点から電力需要に対応している。一方で、予備は PLN に接続している。電力供給の足りない時のバックアップとして設置している。Java-Bali システムにおける Captive の設備容量は、7,793MW と全設備容量（PLN と Captive）の 23,285MW の 30%を超える。

表 11.4.1 Java-Bali の Captive

区分	設備容量(MW)
専用(Main)	1,835
予備(Supplementary)	5,958
合計	7,793

Source : PLN Statistic 2000

Captive の発電量のデータは把握されていないが、その推定が行われている。世界銀行の資料によると、1997 年では、PLN の発電量の 72.3TWh に対し、Captive は 39.1TWh となっている。地域別には、スマトラが 16.2TWh と多く、次に Java-Bali が、15.5TWh となっている。Captive を設置する理由は次のものがある。

- ① PLN が供給できない
- ② 停電の時のバックアップ
- ③ 停電によるが高いことと PLN の信頼性が悪い
- ④ 自家発電の方が PLN より安い

①の理由が主なものであるが、信頼性を優先する場合、料金を優先する場合、など需要家の電気に対する要求により様々である。予想される電力不足に対する短期対策として Captive からの電力購入が検討されている。専用電源の設備のなかでは、予備力（余剰電力）を持っているものが候補となるが、系統に接続する設備と購入条件（料金）が課題となっている。一方で、予備電源は、600 万 kW と設備量は多いが、個々の設備は規模も小さく、発電効率も悪い。これは燃料タンクが小さく、燃料の供給に問題がある場合も多い。

PLN では、2001 年に Captive からの電力購入可能量の調査を行った。この調査を基にジャワ・バリ地区で 2002 年には 250MW の Captive からの電力購入を計画しており、現在その交渉を行っている。

課題としては Captive の実態が把握されていないことが挙げられる。DGEEU、PLN および BPS（統計局）が Captive のデータを持っているが信頼性は低く、機関によってデータの数値も異なる。DGEEU と PLN は設備容量のみを把握しており、発電量は把握していない。BPS は発電量も把握しているが全ての Captive ではない。従って、発電量は推定値しか存在しない。

DGEEU が容量 200KVA 以上の Captive の認可を行っている。しかし、廃止、移設などのデータ更新をしていないこと、2001 年の地方分権により州政府がデータを管理するようになったことなどから、DGEEU には最新のデータが存在していない。

11.4.2 電気料金及び燃料費の変動と Captive の需要動向の変化

Captive は、PLN の電力供給が足りない時には専用電源として、また、電力供給が安定していない時にも予備電源として設置されているのが実情である。電気の信頼性を優先する需要家は、PLN の電気供給が安定していれば PLN に移行する。また、料金を優先する需要家は、PLN の料金が低いレベルで留まっていれば PLN に移行し、また、石油の補助金が削減されて Captive の燃料代が上がれば PLN に移行すると想定される。しかしながらその移行量の推定は、Captive の発電量が把握されていないことと需要家の行動を把握しきれないので非常に難しい。

ここでは、一般的な Captive の発電コストを試算し、PLN の電力料金との経済性を試みる。試算条件は次の通り。

- ☐ ディーゼル規模 1,000kVA
- ☐ 投資額 US\$ 500,000(US\$ 500/kW)
- ☐ 寿命 20 年
- ☐ 設備利用率 50%
- ☐ 利率 12%
- ☐ 燃料消費量 0.28L/kWh
- ☐ 燃料費 Rp.1,110(現状)、Rp.1,830/L(補助金なし)
- ☐ O&M Rp.118/kWh
- ☐ 交換レート Rp.10,000 to US\$

計算結果は表のとおりとなる。新設の場合、発電コストは燃料価格に関係なく、2001 年の PLN の産業用電気料金(I-4:Rp.371/kWh) より高いが、2005 年に PLN の電気料金が 2 倍(平均 7 ¢ /kWh) になると、相対的に発電コストは割安となる。一方で、既設の場合は、設備費を発電コストに入れないため、燃料価格と電気料金の値上げ状況により、PLN の電気料金と Captive の発電コストの優劣が異なる。

表 11.4.2 Captive の発電コストと PLN 料金との比較 (Rp./kWh)

燃料価格 \ 設備	Captive 発電コスト		PLN 電気料金(I-4)
	新設	既設	
Rp.1,110/L(補助金有、2002)	Rp.579	Rp.426	Rp.371 (2001)
Rp.1,830/L(補助金なし)	Rp.841	Rp.688	Rp.742 (2005 年目標)

11. 4. 3 提言

(1) Captive のデータ整備

Captive は Jawa-Bali における発電設備の約 30%を占め、エネルギー需給計画に大きな影響を与えるため、Captive の実態を把握する組織の整備が必要である。現在は、MEMR が許認可を与えているため、引き続きデータの管理をすべきと考える。登録業務は、地方分権により DGEEU から州政府に移管されたが、データは DGEEU に報告し、管理すべきである。事業者に対し、エネルギー使用量及び発電量の定期的な報告と、廃止及び移設の報告の義務を課す必要がある。

(2) 電力購入条件の整備

短期電源対策として、Captive からの余剰電力の購入が検討されている。購入可能量、条件の調査を進めると共に、技術的購入条件（品質、安全）と購入料金体系（メニュー）を整備する必要がある。特に、既設 Captive からの余剰電力の購入は、余剰の発生する条件が異なるため、これらに対応した購入条件を定める必要がある。余剰電力の購入は、新規電源を建設するよりも経済的であり、短期的に対応できる。購入価格にインセンティブを与え、接続にかかる費用を補助するのも一案である。また、燃料の輸送、量の確保は十分な検討が必要である。

(3) Captive の需要動向に対する情報提供

政府は、需要家に対し電力需給状況を的確に情報提供するとともに、特に、燃料費や電力料金に敏感に反応して運用状況を変化させる企業所有の Captive の需要動向を把握することが重要である。これにより、需要家である企業は的確な情報に基づき、状況に応じて、Captive を自衛策として設置することができる。また、政府がこの Captive の動向を国の電源開発計画に反映させることで、より安定的な電力供給を図ることができる。

11.5 Demand Side Management (DSM) の活用

インドネシアにおいて電力が安定的に供給されるためには、電力の供給力を確実に確保するとともに、この供給力に見合うよう電力需要を適切に調整すること、すなわち DSM も必要な取組みの一つと考えられる。

そこで、本調査では、インドネシアの電力需要の特徴、DSM に対するこれまでの取組み、タイ、フィリピンの事例を整理し、インドネシアでの DSM 普及に向けた課題を分析するとともに、必要な体制面の対策を提案する。

11.5.1 DSM の概要

DSM は、需要家側と供給者側が協力することで、エネルギーの効率的な利用、地球環境の保全、電力の安定供給等を促進する考え方であり、電力セクターにおいて推進されるべき重要な制度の一つであると言われる。それは、DSM が、電力需給関係者に対する直接的な効果だけでなく、広範な社会・経済的效果を有しているからである。

例えば、DSM に協調することで、需要家側は電力消費量の削減等による電気料金の低減効果、供給者側は負荷率改善による発電コストの低減、ピークカット／シフトによる新規電源開発への投下資本の抑制などの効果が期待できる。また、国・地域などに対するマクロ的效果として、エネルギー効率の改善と、それによる環境保全効果が期待できる。また、エネルギー効率の改善により、1次エネルギーの輸出枠の拡大といった副次的効果も考えられるであろう。

特に、インドネシアでは、国内資源の有効活用を促すための構造改革、電力セクター全体の効率化を促すための構造改革など、エネルギー・電力セクターの効率改善を目指した政策が進められており、この政策目標と DSM の期待効果はまさしく合致するため、普及の意義は大きい。

11.5.2 インドネシアの需要特性

(1) 電力需要形態

1990 年以降のインドネシアでは、91 年の電力危機、97～98 年のアジア通貨危機以外、電力需要は順調に増加してきている。2000 年の負荷率は 69.9%と、比較的高い水準にあるものの、図 11.5.1 に示す日負荷曲線の推移をみると、ピーク需要も着実に増加し、先鋭化していることがわかる。

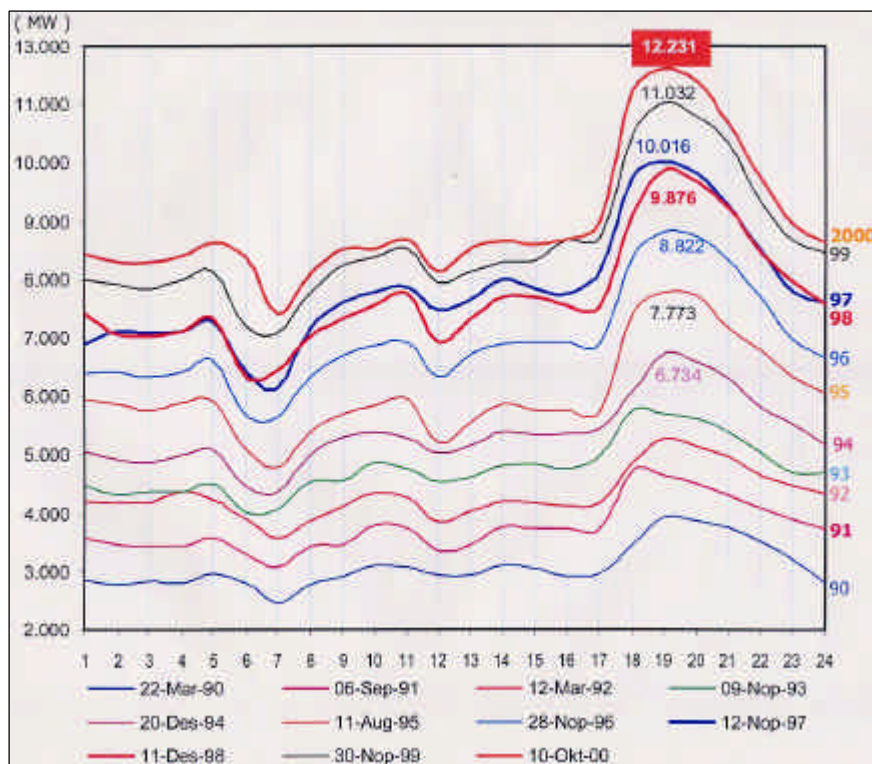


図 11.5.1 日負荷曲線（ピーク発生日）の推移（Source：PLN）

（２）需要分析結果の評価

前章に掲載した年間電力需要の分析におけるピーク 1,000 時間の分類結果を表 11.5.1 に再掲する。

表 11.5.1 ピーク 1,000 時間の分類結果

四半期による分類		発生時間帯による分類		発生曜日による分類	
1～3 月	155	17:00	0	Sun.	47
4～6 月	244	18:00	154	Mon.	137
7～9 月	316	19:00	333	Tue.	181
10～12 月	285	20:00	313	Wed.	181
		21:00	200	Thu.	171
		22:00	0	Fri.	149
				Sat.	134
合計	1,000	合計	1,000	合計	1,000

（Source：JICA Study Team）

この結果、「四半期ごとの分類」では年の後半が、「曜日による分類」では平日に、「発生時間帯による分類」では 18:00～22:00 の時間帯がピークとなる頻度が高いことが分かる。また、「発生時間帯による分類」の方が、他の分類に比べ、ピーク 1,000 時間の発生傾向が明確に現れている。

従って、ピークカットを目的とした DSM メニューを選定する場合は、18:00～22:00 のピーク時間帯の需要を抑制するメニュー、すなわち、この時間帯の需要を喚起していると推測される「電灯需要」を抑制するようなメニューが有用であることが分かる。そのため、後述のとおり、MEMR の DGEEU は効率型電灯の一般家庭への導入に積極的に取り組んでいる。

11.5.3 過去の実施と現状

(1) 過去の実施

インドネシアにおける DSM の実施（省エネルギーを目的とした国家プログラム）が、1980 年代初頭に既に開始され、省エネルギーに対する啓蒙活動が実施されていた。1987 年には、省エネルギーの推進を目的とした国有会社、PT. Konservasi Energi Abadi（以下、KONEBA）が、世銀の支援により設立された。KONEBA は、データ整備や人材育成、広報活動を始め、工場に対するエネルギーコンサルティングサービスも実施していた。また、省エネルギープログラムの展開に伴い、政府内でも、委員会、作業部会などが編成され、関係省庁を含めて横断的に関連基準の整備を進める体制が整えられた。

1992 年には、USAID の支援により、電力コストの削減、電力の質の向上を目的とした DSM アクションプログラムが策定され、報告書が MME（現 MEMR）に提出された。このプログラムに基づき、PLN がパイロットプロジェクト（高効率電灯の導入）を実施していたが、1997 年のアジア通貨危機のため、パイロットプロジェクトは中止されている。

この DSM アクションプログラムにおいて使用された日負荷曲線は、2000 年のジャワバリ地域における日負荷曲線の形状と類似しており、当時、提案されたメニューは現在でも適用可能性が高いと考えられるため、その主なメニューについて下記に列挙しておく。

表 11.5.2 DSM アクションプログラムにおいて提案された DSM メニュー

セクター	メニュー
産業	電灯効率の改善、モータ効率の改善、時間帯別料金契約、需給調整契約、省エネコンサルティングサービス、キャプティブを持つ企業に対する計画停電、余剰電力の買取りなど
商業及び公共	エアコンの効率改善、電灯効率の改善、オフィスの省エネコンサルティングサービス、蓄熱など
住宅	冷蔵庫の効率改善、電灯効率の改善、テレビ・エアコンの効率改善、住宅のエネルギー効率改善など

(Source : Indonesia Demand Side Management (USAID, November 1992))

(2) 現状

省エネルギーを主管している MEMR の DGEEU によれば、DSM に関する過去の実施は、アジア通貨危機以降、中断されている模様である。政府は DSM の意義は認識しつつも、おりからの財政難により本格的なプログラムを進めることができないのが現状である。

このような状況下で、DGEEU が現在実施もしくは計画しているプログラムは以下の 3 つである。

- ・ 地方政府や大学、NGO 等によるワークショップの開催、TV を通じた啓蒙活動
- ・ 一般家庭向けの高効率電灯（以下、CFL's）普及パイロットプロジェクト（TERANG program）
- ・ 公共用電灯の効率化パイロットプロジェクト（PJU program）

これらの中で、特に TERANG program は、民間電機メーカー 3 社からの提案に基づき、DGEEU が積極的に支援しているパイロットプロジェクトであるため、以下に詳述する。

1) Philips

ジャワ島東部の都市部（Surabaya, Semarang, Denpasar 他）に居住する住民が使用している 100 万本の白熱灯（40W）を、CFL's（8W）に取り替え、省エネルギーを図る DSM プロジェクトである。一部未定ではあるが、現段階におけるプロジェクトの枠組みを図 11.5.2 に示す。プロジェクトの構成は以下の通り。

- ① PLN と Philips は CFL's の提供と販売支援についての MOU を締結する。
- ② Philips は PLN が設立した配電会社に Rp22,000 で CFL's を提供する。
- ③ 配電会社は銀行からの借入金を CFL's 購入に充当し、協同組合等を通じて消費者に Rp24,000 で CFL's を 1 年間（短絡時は取替可）提供する。差益 Rp2,000 は経費や金利返済他に充当する。
- ④ PLN は、銀行に対し配電会社の返済を保証する。
- ⑤ Philips は、CFL's 1 本を販売するにつき、Rp1,000 を啓蒙活動の原資として地方政府に支払う。

現時点で、プロジェクトの経費や銀行からの借入金金利他は不明であるが、年間 US\$2.2million (Rp22billion) の CFL's の購入資金を投入することで、32MW のピークが削減されることになる。

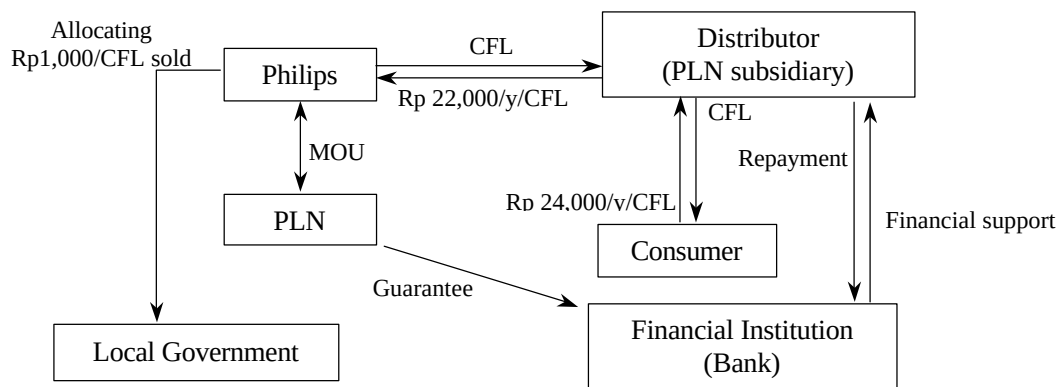


図 11.5.2 プロジェクトスキーム (2002 年 2 月時点)

MEMRでは、このプロジェクトの全国展開を目論んでおり、PLNの R1 カテゴリーの需要家10%、250 万世帯が 4 個の CFL's を導入すれば、320MW のピーク低減効果が期待できるとしている。

なお、Philips のプロジェクトは 2002 年開始の予定であるが、現在までのところ、銀行からの資金手当の目途が立っておらず、開始は遅れる見込みにある。

2) General Electric company

プロジェクトの形態は基本的に Philips のプロジェクトと同様である。Bogor、Bandung、Yogyakarta 他の 75,000 世帯に CFL's を供給するプロジェクトで、2002 年から開始する予定となっている。銀行からの借入金を必要としないため、プロジェクトは順調に進んでいる模様である。

3) OSRAM

電灯メーカーの OSRAM が、Tangerang、Palembang に CFL's を供給するプロジェクトで、2001 年 12 月に PLN と OSRAM がプロジェクトに関する MOU を締結している。

11.5.4 他国の事例

(1) タイ

タイでは1993年からDSMプログラムに積極的に取り組んでおり、約200億円の予算を投じて19のプログラムが実施されている。DSMの推進主体としてEGAT内に設置されたDSMO(Demand Side Management Office)は、2000年時点で約170名の職員を抱え、DSMプログラムの計画、導入、運用に従事している。表11.5.3に1996年までにタイで実施されたパイロットプロジェクトを示す。

表 11.5.3 タイの DSM パイロットプロジェクト

メニュー	活動内容
電灯効率の改善	メーカーと連携の上、マスコミを通じて蛍光灯への転換を勧める啓蒙活動を実施。また、入札により蛍光灯を大量購入し市場に販売
冷蔵庫の効率改善	メーカーと連携の上、冷蔵庫の効率程度を示すラベルを貼付、高効率な冷蔵庫の普及促進活動を実施
エアコンの効率改善	メーカーと連携の上、エアコンの効率程度を示すラベルを貼付、普及促進のため、販売店へのリポート、無利子ローンなどの活動を実施
オフィスビルの省エネコンサルティング	オフィスビルに対する省エネコンサルティング、無利子ローンなどのデモンストレーションプロジェクトを実施

(Source : DSM in Thailand: A Case Study (UNDP/WB ESMAP, October 2000))

これに加え、1996年から下記のDSMプロジェクトも実施されている。

〔ホテル・ビル・工場への省エネコンサルティング、省エネ機器への設備投資に対する低利融資、高効率型モータ(HEMs)の普及、中小企業への省エネ啓蒙活動、蓄熱システムの普及など。〕

(2) フィリピン

資源があまり豊富ではないフィリピンでは、DOE(Department of Energy)を中心として、DSMを含めた省エネルギーに向けた取組みが広範に実施されてきている。DSMについては、The Bureau of Product Standard(BPS)やThe Association of Home Appliance Manufacturers(AHAM)と協調して、電気機器の規格整備やラベリング活動などのメニューに積極的に取り組んできている。

表 11.5.4 実施中の DSM プロジェクト

メニュー	活動内容
省エネ規格の整備・ラベリング	窓掛用エアコン(1993年より実施)、冷蔵庫(1999年より実施)、蛍光灯(1999年より実施予定)について、省エネ品質規格を整備し、各製品の省エネ効率を示すラベルを貼付している。電気モータの規格整備がまもなく始まる予定である。
省エネ型ビルの設計基準の整備	1994年に、フィリピンの建築基準の参照基準として、省エネ型ビルの設計ガイドラインが発行された。現在、ガイドラインの導入のための調査を実施中。

(Source : DOE Homepage)

また、フィリピンの長期電力計画の策定では、以下のDSMメニューも検討されている。

〔蛍光灯・窓掛用エアコンの効率化、産業・商業需要家との需給調整契約、高効率・可変速モータの導入、住宅の冷蔵庫・電灯・扇風機の効率化、公共街灯への高圧ナトリウム電灯の導入〕

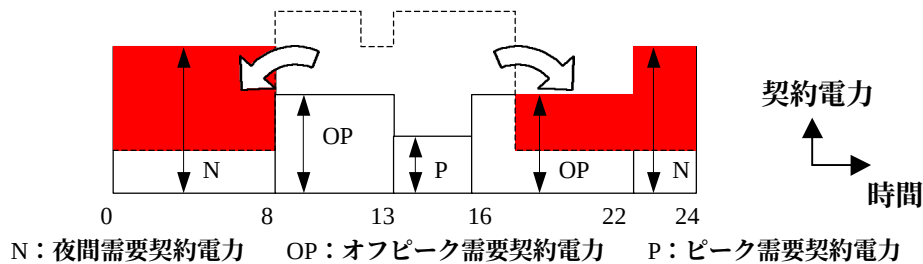
(3) 日本の需給調整契約

日本において実施されている様々な DSM の取組みの中でも、需給調整契約は、比較的成本を要しないことから、インドネシアへの適用性は高いと考えられる。従って、ここでは、日本で実施されている需給調整契約の概要を紹介する。需給調整契約とは、契約に応じた需要家が、需給逼迫時に需要をコントロールする責務を負う見返りとして、電力料金の割引サービスの適用を受けることができるものである。この需給調整契約は、以下の3種類に大別される。

①年間調整契約

需要家は、契約で設定された負荷曲線もしくは契約電力に基づき、負荷を調節し、見返りとして、電力料金割引の適用を受ける。契約は毎年更新され、基準となる負荷曲線もしくは契約電力は毎月改定される。電力需要を深夜帯にシフトするため、設備を24時間運用している需要家が契約対象となる。

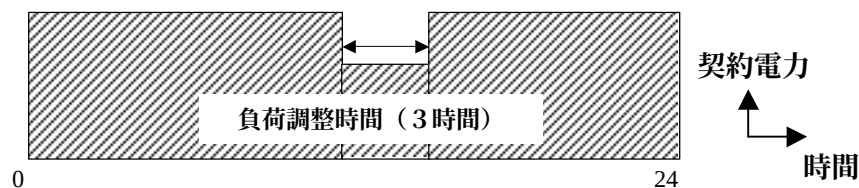
図 11.5.3 年間調整契約のモデル図（契約電力の例）



②随時調整契約

年間調整契約と異なり、需給調整の要請は、調整開始3時間前もしくは直前に需要家に通告される。電力料金の割引は、契約締結時に適用され、実際に需給調整が実施された場合は、さらに電気料金が割引かれる。

図 11.5.4 随時調整契約のモデル図



③計画調整契約

重負荷期間の特定日に、需要家が需給調整を主体的に実施し、その実績に応じて電力料金割引の適用を受ける契約である。日本では夏季が重負荷期間のため、夏季の平日が特定日とされており、この特定日へ休日あるいは工場などの生産設備の点検日をシフトすることで、一定の需給調整の実績を上げた場合のみ、需要家は料金割引の適用を受けることができる。

11. 5. 5 課題分析と提言

DSM の導入において想定される技術面、財務面あるいは組織面での様々な課題を整理する。

(1) 政府の組織・能力の整備

現在、進められている電力セクターの構造改革が現実になれば、PLN は発送配電ごとに分割・細分化されるため、DSM の推進主体としての政府の責任は一層大きく、多様になると考えられる。

例えば、省エネルギー志向型の DSM メニューの導入に際しては、

- ①セクター別の負荷曲線や、電気機器の普及状況といった詳細データを整備、管理する組織
- ②詳細なデータの分析に基づき DSM 導入計画を策定、評価する専門家
- ③電気機器の規格作成、試験・評価などの技術的な役割を担う組織

などが必要となる。こうした自由化の進展に伴う追加的な機能に対応すべく、政府の組織を整備し、能力を向上させていく必要がある。なお、PLN については、各地域の配電部門に、DSM 推進チームが編成され、体制整備が進みつつある。

(2) DSM 推進に向けた資金援助

高効率型の電気機器を導入するといった、省エネルギー志向型の DSM メニューを導入する場合、機器購入あるいは購入者に対するリベートなどにかかる初期投資額がかなり大きなものとなる。

また、こうした機器の普及の成否は、需要家側のインセンティブに大きく依存しているため、明瞭な効果が発揮されるまでにかなりの時間と経費を要するなどのリスクを伴うことが多い。前述の通りインドネシアでの DSM モデルプロジェクトも、困難な資金調達を余儀なくされている。

さらに、こうした省エネルギー志向型の DSM メニューの導入は、電力供給者にとって、販売電力量すなわち収入の減少を意味し、電力供給者に導入のインセンティブが働きにくいため、政府が公的資金を使って、プロジェクトを支援するケースが多い。しかし、インドネシアでは、政府・PLN とも必要資金を十分に調達できる状況になく、また、一部には電気料金が国際水準より低い状況の中では、DSM による需要調節は十分に機能し得ないとの意見もあり、DSM 推進のための資金調達および投資が困難な状況にある。従って、DSM の普及には、前述の組織・制度面に対する技術協力を踏まえ、DSM 導入コストと期待効果を十分に精査した上で、DSM プロジェクトに対するソフトローンの適用などの財政的支援も視野に入れるべきであろう。

(3) 電力自由化後における DSM の推進策

需給調整契約、時間帯料金制度などの負荷管理型の DSM メニューを導入するにあたっては、契約や制度に基づき、電力供給者が供給義務を果たすことが前提となる。しかし、インドネシアで現在検討されている電力自由化の枠組みでは、今まで PLN が統括していた販売部門と発電部門が別会社となるため、負荷管理型売買契約の推進役となるべき販売部門が、契約の裏付けとなる供給義務遂行力を保有しなくなることから、契約や制度自体が成立しなくなる可能性がある。

米国などの DSM 先進国でも、自由化後に DSM に対する投資が低減してきていることから、まさに自由化の渦中にあるインドネシアの制度設計にあたっては、DSM を推進させるためのインセンティブを誰にどのように与えていくかも含めて検討する必要があると考える。

11.6 PLNの財務体質強化

本節では1997-1998年にかけたインドネシア経済危機前後のPLN財務状況の変動を財務諸表により分析し、PLNの財務問題を把握した上で、その解決に向けての提言を行った。

11.6.1 PLNの財務分析

以下に示すPLN財務分析は、1996年から2000年までのPLN財務諸表、2000年のPLN年報をもとにした。

(1) 損益計算書：損益の変動と要因

損益計算書を表11.6.1に示す。

表 11.6.1 損益計算書

Income and Loss					(in million IDR)
Description	Jan 1 '96 up to Dec 31 '96	Jan 1 '97 up to Dec 31 '97	Jan 1 '98 up to Dec 31 '98	Jan 1 '99 up to Dec 31 '99	Jan 1 '00 up to Dec 31 '00
Electricity Energy Sales	9,418,269	10,877,278	13,766,222	15,670,552	22,139,883
Other Operational Revenues	227,724	248,822	269,794	326,566	416,780
Total Operational Revenues	9,645,993	11,126,100	14,036,016	15,997,118	22,556,663
Electric Energy Purchases	183,236	325,162	1,885,963	5,082,703	9,395,365
Generating Expenses	5,042,177	6,278,167	11,982,274	12,792,910	13,444,380
Use of Maintenance Materials	557,504	595,611	602,894	678,054	1,031,249
Other Operational Expenses	1,930,120	2,250,813	2,337,643	2,949,011	3,344,827
Total Operational Expenses	7,713,037	9,449,753	16,808,774	21,502,678	27,215,821
Operational Loss/Income	1,932,956	1,676,347	(2,772,758)	(5,505,560)	(4,659,158)
Non Operating Expenses(Net)	(754,541)	(2,255,361)	(6,382,787)	(5,348,228)	(19,331,236)
Loss/Income before					
Income Tax	1,178,415	(579,014)	(9,155,545)	(10,853,788)	(23,990,394)
Deferred Tax			(390,077)	(514,293)	(620,975)
Net/Loss Income	1,178,415	(579,014)	(9,545,622)	(11,368,081)	(24,611,369)

損益計算書から、経済危機前後に収益ならびに純益（損失）が大きく変動したことが伺える。特に、過去4年間PLNの税引後純損失（net loss）は年々急激に増加した。この巨額の損失は、同期間収益も伸び続けてはいるものの、主として営業費用（operational expenses）とその他費用（non operating expenses）が著しく増加したことによる。収益増は主として電力の売上によるもので、特にPLNの顧客数増、基本電力料金引上げが要因と考えられる。

経済危機以前の1997年度の営業費用は1996年度比23%増であった。営業費用増は1998年の危機開始時に始まったが、この年は前年比で実に78%も増え、それ以後は、毎年平均で27.5%増加した。営業費用と収益を比較すると、1996年度（危機前）には収益は営業費用を上回っていたが、1998年度から始まって2000年度まで収益は営業費用を下回っている。

営業費用は電力購入、燃料等の購入、固定資産減価償却、人件費、維持費その他から成る。特に燃料の購入費用が全営業費用の最大部分を占める。これらの購入費用は 1997 年度に 29%、1998 年度は 116%、そして 1999 年度と 2000 年度は各 3%と 7%と増加した。増加の主因はルピア下落で、これは燃料購入契約のほとんどが米ドル建てであったことによる。

電力購入量もまた 1999 年度から著しく増加した。これは 1997 年度に電力購入契約（PPA）とエネルギー販売契約（ESC）を 27 社の独立発電事業者（IPP）と締結し、一部の発電所から電力購入を開始したことが原因である。これらの契約における主な問題は、1）対米ドルでのルピア下落と、2）為替変動リスクを PLN が負う形になっている IPP 間との間の契約条件である。

純利益減のもう 1 つの要因として、特に 2000 年度に増加した純営業外費用（non operating expenses—net）がある。これは主として金利と財務費用（割賦支払と期限到来ローンの支払遅延によるペナルティを含む）ならびに外国為替取引における損失を原因とする。この金利と財務費用はツーステップローン、社債、政府および金融機関からのローンに係る金利と費用である。

（２）貸借対照表：資産、負債の変動と要因

貸借対照表を表 11.6.2 に示す。

表 11.6.2 貸借対照表

Balance Sheet: Assets, Equity and Liabilities					(in million IDR)
Description	Dec 31, '96	Dec 31, '97	Dec 31, '98	Dec 31, '99	Dec 31, '00
Net Fixed Assets	29,839,075	42,529,494	51,394,967	51,819,420	52,641,089
On Going Construction	18,209,388	13,996,672	14,291,320	13,481,256	14,227,264
Fixed Assets	48,048,463	56,526,166	65,686,287	65,300,676	66,868,353
Share Investment	23,000	42,000	57,080	29,219	26,157
Other Assets	835,002	922,721	1,731,969	1,432,878	2,355,922
Current Assets	3,677,332	3,017,422	6,985,014	6,456,711	8,744,625
Cash & Cash Equivalent Treasury	1,653,057	896,507	4,013,967	2,929,692	4,645,442
Inventories	646,040	5,993,110	770,596	844,021	915,414
Trade Receivables	1,058,162	1,255,832	1,597,750	1,728,766	2,721,180
Other Current Assets	320,073	265,773	602,701	954,232	462,589
Total Assets	52,583,797	60,508,309	74,460,350	73,219,484	77,995,057
Equity	29,220,018	30,271,943	23,395,070	12,692,692	18,625,103
Deferred Revenues	2,458,208	2,847,458	2,972,169	3,076,638	3,234,451
Long term Liabilities	17,398,537	22,538,980	30,259,397	27,727,899	34,251,746
Short term Liabilities	3,507,034	4,849,928	17,833,714	29,722,255	21,883,757
Total Equity and Liabilities	52,583,797	60,508,309	74,460,350	73,219,484	77,995,057

全体として、PLN は電力供給事業用の建物、発電所施設、総配電設備を拡張する必要があるため、資産（Total Assets）は増加し続けているが、1998 年度以降の停滞が顕著である。逆に 1998 年度以降は株主資本（Equity）が減少し、これを負債（Liabilities）で埋め合わせている構造である。

最初に、資産の部の固定資産であるが、これは総資産の約 90%を占める。増加の一途を辿る国民の電力需要に応えるため、PLN は発電所と送電と配給ネットワークを追加することにより、常に供給能力の増大を図ってきた。これは建設仮勘定（On Going Construction）に反映されている。

PLN の固定資産は、取得原価から減価償却額を差し引いた額で計上されている。上記固定資産のほとんどは外貨ローンにより供給されたものである。PLN の会計規則によれば、外貨建てローンはインドネシア銀行が公表する為替相場の中間レートに基づいて計算され、これにより生じる損益は当期損益（為替損益勘定）に計上されている。

すなわち、固定資産は取得原価（輸入固定資産を含む）から減価償却額を差し引いて計上されることを意味する。したがって、輸入固定資産の取得原価は、下落したルピア相場により再評価された外貨建てローン額に対して差異を生じる。2000 年度のルピア/米ドルは 1996 年の約 4 倍に達したことから、この差異は外国為替損益として計上される。輸入固定資産の価値が総固定資産額の大半を占めることから、輸入固定資産と対応する外貨ローンとのバランスをとるためにも、PLN が政府に対して固定資産再評価を提案することが勧められる。

次に、流動資産（current assets）を見ると現預金は利払い資金の必要のため年々変動してきた。PLN は現預金のほぼ 100%をルピア通貨で保有しているが、もし、PLN が現預金をルピアではなく、米ドルや他の通貨で持っていれば、この利払い資金の増加は避けられたかもしれない。

実際、PLN の大半の支出は米ドル通貨であることや PLN のローン返済を考えれば、現預金を米ドルまたは他の通貨で持てば、為替リスクのさらなる軽減につながるであろう。

また、その他資産（Other Assets）であるが、その他資産増加分の約 49.2%を非稼働資産が占めている。この非稼働資産は PLN の固定資産が物理的条件により、一時的に使用不可もしくは稼働不能であることを示しており、実際には主に未完成送電設備から成る。1998 年度には 375%、2000 年度には 107%と著しく増加しており、PLN の固定資産投資における非効率性を反映している。この非稼働資産は、営業使用が可能となるまで当面減価償却は行なわれないであろう。

次に、負債であるが、全体を見ると 1997 年度以降、株主資本（Equity）よりも大であったが、2000 年度にはやや減少した。これらの負債は、支払期限により短期債務と長期債務の 2 種類に分類されるが、1997 年度以降の負債の増加は短期債務において特に著しい。短期債務は買掛金、支払手形、年金基金債務、未払い税、未払い費用、長期債務の当期期限到来分およびその他流動負債がある。短期負債の増加は買掛金、未払い費用、ツーステップローンの当期期限到来分および銀行ローンの当期期限到来分によるものであった。買掛金は PLN が電力を第 3 者から購入したこと、一部製品とサービスをプルタミナ、PT タンバン・バツバラ・ブキット・アサム、PT アライド・インド・コール、PT テレコム等の関連会社から購入したことから発生した。未払い費用はツーステップローン、政府ローン、銀行ローン及び社債の金利等の財務費用により生じている。

一方、長期負債は PLN 負債の最大の部分であるが、短期負債のほうの増加が大きいため、相対的なシェアは経済危機前の方が大きく 1996 年度と 1997 年度は 83%で、以降の年度はそれぞれ 63%、

48%、61%を占めた。長期負債の増加の主因はツーステップローンの増加とルピア下落である。

次に株主資本を見てみる。1998年1月の臨時株主総会での決議に基づき、PLNは100万ルピアの株式を発行し、払込資本金を13兆ルピアから17兆3258億ルピアに増資した。払込資本金増加分の4兆3258億ルピアは、清算（PERUM＝国営企業からPT＝民営の株式会社への転換）に伴う純効果から生じた追加払込資本金の資本金組入れにより得られたものである。PLNの過去5年間における株主資本の推移は、表11.6.3に示すとおりである。

表 11.6.3 株主資本合計 (In billion rupiah)

	1996	1997	1998	1999	2000
Issued & Fully Paid Capital	13,000	13,000	17,325.80	17,325.80	17,325.80
Additional Paid in Capital	13,862.57	15,528.08	13,480.96	15,446.21	45,960.02
Retained Earning	2,357.45	1,743.86	(7,411.68)	(20,079.32)	(44,660.71)
Total Equity	29,220.02	30,271.94	23,395.07	12,692.69	18,625.10

顧客の電力需要に沿った設備拡張の資金調達のため、1997年度のPLN株主資本は3.6%増えて30兆2710億ルピアに達した。増加分はインドネシア政府資金と内部留保金から生じたものである。1998年度と1999年度にかけてPLN株主資本は各22.7%、45.8%減少したが、これは主として巨額の純損失が発生したことによる。しかし、2000年度は延滞金利とツーステップローンに係るペナルティを政府出資金に転換するという財務リストラにより、自己資本は再び46.7%増えた。

以上をまとめると、経済危機以前と以後のPLNの損益計算書を比較し最も顕著な点は、経済危機以後、PLNが赤字体質に転落したという事実であろう。1997年以降の赤字決算の連続により、PLNのRetained Earnings（剰余金）も1998年以降マイナスに転じ、2000年には累損44兆ルピアを抱えるに到った。この膨大な累損は、1999年までのPLNの株主資本を上回っており、2000年にインドネシア政府によるDEBT-EQUITY SWAPがなければPLNは破産状態であった。

表 11.6.4 PLN 内部留保（剰余金）推移 (単位：Rp Billion)

1996年	1997年	1998年	1999年	2000年
2,357	1,744	(7,412)	(20,079)	(44,661)

Source: Audited F/S

また、損益計算書からは費用の増加が顕著に見られたが、これは、特に、燃料費、IPPからの電力購入費、ならびに外貨建て負債の増加に伴う支払い金利が要因である。

実際、費用単位あたりの電力供給量、すなわち費用効率に次に見るように1996年から2000年にかけて1/3以下になっている。

表 11.6.5 費用効率 (kWh / Rupiah)

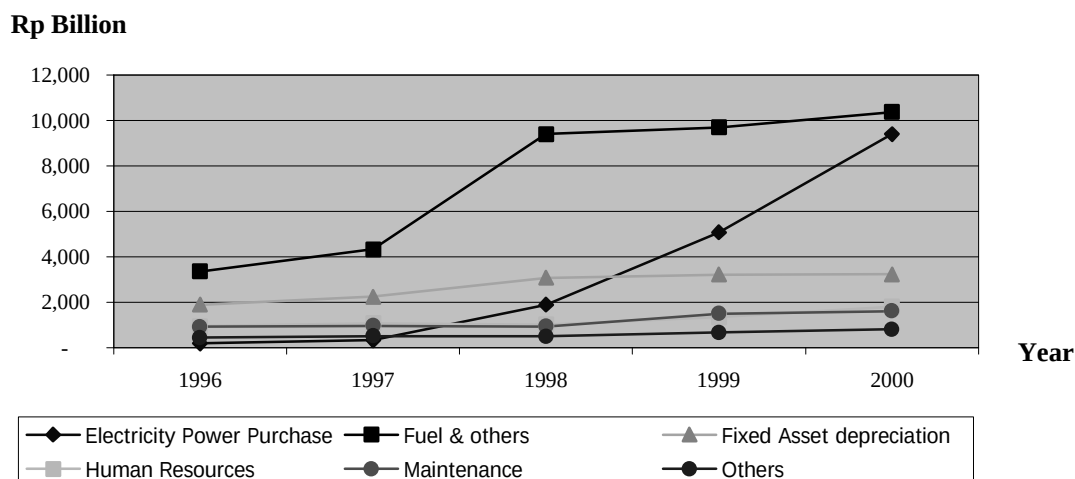
1996年	1997年	1998年	1999年	2000年
0.0067	0.0055	0.0028	0.0023	0.0017

Source: PLN - Company Profile

PLNの運営費は主に、a)燃料費、b)IPPからの電力購入費、c)人件費、保守管理費、d)固定資産

の減価償却費から構成されている。このうち、特に大きなウェートを占めるものは、次の図に見られるように 1997 年以降急激な増加に転じている燃料費と IPP からの電力購入費である。

図11.6.1 運営費構成



Source: PLN - Company Profile

次に負債の増加と、それに伴う支払金利の増加であるが、大きな変化の見られた額と構成を見ると、負債額の点では、1996 以降 1999 年までの 3 年間という短期間で 1996 年の実に約 3 倍に近い金額にまで増加している。これは 1996 年以降急速に増えた外貨建て負債が原因である。

なお、前述の表 11.6.2 をさらに細分化した次頁の表 11.6.7 を見てみると、特に短期負債の買入債務ならびに長期負債のツーステップローンが突出していることがわかる。

買入債務の増加は、IPP からの購入義務に伴う購入量増加とその未払い代金の増加によるもので 21 兆ルピアに上る。一方、長短負債のツーステップローンも 2000 年度の残高は 34 兆ルピアに上る。ツーステップローンとはインドネシア政府が外貨建て借入れ、それを PLN に転貸しているローンである。IPP への買入債務やツーステップローンの為替リスクは借り手の PLN が負っているため、通貨危機によるルピア急落でルピア換算のローン残高が膨張する結果となった。

前述の通り、このような負債の大幅な増加は必然的に支払金利を増加させる。実際、損益計算書の支払金利の増加は急激で、1997 年の約 1 兆ルピアから 2000 年には 14 兆ルピア近くにまで達している。結果として PLN の Debt Service Ratio も次表のように年々悪化の一途を辿ることとなった。

表 11.6.6 PLN デットサービスレシオ (times)

1996 年度	1997 年度	1998 年度	1999 年度	2000 年度
2.39	0.99	0.11	0.48	2.46

表 11.6.7 連結貸借対照表

In Rp. Billion

	Before Crisis	Crisis					Before Crisis	Crisis			
	1996	1997	1998	1999	2000		1996	1997	1998	1999	2000
ASSETS						LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY					
Current Assets						Short Term Liability					
Cash & cash equivalents	1,653	897	4,014	2,930	4,645	Promissory Notes	210	73	74	-	-
Short term investments	191	121	191	361	275	Trade Payables	1,077	2,323	6,046	7,154	16,677
Bond Skinking Fund-Current			204	266		Pension Fund	33	-	-	-	-
Trade Recivables; net	1,058	1,256	1,598	1,729	2,721	Taxes Payable	50	32	33	32	62
Inventories	646	599	771	844	915	Other Payables	156	203	166	170	244
Prepaid Taxes	4	4	5	3	4	Accrued Expenses	514	613	6,861	15,136	642
Other Receivables	50	54	91	74	73	Current Mat.of LT Liabilities:					
Prepayments & Advances	75	86	111	250	111	- Special Relationships					
Total Current Assets	3,677	3,017	6,985	6,457	8,745	Subsidiary Loan	752	1,176	3,245	5,253	2,694
Bond Skinking Funds	110	254	266	-	-	Payable due to Government	294	331	311	887	493
Fixed Assets - Net	48,048	56,526	65,686	65,301	66,868	Bank Loan	120	100	168	172	73
Investment	23	42	57	29	26	- Third Parties					
Other Assets						Bank Loan			250		
Non Operating Assets	108	194	923	881	1,827	Bonds	300	-	680	918	1,000
Other Receivables	172	157	147	139	124	Total Short Term Liabilities	3,507	4,850	17,834	29,722	21,884
Defferred Charges	285	234	347	402	377	Deferred Revenue	2,458	2,847	2,972	3,077	3,234
Prepayments & Advances	160	83	49	11	27	Long Term Liabilities					
Total Other Assets	725	669	1,466	1,433	2,356	Deferred Tax				1,814	2,434
						Long-Term Liabilities					
						- Special Relationship					
						Two-step Loans	9,471	12,444	19,412	18,052	21,310
						Payable to Government	2,414	2,075	3,037	1,584	6,393
						Bank Loan	780	680	512	340	272
						- Third Party					
						Bank Loan	250	250			
						Bonds	2,598	3,198	2,518	1,600	600
						Other Payable	25	32	134	119	104
						Customer Deposits	1,231	1,447	1,568	1,762	2,022
						Project Cost Payables	629	2,413	3,078	2,457	1,117
						Total Long Term Liability	17,399	22,539	30,259	27,728	34,252
						Stockholders' Equity					
						Issued & Fully Paid Capital	13,000	13,000	17,326	17,326	17,326
						Additional Paid in Capital	13,863	15,528	13,481	15,446	45,960
						Retained Earning	2,357	1,744	(7,412)	(20,079)	(44,661)
						Stockholders' Equity - Net	29,220	30,272	23,395	12,693	18,625
Total Assets	52,584	60,508	74,460	73,219	77,995	Total Liabilities & Shareh's Eq.	52,584	60,508	74,460	73,219	77,995

11.6.2 PLNの財務構造分析

前述の分析より、経済危機以降の PLN 財務内容の悪化は、1) Operating Expenses の急激な増加—燃料費と IPP 電力購入費用の増加、ならびに2) Other Expenses の増加—支払金利増加の2つの要因によってもたらされたことが示された。

ここでは、これら要因が大きく影響した原因を PLN の財務構造の観点から考察した。

まず、PLN の燃料費、IPP 電力購入費及び債務はドル建てや外貨建てのものが多く、PLN の財務体質は、対ドルのルピア下落には極めて弱い構造となっていたため、1997 年のアジア通貨危機は、PLN の財務体質に大きな打撃与えることとなった。

表 11.6.8 ルピア下落実績値

Unit of Measurement	1996	1997	1998	1999	2000
USD/Rupiah	2,340	4,650	8,026	7,800	9,595

Source : PT. Data Consult Inc. August 2000.

PLN を直撃したルピア下落の影響を最小限度に抑えるため、インドネシア政府、PLN は1) IPP との買電契約の見直しと再交渉、2) DEBT—EQUITY SWAP、3) 電力料金の段階的引上げといった方策を採った。

上記の方策は、確かに PLN の財務改善には有効であり、徐々にその効果が出てくることが期待される。しかし、残念ながら、これらの方策は PLN の財務内容の改善には有効であるが、PLN の財務体質改善にはつながらない。IPP からの買電価格が適正に設定され、債務が減少し、電気料金が引き上げられても、将来ルピアが急激かつ大幅に下落すれば、再度、同じ問題が発生する。

ルピア価値下落の都度、IPP と再交渉し DEBT-EQUITY SWAP を実施し、電力料金を引き上げることは不可能である。これを繰り返すことは、為替リスクを消費者や国民に転嫁するものとして、いずれ批判は避けられない。現在の対応はあくまでも、対症療法であって抜本的解決策ではない。抜本的解決とは PLN の財務構造の改善である。

PLN 財務構造の根本的問題点は、電力販売の収入がルピア建てであり、燃料費や IPP 電力購入費という運営費や、借入金等による資金調達ドル建て若しくは外貨建てが多いという点にある。

一般的には、為替レートは変動することから、為替差損があれば、為替差益もありえる。しかし、インドネシアのように、過去一貫して対ドル相場が右肩下がりである国においては、収入がルピア建てで、経費がドル建てと言うのは致命的な構造的欠陥となる。この財務構造上の欠陥により、PLN は常に大きな為替リスクにさらされているといえる。

さらに憂慮すべきは、ルピアが過去一貫して対ドル相場では下落傾向が続いているということである。この傾向は現在のインドネシマクロ経済上の問題から考えて、不可避の傾向となっている。すなわち、輸出入のアンバランス、膨大な対外債務の利払い、資本市場への外資流入が少ないことが、ルピアとドルの需給関係においてルピア下落の要因となっている。

まず、インドネシアの輸出入の総額を比較すると、輸出が輸入を上回っていることがわかる。

表 11.6.9 輸出入 (Million USD)

	1997	1998	1999	2000 (Jan-Jun)
Export	53,444	48,848	48,665	29,269
Import	41,680	27,337	24,003	13,682

Source : BPS 2000.

輸出が輸入を上回っているということは、輸出により獲得した外貨（ドル）の方が、輸入により支払った外貨（ドル）より多いこととなる。にもかかわらず、インドネシア外為市場では常にドル需要が高く、ドル高傾向が続いている。これは、輸出代金の外貨の大部分が、インドネシア国内に還流してルピアに交換されることがなく、シンガポール等の海外にドルのまま滞留しているためであると考えられている。従って、インドネシア国内は常に輸入代金決済のためのドル需要のみが存在することとなる。

つぎに、膨大な対外債務の利払いであるが、官民併せて 1,400 億ドルに上る対外債務を抱えるインドネシアでは、毎年その利払いのための大きなドル需要が発生する。

対外債務の利払いのためドルを調達しようとする需要は、対外債務が存在する限りは毎年の利払い時に必ず発生する。インドネシアは現在 280 億ドル程度の外貨準備を保有している。これを対外債務の返済にあてれば、利払いのためのドル需要も、ある程度緩和されうる。

また、資本市場への外資流入に関しては、インドネシアの資本市場は未だ時価総額も小さく、外資の投資対象となりうる株式や債券が十分に存在しないこともあって、外資が流入しうる状況にはない。もし、資本市場が整備され外資流入が活発化すれば、投資のためのルピア需要が発生するが、現状の資本市場での資金の流れは、むしろ外国市場への投資のため、ルピア売り、ドル買い需要のみが存在する。このようにルピアとドルの需給関係を決定する主要部分では、ルピア需要よりドル需要が圧倒的に多く、インドネシア経済は基本的にルピア安の構造を有している。

構造的に弱くならざるをえないルピアの下で、多額の外貨負債を抱えて、収入がルピアで、支出がドルであった場合には、急激かつ大幅なルピア下落には耐えられない。

安定した財務基盤を実現するために、PLN は、収入がルピアで、支出がルピアであるという財務構造を根本的に見直さなければならない。その端緒として、ルピア下落により生じた膨大な赤

字を償却し、さらに、将来の赤字発生を抑えるために料金値上げが必要である。現在発生している、販売価格が生産コストを下回るという逆転現象を解消する必要がある。

但し、電力料金の引上げは、富や所得の適正な再配分が十分に行われていないインドネシア経済のもとでは容易なことではない。電力料金値上げを容認できる層は良いが、これに耐えられない層が多数存在することも事実である。貧富の差という矛盾を孕んだインドネシアで一律な料金値上げは現実性を欠いており、むしろ、富と所得の再配分を考慮した値上げが求められている。

まとめると、PLN の財務構造上の問題点は、1) 収入がルピア建であるにも拘わらず、支出（燃料費及び IPP からの電力購入費）や借入金がドル建であり、通貨のミスマッチが存在していること、そして、2) 生産コストや支払金利の増大により、コストが収入を上回る、いわゆる逆転現象が発生していること、の二点である。

PLN はアジア通貨危機によるルピア急落により、生産コストと支払金利の暴騰が起り、結果として収入とコストの逆転現象に陥った。ルピア下落が、あまりにも急激かつ大幅であったため、PLN は短期間に膨大な赤字と累積損に悩まされることとなった。まさに、PLN の現在の苦境は、第一にルピア暴落によって引起されたものと考えることができる。そうであれば、PLN の財務安定化のために、まず何よりも通貨ルピアの安定が重要となる。しかし、通貨ルピアの安定は、政府の経済政策によって決定されるもので、PLN のコントロールする分野ではない。

11. 6. 3 収益要素分析

1) 収益要素

本節では料金と販売量にもとづく収益計算の有効性を分析する。収益は販売量すなわち消費と料金の積であり、以下の計算式が成り立つ。

$$\text{収益 (RV)} = \text{料金 (T)} * \text{販売量 (S)}$$

しかしながら料金は分野や区分により異なるため、料金区分の相違と各区分が総販売量に占める比率は収益に影響を与える可能性がある。料金が分野 (i) により異なることを考慮すれば、以下の計算式となる。

$$RV = \sum (T_i * S_i)$$

1996 年以降の分野別収益、販売量および料金実績は次表のとおりである。

表 11.6.10 分野別収益、販売量、料金実績

Revenue (Rp million)					
Tariff Group	1996	1997	1998	1999	2000
Residential	3,106,793	3,673,350	4,580,280	5,208,212	6,337,010
Business	1,656,280	1,959,954	2,644,859	2,924,808	4,023,270
Industry	4,085,021	4,606,115	5,634,789	6,536,313	10,289,533
General/Miscellaneous	570,175	637,859	906,286	1,001,218	1,490,071
Total	9,418,269	10,877,278	13,766,214	15,670,551	22,139,884
Electricity Sales (GWh)					
Residential	19,551	22,739	24,866	26,884	30,564
Business	6,226	7,250	8,667	9,330	10,576
Industry	27,949	30,769	27,985	31,338	34,013
General/Miscellaneous	3,206	3,554	3,743	3,780	4,012
Total	56,932	64,312	65,261	71,332	79,165
Average Tariff (Rp/kWh)					
Residential	159	162	184	194	207
Business	266	270	305	313	380
Industry	146	150	201	209	303
General/Miscellaneous	178	179	242	265	371
Total	165	169	211	220	280
Operating Expense (Rp/kWh)	135	147	258	301	344
Tariff - Expense (Rp/kWh)	30	22	(47)	(82)	(64)

Source: PLN Annual Report of Year 2000

販売量と料金の変動が収益に及ぼす影響を見るため、上記計算式を以下のように変換する。

$$RV = \sum (Ti * (Si/TS) * TS) [TS: 総販売量、 Si/TS: 総販売量に占める各分野の比率]$$

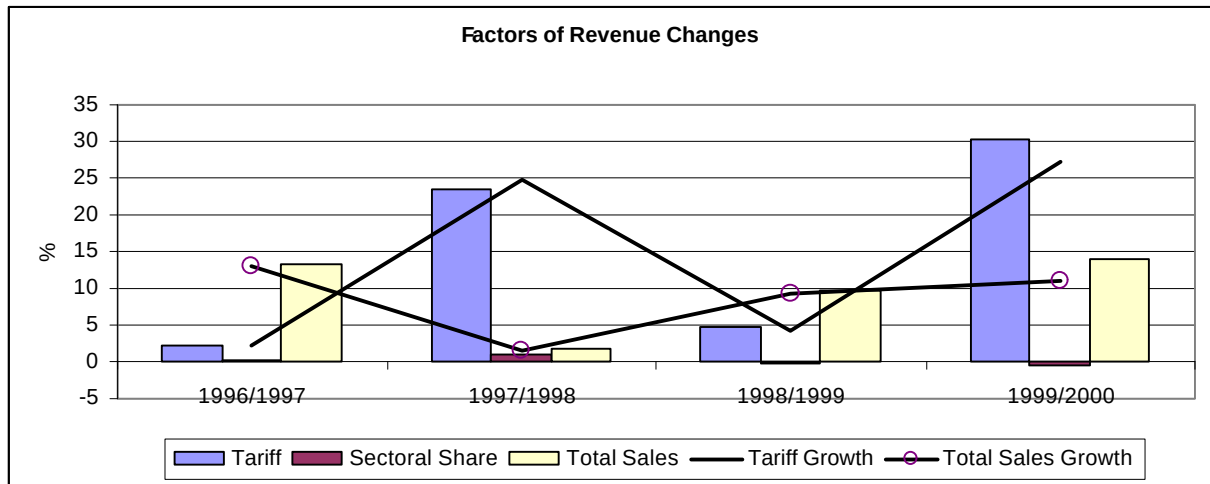
年間差 Δ を取れば、 ΔRV は以下の構成要素に分解できる。

$$\begin{aligned} \Delta RV = & \sum (\Delta Ti * (Si/TS) * TS) \quad [\text{料金変動}] \\ & + \sum (Ti * \Delta (Si/TS) * TS) \quad [\text{分野別比率の変動}] \\ & + \sum (Ti * (Si/TS) * \Delta TS) \quad [\text{総販売量の変動}] \\ & + \text{誤差} \end{aligned}$$

ΔTi の付いた第一構成要素は料金変動の影響を指す。 $\Delta (Si/TS)$ の付いた第二構成要素は販売量の分野別比率変動の影響を指す。 ΔTS の付いた第三構成要素は総販売量変動による影響を指す。第四の構成要素は統計的な誤差である。

したがって収益変動要素は、 1) 料金、 2) 分野別比率、 および 3) 総販売量に分解される。

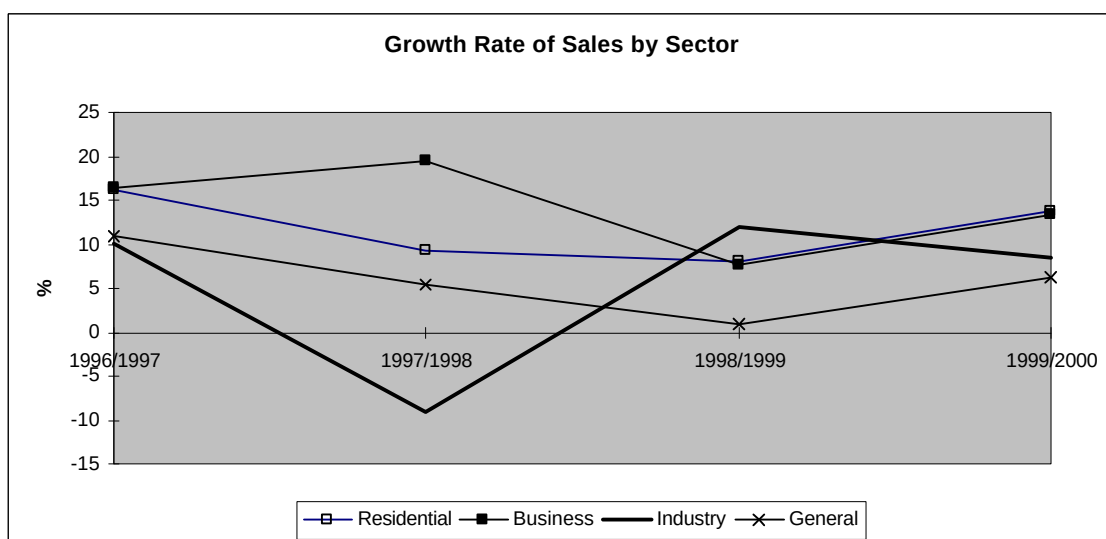
図 11.6.2 収益変動要素分析結果



計算結果を上図に示す。棒グラフは前述の各変動要素を示す。2本の線は平均料金と総販売量の伸び率を示す。上記グラフは分野別比率の影響はさほどでもないことを示すが、料金の値上げと総販売量の伸びとは料金収入と総売上との伸びにほぼ対応する。

分野別変動は、以下の数字が示すように、特に製造業において大きい。考えられる理由は、自家用発電の使用であるが、これはPLNの料金と自家用発電のコストとのバランスに左右されよう。図 11.6.3 の分野別比率変動によればプラスの影響を示すが、図 11.6.3 からは 1998 年度においては製造業への販売量はマイナスに変動したことが分かる。これは 1998 年度においては最高料金グループに属する顧客数が増えたことと、製造業向け料金の引上げによるものと言えよう。

図 11.6.3 セクター別販売電力量増加率

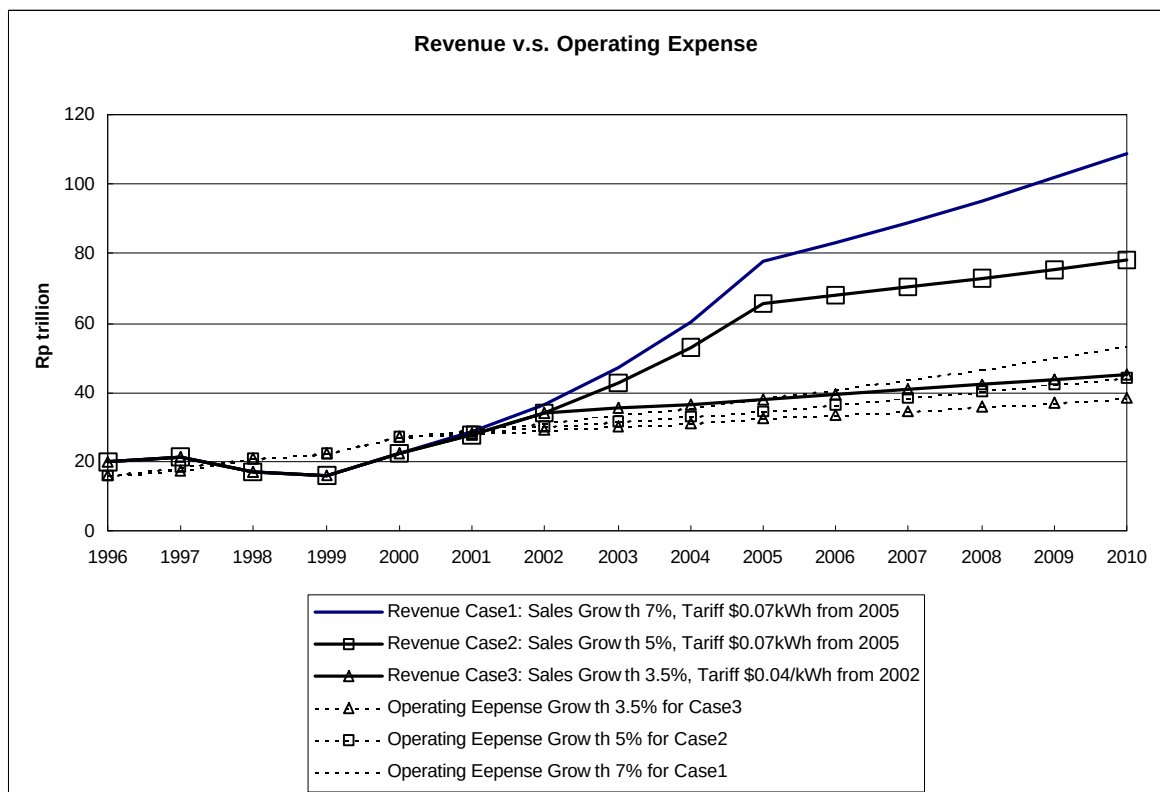


この分析の示すところは、収益は販売量と料金の伸び率によって決まるとはいえ、顧客、特に製造業ユーザーにおける構造的変化が、今後の収益に対し短期的には数%に及ぶ影響を与える可能性があるということである。しかしながら製造業ユーザーが、新たな環境に適応するまでには1年以上というかなりのタイムラグがあることを考慮すると、分野比率変動による電力セクター需要の構造的変化は長期的には数%以上の影響を及ぼす可能性がある。

図 11.6.4 は、PLN の今後の収益と運営費（Operating expenses: 利払い等 Other expenses を除く）の予測結果を示す。料金は、2000 年の Rp.280/kWh から 2005 年度までに Rp.700/kWh または 7cents/kWh [1\$= Rp.10,000] に上昇するものと期待される。Revenue Case1 と Revenue Case2 は、この料金シナリオに基づくもので、両者の差は前者が 7%、後者が 5%の販売量の伸びを見込んだ点にある。最も伸びの低い Revenue Case3 は、2002 年以降の販売量の伸びを 3.5% および 4cents/kWh とした料金据置きケースである。運営費は構造的変化が無いものとし、2000 年を基準年とし、販売量の伸びに比例して上昇するものと想定した。

グラフは、将来の収益見通しが料金と販売量の伸びにより大きく左右されることを示す。特に、料金の与える影響は大きい。すなわち 0.04\$/kWh と 0.07\$/kWh の料金差は、2010 年時点での 50 兆ルピア超の運営利益に対し、40 兆ルピア近い差をもたらす。Revenue Case3 では、収入はほぼ運営費の水準にある。これは金利支払や税などのその他費用を賄えないことを意味する。

図 11.6.4 PLN の収益と運営費（構造変化無し）の予測結果



2) 費用要素

2001 年 12 月 31 日の PLN 本部からのプレスリリースによれば、PLN の 2002 年の財務状況は 2001 年同様、4 段階の料金値上げをもって約 16%の追加売電収入を予定しており、2002 年末には上記 Case 1 を若干超える 39.1 兆ルピアの売電収入を見積もっている。

一方、このプレスリリースによれば、費用は全体で 43.9 兆ルピアと見積もられ、このうち利払いが 7.3%を占めるから、利払いを除く運営費は 40.7 兆ルピアとなる。この運営費の伸びは上記 Case 1 の運営費予測よりも上方に大きく乖離している。前述のように、これは運営費の中の燃料費と IPP への支払いがドル建て部分を多く含んだためであるが、特に IPP の急激な伸びが影響している (11.5.2 参照)。費用要素の中でもとりわけこの二つが重要であることを示唆している。

最初に、IPP からの購入量と支払料金であるが、購入量に関しては PLN 自身の発電容量の拡張がない限り、IPP からの電力購入量は今後も増加せざるをえないと考えられ、PLN の利益を圧迫する大きな要素となろう。実際、1996 年にはその購入量は総販売量の 3% (購入価格は約 4.4 セント/kWh) にすぎなかったものが、2000 年の購入量 (購入価格は約 10 セント/kWh) は全体の生産量の 11.5%に達している。電力購入費の売電額に占める割合で見ると 1996 年にはわずか 2.9%であったものが 2000 年には 42%にも達する。これはルピア暴落以降、ルピアベースで急騰した電力に対し購入しなくても支払わなくてはならない「Take or Pay」契約があるためである。しかしながら、これは IPP と PLN との契約の問題であり、短期的には電力購入費は膨れ上がるものの、購入価格は長期的にはコストを反映したものとなり、次第に国際市場価格近くにまで下がるのが期待される。実際、タイ王国の Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) の 2000 年における電力購入量は全体の約 30%を占め、購入価格は約 4.1 セント/kWh と、現在の PLN の購入価格の半分以下である。

IPP 購入量の伸びと購入価格の下落が PLN の利益に与える影響を把握するため、ここでは IPP 購入量が 2010 年までに EGAT と同レベル (全体の 30%) に上昇するケースを、将来の購入価格のシナリオ別にシミュレートした。その結果を図 11.6.5 に示す。図の IPP Case A は購入価格現状据え置きケース、すなわち、IPP からの購入価格が 2000 年度の水準を維持したケースである。

一方、IPP Case B は、電力市場自由化の目標年 2007 年までに「Take or Pay」による支払い義務も含めた購入価格が現在の 10 セント/kWh から 5 セント/kWh にまで下がるケースである。なお、各ケースは、前述の Case1 に相当する需要の伸び 7%を仮定し、費用比較用に図 11.6.4 に示した Operating Expense Growth 7%としたケースを BaseCase、収益比較用として 2005 年までに料金が 7cents/kWh まで上昇する Revenue Case1 を提示している。

IPPCase A では、BaseCase に比べ営業収益との差が 2010 年には約半分にまで下がってしまう。IPP Case B でも 2010 年にはベースケースとの差が 15 兆ルピア近くに上る。

価格の下落が期待される IPP からの電力購入価格に対し、今後とも増加が確実な費用は、現在、運営費（operating cost）の中の最大の構成要素である燃料費である。これまで燃料価格は政府により管理されてきたため、その変動幅は収益の変動幅を下回った。しかし、近々実施されるエネルギー分野の自由化は運営費の変動を大きくする可能性があり、従来以上に重要な要素となるであろう。すなわち、政府の燃料価格への補助金が削除されると数十%の値上がりが予想される。

例えば、燃料価格が約 30%上昇した場合、燃料費等が運営費の約 1/3 を占めることから、運営費全体として約 10%近く押し上げることになる。つまり、収益と費用がほぼ拮抗してきている現状では、電気料金の値上げをさらに 10%上乘せする必要があることを意味する。

ところで、補助金の廃止というのは要因の一つでしかない。むしろ燃料費の本当の上昇要因は、現在進行中のエネルギーセクター全体の自由化にあると言える。すなわち、近い将来、燃料市場が自由化されると、供給者は国内需要と国外需要を区別しなくなるので、燃料価格は次第に国際価格に近づくことが予想される。つまり、燃料を全て輸入した場合のシナリオに近づくということであり、PLN 運営費の将来構造を想像した場合、近隣諸国の例として、タイ王国の EGAT がこのシナリオに近いといえる。

EGAT の 2000 年の年次報告書によれば EGAT の総発電量の約 92%、約 62,865GWh が化石燃料²からであり、EGAT はこの燃料購入代として 560 億バツ支払っている。ドル換算では、燃料費は約 2.2 セント/kWh (\$1=40Bt) となる。一方、PLN では 2000 年の年次報告書によると全体の 86%、約 72,433GWh が化石燃料からであり、燃料代金として 9.59 兆ルピアを当てていた。ドル換算では約 1.3 セント/kWh (\$1=10,000Rp) であり、EGAT の約 59%である。

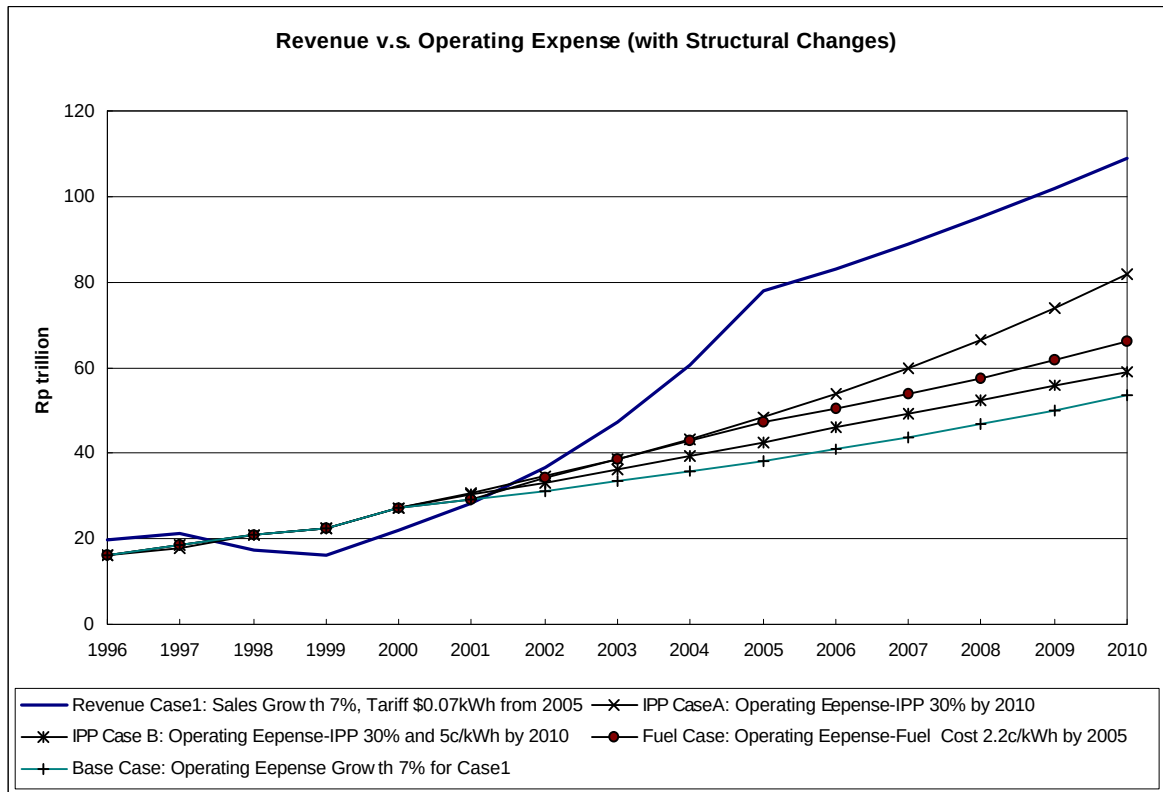
前述の通り、将来のエネルギー市場の自由化を考えると、PLN の燃料費も 2.2 セント/kWh 程度、或いはそれ以上まで上昇する可能性がある。この可能性が PLN 利益にどのような影響を与えるかシミュレートするために、前掲の構造変化無しの運営費に対し、構造変化ありとして 2005 年を目標に燃料費が 2.2 セント/kWh にまで上昇した場合、すなわち、運営費の 1/3 が約 1.7 倍になった場合をグラフに示したのが図 11.6.5 にある Fuel Case である。

全体として利益が圧縮され 2005 年以降では Base Case に比べ約 10 兆ルピア低くなるものの、IPP からの購入量増加による利益圧縮に比べれば許容範囲にあるといえよう。

以上のことより、これからの需要増を考えると、費用の中でも燃料費の増加よりも、特に「Take or Pay」契約に関わる支出を含めた IPP からの電力購入が今後 PLN の経営の中でも最も大きな負担となってくると考えられる。

²石炭の一部は EGAT 保有の鉱山から調達しているがここでは簡単のため無視する。

図 11.6.5 PLN の収益と運営費（構造変化あり）の予測結果



11.6.4 経営効率改善と効率推進計画（EDP）

PLN 経営効率改善は PLN 財務リストラ目標の一構成部分である。PLN の効率性に関する課題は 1997-1998 年の通貨危機が営業コストを高騰させたことから表面化した。コスト増に直面し、さらに世界銀行により PLN の業務非効率を指摘され、PLN は効率推進計画（EDP）を提案した。1999 年には EDP 事務局が PLN 本部内に設置された。EDP の実施は財務省の主導により効率監査（実績監査）を介して 2000 会計年度から開始された。

PLN の効率推進計画（EDP）は金銭的に効率を改善するものであれば、いかなる活動にも適用が可能である。EDP において、効率改善活動は支出の種類により区分される。区分には営業支出効率推進（OPEXD）、資本支出効率推進（CAPEXD）および人事管理、財務管理、情報システム管理を伴う効率推進統合（EDI）がある。たとえば、メンテナンス時間短縮や建設期間の短縮は OPEXD と CAPEXD の重要な部分である。さらに概念的支援として、いわゆるバリューエンジニアリング（価値工学）を打ち出して、効率改善活動に向けての刷新を呼びかけた。

EDP は実施に移されてから 2 年足らずしか経過しておらず、未だ試行期間内にある。早期に成果を得るため、PLN はこれまで発電、送配電を含む管理が可能な分野に焦点を絞ってきている。

発電に関する PLN の業務効率活動は、熱消費率（heat rate）低減、エネルギー利用効率向上、メンテナンスコストの低減、それにメンテナンス部品等の在庫量の最適化である。これらの活動はジャワバリのインドネシアパワーと PJB の両発電子会社、およびジャワバリ外のスンバグとスンバセルの 2 発電センターにおいて実施に移されている。

送電については、メンテナンスコスト低減および光ファイバー資産の最適利用により、約 30 億ルピアの正味累積利益を産んだ効率推進活動である。光ファイバー資産は極めて大きな利益創出の可能性を持つため、別子会社として分社化された。

配電については、テクニカル・ノンテクニカルロスの効率化活動が、ジャワバリにある 4 配電センターとジャワバリ外にある支店（中央機関の機能を代理的に果たす）において実施に移された。買掛金回収期間の短縮とメンテナンス部品の在庫量の最適化は、2000 年第 3 四半期までの全面実施に向けた試行中の効率活動である。

CAPEXD および OPEXD に加えて、EDP にはもう一つ重要な区分がある。これは効率推進統合（EDI）と称されるもので、財務、人事および情報システムにおける効率活動などの支援サービス分野である。例えば財務については、原価計算と管理会計システムの財務情報改善が対象である。人事については、社会的な認知、現金報酬、昇進および幹部登用などの報償制度が目標となる。情報システムについては、政府が要求する経営報告の他に、原価計算データに基づく内部管理システムを開発中である。

2001 会計年度末時点で、EDI の活動は進行中であり、まだ実施されるに至っていない。何故なら、これを地域単位で独立して実施するのは不可能であり、EDI 本部を含む全社的調整を必要とするからである。例えば、現原価計算システムは地域別発電区分、すなわち一つまたはそれ以上の発電所の総発電量に基づいているため、発電所別ではなく、総発電ベースでしか効率を判別できないからである。各発電所の比較を行い、効率を評価し、問題を見極める上で、発電所別の原価計算システムは EDP の展望を大きく改善するであろう。しかし、そうしたシステムの創出は、原価計算の標準化を意味し、各発電所間の差異を如何に評価するかという困難な問題を伴う。

EDI のもう一つの課題が財務管理システムであるが、この目的は、キャッシュフローの効率を極大化するため、EDP を PLN の予算策定に統合させることにある。これは組織再構築の問題も含んでいることから、EDP の枠組みの中だけでは解決できない。

情報システムに関する現在の課題は、メーター読取りから請求書発行までの遅れを短縮するため、請求書発行システムを改善することにある。現在の遅れは約 28 日で、これは PLN が 28 日に及ぶ売掛金に関わる機会原価を逸しつつあることを意味する。この情報システムの改善は、PLN 請求書発行システムの標準化を包含する問題であるため、各地域事務所の基本行動計画に基づく、現行 EDP 実施制度を通じた解決が必要である。

EDP の意義はトップダウンではなく、草の根的手法を採ったことにある。EDP は、従業員一人ひとりの能力や態度、行動の効率化を導こうとするものである。そのため、EDP の実際の設計と実施は地域事務所の責任に委ねられており、地域事務所は第一線の従業員が従事する無駄な仕事を改善するにあたり、まず、従業員の基本的態度と行動の改善から始めるものである。つまり、PLN 従業員は EDP 手法を自分のものとして効率改善を推進すべく行動することが求められる。

EDP の実施は以下の手順を踏む。

- 1) 各会計年度の開始までに PLN の EDP 本部は 30 箇所の地域営業拠点に対し、目標とコスト削減を目指した基本行動計画（MAP）の提出を求める。
- 2) EDP 本部は MAP を実行可能性の観点から吟味し、目標を設定する。
- 3) 各地域営業拠点は自らが設計した自己の計画を実施し、EDP 本部に月次報告を行う。
- 4) EDP 本部は 50 名のスタッフを 3 ヶ月ごとに各地域営業拠点に派遣し、実施状況を直接点検する。同時に、EDP は改善の評価と効率改善に貢献している従業員の評価を行う。
- 5) 各地域営業拠点の MAP 達成度を評価するために独立の監査人により実績監査を行う。
- 6) この監査人による評価に基づき、貢献した従業員は EDP 本部から直接報償を受ける。2000 会計年度の場合、約 8000 億ルピアの総効率達成益に対し報償金は計 100 億ルピアに上った。

2000 会計年度の EDP 達成目標は開始前に 1 兆ルピアと設定された。EDP 本部によれば、2000 会計年度の達成実績は 8046 億 3000 万ルピアで、内訳は表 11.6.11 のとおりである。

表 11.6.11 EDP の達成実績 (ルピア)

発電における営業経費節減	3873 億 8000 万
送電における営業経費節減	307 億 1000 万
配電と小売における営業経費節減	2978 億 8000 万
資本支出節減	886 億 6000 万
合計	8046 億 3000 万

2000 年度の総営業費用が約 27 兆 2150 億ルピアであったことから、EDP によりそのおよそ 3.5% が節減されたことになる。2001 会計年度については、総節減額は 6000 億ルピアが見込まれる。

11.6.5 課題と提言

PLN の財務に関わる問題として、1) 経済危機に伴うルピア下落、2) 低い電力料金、3) PLN に不利な IPP との契約などが指摘された。すなわち、PLN の収入はルピア通貨に基づく一方で、その支出のほとんどが米ドルまたは他の外国通貨による（燃料、発電所補修部品などの PLN 生産変動費）こと、電気料金が現在のように平均運営費を下回る状況では、利益を得ることは不可能であること、さらに、極めて不安定な為替相場と金利により、PLN は IPP 27 社と締結した米ドル建ての長期電力購入契約の電力購入価格が不利な影響を被ったことにある。

これらの問題は、基本的には収入と経費、資金調達間の通貨のミスマッチにあり、PLN の財務構造に起因する問題として考えられる。ルピアベースの電力料金を上げる方法は、赤字構造を一時的には解消するものの、通貨ミスマッチの解消とはならない。この通貨ミスマッチを解消する最良の方法は、収入、即ち電力料金を一部ドル建てとすることである。電力の大口需要家の多くはもともとドル勘定を持っており、且つ電力料金がドル払いになっても生産や生活に与える影響は軽微である。ドル建て電力料金が ASEAN 圏内の平均値レベルに設定されている限り、ドルでの料金設定は不当な措置ではない。

現状でも、インドネシアの民間電力会社はドル建て料金を設定し、顧客もこれを容認しており、インドネシアの IPP 事業者も通貨ミスマッチを防ぐためにドル建て料金で PLN に売電している。インドネシアの電力供給事業者の中で、通貨ミスマッチが発生しているのは PLN だけである。

民間取引の電力料金以外にも、インドネシア国内ではドル建てドル払いの料金設定は存在する。例えば、ホテルや外人居住者向長期滞在のアパート、航空運賃等である。これら企業は、収入がドル建て、支出がルピア建てという、いわば PLN と逆の通貨ミスマッチを持っており、現状では為替差益が生じている。これら企業にドル建てドル払いの電力料金を設定しても不自然ではない。

収入のドル建て誘導に対し、費用のルピア建て誘導も必要と考えられる。例えば、ドルによる燃料購入の見直しがある。すなわち、ガス、石油等の燃料販売は、個人消費用はルピア建て、業務用はドル建てとの原則により、発電原価の約 6 割を占める燃料費を PLN はドルで支払っており、収入とコストの逆鞘の構造的要因となっているため、燃料の購入契約の見直しは必要であろう。

また、国民のライフラインともいえるべき一般家庭向け電力供給用の燃料までドルで購入しているのは、将来電力市場が自由化されても、一般家庭用の市場には参入者が入ってこない。電力料金値上げさえもままならない一般家庭への為替リスク転嫁は現実的ではない。このような通貨ミスマッチが強要される市場には、近い将来電力市場が自由化されても新規参入は期待できない。

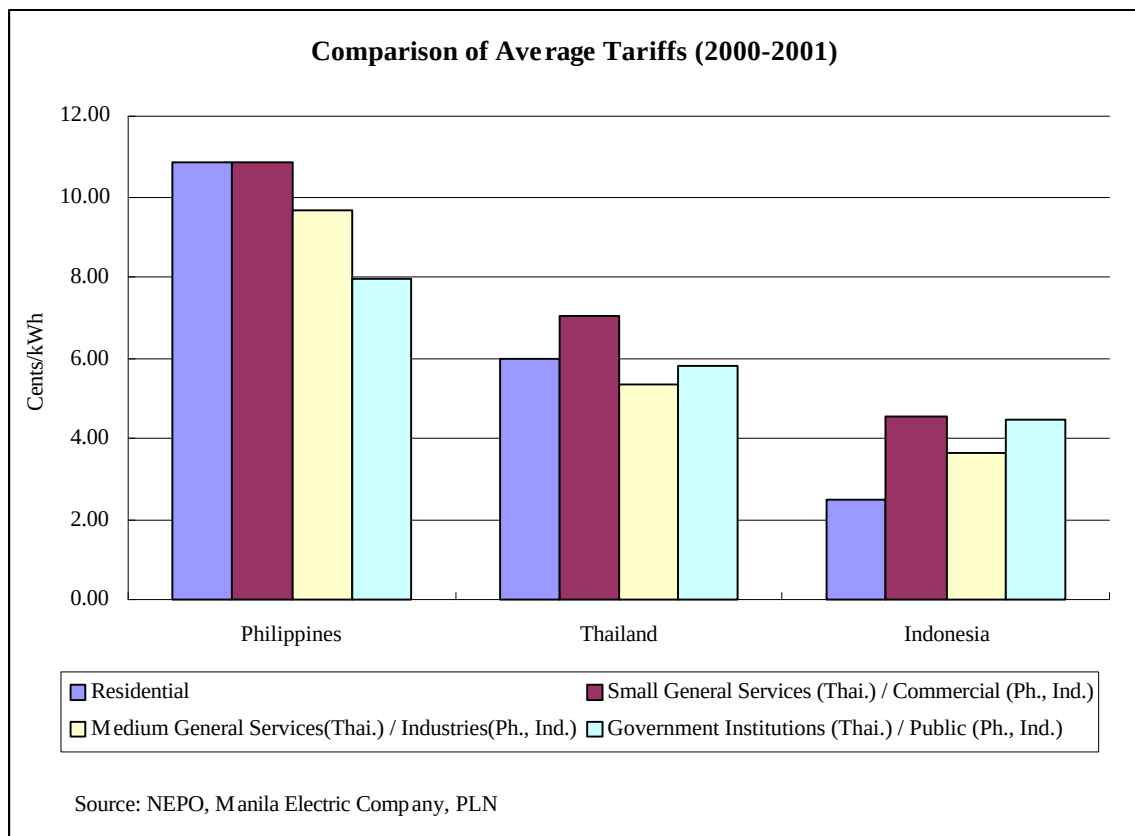
その他の提言としては、現預金管理によるリスク軽減が上げられる。すなわち、PLN はルピアでの現預金の保有を少なくし、支払い通貨と支払い金額を考慮して現預金を保有することが望ましい。さらに PLN 固定資産の大半が米ドルローンに支えられた米ドルで輸入されたため、固定資産の再評価により、その価値の上昇が期待される。一時的な税金の支払い増加があるが、長期的にルピアが以前のレベルまで回復する可能性が少ない現在では、固定資産の再評価は遅かれ早かれ望まれることである。また、非稼働資産の大きいことは、効率を高める余地があることを意味しており、本勘定を減額または削除し、生産的資産とすることが薦められる。

なお、経営効率改善と効率推進計画（EDP）に見るように 1997 年の金融危機以来、PLN は自社の抱える問題に対し、それなりに解決策を模索してきている。ここでの真の課題は、解決策の実行である。PLN の取組みとして、利益増大に向けての 2 つの対策は、1) 原価低減と、2) 収益増である。第一の対策は効率推進計画により代表され、第二の対策は高料金グループに対する選別的な販売促進により代表される。これまでのところ、先に述べたように監査の結果は徐々に達成と進捗がなされつつあることを示している。

しかし、これらの対策は PLN が公益事業として抱える基本的な問題を解決するものではない。基本的な問題への取組みは、政府の関与する財務リストラ問題として扱われているもので、具体的には、1) IPP からの電力の購入価格と燃料の購入価格、2) 電力料金、および3) 債務のリストラなどが上げられている。

最も重要なのは電力料金である。上述した需要家の差別化が困難としても、現行水準の約 \$0.04/kWh (2001-2002) では、運営費を賄うことはできても通貨危機後に急増した金利支払などの営業外費用を賄うことはできない。この意味で PLN の存続は、目標水準である \$0.07/kWh への料金引上げに関わる政府の政治的意志に強く依存する。(図 11.6.6 参照)

図 11.6.6 電気料金の比較



また、債務リストラは営業外費用の軽減に寄与する。資産再評価は資産増に対する税支払を伴うものの、民間部門にとってはバランスシートを魅力的なものにしよう。しかしながら、燃料と IPP からの電力の購入価格低減にはいくつかの問題がある。燃料価格引下げは、エネルギー分野の自由化という政府決定に反するものであり、長期的には PLN の競争力を損なう可能性がある。同様に、IPP からの電力購入価格の引下げは、IPP 市場の将来にとってマイナスである。インドネシア政府にとって短期的な PLN 救済と長期的な電力市場形成とのバランスが、今後の大きな課題となるであろう。

11.7 民間投資促進策

11.7.1 インドネシア電力市場自由化の影響

民間投資促進策は現在進行中のインドネシア電力市場自由化が前提となる。インドネシア政府は2001年2月5日電力新法草案を議会(DPR)に提出した。この法案が議会を通過すれば現在の電力法UUNo.15、1985に代わり電力市場を統制する法律となる。

新法のビジョンは

- ①財務的に独立し自己完結的電力セクターの育成、創設
- ②高品質で安定的電力を供給し増大する電力需要を満たし、もって消費者の利益とインドネシア経済の国際競争力に寄与することを可能にする。
- ③全世帯の電化を果たし、国内の産業、商業の発展に寄与するため電力市場を早急に発展、整備する。

の3点となっている。

この目的のため、政府は上記電力新法の発布から

- ①1年以内に Social Electricity Development Fund(SEDF)を創設
- ②2年以内に Independent Regulatory Body を創設し電力セクターを統括
- ③3年以内に the single buyer market をジャワバリ系統内に創設
- ④7年以内に電力市場の完全自由化をジャワバリ系統内で実現

との時系列的計画を立てている。また、新法発布に先立ち、将来の Regulatory Body 設立の母体として Regulatory Council on Electricity の発足や、Single Buyer Market の創設、電力料金の自由化等を進めることを決定した。これには次のような目的がある。

1) 電力セクターの再構築

電力セクターは競争原理の適用によって、財政的に独立し自己完結的セクターに再構築される。そのために、電力セクターのマーケットリスクは電力セクターと消費者の双方で負担されることとし、また、電力料金は少なくとも電力コストを上回る水準に設定される。電力セクターの再構築により政府の役割も大幅に縮小されることとなる。

2) 電力産業の再構築

電力産業は、発電、送配電及び小売の3分野へ分離され、透明性と競争、効率性の原則の下で運営される。

3) 新規投資の誘致

電力セクターへの政府ローンの役割を縮小し、Commercial Arrangement に基づく新規民間投資を積極的に誘致する。

11. 7. 2 インドネシアの新規民間投資誘致のための施策と問題点

インドネシア国家電力計画によれば、ジャワバリ電力系統において早ければ 2003～4 年にも電力不足の発生が懸念されている。この電力不足を回避するためには 2004 年から 2010 年までに合計約 9,000～12,000MW の新規電源の開発が必要となる。しかし、インドネシア経済が 1998 年の経済危機から完全に立ち直っていない現状では、インドネシア国家財政はとてもこの様な膨大な開発資金を負担しうる状態にはない。

係る状況下、インドネシア政府はこの様な膨大な新規電源開発資金をコマーシャルベースによる民間投資誘致により賄うべく、電力市場の自由化、再構築を実施する方向を打ち出すに到った。インドネシア政府は民間新規投資については次の様な形態を想定している。

- ① 今後のインドネシア電力市場に対する新規民間投資は過去の投資形態である IPP を超えた形態であること。
- ② 例えば、民間資本と PLN による発電事業の共同出資形態がインドネシア政府により提案されている。民間資本と PLN による共同出資については、発電事業は 95%まで民間資本の株式保有が認められ、送配電事業も同様に民間資本の株式保有が認められるが PLN に拒否権が付与される見通しである。具体的には、現在 PLN が所有する発電所をそれぞれ分社化し、民間投資家は採算、効率面で優れていると思われる会社の株式を保有することができる。
- ③ この他に、Build Lease and Transfer scheme 等も可能となる。また、インドネシア政府は民間セクターからの可能投資形態のモデル提案を希望している。

電力セクターの再構築—電力セクターを競争原理の適用により財務的に自己完結した独立組織に再編成するとの施策は正論であり、そのためにマーケットリスクを電力セクターと消費者の双方が負担すること、また電力価格は少なくとも電力コストを上回るべきことには異論はない。すなわち、PLN の財務危機が 1997 年の通貨危機によるルピア暴落により、外貨建ての燃料費が高騰し電力コストと売電価格の逆ザヤ現象により引起されたことに鑑み、今後為替変動や燃料費高騰による電力コストのマーケットリスクは消費者も負担すべきとの考え方である。

一方、インドネシア政府は電力新法公布から 3 年以内に Single Buyer Market (SB Market)を、7 年以内に電力市場の完全自由化の方針を決定した。SB Market において PLN は各発電会社から最も安い電力を購入するバイヤーの立場となる。SB Market では前述の通り PLN の所有していた各発電所はそれぞれ分社化し独立していることが前提となる。各発電所は独立した発電専門会社となっており、民間投資資金をも導入して効率化を進めている。PLN はこの発電会社から電力を購入し消費者に売電する。PLN と各発電会社は個別に電力の価格、量、購入時期を契約する。従って、SB Market では各発電会社間で PLN に電力を購入してもらうための競争原理が働くこととなる。発電会社は分社化で独立しておりその損益により自分達の給与が決定されることとなるため、少しでも効率化して利益を上げようと努力すると考えられている。

しかし、この様な SB Market が機能し、競争原理が働くためには発電会社に多くの民間投資が行われ、発電設備の増強が進み電力の需要と供給が少なくとも均衡することが必須条件となる。現在の様に電力供給が需要に追いつかない状況下では供給者側に競争原理は働かない。

発電設備増強のための民間投資資金が電力市場に流入しなければ、PLN の組織を変えただけの結果となり実質的には現状と何の変化もないこととなる。インドネシアの電力改革には新規のニューマナー導入が必須である。

ニューマナー導入のためインドネシア政府が必要と考えている政策は、電力コストを上回るまでの電力料金の引上げと、PLN との発電会社や送配電会社の共同出資の2つである。即ち、採算面での配慮と参入機会の提供で新規投資を誘致しようとの発想であるが、この考え方には投資誘致のための最も大切な点が欠落している。言うまでもなく民間投資誘致のためには、リスク管理面での配慮が最も大切であるが、現状のインドネシア政府の投資誘致案には、この点での配慮が全くなされていない。

11. 7. 3 投資誘致のためのリスク管理

インドネシア電力市場への投資は、政府案によれば発電会社や送配電会社への資本参加であり、投資リスクの対象は電力購入者たる PLN の信用リスクである。PLN が買電料金や送配電料金を払ってくれるか否かのリスクをとれるか、即ち PLN の信用リスクをとれるか否かは PLN の格付けに依る。PLN（国有会社）の格付はインドネシア国の格付けと同じと考えて良いから、現状ではトリプル C（S&P）であり、残念ながらこの格付けでは投資家の投資適格案件にはなり得ない。

特に、昨今のインドネシア政府と IPP の買電契約に関する紛争に照らして見ても、現状では PLN のリスクを投資家が簡単にとるとは思えない。インドネシア電力市場に新規民間投資を誘致するためには、第一に投資リスク対象を PLN 以外の対象に転換させることが必要となる。

政府も言っている通り、民間投資誘致のためには IPP モデルを超えた新たな投資モデルが必要となる。新しい投資モデルは、投資リスクの対象を PLN やインドネシア国家ではなく投資適格としての格付け保有先を対象とするものでなければならない。

ところで、インドネシア電力市場への民間投資はその投資対象によって次の3つに分類される。

（1）PLN への直接投資

これは PLN の株式や PLN の発行する債権を購入し PLN の利益からリターンを得ようとする投資である。ただ、PLN は未だ民営化されておらず PLN の株式を一般の投資家が購入することは出

来ないから実際は PLN の下で分社化された子会社の株式を投資家が購入することとなる。この PLN への直接投資はフレッシュマナーが PLN に入ることになり、慢性的資金不足に悩む PLN やインドネシア政府が最も歓迎する投資形態である。

（２）発電市場への投資

これはインドネシア発電市場への投資であって従来の IPP がこれにあたる。インドネシア電力市場の発電分野へ投資しもってリターンを得ようとするものである。この様な投資が活発化すれば PLN の新規電源への投資が軽減され、ひいては将来の電力危機回避にも貢献する。将来の電力需要を賄うための新規電源設備の整備が独力では難しい状況にある PLN やインドネシア政府にとってこの投資形態も上記の投資形態について歓迎される投資形態と考えられる。

（３）送配電市場への投資

これはインドネシア送配電市場の投資であって送配電設備への投資によりリターンを得ようとするものである。インドネシア電力市場の送配電網はかなりの部分が未整備な状態となっており、また、送配電設備への投資は莫大な資金を要するため PLN 単独では難しく、この分野への民間投資も強く期待されている。

ところで、上記３つの投資形態にはそれぞれ投資リスクが存在する。

・ PLN への直接投資

PLN や PLN の子会社の株式購入もしくはその債券購入は PLN や PLN 子会社の信用リスクをとることに直結する。PLN、インドネシア政府の格付けは、投資適格案件とは言い難い。この様な民間投資を実現するためには、何等かのリスク軽減策が必要となる。

・ 発電市場への投資

発電市場への投資形態は現在までのところ、IPP モデルだけである。既に問題が顕在化した通り従来の IPP モデルによる発電市場への投資形態は結局 PLN やインドネシア政府の買電料金支払能力という信用リスクに依存しており経済危機等により PLN、インドネシア政府が財務、財政危機に陥った場合は投資回収計画の変更を迫られることとなる。

・ 送配電市場への投資

電力産業が発電、送配電、小売の３分野へ分離され PLN との共同出資により送配電分野への民間投資が認められる事となった。今まで送配電市場への民間投資の例はなかったが今後は送配電会社への共同出資という形での民間投資が期待されている。この様な投資も託送料金の支払い者が PLN や PLN の子会社であればやはり PLN のリスクを採ることになる。

以上の様に、現状の投資形態ではいずれにせよ投資リスクは大きく今後民間投資を誘致するためには何等かの新しいビジネスモデルの考案が必要である。

11. 7. 4 インドネシア電力市場への投資誘致策—検討に際しての原則

インドネシアへの民間投資策としては従来から色々な方法が論議、検討されている。

(1) 電力市場の自由化

代表的なものは、'市場の自由化'論であろう。電力市場に競争原理を導入し、自由化のための制度、規制を整備し、市場を開放すれば新規の参入者も増え新たな資金の流入も期待されるという考え方である。インドネシア電力市場は需要が供給に追いつかない状況であるから参入には絶好の機会と捉え、市場開放こそが投資誘致として最善最良の策と考えられている。しかし残念ながら、この考え方も全く投資リスクの観点が欠落している。

すなわち、制度や規制の整備は、それ自体だけでは一国の格付けや信用リスクの改善には全く繋がらない。投資誘致に最も重要且つ必要な要素は格付や投資リスクの程度であって、自由化や市場開放と言った制度の問題ではない。実体経済や政治社会情勢の改善が格付や信用リスクの改善に繋がるのであって、市場を開放すれば格付けが上がる訳ではない。

(2) パーシャル・クレジット・ギャランティー

国際金融機関（世界銀行）によるパーシャル・クレジット・ギャランティーはプロジェクトのリスク項目を特定せず、融資の一部を保証することにより、民間投資家がより参入しやすくすることを目的としている。実際、タイ王国の EGAT は 1998 年の通貨危機後には PLN と同様の財務問題を抱えていたが、その信用格付けはトリプル B マイナス (S&P) であり、とても民間投資（融資）を期待できなかった。これに対し、EGAT が発行する債券に対し、世界銀行が元本支払い部分の信用保証を行うことにより、格付けが A マイナス (S&P) にまで上昇、民間投資家による EGAT 債権の購入を促進した。

このような信用保証がインドネシアに適用できるか否かが問題であるが、インドネシアの場合の方が困難であることは間違いない。まず、インドネシアの格付けはタイの場合よりもさらに低いトリプル C マイナス (S&P) である。さらに、このパーシャル・クレジット・ギャランティーではカウンター保証として相手国政府、すなわちインドネシア国政府も融資の一部を保証することになるが、果たして民間金融機関がこれをどう判断するかが鍵となろう。

(3) PLN 発電子会社の株式売却

海外投資誘致策として次に考えられているのが、PLN 発電子会社の株式売却である。PLN の子会社の株式購入は、PLN の信用リスクを直接取ることにも等しく現在の PLN の財務状況や格付を考えると、果たして投資家が見つかるのか否かは疑問である。

（４）従来の IPP 投資モデル

従来の IPP 投資モデルも、もはや論外となりつつある。IPP モデルは売電先が PLN に限定されているため PLN の財務状況の悪化は売電価格の再交渉や売電契約の見直しを余儀なくされる。事業計画通りの利益確保が難しいばかりでなく、契約の延期、取消しの危険が存在する。

以上のように、PLN 及びインドネシア電力市場への民間投資誘致は容易なことではない。投資の原則から考えて、PLN やインドネシア電力市場は投資適格要件を欠いているからである。

従って、インドネシア電力市場への民間投資誘致策を一般投資原則に立脚して現実的に考案しようとするならば、次の二つの原則を忘れてはならない。

- ・投資家のリスクを最小化すること

このためには、投資対象の実質リスクを PLN やインドネシア政府ではなく、他のより高い格付や信用リスクを有しているもののリスクへと置き換えることが必要となる。

- ・ターゲットを一般投資家ではなく、いわゆる戦略的投資家に絞ること

現在のインドネシア電力市場には一般投資家を誘致しうるだけの積極的理由が存在しない。現状インドネシア電力市場が投資家にとり魅力的で将来も健全な成長性が見込めると自信を持って説明するには、不透明かつ不確定要素が多すぎるからである。

11. 7. 5 新ビジネスモデル

インドネシア電力市場への民間投資誘致策として、1) PLN への投資モデル、2) 発電市場への投資モデルの二つを提案する。この二つのビジネスモデルは、いずれも投資原則に従い投資家のリスクを最小化し、かつ、投資家層のターゲットを戦略的投資家に絞り、より現実的で実現可能性の高い提案を目指している。

（１）PLN への投資モデル（特別目的会社(SPC)利用と売電契約担保による証券投資）

PLN への投資モデルで最も重要なことは、その投資が PLN や PLN の子会社あるいは PLN の関連会社に対するものであっても、実質リスクは、PLN 関連以外で安全性のより高いものに差換えられていることが重要であることは既に述べた通りである。

以下に提案する“SPC 利用と売電契約担保による債券投資”という証券投資モデルは、投資家の債権を電力購入者の信用度で担保しより安全性を高めた方法である。この方法は PLN の発電設備の一部を特別目的会社に譲渡し、特別目的会社がこの発電設備で発電した電力を電力売買契約（買電契約）により売却する方法である。この買電契約は、買電先が優良先であればこれを担保として、特別目的会社は債券発行等により資金を調達しうる。

1) スキームの手順

- ① PLN は自らの出資、又は他者との JV により特別目的会社（SPC）を設立する。SPC の設立資本金は、極めて少額資金であることが多い。SPC は言わばペーパーカンパニーで実際の業務活動を行わないことによる。
- ② PLN はこの SPC に特定の発電設備（単数または複数）を譲渡する。譲渡とは売却のことで、PLN が SPC に発電所を売却した代金は SPC が後に債券発行で調達する資金で支払われる。
- ③ PLN から発電所の譲渡を受けた SPC は、電力の大口需要家と電力の買電契約を長期（一年以上）に締結する。この買電契約を担保に SPC は債券を発行し資金を調達する。この調達資金は SPC より PLN に発電所の譲渡代金として支払われる。

SPC の発行する債券の購入者（投資家）は、万一債券の元利金が支払われなければ、SPC と大口需要家間の買電契約の上に設定された担保権（質権）を行使し大口需要家より直接電力料金を受け取り、元利金に充当する事ができる。

SPC が発行する債券の購入者は買電契約の電力料金支払請求権上に質権を有している。SPC が破産等により発電不能、発電中止に陥り買電契約上の電力供給義務を果たせない様な場合には、債券購入者（投資家）は SPC の発電所上の抵当権を行使し自らが電力供給義務を代行することができる。
- ④ SPC から発電所の譲渡代金を受領した PLN はその代金により新規発電所の建設、既存設備の更新、増強、合理化を進めることができる。

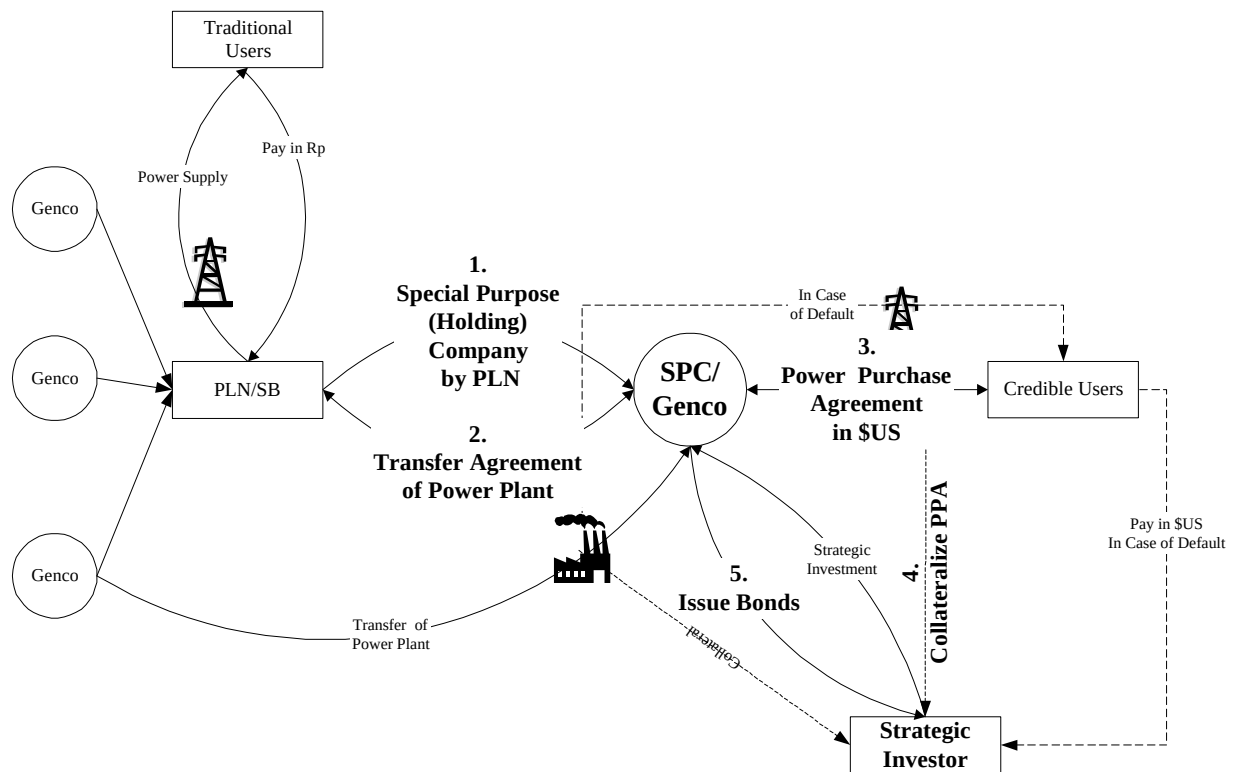
2) スキーム成立の条件

- ① 電力大口需要家として SPC と長期の買電契約を結ぶのは、電力購入が長期にわたり且つその支払いが確実な先、即ち日系をはじめとする外資系企業であること。
- ② また、その外資系企業はインドネシア電力市場及び PLN の現状を理解しており、現在の PLN 電力料金 4-5 セント／kW は他のアジア各国と比べても低価格であり 1997 年の経済危機以前の水準（7 セント）で電力料金を支払うのは当然との認識をもっていること。
- ③ SPC 債券への投資家は戦略的投資家で有ること。戦略的投資家とは SPC の債券に投資することにより発電所、PLN、インドネシア電力市場と何等かの係わり合いを持つことに興味を有しているもので、海外の電力会社がこれに当たる。

3) スキーム全体像

この3条件を考慮して前述のスキームを図に表すと以下の通りとなる。

図 11.7.1 特別目的会社設立モデル



1. PLN は特別目的会社設立
2. 発電設備の譲渡契約
3. 買電契約
4. 買電契約担保
5. SPC 債券発行

4) 各当事者の立場とメリット

① PLN—PLN は特定の発電所を外国企業向け発電所として固定し、これを SPC に譲渡し外国企業との買電契約を担保に新たな資金の調達が可能となる。SPC に発電所を譲渡することにより資金調達ばかりでなくバランスシート上のアセットを圧縮できる。また、SPC に譲渡した発電所の運転、保守管理は SPC との O&M 契約により、引き続き PLN が行うこととなるので、PLN が譲渡前と実質的に変更が無く、人員整理等も必要ない。

② 外国企業—JJC をはじめ在ジャカルタ外国企業には電力問題に対する危機意識が強い。特に、万一電力不足による停電が発生するようなことがあれば、外国企業は投資資金の一部喪失等の恐れがあり、その損害は甚大と予測されている。従って、遅かれ早かれ 7 セントに引き上げられる電力料金を今から受け入れ、PLN 救済に協力するのにやぶさかではないはずである。

なお、後述するように、SPC の発電所は外国の電力会社からの技術指導、移転を通じて、より高品質な電力供給が可能となり、外国企業は 7 セントの料金を支払う価値は十分ある。

③戦略的投資家（外国の電力会社）—外国の電力会社は SPC の債券に投資し、その債券の元利金支払いが保証され、さらに発電設備の効率化に向けた技術・ノウハウを発揮し、利益を得ることができる。ここに PLN と外国の電力会社が協力して技術移転を進める余地が生まれる。

なお、購入した債券は外国企業の電力料金支払いにより担保されており、客観的にみてインドネシア国の保障よりも信用性が高いものと考えられる。万一、SPC が破産すれば発電所の経営権は外国の電力会社に移転し、SPC に代わり発電事業を行うこととなる。

なお、既述の投資モデルの現実的な展開には以下諸点のチェックが必要となる。

- ・外国企業（電力購入者）の電力使用量、使用分布、契約締結の可能性
- ・外国企業用発電設備（PLN 発電所）の選定（電力使用量、分布を勘案）
- ・特別目的会社法、電力関連法案等の関連法規の有無もしくは整備の可能性
- ・譲渡候補発電所の資産評価
- ・SPC の財務分析
- ・戦略的投資家の動向
- ・外国政府（JBIC 等）の協力可能性
- ・インドネシア政府の協力可能性

この試案によれば、投資家（債券購入者）は PLN の信用リスクではなく外国企業（電力購入者）の信用リスクを採ることとなる。SPC が債券の元利金を支払わなければ投資家は直接外国企業から電力料金を受取り債券の元利金に充当することができる。また、万一、SPC、PLN が外国企業への電力供給義務を履行せず、電力料金収入が途絶え、債券の元利金が支払われなかった場合、投資家は、発電所の抵当権を実行してその発電所を入手することができる。投資家は自国では電力関連会社であるから、直ちに自分で発電を開始し売電契約の相手方である外国企業に電力を供給し電力料金収入を得ることができる。

戦略的投資家たる外国の電力会社はまた、SPC の発電所の効率化アップや生産性、品質性向上のために積極的に技術協力を行い、投資資金の回収に努める。この場合の技術協力や経営協力については、投資条件とすべくまた、この点での外国政府の支援も考慮されうる。

顧客である外国企業の立場はどうであろうか。外国企業の現下の最大関心事は、近い将来電力危機が発生し、計画停電等の発生を如何に防ぐかである。インドネシアで操業を続けていくために価格はともかく電力の安定供給が優先されている。従って、PLN と長期売電契約を締結し品質等については、外国の電力会社が技術協力を行っているのであれば安心して電力を購入することができる。外国企業は安定した品質の電力を長期に亘り供給をうけられるのであれば電力価格についてはドル建てでも受け入れる余地は大きい。

5) PLN の発電所を直接戦略的投資家に売却する場合との相違点

このビジネスプランについては、何故 SPC を設立して売却するのか、PLN から投資家に直接売却すれば簡単ではないか等の疑問が生じうる。この疑問に対して、以下の様に回答できる。

- ① PLN の発電所を直接売却するとなると、まず買手を見つけることができない。何故ならば PLN より直接発電所を購入した買手は、電力を PLN に売電する以外に道がないからである。しかも、これがルピア建ルピア払いだとすれば、発電所の買手は PLN の赤字を引継ぐためにこれを購入するだけのこととなる。
- ② SPC 設立によるモデルによれば、PLN のデフォルトにより最終的に投資家が発電所を入手した場合でも、その発電所には優良顧客との売電契約書が付いている。いわば、顧客付きで発電所の譲渡を受けることとなる。この様に最悪のケースでの債券保全策が講じられているからこそ投資家が存在しうる。
- ③ また、例えばドル建ドル払いの優良顧客との売電契約付きであっても、PLN 所有発電所の直接売却の方法は採るべきではない。何故なら、SPC による投資モデルと PLN が直接発電所を売却して資金を集める方法では基本的思想に差異があるからである。SPC による方法では、依然として発電所の支配権は SPC を通じて PLN に属している。従って、SPC が債券の元利金を完済したあかつきには、発電所は元の通り、PLN の所有下に完全に復帰する。PLN を資金面や技術面で支援しようとするのがこのモデルの主眼である。

一方、PLN の発電所売却では、売却された発電所は、二度と PLN の所有下には戻らない。PLN の発電所の直接売却は、PLN の支援よりはインドネシア電力市場への進出に主眼が置かれている方法であり、PLN の財務内容悪化している現状での売却は時期的に不適切であろう。

6) 対象市場規模の推定

ところで、SPC モデルの対象マーケット規模であるが、このモデルの対象となりうる外資系優良企業（ドル建売電契約の締結見込み先）の市場規模を、日系企業の例で推定した。

2001 年にジャカルタジャパンクラブ (JJC) が、進出日系企業のインドネシア経済への貢献度について JJC 会員へのアンケート調査を行った。これによれば、JJC 会員企業 364 社中回答があったのは 116 社である。この 116 社のインドネシアでの経済貢献度は、

インドネシアへの投資額	———	66 億ドル
2000 年度売上実績	———	36 億ドル（国内：19 億ドル、輸出：17 億ドル）
インドネシア人従業員	———	85,466 人（日本人従業員 735 人）

アンケートの回答率は約 3 分の 1 であるから、単純計算すれば JJC の会員企業の貢献度は 3 倍の、売上 108 億ドル、輸出 51 億ドルとなる。また、JJC の会員企業（364 社）は全進出日系企業（1000 社前後）の約 3 分の 1 程度であるから、全進出日系企業の数字はこの 3 倍で、売上は約 524 億ドル、輸出 153 億ドルとなる。しかしながら、進出日系企業の全てが製造業に従事してはいないことを考慮し、低めに見積もって全日系進出企業の売上は、JJC のアンケート調査に回答した全企業の 3 倍、100 億ドル程度には達するものと推定される。

インドネシアの GDP が約 1,400 億ドル前後で推移しているものとする、全日系進出企業の売上は、GDP の 7 % 程度には相当する。インドネシア国内の消費電力を 2000 万 kW とすると、日系企業はその 7 %、約 140 万 kW の電力消費量となる。

日本は、1967 年 1 月から 2000 年 5 月までに約 360 億ドルもの投資を行ってきたが、これは海外からの総投資額の約 15.9% を占め、国別で一位である。以下、英国 210 億ドル、シンガポール 190 億ドル、台湾 160 億ドル、香港 150 億ドル、米国 100 億ドルと続く。

全電力消費量の 7%、140 万 kW の消費がある日本が全外国投資の 15.9% を占めているとすると、投資額の単純比例計算によれば、その他の外国投資も含めると、外資系企業だけで約 880 万 kW の消費電力となる。極めて粗い推定ではあるが、SPC モデルの対象となるのは 800~900 万 kW になるものと考えられる。

(2) 発電市場への投資（外資系工業団地内での発電事業の解禁）

前述の通りインドネシア発電市場への民間投資は従来 IPP モデルのみであった。このモデルはルピア暴落等の経済変動が発生するとリスクが顕在化する可能性が高く、発電市場への民間投資誘致には新しい投資モデルが必要となる。

従来の IPP モデルは電力の売却先が PLN に限定されていたため、PLN の財務危機が IPP の投資リターンの回収不能に直結した。今後発電市場に民間投資を誘致しようとするならば、発電事業投資家が売電先を PLN 以外の先に売却しうる道を開く必要があろう。発電事業投資家にとって最も効率的且つ安全に電力を売却しうる先は、外国企業が集積している外国企業工業団地であろう。もし、インドネシア政府が将来の完全自由化に先立ち、外国工業団地への発電供給事業の部分自由化に踏み切れば今後外国の電力会社からの発電事業への投資が増加しうるものと思われる。

発電市場への投資誘致を外資系工業団地に焦点を当てた理由は次の通りである。

- 1) 工業団地内で生産活動を行うほどの規模であれば、まず電力料金の不払いを生じうような企業は少ないと考えられ投資家の債券保全の観点から投資リターンの確保に懸念がない。
- 2) 投資の収益性の観点からである。発電市場への投資はルピア急落と言う為替リスクを回避するため売電はドル建ドル払としなければならないが、工業団地内で操業している企業であればドル建ドル払の契約を遵守するだけの十分な体力を備えている。
- 3) 技術面での効率性である。消費者が一ヶ所に集積していた方が送配電上の効率が高い。

有力工業団地内での発電事業への投資については、優良顧客のみを取り込むことになるため、インドネシア政府や PLN が同意しないのではとの懸念を示す意見もある。しかしながら、PLN の財務問題や電力不足は、かなり深刻な状況にあり、一刻も早い民間投資の導入が PLN、ひいてはインドネシアの財政健全化への近道であろう。本モデルは抜本的な民間投資導入策として考慮する価値があるものとする。

11.8 今後の技術協力の可能性

最適電源開発計画、送電計画の策定にあたり、今後より効率的、効果的に業務を実施するために技術面、制度面において必要と考えられる技術協力の可能性について本章で総括した。電力セクターに必要とされる技術協力は、大きく次の3つに分類される。

- 1) 電源開発計画の推進に必要な技術協力
- 2) 既存設備の維持管理、運営に関する協力
- 3) 需要家側管理（DSM）の技術協力

11.8.1 電源開発計画の推進に必要な協力

（1）計画実施能力の向上

従来は国営電力公社である PLN が、電力開発計画、送電計画、維持管理、運用計画を策定してきた。電源開発計画機能は、電力自由化、民営化に伴い PLN から MEMR に移管されることになる。MEMR には、同計画業務を実施するのに必要な知識と経験を有する専任スタッフがいなかったため、人材育成と併せ、当面は、PLN から専門家を招くなど、外部からの支援が必要である。

また、PLN の分割に伴い、送電計画機能は PLN の小会社である P3B が担当することになるが、送電計画は発電計画と整合性を図る必要がある。発電設備と流通設備の整合を保つためには、MEMR に電源開発計画と送電計画をコーディネートする機能を持たせることも重要である。

投入案 長期専門家（1名）の派遣

配属先：MEMR

期 間：2年間

内 容：発電計画と送電計画の技術指導

（2）スマトラ島との系統連系調査

効率的な電源配置と経済的な発電運用、系統安定のために、スマトラ島との系統連系の調査を行う。ジャワバリ、スマトラ両系統の連係により、相互応援、スマトラ島の石炭火力立地が可能となる。また、両系統の信頼度向上と供給予備力の削減により発電所の経済的運用が可能となる。

投入案 開発調査

期間：1年

予算：1.5 億円

11. 8. 2 既存設備の維持管理、運営に関する協力

(1) 火力リハビリテーション計画

本調査では、既設設備の運転状況、出力制約量、熱効率、燃料費などの現状調査を行い、リハビリテーション計画を作成した。汽力発電（PLTU）の熱効率改善を対象とし、改善策を設定し、個々の発電所について費用対効果の検討をした。

効果の高い順に、①給水加熱器細管洗浄、②ボイラ化学洗浄、③タービン高中圧翼改善・空気予熱器エレメント・シール取替え、となる。技術協力、資金協力の対象としては、①給水加熱器細管洗浄技術の移転が挙げられる。

投入案 短期専門家（2名）派遣と機材供与

配属先：PLN

期 間：2カ月

内 容：導入時のOJTによる指導

機 材：洗浄装置1式、消耗品（約2,000万円）

(2) 火力、水力発電所運用改善技術（適切な補修、点検計画）

既設発電所の適正な運用技術を移転することにより、電力の安定供給と収益力の向上が図れる。具体的には、高い故障停止率の軽減、点検期間の短縮・工期の遵守、長期運用＝点検期間の延長を目的とした下記の技術移転が求められる。

O & M 技術：経年火力、水力の運転維持管理技術の移転

設備改修技術：経年火力、水力の設備診断技術、設備改修技術の移転

性能回復技術：運転操作の改善、補修計画の策定、リハビリテーションの評価技術移転

環境対策技術：大気汚染、水質汚濁、騒音・振動など防止技術、モニタリングシステム構築

電源・系統運用技術：ピーク需要に対応する経済運用技術（揚水発電、火力発電DSS）

投入案 プロジェクトタイプ技術協力（長期専門家（4名））

配属先：PLN

期 間：5年

前提条件：カウンターパートの配置と PLN 研修センターの利用

(3) 系統安定策（PSS）の活用

系統安定度の改善による送電容量確保及び拡大のために、PSS（系統安定化装置）を活用する。このためには発電機定数などのデータが整備される条件のもとで系統解析を実施し、PSS の定数設定を行う必要がある。

投入案 短期専門家（技術者 1 名）派遣

配属先：PLN

期 間：2 ヶ月

前提条件：発電機定数などのデータ整備（PLN または現地コンサルタントに委託）

11. 8. 3 需要側管理（DSM）の協力

（1）需要家側管理支援

新規電源の建設、既設電源のリハビリ、運用改善策を実施しても十分な供給力を確保することは難しい状況にある。省エネルギー、負荷平準化など需要家側の諸策によりピーク需要の抑制、負荷率の改善が期待でき、発電コストの低減、新規電源開発の投下資本の削減が図れる。

投入案① 短期専門家派遣（1 名）

配属先：PLN

期 間：3 ヶ月

内 容：

- 1) 我が国を含めた DSM の事例紹介と DSM 潜在量調査の実施
- 2) インドネシアの実状に即した DSM の提案と事業実施計画の策定支援
- 3) 啓蒙活動支援、セミナー開催

投入案② 資金協力

内 容：パイロットプロジェクトの実施

（2）Captive の実態調査

Captive は Java-Bali の発電設備の 30%を占め、この動向はエネルギー需給計画に大きな影響を与える。電力不足が懸念される短期的対策として、また、中長期的にも設備の有効活用の観点から Captive の有効活用（例えば、余剰電力購入（系統連携））について詳細な調査が必要である。

この調査結果を本開発調査で提案する最適電源開発計画に反映させ、より精度の高い電源開発計画とする。

投入案 フォローアップ調査

現地委託内容：Captive 実態調査と Captive の登録、運転管理システムの構築

本邦コンサルタント：実態調査に基づき、需要予測、短期対策、電源開発計画の策定