

インド

コタグダム A 火力発電所近代化事業

現地調査：2003 年 7 月

1．事業の概要と円借款による協力



サイト地図



コタグダム A 火力発電所全景

1.1 背景

第八次 5 年計画（1992～96 年度）において、インド政府は同計画終了時までに電力不足の解消を図るとともに、発電設備の稼働率向上、送配電ロス削減等の効率化、電力料金の適正化、民間活用等を指向していた。

93 年 3 月末現在で、アンドラ・プラデシュ（AP）州内の発電設備容量は 5,080MW、そのうち AP 州電力庁（APSEB: Andhra Pradesh State Electricity Board）の発電設備容量は 4,228MW であり、他州の電力庁と設備容量を比較した場合、マハラシュトラ、ウッタル・プラデシュに次ぐ国内 3 番目の規模であった。しかし、電力需給のバランスをみると、国营火力発電公社（National Thermal Power Corporation）等の中央機関からの電力供給を含めても、93 年度で推定ピーク需要 4,908MW に対し、実際には約 8 割にあたる 3,920MW しか供給できていないのが実情であった。また電力量でも、28,589GWh の需要に対し 26,886GWh の供給しかできないために、1,703GWh（6.0%）の不足が生じていた。そのため、AP 州では電力供給制限が断続的に行われており、同州の経済発展（特に工業）の制約要因となっていた。

コタグダム A 火力発電所は、AP 州の州都であるハイデラバードの東方約 230km のパロンチャ近郊において、66 年に運転を開始し（60MW × 4 基）、その後設置されたコタグダム B（110MW × 2 基）および C（110MW × 2 基）発電所とともに、APSEB の火力発電設備の主力となっていたが、A 発電所は完成後 25 年以上を経過しており、出力が約 50MW / Unit まで低下するなど老朽化が激しく、リハビリテーション（近代化）の必要が生じていた。

1.2 目的

コタグダム A 発電所のボイラー、タービン、および発電機のリハビリを実施することにより、AP 州の電力不足の改善を図り、もって同州の経済発展に寄与する。

1.3 アウトプット

本件のアウトプットは以下のとおり。

[火力発電設備]

- ・ボイラー4基にかかるリハビリ
- ・タービン4基にかかるリハビリ
- ・発電機3基にかかるリハビリ^{*1}

総事業費 62 億 6,200 万円のうち、外貨全額 (48 億 4,700 万円) および内貨の一部 (円換算額 2 億 4,500 万円) の合計 50 億 9,200 万円 (総事業費の 81% に相当) が円借款対象となる。残額はインド側実施機関の自己資金によりまかなわれる。

1.4 借入人 / 実施機関

借入人 : インド国大統領

実施機関 : アンドラ・プラデシュ州電力庁 (APSEB) ^{*2}

1.5 借款契約概要

円借款承諾額 / 実行額	50 億 9,200 万円 / 50 億 8,400 万円
交換公文締結 / 借款契約調印	1994 年 12 月 / 1995 年 2 月
借款契約条件	金利 2.6%、返済 30 年 (うち据置 10 年) 一般アンタイド
貸付完了	2002 年 4 月

2 . 評価結果

2.1 妥当性

上述したように、審査当時 AP 州では現状のみならず将来にわたる電力の供給不足が予測されており、新規の電力供給源の確保が急務であった。その一方で当発電所 (コタグダム A 発電所) の老朽化も進んでおり、リハビリにより機能を回復し、電力需給の改善に貢

^{*1} 発電機 1 基については、すでに審査時点で APSEB により資機材の手配がなされていたため事業範囲から外された。

^{*2} 1999 年の州電力庁の機構分離 (アンバンドリング) により事業ごとに分割され、現在の実施機関 (発電部門) は、Andhra Pradesh Power Generation Corporation Ltd. (APGENCO) となっている。

献させることは、当時の国家開発計画で、「発電設備稼働率の向上」等の諸施策による電力供給の増強が指向されていたことからわかるように、政府の方針にそうものであった。なお、コタグダム発電所全体でみると、コタグダム B・C 発電所もリハビリが必要な状態ではあったが、コタグダム A 発電所の建設時期がほかの二つより 7～11 年以上前であり、老朽化が進行していることから優先的に扱うこととなった^{*3}。このように受益者ニーズや政策の観点からみた本事業の必要性は高く、審査時点における本事業の妥当性は十分に認められるといえる。

さらに、政府は第九次 5 力年計画（1997～2001 年度）で、電力需要への適切な対応を強化することを掲げており、また、第十次 5 力年計画（02～06 年度）における地方中心の電力開発や AP 州電力開発計画（2020 年）に掲げられた電力の増強・効率的な経営に合致していることから、現時点においても本事業の妥当性は依然として高いといえる。

2.2 効率性

2.2.1 アウトプット

おおむね計画通りに実施されている。

2.2.2 期間

以下は、予定されたスケジュールと実績の対比である。

作業項目	予定完了時期	実績
L / A 調印	1994 年 2 月	1995 年 2 月
コンサルタント契約	1995 年 9 月	1996 年 6 月
本体契約	1997 年 6 月	1997 年 10 月
1～4 号機リハビリテーション	2001 年 1 月	2000 年 10 月

当初予定より早くリハビリが完了しており、この理由について実施機関では、調達手続きの効率化を主な理由としている。

2.2.3 事業費

事業費はほぼ当初予定に収まっている。通貨別にみると、外貨部分は 48 億 4,700 万円の予定に対し 50 億 8,400 万円の支出、内貨部分は 4 億 2,100 万ルピーに対し 3 億 3,500 万ルピーの支出となっている。円に換算した総額では、予定額 62 億 6,200 万円に対し 62 億 1,100 万円の支出となっている。

^{*3} ちなみにコタグダム B 発電所は 2001 年にリハビリが完了し、C 発電所も 03 年 8 月に着手の予定である（本調査実施時点）。

なお、コンサルタント、施工業者とも実施機関から非常に高い評価を得ており、監理・施工能力等についての問題は報告されていない。

全体をまとめると、本事業のアウトプットはおおむね計画通り実施され、工期や事業費も当初予定の範囲内に収まっているため、全体として本事業の実施にかかる効率性は高いといえる。

2.3 有効性

2.3.1 運用指標

発電量・熱効率・PLF・稼働率等の実績値を入手したが、いずれの指標でも本事業の実施前と比較して改善している。

コタグダム A 火力発電所の運用効果指標

年度 指標	1996	1997	1998	1999	計画値	2000	2001	2002
総発電量 (GWh/Year)	1,395	1,222	1,168	1,616		1,698	1,753	1,844
所内率 (%)	9.02	9.07	9.07	8.52	8	8.19	8.03	7.70
熱効率 (%)	25.72	25.79	28.29	30.58	32.5	29.22	31.92	30.13
PLF(設 備 利 用 率 : %)	66.37	58.13	55.58	76.63	65	80.74	83.39	87.71
稼働率 (%)	93.06	77.39	72.47	93.47		90.00	91.75	95.10
強制停止率 (%)	2.87	19.38	17.15	2.06		1.31	2.37	1.60

網掛け部分は本事業の実質的なリハビリ作業の実施時期を示す。

出所：APGENCO

項目別に状況をみると以下のとおりである。

最大出力

リハビリの結果、A 発電所のタービンの出力は、2002 年度で 4 基ともほぼ定格出力に近い 60MW 前後まで回復している。

PLF (Plant Load Factor : 設備利用率)

02 年度で 87% を超えており、リハビリの結果、効率および出力が回復し、経済的かつ安定して運転することが可能となった。結果として予定以上に稼働が求められ、利用率が向上している。

熱効率

02 年度で 30.13%まで上昇しており、本事業で計画値とされた 32.5%に近づいている。

所内率

02 年度で 7.7%まで下がり、本事業並びに石炭火力発電の一般的な計画値である 8%以下となっている。

稼働率

02 年度で 95.10%となっており、PLF 同様、リハビリの結果、効率および出力が回復し、経済的かつ安定して運転することが可能となった。結果として予定以上の稼働率となっている。

強制停止率

02 年度で 1.60%まで下がっており、2002 年度の全インド平均値 11.30%を大きく下回っている。

2.3.2 AP 州電力事情改善への貢献

本事業のみのインパクトを計測することが困難なため、本事業を含む AP 州内の電力事業全体によるインパクトを参考までに検証することとする。

(1) 電力需給の改善

以下に 1994～2002 年度までの AP 州の電力需給状況を示す。

AP 州ピーク時電力需給実績（単位：MW）

年度	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
需要	5,224	5,576	6,132	6,592	7,280	7,672	8,043	7,929	7,645
不足	790	1,000	1,110	850	800	988	900	900	750
ギャップ(%)	15.1	17.9	18.1	12.9	11.0	12.9	11.2	11.4	9.8

出所：APTRANSCO

AP 州電力量需給実績（単位：GWh）

年度	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
需要	31,588	33,133	35,975	39,666	41,172	46,890	48,017	48,176	49,361
不足	1,609	2,215	2,318	1,496	560	1,138	1,272	1,225	1,425
ギャップ(%)	5.1	6.7	6.4	3.8	1.4	2.4	2.6	2.5	2.9

出所：APTRANSCO

本事業で実際にリハビリが行われる直前の 96 年度の数値と比較すると、96 年度でのピーク時電力不足 (1,110MW) は、02 年度には 750MW となっており、ピーク時の電力需要の大きさに比した相対的な不足度は、18.1% から 9.8% へと半減している。

また、96 年度当時の「電力余裕量」(電力供給量 - 電力需要量) は 2,318GWh であったが、02 年度には 1,425GWh であり、やはり電力量需要の大きさに比した相対的な不足度は 6.4% から 2.9% へ大きく減少している。

なお、コタグダム A 火力発電所の 02 年度の送電端発電量は、1,702GWh であり、これは AP 州全体の総発電量の 3.6% に相当する。

コタグダム A 火力発電所の送電端発電量

年度	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
送電端発電量 (GWh)	1,270	1,111	1,062	1,478	1,558	1,613	1,702
AP 州の総電力供給量 (GWh)	33,657	38,170	40,612	45,752	46,745	46,951	47,936
AP 州の総供給量に占める割合	3.8%	2.9%	2.6%	3.2%	3.3%	3.4%	3.6%

網掛け部分はリハビリが集中的に実施された時期を示す。

出所：APTRANSCO

(2) 1 人あたり電力消費量の増大

審査時 (1994 年) の数字は年間 374kWh であったが、2001 年度においては 510kWh に増加している^{*4}。

2.3.3 内部収益率

財務的内部収益率 (FIRR) については、そもそも APGENCO としては特に利益・損失が発生しないような水準に APTRANSCO (APSEB の機構分離により設立された送電会社) への電力の販売価格が設定されている (発電コストを積み上げる方式で価格が設定され、政府の認可を受ける)。このため、通常の FIRR の計算 (本事業がなかった場合のキャッシュフローと本事業実施後の実績値を用いたキャッシュフローを対比する) を行なっても、必ずしも本リハビリ事業の採算性が適切に把握できない。そこで投資費用をコスト、各種費用の節約額^{*5}を便益として計算することとした。

再計算した FIRR は 12.1% となり、審査時の試算 (11.6%) を上回った。なお、再計算に際しての前提条件は以下のとおりである。

^{*4} ちなみに、1999 - 2000 年のインド全国平均は、354kWh である。(出所：Annual Report on the Working of State Electricity Boards & Electricity Departments, Planning Commission) なお、当初指標として予定した農村電化率に関しては、AP 州では 90 年時点ですでに 100% に達している。

^{*5} 燃料の節約額は本事業のもたらす便益のすべてではなく、ほかにも事業がなかった場合の運営・管理費用の節約等が考えられるため、この方法で算出する FIRR はやや過小なものとなると思われる。

便益 (各種費用の 節約額)	<p>石炭の節約分 1kWh あたり 0.18kg の節約が可能となったので、節約できた石炭の使用量に石炭の価格を乗じて求める。</p> <p>油燃料の節約分 実施機関の記録により、1999～2002 年度の 4 年間で実際に 7,030 万ルピー節約できたことが判明したので、年平均の節約費をその 4 分の 1 の 1,750 万ルピーとする。</p> <p>所内消費電力節約分 同様に 4 年間で 1 億 640 万ルピー節約できたことが判明したので、年間の節約費をその 4 分の 1 の 2,660 万ルピーとする。</p>
費用	実際の投資コスト：18 億 4,820 万ルピー
プロジェクトライフ	15 年
その他	新設の施設ではないので、発電量は 2003 年以降漸減するものとする。

2.4 インパクト

2.4.1 産業活性化への影響

一般的に電力インフラの改善は産業の発展に結びつくといえる。AP 州における 1998 年から 2001 年までの GRDP の年平均成長率は約 6.7% であり、全国における年平均成長率である約 5.7% を上回っている。

直接の関連は不明確なものの、AP 州の需要家別販売電力量の 25% を産業用が占めており、00 年度以降も産業用の電力需要予測は年平均で 12.1% の伸びとなっていることから、本事業のリハビリがもたらす供給量の増加とプラント寿命の長期化は、AP 州産業の活性化を下支えしていくものと考えられる。

AP 州における GRDP(域内総生産)と電力消費量の推移

年度	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
実質 GRDP (1 千万ルピー -)	61,114	64,729	68,809	67,866	76,116	79,605	85,522	88,765
電力供給量 (GWh)	29,979	30,918	33,657	38,170	40,612	45,752	46,745	46,951

出所：AP 州政府統計、APTRANSCO (GRDP は 1993 年度の固定価格による)

2.4.2 その他の環境社会面へのインパクト

(1) 環境へのインパクト

実施機関からの聞き取りによれば、本事業に関連して、大気汚染、水質汚濁、騒音・振動等の問題は特段報告されていない。さらに、地域住民に受益者調査を実施したところ^{*6}、

^{*6} 発電所の敷地より 3 方向 (北・東・南) に数 km 離れた 3 地点に住む住民計 30 人程度が対象。

こちらでも環境に関連する問題は特段指摘されなかった。

また、審査時点から懸念されていた問題や条件が大きく変化した事項、およびその対応は以下のとおりである。

産業廃棄物の処理場（灰捨場）の確保について

審査時点において、「灰捨場（アッシュ・ポンド）があと2年で満杯となる見込み」であることが指摘されていたが、この問題については、1999年に既存の灰捨場に隣接する形で新たな灰捨場が造成された。この新しい灰捨場は、本調査の時点であと2年は利用可能とのことであった。

実施機関では、それ以降は州政府所有の森林地などの取得活用等により、さらに10年程度処理を可能にする予定としているが、本事業の持続性や環境配慮の妥当性を高めるためにも、早期に追加的な灰捨場を確保すべく、必要に応じて用地取得、資金調達等の具体的な手続きを計画的に進めることが求められる。

なお、実施機関では石炭灰について、農業省や地元の大学と共同で、肥料として再利用するための研究を進めている。

また、当行はAP州において、シマドリ石炭火力発電所建設事業(1)(2)、および、その中間監理調査を実施し、石炭灰の有効利用について、潜在的市場開拓のための戦略確立、石炭灰製品・道路工事および農業への利用等の提言を行っている。

浮遊粒子状物質（SPM）の排出基準について

SPM（Suspended Particulate Matter）の排出基準は、経年的に厳しくなっており、AP州汚染規制委員会（Andhra Pradesh Pollution Control Board）の基準は、本評価時点で150mg/Nm³（定格出力210MW以上の発電施設の場合）となっているが、APGENCOは独自の基準として2003年5月に50mg/Nm³を設定している。実施機関によれば、当発電所のタービン4基のうちすでに2基はAPGENCOの独自基準を満たしており、残りの2基も近々に独自基準を満たせる予定とのことである。

（2）地域住民へのインパクト

本事業は既存発電所のリハビリ事業であるため、住民移転は発生していない。

なお、本事業で対象となったA発電所以外（B・C）も含めたコタグダム発電所が地域住民にもたらしたインパクトとして、発電所および関連施設における雇用が挙げられる。現在、AからCまでの発電所全体で約3,000人が雇用されており、そのうち7～8割は地元からの雇用となっている。

2.5 持続性

2.5.1 実施機関（APGENCO）

（１）技術・体制

発電所そのものの職員数は、審査時点で 450 人であったが現在は 370 人まで減少している。組織は全体を統括する Superintending Engineer の下に 8 部署が存在し、職員の定着率も高く安定している。発電所では、現在の技術スタッフは質・量ともに十分であると考えている。

（２）財務

過去 3 年間（1997～99 年度）の運営・管理費の推移は、288.5、385.7、497.87（百万ルピー）であり、実施機関によればこれは現状の運営・管理活動を実施するためには十分な額であり、今後も維持される見込みとのことである。なお、99 年度の 497.87 百万ルピーは、同年度の APGENCO 総支出額の約 1.5%、一般管理費の約 7.4% に相当する。

発電コストのうち燃料費については、政府の調整もあり過去数年はトンあたり 950～1,000 ルピーで安定している^{*7}。燃料である石炭は近隣に豊富な埋蔵量を誇る炭田があり、その確保には現時点では問題ない。なお、電力の販売価格については、発電に要するコストを積み上げる形で価格が設定されたうえで APERC（AP 州電力規制委員会）の認可を受けることになっているため、APGENCO の収支は安定しているといえる。なお販売価格は過去 3 年間で漸増の傾向にある^{*8}。

99 年度の財務諸表によると、売上高は前年度より伸びているものの、投資に伴う減価償却費増加により、支出がそれ以上の割合で増えているため、経常損益が約 2,040 百万ルピーの赤字へと拡大している。ただし、APERC によれば、実施機関（APGENCO）と送電会社（APTRANSCO）の財務状況は 99 年度以降総じて改善してきているとのことであった^{*9}。

2.5.2 運営・管理

本事業により整備された施設・機材等に関しては欠陥や故障もなく順調に機能している。運営・管理は、日常の巡視点検を中心に、決められた計画に従って定期的に実施されている。発電所の高い運営実績が示すように、十分なレベルで運営・管理はなされていると考えられる。運営・管理活動は以下のようにまとめられる。

^{*7} 政府、および、主要な生産者・消費者の代表からなる Standing Linkage Committee が四半期に 1 度開催され、価格について協議し決定する。

^{*8} KWh あたりの価格（ルピー）は、2000 年度が 1.53、01 年度が 1.61、02 年度が 1.83 であった。これは州内の独立事業者や近隣州の電力事業者の販売価格を下回っている。

^{*9} APERC 担当者（電力料金担当局長）は、「政府からの補助金も減っている。来年度に関してもコスト予測に従って赤字が出ないように料金が設定される。2～3 年以内に補助金は完全になくなるが、売上金だけで完全にまかなえるようになる」との見通しを述べている。

運営・管理活動の種類	頻度
定期的運営・管理	年に1回、ボイラー・タービン・発電機およびその付属品に関して行われる。
予見的保守 (Predictive maintenance)	日常の巡視点検結果を反映し、必要に応じて実施される。
予防的保守 (Preventive maintenance)	メーカーの指導（マニュアル）に応じて実施される。
総合点検 (Capital overhaul)	5年に1回実施され、必要に応じて部品の補修や交換が行われる。

上記を総合すると、まず本事業でリハビリを施された発電所は期待された機能を十分に発揮しており、現時点で施設の機能上の問題は発生していない。また、これらの施設を運営・管理する体制・予算も十分に整備されており、実際に運営・管理活動も適切に行われている。さらに、実施機関の財務状況も改善傾向にあることから、本事業の持続性は十分にあるものと思われる。

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
アウトプット 火力発電設備	ボイラー4基のリハビリテーション タービン4基のリハビリテーション 発電機3基のリハビリテーション	計画通り 計画通り 計画通り
コンサルティング・サービス	F/S 評価 入札書類等の評価およびその補助 性能テスト評価	実施されず 実施されず 一部実施
期間 L/A 調印 コンサルタント契約 本体契約 1号機リハビリ 2号機リハビリ 3号機リハビリ 4号機リハビリ	1994年2月 1995年1月～1995年9月 1995年10月～1997年6月 1997年7月～1999年3月 1998年4月～1999年9月 1998年10月～2000年6月 1999年7月～2001年1月	1995年2月 1995年8月～1996年6月 1995年10月～1997年10月 2000年6月～2000年10月 1998年8月～1998年10月 1998年2月～1998年4月 1998年10月～1998年12月
事業費 外貨 内貨 (現地通貨換算) 合計 うち円借款分 換算レート	48億4,700万円 14億1,500万円 (4億2,100万ルピー) 62億6,200万円 50億9,200万円 1ルピー = 3.36円	50億8,400万円 11億2,700万円 (3億3,500万ルピー) 62億1,100万円 50億8,400万円 1ルピー = 3.36円

Third Party Evaluator's Opinion on Kothagudem "A" Thermal Power Station Rehabilitation Project

Mr. S.K.N. Nair
Advisor

National Council of Applied Economic Research

Relevance

Capacity shortages are so acute in India's power sector that any addition to generating capacity is beneficial to the system and the economy that it serves. There are two factors that further enhance the relevance of the project under review. At the time of the rehabilitation, the units were thirty years old and the plant would have suffered further scaling down of capacity, even outright scrapping in a few years' time. By restoring the units to nearly the original designed capacity and extending their life by 15 years at a cost of Rs. 1.848 billion, the project has effectively postponed investment in new plant of 240 MW that, on current costs would have consumed an outlay in excess of Rs. 10 billion. Also, the net addition of 40 MW capacity has been achieved within an implementation period of 33 months (Feb. 1998 to October 2000), approximately half the time that a green field project would have entailed, in Indian conditions.

The second factor of relevance relates to the changes that have occurred in India's, and specifically Andhra Pradesh State's, power sector after this project was taken up for implementation. The State power sector is now overseen by an independent regulator who has promoted several reforms, one of them the introduction of merit order dispatch of plants, in their order of variable cost of generation. The plant under review is operating at better than the planned efficiency levels, which should guarantee a good ranking in this system of dispatch and hence continued high plant utilisation.

Sustainability

The high operation indicators registered by this plant attest both to the managerial skills of the executing agency and to the enlightened regulatory practices just referred to. Andhra Pradesh has consistently achieved the best Plant Load Factors among all public sector thermal plants – State as well as Central – in India for the last six years.

AP Genco's operational and implementation strengths could be put to gainful use to the national power sector, especially in the sector's newly liberalized structure. The generation segment is now opened up to free entry; phased introduction of competition is envisaged also for the distribution segment. As an instance of well-implemented plant rehabilitation, the project under review could serve as model to several other aging units that are marked out for renovation across India's power sector. The current Tenth Five-Year Plan (2002-'07) identifies 106 thermal units (total capacity 10,413 MW) for 'Renovation and Modernization' (R&M), to be taken up based on plant-specific 'residual life assessment studies'. Ambitious targets set for R&M in recent Five-Year Plans have remained under-fulfilled, chiefly owing to institutional and financing constraints. With the flexibility allowed by the new dispensation, the rehabilitated units can now be spun off to operate as Independent Power Projects that could cater to bulk or retail distributors and compete on cost and reliability parameters. This opens up scope for public: private partnerships in diverse forms. Under the new law, AP Genco itself could promote or partner such ventures not only in Andhra Pradesh but also beyond the State boundaries.