

マレーシア

ポートクラン火力発電所 (3) (3-2) ¹

外部評価者: 坪郷太郎 (株) コーエイ総合研究所)

マレーシア電力会社(TNB) ²

現地調査: 2006年3月

1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



ポートクラン火力発電所
(カパール・フェーズ 3)

1.1 背景

高い経済成長を受け半島マレーシアの電力需要はここ数年間で急激に増加し、年 11.4%の伸び率で 1990 年には 3,447MW に達した。将来的に伸び率の鈍化が見込まれたものの、2000 年には需要が 10,448MW に達すると予測された (年伸び率 10.6%)。1990 年時点の設備容量は 4,576MW に過ぎなかったため、将来深刻な電力不足が起こると予想された。この需給格差を解消するには発電所の建設・拡張が不可欠だった。他方、マレーシア政府は「4 燃料多様化戦略」を実施して国内資源の活用と石油依存度の低下を促した。第 6 次マレーシア計画 (1991-95 年) でもガス供給量の増大が企図された。本事業では多燃料対応の 1,000MW 火力発電所を建設し、もって供給力の増大とエネルギー源の多様化に貢献することが期待された。

1.2 目的

クアラルンプール近郊のポートクラン地区にて、既設 (第 1 期、第 2 期) の発電所の隣接地に火力発電所 (カパール・フェーズ 3 発電所) を建設することにより、半島マレーシアの急増する電力需要に対処するとともに安定した電力の供給

¹ 本評価報告書は英語版を正文とし、本報告書は参考和訳である。

² 「ポートクラン火力発電所 (3) (3-2)」は、国際協力銀行 (JBIC) とマレーシア経済企画庁 (EPU) のファシリテーションにより、JBIC から委託されたコンサルタントの坪郷太郎氏と、本事業の実施機関であるマレーシア電力会社 (TNB) が合同で評価を実施した。

を図り、もって同国の更なる経済成長と石油への依存度の低下に貢献する。

1.3 借入人/ 実施機関

マレーシア電力会社 (TNB)/マレーシア電力会社 (TNB)

1.4 借款契約内容

	MXIV-4 (第 3 期)	MXV-1 (第 3-2 期)
円借款承認額 実行額	319 億 6,600 万円 291 億 1,000 万円	399 億 5,500 万円 256 億 8,400 万円
交換公文締結 借款契約調印	1992 年 5 月 1992 年 5 月	1993 年 8 月 1993 年 9 月
借款契約条件	金利 3.0 % 返済 25 年 (うち据置 7 年) 一般アンタイド	金利 3.0 % 返済 25 年 (うち据置 7 年) 一般アンタイド
貸付完了	2000 年 12 月	2001 年 1 月
本体契約	石川島播磨重工業(株)(日本)、General Electric Company / Electric Technical Service Company (ともに米国)	
コンサルタント契約	電源開発(株)(日本)	
事業化調査 (フィージ ビリティー・スタディー: F/S 等)	81 年 第 1 期借款契約 (タービン発電機事業) 81 年 第 1 期借款契約 (ボイラー事業) 84 年 第 2 期借款契約	

注: MXVI-4 (第 3 期)の対象はボイラーとコンサルティング・サービスのみ。MXV-1 (第 3-2 期)ではマレーシア政府の要請によりタービンと変電設備が対象となった。

2. 評価結果

2.1 妥当性

2.2.1 審査時点における計画の妥当性

審査当時、第 6 次マレーシア計画(1991-95 年)では石油の枯渇に備えるためエネルギー源の多様化を図り、石油への依存度を下げることが重要目標のひとつとされていた。1979 年の国家エネルギー政策とこれに続く 4 燃料多様化戦略(1980 年)でも、石油依存度の低下によるエネルギー源多様化 (天然ガス、水力、石炭) が推進され、発電能力の向上、エネルギーの有効活用が重要課題であった。こうした課題を達成するため、政府は石炭を主燃料とする火力発電所プロジェクトを実施し、高い経済成長に伴う半島マレーシアの増大する電力需要に対処することを決定した。したがって本事業は妥当性を維持している。

2.1.2 事後評価時における計画の妥当性

第 8 次マレーシア計画中期レビュー（2001-05 年）でも、エネルギー源の多様化（石炭利用の推進）と効率的なエネルギーの利用促進が引き続き重要目標となっている。

エネルギーの効率的な利用と燃料の多様化をさらに促進し（再生可能エネルギーの追加）、燃料ミックスのバランスと発電システム全体の安定性を確保する観点から単一燃料への依存度を下げるため、新たな燃料戦略（5 燃料多様化戦略・1999 年）も策定された。したがって、依然として増加傾向にある電力需要への対処を目的とした石炭を主燃料とする火力発電所を建設した本事業は、妥当性を維持している。

2.2 効率性

2.2.1 アウトプット

本事業では、最大出力 1,000MW の多燃料対応火力発電所（カパール発電所フェーズ 3³ の第 5 および 6 号基、各出力 500MW）と附属設備の建設を実施した。受益地域は半島マレーシア全体（13 万 2,000 km²）、人口で約 1,760 万人（2000 年センサス）に及ぶ。本事業アウトプットの物理的側面については、当初計画からの変更はなかった（報告書末尾の「主要計画・実績比較表」参照）。

図 1 本事業の建設段階



発電所の主燃料は 2 度変更された。当初は石炭を主燃料とする計画だったが（代替燃料はガス）、国産天然ガスの利用を促進する必要が生じ、政府は本事業の第 3-2 期借款契約調印時（1992 年）に主燃料をガスに変更した（代替燃料は石炭）。だが 1993-95 年に半島マレーシアで電力不足が発生し、政府は短期間で対応を図るため、本事業とは別に主にコンバインド・サイクルのガス火力発電所を数基建設し、これらの発電所に優先的にガスを供給した。その結果、カパール発電所フェーズ 3 の主燃料は本事業実施期間中に再び石炭に変更されることになった。

2.2.2 期間

本事業は、発電所の（商業運転開始後の）実施機関への引き渡しをもって 1997 年 6 月に完了する計画だった。だが実際は 48 カ月遅延し 2001 年 6 月に完成、当初計画の 1.77 倍の期間を要した（詳細は報告書末尾の「主要計画・実績比較表」参照）。主な遅延理由は、土木工事業者の選定と契約に時間を要し、その結果として工事開始が 18 カ月遅れ、その後のボイラー、タービン設置作業も遅延したため

³ TNB は、ポートクラン火力発電所（別名 Sultan Salahuddin Abdul Aziz 発電所）をカパール火力発電所と呼んでいる。本事業第 3 期で整備されたカパール・フェーズ 3 は、発電所全体のうち第 5 および第 6 号基に該当する。

である。

加えて発電所の同期化（最初の物理的給電。これをもって試運転開始）後も、あちこちで頻繁にトラブルが生じ（ボイラー、タービン、冷却水システム等）その対応に長時間要し、試運転とその後の信頼性検証期間に当初計画されていた12カ月を上回る約35カ月を要した。

2.2.3 事業費

事業費実績は839億7,700万円と計画を大幅に下回った（当初計画は1,583億9,600万円）。これは、ボイラーおよびタービンの競争入札により契約金額が当初計画より下回ったこと、さらに経済危機後の現地通貨の減価もあり、円換算による事業費が低下した。

2.3 有効性

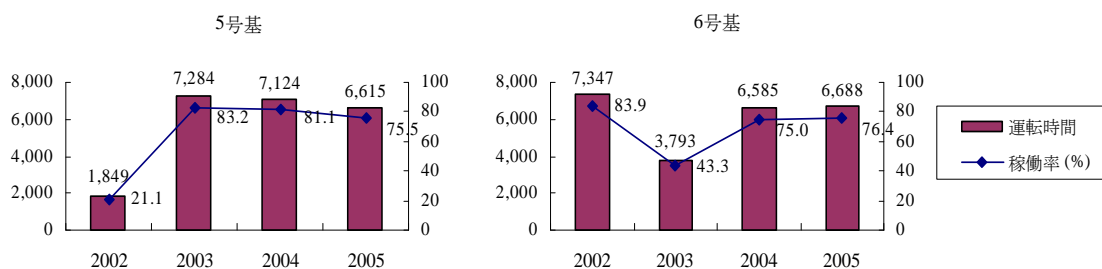
(1) 発電所の運用効果

発電事業の運用効果指標を用いて、カパール発電所フェーズ3の性能を実施機関が定めた計画値と比較分析した。

(a) 年間運転時間と稼働率

商業運転初期、カパール発電所フェーズ3は運転時間が短く稼働率も低かった。これは主として、機械トラブル発生とその対応の遅れにより計画停止期間が大幅に延長したためである。そうした計画停止期間の延長分だけで2002年に5号基では年間時間の41%、2003年に6号基では39%を占めた。近年では計画値の80%（両基の過去4年平均）には達しないものの、稼働状況は安定してきている。

図2 運転時間と稼働率 (%)



出所: TNB

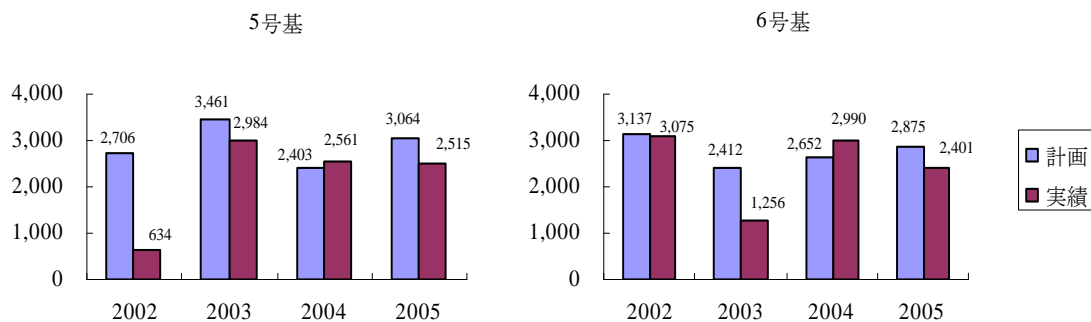
注: 運転時間 = 出力（同期化）した時間、稼働率 = 総運転時間 / 年

(b) 発電量と所内率

商業運転開始後の両基の最大出力は468～500MWだった。5号機については、タービン振動のため2004年まで最大定格出力(500MW)は得られなかった。2005年はTNBによる需給調整のため最大出力468MWに抑えられた。

商業運転初期は稼働率と並び、発電量も低かった。だが近年は目標値には達しないものの、両基とも発電量が安定している。2005年の発電量が前年および計画値より低いのは、前述のTNBによる需給調整のためである。

図3 総発電量 (GWh)



出所: TNB

商業運転開始以降、両基とも発電量の平均約7.5%が所内電力として消費されている(所内率)。現在、所内率は計画値7.5%以内(2005年で5号基7.0%、6号基7.5%)と良好な水準にある。

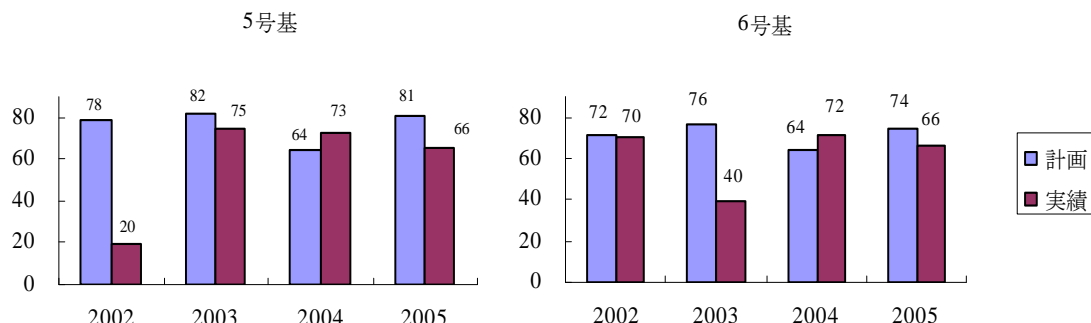
(c) 負荷率

運転時間、発電量と同様、負荷率も商業運転初期は比較的低い水準に留まった。だが2004年以降は両基とも安定し、参照値である70%に達している。2005年は需給調整のため、負荷率が前年および計画値を下回る66%に留まった。だが実施機関によると、調整がなければ80%近い負荷率を達成できたとのことである。

図4 本事業で設置された蒸気タービン



図5 負荷率 (%)



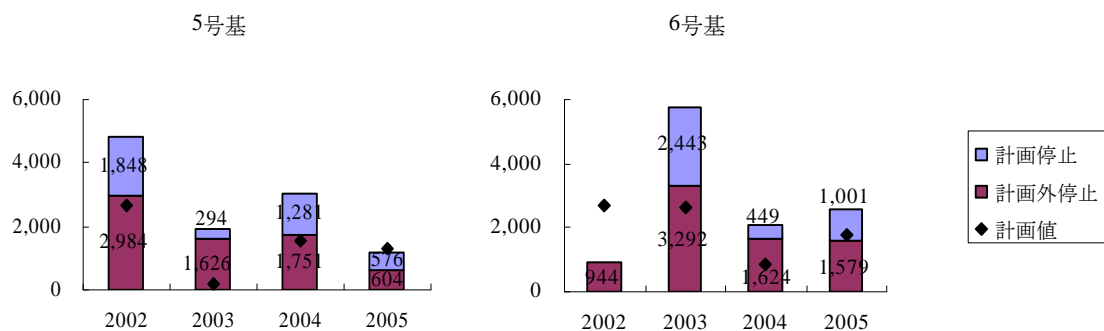
出所: TNB、外部評価者が算出

注: 負荷率は最大出力と稼働時間(総時間-計画停止時間)を基に算出

(d) 停止時間

人為ミスによる停止はなかった。計画停止を除く発電所の稼働停止は、計画外停止につながる機械トラブルの発生によるものであった。計画外停止時間は、(オーバーホールや保守点検中の想定外の機械トラブルによる) 計画停止の期間延長、発電遮断、出力低下に分けられる。計画停止の期間延長が総停止時間の大部分を占め、機械トラブル(特に商業運転初期に発生したトラブル)の大半は電気系統(管理制御設備)、タービンシステム等の故障が原因だった。実施機関によれば、商業運転初期はトラブルの問題と解決策の発見に困難を伴い、かつそのトラブルへのコントラクターの対応も十分ではなかったとのことである。

図 6 停止時間



出所: TNB

停止時間 = 計画停止時間 + 計画外停止時間 (出力低下同等時間)

近年では計画外停止時間は低下傾向にあり、発電所の状態は安定傾向にある。なお、実施機関では特に 6 号基は未だ運営改善の余地があると考えている。計画外停止時間の割合(総年間時間に対する)は両基平均で 2002 年の 22.4%から 2005 年には 12.5%に改善している。

(e) 発電端熱効率

現在、カパール発電所フェーズ 3 は石炭を主燃料とし、運転開始時のみ天然ガスと重油を用いている。発電端熱効率は稼働時から 35~38%で、石炭使用時の標準値(35~40%)の範囲内にある。

図 7 発電所の貯炭所



(2) 財務的内部収益率(FIRR)の再計算

他の前提は固定し、実際の事業費、スケジュール、これまでの発電所の稼働状況、実施機関が提示した現在の燃料価格および料金表を考慮して再計算したところ、FIRRは 9.9%であった。事業費は大幅に縮減したが、再計算後の FIRRは石炭を使用した場合の審査時の 16.2%を下回った⁴。これは主として、期間延長

⁴ TNB の最新の加重平均資金コスト(5.4%)と比較すると(2005年 TNB 年次報告書)、本事業への投資は TNB からみて有効な資金活用といえる。

と商業運転初期の不調により収益の発生遅延および減少がもたらされたためである。

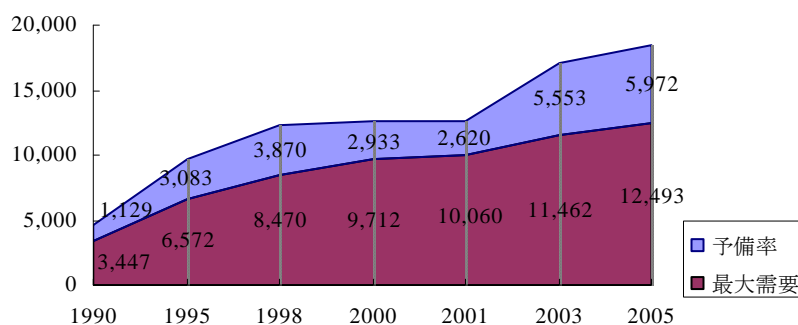
2.4 インパクト

(1) 経済成長に向けた基盤整備への寄与

(a) 電力需給の改善

総じて半島マレーシアの電力供給力は需要の伸びに十分対応しており、過去 10 年間の予備率⁵は良好な水準を示している。1990 年代半ばに発生が危惧された電力不足への対応で予備率は 1998 年にいったん 32.0%まで回復したが、その後経済危機の影響で電力関連投資が控えられ、2000 年には 23.3%に低下した。だが伸び続ける需要に対処するため政府が供給能力の増強に努め、2003 年には予備率が 32.6%に改善した。設備容量 1,000MW のカパール発電所フェーズ 3 はこの予備率改善、および電力需給バランスの更なる改善に寄与しており、近年は電力不足も生じていない。

図 8 半島マレーシアの最大需要と予備率 (MW)



出所: TNB、経済企画庁(EPU)

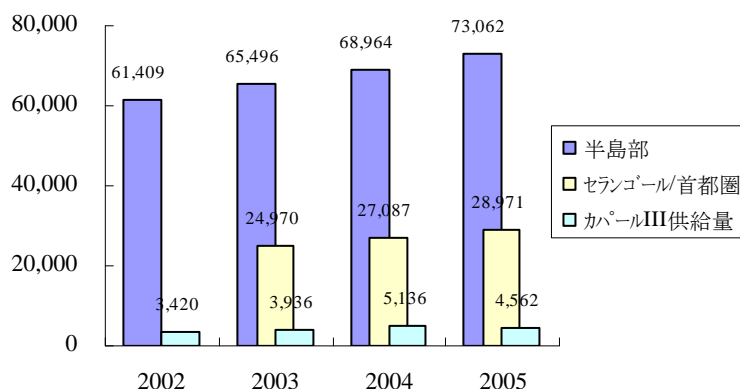
事業の完成遅延により、遅延期間中(本事業の場合 1998–2001 年)に需給逼迫が生じる可能性があった。だが同期間中、事前に想定された電力不足に備え他の火力発電所建設が進み、かつ期間中の電力需要の実績増加率(年間 7.4%)は予測(年間 10.6%)を下回った。よって、同期間中の設備容量は最低でも 20%近くの予備率にて最大需要を上回り、需給逼迫には至らなかった。

(b) 増加する電力消費量への貢献

半島マレーシアの消費量は 2001 年以降、年 6.0%で増加している。セランゴール州および首都圏の消費量は、過去 3 年間で年 7.7%とそれを上回る勢いで増加している。商業運転開始以降、カパール発電所フェーズ 3 の供給量は半島消費量の 6~7%、セランゴール州および首都圏の消費量の 16~19%に貢献している。

⁵ 予備率 = 設備容量 - 最大需要

図 9 電力消費量と本事業給電量 (GWh)



出所: TNB、統計庁

注: 2002年のセランゴール州および首都圏の消費量はデータなし

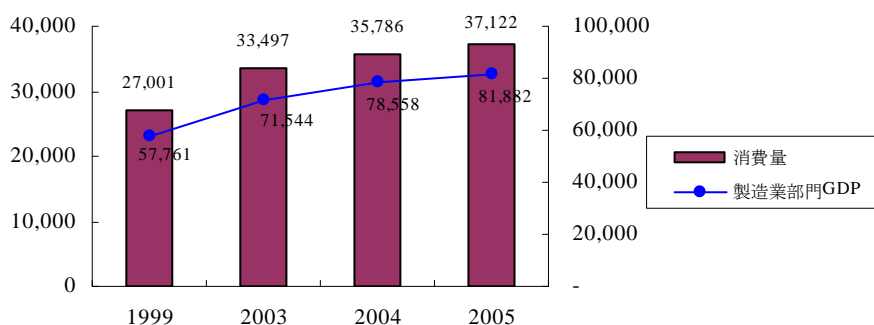
並行して需要家別（家庭部門・商業部門・工業部門）の契約戸数も過去5年間に着実に増加している（例えば2005年時点で家庭部門は年4.4%増加し、520万戸が契約している）。契約戸当たりの年間消費量も1995年の2,100kWhから2005年には2,590kWhに増加しており、契約戸数の増大にもかかわらず各世帯はこれまで以上の電力を享受できている。

カパール発電所フェーズ3は消費量成長に貢献していると考えられる。半島の地方部電化率も1999年の91%から2005年には98%以上に改善した。

(c) 製造業部門の成長への貢献

マレーシア製造業部門のGDP（実質ベース）は6年間に年6.0%の成長を遂げており、同期間に工業部門の電力消費量は年5.5%で増加している。これは、製造業部門への安定した電力供給は経済成長の重要基盤のひとつであるという仮説を後押しするものといえる。

図 10 工業部門の消費量 (GWh) と製造業部門 GDP (百万リンギット)



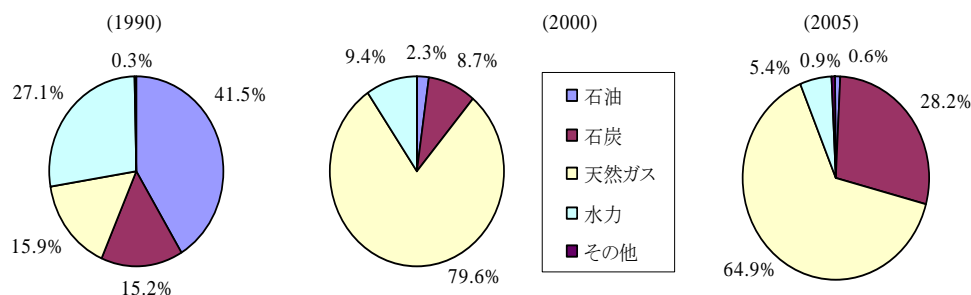
出所: TNB、統計庁

したがって本事業は製造業部門の消費電力増大への対処に貢献し、これによりマレーシアにおける製造業の成長を部分的に支えているといえる。

(2) エネルギー源の多様化

1990年には石油が発電の主燃料であったが、4燃料多様化戦略に沿い1990年代後半には主燃料は国産天然ガスへシフトした。だが単一燃料依存の緩和と石炭利用の重視を掲げた現在の政策に従い、近年ではガスへの依存が低下し石炭のシェアが増大している。石炭を主燃料とする本事業はかかる政策目標に沿い、その実現に貢献した。

図 11 使用燃料の推移



出所: 統計庁

(3) 環境へのインパクト

(a) 大気汚染物質の排出状況

カパール発電所フェーズ3は、(発電所の全稼働時における)SO₂、NO₂、煤塵(TSP)⁶の最大着地濃度がマレーシアの大気質基準(Air Quality Guideline)を下回るよう設計された。最新の数値によると、これら大気汚染物質の着地濃度は同発電所が石炭⁷を主燃料としているにもかかわらず、基準値を下回っている。したがって発電所の燃料燃焼・排出システムは、大気質基準を満たすよう適切に設計されているといえる。

図 12 大気汚染物質測定設備



表 1 大気汚染物質の最大着地濃度 (ug/m³ - 24 時間平均)

	'05年8月	'05年9月	'05年11月	'05年12月	基準値
SO ₂	7.2	58.0	33.3	84.7	105
NO ₂	15.5	81.5	36.3	93.2	94
TSP	135.0	45.0	28.5	38.4	260

出所: TNB

注: 各月の数値は全測定地点(発電所から10~30kmの範囲)で一番高いものを記載。上記測定期間中、カパール発電所は順調に稼働。

⁶ SO₂=二酸化硫黄、NO₂=二酸化窒素、TSP=空气中に浮遊する煤塵等の浮遊物質

⁷ カパール発電所フェーズ3では硫黄含有率1.0%以下の良質炭(豪州産)を使用。

前述の大気汚染物質の排出量は常時測定され、審査時の予測値（月平均）を下回るよう管理されている。煤塵(TSP)の排出データは得られなかったが、着地および大気レベルの濃度を参照する限り問題はない。

表 2 汚染物質の排出量 (ppm)

	'06年2月平均		'06年2月の最高値		予測値
	5号基	6号基	5号基	6号基	
SO ₂	14	420	44	595	601
NO ₂	6	185	33	310	400

出所: TNB

注: 実施機関によると、5号基は6号基に比べボイラー設備の排出効率が優れている。

周辺大気の汚染状況も週1度24時間測定されている。これに関しては煤塵以外の基準値はないが、地上レベルの着地濃度をみる限り排出量に問題はない。

表 3 周辺大気の汚染状況

	'05年8月		'05年9月		'05年11月		'05年12月		基準値
	5号基	6号基	5号基	6号基	5号基	6号基	5号基	6号基	
SO ₂ (ppm)	71.6	271.0	161.1	434.1	44.7	312.9	18.9	403.0	なし
NO ₂ (ppm)	65.1	110.0	103.1	234.0	40.3	286.8	11.9	227.2	なし
TSP (ug/m ³)	n.a	n.a	260	50	n.a	n.a	n.a	n.a	400

出所: TNB

注: 測定機器を整備中のため煤塵(TSP)の測定データはなし。

(b) 排水状況

実施機関は、発電所関連施設からの排水状況を適切にモニタリングしている。BOD、COD、TSS⁸でみた廃水処理プラントからの排水状況については、月2度サンプル調査を行っており、環境品質規制（下水・工場排水）(Environmental Quality (sewage/industrial effluents) Regulation)により同発電所に適用される基準値を下回っている。また実施機関によれば、廃水処理プラントの処理容量は現在も適切で流入量に対処できているとのことである。

表 4 廃水処理プラントの排水状況 (mg/l)

	'05年8月		'05年9月		基準値
	サンプル	サンプル	サンプル	サンプル	
	1	2	1	2	
BOD	5	11	10	< 5	50
COD	15	36	32	12	100
TSS	11	11	13	7	100

出所: TNB

⁸ BOD (生物化学的酸素要求量)、COD (化学的酸素要求量)はともに水質汚濁の代表的指標で、その削減は水中の有機性汚濁物質の削減を意味する。TSSは水中の懸濁物量。

灰沈殿池からの排出状況も3カ月に1度モニタリングされており、2005年12月のCODを除き基準値を下回っている。実施機関によれば、2005年12月の基準値超過は一時的なものとのことである。

表 5 灰沈殿池の排水状況 (mg/l)

	'05年 7月	'05年 8月	'05年 9月	'05年 12月	基準値
COD	25	23	29	104	100
TSS	82	90	81	91	100

出所: TNB

以上の実績から、実施機関は環境面の管理を適切に行い規制および基準値を遵守している。

(c) その他

本事業の実施に先立ち、実施機関は1992年11月に環境庁(DOE)より環境への影響アセスメント(EIA)報告書にかかる承認を取得した。発電所および関連施設は実施機関の敷地内(既設の発電所隣接地)に建設しており、用地を取得する必要はなかった。

カパール発電所フェーズ3の稼働により既存沈殿池の処理容量が限界に達すると見込まれたため、審査時点では第3灰沈殿池の建設が検討された。だが現在、第2灰沈殿池で石炭灰(石炭燃焼プロセスの副産物)を処理できているため、第3灰沈殿池はまだ建設していない⁹。実施機関は現在、第3沈殿池の建設か既存の第1沈殿池の再活用か検討を行っており、環境影響評価を適切に行う必要がある。石炭灰(細灰)の約20%はセメント会社に売却、再利用されている。対象地域ではマングローブ植林活動を引き続き実施している。今のところ大気汚染物質の排出量は適切に管理されているため、排煙脱硫装置は不要と判断されている。

図 13 本事業で設置した石炭灰集積所



2.5 持続性

2.5.1 実施機関

事業実施機関であるTNBは2004年6月、運営効率改善のためカパール・フェーズ3を含むカパール発電所の全資産を新設の子会社Kapar Energy Ventures Sdn. Bhd. (KEV)に売却した。現在はKEVが本事業施設の運営維持管理組織である¹⁰。TNBは現時点でKEVの株式の60%を保有している。

⁹ 第1灰沈殿池はその活用開始後、水鳥の飛来地として有名になったため、重要鳥類生息地と認定された。したがって実施機関も水鳥に配慮した沈殿池管理を行っている。

¹⁰ 発電所はKEVに売却されたが、カパール発電所フェーズ3の建設責任はTNBが負っている。

2.5.1.1 技術

(1) 運営維持管理にかかる技術水準

事業実施の過程でコントラクターおよびコンサルタントは、維持管理を担当する職員に新設するボイター、タービン、制御系統に関する技術と知識を付与するため、建設業者の工場および（完成後の）発電所でおおよそ 20 種のトレーニング・講習を実施した。だが商業運転初期は、トラブルの内容によっては、問題発見と対応のためコントラクターが頻繁に訪れねばならなかった。とはいえ KEV および実施機関によると、同期間中のトラブル対応の経験とトレーニングを通じて必要な技術および知識が職員に移転されたという。現在、技術的トラブルのほとんどは自らで適切かつ速やかに対応できている。

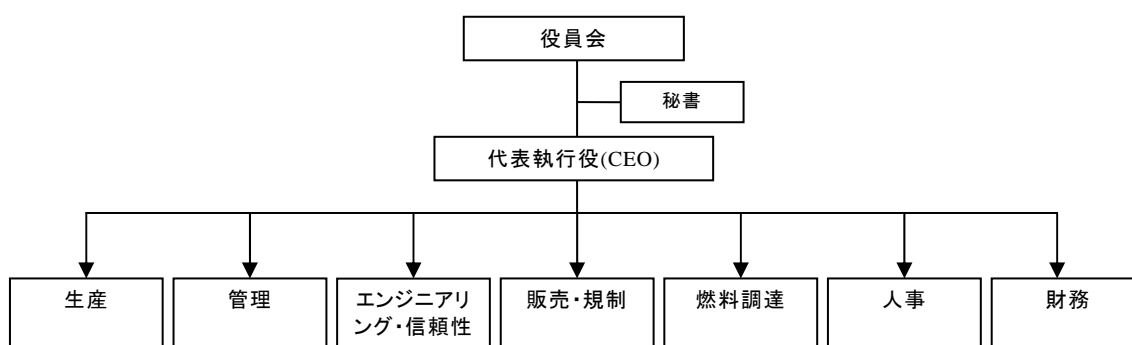
(2) トレーニングの継続性

KEV 人事部門が、主に新人および中堅職員を対象に OJT・講習による職員へのトレーニングを継続的に実施している。技術水準に特段の課題はない。

2.5.1.2 体制

運営主体が TNB から KEV に変更された後も、以前より発電所の運営維持管理に従事していた職員が KEV に出向している。KEV としても職員を雇用しているが、既存職員から新たに雇用された職員への OJT も適切に行われている。TNB からの出向職員と KEV プロパー職員の比率は 9:1 である。KEV の職員数は現在 463 名で、内訳は、役員/管理職/大卒以上のエンジニアが 91 名、事務管理職員が約 50 名、調達関係職員が 10~15 名、残りがオペレータ及びテクニシャン(大卒ではない)である。現在の KEV の組織図を以下に示す。

図 14 KEV の組織図 (カパール発電所)



売却される前の 2000 年 5 月、カパール発電所全体で ISO9002 を取得した (ISO 認証は KEV が継承)。KEV は、運営維持管理業務の手続きの文書化、標準化、効率化をさらに進めている¹¹。

¹¹ 実施機関 (現在は KEV) は発電所運営における環境管理を強化するため、2002 年 6 月に ISO14000 も取得している

2.5.1.3 財務¹²

KEVはオフテイカーであるTNBとの間で25年間にわたる長期電力購入契約(Power Purchase Agreement: PPA)を締結しており、TNBへの売電が収入となる。キャパシティコスト(固定費)とエネルギーコスト(変動費)からなる売電料金は、燃料費を除き一定額で合意(毎年見直し)される。価格変動リスクの大きい燃料費は、すべてTNBに転嫁されることになっている。

KEVは、発電所の稼働率が著しく低い場合には、計画外の修繕費を負担するという罰則を受けるリスクを負う。したがってKEVの利益は、計画外の発電所停止、修繕費、運営管理にかかる変動経費等をいかに最小限に抑えるか(目標値以下に維持する)によって左右される。KEVによると、財務管理は特に困難なものではなく、今のところ計画通りに営業利益を挙げているという。カパール発電所フェーズ3のオフテイカーであるTNBも、安定した収益を確保している¹³。

近年の燃料価格の動向を以下に示す。カパール発電所フェーズ3の主燃料である石炭¹⁴の価格は、国際市場の需要増を反映して過去5年上昇基調にある。だが前述の通り、燃料費の変動はすべてオフテイカーであるTNBに転嫁されるため、価格上昇はKEVにとって直接問題とならない。

表7 燃料価格の動向 (リンギット)

	主な生産国	1999/2000	2005
重油	マレーシア	450/ MT	1,110 /MT
天然ガス	マレーシア	6.4 / MMBTU	6.4 / MMBTU
石炭(平均)	オーストラリア、インドネシア、中国、マレーシア (サラワク州)	110/ MT	202 / MT

出所: TNB

2.5.2 維持管理

軽微な技術的トラブル(特に電気/制御系統)が発生することもあるが、トラブルへの対応を含む施設の維持管理は適切に実施されている。維持管理活動としては、日常、定期、オーバーホールがあり、日常点検では主にベアリングの振動、モーター、電気系統の点検や潤滑油の塗布等を行う。定期点検は15カ月ごとに実施し、圧力容器の確認、検出装置の調整、回転機械の修理等を行う。オーバーホールは、タービンは5年ごと、ボイラーは2年ごとに実施している。スペア部品の在庫を含め特段の問題はない。

¹² 他の独立系電力会社(IPP)との競合からKEVが財務指標の公開は困難と判断したため、KEVの財務報告書は入手できなかった。

¹³ 過去3年間の税引き前利益は、2003年1,947百万、2004年1,959百万、2005年1,601百万リンギット。

¹⁴ 現在、カパール発電所フェーズ3が用いる石炭の80%は豪州から輸入。残りはインドネシア産。KEVは燃料種類の決定や調達価格の調整を行う立場にない。発電用燃料はTNB燃料サービス(TNBF)およびTNB石炭インターナショナル(TNBCI)が一括して調達し、燃料販売業者との購買契約を締結する。TNBFとTNBCIは、この購買価格に基づきTNBが決定した種類別の燃料割当量に応じて発電所に燃料を供給する。

3. フィードバック事項

3.1 教訓

なし

3.2 提言

なし

主要計画・実績比較

項目	計画	実績
(1) アウトプット	主な内訳	
土木工事	- 発電所建屋 - 煙突 (175 m) - 灰沈殿池	- 計画通り
ボイラー/付属設備	- ボイラー2基(3,000 rpm 再熱、櫛形、再生加熱式、主燃料：石炭、代替燃料：ガス・重油) - 電気集塵器 (ESP)	- 計画通り。ただし、現在は主燃料：石炭、代替燃料(および運開時)：ガス、スタンバイ (および運開時)：重油に変更。
タービン/付属設備	- 蒸気タービン 2基(各 500MW) - 冷却水システム - 廃水処理プラント - 電気塩素処理プラント (ECP)	- 計画通り
変電設備	- インターバス/ジェネレーター /配電変圧器 - EHV スイッチギヤ	- 計画通り
冷却水用ポンプ設備	- 冷却水用ポンプ設備	- 計画通り
パイル基礎打設	- パイル基礎打設	- 計画通り
コンサルティング/エンジニアリング・サービス	- 概念設計 - エンジニアリングおよび施工管理 - O&M マニュアル/職員トレーニング	- 計画通り
	合計 1,169.5M/M	合計 1,386.5M/M
(2) 実施スケジュール		
<u>借款契約調印</u>	1992年5月 (MXIV-4) 1993年9月 (MXV-1)	1992年5月 (MXIV-4) 1993年9月 (MXV-1)
<u>入札および契約</u>		
- ボイラー/タービン	1993年1月～ 1993年10月	1993年4月～ 1994年11月
- 土木工事	1993年3月～ 1993年9月	1993年1月～ 1995年3月
- パイル打設	1993年4月～ 1993年1月	1993年4月～ 1994年8月
<u>実施</u>	1993年9月～1997年1月	1995年2月～2001年1月
- パイル打設開始	1993年9月	1995年2月
- 土木工事開始	1994年1月	1995年7月
- 基礎工事完了	n.a	1996年7月
- ボイラー鉄骨構造組立	1994年8月	1996年7月

- 火入れ(5/6号基)	1996年4月	1998年5月 / 1998年9月
- 蒸気入れ(5/6号基)	1996年1月	1998年8月 / 1999年4月
- 同期化(5/6号基)	n.a	1998年8月 / 1999年5月
- 試運転完了(5/6号基)	1996年8月	2001年1月 / 2000年1月
- 引き渡し(5/6号基)	1996年11月 / 1997年1月	2001年4月 / 2001年1月
<u>コンサルティング・サービス</u>		
- コンサルタント選定	1992年12月	1992年11月
- エンジニアリング/施工管理	1993年4月～1997年7月	1993年4月～2001年1月
完成	1997年1月	2001年1月
(3) 事業費		
外貨	726億8,000万円	452億5,700万円
内貨	857億1,600万円 (17億4,200百万RM)	387億2,000万円 (11億RM)
合計	1,583億9,600万円	839億7,700万円
- うち円借款対象額 -	719億2,100万円 (319億6,600万円: MXIV-4) (399億5,500万円: MXV-1)	547億9,400万円 (291億1,000万円: MXIV-4) (256億8,400万円: MXV-1)
為替レート	1 RM = 49.2 円 (1992年11月時点)	1 RM = 35.2 円 (1995～2001年平均)

事業実施期間の計画実績対比

項目/年	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
借款契約締結	● MXIV-4	○ MXV-1								
入札/契約										
ボイラー/タービン		■■■■■	■■■■■	■■■■■						
土木工事		■■■■■	■■■■■	■■■■■						
パイル打設工事		■■■■■								
実施										
パイル打設工事開始		●								
土木工事開始		●		○						
基礎工事完了					○					
ボイラー鉄骨構造組立			●							
ボイラー/タービン工事サイトアクセス開始(U5)					▲					
ボイラー/タービン工事サイトアクセス開始(U6)					▲					
火入れ(U5)					●					
火入れ(U6)					●					
蒸気入れ(U5)					●					
蒸気入れ(U6)					●					
プラント同期化(物理的給電開始)(U5)					●					
プラント同期化(物理的給電開始)(U6)					●					
試運転(コミッションング)(U5)					■					
試運転(コミッションング)(U6)					■					
試運転完了(U5)					●					
試運転完了(U6)					●					
信頼性検証運転(U5)					■					
信頼性検証運転(U6)					■					
引き渡し(U5)					●					
引き渡し(U6)					●					
コンサルテイング・サービス										
選定	○									
概念設計	■									
設計/施工監理	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
完成										○

■ ● 計画(審査時) ■■■ ○ 実績 ▲ ボイラー/タービン・コントラクターによる計画(両コントラクターの契約時)

プラント同期化
計画: 96年7月
実績: 5号基: 98年8月
6号基: 99年5月

試運転(コミッションング)完了
計画: 96年8月
実績: 5号基: ボイラー-00年7月/タービン01年1月
6号基: ボイラー-00年3月/タービン: 00年6月

引き渡し
計画: 5号基: 96年11月
6号基: 97年6月
実績: 5号基: 01年4月
6号基: 01年6月

商業運転(引き渡し後)

試運転(コミッションング)期間
5号基(99年8月～00年7月:ボイラー/01年1月:タービン)
6号基(99年5月～00年3月:ボイラー/00年6月:タービン)
*ボイラーとタービン・システムのトラブルが交互に発生、問題と解決策の発見、その対応に長時間を要した。

信頼性検証運転期間
5号基: ボイラー(00年7月～01年3月)、タービン(01年1月～01年4月)
6号基: ボイラー(00年3月～01年5月)、タービン(00年6月～01年6月)
*ボイラーとタービン・システムのトラブルが交互に発生、この他冷却水システム等に不調、問題と解決策の発見、その対応に長時間を要した。

*人為ミスによる停止期間はない。計画停止以外は、主に以下がプラント停止時間の要因(運転開始初期):
- 予期しない機械トラブルの発生やその対応遅れによる計画停止期間の延長
- 電気系統(管理制御設備)、インシュレータ、タービンシステム、水冷壁ボイラ、コンデンサーチューブ等の故障による発電遮断や出力の低下
実施機関によれば、運転開始初期は故障の問題とその解決策の発見に困難を伴い、かつコントラクターの対応も迅速ではなかったと指摘。