

ボツワナ国
ボツワナ電力公社

ボツワナ国
モルプール火力発電所リハビリ・環境対策
事業準備調査

最終報告書(要約)

平成23年11月
(2011年)

独立行政法人 国際協力機構(JICA)

日本工営株式会社
三井共同建設コンサルタント株式会社
株式会社三菱総合研究所

産公
CR (5)
11 - 052

ボツワナ国
ボツワナ電力公社

ボツワナ国
モルプール火力発電所リハビリ・環境対策
事業準備調査

最終報告書(要約)

平成23年11月
(2011年)

独立行政法人 国際協力機構(JICA)

日本工営株式会社
三井共同建設コンサルタント株式会社
株式会社三菱総合研究所

要 旨

E1. 目的

モルプールA発電所の国内電力供給能力改善を目的とし、改修計画と環境緩和に関し、円借款要請を前提としたFSを実施する。

E2. 改修計画シナリオ

改修計画のシナリオの決定、および詳細な改修項目策定の為、JICA調査団は2011年の3月～5月に3号機の運転中および停止中の機器の診断を実施した。この診断結果に基づき年間のプラントの稼働率の向上と延命年数に焦点を絞ったシナリオを策定した。各シナリオの特徴および工期、コストについて表E-1にまとめる。

表 E-1 改修シナリオ

改修シナリオ	稼働率80%での運転年数	稼働率説明	延命年数	改修工期	工事費用
シナリオ1 (小規模改修)	7 年間	改修後稼働率80%を7年間維持、その後8年間で40%まで徐々に低下し15年目で廃炉とする。	15年	29 ヶ月	134 百万米ドル (109億円)
シナリオ 2a (大規模改修)	15 年間	改修後稼働率80%を15年間維持、その後5年間で40%まで徐々に低下し20年目で廃炉とする。	20年	31 ヶ月	197 百万米ドル (160億円)
シナリオ2b (大規模改修)				24 ヶ月	181 百万米ドル (148億円)
シナリオ 3 (新規建設)	25年間	稼働率80%を25年間維持	--	36 ヶ月	336 百万米ドル (274億円)

シナリオ 2(大規模改修): 2aと2bの2種類を検討する。前者は2号機毎に改修し、ピーク需要時には電力を2機にて供給し続ける、一方後者は4機を同時にリハビリする。

シナリオ 3(新規建設): 経済・財務分析比較のために建設コストをモルプール B 発電所の建設コストを参照として算定した。

JICA 調査団により作成

E3. 環境対策機器

現状の煙突の公害排出濃度および関連基準の規制値を表E-2にまとめる。

表 E-2 排出濃度および排出基準

N/C: 遵守していない C: 遵守 --: 規制値無し

項目	単位	排出濃度	基準		判定		
			「ボ」国 ²⁾	世銀 ³⁾	「ボ」国	世銀	対策の必要性
SO ₂	mg/Nm ³	4,091 ¹⁾	3,293	2,000	N/C	N/C	必要
NO _x	mg/Nm ³	1,453 & 1,709	-	750	--	N/C	必要
Dust	mg/Nm ³	115	154	50 ⁴⁾	C	N/C	検討が必要

¹⁾ 2004-2005 年の月の最大値の平均値の 1～4 号の平均値²⁾ 「ボ」国規制当局 (DWMPC: Department of Waste Management and Pollution Control) による規制値³⁾ Pollution Prevention and Abatement Handbook (1998)⁴⁾ 既設の発電所の改修では 100mg/Nm³ (稀に 150mg/Nm³ も許容)

JICA 調査団により作成

1) 硫黄酸化物 SO₂ 対策

計測されたSO₂の排出濃度は4,091mg/Nm³であり、「ボ」国基準3,293mg/Nm³および世銀基準の2,000mg/Nm³を超過しているのでSO₂の排出対策が必要である。SO₂を90～95%除去できる排煙脱硫装置(FGD)の設置が妥当である。

2) 窒素酸化物(NO_x)対策

建設当時NO_xに関する基準は無く排出濃度も計測されていない。本調査期間中に携帯の気体成分分析計により測定したNO_xの排出濃度は1,453および1,709mg/Nm³であった。現在「ボ」国基準は制定されていないが、世銀基準の750mg/Nm³を超過しており、NO_x排出対策が必要である。リハビリにて交換する微粉炭の燃焼装置をNO_x排出量が400mg/Nm³程度以下に削減できる低NO_x微粉炭バーナに取り替えることが妥当である。

3) 煤塵(PM10)対策

煤塵濃度は計測されていないので実測値が無い。現在電気集塵器がリハビリ中であり、建設時の同設計保証値(入口濃度42.1g/Nm³、出口濃度115mg/Nm³)に回復されているので、現在115mg/Nm³以下と想定される、同数値は「ボ」国基準の154mg/Nm³は満足しているが、世銀の50mg/Nm³は超過している。

しかし、表E-2の注釈に記載のとおり、世銀の公害防止・低減ハンドブック(1998年)では“既設のプラントのリハビリは100mg/Nm³(稀に150mg/Nm³)が認められる”と記載されている。「ボ」国の規制当局であるDWMPCと協議した結果、「ボ」国の火力発電所の公害排出基準は世銀基準を参照に2014年までに改定されるが、既設の発電所については大きな投資を避けること、また排出既得権よりその規制値は緩和できることを確認している。

世銀規制値の50mg/Nm³を適用された場合は、電気集塵機は繊維フィルターに交換する必要がある

り、100mg/Nm³が適用されれば、現在BPCにて改修中の既設の電気集塵機(ESP)を流用することが可能である。

E4. 経済財務分析

上述E2に示した4つのシナリオは、リハビリの規模、手法ならびにその結果として発揮される性能が異なる。財務分析は、これら4つのシナリオそれぞれについて実施した。分析結果から指摘できる要点は、以下のとおりである。

- いずれのシナリオを採用しても、本プロジェクトは経済的に有意義であり、従って実行可能である。経済的な有意性は高く、20%の減収や20%の費用増があろうとも、有意性は確保される。
- プロジェクト実施のための資金を市場で調達する場合、いずれのシナリオを採用しようとも財務的に有意ではなく、従って実行可能ではない。他方、国際協力機関等による開発援助借款(ここでは具体的には日本による円借款で、中進国向けで地球環境問題、産業公害問題への対応に適用される優先条件オプション2)の活用を想定した場合は、**シナリオ2b, 3ならびに2a(好条件順)については財務的に実行可能になる。**
- 日本の円借款を活用して財務的に実行可能になる場合であっても、財務的有意性は強固なものではなく可否の境界線上に近い有意性である。したがって、減収、資本投資額や運営保守費用の増加などを想定した感度分析の結果、財務的に実行不可能に転じる場合もあった。このような状況を踏まえ、本件プロジェクトの自立性、持続可能性を確保するためには、さらなる収入の確保、費用削減の可能性について引き続き検討されることが望ましい。

表 E-3 経済的実行可能に関するシナリオ毎、資金調達ケース毎の計算結果

名称	特徴	CBR	NPV (百万米ドル)	EIRR
シナリオ 1	小規模リハビリ	2.32	628	N/A
シナリオ 2a	大規模リハビリ(段階的实施)	2.34	713	N/A
シナリオ 2b	大規模リハビリ(一斉実施)	2.41	740	N/A
シナリオ 3	同一容量の発電所を新規建設	2.12	714	N/A

JICA 調査団により作成

表 E-4 財務的実行可能に関するシナリオ毎、資金調達ケース毎の計算結果

名称	FIRR	資金調達ケース	CBR	NPV(百万米ドル)
シナリオ 1	1.3 %	(1) IRR=12%	0.82	-86
		(2) IRR=WACC=2.3%	0.98	-14
シナリオ 2a	5.5 %	(1) IRR=12%	0.83	-90
		(2) IRR=WACC=2.3%	1.09	88
シナリオ 2b	6.6 %	(1) IRR=12%	0.86	-75
		(2) IRR=WACC=2.3%	1.12	118
シナリオ 3	4.7 %	(1) IRR=12%	0.75	-157
		(2) IRR=WACC=2.3%	1.10	129

注: 資金調達ケース:

- (1) 全額金融市場にて調達(資本コストはボツワナの標準的な債券利回りに基づき 12%と想定)
- (2) 85% は日本の円借款、残り 15%は金融市場にて調達(期待利回りは同上)

JICA 調査団により作成

E5. 結論・推薦

4つのシナリオ(シナリオ1、シナリオ2a、シナリオ2bおよびシナリオ3)より財務的実行可能性の最も高いシナリオ2b(4機同時の大規模改修)を推薦する。

1) L/A 締結後の完成までの所要期間:41 ヶ月

- ・ コンサルタント調達期間、入札準備期間、業者入札期間 :17ヶ月
- ・ 請負工事期間 :24ヶ月

2) 事業費

表E-5のとおり148億円と試算された、この内85%の126億円が借款額となる。

表E-5 事業費

(百万円)		
コンポネント	事業費	借款額(事業費の 85%)
1. リハビリ・環境対策請負工事費	14,010	
2. コンサルタント費	788	
事業費 (1 + 2)	14,798	12,578

注) 事業費に予備費、物価上昇率は考慮している。

JICA 調査団により作成

E6 他の考慮すべき重要事項

1) リハビリ工事期間中の発電

リハビリ工事期間中のモルブールA発電所より系統への供給電力はシナリオ2aの場合40MW、シナリオ2bの場合ゼロである。この期間おける国内電力需要(特にピーク時)は、輸入電力または、オラパ発電所へのディーゼル発電機の増設により対応しなければならない。

2) 水利権の増量

脱硫装置の設置により、新たに250,000m³の水が必要となり、モルブールA発電所が年間に必要とされる水量は年間830,000m³となる。これは現在の水利権である657,000m³を173,000m³超過するので同超過分の水利権の増量が必要となる。

位置図



ドラフト・ファイナルレポート(要約)

目 次

プロジェクト位置図

第 1 章 業務概要

1.1	業務の背景	1 - 1
1.2	業務の概要	1 - 1
1.2.1	業務の目的	1 - 1
1.2.2	調査の場所	1 - 1
1.2.3	協議書に記載された FS の範囲	1 - 2
1.3	調査の基本方針	1 - 2

第 2 章 基礎データ・情報

2.1	電力開発計画	2 - 1
2.1.1	電力需要	2 - 1
2.1.2	モルブール A 発電所発電電力単価および販売電力単価	2 - 2
2.1.3	発電開発計画	2 - 2
2.1.4	電力系統	2 - 4
2.2	他のドナー	2 - 5
2.2.1	モルブール B 発電所のコンポーネント	2 - 5
2.2.2	発電、送電線部門への他のドナー	2 - 5
2.3	石炭供給の持続性	2 - 6
2.3.1	「ボ」国石炭埋蔵量	2 - 6
2.3.2	一般的な石炭の性状	2 - 6
2.3.3	モルブール A 発電所の年間石炭消費量	2 - 6
2.3.4	石炭供給持続性	2 - 7
2.3.5	石炭価格	2 - 7
2.3.6	モルブール A 発電所の石炭消費量	2 - 8
2.4	ボツワナ電力公社(BPC)について	2 - 9
2.4.1	BPC の組織	2 - 9
2.4.2	BPC の財務状況	2 - 9
2.5	モルブール A 発電所の組織	2 - 12
2.5.1	モルブール A 発電所組織図	2 - 12
2.5.2	モルブール A 発電所の従業員	2 - 13

第 3 章 発電所基礎調査

3.1	発電所の概要	3 - 1
3.2	年間稼働率	3 - 2
3.3	稼働率を低下させている主原因	3 - 3
3.4	運転管理	3 - 4
3.5	保守管理	3 - 7
3.5.1	保守記録	3 - 7

3.5.2	交換部品管理	3 - 7
3.5.3	外注による分解点検	3 - 5

第4章 機器診断

4.1	ボイラおよび補機	4 - 1
4.1.1	ボイラエリアの状況	4 - 1
4.1.2	石炭成分分析	4 - 1
4.1.3	ボイラ耐圧部	4 - 2
4.1.4	バーナー周辺	4 - 4
4.1.5	微粉炭機	4 - 5
4.1.6	給炭機および石炭バンカー	4 - 5
4.1.7	燃料系統	4 - 6
4.1.8	石炭および重油バーナー点火装置	4 - 7
4.1.9	バーナー封入空気および冷却空気通風機	4 - 7
4.1.10	燃焼空気および排出ガス系統	4 - 7
4.1.11	ボイラ計装機器	4 - 8
4.1.12	スートブロワ装置(煤吹き装置)	4 - 9
4.1.13	水質試料採取装置および薬液注入装置	4 - 9
4.1.14	炉底灰処理装置	4 - 9
4.1.15	電気集塵器	4 - 10
4.2	計装機器	4 - 10
4.2.1	ボイラ計装機器	4 - 10
4.2.2	タービン計装機器	4 - 11
4.3	タービン	4 - 11
4.3.1	タービン本体	4 - 11
4.3.2	復水器	4 - 12
4.4	発電機	4 - 13
4.4.1	発電機巻線(回転子、固定子)	4 - 13
4.5	電気設備	4 - 13
4.5.1	220kV 変電機器	4 - 13
4.5.2	12kV -6.6kV 電気設備	4 - 14
4.5.3	配電盤	4 - 15
4.5.4	ボイラ周辺機器	4 - 16
4.6	補機	4 - 16
4.6.1	運炭装置	4 - 17
4.6.2	給水処理装置	4 - 17
4.6.3	フライアッシュ輸送装置および灰輸送ポンプ	4 - 18
4.6.4	エンジン駆動非常用発電機	4 - 19
4.6.5	消火ポンプおよび水道水ポンプ	4 - 19
4.6.6	排ガス分析機器	4 - 19
4.6.7	分析室	4 - 19

第5章 自然条件および土木設計

5.1	自然条件	5 - 1
5.2	水資源計画	5 - 1
5.3	石炭灰捨て場	5 - 2
5.4	コンクリート診断	5 - 2

5.5	鉄骨診断	5 - 2
5.6	設計条件	5 - 2
第 6 章 環境社会配慮		
6.1	環境社会配慮の概要	6 - 1
6.2	立地環境および土地利用	6 - 1
6.3	住民移転	6 - 1
6.4	文化遺産	6 - 1
6.5	労働環境	6 - 1
6.6	火災対策	6 - 2
6.7	労働災害	6 - 2
6.8	ボツワナ国における環境社会関連法の枠組み	6 - 2
6.9	環境影響評価(EIA)	6 - 3
6.10	苦情申し立て	6 - 3
6.11	環境許認可	6 - 3
6.12	稼働中の発電所による環境影響	6 - 3
6.12.1	排水処理および地下水汚染	6 - 3
6.12.2	騒音および振動	6 - 4
6.12.3	廃棄物管理	6 - 4
6.12.4	灰処分	6 - 5
6.13	環境社会影響の範囲および評価	6 - 5
6.14	緩和対策および環境管理計画	6 - 6
6.14.1	リハビリ工事中	6 - 6
6.14.2	稼働中	6 - 6
6.15	環境モニタリング	6 - 7
6.15.1	環境モニタリング現状	6 - 7
6.15.2	リハビリ工事中および稼働時のモニタリング計画	6 - 8
6.16	地球温暖化	6 - 10
第 7 章 改修計画の策定		
7.1	3号機の診断結果の分析	7 - 1
7.2	複数のリハビリ案	7 - 1
7.3	リハビリ期間工事中の発電計画	7 - 6
7.3.1	工事期間中の電力需給バランス(シナリオ 2a)	7 - 6
7.3.2	工事期間中の電力需給バランス(シナリオ 2b)	7 - 7
第 8 章 環境汚染対策		
8.1	現在の大気質	8 - 1
8.1.1	現在の周辺の大気質	8 - 1
8.1.2	現在の煙突からの排煙	8 - 1
8.2	環境汚染対策	8 - 3
8.2.1	二酸化硫黄(SO ₂)対策	8 - 3
8.2.2	窒素酸化物(NO _x)対策	8 - 3
8.2.3	煤塵(PM ₁₀)対策	8 - 3
8.3	着地濃度のシュミレーション	8 - 3
8.4	本プロジェクトによる排出濃度削減効果	8 - 4
第 9 章 経済・財務分析、便益指標の設定		
9.1	経済・財務分析の概要	9 - 1

9.2	シナリオ設定	9 - 1
9.2.1	リハビリシナリオと便益指標	9 - 1
9.2.2	運用条件	9 - 2
9.2.3	リハビリ後に市場に供給される電力量	9 - 2
9.3	プロジェクトの費用	9 - 2
9.4	プロジェクトによる便益	9 - 3
9.5	プロジェクトによる収益	9 - 3
9.6	経済的実行可能性の分析	9 - 3
9.6.1	分析方法	9 - 3
9.6.2	経済分析結果	9 - 4
9.6.3	感度分析	9 - 4
9.7	財務的実行可能性の分析	9 - 5
9.7.1	分析方法	9 - 5
9.7.2	財務分析結果	9 - 6
9.7.3	感度分析	9 - 6
9.8	経済・財務分析の結論	9 - 8
第 10 章 基本設計		
10.1	改修に必要な主要機器の仕様および数量	10 - 1
10.1.1	ボイラおよび補機	10 - 1
10.1.2	タービン	10 - 2
10.1.3	発電機	10 - 4
10.1.4	機械設備	10 - 5
10.1.5	電気設備	10 - 6
10.1.6	計装機器	10 - 7
10.1.7	環境対策機器	10 - 8
10.2	基本設計図	10 - 9
第 11 章 事業実施計画		
11.1	事業実施および調達計画	11 - 1
11.1.1	事業実施スケジュール	11 - 1
11.1.2	調達計画	11 - 1
11.2	事業費の算出	11 - 1
11.2.1	工事費	11 - 1
11.2.2	コンサルタント費	11 - 2
11.2.3	総事業費	11 - 2
11.3	事業費の支出計画	11 - 3
第 12 章 結論・推奨事項		
12.1	リハビリ・環境対策の推奨案	12 - 1
12.2	留意すべき事項	12 - 2
12.3	BPC 自己資金による改修工事	12 - 2
12.4	リハビリ工事前の推奨事項	12 - 3
12.4.1	保守	12 - 4
12.4.2	運転	12 - 4

添付資料 (APPENDIX) のリスト

Appendix 1-1	Contrast of the ToR in Minutes of Discussions and the Report
Appendix 3-1	Frame Failure Trip
Appendix 3-2	Drum Level High Trip
Appendix 3-3	Stream Temperature Control on Unit No.1 Boiler
Appendix 8-1	Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization)
Appendix 8-2	Study on Low NOx Burner
Appendix 10-1	Schematic Outline of Main Process Flow
Appendix 10-2	Single Line Diagram
Appendix 10-3	System Process Flow of Semi-Dry FGD
Appendix 10-4	Layout Plan of Semi-Dry FGD
Appendix 10-5	System Process Flow of Wet FGD
Appendix 10-6	Layout Plan of Wet FGD

表リスト

表 1-1	モルブール A 発電所基本機能	1 - 2
表 2-1	モルブール B 発電所および関連コンポーネントの資金源	2 - 5
表 2-2	石炭投資償還月額 および固定月額	2 - 8
表 2-3	石炭従量単価	2 - 8
表 2-4	モルブール A 発電所石炭消費量	2 - 8
表 2-5	BPC の損益計算書	2 - 10
表 2-6	BPC の貸借対象表	2 - 11
表 2-7	BPC キャッシュフロー表	2 - 11
表 2-8	モルブール A 発電所の要員配置	2 - 13
表 3-1	発電所の設備仕様	3 - 1
表 4-1	石炭成分分析	4 - 1
表 4-2	耐圧部の診断結果	4 - 3
表 4-3	微粉炭機の診断結果	4 - 6
表 4-4	燃料油系統の診断結果	4 - 6
表 4-5	石炭および重油バーナー点火装置の診断結果	4 - 7
表 4-6	バーナー封入空気および冷却空気通風機の診断結果	4 - 7
表 4-7	燃焼空気排ガス系統の診断結果	4 - 8
表 4-8	ボイラ計装機器の診断結果	4 - 8
表 4-9	スートブロウ装置の診断結果	4 - 9
表 4-10	試料採取および薬液注入装置の診断結果	4 - 9
表 4-11	炉底灰処理装置	4 - 10
表 4-12	ボイラ計装機器の診断結果	4 - 10
表 4-13	タービン計装機器の点検結果	4 - 11
表 4-14	タービン本体の診断結果	4 - 11
表 4-15	220kV 変電機器の診断結果	4 - 13
表 4-16	12kV - 6.6kV 電気設備 の診断結果	4 - 14
表 4-17	配電盤の診断結果	4 - 15
表 4-18	ボイラ周辺機器の診断結果	4 - 16
表 6-1	環境・野生動物・環境省の組織	6 - 2
表 6-2	リハビリ工事中および稼働時の環境社会影響	6 - 5
表 6-3	リハビリ工事中のモニタリング項目	6 - 8
表 6-4	排出濃度および着地濃度のモニタリング	6 - 9

表 7-1	改修計画の実施項目	7 - 3
表 8-1	ベースライン着地濃度の予測値	8 - 1
表 8-2	排出濃度の最大値および関連基準	8 - 2
表 8-3	リハビリ工事による排出ガス削減効果(事業効果)	8 - 4
表 9-1	経済・財務分析のための4つのリハビリのシナリオ	9 - 1
表 9-2	発電所から市場に供給される年間電力量	9 - 2
表 9-3	経済的実行可能性分析の指標	9 - 3
表 9-4	経済的実行可能に関するシナリオ毎の計算結果	9 - 4
表 9-5	経済的実行可能性の感度分析	9 - 4
表 9-6	財務的実行可能に関するシナリオ毎および資金調達ケース毎の計算結果	9 - 6
表 9-7	財務的実行可能性の感度分析	9 - 6
表 10-1	ボイラおよび補機の仕様および数量	10 - 1
表 10-2	タービンの仕様および数量	10 - 3
表 10-3	発電機の仕様および数量	10 - 4
表 10-4	機械設備の仕様および数量	10 - 5
表 10-5	電気設備の仕様および数量	10 - 6
表 10-6	環境対策機器の仕様および数量	10 - 8
表 10-7	図面リスト	10 - 9
表 11-1	事業実施スケジュール	11 - 1
表 11-2	直接工事費	11 - 2
表 11-3	総事業費	11 - 2
表 11-4	事業費の支出計画	11 - 3
表 12-1	推奨シナリオ	12 - 1
表 12-2	適用推奨環境対策機器	12 - 1
表 12-3	プロジェクト期間	12 - 2
表 12-4	事業費	12 - 2
表 12-5	BPC 自己資金によるプロジェクト	12 - 3
表 12-6	表 12-5 の最終項目 (Control and Instrumentation Field Equipment) の内訳	12 - 3

図リスト

図 1-1	モルブール A 発電所位置図および電力系統図	1 - 1
図 2-1	年間最大電力需要	2 - 1
図 2-2	年間販売電力量	2 - 1
図 2-3	モルブール A 発電所発電単価および BPC 電力平均販売単価	2 - 2
図 2-4	今後 10 年間の電力需給バランス 2011~2020	2 - 3
図 2-5	電力系統計画	2 - 4
図 2-6	モルブール A 発電所 年間石炭消費量および貯蔵量	2 - 6
図 2-7	BPC の組織図	2 - 9
図 2-8	モルブール A 発電所の組織図(2010 年度以前)	2 - 9
図 2-9	モルブール A および B 発電所組織図(2011 年度以降)	2 - 10
図 3-1	年間発電電力量の推移	3 - 1
図 3-2	所内率の推移	3 - 2
図 3-3	計画停止率、計画外停止率および稼働率の推移	3 - 2
図 3-4	トリップ回数の推移	3 - 3
図 3-5	トリップ原因分類	3 - 4
図 6-1	発電所 A における SHE の管理体制	6 - 2
図 6-2	SHE マネジメント組織の提案	6 - 7
図 7-1	リハビリ期間中の国内電力需給バランス(シナリオ 2a)	7 - 6
図 7-2	リハビリ期間中の国内電力需給バランス(シナリオ 2b)	7 - 7

略 語

AH	:	Air Heater
AfDB		African Development Bank
BCL	:	Bamangwato Concessions Ltd
BOBC		Bank of Botswana Certificate
BOBS		Botswana Bureau of Standard
BOS		Bureau of Standard
BPC	:	Botswana Power Corporation
BOD		Biological Oxygen Demand
BOP E	:	Balance of Plant Electrical
BOP M	:	Balance of Plant Mechanical
BSI		British Standard Institute
CBM		Coal Bed Methane
CBR		Cost Benefit Ratio
CCS		Carbon Capture and Storage
CEO	:	Chief Executive Officer
C&I	:	Control and Instrumentation
COD		Chemical Oxygen Demand
CONCAWE	:	Conservation of Clean Air and Water in Europe
CSP		Concentrating Solar Power
DC	:	Direct Current
DCF		Discounted Cash Flow
DCS	:	Distributed Control System
DE	:	Driven End
DEA	:	Department of Environmental Affairs
CPI		Consumer Price Index
DPT		Dye Penetrant Test
DWMPC	:	Department of Waste Management and Pollution Control
ESP	:	Electro Static Precipitator
EHS		Environmental, Health and Safety
EIA	:	Environmental Impact Assessment
EIAA	:	Environmental Impact Assessment Act
EIRR		Economic Internal Rate of Return
EMP	:	Environmental Management Plan
ESIA		Environmental and Social Impact Assessment
EU	:	European Union
FC		Foreign Currency
FGD	:	Flue-Gas De-sulfurization
FCB	:	Field Circuit Breaker
FDF	:	Forced Draught Fan
FIRR		Financial Internal Rate of Return
FY	:	Fiscal Year starting on 1 st April ending on 31 st March in Botswana
FS		Feasibility Study
GOB	:	Government of Botswana
GLC		Ground level Concentration
HGI	:	High Grove Index
HFO	:	Heavy Fuel Oil
HTS	:	High Temperature Superheater
HV	:	High Voltage
IBRD		International Bank for Reconstruction and Development
ICBC		Industrial and Commercial Bank of China Limited
IDF	:	Induced Draught Fan
IFC	:	International Finance Corporation
IPP	:	Independent Power Producer
IRR		Internal Rate of Return
JBIC	:	Japan Bank for International Cooperation
JICA	:	Japan International Cooperation Agency

L/A		Loan Agreement
LC		Local Currency
LV	:	Low Voltage
MCL		Morupule Colliery Ltd
MMEWR		Ministry of Mine Energy and Water Resources
NDT	:	Non Destructive Test
NERSA		National Energy Regulator of South Africa
Nox		Nitrogen oxides
NPV		Net Present Value
O&M	:	Operation and Maintenance
ODA	:	Official Development Assistance
OEM		Original Equipment Manufacturer
PAF	:	Primary Air Fan
PC	:	Pulverized Coal
PGA		Peak Ground Acceleration
PM		Project Manager
PM10		Particle Matter of aerodynamic diameter less than 10 micro meter
P/S		Power Station
RCC		Referential Cost of Capital
SABS	:	South Africa Bureau Standards
SANS	:	South Africa National Standards
SAPP	:	Southern African Power Pool
SDR		Social Discount Rate
SBU		Strategic Business Unit
SHE	:	Safety, Health and Environmental
SO ₂		Sulfur dioxide
SO _x		Sulfur oxides
SS		Substation
USGS	:	US Geological Survey
WACC		Weighted Average of Cost of Capital
WB	:	World Bank
WBG	:	World Bank Group
WHO	:	World Health Organization
yr		Year

単 位

Length

mm	:	Millimeters
cm	:	Centimeters
m	:	Meters
km	:	Kilometers

Extent

cm ²	:	Square-centimeters
m ²	:	Square-meters
km ²	:	Square-kilometers
ha	:	Hectares

Volume

cm ³	:	Cubic-centimeters
m ³	:	Cubic-meters
Nm ³	:	Normal cubic-meters at 0°C and at 1 barometric pressure

Weight

g	:	grams
kg	:	kilograms
mg	:	milgram
ton	:	Metric ton
t	:	Metric ton

Time

sec.	:	Seconds
min.	:	Minutes
hr.	:	Hours

Temperature

°C	:	Degree Celsius
----	---	----------------

Currency

USD	:	United State Dollars
JPY	:	Japanese Yen
BWP	:	Botswana Pula

Electric

V	:	Volts (Joule/coulomb)
kV	:	Kilo volts
A	:	Amperes (Coulomb/second)
kA	:	Kilo amperes
W	:	Watts (active power) (J/s: Joule/second)
kW	:	Kilo watts
MW	:	Mega watts
Wh	:	Watt-hours
kWh	:	Kilo watt-hours
MWh	:	Mega watt-hours
GWh	:	Giga watt-hours
VA	:	Volt-amperes (apparent power)
kVA	:	Kilo volt-amperes
MVA	:	Mega volt-amperes

第1章 業務概要

1.1 業務の背景

現在モルプールA発電所132MW(33MW×4基)は「ボ」国内にベース電力を供給している唯一の発電所である。1996年に運転開始された同発電所は25年～30年の寿命に設計されている。

2009年度の最大需要電力時の553MWを供給するために、ボ「国」その87%を南アフリカパワープール(SAPP)より比較的安価な価格で輸入していた。しかし、南アの受給バランスが逼迫してきたことから南アは電力輸出量を年々下げている。輸入電力量削減により「ボ」国は電力不足に陥ることを回避するため、エネルギー政策を、国内発電電力70%、輸入電力30%とするよう見直した。それを具現化するために、モルプールA発電所のリハビリとモルプールB発電所600MW(150MW×4基)の建設を計画した。

これによりボツワナ国電力公社(BPC)はモルプールA発電所のボイラー、タービン他の余寿命診断を実施した。しかし、詳細なリハビリ範囲、投資額、スケジュールの策定がさらに求められ、また環境基準に準拠するための効率的な環境対策機器の適用を調査することが必要であった。

これらの要望に対応するために2009年9月に事前FSがJICAにて実施され、機器リハビリおよび環境対策機器に関するFSのための協議書がボ「国」政府とJICAの間で締結された。

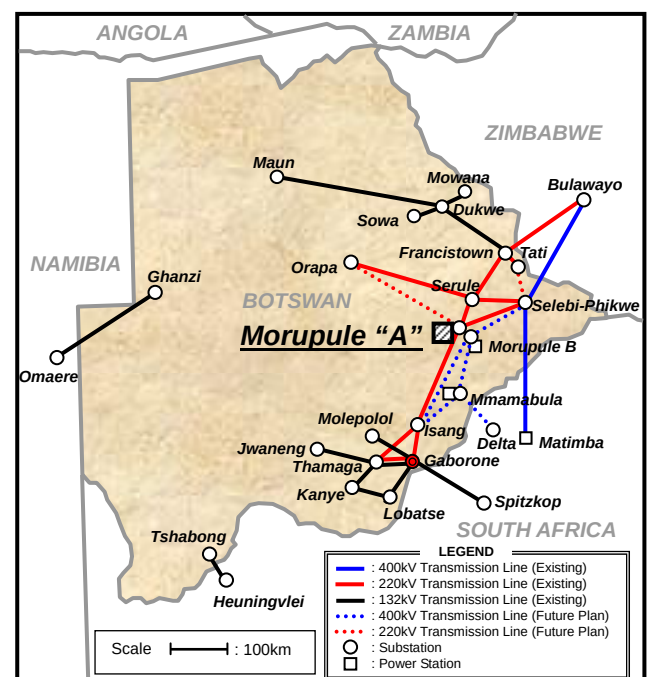
1.2 業務の概要

1.2.1 業務の目的

前述協議書に基づき、国内電力供給力改善をも目的として、モルプールA発電所のリハビリと環境緩和に関するFSを実施する。

1.2.2 調査の場所

FSの対象は首都ハボロネより約280km北に位置するモルプールA発電所(セントラル地域、パラペ市)である。



JICA 調査団により作成

図1-1 モルプールA発電所位置図および電力系統図

1.2.3 協議書に記載されたFSの範囲

協議書に記載されたFSの範囲は大別すれば以下の4項目であり、詳細はAppendix1-1に添付する。

- 基礎情報、現在の状況の確認
- リハビリおよび環境緩和機器の検討
- 環境社会配慮
- セミナーの開催

1.3 調査の基本方針

調査団よりJICAの提案、また、インセプションレポートにてBPCに説明した調査の基本方針は以下のとおりである。

- 機器診断の実施
- リハビリの複数案の提案
- 環境対策機器の機能向上
- 環境社会配慮の調査

発電所主要諸元を表1-1に示す。

表1-1 モルプルA発電所基本機能

ユニット			運転開始	発電容量	蒸気温度	蒸気圧力	稼働率
番号	主要機器	製造者					
No.1	ボイラー	Lentjes	1986	33 MW	528 °C	10.9 Mpa	FY 2005: 86.0% 2006: 70.5% 2007: 62.3% 2008: 57.5% 2009: 51.8% 2010: 37.8%
	タービン	NEI Parsons					
	発電機	Parsons Peebles					
No.2	ボイラー	Lentjes		33MW			
	タービン	NEI Parsons					
	発電機	Parsons Peebles					
No.2	ボイラー	Lentjes		33MW			
	タービン	NEI Parsons					
	発電機	Parsons Peebles					
No.4	ボイラー	Lentjes	1989	33MW			
	タービン	東芝					
	発電機	東芝					

JICA 調査団により作成

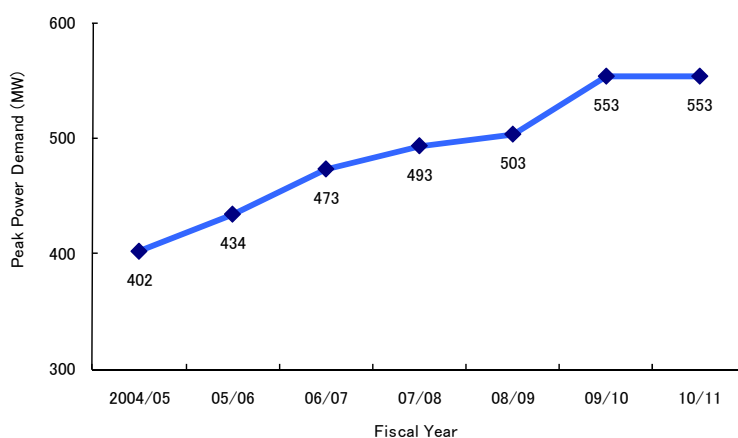
第2章 基礎データ・情報

2.1 電力開発計画

2.1.1 電力需要

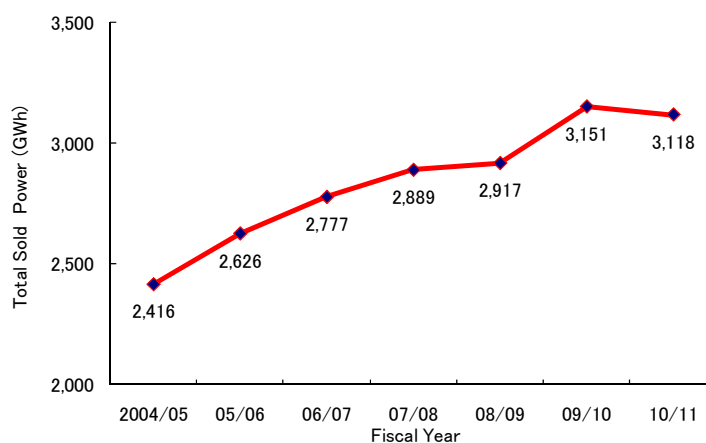
BPCの年度報告書2004～2009年度およびヒアリング（2010年度）よれば、ピーク需要は年々増加しており、過去6年間の平均増加率は5.5%であった。図1-1にその経年変化を示す。

年間販売電力量も年々増加傾向にしており、過去6年間の平均増加率は4.4%であった。2009年度は3,151GWh、但し、2010年度は微減し3,118GWhであった。図1-2にその経年変化を示す。



出典: BPC 年度報告書 2004 年度～2009 年度, BPC ヒアリング 2010 年度

図 2-1 年間最大電力需要



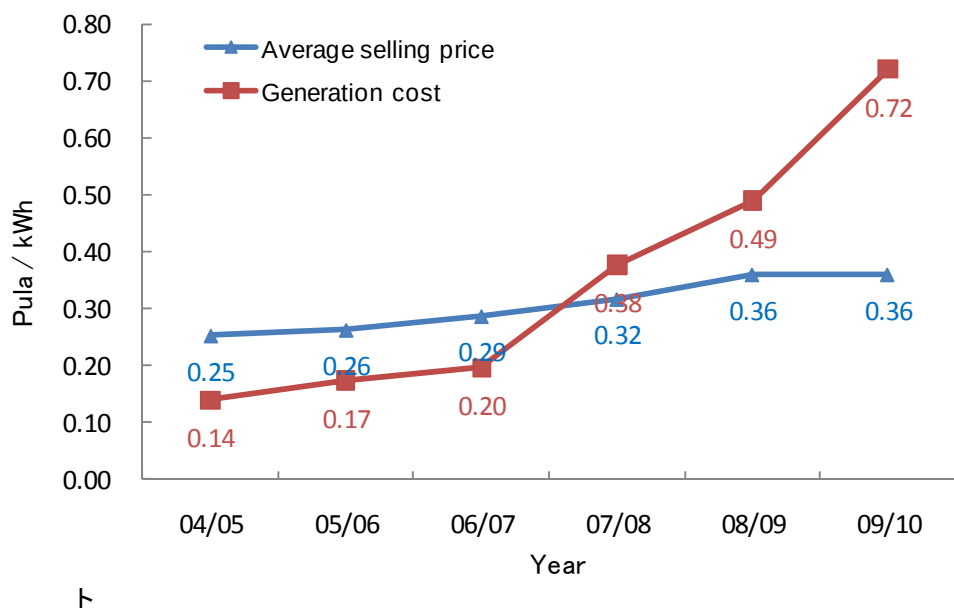
出典: BPC 年度報告書 2004 年度～2009 年度, BPC ヒアリング 2010 年度

図 2-2 年間販売電力量

2.1.2 モルプールA発電所発電電力単価および販売電力単価

モルプールA発電所の年度毎発電単価とBPCの平均電力販売単価(モルプールA発電所およびSAPPからの輸入電力)を図2-3に示す。

平均電力販売単価は2004年度の0.25 BWP/kWhが2009年度の0.36BWP/kWh と上昇し、後者は前者に対し1.4倍である。一方、A発電所発電単価は2004年度の0.14BWP/kWhが2009年度には0.72 BWP/kWhと大幅に上昇し、後者は前者に対し5.3倍である。



ト
出典: BPC 年度報告書 2004 年度～2009 年度, BPC ヒアリング 2010 年度

図 2-3 モルプールA発電所発電単価およびBPC電力平均販売単価

2.1.3 発電開発計画

「ボ」国の発電は半官半民の会社であるBPCのみに任されており、パラペ市に132MWのモルプールA発電所に所有している。2009年度は最大需要電力量の553MWを賄うために、その電力量の87%をSAPPより輸入している。その内80%は南アフリカ国のEskomより、残り7%をその他のSAPP加入国より輸入している。

南アフリカ諸国は現在各国発電量不足に直面しているので、「ボ」国の国内発電電力の増強は喫緊の課題である。この対策として600MWのモルプールB発電所を建設中であり、初号機は2012年までに系統に併入される予定である。

1,200MWマムブラ石炭火力発電所(900MWをSAPPへ輸出、300MWを「ボ」国内に供給)をIPP事業者にて建設される計画も挙がっていたので、「ボ」国の電力供給法は民間発電事業者が発電事業に参画できるよう改定された。民間発電事業者の参画は可能となったが、その販売価格の決定権は「ボ」国政府の鉱物エネルギー水資源省が保有している、また、BPCはこのIPP事業者の発電

電力の唯一の購入者である。

マンプラ発電所は超臨界ボイラー技術を適用した600MW×2基の計画であったが、南アフリカのEskomとの電力販売協定の最終化の遅れによりプロジェクト自体の開始が相当に遅れていた。その後2008年9月に発生したリーマンショックによりIPPへの投資家が消極的になり、実現化が困難な状況となりつつある。

BPCは2009年より70MWのディーゼル発電所をリースしているが、この契約も2011年末には切れる。リース契約にはBPCの買取りの選択肢も記載してあるが、BPCは買取りを考えていない。また2種類の燃料が使用可能な90MW発電所をオラパに建設中である。つまり当初はディーゼルオイルを使用し、石炭層メタンガスを採掘できれば切り替える、

しかし、これら70MWおよび90MWのプラントはディーゼル燃料を使用しているので現在の発電コストは1.75～2.1BWP/kWhと極めて高い。このコストは2009年度のモルプールAの発電コストの0.72BWP/kWhまた平均販売単価の0.36BWP/kWhと比較しても極めて高いと言える。

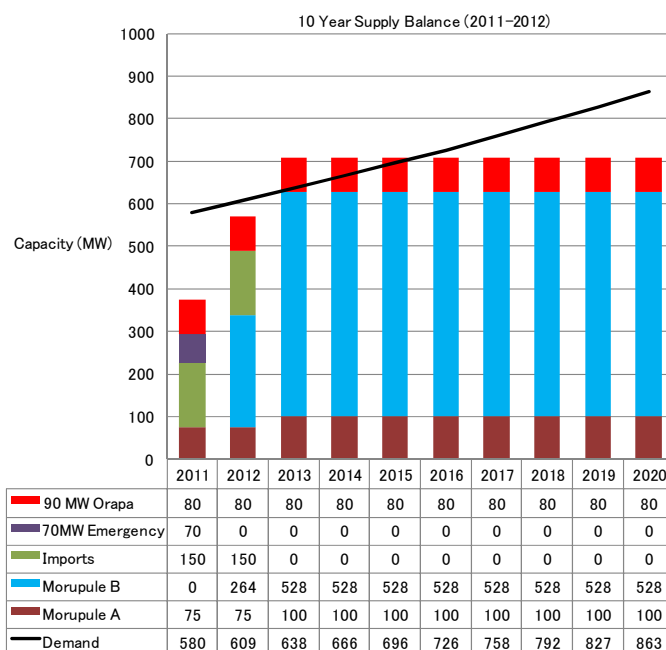
鉱物エネルギー水資源省により作成された“10年間の電力供給予想 2010年～2020年”によれば、今後10年間132MWモルプールA発電所、600MWモルプールB発電所および90MWオラパ発電所の3箇所発電所のみが国内の発電設備として計画されている。

また同省はSAPPより電力輸入を2012年度中で終了することで計画しており、2013年以降は最大需要電力を、モルプールAの100MW、モルプールBの528MWおよびオラパの80MWの合計708MW（各発電電力は発電所所内電力を除き需要家に実際に供給できる電力）で賄う計画をしている。

図2-4より、2013年にモルプールB発電所の4機全てが運転開始されれば国内3箇所発電所による発電電力は2013年～2015年の3年間は国内最大電力需要を超えることが分る。

しかし、この予想はモルプールA発電所が2012年まで75MW供給、また2013年以降100MW供給可能である想定に基づいたものである。

現在のモルプールA発電所の状況を確認した結果、2011年の5月～7月の最大需要電力の時期には4機中の2機のみ44MWの発電が可能であり、所内電力を除き約40MWのみが電力系統に供給可能であった。



出典: 鉱物エネルギー水資源省 10年間電力供給予測

図2-4 今後10年間の電力需給バランス2011～2020

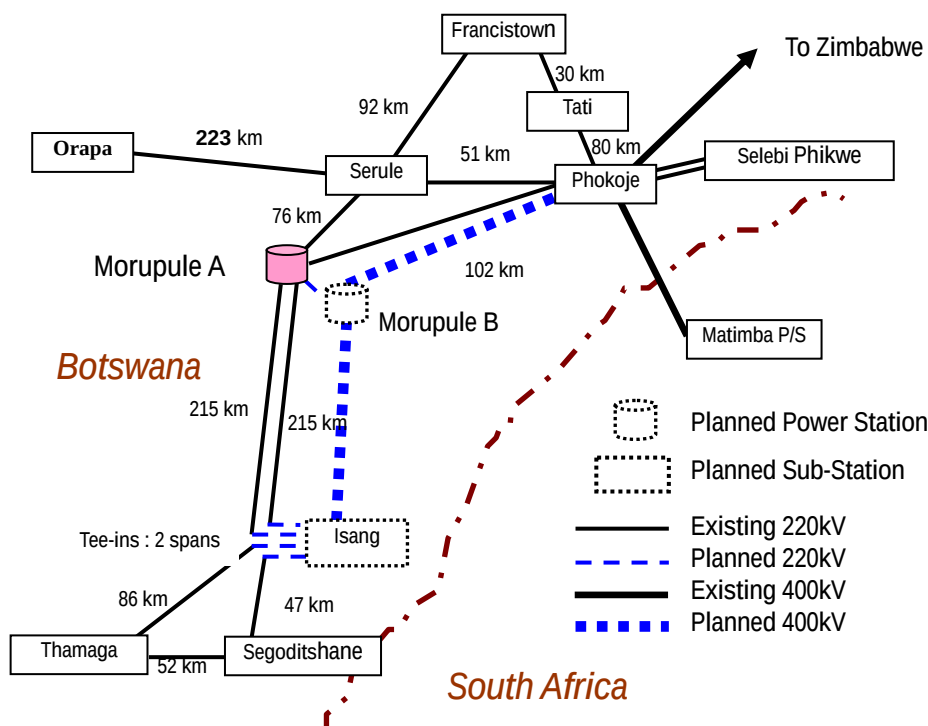
モルプールA発電所はその稼働率および信頼性は頻繁なるプラントの自動停止(原因は第3章にて述べる)により非常下がっているため早急なハビリリ工事が必須である。

2.1.4 電力系統

現在、モルプールA発電所は4回線の220kV送電線で負荷地域に送電している。その内2回線はハボロネ周辺へ電力供給するために南部へ、他の2回線は北部エリアに電力供給するために北部へ連系されている。

モルプールB発電所建設に伴い、その発電電力を国の南西部および北東部地域へ供給するために送電系統は大幅に増強されている。所内電力を600MWより除いた528MWを400kV電圧、送電線長約105kmにより北部に位置する既設400kV Phokoje変電所へ、また400kV電圧、送電線長約215kmにより南部に位置するIsang変電所へ送電し、それら変電所においては400/220kV変圧器にて降圧し周辺地域に電力を供給する計画である。

モルプールB発電所の送電線工事においては、同発電所とA発電所は220kVの送電線で連系され220kVに加え400kVに接続される。よってモルプールAの発電電力の送電の信頼性は著しく向上する。



JICA 調査団により作成

図 2-5 電力系統計画

2.2 他のドナー

2.2.1 モルプールB発電所のコンポーネント

モルプールB発電所建設および関連のコンポーネントはICBC（中国工業商業銀行）、IBRD（世銀）、アフリカ開発銀行およびボツワナ政府の資金により実施されており、その内訳を表2-1に示す。

表2-1 モルプールB発電所および関連コンポーネントの資金源

百万 US\$

Project Component	Total	ICBC	BPC/GOB	IBRD(WB)	AfDB
Component A Morupule Generation Expansion (BPC)					
A(1) Power Station	1,211.3	825	346		40.3
A(2) Transmission (include. 400kV S/S)	275.3		35.9	77.2	162.2
A(3) Water Supply	53		6.1	46.9	
Total A	1,539.6	825	388	124.1	202.5
Component B Alternative Energy Development (MMEWR)					
B(1) Low Carbon growth strategy study	0.5			0.5	
B(2) Preparation of CSP project	1.0			1.0	
B(3) Coal/CBM strategy development	4.0			4.0	
B(3) CCS pilot feasibility study	1.0			1.0	
Taxes	0.3		0.3		
Total B	6.8		0.3	6.5	
Component C Institutional and Capacity Building					
C(1) BPC	10.8		7.3	3.5	
C(2) MMEWR	3.1		0.8	2.3	
Total C	13.9		8.1	5.8	
Total A to C	1,560.3	825	396.4	136.4	202.5
Interest during construction	102		102		
Fund Total	1,662.3	825	498.4	136.4	202.5
Share of Fund (%)	(100)	(50)	(30)	(8)	(12)

出典: Project Appraisal Document Report No: 49183-BW prepared by World Bank

Note1: EPC contract amount of power station is 968 million US\$ except taxes and duties.

Note 2: Air quality monitoring and management 0.5 million US\$ is included in the package of C(1).

Note 3: IBRD partially guarantees in the amount of 242.7 million US\$ to the fund of ICBC.

2.2.2 発電、送電線部門への他のドナー

現在、前述モルプールB発電所およびその関連プロジェクトを除いては発電・送電線セクターへの他のドナーによるプロジェクトは無い。

既設220kV以下の送電線の拡張、オラパの90MW発電所建設等他のすべてのプロジェクトはBPCまたは「ボ」国の自己資金にて実施されている。

2.3 石炭供給の持続性

2.3.1 「ボ」国石炭埋蔵量

「ボ」国の石炭埋蔵量は膨大であり、212,000百万トンと言われている。一方、現在の石炭消費量は年間約百万トンのみであり、その内の50%以上はモルプールA発電所にて消費されている。

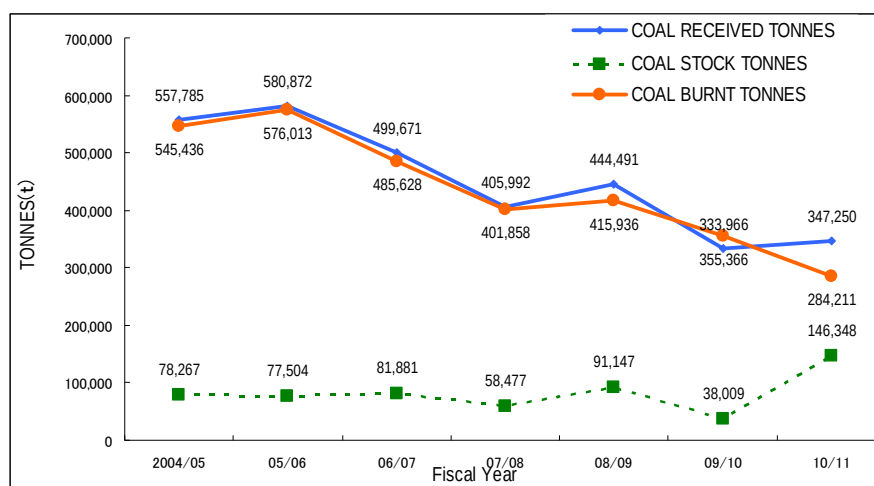
2.3.2 一般的な石炭の性状

「ボ」国の石炭は半瀝青炭で比較的高い灰分および硫黄分(最大2%程度)を有し、発熱量は約22 to 26 MJ/kgである。灰分の含有率は生産地鉱山や炭層によっても異なるが、代表的な石炭は灰分の含有率は18%~20%である。また固有水分が比較的高く、炭坑にて選炭装置を導入したことによって表面水分も高くなっている。また、一般的には自然発火しやすい性質を持つ石炭である。

2.3.3 モルプールA発電所の年間石炭消費量

モルプールA発電所の年間石炭消費量の経年変化を図2-6に示す。消費量は発電所の稼働率低下(第3章に述べる)に比例し年々下降傾向にある。

2010年度の発電所稼働率は40%以下であったので、この年の発電所石炭貯蔵量は急激に増加した。



出典: BPC 年度レポート

図2-6 モルプールA発電所 年間石炭消費量および貯蔵量

2.3.4 石炭供給持続性

石炭はモルプール炭坑(株)MCLより供給されており、図2-5に示すとおり近年は0.68百万トン～0.35百万である。モルプールB発電所にはこれに追加し年間2.6百万トンが必要と算定されている。

MCLは炭坑の、改良、増容量事業を実施中である。2004年には2機の最新鋭の掘削機とコンベヤベルトへ搬送のための運搬機を導入した。2008年には年間100万トンの処理能力を持つ石炭洗浄機を導入した。モルプールB発電所に供給するために、2機の掘削機と、増容量した運搬設備、他の地下および露天掘石炭の改善と共に新たに2箇所の通気坑を開発した。これにより採掘容量を現在の100万トンから2012年までに400万トンに増やす計画である。

次期ステップとして新たな坑を開発することにより2015年までに年間12百万トンの生産能力とすること、またより多くの石炭が洗浄できるよう新たな洗炭設備の導入も計画されている。

BPCとMCLは2004年に石炭供給の契約を石炭単価に購入量、物価指数を加えた算定に改定し、2005年1月1日より有効となった。またそれには石炭の性状がBPCの要求に満たない場合のペナルティも追記された。

しかし、MCLの石炭単価は他の南アフリカ鉱山産出の単価と比較し安価であり、2009年5月8日にBPCとMCLは再度単価改定を行い、2009年7月1日よりトン当たり122.68BWPとした。

更に両者は前述モルプールB発電所への増産供給の為の設備投資について、MCLの投資コストを監査することを条件として、そのコストを償還することに合意し、2010年4月に両社はモルプールA発電所への供給を2023年の2月まで、またモルプールB発電所への供給を2032年9月まで供給する契約書を締結した。

かつての供給量をベースとして算定される石炭価格を、①投資償還月額、②固定月額、③従量額の3本立てとした。

同最新契約書にて、モルプールA発電所への石炭の供給はについて当面2023年まで、またモルプールB発電所へは2032年まで年間1.8百万トンの石炭が供給されることが締結されている。

モルプールA発電所への供給は2023年まで締結されているが、さらなる延長は十分可能と判断される。

2.3.5 石炭価格

前述最新の改定契約によればBPCよりMCLへの月額支払額が以下の算定式にて算出される。

月額支払額= ①投資償還月額 + ②固定月額 + ③従量月額

ここで:

$$\text{① 投資償還月額} = \frac{\text{全投資額}}{\text{償還の全月数}} \times \frac{\text{物価上昇率}}{100} \quad (\text{表 2-2 参照}).$$

② 固定月額= 炭坑運転費用(表 2-2 参照)

③ 従量月額(石炭の保有熱カロリーにより変動)

$$= \text{契約供給石炭量} \times \{\text{変動単価} - \{(1 - \text{価格調整値}) \times \text{変動単価}\}$$

価格調整値は石炭の熱カロリーは 20.751 to 22.25 MJ/kg を 100%とし、0% (19 MJ/Kg 以下)～110%(22.751 MJ/kg 以上) の間で変動する(表 2-3 参照)。

表 2-2 石炭投資償還月額 および固定月額

	投資償還月額 (1,000 BWP/ton)	固定費月額 (1,000 BWP/ton)
Jan 2011 to Feb 2012	5,300	4,500
Mar 2013 to May 2019	4,000	3,400
Jun 2019 to Feb 2023	-	2,400
Mar 2023 to Sept 2032	-	-

JICA調査団により作成

表 2-3 石炭従量単価

	洗炭ベース (BWP/ton)	洗炭後乾燥ベース (BWP/ton)
Jun 2010 to May 2019	66	68.04
Jun 2019 to Sep 2032	84	85.59

JICA調査団により作成

上記算定式を用いて、A発電所用として年間500,000トンを購入した場合の1トン当たりの価格を算定すると、

{①投資償還月額 4,000,000 × 12ヶ月 + ②月固定額 3,400,000 × 12ヶ月 + ③変動額 (66 × 500,000トン/年)} / 500,000トン/年 = 243.6 BWP/トンであり、この価格は前述2009年1月以前の契約額122.68 BWP/トンの約2倍である。

2.3.6 モルプルA発電所の石炭消費量

年間石炭消費量および年間発電量に基づき石炭1トンあたりの発電量を算定し表2-4に示す。

表 2-4 モルプルA発電所石炭消費量

年度	年間石炭消費量 (ton) a	年間総発電量 (GWh) b	1MWh発電するための 使用石炭量 (ton/MWh) c = a/b	1トンあたりの発電量 (MWh/ton) d = b/a
2004	545,436	941,665	0.58	1.73
2005	576,013	977,100	0.59	1.70
2006	485,628	821,525	0.59	1.69
2007	401,858	694,052	0.58	1.73
2008	415,936	620,554	0.67	1.49
2009	355,366	536,577	0.66	1.51
2010	284,211	437,081	0.65	1.54

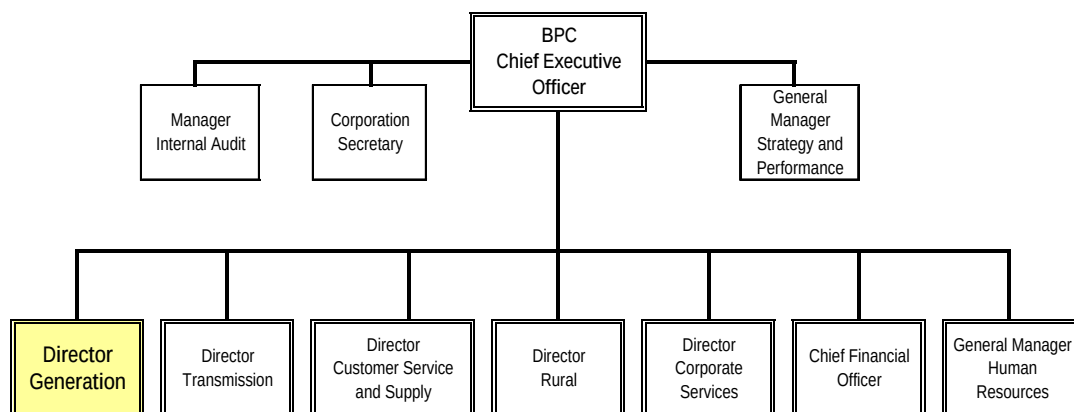
出典: BPC 発電所月末レポート

表2-4より年間発電量が多い年は発電プラントの効率が向上することより石炭1トン当たりの発電量が増加することが分る。

2.4 ボツワナ電力公社(PBC)について

2.4.1 BPCの組織

BPCの組織を図 2-7に示す。最高執行役員であるCEOの下に、5つのビジネスユニット(発電、送電、顧客供給サービス、地方電力供給、会社サービス)の役員、および主任財務役員、人事総務役員が配置されている。



出典: BPC 月末レポート

図 2-7 BPCの組織図

2.4.2 BPCの財務状況

BPCの財務状況は、モルプールB発電所の新設に伴う借り入れならびに資産保有に伴い、近年大きく変化している。同発電所建設のために825百万USDの借款を受けた結果、例えば固定負債は以前の3倍にまで増加している。

過去2年度の損益計算書によれば、BPCは2年間連続して赤字決算となっている。この2年間連続赤字の結果、株主持分ならびにキャッシュ残額の減少に至っている。これら減少分の多くは金融取引に充当された資金である。また、赤字決算の内容をみると、営業損益が両年度とも連続して赤字となっているが、これは電気料金が政策的低い水準に抑えられ、収入が営業費用を下回っていることに起因している。

さらに2010年度の特異要因として、BPCは10億BWPを上回る損失を計上している。これはモルプールB発電所建設のためにICBCから借り入れた825百万USDを為替リスク回避のためにヘッジしたものの、為替動向が当初想定と逆に振れたために発生した損失である。この結果、2010年度の損益は12億BWPにのぼっている。

表 2-5 BPC 損益計算書

	2009 年度 [K BWP]	2010 年度 [K BWP]
TOTAL OPERATING INCOME	1,094,774	1,191,890
Revenue	1,069,559	1,135,474
Other operating income	25,215	56,416
TOTAL OPERATING EXPENSES	-1,471,204	-1,755,463
Generation, transmission and distribution expenses	-1,237,437	-1,477,887
Administration and other expenses	-233,767	-277,576
OPERATING LOSS	-376,430	-563,573
OTHER INCOMES	242,807	-1,008,596
Finance income	268,075	128,753
Finance costs	-25,268	-14,116
Other gains and losses	0	-1,022,638
Impairment of standard cost recovery	0	-100,595
LOSS FOR THE YEAR	-133,623	-1,572,169
OTHER COMPREHENSIVE INCOME	30,285	344,537
Surplus on revaluation of property, plant and equipment	30,285	344,537
TOTAL COMPREHENSIVE LOSS	-103,338	-1,227,632

出典：BPC 2010 年度を編集

上述の2010年度の損失は、貸借対照表においては流動負債の増加という形で反映されている。同損失とあわせてモルプールB発電所建設のための多額の借入金も計上されているため、負債総額が大幅に増加している。2010年度における負債総額は53億BWPであり、前年度の19億BWPから大幅に増加している。資本総額は減少しており、2009年度は65億BWPであったものの、2010年度には53億BWPとなっている。

キャッシュフロー表をみると、2010年度におけるキャッシュフロー残額は、前年度の19億BWPから8億BWPに大幅に減少しているが、これは借入金ヘッジ損失によるとことが大きい。また、モルプールB発電所建設に関するキャッシュの出入りは、まずは財務活動によるキャッシュフローの中の長期借入金項目に14億BWPが計上されており、これは同発電所建設のための借入金の計上である。他方、これと並行して、投資活動の中、プラント調達の項目で31億BWPのキャッシュの減少も計上されているが（これは前年度の同項目の減少額14億BWPと比較してもさらに17億の増額）、ここで借入額以上が相殺されていることがわかる。

表2-6 BPC 貸借対照表

	2009 年度 [K BWP]	2010 年度 [K BWP]
TOTAL ASSETS	8,375,053	10,589,931
Non-current assets	6,081,111	9,233,986
Current assets	2,293,942	1,355,945
EQUITY AND LIABILITIES	8,375,053	10,589,661
EQUITY	6,466,499	5,269,867
Capital and reserves	6,466,499	5,269,867
LIABILITIES	1,908,554	5,319,794
Non-current liabilities	825,551	2,921,005
Current liabilities	1,083,003	2,398,789

出典：BPC 2010 年度レポートを編集

今後、BPCの財務状況は、以下の要因を考慮すると好転することが期待される。まずは、既に電気料金の大幅な値上げが実現しており、今後数年間にわたり連続して値上げが計画されている点がひとつの要因である。この一連の値上げに伴い、BPCの営業費用を十分に上回る収入額が期待できる。もうひとつの要因としては、モルプールB発電所の稼働開始があげられる。同発電所の稼働開始により、借入金の返済が進むのみならず、仕入れ値が比較的高い輸入電力ではなく、自社の発電による電力販売量が増加する。これらの要因がBPCの財務状況の好転に寄与することが期待される。

表 2-7 BPC キャッシュフロー表

	2009 年度 [K BWP]	2010 年度 [K BWP]
CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES:	-141,587	-221,580
Cash used in operations	-135,844	-216,221
Interest paid	-5,743	-5,359
CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES:	-1,111,994	-2,974,397
Interest received	268,075	128,753
Proceeds from disposal of property, plant and equipment	1,425	2,101
Purchase of property, plant and equipment	-1,381,494	-3,105,251
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES:	1,282,864	2,056,823
Repayment of long term borrowings	-13,861	-37,038
Proceeds of long term borrowings		1,378,593
Decrease in consumer loans - hire purchase scheme	3,025	31,774
Increase in consumer loans - rural collective scheme	-8,163	-9,748
Increase in consumer deposits	4,230	7,168
Increase in standard cost recovery	-226,702	-138,427
Increase in deferred income - consumer financed projects	22,407	731,947

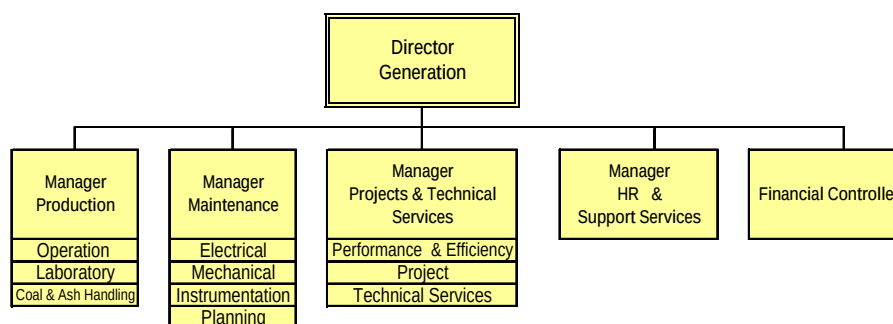
Decrease/(increase) in investments held-to-maturity	-2,572	32,554
Decrease in available-for-sale investments	4,500	60,000
Irredeemable capital contribution from the Government of the Republic of Botswana	1,500,000	
Net (decrease)/increase in cash and cash equivalents	29,283	-1,108,154
Cash and cash equivalents at beginning of the year	1,895,393	1,924,676
Cash and cash equivalents at end of the year	1,924,676	816,522

出典: BPC 2010 年度レポートを編集

2.5 モルブール A 発電所の運営体制

2.5.1 モルブールA発電所組織図

モルブールA発電所の組織図を図2-8に示す。現在モルブールA発電所のみがBPC配下にある、発電部門役員の下に2010年まで5部所の部長が配置されている。



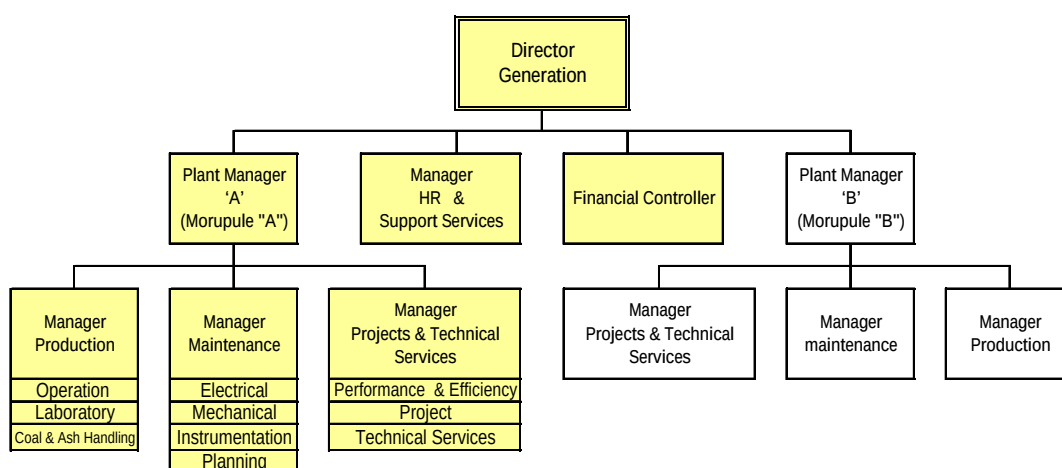
出典: BPC 月末レポート

図2-8 モルブールA発電所の組織図(2010年度以前)

モルブールB発電所の1号機のコミッショニングが2011年末より開始される予定であるので2011年度以降組織は図2-9のとおり変更となる。

発電役員の下にモルブールA発電所プラント責任者とモルブールB発電所プラント責任者が新たに配置され、モルブールA発電所にあった3つの技術部門(発電、保守、計画および技術サービス)はモルブールB発電所にも新たに創設された。

なお、人事総務部長および財務会計部長はモルブールA発電所およびモルブールB発電所双方を管理することとなる。



出典: BPC 月末レポート

図 2-9 モルプールAおよびB発電所組織図(2011年度以降)

2.5.2 モルプールA発電所の従業員

2011年4月時点でのモルプールA発電所の従業員は326名であり、各部署への配置人数は表2-5のとおりである。

表 2-8 モルプールA発電所の要員配置

部門	人数(名)	内訳
管理職	8	Executive:2 Management::6
発電部門	139	Operation:73, Chemical Services:25, Coal & Ash Handling::41
維持管理部門	128	Mechanical:64, Electrical:27, Control and Instrumentation:31, Planning:6
プロジェクト・技術サービス	13	Admin.:1Performance & Efficiency 4, Technical Services:7 Projects:1
人事・総務	6	HR Office: 5 SHE Coordination:1
財務・会計	25	Accounts:6, Supply Chain 19
Total	319	

出典: BPC 月末レポート

第3章 発電所基礎調査

3.1 発電所の概要

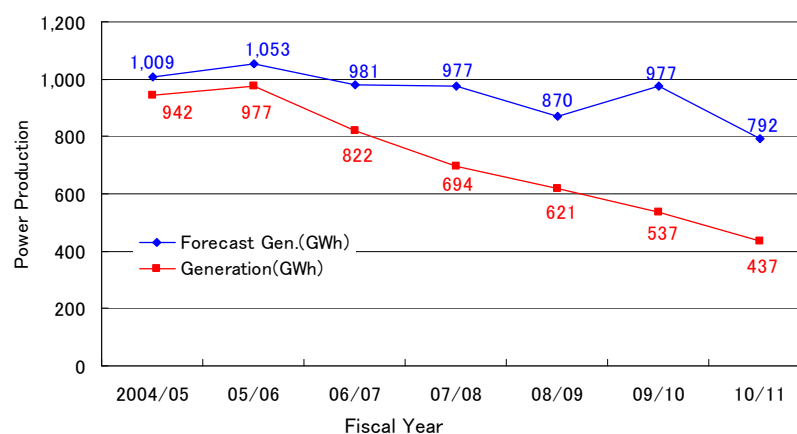
発電所主要機器である1～4号ボイラはドイツ製、1～3号タービン・発電機はイギリス製、4号タービン・発電機は日本製である。また、1～3号機は1986年、4号機は1989年にそれぞれ運開している。

表 3-1 発電所の設備仕様

項目	1号機	2号機	3号機	4号機
運転開始年	1986			1989
ボイラ製造者	LENTJES			
ボイラ容量	160 t/h			
定格蒸気圧力	109 bar			
定格蒸気温度	513 °C			
タービン・発電機製造者	NEI Persons / Persons Peebles			Toshiba
タービン定格出力	33 MW			33 MW

JICA 調査団により作成

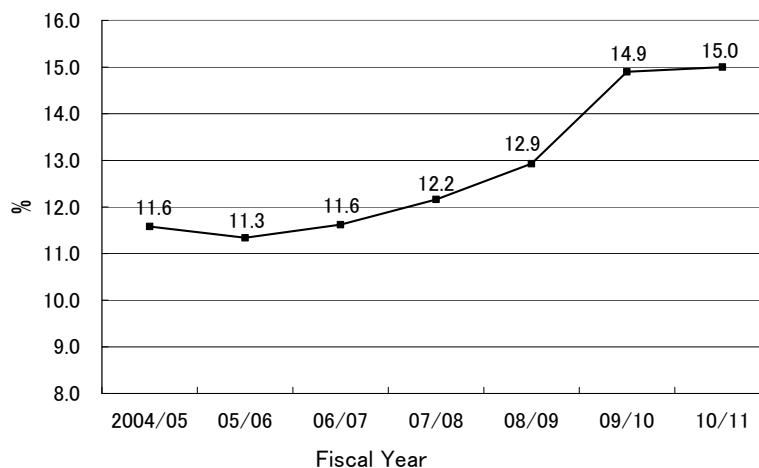
直近7年間の発電所年間発電電力量の推移を 図 3-1に示す。2005年度は 977GWh であったが年々減少し、2010年度は 437GWhにまで減少している。BPCによる予想発電量との差を比較すると、その差は年々広がり、2009年度と2010年度の発電量は予想に対して実績は55%に過ぎない。



出典: BPC 月末レポート

図 3-1 年間発電電力量の推移

図 3-2に示す所内率(発電量に対し所内で消費する電力量の割合)は、図 3-4に示すユニットトリップの急激な増加による稼働率が低下したことによって、2005年度の11.3%から2010年度の15.0%に増加している。

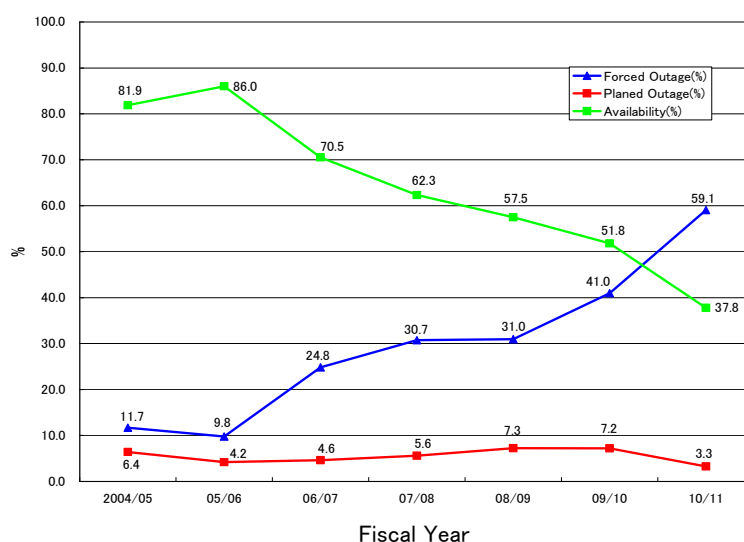


出典: BPC 月末レポート

図 3-2 所内率の推移

3.2 年間稼働率

図3-3に2004年度から2010年度までの年間の計画停止率、計画外停止率および稼働率の推移を示す。年間稼働率は、2005年度に86.0% を記録した以降年々減少し、2010年度はわずか37.8% にまで落ち込んでいる。計画停止率は約5%で推移しているのに対し、計画外停止率は2004年度の10%から2010年には59.1% まで急激に増加している。

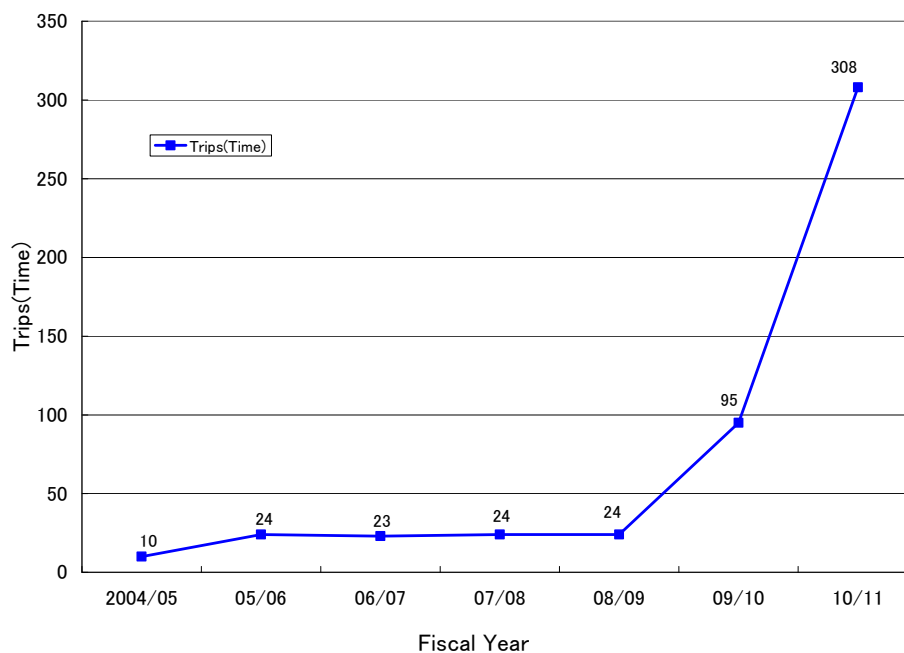


出典: BPC 月末レポート

図 3-3 計画停止率、計画外停止率および稼働率の推移

3.3 稼働率を低下させている主要原因

発電所月末レポートに記載されているトリップ記録に基づいた年間のトリップ回数を図3-4に示す。この図から2009年度と2010年度の年間トリップ数が急激に増加していることがわかる。2010年度の総トリップ数は308回を記録している。



出典 BPC 月末レポート

図3-4 トリップ回数の推移

2011年3月に実施した第一次調査において、2009年以降極端にトリップが増加したことから、調査団は、2006年から2009年にかけて新しく導入されたDCSと、既設の現場計測器類とのインターフェースの不具合によってトリップは起こっていると推測していた。

2011年4月から5月に実施した第二次調査において、圧力、給水流量、空気流量などの実際の値と測定機器の出力信号が一致していないことによって、トリップが発生しているということを見出した。

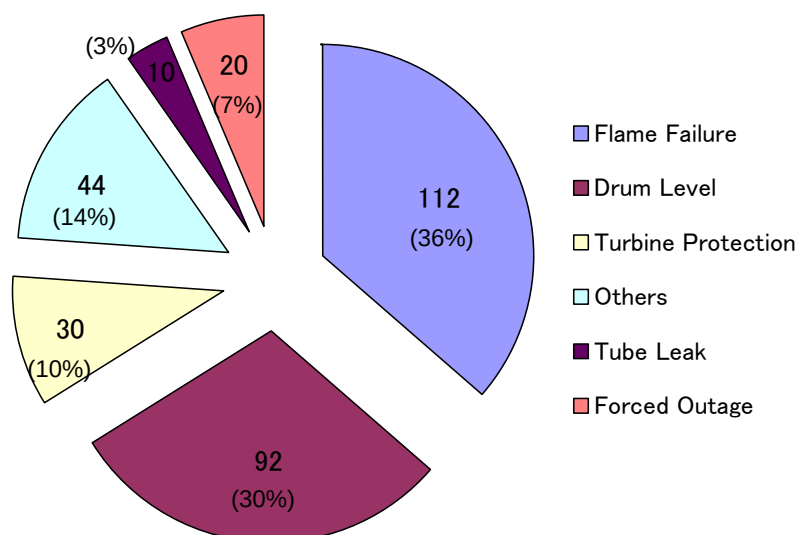
図3-4に、ドラムレベル異常、ボイラ内失火、タービン保護装置動作、強制停止、チューブ破孔、その他と原因別に分類したトリップ原因を示す。この図から、合計のトリップ原因のうち、ドラムレベル異常とボイラ内失火がそれぞれ三分の一ずつを占めていることが分かった。

運転データや機器の状況から判断すると、多くのケースが機器の劣化からくるのではなく、日常保守の不備や定期的な保守がなされていないのが原因と推測される。特に、2009、2010年に急

激に増加した理由は、機器の劣化よりも計装機器の設定値のずれや、コントローラ不調の可能性が高いと推測する。一部には適切な保守がされていないために改修が必要になっている機器もある。

以下に、運転管理上からの評価と、不備によってトリップにつながっている課題を列記する。

なお、日常保守または運転停止中に実施できる稼働率低下対策を別途第12章に記載している。



JICA 調査団により作成

図3-5 トリップ原因分類(2010年度)

3.4 運転管理

最初に、運転管理のデータを基にトリップの原因を調査した。DCSデータベースに記録されているトリップ前後の圧力、給水流量、蒸気流量、燃料流量、水位、モーター電流などの経過記録データから、失火とドラムレベル異常によるトリップ原因の分析を行った。Appendix 3-1、3-2、3-3は、DCSデータベースから作成したトレンドグラフの例である。

BPCでは、トレンドデータを基にした分析はほとんど行われていないように思われることから、DCSトレンドデータを使った原因の解析を常に行っていくことを推奨する。

それぞれの運転パラメータについても、毎日、毎時の変化を比較することによって、プラントの異常な状況を早期に見つけるのに役立つことができる。

日本においては、さまざまな運転パラメータの管理値が決められていて、運転員がそれを情報として共有し、主要な機器の運転状態を常に管理している。BPCにおいても、同様な方法を推奨する。

また、ユニット性能試験を実施することを推奨する。たとえば、ミルの性能試験のデータを見つけることができなかった。これは、現在のミルの粉碎能力や制御が適切かどうかということが判断できないからである。

トリップが起こった時はいつも再発を防止するために、根本原因を突き止める必要がある。

以下に前項で得られたデータより、原因を特定した結果を説明する。

(1) ボイラ内失火によるトリップ分析

最も頻繁に起こるトリップ原因はボイラ保護のうちのボイラ内失火である。失火のセンサーはフレームの輝度をチェックして燃焼が正常であることを監視している。そのセンサーが輝度の急激な減少を検知して、ユニットトリップの信号を発する仕組みである。(Appendix 3-1)

この結果から、給炭機またはバンカの詰まりが原因と推測され、機器もかなり劣化していることから給炭機の改修が必要であると判断する。

(2) ドラムレベル高トリップ分析

ドラムレベルが次第に増加した時、給水流量の制御は、通常であれば給水流量を減少させる必要がある。しかし、給水流量が何らかの原因で減少しないために、ドラムレベルは極高トリップレベルに増加したものである。また、給水流量調節弁が適切に保守されていないために、バルブのステム（軸部分）から多量の蒸気が漏れていた。この部分に付着したスケール（滓）によって、操作信号が入っても動作できないか、バルブを開閉するアクチュエータ（駆動用モータ）の不具合の可能性がある。(Appendix 3-2)

この結果から、給水流量制御系のトランスミッタ類の較正および調節弁の分解点検を推奨する。

(3) 蒸気温度の定格温度超過

本調査再委託先のアルストムからの機器診断報告書には、過熱器管が時々定格温度を超過していることが報告されている。過熱器管の温度超過は、管材の塑性変形をおこし、強度を低下させ、ついにはチューブリークの原因となる。蒸気温度制御の状態を確認するために、DCSに蓄積されたデータを使って、過熱器出口温度、給水流量、給水スプレー流量、減温器スプレー流量、主蒸気圧力および発電機負荷の挙動を調べた。

給水流量は、階段状に変化していた。また、給水スプレー流量も時々同様に階段状に変化していた。減温器スプレー流量は変化していなかった。本来は、連続的に動くものであるから、異常な現象である。

この異常な原因を見つけるために、実際の調節弁の状態を確認した。いくつかのアクチュエータは

すでに新しいものに交換されていた。しかし、すべての調節弁の本体は、分解点検されていなかった。調節弁のステム(軸部分)には、スケール(滓)が付着しており、上に記載した給水流量の階段状の動きを引き起こしていると推測する。(Appendix 3-3)

この異常を防ぐために、調節弁を定期的に分解点検することを推奨する。日本では、少なくとも2年に1回は実施している。

分解点検は、調節弁がなめらかに動くようにステム(軸)の表面の汚れを落とすとともに、内部リークを防ぐために、バルブシートがぴったりと密着するように調整することを推奨する。

(4) スートブロウ蒸気によるチューブ破孔

破断面を見ると、スートブロウからの高温高圧の蒸気によって伝熱管の表面が削られ、薄くなって破孔に至る痕跡がみられる。これを防ぐために、蒸気圧力調節弁の点検が緊急に必要である。スートブロウ蒸気圧力調節弁は、長期間分解点検されていない。



写真 3-1 スートブロウ蒸気によって破断した蒸気管



写真 3-2 スートブロウ蒸気調節弁(分解点検されていない)

(5) 水冷壁に付着したクリンカ(灰)の影響

灰の融融点が低下すると水冷壁管に付着しやすくなる傾向がある。水冷壁に付着した灰によって炉内での熱吸収されるポイントが変化し、火炉収熱割合が低下し、過熱器管での収熱割合を増加させる。この影響によって、蒸気の蒸発量が減少するとともに過熱器管周辺の温度が上昇する傾向になる。これによって、過熱器へのスプレー水流量が増加する。

上に述べた熱バランスの変化を回避するため、スートブロウの回数を増やすか、微粉炭バーナーからの燃烧空気量などを調整する検討をすべきである。

また、付着した灰がはがれ落ちた際、炉内圧の変動を引き起こし、トリップが発生しているとの情報を得ている。

3.5 保守管理

3.5.1 保守記録

5年前、MR2という保守記録管理ソフトウェアの更新の際、残念ながらそれ以前の保守記録すべてを喪失した。したがって、過去と現在の不具合原因を比較することは不可能である。

同ソフトウェアの更新以降の保守記録は適切に保存されている。しかし、それはトラブルの解析に有効に利用されていない。たとえば、ミルの記録は、ただ何時何を行ったかという内容のみである。ローラの交換頻度、ローラの摩耗量の変化、石炭の粉碎量を調節するリングの締め付け圧の調整頻度も追加して記録することを推奨する。

3.5.2 交換部品管理

交換部品は主に南アフリカから供給されている。ガスケットやベアリングの製造メーカーを確認すると、一般的に品質の良い部品を供給している名の通ったメーカーである。したがって、交換部品の品質の問題がトラブルの原因では無いと想定される。

交換部品の保存の状態や部品庫の管理は、すべての交換部品が分類されて適切に整然と保管されている。

数名の担当者が配置され、コンピュータを使って出入庫を管理している。埃や部品に発錆は見られない。



写真 3-3 交換部品棚



写真 3-4 部品庫内部

3.5.3 外注による分解点検

主な部品の分解点検は、ほとんど南アフリカにあるシーメンス、ロテックのような名の通った会社を外注されている。したがって、分解点検の技術レベルは、一定以上の水準であると思われる。

第4章 機器診断

4.1 ボイラおよび補機

4.1.1 ボイラエリアの状況

すべてのボイラ設備は、管理が不適切であるため状態は良くない。例えば大量の石炭灰が電気集塵器周辺のモータとかコントローラなどのほとんどの機器の上に堆積している。漏れた重油と灰や微粉炭とが混ざり、制御ボックスの中や外、燃料管などほとんどの機器に付着している(参照:写真4-1)。



写真 4-1 微粉炭機と電気集塵器間の状態

4.1.2 石炭成分分析

石炭の成分分析結果を表 4-1に示す。それぞれの成分は、設計時点の成分とほとんど変化は見られない。したがって、ボイラの燃焼には影響が無い。

表 4-1 石炭成分分析

石炭成分分析項目	モルプール A 発電所 April/2011	設計炭 ケース A	設計炭 ケース B
固有水分(%)	6.9	5.5	4.6
灰分(%)	21.4	18.2	20.1
揮発分(%)	—	21.9	22.2
総発熱量 (MJ/kg)	23	24	23.67
HGI(石炭の粉碎性指標)	60	—	64
炭素 (%)	60.2	62.8	60.94
水素(%)	3.62	3.4	3.05
硫黄分 (%)	1.25	2.0	1.06

JICA 調査団により作成

今回の調査では、最近の灰の融点のデータを得ることができなかった。もし灰の融点が低下していれば、水冷壁管への灰の付着の原因となっていることが想定される。

4.1.3 ボイラ耐圧部

表4-2にボイラ耐圧部の診断結果を示す。ボイラ耐圧部の状態はそれほど悪くない。蒸発管の破孔は主に過熱器管の部分で発生し、それはスートブロウ蒸気による管表面のエロージョン（浸食）によって起こっている（参照：写真4-2）。スートブロウ蒸気圧力の調整とプロテクタの設置を推奨する。

過熱器管出口ヘッダ溶接部からの蒸気漏洩が見つかっている。これは頻繁に起こる低サイクル疲労が原因と推定する。

第3過熱器管の最高メタル温度は定格温度548℃を超過し567℃を記録している。したがって、劣化につながり最終的には破孔を引き起こす。検査室での分析結果は、過熱器管にはクリープその兆候は見られなかったが、定格温度の超過が報告されていること、破孔した管の形状から判断してクリープ損傷が起こっていると想定する。厳格なメタル温度管理を強く推奨する（参照：写真4-3）。



写真 4-2 スチームカットにより破孔した過熱器管



写真 4-3 温度超過により破孔した過熱器管

アルストムの検査結果によるとエコノマイザー管の状態は良いと結論付けられている。しかし、部分的な温度急過熱による破孔が時折発生している。この現象を回避するために起動時のエコノマイザー管の内部蒸発（最低給水流量の確保）に十分注意することを推奨する。

表 4-2 耐圧部の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	火炉	良好	—
2	バーナー10.500m (A レベル)	良好	—
3	バーナー13.000m (B レベル)	良好, (ただし、不具合*1*2 参照)	—
4	バーナー15.300m (B レベル)	良好, (ただし、不具合 *3*4*5 参照)	—
5	ドラム	良好	—
6	ドラム, HTS 2 入口ヘッダ、吊下げ管、上部デッドスペース	良好	良好
7	HTS2 / HTS3 出口ヘッダドッグハウス	良好	8 箇所欠陥あり
8	過熱器管	良好	—
9	第一段パ支持交換器	良好(ただし不具合*6 参照) 要改善(*7 参照)	設計と異なった仕様の管を使用.
10	前部バスキャビティ HTS3 / HTS2/3 レベル 29200)	良好(ただし不具合*8 参照) HTS2 劣化の兆候あり(*9 参照)	—
11	フロントバスキャビティ HTS2/3 HTS 2/2 レベル 32050)	良好(ただし不具合*10 参照)	設計と異なった仕様の管を使用 U-チューブが水冷壁と接触
12	フロントバス上部 HTS2/1 キャビティ(レベル 34950)	許容できない (不具合*11*12*13 参照)	設計と異なった仕様の管を使用
13	リアバス上部 HTS 1/3 キャビティ (レベル 36800)	良好(ただし不具合*14*15 参照)	良好 (設計と同じ)
14	リアキャビティ HTS 1/2 – HTS 1/3 (レベル 34650)	要改善(*16 参照)	良好(ただし不具合*17 参照)
15	リアバス HTS 1/1 – HTS 1/2 (レベル 31550)	良好 (ただし*18)参照	良好(ただし不具合*19 参照)
16	リアキャビティ ECO – HTS 1/1 (レベル 28450)	良好(*19 参照)	良好
17	給水・蒸気バルブ	良好(ただし不具合*20 参照)	—
18	ケーシング、支持金具、エクспанション ガイド	良好(ただし不具合*21 参照)	—
19	ボイラ保温材	良好 (ただし不具合*22 参照)	—
20	パイプ伸縮支持金具	良好 (ただし不具合*23 参照)	—
21	ドラムレベル計器	要改善(ただし不具合*24 参照)	—

HTS 高温過熱器 ECO:エコノマイザー

- 注:
- *1 : 点火栓チューブ破損
 - *2 : 耐火煉瓦一部破損
 - *3 : 石炭バーナわずかに変形
 - *4 : 耐火煉瓦一部破損
 - *5 : サンプル検査異常なし
 - *6 : 熔融物付着あり
 - *7 : すべての熱電対交換が必要
 - *8 : もろい付着物あり
 - *9 : 温度超過の形跡あり
 - *10 : HTS2/2 部分に熔融した灰あり
 - *11 : 過熱器出口温度超過
 - *12 : 溶接部 破損
 - *13 : HTS 2/2 追設エルボによって除去されたセクションを戻す必要あり
 - *14 : No.13、14 中間水冷壁を除きフィッシュボーンサポートは良好
 - *15 : ロングスリーブ破損
 - *16 : スリーブ破損による表面の摩耗あり
 - *17 : 最大摩耗量1mm
 - *18 : スリーブ破損によるわずかな摩耗あり

- *19 : 最大摩耗量 0.7mm.
- *20 : 一部ケーブルの状態が悪い
- *21 : 一部点検口破損
- *22 : バルブの修理後不完全処理
- *23 : 数か所調整
- *24 : 要点検調整.

JICA 調査団により作成

4.1.4 バーナー周辺

漏れ出した微粉炭が燃料系統から噴出した重油と混ざり合ってバーナー周辺のスイッチボックスやシリンダーに付着している(参照:写真4-4)。火災防止と無駄になる燃料を節約するためにバーナーと燃料油系統の更新を推奨する(参照:写真4-5)。



写真 4-4 ボイラ前の汚れが付着したスイッチボックス



写真 4-5 バーナーから漏れた重油

4.1.5 微粉炭機

表4-3に微粉炭機システムの診断結果を示す。HGIの高い(石炭の硬さを示す指数で数字が高いほどやわらかい)石炭を使用していることから微粉炭機の状態は悪くない。BPCのスタッフによれば、粉砕部のローラとテーブルは3か月に一回点検している。摩耗による変形が規定値以上になれば南アメリカから調達して交換している。以前は2年ほどで交換していたが、最近その交換頻度が以前より短くなってきている。寿命が短くなった原因は、ローラーやテーブルの材質が変わっていることと想定する。寿命を延ばすためには、もっと固い材質のものをを使うか、肉盛溶接によって再生する方法も推奨される。

排出される異物量が多いことから、ミルとテーブルの締め付け圧を調整することを推奨する(参照:写真4-6)。

バンカー内のライニングが一部はがれていることから修理が必要である(参照:写真4-7)。

これは、2011年度にBPCで修理することになっている。



写真4-6 ミルローラ



写真 4-7 バンカー内のライニングのはがれ

4.1.6 給炭機および石炭バンカー

コールゲート、駆動部、給炭機全体が腐食・浸食している。これが石炭詰まりや棚吊りを引き起こしていると想定される (参照: 写真4-8)。

微粉炭機に投入される石炭量は、可変式のチェーンで制御する方式である。しかし、実際に投入された石炭量は計量されていない。連続計量方式の給炭機に置き換えることによって、実量が把握できてより効率的な効率管理を行うことが推奨される (参照: 写真4-9)。

2011年度のタービン点検停止期間中、ユニット3と4の給炭機の保守を行っていた。しかしそれは、摩耗した部品の一時的な修理であることから、システム全体の更新を推奨する。



写真 4-8 コールゲート



写真 4-9 給炭機内部(閉塞の状況)

表 4-3 微粉炭機の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	3号機微粉炭機の点検結果	要改善 (*1*2*3*4*5*6 参照)	—
2	3,4号機の微粉炭管の点検結果	要改善 (*7*8*9 参照)	—
3	微粉炭機潤滑油装置	要改善(*10*11 参照)	N/A
4	給炭機	要改善(*12 参照)	要改善(*13 参照)
5	微粉炭サンプリング	良好	良好(ただし不具合*14 参照)

- 註:
- *1 : 石炭が散乱している
 - *2 : 計器が損傷し汚れている
 - *3 : 排気温度が 97℃となっている(通常 80℃)
 - *4 : ミル A の送風温度が Mill C に比べて非常に高い。(around 40℃)
 - *5 : パイライトボックス(異物排出ボックス)はほとんど石炭です。
 - *6 : ミル B の本体は、過熱した形跡があった。(塗装の焼け)
 - *7 : 微粉輸送管エルボ部に微粉の堆積があった。
 - *8 : T 微粉輸送管エルボ部は当て板補修されていた。
 - *9 : ハンガーのうちいくつかは、外れていて紛失していた。
 - *10 : 漏水、漏油が見られ、清掃が必要
 - *11 : Oil cooler on ミル A のオイルクーラーがウエスで覆われていた。
 - *12 : 給炭機は頻繁に詰まっていた。これは給炭機の不稼働につながる。
 - *13 : ミル C の給炭機の流量は、10.6t で他のミルの 123%と判断された。
 - *14 : 燃料輸送管 C2 内の微粉の流速は通常の 2 倍である。

JICA 調査団により作成

4.1.7 燃料系統

微粉炭機の診断結果を 表 4-4 に示す。燃料管から多くの微粉が漏洩しており、特にベント部に多く見られる。摩耗して穴が開いた場所は、金属の板で繰り返し補修を行っている。耐摩耗性のセラミックを内部に張ったベント管に、2011年度 BPCは交換を計画している(参照:写真4-10)。



写真 4-10 ベント部からの微粉漏洩

表 4-4 燃料油系統の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	燃料ポンプステーション	要改善(不具合*1*2 参照)	—
2	燃料供給ステーション(ボイラ前)	要改善(不具合*3*4 参照)	—

- 註:
- *1 : 重油がこぼれだしている
 - *2 : 状態が悪く点検できず
 - *3 : 重油アトマイズ蒸気(吹込み用)が使用されていない。
 - *4 : 重油ヒーターが分解できず内部点検ができなかった。

JICA 調査団により作成

4.1.8 石炭および重油バーナー一点火装置

石炭および重油バーナー一点火装置の診断結果を表4-5に示す。

表 4-5 石炭および重油バーナー一点火装置の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	石炭および重油バーナー	要改善 (*1*2*3*4*5 参照)	—

注: *1 : 重油バーナーエリアはひどい状態である。
 *2 : 点火栓は発電所で一つであった。
 *3 : バーナー一つにつき火炎検出器は一つしかない。(すべてのバーナーで2台目はついていない)
 *4 : いくつかのスイッチボックスの扉が開いており悪い状態である。
 *5 : 多くの現場計器が破損している。

JICA 調査団により作成

点火装置および重油バーナーのフレキシブルチューブは、1号機はすでに交換済、その他のユニットは2011年度中に交換する予定である。

4.1.9 バーナー封入空気および冷却空気通風機(シールエアおよびクーリングエアファン)

表 4-6にバーナー封入空気および冷却空気通風機の診断結果を示す。外観から モータとファンは正常であると判断する。ただし、フィルタや伝動ベルトはできるだけ早く交換することを推奨する。

表 4-6 バーナー封入空気および冷却空気通風機の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	バーナ封入空気および冷却空気通風機	要改善(不具合*1*2 参照)	—

注: *1 : すべての伝動ベルトが劣化している。
 *2 : 吸い込みフィルタを清掃すべきである。

JICA 調査団により作成

4.1.10 燃焼空気および排出ガス系統

表 4-7に燃焼空気および排出系統の診断結果を示す。誘引通風機、押込通風機および一次通風機の高圧電動機は粉塵が飛散する周辺環境で使用されているため、劣化しているものの、外見上は大きな不具合は見られない。絶縁チェックとベアリングの点検が必要である。(参照:写真4-11)



写真 4-11 押込通風機ベーン駆動装置

表 4-7 燃焼空気排ガス系統の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	押込通風機	良好(ただし不具合*1 参照)	—
2	誘引通風機	良好 (ただし不具合*2*3*4*5 参照)	—
3	一次空気通風機	要改善(*6*7*8 参照)	—
4	ミル封入空気通風機	要改善(*9*10 参照)	—

- 註:
- *1 : すべての翼の間隙が均一でないことから再調整が必要。
 - *2 : 内部の所々に灰の付着と腐食が見られる。
 - *3 : ケーシング内部に重要な腐食と水があふれた痕跡がある。
 - *4 : 上部ケーシングが所腐食、交換が必要。
 - *5 : 翼が腐食している。
 - *6 : ケーブルのシールが必要。
 - *7 : 伸縮継手すべてが劣化している。
 - *8 : 潤滑油が指示計部分から漏れている。
 - *9 : サクションフィルタつぶれ
 - *10 : 伸縮継手すべてが劣化している。

JICA 調査団により作成

4.1.11 ボイラ計装機器

表 4-8にボイラ計測装置の診断結果を示す。ほとんどすべての計器類は状態が非常に悪い。計器の更新を推奨する。

表 4-8 ボイラ計装機器の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	水質分析計器	要改善(不具合*1 参照)	—
2	ガス分析機器(O ₂ , CO)	要改善(不具合*1 参照)	—
3	ドラムレベル現場計器	要改善(不具合*1 参照)	—
4	ボイラ用伝送器	要改善(不具合*2 参照)	—

- 註:
- *1 : 稼働していない。
 - *2 : 点検が必要。

JICA 調査団により作成

現在の停止期間中、3.4号機のボイラコントロール用駆動装置は更新されていた。1・2号機についても2011年度同様に更新予定である(参照写真4-12)。



写真4-12 ボイラーの更新後のアクチュエータ

4.1.12 スートブロウ装置(煤吹き装置)

表 4-9にスートブロウ装置の診断結果を示す。

表 4-9 スートブロウ装置の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	すべて	要改善(不具合*1*2*3 参照)	—

註: *1 : 手動で操作。
 *2 : 圧力が安定せず安全弁が時々動作している。
 *3 : いくつかのスートブロウが動作せず。

JICA 調査団により作成

4.1.13 水質試料採取装置および薬液注入装置

表4-10に水質試料採取装置および薬液注入装置の診断結果を示す。この装置は2011年度に更新予定である。

表 4-10 試料採取および薬液注入装置の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	水質分析試料採取装置	要改善(不具合*1 参照)	—
2	薬液注入装置	良好	—

註: *1 : 不使用または誤表示。

JICA 調査団により作成

4.1.14 炉底灰処理装置

表 4-11に炉底灰処理装置の診断結果を示す。運搬用コンベアは、ガイドローラにスラリー状になった灰が付着して動かず、状態は良いと言えない。摩擦が大きくベルトをすり減らしている(参照: 写真4-13)。ボトムホッパーは、腐食によって劣化している。装置全体の更新を計画に入れるべきである。



写真 4-13 炉底灰処理装置

表 4-11 炉底灰処理装置

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	Ash Extractor 炉底灰処理装置	要改善(不具合*1*2*3*4 参照)	—
2	フライアッシュ輸送装置	要改善(不具合*5*6 参照)	—

- 注:
- *1 : 水張および水位調節器が動作していない。
 - *2 : ホッパーシールが損傷している。
 - *3 : 灰スライダーコンベヤローラーが動作していない。
 - *4 : コンベヤベルト芯ずれ。
 - *5 : 灰輸送管リーク箇所多数あり。
 - *6 : エコマイザー灰処理ケーブルが灰で覆われている。

JICA 調査団により作成

4.1.15 電気集塵器

1~3号機電気集塵器(ESP) の電極と集塵極(集塵板)の更新は終了している。4号機の電気集塵器についても同様の更新をBPCの予算にて計画している(参照:写真4-14)。



写真 4-14 電気集塵機(リハビリ中の新電極)

4.2 計装機器

4.2.1 ボイラ計装機器

表 4-12にボイラ計装機器の診断結果を示す。すべての計器とケーブルを更新することを推奨する。

表 4-12 ボイラ計装機器の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	EL 39.00 meters	要改善(不具合*1*2 参照)	要改善(*3 参照)
2	EL 36.20 meters	要改善(不具合*4*5 参照)	—
3	EL 33.50 meters	要改善(不具合*6*7 参照)	—
4	EL 30.50 meters	要改善(不具合*4*8参照)	—
5	EL 27.80 meters	要改善(不具合*2*6 参照)	—
6	EL 24.20 meters	要改善(不具合*1*2*6 参照)	要改善(*3 参照)
7	EL 21.20 meters	要改善(不具合*2*6*8 参照)	要改善(*3 参照)
8	EL 18.00 meters	要改善(不具合*2 参照)	—
9	EL 14.70 meters	要改善(不具合*9 参照)	—
10	EL 11.80 meters	要改善(不具合*10 参照)	要改善(*3 参照)
11	EL 8.90 meters	要改善(不具合*6*10 参照)	要改善(*3 参照)
12	EL 0.00 meters	要改善(不具合*1*2*8 参照)	—

- 注:
- *1 : 熱電対の保護管が短い。
 - *2 : ケーブルに対しダメージのリスクを避けるために機械的保護が必要。
 - *3 : 計器の校正結果、値がずれている。
 - *4 : すべての結線をやり直す必要あり。
 - *5 : 圧力スイッチの計器用バルブが固着している。
 - *6 : ケーブルのアースが外れている。

- *7 : 保温および支持金具破損。
- *8 : マノメータ破損。
- *9 : リミットスイッチ破損。
- *10 : 計器類が非常に悪い状態。

JICA 調査団により作成

4.2.2 タービン計装機器

表 4-13にタービン計装機器の点検結果を示す。

表 4-13 タービン計装機器の点検結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	給水ポンプ	要改善(*1*2*3 参照)	—
2	排水ポンプ	要改善(*4 参照)	—
3	凝縮タンク	良好(ただし不具合*3 参照)	—
4	低圧ヒーター	良好(ただし不具合*3 参照)	—
5	脱気器およびタンク	良好(ただし不具合*3 参照)	—

- 註:
- *1 : ケーブル保護要。
 - *2 : 計器用ケーブル変更が必要。
 - *3 : 計器が点検されていない。
 - *4 : 計器の状態が悪い。

JICA 調査団により作成

4.3 タービン

4.3.1 タービン本体

表 4-14にタービン本体の聞き診断結果を示す。タービンは日常の潤滑油管理の問題と、度重なるトリップの発生により、いくつかの不具合を抱えている。たとえば、ケーシングとローターの伸び差(熱膨張の差)や軸振動の規定値オーバーのためにしばしばトリップしている。タービン保護装置の保守も良くない。運転中に不具合が発生しても確実に動作するか保証できない(参照:写真4-15)



写真 4-15 タービン保護装置

表 4-14 タービン本体の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	タービンロータ	要改善(*1*2*3*4 参照)	—
2	タービンベアリング	要改善(*5)	—
3	スラストベアリング	要改善(*6)	—
4	上半静翼	良好(ただし不具合*7 参照)	—
5	下半静翼	Needed improvement(*8*9)	—

6	タービン軸グランド	良好	要改善(*10 参照)
7	弁	良好	良好
8	その他	良好	－(ただし*11 参照)

- 註:
- *1 : ジャーナル、シャフトグランド良好。
 - *2 : 多くの打痕あり。
 - *3 : SiO₂ 沈着あり。
 - *4 : 軸シールいくつか消失。
 - *5 : ホワイトメタル下部損傷大。
 - *6 : スラストパッドの片べりあり。
 - *7 : 23～27 番静翼シリカ付着。
 - *8 : ペリフェラルシール損傷。
 - *9 : 11 番静翼破損。
 - *10 : 半径方向の間隙過大。
 - *11 : 大修理の際の最終調整記録保存が必要。

JICA 調査団により作成

4.3.2 復水器

復水器の放熱フィンに経年劣化によるさびが発生しており、効率の低下につながっている(参照:写真 4-16)。

さらに、周囲環境が悪いために、冷却ファンのベアリングやモータに経年劣化が見られ、復水器の真空度を悪化させ、最終的に出力の低下につながっている(参照:写真 4-17)。



写真 4-16 復水器の冷却フィン



写真4-17 冷却タワー内のモータ

復水器は、外気温25℃で定格出力となるよう設計されている。したがって、外気温が25℃以上になれば効率が低下する。つまり、夏には定格出力33MWを発電できない。

しかし、ボツワナにはおいては、最大需要は冬に記録されるため、復水器の設計温度25℃を変更する必要性はない。

4.4 発電機

4.4.1 発電機巻線(回転子、固定子)

発電機回転子と固定子は、外観上吸い込まれたわずかなほこりがあるほかは正常な状態である。

固定子の絶縁も外観上正常で点検報告書にも問題となる記載はない。

詳細な試験は、南アメリカにあるシーメンスの工場で行われている。摩耗したジャーナル軸受の修理と緩んでいた回転子コイルを固定している楔を締め直した程度のわずかな不具合であった。

絶縁劣化(の傾向)を監視するため、定期的な絶縁抵抗測定が必要である。



写真 4-18 発電機回転子



写真 4-19 固定子巻線

4.5 電気設備

4.5.1 220kV 変電機器

220kV変電機器に係わる診断結果を表4-15に示す。いくつかの不具合・不適切な箇所はあるが、基本的には、機器の状態は良好であり、重大な問題点は見られない。

表 4-15 220kV変電機器の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定結果
1	遮断器	良好	良好
2	接地開閉器	良好	良好, (ただし、不具合*1 参照)
3	計器用変圧器	良好, (ただし、不具合*2 参照)	-
4	コンデンサ形計器用変圧器	良好, (ただし、不具合*2 参照)	-
5	避雷器	良好 (ただし、不具合*3 参照)	-
6	バッテリー室	良好, (ただし、不具合*4 参照)	良好, (ただし、不具合*5 参照)

7	220kV 制御盤室	良好, (ただし、不具合*6 参照)	-
---	------------	--------------------	---

- 註:
- *1 : 手動時の操作性が悪い。
 - *2 : パネル等の塗装被膜の経年劣化。
 - *3 : 碍子の部分的な破損。
 - *4 : バッテリー室内の仕様が不適格。
 - *5 : セルの電圧・濃度の低下。
 - *6 : 220kV 盤の予備品の不足。

JICA 調査団により作成



写真 4-20 遮断器の抵抗測定・動作時間測定



写真 4-21 避雷器の碍子の 破損

4.5.2 12kV -6.6kV 電気設備

12kV-6.6kV電気設備に係わる診断結果を表4-16に示す。いくつかの不具合・不適切な箇所はあるが、重大な問題点はなく、基本的に機器の機能性は良好である。

表 4-16 12kV - 6.6kV電気設備 の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	220/11kV 主変圧器	良好 (ただし、不具合*1, 2, 3, 4, 5 参照)	良好
2	12/6.9kV 降圧変圧器	良好, (ただし、不具合*6, 7 参照)	良好
3	20kV アルミニウムケーブル, 銅母線・ケーブル	良好, (ただし、不具合*2, 8 参照)	-
4	変圧器の火災探知・防火システム	良好, (ただし、不具合*9, 10 参照)	-
5	界磁遮断器	良好, (ただし、不具合*11 参照)	-
6	防火試験	良好, (ただし、不具合*10 参照)	良好

- 註:
- *1 : 中性点接地棒が絶縁されておらず、直接接地網に接続。
 - *2 : 架台が地面と未固定箇所あり。
 - *3 : ケーブルが基礎の上にむき出しの状態直接敷設。
 - *4 : ブッフホルツ継電器の油パージにガス容器が無し。
 - *5 : 保護リレーの予備品が無し。
 - *6 : 負荷タップ切換器内の油が低レベル。
 - *7 : タップ切換器のクランクの破損。
 - *8 : アルミニウム架空線と銅 bar が絶縁されていない。
 - *9 : 火災探知/ 防火システムは自動的に動作しない。
 - *10 : 噴霧箇所が不適切。
 - *11 : 遮断機空気圧縮機は要修理。

JICA 調査団により作成



写真 4-22 変圧器下部に直接敷設されたケーブル



写真 4-23 タップ切換器 のクランクの破損

4.5.3 配電盤

配電盤に係わる診断結果を表4-17に示す。機材は非常に古いため、いくつかの不具合・不適切な箇所はあるが、重大な問題点はなく、基本的に機器の機能性は良好である。

表 4-17 配電盤の診断結果

No.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	発電機励磁保護盤	良好	-
2	電力量計量盤	良好	-
3	6.6 kV 配電盤	良好, (ただし、不具合*1 参照)	良好
4	低圧配電盤	良好, (ただし、不具合*1 参照)	良好
5	非常用低圧配電盤	良好, (ただし、不具合*1 参照)	良好
6	230V 配電盤	良好, (ただし、不具合*2 参照)	-
7	110V DC 盤	良好, (ただし、不具合*2 参照)	良好
8	24V DC 盤	良好, (ただし、不具合*2 参照)	良好
9	エンジン駆動非常用発電機	良好, (ただし、不具合*3 参照)	-
10	12kV 保護盤	良好	-
11	制御室	良好	-
12	DCS(中央制御装置)	良好	-
13	ケーブル敷設、火災探知 / 防護	良好, (ただし、コメント*4,5 参照)	-
14	壁・床面の貫通箇所	良好, (ただし、コメント*5 参照)	-

注: *1 : 予備品無し
 *2 : バッテリー室内の仕様が不適格
 *3 : 発電機室が汚い
 *4 : ケーブルラック内が満杯で、ケーブルがはみ出している箇所有り
 *5 : 不適切な貫通処理箇所有り

JICA 調査団により作成

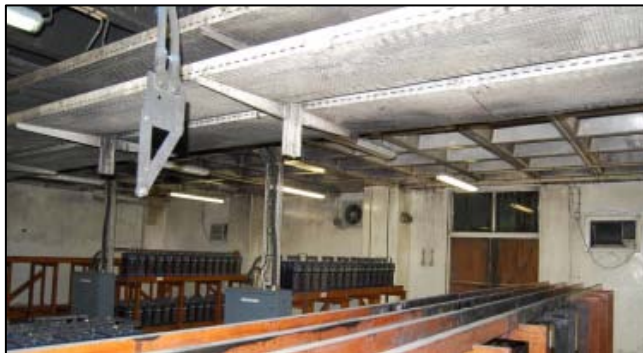


写真 4-24 バッテリー室



写真 4-25 6.6kV 配電盤

4.5.4 ボイラ周辺機器

ボイラ周辺機器に係わる診断結果を表4-18に示す。ボイラ周辺機器の周辺は屋内電気設備と比べて状態は悪く、非常に汚い。機器の寿命を長くするためには、改善が必要である。

表 4-18 ボイラ周辺機器の診断結果

番号.	項目	診断結果	
		目視点検	試験・測定
1	ケーブル	要改善 (コメント*1 参照)	-
2	ケーブルトレイ	要改善 (コメント*1 参照)	-
3	盤, 接続箱, 計装機器	要改善 (コメント*1 参照)	-

コメント: *1 : 全般的に、清掃がされておらず、灰が覆われ汚い。

JICA 調査団により作成



写真 4-26 制御盤



写真 4-27 灰で覆われたケーブルラック

4.6 補機

ボイラ、タービンおよび発電機の補機については、保守や清掃が適切に行われていないにもかかわらず外見上不具合は見られない。

4.6.1 運炭装置

運炭装置(石炭コンベヤおよび補機類)は、湿った石炭による腐食があるものの運転上それほど悪いとは言えない。ただ、スクリーンおよび各シュートは、あちこちに繰り返し当て板で修理を行っている状況である。

コンベヤベルトが擦り減った際は、BPCが交換している。すべてのコールシュートは、耐摩耗材料を使ったシュートに交換することを推奨する。

テンションウエイト装置は、スムーズに動作しないことから更新が必要である。また、駆動用モータのカップリングと減速機も交換が必要である。



写真 4-28 シュート



写真 4-29 テンションウエイト

4.6.2 給水処理装置

給水処理装置は、1986年に使用を開始して以来、日常保守と1999年に操作盤のリレーを交換した以外更新されていない。硫酸とアルカリの希釈システムは2011年度にBPC予算で更新が行われている。タンクレベル、電導度、pHのモニタリングは、指示計の劣化により、コンピュータ画面で監視できるよう更新されている。しかし、スイッチと表示は、今もなお当初の操作盤を使用している。隔膜型バルブの内部リークにより、pH調整の不具合や電磁弁の不具合が報告されている。

したがって、希釈ラインを除くすべての装置の分解点検と、制御機器の更新が必要である。



写真4-30 タンク周りのバルブと配管



写真 4-31 更新された希釈システム

4.6.3 フライアッシュ輸送装置および灰輸送ポンプ

大量のフライアッシュが輸送ラインのフランジ部分から漏れており、動作部に灰が混入したことによるエアシリンダーの不具合も発生している。したがって、分解点検、清掃、摩耗した部品の交換、および制御装置の更新が必要である。

灰輸送ポンプは、運転開始以降分解点検がされていないと思われる。したがって、分解点検装置全体の清掃、制御装置とケーブルの更新が必要である。



写真 4-32 ESP下部の灰の堆積状況



写真 4-33 灰輸送ポンプ

4.6.4 エンジン駆動非常用発電機

エンジン駆動非常用発電機は、補機を含めてエンジンおよび発電機の分解点検と経年劣化した制御装置の更新が必要である。



写真 4-34 エンジン駆動非常用発電機



写真 4-35 非常用発電機制御盤

4.6.5 消火ポンプおよび水道水ポンプ

消火ポンプはほとんど分解点検されていないと思われることから、分解点検が必要である。また、水道水ポンプも同様である。



写真 4-36 エンジン駆動消火ポンプ

4.6.6 排ガス分析機器

モルプールB発電所と同仕様の排ガス分析機器を設置する必要がある。

4.6.7 分析室

水質、石炭分析および灰の分析が定期的に分析室で適切に行われている。しかし、 SO_2 や NO_x 量のクロスチェックのために新しい機器の設置が必要である。

第5章 自然条件および土木設計

5.1 自然条件

本発電所における南アフリカでは、先カンブリア紀の平野起伏から形成されており、表層は農業生産の低い砂質土で覆われており、特に、ボツワナでは白亜紀に発達した原生代岩石（Mesoproterozoic）を基盤として、大陸の河川起源である東部では、玄武岩質カルー堆積物とドロマイトが豊富な石灰岩がある。よって、モルプールA火力発電所内では、表層から2.0mまでは緩いシルト混じりの細砂で4.5mまでが固結シルトを絡む細砂で構成されており、これより以深は風化砂岩がカラハリ基盤となっている。

ボツワナ全土は亜熱帯の乾燥気候で、南部と西部はカラハリ砂漠である。10月から4月は雨季で、乾季にはカラハリ砂漠から熱風が吹く。ボツワナ全土の月平均気温は11月で最高39.1度、7月には最低-1.9度で年間の気温変動は41度前後である。モルプール発電所周辺のマハラベ観測所では、最高気温35.4℃(2月)、最低気温1.6℃(6月)が記録されており、年間を通しての平均気温は22.7℃から31.7℃と安定している。モルプール発電所周辺の過去10年間の平均降雨量を見ると2000年に721mmと多いものの2002年には216mmと少なく年間の降雨量変動は約500mmで、雨季の1月と2月は月平均50mm～100mmの降雨である。また、モルプール火力発電所周辺の近年の年間平均降雨量は18mmから482mmと少なく1月と2月の雨季に集中している。

5.2 水資源計画

モルプールA火力発電所の供給水は、発電所の北西部約44kmに位置するPaje Well FieldをBPCが1986年から管理し取水している。試掘井の深さは深度141m～264mであり、1988年の地下水面は地表面より約65～86mまで滞水していたが2009年には78m～94mに水位が低下している。10ヶ所の井戸からPage給水タンク(30m³)に取水されている。ここから径250mmの水道管で自然落下にて44km(落差150m)のパイプラインで発電所まで送水されている。途中約100m～200mの間隔で管理用の送水枡が設置され、常時BPCの担当者が送水の維持管理している。この地下水盆におけるBPCの水利権は、1日1,800m³で年間657,000m³の水利権をBPCは確保しているが、給水可能水量は1日最大1,400m³であり発電所に設置された容量12,500m³のリザーバに補給されている。FGD設置によって年間必要水量は830,000m³となり年間173,000m³が不足するため建設中のモルプールB火力発電所から補給しなければならない。

5.3 石炭灰捨て場

発電所から発生する石炭灰(フライ・アッシュ)は、ボイラーから搬出されてベルトコンベアで煙突付近に集められる。その後、水を混入してスラリー状にしながら径200mmのパイプで灰捨て場(Ash Dam)に送られる。現在、灰捨て場は300m×500mの広さで高さ15mで山積みされているがこれ以上堆積するスペースがない。よって、現在モルプールB発電所の灰捨て場にスラリー配管を接続して新たな灰捨て場を計画している。同様に、ボイラーから出たボトム・アッシュは、ダンプで灰捨て場に送られる。

5.4 コンクリート診断

モルプールA火力発電所におけるコンクリート構造物の強度の検証を、シュミット・ハンマー試験で実施した。特に、タービン建屋におけるオーバーヘッド・クレーンの柱は、直接タービン・発電機を支えるため重要な構造であるので強度試験を実施した。

その結果、コンクリート柱体の強度には問題がなかったが、表面に発生している亀甲状の亀裂や柱の角に発生した亀裂、剥離して錆びた鉄筋が見えているなどの個所は、エポキシ樹脂による塗付工が必要と考えられる。また、タービン基礎についてはNo.4の発電機周辺に横方向の亀裂が上部表面に4か所あるため構造物には影響しないものの亀裂にエポキシ樹脂による塗付を行い鉄筋を防錆する必要がある。鉄筋が錆びるとコンクリートの被りが剥離して強度が低下、回転振動に対しても基礎の強度低下を引き起こす可能性がある。

5.5 鉄骨診断

タービン建屋やボイラー塔、バンカー塔など鉄骨部材の変形、浸食など異常は見つからなかった。しかし、タービン建屋屋上に位置する冷却塔(空冷式)については建設後25年が経過しており当時の設計から部材が小さく水平変位に対するスラット・トラスが少ない。部材も浸食を受けている個所もあり強度設計をして補強する必要があると考えられる。

5.6 設計条件

ボツワナ国における工業規格は、BOBS(Botswana Bureau of Standard)が所管しているが、現在整備されている建設規格は、次の規格だけである。

- 1) Construction Material (91.100.100): セメントなど建設材料に関する規格
- 2) Civil Engineering (93.010): 建設工事に関する作業を規定した規格
- 3) Road Engineering (93.080): 道路工事における作業を規定した規格

よって、ボツワナでの建設の設計に関しては、英国BSI基準を基に南アフリカ基準局SABS(South

Africa Bureau of Standards)が整備した南アフリカ基準SANS (South Africa National Standard)を使用する。

SANSによると、地震に関しては、モルプール発電所周辺ではPeak Ground Acceleration (PGA) $g=0.05$ の地震を考慮して設計することが望まれる。また、風荷重に対しては、SANSではモルプール発電所周辺の規定はなく、SANSの基本風速28m/sを採用する。

第6章 環境社会配慮

6.1 環境社会配慮の概要

現在、ボツワナ国(以下「ボ」国)は電力不足対策として、既設のモルプールA火力発電所(以下「発電所A」)の改修・強化およびモルプールB火力発電所(以下「発電所B」)の新設を計画している。

発電所Aにおいては、排煙脱硫装置(FGD)等の環境対策機器の設置により、排気中に含まれる有害物質の抑制および環境影響の改善が期待される。しかし、工事中及び稼働時において自然環境または社会環境に対する影響が懸念されるため、既存発電所の現状分析ならびに、隣接地に建設中の発電所Bを含む両発電所に係わる自然環境と社会環境に及ぼす影響を総合的に評価する。また、環境管理計画および環境モニタリング計画についても提言を行う。

6.2 立地環境および土地利用

発電所Aは、首都ハボロネから約280km北部の中心地区に位置する。北西部にはモルプール石炭採掘場が存在し、発電所Aに石炭を供給している。現在、発電所Aの周囲10km圏内は、約70%が放牧地として利用されている。

6.3 住民移転

BPCは発電所AおよびBの敷地をBamangwato部族局から467haの土地を借用している。なお、本プロジェクトは、全てBPCが借用している用地内で実施されるため、非自発的住民移転や追加的な用地取得は発生しない。

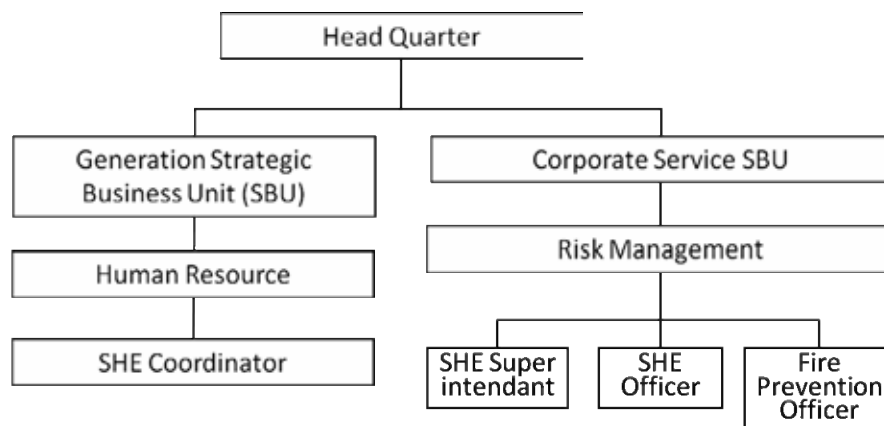
6.4 文化遺産

BPCの用地には文化遺産は存在しない。

6.5 労働環境

BPCは国内の関連規制に従って、2009年に独自の基準として緊急時のための準備計画(Emergency Preparedness Plan)を、2010年にはBPC安全・衛生・環境についての実施基準(SHE基準)を策定している。

発電所Aの運営は図6-1に示すようにSBU(戦略的ビジネスユニット)の下で統率されている。安全、衛生および環境はそれぞれ異なったセクターであるが、発電所のSHEの実施は総務(SBU)が統括している。



JICA 調査団により作成

図6-1 発電所AにおけるSHEの管理体制

6.6 火災対策

消火器および消火機器は、発電所内の必要な箇所に設置され、貯炭場では視覚的な火災予防が実施されている。これまでに火災事故は報告されていない。

6.7 労働災害

BPCおよび発電所Aは事故記録を蓄積してきたが、第1回目および第2回目の現地調査では提供されなかった。

6.8 ボツワナ国における環境社会関連法の枠組み

「ボ」国における環境法制度は、環境・野生動物・観光省の所管であり、表6-1に示すとおり下部に9つの局および委員会が存在している。

表6-1 環境・野生動物・環境省の組織

課	業務内容
法人サービス局	省庁人事管理
野生生物・国立公園局	野生生物とその生息地の保護・管理
環境当局 (DEA)	環境保護および環境影響最小化のための環境プロジェクト推進
観光局	政策および戦略の形成・モニタリング・実施を通じた持続可能な観光開発の管理および促進
気象サービス局	政府および民間セクターへの気象情報と関連サービスの提供
廃棄物管理・公害対策局 (DWMPC)	廃棄物管理政策の策定、法規制およびモニタリング実施による公害防止・抑制

森林・山脈資源局	ボツワナの植物資源の保護、保全および管理
国立博物館・遺跡局	文化・自然遺産の保護、維持、促進
ボツワナ観光委員会（政府半官半民組織）	製品開発および国内、地域および国際市場向けの観光事業開発

JICA 調査団により作成

6.9 環境影響評価(EIA)

「ボ」国における環境影響評価(以下「EIA」)法令(Act No. 6 of 2005)は、環境当局(DEA)により2005年に制定された。DEAは、環境・野生動物・観光省の行政機関であり、申請を受け審査し、環境関連許認可を発行している。

発電所Aが建設された1986年当初、EIAに係わる法律は制定されておらず、建設事業に対するEIAは実施されていない。そこで、2008年DEAはBPCに対して環境管理計画(EMP)策定の指示を出しており、その後BPCが策定したEMPは2010年9月に承認された。承認されたEMPはリハビリ事業に係わる環境影響配慮を含むため、BPCは今後追加的なEIA調査を実施する必要はないとされている。

6.10 苦情申し立て

一般人は、環境および社会問題につき、直接関係当局に対して苦情を申し立てることができる。発電所Aの操業以来、DEAまたはDWMPCに対して寄せられた一般人からの苦情はない。

6.11 環境許認可

将来的に、SOxの排出基準が改正される予定であり、BPCは全ての排出ユニットに対する排出許可を改めてDWMPCに申請しなければならない。また、FGD設置に伴う水使用量増加に対しても、改めて水利権の申請が必要となる可能性がある。

6.12 稼働中の発電所による環境影響

6.12.1 排水処理および地下水汚染

主に4種類の排水(ボイラー供給水用の原水処理、ボイラーブローダウン、所内一般廃水、および雨水)が発生し、全てが蒸発池またはアッシュダムに集められる。

(1) 排水処理

原水処理の排水およびボイラーブローダウンはフライアッシュと混合され、アッシュスラリーとなりアッシュダムへと送られる。固体粒子は沈殿し、上澄みの水分は蒸発するため、ダムからプラントに

戻される水はない。雨水は蒸発池に送られ蒸発する。所内の一般廃水は浄化槽で前処理をした後、蒸発池に送られる。

(2) 地下水汚染

BPCは敷地内に14個の地下水モニタリング用井戸を設置しサンプリングを行っている。アッシュポンドと同様に蒸発池の底部も不浸透性のライニング加工はしていないが、浸出水による汚染は見られない。地下水モニタリング年間レポートには、厚いアッシュ層が地下水への浸出水漏洩を防いでいると記されている。また同レポートで、蒸発池No.2の地下水汚染の危険性については、ボツワナBOS基準32:2000の規定する飲料水クラスⅡ/Ⅲよりも低い結果となっており、またアッシュダムの高浸出濃度も影響は軽微であると報告されている。しかし、微生物指標および重金属含有量について分析されていないことは留意する必要がある。

6.12.2 騒音および振動

発電所からの騒音は非常に小さく、発電所から2.5km離れた場所で35dBAを超える程度である。発電所に近接するガサネ小学校ではスピード防止帯を車両が通過する際の音が主な騒音源となっており、大きな影響は与えていない。

6.12.3 廃棄物管理

(1) 一般廃棄物

一般廃棄物は、アッシュダムの裏にあるゴミ捨て場に投棄されていたが、現在は閉鎖され、2007年にSerowe衛生埋立処分場に運搬され処理された。2007年以降は収集運搬許可を取得したBPCのトラック2台を利用し、同処分場に運送され適正に処理されている。2010年からは同車両が発電所内で使われる頻度が高くなったため、廃棄物の収集運搬は民間業者に委託されている。

(2) 廃油

廃油は敷地内に保管され、民間業者が南アフリカに運搬しリサイクルされている。

(3) 有害廃棄物

期限切れまたは使用済み化学物質および空容器等の有害廃棄物は、敷地内の指定箇所に保管されている。しかし、使用済み蛍光灯などのその他有害廃棄物は破碎され210本のドラム缶に保管され、最終的に密閉され敷地内の指定箇所に保管される。BPCは南アへ有害廃棄物を運搬するための越境移動許可を持つ業者を雇うために予算を確保している。医療廃棄物は、地方自治体により回収され、Serowe衛生埋立処分場にて焼却処分されている。

6.12.4 灰処分

フライアッシュおよびボトムアッシュは、発電所に隣接するアッシュダムに投棄されている。4ユニットがフル稼働した状態でのフライアッシュおよびボトムアッシュの排出量は、それぞれ日量240トン、75トンである。日量平均値は100トン以下となっている。2010年のBPC年間報告書では、約46,000～54,000トンのフライアッシュが民間セメント会社に売却されている。

6.13 環境社会影響の範囲および評価

本リハビリプロジェクトの環境影響は、スコーピングにより予見された以下の項目に基づいて、リハビリ時と稼働時に段階分けして検討・確認する。

- ✓ FGD 及び周辺機器が設置される。
- ✓ リハビリは BPC 敷地内に限定される。
- ✓ 相当数の移入労働者が予想される。
- ✓ 住民移転及び土地買収は行われない。

リハビリはBPC敷地内に限定されるため、リハビリ時における自然環境及び社会環境への影響は比較的少ないと考えられる。一方、稼働時においても自然環境及び社会環境に与える影響は小さく、特に大気質は環境対策設備の導入により改善が期待される。リハビリ工事中及び稼働時において予測される環境社会影響は表6-2の通り。

表6-2 リハビリ工事中および稼働時の環境社会影響

項目		影響度		要点
		工事中	稼働時	
環境汚染	大気質	B -	A +	工事中: 工事機械からの一時的に発生する排気ガス 稼働時: 環境対策機器により大気汚染は改善される
	水質	B -	B -	工事中: 工事作業時に発生する排水 稼働時: 蒸発池・アッシュダムからの排水の地下水への影響
	固形廃棄物	B -	B -	工事中: 建設廃棄物の発生 稼働時: 一般・有害廃棄物および灰の発生
	騒音・振動	B -	B -	工事中: 建設機械および建設工事からの騒音発生 稼働時: 発電所設備からの騒音発生
	異臭	D	D	異臭は発生しない
	地盤沈下	D	D	地盤沈下は発生しない
自然環境	土壌汚染	B -	B -	工事中: 機械からの排水および油流出が土壌に与える影響 稼働時: 機械からの排水および油流出が土壌に充てる影響
	保護区	D	D	本プロジェクトの影響を受ける地域に保護区は存在しない
	生態系および生物相	D	B +	工事中: 工事は敷地内に限られており、自然環境に与える影響はない 稼働時: 本プロジェクトにより現状の環境影響は緩和される
	地球温暖化	B -	B +	工事中: 機械類からの温室効果ガス発生 稼働時: 発電所のユニット単位の CO2 排出量はリハビリにより理論上削減される
社会環境	住民移転	D	D	住民移転および土地買収はない
	生活・生計	D	D	周辺環境の生活・生計に与える影響はない
	地域経済	B +	D	工事中: 移民労働者の流入による地域経済へのプラスの影響 稼働時: 影響はない。

土地利用	D	D	影響はない
地下水減少	D	B -	工事中: 地下水のくみ上げはない 稼働時: 環境対策機器の設置による地下水くみ上げ量の増加
社会インフラ	B -	D	工事中: 移民労働者の流入による病院などの地域インフラへの影響 稼働時: 追加的影響はない
交通	B -	D	工事中: 工事車両が地域交通に与える影響 稼働時: 追加的影響はない
感染症	B -	D	工事中: 移民労働者の移入による感染症拡大の懸念 稼働時: 追加的な影響はない
土着・少数民族	D	D	土着民族・少数民族はプロジェクトサイト周辺には見られない
景観	D	D	景観に与える影響はない
文化遺産	D	D	プロジェクトサイト内外に遺跡はない
事故	B -	B -	工事中および稼働時、共に事故は起こり得る
労働環境	B -	B -	工事中および稼働時、共に環境・衛生・安全への配慮が必要とされる

A +/-; Significant positive/negative impact is predicted

B +/-; Minor positive/negative impact is predicted

C +/-; Extent of positive/negative impact is unknown. Further examination is needed and the impact could be clarified as the study progress

D; No impact is predicted

JICA 調査団により作成

6.14 緩和対策および環境管理計画

6.14.1 リハビリ工事中

リハビリ工事は土木工事およびFGDなどの装置設置工事が伴うため、表6-2に挙げる環境社会影響が予想される。よって、建設請負業者によりこれらの影響を最大限抑える対策が検討される必要がある。

6.14.2 稼働中

BPCは現在稼働中の発電所について、DEAガイダンスに従い環境管理計画(EMP)を作成している。リハビリ後の稼働時のEMPIは現存するBPCのEMPに対して補足的に作成される。

(1) 大気汚染

リハビリ工事および汚染低減装置の設置により大気質の着地濃度および排出ガス濃度は改善される。

(2) 水質汚染

現在のアッシュダムを使用し続けることによる浸出水の影響を考慮し、底部に不浸透膜シートを施工した新たなアッシュダムへの移行を検討する必要がある。

(3) 固形廃棄物

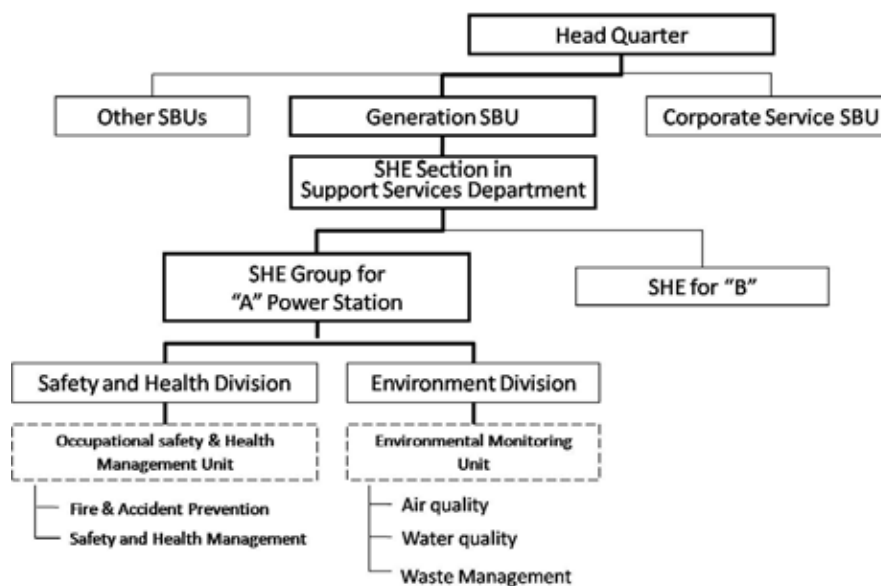
FGDの設置により、排出される石膏のリサイクルを検討する必要がある。

(4) 事故および労働環境

貯炭場の自然発火を防ぐため、自動散水および消火装置の設置を検討する。

(5) 事故および労働環境

SHE基準の確実な実施および順守が求められる。この結果、機械装置のメンテナンスの向上にもつながる。JICA調査団は、より理想的な組織として、以下に示したような、環境モニタリングユニットおよび廃棄物管理ユニットが安全・衛生ユニットと独立した環境管理ユニットを提案した。



JICA 調査団にて作成

図6-2 SHEマネジメント組織の提案

6.15 環境モニタリング

6.15.1 環境モニタリング現状

BPCは地下水、2箇所の蒸発池の表層水、大気質着地濃度、騒音・振動、気象データ、一般廃棄物および煙突からの排出濃度をモニタリングしている。

6.15.2 リハビリ工事中および稼働時のモニタリング計画

(1) リハビリ工事中のモニタリング計画

リハビリ工事中のモニタリング項目は表6-3の通り。

表6-3 リハビリ工事中のモニタリング項目

指標	概観
1. 大気質	
SO ₂	プロジェクトサイト内外の数ヶ所の観測場所で定期的モニタリングが行われる
NO ₂	
Dust	
Other environment standards	
2. 水質(汚水の影響を受ける川および地下)	
pH	降雨により工事現場から汚染水および油混入水が発生する
SS	
BOD, COD	
Other water quality standards	地下水については、飲料水基準にある項目がモニタリングされる
3. 騒音および振動	
騒音レベル	モニタリングは、サイト内、境界部分、地域住民の住宅地域、および近接する小学校にて実施される
振動レベル	
4. 社会環境	
住民からの苦情	大気汚染、騒音、振動、および労働者の流入は周辺地域に負の影響を与え得るため、意見および苦情に関する記録が必要となる
工事車両の数量	工事車両により地域交通が影響を受ける(一時的な交通渋滞など)ため、工事車両の数量をモニタリングする必要がある
5. その他	
工事現場における事故記録	事故の発生状況および今後の対策が記録される
廃棄物	発生量と処理方法が記録される

JICA 調査団により作成

(2) 稼働時のモニタリング項目は表 6-4 の通り。

a) 大気質および排気ガスモニタリング

世界銀行の発電所Bに対する提案の一つで、Palapye、Seroweその他数ヶ所に大気質モニタリング装置が設置される予定である。新しい排出基準にはWHOの大気質基準が適用される予定である。

表6-4 排出濃度および着地濃度のモニタリング

指標		頻度
1. 排出濃度		
排出モニタリング	Particulate Matter	継続測定または直接測定
	SO ₂	継続測定
	NO _x	
煙突からの排出試験	Particulate Matter	年に1度
	SO ₂	
	NO _x	
	Heavy Metals	
2. 着地濃度		
受動的採取（月ごとの平均）または季節毎の手動採取（季節ごとに1週間）は、関連する大気質基準と一貫している。着地濃度モニタリングプログラムの効率性は定期的に確認されるべきである。代替的なプログラムが開発された場合には、単純化または削減されうる。敏感な受容体が存在するか、モニタリング数値が関連する着地濃度基準を超過する場合には、継続的にモニタリングが実施されるべきである。		

出典: IFC EHS ガイドライン、火力発電所

b) 水質モニタリング

BPCはPaje水源および敷地内地下水のモニタリングを行う。モニタリング井戸と蒸発池No.2については微生物および有機物指標もモニタリングが実施される。

c) 廃棄物モニタリング

世銀ガイドラインに従って廃棄物のモニタリングが実施される。

d) 騒音および振動モニタリング

BPCは2年ごとに労働環境における騒音、振動、照度のモニタリングを実施する。騒音および振動モニタリングは近接の小学校でも行われる。

e) 自然環境モニタリング

風下および風上における植物の成長状況などの自然環境モニタリングが実施される。

f) 社会環境モニタリング

地域住民からの苦情ならびに発電所稼働に伴う健康被害がモニタリングされる。

g) 産業安全・衛生モニタリング

安全調査、労働環境、教育訓練、労働災害、事故などが記録され、関係官庁に報告される。

6.16 地球温暖化

発電所Aのリハビリ工事によるCO₂削減効果をJBICガイドラインにより算出した結果、リハビリ工事により、年間36,100トンのCO₂が削減される結果となった。計算には、発電所の年間稼働率、周辺施設により消費される電力などが加味されている。FGDの設置により増加する電力消費量は0.3%程度であると仮定した。

第7章 改修計画の策定

7.1 3号機の診断結果の分析

一般的に火力発電所の寿命は40年程度と言われている。ドラムやタービン回転子等の主要機器に金属疲労が起きた場合はそのプラントは寿命と判断されている。日本では寿命が来る前に小規模発電設備は効率の高い大型発電設備に更新されることが多く、寿命一杯運転することは稀である。

一方で投資コストを削減する観点では古い発電所をリハビリして延命することは有効と考えられている。多くの火力発電設備製造業者は老朽化したプラントの余寿命診断を研究し、その技術を蓄積し、リハビリによる延命策を講じている。

これに加え、電気機器は20年間経過後は老朽化や絶縁不良により電気機器の特に故障率が上昇する、これは原製造者が20年以上経過した製品のスペアパーツがすでに廃版となり供給できないことも原因である。

モルプールA発電所は1986年に運開後、25年が経過している。稼働率の低下は今回の調査した状況より判断するに、プラントの部分的な老朽化と日常の設備の管理・維持の不足が主因と判断する。

機器診断より今回改修すべき大きな項目は以下のとおりである。

- 石炭灰の拡散、機器に付着したスラリー灰、漏微粉炭、漏重油の扱いの問題
- 蒸気の漏れ、漏水の対策がなされていない問題
- 現場情報伝達装置の校正、調整が定期的に行われていない問題
- 特にタービンの保護装置のテストが実施されていない問題

7.2 複数のリハビリ案

2009年9月17日に「ボ」国 鉱物エネルギー水資源省とJICAにて締結された協議書によれば、以下の2つのリハビリのシナリオが要求されていた。

- 旧シナリオ1: 既設のプラントの停止時間を最小限とすることに重点を置いた部分的な改修
- 旧シナリオ2: リハビリの効果を最大限とすることに重点を置いた大幅なリハビリ

JICA調査団はこの旧シナリオ1は、第2章の図2-3に示されるとおり600MWモルプールB発電所(こ

の内最初の150MW 2機は2012年、その他の150MW2機は2013年運開の予定)の運開前にリハビリ工事が終了することを想定したものと理解した。

コンサルタント調達、入札図書作成、入札期間、入札評価、契約交渉等、JICAの同意等の各プロセスを勘案すれば、ローンアグリーメント締結後リハビリ工事が開始されるのは早くとも2013年後半と想定される。よってモルプールB発電所のほぼ全号機が運開後に本リハビリ工事が開始されることとなる。

旧シナリオ1、旧シナリオ2双方とも環境基準を満足するためにSO₂排出削減用排煙脱硫装置を新たに設置することが必須である。この排煙脱硫装置の設置期間に時間を要することから、リハビリ工事期間は同装置設置期間によってほぼ決定される。よって発電所停止期間を最小化する旧シナリオ1は実質的に実行不可能である。

旧シナリオ2の“リハビリ効果を最大限とする”については、第3章の図3-3に示すとおり、2010年に37.8%まで下がった発電所稼働率を80%以上、また現在28MWまで下がっている単機の出力を設計値の33MWに回復することとした。

上記より、調査団は“1)稼働率を80%以上に回復すること”、“2)延命することの”の2つの観点より次の2つの新しいシナリオを策定した。

- シナリオ1 小規模改修: リハビリ後稼働率を80%で7年間運転できる。
- シナリオ2 大規模改修 リハビリ後稼働率80%で15年間運転できる。

延命の15年間については、BPCより2009年に提出された“2号機の余寿命診断報告書 MERZ and Mclellan Botswana”および本調査の再委託にて実施した3号機の設備診断報告書を参照し設定した。

2つのシナリオの改修計画の実施範囲を表 7-1.に示す。

表 7-1 改修計画の実施項目

項目	小規模改修(シナリオ1)	大規模改修(シナリオ2aおよび2b)
1. ボイラおよび補機		
(1) ボイラ耐圧部、配管・ケーシング	◆ 広範囲なNDTの実施 ◆ 最小限界厚さ以下の水冷壁管と過熱器管の取替 ◆ 損傷した保温材の取替 ◆ 損傷の見つかったHTS2の取替	◆ 広範囲なNDTの実施 ◆ 最小限界厚さ以下の水冷壁管と過熱器管の取替 ◆ 損傷した保温材の取替 ◆ 損傷の見つかったHTS2の取替 ◆ 広範囲NDTによって見つかった最小限界厚さ以下の蒸発管の交換 ◆ スートブロウ蒸気用プロテクタの取付け
(2) 微粉炭機	◆ 封入空気通風機入口フィルタ交換 ◆ 伸縮継手および入口消音器の交換 ◆ 微粉炭機およびその潤滑油供給装置の分解点検 ◆ 耐摩耗材料を使った微粉炭輸送管への交換	◆ 封入空気通風機入口フィルタ交換 ◆ 伸縮継手および入口消音器の交換 ◆ 微粉炭機およびその潤滑油供給装置の分解点検 ◆ 耐摩耗材料を使った微粉炭管への交換 ◆ 石炭バンカー詰まり対策の実施(ノッカーなど) ◆ 給炭機の交換
(3) 燃料油(HFO)ポンプおよび燃料油供給装置	◆ 弁・配管分解点検および漏油修理	◆ HFO供給装置全体の更新 ◆ アトマイズ蒸気装置改修 ◆ 燃料油(HFO)更新 ◆ 弁・配管分解点検および漏油修理
(4) 石炭および重油バーナー、点火装置	◆ 点火栓取付 ◆ 火炎検出器取付 ◆ 微粉炭管、弁の分解点検	◆ 石炭バーナーの更新(NOx対策含む) ◆ 点火栓の更新(全台) ◆ 火炎検出器の更新 ◆ 微粉炭管サポートの更新 ◆ 重油バーナーの更新(挿入引き抜き装置含む) ◆ その他関連する付属装置の更新
(5) バーナー封入空気および冷却空気通風機	◆ 伝動ベルトの交換	◆ 伝動ベルトの交換
(6) 空気および排出ガス系統	◆ 全伸縮継手交換 ◆ コントロールダンパ点検調整	◆ 全伸縮継手交換 ◆ コントロールダンパ点検調整 ◆ 押込通風機分解点検 ◆ 一次通風機分解点検 ◆ エアヒータバイパスダクト交換
(7) スートブロウ装置	◆ 動作しないスートブロウ更新 ◆ スーとブロウ各ポペット弁点検および圧力調整 ◆ 自動運転シーケンスチェックおよび再使用	◆ 動作しないスートブロウ更新 ◆ 全スートブロウ分解点検 ◆ 制御シーケンス更新
(8) 水質試料採取装置および薬品注入装置	◆ 各機器点検計器較正	◆ 分析装置更新 ◆ 測定点追加
(9) 炉底処理装置	◆ 灰払出部およびコンベヤ装置ガasketおよびシール交換	◆ 払出およびコンベヤ装置全体更新
(10) その他	◆ 配管系統および弁保温材不良箇所更新	◆ 配管系統および弁保温材不良箇所更新 ◆ 全2インチ以下の弁 ◆ 全ドレン弁分解点検(弁シート点検および駆動装置との連携点検)
2. タービン		
(1) タービンローター		◆ OEMからの指示に従っての修理 ◆ ローターに対するNDTと有限要素法による寿命評価の実施
(2) タービンノズル	◆ 各部の変形量の点検と記録とそれに基づく調整 ◆ すべてのインターフェイスの点検と再調整 ◆ OEM指示通りの前方と後方のペDESTAL寸法調整 ◆ 保温材の交換	◆ 各部の変形量の点検と記録とそれに基づく調整 ◆ すべてのインターフェイスの点検と再調整 ◆ OEM指示通りの前方と後方のペDESTAL寸法調整 ◆ 保温材の交換

項目	小規模改修(シナリオ1)	大規模改修(シナリオ2aおよび2b)
(3) 軸受 (4) 弁 (主弁、調速機)	◆ ガバナバルブと緊急停止バルブの分解点検 ◆ ガバナバルブ駆動装置の交換 ◆ 保温材の交換	◆ スタッドボルトの交換 ◆ 蒸気系統の余寿命評価 ◆ スラスト/ラジアルベアリングの交換 ◆ ガバナバルブと緊急停止バルブの分解点検 ◆ ガバナバルブ駆動装置の交換 ◆ 保温材の交換
(5) グランド	◆ グランド他の点検と寸法計測C ◆ スプリングの交換	◆ グランド他の点検と寸法計測C ◆ スプリングの交換 ◆ 完全なセグメントへの交換
(6) 補機	◆ 潤滑油ポンプの分解点検 ◆ ターニング装置の分解点検 ◆ ドレン系統の保温材交換 ◆ タービン補機の火災検出器の点検 ◆ 起動シーケンスの点検	◆ O潤滑油ポンプの分解点検 ◆ ターニング装置の分解点検 ◆ ドレン系統の保温材交換 ◆ オイルクーラー潤滑油タンクの点検清掃 ◆ ジャッキングオイルポンプの分解点検 ◆ ターニング装置およびジャッキングオイル操作シーケンスのチェック ◆ 2インチ以下の手動弁すべての交換 ◆ ドレン弁の点検手入れ、駆動装置調整 ◆ タービン補機の防火システムの更新
3. 機械設備		
(1) 復水器	◆ 復水器冷却ファンギア装置分解点検調整 ◆ 復水器運転シーケンスの点検調整 ◆ 空気抽出器の分解点検とノズルの交換 ◆ 損傷した保温材の交換	◆ 復水器冷却ファンギア装置分解点検調整 ◆ 復水器運転シーケンスの点検調整 ◆ 空気抽出器の分解点検とノズルの交換 ◆ 損傷した保温材の交換 ◆ 減温器弁および駆動装置の分解点検 ◆ 給水ポンプ復水ポンプの分解点検 ◆ 損傷した保温材の交換 ◆ すべての2インチ以下の手動弁の交換
(2) 圧縮空気供給系統	◆ コンプレッサーの分解点検 ◆ 起動シーケンスのチェック	◆ コンプレッサーの分解点検 ◆ 消火設備の更新
(3) 給水処理装置	◆ 配管および弁の分解点検 ◆ 基礎周りの排水路の設置 ◆ 耐酸塗料の塗布	◆ 配管および弁の分解点検 ◆ 基礎周りの排水路の設置 ◆ 耐酸塗料の塗布
(4) エンジン起動非常用発電機	◆ ディーゼルエンジン、ガバナを含む発電機の分解点検 ◆ 排気管の更新 ◆ 制御装置の更新 ◆ 火災検出器の点検および起動シーケンスのチェック	◆ ディーゼルエンジン、ガバナを含む発電機の分解点検 ◆ 排気管の更新 ◆ 制御装置の更新 ◆ 火災検出器の点検および起動シーケンスのチェック ◆ 消火設備の更新
(5) 非常用ディーゼル発電機	◆ ディーゼルエンジン、ガバナを含む発電機の分解点検 ◆ 排気管の更新 ◆ 制御装置の更新 ◆ 火災検出器の点検および起動シーケンスのチェック	◆ ディーゼルエンジン、ガバナを含む発電機の分解点検 ◆ 排気管の更新 ◆ 制御装置の更新 ◆ 火災検出器の点検および起動シーケンスのチェック ◆ 消火設備の更新
(6) 燃料油ポンプ	◆ 新方式の受入設備を設置	◆ 新方式の受入設備を設置
4. 発電機		
(1) 補機	◆ 冷却空気系統すべてのフィルタの交換	◆ 冷却空気系統すべてのフィルタの交換 ◆ 空冷発電機クーラーの分解清掃
4. 電気設備		
(1) 電気設備(12kV/6.6kV)	◆ I主変圧器のプッシングと12kVケーブル間の保護(絶縁)装置の設置 ◆ 12kV、6.6kVのケーブル接続箱の防水仕様への修理 ◆ 変圧器用ケーブルに対するケーブルラッ	◆ 主変圧器と12kVケーブルの接続方法を変更 ◆ 12kV、6.6kVのケーブル接続箱等の取換え ◆ 変圧器用ケーブルに対するケーブルラッ

項目	小規模改修(シナリオ1)	大規模改修(シナリオ2aおよび2b)	
	ク・カバーの設置 ◆変圧器の消火システム(噴霧位置の修正等)の改修 ◆変圧器基礎に溝(油セパレーター)等を設置 ◆界磁遮断器の母線等の修理	ク・カバーの設置 ◆変圧器の消火システムを自動化へ改修 ◆変圧器基礎に溝(油セパレーター)等を設置 ◆界磁遮断器の母線等の修理 ◆界磁遮断器のコンプレッサーの取換え	
(2) 配電設備	◆220V/バッテリーの取換え ◆バッテリー室の壁・床等への抗酸化塗装 ◆バッテリーセルの上部にカバーを設置 ◆照明器具。換気設備等を防爆タイプに取換え ◆バッテリー室にガス換気装置等の設置	◆220V/バッテリーの取換え ◆バッテリー室の壁・床等への抗酸化塗装 ◆バッテリーセルの上部にカバーを設置 ◆バッテリー室に目洗浄装置、シャワー等の設置 ◆照明器具。換気設備等を防爆タイプに取換え ◆バッテリー室にガス換気装置等の設置 ◆ボイラ設置側の扉を鋼製扉に取換え ◆建屋内の消火システムを自動化に改修 ◆予備品の購入。	
(3) ケーブル	◆ケーブルラック・トレイにカバーを設置 ◆接続箱を設置し、ケーブルトレイから各機器間の全てのケーブルの取換え ◆ケーブル保護のため、全ての配管を取換え ◆電気室の外側のケーブル・グラウンドを全て取換え ◆密封性を向上させるため、全てのケーブル接続箱・盤の修理 ◆2mの高さまで配管等の機械的保護を行う	◆ケーブルラック・トレイにカバーを設置 ◆接続箱を設置し、ケーブルトレイから各機器間の全てのケーブルの取換え ◆ケーブル保護のため、全ての配管を取換え ◆電気室の外側のケーブル・グラウンドを全て取換え ◆密封性を向上させるため、全てのケーブル接続箱・盤の修理 ◆ボイラ周辺のケーブル接続箱を全て取換え ◆2mの高さまで配管等の機械的保護を行う ◆防火装置/壁のケーブル貫通箇所の改修	
(4) その他	◆全ての高圧モーターのチェックおよびベアリングのオーバーホールの実施	◆全ての高圧モーターのチェックおよびベアリングのオーバーホールの実施 ◆屋外低圧モーターの取換 ◆ベアリング、リレー、低圧モーター等の予備品の購入	
5. 環境対策機器			
(1) 排煙脱硫装置	◆新設(基礎等の土木工事含む)	◆新設(基礎等の土木工事含む)	
(2) 電気集塵機	◆撤去	◆撤去	
6. 計装機器			
(1) ボイラ・BOP 周辺	◆プラント制御・監視用重要な計器の交換(約25%) ◆残りすべての計器の校正と試験 ◆すべての計器の入出力チェックおよび受け側の位置信号の確認	◆すべての計器の校正と試験 ◆すべての計器の入出力チェックおよび受け側の位置信号の確認	
(2) タービン建屋内	◆温度検出器(熱電対)更新 ◆残りすべての計器の校正と試験 ◆すべての計器の入出力チェックおよび受け側の位置信号の確認	◆すべての計器の更新。 ◆すべての計器の入出力チェックおよび受け側の位置信号の確認	
7. 土木・建築			
(1) 土木	◆水タンク、ダクト等の基礎 ◆ケーブルトレンチ、排水溝等の設置工事	◆水タンク、ダクト等の基礎 ◆ケーブルトレンチ、排水溝等の設置工事	
(2) 建屋・ストラクチャーの補強	◆復水器棟のストラクチャーの補強 ◆建屋防水工事	◆復水器棟のストラクチャーの補強 ◆建屋防水工事	
i) 改修費用 合計	シナリオ1	シナリオ2a	シナリオ2b
	43億円	91億円	83億円
ii) 環境対策機器 合計	44億円	44億円	41億円
総 計 i) + ii)	87億円	135億円	124億円

注: シナリオ 2a: 2 機毎にリハビリ/シナリオ 2b: 4 機一再にリハビリ

JICA 調査団により作成

7.3 リハビリ期間工事中の発電計画

前述したとおり、リハビリプロジェクトの開始は1)コンサルタントの選定、2)入札図書作成、3)入札期間、4)入札評価、5)契約交渉の期間を勘案すればローンアグリーメント締結の18ヶ月後となる。

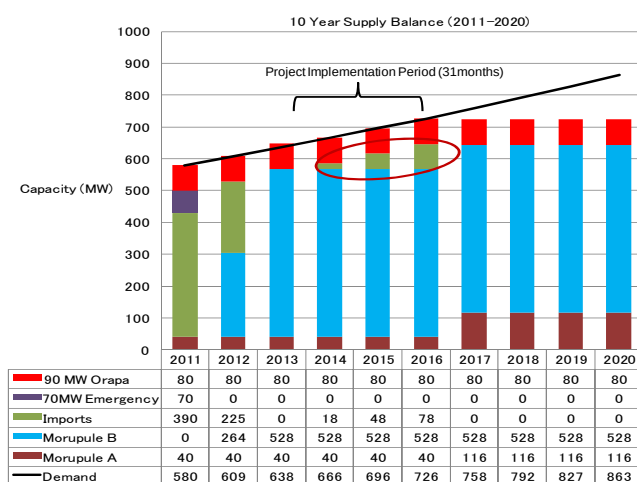
リハビリ期間は、2機毎にリハビリした場合31ヶ月を、4機同時にリハビリした場合は24ヶ月を要すると試算された。2013年の後半に工事を開始した場合、前者の場合は2016年前半に、後者の場合2015年後半に工事が終了する。

この工程にて国内電力の受給バランスを検討する。

7.3.1 工事期間中の電力需給バランス(シナリオ2a)

リハビリ期間中の2013年～2016年の最大需要時期には、2機が運転し約40MWを発電し続ける。

図7-1に示すとおり、最大需要時期において国内発電供給力が2014年に18MW、2015年に48MW、2016年に78MW不足するので、この電力は輸入電力または、オラパのディーゼル発電を増設することにより補う必要がある。



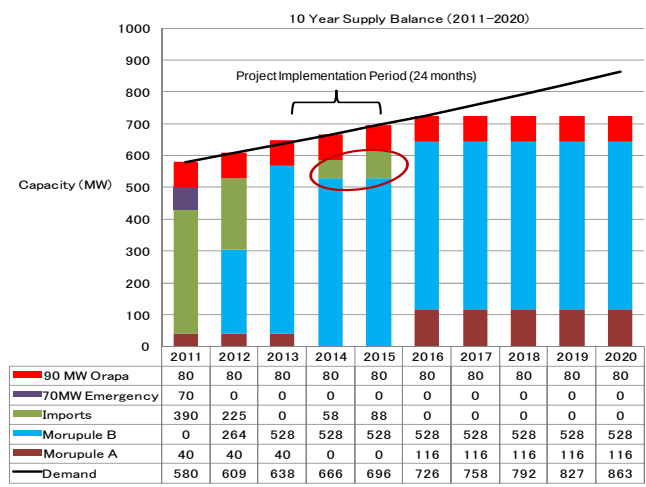
JICA 調査団により作成

図7-1 リハビリ期間中の国内電力受給バランス(シナリオ2a)

7.3.2 工事期間中の電力需給バランス(シナリオ2b)

4台当時にリハビリするので工事期間中の2013年～2015年の間の発電は不可能である。

図7-2に示すとおり、最大需要時期において国内発電供給力が2014年に58MW、2015年に88MW不足するので、この電力は輸入電力または、オラパのディーゼル発電を増設することにより補う必要がある。



JICA 調査団により作成

図 7-2 リハビリ期間中の国内電力需給バランス(オプション2b)

第8章 環境汚染対策

8.1 現在の大気質

8.1.1 現在の周辺の大気質

モルプールA発電所の周辺大気質に関するデータが少ないため、本調査ではモルプールA発電所のベースライン着地濃度として、モルプールB発電所のESIA報告書に記載された着地濃度を参照した。

将来的に、モルプールB発電所の世界銀行におけるプロジェクトの一環で、PalapyeとSeroweを含む数ヶ所に大気質モニタリング局が設置される予定である。

予想される大気質着地濃度を表8-1に示す。

表8-1 ベースライン着地濃度の予測値

	基準期間	単位	着地濃度の最大値			基準		
			最高濃度	Palapye	Serowe	Botswana ¹⁾	WB ²⁾	WHO ³⁾
SO ₂	24-hour	μg/m ³	557.9	70	7.4	300	150	125(IT-1) 50(IT-2) 20(guideline)
	1-hour	μg/m ³	-	-	-	-	-	-
	1-year	μg/m ³	155.2	3.5	0.9	80	80	-
NO ₂	24-hour	μg/m ³	19.6	2.6	0.3	-	150	-
	1-hour	μg/m ³	-	-	-	400	-	200
	1-year	μg/m ³	5.5	0.1	0.04	100	100	40
Dust	24-hour	μg/m ³	366.6	3.4	1.2	-	150	150(IT-1) 100(IT-2) 75(IT-3) 50(guideline)
	1-hour	μg/m ³	-	-	-	-	-	40
	1-year	μg/m ³	189.2	0.2	0.1	100	50	70(IT-1) 50(IT-2) 30(IT-3) 20(guideline)

¹⁾ Botswana National Laboratory

²⁾ Thermal Power: Guidelines for New Plants, World Bank Pollution Prevention and Abatement Handbook 1998

³⁾ WHO Air quality guidelines for particulate matters, ozone, nitrogen dioxide and sulfur dioxide, Global update 2005

JICA 調査団により作成 (Morupule B ESIA Report 2007 を参照)

8.1.2 現在の煙突からの排煙

存在しているモルプールA発電所のSO₂に関するモニタリングデータは、2004年および2005年のものであり、それらのデータから月平均値を算出した結果を表8-2に示す。

表8-2 排出濃度の最大値および関連基準

項目	単位	最大排出濃度 ¹⁾				基準		
		Unit No.1	Unit No.2	Unit No.3	Unit No.4	Botswana ²⁾	World Bank Guidelines ³⁾	IFC EHS Guidelines (Solid Fuel 50~600MW)
SO ₂	mg/Nm ³	4,159	3,900	4,519	3,841	3,293	2,000	900-1,500
NO _x	mg/Nm ³	N/A	N/A	N/A	N/A	-	750	510
Dust	mg/Nm ³	N/A	N/A	N/A	N/A	154	50 ⁴⁾	50

1) 2004-2005, maximum monthly average

2) Maximum allowable limit value stipulated by the Department of Waste Management and Pollution Control

3) Pollution Prevention and Abatement Handbook (1998)

4) Rehabilitation of existing plant 100mg/Nm³ (In rare cases, 150mg/Nm³ PM is acceptable)

JICA 調査団により作成

(1) 二酸化硫黄 (SO₂)

表8-2に示すように、SO₂排出濃度は、世銀ガイドラインおよびボツワナ基準(DWMPCにより設定)、共に超過している。SO₂の排出濃度の最大値は4,500mg/Nm³となっており、世銀ガイドラインおよびボツワナ基準を満足するには、それぞれ56%、27%のSO₂削減が必要となる。

ボツワナには国内のSO_x排出基準がなく、モルプールB発電所の試運転の時期に合わせて火力発電所の排出基準が設けられる予定であり、本基準がモルプールA発電所にも適用される。

(2) 窒素酸化物 (NO_x)

現在、ボツワナにはNO_xの排出基準はない。DWMPCのヒアリングから、世銀基準に従って2014年までに火力発電所向けのNO_x排出基準が設定されるが、NO_xの予測される最大着地濃度は関連基準を満足しているため、周辺環境への影響はないと考えられる。しかし、2011年5月14日および同年4月28日に調査団によって実施されたユニット4の排出ガス簡易測定では、NO_x濃度が1,453~1,709mg/Nm³となり、世銀基準の750mg/Nm³を超過した。

(3) 煤塵 (PM10)

電気集塵機(ESP)の電極がBPCにより改修が進められており、ESPの集塵効率は建設当時のレベルにまで回復し、ボツワナ基準の154mg/Nm³を満足するようになるが、世銀基準の50mg/Nm³は超過している。

DWMPCとの話し合いにより、2014年までに世銀基準(50mg/Nm³)に基づく火力発電所向けの排出基準が設けられるが、新基準の現存モルプールA発電所への適用については施設投資金額の増加と排出権に係る既得権益の関係から交渉されるべき事項である。

8.2 環境汚染対策

8.2.1 二酸化硫黄(SO₂)対策

世銀基準またはボツワナ基準を満足するためには排煙脱硫装置(FGD)の設置が必須となる。5種類の方式のFGDが考えられるが、その特徴、初期コスト、運転コスト、必要な薬品、必要な水量等はAppendix8-1に記載している。

8.2.2 窒素酸化物(NO_x)対策

世銀基準の750mg/Nm³を遵守するために、既存の老朽化した微粉炭燃焼バーナを低NO_x型バーナに更新することにより、400mg/Nm³程度までNO_xを低減することが可能である。その構造の詳細はAppendix8-2に記載している。

8.2.3 煤塵(PM₁₀)対策

BPCは2010～2011年に、全ユニットの電極を交換し、除塵効率を当初の設計値である出口濃度115mg/Nm³(入口濃度42,100mg/Nm³)に落とせるよう改修しているが、世銀の規制値である50mg/Nm³が適用された場合には、改修された既存のESPで対応することは不可能である。

世銀基準を遵守するためには2つの案が考えられる。1つ目は既設のESPを繊維フィルター式除塵器に交換する案、2つ目はESPを約50%増設する案である。しかし後者はスペースが限られているため物理的に不可能であり、前者のみが可能である。

規制値が100mg/Nm³程度となれば、既存のESPを湿式型のFGDと組み合わせることで、PM₁₀の濃度を50%程度削減でき、前述115mg/Nm³が約60mg/Nm³程度に軽減可能である。

8.3 着地濃度のシミュレーション

石炭成分および発電所施設的能力が現状と同じ条件で、FGD装置の導入効果を定量的に評価した。

季節毎に風速と気温が異なることから、季節ごとにケース1(4～6月)、ケース2(7～9月)、ケース3(10～12月)、ケース4(1～3月)に分けて検討した。風向は、モニタリングデータから、西または西北西の方角が支配的である。

FGD設置前のSO₂排出濃度を4,500mg/Nm³とすると、FGD設置後のSO₂排出濃度は脱硫効率80%条件下で、900mg/Nm³となる。その結果、全季節を通したSO₂の着地濃度は、吹き下ろし効

果により、世銀基準およびボツワナ基準を超過する結果となった。最も高い数値を示したのはケース1であった。

FGDを設置しない状態、かつ、吹き下ろしのない通常条件下でのSO₂着地濃度は、年間を通して関連基準をкаろうじて満足する結果となったが、風速が平均より遅ければ基準を超過する。着地濃度が最大値を示すのは、煙突から2,500～3,000m離れた地点である。

以上の結果から、吹き下ろしの影響があった場合でもFGDを設置することで基準を満足することが分かった。

8.4 本プロジェクトによる排出濃度削減効果

本プロジェクトによる改修工事および環境対策機器の設置により得られる削減効果を表8-3に示す。本表のように、本プロジェクトの実施により、CO₂、SO₂、NO_x、PM10のすべての排出ガスの削減が見込まれる。

表 8-3 リハビリ工事による排ガス削減効果(事業効果)

種類	単位	削減量	排出量		改善理由
			リハビリ前	リハビリ後	
CO ₂ ¹⁾	t-CO ₂ /yr	36,100 (▲2.1%)	1,693,359	1,657,259	発電効率向上、等
SO ₂ ²⁾	Mg/Nm ³	4,022～5,171 (▲70～95%)	5,746 (簡易測定値)	287～1,724	FGD(機種選定中)
NO _x ³⁾	mg/Nm ³	1,053～1,309 (▲72.4～76.6%)	1,453 (21.4MW 発電時) 1,709 (20MW 発電時)	400	低 NO _x バーナー
PM10 ⁴⁾	mg/Nm ³	55 (▲約 50%)	115	60	湿式 FGD 設置効果

¹⁾ Draft Final, Chapter 6 Environment and Social Consideration, 6.8.2 Global Warming, page 6-29

²⁾ Draft Final, Chapter 8 Pollution Abatement, 8.3.1 SO₂ Abatement, page 8-6

³⁾ Draft Final, Chapter 8 Pollution Abatement, 8.3.2 NO_x Abatement, page 8-7

⁴⁾ Draft Final, Chapter 8 Pollution Abatement, 8.3.3 Dust Abatement, page 8-9

第9章 経済・財務分析、便益指標の設定

9.1 経済・財務分析の概要

プロジェクトの実行可能性は、様々な要素に影響されるが、中でも金銭的な要素に関する分析を行うのが経済・財務分析である。経済的な実行可能性の分析とは、プロジェクト全体から期待できる外部経済も含めた幅広い効果の中、金銭換算可能なものをプロジェクトの総コストと比較し、社会的に見て十分な便益が期待できるかを分析するものである。財務的な実行可能性の分析とは、プロジェクトの実行主体が回収できる全収益と、支払う総費用を比較し、実行主体として採算上問題なく、資金計画上持続可能かを分析するものである。

分析結果の見方としては、まず経済的な実行可能性があることが条件となる。次に、財務的な実行可能性が確保されるか否かを財務的実行可能性分析で検証し、もし財務的実行可能性が確保されない場合は、確保できるようにするための条件（政府による補助等）を検討する必要があるという結論となる。

9.2 シナリオ設定

9.2.1 リハビリシナリオと便益指標

リハビリの規模、期待される便益の大きさ、リハビリ方法によって、4つのシナリオを設定した。便益指標については、リハビリ後の発電所のAvailability rate（稼働率）を指標とすることが考えられ、電力供給の逼迫度を勘案すれば、技術的に最高値に近い80%以上と設定することができよう。シナリオによって、この便益指標である稼働率80%が確保される期間が異なってくる点に留意が必要である。

表 9-1 経済・財務分析のための4つのリハビリのシナリオ

	特徴	要求性能 (便益指標)	初期投資	リハビリ 期間	プロジェクト 期間
シナリオ 1	小規模リハビリ	稼働率 80% を 7 年間維持。その後 15 年目には 40% まで落ちる	134 百万 USD	29 月	19 年
シナリオ 2a	大規模リハビリ(段階的实施)	稼働率 80% を 15 年間継続維持	197 百万 USD	31 月	24 年
シナリオ 2b	大規模リハビリ(一斉実施)		181 百万 USD	24 月	
シナリオ 3	同一容量の発電所を新規建設	稼働率 80% を 25 年以上維持	336 百万 USD	36 月	30 年

JICA 調査団により作成

9.2.2 運用条件

BPCの今後の電力需給見通しを勘案すると、便益指標として設定された稼働率80%の範囲内では常時定格出力での発電が行われ、従って発電容量の余剰は生じず、実際に発電する電力は、定格出力×稼働時間(稼働率=1年間の80%)であると想定した。

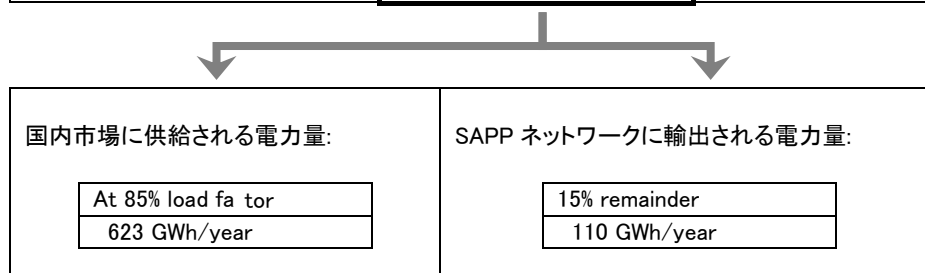
一日のLoad factor(負荷率)は、現在のBPCの負荷パターンに従い85%とした。日単位での余剰出力となる15%については、これをSAPPのネットワークに輸出することにより、収入を得る想定とした。技術的損失率は、発電所内利用を12%、送電ロスを10%とした。

9.2.3 リハビリ後に市場に供給される電力量

設定された運用条件に基づき算出された供給電力量は、下表のとおり、733 GWh/年となる。

表 9-2 発電所から市場に供給される年間電力量

段階及び要素	電力量	備考
定格出力	1,156 GWh/year	132 MW x 24 hours x 365 days
稼働率勘案後	925 GWh/year	80 %
所内利用勘案後	814 GWh/year	-12 %
送電ロス勘案後	733 GWh/year	-10 %



JICA 調査団により作成

9.3 プロジェクトの費用

投資費用としては、初期投資と追加投資がある。初期投資額はリハビリのシナリオごとにそれぞれ134 百万 USD、197 百万 USD、181百万USD、336 百万 USDとしている。追加的な投資は、いずれのシナリオも共通して、リハビリ後11年目から年間25 百万BWPが発生するとしている。

運営費用(O&M費用)には、石炭、薬剤等の投入資材、人件費、外注費等を含めている。O&M費用は、シナリオ1については他のシナリオよりも高く、年間301百万BWP、他シナリオでは年間286 百万BWPとしている。リハビリ後は発電所の円滑な運転が可能となること、さらにはモルプルB発電所との一部機能の共有化が進められると想定し、運営費用の中、人件費については、現在よりも圧縮されるものと想定している。

また、リハビリ期間中に発電所の一部または全ての発電機の稼働を停止することに伴い、他発電所から追加供給が必要とされる電力のコスト(ディーゼル発電所からの追加供給を想定)、さらには発電機を停止しても固定として発生する発電所の人件費、燃料費(Take or pay契約の性質上、石炭を使用しなくとも一定額を払い続ける必要がある)等についても、本リハビリプロジェクトの費用として計上した。

9.4 プロジェクトによる便益

プロジェクトによる便益は、社会の多岐にわたって発生することが期待できる。この中、金銭換算が可能な要素としては、モルプールA発電所がなかった場合に必要とされるディーゼル発電設備にかかるコスト、同設備から発電される電力の費用を代替価値として換算した。例えば2014/15年度には、この代替費用額は208.3 百万USDと計算された。

9.5 プロジェクトによる収益

プロジェクトから得られる収益総額は、国内市場への電力販売額と、SAPPへの輸出額との和である。ただし、売上総額($98 + 13.9 = 112$ 百万USD)の中、発電部門に帰すことができるのは、BPCのコスト構造分析の結果68%と判断される。その結果、プロジェクトとしての収益は、112百万USDの68%相当となる。

なお、温室効果ガス排出削減に伴うクレジットとしては、発電所のエネルギー効率向上に伴う二酸化炭素排出削減が考えられるが、期待される削減規模は限定的であることから、本分析では考慮していない。

9.6 経済的実行可能性の分析

9.6.1 分析方法

経済的な実行可能性を分析する際、Discounted Cash Flow (DCF) 手法を採用し、プロジェクトの全ての便益も費用も、それぞれ現在価値に換算したものを比較することとする。DCF手法で適用する標準的な割引率は、ボツワナにおける代用的な債券の期待利回りの平均である12%を標準的な資本調達コストとみなし、これを採用する。

経済的実行可能性の分析で使用した指標は、(1) CBR: cost benefit ratio及び (2) NPV:である。EIRR: economic internal rate of returnについては、プロジェクトの収益パターンの性質上、算出していないが、感度分析においては参考値として示している。

表 9-3 経済的実行可能性分析の指標

(1) CBR	$CBR = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B^t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C^t}{(1+r)^t}}$
(2) NPV	$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B^t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{C^t}{(1+r)^t}$
(3) EIRR	Discount rate which will make NPV=0 $NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B^t}{(1+r^*)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{C^t}{(1+r^*)^t} = 0$
Whereas:	
CBR:	Cost benefit ration
NPV:	Net present value
B^t :	Benefit incurred during year "t"
C^t :	Cost incurred during year "t"
r :	Discount rate
EIRR(r^*) :	Economic internal rate of return

9.6.2 経済分析結果

4つのシナリオそれぞれについて、割引率12%という条件下でCBR (cost benefit ratio) 及び NPV (net present value) を計算した。その結果、いずれのシナリオについても経済的に十分に実行可能であり、CBRで見るとシナリオ2bの2.42が最も高く、次いで高いのがシナリオ2a の2.36であった。プロジェクトのNPV では、同じくシナリオ 2b が最も高く、742 百万USD、次いでシナリオ3の717百万USDであった。

表 9-4 経済的実行可能に関するシナリオ毎の計算結果

名称	特徴	CBR	NPV (百万 USD)	EIRR
シナリオ 1	小規模リハビリ	2. 32	628	N/A
シナリオ 2a	大規模リハビリ（段階的实施）	2. 34	713	N/A
シナリオ 2b	大規模リハビリ（一斉实施）	2. 41	740	N/A
シナリオ 3	同一容量の発電所を新規建設	2. 12	714	N/A

JICA 調査団により作成

9.6.3 感度分析

経済的実行可能性に対する感度分析は、4つのシナリオの中で最も好条件にあるシナリオ2bについて、便益ならびに初期投資コスト、O&Mコストをいずれもプロジェクトの経済的実効性を悪化させる方向に変動させることにより実施した。

分析結果からは、経済的実行可能性を悪化させるために最も影響力が強いのは便益の減少であることが明らかになった。この際想定している便益の減少(-6.7%)とは、全発電電力の15%をSAPPネットワークの他社に対して、電力を輸出することによる収入が得られない場合を想定している。

表 9-5 経済的実行可能性の感度分析

	便益 = 標準ケース%	便益 -6.7% (SAPP 他社への電力輸出収入がない場合)
O&M 費用 +/- 0% 投資額 +/- 0%	CBR=2.41 NPV=740 百万 USD EIRR= N/A	CBR=2.25 NPV=658 百万 USD EIRR=71%
O&M 費用 +20% 投資額 +/- 0%	CBR=2.18 NPV=685 百万 USD EIRR= 81%	CBR=2.05 NPV=604 百万 USD EIRR=64%
O&M 費用 +/- 0% 投資額 +20%	CBR=2.28 NPV=711 百万 USD EIRR= 68%	CBR=2.13 NPV=628 百万 USD EIRR = 57%
O&M 費用 +20% 投資額 +20%	CBR=2.08 NPV=656 百万 USD EIRR= 61%	CBR=1.94 NPV=573 百万 USD EIRR = 52%

JICA 調査団により作成

9.7 財務的実行可能性の分析

9.7.1 分析方法

本調査では、財務的な実行可能性を分析する際、経済分析同様に Discounted Cash Flow (DCF) 手法を用いる。割引率は、基本的には資本コストを相当とするが、ここでは「ボ」国の代表的な債券の期待利回りである12%を参考資本コスト(RCC: referential cost of capital)として割引率に採用する。なお、市中からの資金調達ではない場合は、WACC: weighed average cost of capital を財務的実行可能性判断基準値とする。

WACCは、以下の式により計算される:

$$WACC = \left(\sum_{i=1}^n ri \times Vi \right) / \sum_{i=1}^n Vi$$

ここで:

n = 資本調達元の数

ri = 資本“ i ”の期待利回り

Vi = 資本“ i ”の市場価値

資金調達方法については、2つのケース、すなわち (1) 全資金を資本市場で調達する、(2) 資金の85%をODAローンで、残り15%を資本市場で調達するケースを想定する。これらをそれぞれ資金調達ケース(1)、(2)とする。資金調達ケース(2)で活用するODAローンは、世界的にも最も金利が低く有利な条件を提示する日本の円借款を想定する。

日本のODAは、中上所得水準国向けの地球環境、産業公害対応型オプション2、すなわち金利

0.60%、償還期間15年間(うち5年間は据え置き期間)の活用を想定するが、本借款は、プロジェクトコスト総額の85%まで拠出可能なため、この枠を最大限活用するものとする。その結果、資金調達ケース(1)の資金調達に対する利回りは12%、資金調達ケース(2)の場合は、2.3%となる $\{(0.85 \times 0.6\%) + (0.15 \times 12\%)\}$ 。

分析に際して算出した指標は、(1) CBR: cost benefit ratio、(2) NPV; net present valueおよび(3) FIRR: financial internal rate of return である。

9.7.2 財務分析結果

財務的実行可能性を分析した結果、シナリオ2bが4のシナリオの中では最も高いCBR の値を示しており、資金調達ケース(1)では0.86、資金調達ケース(2)では1.12となっている。従って、シナリオ2bは、日本の円借款(優遇条件のもの)を活用した場合にのみ財務的に実行可能になるプロジェクトであるといえる。同時に、資金調達ケース(1)の結果からわかるように、このプロジェクトは市中にて商業ベースで資金調達を行う場合は財務的に実行可能にはならないということも明らかである。

シナリオ3及び2aについても、上記のシナリオ2b同様の傾向、即ち日本の円借款を活用する場合のみ財務的に実行可能となるという結果を示している。他方、シナリオ1については、日本のODAを活用しても財務的に実行可能にはならないという結果であった。

表9-6 財務的実行可能に関するシナリオ毎および資金調達ケース毎の計算結果

名称	特徴	FIRR	資金調達ケース	CBR	NPV (百万 USD)
シナリオ 1	小規模リハビリ	1.3 %	(1) IRR = 12%	0.82	-86
			(2) IRR = WACC =2.3%	0.98	-14
シナリオ 2a	大規模リハビリ (段階的实施)	5.5 %	(1) IRR = 12%	0.83	-90
			(2) IRR = WACC =2.3%	1.09	88
シナリオ 2b	大規模リハビリ (一斉実施)	6.6 %	(1) IRR = 12%	0.86	-75
			(2) IRR = WACC =2.3%	1.12	118
シナリオ 3	同一容量の発電所 を新規建設	4.7 %	(1) IRR = 12%	0.75	-157
			(2) IRR = WACC =2.3%	1.10	129

JICA 調査団により作成

9.7.3 感度分析

感度分析全体の結果としては、本プロジェクトの財務的実行可能性は脆弱であることが明らかになった。シナリオ2bを資金調達ケース(2)で実施する場合を例にとると、プロジェクトの財務的実行可

能性は、収入額のわずかな減少、O&M費用のわずかな増加にも敏感に反応していることがわかる。

表9-7 財務的実行可能性の感度分析

	Revenue = +/- 0%	Revenue -12.4% (SAPP 他社への電力輸出収入がない場合)
O&M cost +/- 0% Initial Investment +/- 0%	CBR=1.12 NPV=118 百万 USD FIRR= 6.6%	CBR=0.98 NPV=-20 百万 USD FIRR= 1.4%
O&M 費用 +10% 投資額 +/- 0%	CBR=1.05 NPV= 49 百万 USD FIRR= 4.2%	FIRR < 0
O&M 費用 +20% 投資額 +/- 0%	CBR=0.98 NPV=-21 百万 USD FIRR= 1.4%	FIRR < 0
O&M 費用 +/- 0% 投資額 +10%	CBR=1.10 NPV= 99 百万 USD EIRR= 5.8%	CBR=0.96 NPV=-39 百万 USD FIRR= 0.6%
O&M 費用 +/- 0% 投資額 +20%	CBR=1.08 NPV= 80 百万 USD FIRR= 5.0%	FIRR < 0

JICA 調査団により作成

リハビリ費用に関する感度分析については、特に煤塵(PM10)対策に関し、世銀の新設発電所に対する規制値50mg/Nm³ではなく、既設発電所のリハビリに対する規制値100mg/Nm³の適用を想定するケースについても実施した。これは、既設の電気集塵機(ESP)をそのまま活用し、初期投資額が14.7百万USD軽減されることを想定したケースである。

シナリオ2bに基づき、この既設ESPを活用するケースを想定すると、初期投資額は標準ケースの181百万USDから166.3 百万USDに軽減される。感度分析の結果、FIRRは標準ケースの6.6%から7.3%に改善され、財務的実行可能性が向上することが明らかになった。

表9-8 既存電気集塵機(ESP)を活用する場合に関する財務的実行可能性の感度分析

シナリオ 2b (標準ケース) (初期投資額: 181 百万 USD)	既存電気集塵機(ESP)を活用する場合 (初期投資額: 166.3 百万 USD)
CBR = 1.12 NPV = USD 118 million FIRR= 6.6%	CBR = 1.13 NPV = USD 132 million FIRR = 7.3%

JICA 調査団により作成

9.8 経済・財務分析の結論

リハビリのための4つのシナリオに関し、経済・財務分析を行った。その結果、以下の諸点が結論として指摘できよう。

- リハビリプロジェクトはいずれのシナリオについても経済的に実行可能とみなせる。
- プロジェクトの経済的実行可能性は強固であり、多少の収入額の減少や費用の増大には耐え得るものである。
- プロジェクトは、市場からの商業ベースの資金調達を想定する場合、いずれのシナリオについても財務的には実行可能ではない。
- 国際開発機関等によるローンの中でも貸出条件が良い日本の円借款(中上所得国向け地球規模、産業公害対応案件向けオプション 2)を適用する場合、財務的に実行可能となる場合がある。
- その際、財務的に実行可能性が高いシナリオは、高い順に 2b、3、2a である。
- 日本の円借款を活用し、財務的実行可能性となる場合でも、実行可能性ほぼ境界線上である。感度分析の結果、わずかな収入減少や投資額、O&M 費用の増大で実行可能ではなくなってしまう。

このように、リハビリプロジェクトは経済的にも財務的にも実行可能にすることができることがわかったが、実行可能性をより強固なものとするために、さらなる収入増、費用削減について引き続き検討されることが望まれる。具体的な方策としては、競争入札による請負費用の削減、リハビリ期間中の余剰となる発電所職員の有効活用などが検討可能であろう。さらに収入増については、現在 MMEWR にて進められている電力料金体系の見直し作業の中で、料金体系の改定が本プロジェクトに及ぼす影響についても勘案されることが期待される。

第 10 章 基本設計

10.1 改修に必要な主要機器の仕様および数量

10.1.1 ボイラおよび補機

(1) 概要

ボイラおよび補機の概要を以下に示す。

- Max continuous steam rating	: 160 t/h
- Fuel	: Coal, Heavy Oil (HFO)
- Type	: Lentjes Front firing Pulverized Coal Firing Boiler
- Support	: Top support by rods and spring washers

(2) 仕様および数量

表 7-1 改修計画より、本改修で必要なボイラおよび補機に係わる主要機器の仕様および数量を表 10-1 に示す。

表 10-1 ボイラおよび補機の仕様および数量

機器名	仕様	数量 / ユニット
1. Boiler Pressure Parts, Piping and Casing		
(1) Furnace	Dimension: 7.6 x 6.9 m , roof elevation 45 m Heat Exchangers: HTS 3 (13CrMo44, 10CrMo910) + HTS 2 (15Mo3, 10CrMo910) Wall: Water walls	1
(2) Rear-pass Dimensions	Dimension: 7.6 x 3.6 m Heat Exchangers: HTS 1 (15Mo3, 13CrMo44) + ECO Wall: Steam walls (roof, side and rear)	1
(3) Drum	Incl. : 2 x overflow nozzle towards the supporting tubes : 6 x nozzle of the arrival of steam water mixture : 3 x downcomer : 1 x water feeder pipe : 1 x safety valve nozzle : Design conditions: 109 bars at 313 degC	1
2. Coal Milling System		
(1) Coal Mill	Vertical BABCOCK Oberhausen MPS Max. Coal Flow : 8,640 kg/hr Rated Power: 90 kW	3
(2) Roller	Grinding Roller	3
3. Fuel Oil Pumping Station and Preparation Systems		
(1) Fuel Oil Pumping	N/A	1
(2) Fuel Oil Preparation	Atomizing steam type	1

機器名	仕様	数量 / ユニット
4. Coal & HFO Burners and Ignitors Systems		
(1) Coal & HFO burner skid	6 HFO 3A – 6/40 burner retractable type (it shows existing burner type. For emission abatement, it should be replaced with low NOx type modern burners.)	6
5. Burner Sealing and Cooling Air Fans		
(1) Burner Sealing and Cooling Air Fan	AC 380V Motor Driven	2
6. Air and Flue Gas Systems		
(1) Forced Draught Fan (F.D. Fan)	ROTHEMUEHLE hlla – 122.5 – ALKK Flow (suction-wet): 52.52 m3/hr at 740 rpm Diameter of impeller: 2,485 mm Coupling power: 285 kW at 740 rpm Rated Power (motor): 740 rpm / 400kW 980 rpm / 800kW	1
(2) Induced Draught Fan (I.D Fan)	ROTHEMUEHLE Dlld – 165 – ALKK Flow (suction-wet): 76.58 m3/hr at 740 rpm Diameter of impeller: 2,330 mm Coupling power: 257 kW at 740 rpm Rated Power (motor): 740 rpm / 400kW 980 rpm / 800kW	1
(3) Primary Air Fan (P. A. Fan)	AC 380V Motor Driven	3
(4) Millsealing Air Fan	AC 380V Motor Driven	3
7. Sootblowing System		
(1) Sootblower for Furnace	Wall deslugger	28
(2) Sootblower for Furnace Wall	Long retractable type	11
(3) Sootblower for Heat Exchanger	Long retractable type	2
8. Chemical Sampling and Chemical Injection		
(1) Analysis Skid	On-line analyzer supplied by sole manufacturer.	1
9. Ash and Slag Extraction System		
(1) Sootblower for Furnace	N/A	1
(2) Ash Extractor	N/A	1
(3) Ash Conveyer	N/A	1

JICA 調査団により作成

10.1.2 タービン

(1) 概要

タービンの概要を以下に示す。

Rated Output	: 33 MW
Inlet Pressure (before ESV)	: 86 bar (g)
Exhaust Pressure	: 150 mbar (abs.)

Rated Speed	: 3000 rpm
Type	: NEI Parson Single flow single cylinder reaction type (Unit-1 to 3), Toshiba Single flow single cylinder impulse type (Unit-4)

(2) 仕様および数量

表7-1改修計画より、本改修で必要なタービンに係わる主要機器の仕様および数量を表10-2に示す。

表 10-2 タービンの仕様および数量

機器名	仕様	数量 / ユニット
1. Turbine Rotor		
(1) Rotor	Reaction bladed (Unit 1 to 3) Impulse blade(unit 4)	1
2. Turbine Stator		
(1) Fixed Blade Carrier	HP Blade Carrier 1(Top and bottom, row 1 to 14)	1
(2) Fixed Blade Carrier	HP Blade Carrier 2(Top and bottom, row 15 to 22)	1
(3) Fixed Blade Carrier	MP Blade Carrier 1(Top and bottom, row 23 to 27)	1
(4) Fixed Blade Carrier	MP Blade Carrier 2(Top and bottom, row 28 to 30)	1
(5) Fixed Blade Carrier	LP Blade Carrier (Top and bottom, row 31 to 33)	1
(6) Outer Casing	N/A	1
3. Bearing on Shaft Line		
(1) Bearing on Shaft Line	Combined radial and thrust bearing	1
(2) Bearing on Shaft Line	Journal bearing	4
4. Valves		
(1) Emergency Stop Valve	Control Valve with relay	1
(2) Governor Valve	Control Valve with relay	4
5. Glands		
(1) Turbine Gland	2 sides of turbine rotor end	1
6. Auxiliaries		
(1) Main Oil Pump	Turbine driven horizontal	1
(2) Aux. Oil Pump	AC 380V Motor driven vertical type	1
(3) D.C Oil Pump	DC Motor driven vertical type	1
(4) Jacking Oil Pump	AC 380V Motor driven vertical type	1
(5) Lube Oil Cooler	Plate type cooler	2
(6) Rotor Turning Device	AC 380V Motor driven gear type	1

機器名	仕様	数量 / ユニット
(7) Oil Vapor Fan	AC 380V Motor driven	1

JICA 調査団により作成

10.1.3 発電機

(1) 概要

発電機の概要を以下に示す。

Rated Output	: 41,250 kVA
Rated Voltage	: 12,000 V (Unit-1 to 3) : 11,000 V (Unit-4)
Rated Current	: 1,985 A (Unit-1 to 3) : 2,166 A (Unit-4)
Frequency	: 50 Hz
Exciter	: 3000 rpm
Type	: 0.8 (lagging) : Brushless Type : NEI Parson Single flow single cylinder reaction type (Unit-1 to 3), : Toshiba Single flow single cylinder impulse type (Unit-4)

(2) 仕様および数量

表7-1改修計画より、本改修で必要な発電機に係わる主要機器の仕様および数量を表10-3に示す。

表 10-3 発電機の仕様および数量

機器名	仕様	数量 / ユニット
1. Generator Core		
(1) Rotor	N/A	1
(2) Stator	N/A	1
(3) Exciter	Brushless type	1
(4) AVR	Digital Excitation (Basler Electric, DECS-400)	1
2. Auxiliaries		
(1) Cooling air cooler	Air/ Water cooler	4

JICA 調査団により作成

10.1.4 機械設備

(1) 仕様および数量

表7-1改修計画より、本改修で必要な機械設備に係わる主要機器の仕様および数量を表10-4に示す。

表 10-4 機械設備の仕様および数量

機器名	仕様	数量 / ユニット
1. Water Steam Cycle System Equipment		
(1) Air Cooled Condenser	GEA low pressure air cooled condenser 8 x AC 380V motor driven fin fan cooler with pole change speed control Water injection system for heat transfer tube	1
(2) Hogging Ejector	Steam ejector for starting-up the turbine	1
(3) Service (Main) Ejector	2 stage steam ejector	2
(4) Ejector Condenser	N/A	2
(5) Gland Steam	N/A	1
(6) Condensate (Extraction) Pump	AC 380V motor driven horizontal type	2
(7) LP Feed Heater	N/A	1
(8) Boiler Feedwater Pump	Each of split casing and barrel casing type Driver: Peebles Electrical Machines, AC 6.6kV motor	2
(9) HP Heater	N/A	2
(10) Deaerator (Feedwater Tank)	N/A	1
(11) Desuperheater	Each system has two spray control valves	2
(12) Boiler Steam Main Stop Valve	N/A	2
(13) Boiler Steam Vent Control Valve	N/A	1
2. Closed Cooling Water System		
(1) Cooling Water Fan	AC 380V motor driven fin fan cooler	3
(2) Cooling Water Pump	AC 380V motor driven vertical type	4
3. Air Supply System		
(1) Air Compressor	AC 380V motor driven compressor	2/plant
4. Demineralized Water Supply System	11 x Tanks Diaphragm type Valves 19 x Water Pumps 4 x chemical injection pumps	1/plant
5. Black Start Diesel		

機器名	仕様	数量 / ユニット
Generator		
(1) Diesel Engine	Alsthom-Atlantique Semt Pielstick, PA6 3.5MW module	1/plant
(2) Generator, exciter	Jeumont-Schneider, 6.6kV, 4,180kVA	1/plant
(3) AVR	Digital Excitation (Basler Electric, DECS-200)	1/plant
6. Emergency diesel		
(1) Diesel Engine	Daihatsu, 6DS-22 700kW module Mirrlees Blackstone Diesel Engine	Each 1/plant
(2) Generator, Exciter	Nishishiba Electric., 380V, 850kVA Associated British Power (Stamford), 380V, 850kVA	Each 1/plant
7. Fuel Oil Station	2 x HFO Of Loading Pumps and Motors 3 x Heavy Fuel Oil Pumps and Motors 3 x Light Fuel Oil Pumps and Motors	1Plant

JICA 調査団により作成

10.1.5 電気設備

表7-1改修計画より、本改修で必要な電気設備に係わる主要機器の仕様および数量を表10-5に示す。

表 10-5 電気設備の仕様および数量

機器名	仕様	数量 / ユニット
1. Power Supply System (12kV/6.6kV)		
(1) Main (Generator) Transformer	Bonar Long (unit-1, 2) EMCO transformer (unit-3) 42,000kVA, 220kV/12kV, 62.98A/1259.67A, ONAN	1
(2) Unit Transformer	Peebles Distribution Transformers 7,000kVA, 12kV/6.9kV, 336.8A/598.9A, ONAN	1
(3) Field Circuit Breaker (FCB)	Mfg. ABB Incl. 2 x compressors: Sulzer Burckhardt 150bars	1
(4) Interbus Transformer	Bonar Long 30,000kVA, 33kV/12kV, ONAN	1
2. Electrical Distribution Panel and Auxiliary Transformer		
(1) Generator Exciter Protection Panel	N/A	1 series
(2) 6.6kV Medium Voltage Switchgear	Reyrolle Distribution Tamco Unit Board (each unit), Station Board (common)	Each 1
(3) 6.6kV Circuit Breaker	NEI Parsons (unit-1 to 3), Toshiba (unit-4) Vacuum CB bottle contacts (630A/1250A, 2000A)	1 series
(4) 6.6kV Circuit Breaker	Closing /tapping coil CB for transformers	6/unit + 10/plant
(5) 380V Low Voltage Switchgear	Elequip Ltd. etc. Each unit Condenser board, Turbine board, Boiler board, emergency	1 series

機器名	仕様	数量 / ユニット
	board, Common Boiler service board, Water treatment board, HVAC board, Coal handling board, Ash handling board, Turbine service board, Lighting board, Workshop board,	
(6) 380V Circuit Breaker	Novomax G4 / SACE	9/unit + 22/plant
(7) 380V Circuit Breaker	SACE	22/plant
(8) Auxiliary Transformer (Turbine, Boiler, Condenser)	Peebles Distribution Transformers 1,600kVA, 6.6kV/0.4kV	6
(9) Turbine Service Transformer	Peebles Distribution Transformers 1,600kVA, 6.6kV/0.4kV	2/plant
(10) Boiler Service Transformer	Peebles Distribution Transformers 2,000kVA, 6.6kV/0.4kV	2/plant
(11) Auxiliary Transformer	Peebles Distribution Transformers 1,000kVA, 6.6kV/0.4kV	6/plant
(12) Battery System	230V / 110V / 24V /DC battery set	1series
(13) Service Emergency board	Consists of: 220V DC distribution board 110V DC battery charger and distribution board 24V DE distribution board	1series

JICA 調査団により作成

10.1.6 計装機器

計装機器の仕様については、製造業者が納入する機器やシステムごとに要求機能等が異なるため、現時点で仕様の決定が困難である。そのため、請負業者もしくは製造業者が納入する機器に合わせて、計装機器の仕様の提案を行う。

10.1.7 環境対策機器

環境対策機器として、Soxの低減のために半乾式および湿式の2方式を提案した。さらに、2方式ともNoxの低減のために低Noxバーナーの設置が必要である。本改修で必要な2方式についての環境対策機器の仕様および数量を表10-6に示す。

表 10-6 環境対策機器の仕様および数量

機器名	仕様	数量 / ユニット
1. Semi-dry type (Alternative-1)		
(1) Semi-dry Flue Gas Desulphurization System (new installation)	Consists of: 2 x Reactor (absorber) 2 x Mixer 1 x Agent supply system 1 x Fly ash discharge system	1
(2) Agent Stock System ¹⁾ (new installation)	Consists of: 1 x Lime-hydrate store silo 1 x Hydrator 1 x Agent stock silo	2/plant
(3) Fabric Filter ²⁾ (new installation)	Consists of: 3 x filter bag (dust collecting) room 1 x flew gas distribution system 2 x pulse air system 1 x Fly ash discharge system	1
(4) Low NOx burner system (replace existing system)	Radial stratification frame core (or equivalent) low NOx firing system for pulverized coal	6burners/unit (2burners/mill)
2. Wet Type (Alternative-2)		
(1) Wet Flue Gas Desulphurization System (new installation)	Consists of: 1 x Absorber 1 x Primary dewatering system 1 x Secondary dewatering system 1 x Lime stone pulverizing system 1 x Agent preparation system 1 or 2 x Gas-gas heater system	1/Plant (or 2/Plant)
(2) Electrostatic Precipitator (existing system)	Consists of: 3 x electrode (dust collecting) room 1 x flew gas distribution system 1 x electrode/discharge control system (to be replaced) 1 x Fly ash discharge system (to be replaced)	1/Unit
(3) Low NOx burner system (replace existing system)	Radial stratification frame core (or equivalent) low NOx firing system for pulverized coal	6burners/unit (2burners/mill)

¹⁾ Agent Stock System: SO₂と反応させる生石灰を貯めて置く場所

²⁾ Fabric Filter: Semi-dry 方式では、脱硫反応過程で煤塵が増加し、既設の電気集塵器ではボ「国」基準の 154mg/Nm³を超過するので、既設電気集塵器を撤去し、新たに繊維を使用したフィルター装置 (Fabric Filter) の設置が必要となる。一方 Wet Type を使用した場合は脱硫反応過程で煤塵が 50%程度となり、現在の電気集塵器が流用でき、その出口保証値 115mg/Nm³が 50%程度 60mg/Nm³となることが期待される。

10.2 汚染防止に対する日本の技術の優位性

日本は、石炭利用における環境に与える影響を低減させるクリーンコールテクノロジーの分野において最先端を進んでいる。また、日本企業は、日本における厳しい環境規制に対応して最高レベルの環境対策と省エネルギー技術を有している。

よって、日本の技術の適用は、今回の改修に対して極めて有用と思われる。

10.3 基本設計図

本計画の基本設計図を表 10-7に示す。

表 10-7 図面リスト

No.	図面名称	備考
1	Schematic Outline of Main Process Flow	Appendix 10-1
2	Single Line Diagram	Appendix 10-2
3	System Process Flow of Semi-Dry FGD	Appendix 10-3
4	Layout Plan of Semi-Dry FGD	Appendix 10-4
5	System Process Flow of Wet FGD	Appendix 10-5
6	Layout Plan of Wet FGD	Appendix 10-6

JICA 調査団により作成

第11章 事業実施計画

11.1 事業実施および調達計画

11.1.1 事業実施スケジュール

本計画(シナリオ2b)に係わる事業実施スケジュールを表11-1に示す。本プロジェクト期間は、L/A締結後41ヶ月、うち建設期間は24ヶ月を想定している。

表 11-1 事業実施スケジュール

Work Item	2012				2013				2014				2015				2016			
	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12
Preparation Stage																				
Concluding Loan Agreement between GoJ and GoB																				
Procurement of the Consultant																				
Design Stage																				
Detail Design																				
Preparation of Bidding Documents																				
Tendering Stage																				
Selection (Pre-Qualification) of the Bidders																				
Bids Floating																				
Bids Evaluation																				
Contract Negotiation																				
Construction Stage																				
Construction Period																				
Outage Schedule																				
- Shut Down of All Units																				
- Survey and Removal for Existing Equipment																				
- Dismantling of ESP																				
- Design of Equipment and Materials																				
- Checking and Approval of Drawings and Documents																				
- Manufacturing of Equipment and Materials																				
- Transportation to the Site																				
- Installation / Construction Work																				
- Installation / Construction Work for Equipment of Pollution Abatement																				
- Training of O & M																				
- Final Test / Commissioning																				

JICA 調査団により作成

11.1.2 調達計画

入札方式は国際競争入札とし、調達方式は品質管理、機材の維持管理、予備品の共通使用などの観点から1パッケージを提案する。

11.2 事業費の算出

11.2.1 工事費

各工事項目の小計および直接工事費の合計を表11-2に示す。

表11-2 直接工事費

Item	Direct Construction Cost		Total (Equivalent: JPY)
	FC (JPY)	LC (BWP)	
1. Boiler and Auxiliaries	4,262,248,625	19,803,846	4,504,251,625
2. Turbine	1,069,920,400	4,642,095	1,126,646,800
3. Mechanical BOP	687,329,275	3,056,948	724,685,175
4. Generator	41,068,500	218,065	43,733,250
5. Electrical BOP	1,199,166,000	5,479,214	1,266,122,000
6. Pollution Abatement	3,520,994,832	43,905,444	4,057,519,354
7. Instrumentation	523,350,000	3,424,714	565,200,000
8. Civil and Building	9,105,432	10,990,599	143,410,554
Total	11,313,183,064	91,520,924	12,431,568,758

JICA 調査団により作成

11.2.2 コンサルタント費

各ステージに必要な技術者を想定し、コンサルタント費の算出を実施した。その結果、コンサルタント費は、詳細設計で約6.9億円、入札・入札評価で約0.2億円、施工監理で5.2億円、合計6.9億円を想定している。なお、コンサルタント費の総プロジェクト費用に占める割合は5.6%である。

11.2.3 総事業費

本計画に必要な総事業費を表11-3に示す。総事業費は約154億円を想定している。なお、物理的予備費は外貨分、現地貨分とも10%、物価上昇分は外貨分2%、現地貨分7%で計上している。

表 11-3 総事業費

Component	Project Implementation Cost		
	FC (JPY)	LC (BWP)	TOTAL (JPY)
I. Eligible Cost: ODA Scheme Portion	13,240,646,898	127,463,126	14,798,246,295
1. Construction Cost (a+b+c)	12,693,391,398	107,720,128	14,009,731,360
a. Direct Construction Cost	11,313,183,064	91,520,924	12,431,568,758
b. Price Escalation	226,263,661	6,406,465	304,550,660
c. Physical Contingency	1,153,944,673	9,792,739	1,273,611,942
2. Consulting Service Cost (d+e+f)	547,255,500	19,742,998	788,514,936
d. Direct Consulting Service Fee	487,750,000	16,774,000	692,728,280
e. Price Escalation	9,755,000	1,174,180	24,103,480
f. Physical Contingency	49,750,000	1,794,818	71,683,176
II. Non Eligible Cost: Botswanan Government Portion	0	47,285,272	576,120,975
1. Administration cost	0	24,219,716	295,964,926
2. VAT	0	15,295,575	186,911,928
3. Import Tax	0	7,769,982	94,949,175
TOTAL PROJECT COST (I + II)	13,240,646,898	174,748,398	15,376,072,324

JICA 調査団により作成

11.3 事業費の支出計画

本計画は、表11-1に示す通り2012年から2015年の間の41ヶ月の工程で実施される。総事業費の支出計画を表11-4に示す。コンサルタント費の支出は、2012年から2015年の4年間、建設費の支出は2013年から2015年間の3年間に機材の輸送完了、施工の完了等に併せて支出される。なお、10%の前払い金等を考慮している。

表 11-4 事業費の支出計画

Year	Total Cost						ODA Loan Amount	
	F.C.		L.C.		Total		85% of Total Cost	
	%	JPY	%	BWP	%	Equivalent: JPY	%	Equivalent JPY
2012	1.4%	191,957,370	3.3%	4,208,364	1.6%	243,383,572	1.6%	206,876,036
2013	10.3%	1,361,180,450	11.2%	14,247,576	10.4%	1,535,285,829	10.4%	1,304,992,955
2014	66.6%	8,815,693,671	52.8%	67,285,098	65.1%	9,637,917,568	65.1%	8,192,229,933
2015	21.7%	2,871,815,408	32.7%	41,722,088	22.9%	3,381,659,326	22.9%	2,874,410,427
Total	100%	13,240,646,898	100%	127,463,126	100%	14,798,246,295	100%	12,578,509,351

JICA 調査団により作成

第12章 結論・推奨事項

12.1 リハビリ・環境対策の推奨案

1) リハビリ

4つのシナリオの特徴、工期、工事費用、経済・財務的結果を表12-1にまとめる。この中で実行可能性の最も高いシナリオ2b(4機同時の大規模改修)を推薦する。

表12-1 推奨シナリオ

改修シナリオ	稼働率80% 運転年数	改修工期	工事費用	経済分析 CBR	財務分析 CBR	推奨
シナリオ1 (小規模改修)	7年間	29ヶ月	134 百万米ドル (109億円)	2.32 (OK)	0.98 NO	
シナリオ 2a (大規模改修)	15年間	31ヶ月 (2期分割)	197 百万米ドル (160億円)	2.34 (OK)	1.09 OK3位	
シナリオ2b (大規模改修)		24ヶ月 (同時)	181 百万米ドル (148億円)	2.41 (OK)	1.12 OK1位	推奨
シナリオ 3 (新規建設)	25年間	36ヶ月	336 百万米ドル (274億円)	2.12 (OK)	1.10 OK2位	

JICA 調査団により作成

2) 環境対策

環境汚染物質の排出緩和策として適用を推奨する環境対策機器を表12-2に示す。

表12-2 適用推奨環境対策機器

汚染物質	排出濃度(mg.Nm3)		対策方法
	現状	改善目標	
二酸化硫黄(SO2)対策	4,100	2,000	排煙脱硫装置(FGD)の設置 1) 湿式(水節約型) または 2) 半湿式(循環型)
窒素酸化物(NOx) 対策	1,400~1700	750	微粉炭の燃焼装置を低NOxバーナ への交換
煤塵(PM10)	115	50	既設電気集塵器を繊維フィルターに 交換
		60~100	既設電気集塵器と湿式排煙脱硫装 置の組み合わせ

JICA 調査団により作成

3) プロジェクト期間

L/A締結後の完成までの所要期間は表12-3に示すとおり41ヶ月と試算した。

表12-3 プロジェクト期間

	期間	備考
工事前期間	17ヶ月	コンサルタント調達期間、入札準備期間、業者入札期間
請負工事期間	24ヶ月	
合計	41ヶ月	

JICA 調査団にて作成

4) 事業費

表12-4のとおり事業費は148億円と試算した。この額の85%の126億円が円借款対象額となる。

表12-4 事業費 (百万円)

コンポーネント	事業費	借款額(事業費の 85%)
1. リハビリ・環境対策請負工事費	14,010	
2. コンサルタント費	788	
事業費 (1 + 2)	14,798	12,578

注) 事業費に予備費、物価上昇率を含む。

JICA 調査団により作成

12.2 留意すべき事項

1) リハビリ工事期間中の発電

リハビリ工事期間中のモルプールA発電所より系統への供給電力はシナリオ2aの場合40MW、シナリオ2bの場合ゼロである。この期間おける国内電力需要(特にピーク時)は、輸入電力または、オラバ発電所へのディーゼル発電機の増設により対応しなければならない。

2) 水利権の増量

脱硫装置の設置により、新たに250,000m³の水が必要となり、モルプールA発電所が年間に必要とされる水量は年間830,000m³となる。これは現在の水利権である657,000m³を173,000m³超過するので同超過分の水利権の増量が必要となる。

12.3 BPC 自己資金による改修工事

2010年度に308回記録したプラントとトリップ(自動遮断)を回避し、同年37.7%であった稼働率を向上させるためにBPCは自己資金により改修工事を外注して実施中である。

表 12-5にBPCが主に2011年度実施する予定の改修工事のリストを添付する。

表 12-5 BPC自己資金によるプロジェクト

プロジェクト名	詳細
Electrostatic Preceptors	Unit 1, 2&3 Precipitator internals have been replaced and unit4 will be replaced early in 2012
Bunker Lining	Internal damage to bunker surface and to be replaced this financial year 2011-12
Fire Protection	In this current budget and to be replaced this financial year2011-12
On line Analysers	In this current budget and to be replaced this financial year2011-12
Boiler Re-tubing	Boiler re-tubing of certain parts of the plant as will be determined by BPC in FY2011
Oil Burner Modification	Unit 1 complete and other units are in this current budget and to be replaced this finical year 2011-12
Pulverised Fuel Pipe Bends	Boiler 2&2 completed and 1&4 to be completed this financial year 2011-12
Water treatment Plant Regeneration System	In progress and to be completed this financial year 2011-12
Control and Instrumentation Upgrade	Control and Instrumentation upgrade completed last year 2010 on all units.
Control and Instrumentation field equipment	One unit is completed all others will be done before end 2011/2012

出典:BPC モルブール A 発電所

表 12-6 表12-5の最終項目 (Control and Instrumentation Field Equipment) の内訳

番号.	詳細	番号	詳細
1	FD Fan Vanes	7	Start-up Steam Vent
2	Primary (cold) Air	8	Superheated Spray Water Valve
3	Primary (hot) Air	9	Desuperheater
4	Oil Flow	10	Hot Air Recirculation Damper for Combustion Air and Flue Gas Temperature Control
5	ID Fans Vanes	11	Economiser Bypass Damper
6	Secondary Air Damper	12	Economiser Outlet Damper

出典:BPC モルブール A 発電所

表12-5に記載した内容は本リハビリ工事開始前に実施されるので今回のリハビリの工事範囲より除いている。今後BPCにて同様な改修工事が実施される場合は、同様な工事を2重計上しないよう本プロジェクト入札図書作成段階で除く必要がある。

12.4 リハビリ工事前の推奨事項

前述したとおり、リハビリ工事の開始まではローンアグリーメント締結後17ヶ月を要するので、今後以下の保守・運転において以下の点を留意することを推奨する。

12.4.1 保守

- ✓ 特にボイラー周りを真空掃除機、または高圧ジェット洗浄機にてきれいに清掃する。灰やほこりは回転部の軸受けにダメージを与え、付着した灰はファンの振動を増加させる等機器に対し悪影響を与える。
- ✓ 漏水、漏蒸気、漏油、漏微粉炭の対策を講ずる、これらは機器を摩耗や変形させるのみでなく、エネルギーの損失にもなる。
- ✓ 機器の本来の機能を発揮できるよう機器内部を点検・清掃しパッキン・ガスケットを交換する。
- ✓ 制御機器が正確に動作するよう調整・調節をする。

12.4.2 運転

プラントトリップの回数が近年急激に増加している、原因を分析したところ多くは機器老朽化に起因するものであるが、運転ミス、人為的ミスによると想定されるものもある。これらのミスを防止し運転員の技術を向上させるために以下のことが望まれる。

- ✓ 全ての運転員が共通の手順で操作でき、運転スキルが向上するよう重要な運転について共通の運転手法書を作成する。
- ✓ 安全検査が定期的実施され、タービン制御弁の調整、設定が正確にできるようタービンの安全検査の手法書を作成する。
- ✓ ボイラーおよびタービンに異常な熱応力がかかることを防止するよう、運転立ち上げ時の手法書を作成する。
- ✓ 冷温時の始動時の蒸気の温度上昇、最低供給水量、過熱時間の特に注意を払うこと。
- ✓ プラントがトリップする前に故障が予見できるよう、プラントの温度、騒音、振動、漏れ等の異常現象を確り監視する。

添付資料 (APPENDIX)

Appendix 1-1	Contrast of the ToR in Minutes of Discussions and the Report
Appendix 3-1	Frame Failure Trip
Appendix 3-2	Drum Level High Trip
Appendix 3-3	Stream Temperature Control on Unit No.1 Boiler
Appendix 8-1	Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization)
Appendix 8-2	Study on Low NOx Burner
Appendix 10-1	Schematic Outline of Main Process Flow
Appendix 10-2	Single Line Diagram
Appendix 10-3	System Process Flow of Semi-Dry FGD
Appendix 10-4	Layout Plan of Semi-Dry FGD
Appendix 10-5	System Process Flow of Wet FGD
Appendix 10-6	Layout Plan of Wet FGD

Appendix1-1 Contrast of the ToR in Minutes and the Reports (1/3)

ToR (Annex I) in Minutes 17 th Sept. 2009	ToR in Minutes 3 rd March 2010	Draft Final Report
4.1 Review of Basic Information and Current Conditions The Study shall evaluate basic information and current conditions associated with the proposed rehabilitation by following means:		
a) Data Collection and Review To collect and review the necessary data such as schematics and data at the time of construction for Morupule Power Station, remnant life review of the Power Station, the latest power generation plan of the Power Station and other relevant document/information of national energy policy on coal, power demand in the region and electricity supply;	Collection and Confirmation of Related Data and Information	- Chapter 2 Basic Data and Information - Chapter 3 Baseline Survey of Power Station
b) Preliminary Site Survey To conduct site survey on the existing power station to review the current of the power plant and coal supply system such as belt conveyer system from coal mine, storage yard, ash handling system up to the ash pond and water treatment plant facilities.	Investigation of Existing Facilities/ Equipment Diagnosis During Operation/ Equipment Diagnosis during outage	- Chapter 4 Equipment Diagnosis
4.2 Design of Rehabilitation of Morupule Power Station with Environmental Mitigation Facilities/Devises		
(1) Site Investigation Works The Study shall carry out the following site Investigation works:		
a) Preparation of Site Investigation Works To determine the scope of site investigation works necessary for basic layout plan of newly introduced equipment/machinery of the power station and environment mitigation facilities.	Investigation of Existing Facilities	- Inception Report submitted 1st March 2011. - Chapter 1 Introduction/ Clause 1.3 Basic Policy of the Study
b) Land Survey To review existing ground survey works necessary for preparation of land development plan and layouts for the rehabilitation of the power station including coal storage yard and ash pond and environmental mitigation facilities/devises.	Investigation of Existing Facilities	- Chapter 5 Natural Condition and Civil Design /Sub-clause 5.5.4 Topographic Survey - Appendix 5-14
c) Soil Foundation Investigation To review existing soil foundation investigation works necessary for studies of foundation and civil works for newly introduced buildings, equipments/machineries, environmental mitigation facilities/devises and other auxiliary facilities required for the proposed power station	Investigation of Existing Facilities	- Chapter 5 Natural Condition and Civil Design/ Sub-clause 5.5.3 Soil Investigation - Appendix 5-13

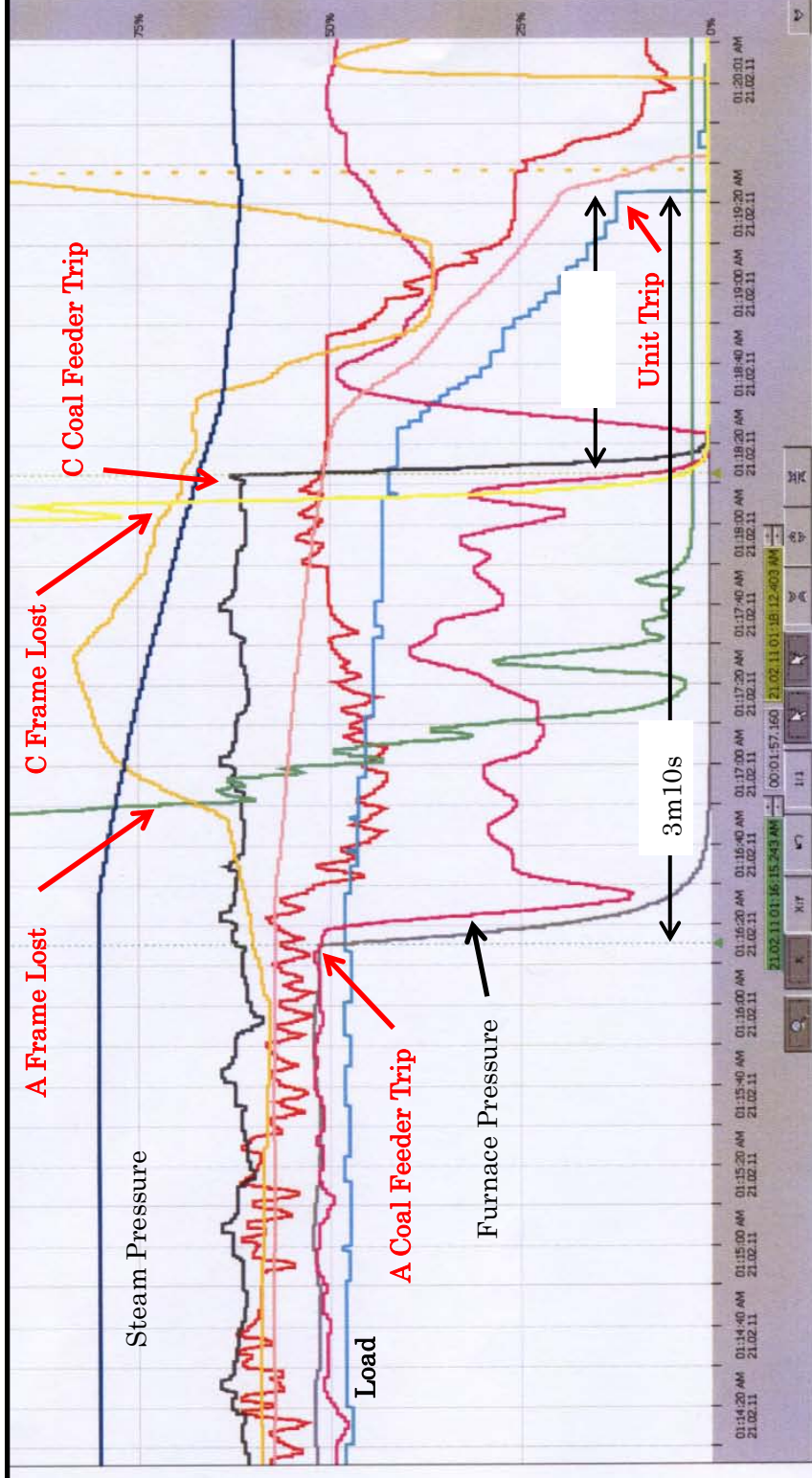
Appendix1-1 Contrast of the ToR in Minutes and the Reports (2/3)

ToR (Annex I) in Minutes 17 th Sept. 2009		ToR in Minutes 3 rd March 2010	Draft Final Report
d) Hydrological Investigation To review existing hydrological investigation works necessary for studies of ground water and/or river near the power station for determining location of water intake and discharge structures of water for the power station and catalytic system for environmental mitigation facilities/devices.		Investigation of Existing Facilities	- Chapter 5 Natural Condition and Civil Design/ Sub-clause 5.1.1 Hydrology
(2) Preliminary Design of Morupule Power Station Rehabilitation			
a) Determination of Technical Specifications To determine the configuration, technical specifications and the layout plan of following main equipment/machineries (only major items are listed below)		Basic Design of the Equipment to be rehabilitated	- Chapter 7 Rehabilitation Scenarios - Chapter 10 Basic Design for the Rehabilitation - Chapter 8 Pollution Abatement
- Mechanical Equipment Boiler/ Turbine			
- Electrical Equipments Circuit Breakers /Transformers /Generators			
- Paje Well fields infrastructure and piping			
- Water Treatment Plant equipment			
- Coal Plant Equipment and conveyor belts			
- Ash plant and conveying systems			
- Environmental Mitigation Facilities/Devises Electrostatic Precipitator/ De-nox System Facility/ Flue Gas Desulphurization System			
b) Basic Design To conduct basic design for determination of performance specifications for mechanical equipments, electrical equipments, cooling system, fuel supply facilities, environmental mitigation facilities/devises and facilities necessary for power evacuation stipulated 4-2(2)a).		Basic Design of the Equipment to be rehabilitated	- Chapter 10 Basic Design for the Rehabilitation - Chapter 8 Pollution Abatement
(3) Implementation Schedule The Study shall prepare Implementation Schedule for the Project.		Basic Design of the Equipment to be rehabilitated	- Chapter 11 Implementation Plan/ Sub-clause 11.1.1 Project Implementation Schedule
(4) Cost Estimation The Study shall carry out cost estimation for the rehabilitation program and environmental mitigation facilities/devices.			- Chapter 11 Implementation Plan - Clause 11.2 Estimation of Project Cost
(5) Procurement The Study shall carry out procurement planning including procurement packages of newly introduced equipments and machineries.			- Chapter 11 Implementation Plan/ Sub-clause 11.1.2 Plan of Procurement
(6) Operation and Maintenance System		None	- Chapter 3 Baseline Survey of Power

Appendix1-1 Contrast of the ToR in Minutes and the Reports (3/3)

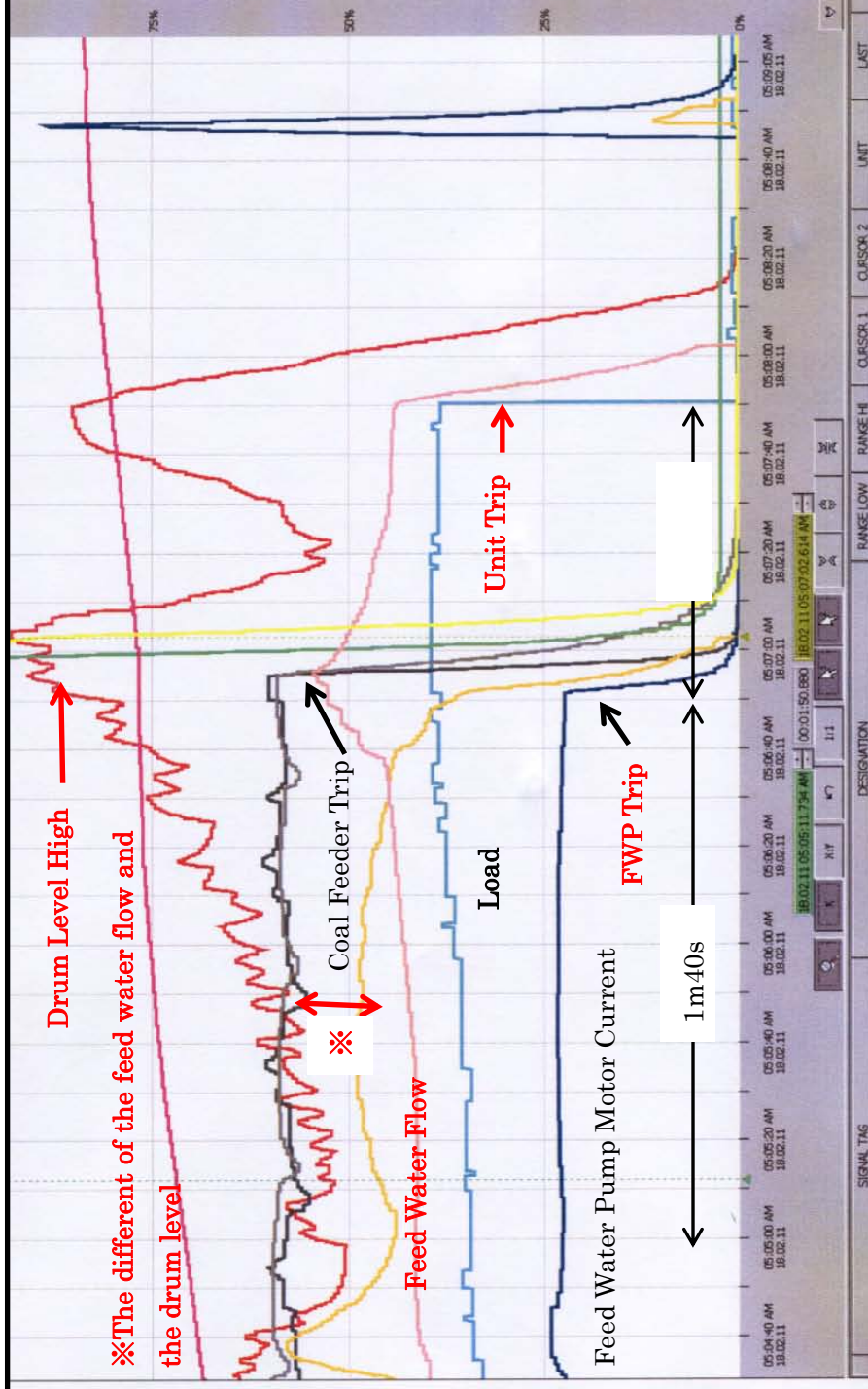
ToR (Annex I) in Minutes 17 th Sept. 2009	ToR in Minutes 3 rd March 2010	Draft Final Report
The study shall analyze the current situation of the operation and maintenance of the power station and identify relevant issues in order to propose alternative operation and maintenance system, including training course curriculum and programs.		Station /Clause 3.4 Operation Management &/ Clause 3.5 Maintenance Management - Chapter 12 Conclusion and Recommendations/ Clause 12.4 Recommendations Prior to Starting Rehabilitation
(7) Economic and Financial Analysis The Study shall carry out evaluation of economic and financial viabilities of the rehabilitation program by the economic and financial analysis such as FIRR, EIRR.	Economical and Financial Analyses and Setting Key Performance Indicators None	- Chapter 9 Economical and Financial Analysis
(8) Operation and Effect Indicators The Study shall prepare the Operation and Effect Indicators to measure the benefit derived from the rehabilitation program.		- Chapter 9 Economical and Financial Analysis - Sub-clause 9.2.1 Rehabilitation Scenarios and Benefit Indicator
4-3 Environmental and social Considerations In compliance with environmental law and regulations stipulated in Botswana and of JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations, the Study will review environmental law regulations stipulated in Botswana as well as the monitoring and enforcement systems thereof. It will then prepare Environmental Impact Assessment such as environmental protections measures, environmental management and monitoring plan and conducting stakeholder meetings and information disclosure.	Environment and Social Consideration	- Chapter 6 Environment and Social Consideration
4-4 Seminar The Study shall conduct seminars for obtaining consensus among participating stakeholders on the plan and outcome of the project with respect to technical, economic, financial and social and environmental aspects.		- 1st Seminar for Inception report: 1st March 2011 - 2nd Seminar for Interim Report: 1st August 2011 - 3rd Seminar for Draft Final: 14th and 17th October 2011

Appendix 3-1 Frame Failure Trip (21. 02. 2011)



At first, the A coal Feeder tripped on some reason, next the frame detector detected the frame lost and finally the unit trip took place.

Appendix 3-2 Drum Level High Trip (18. 02. 2011)



At first, the drum water level rose, but the feed water supply flow did not decrease. So the drum water level continued higher. Finally the feed water pump trip by the drum level extra high, the C coal feeder trip (the boiler trip), finally the unit trip took place.

Appendix 3-3 Stream Temperature Control on Unit No.1 Boiler



The feed water flow was behaved in step response, and the feed water spray flow was behaved in step response occasionally, because those normally shall behave continuously, The de-super-heater spray flow was not behaved for the change of the stream temperature. These were abnormal phenomena,

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulferization) (1/14)

Study on FGD (Flue Gas De-sulferization)

1. Design Condition

(1) Design condition of flue gas

Design conditions of flue gas is shown in Table-A8-1, those are based on the flue gas on Morupule "A" recorded in the Audit report in FY2009 prepared by DWMPC, in which result of source test carried out on 17th to 18th December 2009 by them at Morupule "A" are summarized.

Table-A8-1 Design condition of flue gas

Item	Value	Unit
Flue gas velocity	6	m/sec
Flue gas	130,000	Nm ³ /hr
Temperature	120	Degree C
Moisture	10	%
O ₂	9.67	%
NO	367.12	ppm
NO ₂	0.01	ppm
SO ₂	947.65	ppm
CO ₂	10.70	%

Source: Audit report on FY2009 of flue gas on Morupule power plant by DWMPC

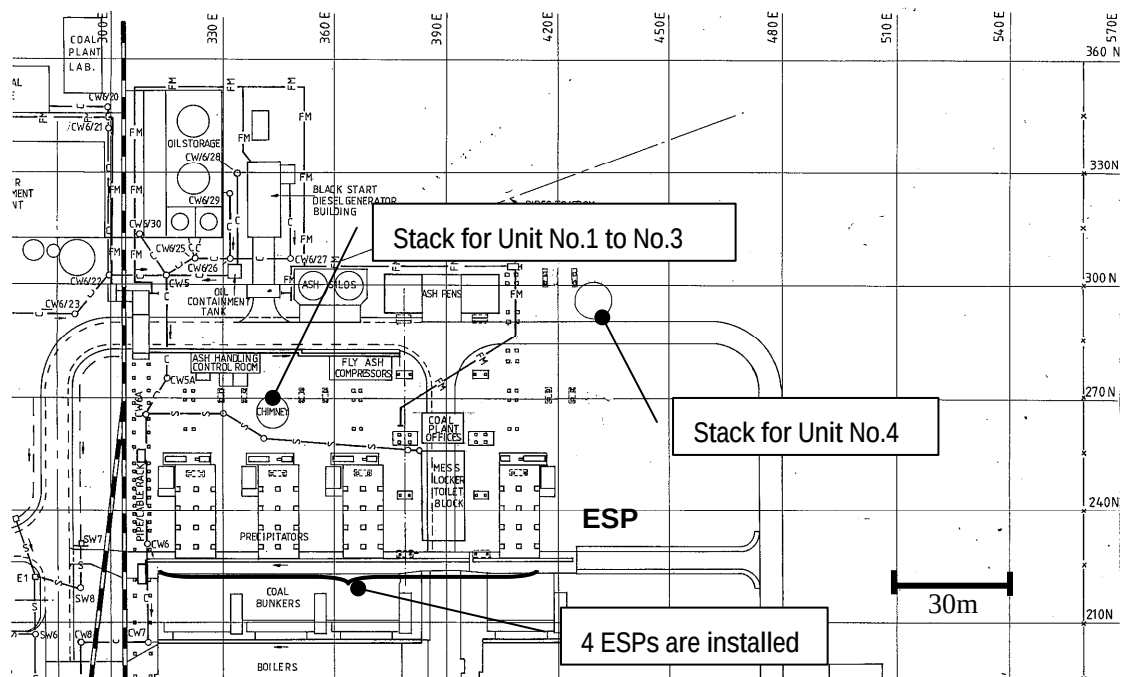
Remark: Gas concentration rate (O₂, NO, NO₂, SO₂, CO₂) is used mean value.

(2) Design condition of space

Design condition of installation is shown in Figure A8-2. The clearance between ESPs to stack for Unit No.1 to No.3 is very short. Moreover, various equipments are installed around the stack, therefore there is no enough space for installing new equipment.

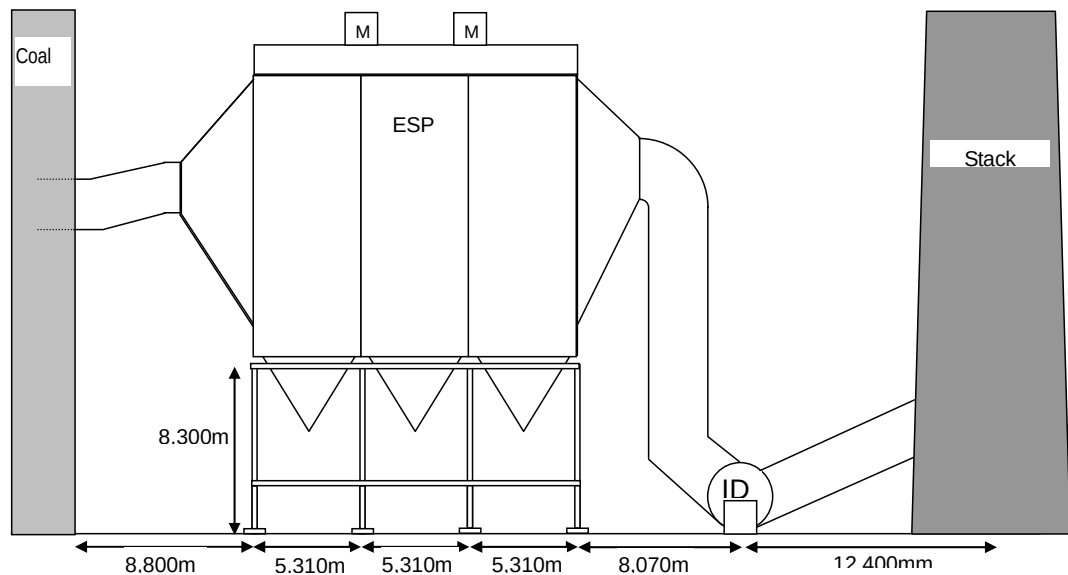
The enlarged elevation and plan of No.2 ESP is illustrated in Fig-2 and Figure A8-3, the clearance between No.2 ESP and the stack has is very short as mentioned above.

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization) (2/14)



Prepared by JICA Study Team based on MORUPULE POWER STATION SITE PLAN Dated 3/08/89

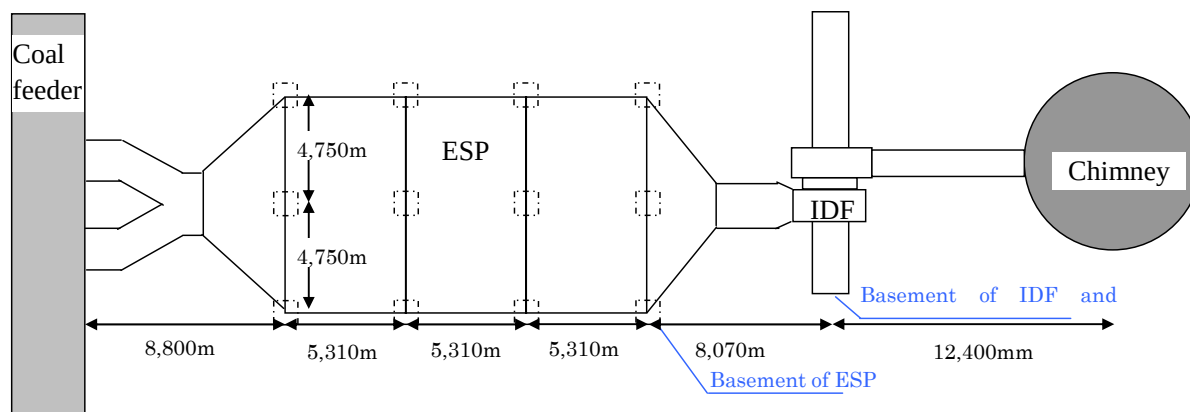
Figure-A8-1 Existing Equipment between Coal Banker and Stacks



Prepared by JICA Study Team

Figure A8-2 Elevation around ESP for Unit No.2

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization) (3/14)



Prepared by JICA Study Team

Figure A8-3 Plan around ESP for Unit No.2

(3) Design condition of water supply

Since SO₂ is removed by a chemical method, some amount of water is needed for the reaction process. Currently the power station has water intake right of 657,000 m³ per annum only from Paje well field.

Monthly generated powers and corresponding water consumptions in the past are shown in Table A8-1, by which the water consumption per MWh is calculated as minimum at 0.552 to maximum at 0.643 m³/MWh.

After the rehabilitation project, the plant availability rate is expected to recover 80% or more. The annual water consumption can be calculated to 580,000m³/year as shown in Table A8-2.

The margin of water between the right 657,000m³ and the average consumption 580,000m³ is calculated at 77,000 m³/year only.

Table A8-1 Generated power and Water Consumption

		Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov
FY2004	Water	35,119	43,924	32,264	40,007	45,118	47,630	51,942	57,254
	MWh	61,646	73,205	69,832	77,706	78,061	88,559	83,819	87,420
FY2005	Water	57,017	48,337	59,510	41,596	37,668	43,167	63,867	49,281
	MWh	89,451	73,076	91,891	92,976	73,815	82,481	88,613	67,609
FY2006	Water	47,585	32,422	36,326	32,596	36,019	26,881	51,474	44,910
	MWh	89,733	80,576	75,929	71,855	70,508	57,843	62,963	67,641
FY2007	Water	22,770	37,778	37,778	28,330	39,771	42,554	39,771	33,869
	MWh	63,655	56,210	66,268	69,030	71,172	59,276	47,513	40,733
FY2008	Water	36,502	26,169	24,378	21,964	38,529	30,903	22,763	31,972
	MWh	55,255	68,484	63,872	61,011	53,041	46,338	48,551	45,923
FY2009	Water	25,388	25,893	26,698	29,486	34,472	34,472	36,756	25,124
	MWh	42,600	57,202	24,229	44,314	55,868	41,858	37,438	32,418

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization) (4/14)

		Dec	Jan	Feb	Mar	SUM	m3/MWh	Load ratio
FY2004	Water	55,296	35,119	43,924	32,264	519,861	0.552	
	MWh	81,587	91,722	71,621	76,487	941,665		81.4%
FY2005	Water	50,576	58,403	46,860	63,242	619,524	0.634	
	MWh	78,206	90,246	65,341	83,396	977,101		84.5%
FY2006	Water	56,612	37,949	37,949	37,778	478,501	0.582	
	MWh	67,668	63,905	47,429	65,476	821,526		71.0%
FY2007	Water	37,014	27,568	21,558	42,137	410,898	0.592	
	MWh	48,482	59,758	54,451	57,504	694,052		60.0%
FY2008	Water	33,235	28,794	22,086	27,555	344,850	0.556	
	MWh	43,627	40,597	41,579	52,276	620,554		53.7%
FY2009	Water	28,605	25,388	25,893	26,698	344,873	0.643	
	MWh	44,119	52,339	45,299	58,892	536,576		46.4%

Source: BPC Month End Report

Table A8-2 Assumed Water Consumption before introducing FGD

Item	formula	Value	Unit
Average water consumption per MWh	A	0.59	m ³ /MWh
Operation time per annum	B	8,760	hr
Availability rate (more than 80%)	C	85	%
Number of unit	D	4	Unit
Rated generator output	E	33	MW
Calculated annual water consumption	=A*B*C*D*E	579,894	m ³ /year
	Round up	580,000	

Prepared by JICA Study Team

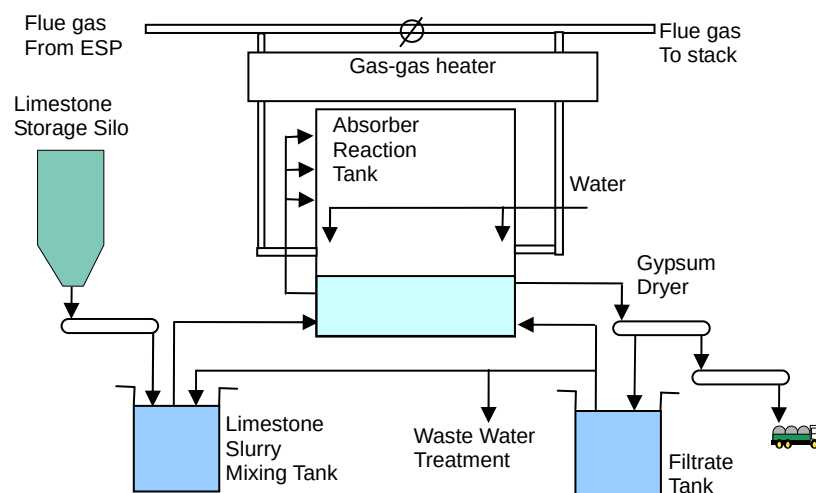
2. Outline of FGD system

Many types of FGD systems are produced worldwide. Outline of typical 5 types of FGD systems are introduced.

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization) (5/14)

(1) Lime-gypsum system (wet type)

- ✓ Lime-gypsum system is classified into wet type.
- ✓ Typical flow Lime-gypsum system is illustrated in Figure A8-4.
- ✓ The system is installed between ESP outlet and stack. Flue gas from ESP passes through gas-gas heater at first then goes into absorber reaction tank. The gas-gas heater cools the inlet gas for reducing to evaporate the water in the absorber reaction tank. Then the flue gas goes gas-gas heater again to heat the gas again in order to prevent the corrosion inside of the duct or the stack.
- ✓ In the absorber reaction tank, reaction is activated to absorb the SO₂ by the chemical reaction formula "SO₂ and CaCO₃ react mutually and they change to gypsum, water, and CO₂".
- ✓ Installation of the waste water treatment is also necessary.
- ✓ Where some trouble is occurred in absorber reaction tank, flue gas from ESP can flue directly to stack through bypass vane. During the flue gases go through bypass vane, SO₂ is not abated.
- ✓ Where some trouble is occurred in absorber reaction tank, flue gas from ESP can flue directly to stack through bypass valve.



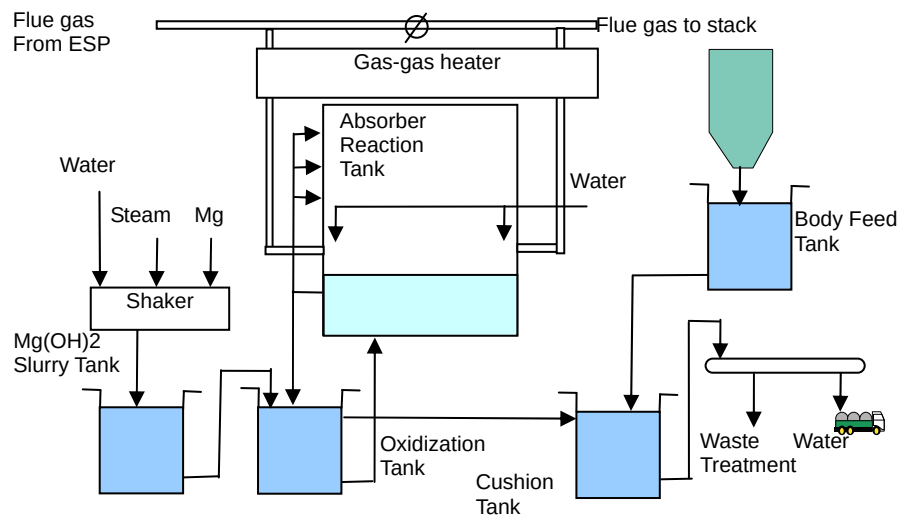
Prepared by JICA Study Team

Figure A8-4 Lime-Gypsum System

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization) (6/14)

(2) Magnesium Hydroxide System (wet type)

- ✓ Magnesium hydroxide system is classified into wet type.
- ✓ A typical flow of Magnesium hydroxide system is illustrated in Figure A8-5. The system is installed between ESP outlet and stack. Flue gas from ESP passes through gas-gas heater, at first then come into absorber reaction tank. The gas-gas heater cools the inlet gas to reduce to evaporate the water in absorber reaction tank. Then the flue gas goes gas-gas heater to heat the gas in order not to make the corrosion inside of the duct or the stack.
- ✓ In the absorber reaction tank, reaction is activated to absorb the SO_2 by the chemical reaction formula " SO_2 and magnesium hydroxide react mutually and they change to MgSO_4 ".
- ✓ Installation of the waste water treatment is also necessary.
- ✓ Where some trouble is occurred in absorber reaction tank, flue gas from ESP can flue directly to stack through bypass valve.



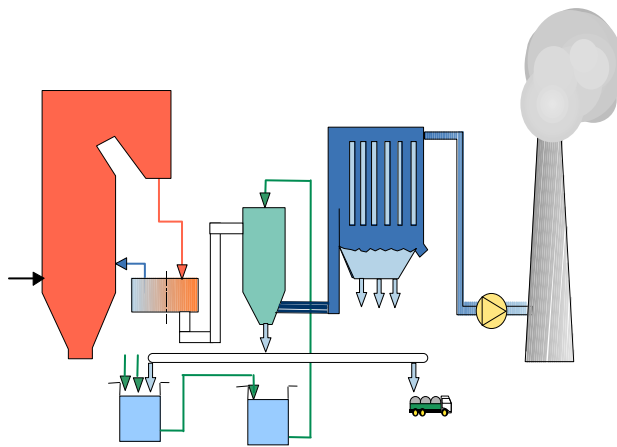
Prepared by JICA Study Team

Figure A8-5 Magnesium Hydroxide System

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization) (7/14)

(3) Spray-dryer system (Semi dry type)

- ✓ Spray-dryer system is classified into semi dry type.
- ✓ A typical flow of Spray-dryer system is illustrated in Figure-6. Spray-dryer system is installed between air heater AH outlet and ESP.
- ✓ Flue gas goes into spray dryer. In the spray dryer, reaction is activated to absorb the SO₂ by chemical reaction formula "SO₂ and calcium hydroxide react mutually and they change to gypsum"
- ✓ Installation of waste water treatment is not necessary.
- ✓ Where some trouble occurs in spray dryer, the unit should be outage.



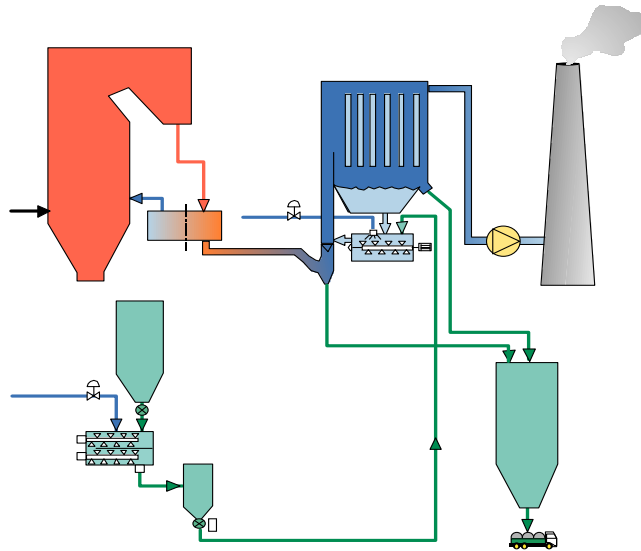
Prepared by JICA Study Team

Figure A8-6 Spray-dryer System

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization) (8/14)

(4) Circulation System (Semi dry type)

- ✓ Circulation system is classified into semi dry type.
- ✓ A typical flow of circulation system is shown in Figure A8-7. Circulation system is installed between AH outlet and ESP. Flue gas is sprayed in flue duct, then goes into ESP where is also used as reaction tower.
- ✓ In the flue duct and the ESP, reaction is activated to absorb the SO₂ by chemical reaction formula "SO₂ and calcium hydroxide react mutually and they change to gypsum".
- ✓ The installation of waste water treatment is not necessary.
- ✓ Where existing ESP is used, the efficiency of ESP down, because reaction is being activated in the ESP.
- ✓ Where some trouble occurs in spray dryer, the unit should be outage.



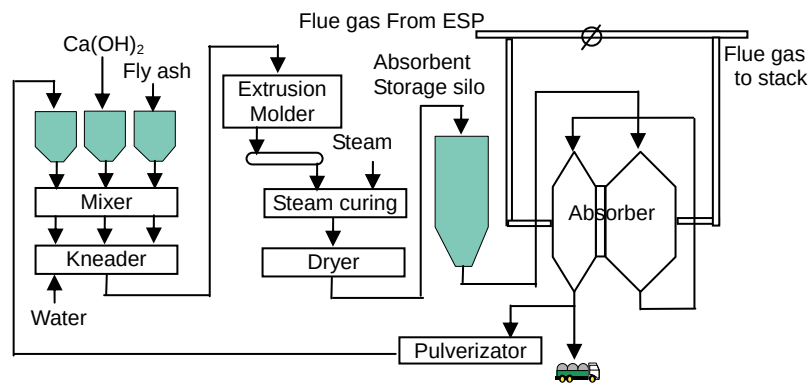
Prepared by JICA Study Team

Figure A8-7 Circulation System

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization) (9/14)

(5) Utilizing Fly Ash System (Dry type)

- ✓ Utilizing fly ash system is classified into dry type.
- ✓ A typical flow of utilizing fly ash system is illustrated in Figure A8-8.
- ✓ Utilizing fly ash system is installed between the ESP outlet and the stack. Flue gas goes into absorber, in which solid pellet is contained. The pellet is made by mixing the fly ash, quick lime and used pellet supplying less water to kneading.
- ✓ In the absorber, reaction is activated to absorb the SO₂ by chemical reaction formula "SO₂ and the calcium hydroxide react mutually and they change to gypsum".
- ✓ Installation of waste water treatment is not necessary.
- ✓ Where some trouble is occurred in absorber reaction tank, flue gas from ESP can flue directly to stack through bypass valve.



Prepared by JICA Study Team

Figure A8-8 Utilizing Fly Ash System

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulfurization) (10/14)

3. Selection of FGD system

As shown in table A8-3, Lime-gypsum(Wet) Water saving and Circulation (Semi-dry) is selected.

Table A8-3 Comparison for Some Types of FDG for 33MWx 4Unit

Items	Lime-gypsum (Wet) Water Saving Type	Magnesium hydroxide (Wet)	Spray-dryer (Semi dry)	Circulation (Semi dry)	Utilizing fly ash (Dry)
Initial Cost	28 - 32 Mil USD	26 - 33 Mil USD	38 - 46 Mil USD Including Fabric Filter	48 - 52 Mil USD Including Fabric Filter	41-52 Mil USD
Operational Cost (annual)	2.4Mil USD	3.0 Mil USD	3.0 Mil USD	3.0 Mil USD	2.75 Mil USD
Efficiency	> 95% Highest efficiency	> 90%	> 70% Low efficiency	> 90%	> 90%
Necessary Water (annual)	250,000 m3	350,000 m3	250,000 m3	250,000m3	34,000 m3
Kind of Chemicals (Toxicity)	Limestone (Calcium hydroxide invades membrane and the skin, especially eye)	Magnesium hydroxide (No problem)	Quicklime (Calcium hydroxide invades membrane and the skin, especially eye)	Quick lime (Calcium hydroxide invades membrane and the skin, especially eye)	Slaked lime (No problem)
By-products	Gypsum	MgSO4	Gypsum	Gypsum + Ash + Quick lime	Gypsum + Ash+ Slaked Lime
Utilization of By-products	Gypsum can be reused for wall or ceiling materials for building.	MgSO4 can be reused as desulfurization agent.	Gypsum can be reused for wall or ceiling of building materials.	By-product not can be reused, as it becomes cocktail.	By-product not can be reused, as it becomes cocktail.
Environmental and Social Considerations	Present water right 657,000 m3 must increase to 830,000 m3 It is necessary to some ingenuity for the duct working.	Present water right 657,000 m3 must increase to 930,000 m3	Present water right 657,000 m3 must increase to 830,000 m3 Dust collection performance will be decreased from original value.	Present water right 657,000 m3 must increase to 830,000 m3 Dust collection performance will be decreased from original value.	Present water right 657,000 m3 can be kept.
Space for Installation	Large area is needed.	Large area is needed.	Necessary to remove existing ESP	Necessary to remove existing ESP	Large area is needed.
Abating Dust (PM)	Dust is expected to be abated by FGD.	Dust is expected to be abated by FGD	As efficiency of abating PM is decreased, present ESP shall be replaced to Fabric Filter	As efficiency of abating PM is decreased, present ESP shall be replaced to Fabric Filter.	
Conclusion	Wet type is widely used. To apply the water saving type, the usage water can be minimized, same as semi-dry. Existing FGD can be used.	As the water consumption is much, the type cannot be applied.	The efficacy is low, and much augmentation is necessary between boiler and stack. Physically it is impossible to apply.	The cost is high, Conducting the fabric filter, the PM can be reduced to less than 50mg/Nm3. Where WB standards of 50mg /Nm3 is applied, this type can be feasible.	There are few supply records.
Recommendation	Recommend to Apply			Recommend to Apply	

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulferization) (11/14)

4. Basic design calculation

(1) Required Characteristics of FGD

Required characteristics of FGD are shown in Table A8-4.

SO₂ concentration in FGD outlet is set 1,500mg/Nm³ as 75% value of WB standard 2,000mg/Nm³.

Since measured maximum SO₂ concentration at FGD inlet is 5,800 mg/Nm³, required efficiency is more than 75%.

Table A8-4 Required Characteristics of FGD

Item	Value	Unit	Remark
Flue gas volume per hour	130,000	Nm ³ /hr	Table A8-1
SO ₂ concentration at FGD inlet	5,800	mg/Nm ³	Chapter 8
SO ₂ concentration at FGD outlet	1,500	mg/Nm ³	Set at 75% of WB standard
Required efficiency	75	%	
Temperature	120	Degree C	Table A8-1
Moisture rate	10	%	Table A8-1

(2) Water consumption

Annual water consumption is calculated as 206,000m³/year to 246,000m³/year which is shown in Table A8-5.

As previously explained the margin volume against the water right is 77,000m³/year, modification of water right is needed.

Table A8-5 Annual Water Consumption for FGD

Item	Formula	Value	Unit
Water consumption per MWh	a	0.21~0.25	m ³ /MWh
Times per annum	b	8,760	hr
Availability Rate	c	85	%
Number of unit	d	4	Unit
Rated generator output	e	33	MW
Maximum annual water consumption	f=a*b*c*d*e	206,403 ~245,781	m ³ /year
Round up		<u>250,000</u>	

Total necessary water is calculated at 830,000m³/year (additional for FGD 250,000m³ + average used at present 580,000m³). As the present water right is

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulferization) (12/14)

657,000m³, obtaining 173,000m³/year, 26% of original right, additional right is indispensable.

(3) Chemical consumption

Annual chemical consumption is shown in TableA8-6 and A8-7, the former is calculated from the actual SO₂ concentration value and targeted value, the latter is calculated from contents of sulfur in coal. Both tables shows approximately same value.

Where the Lime-Gypsum type is applied, 29,000ton of lime stone is calculated to be needed per annum.

Where the Circulation type is applied, 21,400ton of slaked lime is calculated to be needed per annum.

TableA8-6 Annual chemical consumption on FGD (SO₂ concentration)

Item	Formula	Value		Unit
System		Lime-Gypsum	Circulation	
Chemical		Lime Stone	Slaked Lime	
Flue gas volume per hour	a	130,000		Nm ³ /hr
SO ₂ concentration in FGD inlet	b	5,800		mg/Nm ³
SO ₂ concentration in FGD outlet	c	1,500		mg/Nm ³
Density of SO ₂	d	64.07		g/mol
Density of Chemical	e	100.0	74.1	g/mol
Annual operation time	f	8,760		hr/year
Plant availability rate	g	85		%
Number of unit	h	4		Unit
Reaction efficiency	i	90		%
Chemical consumption	$j=a*(b-c)*e/d*f*g*h/i$	28,873	21,395	ton/year
Round up		⇒29,000	⇒21,400	

Prepared by JICA Study Team

Table A8-7 Annual chemical consumption on FGD (Sulfur contents in coal)

Item	Formula	Value		Unit
System		Lime-Gypsum	Circulation	
Chemical		Lime Stone	Slaked Lime	
Content of Sulfur in coal	a	1.5		%
Average of coal consumption (*1)	b	535,692		
Average of generated power(*1)	c	913,430		MWh

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulferization) (13/14)

Constant generation output	d	132	MW
Plant availability rate	e	80	%
Annual operation time	f	8,760	hr/year
Weight ratio between S and Chemical	g	3.125	2.3125
Purity of Chemical	h	95	%
Reaction efficiency	i	90	%
Chemical consumption	$(b/c*d*e*f) * a/g/h*i$	29,742	22,009
Round up		⇒30,000	⇒22,100

Comments: *1 : Average value of 2004 to 2006

Prepared by JICA Study Team

5. Operational Cost

The operational cost, consist of chemicals and raw water, for possible two types FGD is estimated, which is summarized in Table

(1) Operation cost for Lime-Gypsum water saving type

Unit cost of lime stone is set at 482 BWP/ton (69USD/ton), which is assumed cost for Morupule “B”, same for low water is set at 10.4BWP/m³ (1.5US\$/tm³), which is current unit cost for Morupule “A”, both are informed by BPC.

Table-A8-8 Operation cost of Lime-Gypsum (water saving type)

Item	Quantity per annum	Unit cost (PWP)	Unit Cost (US\$)	Amount (US\$)
Chemicals(Lime Stone)	29,000 ton	482	69	2,000,000
Raw water	250,000 m ³	10.4	1.5	375,000
Total				2,375,000

Exchange rate 1US\$=7BWP

(2) Operation cost for Circulation type

Unit cost of slaked lime is set at 862 BWP/ton (123USD/ton), which is assumed based on the lime stone, same for low water is set at 10.4BWP/m³ (1.5US\$/tm³), which is current unit cost for Morupule “A”.

Appendix 8-1 Study on FGD (Flue Gas De-sulferization) (14/14)

Table A8-9 Operation cost of Circulation (semi-dry type)

Item	Quantity per annum	Unit cost (PWP)	Unit Cost (US\$)	Amount (US\$)
Chemicals(Slaked Lime)	21,400 ton	862	123	2,632,000
Raw water	250,000 m3	10.4	1.5	375,000
Total				3,007,000

Exchange rate 1US\$=7BWP

6. IV. Suggestion of installation and re-installation of measuring instrument

SO₂ measuring instruments have been out of order long time, the measuring instruments for NO_x and PM have not been installed.

Therefore, newly installation of the instruments of SO₂, NO_x, and PM is highly recommended.

Although the measuring instrument must consider ambient environment by an electronic device, the present installation atmospheric condition for the instruments are quite bad.

Then, the conditions of the spaces in which the instrument will be installed and the instrumentation system are shown in below.

- 1) Build the huts for storing measurement instrument at stack side.
- 2) Install the air conditioner for maintaining at constant temperature in the huts.
- 3) Conduct the server for recording the measurement value in the hut.
- 4) Secure the space for installing the telemeter equipment which transmits the measured data to DCS in operator room.

Appendix 8-2 Study on Low NO_x Burner (1/2)

Study on Low NO_x Burner

1. Outline

NO_x concentration, measured as 1709mg/Nm² by portable analyzer during out Site Works, can be reduced by the replacing the existing burners to low NO_x emission type burner to meet Word Bank standard of 750mg/Nm³, which is simple and comparatively less investment.

There is also chemical reaction system for abating the NO_x. However, the systems shall be installed between Economizer and AH, where there is no installation space, and initial and operational cost is so high. Therefore, chemical reaction system can be neither physically nor financially applied.

2. Principle of Low NO_x Burner

After year of 1990, the unique Low-Nox burner system was developed based on the concept of “In-frame NO_x reduction” instead of the conventional slow combustion burner system.

The method of “In-frame NO_x reduction” is burnt pulverized coal rapidly and after generated NO_x is de-composited N₂.

The flame structure and the characteristic of NO_x emission are shown in Figure A8-9 and Figure A8-10.

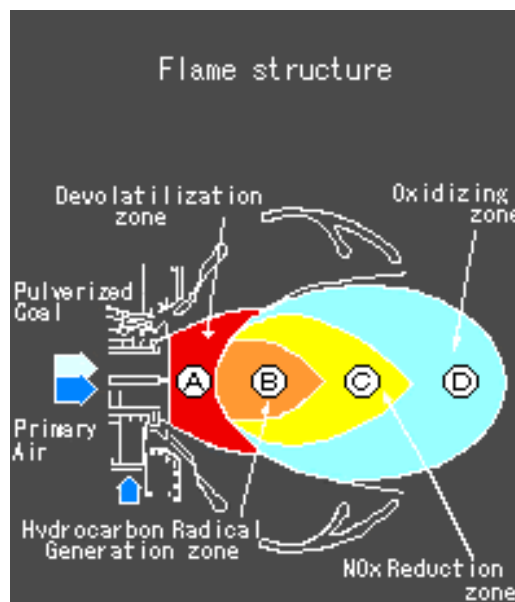


Figure A8-9 Frame Structure (Courtesy: Babcock-Hitachi HP)

Appendix 8-2 Study on Low NO_x Burner (2/2)

A: De-volatilization zone: Volatile matter is burnt rapidly. ($N \rightarrow NO$)

B: Hydrocarbon radical generation zone. (reducing agent, HC)

C: NO_x Reduction zone ($NO \rightarrow N_x \rightarrow N_2$)

D: Oxidizing zone (Reduce unburnt matter)

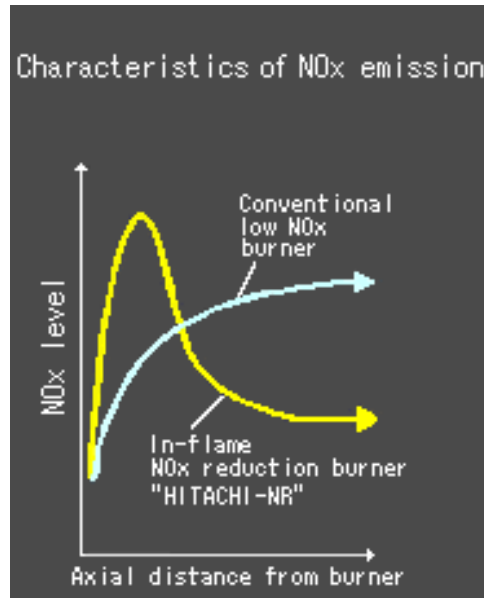


Figure.A8-10 Characteristics of NO_x emission (Courtesy: Babcock-Hitachi HP)

Figure A8-10 shows the characteristics of relation between the generated NO_x level and the distance from burner.

Compare with NO_x level of the conventional, low NO_x burner is increase gradually, the NO_x level of In-frame NO_x reduction burner increase rapidly after reduce.

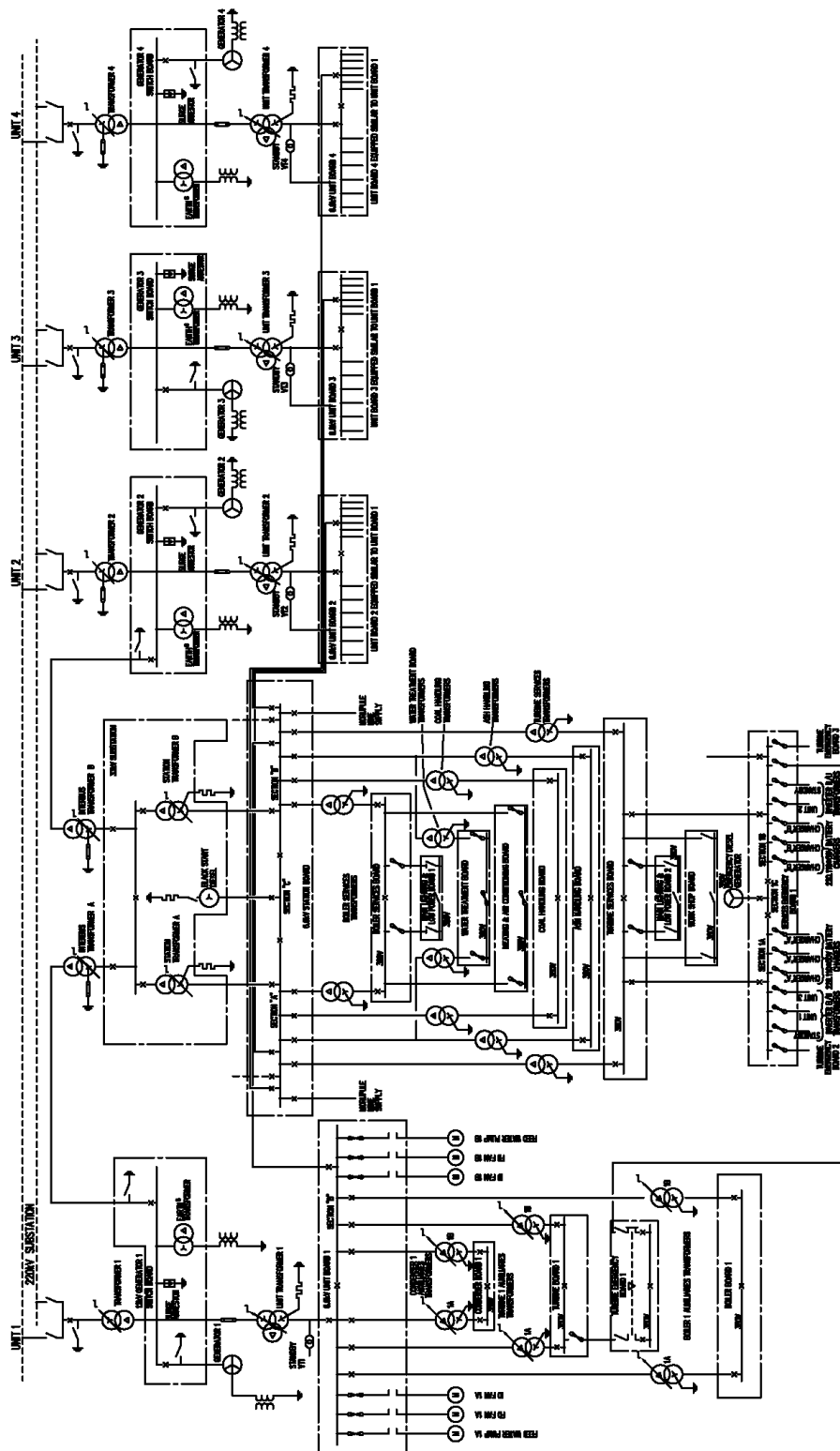
The diagram illustrates the main process flow, showing the integration of a power plant and a chemical process. Key components and their interconnections include:

- Power Plant Section:**
 - Turbine & Generator:** The turbine is connected to a generator (G).
 - Condensing System:** Steam from the turbine enters an **AIR COOLED CONDENSER**, which is connected to a **CONDENSATE TANK**. The tank feeds into a **CONDENSATE PUMP**, which then pumps the condensate back to the turbine.
 - Water Treatment:** A **F.W. TANK** (Feed Water Tank) is connected to a **F.W. PUMP**, which feeds into a **HEATER**. The heated water then enters the **DESUPERHEATER** section.
- Chemical Process Section:**
 - Coal Handling:** **COAL** is fed into a **MILL**. The milled coal then goes to the **COAL/PRIMARY AIR** stream, which enters the **BURNER**.
 - Air System:** **SEC. AIR FAN** and **P.A. FAN** (Primary Air Fan) supply air to the burner. The burner's output goes through an **AIR PREHEATER** before entering the **BURNER**. The air preheater is connected to the **DESUPERHEATER** section.
 - Exhaust & Emissions:** The burner's exhaust goes through an **ELECTOR** (Electrostatic Precipitator) and then to a **STACK**. The stack is connected to an **ELECTROSTATIC PRECIPITATOR** and an **L.D. FAN** (Low Draft Fan).
- Heat Recovery & Control:**
 - The **DESUPERHEATER** section includes a **SH** (Steam Heater) and a **BYPASS DUCT** for **EQ** (Exhaust Gas).
 - The **ASH** (Ash) is collected from the burner and sent to a **ASH** storage area.
 - The **ASH** is then sent to a **SEC. AIR FAN** and a **P.A. FAN** for recirculation.

The diagram shows a complex network of pipes, valves, and pumps that facilitate the flow of materials and energy between the power plant and the chemical process, ensuring efficient operation and emission control.

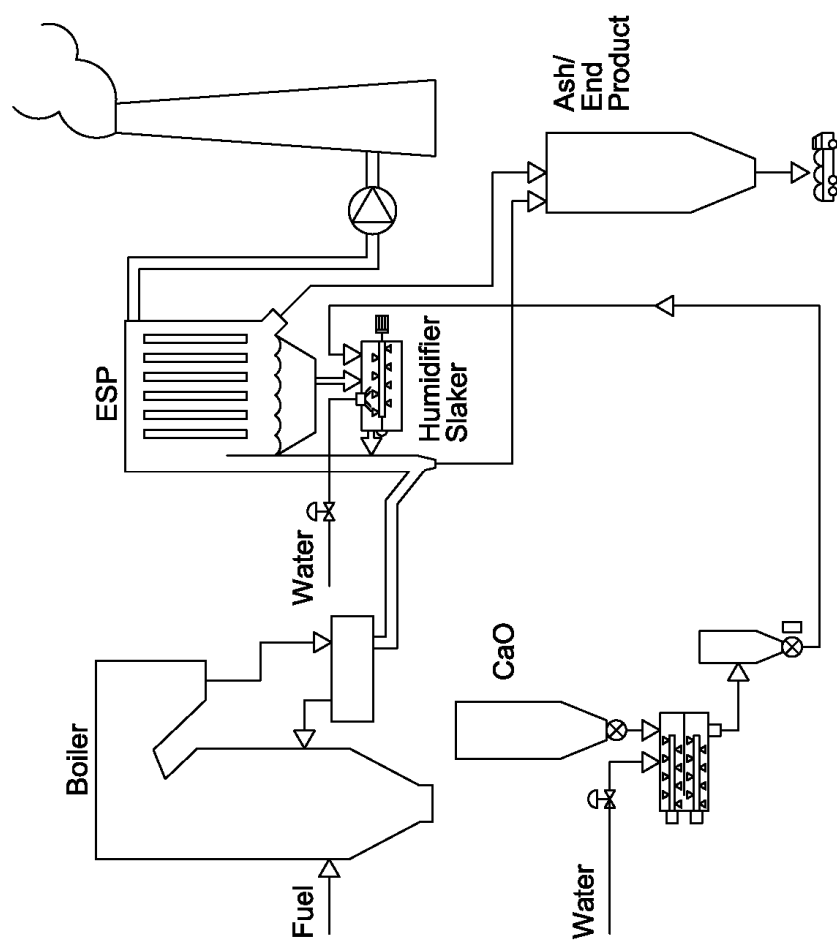
Schematic Outline of Main Process Flow

Appendix 10-2



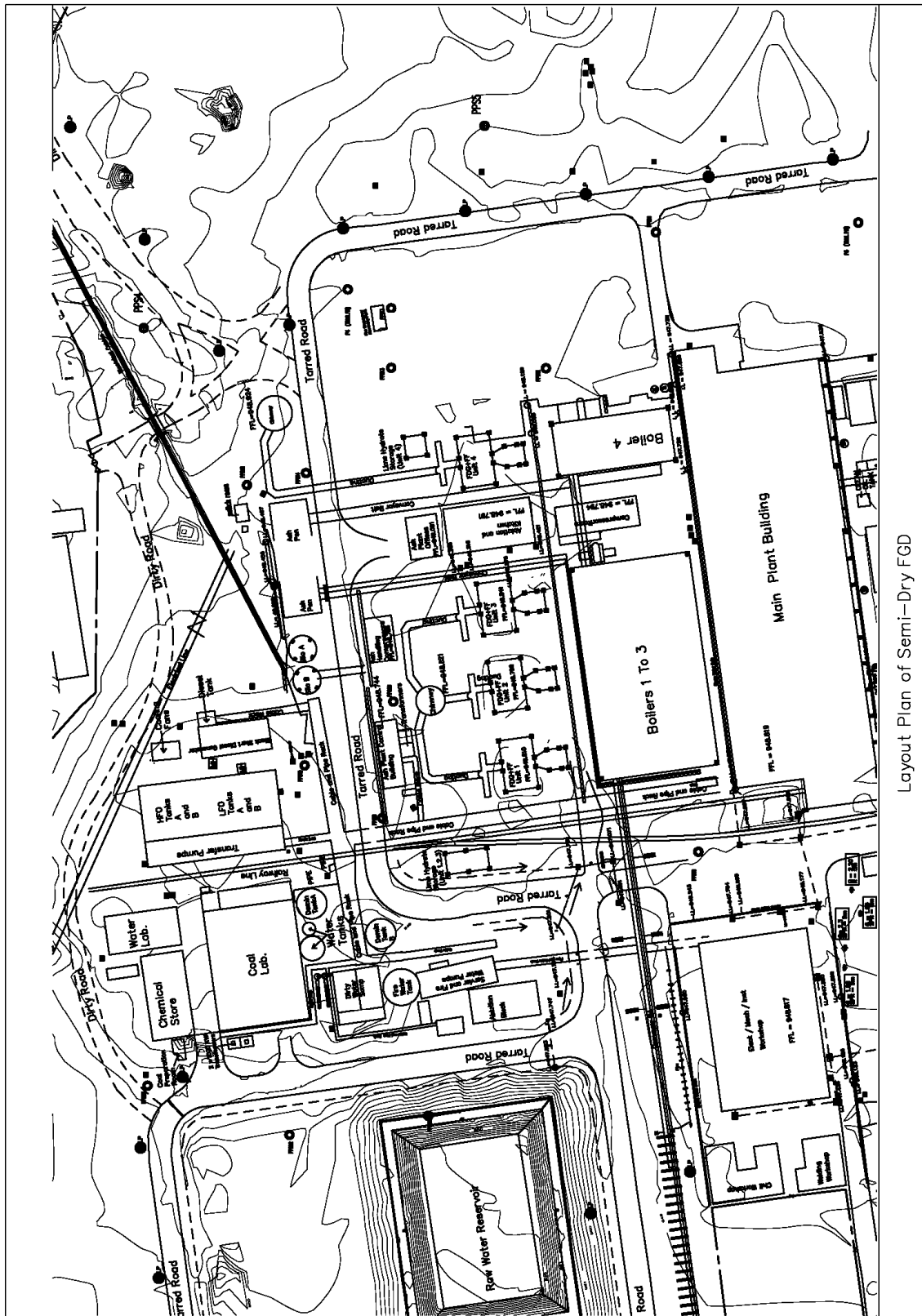
Single Line Diagram

Appendix 10-3

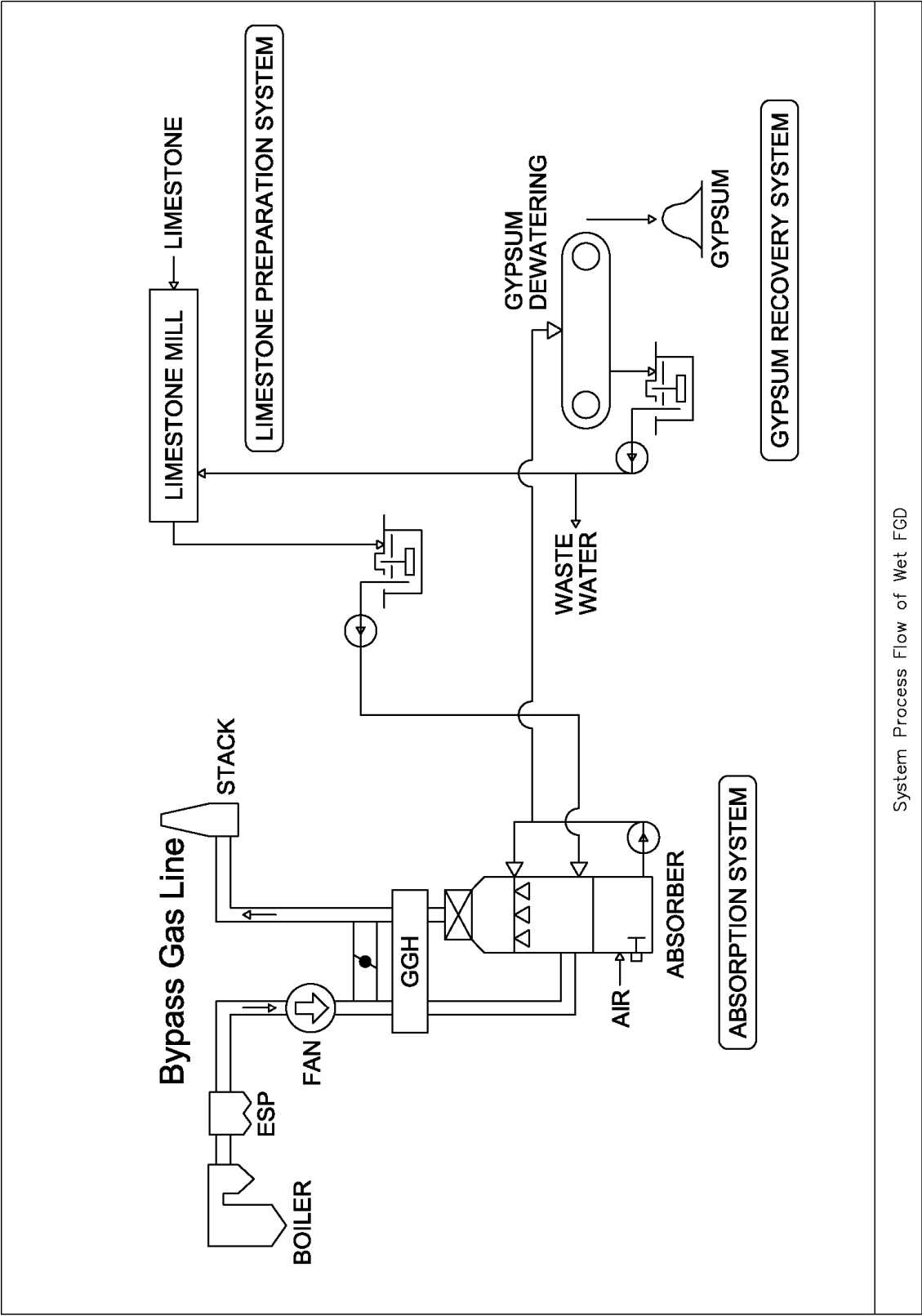


System Process Flow of Semi-Dry FGD

Appendix 10-4

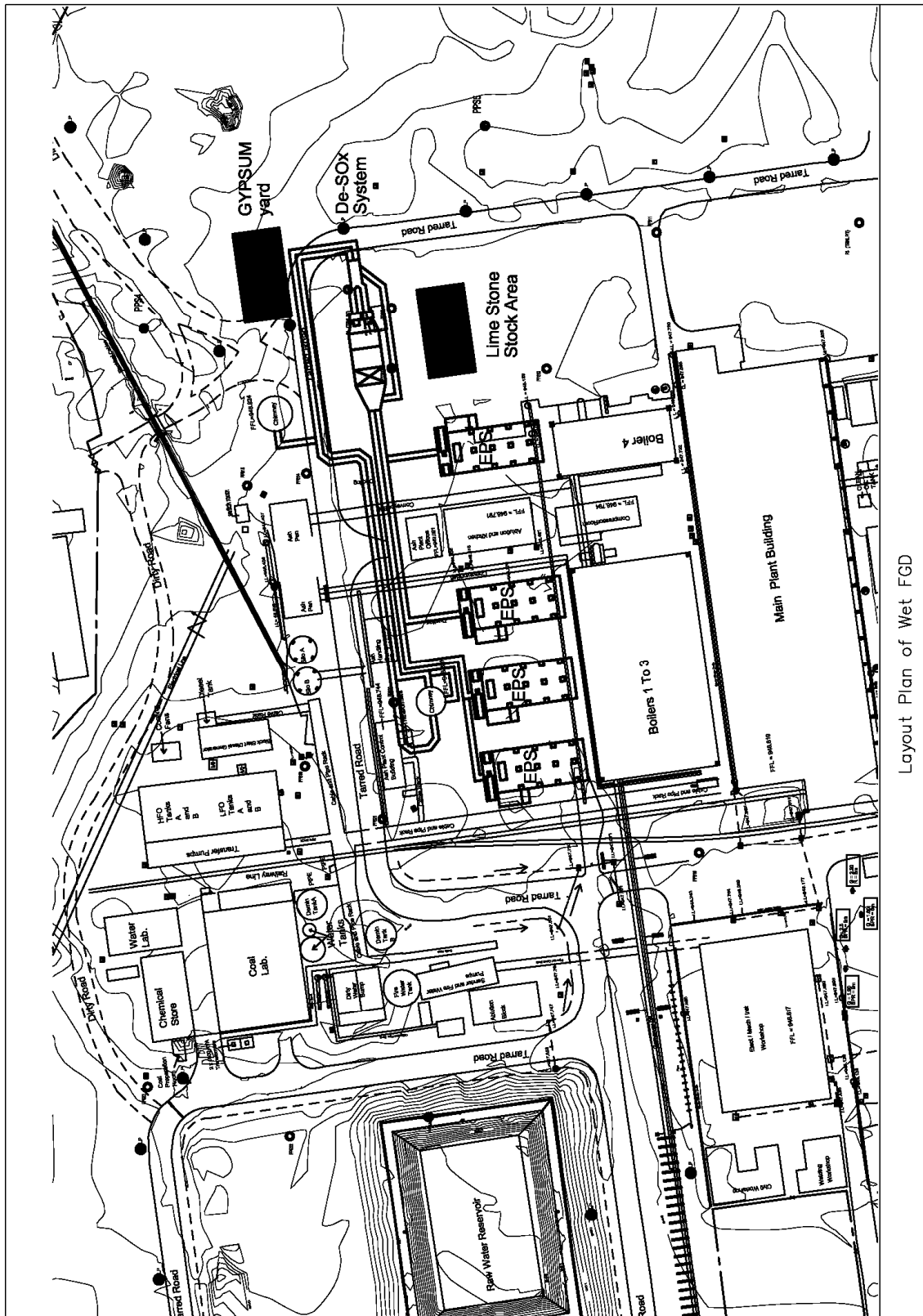


Layout Plan of Semi-Dry FGD



System Process Flow of Wet FGD

Appendix 10-6



Layout Plan of Wet FGD