

第6章 施工計画の概略検討

6.1 ガスパイプラインとの接続

ベラマラ CCPP へは、ADB 融資により建設されるガスパイプラインおよび CGS から分岐したガスパイプラインによりガス供給する計画である。CGS は、Hatikumrul から Khulna まで敷設する 30 inch ガスパイプライン 240km の途中 (Ishwardi と Kushtia の間) に設置し、ベラマラ CCPP へのガス供給量を測定する。

CGS 下流からベラマラ CCPP までのガスパイプラインの土地収用は NWPGL、建設は工事請負者が実施し、ベラマラ CCPP 運用後のガスパイプラインの運用はガス会社が行う。

CGS およびベラマラ CCPP の関係位置図を Figure I-6-1-1 に示す。

CGS 入口圧力は 1,000psig、CGS 出口圧力は 300~350psig で計画しているが、CGS からベラマラ CCPP まで計画しているガスパイプラインルートは土地収用やガスパイプラインの配管圧力損失を考慮した結果、ベラマラ CCPP 入口におけるガス供給圧力が約 298psig となり、ガスタービン要求ガス圧力を満足しないため、ベラマラ CCPP にガスコンプレッサを建設することとした。

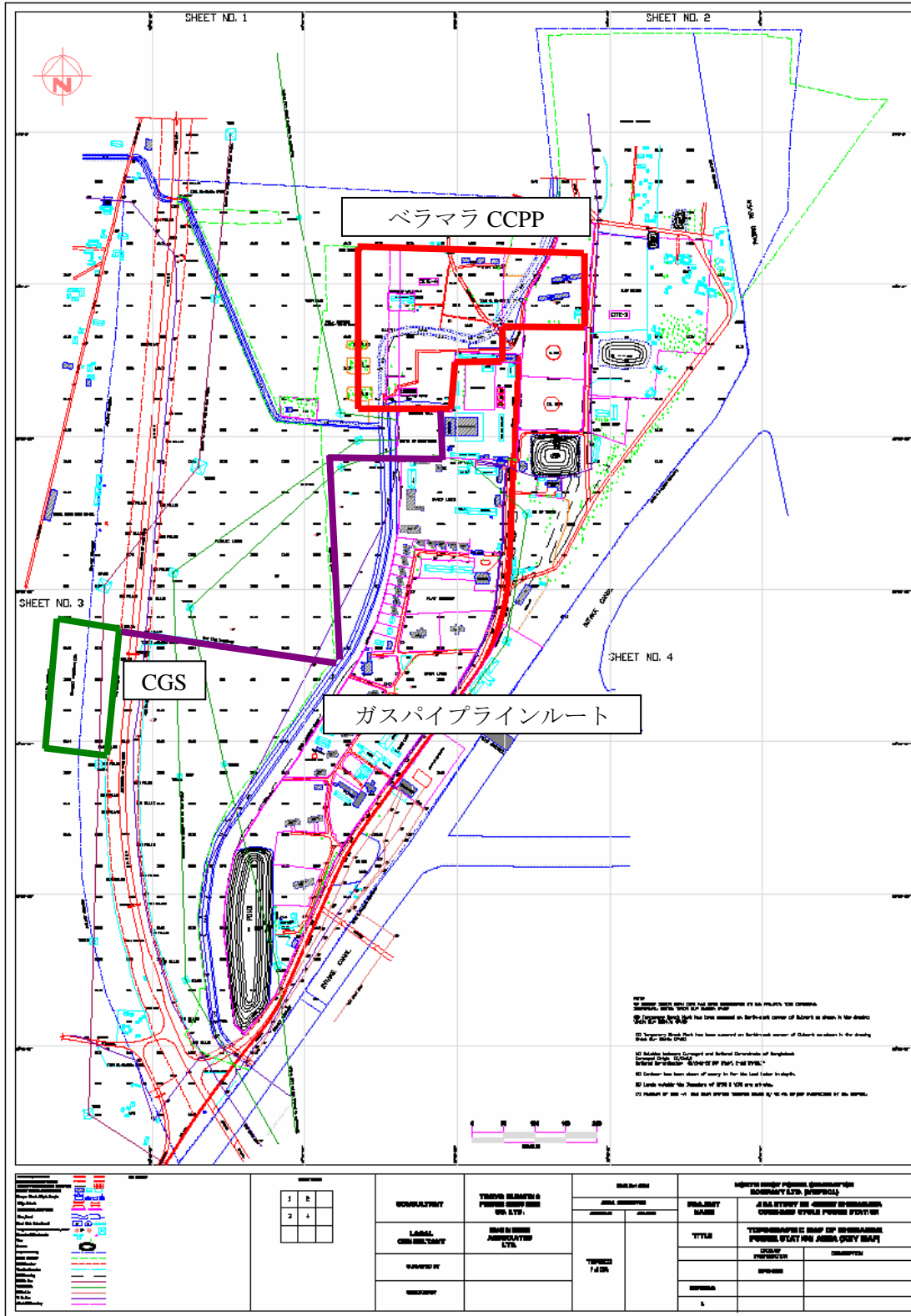


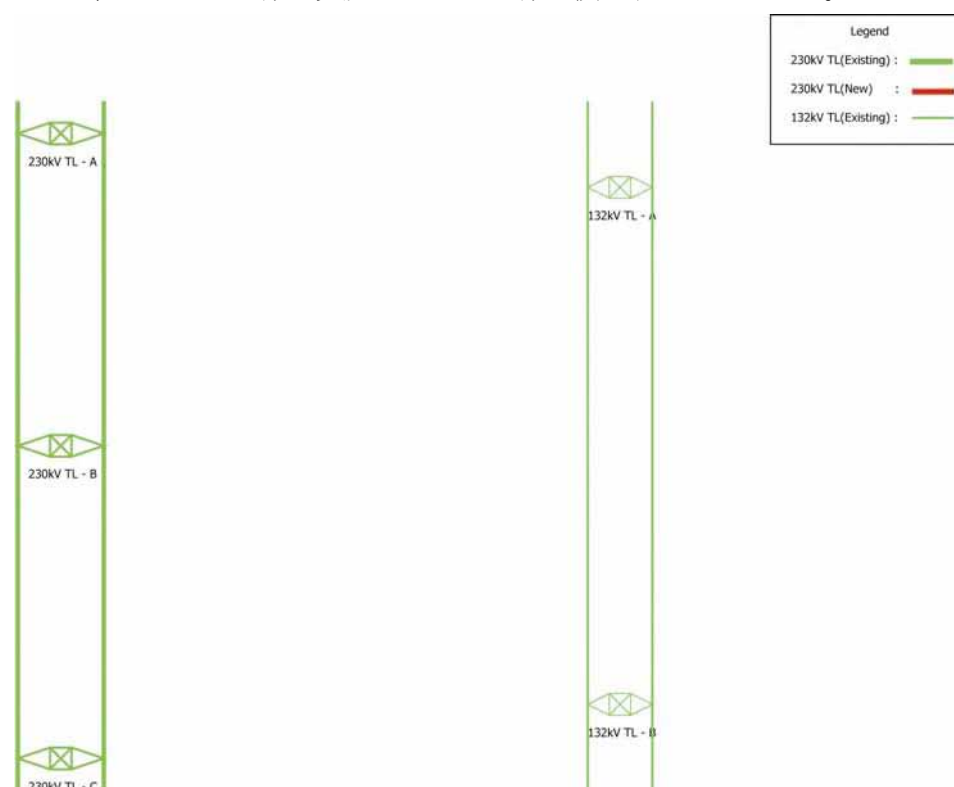
Figure I-6-1-1 CGS からベラマラ CCPP までのガスパイプラインルート

6.2 送電線との接続

5.5.17 項で述べたケース 1 の場合における工事工程を以下に示す。

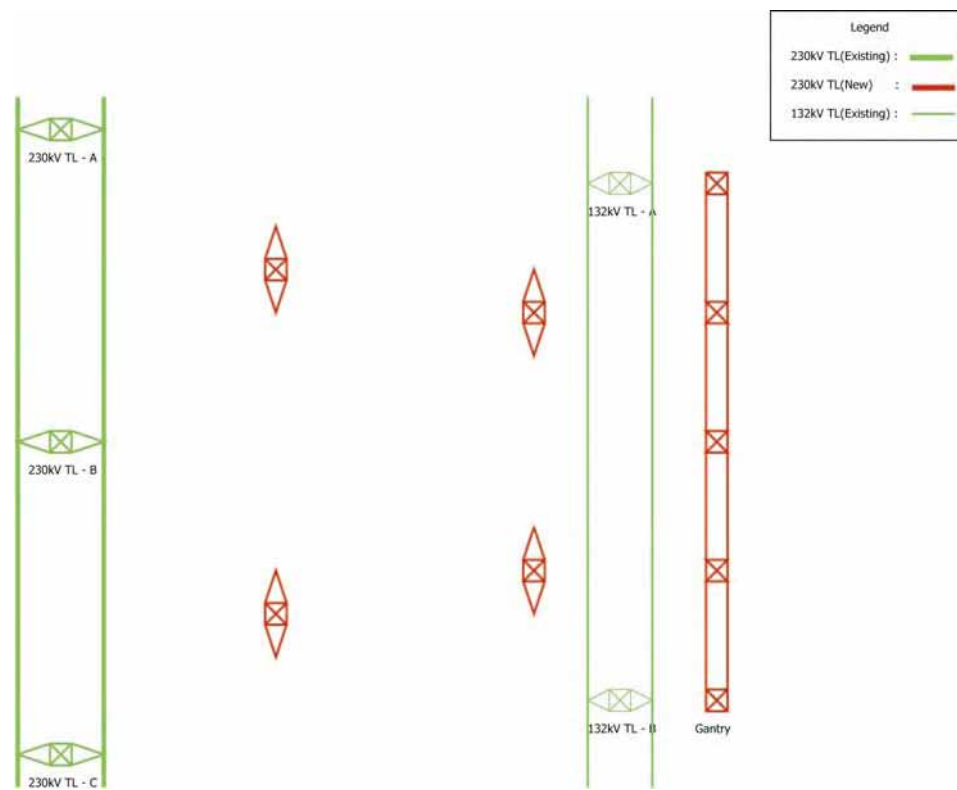
(1) 初期状態

230kV 送電線と 132kV 送電線が併走している。既設 230kV 送電線とベラマラ変電所を接続するためには、230kV 送電線は既設 132kV 送電線を横過することになる。



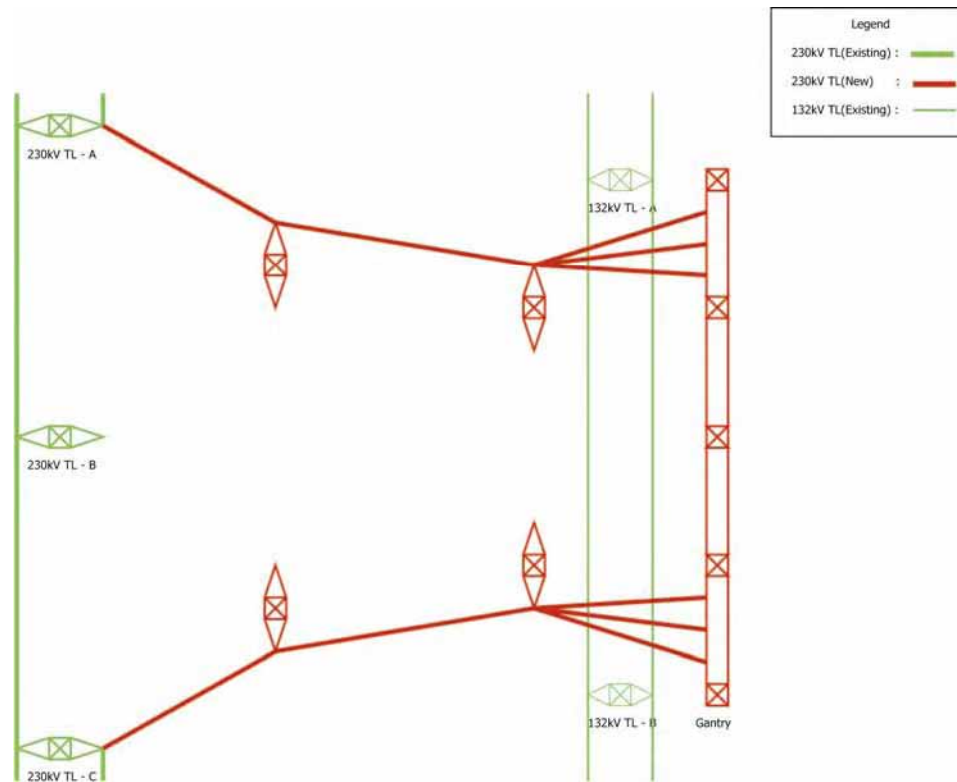
(2) 引き込み用の鉄塔および鉄構の建設

鉄構および 230kV 送電用鉄塔を建設する。



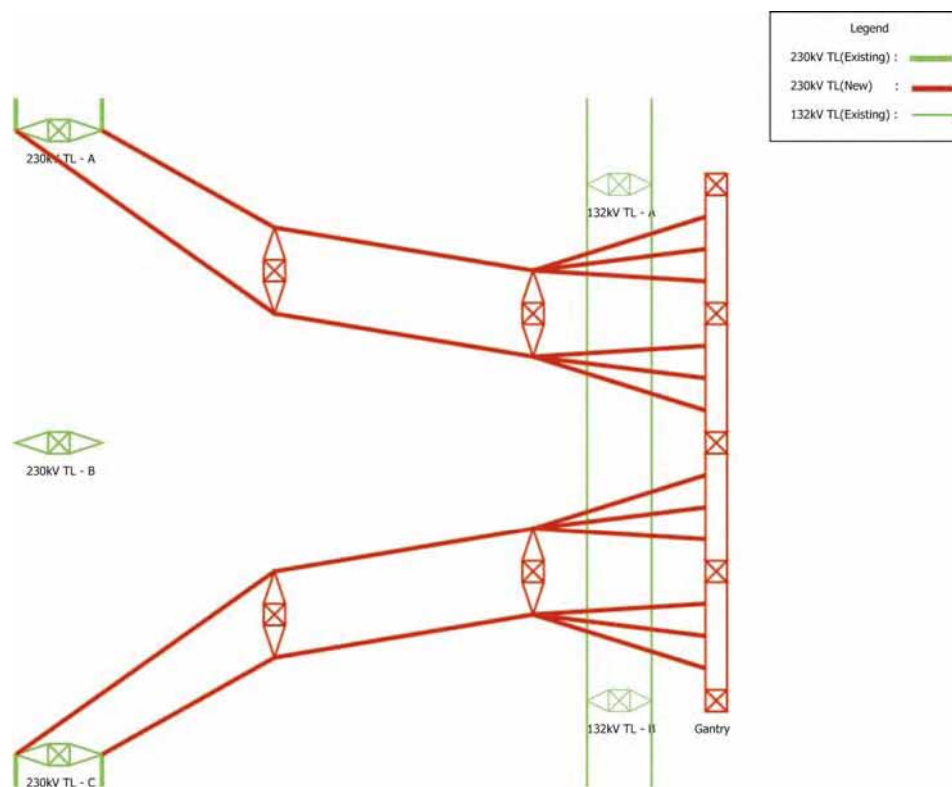
(3) 1 回線目の架線および撤去

工事をやる回線の送電を停止し、架線工事を行う。架線工事終了後、ベラマラ変電所経由で送電する。



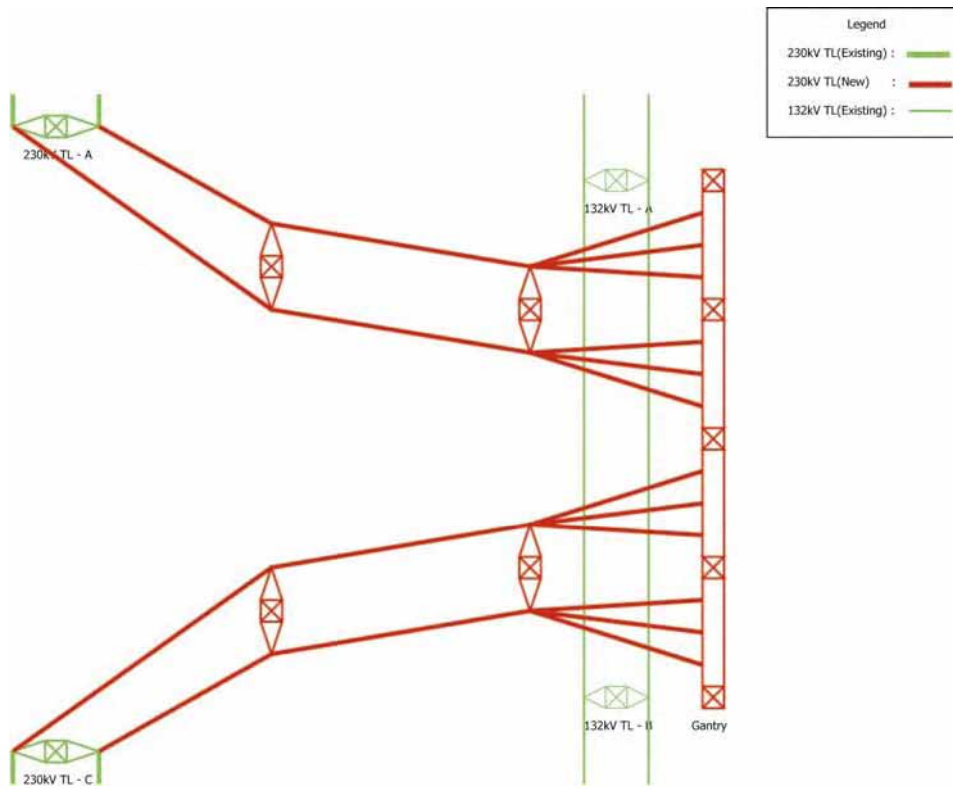
(4) 2回線目の架線および撤去

工事を行う回線の送電を停止し、架線工事を行う。架線工事終了後、ベラマラ変電所経由で送電する。



(5) 鉄塔の撤去

最後に、230kV 送電線の鉄塔 B を撤去する。



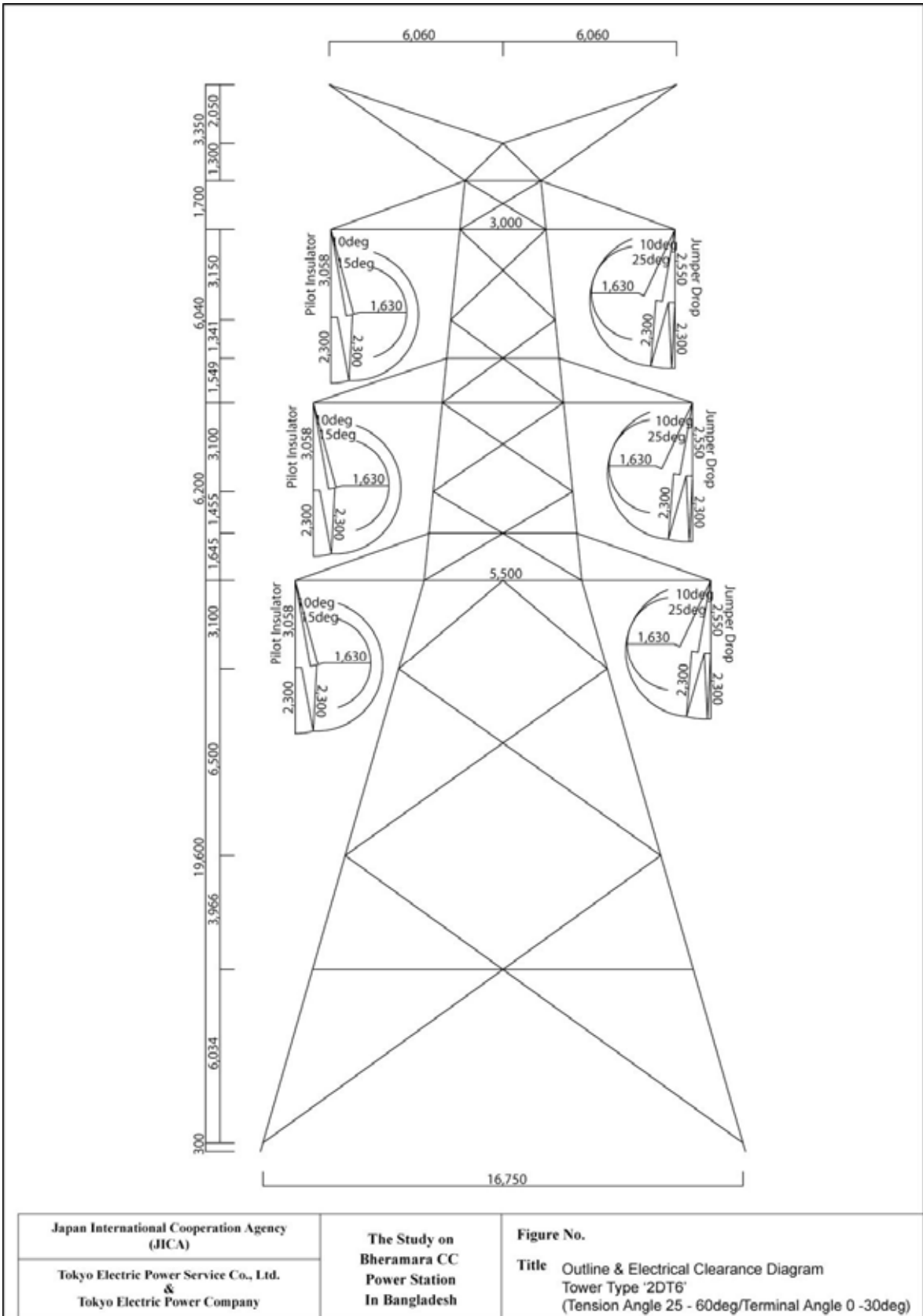


Figure I-6-2-1 鉄塔形状図

6.3 建設用設備

(1) 物揚場

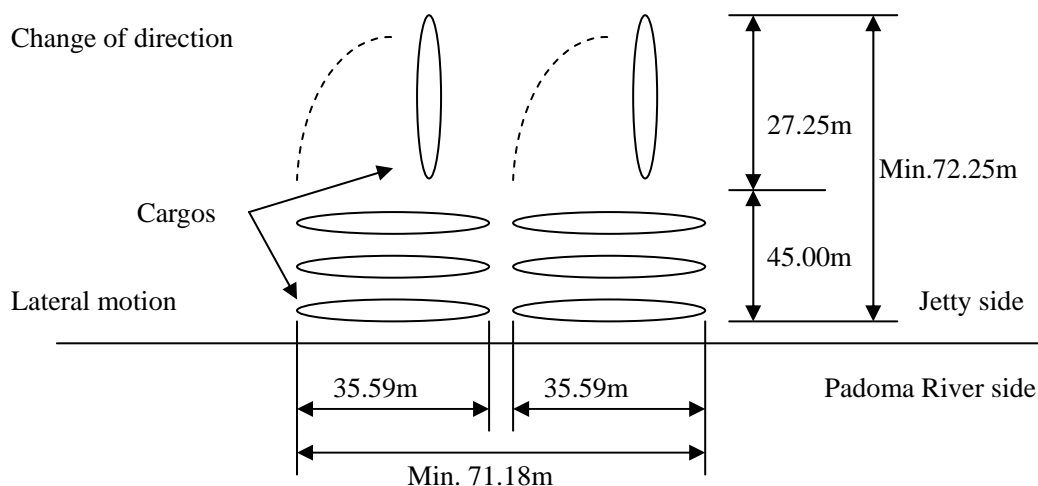
ベラマラ CAPP 候補地近傍には河川輸送された重量物の物揚場がない。

物揚場は建設時とメンテナンス時重量物の荷揚げに使用するので、恒久的な設備として設置される。

1) 必要面積

建設時には資材置場としても使用する計画である。

建設時は2台のバージ船（長さ 35.59m×幅 12.22m）が接岸可能なように、物揚場の長さは 100mとした。また、幅は荷降ろし後の横持作業、サイトへの貨物輸送のための方向転換作業を考慮して 75mとした。従って、必要面積は 7,500m²である。



2) 配置計画

Figure I-6-3-1 に物揚場の配置計画を示す。

3) 構造計画

物揚場の大きさは 100m×75m で、直杭式横棧橋構造である。

(2) 資材置場

1) 資機材保管場所等の必要面積

資機材保管場所等名称	必要面積 (m ²)
・資機材置場	27,000
・バッチャプラント	5,000
・倉庫および事務所	6,000
合計必要面積	38,000

2) 資機材保管場所の配置計画

Figure I-6-3-1 に建設時の資材置場の配置計画を示す。

建設期間中は資機材置場として、物揚場も使用する計画である。また、物揚場を除く資機材置場は仮設設備として計画する。

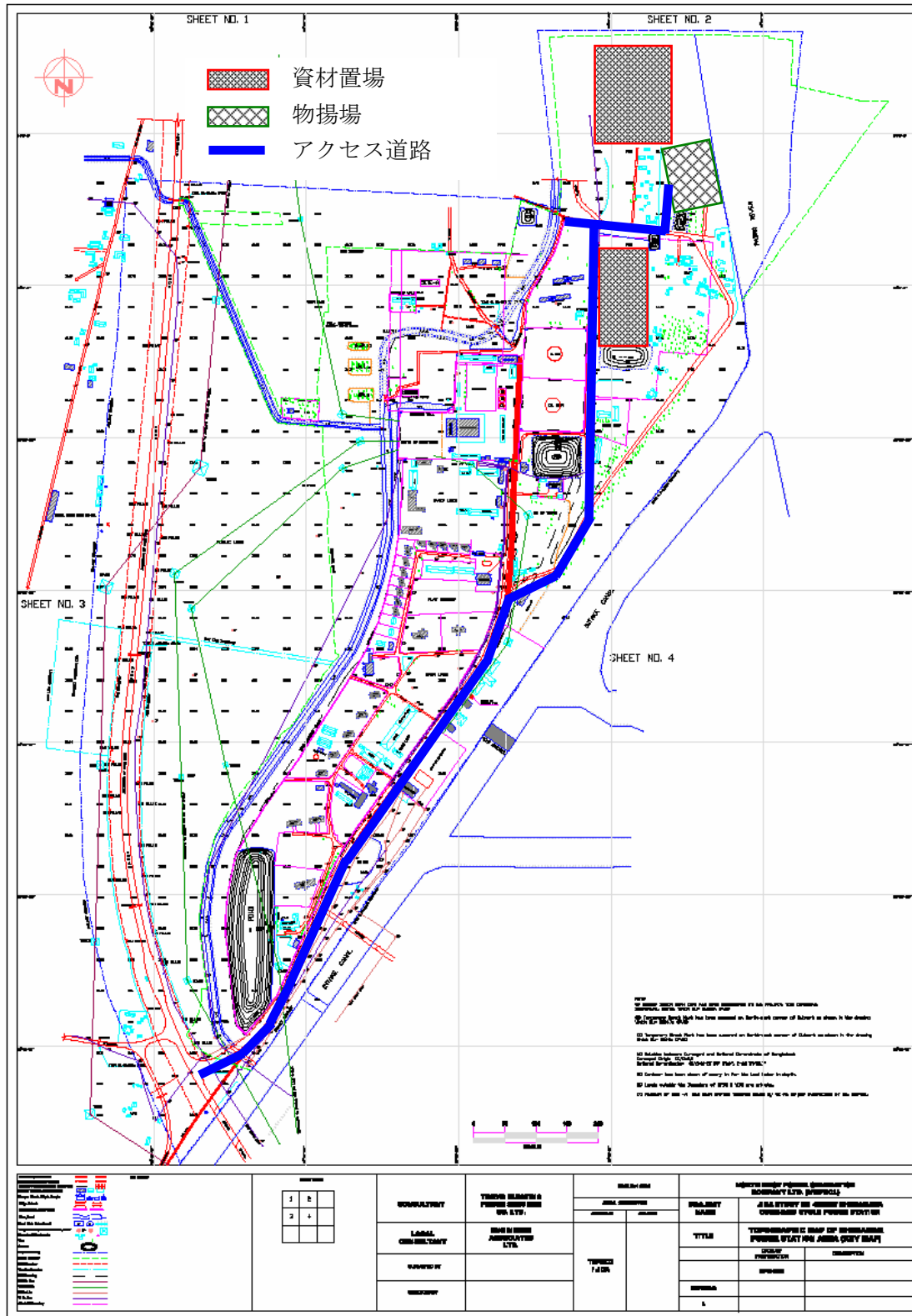


Figure I-6-3-1 ベラマラ CCPP サイト近傍の物揚場、物揚場および高速道路からサイトまでのアクセス道路、建設時の資材置場の配置計画

(3) アクセス道路

物揚場および高速道路からサイトまでのアクセス道路計画を Figure I-6-3-1 に示す。

1) 物揚場～ベラマラサイト間の陸上輸送経路

物揚場からベラマラサイトまでの陸上輸送はコロ引きまたはクローラクレーンまたはジャッキ方式を使用する計画である。

物揚場からベラマラサイトまでの陸上輸送は、既設道路を拡幅し、重量物の輸送を考慮した十分な地耐力を有する幅 8m のアクセス道路を設置する計画である。尚、この道路の拡幅に関して住民移転の必要はない。

2) 高速道路～ベラマラサイト間の陸上輸送経路

高速道路からベラマラサイトまでの陸上輸送は、既設道路を拡幅し、重量物の輸送を考慮した十分な地耐力を有する幅 8m のアクセス道路を設置する計画である。尚、この道路の拡幅に関して住民移転の必要はない。

(4) その他

工事請負者は、建設期間中は以下の業務を実施すること。

- ・ 仮設置場は新設発電設備または NWP GCL の敷地内に配置すること。
- ・ 新設発電設備および資材置場ならびに仮設現場事務所用の用地を確保すること。
- ・ 倉庫、作業員の更衣室などを含む全ての仮設設備の設置および維持を行うこと。
- ・ NWP GCL がいつでも工事請負者やコンサルタントおよびその代表者と連絡が取れる通信設備を完備した現場事務所も設置すること。
- ・ 装置や資材の安全などを確保するための警備員を配備すること。
- ・ 分析室を設置・維持すること。
- ・ NWP GCL の貯蔵設備、トイレを使用しないこと。
- ・ 必要な全ての支持、張り板、工具、供給品、足場、警告灯、建設機械、圧縮空気、試験装置および精密工具を供給すること。
- ・ 上記の全ての仮設据付設備は工事完了後、撤去すること。

6.4 仮設ユーティリティ供給

建設期間中において、工事請負者は、建設に必要な全ての燃料、電気、原材料、ユーティリティ、潤滑油、薬品、触媒、設備等を供給すること。

試運転期間中において、工事請負者は、業務および試運転に必要な全ての原材料、ユーティリティ、潤滑油、薬品、触媒、設備等を供給すること。

第7章 環境社会配慮調査

7.1 対象地の概要（自然環境、社会環境の概要）

7.1.1 対象地の位置

環境社会配慮に係わる調査対象地は、クルナ管区（Khulna Division）、クシチア県（Kushtia District）、ベラマラ郡（Bheramara Upazila）、バヒルハア地区（Bahirhar union）およびその周辺である。

7.1.2 自然環境の概要

(1) 気象状況

「バ」国の季節は12月～2月の冬季、3月～5月の夏季、6月～9月のモンスーン期と10～11月の秋季と、大きく4つに分けられるともいわれている。冬季は雨が少なく比較的乾燥した天候で平均気温は20°C前後となるのに対し、夏季には熱帯低気圧が全土を覆い、雨量が増し始め、気温も23～30°Cに上昇する。モンスーン期にはベンガル湾にサイクロンが発生し、豪雨も伴い年間降雨量の約75%もの激しい降雨がこの時期に集中する^{#1}。

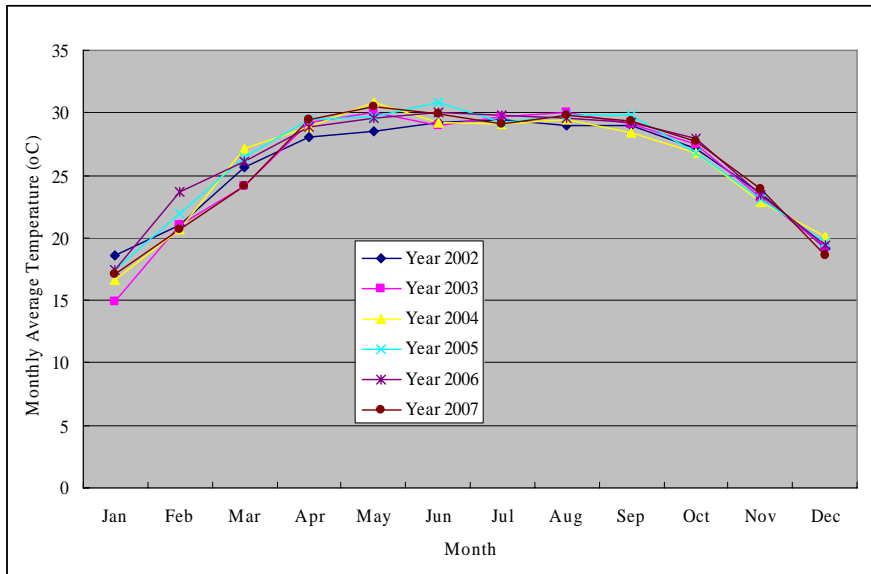
a) 気温

サイトから北東21kmのイシュルディ（Ishurdi）に気象観測局がある。この気象観測局における2002年から2007年の月別平均気温をFigure I-7-1-1に示す。

年による変化は少なく、気温の季節変化はほぼ一定である。12月～2月の冬季は15～24°Cで推移し、3月～5月にかけて気温は30°Cまで上昇する。6月～9月のモンスーン期では30°C弱が続き、10月～11月にかけて24°C程度まで下降する。

なお、月別の平均最大気温は2004年5月の36.5°C、平均最低気温は2003年1月の8.2°Cである。

^{#1} ベラマラ火力発電所建設計画調査プロジェクト形成調査報告書,2007

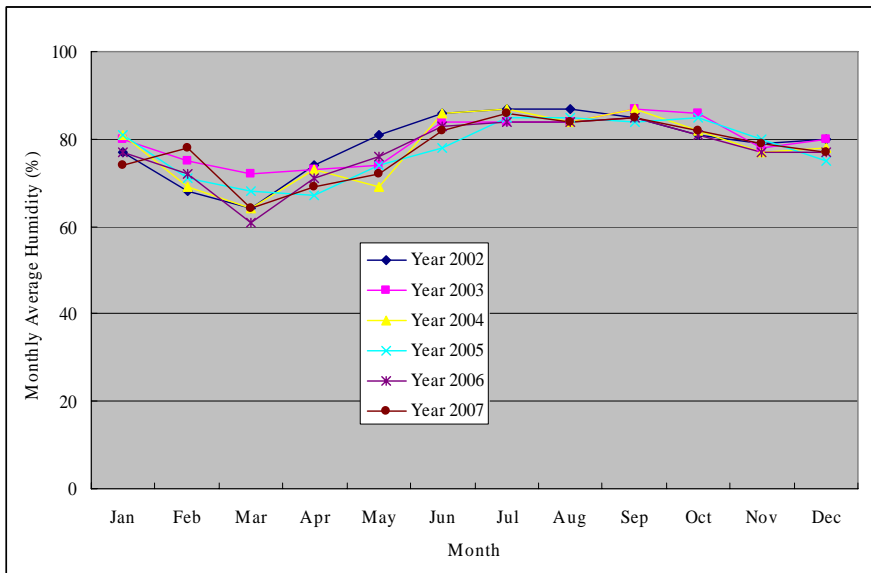


(出典：イシュルディ気象観測局資料)

Figure I-7-1-1 月別平均気温

b) 湿度

イシュルディ気象観測局における 2002 年から 2007 年の月別平均湿度を Figure I-7-1-2 に示す。



(出典：イシュルディ気象観測局資料)

Figure I-7-1-2 月別平均湿度

湿度もほぼ一定の季節変化をしている。12月～2月の冬季は80%前後から70～80%まで減少し、3月には60～70%程度と最低となる。その後はモンスーン期の6月～10月まで湿度は80%を超えており、11月以降はやや減少する。

c) 降水量

イシュルディ気象観測局における 2002 年から 2007 年の月別平均降水量を Table I-7-1-1 に示す。

Table I-7-1-1 月別平均降水量

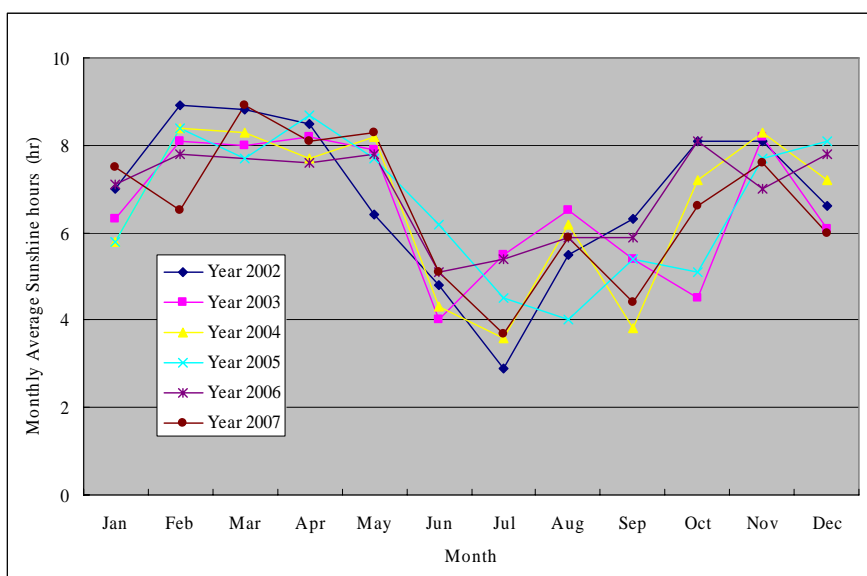
Average Precipitation	Month												Year
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Year 2002	15	2	62	72	177	296	253	227	240	75	47	0	1466
Year 2003	0	24	73	89	58	353	134	87	145	134	0	5	1102
Year 2004	0	0	0	127	125	292	397	156	541	151	0	0	1789
Year 2005	14	3	75	13	89	199	378	246	137	664	0	1	1819
Year 2006	0	0	2	74	213	199	233	244	277	4	40	0	1286
Year 2007	0	35	22	30	50	269	516	285	220	131	15	0	1573

(出典：イシュルディ気象観測局資料)

年間の降水量は 1,100~1,800mm となっており、その多くは 6 月~9 月 (2005 年は 10 月まで) に集中している。逆に、11 月~2 月にはまったく降水がない月もある。このように、降水はモンスーン期の雨季とそれ以外の季節の乾季とに明瞭に分けられる。

d) 日照時間

イシュルディ気象観測局における 2002 年から 2007 年の月別平均日照時間を Figure I-7-1-3 に示す。



(出典：イシュルディ気象観測局資料より作成)

Figure I-7-1-3 月別平均日照時間

日照時間は、降水と関連しており、モンスーン期の6月～9月には少なく、2月～5月には多い傾向が認められる。

e) 風向・風速

イシュルディ气象観測局における2002年から2007年の月別の平均風速と卓越風向をTable I-7-1-2に示す。

Table I-7-1-2 月別の平均風速と卓越風向

	Year 2002		Year 2003		Year 2004		Year 2005		Year 2006		Year 2007	
	Spd	Dir	Spd	Dir	Spd	Dir	Spd	Dir	Spd	Dir	Spd	Dir
Jan	2.1	NW	2.8	N	2.5	N	3.0	NW	2.4	NW	2.4	NW
Feb	2.7	NW	2.7	NW	2.8	N	4.2	W	3.2	W	2.6	NW
Mar	2.9	S	2.8	S	3.7	S	3.1	S	2.8	W	3.0	W
Apr	3.7	S	3.4	S	3.7	S	3.5	S	2.8	S	2.9	S
May	3.7	SE	3.4	SE	4.1	S	3.6	S	3.0	SE	2.7	S
Jun	3.9	SE	3.5	S	2.6	S	3.3	SE	2.8	S	3.2	SE
Jul	2.8	S	3.9	SE	3.8	SE	3.2	SE	4.1	SE	3.3	SE
Aug	3.3	SE	3.5	SE	4.6	SE	2.4	S	4.1	SE	3.0	SE
Sep	4.0	SE	3.4	SE	6.5	E	4.3	E	4.5	SE	3.6	SE
Oct	1.9	W	2.4	W	3.2	N	2.2	NE	2.2	N	1.9	NE
Nov	2.9	N	2.5	N	2.1	N	2.4	N	2.1	N	2.2	N
Dec	2.3	N	2.2	N	2.7	N	2.6	N	2.2	NW	2.2	NW

(出典：イシュルディ气象観測局資料)

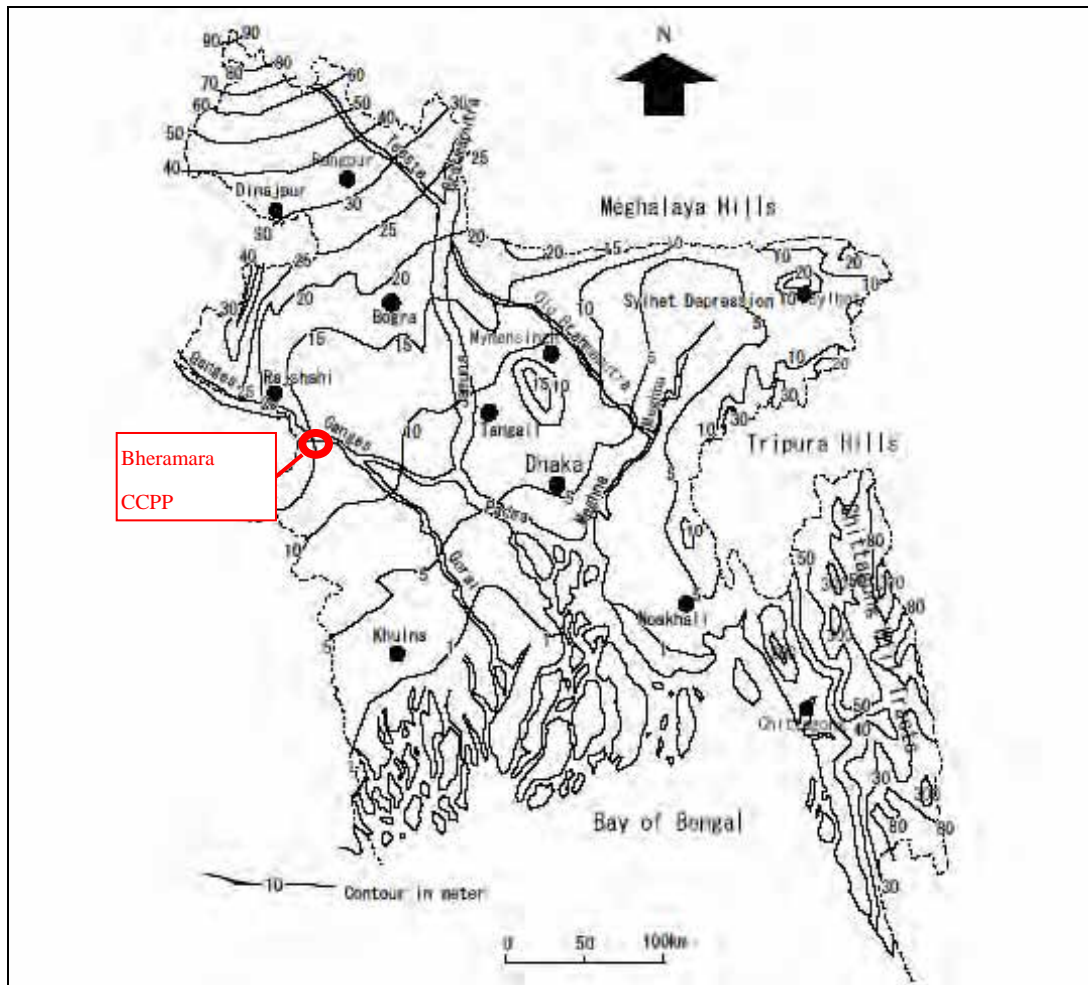
風向は、10月～2月の秋季から冬季にかけて北系（北～北西）の風が卓越しているが、3月～9月の夏季およびモンスーン期には南系（南～南東）の風が卓越している。風速は、6月～9月のモンスーン期に強くなる傾向がみられ、南から南東の風が卓越している9月ごろが最も強くなる。10月～2月の秋季から冬季にかけて北から北西の風が卓越すると風速は弱くなる。

(2) 地形および地下水

a) 地形と流域

「バ」国は、国の東西および北側はインドと、南東はミャンマー国境を面し、南はベンガル湾となっている。「バ」国の地形は、チッタゴン丘陵を中心とする東部丘陵地帯と、その他大部分を占める河川の氾濫原である平原部に大別される。ディスタ、ジョムナ、ブラマプト、シャルマ・クシヤラ、ガンジス、ガンジス潮汐氾濫原、チッタゴン沿岸平原と4つの湿地帯がある。また、Figure I-7-1-4に示すように、国土は平坦である#。

バラマラ火力発電所建設計画調査プロジェクト形成調査報告書,2007



出典：岡太郎(2004) 「バ」国の洪水災害、京都大学防災研究所年報(47).

Figure I-7-1-4 「バ」国の地形図

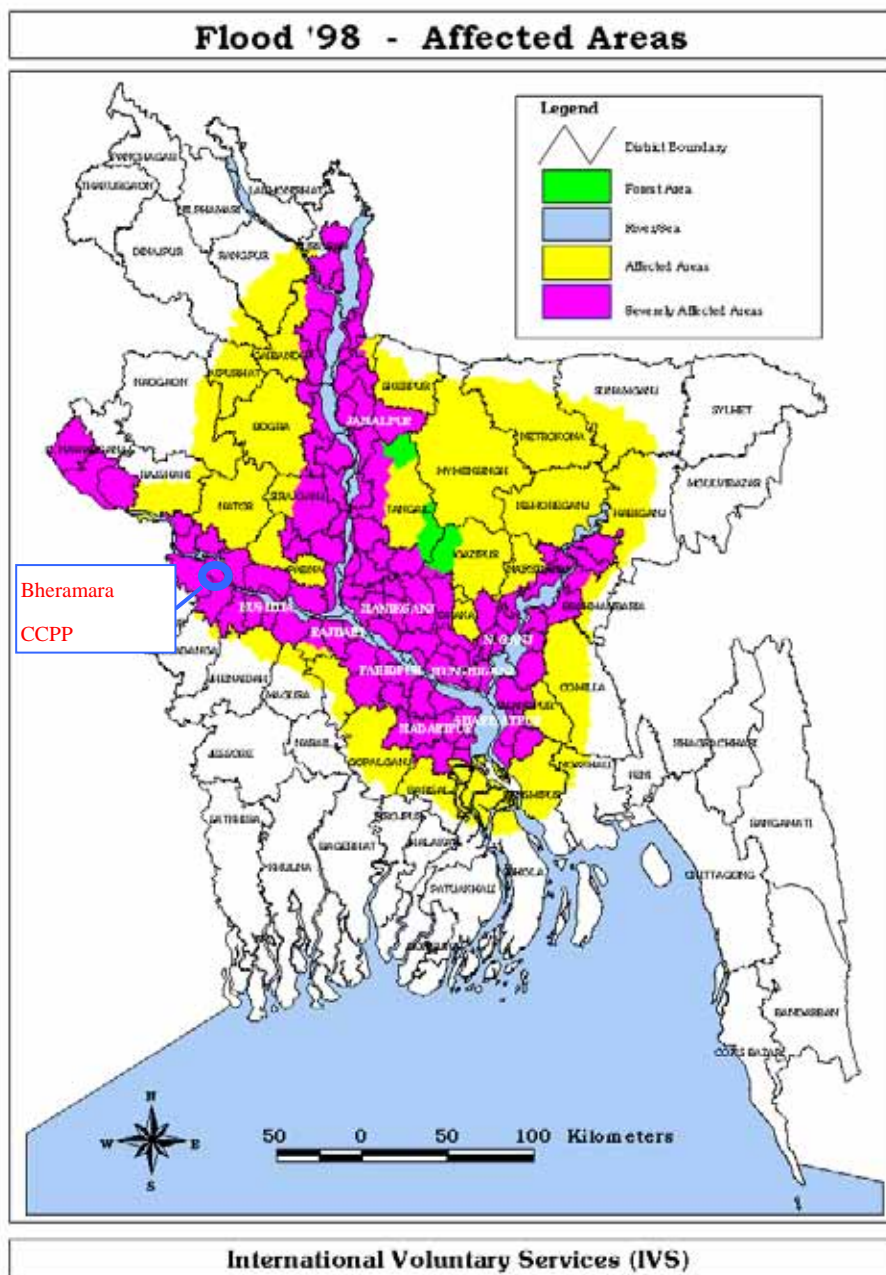
b) 地質

ベラマラサイトおよびその周辺の地質の状況については、4.6.4 章に詳しく記載している。

c) 水文

ベラマラサイトのそばを流れるパドマ川の水文については、4.6.5 章に詳しく記載している。「バ」国では、毎年のように洪水の被害があるが、1998 年には特に大きな洪水に見舞われている。そのときの被害状況を Figure I-7-1-5 に示す。

過去 30 年において発電所近傍でのパドマ川の年間最高水位をみると、警戒水位を超える年が 12 年あり、この 1998 年にはその警戒水位を約 1m も上回っていた。既設発電所は約 20 年前から稼動しており、1998 年を含めて、いままで一度も洪水の被害は受けていない。



(出典 : Bangladesh Water Development Board)

Figure I-7-1-5 1998年の大洪水で被害があった地域

d) 地下水

ベラマラサイトおよびその周辺の地下水の状況は、4.6.5章に詳しく記載している。

(3) 大気質、騒音および水質

a) 大気質

調査測点は周辺の風向や電源確保とセキュリティの問題を勘案して、既設発電所に 1 測点、西側に 2 測点、北側の船着場に 1 測点に設定した (Figure I-7-1-6)。

7.1.2 章で示したように雨季とそれ以外の季節では降水量が大きく異なる。

降水量により、大気質の状況が変動することから、これらの状況を把握できるよう、調査は 6 月 8 日～11 日 (乾季) と、9 月 3 日～6 日 (雨季) に行った。

測定期間中の気象状況は、6 月調査時は南東から南の風が卓越しており、風速は 0～2.5m/s と弱かった。また、降水は見られなかった。

一方、9 月のときは南風が卓越しており、風速は 0～2.0 m/s と弱かった。また、9 月 4 日に 0.2mm の、9 月 5 日に 1.5mm の降水がみられた。

ベラマラサイトにおける大気質の現況は Table I-7-1-3 のとおりである。

測定結果では、乾季の大気質は、雨季に比べて全般的に高い値を示していた。

乾季と雨季とも各測点で、PM10、SOx および NOx とも大気環境基準 (住居地域) を大きく下回っており、比較的濃度が高い PM10 でも、環境基準値のおよそ半分程度の値である。

また、調査点別にみると、既設発電所の北側の地点の値が若干高くなっている。

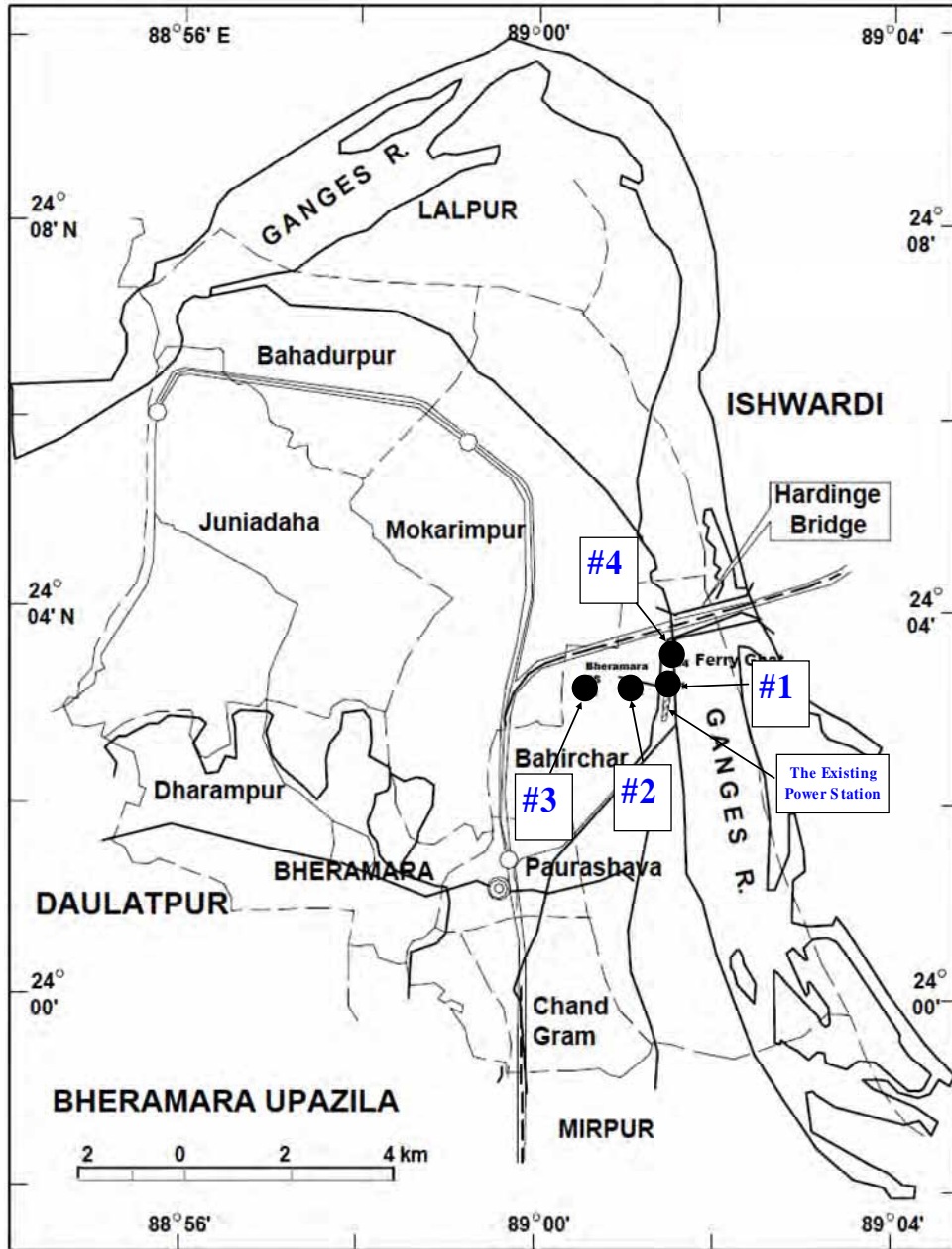


Figure I-7-1-6 大気質測定位置

Table I-7-1-3 現在の大気質（乾季：2008年6月8日～11日）

Date	Sampling Point	Duration Time	SPM/PM ₁₀ μg/m ³	SPM/PM _{2.5} μg/m ³	SO _x μg/m ³	NO _x μg/m ³
08/06/2008	St-1 : Office of Manager, Bheramara Power Station, Kushtia	24 hours	105.89	51.46	17.45	21.55
09/06/2008	St-2 : Residential Area, 1km away from Bheramara Power Station, Kushtia	24 hours	101.33	42.12	12.35	14.22
10/06/2008	St-3 : Residential Area, 3km away from Bheramara Power Station, Kushtia	24 hours	97.45	36.44	11.25	13.75
11/06/2008	St-4 : Ferrighat near Bheramara Power Station, Kushtia	24 hours	112.55	53.25	18.35	22.25
Bangladesh standards for Residential Area			200	-	80	80

Source: Analysed by Department of Environment, Khulna Divisional Office, Boyra, Khulna

Table I-7-1-4 現在の大気質（雨季：2008年9月3日～6日）

Date	Sampling Point	Duration Time	SPM/PM ₁₀ μg/m ³	SPM/PM _{2.5} μg/m ³	SO _x μg/m ³	NO _x μg/m ³
03/09/2008	St-1 : Office of Manager, Bheramara Power Station, Kushtia	24 hours	95.05	37.80	8.9	12.7
04/09/2008	St-2 : Residential Area, 1km away from Bheramara Power Station, Kushtia	24 hours	96.15	36.90	8.2	10.6
05/09/2008	St-3 : Residential Area, 3km away from Bheramara Power Station, Kushtia	24 hours	89.20	32.50	7.9	10.1
06/09/2008	St-4 : Ferrighat near Bheramara Power Station, Kushtia	24 hours	100.15	38.90	9.1	11.8
Bangladesh standards for Residential Area			200	-	80	80

Source: Analysed by Department of Environment, Khulna Divisional Office, Boyra, Khulna

b) 騒音

調査測点は、ベラマラサイトの南側、西側、北側のそれぞれ約 1km 離れた場所の 3 測点を設置した (Figure I-7-1-7)。

各々の測点では住居地と道路沿いで測定を行った。クルナ環境局 (DOE) が指定した騒音の基準値は、道路際では昼間 (06:00~21:00) では 70dBA で、夜間 (21:00~06:00) は 60dBA である。また、住居地では昼間が 55dBA で、夜間が 45dBA である。

ベラマラサイトの騒音レベルの現況 (2008年6月9~11日) は Table I-7-1-5 のとおりである。

測定結果では、各地点とも住居地では昼間および夜間とも基準値を超えることはなく、静穏の地域である。

道路沿いでは環境基準を超える時もあった。これは、調査で調達できる機材が直読式で、連続データがとれなかったため、瞬間的な車のクラクションによるものである。

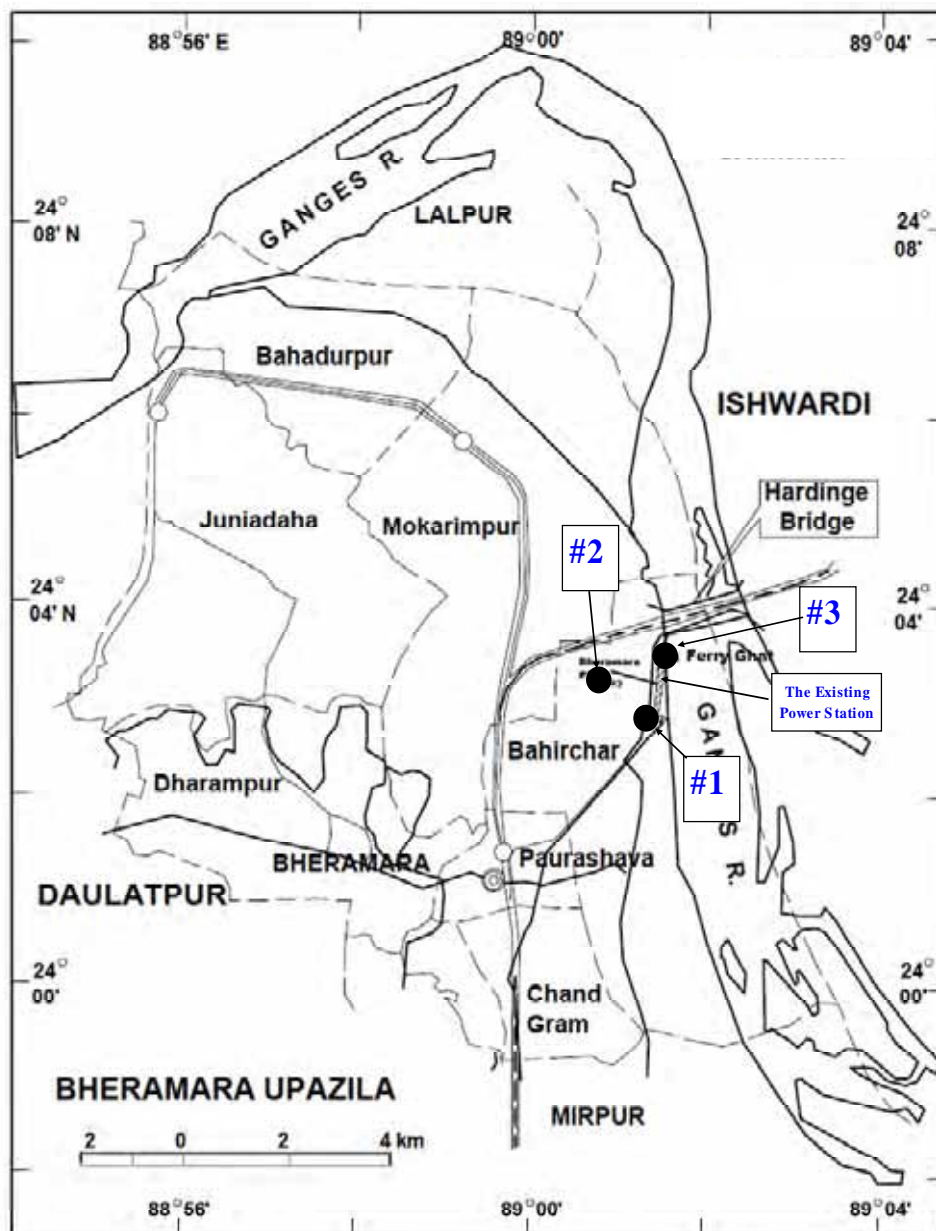


Figure I-7-1-7 騒音測定位置

Table I-7-1-5 現在の騒音レベル

St-1 : 1km away from Bheramara Power Station (South Side)

Date	Time zone	Time	Noise Level (dBA)			
			Road Side		Residential Area	
			Maximum	Minimum	Maximum	Minimum
09/06/2008	Day	3:30pm	85	66	48	46
		4:30pm	82	62	50	48
		5:30pm	85	60	51	48
		6:30pm	84	58	47	45
	Night	9.00pm	80	55	42	40
		10.00pm	78	54	40	39

St-2 : 1km away from Bheramara Power Station (West Side)

Date	Time zone	Time	Noise Level (dBA)			
			Road Side		Residential Area	
			Maximum	Minimum	Maximum	Minimum
10/06/2008	Day	6:30am	80	52	37	35
		7:30am	85	55	40	38
		11:30am	87	58	45	40
		12:30pm	86	58	45	40
	Night	10:30pm	78	50	38	37
		11:30pm	77	48	37	35

St-3 : 1km away from Bheramara Power Station (North Side)

Date	Time zone	Time	Noise Level (dBA)			
			Road Side		Residential Area	
			Maximum	Minimum	Maximum	Minimum
11/06/2008	Day	6:30am	84	54	42	40
		7:30am	86	55	44	42
		11:30am	86	56	51	48
		12:30pm	87	60	50	48
	Night	10:30pm	78	60	44	41
		11:30pm	75	58	38	35

Source: Analysed by Department of Environment, Khulna Divisional Office, Boyra, Khulna

c) 水質

降水量により、河川の水質の状況が変動することから、これらの状況を把握できるように、調査は6月8日（乾季）と、9月8日（雨季）に行った。

調査測点は、川の流軸で GK プロジェクト用水路の前面に1測点、その1km上流に1測点、その1km下流に1測点、その2km下流に1測点、計4測点を設置した（Figure I-7-1-8）。

ベラマラサイトのパドマ川の水質の現状は Table I-7-1-6 のとおりである。

各測点とも基準値を超える項目はなかった。

季節別および調査点別にみても、BOD、COD および DO といった有機汚濁を示す項目に違いはみられていない。SS では雨季が高くなっていたが、これは降雨による濁水に起因するものと考えられる。

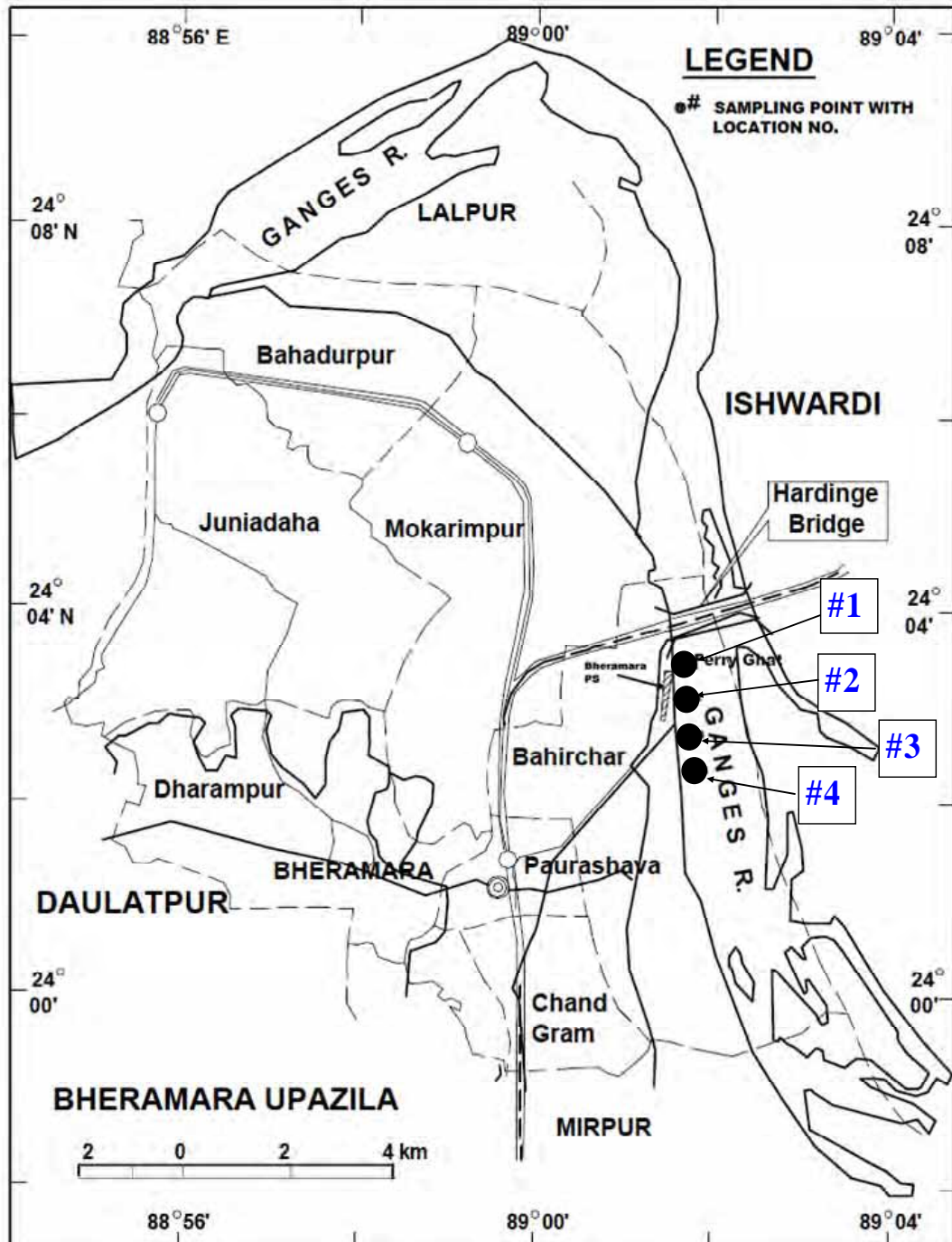


Figure I-7-1-8 水質測定位置

Table I-7-1-6 (1) 現在の河川水質 (乾季 : 2008 年 6 月 8 日)

Item/Point	Unit	1	2	3	4	Standard Value
		Padma River near Baro Dag Ferrighat, Bheramara, Khushitia	Padma River near GK Pump house, Bheramara, Khushitia	Padma river near Moslempur North para, Bheramara, Khushitia	Padma River near Moslempur South para, Bheramara, Khushitia	
NO ₃	mg/l	0.7	0.9	0.8	0.8	< 10
Sulfate	mg/l	16	21	15	18	< 400
Iron	mg/l	0.74	0.42	0.68	0.52	0.1 - 1.0
Ammonium	mg/l	0.067	0.097	0.071	0.068	< 5
BOD	mg/l	0.8	1.1	0.8	0.8	< 6
Cl	mg/l	9.996	9.996	9.996	9.497	< 650
COD	mg/l	20	32	<20	<20	
DO	mg/l	5.6	5.2	5.6	5.4	5 & above
TSS	mg/l	23	22	22	24	
Water Temperature (Surface)	°C	28.5	29.0	28.5	28.5	20-30
Water Temperature (2 m depth)	°C	27.0	27.5	27.0	27.0	
pH (Surface)	-	7.98	8.12	8.06	7.91	6.5 - 8.5
pH (2m depth)	-	8.08	8.21	8.19	7.93	

Source: Analysed by Department of Environment, Khulna Divisional Office, Boyra, Khulna

Table I-7-1-6 (2) 現在の河川水質 (雨季 : 2008 年 9 月 8 日)

Item/Point	Unit	1	2	3	4	Standard Value
		Padma River near Baro Dag Ferrighat, Bheramara, Khushitia	Padma River near GK Pump house, Bheramara, Khushitia	Padma river near Moslempur North para, Bheramara, Khushitia	Padma River near Moslempur South para, Bheramara, Khushitia	
NO ₃	mg/l	0.6	0.6	0.6	0.6	< 10
Sulfate	mg/l	11.0	12.0	11.0	11.0	< 400
Iron	mg/l	0.22	0.24	0.27	0.22	0.1 - 1.0
Ammonium	mg/l	0.08	0.09	0.08	0.08	< 5
BOD	mg/l	0.8	0.9	0.8	0.8	< 6
Cl	mg/l	7.78	7.58	7.67	7.98	< 650
COD	mg/l	20.0	23.0	22.0	21.0	
DO	mg/l	5.6	5.5	5.6	5.6	5 & above
TSS	mg/l	40	40	40	40	
Water Temperature (Surface)	°C	30.5	30.8	30.4	30.2	20-30
Water Temperature (2 m depth)	°C	29.8	29.6	29.4	29.5	
pH (Surface)	-	7.63	7.68	7.62	7.62	6.5 - 8.5
pH (2m depth)	-	7.56	7.62	7.55	7.56	

Source: Analysed by Department of Environment, Khulna Divisional Office, Boyra, Khulna

注 : 表中の基準値は COD、DO、pH については表流水の環境基準値、その他は飲料水の基準値である。

(4) 生態系の状況

a) 陸上生物

1) 陸上植物

ベラマラサイトには自然林や二次林などの森林はなく、果樹や花などの植生となっている。調査はサイトおよびその周辺の家屋、道路、農地で行われ、樹木、低木、香草、草本などが 66 種確認された。植生はマンゴー、ジャックフルーツ、グアヴァ

などの果樹や、花、観賞植物が優占していた。出現した植物一覧を Table I-7-1-7 に示す。

Table I-7-1-7 ベラマラサイト内で確認された植物

No.	Local Name	English Name	Scientific Name
1	Bokul		
2	Am	Mango	<i>Mangifera indica</i> L. (Anacard)
3	Kathal		<i>Artocarpus heterphyllus</i> Lamk
4	Pepe	Papaya	<i>Carica papaya</i> L (caricaceae)
5	Golap	Rose	<i>Rosa centifolia</i> L. (Rosaceae)
6	Chandan	Sandal	<i>Santalum album</i> L. (Santalaceae)
7	Mahua		<i>Madhuca indica</i> Gmel
8	Beli		<i>Jasmin sambac</i> Ait (Olea)
9	Jhau		<i>Thysanolaena maxima</i>
10	Narikel	Coconut	<i>Cocos nucifera</i> L. (Palmae)
11	Chameli		<i>Jasminum grandiflorum</i> L. (Oleace)
12	Patabahar	Patabahar	<i>Codiaeum variegatum</i>
13	Rangan		<i>Ixora coccinea</i> L. (Rubiaceae)
14	Peyara	Guava	<i>Psidium guajava</i> (L) Bat. (Myrtaceae)
15	Kola	Banana	<i>Musa paradisiaca</i>
16	Ipil Ipil	Ipil Ipil	<i>Leucaena latisiliqua</i>
17	Patabahar		<i>Acalypha welkesiana</i> (Euphorbiaceae)
18	Rangan		<i>Ixora rosea will</i> (Rubiaceae)
19	Gashpul		<i>Zephyranthes tubispatha</i> Herb. (Amaryllidaceae)
20	Sajina		<i>Moringa oleifera</i> Lamk. (Moringa)
21	Supari	Betel leaf	
22	Jam		<i>Syzygium cumini</i> Skiel. (Myrtaceae)
23	Shimul		<i>Bombax ceiba</i> L. (Bombacaceae)
24	Kamranga		<i>Averrhoa carambola</i>
25	Jamrul		<i>Syzygium samraogense</i> (Bl.)
26	Sofeda		<i>Manilkara zapota</i>
27	Kadbel		<i>Feronia limonia</i> (L.)
28	Bel		<i>Aegle marmelos</i> (L.)
29	Tal		<i>Borassus flabellifer</i> L. (Palmae)
30	Krishnachura		<i>Delonix regia</i> (Boj.) Raf. (Leguminosae)
31	Radhachura		<i>Caesalpinia pulcherrima</i> Sw. (Leguminosae)
32	Bot	Banayan tree	<i>Ficus benghalensis</i> L. (Mora)
33	Pakur		<i>Ficus Infectoria</i>
34	Madar		<i>Erythriana variegata</i> L. var. <i>orientalis</i> Merr.
35	Jaba		<i>Hibiscus rosa sinensis</i> L. (Malvaceae)
36	Man Kochu		<i>Alocasia indica</i>
37	Kachu		<i>Colocasia esculenta</i> (L.)
38	Jambura		<i>Citrus grandis</i>
39	Dumur		<i>Ficus hispida</i>
40	Koroi		<i>Derris robusta</i> Benth.
41	Dalim		<i>Punica granatum</i> L.
42	Lebo	Lemon	<i>Citrus aurantifolia</i>
43	Mehogini		<i>Swietenia mahagoni</i>
44	Kowa nim		<i>Melia sempervirens</i>
45	Shimul		<i>Bombax ceiba</i>
46	Pui Shak		<i>Basella alba</i> L.

No.	Local Name	English Name	Scientific Name
47	Rain tree		<i>Samea samon</i>
48	Dol Kolme		<i>Ipomoea fistolosa</i>
49	Bansh pata		<i>Podocarpus nerifolia</i>
50	Mankata		<i>Xeromphis spinosa</i>
51	Babla		<i>Acacia nilotica</i>
52	Ulatkambal		<i>Abroma augusta</i>
53	Basak		<i>Adhatoda zeylanica</i>
54	Muktajhuri		<i>Abroma augusta</i>
55	Rashun	Garlic	<i>Allium sativum</i>
56	Shatamuli		<i>Asparagus racemosus</i>
57	Neem		<i>Azadirachta indica</i>
58	Nayantara		<i>Catharanthus roseus</i>
59	Thankuni		<i>Centella asiatica</i>
60	Kalo Dhutra		<i>Datura metel</i>
61	Mehedi		<i>Lawsonia inermis</i>
62	Ashoke		<i>Saraca asoca</i>
63	Arjun		<i>Terminalia arjuna</i>
64	Methi		<i>Trigonella foenum-graecum</i>
65	Ashwagondha		<i>Withania somniferum</i>
66	Ada		<i>Zingiber officinale</i>

2) 陸上動物

ベラマラサイト周辺 1km で確認された動物は、哺乳類が 10 種、鳥類が 31 種、爬虫類が 2 種、両生類が 3 種の計 46 種であった。このうち国際自然保護連合 (IUCN : International Union for Conservation of Nature) の 2007 年レッドリストに載っているものは、哺乳類が 2 種、鳥類が 2 種であった。いずれも、軽度懸念種 (LC) であった。出現した動物一覧を Table I-7-1-8 に示す。

Table I-7-1-8 ベラマラサイトおよびその周辺 1km 以内で確認された動物

No.	Local Name	English Name	Scientific Name	IUCN Red data Category (2007)
MAMMALS				
1	Ban biral	Jungle cat	<i>Felis chaus kutas</i>	LC
2	Mecho Biral	Fishing cat	<i>Felis viverrinus</i>	
3	Biral	Cat	Felis : Catus	
4	Kukur	Dog	<i>Cannis familiaris</i>	
5	Shial	Fox	<i>Vulpes vulpes</i>	LC
6	Sagol	Goat	<i>Capra hircus</i>	
7	Bhera	Sheep	Bovidae : Ovis	
8	Goru	Cow		
9	Katbirali	Squirrel	Rodentia : Sciurus	
10	Khorgosh	Rabbit	Leporidae : Cuniculas	
BIRDS				
1	Chorai	Sparrow	<i>Passer domesticus</i>	
2	Kak	Crow	<i>Corvus splendens</i>	
3	Gang Shalik	Indian mynah	<i>Acridotheres tristis</i>	
4	Shalik	Indian mynah		
5	Doyel	Magpie Robin	<i>Copsychus saularis</i>	

No.	Local Name	English Name	Scientific Name	IUCN Red data Category (2007)
6	Paira	Pigeon	<i>Columba livia domestica</i>	LC
7	Jalali Kobutor			
8	Dahuk			
9	Chil	Pariah Kite	<i>Milvus migrans</i>	LC
10	Finge	Black Drongo	<i>Dicrurus macrocercus</i>	
11	Tia			
12	Bak	Intermediate Egret	<i>Mesophoyx intermedia</i>	
13	Bali Hash			
14	Machhranga	Kingfisher	<i>Halcyn smyrensis</i>	
15	Bulbuli			
16	Tuntuni	Tailorbird	<i>Orthotomus sutorius</i>	
17	Kat Tokra	Woodpecker	<i>Picoides pubescens</i>	
18	Babui			
19	Mohan Chura.	Hoopoe	<i>Upupa epops</i>	
20	Hottiti			
21	Pan kouri			
22	Ghughu	Spotted dove	<i>Streptopelia chinensis</i>	
23	Moutusi	Sunbird	<i>Nectarinia zeylonica</i>	
24	Konch Bak.	Pond Heron.	<i>Ardeola grayii</i>	
25	Banspaati	Green Bee-eater	<i>merops orientalis</i>	
26	Shamuk Khol.	Open Billed Stork	<i>Anastomus oscitans</i>	
27	Sipahi Bulbul	Red Whiskered Bulbul	<i>Pycnonotus jocosus</i>	
28	Kokil	Asian Koel	<i>Eudynamis scolopacea</i>	
29	Rajhaans	Goose		
30	Hash	Duck	Anatidae : Anseriformes	
31	Pecha	Owl	Nocturnal : Strigiformes	
REPTILE				
1	Tiktiki	Lizard	Sauria : Lacertidae	
2	Bezi			
AMPHIBIA				
1	Geso Beng	Canyon treefrog	<i>Hyla arenicolor</i> Cope	
2	Brischik	Scorpion	Archinida1 : Scorpionida	
3	Beng	Frog	Anura : Ranidae	

Note : Category "LC" means "Least Concern Species"

b) 水生生物

1) 水生植物

ベラマラサイト周辺の淡水域（パドマ川、池、沼、水路）では、キク科の一種（*Altermanthere philoxeroides*）、空心菜（*Ipomoea aquatica*）、コダチアサガオ（*Ipomoea fistulosa*）、イバラモ科の一種（*Potamo seton*）、ホテアオイ（*Eichhomia crassipes*）が確認されている。また、コウキクサ（*Lemna minor*）、ボタンウキクサ（*Pistia stratiotes*）、*Saipus articulatus* なども一般的である。

2) 水生動物

パドマ川には魚類や甲殻類が多く、これらは水産対象となっている。甲殻類では淡水産のエビ(*Macrobrahcium Rosenbergii*)やカニ、巻貝(*Charonia Variegata*)や二枚貝

(*Mytilus Edilis*)などがみられる。ベラマラ郡水産局 (Bheramara Upazila Fisheries Department) ではサイト近くのパドマ川に生息すると思われる魚種を 58 種リストアップしている。そのうち 36 種がベラマラ郡水産局で重要と考えている種である。魚類リストを Table I-7-1-9 に示す。

Table I-7-1-9 パドマ川に生息する魚類

No.	Local (Bangladeshi) Name	Scientific Name	Important Species listed by Bheramara Upazila Fisheries Department
1	Hilsa	<i>Hilsa hilsa</i>	
2	Rui	<i>Labeo rohita</i>	
3	Katla	<i>Catla catla</i>	
4	Mrigal	<i>Cirrhinus mrigala</i>	
5	Kalibaush (kalbasu)	<i>Labeo calbasu</i>	X
6	Air/Aor (Long Whiskered cat fish)	<i>Aorichthys (Mystus) aor</i>	
7	Guijja Air (Giant River Cat Fish)	<i>Aorichthys (Mystus) seenghala</i>	X
8	Tengra (Assamese Batasio)	<i>Batasio tengana</i>	X
9	Baghair (Gangetic Goonch)	<i>Bagarius yanvelliisykes</i>	X
10	Sisor / Chenua (Sisor cat fish)	<i>Sisor rhabdophorus</i>	X
11	Cheka / Chega (Indian Chaca)	<i>Chaca chaca</i>	X
12	Ek Thota (Wrestling half beak)	<i>Dermogenys pusilla</i>	X
13	Kucha / Kuchia (Gangetic Mud Eel)	<i>Monopterus cuchia</i>	X
14	Ritha	<i>Rita rita</i>	
15	Bata	<i>Liza melinoptera</i>	
16	Khorshola	<i>Labeo dero</i>	
17	Raikh bata	<i>Rhinomugil corsula</i>	
18	Boal	<i>Wallago attu</i>	
19	Shole (snake head)		
20	Gojar/ Gojal (Giant snake head)		X
21	Pungash	<i>Pangasius pagasius</i>	X
22	Ghaura (Gaura Bacha)	<i>Clapisoma gaura</i>	X
23	Bacha(Batchwa Bacha)	<i>Eutropicchthys vhacha</i>	X
24	Shilong (Silondia V cha	<i>Silonla silondia</i>	X
25	Bele	<i>Awaous grammepomus</i>	
26	Banshpata	<i>Damio devario</i>	
27	Piali	-	
28	Bhagna	-	
29	Golsa/ Golsa Tengra (Gangetic Mistus)	<i>Mystus cavaslus</i>	X
30	Kani Pabda / Boali Pabda (Indian Butter cat fish)	<i>Ompak bimaculatus</i>	X
31	Pabda (Pabo Cat fish)	<i>Ompak pabo</i>	X
32	Chanda / nama chanda (Elongate glass perchlet)	<i>Chanda nama</i>	X
33	Ranga Chanda / Lal Chanda (Indian Glassi Fish)	<i>Pseudembassis ranga</i>	X
34	Meni / Bheda/ Rayan/ Bheduri (Mottled nandus, mud perch)	<i>Nandus nandus</i>	X

No.	Local (Bangladeshi) Name	Scientific Name	Important Species listed by Bheramara Upazila Fisheries Department
35	Napit Koi/ Koi Banedi (Dwarf Chameleon fish Badis)	<i>Badis badis</i>	X
36	Neftani (Indian Paradise Fish)	<i>Clenops nobolis</i>	
37	Puti	<i>Puntius puntio (Hamilton)</i>	
38	Khalisha	<i>Colisha faciatia</i>	
39	Chitol (Humped Featherback)	<i>Nototeruse chitala</i>	X
40	Foli (Grey Featherback)	<i>Notopterus notopterus</i>	X
41	Bamos / Baobaim (Indian Long Fin Eel)	<i>Anguilla bengalensis</i>	X
42	Elong/Sefatia(Bengal barb)	<i>Bengala elanga</i>	X
43	Kash Khaira (Indian Glass barb)	<i>Chela laubuca</i>	X
44	Tatkini/Bata/Bangla (Reba carp)	<i>Cirrhinuss reba</i>	X
45	Kala Bata (Gan Getic latia)	<i>Crossocheilus latius</i>	
46	Bhangon Bata/Bata (Bata labeo)	<i>Labeo boga</i>	X
47	Ghonia/Gonainya (Kuria baleo)	<i>Labeo goniuss</i>	X
48	Nandina / Nandil (Nandi Labeo)	<i>Labeo nondina</i>	
49	Dhela/ Dipali/ ketti(Cotio)	<i>Osteobrama cotio</i>	X
50	Sarputi / Swarnaputi (Olive barb)	<i>Puntias sarana</i>	X
51	Titputi (Ticto barb)	<i>Puntias ticto</i>	X
52	Darkina (Gangetic scissortail rasbora)	<i>Rasbora rasbora</i>	
53	Rani / Beti (Necktie Loach)	<i>Batia dario</i>	X
54	Rani/ Putul /Beti (Y-Loach)	<i>Botia iohachata chaudhuri</i>	
55	Kajli / Banshpata (Jamua ailiz)	<i>Ailia punctata</i>	X
56	Telo Taki / Rana Cheng/ Ganchua (Asiatic snake head)	<i>Channa orientalis</i>	X
57	Tara Baim (One Strip spiny eel)	<i>Macroganthus aral</i>	X
58	Shal baim/ Baim /Bam(Tire track spiny eel)	<i>Mastecembelus armatus</i>	X

(出典 : Bheramara Upazila Fisheries Department)

3) 保護区

「バ」国では国立公園など 4 タイプの自然保護区が設定されているが、ベラマラ郡には自然保護区や保全林・保護林は存在していない#。

4) 希少種および貴重種

ダッカ DOE によると。「バ」国では国内法規による貴重種や保護種は定めていないとのことである。

また、ベラマラサイトの周囲 1km 以内で、陸上動物の IUCN のレッドデータにリストアップされた種がみられたが、陸上植物および水生動植物ではベラマラサイトおよびその周辺では確認されていない。

ベラマラ火力発電所建設計画調査プロジェクト形成調査報告書,2007

7.1.3 社会環境の概要

(1) ベラマラ郡の概要

ベラマラ郡における社会環境の概要は Table I-7-1-10 のとおりである。

Table I-7-1-10 ベラマラ郡の社会環境の概要

No.	Description	Total / Quantity
01	Area	153.69 Sq. km.
02	Population	175,480 Nos.
03	Union	6 Nos.
04	Municipality	1 No.
05	Village	84 Nos.
06	Ponds	1430 Nos. (Area 210 Hector)
07	River	3 Nos. (Area 225 Hector)
08	Baor / Lake	1 No. (Area 19.25 Hector)
09	Beel	9 Nos. (Area 180 Hector)
10	Canal	02 Nos. (Area 17 Hector)

(出典：Population Census 2001, Kushitia District)

a) 人口

バヒルハア地区の 2001 年における各村落の人口は Table I-7-1-11 のとおりである。ベラマラサイトは 12 Dag Village に属している。

Table I-7-1-11 ベラマラサイト周辺の村落の人口

(単位：人)

No.	Villages	Male	Female	Total
01.	Chok Bheramara	488	441	929
02.	West Damokdia-1	310	275	585
03.	Char Damokdia	487	449	936
04.	East Damokdia	845	860	1705
05.	West Damokdia-2	222	232	454
06.	Power House Colony – 1	404	383	767
07.	12 Dag	713	707	1420
08.	68 Para	357	337	694
09.	Moshlempur	1227	991	2218
10.	Munshipara	597	577	1174
11.	16 Dag South	1345	1371	2716
12.	16 Dag North	1339	1373	2712
13.	West Bahirchar	2275	2059	4334
14.	Power House Colony – 2	208	145	333
15.	Bangal para	261	240	501
Total		11,078	10,440	21,478

(出典：Population Census 2001, Kushitia District)

b) 地域経済

1) 就業人口

ベラマラ郡における年齢別就業人口は、Table I-7-1-12 のとおりである。女性のほとんどは家事に従事しているため、この表の就業者は男性だけとみなせる。ここでの未就業者とは、日雇いなどで定職についていない者である。この未就業者を除くと、農業従事者が多数を占めている。

Table I-7-1-12 ベラマラ郡における年齢別就業人口

(単位：人)

Age Group	Not Working	Agriculture	Industry	Water/Elect/Gas	Construction	Transport/Comm.	Hotel/Restaurant	Business	Service	Others	Total
10-14	18,989	795	140	3	60	22	25	96	17	980	21,127
15-19	9,946	1,899	260	9	239	146	19	382	28	1,211	14,139
20-24	3,956	3,102	220	22	218	321	23	782	38	1,347	10,029
25-29	2,160	2,932	216	25	200	355	16	1,067	70	1,293	8,334
30-34	1,174	2,837	117	17	181	390	24	1,219	59	1,258	7,276
35-39	959	2,637	96	13	141	313	12	1,196	55	1,188	6,610
40-44	810	2,376	107	19	116	251	9	1,044	49	1,136	5,917
45-49	515	1,739	53	21	67	125	6	675	40	739	3,980
50-54	569	1,589	36	14	38	90	7	483	41	652	3,519
55-59	316	854	16	10	24	27	1	250	23	375	1,896
60-64	732	1,143	28	5	41	28	3	248	18	424	2,670
65-69	366	521	7	5	11	8	0	119	9	213	1,259
70+	1,833	1,271	17	4	23	14	0	185	20	483	3,850
Total	42,325	23,695	1,313	167	1,359	2,090	145	7,746	467	11,299	90,606

(出典：Population Census 2001, Kushitia)

2) 農業

クシチア県における主要な農産物の耕作面積と収穫量は Table I-7-1-13 に示すとおりで、米の耕作面積と収穫量が圧倒的に大きい。また、クシチア県はタバコの名産地であり、主要な農産物となっている。

Table I-7-1-13 クシチア県における主要な農産物の耕作面積と収穫量

(単位：面積は ha、収穫量はト)

Product	Area & Production	2000 – 2001	2001 – 2002	2002 – 2003	2003 – 2004	2004 – 2005	2005 – 2006
Rice	Area	249,000	244,000	242,000	241,000	225,000	233,000
	Production	589,000	577,000	587,000	625,000	602,000	589,000
Wheat	Area	50,663	45,495	42,994	41,424	38,363	34,034
	Production	120,000	104,400	84,670	89,330	53,781	60,296
Ground-nut	Area	83	87	150	166	198	166
	Production	85	110	190	230	305	280
Sum. & Win. Til	Area	223	223	324	368	362	856
	Production	85	85	150	215	200	450
Tobacco	Area	6,880	7,817	8,266	8,571	7,806	8,335
	Production	10,270	11,625	10,375	12,960	13,985	17,505
Fruits							
Banana	Area	1,050	1,896	1,605	2,851	3,310	3,575
	Production	18,455	40,765	32,195	63,575	82,155	115,410
Mango	Area	1,364	1,372	1,378	1,386	2,326	2,401
	Production	5,035	5,050	5,895	5,890	50,790	46,965
Jackfruit	Area	1,348	1,354	1,346	1,356	331	1,157
	Production	20,165	20,185	20,075	20,345	52,795	75,400
Lichi	Area	204	243	247	271	134	137
	Production	730	790	755	705	42,570	3,770
Cocoanut	Area	506	510	514	832	208	191
	Production	2,190	2,195	2,205	3,300	8,950	10,030

(出典： Statistical Yearbook of Bangladesh, 2006)

3) 水産業

ベラマラ郡水産局によると、パドマ川における漁業での漁期は 9 月から翌年 7 月までである。また、パドマ川における主要な漁場はハーディング橋を中心に、上流約 2km、下流約 2km の約 4km の間となっており、それ以外の漁場での漁獲量は、その主要な漁場の漁獲量より少ない。

ベラマラサイト側の川岸では年間約 3 トン (2007 年) が漁獲されているが、反対側の川岸の方が漁獲量はそれよりも多く年間約 9 トンで、両者を合わせた漁獲量は年間 12 トンである。ベラマラ郡全体での漁獲量は 2007 年には 1300 トンにも上ることより、ベラマラサイト前面の漁場はベラマラ郡の中では主要な漁場ではない。ベラマラ郡での主要な漁場は、水路や池などである。

ベラマラサイト周辺での漁民へのインタビュー調査では、10～11 月が最も魚種が多く、漁法はすくい網、刺網、籠、延縄などで、主な漁獲物は、エツ類 (現地名：Hilsa)、コイ類 (現地名：Rui、Katla、Puti)、ナマズ類 (現地名：Pabda)、カムルチー (現地名：Taki) などとのことである。

ベラマラサイト周辺には 35 名の漁民がいるが、彼らは漁業のほかに土砂の浚渫やレンガの製造などの日雇労働の兼業を行っている。

c) 地下水利用

農村部では Tube Well がよく使われており、これらの井戸は通常 40～50m くらいまで掘られている。「バ」国では、これらの浅い井戸における地下水のヒ素汚染が問題になっておるが、ベラマラ郡における Tube Well のヒ素汚染の 2001 年の状況は Table I-7-1-14 のとおりである。

発電所を含むバヒルハア地区では、約 2,000 個の Tube Well を約 20,000 人が利用しているが、そのうち約 1,900 個の井戸では飲料水基準のヒ素濃度 (0.05mg/L) を下回っている。

Table I-7-1-14 ベラマラ郡における Tube Well のヒ素汚染の状況

(単位：井戸数)

No.	Union	Number of Village	Total TW	Number of Arsenic Safe TW	Number of Arsenic Conta. TW	% of TW Conta.
01.	Bahadurpur	12	1831	1252	579	31.62
02.	Bahirhar	11	2002	1917	85	4.25
03.	Chandgram	7	1245	734	511	41.04
04.	Dharampur	12	2006	1293	713	35.54
05.	Juniadaha	15	1933	1517	416	21.52
06.	Mokarimpur	12	2381	1837	544	22.85
07.	Ward No-01	4	1069	848	221	20.67
08.	Ward No-02	2	1001	713	288	28.77
09.	Ward No-03	3	741	281	460	62.08
Upazila summary		78	14209	10392	3817	26.86

(出典：Bangladesh Public Health Engineer, 2001)

2000～2001 年にクシティアの衛生工学局 (Sanitation Engineering Department at Kushitia) ではベラマラサイト周辺での地下水の調査を行っている。ここでは塩化物、鉄、ヒ素だけを分析している (Table I-7-1-15)。バングラデシュのヒ素の飲料水基準値は 50ppb であり、13 ヶ所の地下水は全て基準を満足していた。

Table I-7-1-15 ベラマラサイト周辺の地下水の分析結果

Sl. No.	Village	Union	Chloride Mg/Litre	Iron Mg/Litre	Arsenic ppb
1.	Bilshaka	Dharampur	10	4.2	1
2.	Bhabanipur	-do-	5	6.3	2
3.	-do-	-do-	5	7.5	3
4.	-do-	-do-	10	4.7	2
5.	-do-	-do-	5	7.6	4
6.	-do-	-do-	5	3.2	5
7.	Kamirdiar	Mokarimpur	5	5.1	5
8.	Nolua	Juniadah	25	0.7	27
9.	-do-	-do-	24	2.6	14
10.	-do-	-do-	5	5.7	16
11.	-do-	-do-	5	2.6	14
12.	-do-	-do-	5	4.9	14
13.	-do-	-do-	10	4.8	11

(出典：Sanitation Engineering Department at Kushitia, 2001)

d) 電気利用者

ベラマラ郡における電気利用者数は Table I-7-1-16 のとおりである。なお、PBS とは農村電化組合(Palli Bidyut Samities)のことである。

Table I-7-1-16 ベラマラ郡における電気利用者数
(単位：利用者数)

No.	Consumers	Quantity (Nos.)		
		PBS	BPDB	Total
1.	Domestic	9,356	4,726	14,082
2.	Commercial	633	1238	1,871
3.	Irrigation/Pump	50	7	57
4.	Industry	137	120	257
5.	Mosque/Madrassa/ School /College	168	51	219
6.	HV Industry		4	4
Total		10,344	6,146	16,490

e) 教育

「バ」国では、1年生から5年生が日本の小学校にあたる Primary school に、6年生から10年生までが中学校にあたる Secondary school に通う。Primary school から Secondary school へは無条件で進学できる。さらに、11年生から12年生は高等学校にあたる College に通い、その後大学(University)へと進む。しかしながら、Secondary school 終了時には SSC (Secondary School Certification) 、College 終了時には HSC (Higher Secondary Certification) という全国で行われるの試験があり、それに合格しなければ、該当する学校の学業を終了したとはみなされない。

2001年センサスでのベラマラ郡における年齢別の就学率は Table I-7-1-17 のとおりである。全体的に市街の就学率は農村部よりも高く、10歳過ぎてからの就学率は10歳未満よりも高い。

Table I-7-1-17 ベラマラ郡における就学率
(単位：%)

Localoty	5-9 Years		10-14 Years		15-19 Years		20-24 Years		2-24 Years	
	Male	Female	Male	Female	Male	Female	Male	Female	Male	Female
Upazila	41.7	43.4	61.9	72.6	45.5	44.6	21.8	10.6	44.7	43.6
Urban	45.8	46.9	70.0	75.3	56.5	57.4	34.0	19.3	53.4	50.1
Rural	41.1	42.8	60.4	72.1	43.2	41.7	19.4	8.8	43.1	42.4

(出典：Population Census 2001, Kushitia)

f) 医療

ベラマラ郡統計事務所 (Bheramara Upazila Statistical Office) によると、2008年3月におけるベラマラ地域における医療機関は、公的機関、個人医院、NGO 診療所を合わせて17ヶ所がある。

g) 文化財

クシチア県には2つの文化遺産があるとされているが、それらはベラマラ郡にはない[&]。

(2) ベラマラサイト周辺の社会環境

サイト近傍においては、住民へのインタビューを行いより詳しい社会環境を調査した。質問表を添付資料 7-1 に示す。ただし、原本はベンガル語である。

周辺の住民の集合状況から3つのカテゴリーに分けた (Figure I-7-1-9)。各カテゴリーでの調査対象とした世帯数は以下のとおりである。

Category A : ベラマラサイトに住む全 8 世帯 (既設発電所の作業員) を対象とした

Category B : ベラマラサイトの東側に住む全 72 世帯を対象とした。

Category C : ベラマラサイトの北側に住む、約 300 世帯中 130 世帯を対象とした。

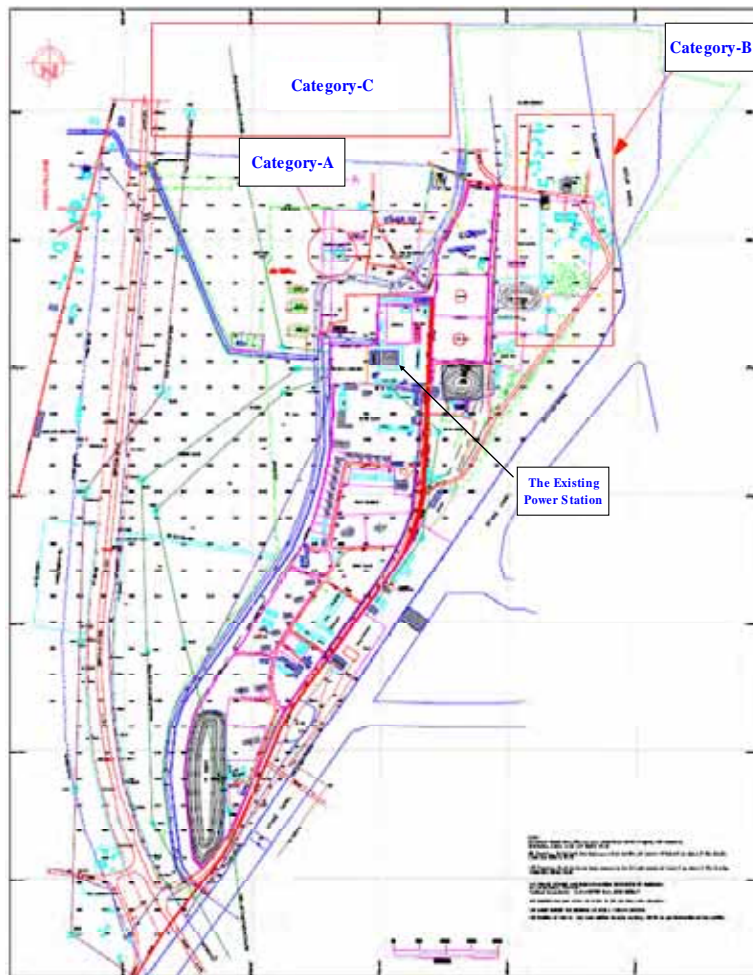


Figure I-7-1-9 インタビュー調査実施地域

[&] <http://www.archaeology.gov.bd/>

a) 土地利用と所有

既設発電所の西側および北側の地域は水田や畑といった耕作地が広がっている。ベラマラサイトは既設発電所の北側に隣接し、耕作地と既設発電所の作業員の宿舎がある。Figure I-7-1-10 の写真②で見られるように、ベラマラサイトには灌漑用の水路が通じており、この水路を確保するように既設発電所から要請されている。また、水路の土手には徒歩で利用できる農道もみられた。

ベラマラサイトは BPDB の所有地であり、北側は民有地、西側のベラマラサイトに隣接する部分は BWDP の所有地であるが、それ以遠は民有地となっている。

周辺住民の土地所有の状況については、ベラマラサイト北側 (Category-C) の 130 世帯全てが土地所有者であったのに対し、ベラマラサイト (Category-A) の 8 世帯は全て土地を所有していなかった。また、ベラマラサイト東側 (Category-B) の 72 世帯のうち 1 世帯だけが土地を所有していたが、それはベラマラサイト周辺ではなく、西側に 500 m 離れた 16 Dag Village にあるとのことである。

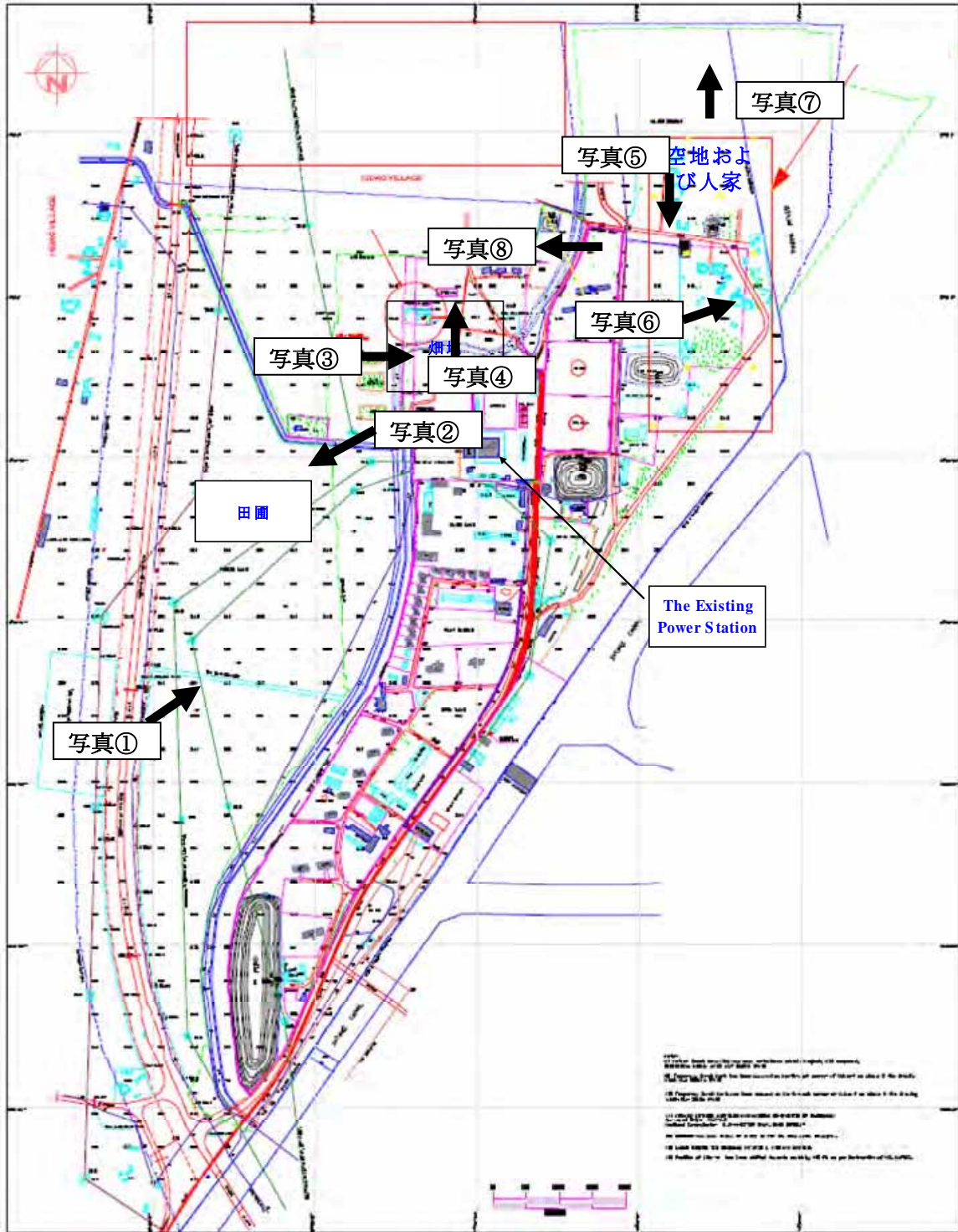


Figure I-7-1-10 発電所周辺の土地の利用状況



写真①



写真②



写真③



写真④



写真⑤



写真⑥



写真⑦



写真⑧

b) 地下水利用

Category-A の 8 世帯、Category-B の 72 世帯、Category-C では 130 世帯全てが Tube well の井戸水を飲料水として利用している。

なお、地下水試験ではバヒルハア地区の井戸についても調査を行っている。バヒルハア地区では以下の 3 種類の井戸がある。

- ・手動式ポンプの井戸 (HTW : Hand tube well) :

吐出量は約 0.3 L/sec (0.02m³/min)、井戸の深さは 8~16m、生活用水として家庭で使用される。

- ・浅井戸 (STW : Shallow tube well) :

吐出量は約 15 L/sec (0.9m³/min)、井戸の深さは 40~50m、灌漑用水として使われる。

- ・深井戸 (DTW : Deep Tube Well) :

吐出量は約 160 m³/min、井戸の深さは 90~100m、灌漑用水として使われる。

HTW は、原理上 1 気圧以上かかる場所 (水柱 10m) まで地下水を汲み上げできるが、実際は 7.5m が限度である。4.6.5 章で前述したように、乾季では地下水位は HTW で地下水を汲み上げられる限界にまで低くなる。しかしながら、今回の地下水試験の調査では、乾季で地下水が汲み上げられなくなった井戸は確認できなかった。

バヒルハア地区における井戸の調査結果を Table I-7-1-18 に、バヒルハア地区内の村の位置および村ごとの井戸の数を Figure I-7-1-11 に示す。

Table I-7-1-18 バヒルハア地区における井戸の調査結果

No.	Geo Code	Locality	Area (km ²)	House Hold (nos)	Population (2001) (Head)	HTWs	STWs	DTWs	Water Bodies (nos)
30	213	Chak Bheramara	0.81	196	929	151	4	1	11
165	307	Char Mokarimpur	4.04	122	492	79	9		13
168	331	Char Ruppur	1.28	28	346	18	6		17
29	355	Damukdia	2.97	647	3,095	415	8	2	12
		Char Damukdia		181	936	173	3	1	4
		Purba Damukdia		365	1,705	166	3		5
		Paschim Damukdia		101	454	76	2	1	3
166	902	Pashchim Bahirchar	12.88	3,412	16,889	2,077	5	5	53
		Powerhouse Coloney		175	767	28			1
		Bara Dag		279	1,420	277	1	1	4
		68 Para		141	694	109		1	3
		Mo slempur		444	2,218	153	1		3
		Munshi Para		241	1,174	185			4
		Sholadag Dakshinpara		552	2,716	437	1		8
		Sholadag		551	2,712	274			9
		Paschim Bahirchar		856	4,334	456	2		13
		Pumphouse Coloney		70	353	112		3	6
		Bengal Para		103	501	46			2

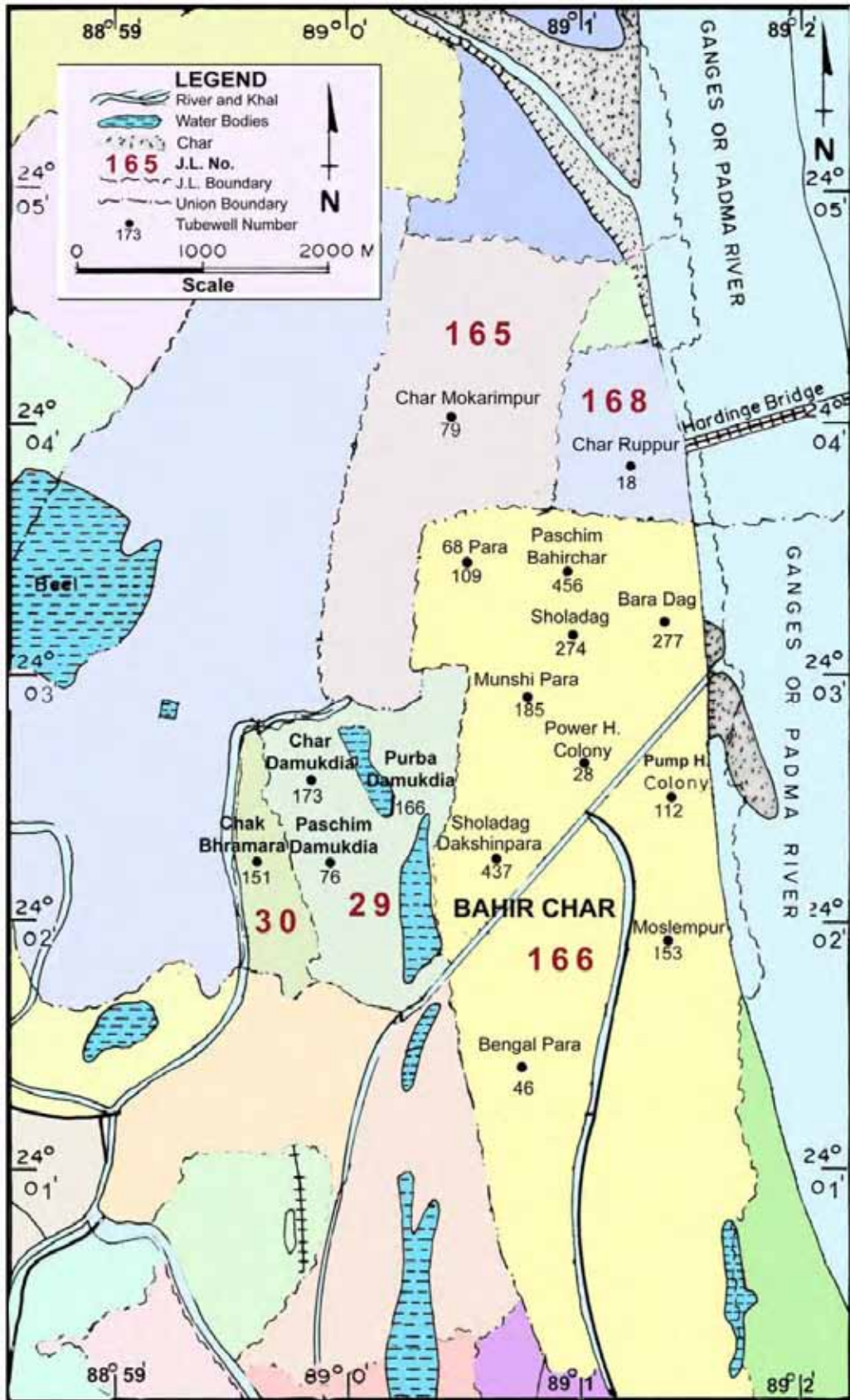


Figure I-7-1-11 バヒルハア地区内の村の位置および村ごとの井戸の数

c) 景観

ベラマラサイトの現況は、前述の写真③と④のとおりで、畑地や家屋がみられた。この家屋は **Category-A** に含まれている。ここの住民は既設発電所の職員もしくはその親族であり、この家屋は官舎である。ここの住民の新たな官舎は **BPDB** が用意することになっている。

d) 年齢区分

インタビュー調査の対象となった世帯の全員の年齢区分は **Table I-7-1-19** に示すとおりである。ただし、数人の年齢は不明である。

Table I-7-1-19 調査対象世帯における年齢区分

(単位：人)

Range	Category-A	Category-B	Category-C
0 – 10	12 (22.2)	51 (16.9)	115 (18.7)
11 – 20	13 (24.1)	86 (28.4)	122 (19.9)
21 – 30	13 (24.1)	49 (16.2)	138 (22.5)
31 – 40	6 (11.1)	55 (18.2)	97 (16.0)
41 – 50	5 (9.2)	31 (10.3)	56 (9.1)
51 – 60	1 (1.9)	17 (5.6)	42 (6.8)
Above 60	4 (7.4)	13 (4.3)	44 (7.2)
Total	54	302	617

注：() は各カテゴリー内の年齢区分の割合(%)を示す。

e) 教育、職業および収入

1) 教育

世帯主の学歴は **Table I-7-1-20** のとおりである。Class-I to V は **Primary school** に、Class-VI~X は **Secondary school** に通学したが卒業したとはみなされていないものである。なお、BA/MA は大学卒をしめす。

Table I-7-1-20 世帯主の学歴

(単位：世帯数)

Class	Category-A	Category-B	Category-C
Illiterate	7 (87.5)	57 (79.2)	44 (33.8)
Class-I to V	1 (12.5)	8 (11.1)	30 (23.1)
Class-VI to X		6 (8.3)	37 (28.5)
SSC/HSC		1 (1.4)	14 (10.8)
BA/MA			5 (3.8)
Total	8	72	130

注：() は各カテゴリー内の世帯数の割合(%)を示す。

2) 職業

世帯主の職業は **Table I-7-1-21** のとおりである。Category-A と B は日雇労働者の割合が高く、Category-C では定職者が最も多かった。また、サービス業は Category-A と C で高く、農家は Category-C でのみみられた。

なお、Category-A の 8 世帯の職業は、発電所にかかわるサービス業および日雇い労働者であり、ともに官舎で生活している。

Table I-7-1-21 世帯主の職業

(単位：世帯数)

Occupation	Category-A	Category-B	Category-C
Business		9 (12.5)	39 (30.0)
Day Labour	3 (37.5)	41 (56.9)	17 (13.1)
Domestic		1 (1.4)	
Driver		4 (5.6)	2 (1.5)
Farmer			21 (16.2)
House Wife		1 (1.4)	13 (10.0)
Maid Servant		3 (4.2)	
Overseas Job			2 (1.5)
Retired			9 (6.9)
Service	5 (62.5)	1 (1.4)	21 (16.2)
Skill Labour		2 (2.8)	4 (3.1)
Teacher		1 (1.4)	
Unemployed		3 (4.2)	
Van Puller		6 (8.3)	2 (1.5)
Total	8	72	130

注：() は各カテゴリー内の世帯数の割合(%)を示す。

3) 収入

各世帯の 1 ヶ月の収入および支出は Table I-7-1-22 のとおりである。収入と支出はほぼ同額であるが、Category-B の 1 世帯は収入の半分しか支出していなかった。全体的に Category-C の収入が最も高く、Category-B の収入が最も低い傾向がみられた。なお、Category-B で収入がない世帯があった。

Table I-7-1-22 各世帯の 1 ヶ月の収入および支出

(単位：金額(Taka), 世帯数)

Range	Category-A		Category-B		Category-C	
	Income	Expenditure	Income	Expenditure	Income	Expenditure
0 – 1999			5 (6.9)	5 (6.9)	1 (0.8)	1 (0.8)
2000 – 3999			19 (26.4)	24 (33.3)	4 (3.1)	7 (5.3)
4000 – 5999	2 (25.0)	2 (25.0)	27 (37.5)	31 (43.1)	5 (3.8)	10 (7.7)
6000 – 7999	1 (12.5)	1 (12.5)	17 (23.6)	10 (13.9)	18 (13.8)	26 (20.0)
8000 – 9999	1 (12.5)	2 (25.0)	2 (2.8)		19 (14.6)	14 (10.8)
10000 – 11999	2 (25.0)	1 (12.5)		1 (1.4)	9 (6.9)	16 (12.3)
12000 – 13999	1 (12.5)	1 (12.5)	1 (1.4)		17 (13.1)	12 (9.2)
14000 – 15999				1 (1.4)	11 (8.5)	8 (6.2)
16000 – 17999					5 (3.8)	9 (6.9)
18000 – 19999	1 (12.5)	1 (12.5)			6 (4.6)	5 (3.8)
20000 – 21999					10 (7.7)	4 (3.1)
22000 – 23999					1 (0.8)	3 (2.3)
24000 – 25999					7 (5.3)	5 (3.8)
26000 – 27999					1 (0.8)	2 (1.5)

Range	Category-A		Category-B		Category-C	
	Income	Expenditure	Income	Expenditure	Income	Expenditure
28000 – 29999					1 (0.8)	1 (0.8)
30000 – 31999			1 (1.4)		5 (3.8)	2 (1.5)
32000 – 33999						
34000 – 35999						
36000 – 37999					1 (0.8)	2 (1.5)
38000 – 39999						
40000 – 44999					6 (4.6)	
42000 – 43999						1 (0.8)
44000 – 45999					1 (0.8)	
46000 – 47999						1 (0.8)
48000 – 49999						
50000 -					2 (1.5)	1 (0.8)
Monthly Average	9737.50	9687.50	4856.00	4308.00	16317.00	13390.00

注：() は各カテゴリー内の世帯数の割合(%)を示す。

4) 家具および消費財

主な家具と消費財の中で、それをもっている世帯数は Table I-7-1-23 のとおりである。電化製品は全ての世帯で所有しておらず、Category-B では特に少なかった。また、移動手段も陸上だけでなくボートも所有している世帯もみられた。

Table I-7-1-23 主な家具と消費財を持っている世帯数

(単位：世帯数)

Furniture and Durable	Category-A	Category-B	Category-C
Radio		14 (19.4)	41 (31.5)
Television	5 (62.5)	7 (9.7)	78 (60.0)
Bi-cycle	1 (12.5)	11 (15.3)	63 (48.5)
Motor cycle		1 (1.4)	17 (13.1)
Sewing machine		1 (1.4)	23 (17.7)
MobilePhone	2 (25.0)	24 (33.3)	82 (63.1)
Land Phone			5 (3.8)
Refrigerator	2 (25.0)	1 (1.4)	15 (11.5)
Truck			5 (3.8)
Rickshaw/van		11 (15.3)	7 (5.4)
Boat		1 (1.4)	17 (13.1)
Clock	6 (75.0)	15 (20.8)	102 (78.5)
Almirah	1 (12.5)	15 (20.8)	100 (78.5)
Cot /bed	8 (100)	72 (100)	130 (100)
Chair/ bench	8 (100)	62 (86.8)	123 (94.6)

注：() は各カテゴリー内の世帯数の割合(%)を示す。

5) 公衆衛生

a. 衛生

各世帯が利用しているトイレの種類は、Table I-7-1-24 のとおりである。Category-A

では全世帯、Category-B では半数の世帯でタンク式トイレを使用しているが、Category-B では地下浸透式トイレが使われており、タンク式のトイレはない。

Table I-7-1-24 各世帯が利用しているトイレの種類

(単位：世帯数)

Type	Category-A	Category-B	Category-C
Safety Tank/ Modern Tiolet	8 (100)		68 (52.3)
Slab Latrin		50 (69.4)	44 (33.8)
Open Latrin		18 (25.0)	10 (7.7)
Suspeded Latrin		1 (1.4)	8 (6.2)
Open Yard		3 (4.2)	
Total	8	72	130

注：() は各カテゴリー内の世帯数の割合(%)を示す。

b. 医療機関

病気にかかったときに利用する医療機関は Table I-7-1-25 のとおりである。Category-A の住民は発電所に関係しているためが公的施設を利用している。一方、Category-C の住民は親の世代から住んでいる世帯が多いためか、かかりつけの医者がいるようである。

Table I-7-1-25 利用する医療施設

(単位：世帯数)

Item	Category-A	Category-B	Category-C
Govt. Hospital	8 (100)	49 (68.1)	48 (37.0)
Private Physician		23 (31.9)	82 (63.0)

注：() は各カテゴリー内の世帯数の割合(%)を示す。

6) 交通

Table I-7-1-23 に、主な家具と消費財の中で、それをもっている世帯数を示しているが、自家用車両（オートバイも含む）を持っている世帯は少なく、移動手段としては徒歩または自転車の主であると思われる。

7) その他

a. 電化率

世帯の電化率は Table I-7-1-26 に示すとおりである。Category-A では全世帯、Category-C でも 90%近くが電化していたが、Category-B ではわずか 1 世帯しか電化されていなかった。

Table I-7-1-26 世帯別の電化率

(単位：世帯数)

Item	Category-A	Category-B	Category-C
Electrified	8 (100)	1 (1.4)	114 (87.7)
Non-electrified		71 (98.6)	16 (12.3)

注：() は各カテゴリー内の世帯数の割合(%)を示す。

b. 建設材料

各世帯の家屋の建築材料は Table I-7-1-27 のとおりである。Category-A は官舎であるのでレンガ造りである。また、Category-C もレンガ造りの家屋が多いが、Category-B は屋根や壁がトタン板や竹などででき、床が土のままの簡易な家屋が多い。

Table I-7-1-27 各世帯の家屋の建築材料
(単位：世帯数)

Homestead	Category-A	Category-B	Category-C
<u>Roof</u>			
Tin	8 (100)	72 (100)	121 (93.1)
Other			9 (6.9)
Total	8	72	130
<u>Wall</u>			
Brick	8 (100)	20 (27.8)	97 (74.6)
Tin		24 (33.3)	10 (7.7)
Bamboo and jute stick		12 (16.7)	10 (7.7)
Leaves		3 (4.2)	
Clay		4 (5.6)	13 (10.0)
Jute Stick		9 (12.5)	
Total	8	72	130
<u>Floor</u>			
Concrete	8 (100)	4 (5.6)	85 (65.4)
Clay		68 (94.4)	45 (34.6)
Total	8	72	130

注：() は各カテゴリー内の世帯数の割合(%)を示す。

c. 燃料

各世帯が使用している調理用の燃料は Table I-7-1-28 のとおりである。使っている燃料が複数あるので、回答も複数となっている。材木と農産物の廃材が主な燃料となっているが、Category-B の世帯では木材を使っている世帯は少ない。

Table I-7-1-28 調理用燃料の種類
(単位：世帯数)

Cooking Fuel	Category-A	Category-B	Category-C
Wood	8 (100)	32 (44.4)	126 (96.9)
Crops Waste	8 (100)	71 (98.6)	123 (94.6)
Cow Dung	7 (87.5)	15 (20.8)	73 (56.2)
LPG			1 (0.8)
Electric Heater	1 (12.5)		
Kerosine			3 (2.3)

注：() は各カテゴリー内の世帯数の割合(%)を示す。

d. 転居

各世帯に、現在住んでいる場所に、いつ転居してきたのかを確認した。Category-A では全 8 世帯、Category-C では 130 世帯中 119 世帯が、いま住んでいる場所は生まれたときから住んでいたのに対し、Category-B は 72 世帯全てが別の場所から転居してきた。

Category-B の住民の転居の理由は、42 世帯が何らかの理由で土地を失い、25 世帯がパドマ川の別の場所での洪水により住居地を失ったためである。ただし、Category-B に住む住民は、現在は定住しており、定期的な移動はしていないとのことである。一方、Category-B には、これらの定住者のほかに定期的に移動してくる家族（たとえば雨季にここを避難場所として利用しているなど）はないとのことである。

ベラマラサイトについても、現在の定住者の他に定期的に移動してくる家族はないとのことである。

なお、洪水などの避難民の対策は地方行政が行うことになっているので、将来避難民が発生した場合でも、BPDB は独自に用地を確保することは考えていない。ただし、地方行政からの要請があれば、BPDB は協力する姿勢である。

7.2 EIA に関わる関連法規について

「バ」国において、環境に関連する国内戦略、政策、法令、規則には、以下のようなものがある。

- 1) 環境汚染管理条例 (Environment Pollution Control Ordinance, 1977)
- 2) 「バ」国環境基準 (1991)
- 3) 国内環境保護戦略 (National Conservation Strategy (NCS), 1992)
- 4) 環境政策 (Environmental Policy, 1992)
- 5) 国内環境管理アクションプラン (National Environmental Management Action Plan “NEMAP”, 1995)
- 6) 環境保護条例 (Environmental Conservation Act, 1995)
- 7) 環境保護規定 (Environmental Conservation Rules, 1997)

環境影響評価関連法規について、その基盤となっているのは 1992 年に制定された環境政策 (Environmental Policy) であり、政策大綱として位置づけられており、15 分野に亘る環境政策、法的枠組みと制度について記載がある。また、政策実施にかかる国家環境委員会 (National Environment Committee)、EIA を実施する環境局の法的な位置づけについて規定されている。

また、「バ」国は、環境保護や天然資源保全に関する主要な国際協定、条約、議定書に加盟、批准、署名している。

- 1) リオ宣言 (Rio Declaration, 1992)

- 2) 生物多様性条約 (Convention on Biological Diversity, Rio de Janeiro, 1992)
- 3) ラムサール条約 (Convention on Wetland of International Importance Especially as Waterfowl Habitat, 1972)
- 4) 国連海洋法条約 (United Nations Convention on the Law of the sea, Montego Bay, 1982)
- 5) ロンドン条約 (Convention relative to the Preservation of Fauna and Flora in their Natural State, 1933)
- 6) 国際鳥類保護条約 (International Convention for the Protection of Birds, 1950)
- 7) 国際植物防疫条約 (International Plant Protection Convention, 1951)

7.2.1 EIA 法と手続き

発電部門における EIA の手順と要件から示されたのは、1995 年の環境保全法の導入であり、これはいかなる「産業施設あるいはプロジェクト」計画に対しても、環境局による事前承認を要求する法律である。環境保護法は、環境局 (DOE) により審査対象となるプロジェクトを、4 つのカテゴリー (Green、Amber-A、Amber-B、Red) に分類している。

発電所建設は、Red カテゴリーに分類されており、これは初期環境調査 (IEE) とそれに続く包括的な EIA とを自動的に要求されるものである。環境アセスメントの十分なレビューが行われた事を前提に、環境局よりプロジェクト実施の承認が交付される。

Amber-B カテゴリーおよび Red カテゴリーに分類されたプロジェクトに関する EIA の中心的要件は、環境管理計画 (EMP) である。EMP は事業者が EIA (環境局の承認を要する) にて審査された環境パフォーマンスをどのように遂行するか、環境局へ示す事を役割とする。EMP には組織とマネジメントの責任範囲の詳細な記述と、EIA に記載した緩和策をどのように実行するか、モニタリングをどのように実施するかを記載しなければならない。環境局からの認可を取得しても、事業者はなお、その他の環境規制への遵守を求められている。

Red カテゴリーに分類されたプロジェクトは、まず、IEE 実施が義務づけられる。IEE 実施の手順は以下のとおりである。

- 1) プロジェクト自体、およびプロジェクトやそのサイトの環境についてのベースライン情報の収集
- 2) IEE の重要項目の特定
- 3) 環境影響アセスメントに基づいての緩和策、環境マネジメントプラン (EMP)、代替地やその他のプロジェクト改善点の提案
- 4) EIA 調査の TOR (Terms of Reference)

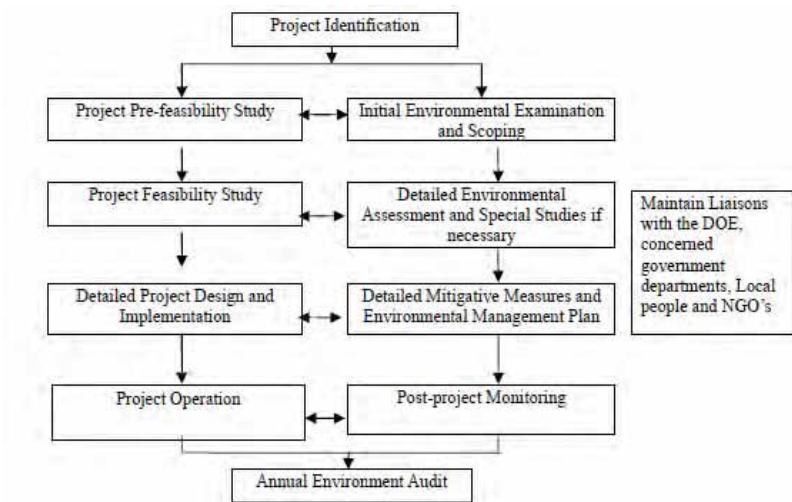
IEE 報告書完成後、事業者は規定の書式を用いて、環境局へ立地許可 (Site Clearance) 申請し承認を得る必要がある。この承認により工事を開始することができる。

さらに EIA 報告書の提出および承認の手続きが必要であり、以下のような書類の添付が必要である。

- 事業（プロジェクト）の実施可能性（FS）調査報告書
- EIA 報告書
- 地域自治体からの NOC（No Objection Certificate：異議なし証明書）
- 環境への悪影響抑制のための緊急対応計画を含めた管理計画
- 該当する場合には、住民移転計画の骨子
- 必要と判断されるその他の情報

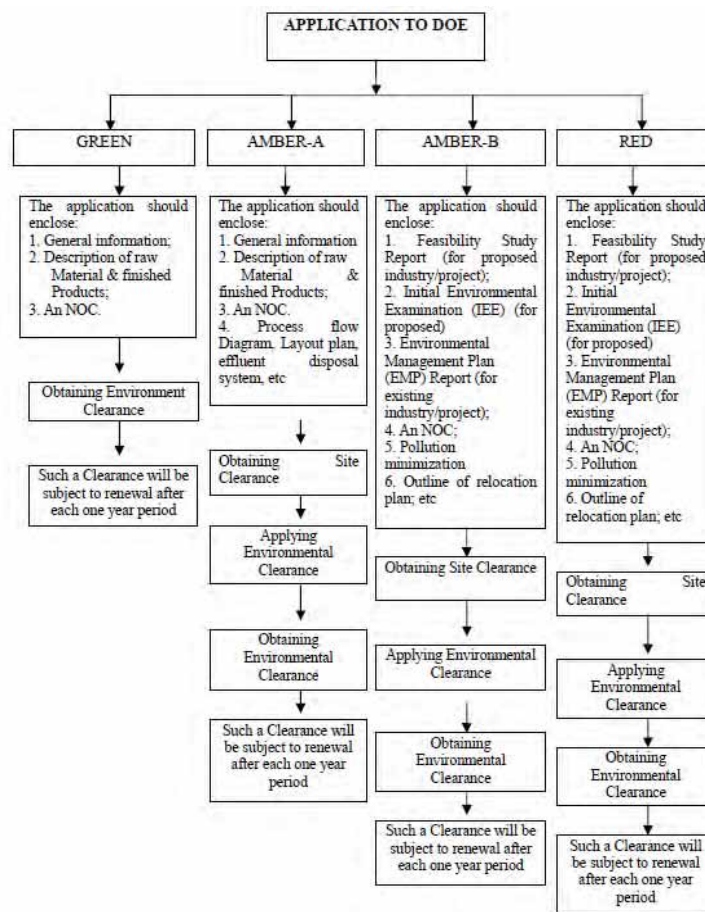
EIA 報告書の承認を得た後、運転開始前までに ECC（Environmental Clearance Certificate）の許認可を受けて初めて最終的な環境許可（Environmental Clearance）を得ることがきる。また、環境認可は毎年更新されることになっており、必要な条件としては最初の承認の際に DOE から要求された基準を満たしているかどうかと、毎年行われる DOE の視察により問題がないことである。

Figure I-7-2-1 と Figure I-7-2-2 に EIA の手続きフローを示す。



出典：『EIA Process』, EIA Guidelines for Industries, Department of Environment, 1997

Figure I-7-2-1 EIA 実施プロセスのフローチャート



出典: "EIA Flow Chart", EIA Guidelines for Industries, Department of Environment, 1997

Figure I-7-2-2 各カテゴリーの手続きのフローチャート

7.2.2 EIA 関連機関

「バ」国の環境行政は、環境・森林省（MoEF）が中心的官庁となって、国内環境にまつわる政策や規制問題についてのすべての事柄を一手に担っている。MoEF は、環境問題の重要性の高まりを受けて、1989 年に森林省に代わる省として創設され、現在は国家経済評議会の執行委員会の永久会員である。このグループは、経済政策問題の主要意志決定団体であり、すべての公的資金プロジェクト承認に責任を持つ。MoEF は、以下の技術/実行団体の活動の監視を行う。

- ・ 環境局 (DoE)
- ・ 森林局 (DoF)
- ・ 森林産業開発機構 (Forest Industries Development Corporation (FIDC))

環境管理の範囲を拡大し、遂行力を強化するために、政府は 1977 年環境公害管理条例を制定した。この条例により、環境公害管理委員会 (Environmental Pollution Control Board) 発足が提案された。これは、政策決定およびその実施手段の提案を目指すためのものである。1982 年、委員会は環境公害管理局 (Department of Environmental Pollution Control (DEPC)) と

改称された。Dhaka、Chittagong、Khulna、Barisal、Sylhet、Rajshahi の 6 地域に分室が設置された。

その後大臣特別令により、DEPC から環境局 (Department of Environment (DOE)) へと改称され、1989 年新たに設置された MoEF の管轄下に置かれた。

DOE は、環境森林省の 1 つの局であり、長官 (Director General (DG)) が代表を務める。DG は、DOE 全体を総括するものである。法令で規定している DG の権限は、まとめると以下のとおりである。

- ・ DG は、人命または環境に対して有害であると見なされる活動を停止させる権限を持つ。事業者には不服申し立ての権利があり、そのための手続きが規定されているが、緊急性が認められる場合以外は、不服申し立ての機会はない。
- ・ DG は、汚染された地区に対して、生物保護地区を宣言する権限を持つ。環境局が、こうした地区における作業や行程を管理する。
- ・ 新規のプロジェクト開発に先立って、プロジェクト主体は DOE より環境認可を取得しなければならない。こうした認可取得の手続きは前述のとおりである。

1995 年の環境保護条例 (ECA) への遵守を怠った場合は、最長 5 年の懲役、または最大 10 万 Taka の罰金、またはその両方を持って罰せられる。

環境森林省に属する森林局は、国内のすべての保護林の保護と管理に責任を持つ。本局の局員は、保護林のある地区の組合レベルまでと幅広く分布している。農林業プログラムに最近着手したところである。森林局役員は、森林内の野生動物の保護も責務とする。

その他、環境面での役割に関係する機関は、以下のとおりである。

- 土地省 (Ministry of Land) : 土地改良・土地取得局 (Land Reform and Land Acquisition Directorate)
- 水資源省 (Bangladesh Water Development Board (BWDB))
- 漁業畜産省 (Ministry of Fisheries and Livestock) : 漁業局 (Directorate of Fisheries)

発電所のベラマラサイトは、BPDB および BWDB の所有地であり、新たな民有地の土地収用はない。しかし、送電線およびガスパイプラインの設置のため、小規模な農地 (民有地) の土地収用が必要である。

これらの土地収用は、「バ」国では以下の法律や規則に基づき、上記の土地省が事業者の代わりに補償を行う。

- ・ The land acquisition act, 1894
- ・ The acquisition and requisition of immovable property ordinance, 1982
- ・ The acquisition of immovable property rules, 1982
- ・ The electricity act, 1910

The electricity act によると、送電線については土地の補償は考慮されておらず、そこに栽培されている農作物についてだけ補償されることになっている。よって、NWPGL はこの法律に基づいて土地の補償は行わないとのことである。しかしながら、この法律は 1910 年に制定されており、世界の情勢と乖離がみられることから、JICA 調査団は世界の情勢にあわせて土地の補償も行うよう提言した。

送電線を除き公共事業における土地収用の補償金額は、地方土地事務所での登記価格の 1.5 倍となっている。

この価格が実際の市場価格より低い場合、再取得価格とならないため、この差を考慮して再取得価格での補償を実施する必要がある。

ベラマラ土地登記事務所での農地の登記価格は 2,950Tk./decimal であり、これから補償金額を計算すると 4,425 Tk./decimal となる。ベラマラおよびクシティアには不動産業者がないが、サイト周辺では概ね 4,000Tk./decimal 程度が土地の価格という情報があり、現状では法律に基づく補償価格で再取得が可能といえる。

しかし、土地の価格についての情報は限られており、再取得価格で補償することを確実にするため、NWPGL は土地買収を進めるときには、近隣の ADB のガスパイプライン事業のプロセスを踏襲することを計画している。ADB のプロセスでは、事業者、地方行政 NGO がメンバーとなるチームが住民も招聘しながら、法律に基づく補償価格及び再取得価格を算出し、再取得価格が法律に基づく補償価格よりも高いときは、その差額を事業者が支払うことになっている。

なお、土地収用された場所については、送電線の足場部分を除き、全て現状復帰され、工事終了後再び農地として利用できるよう配慮するため、実際の農作物の消失は、工事中の短期間だけとなる。

工事により、現存している農作物が消失する部分については、1 回限りの補償がなされることになっており、土地の収容等による収入・生計への影響には配慮がなされている。一方、ベラマラサイトでは、BPDB および BWDB の所有地であるものの、周辺住民が耕作をしている。ここでも、現存している農作物が消失する部分については、1 回限りの補償がなされることになっている。

また、工事以降はこれらの住民は耕作できなくなるが、これらによる損失は建設工事で最優先に雇用することで補填する計画である。サイトとして使用される土地は約 1ha で、そこでの農作物は主に米であることから、損失額は年間 62,500TK と算出される*。サイトとして使用される土地で耕作している人数は 44 名であることから、損失額は平均すると 1 人あたり 1,420TK/年となる。

ベラマラサイト近隣での浚渫土砂の日雇い労働者の賃金が 250TK/日であることから、発電所の建築労働者もほぼ同じと想定すると 1 週間程度の労働で年間の損失をカバーできることになる。最優先雇用により収入の減少はなく、収入の増加が想定される。

これらの影響を受けるガスパイプラインの土地所有者及びサイト内の耕作者の世帯数、用地面積等については、Table 1-7-2-1 に、これらの場所は Figure 1-7-2-3 示すとおりである。(添付資料 7-2)

* クシティア県での米の収穫量は年間で 2.36~2.68 トン/ha である (Table 1-7.1-13)。また、ダッカの市場での米価が 25 TK/kg と、 $2,500 \text{ kg/ha} \times 1 \text{ ha} \times 25 \text{ TK/kg} = 62,500 \text{ TK}$ となる。

Table I-7-2-1 影響を受ける世帯数及び収容面積

影響区分	土地の所有者区分	用途	世帯数	収容面積等	補償金額
土地収用	民有地	送電線	2	27.2 Decimal (1,102m ²)	120,360 TK [*] (4,425TK/decimal×27.2decimal)
		ガスパイプライン	1	43.8 Decimal (1,773m ²)	193,815 TK (4,425 TK/decimal×43.8decimal)
	BWDB	送電線、ガスパイプライン、変電設備等	BWDB	2,381 Decimal (9.6ha)	—
サイト内耕作	BWDB	変電設備	44	耕作面積：247Decimal (1ha)	優先雇用、追加補償費はない。



Figure I-7-2-3 Mouja Map for Land acquisition

* 送電線は土地収用の補償が行われないことになっているが、ここではガスパイプラインと同様の補償が行われたと仮定して、補償金額を算出した。

7.2.3 本案件との関連性（カテゴリ、手続等）

火力発電所建設のプロジェクトは Red カテゴリに分類される。このカテゴリでは立地許可（Site Clearance）と環境許可（Environmental Clearance）を取得しなくてはならない。立地許可は建設に関するもので、環境許可は操業に関するものである。なお、環境許可は毎年更新される。Figure I-7-2-2 に Red カテゴリで必要な書類と資料を示しているが、立地許可で必要な書類は要約版の F/S 報告書、IEE チェックリストとその付属資料、および IEE 報告書であり、環境許可で必要な書類は F/S 報告書、EIA 報告書、および環境管理計画書である。その他には、地方自治体の異議なし証明書（NOC）が求められる。

また、ベラマラ CCPP に関連するガス・パイプラインおよび送電線も Red カテゴリに分類されるため、発電所と同様の手続が必要である。

7.2.4 EIA スケジュール

本案件に関わる EIA の手続およびスケジュールは Figure I-7-2-4 のとおりである。環境許可の取得は大きく 2 段階で行われる。前述したように第一段階は立地許可で IEE の提出から承認であり、これには最大 60 営業日が必要となる。これにより工事を開始することができる。

第二段階は EIA の提出から承認であり、これにも最大 60 営業日が必要となる。そして、最大 30 営業日かかる運転前に行われる ECC（Environmental Clearance Certificate）を含めた環境許可であり、これにより運転を行うことができるようになる。

既に 2008 年 9 月、ベラマラ CCPP について、ガス・パイプライン、送電線、物揚場棧橋の建設計画も含めて、IEE の申請書類を提出している。

なお、発電設備の設置に必要な BWDB から BPDB への土地所有権の委譲についての BWDB が同意したという正式な書類が必要であるとの指摘を DOE から受けており、その書類の準備に時間がかかっている。

この承認の書類は、BWDB の General director から BPDB の Project director へてに発行されるものである。

12 月末現在で、この承認がなされていないため、IEE の承認もなされていない。

IEE の内容については、特に問題はなくその書類が DOE に提出されれば、速やかに承認がなされるとのことである。また、EIA 報告書は BPDB と協力して完成しており、IEE の承認後速やかに提出される予定である。

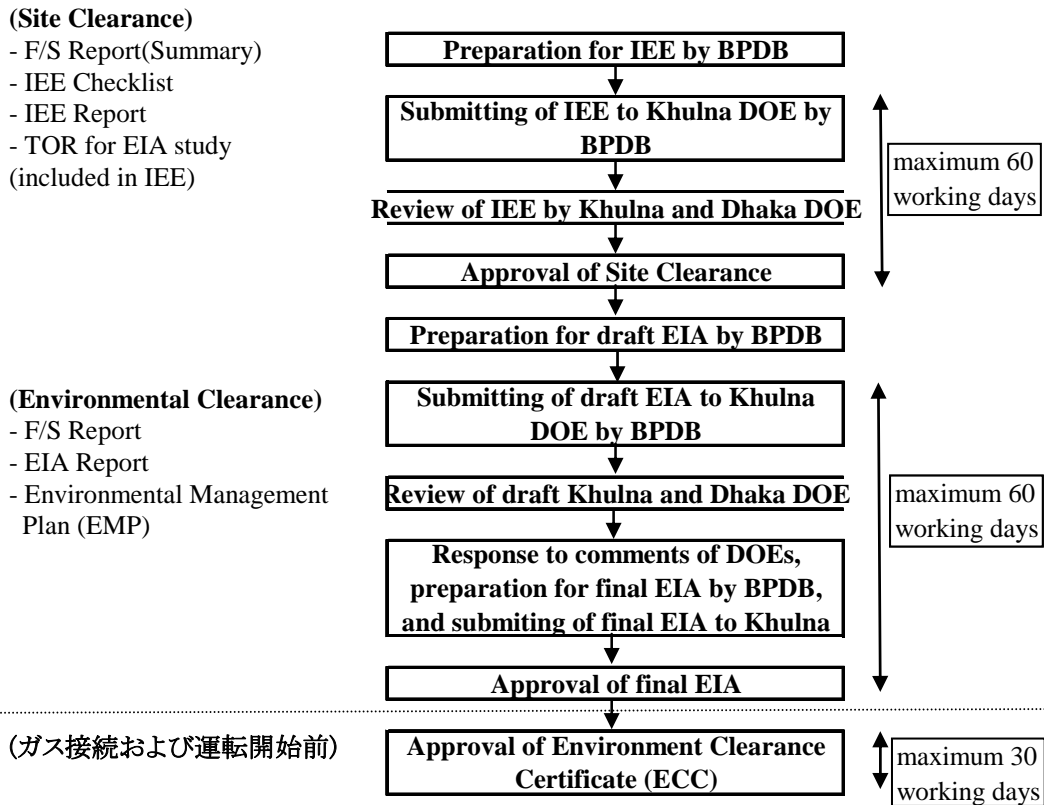


Figure I-7-2-4 ベラマラ CCPP における EIA 認可のフロー図

7.3 環境影響評価および回避・緩和策

7.3.1 選定された方式に対する環境影響評価

(1) 評価項目の選定

ベラマラ CCPP では、F classCCPP を既設発電所北側のベラマラサイトに建設するものである。

4.6.3 章に示すように、住民移転が生じない場所を選定し、冷却方式は冷却塔を採用し、補給水等として地下水を利用する計画である。また、工事中用水も地下水を使用する。発電所建設に伴い、ガス・パイプラインと送電線も建設する。重量物の運搬は水上輸送するので、川岸の物揚場には栈橋も建設し、物揚場栈橋から建設場所までのアクセス道路も建設する予定である。

地下水取水のためのポンプハウスは、物揚場と同様に川岸に建設する予定である。

これら、関連するすべての設備について、建設時および運転時の影響要因を抽出し、影響評価を行った。

環境影響評価を実施するに当たっては、以下の EIA に係る「バ」国のガイドラインや国際機関のガイドライン等を参考とした。

- EIA Guidelines for industries (DOE, 1997)
- JICA 環境社会配慮ガイドライン(JICA,2004)
- JBIC 環境社会配慮確認のためのガイドライン(JBIC,2004)[&]
- Pollution Prevention and Abatement Handbook (1999)

各事業活動から想定される影響を抽出し、回避・緩和策どうするか、特に影響が大きいと思われるものについては、定量的な予測を行い、評価を行った。

また、必要に応じて更なる緩和策を検討した。ここでは、周辺の社会環境調査やステークホルダー協議で住民から出されているベラマラ CCPP に対する意見や要望についても考慮した。

選定した評価項目の概要は Table I-7-3-1 のとおりである。これらの詳細は(2)項および(3)項に示す。

[&] JBIC の ODA 部門は、2008 年に JICA と統合しており、このガイドライン統合前のものである。

Table I-7-3-1 (1) 選定した評価項目の概要 (工事期間)

	No.		Overall Rating	Construction Phase						
				Temporary impact by undertaking construction	Power Plant			Gas Pipeline	Transmission line	Jetty and Pump house
					Land formation of Earth work	Operatin of construction machinery	Carrying construction materials in and out			
Environmental contamination	1	Air pollution	B			B	B			
	2	Water pollution	B		B	B				B
	3	Solid waste	B	B		B				
	4	Noise/Vibration	A		A	A	B			
	5	Odor	B	B						
Natural environment	6	Climate								
	7	Hydrology								
	8	Flood								
	9	Underground water	B	B		B				
	10	Ground subsidence	B	B						
	11	Soil erosion	B		B					B
	12	Sanctuary								
	13	Terrestrial ecosystem	B		B			B	B	B
	14	River ecosystem	B			B				B
	15	Precious species	B		B			B	B	B
16	Global warming									
Social environment	17	Involuntary resident resettlement								
	18	Employment /Livelihood	A	B	A			B	B	B
	19	Local economy	A	B	A		B	B	B	B
	20	Land utilization	A		A			B	B	B
	21	Social infrastructure/service facilities	B	B	B					
	22	River traffic	B				B			B
	23	Land traffic	B	B			B			
	24	Sanitation	B	B						
	25	Risks for infectious diseases such as (HIV/AIDS)	B	B						
	26	Local custom								
	27	Burden on vulnerable groups(women,children, aged,impoverished, minorities,indegenous people and such)	B	B				B	B	B
	28	Uneven distribution of benefit and loss(damage)	B	B				B	B	B
	29	Utilization/Right of water, including underground water	B	B		B				
	30	Cultural heritage								
	31	Landscape	B	B				B	B	B
	32	Accident	B	B	B	B	B			

A: Serious impact is expected.

B: Some impact is expected.

No mark: No impact

Table I-7-3-1 (2) 選定した評価項目の概要（運転期間）

	No.	Overall Rating	Operation Phase								
			Power Plant						Gas Pipeline	Transmission line	Jetty and Pump house
			Operation of Facilities				Carrying materials/stuff in and out	Solid waste			
			Intake of cooling water	Gas emissions	Waste water	Others					
Environmental contamination	1	Air pollution	A	A							
	2	Water pollution	B		B						
	3	Solid waste	B				B				
	4	Noise/Vibration	A			A	B				
	5	Odor	B				B				
Natural environment	6	Climate									
	7	Hydrology									
	8	Flood									
	9	Underground water	A	A	B						
	10	Ground subsidence	B	B							
	11	Soil erosion									
	12	Sanctuary									
	13	Terrestrial ecosystem									
	14	River ecosystem	B		B						
	15	Precious species	B		B						
	16	Global warming	B		B						
Social environment	17	Involuntary resident resettlement									
	18	Employment /Livelihood	B			B					
	19	Local economy	B			B					
	20	Land utilization									
	21	Social infrastructure/service facilities	B			B					
	22	River traffic	B								B
	23	Land traffic	B				B				
	24	Sanitation	B			B					
	25	Risks for infectious diseases such as (HIV/AIDS)	B			B					
	26	Local custom									
	27	Burden on vulnerable groups(women,children, aged,impoverished, minorities,indigenous people and such)	B			B					
	28	Uneven distribution of benefit and loss(damage)	B			B					
	29	Utilization/Right of water, including underground water	A	A							
	30	Cultural heritage									
	31	Landscape	B			B					B
	32	Accident	B			B	B			B	B

A: Serious impact is expected.

B: Some impact is expected.

No mark: No impact

7.3.2 影響評価および回避・緩和策

ここでは、様々な環境項目に対して影響を低減するための回避・緩和策を検討し、影響評価を行った。なお、回避・緩和策の詳細については7.4章の環境管理計画に示した。

(1) 工事期間

設置するガス・パイプライン、送電線、物揚棧橋、ポンプハウス等は規模が小さく、プラントと隣接して工事が行われるため、ほとんどの項目で影響が小さく、工事全体で捉

えても大きな問題はない。

いくつかの項目で工事別の影響評価が必要とされるものについて、区別して記載した。

a) 環境汚染

1) 大気汚染

工事に伴い、建設機械や運搬車両から SO_x、NO_x およびばいじんが発生し、また、掘削に伴い土砂粉塵が飛散するため、大気汚染の影響の可能性はある。

建設機械や車両からの排ガスについては、定期的な点検や維持管理の実施、土砂粉塵の飛散については、飛散防止のためのカバー、定期的な洗車、定期的な周辺道路の洗浄等の緩和策を実施し、大気汚染による影響を低減する。

2) 水質汚染

工事中に雨などによる濁水や、機器洗浄排水、生活排水が排出され、また廃棄物も発生する。

これらを不適切に処理した場合、河川や地下水が汚染される可能性がある。

掘削工事が行われる場所の周囲には、雨などによる土砂の流出を防止するための土砂堆積フェンスを設置し、また、濁水等の排水についても仮設沈殿層を設置して、上澄みを排水する等の緩和策を実施する。

機器洗浄排水についてはボイラ洗浄時に化学薬品を使用する場合もあるため、この際は仮設タンクに回収する。生活排水については浄化槽を設置する。これらの排水は、適切な処理を行った後排水する緩和策を実施する。

工事に伴い発生する廃棄物については、次項に示すとおり適切に処理する。

栈橋設置工事により濁りが発生し、河川が汚染される可能性がある。

栈橋の設置に浚渫工事に当たっては、栈橋構造は垂直杭工法とし浚渫区域をできる限り小さくし、工事の実施を乾季に行う等の緩和策を実施する。

この緩和策により河川水や地下水の水質汚濁による影響を低減する。

3) 廃棄物

工事に伴い発生する廃棄物としては、金属屑、廃プラスチック、木屑等、ガラス屑等、廃油などがある。この他、建設労働者のキャンプからの生活系のゴミとして、缶、ビン、食物残渣等が発生する。これら廃棄物を不適切に処理した場合には、地下水や河川等への水質汚濁や衛生上の問題を引き起こす可能性がある。

金属屑、廃プラスチック、木屑等、ガラス屑等、廃油などについては基本的には廃棄物の削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラムを策定し、適切な分別、種別ごとの適切な処分場への処分等の緩和策を講じる。

なお、工事中の労働者からのゴミについては、地元の労働者をできる限り採用して、生活系のゴミの発生量を抑制する緩和策を講じる。

この緩和策により廃棄物による水質汚濁や衛生上の問題が生じないと判断される。

4) 騒音・振動

工事に伴い、建設機械や運搬車両から騒音が発生する。

既存発電所に対しては、周辺の住民から騒音問題が取り上げられており、騒音の影響については十分に配慮する必要がある。

ベラマラ CCPP では以下の主な工事がある。

- ・ベラマラサイト内の発電設備の設置
- ・ガス・パイプラインの設置
- ・送電線の設置
- ・荷揚げ栈橋の設置
- ・ポンプハウスの設置

これらの工事のうち、ガス・パイプラインおよび送電線の設置については、距離も短く工事量が多くない。また、荷揚げ栈橋とポンプハウスの規模は小さいものである。

このため、ベラマラサイト内の発電設備の設置に伴う工事の影響を検討することとする。

建設機械の稼働による騒音を下記の予測モデルを用いて騒音レベルのシミュレーションを行った。

騒音レベルの予測モデル

各建設機械を騒音の発生源として、下記の理論式により予測を行った。

【式】

$$L_{PA} = L_{WA} - 20 \log_{10} r - 8 - A_{\gamma} - A_E$$

【記号】

- L_{PA} : 予測地点における騒音レベル(dB)
- L_{WA} : 音源の A 特性補正パワーレベル(dB)
- r : 音源から予測地点までの距離
- A_{γ} : 障壁による減衰量(dB)(=0)
- A_E : 空気の吸収による減衰量(dB)

騒音源のレベルのデータ

工事に使用する主要な建設機械としては、掘削工事用のダンプトラック、ブルドーザ、バックホウ、杭打ちに使用する油圧ハンマ、機材の搬入に使用するトラッククレーン、コンクリート製造用のミキサー等がある。

建設機械から発生する騒音レベルおよび台数は、Table I-7-3-2 のとおりである。

Table I-7-3-2 主な工事機械の騒音レベル

機械種類	規格	騒音源レベル (dB)	台数	稼働位置 (Figure 7.3.1)
トラッククレーン (油圧)	50t	116	4	No.
ダンプトラック	11t	113	4	No.
バックホウ	0.6m ³	110	2	No.4,5
ブルドーザ	11t	99	1	No.1
アースオーガ	25t	98	1	No.1
油圧ハンマ	4.5t	95	1	No.1
バイブロハンマ	—	80	1	No.4
コンクリートポンプ車	65~85m ³ /h	113	2	No.1,2
コンクリートミキサ車	4.5 m ³	105	4	No.1,2
空気圧縮機	10.5~11.0m ³ /min	105	5	No.1,2,3,5,6

注：騒音源レベルは建設機械から7m地点等でのA特性補正值から算出した値である。

計算条件

上記のすべての建設機械が同時に稼働しているものとし、建設機械の稼働位置はFigure I-7-3-1に示すとおり設定した。

実際には、掘削工事やくい打ち作業は工事スケジュールに基づき順次行われるため、建設機械が全て同時に稼働する頻度は少ない。

予測地点は、敷地境界の15地点と、敷地から住居側に北側、東側および西側へ200m離れた地点とした。

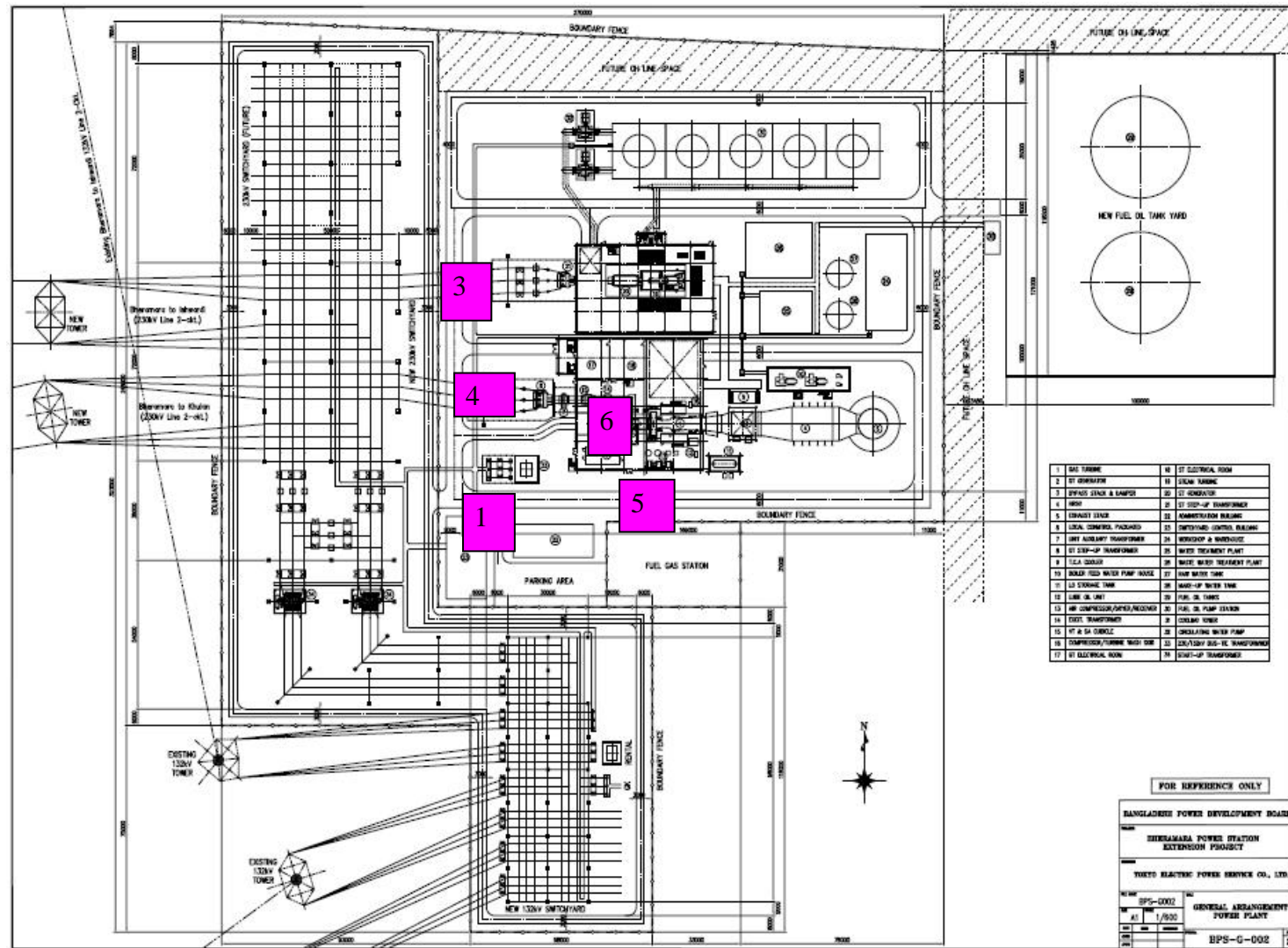


Figure I-7-3-1 工事機械の騒音レベル

予測の結果

建設機械の稼働に伴う騒音の地点ごとの予測結果は、Table I-7-3-3 に、騒音レベルの分布図は Figure I-7-3-2 に示すとおりである。

建設機械の稼働による騒音レベルは、敷地境界で 62.4～74.6 dBA、住居地側では 26.5～55.1 dBA と予測された。

敷地境界の予測値は、「バ」国の Industrial Zone の基準 70dBA を一部超える地点もあったが、大部分の地点でこれを満足している。

また、住居側の 3 地点の予測値は、全て住居地域の基準（昼間）55dBA 以下となっている。

実際の建設工事に当たっては、なるべく建設工事量の平準化されるよう、スケジュール管理を行い、最新の低騒音型機器の導入等の緩和策を講じる等、騒音による影響を低減する。

Table I-7-3-3 工事機械から発生する騒音の拡散シミュレーション結果

予測騒音レベル:dBA	敷地境界 1	敷地境界 2	敷地境界 3	敷地境界 4	敷地境界 5	敷地境界 6	敷地境界 7	敷地境界 8	敷地境界 9
	66.4	63.6	69.4	66.6	65.7	59.9	61.4	68.6	74.6
	敷地境界 10	敷地境界 11	敷地境界 12	敷地境界 13	敷地境界 14	敷地境界 15	西側 200 m	北側 200 m	東側 200 m
70.7	71.8	62.8	62.4	67.0	63.3	54.0	55.0	51.9	

(Standards of Noise : dBA)

DOE limit standards value			IFC/世界銀行ガイドライン値 (PPAH)		
Item	Day	Night	Item	Day	Night
Industrial Zone	70	70	Industrial Zone	70	70
Residential Zone	55	45	Residential Zone	55	45

資機材などの運搬車両についても、建設工事量の平準化されるよう、スケジュール管理を行い、マフラーの設置や住宅地等での減速等、出きる限り騒音の発生を抑える緩和策を講じることにより、車両からの騒音による影響を低減する。

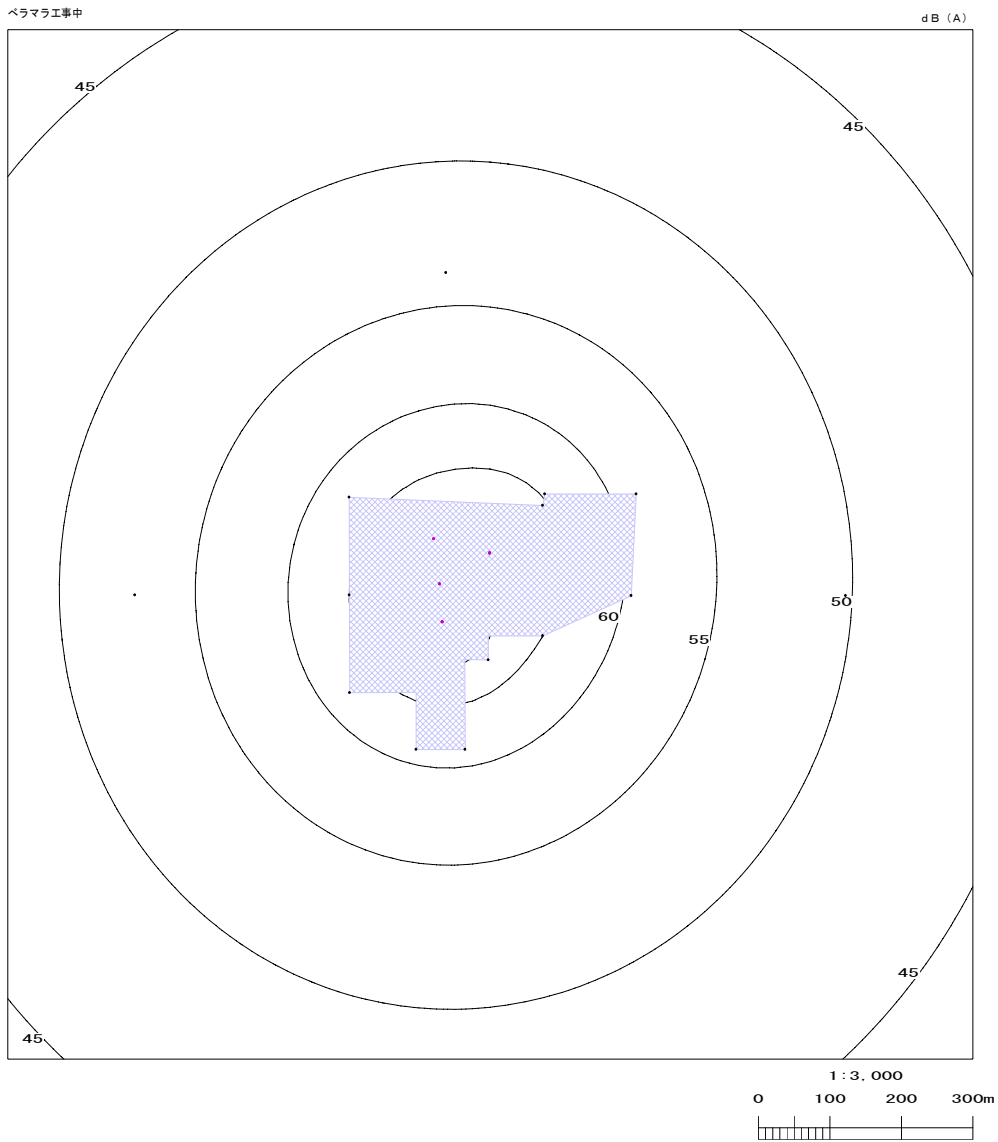


Figure I-7-3-2 工事機械から発生する騒音の拡散シミュレーション結果

5) 悪臭

労働者の流入による生活系のゴミが多くなるため、適切に処理しなかった場合には、腐敗して悪臭が発生する可能性がある。

建設工事に当たっては、ゴミを分別収集するよう作業員に指導し、生ゴミは定期的に処分して、腐敗により悪臭が発生させないような緩和策を講じて、悪臭の発生を抑制する。

b) 自然環境

1) 地下水

工事中の地下水の取水により、地下水位の低下による周辺井戸への影響が生じる可能性がある。

工事中の地下水の取水量は最大でも 2,000m³/day 程度と想定され、運転時の冷却塔での取水量に比べると、その量は 1/15 程度とごく少ない量である。

7.3.2(3b)1)章に示すように、地下水の取水量の多い運転時でも、地下水位の大幅な低下を来たすことなく、運転時の取水量でも地下水を取水出来ると予測されている。このため、工事中の地下水の取水により、周辺の井戸の地下水レベルが大きく低下することはないと判断されるが、念のため住民の井戸の水位レベルのモニタリングを行う。

2) 地盤沈下

工事中の地下水取水により、地下水が著しく低下した場合には地盤沈下の可能性がある。

上記のように工事中の地下水の取水により、周辺の地下水位のレベルが大きく低下することはないと考えられることから、地下水取水による地盤沈下が生じることはないと判断される。

3) 土壌浸食

掘削工事等に伴い大量の降雨時に土砂が濁水とともに周囲に流出する可能性がある。土砂沈殿フェンスを設置する土砂の流出防止策を講じる。

物揚場は川岸に建設するので、降雨時に土砂が流出する可能性がある。工事の実施は乾季に行う等の緩和策を実施する。

4) 陸上生態系

掘削工事等に伴い、動植物の生息場所が消失する。

ベラマラサイトおよびその周辺は、既に農地として改変され人為的に利用されている地域で、自然林はみられない。生息している植物も、果樹や鑑賞植物等である。送電線、ガス・パイプラインおよび栈橋設置に伴い改変される面積は、いずれも小規模であり、動植物への影響は少ないと判断される。

5) 河川生態系

建設に伴い排水等を不適切な処理による水質汚濁が発生し、河川の生物に影響を及ぼす可能性がある。

栈橋設置工事により濁りが発生し、河川の生物に影響を及ぼす可能性がある。

工事排水や栈橋工事による河川への水質汚濁については、「水質汚染」で示した緩和策により、河川に生息する動植物への影響を低減する。

6) 貴重種

掘削工事等に伴い、動植物の生息場所が消失するため、貴重な動植物が生息している場合は生息に影響を与える可能性がある。

ベラマラサイト周辺では、IUCN のレッドリスト軽度懸念種 (LC) が 4 種みられたが、これらはジャングルキャット、キツネ、ハト、トビである。いずれも移動性が高く、

サイトのような農作地に営巣するなど主な生活場所としていないので、工事による影響は少ないと判断される。

建設に伴い排水等を不適切な処理による水質汚濁が発生し、河川の貴重な動植物に影響を与える可能性がある。

パドマ川では地域での貴重種である魚類がみられているが、河川の水質汚濁については、「水質汚染」で示した緩和策により影響を低減する。

c) 社会環境

1) 雇用と生計

工事期間中は多くの労働者が必要となる。ベラマラサイト周辺では日雇い労働者の割合が高く、定常的に雇用されることを望んでいる。

建設工事に当たっては、地元住民の優先的に雇用する。

周辺住民は建設に必要な技術が不足していると想定される。地元雇用を優先的に行うことができるよう、建設の早い段階から地元自治体と協調して事前教育や訓練プログラムを希望者に実施して必要な技術を取得できるような措置を講じる。

また、雇用に当たっては、雇用基準を策定し、雇用の公平性を確保する等の緩和策も講じる。

ベラマラサイトは **BPDB** および **BWDB** の所有地であるものの、用地内で耕作している農民がおり、彼らの収入が減少する。

BPDB および **BWDB** の用地である発電所サイトで農作物を収穫している住民については、上記の優先的な雇用で、減収による生計に支障が生じない緩和策を講じる（添付資料 7-2）。

また、重量物はパドマ川を使って輸送する計画であり、そのときには漁業活動を妨害する可能性がある。

運行予定については、早期に漁業者へ説明し、操業に支障が生じないようにする。

ガス・パイプライン及び送電線の設置に伴う用地取得のための土地収用が生じ、また工事中は農作業の中断が予想される。

ガス・パイプラインの敷設工事については、国内法に基づき土地収用での補償を行うとともに、工事はできる限り農閑期に実施し農作業の中断がないよう配慮する（添付資料 7-2）。なお、送電線については、前述のとおり **JICA** 調査団は土地の補償を行うよう提言している。

物揚場での栈橋およびポンプハウスの建設工事中は、既存の浚渫労働者と土砂売買人の作業の中断が予想される。その場合、彼らを対象とした商店へも影響がでる。

浚渫労働者と土砂売買人には、作業場の移転が速やかに行うことができるように、工事範囲や工程を連絡・調整して、これらの作業の中断が生じないように配慮する。

2) 地域経済

上記の「雇用と生計」で示したように、建設工事に当たっては、地元住民を優先的に雇用する。

ケータリングサービス、物資などもなるべく地元の企業から調達する等の措置も講

じる。

また、国内法に基づき土地収用での補償を行うとともに、周辺の農民、漁業者及び浚渫労働者等の収入が減少しないような措置を講じる。

なお、自治体と協議しながら、新たな地場産業の育成にできる限り協力することも重要である。

これらによる地元住民や企業等の収入の増加により地域の経済活動の活性化に寄与できるものと考えられる。

3) 土地利用

上記の「雇用と生計」で示したように、周辺の農業及び浚渫労働者等の土地利用に大きな変化が生じないよう、緩和策を講じる。

4) 社会基盤とサービス施設

建設工事に当たっては、地元住民の優先的な雇用に配慮するため、労働者や家族のための新たな道路や学校等の設備の必要性は特にはないと考えられる。

工事車両の増加により、住民の社会インフラやサービス施設へのアクセスに影響を与える可能性がある。

建設工事に伴う資材の搬入や作業員の移動に使用する車両については、下記の「陸上交通」に示すような措置を講じる。

地元住民から、新たな医療施設の設置により貧しい医療体制の改善を求める声があり、労働者のために設置する医療施設について、労働者以外にも使用できるよう配慮することになっている。

ベラマラサイト内にある既存の農道と水路が工事により消失するため、これについては、敷地周囲に迂回させる緩和策を講じることにしている。

5) 水上交通

重量物はパドマ川を使って輸送する計画であり、水上交通に影響を与える可能性がある。

大型重量機器の船舶による運搬に当たっては、河川交通の管轄機関である内水面輸送管理局（BIWTA：Bangladesh Inland Water Transport Authority）と協議し、適切な安全・運行予定を策定する。

栈橋工事中に水上交通に影響を与える可能性がある。

栈橋設置工事は船舶交通量の少ない乾季に実施する等の緩和策を講じる。

6) 陸上交通

労働者はなるべく地元から雇用する計画であるので、作業員の移動に使用する車両はそれほど多くはないが、工事車両の若干の増加により、周辺の陸上交通に影響を与える可能性がある。

建設工事に伴う資材の搬入や作業員の移動に使用する車両については、大型バスの利用、通学路や住宅地での減速、標識の設置、安全運転教育等を行う計画である。

7) 衛生

労働者はなるべく地元から雇用する計画であるので、労働者の流入はそれほど多くはないが、地元住民は地下浸透式トイレも使っており、不衛生な面もある。工事期間中は労働者がベラマラサイト内で働くことになるので、さらに不衛生になる可能性がある。

し尿処理槽設備の設置や労働者の衛生管理等についての教育訓練の実施等の緩和策を講じる。

8) 伝染病のリスク

労働者はなるべく地元から雇用する計画であるので、外部労働者の増加による伝染病の蔓延は考えられない。ただし、外部からの技術労働者が伝染病を持ち込む可能性がある。

以下のような伝染病への緩和策を講じる。

- ・ 医療施設の設置および定期的な健康診断の実施
- ・ 労働者の衛生管理等についての教育訓練の実施
- ・ 建設作業員の HIV/AIDS、デング熱、マラリア、A 型肝炎などの予防

9) 社会的弱者への負担

上記の「雇用と生計」で示したように、建設工事に当たっては、地元住民の優先的に雇用する。また、国内法に基づきパイプラインの土地収用での補償を行う（送電線については、前述のとおり JICA 調査団は土地の補償を行うよう提言している）。周辺の農業、漁業及び浚渫労働者等の収入が減少しないような措置を講じて、社会的弱者への負担が生じないよう配慮する。

10) 利益と損害の不公平な分配

建設工事に当たっては、地元住民を優先的に雇用するが、雇用に当たっては、雇用基準を策定し、雇用の公平性を確保する等の緩和策を講じ、利益の不公平な分配が生じないよう配慮する。

11) 水利用と水利権（地下水も含む）

建設に伴い排水等を不適切な処理による水質汚濁が発生し、河川の漁業に影響を及ぼす可能性がある。

栈橋設置工事により濁りが発生し、河川の漁業に影響を及ぼす可能性がある。

工事排水や栈橋工事による河川への水質汚濁については、「水質汚染」で示した緩和策により、漁業への影響を低減する。

工事中の地下水の低下による周辺の井戸の利用への影響については、「地下水」で示したように、周辺の井戸の地下水レベルが大きく低下することはないと判断されるが、念のため住民の井戸の水位レベルのモニタリングを行う。

12) 景観

安全のため、工事期間中はベラマラサイト境界にフェンスをめぐらすため、眺望がさえぎられる可能性もあるが、期間も限られるので景観への影響は少ないと想定される。

13) 事故

不適切な工事行為により事故が発生する。また、工事車両の増加により交通事故発生確率が高くなる。

工事中は安全管理計画を策定し、これに基づき様々な安全対策を実施し、また、交通安全については、交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育、通学路や住宅地での減速、通学時間帯の運行の回避等様々な対策を講じることにしている。

(2) 運転期間

a) 環境汚染

1) 大気汚染

稼動用燃料は天然ガスを使用する。軽油（HSD）も一時的に使用する。稼動中のガスタービンでのガス燃焼による排ガスは、NOxによる大気汚染の可能性はある。発電所からの大気質への排出量は、他の産業に比べ大きく、環境影響評価では従来から必ず詳細な検討が行われており、ベラマラ CCPP でも影響が出ないよう十分確認する必要がある。

運転中はガスタービンからの排ガスによる大気質への影響が想定される。燃料としては、主に天然ガスを使用する。

現状の大気質は「バ」国の環境基準を下回る状況であり、将来ともその基準が遵守できるよう適切な措置を行う必要がある。

これらの措置の検討に当たっては、一般的拡散状況のほか、以下の高濃度となる特殊条件下の拡散状況も考慮し、シミュレーションを用いて、排出ガスの大気中での濃度の予測を行った。

（逆転層）

煙突の上層に気温の逆転層がある場合、放出されたガスが逆転層の下にとどまり、高濃度となる可能性がある。

（ダウンドラフト等）

強風時には、近隣の建物の影響により風下方向に巻き込みによる下降流が生じ、煙突からのばい煙が地上付近に到達することにより、高濃度が発生することがある。

この現象をダウンドラフトと呼んでいる。ダウンドラフトについては、影響を受ける可能性がある建物は、建物の高さの2.5倍が煙突高さを超えるものとなる。

また、強風時には煙突自身による巻きこみの影響もあり、一般に排出ガス速度が風速の1.5倍以下で生じるといわれている。この現象をダウンウォッシュと呼んでいる。

予測の前提とした環境緩和策

- ・使用燃料

ベラマラコンバインドサイクル発電所（以下ベラマラ CCGP）では、天然ガスをガスタービンで燃焼する方法を採用した。

基本的には以下のように環境への負荷が低減されている。

- ・天然ガス中には硫黄分および灰分は含まれていない。
- ・ガスタービンでは基本的には燃料の完全燃焼が行われるため、CO および SPM の発生もほとんどない。
- ・低 NOx バーナを採用して、窒素酸化物の発生を抑制している。

排出ガス濃度を 40ppm 以下とし、「バ」国の排出基準値以下とする計画であり、これは世界銀行のガイドライン値も十分下回っている。

Table I-7-3-4 窒素酸化物の排出濃度

項目	新設 (天然ガス)	「バ」国排出 基準	IFC/世界銀行 ガイドライン 値 (PPAH)
窒素酸化物排出濃度	<40ppm	40ppm	165mg/m ³ (80ppm)

煙突高さについては、前述した敷地内の主要な構造物のダウンドラフトの影響を出きる限りさけるため、高さ 60m の高煙突を採用した。

また、建物が拡散に影響を与える場合をできる限り回避するため、主風向である北系と南系の風下方向に、出きる限り高い建物がこないような配置としている。

具体的には、ガスタービン建屋（高さ 30m）および排熱回収ボイラ（HRSG）（高さ 35m）煙突の西側に配置した。

大気拡散予測モデル

下記の異なるガウス型拡散モデルを使用して、「バ」国の大気環境基準の時間スケールにあわせて 24 時間値の予測を行った。

- ・通常条件

$$C = \frac{Q_p}{2\pi \sigma_y \sigma_z u} \cdot \exp\left(-2 \frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right) \exp\left\{-\frac{(z - He)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(z + He)^2}{2\sigma_z^2}\right\}$$

ここで、

C : 風下距離 R (m) 地点の地上濃度

Q p : 排出量(g/s)

σ y : 水平方向のパラメータ(m)

σ z : 鉛直方向のパラメータ(m)

u : 風速(m/s)
 R : 煙源と計算点の水平距離 (m)
 z : 地上高さ
 He : 有効煙突高(m)
 $He=H+\Delta H$
 H : 煙突高 (m)
 ΔH : 煙突上昇高さ (m)

• 特殊条件

• 逆転層

$$C(x) = \frac{Q_p}{2\pi \cdot \sigma_y \cdot \sigma_z \cdot u} \cdot \sum_{n=-3}^3 \left[\exp\left\{-\frac{(He+2n \cdot L)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(-He+2n \cdot L)^2}{2\sigma_z^2}\right\} \right]$$

ここで、

Q_p : 排出量(g/s)
 σ_y : 水平方向のパラメータ(m)
 σ_z : 鉛直方向のパラメータ(m)
 u : 風速(m/s)
 He : 有効煙突高(m)
 L : 混合層高度 (m)
 (最悪条件である、 $L=He$ とした)
 n : 反射回数 (=±3 とした)

• ダウンドラフトおよびダウンウォッシュ

拡散式は、上記平均的条件と同様の式であるが、水平方向、鉛直方向の拡散パラメータ (m) は、建物の高さや幅による補正がなされている。これらは、米国 EPA の ISC-ST3 モデルを改良したものである。

有効煙突高さについては、以下のように、平均的条件の式に低下分が考慮された形となっている。

$$He=Ho+\Delta H+\Delta H'+\Delta H''$$

He : 有効煙突高 (m)
 Ho : 煙突実高さ (m)
 ΔH : 上昇高さ (m)
 $\Delta H'$: 煙突の影響を考慮したプルーム主軸の低下分
 $\Delta H''$: 建物の影響を考慮したプルーム主軸の低下分

予測条件

拡散予測で用いた排出ガス量、温度、速度および窒素酸化物およびばいじんの排出量の値は、Table I-7-3-4 に示すとおりである。

既設の汚染物質の排出量等は、排ガスのモニタリングが行われておらず、既存資料での値を参考に設定した。なお、ばいじんについては、データが不足しており、計算対象外とした。

また、軽油を用いた場合の新設の排出諸元についても参考として示した。

軽油を使用する場合は、天然ガスを使用する場合に比べ、硫黄酸化物および窒素酸化物の排出量が非常に多くなるが、ベラマラ CCPP では、事故等で天然ガスの供給が停止する緊急時以外は軽油を使用することはない。

緊急時は最大でも 1 週間程度である。

Table I-7-3-5 排出諸元

項目	単位	新設	既設 (1～3号)	新設 (参考)
		天然ガス	軽油	軽油
排出ガス量 (湿り)	Nm ³ /h	2,287×10 ³	296×10 ³	2,298×10 ³
排出ガス温度	°C	94	510	159
排出ガス速度	m/s	19.2	5.5	19.2
煙突の実高さ	M	60	10	60
硫黄酸化物排出量	k g/h	—	396.9	1971.8
窒素酸化物排出量	k g/h	188.8	364.8	471.9
ばいじん排出量	k g/h	22.8	N/A	23.0

注：1.最大連続負荷時の値である。

2.既設 3 台は隣接しており、拡散計算では 3 台まとめて排出された場合とし、計算では排出ガス量、排出ガス温度、排出ガス速度および煙突の実高さは平均値、汚染物質の排出量は合計値を用いた。

気象条件

通常条件

煙突から排出されたばい煙の拡散による地上での着地濃度は、前述した計算式に示したように、風速および大気安定度ごとの拡散パラメータに大きく依存する。

計算は、Pasquill の大気安定度分類に示されている、安定度と風速を基本に、Table I-7-3-6 に示す条件についてミュレーションを行うこととした。

なお、Pasquill の大気安定度分類に示されている大気安定度 A は地上付近の排出源に適用できるが、60m という高い高度では地上ほど不安定な状態ならないことから除外した。

Table I-7-3-6 安定度・風速別の設定条件

安定度		地上風速条件 (m/s)
不安定	B	1.0, 2.0, 3.0, 3.9
中立	C	2.0, 4.0, 5.0, 5.9
	D	1.0, 2.0, 3.0, 4.0, 5.0, 10.0
安定	E	2.0, 2.9
	F	1.0, 1.9

Pasquill stability categories

Wind speed at ground level U (ms ⁻¹)	Daytime				Nighttime (rate of solar radiation = 0)
	Rate of solar radiation Q (unit 0.01 kWm ⁻²)				
	60 < Q	30 - 59	15 - 29	1 - 14	
U < 2.0	A	A-B	B	D	F
2.0 - 2.9	A-B	B	C	D	E
3.0 - 3.9	B	B-C	C	D	D
4.0 - 5.9	C	C-D	D	D	D
6.0 < U	C	D	D	D	D

特殊条件

・逆転層

逆転層の計算は、上記の一般的な拡散の結果から、影響が最も高濃度なる大気安定度 B、地上風速 3.9m/s を用いて計算を行った。

・ダウンドラフト・ダウンウォッシュ

煙突からの排出ガスは、高度 60mの高さから排出される。

このため、ダウンドラフトの現象がみられる建物の高さの 2.5 倍が煙突高さを超えるものとしては、煙突の西側のガスタービン建屋（高さ 30m）および排熱回収ボイラ（HRSG）（高さ 35m）、煙突の北西側の蒸気タービン建屋（高さ 30m）があり、これを対象に計算した。

ダウンドラフトの計算は、一般的な拡散条件に合わせて Table I-7-3-7 に示す風速を選定した。

なお、安定度 E および F の予測値は、一般的な拡散条件で低くなっており計算対象から除外した。

Table I-7-3-7 安定度・風速別の設定条件

安定度		地上風速条件 (m/s)
不安定	B	1.0, 2.0, 3.0, 3.9
中立	C	2.0, 4.0, 5.0, 5.9
	D	1.0, 2.0, 3.0, 4.0, 5.0, 10.0

風向は上記の建物の配置を考慮して、影響が生じる東風および南東風を対象と

した。

なお、本計画では排ガスの速度を、19.2m/s と速くしており、ダウンウォッシュの影響を受ける風速は 30m/s 程度となる必要があり、このような条件は想定されないことから検討は行っていない。

予測結果

新設号機

通常条件

窒素酸化物 (NO_x)

窒素酸化物の各安定度別の予測結果は、Table I-7-3-8 および Figure I-7-3-3 に示すとおりである。

窒素酸化物の最大着地濃度が最も高くなるのは、大気安定度 B で風速 3.9m/s のときであり、濃度は 7.91 μ g/m³ で「バ」国の大気環境基準値とくらべて 1/10 以下となっている。

発電所周辺での、乾季と雨季における現況調査結果では、既設の発電所が運転中であった、乾季の北側の調査点で最も濃度が高くなっており、その濃度を現況濃度として予測値に加えて将来濃度と想定した。

将来濃度は 30.16 μ g/m³ で「バ」国の環境基準値と比べても十分低くなっている。また、世界銀行のガイドライン値と比べても十分低くなっている。

浮遊粒子状物質 (SPM)

浮遊粒子状物質の各安定度別の予測結果は、Table I-7-3-8 に示すとおりである。

浮遊粒子状物質の最大着地濃度が最も高くなるのは、大気安定度 B で風速 3.9 m/s のときであり、濃度は 0.96 μ g/m³ で「バ」国の環境基準値とくらべて 1/200 以下となっている。

発電所周辺での、乾季と雨季における現況調査結果では、既設の発電所が運転中であった、乾季の北側の調査点で最も濃度が高くなっており、その濃度を現況濃度として予測値に加えて将来濃度と想定した。

将来濃度は 113.51 μ g/m³ で「バ」国の環境基準値と比べても十分低くなっている。また、世界銀行のガイドライン値と比べても十分低くなっている。

Tabel I-7-3-8 通常条件での新設による将来最大濃度の予測結果 (24 時間値)

項目	気象条件 (安定度)	最大着地濃度 a ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大着地 濃度距離 (m)	現況濃度 b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	将来最大濃度 a+b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	「バ」国大気環 境基準 (住居地域) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	IFC/世界銀行 ガイドライン 値 (PPAH) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
NO _x	B	7.91 (風速 3.9m/s)	1,731	22.25	30.16	80	150
	C	6.31 (風速 5.9m/s)	2,522		28.56		
	D	3.01 (風速 10m/s)	5,794		25.26		
	E	0.79 (風速 2.9m/s)	53,239		23.04		
	F	0.13 (風速 1.9m/s)	608,207		22.38		
SPM	B	0.96 (風速 3.9m/s)	1,731	112.55	113.51	200	150
	C	0.77 (風速 3.9m/s)	2,522		113.32		
	D	0.37 (風速 10m/s)	5,794		112.92		
	E	0.09 (風速 2.9m/s)	53,239		112.64		
	F	0.02 (風速 1.9m/s)	608,207		112.57		

注：1.最大着地濃度は、安定度別の全ての風速の予測値の最大値記載している。
2.現況濃度は、大気質の値が最も高い、発電所北側の乾季のデータとした。

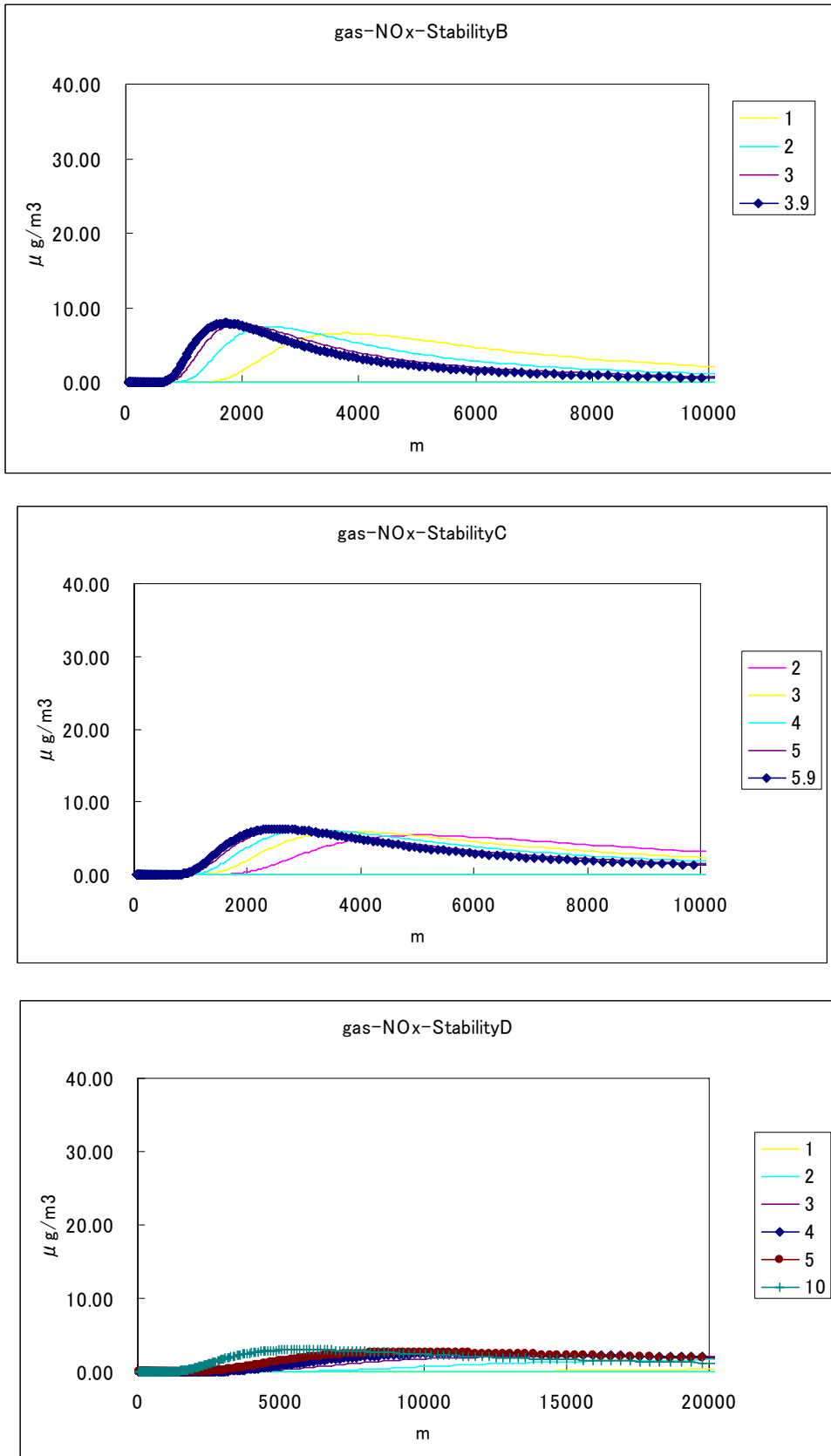


Figure I-7-3-3 通常条件での新設によるNO_xの最大着地濃度の予測結果 (24時間値)

特殊条件

窒素酸化物の特殊条件における予測結果は、Table I-7-3-9 および Figure I-7-3-4 に示すとおりである。

窒素酸化物の地上での最大着地濃度が最も高くなるのは、逆転層発生時の濃度は $13.2\mu\text{g}/\text{m}^3$ で「バ」国の環境基準値とくらべて 1/5 以下となっている。

発電所周辺での、乾季と雨季における現況調査結果では、既設の発電所が運転中であつた、乾季の北側の調査点で最も濃度が高くなっており、その濃度を現況濃度として予測値に加えて将来濃度と想定した。

将来濃度は $35.45\mu\text{g}/\text{m}^3$ で「バ」国の環境基準値と比べても十分低くなつている。また、世界銀行のガイドライン値と比べても十分低くなつている。

ダウンドラフト発生時の最大着地濃度は、一般的状況との予測値と同じレベルであり、煙突を 60m と高くしたことで、建物による影響はほとんどなくなつている。

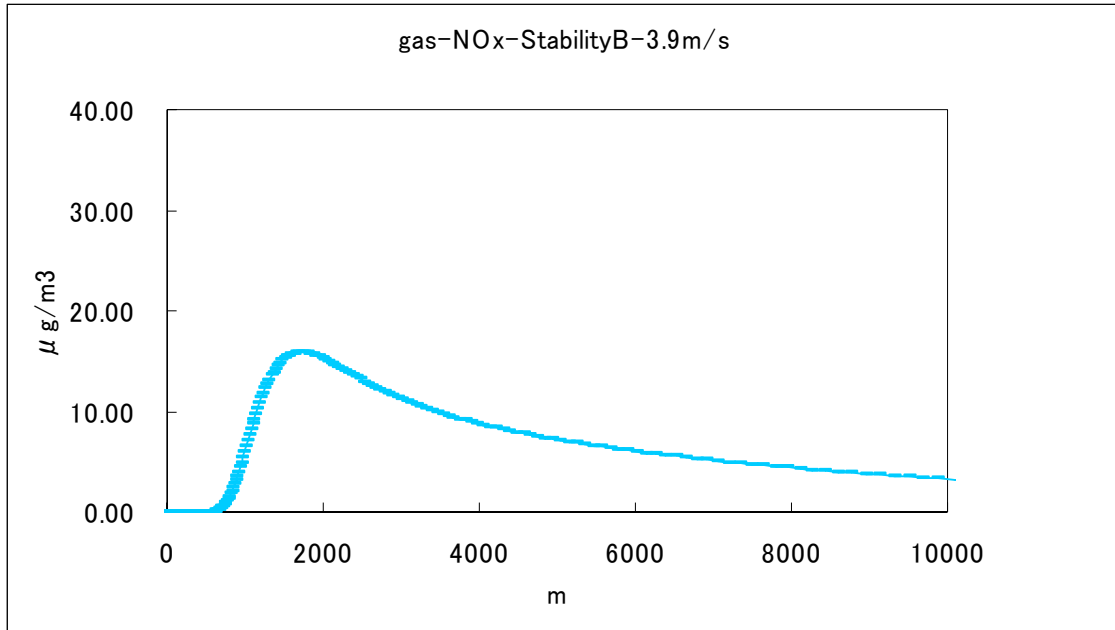
Table I-7-3-9 特殊条件での新設による将来最大濃度の予測結果 (24 時間値)

項目	気象条件 (安定度)	最大着地濃度 a ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大着地 濃度距離 (m)	現況濃度 b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	将来最大濃度 a+b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	「バ」国大気環 境基準(住居地 域) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	IFC/世界銀行 ガイドライン 値 (PPAH) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	
NO _x	逆転層	B	15.9 (風速 3.9m/s)	1,731	22.25	80	150	
	ダウンドラフト	B (東風)	8.34 (風速 3.9m/s)	1,850				30.59
		B (南東風)	8.34 (風速 3.9m/s)	2,491				30.59

注：1.ダウンドラフトの最大着地濃度は、安定度別の全ての風速の予測値の最大値記載している。

2.現況濃度は、大気質の値が最も高い、発電所北側の乾季のデータとした。

(逆転層)



(ダウンドラフト)

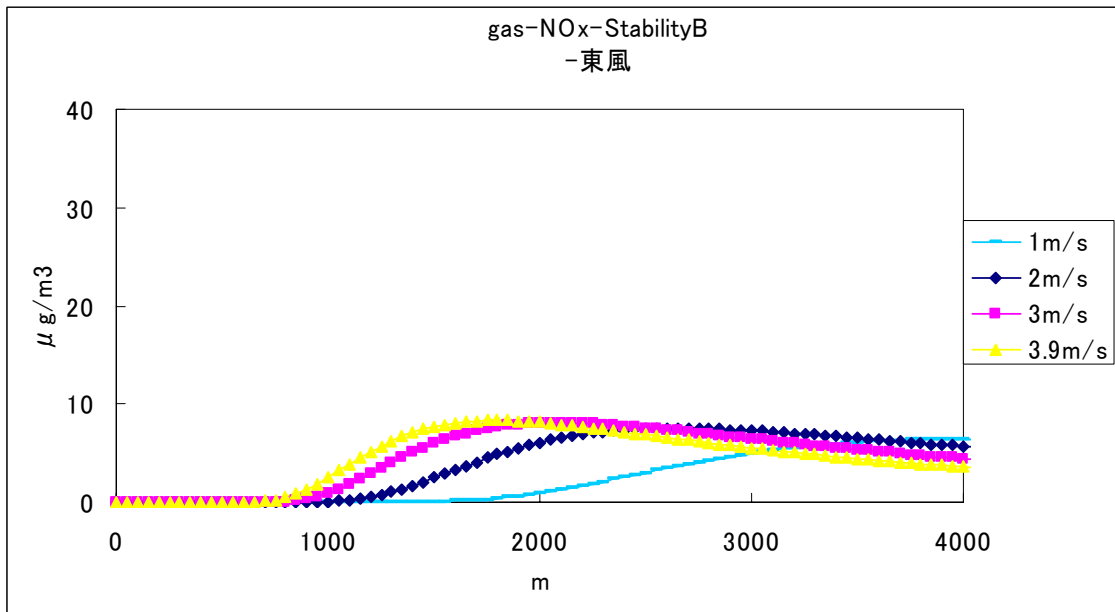


Figure I-7-3-4 特殊条件での新設による NOx の将来最大着地濃度の予測結果 (24 時間値)

既設との重合

既設と新設が同時にフル稼働した場合の窒素酸化物の各安定度別の予測結果は、Table I-7-3-10 および Figure I-7-3-5 に示すとおりである。

窒素酸化物の最大着地濃度が最も高くなるのは、大気安定度 B で風速 3.9m/s のときであり、濃度は 32.6 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ で「バ」国の環境基準値とくらべて 1/10 以下となっている。

発電所周辺での現況調査結果時、既設の発電所が運転中であったので、既設の影響があまりない南側 1 km 地点の濃度をバックグラウンドとしての現況濃度として予測値に加えて将来濃度と想定した。

将来濃度は 46.35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ で「バ」国の環境基準値と比べても十分低くなっている。また、世界銀行のガイドライン値と比べても十分低くなっている。

Table I-7-3-10 通常条件での既設を含めた将来最大濃度の予測結果 (24 時間値)

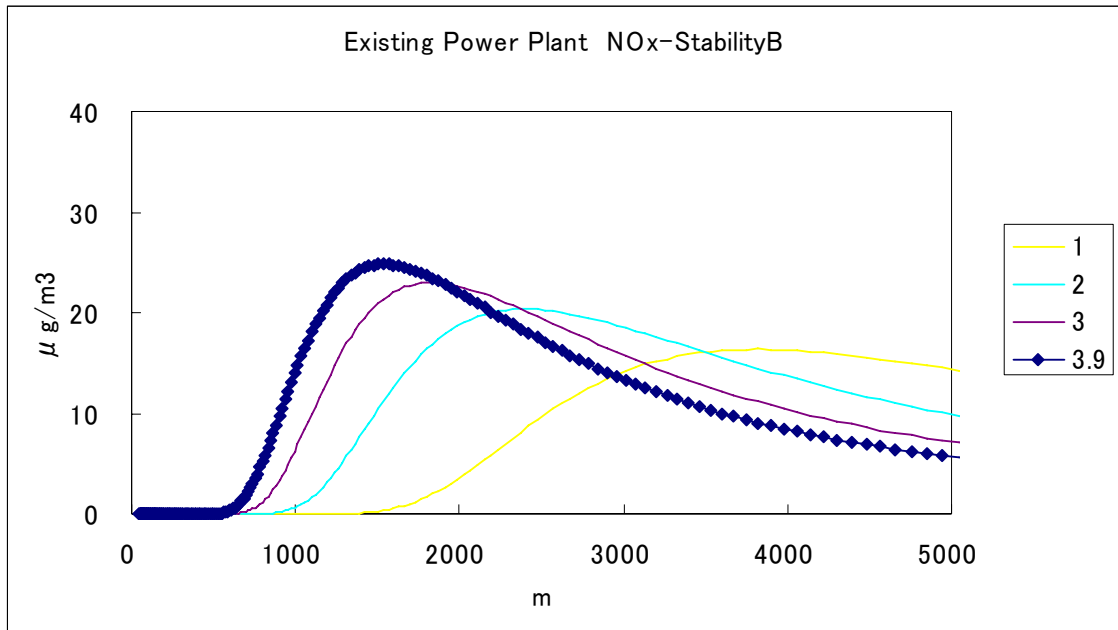
項目	気象条件 (安定度)	最大着地濃度 a ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大着地 濃度距離 (m)	現況濃度 b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	将来最大濃度 a+b ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	「バ」国大気環 境基準 (住居地 域) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	IFC/世界銀行 ガイドライン 値 (PPAH) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
NO _x	B	32.6 (風速 3.9m/s)	1,568	13.75	46.35	80	150
	C	29.0 (風速 5.9m/s)	2,285		42.75		
	D	17.7 (風速 10m/s)	4,479		31.45		

注：1.最大着地濃度は、安定度別の全ての風速の予測値の最大値記載している。

2.現況濃度は、既設の影響があまりない南側 1 km 地点の乾季のデータとした。

以上のことから、今回計画している緩和策を適切に講じることにより、大気汚染への影響は低減されることになるが、運転後の排出ガスや大気中の汚染物質のモニタリングを行う。

(既設)



(既設+新設)

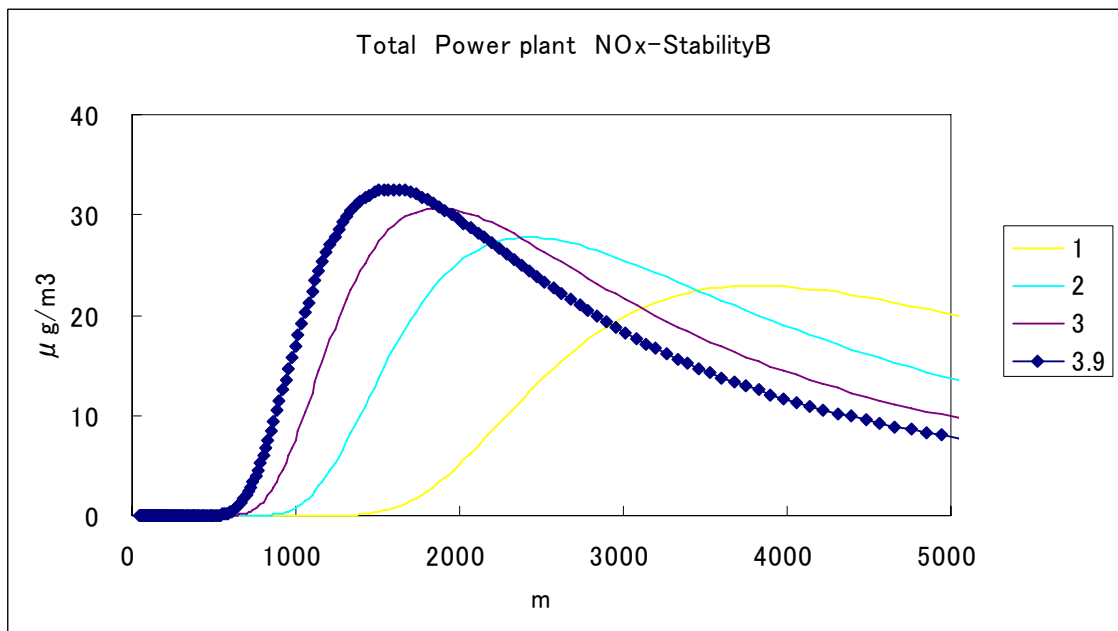
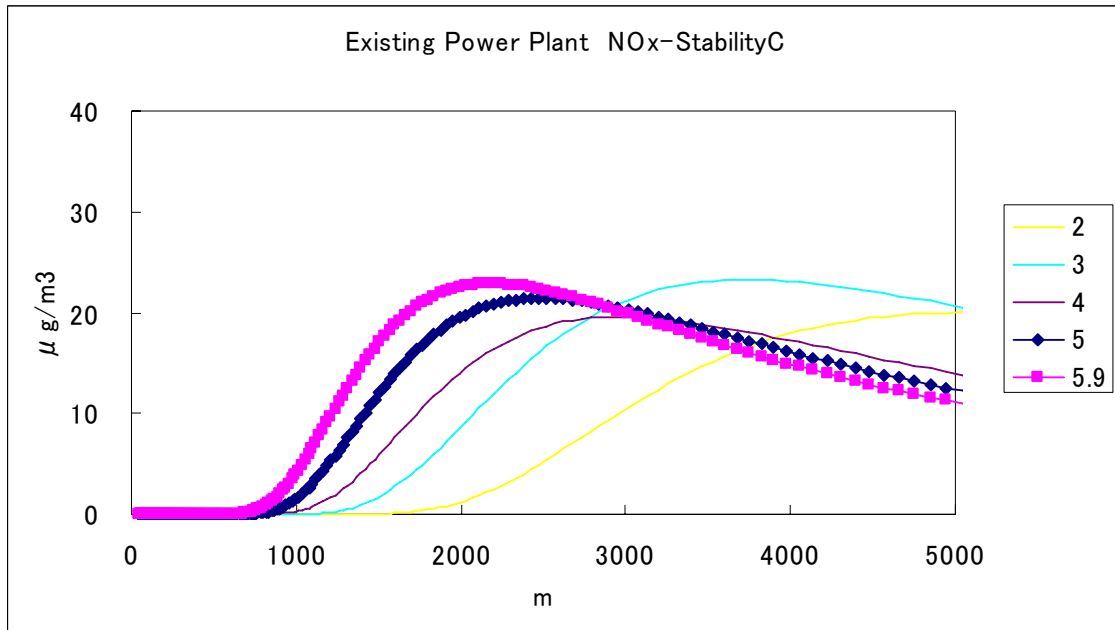


Figure I-7-3-5 (1) 既設を含めた NOx の将来最大着地濃度の予測結果 (安定度 B-24 時間値)

(既設)



(既設+新設)

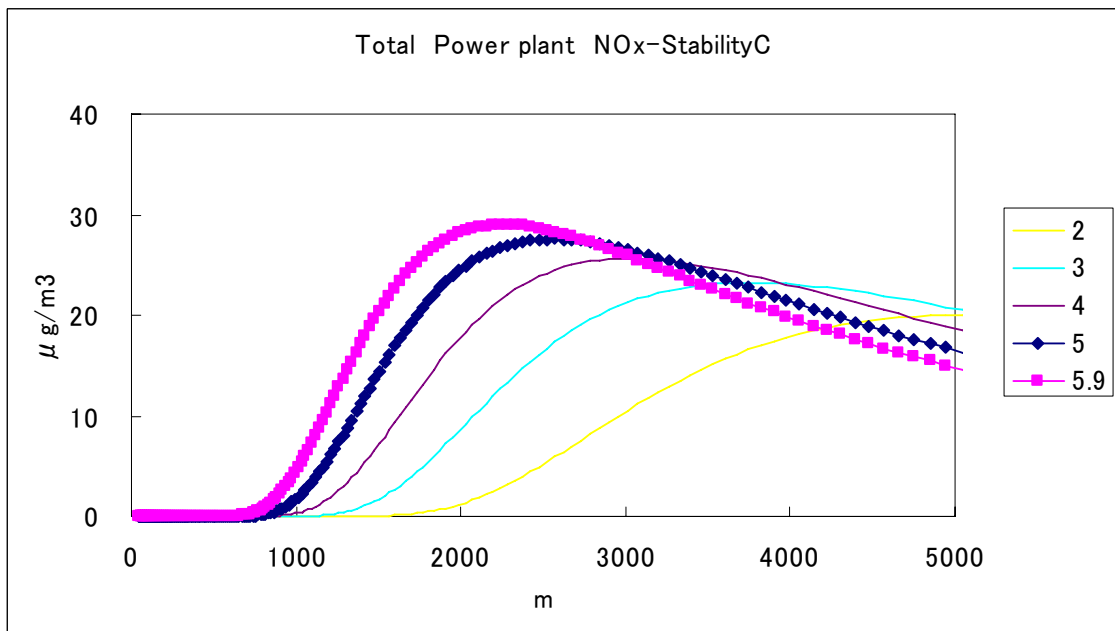


Figure I-7-3-5 (2) 既設を含めた NOx の将来最大濃度の予測結果 (安定度-24 時間値)

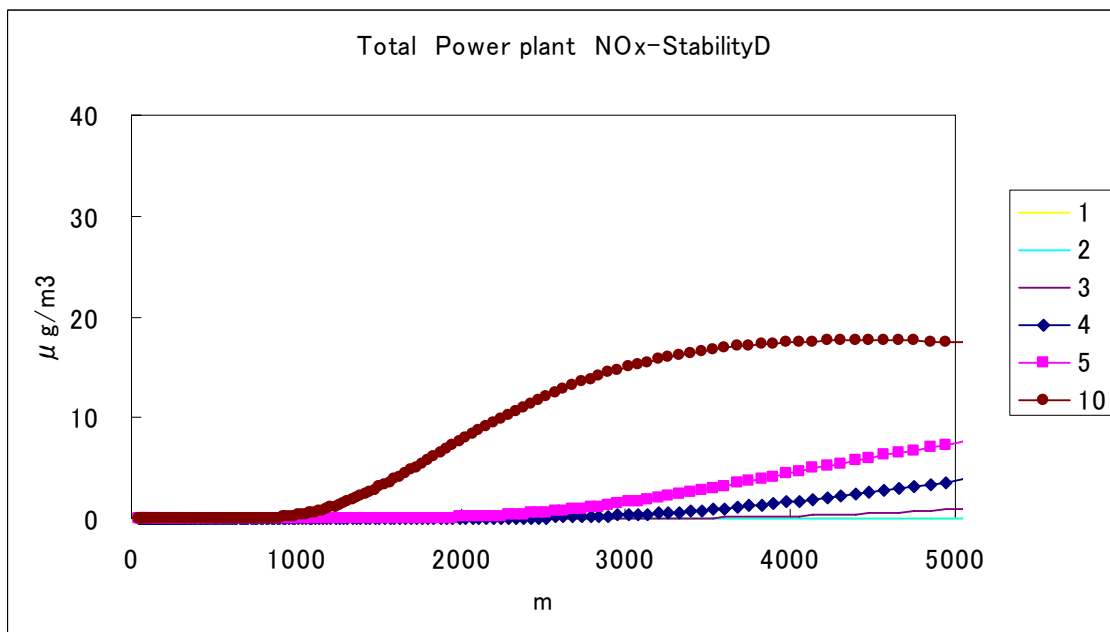
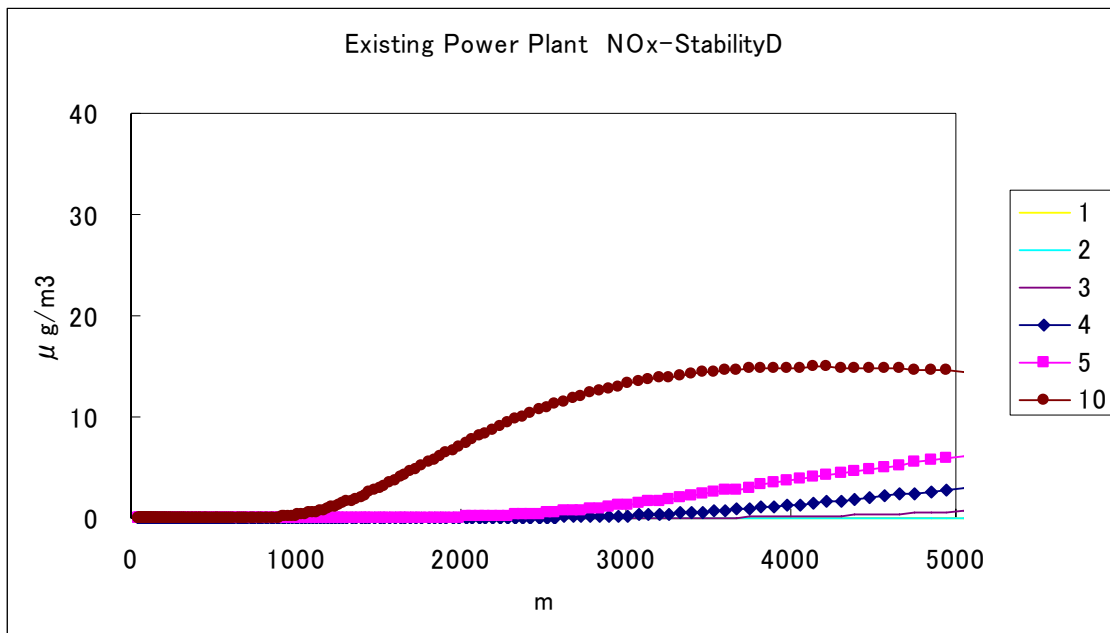


Figure I-7-3-5 (3) 既設を含めた NOx の将来最大着地濃度の予測結果 (安定尾 D-24 時間値)

2) 水質汚染

冷却方式は冷却塔を採用するため温排水は発生しないが、プラント排水や生活排水などが排出され、また、廃棄物からの排水も発生する。これらを不適切に取り扱った場合には、河川の水質汚濁が生じる可能性がある。

発電所の運転に伴う排水については、凝集沈殿・中和・油分離処理ができる排水処理装置及び生活排水処理装置の設置してパドマ川に排水する。

これらの排水は、「バ」国の排水基準値以下として排水することになっている。

冷却塔のブロー排水については、希釈による水温の低減の緩和策を講じることにしており、また、排水先のパドマ川で距離があるため、自然放熱で減温されるもの考えられる。

想定される冷却塔のブロー排水の水質は Table I-7-3-11 のとおりであり、上記の処理装置を通さずに排水しても排水基準に適合している。

Table I-7-3-11 想定されるブロー排水の水質

Parameter	Unit	Concentration of waste water	Waste water standards
Chloride	mg/l	30	600
Iron (Fe)	mg/l	0.25	2
Mangaense (Mn)	mg/l	1.5	5
Nitrate (N molecule)	mg/l	1.0	10.00
Fluoride (F)	mg/l	1.5	7
Arsenic (As)	mg/l	<0.005	0.2
Total Dissolved solid	mg/l	750	2,100
Total Suspended Solid (TSS)	mg/l	15	150
Temperature	°C	39.8	Summer :40 Winter :45

注：排水中の濃度は使用する地下水の水質調査結果及び水量バランスから濃縮を勘案して推定した。

その他には予備燃料である軽油の漏洩が考えられるが、現在の発電所のタンク下面はコンクリート張りとなっており、新たに設置するタンクも同様の地下水の油汚染対策等の緩和策を講じることになっている。

3) 廃棄物

運転に伴い発生する産業廃棄物としては、廃油および排水処理装置からの汚泥がある。

既存の発電所の事例から、最大でも廃油は年間 40 キロリットル程度、汚泥（含水率 90%）では年間 60 トン程度と推定される。

また、缶、ビン、食物残渣の従業員等の生活系ゴミも発生する。

これら廃棄物を不適切に処理した場合には、河川や地下水等への水質汚濁や衛生上の問題を引き起こす可能性がある。

発電所の運転に伴い発生する廃棄物については、削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラムを策定する。具体的には、現場での組織的なごみ収集、汚染物質投棄の禁止、適切な分別、種別ごとの決められた処分場への処分を行う緩和策を講じる。

4) 騒音・振動

操業中の騒音発生源として、作業者の通勤や定期点検用資材の運搬の車両交通、発電設備の稼働などがある。

周辺の住民から騒音問題が取り上げられており、特に発電設備からの騒音については、夜間にも発生することから、影響を十分検討する必要がある。

運転中の騒音の発生源は、主に以下のとおりである。

- ・運転員の通勤や定期点検用の資材や機材の運搬および作業員の車両の通行
- ・発電設備からの発生

車両の通行については、通勤で遠くからくる作業員は、発電所用のバス等を利用することにしており、また、定期点検用の資材等の運搬台数はそれほど多くはないと想定される。

よって、発電設備の稼働による騒音を検討した。

騒音レベルの予測モデル

各発電設備を騒音の発生源として、下記の理論式により予測を行った。

【式】

$$L_{PA} = L_{WA} - 20 \log_{10} r - 8 - A_{\gamma} - A_E$$

【記号】

- L_{PA} : 予測地点における騒音レベル(dB)
- L_{WA} : 音源の A 特性補正パワーレベル(dB)
- r : 音源から予測地点までの距離
- A_{γ} : 障壁による減衰量(dB)
- A_E : 空気の吸収による減衰量(dB)

騒音源のレベルのデータ

大きな騒音発生源としては、タービン、ポンプ類、空気圧縮機類、変圧器、冷却塔の設備類がある。

発電設備から発生する騒音源レベルは、Table I-7-3-12 のとおりである。

計算条件

予測地点は、敷地境界の 15 地点、敷地から住居側に北側、東側および西側へ 200m 離れた 1 地点および西側 400m 離れた 1 地点とした。

また、発電所敷地沿いに高さ 5m 程度の防音壁を設置する想定で、計算を行った。

Table I-7-3-12 発電設備の騒音レベル

機械種類	音源 パワーレベル	1/1 オクターブバンド中心周波数 (Hz)							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
排熱回収ボイラ	84	79	81	77	57	43	39	35	29
給水ポンプ	94	74	80	93	81	83	81	81	76
冷却塔ファン	95	74	84	87	90	90	83	79	73
冷却塔(ルーバ)	84	57	69	70	76	78	75	78	77
ガスタービン用主変圧器	85	54	80	79	79	77	66	56	44
蒸気タービン用主変圧器	85	54	80	79	79	77	66	56	44
循環水ポンプ	109	95	95	98	101	104	102	99	96
所内用空気圧縮機	86	55	69	76	83	82	72	68	66
ガスタービン	105	74	87	93	96	98	102	97	80
蒸気タービン	99	70	83	84	93	91	96	88	68
ガスコンプレッサ	109	86	96	102	103	105	103	96	87
復水ポンプ	101	59	73	83	93	95	96	94	83

注: 1.騒音源レベルは発生源から1m離れた地点等での音圧レベルA特性補正值から算出した値である。
2.ガスコンプレッサおよびガスタービンは防音カバーを設置した値である。

予測の結果

発電設備の稼働に伴う騒音の地点ごとの予測結果は Table I-7-3-13 に、騒音レベルの分布図は Figure I-7-3-6 に示すとおりである。

発電設備の稼働による騒音レベルは、敷地境界で 40.6~64.9 dBA、住居地側に 200m 離れた地点では 46.6~51.7 dBA、400m離れた地点では 44 dBA となっている。

敷地境界の予測値は、「バ」国の工業地帯の基準 70dBA 以下となっている。

また、最寄の住居に近い 400m離れた場所では昼夜とも住居地域の環境基準を下回っている。

今後、さらに詳細設計においては、最新の低騒音型機器の導入も含めて、予測された発電設備の稼働による騒音レベルを達成できるような配慮が望まれる。

Table I-7-3-13 発電設備から発生する騒音の拡散シミュレーション結果

予測騒音レベル:dBA	敷地境界 1	敷地境界 2	敷地境界 3	敷地境界 4	敷地境界 5	敷地境界 6	敷地境界 7	敷地境界 8	敷地境界 9	敷地境界 10
		40.6	45.5	52.5	52.4	53.2	40.2	52.1	63.2	58.5
敷地境界 11	敷地境界 12	敷地境界 13	敷地境界 14	敷地境界 15	西側 200m	北側 200m	東側 200m	西側 400m		
	63.0	62.1	55.7	57.7	54.3	46.6	51.7	50.2	44.2	

(Standards of Noise : dBA)

DOE limit standards value			IFC/世界銀行ガイドライン値 (PPAH)		
Item	Day	Night	Item	Day	Night
Industrial Zone	70	70	Industrial Zone	70	70
Residential Zone	55	45	Residential Zone	50	45

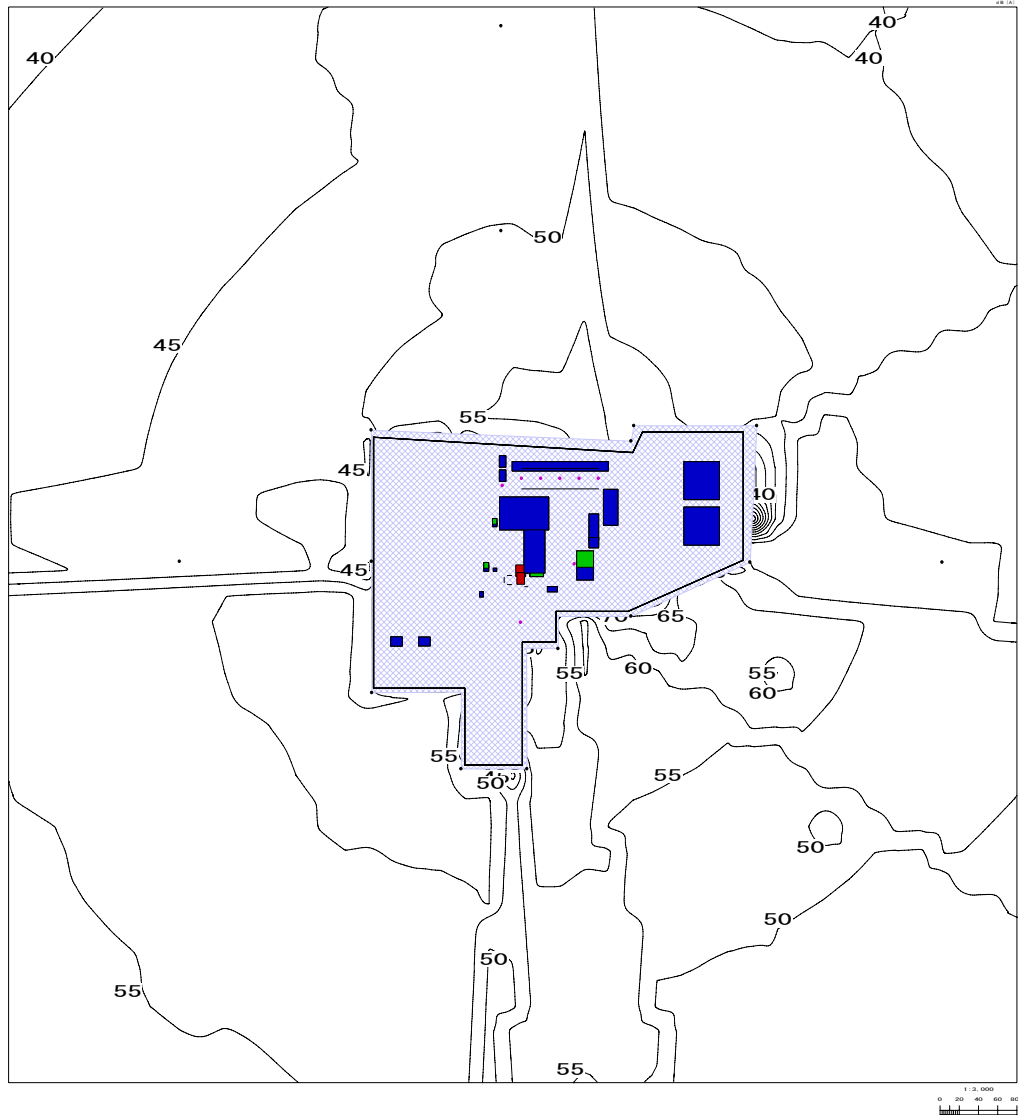


Figure I-7-3-6 発電設備から発生する騒音の拡散シミュレーション結果

5) 悪臭

発電所では悪臭を発生させる施設や装置は導入されない。

従業員の生活系のゴミは発生するため、適切に処理しなかった場合には、腐敗して悪臭が発生する可能性がある。

ゴミを分別収集するようにし、生ゴミは定期的に処分して、腐敗により悪臭が発生しないような緩和策を講じる。

b) 自然環境

1) 地下水

冷却塔方式では、冷却塔の補給水および所内用水として 1,300m³/hour の地下水を使用するため、地下水位の低下が生じる可能性がある。

4.6.5(2)項で示したように、実際に地下水の揚水試験を行い、これらに基づき乾季（5月）において 20 年間の連続的に取水した場合の地下水レベルを予測した。

乾季（5月）においてはパドマ川の両岸ともに川に向かってほぼ平行に地下水レベルは乾季のパドマ川の水位である E L+5.0mまで、徐々に下がっている

サイトの揚水地点を中心に同心円状に地下水位が E L+3.0m以下まで低下しているがその範囲は限られている。

地下水位の大幅な低下を来たすことなく、地下水を十分取水出来ると予測される。

ただし、E L+3.0m以下まで低下する範囲に位置する既存の浅井戸に関しては、乾季に地下水の汲み上げが阻害される可能性もある。

地下水位等のモニタリングを行い、十分な地下水が得られなくなった井戸については NEPGCL が井戸の掘り増し等の対策を講じる。

2) 地盤沈下

地下水の取水により、地下水が著しく低下した場合は地盤沈下の可能性がある。

上記のように地下水の取水により、周辺の地下水位のレベルが大きく低下することはないと予測されており、地下水取水による地盤沈下が生じることはないと判断される。

3) 陸上生態系

ベラマラサイトおよびその周辺は、既に農地として改変され人為的に利用されている地域で、自然林はみられない。生息している植物も、果樹や鑑賞植物等である。発電所および物揚場棧橋で使用される面積は、いずれも小規模であり、動植物への影響は少ないと判断される。ただし、緩衝帯は植樹などで緑化することになっている。また、ガス・パイプラインは敷設後埋め戻され、送電線も足場部分を除いて現状復帰することにしており陸上生態系への影響はほとんどないと判断される。

4) 河川生態系

排水等を不適切な処理による水質汚濁が発生し、河川の生物に影響を及ぼす可能性がある。

河川における水質汚濁については、「水質汚染」で示したように緩和策を講じることにしており、河川に生息する動植物への影響は低減されている。

5) 貴重種

ベラマラサイト周辺で確認された陸上の貴重種は、改変前のベラマラサイト内のような農作地に営巣するなど主な生活場所としていないので、影響は少ないと考えられる。ただし、緩衝帯は植樹などで緑化する。

排水等を不適切な処理による水質汚濁が発生し、河川の貴重な動植物に影響を与える可能性がある。

パドマ川では地域貴重種の魚類がみられているが、河川の水質汚濁については、「水質汚染」で示したように緩和策を講じる。

6) 地球温暖化

新規発電設備からは約 88 万 ton/yr の CO₂ が排出されると予測される。本計画は高効率で単位発電量あたりの CO₂ の発生量の少ないコンバインドサイクル発電方式を採用し、さらに 4.7.2 章に示したように効率のよいガスタービンの形式を採用することになっている。

c) 社会環境

1) 雇用と生計

ベラマラサイト周辺では日雇い労働者の割合が高く、工事期間だけでなく、発電所運転期間でも雇用を継続してほしいとの要望がある。

ベラマラサイトは BPDB および BWDB の所有地であるものの、用地内で耕作している農民がおり、彼らの収入が減少する。

周辺住民は発電所の運転に必要な高度な技術が不足していると想定される。地元雇用をできる限り行うために、建設時から継続して地元自治体と協調してより高度な事前教育や訓練プログラムを希望者に実施して、運転に必要な技術を取得できるような措置を講じる。

また、用地内で耕作している農民等を中心に清掃等の簡単な作業は地元住民を優先的に雇用する。

また、雇用に当たっては、雇用基準を策定し、雇用の公平性を確保する等の緩和策も講じる。

ガス・パイプラインは敷設後埋め戻し、また送電線は足場部分を除いて現状復帰させて農地として利用できるよう配慮し、農民の収入が減らないよう緩和策を講じる。また、維持管理時は重量物の物資はパドマ川を使って輸送する計画であり、そのときには漁業活動を妨害する可能性がある。

運行予定については、早期に漁業者へ説明し、操業に支障が生じないようにする。

物揚場棧橋は維持管理時に物資を荷降ろしするときには、浚渫労働者の作業の中断が予想される。土砂置き場の一時移動や工程の調整などで、作業に支障がでないような緩和策を講じる。

2) 地域経済

上記の「雇用と生計」で示したように、運転中でも、地元住民をできるかぎり雇用する。

ケータリングサービス、物資などもなるべく地元の企業から調達する等の措置も講じる。

なお、自治体と協議しながら、新たな地場産業の育成にできる限り協力することも重要である。

これらによる地元住民や企業等の収入の増加により地域の経済活動の活性化に寄与できるものと考えられる。

3) 土地利用

ガス・パイプラインは敷設後埋め戻す、送電線は足場部分を除いて現状復帰させることから、土地利用が変更することはない。

「雇用と生計」で示したように、浚渫労働者の土地利用に支障が生じないような緩和策を講じる。

4) 社会基盤とサービス施設

運転期間中は、職員は主にクシチア方面に住む予定であり、職員や家族のための新たな道路や学校等の設備の必要性は特にはないと考えられる。

職員の通勤車両により周辺の陸上交通に影響を与える可能性がある。

通勤車両については、下記の「陸上交通」に示すような措置を講じる。

地元住民から、新たな医療施設の建設により貧しい医療体制の改善を求める声があり、工事で設置された医療施設は継続して存続し、地元住民も使用できるようする。ベラマラサイト内にある既存の農道と水路が工事により消失するため、これについては、敷地周囲に迂回させる緩和策を講じる。

5) 水上交通

維持管理時に重量物の物資は水上輸送する計画であるが、輸送は水深が十分に確保できる雨季に行う計画であり、雨季は川幅も広がるので水上交通への影響は少ない。

6) 陸上交通

職員の通勤車両により、周辺の陸上交通に影響を与える可能性がある。

通勤車両については、大型バスを利用し、通学路や住宅地での減速、標識の設置、安全運転教育等を行う計画である。

7) 衛生

発電所運転中に約 300 人の職員が従事することになる。トイレ等の衛生施設が不足する可能性がある。

職員の数に見合ったし尿処理槽設備の設置や、衛生管理等についての教育訓練の

実施等の緩和策を講じる。

8) 伝染病のリスク

外部からの技術労働者が伝染病を持ち込む可能性がある。

外部からの技術労働者は、雇用前に健康診断を実施する。

また、この他には以下のような緩和策を講じることにしている。

- ・ 医療施設の設置および定期的な健康診断の実施
- ・ 労働者の衛生管理等についての教育訓練の実施

9) 社会的弱者への負担

上記の「雇用と生計」で示したように、運転中は、できるかぎり地元住民を雇用し、周辺の農業、漁業及び浚渫労働者等の収入が減少しないような措置を講じて、社会的弱者への負担が生じないよう配慮する。

10) 利益と損害の不公平な分配

運転中は、地元住民をできる限り雇用するが、雇用に当たっては、雇用基準を策定し、雇用の公平性を確保する等の緩和策を講じ、利益の不公平な分配が生じないよう配慮する。

11) 水利用と水利権（地下水も含む）

排水の不適切な処理による水質汚濁が発生し、河川の漁業に影響を及ぼす可能性がある。

河川における水質汚濁については、「水質汚染」で示したように緩和策を講じることにしており、パドマ川の漁業への影響は低減されている。

冷却水の地下水利用のため、周辺の井戸の利用への影響がでる可能性がある。

「地下水」で示したように、地下水位の大幅な低下を来たすことなく、十分に供給出来ると予測されるが、一部取水地点近傍の既存の浅井戸に関しては、乾季に地下水の汲み上げが阻害される可能性がある。地下水位等のモニタリングを行い、十分な地下水が得られなくなった井戸については NEPGCL が井戸の掘り増し等の対策を講じる。

12) 景観

発電所の建物は周囲の構造物に比べ高く、景観への影響が生じる可能性がある。

発電施設は煙突が 60m、タービン建屋が 35m、HRSG が 35m くらいの高さになるが、ベラマラサイト自体の面積は限られている。

また、発電所周囲は緑化を行うので、景観に大きな影響はないと思われる。

13) 事故

運転時には、予備燃料の軽油の漏洩、ガスパイプラインの破損や様々な誤作動・誤操作が考えられる。

送電線についてはサイクロン等による送電線の断裂等、物揚場棧橋については洪水等による崩壊も想定される。

事故対策として下記のような対策を行うことにしている。

- ・ 衛生安全教育プログラム作成と実施
- ・ 応急処置施設の設置と医療施設への速やかな搬入システムの導入
- ・ ガスの漏洩防止管理計画の策定し、防止機器を漏洩危機管理計画の一環として整備する。
- ・ 固定式防火設備、消火栓、消火器、火事脱出口、火災報知機、防火区画設備、非常口などの設置。
- ・ 安全規定の策定

車両の増加による交通事故の増加も考えられが、交通安全として、交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育、通学路や住宅地での減速、通学時間帯の運行の回避等様々な安全対策を講じる。

7.4 環境管理計画およびモニタリング

7.4.1 環境管理計画（EMP）の目的

環境管理計画（EMP）および環境モニタリングの主な目的は、発電所プロジェクトの活動による環境影響を低減するために計画されている緩和策（mitigation measures）の実施を確実にし、環境影響を確認・記録することである。

EMP およびモニタリングは、以下のことを基本に計画する。

- ・ 建設工事中や運転中に、緩和策により環境影響を許容できるレベル（排出基準および環境基準）まで低減し、有害な影響が生じないようにする。
- ・ 緩和策の実施に当たっては、責任のある組織を構築する。
- ・ EMP および環境モニタリングは、建設工事中および運転中について適切に行う。

上記の許容できるレベルは、以下に示す「バ」国の各基準値が基本となる。

(1) 大気質

a) 大気環境

Table I-7-4-1 に大気環境基準を示す。「バ」国では、工業地域と学校や病院など気をつけなくてはならない地域は指定されているが、その他の場所が「商用地」か「住宅地」のどちらに該当するかは、そのときの状況によって担当 DOE が指定することになっている。クルナ DOE は、ベラマラ CCPP サイトを「住宅地」とした。

Table I-7-4-1 大気環境基準

(単位 : Density in micrograms per m³)

Sl. No.	Area	Suspended Particulate Matter (SPM)	Sulfur Dioxide	Carbon monoxide	Nitrogen oxides
a)	Industrial & mixed	500	120	5000	100
b)	Commercial & mixed	400	100	5000	100
c)	Residential & Rural	200	80	2000	80
d)	Sensitive	100	30	1000	30

Note : 1) National monuments, Health-center/Hospital, Archeological site, Educational Institute and area declared by Government (if applicable) are included under Sensitive Area.

2) Industrial units not located in designated industrial area shall not discharge or emit any pollutant which may deteriorate the air quality in the areas (c) & (d) of above Table.

3) Suspended Particulate Matter (SPM) means airborne particles of diameter of 10 microns or less.

b) 排ガス

発電所の運転による排ガス基準は Table I-7-4-2 に示すとおりである。発電所の燃料は天然ガスであるので、SO_x とばいじんは排出されないの、NO_x だけが該当する。計画するベラマラ CCPP の NO_x の排出基準は 40ppm である。

非常時には軽油が使われるが、そのときにはばいじんは 150 mg/Nm³ が規制値となる。SO_x については濃度規制ではなく排出量の規制がされている。また、発電所のカテゴリーは石炭火力発電所だけを対象としている。

Table I-7-4-2 工業施設における排ガス排出基準

No.	Parameter	Unit	Standard Limit
1.	Particulates		
	a) Electric Power Station of 200 Megawatts and above	mg/Nm ³	150
	b) Electric Power Station less than 200 Megawatts	mg/Nm ³	350
2.	Chlorine	mg/Nm ³	150
3.	Hydrochloric Acid gas & mist	mg/Nm ³	350
4.	Total Fluoride (F)	mg/Nm ³	25
5.	Sulfuric Acid mist	mg/Nm ³	50
6.	Lead particle	mg/Nm ³	10
7.	Mercury particle	mg/Nm ³	0.2
8.	Sulfur Dioxide		
	a) Sulfuric Acid manufacture (DCDA process)	kg/ton	4
	b) Sulfuric Acid manufacture (SCSA process)	kg/ton	10
	Minimum Stack height for Sulfuric Acid emission		
	Lowest height of stack for dispersion of sulfuric acid		
	a) Coal Fired Electric Power Station		
	i) 500 Megawatts & above	m	275
	ii) 200-500 Megawatts	m	220
	iii) Below 200 Megawatts	m	14 (Q) ^{0.3}
	b) Boiler		
i) For Steam up to 15 tons/hour	m	11	
ii) For steam above 15 tons/hour	m	14 (Q) ^{0.3}	

No.	Parameter	Unit	Standard Limit
9.	Nitrogen Oxides		
	a) Nitric Acid manufacture	kg/ton	3
	b) Gas Fired Electric Power Station		
	i) 500 Megawatts & above	ppm	50
	ii) 200-500 Megawatts	ppm	40
	iii) Less than 200 Megawatts	ppm	30
	c) Metal Treatment Furnace	ppm	200
10.	Soot & Dust Particles		
	a) Air Ventilated Furnace	mg/Nm ³	500
	b) Brick-field		1000
	c) Cooking Furnace		500
	d) Limestone Furnace		250

Note: Q=SO₂ emission in kg/hour

(2) 水質

a) 水質環境

水質も大気と同様に場所のカテゴリーは担当 DOE の指定による。プロジェクトサイト前面のパドマ川は養殖用水の基準とクルナ DOE は指定した。なお、このほかの項目については飲料水の基準を参考にする。

Table I-7-4-3 水質環境基準 (表流水)

Sl. No.	Best Practice based classification	pH	BOD mg/l	Dissolved Oxygen (DO), mg/l	Total Coliform Bacteria quantity/ml
a)	Potable Water Source supply after bacteria freeing only	6.5-8.5	2 or less	6 or above	50 or less
b)	Water used for recreation purpose	6.5-8.5	3 or less	5 or above	200 or less
c)	Potable Water Source Supply after conventional processing	6.5-8.5	3 or less	6 or above	5000 or less
d)	Water used for pisciculture	6.5-8.5	6 or less	5 or above	5000 or less
e)	Industrial use water including chilling & other processes	6.5-8.5	10 or less	5 or above	
f)	Water used for irrigation	6.5-8.5	10 or less	5 or above	1000 or less

Note :1) Maximum amount of ammonia presence in water are 1.2 mg/l (as nitrogen molecule) which is used for pisciculture.

2) For water used in irrigation Electrical Conductivity-2250 microh mho/cm (at 25oC). Sodium less than 26 mg/l* Boron less than 2 mg/l*

Table I-7-4-4 飲料水基準

Sl. No.	Parameter	Unit	Standard limit
1.	Aluminium	mg/l	0.2
2.	Ammonia (NH ₃)	"	0.5
3.	Arsenic	"	0.05
4.	Barium	"	0.01
5.	Benzene	"	0.01
6.	BOD ₅ 20 ^o C	"	0.2
7.	Boron	"	1.0

Sl. No.	Parameter	Unit	Standard limit
8.	Cadmium	”	0.005
9.	Calcium	”	75
10	Chloride	”	150-600 **
11	Chlorinated Alkanes	”	
	Carbon tetrachloride		0.01
	1.1 Dichloroethylene	”	0.001
	1.2 Dichloroethylene	”	0.03
	Tetrachloroethylene	”	0.03
	Trichloroethylene	”	0.09
12.	Chlorinated phenols	“	
	Pentachlorophenol		0.03
	2.4.6 Trichlorophenol	”	0.03
13.	Chlorine (residual)	”	0.2
14.	Chloroform	”	0.09
15.	Chromium (hexavalent)	”	
16.	Chromium (total)	”	
17.	COD	”	
18.	Coliform (fecal)	n/100 ml	0
19.	Coliform (total)	”	0
20.	Color	Huyghens unit	15
21.	Copper	mg/l	1
22.	Cyanide	”	0.1
23.	Detergents	”	0.2
24.	DO	“	6
25.	Fluoride	”	1
26	Alkalinity (as CaCO ₃)	”	200-500
27.	Iron	”	0.3
28.	Nitrogen (Total)	”	1
29	Lead	”	0.05
30.	Magnesium	”	30-35
31.	Manganese	”	0.1
32.	Mercury	”	0.001
33.	Nickel	”	0.1
34.	Nitrate	”	10
35.	Nitrite	”	Less than 1
36.	Odor	”	Odorless
37.	Oil & Grease	“	0.01
38.	pH	”	6.5-8.5
39.	Phenolic compounds	”	0.002
40.	Phosphate	”	6
41.	Phosphorus	”	0
42.	Potassium	”	12
43.	Radioactive Materials total alpha radiation	Bq/l	0.01
44.	Radioactive Materials total beta radiation	”	0.1
45.	Selenium	mg/l	0.01
46.	Silver	”	0.02
47.	Sodium	“	200
48.	Suspended solid particles	mg/l	10

Sl. No.	Parameter	Unit	Standard limit
49.	Sulfide	”	0
50.	Sulfate	”	400
51.	Total soluble matter	”	1000
52.	Temperature	0C	20-30
53.	Tin	mg/l	2
54.	Turbidity	J.T.U	10
55.	Zinc	mg/l	5

Note : ** In coastal Aera 1000

b) 排水

排水基準は Table I-7-4-5 のとおりである。発電所で処理された排水は、パドマ川に排出されるので、この排水基準の表流水（Inland Surface Water）の規制値が該当する。

Table I-7-4-5 排水基準

Sl. No.	Parameter	Unit	Inland Surface Water	Public Sewer at secondary treatment plant	Irrigated Land
1.	Ammoniacal Nitrogen (N molecule)	mg/l	50	75	75
2.	Ammonia (free ammonia)	mg/l	5	5	15
3.	Arsenic (As)	mg/l	0.2	0.05	0.2
4.	BOD ₅ 20°C	mg/l	50	250	100
5.	Boron	mg/l	2	2	2
6.	Cadmium (Cd)	mg/l	0.05	0.5	0.5
7.	Chloride	mg/l	600	600	600
8.	Chromium (total Cr)	mg/l	0.5	1.0	1.0
9.	COD	mg/l	200	400	400
10.	Chromium (hexavalent Cr)	mg/l	0.1	1.0	1.0
11.	Copper (Cu)	mg/l	0.5	3.0	3.0
12.	Dissolved Oxygen (DO)	mg/l	4.5-8	4.5-8	4.5-8
13.	Electrical Conductivity	micro mho/cm	1200	1200	1200
14.	Total Dissolved Solids (TDS)	mg/l	2,100	2,100	2,100
15.	Fluoride (F)	mg/l	7	15	10
16.	Sulfide (S)	mg/l	1	2	2
17.	Iron (Fe)	mg/l	2	2	2
18.	Total Kjeldahl Nitrogen (N)	mg/l	100	100	100
19.	Lead (Pb)	mg/l	0.1	1.0	0.1
20.	Mangaense (Mn)	mg/l	5	5	5
21.	Mercury (Hg)	mg/l	0.01	0.01	0.01
22.	Nickel (Ni)	mg/l	1.0	2.0	1.0
23.	Nitrate (N molecule)	mg/l	10.00	Undetermined	10.0
24.	Oil & grease	mg/l	10	20	10
25.	Phenol compounds(C ₆ H ₅ OH)	mg/l	1.0	5	1
26.	Dissolved Phosphorus (P)	mg/l	8	8	10
27.	Radioactive Materials.	As determined by Bangladesh Atomic Energy Commission			
28.	pH		6-9	6-9	

Sl. No.	Parameter	Unit	Inland Surface Water	Public Sewer at secondary treatment plant	Irrigated Land
29.	Selenium	mg/l	0.05	0.05	0.05
30.	Zn (Zn)	mg/l	5.0	10.0	10.0
31.	Total Dissolved solid	mg/l	2,100	2,100	2,100
32.	Temperature	Centigrade			
	Summer		40	40	40
	Winter		45	45	45
33.	Total Suspended Solid (TSS)	mg/l	150	500	200
34.	Cyanide (CN)	mg/l	0.1	2.0	0.2

Note :1) These standards shall be applicable to industrial units or projects other than those given under Quality Standards for Classified Industries (Schedule 12).

- 2) These quality standards must be ensured at the moment of going into trial production for industrial units and at the moment of going into trial production for industrial units and at the moment of going into operation for other projects.
- 3) The value must not exceed the quality standard during spot check at any time ; if required, the quality standards may be more strict to meet the environment terms in certain areas.
- 4) Inland Surface Water shall mean drain, pond, tank, water body or water hole, canal, river, spring and estuary.
- 5) Public sewer shall mean sewer connected with fully combined processing plant including primary and secondary treatment.
- 6) Irrigated land shall mean appropriately irrigated plantation area of specified crops based on quantity and quality of waste water.
- 7) Inland Surface Quality Standards (Schedule 13) shall be applicable for any discharge taking place in public sewer or land not defined in Notes 5

(3) 騒音

騒音については、担当 DOE が場所のカテゴリーと、基準値を指定する。発電所周辺地域では道路際では昼間が 70dBA で夜間が 60dBA、住居地では昼間が 55dBA で夜間が 45dBA とクルナ DOE は指定している。

Table I-7-4-6 騒音基準

Sl. No.	Zone Class	Limits in dBa	
		Day	Night
a)	Silent Zone	45	35
b)	Residential Zone	50	40
c)	Mixed Zone (this area is used combinedly as residential, commercial and industrial purposes)	60	50
d)	Commercial Zone	70	60
e)	Industrial Zone	70	70

- Note :1) The day time is considered from 6 a.m. to 9 p.m. The night time is considered from 9 p.m. to 6 a.m.
- 2) From 9 at night to 6 morning is considered night time.
 - 3) Area within 100 meters of hospital or education institution or educational institution or government designated / to be designated / specific institution / establishment are considered Silent Zones. Use of motor vehicle horn or other signals and loudspeaker are forbidden in Silent Zone.

7.4.2 作業計画とスケジュール

(1) 工事期間

建設工事に当たっては、BPDB または NWPGL のベラマラ建設所長は、建設事業の内容を十分考慮し、必要な EMP およびモニタリングについて、建設事業者に十分理解させ、実施する必要がある。

このため、BPDB または NWPGL のベラマラ建設所長は、必要な組織を形成する必要がある。

特に、工事中は作業員の流入や工事車両の数も多く、周辺地域のコミュニティーへ工事内容、工事スケジュール、保全対策を十分説明し、住民の意見を把握して、必要な対策を随時変更する必要がある。

なお、分社化に伴いプロジェクトの実施主体が BPDB から NWPGL へ順次移行するが、移行前に事前に協議調整することが必要である。

建設工事中の主な環境影響は以下のとおりである。

- ・ 作業員の流入、工事用車両の増加
- ・ 建設廃棄物の発生
- ・ 土砂粉塵の飛散や工事用車両・機械からの排ガス
- ・ 工事用車両・機械からの騒音の発生
- ・ 掘削工事エリアでの濁水の発生

なお、建設工事中は、作業員として地域から労働者を雇用することは地域経済に良い影響をもたらすことから、事前の作業員の教育訓練プログラムの実施も含めて、地元雇用に十分配慮する必要がある。

工事中の EMP の基本的な内容は、Table I-7-4-7 に、環境モニタリングは Tabel I-7-4-9 に示すとおりである。

これらの EMP およびモニタリングについては、BPDB または NWPGL と建設事業者の間で十分協議して計画する。実施した内容の確認や更なる対策を検討するため、建設事業者から実施状況について、報告書を用いた報告のスケジュールを策定する。

これらの報告書は、クルナ DOE に提出し、協議する。

Table I-7-4-7 工事期間中の主な環境影響とその緩和策

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
作業員の流入	生活排水やごみ・悪臭の発生	<ul style="list-style-type: none"> ・ し尿処理槽設備の設置 ・ 生ゴミの分別及び定期的な処分 ・ 缶やビン等は分別し、再利用のため第三者に供給 ・ 決められた処分場への処分 	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	病気の発生・衛生	<ul style="list-style-type: none"> ・ し尿処理槽設備の設置 ・ 医療施設の設置および定期的な健康診断の実施 ・ 労働者の衛生管理等についての教育訓練の実施 	

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
		<ul style="list-style-type: none"> 建設作業員の HIV/AIDS、デング熱、マラリア、A 型肝炎などの予防 害虫の繁殖地になりそうな場所の排除、必要に応じた予防薬の提供 	
	安全・事故防止・陸上交通	<ul style="list-style-type: none"> 通勤ではバスの利用 通学時間帯の運行の回避 通学路や住宅地での減速 交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育 安全プログラム（道路標識、速度制限、トラックの点灯、積載制限、装備の点検（ブレーキ、クラクションなど））の実施。 	
	雇用・生計・地域経済・社会的弱者、不公平な配分	<ul style="list-style-type: none"> 地元住民の雇用・雇用基準の策定 清掃やケータリング、物資の地元からの調達 地元自治体と協調した雇用事前教育や訓練プログラムの実施 	
	インフラ	<ul style="list-style-type: none"> 医療施設の建設 	
工所用機材の搬入	安全・事故防止・陸上交通	<ul style="list-style-type: none"> 通学時間帯の運行の回避 通学路や住宅地での減速 交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育 安全プログラム（道路標識、速度制限、トラックの点灯、積載制限、装備の点検（ブレーキ、クラクションなど））の実施。 	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	騒音の発生	<ul style="list-style-type: none"> 夜間の通行の禁止 	
	車両からの排ガスや土砂粉塵の飛散	<ul style="list-style-type: none"> 定期的な点検や維持管理の実施 法規制に基づく車両排ガス濃度の定期的な確認 作業待ち時間のエンジンの停止 飛散防止のためのカバー、定期的な洗車 定期的な周辺道路の洗浄 住居地域でのモニタリング 	
	生計・河川交通	<ul style="list-style-type: none"> BIWTA 協議し、適切な安全・運行予定を決定 運行予定の早期の説明 	
掘削工事および建設機械稼働	機械からの排ガスや土砂粉塵の飛散	<ul style="list-style-type: none"> 土砂堆積場等への定期的な散水 住居地域でのモニタリング 	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	騒音の発生	<ul style="list-style-type: none"> 原則として作業は昼間のみ 低騒音型の機械の採用（消音器、マフラー等） 	
	労働安全衛生	<ul style="list-style-type: none"> 工事用地の周囲に仮設障壁を建設する。 労働者の長時間に渡る騒音曝露の規制 個人用保護具（PPE）の使用 	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	建設廃棄物の発生	<ul style="list-style-type: none"> 削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラム 汚染物質投棄の禁止 種類ごとに適切な分別し、決められた処分場への処分 	
	土砂の流出・濁水の発生・機器洗浄排水	<ul style="list-style-type: none"> 土砂堆積フェンス、仮設沈殿層の設置 機器洗浄排水は仮設タンクに回収し、適切な処理を行った後排水する。 排水出口でのモニタリング 	
	有害物質の漏洩	<ul style="list-style-type: none"> 漏洩防止対策を実施、洗浄設備の装備 	
	動植物の生息場の消失	<ul style="list-style-type: none"> 緑化帯の設置 	
	雇用・生計・地域経	<ul style="list-style-type: none"> 国内法規に基づき既に栽培されている農産物は 	

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
	済・社会的弱者 安全・事故防止・陸上交通・社会基盤	補償 ・工事範囲や工事工程の早期の説明 ・減収が予想される耕作民を優先雇用 ・安全管理計画の策定規定の策定 ・病院への迅速な搬送 ・交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育 ・通学路や住宅地での減速 ・サイト内の農道および水路の迂回路の設置	
取水	地下水の低下 地盤沈下	・周辺の井戸での地下水位のモニタリングの実施 ・必要に応じて、深度のある井戸掘削 ・周辺の井戸での地下水位のモニタリングの実施	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
ガス・パイプライン・送電線建設	農地の損失 生計・地域経済	・ガスパイプラインについては国内法規に基づき土地収用の補償 ・送電線については前述のとおりである。 ・工事は農閑期に実施	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
栈橋建設	土砂の流出・濁りの発生 河川交通 生計・地域経済	・栈橋構造は垂直杭工法とし浚渫区域の最小化 ・水位/水量が最低となる乾季に実施 ・影響を最小化する浚渫方法の採用 ・汚濁拡散防止膜を適宜使用する。 ・浚渫土砂は陸揚げし、乾燥。 ・土砂堆積フェンスの設置 ・浚渫工事は交通量の少ない乾季に実施 ・栈橋の建設範囲の最小化 ・工事範囲や工事工程の早期の説明	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
ポンプハウスの建設	生計・地域経済	・浚渫土砂労働者への工事範囲や工事工程の早期の説明	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)

(2) 運転期間

運転中は分社化により NWPGL が主に発電所に、必要な組織を形成し、環境管理を行う責任がある。

運転中の周辺地域の住民からの苦情等についても把握・対応する組織とし、住民の意見を把握して、必要な対策を行う。

地域のコミュニティと連携することを基本とし、発電所での十分な環境管理方法等の説明は重要であり、例えば住民や学校児童の発電所見学等も有用である。

運転中の主な環境影響は以下のとおりである。

- ・ 排ガスおよび排水の発生
- ・ 運転機械からの騒音の発生
- ・ 運転に伴う廃棄物の発生

なお、運転作業員は専門知識を有する必要があるが、作業員として地域からの雇用は困難が予想されるが、作業員を雇用することは地域経済に良い影響をもたらす。事前の作業員の教育訓練プログラムの実施も含めて、簡単な作業を行う作業員については地元雇用

に十分配慮する必要がある。

運転期間中の EMP の基本的な内容は、Table I-7-4-8 に、環境モニタリングは Table I-7-4-10 に示すとおりである。

これらの EMP およびモニタリングについては、NWPGL は実施状況について、報告書を作成し、クルナ DOE 等関係機関に提出し協議する。

Table I-7-4-8 運転期間中の主な環境影響とその緩和策

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
発電	排ガスの発生	<ul style="list-style-type: none"> 高煙突の採用 排ガス連続監視装置の設置 低NOx 燃焼器の採用 周辺大気のモニタリングの実施 定期的な維持管理 	NWPGL
	排水の発生	<ul style="list-style-type: none"> 凝集沈殿・中和・油分離処理ができる排水処理装置の設置 生活排水処理装置の設置 排水のモニタリングの実施 河川または水路の水のモニタリングの実施 油貯蔵区域は、防油堤設置、地下への漏洩対策等の物理的封じ込め地区に指定する。 冷却塔のブロー排水については、希釈による水温の低減 	
	騒音・振動の発生	<ul style="list-style-type: none"> 発電所周囲への樹木帯および防音壁の設置 低騒音型の機器の採用、防音カバーの設置 低振動型の機器の採用、基礎を強固とする 定期的な維持管理 ベラマラサイト境界および住宅地でのモニタリングの実施 発電施設やタービンなど高騒音の労働者による耳覆い、耳栓など聴力保護材の使用 	
取水	地下水の低下	<ul style="list-style-type: none"> 周辺の井戸での地下水水位のモニタリングの実施 	NWPGL
	地盤沈下	<ul style="list-style-type: none"> 必要に応じて、深度のある井戸掘削 	
廃棄物の発生	汚泥・廃油の発生	<ul style="list-style-type: none"> 削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラムの策定 	NWPGL
	生活廃棄物の発生	<ul style="list-style-type: none"> 現場での組織的なごみ収集 汚染物質投棄の禁止 適切な分別、種別ごとの決められた処分場への処分 	
発電所の存在、職員の通勤	動植物生息場の消失	<ul style="list-style-type: none"> 緑化帯の設置 	NWPGL
	雇用・生計・地域経済・社会的弱者・不公平分配	<ul style="list-style-type: none"> 地元住民の雇用・雇用基準の策定 清掃やケータリング、物資を地元から調達 地元自治体と協調した雇用事前教育や訓練プログラムの実施 	
	陸上交通	<ul style="list-style-type: none"> 通勤でのバスの利用 交通規則の点検、標識の導入、安全運転教育 居住地域と学校付近での車両速度制限 	
	社会基盤	<ul style="list-style-type: none"> 救急医療施設の提供 	
	病気の発生	<ul style="list-style-type: none"> 医療施設の設置および定期的な健康診断の実施 労働者の衛生管理等についての教育訓練の実施 	
	安全・事故	<ul style="list-style-type: none"> ガスの漏洩防止管理計画の策定し、防止機器を漏洩危機管理計画の一環として整備する。 	

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
		<ul style="list-style-type: none"> 固定式防火設備、消火栓、消火器、火事脱出口、火災報知機、防火区画設備、非常口などの設置 安全規定の策定 	
ガス・パイプライン・送電線存在	土地の収用	<ul style="list-style-type: none"> 設置後の耕作活動の継続の保証 	NWPGCL
栈橋の存在	河川交通・土地利用・生計	<ul style="list-style-type: none"> 適切な維持管理スケジュール計画 	NWPGCL

7.4.3 環境活動とトレーニング

運転期間中、NWPGCLは発電所に、必要な組織を形成し、環境管理を行う責任がある。環境管理および後述する環境モニタリングを確実にするために上級環境エンジニアである環境管理者がこれらの組織を管理しなければならない。

環境管理者は、発電所の建設から運転中も含めてすべての段階で環境管理計画および環境モニタリングの計画や実施した内容について、発電所長に報告し、発電所長が最終的にこれらに責任を持つことになる。

環境管理者は、運転開始前にすでに環境管理の内容を職員に教育し、運転中もチェックを行いながら、再教育を行う必要がある。

また、周辺住民等との対応やクルナ DOE や JICA 等関連機関への環境管理、環境モニタリングおよび訓練状況についても、あわせて環境管理者が責任をもって報告を行う。

7.4.4 環境モニタリング計画

(1) モニタリング項目

a) 工事期間

工事中のモニタリングは Table I-7-4-9 に示すとおりである。

- 大気質モニタリング：測定パラメーターは SPM、SO₂、NO₂ とする。
測定場所は住居地域を基本とするが、影響を受けやすい学校等がある場合はその場所を選定する。
- 排水モニタリング：測定パラメーターは TSS とする。
測定場所は、沈殿槽出口とする。
- 騒音モニタリング：測定パラメーターは騒音レベルとする。
測定場所は住居地域を基本とするが、影響を受けやすい学校等がある場合はその場所を選定する。
- 地下水モニタリング：測定パラメーターは地下水水位レベル、水温、重金属類とする。
測定場所は周辺の住居地域で使用されている Tube Well を使用する。地下水レベルがさがり、対策として掘り増しが行われる井戸は、工事の実施の前後で行う。

b) 運転期間

運転中のモニタリングは Table I-7-4-10 に示すとおりである。

- ・ 排ガスモニタリング：測定パラメーターは SPM、SO₂、NO₂ とする。
測定場所は煙道である。
- ・ 大気質モニタリング：測定パラメーターは SPM、SO₂、NO₂ とする。
測定場所は住居地域を基本とするが、影響を受けやすい学校等がある場合はその場所を選定する。
- ・ 排水モニタリング：測定パラメーターは水温、DO、SS、Oil、BOD、重金属類とする。
測定場所は、排水処理装置出口とする。
- ・ 水質モニタリング：測定パラメーターは水温、DO、SS、Oil、BOD、重金属類とする。測定場所は排水口周辺とする。
- ・ 騒音モニタリング：測定パラメーターは騒音レベルとする。
測定場所はベラマラサイト境界と周辺の住居地域を基本とするが、影響を受けやすい学校等がある場合はその場所を考慮して選定する。なお、既設発電所の騒音への苦情があるので、近隣住居地における最も発電所に近い場所をモニタリングポイントとすることが望ましい。
- ・ 地下水モニタリング：測定パラメーターは地下水水位レベル、水温、重金属類とする。
測定場所は周辺の住居地域で使用されている Tube Well を使用する。地下水水位レベルがさがり、対策として掘り増しが行われる井戸は、工事の実施前後で行う。

(2) モニタリングのスケジュール

工事中および運転中のモニタリングのスケジュールは Table I-7-4-9、Table I-7-4-10 に示すとおりである。

Table I-7-4-9 工事期間中のモニタリング・スケジュール

項目	パラメーター	場所	頻度
大気質	SPM, SO ₂ , NO ₂	住居地域、学校	SPM は 2 週間に一度 SO ₂ , NO ₂ は 2 ヶ月に一度
水質	TSS	排水出口	1 ヶ月に一度
騒音	騒音レベル	住居地域、学校	最も工事量が大きくなる時期に 1 週間に一度
地下水※	地下水水位レベル 水温、重金属類	住居地域	年 2 回 (乾季、雨季)

注：※地下水水位レベルがさがり、対策として掘り増しが行われる井戸は、工事実施の前後で地下水水位レベル及び水質を確認する。

Table I-7-4-10 運転期間中のモニタリング・スケジュール

項目	パラメーター	場所	頻度
排ガス	SPM, SO ₂ , NO ₂	煙道	SO ₂ , NO ₂ は連続（連続監視装置） SPM は1ヶ月に一度
大気質	SPM, SO ₂ , NO ₂	住居地域、学校	SO ₂ , NO ₂ は1ヶ月に一度 PM ₁₀ は2ヶ月に一度
排水	水温、DO、SS、Oil、BOD、 重金属類	排水出口	2ヶ月に一度
水質	水温、DO、SS、Oil、BOD、 重金属類	河川または水路	年2回（乾季、雨季）
騒音	騒音レベル	ベラマラサイト境界、 住居地域、学校	年2回
地下水※	地下水水位レベル 水温、重金属類	住居地域	年2回（乾季、雨季）

注：※地下水水位レベルがさがり、対策として掘り増しが行われる井戸は、工実施の前後で地下水水位レベル及び水質を確認する。

7.5 ステークホルダー協議（住民説明）

7.5.1 目的

ステークホルダー協議とは、プロジェクトの実施に伴い利害関係を有する個人や組織の意見を聴取し、意思決定に十分に反映させることを目的とする。行政機関や発電会社などはダッカが本拠地であり、ワークショップなどで意見交換できるので、ここでのステークホルダー協議はベラマラサイト周辺の住民、地方行政組織、NGOを対象とした。

ベラマラサイト周辺は農作地や空き地などが広がっており、ベラマラサイト北側（Category-C）には300世帯ほどの村落があり、北東側（Category-B）には72世帯の不法住民と呼ばれる人たちのコミュニティがある。ベラマラサイトの西側は400mほど離れたところには国道が通じている。そのさらに西側にある村落への影響は、工事期間中に資材運搬のトラックが国道を走ることだけである。

7.5.2 実施方法

第1回ステークホルダー協議は、ベラマラサイトや設備概要等のプロジェクトの詳細が決まっていないので、地方行政組織を対象とした。第2回と第3回は地方行政組織の他に地域住民とNGOを対象とし、Table I-7-5-1に示す内容で行った。

Table I-7-5-1 ステークホルダー協議の内容

項目	第1回	第2回	第3回
予定している議題	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクトの概要説明 スコーピングの説明 調査の目的、背景、内容、スケジュールの説明 プロジェクトに関する意見 	<ul style="list-style-type: none"> 設備概要の説明 環境影響評価の方法説明 環境管理計画の基本方針の説明 意見の把握 	<ul style="list-style-type: none"> 環境影響評価結果 環境管理計画、モニタリング計画の説明 意見に対する回答
対象者	地方行政組織等	NGO、上記地域の住民および漁民、地方行政組織、送電線およびガスパイプラインの土地収用にかかわる住民等	
会議場所	既設発電所周辺	既設発電所周辺	
会議の開催の告知方法	関係機関に1~2週間前に既設発電所所長の招待状を送付し、告知した。	関係機関やNGO等には1~2週間前に既設発電所所長の招待状を送付した。村長およびサプリーダーには、協議の開催1週間前に、既設発電所所長の招待状を直接に手渡し、住民への告知をお願いした。	
議事録の開示方法	関係機関にコピーを送付した。	関係機関やNGO等にはコピーの送付した。既設発電所と村長およびサプリーダー宅にはコピーを置き、常時閲覧できるようにした。	

7.5.3 実施結果

(1) 第1回ステークホルダー協議

第1回ステークホルダー協議の出席者名簿、説明資料、および議事録を添付資料7-3に示す。協議では英語のパワーポイント資料で説明し、出席者にはこの資料のコピーを全員に配布した。

開催日時：6月16日10:00~12:00

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：Touhidul Islam Alam氏 (Bheramara Municipality Chairman)、Abu Bakkar氏 (Union chairman)、Sadam Md. Abu Salek氏 (Secondary education office)、Nripendra Nath Biswas氏 (Upzila fishier office)他、合計64名

議事次第：

- ・開会挨拶：(発電所所長 Md. Tahir Mian氏(BPDB))
 - ・事業の目的・必要性 (Zahid Hasan氏(BPDB))
 - ・発電設備の概要 (岡野団長(JICA team))
 - ・環境社会配慮事項 (深沢団員(JICA team))
 - ・閉会挨拶
- (主な質疑内容)
- ・発電所から出る温排水による漁業への影響はないのか。
 - 排水に当たっては排水基準以下とする。
 - ・学校等への騒音による影響は大丈夫か。
 - 発電設備について対策を行い、騒音レベルを基準値以下とする。

(2) 第2回ステークホルダー協議

第2回ステークホルダー協議の出席者名簿、説明資料、および議事録を添付資料7-4に示す。1日目は英語のパワーポイント資料で説明し、出席者にはこの資料のコピーを全員に配布した。2日目はベンガル語に翻訳したパワーポイント資料で説明し、出席者にはこの資料のコピーを全員に配布した。

1日目

開催日時：9月21日10:00～13:00

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：Dr. Md. Ashfaque Islam Babul 氏 (UNO, Bheramara)、Md. Anwar Hossain 氏 (Chairman ベラマラ地域)他、合計75名

議事次第：

- ・開会挨拶：(発電所所長 Md. Tahir Mian 氏(BPDB))
- ・プロジェクトの概要：(以下、Zahid Hasan 氏(BPDB)が説明)
- ・調査結果の概要
- ・予測される環境影響
- ・環境管理計画とモニタリング計画の概要
- ・閉会挨拶

(主な質疑内容)

- ・地下水の使用により、現在利用している井戸が使用できなくなる懸念と、その対策についての質問
- 現在、地下水テストを実施しており、地下水の挙動を推定し、影響予測を行うことになっている。その結果と対策についてはEIAで報告する。
- ・発電所からの排水の影響
- 排水は排出基準を順守する。例えば、温排水は出ないが、排水が排水基準の40°Cを超える場合は他の排水と混ぜるなどの対策をとる。

(主な意見)

- ・工事中だけでなく、操業中の地元住民の雇用も期待している。
- ・緑化に際して、果樹を植えて、住民が利用できるようにして欲しい。
- ・工事中の従業員のための医療施設を設置してほしい。

2日目

開催日時：9月22日10:00～12:00

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：地域住民、合計96名

議事次第：

- ・開会挨拶：(発電所所長 Md. Tahir Mian 氏(BPDB))
- ・プロジェクトの概要：(以下、Zahid Hasan 氏(BPDB)が説明)
- ・予測される環境影響
- ・環境管理計画の概要
- ・グループ討論 (8グループに分かれて、意見や要望等の討論)

- ・ 閉会挨拶
(主な意見)
- ・ 土地収用が行われるのならば、代替地が欲しいという要望があったのに対して、新たな土地を購入する補償金が欲しいという要望もあった。
- ・ 既設発電所の運転に伴い発生している騒音について、周辺住民からの苦情がある。

(3) 第3回ステークホルダー協議

第3回ステークホルダー協議の出席者名簿、説明資料、および議事録を添付資料7-5に示す。1日目は英語のパワーポイント資料で説明し、出席者にはこの資料のコピーを全員に配布した。2日目はベンガル語に翻訳したパワーポイント資料で説明し、出席者にはこの資料のコピーを全員に配布した。

1日目

開催日時：11月30日 11:15～14:30

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：Dr. Md. Ashfaquul Islam Babul 氏 (UNO, Bheramara)、Shariful Islam 氏 (WZPDCO DGM)、他、合計66名

議事次第：

- ・ 開会挨拶 (発電所担当マネージャーMd. Shahjahan 氏 (BPDB))
- ・ 第1回及び2回のステークホルダー協議の意見や事業者の対応説明 (Zahid Hasan 氏 (BPDB))
- ・ プロジェクトの概要 (岡野団長)
- ・ 調査結果、環境許認可の手続き、環境影響評価及び緩和措置、モニタリング計画の概要説明 (Zahid Hasan 氏 (BPDB))
- ・ 質疑応答
- ・ 閉会挨拶
(主な質疑内容)
- ・ 地下水の使用により、現在利用している井戸が使用できなくなる懸念と、そのミチューゲーションについての質問
 - 20年間操業しても、地下水の低下レベルは最大でも2mである。もし、井戸の使用に問題が生じたら、ポンプを提供する。
- ・ 発電所からの騒音は、全運転期間で影響がでないようにすべきである
 - 騒音レベルは基準を満足しているが、さらに周囲に樹木を植栽し、低減する対策をとる。
- ・ 発電所からの排ガスにより酸性雨が発生し、農作物に影響がでることはないか。
 - 発電所からの拡散予測結果は、基準を十分下回っている。酸性雨が生じるようなレベルではない。

2日目

開催日時：12月1日 10:45～14:00

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：地域住民等、合計 92 名

議事次第：

- ・開会挨拶（発電所担当マネージャーMd. Shahjahan 氏 (BPDB)）
 - ・第1回及び2回のステークホルダー協議の意見や事業者の対応説明：(以下、Zahid Hasan 氏(BPDB)が説明)
 - ・プロジェクトの概要、調査結果、環境許認可の手続き、環境影響評価及び緩和措置、モニタリング計画の概要説明
 - ・グループ討論（6 グループに分かれて、意見や要望等の討論）
 - ・質疑応答
 - ・閉会挨拶
- （主な質疑内容）
- ・住民移転はないと考えてよいか
 - 住民移転はない。
 - ・送電線の設置に伴い補償はなされるのか。
 - 法律に基づいた補償がされる*。
 - ・近隣の 12 Dag 及び 16 Dag の住民は影響を受けるが、プロジェクト実施により利益は得られるのか？
 - 運転員以外の従業員は、トレーニング等を行い、地元の人々を優先して雇用する。

7.5.4 フォーカス・グループ・ディスカッション

フォーカス・グループ・ディスカッションは、Category-B とベラマラサイト外について、各々男性および女性のグループに分けて 4 回行った。男性および女性に分けたのは、女性の意見を把握しやすくすることに配慮したためである。

フォーカス・グループ・ディスカッションの内容は Table I-7-5-2 のとおりである。

聴取した意見でも大きな反対はなく、土地収用に伴う適切な補償があれば発電所の建設に肯定的なものである。また、発電所による新たな雇用も期待している。

* 法律では農作物の補償は行うが、土地の補償は考慮されていない。前述のとおり JICA 調査団は土地の補償を行うよう提言している。

Table I-7-5-2 フォーカス・グループ・ディスカッションの内容

項目	第1回	第2回	第3回	第4回
実施時期	2008年6月15日	2008年6月15日	2008年6月21日	2008年6月13日
実施場所	住民母屋	住民母屋	住民母屋	住民母屋
対象者	Category-B：男性	Category-B：女性	ベラマラサイト周辺：男性	ベラマラサイト周辺：女性
人数	12名	8名	7名	8名
主な意見	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所はありがたい。 ・電力危機を改善する。 ・パドマ川の浸食で今の場所に移転してきた。 ・住民移転を心配している。 ・住民移転の準備はできているが、補償は必要である。 ・雨季には毎年失業する。政府から食べ物の提供を受けている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所での雇用を期待している。 ・住民移転の準備はできているが、補償は必要である。 ・停電がなくなるであろう。 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所の設置による必要となる土地補償があれば、協力する。 ・発電所での雇用を期待している。 ・ハーディング橋 (Lalon Shah Bridge) 設置のとき、補償を受けなかったが、今回も補償は望んでいない。 ・騒音のレベルが低減されるよう計画してほしい。 ・最終的には国のために発電所は必要であろう。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電力は不足している。 ・送電線やガス・パイプラインの設置による必要となる土地収用があれば、協力する。 ・最終的には国のために発電所は必要であろう。

7.5.5 社会環境調査での住民意見

2008年6月に行った社会環境調査でインタビューした住民に、ベラマラサイトと冷却方式がまだ未定であるものの発電所建設のプロジェクトがあることを説明し、それについての意見を収集した。

同意見を述べた世帯数（複数回答あり）は、Table I-7-5-3のとおりである。

概ね肯定的な意見が多く、なかでも電力危機を改善できることの期待が大きく、次いで地域への利益や雇用の促進も期待されている。

その一方で、否定的な意見としては、Category-Bでは住居がなくなることへの不安が大きく、Category-Cでは騒音についての指摘が若干あった。

Table I-7-5-3 社会環境調査での住民意見

(単位：世帯数)

Opinion	Category-A	Category-B	Category-C
Electric crisis will be mitigated	7	26	99
Benefit for the local area			20
Improvement in service for local residents			5
Promotion of job opportunity		6	8
Electricity shortage in the local area will be solved.			1
Concern for loss of residence		41	
Concern for bad effect on plantation and fish			1
Concern for environmental impact			1
Noise			6
No comment	1	5	7

第8章 プロジェクトコストおよび経済財務分析

8.1 ベラマラ火力発電所の運用条件

経済財務分析に当たっては発電所の出力・熱効率等を想定する必要があるが、これらは発電設備納入者により若干異なってくる。また、発電設備の発注は EPC 契約とするのが通常で、EPC 契約者の選定は国際競争入札により行われる。その際、入札額の評価は見積仕様の差異や出力・熱率の性能差を加味して決定されるため、必ずしも最低価格入札者が一番札になるとは限らない。

従って、本章では Table I-4-7-8 に示す F 型コンバインドサイクル発電設備（以下 CCPP）4 モデル中で中間的な価格と想定される Siemens 社の SCC5-4000F をモデルケースとして選定し、検討を行った。

経済財務分析に用いるベラマラ CCPP の運用条件を Table I-8-1-1 に示す。サイト条件における同モデルの想定出力、熱効率は 5.3.1 項の検討結果を採用した。建設工期は 4.9 項で述べた推奨工期である 42 ヶ月を用いた。また、ベラマラ CCPP は Bangladesh 西部における重要電源として計画され、高効率の CCPP であることからベース負荷運用であると想定されるため、年間負荷率は 8.6 項で運用指標として設定した 70% をベースケースとした。プロジェクト期間は 5.2 項で設定した発電設備の耐用年数である 30 年を用いた。

Table I-8-1-1 ベラマラ CCPP の運用条件

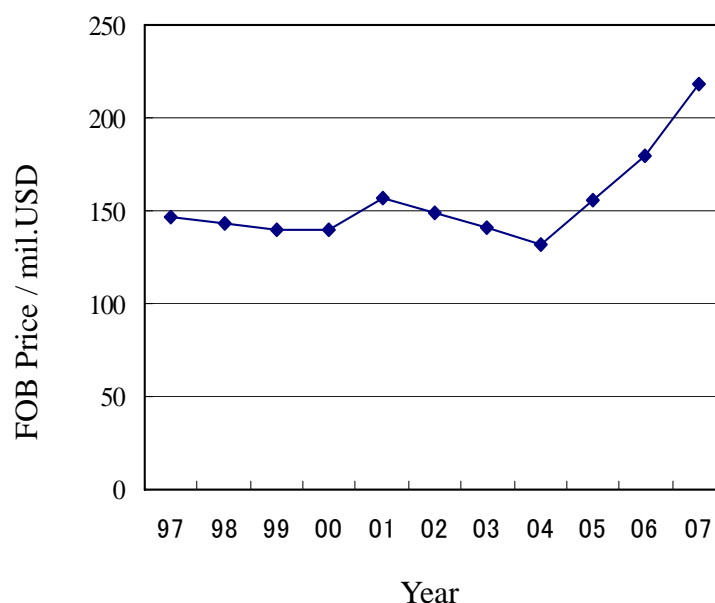
C/C Model	Siemens SCC5-4000F
Gross Power Output @35°C,1013hPa, RH60%	365,600 kW
Net Power Output @35°C,1013hPa, RH60%	355,100 KW
Net Thermal Efficiency (LHV)	54.2%
Net Heat Rate (LHV)	6642 kJ/KW hr
Construction Period	42 months
Plant Load Factor	70 %
Project Period	30 years

8.2 プロジェクトコスト

8.2.1 F型コンバインドサイクル発電設備の価格動向

主要機器であるガスタービンは（以下 GT）ニッケル、クロム、コバルト等の稀少金属をその高温部の主要素材として製作されるため、近年におけるそれら稀少金属やその他の鋼材の価格高騰により GT の製作コストは著しく増加している。加えて、エネルギー価格の高騰により高効率 CCPP の需要は供給を凌ぐほど高いレベルにあり、CCPP の価格高騰の一因となっている。

下図に F 型 GT 製造 4 社による GT1 台からなる CCPP の FOB 価格の平均値を示す。2004 年頃から価格が急騰し、以降 3 年間で約 1.66 倍、年率で約 18% 上昇している。2008 年においてはさらに急激に上昇し、2008 年 6 月時点で約 300 百万ドルレベルに達していると推定される。



（出所） Gas Turbine World GTW Handbook

注）1998 年、2000 年、2005 年はデータがないためその前後年の平均値とした。

Figure I-8-2-1 F 型 GT1 台構成の CCPP の FOB 価格推移

世界銀行が 2008 年 6 月に作成した「Study of Equipment Price in the Energy Sector」においても上記のようなエネルギー・鋼材価格の高騰や製造者の供給能力を超えた市況等による発電設備の価格高騰を指摘している。

しかし、同報告書では今後の価格動向として、2007 年のサブプライム問題以降、米国経済の減退によりここ数年の急激な価格上昇が沈静化すると予想している。本調査においては、以下のように CCPP 市場を取り巻く環境が大きく変化しつつあり、CCPP 価格も落ち着きを取り戻すものと推察する。

- ・ 2008年10月現在、WTI原油価格は2008年7月の最高値147ドル/バレルの半値ほどにまで下落している。
- ・ 鋼材価格もピークを越えて落ち着きを取り戻している。(ニッケルについてはピークの半値ほど)
- ・ 2008年9月の世界的金融危機の影響で発電所建設案件の資金調達が難しくなり、状況によってはCCPP市場が冷え込むことが予想される。一例として中東における大型IPP案件(CCPP)が資金調達困難な状況となっているが、今後このような案件が増加するものと予想される。

8.2.2 F型コンバインドサイクル発電設備の契約実績

GT製造者各社のホームページ等から入手した直近約1年間のF型CCPPの契約実績をTable I-8-2-1に示す。表中の契約はF型GTが1~3台からなるCCPPであるため、GT1台のCCPPへ変換しその平均値を算出した。下表よりAlstom社は長期保守契約(以下LTSA)を含まないEPCコストで平均427百万ドルに対し、Siemens社は10~25年のLTSA付きEPCコストで平均425百万ドルとなりAlstom社のCCPPは割高であることが伺える。

EPCコストはFOBコスト、輸送費、据付費、試運転費および保険等により構成され、標準的な発電設備構成であれば通常FOBコスト以外の費用はFOBコストの30%前後である。

Alstom社のKA26-1の実績額を考察すると、4.7.2項Table I-4-7-4に示すFOBコストが220.7百万ドルであるため、通常の時況であればその1.3倍の287百万ドルがEPCコストの目安である。しかし、下表に示す実績ではEPCコストは平均427百万ドルと、上記FOBコストの約1.9倍にも上る。これはCCPP市場の過熱によるEPCコストの異常な高騰の現れと推察される。

Table I-8-2-1 2007-2008 年の F 型コンバインドサイクル発電設備の契約実績

Date	GT manufacturer	Country	C/C Model	No. of GTs	Output / MW	EPC Price / mil. EUR	EPC Price / mil.USD *1	EPC Price 1 on 1 C/C / mil.USD	Note
2008.7	Alstom	Tunisia	KA26-1	1	400	335	529	N/A	incl. 12yrs LTSA
2008.6	Alstom	Netherland	KA26-1 x 3	3	1280	1000	1580	N/A	incl. LTSA
2008.3	Alstom	France	KA26-1	1	420	270	427	427	
2008.1	Alstom	Netherland	KA26-1 x 2	2	870	400	632	(316) *2	First GT26 C/C in Netherland
2007.12	Alstom	Algeria	KA26-1 x 3	3	1200	800	1264	433	
2007.7	Alstom	Ireland	KA26-1	1	430	275	435	435	
2007.6	Alstom	India	KA26-1	1	370	175	277	(277) *2	First GT26 C/C in India
Average EPC Price w/o LTSA of Alstom F-class 1 on 1 CCPP								427	Excluding *2 marked Price
2008.3	Siemens	Portugal	SCC5-4000F	2	830	600	948	474	incl. 25yrs LTSA
2007.8	Siemens	Singapore	SCC5-4000F	2	800	520	822	411	incl. 10yrs LTSA
2007.7	Siemens	Singapore	SCC5-4000F	2	785	480	758	379	incl. 12yrs LTSA
2007.3	Siemens	Netherland	SCC5-4000F	2	870	550	869	435	incl. 15yrs LTSA
Average EPC Price with LTSA of Simens F-class 1 on 1 CCPP								425	
2008.3	GE	Romania	S209FB	2	860	400	632	379	

(出所) 各社ホームページほか

Note) *1 Exchange Rate 1EUR = 1.58 USD as of 1st July 2008

8.2.3 プロジェクトコストの算出

プロジェクトコストは発電所建設費（EPC コスト）、コンサルタント費、予備費、各種租税、建設中金利 および BPDB 側で発生する直接経費から構成されているが、そのうち 2008 年 6 月現在の発電所建設費、コンサルタント費、予備費等を Table I-8-2-2 に示す。

Table I-8-2-1 に示した契約実績価格をベースに昨年から今年の価格上昇率を年率 20～40% と推定し、至近の価格上昇を加味して Table I-8-2-2 の費用を算出した。

物理的予備費は、発電所建設費の 5% として見積った。

価格予備費について、内貨分は 1998 年から 2007 年までの「バ」国の CPI 平均値である年率 5.4% を今後の価格上昇率（内貨分）と想定して算出した。また、外貨分は 8.2.1 項で述べた市況の落ち着きを考慮し、1997 年から 2007 年までの F 型 CCPP の平均価格上昇率（FOB）である年率 4.1% を今後の価格上昇率（外貨分）と想定して算出した。

また、定期的に点検・修理・交換が必要な GT 高温部品の長期保守契約（LTSA）の費用についても合わせて算出した。契約期間は初回 Major Inspection までの 6 年間とした。LTSA 費用についても近年の鋼材価格の高騰を十分加味して算出した。

算出されたプロジェクトコストは鋼材等の原材料が高騰していた 2008 年 6 月時点のものであるため、今後は 8.2.2 項で述べたように世界的景気減速を受けて CCPP 価格も落ち着きを取り戻すものと推察する。

Table I-8-2-2 ベラマラ CCPP プロジェクトのコスト見積 (2008年6月現在)

Category	Local Portion		Foreign Portion	Total	
	MTk	Eqv. MJPY	MJPY	MJPY	Eqv. MTk
A. Power Plant Construction and Associated Works	4,331	6,713	36,445	43,158	27,844
A1. Power Plant					
(1) FOB Price of Imported Equipment	-	-	31,457	31,457	20,295
(2) Marine, Freight and Insurance	-	-	790	790	510
(3) Inland Transportation and Insurance	255	395	-	395	255
(4) Construction, Erection, Commissioning and Insurance	3,821	5,922	1,974	7,896	5,094
A2. Fuel gas brunch pipeline	5	7	43	50	32
A3. 230kV Substation	138	214	1,517	1,731	1,117
A4. 132kV Substation (Replace)	111	172	601	773	499
A5. Transmission line (230kV main T/L to 230kV S/S)	2	3	64	67	43
B. Consulting Services					
incl. Price Escalation and Physical Contingency	197	305	1,911	2,216	1,429
C. Contingency					
C1. Physical Contingency on A (5% of A)	217	336	1,822	2,158	1,392
C2. Price Contingency on A (Foreign:4.1%/yr, Local: 5.4%/yr)	1,216	1,884	7,560	9,444	6,093
D. Custom Duties, Tax, and VAT					
D1. Custom Duties (15% of Foreign portion of A and C1)	3,703	5,740		5,740	3,703
D2. VAT (15% of A and C1)	4,385	6,797		6,797	4,385
D3. Income Tax (4%) and VAT (4.5%) for B	121	188		188	121
E. Interest During Construction on A	132	205	2,420	2,624	1,693
A-E. Sub-Total (Construction Portion)	14,302	22,168	50,157	72,326	46,662
F. 6-year LTSA Cost for Gas Turbine					
F1. Initial Spare Parts for LTSA	-	-	6,807	6,807	4,392
F2. Maintenance Fee	-	-	2,397	2,397	1,546
G. Contingency					
G1. Physical Contingency on F (5% of F)	-	-	4,410	4,410	2,845
G2. Price Contingency on F (Foreign:4.1%/yr, Local: 5.4%/yr)	-	-	2,844	2,844	1,835
H. Customs Duty, Tax, and VAT					
H1. Custom Duties (15% of Foreign portion of F and G1)	692	1,072		1,072	692
H2. VAT (15% of F and G1)	692	1,072		1,072	692
I. Interest During Construction on F					
F-I. Sub-Total (LTSA Portion)	1,383	2,144	27.30	27.30	17.61

8.2.4 プロジェクトコストの妥当性評価

プロジェクトコストの妥当性を検証するため 2008 年 7 月に実施した A プロジェクト (IPP) の入札結果 (推測値) との比較検討を実施した。その結果を Table I-8-2-3 に示す。また、同表には参考に同クラスの B プロジェクト 360MW CCPP の予算額を示した。ただし、この額は 2007 年における見積であるためベラマラ CCPP の見積価格との直接比較は困難であるため比較検討の対象とはしないこととする。

(1) 直接費

A プロジェクトは Siemens 社 E 型 CCPP (SCC5-2000E 2x1) を採用したものである。同設備の FOB 価格は 2007 年価格で 223.2 百万ドルであるのに対し、ベラマラ CCPP として想定している Siemens 社 F 型 CCPP (SCC5-4000F) は 2007 年価格で 216.9 百万ドルであり、ほぼ同レベルの価格である (Table I-4-7-10, I-4-7-11 参照)。一方、A CCPP プロジェクトの入札額は 34% 増の約 300 百万ドル (2008 年価格) と推定されるため、ベラマラ CCPP の FOB 価格として想定する 294 百万ドル (2007 年比 36% 増) は妥当な見積であると考えられる。

次に輸送・保険・建設・試運転価格 (表中 A2) については 2 倍程度の開きがあるが、これは A プロジェクトの価格には建設リスクプレミア相当部分が加算されていると推定される。

(2) 間接費

A プロジェクトは IPP のため関税・VAT 等の免税措置がある一方、ベラマラ CCPP は関税・VAT 等で 136 百万ドル必要となり、この差が全プロジェクトコストの差に大きく影響している。

以上により、関税・VAT 等の違いはあるが実質的なコストとしては A プロジェクトと比較しても遜色ないレベルであり、本プロジェクトコスト見積は妥当であると考えられる。

Table I-8-2-3 プロジェクトコストの比較

Unit: Million USD

		360 MW Bheramra CCPP (Cost estimation as of June 2008)	450 MW A CCPP Project (Expected Cost as of July 2008)	360MW B CCPP Project (Budget as of 2007)	Remarks
A	Direct Cost				
A1	FOB cost	294	300	193	FOB Price in 2007(GTW2007-8) Siemens E-CCPP : 223 MUSD Siemens F-CCPP : 217 MUSD
A2	Transportation, Insulance, Construction and Comissioning	85	165	77	Including Risk premium for Project A
A3	Related facilities (T/L, S/S, gas pipeline etc.)	24	40	17	
A4	Consulting Service	13	N/A	13	
	Sub-Total (Sum of A)	416 (1,155 \$/kW)	505 (1,122 \$/kW)	299 (831 \$/kW)	
B	Indirect Cost (1)				
	IDC / Financial Charge	61	143	34	
C	Indirect Cost (2)				
	Custom Duty, Tax, VAT	136	N/A	93	
D	Contingency				
D1	Physical Contingency on A	24	N/A	17	Bheramara CCPP: 5% of A
D2	Price Contingency on A	91	N/A	20	Bheramara CCPP: Foreign:4.1%/yr, Local: 5.4%/yr
	Sub-Total (Sum of D)	115	N/A	37	
E	LTSA Cost	64	N/A	15.7	Bheramara CCPP: 6yrs B CCPP Project: 3yrs
	Total Project Cost (A+B)	477 (1,325 \$/kW)	648 (1,440 \$/kW)	333 (925 \$/kW)	
	Total Project Cost (A+B+C+D+E)	791	648	478	

8.3 経済財務分析の基本と基礎的条件

経済財務分析を行うにあたり、プロジェクトに投入される費用および事業実施によって得られる便益とで構成される財務・経済分析モデルを構築する。特定のプロジェクトを対象として行う経済評価と財務評価は投資に対する収益（便益、利潤）を評価するという意味では相似の作業である。しかし、財務分析における収益は経済評価における便益とは異なっており、また同様に、財務分析における費用（支出）と経済分析における費用は異なる範囲ないし内容のものとなる。財務分析においては事業を実施する組織機関あるいは参加者が事業の実施を通して獲得することとなる利益を予想、評価するものであるのに対し、経済分析では事業の実施が国民経済に対して実現する利益を計量化して評価するものである。経済・財務双方の分析評価の前提となる基本条件を以下の通り想定する。

(1) プロジェクトの稼動時期および稼動期間

プロジェクトの実施時期および期間として、2010年着工、2014年10月完成、商業運転開始、2044年まで30年間の運転を行う計画である。ただし、本章における分析については分析の都合上プロジェクトの完成、商業運転開始を会計年度開始日である2014年7月1日と想定し、実施する。費用および便益の価格は2014年6月末価格にて表示する。2014年末以前の価格を分析データとして使用する場合には、各通貨の母国である、バングラデシュ（Taka）、日本（円）、米国（米ドル）のインフレ予測値により調整を行う。

(2) インフレーション

バングラデシュにおける物価指数統計としては、卸売物価指数（WPI）が実用に適さず、インフレーションは通常CPIを用いて議論されていることを先に述べた。本章分析においてもインフレーションの指標としてCPIを採用、その他の国および通貨についても同様に母国のCPIを用いることとする。最近10年間のインフレーションは以下の通りとなっている。過去10年間における平均インフレ率は、バングラデシュ：4.63%、日本：-0.9%、米国：2.54%であることが判明した。このトレンドより将来のインフレ率を推定するが、バングラデシュおよび米国については過去10年間の平均を2010年度以降のインフレ率として仮定、但し2009年度については2008年10月末現在の過去1年間の平均上昇率が9.80%、また10月末を前年10月末と比較した上昇率が7.26%と高い水準にある¹ことを勘案、2009年度末時点での対前年度末比上昇率を7.0%、また年間平均の上昇率を8.50%と仮定する。日本については過去10年間のインフレ率がマクロ経済のデフレにより歴史的に歪んだ数値となっていることを勘案、直近の傾向から年率1.0%を将来のインフレ率として仮定する。これら前提を用いた将来のインフレ率および消費者物価指数の仮定値を添付資料6 1. 価格・為替等前提条件に示す。

¹ Bangladesh Bank, “Major Economic Indicators: Monthly Update”, November 2008

Table I-8-3-1 インフレーション

前年7月— 当年6月	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	平均
Bangladesh	7.06	2.79	1.94	2.79	4.38	5.83	6.49	7.16	7.20	9.94	4.63
日本	-3.6	1.1	-2.0	-5.4	-1.8	-0.1	2.6	-1.3	0.7	0.8	-0.9
米国	2.59	3.81	3.01	2.19	2.20	1.78	3.43	2.88	1.73	1.78	2.54

(出所) Bangladesh : Bangladesh Bureau of Statistics

日本 : 総理府消費者物価統計

米国 : InflationData.com

(3) 為替相場

Bangladesh における為替レートの統計は Bangladesh Bank に求めることができる。1999 - 2008 年度までの 10 年間について、対米ドルおよび対円での為替レートの推移を以下にみるることができる。

Table I-8-3-2 為替相場

会計年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	平均
Taka/US\$	48.06	50.31	53.96	57.43	57.90	58.94	61.39	67.08	69.03	68.60	59.27
(対前年変化率)	5.7%	4.7%	7.3%	6.4%	0.8%	1.8%	4.2%	9.3%	2.9%	-0.1%	4.3%
Taka/JPY	0.39	0.47	0.47	0.46	0.48	0.53	0.57	0.59	0.58	0.62	0.52
(対前年変化率)	8.3%	20.5%	0.0%	-2.1%	4.3%	10.4%	7.5%	3.5%	-1.7%	6.1%	5.68%

(出所) Bangladesh Bank

二国間の通貨に関する為替相場は古典的経済理論にあつては両国の金利差を反映して変動するとされているが、実際の為替相場が金利差とは別の要因によって変動することが広く確認されている。本調査分析を進める上では、将来の為替相場の変動を金利差に基づく変動ではなく、インフレ率と同様に過去のトレンドを把握、同様の変化の方向および率が将来に亘ると仮定する。上表の対米ドルおよび対円の為替レート過去 10 年間の推移から近似曲線を導出、それぞれについての関数を以下の如く求めることができる。

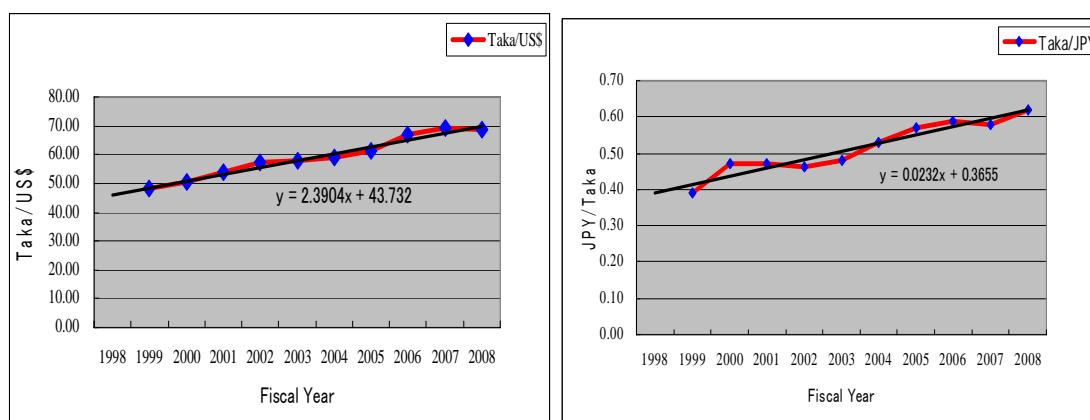


Figure I-8-3-1 為替相場のトレンドと近似曲線

求められた近似曲線の関数は、対米ドルについては、 $Y=2.3906X + 43.732$ 、対円では、 $Y=0.0232X + 0.3655$ (Y：為替相場、X：1998年度をゼロ年とする経過年数)となっている。双方の関数を用いて、2009年度以降についての為替相場を予測する。予測の結果は添付資料 6 1. 価格・為替等前提条件に示す通りとなる。

(4) 資金調達

バングラデシュ政府電力セクターの各機関は一部を除き、収益不振、かつ大きな累積赤字を抱えており、自己の財務体力をベースとした資本市場あるいは金融機関から借入れを行うことが難しい状況にある。例外的存在として、DESCO (Dhaka Electricity Service Co., Ltd.)およびPGCB (Power Grid Company of Bangladesh)の2社がダッカ・チッタゴン証券取引所に上場それぞれの株式の25%を公開している。両社以外の各社は設備投資資金については二国間ドナーあるいは国際ドナー機関および政府資金(出資、借款)に頼っており、運転資金についてはBPDBの資金支援(有利息あるいは無利息融資)によって賄っている。

本調査においては、プロジェクト実施に要する資金を日本の円借款とバングラデシュ政府からの出資・融資によって賄うことを想定する。日本の円借款は借款契約に基づいて一旦バングラデシュ政府(財務省)に対して供与され、同契約を受けて政府から事業実施機関(本プロジェクトの場合はNWPGL)宛に直接もしくは政府からBPDBを経由して転貸される。バングラデシュに対する円借款の標準的供与条件は現在、金利0.01%、期間40年(うち据置10年)、借款適格部分の総額について供与が可能である。総事業資金のうちに含まれる用地買収資金、租税公課および支払利息は融資の適格性がなく、円借款がカバーする上限々度は総事業費から非適格品目を控除した金額が限度として適用される。バングラデシュ国内における転貸条件は財務省が「対外借款および国内借款の融資条件規則」²により標準的な条件を設けている。同規則では借款に適用する条件として、国内の政府支出部分に関して、出資：借款=60：40、借款期間は据置5年を含む25年、

² Ministry of Finance, "Lending and Relending Terms of Local Currency and Foreign Loans", March 7, 2004

金利は外国借款：4%/年、国内借款：3%/年となっている。しかし、実際の条件は対象となるプロジェクトの内容によって DPP 承認時に標準条件と異なる条件の設定が承認されることがある³。本調査では暫定的に、円借款の総事業資金に占めるカバー率を 80%とし、国内転貸および政府借款の条件として財務省が設定する標準条件を採用する。

Table I-8-3-3 借款転貸条件

	資金負担比率	通貨	金利	返済期間	内、据置期間
円借款転貸	80%	JPY	4.00%	25 年	5 年
政府借款	8% (=20% X 40%)	Taka	3.00%	25 年	5 年
政府出資	12% (=20% X 60%)	Taka	—	—	—

(出所) Ministry of Finance, “Lending and Relending Terms of Local Currency and Foreign Loans”, March 7, 2004

事業総所要資金から円借款融資額を控除した差については政府が出資（60%）および融資（40%）により資金を供与する。円借款の対象額は以降の分析都合上事業総所要資金の 80%と仮定し、残り 20%を政府が出資および借款にて供与することを前提とする（実際の借款上限金額が 80%となるものではない）。現在世銀（IDA）の支援により電力エネルギー資源省(Power Cell)が実施している FRRP (Power Sector Financial Restructuring and Recovery Plan)⁴において、公的電力セクター各機関の財務能力強化の条件として、各機関とも負債：資本比率を 60：40 以上に維持するべきであると結論されているが、財務省の標準条件あるいはわれわれの分析は同調査の結論と異なる比率を採用することとなる。かかる条件を設定する根拠は、円借款の条件が極めて譲許性に富んでおり、バングラデシュ国経済にとって円借款を最大限に利用し、貴重な政府資金を他の経済機会に活用することが国家経済全体の見地よりプラスであると考えられる所以である。

(5) 債務履行

債務の返済は外貨、内貨それぞれの借款の実態に即した返済方式を採用する。返済は据置期間（商業運転開始から 5 年間）を経過した後、年間 2 回、各年 6 月末および 12 月末に最終期日まで均等分割した額を返済する。利息の支払いは年 2 回、6 月末および 12 月末に利払い日までに発生した経過利息を支払うものとする。ただし、建設期間中に発生する建中金利はプロジェクト完成時に元化（元本に加算）する。債務履行の年度別展開については添付資料 6 5. FIRR 収入・支出フローに示される。

(6) 売電料金

電力を販売する価格（タリフ）は電力事業を営む各機関が自己の供給コストに基づくタ

³ 通常は実施機関が作成する DPP (Detailed Project Proforma)に条件を設定、DPP を最終的に審査する ECNEC (Executive Committee of the National Economic Council) によって承認、決定される。

⁴ Power Cell, Ministry of Power and Mineral Resources, “Power Sector Restructuring and Recover Plan”, August 2006

リフを BERC (Bangladesh Energy Regulatory Commission) に申請、承認を求めることとなっている。現在の消費者に対する電力タリフは 2007 年 3 月 1 日付けにて実施されたものである。同タリフにおいては消費者に対するタリフと合わせて配電会社に供給する卸売りのタリフが決定されていたが、卸売リタリフについては 2008 年 6 月、BPDB が BERC に対し改定申請を行い、9 月 29 日付けをもって平均 16% を引き上げることに承認がなされ、即日発効となっている。卸売リタリフの改定に伴い、配電各社における電力調達価格が上昇することになるため、配電各社が BERC に小売タリフの改定を申請することになると見込まれている。BPDB の小売タリフも他の配電会社と同様に改定申請を提出することとなる。電力タリフは今後の卸売リタリフの改定があっても依然として全体的に低水準にあり、特に BPDB および系列下にある発電事業者においては、従来よりコスト割れの状態が恒常的であり、経済的合理性に欠ける水準にある。財務評価においては BERC が承認した卸売リタリフの水準および同水準を基礎として推定される 2014 年価格での水準を単価として採用する。他方、経済評価においては後に詳述する方法により消費者の支払い意志 (Willingness-to-Pay) を算出し、便益計算のツールとする。

(7) 設備耐用年数および減価償却

バングラデシュの減価償却は全般的に弾力的であり、対外投資には寛大な優遇措置が設けられている。減価償却の方式としては定額方式および定率方式のいずれかを採用することとされている。本プロジェクトでは、残存価値として 10% を設定、耐用年数を 30 年、減価償却方法として定額方法を採用する。残存価値部分はプロジェクト最終年次に便益として認識する。減価償却および残存価値の年次別明細は添付資料 6 5. FIRR 収入・支出フローにて表示される。

(8) 建中金利

建設期間中の金利については上記(4)項に述べた転貸金利および国内借款金利が適用される。建設期間中に発生する金利は商業運転を開始するまでの間、建設仮勘定に記帳され、商業運転を開始する時点で固定資産勘定に元化して振り替えられることとなる。建中金利は添付資料 6 3. 投下資本および添付資料 6 4. 投下資本 (2014 固定価格) にて積算される。

(9) 予備費

既述のプロジェクト総コストの中には、物的および価格双方の予備費を含んでいる。経済分析および財務分析は双方ともに 2014 年 6 月末現在の固定価格によって事業を評価することから、価格変動に対する予備的資金を費用として計上することは妥当ではない。経済財務分析においては価格変動に対する予備費は費用から除外する。他方、物的予備費については、物価変動を要因とするものではなく、プロジェクト実施の過程で当初の計画・設計から欠落あるいは不足していた部分を補充するためのものであり、この部分は事業のための費用として勘案されるべきであり、経済評価および財務評価の双方においてこれを事業の費用としてカウントするものとする。(添付資料 6 3. 投下資本および添付資料 6 4. 投下資本 (2014 固定価格) を参照)

8.4 財務評価

8.4.1 評価の手法と基本条件

財務分析によりプロジェクトを実施する事業体の立場に立って、プロジェクトの財務的採算性を評価する。評価の目的とするところは、事業体が財務上運営を継続できる状況を確認することにある。評価の方法としては、本プロジェクトに係る支出（＝財務費用）と収入（＝財務便益）を比較、財務的内部収益率（FIRR）を算出する。算出された FIRR が本事業に投入された総資金の平均コスト（Weighted Average Capital Cost : WACC）を十分にカバーしているかを検証する。FIRR が WACC を下回る場合には、事業が生み出すキャッシュフローによっては総資金に対する正当な対価（資本金に対する配当および借入金に対する支払い利息）の全額もしくは一部負担することができない状態を具象することとなる。算定に使用する支出費用および収入は 2014 年 6 月末現在の各通貨固定価格に置き換えた上で収益率を計算する。

8.4.2 財務費用

(1) 計画範囲

Bangladesh 西部地区の Kushtia 県 Bheramara 郡に天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル発電所を建設、ベースロード運転を行う。用地は BPDB 所有地（既存発電所の用地）を利用する。燃料の天然ガスは Petrobangla が建設するベラマラークルナ幹線を利用、引込み線の一部を本プロジェクトが負担する。送電は既存発電所からグリッドに繋がる既存送電線があり、同送電線を利用してシングルバイヤーである BPDB に送電、供給する。

(2) 事業費

プロジェクトの総コストは 8.2 項で詳述した。同項に掲げられているコストは 2008 年 6 月現在の価格を用いて積算されている。財務分析に適する状態を実現するため、全ての積算値を 2014 年 6 月末の価格（予測値）に置き換えることが必要である。別途インフレおよび為替変動の予測を行い、結果を応用することにより、2014 年 6 月末価格（固定）を算出、以下のような結果を得た。なお、8.2 項で事業費の中に含めていた LTSA 費用は経済財務分析では O&M 費用の一部として取り扱う（添付資料 6 4. 投下資本（2014 固定価格）を参照）。

Table I-8-4-1 経済財務分析用事業費（2014年6月価格）

	コスト		
	外貨（百万円）	内貨（Tk百万）	合計（Tk百万）*1
A. プラント建設			
A1. 発電所および付帯工事			
プラント機器（FOB）	33,392	0	22,513
運賃・海上保険	839	0	565
国内輸送・保険	0	342	342
据付工事	2,095	5,129	6,542
A2. 燃料ガス用パイプライン	0	7	7
A3. 230kV 変電所	1,610	185	1,271
A4. 132kV 変電所	638	157	587
A5. 送電設備	68	3	48
A1-5 EPC 契約総額	38,688	5,823	31,907
B. コンサルティング費用	1,634	313	1,414
C. 予備費			
C1. 物理的予備費	1,934	291	1,595
C2. 価格変動予備費*2	8,801	849	6,872
D. 公租公課			
D1. 関税	0	9,100	9,100
D2. 法人税+付加価値税（EPC）		495	495
D3. 法人税+付加価値税（コンサル）	0	231	231
E. 建中金利*2			
E1. 建中金利（外貨借款）	1,135		1,694
E2. 建中金利（内貨借款）	0	72	72
コスト総額	51,935	19,078	54,170

(注) *1:JPY 1 = 0.67Taka (2014年)

*2: 価格変動予備費及び建中金利は経済財務分析のための事業費から除外される。

(出所) 調査団

(3) 燃料費

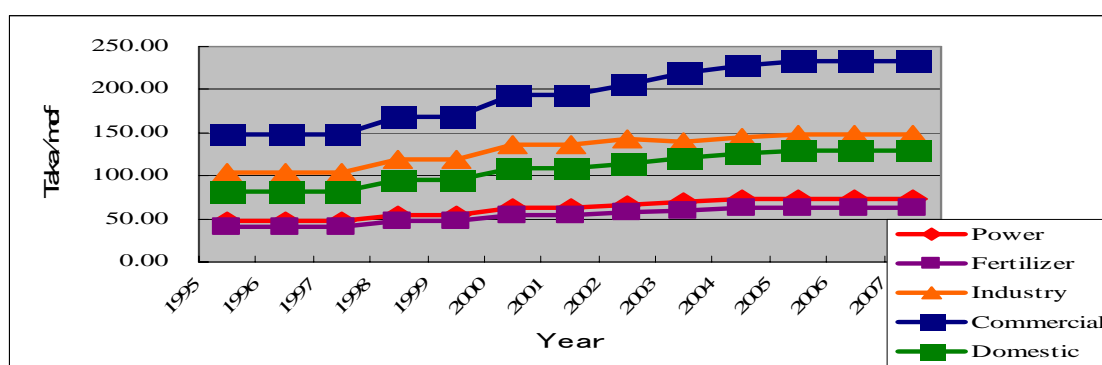
バングラデシュにおける天然ガスの開発、生産、販売は Bangladesh Oil, Gas & Mineral Corporation (PETROBANGLA)が開発、生産、販売を行っている。価格は電力と同様 BERC の承認を経て実施される。タリフはガスの用途別に設定されている。現行のタリフは 2005 年 1 月に改定されたものであるが、設定されている価格は非常に低水準にあり、国際的

な価格水準の 1-2 割の価格となっている。電力用のガス価格は Taka 73.91/mcf⁵ であり、用途別の中では肥料製造用 (Taka 63.41/mcf) に次いで低くなっている。電力用を含めた用途別ガス価格の推移は以下の通りとなっている。

Table I-8-4-2 国内ガス販売価格

	電力用	肥料製造用	工業用	商業用	家庭用
天然ガス価格 (Taka/mcf)	73.91	63.41	148.13	233.12	130.00

(出所) PETROBANGLA



(出所) PETROBANGLA 資料を加工

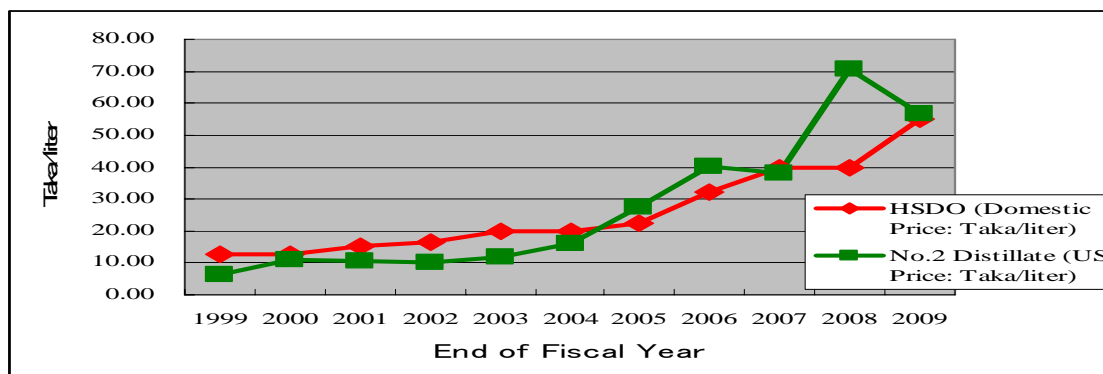
Figure I-8-4-1 用途別ガス価格の推移

現地で入手した情報によれば、Petrobangla は最近 BERC に対しガス料金の改定に関する申請を提出、現在 BERC による審理が行われており、9 月 24 日には公聴会が開催され、11 月 30 日に新価格の決定、通知が行われることとなっている。BERC による審理は申請受付確認後 60 日以内に公聴会が開催され、90 日以内に最終決定、通知が行われることとなっている。ガスのタリフ改定は発電会社における発電コストを引き上げることとなり、発電各社が電力販売タリフの改定申請に動くことが予想される。本分析においては、2008 年現在の価格をベースとし、他の費用項目と同様にインフレ率を乗じることにより 2014 年価格を算出する。

発電燃料として今ひとつディーゼル発電用のディーゼル油 (High Speed Diesel Oil: HSDO) の価格についても理解をしておくことが必要である。バングラデシュは国内には油田をもたず、石油製品は全て輸入に頼っている。石油製品の輸入、販売はバングラデシュ石油公社 (Bangladesh Petroleum Corporation: BPC) が集中管理を行っている。販売価格タリフは本来 BERC の責任範囲内にあるが、現在までのところ政府が BERC の審理を経ること

⁵ mcf は 1000 立方フィート

なく決定、通知を行っている。タリフはほぼ毎年 1 回のペースで改定が行われており、ガス料金と異なり、比較的国際価格に追随する価格設定が行われている。ディーゼル用経由の価格は2007年4月改定により2008年8月までTaka 40.00/リットルであったが、2008年9月1日にTaka 55.00/リットルに引き上げられた。一旦上昇した価格は2008年10月27日にはTaka 46.61/リットルに引き下げられ、近い将来さらにもう一段の引下げが行われると予想されている。



(注) 2009年は9月1日現在

(出所) バングラデシュ : BPDB、米国 : Energy Information Administration, US Department of Energy

Figure I-8-4-2 ディーゼル・オイル価格の推移

経済分析においてはガスの価格を経済合理的な費用とするべく、基礎データを国際価格に修正して使用するが、財務分析においては、現行価格を基礎データとして用いることとする。現行価格を使用するに当たっては電力料金と同様に、2014年価格に置き換える作業を行うものとする。

(4) 維持管理費

本プロジェクトではプロジェクト運転開始後6年間(2015 - 2020年度)について長期保守サービス契約を締結、保守を外部サービス会社に委託する。7年目以降はNWPGLが独自に維持管理を行う。この間必要となる維持管理費について、上記事業費と同様の変換を行い、財務分析用の費用(2014年6月価格)を以下のように積算する。

Table I-8-4-3 維持管理費（2014年価格）

	外貨/内貨	2015-2020年度	2021年度以降
LTSA メンテナンス			
LTSA 当初スペアパーツ (含む予備費)	外貨	2,672 百万円(Tk 1,790 百万)	
同上 メンテナンス (含む予備費)	外貨	819 百万円/年(Tk 549 百万/年)	
LTSA 合計 (含む予備費)		総額 7,586 百万円	
NWPGCL メンテナンス			
NWPGCL メンテ固定費 (US\$ 8.8/kW/年)	外貨	n.a.	n.a.
	内貨	Tk 604/kW/年	Tk 604/kW/年
	小計	Tk 604/kW/年	Tk 641/kW/年
NWPGCL メンテ変動費 (=US\$4.00/MWh)	外貨	Tk 270/MWh	Tk 270/MWh
	内貨	Tk 27/MWh	Tk 27/MWh
	小計	Tk 297/MWh	Tk 297/MWh
LTSA 期間調整		-Tk 526 百万/年	

(注1) 2014年価格への換算は、外貨分は日本、内貨分はバングラデシュの予測インフレ率に拠る。

(注2) 上記費用に加えて、輸入品には関税および VAT (30%)、役務については VAT (15%) が加算される。

(出所) 調査団

(5) 租税公課

バングラデシュにおいて法人企業が賦課される主な租税公課として以下のようなものがある。

Table I-8-4-4 租税公課

租税公課種類	課税対象	控除項目	税率
法人所得税		企業目的の追求のために支出される経費	40%(株式非公開企業)
		不良債権償却	30% (株式公開企業)
		借入金支払い利息	
		減価償却 (一部企業には加速度償却が認められる)	
輸入関税	輸入品に対する従価税	・資本財、スペアパーツ等を含む広範囲の品目に優遇税率が適用される	4段階の税率(0%、5%、12%、25%)
付加価値税	インボイス方式により製造業、輸入業、卸売・小売業に賦課	輸出は免税 農業用電力は免税	15% (輸入品) 5.0025%(電力消費)
保険税	一般保険の保険料		15%
源泉徴収税	給与支払		10%

租税公課種類	課税対象	控除項目	税率
	銀行預金利息		10%
	コントラクター・サブ ライヤー		1-4%
	輸入		5%
	専門的技術サービス		5%
	信用状手数料		5%
	不動産譲渡	・株式非公開企業は課税対象外	5%

(出所) IMF, “Bangladesh: Statistical Appendix”, June 2007

公租公課は国内における移転支出であり、国民経済のレベルにおいて評価を行う経済評価においては除外する。他方、財務評価においては、これら租税公課が事業実施機関にとって財務上の支出となることから、輸入関税、付加価値税および所得税をコストに参入する。

(6) 資本費用(WACC)および資本の機会費用

算出された FIRR を本事業に投入された総資金の平均コスト (WACC) と比較を行い、FIRR が投下された資金全体 (株主資本および借入金) の加重平均コストをカバーしているかを確認する。WACC は次の算式より求めることができる。

WACC (税引前) = [株主資本コスト(税引後) ÷ (1-法人税率)]

X 株主資本 / (株主資本 + 負債)] + [負債コスト X 負債 / (株主資本 + 負債)]

または、

WACC (税引後) = [株主資本コスト(税引後) X 株主資本 / (株主資本 + 負債)]

+ [負債コスト X (1-法人税率) X 負債 / (株主資本 + 負債)]

WACC の値を課税前で採用するか、税引後の値で採用するかによって上記 2 様の算式が用意される。財務分析のツールである FIRR は課税後の費用と便益から算出されることから、本項では課税後の算式と算定値を採用する。

算式の各項目に関し、本分析では以下のように想定する。

株主資本コスト = 年率 15% (税引前)

株主資本 / (株主資本 + 負債) = 12%

負債コスト(円借款転貸部分) = 年率 4.0%

同 (政府融資部分) = 年率 3.0%

負債 / (株主資本 + 負債) (円借款転貸部分) = 80%

負債 / (株主資本 + 負債) (政府借款部分) = 8%

法人税率 = 40%

これら想定値を算式に導入することにより WACC（税引前）および同（税引後）が以下のように算出される。

$$\text{WACC(税引前)} = 5.24\% \quad \text{および} \quad \text{WACC(税引後)} = 3.11\%$$

即ち、本プロジェクトに投入されている資本の平均コストは税引前で 5.24%、税引後では 3.11%と計算される。本プロジェクトが財務的にフィージブルであるためには、後に計算する FIRR がコストに輸入関税、付加価値税および所得税を含むことより、基準となる WACC は税引後の 3.11%を使用する。

これに対し、経済評価は国民経済全体の視野にたつて評価を行うことから、算定される EIRR は資本の機会費用をクリアするかが、バイアビリティの基準となる。資本の機会費用は多くの場合、当該国における短期国債あるいは海外市場における外貨建て国債の利回り等が指標として使用される。バングラデシュにおける短期国債（期間 3 - 6 ヶ月）について最近の利回りを見ると以下の通りとなっている。海外市場における起債実績がなく、また政府によって資本の機会費用として特に定められている指標はないところから、本調査では以下によって示される水準を資本の機会費用として採用する。

Table I-8-4-5 短期国債の落札利回り（2008 年）

（単位：％）

	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	平均
3 ヶ月物	7.63	7.64	7.67	7.71	7.72	7.73	7.78	発行無	7.78	7.71
6 ヶ月物	7.95	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	8.0	発行無	8.05	7.98

（出所）Bangladesh Bank

上記から、現在のバングラデシュにおける資本の機会費用は凡そ 8%であると認められる。国際機関等においては資本の機会費用を通念的に 10 - 12%に設定している。バングラデシュ国内の短期国債より高い水準を想定しているが、これらは具体的な根拠を伴っているものではない。なお、計画省が政府関係機関に対し、DPP を作成する際の経済評価の手法として「費用/便益分析」および「純現在価値」の計算を求めているが、計算に使用する割引率として 15%を使用することを指示している。割引率 15%をもって経済的にバイアブルとなる水準を求めている事実は、EIRR について割引率と同等のレベルの水準となることを期待していることを暗示していると理解される。

8.4.3 財務便益

(1) 財務便益の定義

財務便益として、プロジェクトの完成によって予想される収入である電力販売収入を計上する。本プロジェクトで発電される電力の販売価格がどのように決められるかについてはプロジェクト完成時に行われる BERC 審査を待つこととなる。本項分析に当たって

は、仮に BPDB が現在認められているタリフを適用することとし、財務的な持続可能性をテストする。NWPGL の電力販売価格が現在のタリフから異なる水準に決定される場合、財務的バイアシティがどのように変化するかについては、後に行う感度分析によって事業の費用便益項目の変動が FIRR に与えるインパクトの分析として点検する。

(2) 電気料金

NWPGL は発電した電力の全量をシングルバイヤーである BPDB に販売する。BPDB は傘下の発電各社および IPP 各社から同様、発生した電力の全量を購入、電力販売各社 (REB を含む) に卸売を行う他、自らも一部消費者に直接小売販売を行う。電力販売価格は BERC が事業体毎に審査承認する。政府 (および BERC) の電力タリフに関する基本方針はコストに適正なマージンを加えた水準を標榜しているが、これまでの電力料金は長い間政府によって低く抑えられ、恒常的なコスト割れ状態に置かれてきた。BPDB の年度別販売価格と供給コストは以下の通りとなっている。

Table I-8-4-6 電力販売価格

FY	2002	2003	2004	2005	2006	2007
平均販売価格 (Tk/kWh)	2.31	2.45	2.40	2.27	2.19	2.26
平均供給コスト(Tk/kWh)	2.47	2.47	2.54	2.62	2.70	2.77
平均マージン(Tk/kWh)	-0.16	-0.02	-0.14	-0.35	-0.51	-0.51
高圧 (132kV) 卸売タリフ (Tk/kWh)			2.12 (2004.4.1)			2.34 (2007.1.1)

(出所) BPDB, Annual Reports

現行の消費者向け電力タリフは 2007 年 3 月 1 日に改定実施されている。卸売タリフは、2008 年 9 月 29 日に改定され (16%引き上げ)、1) 高圧(132kV) : Tk 2.34/kWh、2) 中低圧 (33kV) : Tk 2.39/kWh、3) REB 向け中低圧(33kV) : Tk 2.05/kWh となった。卸売料金の改定は 2007/08 年度における BPDB の発電コストを基礎として BERC による審査が行われ、同年度のコストをカバーするが自己資本収益率をゼロとする水準に決定されている⁶。承認された卸売タリフの平均は Taka 2.37/kWh となるが、これは自己資本収益率を勘案しない場合の 2007-08 年度のあるべき水準と認識する。卸売りの料金が改定されたことともない、配電各社から消費者向け料金タリフの改定申請が行われることが想定されている。BPDB においても改定された卸売料金をベースとする新たな消費者向け料金改定の申請を行うことが想定されている。本分析においては NWPGL から販売先である BPDB への電力引渡しが全量 230kV および 132kV の高圧にて行われることに鑑み、バルク販売単価 (送電費用を除く) 2006 - 07 年度 Tk 2.04/kWh⁷に 2008 年 9 月料金改定 16% を乗じて得られる Taka 2.37/kWh を 2007-08 年度の数値とし、以降の期間についてインフ

⁶ BPDB および BERC でのヒアリングにより確認

⁷ BPDB および BERC でのヒアリングにより確認された実績値

レ率を乗じて 2014 年価格の単価 Taka 3.22/kWh を得る。同価格を基準とする年次別電力販売収入は添付資料 6 5. FIRR 収入・支出フローに表示される通りである。

8.4.4 財務評価

(1) 財務的内部収益率 (FIRR)

以上の基本条件および前提条件をベースとし、費用および便益を年次別に展開するモデルを構築、同モデルを稼働させることにより FIRR を算出する。事業コストには輸入関税および付加価値税を含み、年間収入は所得税控除後の数値とする。詳細データは添付資料 6 5. FIRR 収入・支出フローおよび添付資料 6 6. 財務的内部収益率 (FIRR) に掲出するが、支出・収入の対比は以下の通り整理される。

Table I-8-4-7 財務的内部収益率 (FIRR)

(Taka Million)

Fiscal Year	Financial Cost (A)			Financial Benefit (B)	(B) - (A)
	Capital	O&M	Total Cost		
2010	331		331		-331
2011	13,323		13,323		-13,323
2012	8,910		8,910		-8,910
2013	8,910		8,910		-8,910
2014	13,489		13,489		-13,489
2015		4,953	4,953	7,009	2,055
2016		2,876	2,876	7,009	4,133
2017		3,212	3,212	7,009	3,796
2018		3,212	3,212	7,009	3,796
2019		3,212	3,212	7,009	3,796
2020		3,228	3,228	7,009	3,781
2021		3,308	3,308	7,009	3,700
2022		3,339	3,339	7,009	3,669
2023		3,370	3,370	7,009	3,638
2024		3,401	3,401	7,009	3,608
2025		3,432	3,432	7,009	3,577
2026		3,463	3,463	7,009	3,546
2027		3,494	3,494	7,009	3,515
2028		3,525	3,525	7,009	3,484
2029		3,556	3,556	7,009	3,453
2030		3,587	3,587	7,009	3,422
2031		3,618	3,618	7,009	3,391
2032		3,648	3,648	7,009	3,360
2033		3,679	3,679	7,009	3,329
2034		3,710	3,710	7,009	3,298
2035		3,741	3,741	7,009	3,267
2036		3,772	3,772	7,009	3,236
2037		3,803	3,803	7,009	3,205
2038		3,834	3,834	7,009	3,174
2039		3,865	3,865	7,009	3,144
2040		3,880	3,880	7,009	3,128
2041		3,880	3,880	7,009	3,128
2042		3,880	3,880	7,009	3,128
2043		3,880	3,880	7,009	3,128
2044		3,880	3,880	11,505	7,624
Total	44,962	108,241	153,203	214,752	61,549
FIRR			5.88%		

FIRR は 5.88%と計算される。先に見た WACC (税引後) が 3.11%であり、本プロジェクトは、WACC をクリアしており、財務的にバイアブルな水準にあると言える。財務的バイアビリティの確認に関して注意すべきことが 3 点ある。即ち、本分析では、1) 政府出資分の資金について税引前で 15%のリターンを条件としていること、2) 円借款を転貸する条件として金利 4.0%を付すこと、3) 政府が支配する機関が実施するプロジェクトであるにも拘わらず、輸入関税 (15%)、付加価値税 (15%)、法人税 (40%) が課せられることの諸点が指摘される。

一般的に政府出資分に対するリターンとして資本の機会費用に相当する水準を想定することは不当ではない。仮に民間資本が同じ事業を実施する場合を想定すると、資本金に対するリターンはリスクに対するプレミアムを含めた資本の機会費用となる。政府出資による事業については民間と同じリスクプレミアムを含めることには異論がある。政府が実施する事業は利益を目的とするものでなく、また、政府は事業が当面するリスクの多くについて制御する役割と機能を有しているところであり、政府の出資に対するリターンは当該部分を控除して然るべきところと理解する。

円借款の転貸条件については、本事業への適用が想定される円借款の条件としては、借款通貨：日本円、金利：0.01%/年、期間：40 年 (うち据置 10 年) といった譲許性の高い資金である。借款の供与を受けた政府が実施機関に転貸する標準的な条件としては、転貸通貨：日本円、金利：4.0%/年、期間：25 年 (うち据置 5 年) となっており、政府が 3.99%の転貸マージンを上乗せすることになっている。転貸通貨は円建てであり、為替リスクは全て実施機関に転嫁される。転貸条件は、円借款のもつ譲許性の意義を尊重して、実施機関の収益性を損なわないものとすべきである。

租税公課の負担についてである。IPP は政府の振興政策により、事業実施のための設備工事に関する輸入関税および付加価値税が免除される他、操業開始から 15 年間、所得税の支払いを免除され、スペアパーツの購入については本体設備価格の 10%を限度として 12 年間、輸入関税および付加価値税の支払いを免除されている⁸。IPP との対比において政府系発電機関における発電コストを高くする要因となっている。因みに、FIRR について輸入関税、プロジェクト工費、スペアパーツ輸入に対する付加価値税、ならびに所得税が 15 年間免除された場合について FIRR を計算すると 9.46%となる。課税される場合と比較して 3.58%改善することが認められる。電力セクターの改革、民間 IPP との競争環境の整備を図る上では、ぜひとも IPP と同一の条件設定となることが望まれる。

(2) 損益分析

財務分析モデルを利用することにより、本プロジェクトの損益分析を行うこととする。冒頭に留意事項を述べるが、本(2)項以下(5)項レシオ分析までの分析は全て FIRR 計算に使用したモデルに基づくものであり、従って、価格予備費を含まない事業費を基礎として

⁸ Ministry of Power and Mineral Resources, "Private Sector Power Generation Policy of Bangladesh", October 1996 Revised November 2004.

用いている。また、電力料金は BPDB のバルク販売料金を用いている。以上の条件に関して、例えば事業コストが FIRR モデルを想定している 2014 年固定価格を超えて上昇する、あるいは NWPGL の電力販売料金が BPDB のバルク料金を下回る水準に設定されるといった場合には、以下の分析はモデルの修正による再試行を行うことが必要である。損益計算の詳細は添付資料 6 7. 財務諸表に掲出する。収入の基本である電力販売料金は現在の BPDB のバルク用タリフ（2008 年 9 月の 16% 引上げを含む）を適用、燃料費としてはペトロバングラのタリフを適用した。ペトロバングラのガス料金は現在 BERC において改定のための審理が行われている。料金改定の暁には BPDB のバルク・タリフはコストアップに見合う引上げが行われると想定されており、モデル上では、分析の基調が大きく揺るぐことはないと認識される。金利・税引前利益（EBIT）では操業初年度より黒字を計上するが、税引後利益では、操業開始初年度に初期補修部品調達のために O&M が嵩み、小額の赤字が発生する。モデルでは赤字の発生は初年度のみであり、第 2 年度（2016 年度）より税引後利益が黒字に転換、以後プロジェクト期間を通じて安定的な黒字基調を維持する。第 2 年度に黒字に転換することから、同年度より所得税を納付することとなる。モデルからは第 2 年度以降は最終年度にいたるまで税引後利益の水準も安定的に推移することが見通され、9% の配当（税引前の資本収支率=15%）を支払うに十分な利益を確保する。

(3) キャッシュフロー分析

財務分析モデルから本プロジェクトのキャッシュフローを導くことができる。キャッシュフローの詳細は添付資料 6 8. キャッシュフローおよび財務指標に掲出する。プロジェクト単体に係るキャッシュフローの大きな部分は毎年度の 1) 事業より生じるキャッシュが、2) 運転および保守に必要な経費を負担し、3) 借入金の元本および利息の支払いを行い、4) 投下資本に対する配当、を十分に行えるかにある。本プロジェクトのキャッシュフローを総じて表すならば、事業で得た黒字のフリーキャッシュによって設備投資のために行った借入金の元本および利息の支払い、ならびに出資金に対する配当に充当する姿が確認される。資金繰りにとっては毎年の減価償却が資金を生み出す源泉となる。単年度キャッシュフローで見ると、初年度に加えて借金の返済が始まる 2020 年度から 6 年間小額のマイナスが発生するが、いずれも小額であり、借入据置期間中に蓄積した剰余金によりカバーすることが可能である。フリー・キャッシュフローは事業活動からのキャッシュフローから投資活動に使われるキャッシュフローを控除したキャッシュフローと定義されるが、本事業計画では稼働後における設備投資を想定していないことから、事業活動からのキャッシュフローがフリー・キャッシュフローとなる。初年度がマイナスとなる以外には順調に推移する。累積キャッシュフローは初年度から黒字を達成、以降最終年度まで資金不足が発生することはない、資金繰りに支障をきたすことはない。

(4) 債務返済

事業により生じるキャッシュフロー（Net Cash Flow from Operating Activities）は初年度こそ小額のマイナスであるが、第 2 年度には黒字転換 Tk2,000 百万を超え、以降最終年度まで安定的に Tk 2-3,000 百万を産み出すこととなる。借入金の元本返済は第 6 年度（2020

年度)より開始され、2039年に完済となる。利息の返済は毎年のキャッシュフローより支払いが行われる。政府を経由して転貸を受けた円借款(金利4.0%p.a.)および政府借款(金利3.0%)の双方について利払い資金が不足するといった事態は想定されない。この間における債務返済は全てキャッシュフローに組み込んでおり、返済および金利支払いに特段の支障は見当たらない。

(5) レシオ分析

レシオ分析の詳細は添付資料6-8. キャッシュフローおよび財務指標に掲出する。まず、Debt Service Coverage についてみると、借款据置期間中は初年度のマイナスをのぞき、非常に高い水準を維持するが、借款の返済開始とともに急降下、2020年度は1.0倍を割り込み、一般的な基準とされる1.3倍を下回ることになる。これは、プロジェクトの資金調達を円借款:80%、バングラデシュ政府が負担する残り20%がさらに出資:60%、借款:40%で構成され、総資金量の88%を借款に頼ることに起因する。高い負債比率が返済開始時期に返済負担となることの反映である。同比率はその後徐々に改善するが、基準の1.3倍に到達するのは返済開始から19年目に当たる2038年度であり、返済期間中の大部分が要注意ゾーンにあるといえる。

次に固定資産収益率(ROA)についてみると、第2年度における2.9%から徐々に上昇、2034年度に資本の機会費用である8%に到達、以降は減価償却の進行により分母となる純資産額が縮小することにより急上昇、最終年度には39%と非常に高い収益率を残してプロジェクト期間を全うする。他方、自己資本収益率(ROE)についてみると、第2年度に23%の高い率でスタート、以降も上昇を続け最終年度には33%に到達する。資本の機会費用である8%をはるかに凌駕する。自己資本比率が低く、借入金によるレバレッジ効果が大きく寄与していることが理解される。

負債比率は初年度90%の高い水準からスタート、徐々に比率を下げゆくが、世銀が支援するFRRPが目標とする60%以下のレベルに到達するのは2030年度となる。プロジェクト開始時における資本金過少状態からスタートするが故の結果である。

経常比率(Current Ratio)および当座比率(Quick Ratio)は資産の流動性を確認する指標であるが、双方ともに問題のない高い数値を維持している。但し、これまでの電力セクターの経験に鑑みると、大きく嵩んだ売掛金が流動資産を膨張させ、経常比率および当座比率の指標を大きくしているが、売掛金の大きな部分が不良債権化しており、流動的ではなくなっているといった重大な問題が発生している。レシオの水準に安住することなく、資産の流動性を確実に維持する体制が確立されなければならないところである。

8.4.5 感度分析

事業の前提となる基本的な与件が変更になった場合の財務的フィージビリティに与えるインパクトを考察する。ここでは、1)建設コスト、2)燃料費、3)電力料金、4)維持修繕費用、5)プラントファクタ、のそれぞれがベースケースから乖離して実施される場合のFIRRがどのように変化するかを吟味する。

Table I-8-4-8 FIRR 感度分析

変動項目	変動幅	FIRR	変動項目	変動幅	FIRR
建設コスト	▲20%	7.25%	燃料ガス料金	▲20%	6.29%
	▲10%	6.51%		▲10%	6.08%
	+10%	5.34%		+10%	5.67%
	+20%	4.86%		+20%	5.46%
O & M コスト	▲20%	6.24%	電力販売料金	▲20%	3.68%
	▲10%	6.06%		▲10%	4.84%
	+10%	5.69%		+10%	6.82%
	+20%	5.49%		+20%	7.68%
Plant Factor (ベースケース 基準値=70%)	▲20%(PF=56%)	4.46%			
	▲10%(PF=63%)	5.21%			
	+10%(PF=77%)	6.51%			
	+20%(PF=84%)	7.11%			

変動要因として取り上げた 5 項目については、変動幅が 20%以内に留まる限りフィージビリティが損なわれるケースはない。ただし、一部のケースについては FIRR が WACC（課税前）の水準を割り込み、WACC（課税後）のフィージビリティ境界線に近づくケースが出現する。即ち、建設コストが 20%悪化する場合、さらにはプラントファクタおよび電力販売料金が 10%以上悪化する場合には FIRR が WACC（課税前）を下回ることとなる。O&M コストおよび燃料ガス料金がそれぞれ 20%増加するケースにあつて FIRR は 5%台に低下するが、WACC（課税前）を割り込むことはない。逆に、O&M コストおよび燃料ガス料金が 20%好転する場合には FIRR は 6%台まで若干改善、建設コスト、プラントファクタおよび電力販売料金が 20%改善する場合には FIRR は 7%を超えて上昇する。5 項目の中で、その変動が FIRR に最も大きなインパクトを及ぼすのは電力料金で、その ±20%の変動は FIRR に上下 4.0%幅の変動をもたらす。逆に最もインパクトの少ないのは O&M コストであり、±20%の変動が FIRR にもたらす変動幅は上下 0.8%に止まる。

上の考察において FIRR がフィージビリティ境界線に近づくケースが 3 つ指摘されている。各ケースが発現する蓋然性について概観すると以下の通りである。まず電力販売料金であるが、FIRR 分析が前提としている電力販売料金は 2008 年 9 月の料金改定を踏まえた上で、同年の想定価格 Taka 2.37/kWh が 2014 価格で Taka 3.22/kWh になることを想定している。この間の上昇率は 36%である。2008 年度の改定は 2007 年度から数えて 2 年目で 16%の引き上げを行っており、この間の 1 年当りの上昇幅は 1 年につき 8%となっている。2014 年までの 6 年間に 36%の引き上げを実現するためには 1 年当り 6%の改定が必要となるが、これは 2008 年の改定実績に比べて低いレベルとなっている。この数値を超えて電力料金の改定が行われることを期待することは極めて蓋然性が高いと考えられ、電力料金の 20%悪化は現実的な想定からは外れていると理解する。次にプラントファクタであるが、計画値 70%に対して 2 割の悪化、即ちプラントファクタが 56%となると FIRR は 4.46%に低下する。ベラマラ CCPP はベースロードの運転であり、定期修理以外には停止するこ

となく運転可能な設計となっている。電力が供給不足の状況にあり、継続運転に対する要求は強くなることはあっても弱まることはない想定される。運転の支障となる事故等が発生しない限り、プラントファクタ 70%の実現は蓋然性の高いところと理解される。最後に建設費であるが、プラント価格の動向にかかっており、予断を許さないところである。最近時の価格高騰は国際的な資源価格の高騰に起因するものであるが、ここに来て世界的な景気後退に伴う資源価格の低下傾向が認められるようになっている⁹。2007 - 2008 年にかけて発生した大幅な上昇には休止符が燈されたものと期待する。感度分析を延長して、建設費の上昇により FIRR が WACC（課税後）と同じ水準となるレベルを求めると建設費がベースケース比 70%増加する場合であることが判明する。上昇幅が 70%以内に収まる限りフィージビリティが損なわれることはない。以上により本プロジェクトの財務的フィージビリティには問題がないことを確認する。

各変動要因の変化と FIRR の動きは以下のグラフにおいて一覧することができる。

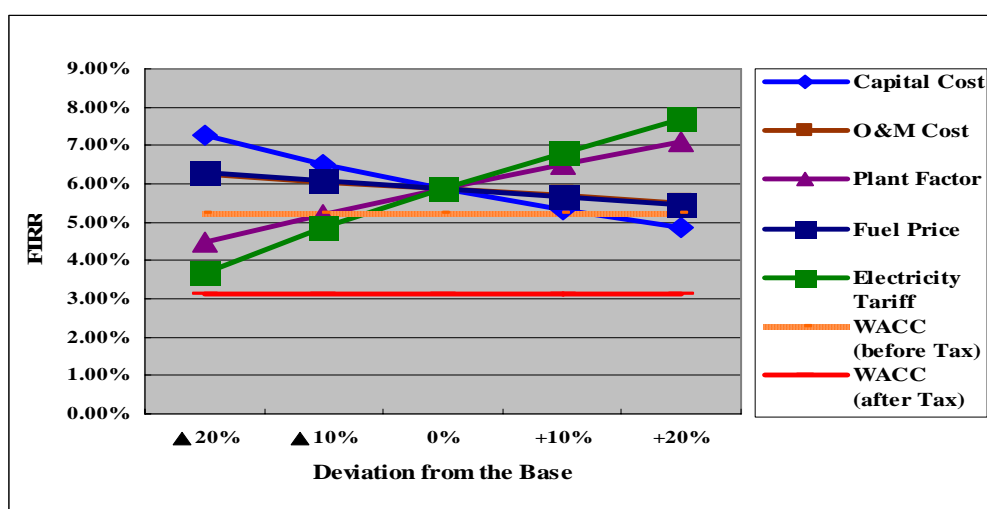


Figure I-8-4-3 FIRR の感度分析

上のグラフでは水平線により、WACC (税引前) および同 (税引後) の水準を示してある。変動項目の全てが交差する交点がベースケースの FIRR=5.88%である。変動項目の各曲線と WACC の位置取りを見ることによって、変動項目の交点および上下 20%変動する場合の各点が WACC (税引後) の水準を全て凌駕しており、フィージビリティに問題および懸念のないことを示している。一部変動項目が WACC (課税前) の水準を割り込み、WACC (課税後) のフィージビリティ境界線に近づいているケースについては上述考察において問題となる蓋然性が低いことを検証した。

⁹ 代表的な事例であるニューヨーク先物市場における原油先物(WTI)は 2008 年 7 月 19 日に最高値 US\$147/bbl を記録したが、その後下落傾向に入り、2008 年 10 月 16 日には US\$70/bbl と最高値の 5 割以下に下落している。

8.5 経済評価

8.5.1 評価の手法と基本条件

財務分析が事業体の立場からの採算性に焦点を定めた分析を行ったのに対し、経済分析は国家的に資源の最適あるいは効率配分をする立場からプロジェクトを評価することが狙いである。評価の方法としては、本プロジェクトに投下される経済費用が生み出す経済便益について、「With Project」、「Without Project」のケースを対比、経済的内部収益率（EIRR）を算出する。算出された EIRR が投入された資本の機会費用を十分にカバーしているかを検証する。算定に使用する費用および便益は工事完成時期である 2014 年 6 月末現在の各通貨固定価格に置き換えた上で作業を実施する。なお、借入金支払利息、租税公課は国内における移転支出であり、経済的費用としてはカウントしないものとする。

8.5.2 経済費用

(1) 事業費

プロジェクトの総コストは 8.2 項で詳述した。さらに 8.4.2 項では、総事業費を 2014 年価格に変換する作業を行い、経済財務分析のベースとなる総事業費（2014 年固定価格）を作成した。経済分析を行うについては、再び同じ総事業費（2014 年固定価格）を利用、30 年間のプロジェクト費用便益スプレッドシートを作成する（添付資料 6.9 EIRR 便益・費用フロー）。建設費および保守運転費用は財務分析のデータから租税公課を除外する。燃料費および発生した電力販売価格について市場価格もしくは国際価格からの乖離が激しいため、これを市場価格もしくは国際価格と等しいレベルに修正する作業を行う。

(2) 燃料費

経済分析は国家的に資源の最適配分をするとの見地に立つて行うものであり、費用・便益双方の項目においてその真の希少価値ないし機会費用を考慮することが基本である。バングラデシュにおけるガス価格は国際水準と比較して極めて低位にあり、経済的合理性のある価格とはなっていない。便益である電力価格についても同様のことがいえる。人為的に抑えられているこれらの価格については、真の機会費用を表すように調整が必要である。ここではガスの価格について変換の作業を行う。

各種エネルギーの国際価格は米国エネルギー省の Energy Information Administration が詳細な調査分析を行い、取引実勢価格を Natural Gas Monthly¹⁰を通じて公表、将来の需給および価格に関する予想を Annual Energy Outlook (AEO)¹¹を通じて発表している。前者によると天然ガスの取引価格は 2008 年 3 月現在で US\$9.56/mcf、同年 1 - 3 月の平均が US\$8.96/mcf と高い水準にあることが明らかとなっている。因みに 2008 年 3 月には、同

¹⁰ Energy Information Administration, US Department of Energy, "Natural Gas Monthly" August 2008

¹¹ Ditto, "Annual Energy Outlook: 2008", June 2008

じ EIA のデータによると米国における原油の平均輸入価格が US\$100/bbl に到達した月となっている。原油はその後の狂乱的高騰を経て、現在（2008 年 10 月）には US\$100/bbl を割り込む水準に下降している。将来のガス価格について AEO は、今後は高い価格によって需要が抑制される効果と生産を刺激する効果の働きにより軟化することが見込んでいる。代表的な指数である Henry Hub スポット指数は 2006 年の実勢価格 US\$6.73/MMBTU から 2010 年の US\$6.90/MMBTU まで小幅上昇、以降、下降に転じ 2015 年には US\$ 5.87/MMBTU（2006 年価格）、2016 年以降は反転、2030 年には US\$ 7.22/MMBTU に上昇すると予想している。この間の年間平均上昇率を 0.3%と予測している。

Table I-8-5-1 ガス国際価格予測

暦年	2006 Actual	2007 Actual	2008	2014	2015	2020	2025	2030	平均年間 増加率
AEO 2007: Henry Hub Spot (US\$/MMBTU) *1	6.73				5.87	5.95	6.39	7.22	0.3%
Natural Gas Monthly (US\$/mcf) *2	7.11	7.58	8.96 *3	9.12 *4					

- (注) *1：2006 年価格
 *2：米国における発電用天然ガス価格（2008 年価格）
 *3：2008 年 1 月—3 月の平均値（2008 年価格）
 *4：2008 年値から年率 0.3%上昇する場合の価格（2008 年価格）

(出所) Energy Information Administration, US Department of Energy, “Annual Energy Outlook 2008”, June 2008
 Ditto, “Natural Gas Monthly”, August 2008

本項分析に当たっては、Natural Gas Monthly が公表している 2008 年 1 - 3 月の実績値 US\$8.96/mcf を基礎として、これに AEO が予測している年間平均上昇率：0.3%/年を乗じることにより 2014 年におけるガス価格を推定する。2014 年におけるガス価格は 2008 年価格表示で US\$9.12/mcf と求められ、これを GJ 単位に換算すると US\$10.69/GJ¹²となる。添付資料 6 1. 価格・為替等前提条件に示される燃料費はこの価格を用いて計算する。

(3) 維持管理費

プロジェクトの維持管理費用については財務分析に用いたデータより租税公課に該当する金額を除去したものを使用する。

(4) 標準変換係数・為替シャドープライス

経済分析においては、費用と便益それぞれの機会費用を市場価格により認識し、毎年のキャッシュ・イン・フローとキャッシュ・アウト・フローを把握することが必要である。一般に途上国の市場価格は、1) 為替相場が市場に連動しているとしても財・役務の価格

¹² 換算式は、1mcf=0.950MMBTU、1BTU=1.055KJ を使用。

が、関税措置、輸入制限、為替規則、補助金、その他政府による政策等でかなり歪められている、あるいは 2) 為替レートが市場実態と乖離した水準に置かれているため、外貨で表示をされる財・役務を国内通貨建に換算した価格とする場合に、為替相場が正しく市場価格を反映しない、といった問題に直面する。これらを市場価格に調整する手段として、前者の場合には標準変換係数が、また後者の場合の調整に為替シャドープライスが用いられる。

因みに BPDB が 2000 年 10 月に作成した本プロジェクトの Project Proforma は、計画省がプロジェクト評価のために設定した係数を用いた分析をおこなっている。計画省の指示する係数は、労働者のコストについては国内価格を 0.82 倍（国境価格は国内で雇用するコストより安いと評価されている）したものが国境価格であり、燃料価格は国内価格に 1.08 を乗じ、外国為替シャドー相場は外貨金額を 0.778 で除したものが国境価格であると示している。ついでながら、経済分析における経済便益については財務便益に 1.33 を乗じた数値を便益として採用している。これら係数は計画省が設定、最近改訂版¹³が各省庁に通知された。

バングラデシュ政府における取り扱いは以上の通りであるが、本調査団としては、為替相場は現在すでに市場連動制を敷いており、経常取引は全て自由化されているところから、為替レートについては既に市場価格を反映しており、為替シャドープライスによる変換は無用であると判断する。他方、関税、補助金等による国内価格と国境価格の歪みについては標準変換係数（Standard Conversion Factor）と呼ばれ、以下の算式によって算出される¹⁴。

$$SCF = \frac{[\text{輸入金額(CIF)} + \text{輸出金額(FOB)}]}{[\text{輸入金額} + \text{輸入税額}] + (\text{輸出} + \text{輸出税額} - \text{輸出補助金})}$$

統計値が入手可能な直近年度（2002 - 2004 年度）¹⁵について算式に基づく計算を行った結果、2002 年度 - 2004 年度の平均値で SCF=0.91 となっていることが判明した。但し、SCF は全ての財貨について同一のレベルというわけではなく、財貨の種類、労働の質的水準によって大きなバラつきがあるものとされており、往々にして根拠のない数値を恣意的に導入して経済評価の客観性を損なうといった事態が散見される。また、経済的費用の大半を占めるガス価格として国際市場価格を採用しており、変換係数による調整に馴染まないといった事由により、以下の分析作業においてはこれら係数による調整は行わないものとする。

¹³ Planning Division, Ministry of Planning, “Government Development Projects, Preparation, Processing, Approval and Recast Processing”, May 2008

¹⁴ Asian Development Bank, “ERD Technical Note Series No. 11: Shadow Exchange Rates for Project Economic Analysis”, February, 2004

¹⁵ International Monetary Fund, “International Financial Statistics”および“Government Finance Statistics”各年度版

8.5.3 経済便益

(1) 経済便益の定義

本プロジェクトの経済分析はプロジェクトが実施されることによる「With Project」を、実施されない場合の「Without Project」におけるケースと比較することにある。プロジェクト実施により便益を受ける者としては、1)現在電力の供給を受けていない消費者がプロジェクトの実施によって、新たに電力供給を受けられるようになる、2)現在電力供給を受けているが、供給者側の制約要因により、必要とする電力量を受けることができていない消費者がプロジェクトによって現在より多くの電力量を受けることができる。本プロジェクトの経済便益はこのような消費者に対する電力供給量が増加する部分によって実現される。

一般的に行われる経済分析の手法としては、プロジェクトから発生する便益を直接的に定量化、価値付けを行い、その結果を費用と対比することにより内部収益率を求める方法と便益の計測・計量化が難しい場合に、同等の便益を有すると想定される次善策の費用と当該プロジェクトの費用の差を便益として計上する方法（最小費用分析）の二つの方法がある。伝統的に電力プロジェクトは最小費用分析手法を用いて分析をされるケースが一般的であったが、近年では便益の直接的な計測と定量化により費用便益分析を行うことが一般的であり、定量化の手法として「支払い意志額」の計測による価値付けが行われている。

本調査分析に当たっては上記双方の手法を採用する場合の妥当性を検討、便益を表象するにより適格な方法として「支払い意志額 (Willingness-to-Pay: WTP)」を用いた定量化により便益を直接的に定量化する手法を選択する。本プロジェクトの実情に鑑みた両手法の比較を整理すると以下の如くとなる。

Table I-8-5-2 経済評価手法の比較

	「支払い意志」(Willingness-to-Pay) 手法	最小費用分析 (Least Cost Alternative)手法
分析手法		
分析手法の概要	現在の電力需要家の多くが停電時における電力を確保するためにディーゼルによる自家発電を行っている。燃料の高騰によりディーゼル発電コストが上昇しているが、需要家は高いコストを負担して電力を確保、使用している。需要家が当該コスト負担の意志があることを示している。	BPDB の設備の 8 割強は天然ガスを燃料としている。ベラマラ CCPP は効率の高いコンバインドサイクル発電であり、等量の電力量を発電するために必要とする天然ガスの量を大きく節減することが可能である。LCA 法では、ベラマラ CCPP が存在しない場合、BPDB 所有設備の一部（ベラマラ CCPP と等しい容量）を代替設備であると仮想し、仮想設備に投下された資本および運営経費を認識する。ベラマラ CCPP の稼働により、これら仮想設備に係る投下資本および運営経費を回避する (avoided cost) ことができると想定、経済的便益として認識する。
便益	①現行の平均電力料金で表象される WTP	BPDB の所有する全ての天然ガス発電所につ

	「支払い意志」(Willingness-to-Pay) 手法	最小費用分析 (Least Cost Alternative)手法
	Minimum と、②WTP Minimum を上回り、需要家が負担を行う意思の上限 WTP Maximum との間に構成される消費者余剰を計測、両者の和を需要家の WTP 総額として認識、年次毎に WTP 総額を電力量の経済的価値＝便益として認識する。	いて、①固定資産簿価（減価償却後）の総額からベラマラ CCPP と同一容量部分に相当する金額を算出する。②燃料費を除く運営経費について同様の算定を行う。③天然ガスプラント全体について得られる kWh の燃料効率より、ベラマラ CCPP 等量のプラントが必要とする燃料を算出し、国際価格によって評価する。
費用	発電事業に投入される①投下資本、②運営維持経費（含む燃料）を年次毎に認識する。税金、金利、価格予備費は排除する。	同左
データの採取		
便益	<p>① WTP 下限値として BPDB の平均電力料金を採用する。2007 年 3 月施行のタリフに 2008 年 9 月の料金改定率 16% を乗じて 2008 年価格を算出、以降の年数について想定インフレ率を乗じて 2014 年固定価格に変換する。</p> <p>② WTP 上限値としてディーゼル発電により本プロジェクトと等量の発電に必要なディーゼル燃料について国際価格により評価した価額の総額を認識する。2014 年価格への変換は国際的機関（US EIA）によるディーゼル油価格の変化率を用いて換算する。</p> <p>③ 以上を踏まえて、kWh 当たりの WTP 単価を算出する。 WTP 総合 = WTP 下限値 + 1/3 (WTP 上限値 - WTP 下限値)</p>	<p>① BPDB の設備の中における仮想ベラマラ CCPP 等容量プラントの固定資産を BPDB 財務諸表より計算。</p> <p>② 燃料費を除く運営維持経費も同様に財務諸表より算出。</p> <p>③ 燃料費は、天然ガスプラント全体について得られる kWh の燃料効率より、ベラマラ CCPP 等量のプラントが必要とする燃料を算出し、国際価格によって評価する。</p> <p>④ 以上の金額をそれぞれ 2014 年価格に変換、合計を便益として認識する。</p>
費用	<p>① プロジェクトの事業費（除く、金利・税金・価格予備費）</p> <p>② 運営維持費のうち燃料について、所定の発電量を発電するために必要な天然ガスの量を算定、同数量を天然ガスの国際価格を用いて金額に換算する。</p> <p>③ 燃料以外の運営維持については技術専門家による O&M 経費積算値を計上。</p>	同左
データの根拠		
便益	<p>① 平均電力料金：BERC が査定した BPDB のバルク・タリフを 2008 会計年度の基準値とする。</p> <p>② ディーゼル燃料の国際価格は US EIA の</p>	上記参照

	「支払い意志」(Willingness-to-Pay) 手法	最小費用分析 (Least Cost Alternative)手法
	Petroleum Marketing Monthly より最近時における実勢価格を利用。	
費用	① 天然ガスの価格について US EIA の実績データを利用。	同左
手法の長所・短所		
長所	<ul style="list-style-type: none"> ① WTP 法によりプロジェクトが生み出す便益について計測、定量化することが可能となり、費用と便益を直接的に定量的に比較することが可能となる。 ② 便益は算出されるアウトプットの価値であり、客観的に定量化されたデータをベースとして評価することにより、便益評価から恣意性を排除することができる。 	<ul style="list-style-type: none"> ① プロジェクトが生み出す直接的な便益について計測、定量化が困難なプロジェクトについて評価が可能となる。 ② 便益を計測、定量化することなく、代替設備にかかる投下資本、運営維持経費を便益として認識するため、これらの金額の把握による定量化が容易である。
短所	<ul style="list-style-type: none"> ① WTP 下限値に平均電力料金を採用することについては、分析する専門家によって共通に用いられている手法であるが、WTP 上限値については、需要家が現在支払っている金額の上限は認識可能であるが、支払いに関する意志はその上限を超えてあることが想定される。これら上限を超える部分についての把握が困難である。 	<ul style="list-style-type: none"> ① 代替として選択されるプロジェクトが「最小費用」プロジェクトであることを立証することは容易でない。 ② 代替プロジェクトが恣意的に選択される結果、コストの高い代替プロジェクトを対象として分析をすると便益がより高く表示される弊害を生じる。 ② アウトプットの価格が計算されないため、新プロジェクトのアウトプットの価格がどのように変化するか、変化が需要供給曲線をシフトさせることにならないか、等を判断する材料が得られず、プロジェクト完成後の需給の均衡を確認することが困難である。

(2) 支払い意志 (Willingness-to-Pay : WTP)

支払い意志 (Willingness-to-Pay: MTP) は特定の財・役務の消費に関して消費者が支払う意志のある最高限度金額を言い、消費者にとって当該財・役務の経済価値を表象する。WTP を測定する方法としては、当該財・役務について描かれる需要曲線の下に当たる部分の総面積を求めることによって測定される。需要、供給および WTP は以下のグラフに示される。

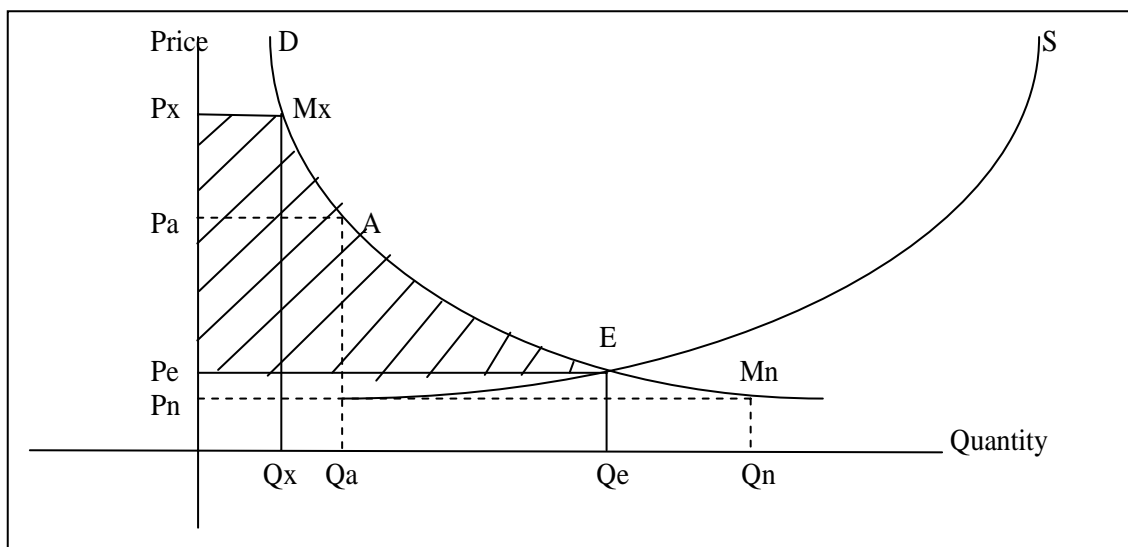


Figure I-8-5-1 支払い意志 (Willingness-to-Pay)

グラフにおける曲線 D が需要曲線、曲線 S が供給曲線を表している。両曲線の交点 E が需給の均衡する水準であり、 P_e が現在の電力料金水準を示している。消費者の支払う意志上限を表象する絶対的なレベルが P_x として示される。 P_x は長期限界費用と一致する。需要曲線 D より下に属し、 P_e より高く P_x より低い部分 (斜線部分) が、消費者が現在の電力料金を超えて支払う意志を有している部分 (消費者余剰といわれる) である。消費者余剰を含む WTP は以下の算式によって求めることができる。需要曲線の勾配の推定は論者によって異なる方法が使われ、定説として確立している方法はない。一般的な事例では勾配を 1/2 - 1/3 のレンジにしている。われわれの分析においては勾配 (= 価格弾性値) として 1/3 を採用する。

$$\text{WTP (平均)} = \text{WTP 下限} + 1/3 \times (\text{WTP 上限} - \text{WTP 下限})$$

WTP の上限および下限のとり方としては以下のような方法がある。まず、WTP 下限としては BPDB の平均販売価格を適用する。これは WTP の計算を試みる調査の殆どすべてが採用する手法である。平均販売価格は消費者が現に支払いを行っている水準であり、平均的消費者の意志決定があることを示している。上のグラフにおける点 $P_e \cdot E \cdot Q_e \cdot 0$ を結ぶ四角形は現在消費者が支払いを行っている電力料金の総額を表している。 P_e より低い価格である例えば P_n においては電力需要が Q_n まで拡大するが、供給が追いつかず需給は均衡することができないこととなる。価格 P_e は BPDB の平均販売価格 (2008) Taka 2.77/kWh を 2014 価格に換算、Taka 3.22/kWh を求めることができる。BPDB の電力販売量は 77% が他の電力会社に対する卸売であり、消費者に対する直接の販売量は 23% となっ

ている¹⁶。後にのべる Nexant 社の調査結果より、消費者に対する電力価格に占める発電コストの比率は 71.5%であることが確認されており、この数値を BPDB の販売量の 23% 部分に当てはめ、77%を発電レベルの価格であると想定することにより、Taka 3.22/kWh の中における発電段階の金額を Taka 3.01/kWh と算出、この値を WTP の下限として扱うものとする。

Table I-8-5-3 WTP 下限値の算出

項目	価格・比率	摘要
① BPDB 平均電力料金 (2008 年)	Tk 2.37/kWh	2008 年改定前のタリフ X 2008 年料金改定率
② 2014 年平均電力料金予測	Tk 3.22/kWh	インフレ率により調整
③ 小売電力料金に占める発電コスト比率	71.5%	Nexant 調査
④ BPDB の売上げ構成	卸売：77% 小売：23%	BPDB, Annual Report 2005-06
⑤ BPDB 売上げに占める発電コスト	卸売：Tk 3.22/kWh 小売：Tk 2.30/kWh	卸売は送配電コストを含まず。小売は Tk 3.22 X 71.5%を発電コストと認識
⑥ 2014 年総発電コスト (=WTP 下限値)	Tk 3.01/kWh	Tk 3.22X77% + Tk2.30X23%

これに対し、上限のとり方は多様である。最も信頼度が高い手段としては、いずれかの発電会社あるいは配電会社が実際に設定しているタリフの中から最も高いものを採用、これを上限とすることが可能である。実際に消費者が受け入れている価格であり、消費者の支払い意志の枠内に収まっていることは立証される。グラフ上の価格 Pa がこれを例示する。Pa は平均価格 Pe より高い位置にあるが、消費者の一部は価格が Pa に設定される電力について明確な支払い意志を持ち、実際に電力の購入を行っている。さらに他の需要家にとっては Pa の価格を越してさらに高い価格 Px を上限とする価格においても電力を購入する意志を有することがある。公共電力料金を大きく凌駕するディーゼル発電に代替電源を求めるケースがこれに該当する。WTP 上限値を測定する第 2 の方法としては、恒常的な電力不足に悩まされるバングラデシュにおいて多くの電力需要家が対策としてディーゼルによる自家発電により窮状をしのいでいる事実に着目、ディーゼル自家発電のために消費者が実際に支払っているコストを支払い意志の上限額と認識する。第 1 の実際に使用されているタリフから上限を導く方法は以下の通りである。現行の電力タリフは消費者をカテゴリー別に分け、各カテゴリーについて消費量あるいは消費時間帯別に料金を定めている (一律レートが適用される農業を除く)。各カテゴリーにおける最高レートを加重平均し、全国レベルにおける最高タリフの平均値を算出し、結果を WTP 計算の上限として利用する。電力消費のカテゴリー別の比率および各カテゴリーにおけるタリフ最高額から以下のように平均最高額を算出する。

¹⁶ Power Cell, MPEMR, “Bangladesh Power Sector Data Book 2006” June 2006

Table I-8-5-4 平均タリフ最高額

	電力消費量 (MkWh)	消費量構成 (%)	タリフ最高レート (Taka/kWh)	加重金額 (Taka/kWh)
家庭用	7,070	42.4	5.25	2.23
商業用	1,274	7.6	8.20	0.62
農業	674	4.0	-	--
工業用	7,287	43.7	5.62	2.46
その他	385	2.3	6.73	0.15
合計	16,690	100.0		
同 (除農業)	(除農業 : 16,016)	(除農業 : 96.0)		5.69

(注) 農業用はタリフが一律 (Tk 1.93/kWh) であり、WTP 上限の算出に適切なレートがえられないため、計算から除外する。

(出所) Power Cell MPEMR, “Bangladesh Power Sector Databook 2006”, June 2006

以上により、現に消費者が受け入れているタリフの最高額の平均を Taka 5.69/kWh と算出した。算出された平均値は消費者が受ける電力の価格であり、従って配電段階における価格である。このうち発電段階の金額を求めることが必要となる。前述の ADB (Nexant) ではバングラデシュ全体の電力消費の対価に占める発、送、配電の構成比を各レベルにおける全電力関係事業者の収入金額をベースとして、発電 : 71.5%、送電 : 8.6%、配電 : 19.9% と算出している¹⁷。上記の平均最高タリフ Taka 5.69/kWh に占める発電段階の金額は Taka 4.07/kWh となる。ここで得られた平均最高タリフは 2007 年 1 月現在のものであり、2014 年価格への換算を行うと Taka 6.06/kWh が算出される。求められた価格は現在消費者が支払っているタリフのうち最高のブラケットを平均したものであり、消費者が間違いなく支払いの意志がある水準である。しかし同時に、この価格は、これ以上上昇する場合には消費者は現在の電力消費を止めて、代替の手段・方策に向かうという上限を示すものではない。上限はさらに上方にあることが想定される。

次に第 2 番目のディーゼル自家発電のコストから上限を推定する方法は以下の通りである。多くの電力需要家は必要とする電力の一部もしくは全てについて供給が得られない場合、その対策としてディーゼル発電機による自家発電の手段を講じることとなる。ディーゼル発電のために資本費用、燃料費、維持運転費用を支払っているわけであり、ここにおいても消費者の支払い意志を確認することができる価格が存在する。代替としてのディーゼル発電のコストは、BPDB が所有する小規模ディーゼル発電である Bholia 発電所における発電実績より把握することが可能である。

¹⁷ ADB, “Power Sector Development Program II”, June 2006, by Nexant

Table I-8-5-5 BPDB Bhola 発電所（ディーゼル）の発電コスト

	2005-06 実績	2013-14 予測
設備容量 (MW)	8.36	不変
ネット発電電力量 (kWh)	5,412,616	不変
単位当り燃料使用量(liter/kWh)	0.427liter/kWh	不変
燃料費 (Taka/kWh)	9.27 (62.1%)	15.72 (66.9%) *1
燃料以外の変動費 (Taka/kWh)	1.91 (12.8%)	2.90 (12.3%) *2
固定費 (Taka/kWh)	1.45 (9.7%)	2.20 (9.4%) *2
本部賦課(含む減価償却) (Taka/kWh)	2.30 (15.4%)	2.67 (11.4%) *3

(注) *1: US DOE の実績および予測値を適用。

*2: 調査団が推計するインフレ率を適用

*3: 減価償却および金利負担=固定、その他にインフレ率を適用。

(出所) BPDB, “Annual Report 2005-06”より調査団が加工。

ディーゼル発電のコストは圧倒的に燃料費の占める比率が高く、上述の BPDB の事例では約 2/3 が燃料費で占められることを理解する。本調査分析では保守的な立場から WTP 上限値をディーゼル発電の燃料費のみに限って採用する。投下資本および運転維持経費を捨象することとなるが、以下のような理由による。

- ① 多数の需要家においては既に長い期間発電設備を所有していることに加え、設備購入のための投下資本は、設備投資時期、設備の規模等の要因により大きく変動すること
- ② 燃料が安価であった過去においては設備投資を含めて支払う意志があった消費者が、燃料代の上昇、総発電経費の上昇にともない、現在では設備を購入してまでディーゼルに代替する意志はないが、燃料代のみを負担することが限界であるといったケースがあり得ること
- ③ 燃料以外のコストである本部賦課経費は BPDB のような大組織において発生するが、小規模の自家発電には発生しないコストである。

以上の要因を勘案し、本調査分析では発電設備に対する投下資本をサunkコストとして扱い、燃料費以外の運転維持経費をゼロであると仮定、WTP の上限は発電に使用される燃料(ディーゼル油)のコストのみを計上する。WTP 上限値は以下のように把握される。

Table I-8-5-6 WTP 上限値の算出

項目		摘要
① BPDB ディーゼルネット発電総量 (2006-07 年度)	234.4 GWh	BPDB 統計
② BPDB ディーゼル燃料総消費量 (2006-07 年度)	100.2 million liter	同上
③ BPDB ディーゼル発電単位あたり燃料	0.427 liter/kWh	同上
④ ディーゼル油国際価格 (2008 年 3 月)	Tk 60.40/liter	US DOE, Petroleum Marketing Monthly (原油価格 : US\$100/bbl と同一時期の価格)
⑤ ディーゼル油価格予測 (2014 年)	Tk 63.60	US DOE, AEO 2008 が予測するディーゼル油価格の変動率を適用
⑥ 電力単位あたりのディーゼル油価格 (2014 年) (=WTP 上限値)	Taka 27.16/kWh	⑥=③X⑤

以上に入手した WTP 上限値および下限値を用い、既述の算式によって WTP を算出する。

$$\text{WTP} = \text{Taka } 3.01/\text{kWh} + 1/3 \times (\text{Taka } 27.16/\text{kWh} - \text{Taka } 3.01/\text{kWh}) = \text{Taka } 11.06/\text{kWh}$$

計算の結果、WTP=Taka 11.06/kWh であることが判明した。これを単位電力当りの経済価値として、プロジェクトの産み出す電力総量に乗じることにより、プロジェクトの便益を定量的に把握、燃料ガスの価格を国際市場価格として計算される経済費用との間における内部収益率を求めることにより、EIRR が算出される。

8.5.4 経済評価

(1) 経済的内部収益率 (EIRR)

以上の基本条件、費用および便益単価をベースとし、経済費用および経済便益を年次別に展開するモデルを構築、同モデルを稼働させることにより EIRR を算出する。詳細データは添付資料 6 9. EIRR 便益・費用フロー に掲出するが、費用便益対比の総合表は以下の通りである。

Table I-8-5-7 経済的内部収益率 (EIRR) <ベースケース>

(Taka Million)

Fiscal Year	Economic Cost (A)			Economic Benefit (B)	(B) - (A)
	Capital	O&M	Total Cost		
2010	284		284		-284
2011	10,359		10,359		-10,359
2012	6,930		6,930		-6,930
2013	6,930		6,930		-6,930
2014	10,501		10,501		-10,501
2015		15,680	15,680	24,076	8,396
2016		13,879	13,879	24,076	10,197
2017		13,879	13,879	24,076	10,197
2018		13,879	13,879	24,076	10,197
2019		13,879	13,879	24,076	10,197
2020		13,879	13,879	24,076	10,197
2021		13,879	13,879	24,076	10,197
2022		13,879	13,879	24,076	10,197
2023		13,879	13,879	24,076	10,197
2024		13,879	13,879	24,076	10,197
2025		13,879	13,879	24,076	10,197
2026		13,879	13,879	24,076	10,197
2027		13,879	13,879	24,076	10,197
2028		13,879	13,879	24,076	10,197
2029		13,879	13,879	24,076	10,197
2030		13,879	13,879	24,076	10,197
2031		13,879	13,879	24,076	10,197
2032		13,879	13,879	24,076	10,197
2033		13,879	13,879	24,076	10,197
2034		13,879	13,879	24,076	10,197
2035		13,879	13,879	24,076	10,197
2036		13,879	13,879	24,076	10,197
2037		13,879	13,879	24,076	10,197
2038		13,879	13,879	24,076	10,197
2039		13,879	13,879	24,076	10,197
2040		13,879	13,879	24,076	10,197
2041		13,879	13,879	24,076	10,197
2042		13,879	13,879	24,076	10,197
2043		13,879	13,879	24,076	10,197
2044		13,879	13,879	27,576	13,697
Total	35,003	418,171	453,174	725,778	272,603
EIRR	20.64%				

以上の作業の結果経済的内部収益率 (EIRR) は 20.64% となることが判明した。求められた EIRR の水準は先に見た資本の機会費用 (=約 8%) を大きく凌駕し、通念的に認識されているレベル (=10 - 12%)、あるいはバングラデシュ政府が DPP 作成で指示している割引率 (=15%) をも上回る高い水準であることが判明した。プロジェクトのフィージビリティは問題ないことが確認された。

8.5.5 感度分析

事業の前提となる基本的な与件が変更になった場合の経済的フィージビリティに与えるインパクトを考察する。ここでは、1)建設コスト、2)燃料費、3)電力料金、4)維持修繕費用、5)プラントファクタ、のそれぞれがベースケースから乖離して実施される場合の EIRR がどのように変化するかを吟味する。

Table I-8-5-8 EIRR 感度分析

変動項目	変動幅	EIRR	変動項目	変動幅	EIRR
建設コスト	▲20%	24.36%	燃料ガス料金	▲20%	24.54%
	▲10%	22.34%		▲10%	22.64%
	+10%	19.18%		+10%	18.53%
	+20%	17.92%		+20%	16.29%
O & M コスト	▲20%	21.05%	支払い意志 (WTP)	▲20%	11.95%
	▲10%	20.85%		▲10%	16.60%
	+10%	20.44%		+10%	24.28%
	+20%	20.24%		+20%	27.62%
Plant Factor (ベースケース 基準値=70%)	▲20%(PF=56%)	17.14%			
	▲10%(PF=63%)	18.94%			
	+10%(PF=77%)	22.27%			
	+20%(PF=84%)	23.84%			

変動要因として取り上げた 5 項目については、いずれについても変動幅が 20%内に収まる限り、基本的なフィージビリティを揺るがすことにはならない。5 項目の中では、WTP の変動が EIRR にもっとも大きなインパクトをもたらすこととなる。WTP が 20%低下する場合には EIRR が 11%台と他から引き離された低水準となる。逆に 20%改善する場合には EIRR は 27%台となり、その EIRR の変動幅は 15%と大きなものとなる。燃料ガス料金の変動が WTP に次いで大きなインパクトをもたらすこととなる。20%の悪化により EIRR が 16%台に低下する。建設コストおよびプラントファクタの 20%悪化は EIRR を 17%台に降下する。O&M コストの変動がもたらすインパクトが最も軽微であり、20%悪化する場合にあっても EIRR は 20%台を維持、その±20%の変動が EIRR にもたらす変動幅は 0.8%となっている。各変動要因の変化と FIRR の動きは以下のグラフにおいて一覧することができる。

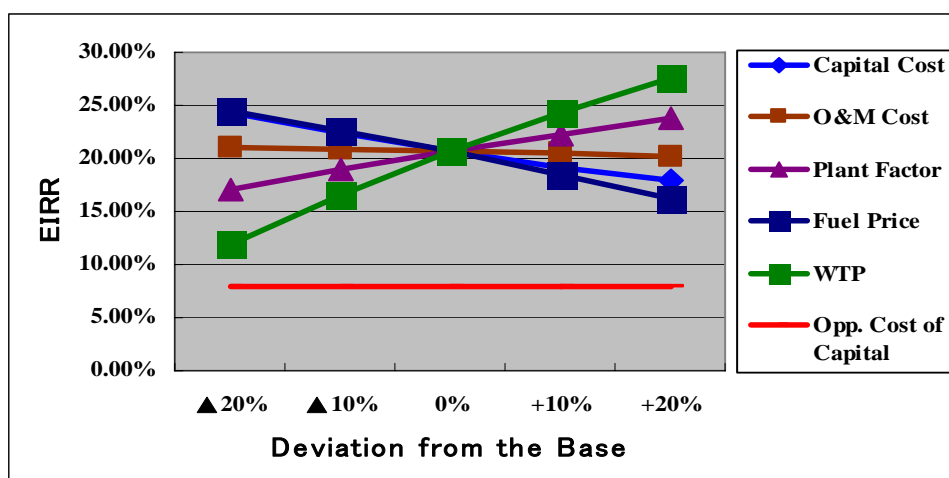


Figure I-8-5-2 EIRR 感度分析

上のグラフでは赤色の水平線により、資本の機会費用 (=8.0%) の水準を示してある。変動項目の全てが交差する交点がベースケースの EIRR=20.64%である。変動項目の各曲線と資本の機会費用の位置取りを見ることによって、変動項目の全ての変化値が資本の機会費用を上回っており、フィージビリティに問題ないことが確認される。

8.6 運用効果指標の設定

次に示す運用効果指標は、発電所の性能管理モニタリング、運用保守管理そしてそれらの効果を確認するために設定される。

運用指標

- ・ 最大出力 (実績値)
- ・ 設備利用率
- ・ 稼働率
- ・ 発電端熱効率
- ・ 人為ミスによる停止時間
- ・ 機器故障による停止時間
- ・ 計画停止による停止時間

効果指標

- ・ 最大出力
- ・ 送電端発電量

各指標の目標値は調査団の国際経験に基づいて設定される。目標値は当初、比較的低い水準に設定してもよい。指標項目値は定期的に確認し、毎年評価し、最終目標に向けてより高い目標値を達成する。

次表に示すように、各目標値は確認、評価されるべきである。指標は「Operation and Effect Indicators Reference, 2nd Edition, Established by JBIC, October 2002」に基づいて設定された。

Table I-8-6-1 運用効果指標

指標名	目標値	確認時期 *1	評価時期 *1	備考
運用指標				
最大出力 *2	360 MW	毎月	毎年	最大出力は、契約者の評価ガイドラインに基づき、また運用開始後の状態を十分考慮して定められた期間と条件の下、評価される。 ベラマラ CCPP はコンバインドサイクル型式であるため、GT のデグラデーションによる出力低下とそれによるプラント全体の出力低下が想定される。従って、評価が必要な指標である。
設備利用率 *3	70%	毎月	毎年	$= \text{年間発電端発電電力量} / (\text{定格出力} \times 24 \times 365) \times 100$ ベースロード運用での設定のため部分負荷運用となった場合、低下する可能性がある。定期検査期間は設備利用率に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。 “Power System Master Plan”によると、基本計画では 2016 年までは 450MW 級を、以降は 700MW 級の新規電源導入を想定している。ベラマラ CCPP も当初はベースロード運用、その後はミドルロード対応、ピークロード対応と給電事情により運用方法が変わっていくものと考えられる。また、将来のガス料金高騰も予想され、その場合ガス火力から石炭火力へ、供給力のシフトも考えられる。従って、設備利用率は、初期は 80%程度の高い値が想定されるが、その後運用方法の変化により 70%、60%と推移していくものと考えられ、プロジェクト期間 30 年で設備利用率を 70%とする。
稼働率 *3	90%	毎月	毎年	$= \text{年間運転時間} / (24 \times 365) \times 100$ ベースロード運用での設定のため部分負荷運用となった場合、低下する可能性がある。定期検査期間は稼働率に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。 ベラマラ CCPP では年間停止を 36.5 日間としている。これは燃焼器点検実施年での設定となっている。燃焼器点検に必要な計画停止は 8 日間である。また機器故障による停止時間は約 18 日間を想定しているので、燃焼器点検・機器故障以外での年間計画停止は 10.5 日間を想定しており、復水器点検や GT 吸気

指標名	目標値	確認時期 *1	評価時期 *1	備考
				フィルタ交換等がこの日数に含まれる。これらの停止期間を考慮し、十分な日数と考えられる。 ハリプール CCPP の 2007 年度実績稼働率は 95.96% である。ハリプール CCPP は 360MW とベラマラ CCPP と同規模だが、ハリプール CCPP は IPP であり、ベラマラ CCPP 稼働率 90% は妥当な数値と考える。
発電端熱効率 *2	54%	毎月	毎年	$= (\text{年間発電端発電電力量} \times 860) / (\text{年間燃料消費量} \times \text{低位燃料発熱量}) \times 100$ 発電端熱効率は、契約者の評価ガイドラインに基づき、また運用開始後の状態を十分考慮して定められた期間と条件の下、評価される。
人為ミスによる停止時間	0	毎年	毎年	
機器故障による停止時間	438	毎年	毎年	機器故障による停止時間は約 18 日間（438 時間）を想定している。コンバインドサイクル火力発電所運転実績から、不測の機器故障による停止は不可避である。ベラマラ CCPP では年間時間の 5% を設定している。
計画停止による停止時間	192	毎年	毎年	燃焼器点検実施年での設定となっている。燃焼器点検：192 時間×4 回／6 年、GT 点検：360 時間×1 回／6 年、定期検査：720 時間×1 回／6 年を予定している。
効果指標				
最大出力 *2	360 MW	毎月	毎年	最大出力は、契約者の評価ガイドラインに基づき、また運用開始後の状態を十分考慮して定められた期間と条件の下、評価される。 ベラマラ CCPP はコンバインドサイクル型式であるため、GT のデグラデーションによる出力低下とそれによるプラント全体の出力低下が想定される。従って、評価が必要な指標である。
送電端	2,141	毎月	毎年	定期検査期間は送電端発電量に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。

指標名	目標値	確認時期 *1	評価時期 *1	備考
発電量 *2	GWh			送電端発電量の目標値は次のように設定される。 360MW x 8760 hour x 0.70 x (1 – Auxiliary power ratio: 0.03)

- 1) 各指標の目標値は表中の「確認時期」に基づいて確認し、「評価時期」に基づいて評価する
- 2) 「最大出力」、「発電端熱効率」、「送電端発電量」の目標値は EPC 契約者の保障された仕様に基づいて設定する
- 3) 「設備利用率」、「稼働率」はバングラデシュ中央給電指令所からの運転指令によるより変動する