

## ガンダ - ル火力発電所建設事業（第 ~ 期）

評価報告: 2001 年 10 月

現地調査: 2001 年 8 月

### 1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



ガンダール火力発電所

#### 1.1 背景

インド西部地域<sup>1</sup>は、ムンバイを中心に比較的多くの商工業消費者を抱えており、その電力消費量は審査時点でインド全体の 32% を占めていた。同地域の一人当たりの電力消費量も 334 KWh/年と全国平均の 236 KWh/年を上回っており、過去 4 年間における電力需要は年率約 8% で増加していた。

1991 年時点で西部地域における電源施設の 84% は火力発電所が占めていた。これはマディヤ・プラデシュ州東部を中心に石炭資源が豊富であったためである。これに対して、同地域における水力資源の開発は遅れていた（インド全体では発電の 63% が火力であった）。

西部地域の電力需要を取り巻く切迫した状況には、国内の他地域と同じように、以下のような特色があった：

発電能力の絶対的不足及び施設の低い発電負荷率<sup>2</sup>。

全施設能力の 70% 以上を石炭火力に依存している結果、負荷曲線に沿った柔軟な運転が困難となっている。

高い送配電ロス。

ムンバイ及びグジャラート沖の天然ガスを利用した、ガスコンバインドサイクル型発電所の建設が今後の西部地域における開発計画の中心になると考えられており、ガス型火力発電所の建設は同地域の需要と供給のバランスを改善するために必要不可欠であった。

<sup>1</sup> 西部地域はグジャラート州、マディヤ・プラデシュ州、マハラシュトラ州、ゴア州、ダマン・ディウ及びダドラ・ナガール・ハベリの統合地域により構成されており、851,000km<sup>2</sup>の面積（インド全体の 29%）を擁している。

<sup>2</sup> プラント稼働率（PLF）: 1 年間に発電された電力量に対し、年間を通して最高出力で発電した場合に可能な電力量の割合。

## 1.2 目的

648MW の発電能力を有するガンダ - ル・コンバインドサイクル火力発電所及び付随する関連送電システムを建設することにより、インド西部地域の増加する電力需要に対処すると共に安定した電力供給を図り、もって地域産業の発展及び民生の安定に資するもの。

## 1.3 事業範囲

### (1) 発電所及び関連設備

火力発電所建設：ガスタービン発電機 3 基（1 基当たり出力 141.3MW）、排熱回収ボイラー 3 基、蒸気タービン発電機 1 基（224MW）、関連設備、変圧器（220kV/400kV）、建設に伴う土木工事。

冷却システム建設：冷却塔、水処理装置、ミネラル除去装置、処理済水ポンプ、処理済水送水管、関連機器。

変圧器建設：変圧機器（400kV）、コントロール機器、ケーブル、HV/LV スイッチギア、その他の関連機器。

その他の土木工事：整地、測量、事務所建設、現場調整等。

### (2) 関連送電システム

送電線：以下の送電線建設：

- 220kVD/C ガンダ - ル-バルーチ間
- 400kVD/C ガンダ - ル-ラナサン（デェガム）間
- 400kVS/C ガンダ - ル-パドゲ間
- 400kVS/C ガンダ - ル（NTPC）-ガンダ - ル（GEB<sup>\*3</sup>）間

変電所：以下の変電所建設：

- バルーチ変電所（拡張）
- ガンダ - ル変電所（拡張）
- パドゲ変電所（拡張）
- デェガム変電所（新設）

その他の土木工事：整地、測量、事務所建設、現場調整等

## 1.4 借入人/実施機関

インド国大統領/ 国営火力発電公社（National Thermal Power Corporation: NTPC）  
国営送電公社（Power Grid Corporation: Power Grid）

## 1.5 借款契約概要

	第 1 次ローン	第 2 次ローン	第 3 次ローン
円借款承諾額	13,046 百万円	42,599 百万円	4,746 百万円
円借款実行額	12,911 百万円	40,191 百万円	4,611 百万円
交換公文締結	1989 年 11 月	1991 年 12 月	1992 年 10 月
借款契約調印	1990 年 3 月	1992 年 1 月	1992 年 12 月
借款契約条件			
金利	2.5%	2.6%	2.6%
返済期間（据置期間）	30 年（10 年）	30 年（10 年）	30 年（10 年）
調達	一部アンタイト	一部アンタイト	一部アンタイト
貸付完了	1997 年 9 月	1997 年 4 月	1998 年 4 月

<sup>3</sup> グジャラート州電力庁（Gujarat State Electricity Board）管轄下

## 2. 評価結果

### 2.1 計画の妥当性

ガンダ - ル発電所及び関連送電線の建設計画は、インド西部地域において増加する電力需要に対処し、安定した電力供給を図る目的で策定された。本事業の審査時、西部地域は深刻な電力不足に直面していた。同地域におけるピーク時及び慢性的な電力不足を緩和するため、中央電力庁（CEA）は本発電所建設予定地近郊に賦存している天然ガスを考慮に入れ、本事業を同地域の受益者に対するベースロード発電所として計画していた。したがって、ガンダ - ル火力発電所及び関連送電線の建設という本事業目的は、当時の開発政策に合致した妥当なものであった。

2000/2001 年度においてもなお、西部地域では 19.1%のピーク時電力不足<sup>\*4</sup>及び 10.7%の総電力不足<sup>\*5</sup>が生じている。CEA が作成した第 10 次計画中の電源開発計画の草案によると、総設備容量 11,254MW の発電所群が同地域に建設される計画となっている。しかし、たとえ同計画が実施されたとしても、同地域では第 10 次計画実施期間中（2002 年 4 月～2007 年 3 月）にさらなる電力不足が生じる可能性が指摘されている。このように依然としてつづく電力不足を考慮すると、本事業は現在でも西部地域の電力開発計画に貢献しており、その妥当性は維持されている。

### 2.2 実施の効率性

#### 2.2.1 事業範囲

本事業範囲は主にコンバインドサイクル発電所及び関連送電システムの建設で構成されている。これらの施設は審査時<sup>\*6</sup>の計画設計から大幅に変更されることなく完成した。

#### 2.2.2 工期

##### a) 発電所

発電所の建設は、計画工期である 1995 年 9 月から 3 ヶ月遅れて同年 12 月に完成した。この遅延は以下の予測できなかった事態により生じた：

1994 年 9 月に発電所建設現場周辺で疫病が発生したため、建設作業員及び専門家が、建設現場からの退避を余儀なくされた。

1995 年 1 月に発生した阪神淡路大震災により、資機材の製造・運搬が遅れた。

##### b) 関連送電システム(ATS)

関連送電線の建設工事は、計画工期である 1995 年 1 月から約 40 ヶ月遅れの 1998 年 5 月に完成した。この大幅な遅延には上記にある理由が関連している。

4 区間中 2 区間の主要送電線は発電所の稼働開始以前に完成したため、発電所からの送電において深刻な影響はなかった。一方、ガンダ - ル-パドゲ及びガンダ - ル NTPC-ガンダ - ル GTEC の 2 区間における送電線はそれぞれ 1998 年 3 月及び 5 月に稼働を開始している。この前者における遅延は、4 km に及ぶ森林伐採の許可を得るのに時間を要したためであり、後者の遅延は、GTEC 変電所<sup>\*7</sup>の送電ベイが未整備であったためである。

<sup>4</sup> ピーク時電力不足: 年間の最大電力需要と実際のピーク時供給量の差をいう。

<sup>5</sup> 電力不足: 年間の計画消費者電力需要と実際の電力供給量の差をいう。

<sup>6</sup> 本報告書における審査時とは、特に注釈がない場合は第 3 次ローン事業の審査時を指す。

<sup>7</sup> 同変電所は現在 GTEC（グジャラート電力会社）が所有している。

## 2.2.3 事業費

審査時における事業費の見積りは114,575百万円で、その内訳は外貨分が71,645百万円、内貨分が42,930百万円であった。これに対し事業費の実績は、81,656百万円（外貨分55,122百万円、内貨分26,534百万円）となり、審査時の見積りと比べ32,919百万円（28.7%）のコスト・アンダーランとなった。この大幅なコスト・アンダーランは以下の要因により生じたと考えられる：

日本円に対するインド・ルピーの約28%<sup>\*8</sup>の下落  
 国際競争入札での入札競争に伴う価格の低減  
 厳格な事業費節約による予備費の未使用（発電所建設事業）  
 審査時の予測よりも低いインフレ率

表-1 事業費の見積りと実績の比較

	A. 審査時見積もり (百万円)	B. 事業費実績 (百万円)	差異: B/A (%)
発電所	99,890	73,868	73.9%
- 外貨	61,157	49,868	81.5%
- 内貨	38,733	24,000	62.0%
関連送電線 (ATS)	14,685	7,788	53.0%
- 外貨	10,488	5,254	50.1%
- 内貨	4,197	2,534	60.4%
総事業費	114,575	81,656	71.3%
- 外貨	71,645	55,122	76.9%
- 内貨	42,930	26,534	61.8%
円借款事業費	75,813	67,808	89.4%

## 2.3 効果

### 2.3.1 総発電量及び利用可能ガス量

ガンダ - ル火力発電所の燃料は天然ガスである。目標稼働水準であるプラント稼働率（PLF）63%を達成するには、約2.25MCMD<sup>\*9</sup>の天然ガスが必要であるが、実際に供給されているガスの量は必要量をはるかに下回っていた。このような不十分な天然ガス供給は、発電所完成以来、稼働目的達成の大きな阻害要因となっていた。

本事業の第1次ローン審査時には、天然ガスは発電所から45kmに位置するガンダ - ルガス田からパイプラインを通じて必要量（2.25MCMD）が供給される計画であった。しかし、同ガス田におけるガス産出量は減少しており、第2次ローン事業の審査時において、ガス割当量は、1.92MCMD（PLF53%相当）にまで下方修正された。ガス割当量はさらに第3次ローン審査時において、1.50MCMD（PLF43%相当）まで引き下げられた。しかしながら、ガス田におけるガス生産量は徐々に増加すると見込まれており、ガンダ - ル発電所への割当量も2.25MCMDまで増加するとされていた。このような取り決めはNTPCと石油・天然ガス株式会社（ONGC<sup>\*10</sup>）の間で合意され、インド政府の承認も受けていた。

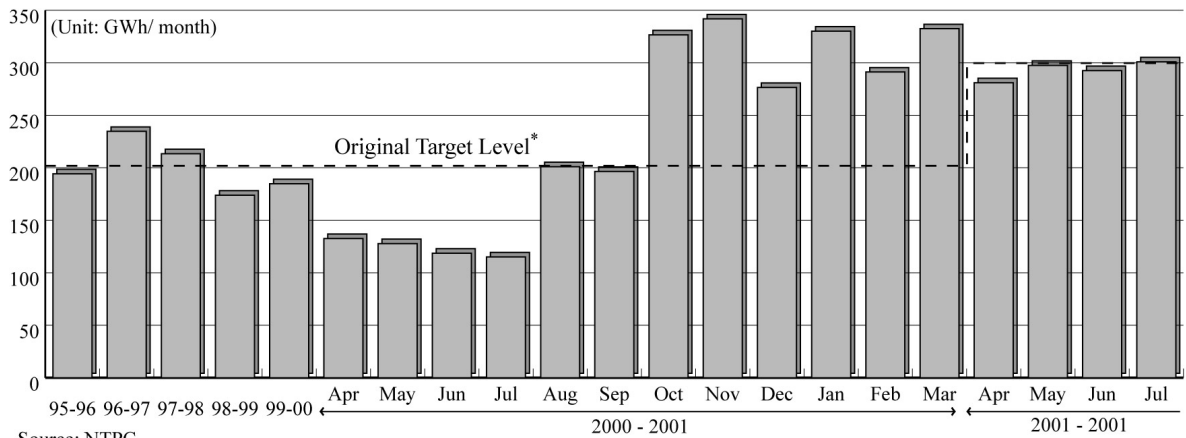
ガンダ - ル火力発電所の各発電機は1995年3月から11月にかけて順次運転を開始した。既に

<sup>8</sup> 関連送電システム建設事業のケース

<sup>9</sup> MCMD：100万m<sup>3</sup>/日

<sup>10</sup> ONGCはインドを代表する国営石油会社であり、原油、天然ガス、付加製品の探査、開発、生産を主な事業としている。同社は国内における炭化水素の探査・開発という国家政策目標を実現するため、1956年に公益法人として設立された。

述べたとおり、1998 年以降減少しているガンダ - ルガス田のガス生産量<sup>\*11</sup>を反映して、ガス割当量及び発電量も徐々に減少しており、目標値水準を下回っている。更に悪いことには、ガンダ - ルガス田からは十分なガス量を供給できない状態が継続するとの見通しが出されている。



Source: NTPC

Note: Original Target Level: The first 6 years from commissioning= 204.0 GWh/ month, following years= 298.9 GWh/month  
The data from 1995-96 to 1999-00 show monthly average

図-1 月別純発電量



Source: NTPC

Original Target Level: The first 6 years from the commissioning= 1.5 MCMD, following years= 2.25 MCMD

図-2 利用可能なガス量の平均(1日当たり)

この燃料問題に対処するため、NTPC はハジラ- ビジャイプール- ジャグディスポール (HBJ) パイプラインを通じた天然ガスの割当を開始すべく、インドガス公社 (GAIL<sup>\*12</sup>) と交渉を行っている。しかし、現時点では割り当て量についての合意に至っていない。その結果、NTPC は、HBJ パイプライン<sup>\*13</sup>を通じて天然ガスの供給を受けているカウス発電所を多燃料タイプ (天然ガス及びナフサ) ボイラーに転化し、余剰ガスをガンダ - ル発電所に転用すること決定した。また、NTPC は、GAIL 及び石油・天然ガス省の承認を得て、発電所から約 25km の地点にある HBJ パイプラインに接続する新たなパイプラインを建設し、2000 年 8 月からガンダール発電所にガス供給を開始している。それ以降、ガンダール発電所は HBJ パイプラインから 1.30MCMD、ガンダ - ルガス田から 0.55 MCMD、合計 1.85 MCMD の安定したガス供給を受けるようになった。

HBJ パイプラインから供給されるガスの熱量( 9,950 kcal/Nm<sup>3</sup> )はガンダールガス田のもの( 8,700

<sup>11</sup> 90 年代前半において、ONGC はガンダール地区のガス貯蔵量は約 7.5 MCMD であると推定していたが、90 年代後半には 推定量が 6.0 MCMD、更に 5.0 MCMD に縮小されていった。

<sup>12</sup> GAIL: 国内で最大のガス供給・販売公社。同社は 1984 年 8 月に 100% 政府出資の公社として設立された。最近では、政府の株保有率が約 67% に減少している。

<sup>13</sup> HBJ パイプライン: インドで最初の国内横断ガスパイプラインであり、グジャラート州、MP、Rajasthan、UP に跨っている。同パイプラインは日本の円借款により 1987 年 8 月に完成した。

kcal/Nm<sup>3</sup>) よりも大幅に高い数値となっている。また、製造業者により発電機が改修<sup>\*14</sup>されて以来、発電所の効率が改善されている(表3参照)。ガス供給量が当初の必要量に達していないため、発電所のPLFは計画値より若干下回っているものの、ガス供給量の増加・ガス熱量、施設改善の結果、PLFはほぼ目標値を達成している。

表-2: 各発電機の最大出力及びプラント稼働率(PLF)

発電機		1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00	2000-01	2001-02**
最大出力 (MW)	蒸気 1	236	200	146	188	185	221	N.A
	ガス 1	162	149	146	149	149	150	N.A
	ガス 2	164	154	147	139	148	148	N.A
	ガス 3	158	150	152	150	151	152	N.A
	合計	700	550	443	494	627	665	N.A
プラント稼働率 (PLF) <sup>*15</sup> (%)	蒸気 1	21.04	53.67	46.63	40.72	43.63	52.47	63.35
	ガス 1	59.07	43.72	55.23	35.15	31.56	52.22	78.74
	ガス 2	47.23	50.25	44.91	31.67	36.54	36.13	77.54
	ガス 3	48.22	50.92	36.33	40.88	44.03	50.78	22.56
	平均	41.10	50.13	45.80	37.50	39.51	48.46	60.89

備考: \*発電所の稼働テスト期間中 \*\*2001年4月~2001年7月

出典: NTPC

### 2.3.2 熱効率及びその他の指標

発電所は3基のガスタービン(各144.3MW)及び蒸気タービン1基(224.5MW)で構成されており、総発電容量は657.4MWである。蒸気タービンはガスタービンから発生する予熱を利用して発電するよう設計されているため、効率よく発電することができる。こうした比較的新しい発電システムはコンバインドサイクルシステムと呼ばれている。審査時点における一般的なコンバインドサイクル発電所の平均熱効率は42%~45%であり、一般的な火力発電所よりも熱効率が高い。

ガンダ-ル発電所の場合、1999/2000年度までは、熱効率<sup>\*16</sup>は平均40%であった。しかし、ガス供給量の増加及び発電機の改修を行った結果、熱効率は44~45%にまで改善している。

表-3: 発電所の効率指標

発電機		1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00	2000-01	2001-02**
熱効率 (%)	ガス 1	28.90	26.36	26.60	24.60	25.99	27.75	29.25
	ガス 2	28.90	26.50	26.80	24.20	25.65	27.43	28.76
	ガス 3	29.60	26.40	26.40	24.80	26.18	27.95	29.37
	平均	38.97	41.60	40.78	39.40	41.63	44.01	45.35
kWhあたり燃料消費量 (cm/kWh)	ガス 1	0.291	0.316	0.315	0.339	0.325	0.319	0.298
	ガス 2	0.291	0.316	0.312	0.334	0.326	0.320	0.304
	ガス 3	0.283	0.316	0.318	0.336	0.324	0.315	0.297
	平均	0.283	0.200	0.206	0.212	0.202	0.201	0.192

備考: \*蒸気タービン1基及びガスタービン3基の平均データを指す。 \*\*2001年4月~2001年7月

出典: NTPC

<sup>14</sup> 改修はガスタービンのオーバーホール中に実施された。ガスタービン1、2、3号機のオーバーホールはそれぞれ1999年7月、2000年4月、1999年12月に完了した。

<sup>15</sup> これらのガスタービンは同時期に稼働が開始されたため、ほぼ同時期に定期的整備検査が必要となる。整備検査の時期が重なることを避けるため、NTPCは各発電機を交替で稼働させる案を採用した。したがって、各発電機のPLFは一定になっていない。

<sup>16</sup> 熱効率: 燃料から発生する熱をエネルギーに変える能力; (エネルギー生産量(kWh) × 860(kcal/Wh)) / (燃料消費量(kg または kl) × 燃料熱量(kcal/kg または kcal/kl)) × 100

### 2.3.3 関連送電線(ATS)の稼働状況

ガンダ - ル火力発電所で発電された電力は、本事業の一部として建設された関連送電線システム (ATS) を通じて送電されている。図-3 に示すように、ATS は 3 区間の 400kV 送電線及び 1 区間の 200kV 送電から構成されている。ATS は国営発電公社 (Power Grid) が所有し、運用・維持管理を行っている。

ATS はガンダ - ル発電所で発電された電力だけではなく、他発電所からの電力も送電している。例えば、GTEC のコンバインドサイクル発電所 (655MW) は 1998 年 12 月の稼働開始以来、ATS を通じて電力供給を行っており、現在までに年間 500GWh の電力が ATS を通じて各地に運ばれている (表 4 参照)。

表-4:ATS を通じて送電された電力 (単位: GWh)

	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00	2000-01
ガンダール デェガム	702.0	1,280.0	1,247.0	1,222.0	1,512.0	1,392.0
デェガム ガンダール	1.0	0.7	5.5	5.0	9.8	11.0
ガンダール パドゲ	-	-	76.8	804.9	887.1	604.7
パドゲ ガンダール	-	-	1.3	37.6	171.0	134.0
ガンダール ガンダール(GTEC)	-	-	-	407.2	179.0	94.6
ガンダール(GTEC) ガンダール	-	-	-	0.7	525.3	520.7
ガンダール バルレーチ	-	637.4	86.8	522.2	280.6	627.9
バルレーチ ガンダール	-	0.3	3.4	55.2	340.7	272.8

出典: Power Grid

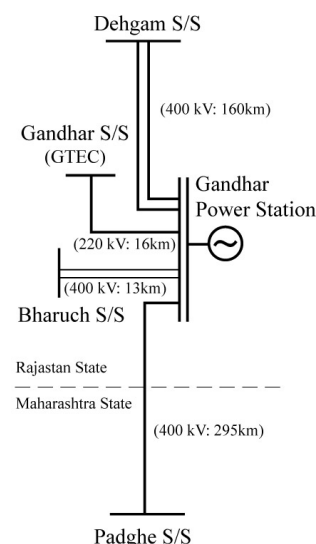


図-3: ATS の概念図

現在まで、送電線の利用可能率はほぼ 100% (98.75% ~ 100.00%) を維持しており、ATS において深刻な停電は生じていない。現在、国営送電公社は民間の送電会社の協力を得て、デェガム、ナグダ、ピナを結ぶ 400kV/2 回線の高圧送電線を建設する計画を立てている。この事業が完成した後、ATS は国の基幹高圧送電線網に接続される予定である。

### 2.3.4 財務的内部収益率(FIRR)の再評価

審査時と同様の計算方法に従って、事業費、稼働データ及びその他の関連データは実績値を使用して、財務的内部収益率(FIRR)を再計算した。その結果、本事業の FIRR は 17.3% (審査時 9.9%) となり、審査時の見込みと比べ収益性が大幅に改善していることが明らかになった。FIRR の再評価に際して、全ての財務費用及び便益は 1995 年時点の価格に換算し、発電所及び ATS の耐用年数は審査時と同じ 15 年を用いている。コストの内訳における最も大きな差として、事業費の減少が挙げられる。1995 年価格で見た場合、事業費の実績 (25,120 百万ルピー) は審査時見積もり (30,819 百万ルピー) を 5,699 百万ルピー下回り、実績額は見積額の 72.9% となっている。

## 2.4 インパクト

### 2.4.1 社会経済に対する正のインパクト

#### a) 西部地域における需要と供給のバランスの改善に対する貢献

発電所で発電された電力は ATS を通じて主にグジャラート、マハラシュトラ、マディヤ・プラデシュに送電されている。発電所からの電力配分は、NTPC と各州電力庁 (SEB) の合意の上で決定されている。2001 年における各州への電力配分量を図 4 に示す。

審査時において、西部地域は深刻な電力不足に直面しており、この状況はガンダ - ル発電所の稼働開始後も継続していた。NTPCによると、2000/2001年度の西部地域における電力需要173,975 GWhに対し、実際の供給量は155,384 GWhに過ぎなかった。この電力需要と供給の差は、最大18,591 GWhの計画停電<sup>17</sup>となり民生を圧迫している。同地域における電力量供給不足に加え、ピーク時の電力不足が家庭・産業需要家双方に望ましくないインパクトを与えていた。

このような逼迫した状況下において、本事業は西部地域における需給バランスの改善に大きく貢献してきたと言えるだろう。

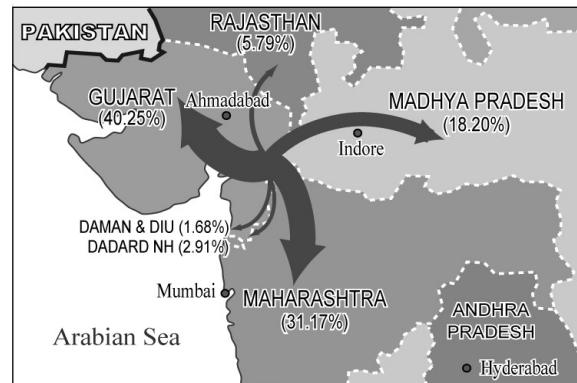


図-4:ガンダール発電所からの電力配分

#### b) 発電所周辺地域における生活水準の向上

NTPCは発電所周辺の村落を対象とした様々な社会事業を実施してきた。これらの事業には街灯、バス停、コンクリート舗装道路、上水道パイプライン、地下水タンク等の建設、小学校校舎の改築、トイレ・水場の建設、学校食堂用品の分配、その他の公共事業などが含まれていた。また、NTPCはガン予防施設、皮膚病治療施設、眼科施設、家庭用福祉施設、ポリオ教育施設などを設立した。その結果、近隣の村人は発電所の従業員居住地区において健康診断を受けることができるようになった他、発電所から派遣される医療チームの定期検診を受けることができるようになった。これらの活動は、周辺住民に直接・間接的に利益をもたらしている。

### 2.4.1 社会経済に対する負のインパクト

#### a) 発電所建設に伴う土地収用・移転

発電所建設に先だって、483 エーカーの土地(16 エーカーの政府所有地及び467 エーカーの私有地)が用地として収用された。収用対象地に住む住民はいなかったため、本事業において住民の非自発的移転・移住は行われなかった。インド政府の法令に基づき、150百万ルピーが土地収用の補償として158名の土地所有者に支払われた。同158名中、37名が発電所での仕事を与えられ、別の20名は建設期間中に作業員として仕事を得た。その他、これら土地所有者もまた、上記の社会事業による利益を受けている。

#### b) 関連送電線(ATS)建設に伴う土地収用・移転

送電線は住民のいない荒地に建設されている。インドの場合、送電線鉄塔建設に伴う土地収用はインド電気法の条項に従い不必要であり、土地利用に係る不満の声なども報告されていない。

結果として、送電線建設に伴う移転や土地収用は行われなかった。本事業において2ヶ所の変電所が拡張されたが、既に収用済みの土地を対象に実施されたため、新たな土地の収用は行われなかった。デェガム変電所の新設に伴い82haの土地が収用されたが、この土地はもともと州政府の所有であり、住民もいなかったことから土地収用は円滑に実施された。

<sup>17</sup> 計画停電: 電力負荷を一定の水準以下に維持するため、あらかじめ選定された地区への電力供給を一時的に停止するもの。



## 2.4.2 環境へのインパクト

### a) 発電所の環境に対するインパクト

発電所周辺地域に対する環境への影響を防ぐため、窒素酸化物放出量を低減するよう発電所の燃焼室に水循環システムが装備されている。そのため、周辺地区における窒素酸化物のモニタリング結果（42～45 ppm）は、環境基準値である 50 ppm<sup>\*18</sup>以下であることが分かった。また、発電所に使用される天然ガスには少量の硫黄が含まれているものの、硫黄酸化物の放出量は無視できるほどの微量である。

発電所に据え付けられた 70 m の煙突により、大気汚染濃度は低く保たれている。発電所の環境モニタリング・グループ（EMG）は月 3 回大気成分の計測している他、発電所からの汚染物質放出量を毎週、記録している。これまでのところ、全てのモニタリング結果は州の公害防止委員会の環境基準を満たしている。そのモニタリング結果を下表に示す。

表-5 大気質のモニタリング結果（1999 年 4 月～2000 年 3 月）

観測地点		Dahbli Village	Jhanor Village	Main Plant	NTPC Township	Shamlod Village
測定物質	環境基準値 <sup>*b</sup>					
SPM <sup>*a</sup>	200g/m <sup>3</sup> μ <sup>3</sup>	80- 170	98 - 154	103 - 157	80 - 139	83 - 152
SO <sub>2</sub>	80g/m <sup>3</sup> μ <sup>3</sup>	44 - 55	38 - 49	42 - 52	37 - 45	41 - 50
NO <sub>x</sub>	80g/m <sup>3</sup> μ <sup>3</sup>	9.0 - 26.0	11.0 - 23.0	12.0 - 24.0	11.0 - 14.5	10.0 - 17.6

出典：NTPC の環境モニタリング・グループ

備考：\*a：SPM=大気中浮遊微粒子 \*b：州公害防止委員会の定めた住宅・農村地域における環境基準

発電所はナルマダ川より取水し、取水した水を冷却水として利用した後、水処理場において処理した上で同河川に廃水を排出している。EMG は月 3 回水質をモニタリングしているが、水質のモニタリング結果は、州公害防止委員会が定めた基準を満たしている。1999 年～2000 年のモニタリング結果を下表に示す。

表-6 廃水のモニタリング結果（1999 年 4 月～2000 年 3 月）

	pH	TSS <sup>*a</sup>	油分	鉄	銅	クロム	亜鉛	リン酸
環境基準値 <sup>*b</sup>	6.5 - 8.5	100 mg/l	10 mg/l	1.0 mg/l	1.0 mg/l	0.2 mg/l	1.0 mg/l	5.0 mg/l
測定値	7.3 - 8.1	14 - 18	0	0.0 - 0.4	0	0	0.3 - 0.5	0.0 - 3.4

出典：NTPC の環境モニタリング団体

備考：\*a：TSS=総浮遊物質 \*b：州立公害防止委員会の定めた環境基準

EMG は発電所敷地内における騒音のモニタリングも実施している。その結果によると、騒音レベルは 50dB であり、環境基準内であることが分かっている。また、騒音レベル低減の一環として、NTPC は 130,000 本の植林を植えて幅 30m の植林ベルトを発電所の敷地外周を取り囲むよう整備している。これらの環境対策を包括的に考慮すると、発電所による環境への深刻なインパクトは生じていないと言えるだろう<sup>\*19</sup>。

### b) 関連送電線(ATS)の環境に対するインパクト

送電線及び変電所の運用・維持管理による周辺環境の汚染は見られない。ATS 建設事業に係る唯一の問題点は建設工事期間中に見られた。ガンダ - ル - パドゲ区間における送電線の一部

<sup>18</sup> 州立公害防止委員会により定められた環境基準

<sup>19</sup> 発電所は既に環境管理基準である品質管理システム(ISO)14001 を取得している。ISO を発効している国際標準化機構は世界でも代表的な標準化開発機関である。また、ISO14000 基準は、環境管理、対策、評価及び報告に対する国際的に認可されたフレームワークを提供するものである。

(3.89km) がマハラシュトラ州ターン地区の森林地帯に建設され、用地確保のための樹木伐採が行われた。NTPC は、環境・森林省から森林伐採の許可を得た代わりに、同州のアウランガーバード地区にある非森林地帯 20.5ha を対象に植林を実施している。その他の送電線区間及び新設された変電所に関しては荒地に立地しており、環境に対する負のインパクトは生じていない。

## 2.5 持続性・自立発展性

### 2.5.1 運用・維持管理担当機関

発電所及び ATS の運用・維持管理 (O&M) は NTPC、Power Grid がそれぞれ担当している。

#### a) 国営火力発電公社 (NTPC)

発電所はインド政府が 100% 出資している公社 NTPC によって、適切な運用・維持管理がなされている。NTPC は国内最大の火力発電会社であり、1975 年に国内火力総合開発の計画、促進、形成を目的に設立された。NTPC が現在稼働させている施設の総容量は 19,435MW であり、2001 年 3 月 31 日時点におけるその総施設容量はインド国内にある総施設容量の 19.3% を占めている。また、NTPC は 2000/2001 年度における国内総発電の 26% に貢献している。下表に示すように、従業員の労働効率は毎年改善されている。

表-7 NTPC 従業員の労働効率を示す指標

	1993-94	1994-95	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00
従業員数 (人)	18,827	19,223	21,233	21,407	20,710	20,808	21,265
総利益 ÷ 従業員数 (百万ルピー)	1.59	1.71	2.12	2.56	3.16	3.67	4.29
総収入 ÷ 従業員数 (百万ルピー)	3.14	3.31	3.93	4.60	6.15	6.76	7.57
総設備容量 ÷ 従業員数 (MW)	0.64	0.66	0.70	0.79	0.81	0.82	0.85
総発電量 ÷ 従業員数 (GWh)	4.06	3.98	4.23	4.56	5.13	5.26	5.58

出典：NTPC

2000 年末において、発電所には運用部門に 69 名、維持管理部門に 45 名の職員を含む合計 217 名の職員が従事していた。ガンダ - ル発電所は自動化が進んでいるため、他の発電所に比べて少ない職員数となっている。同発電所の正職員及び管理職員の技術能力は SEB 所有の他の発電所に比べて高いと言われている<sup>\*20</sup>。この高い技術水準は、周到に準備された教育・研修プログラムを通じて実現したものである。また、通常メンテナンス、予防メンテナンス、各発電機の整備点検などは、製造業者の勧める期間どおりに実施されている。

施設の稼働試験中、圧縮管、水循環システム、水処理施設等に幾つかの問題が生じ、発電所は同期間中に頻繁な稼働停止を余儀なくされている。しかし、これらの問題は稼働開始初年度に全て解決され、それ以降、発電所に機械上の問題は生じていない。これらのことから、発電所の運営・維持管理、経営に係る NTPC の能力は十分であると考えられる。

#### b) 国営送電公社 (Power Grid)

送電線の運営・維持管理は国営送電公社 (Power Grid) のデェガム支局が担当している。同社は 1989 年にインド政府 100% 出資の公社として設立され、現在、国内で発電された電力量の 40%、およそ国内発電施設容量の 3 分の 1 にあたる電力を送電している。同社は次の業務責任を負って

<sup>20</sup> 2001 年において、PLF で見た国内優良発電所 10 ヵ所のうち 6 ヶ所が NTPC 所有の発電所であった。また、英国データモニター社が 1998 年に実施した世界規模の電力調査において、NTPC は火力発電施設部門の設備の効率的利用において第 2 位となっている。

いる； 中央電力セクターの発電所及びその他大規模発電所間を連結する最適送電システムの開発、 各地域の送電システムの強化及びそれらを統合することによる基幹送電線網の形成、送電システムの運用・維持管理。

Power Grid のデガム支局はガンダ - ル発電所が発電する全電力の送電及びカワス、KAPP、コルバ、ピンディアチャール発電所で発電される電力の一部送電を担当している。支局の従業員の内、43 名は本事業により新設されたデガム変電所の運営・維持管理を担当し、その他 83 名がデガム支局管轄下にある送電線のメンテナンスを担当している。施設の運営・維持管理は、製造業者から配布されたマニュアルに則り、支局の自己資金において実施されている。送電システムは良好に維持管理がなされている。西部地域における送電システムの利用可能率は 99.65% となっており、MOU 目標値である 98.30% を上回っていることから判るとおり、これまでのところ、ATS の運用・維持管理において特段の問題は見られない。

## 2.5.2 O&M 機関の財務状況

ガンダール発電所で発電された電力は、Power Grid の送電線を通じて SEB に販売されている。各 SEB は NTPC に対して電力料金を、Power Grid に対して送電料金を支払う義務がある。これらの料金は、1998 年 7 月 2 日に電力セクター改革の一環として設立された中央電力規制委員会 (CERC) により決定されている。CERC は、 中央政府が所有・管理する発電会社の売電料金および、送電料金を含む州間の買売電料金の規制を行っている。また CERC は、料金設定が電力消費者と施設所有者の双方にとって妥当な額になるよう、中央政府に料金設定の提言を行っている。

各 SEB に課せられる電力販売料金及び送電料金は、NTPC 及び Power Grid の財務的健全性を保つため、CERC のガイドラインに沿って 運営・維持管理費、減価償却費、ローンの利子、運転資本金、実際の燃料費、の実績を元に設定されている。結果として、両社の財務状況は良好となっている。両社の財務収支状況を下表に示す。

表-8 過去 5 年間における NTPC の財務収支 (単位：百万ルピー)

	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00
1. 売電収入	83,441.9	98,396.5	124,125.7	140,573.7	161,017.5
2. 売電コスト	48,807.1	55,512.9	72,867.4	80,249.0	96,438.6
3. 減価償却費	11,614.6	14,725.5	17,444.1	19,863.8	20,831.1
4. 元本・利子返済	9,492.9	10,930.2	13,860.1	10,829.6	9,827.6
5. 税金(納税引当金)	1.2	433.5	1,197.5	1,003.5	2,063.4
6. 税引き後利益	13,526.1	16,794.3	21,535.0	28,157.3	34,245.3

出典：NTPC

表-9 過去 5 年間における国営送電公社の財務収支 (単位：百万ルピー)

	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00
1. 送電収入	8,611.9	9,342.2	12,465.3	15,770.1	17,895.0
2. その他収入	1,223.9	1,239.3	1,881.5	1,932.5	3,343.7
3. 送電コスト	1,966.0	2,226.8	3,006.2	3,712.2	4,454.1
4. 減価償却費	3,204.0	3,300.4	3,662.6	5,211.4	5,776.3
5. 元本・利子返済	1,966.2	1,996.7	3,457.4	3,808.7	4,201.9
6. 税金(納税引当金)	0.1	0.1	849.0	526.1	797.6
7. 税引き後利益	2,759.5	3,057.5	3,371.6	4,444.2	6,008.8

出典：国営送電公社

NTPC 及び Power Grid を含めた中央電力セクター (CPSU<sup>\*21</sup>) に対する SEB の未払料金の総額は年々増加している。NTPC 及び Power Grid の場合、2000 年 3 月 31 日時点の SEB からの未回収債権はそれぞれ 89,164.4 百万ルピー、12,363.9 百万ルピーとなっており、単年度売上の 55.4% 及び 62.47% に相当する。両公社の財務的健全性を保持するためには、SEB の債務返済が肝要である。

SEB の債務返済問題につきインド政府に任命された専門家グループは、2001 年 5 月に同問題の解決策を提示した報告書<sup>\*22</sup>を提出した。報告書では以下の債務処理が提案されている：

- 支払期日を超過した債務に係る利息・追徴金の 50% を免除する。また、残りの 50% に関しては、各州政府が免税公債を発行することにより支払いの保証を行う。
- SEB が債務返済を遅滞なく行い、且つ、SERC<sup>\*23</sup> が設定した運営目標値 (配電線へのメーター設置や料金徴収率の改善等) を達成することができた場合、CPSU は公債評価価格の 2.0% 相当の奨励金を SEB に支払う。
- SEB が 2001 年 12 月末まで信用状を保持することができた場合、CPSU は公債評価価格の 2.0% 相当の奨励金を一括して SEB に支払う。

### 2.5.3 利用可能天然ガスの将来の見通し

前述の通り、2000 年 8 月以降、ガンダール火力発電所の主要ガス供給源は、HBJ パイプラインとなった。HBJ パイプラインは当初、18.2 MCMD のガス供給を目的に設計された。その後、供給源である海底ガス田 (ボンベイ・ハイ<sup>\*24</sup>) の生産量拡大やガス需要の増加から、1997/98 年度に同パイプラインのガス供給容量は、33.4MCMD に改善された。GAIL は、HBJ パイプラインの供給容量を更に 2 倍にする事業が計画しており、2002 年には着工される予定である。

ボンベイ・ハイの豊富なガス埋蔵量及び HBJ パイプラインの拡充を考慮した場合、今後とも本発電所への安定的なガス供給が期待できる。NTPC は安定供給を確実なものにするため、更なるガスの割当について引き続き GAIL との交渉を行っている。

<sup>21</sup> CPSU: 同連合は SEB を援助する目的で 9 社の発電会社、1 社の送電会社、2 社の金融機関により組織された 100% 中央政府出資の連合体である。

<sup>22</sup> 「SEB 債務の返済」計画策定委員会、2001 年 5 月

<sup>23</sup> SERC: 州立電力規制委員会

<sup>24</sup> 1999 年にボンベイ・ハイガス田で確認された天然ガスの堆積量は、3,690 億 m<sup>3</sup> でインド国内における天然ガス堆積量の 53% に相当する。

主要計画 / 実績比較

項目	計画	実績
<b>I. 事業範囲</b>		
1. 発電所及び関連設備	3 基(容量:141MW)	3 基(容量:14.3MW)
(1) ガスタービン発電機	3 基	同 左
(2) 廃水再生ボイラー	1 基(容量:282MW)	1 基(容量:224.5MW)
(3) 蒸気タービン発電機	- 220kV/400kV 変圧器	同 左
(4) その他の機材	- 冷却塔	同 左
	- 水処理装置	同 左
	- ミネラル除去装置	同 左
	- 軟水化装置	同 左
	- ワークショップ用機材	同 左
	- 空調及び換気装置	同 左
	- 電力・コントロール・ケーブル	同 左
	- 計器・コントロール機器	同 左
	- HV/LV スイッチギア	同 左
2. 関連送電システム		
(1) ガンダールーバルーチ	220kV D/C(25km×2 回線)	220kV(13km×2 回線)
(2) ガンダールーラナサン(デェガム)	400kV D/C(200km×2 回線)	400kV(160km×2 回線)
(3) ガンダールーパドゲ	400kV S/C(315km×1 回線)	400kV(295km×1 回線)
(4) ガンダール(GEB)ーガンダール(NTPC)	400kV S/C(20km×1 回線)	400kV(15.86km×1 回線)
(5) 変電所:		
- バルーチ(GEB)	拡張	同 左
- ガンダール変電所(拡張)	拡張	同 左
- パドゲ	拡張	同 左
- ラナサン(デェガム)	新設	同 左
<b>II. 工期</b>		
1. 発電所及び関連設備		
(1) ガスタービン発電機 1~3 号基	1992 年 4 月 -1994 年 7 月	1993 年 4 月 -1994 年 5 月
(2) 蒸気タービン	1992 年 4 月 -1995 年 9 月	1994 年 1 月 -1995 年 3 月
(3) 機械・電気工事	1992 年 4 月 -1995 年 7 月	1993 年 9 月 -1995 年 10 月
(4) 土木工事	1992 年 4 月 -1995 年 6 月	1992 年 9 月 -1995 年 12 月
2. 関連送電システム		
(1) 送電線の調達・建設	1991 年 10 月 -1995 年 1 月	1992 年 2 月 -1998 年 5 月
(2) 変電所の調達・建設	1991 年 10 月 -1995 年 1 月	1992 年 2 月 -1998 年 3 月
<b>III. 事業費</b>		
外貨	71,645 百万円	55,122 百万円
内貨	9,691 百万円ルピー	26,534 百万円
合計	114,575 百万円	81,656 百万円
うち円借款分	75,183 百万円	67,808 百万円
換算レート	1 ルピー=4.43 円 (1992 年)	1 ルピー=3.19 円 (ATS 事業の平均)