

スマラン火力発電所 1 - 3 号発電設備

天然ガス焚改造 信頼性向上

報告書要約

東電設計株式会社

1．調査名称

インドネシア国スマラン火力発電所 1-3 号機発電設備天然ガス焚き改造・信頼性向上に係る実施可能性調査(F/S)

2．調査目的

本プロジェクトは、経年劣化により老朽化したスマラン(Semarang)火力発電所(1、2 号機:定格出力各 50MW 重油燃焼、及び 3 号機:定格出力 200MW 重油燃焼)の既設発電設備調査を行い、最適な発電能力及び発電効率のための改善・改造を実施する。また、Java-Bali 系統において予測されている電力供給力の不安定さに対応すべく、既設発電設備(3 号機)の出力増大を図る。更に、2005 年には隣接するタンバックロロック発電所(コンバインドサイクル)への天然ガスの供給が計画されているが、このガス供給量のタンバックロロック発電所で消費する余剰ガスをスマラン発電所 3 号機に導入し、燃料転換(重油 天然ガス)することにより、 NO_x 、 SO_x 及び CO_2 排出量の削減を図る。本プロジェクトは、この様な方策が、予想されるインドネシア国の電力供給力不安定さに幾らかでも応え得るかについての実施可能性調査を行う事を目的とする。

3．調査の背景

スマラン発電所は、総出力 300MW の重油火力発電所で、1,2 号機の運転開始は 1978 年、3 号機は 1983 年と、かなりの年月を経た老朽化により設備の劣化が進んでいる。また、同発電所からの送電線はウンガラン変電所に 150kV で接続されており、その変電所はジャワ島の東西を結ぶ 500kV の基幹送電線とも接続されている。同発電所を始め、これらの送電線に接続されている各発電所は、中部ジャワ地域での電力供給と東西ジャワ間の電圧調整の役割を担っており、ジャワ - バリ系統で重要な発電所として位置付けられている。

PLN社(PT.PLN)は、2002 年 8 月にジャワ - バリ系統の 2010 年迄の電力需要想定を実施したが、この想定によると、2003 年には、適正供給予備率の 30%を下回り、電力の供給に不安定さを発生させる可能性を示唆している。この様な状況下、PLN社はIPP(独立発電事業者)を含む新規大型発電所の設置計画や、円借款による大型発電所の建設を計画している。しかし、これらの建設計画は既設発電設備が安定に操業されるという事を前提としており、従って既設発電設備の安定操業の為に、保守などを重要視している。

また、スマラン火力発電所の運転を担務しているインドネシアパワー社(PT. Indonesia Power : 以後 IP社と呼称)は、ガス供給会社(BP Muriah Ltd.)との間で、タンバックロロック火力発電所向けに 2005 年 7 月から 9 月までに天然ガスを供給する

覚書を交わしている。

4. プロジェクト計画

(1) 計画地点位置図

スマラン火力発電所は、インドネシア国の首都ジャカルタから東に概ね 450km 程離れたスマラン市北部に位置する。同市の北側はジャワ海が広がっており、発電所はこの海沿いのスマラン港最東端の産業地域に位置している。計画地点の位置を図 4-1 に示す。また、既設発電設備の概要を表 4-1 に示す。



図 4-1 プロジェクト計画地点(ジャワ島)

表 4-1 スマラン発電所設備概要

		Units 1,2	Unit 3
Design Output	MW	50	200
Actual Output	MW	46	180
Design Efficiency (Oil/Gas)	%	1u:(34.3/-) on Jun 20,79	41.3/40.0
Actual Efficiency(Oil/Gas)	%	1u:(32.5/-) on Oct 30,93	39.5/ -
Operation Start	year	1978	1983
Boiler Manufacturer		Foster Wheeler	Riley-Mitsui Co.
Boiler Type		Two-drum Natural Circulatuin	Single-drum Natural Circulation
Turbine Manufacturer		General Electric	Mitsubishi Heavy Industries
Turbine Type		Single Flow Nonreheat	Reheat 2-Casing
Main steam pressure	kgf/cm ²	87.9	127.5
Reheat steam pressure	kgf/cm ²	-	33.1
Main steam temperature		510	538
Reheat steam temperature		-	538

出典：スマラン発電所資料

(2)既設発電所の設備実態

本プロジェクトでは、最適な改善・改造計画を推奨するに当り既設発電設備において発電設備の現況、過去に発生したトラブルの内容並びに修理履歴について、記録を調べると共に、スマラン発電所の関係者から直かに聴取をした。また、3号機については、プラント性能試験を実施した。これらの主な結果を次に示す。

(a) 1,2号発電設備

運転開始以来24年を経過しており、各設備の老朽化が著しい。特に、ボイラは、高負荷時にバーナの火炎が過熱器管群に当り、過熱器を焼損する事故が頻発した。このため、焼損を避ける対策として定格出力50MWを46MWに抑える運転を余儀なくされている。さらに、燃焼用空気予熱器で火災を起こし煙道を損壊したため、取替えている。

(b) 3号発電設備

1982年の運転開始後、1988年に復水器からの海水リーク事故によって、プラント系統内及びタービン車室内に海水が入った。このため、ロータ及び動静翼は腐食し、ピンホール等の浸食が多数発生していた。とりわけ浸食の著しい動静翼については補修されたが、ロータ本体を含め、その他の部品の交換は今日まで行われていない。このためタービン本体が、効率の低下を生じる主要因になっている。

一方、ボイラ設備は硫黄分の高い燃料油を使用しているため、空気予熱器(AH)が燃焼ガス中の煤塵等で閉塞気味となり、やむを得ず出力を抑制せざるを得ない状況にある。調査(性能試験)実施時も、AHの詰りに起因する火炉内ガス圧力上昇のために、定格出力200MWを160MWに抑制して運転しなければならない状況にあった。

(c) 3号性能試験結果

プラント性能試験を実施した結果、現在の発電効率は、設計時の発電効率より概ね4%程度(相対値)低下している事が判明した。効率低下の主な原因は、タービン内部に起因するものであり、タービン車室内に海水が混入し、動静翼、パッキン類が腐食・減肉したためであると推測される。

(3)改造案

上述の既設設備における設備実態及びプラント性能試験の結果を踏まえ、性能面(出力及び効率)、設備面及び経済性等を考慮して、諸設備の改善・改造の検討を行った。

なお、スマラン発電所は、ジャワ・バリ系統内で、ベースロード発電所として中部ジャワ地域への電力の供給と東・西ジャワ地域を結ぶ500kV系統の電圧調整・維持の役割を担っていることから、改造・改善工事に伴う停止期間も可能な限り短期間とするよう考慮した。

(a) 1,2号発電設備

過熱器、火炉壁およびボイラ本体、並びに空気予熱器等のトラブルが多発している。運転開始以来、既に24年を経過しており、特に過酷な運転状態に曝されて来たボイラは、劣化・損傷が著しい。今後、大規模な改善・改良工事の実施は可能であ

るが、費用と得られる効果を総合的に考慮するとメリットは小さい。従って、既設発電設備は大規模な修理を行わず、バーナ火炎が過熱器に当り、高負荷運転(46MW以上の負荷)を妨げている要因、すなわちバーナの取替のみを実施し、定格出力50MWの回復のみを行うのが適切であると判断した。

(b) 3号発電設備

収集した資料、性能試験及びスマラン発電所での状況、聴集した事項を考慮して検討した結果、下記に示す改修プランを推奨する。

1) ボイラ設備

ガス燃料への転換に伴い、燃料ガス配管(ガスステーション~3号機)、バーナまわり配管・計装品、バーナ制御並びに空気予熱器等の改善・改造が必要である。なお、ボイラ本体設備(火炉及び過熱器類等)は、既にガス焚きを考慮した設備であるので変更の必要はない。

- ・ 改造範囲:バーナまわり配管・計装品、燃料ガス配管設置、空気予熱器エレメント及びシール板取替

2) タービン設備

タービン車室内に海水が混入した経緯があり、タービン内部構成部品の大部分が腐食・浸食し、性能低下の原因になっている。

- ・ 改造範囲:タービン本体(高中圧・低圧ロータ取替、高中圧・低圧動静翼及びパッキン取替)、復水器細管

3) 発電機設備

- ・ 改造範囲:発電機回転子コイル巻替、固定子コイル巻替、AVR、保護リレー他

4) 計装

- ・ 改造範囲:DCS装置取替え、バーナ制御装置(油・ガス混焼対応)及び環境測定装置(O₂計、CO計、NO_x計、SO_x計等)の更新、並びにCRT操作システムの採用

(4)改善・改造後の発電設備

プロジェクト実施後の3号機は、改善・改造工事によって、出力及び効率が回復するだけでなく、定格出力は212MWまで増強ができる。

(5)発電所燃料計画

PLNはタンバックロロック発電所及びスマラン発電所用ガス燃料としてジャワ島中部沖合のケポダン(Kepodang)ガス田からのガス供給を2005年7~9月にかけて受けるため、目下BP Muriahと契約交渉中である。2005年に供給されるガス燃料は口径16インチ(170~180MMSCFD)のガスの供給が可能で一系統の全長約200kmのガスパイプラインを通して、両発電所にガスが導かれる。

既設タンバックロロック発電所コンバインドサイクル発電設備に必要なガス量は約132MMSCFDであるから、残りのガス量38MMSCFDがスマラン発電所3号機(212MW)用として使用することが出来る。この量は212MW発電設備の負荷率80%に相当するも

ので、汽力発電設備の負荷率の実績は 80～85%であることからタンバックロロック発電所及びスマラン発電所 3 号機用ガス量として 170MMSCFD であれば十分である。

(6)送変電設備

3 号機発電設備の改造・改善工事に伴う送変電設備の改造は必要ない。

(7)プロジェクトの実施スケジュール

本件が円借款事業として実行される場合、プロジェクト実施期間としては、以下が想定される。(概略予想時期及び経過年月)

F/S 業務終了:	2003 年 3 月	(0 ヶ月)
両国政府間の合意及び借款締結:	2004 年 3 月頃	(12 ヶ月)
コンサルタントの選定及び改造改善工事契約準備:	2005 年 12 月頃	(27 ヶ月)
契約後タービンロータ等の製作・輸送(約 18 ヶ月):	2007 年 9 月頃	(54 ヶ月)
現地工事・試運転完成:	2007 年 12 月頃	(57 ヶ月)

(8)総事業費

本プロジェクトの総事業費は、総計 6,781 百万円(US\$54.69million)であり、内訳は以下の通りである。(換算レート:1.0 US\$ = ¥124.0)

発電設備ガス焼き改造工事:	1,072 百万円	(US\$ 8.65million)
既設設備改造・改善工事:	4,919 百万円	(US\$39.67million)
(小計)	5,991 百万円	(US\$48.32million)
コンサルティング費用:	450 百万円	(US\$ 3.63million)
予備費	340 百万円	(US\$ 2.74million)
合計	6,781 百万円	(US\$54.69million)

5. プロジェクトの技術的実行可能性

本プロジェクトを実行するに際して必要となる技術は、既に各種発電設備の実機にてその実現性を確認しており、改善・改造工事の実施に当たっての技術的な課題はない。

6. プロジェクトの環境・社会的実行可能性

本プロジェクトの改善・改造工事は、天然ガスを使用し周辺の環境保全に万全を期す。既設発電設備の重油焼きからガス焼きへの燃料転換及び効率向上により、温室効果ガスである CO₂ の排出が 24%削減される。JBIC 環境ガイドラインの火力発電所関係環境チェックリストに基づいて検討した結果、発電所の改善・改造による周辺環境への影響は少ないものと判断され、特に問題はない。また、既設発電設備の出力増強を図る本プロジェクトは、客先 PLN との打合せで環境アセスメントの実施は必要ない旨の合意を得ている。但し、インドネシア国内の法規制から、環境管理計画書及び環境監視計画書に関する報告書の作成は必要となる。

7. 財務的・経済的実行可能性とプロジェクトの資金調達の見通し

この改善・改造工事を実施した場合、発電機出力の増大、発電効率及び設備利用率の向上が見込まれる。すなわち、本プロジェクトの実施で、年間の売電収入が増加する。プロジェクトを実施しなかったケースをベースラインとして、プロジェクト実施で得られる差益が、初期投資額にどの程度の投資回収効果をもたらすかを分析すると共に、適用する借款について考察した。

【評価結果】

最新のデータで計算した電気料金 Rp425.00/kWh (US\$0.0461/kWh , 2002 年 9 月実績) を用いて算出された財務的内部収益率(FIRR)は 10.0%である。

プロジェクトの資金調達の見通しに関しては、内部収益率からは、低利による融資、即ち円借款による実施が適当と思われる。他のファイナンスとしては市中銀行による融資が考えられるが、その融資は、本プロジェクトの内部収益率が低く、また金利が高く、更に返済猶予期間がない事から実現の可能性は低い。

8. わが国企業の参画の可能性

日本国内の発電設備専門メーカーは、本プロジェクトの様な改造・改善工事に関して、長年にわたる実績と豊富な経験を蓄積している。又、近年は国内の発電設備改造工事で蓄積した技術を海外にも展開しており、既設設備の OEM(Original Equipment Manufacturer)であるなしにかかわらず客先の要求する設備更新ニーズに対応し、発電出力の回復や効率の回復・向上などを達成できる高い技術力を有している。以上の事から、本プロジェクトへのわが国企業の参画可能性は極めて高く、それに関して何ら障害となる条件は存在しない。

9. 結論と勧告

本プロジェクトは、技術的、環境・社会的及び財務・経済的に見て、実行可能なものである。インドネシア国内で予想される電力供給力の不安定さに対処するためにも本プロジェクトの早急な実現に向けての関係機関の取り組みが望まれる。

その実現の前提条件として、以下の事を推奨する。

既設 3 号機ボイラ設備の精密点検を早急を実施して、その余寿命を把握し、蒸気タービン及び発電機設備と整合の取れた延命化対策を講じる事。

2005 年に導入予定のガス供給計画をより確実なものにする事。

本プロジェクトの実施までの期間、それまでに行われる既設設備の定期点検での設備状況データや写真などの蓄積を図り、本プロジェクトの実施時に設備の不具合を即座にプロジェクトに反映できるようにする事。とりわけ蒸気タービンについては、次回の定期点検時に、精密点検を実施し、その状態を把握しておく事。

- 以上 -