

平成 16 年度 C D M / J I 事業調査

インドネシア国 都市固形廃棄物発電事業調査

報 告 書

平成 17 年 3 月

(株)パシフィックコンサルタンツインターナショナル



对象国位置图

目次

対象国位置図

図表一覧

略語

第1章 インドネシア国の概要とプロジェクトの背景

1-1	インドネシアの地理・気候・人口	1 - 1
1-1-1	地理	1 - 1
1-1-2	気候	1 - 1
1-1-3	人口	1 - 1
1-2	インドネシアの政治・経済	1 - 2
1-2-1	政治体制	1 - 2
1-2-2	議 会	1 - 3
1-2-3	インドネシア経済の現状.....	1 - 4
1-3	インドネシアのエネルギー事情	1 - 5
1-3-1	エネルギー関連行政	1 - 5
1-3-2	エネルギー源	1 - 6
1-4	エネルギー関連政策	1 - 12
1-4-1	概況	1 - 12
1-4-2	再生可能エネルギー政策.....	1 - 12
1-5	環境政策および環境基準	1 - 13
1-5-1	環境政策および担当機関.....	1 - 13
1-5-2	環境基準	1 - 14
1-6	廃棄物事情・政策	1 - 19
1-7	気候変動対策と CDM への取り組み状況	1 - 20
1-7-1	インドネシアの気候変動対策と CDM への取り組み状況.....	1 - 20
1-7-2	CDM 国家委員会の概要	1 - 22
1-7-3	持続性に関するクライテリア.....	1 - 26
1-7-4	インドネシアの CDM 審査サイクル	1 - 27
1-7-5	インドネシアで提案中の CDM 案件	1 - 30

第2章 プロジェクト概要

2-1	プロジェクトの目的	2 - 1
2-2	プロジェクトの持続可能な開発への貢献	2 - 1
2-2-1	持続性に関するクライテリアとの適合性.....	2 - 2
2-3	プロジェクト参加者の概要	2 - 4
2-3-1	IMW 社.....	2 - 4
2-3-2	シドアルジョ地方政府	2 - 4
2-3-3	Waste Energy System 社.....	2 - 5
2-3-4	PT PLN	2 - 5
2-3-5	PCI	2 - 5
2-3-6	調査実施体制	2 - 6
2-4	プロジェクトの技術的説明	2 - 6
2-4-1	プロジェクトの位置と周辺状況.....	2 - 6
2-4-2	プロジェクト技術の概要.....	2 - 11
2-4-3	排出削減をもたらす技術的根拠.....	2 - 19

第3章 プロジェクトの実施計画

3-1	日本側・相手国側のプロジェクト参加者の役割と負担範囲	3 - 1
3-2	炭素クレジット取得方法	3 - 1
3-3	当該プロジェクト実施にあたっての資金計画	3 - 2
3-4	公的資金を利用する場合の資金源の情報	3 - 2
3-5	プロジェクト実施スケジュール	3 - 2
3-5-1	スケジュール	3 - 2
3-5-2	シドアルジョ市との協議.....	3 - 3
3-5-3	暫定 DNA との協議.....	3 - 4

第4章 ベースライン概要

4-1	ベースラインの検討	4 - 1
4-1-1	方法論の検討	4 - 1
4-1-2	ベースラインシナリオの検討.....	4 - 1
4-1-3	追加性の証明	4 - 10
4-2	プロジェクト領域の検討	4 - 11

第5章 モニタリング計画

5-1	モニタリングの内容	5 - 1
5-1-1	プロジェクト排出量に関するモニタリング	5 - 1
5-1-2	ベースライン排出量に関するモニタリング	5 - 2
5-2	モニタリングの実施体制	5 - 5
5-3	品質管理	5 - 5

第6章 温室効果ガス排出削減効果の検討

6-1	温室効果ガス排出削減に係る活動	6 - 1
6-2	プロジェクトケース	6 - 2
6-2-1	プロジェクト活動における石油起源物の燃焼による排出量	6 - 2
6-2-2	プロジェクト活動における化石燃料の燃焼による排出量	6 - 3
6-2-3	プロジェクトケースにおける GHG 排出量	6 - 4
6-2-4	数値の設定根拠の補足説明	6 - 4
6-2-5	リーケージについて	6 - 6
6-3	ベースラインケース	6 - 7
6-3-1	ゴミが埋め立てられた場合に発生するメタン排出量	6 - 7
6-3-2	数値の設定根拠の補足説明	6 - 10
6-3-3	電力を外部電力系統で生成した場合に発生する CO ₂ 排出量	6 - 13
6-3-4	数値の設定根拠の補足説明	6 - 15
6-3-5	ベースラインケースにおける GHG 排出量	6 - 18
6-3-6	プロジェクトによる GHG 削減量	6 - 19

第7章 環境影響分析

7-1	環境影響評価手続きの必要性	7 - 1
7-2	環境への影響	7 - 1
7-2-1	自然環境	7 - 1
7-2-2	社会環境	7 - 2

第8章 想定される利害関係者へ及ぼす影響

8-1	住民説明会	8 - 1
8-1-1	参加者	8 - 1
8-1-2	議題	8 - 1

8-1-3	ステークホルダーからのコメントおよびそれに対する回答	8 - 2
-------	----------------------------------	-------

第9章 収益性比較

9-1	基本条件の設定	9 - 1
9-1-1	基本仮定事項	9 - 1
9-1-2	初期投資コスト	9 - 1
9-1-3	運営・メンテナンスコストおよび収入	9 - 1
9-2	財務分析	9 - 2
9-2-1	内部収益率および投資回収年数	9 - 2
9-3	費用対効果	9 - 8

第10章 デスクレビュー

10-1	デスクレビュー	10 - 1
10-1-1	指定運営機関	10 - 1
10-1-2	デスクレビュー結果	10 - 1

参考文献リスト

添付資料

1. プロジェクト設計書 和文概要
2. プロジェクト設計書
3. 仮有効性審査レポート
4. 廃棄物調査報告書
5. 出張報告書
6. CDM 国家委員会の提案書フォーム (インドネシア語)
7. CDM/JI プロジェクト支援委員会のコメントへの見解

表リスト

表 1-1	インドネシア共和国の略史	1 - 2
表 1-2	総選挙の結果とインドネシア国会内の主要政党議席数	1 - 3
表 1-3	インドネシアの経済動向	1 - 4
表 1-4	インドネシアの天然資源	1 - 5
表 1-5	バイオマスエネルギーポテンシャル	1 - 11
表 1-6	インドネシアのエネルギー関連政策	1 - 12
表 1-7	再生エネルギー関連機関	1 - 13
表 1-8	大気汚染物質排出基準	1 - 15
表 1-9	水質汚濁物質排出基準	1 - 16
表 1-10	騒音基準	1 - 17
表 1-11	悪臭基準	1 - 17
表 1-12	環境影響評価の対象となる電力事業	1 - 18
表 1-13	インドネシアにおける未利用廃棄物量 (予測)	1 - 19
表 1-14	持続性に関するクライテリア	1 - 27
表 1-15	インドネシアで提案されている CDM 案件	1 - 30
表 2-1	持続性に関するクライテリアとの適合性	2 - 3
表 2-2	シドアルジョ県廃棄物第 1 収集所 (TDS) リスト	2 - 14
表 2-3	主な廃棄物発電システム構成	2 - 17
表 2-4	廃棄物発電プラントの主な仕様	2 - 18
表 3-1	プロジェクト実施スケジュール	3 - 3
表 4-1	オプションシナリオの分析	4 - 4
表 4-2	本プロジェクトによる GHG 排出量	4 - 10
表 4-3	プロジェクト実施による直接影響・間接影響	4 - 14
表 4-4	各分類における直接影響の考慮方法	4 - 15
表 4-5	各分類における間接影響の考慮方法	4 - 16
表 5-1	プロジェクト排出量のモニタリング項目	5 - 1
表 5-2	ベースライン排出量のモニタリング項目	5 - 2
表 5-3	品質管理の対象となるモニタリング項目	5 - 5

表 6-1	プロジェクトバウンダリ - 内における GHG 排出・吸収に係る活動	6 - 1
表 6-2	算定式に用いた数値及びその設定根拠	6 - 3
表 6-3	算定式に用いた数値及びその設定根拠	6 - 3
表 6-4	算定式に用いた数値及びその設定根拠	6 - 9
表 6-5	プロジェクト期間中の BEdy	6 - 10
表 6-6	ゴミ質調査結果	6 - 11
表 6-7	算定式に用いた数値及びその設定根拠	6 - 15
表 6-8	JAMALI グリッドにおける IPP を除く全発電所の電源別発電量	6 - 16
表 6-9	JAMALI グリッドにおける PT.IP, PT.PJB 及び IPP の発電量	6 - 16
表 6-10	JAMALI グリッドの OM の計算	6 - 18
表 6-11	プロジェクトによる GHG 削減量	6 - 19
表 9-1	資金計画の基本仮定事項	9 - 1
表 9-2	運営及びメンテナンスコスト	9 - 2
表 9-3	事業収益性の比較	9 - 3
表 9-4	キャッシュフロー (400 Rp./kWh, CER: 0 USD/t-CO ₂)	9 - 4
表 9-5	キャッシュフロー (400 Rp./kWh, CER: 5 USD/t-CO ₂)	9 - 4
表 9-6	キャッシュフロー (400 Rp./kWh, CER: 10 USD/t-CO ₂)	9 - 5
表 9-7	キャッシュフロー (390 Rp./kWh, CER: 0 USD/t-CO ₂)	9 - 5
表 9-8	キャッシュフロー (390 Rp./kWh, CER: 5 USD/t-CO ₂)	9 - 6
表 9-9	キャッシュフロー (390 Rp./kWh, CER: 10 USD/t-CO ₂)	9 - 6
表 9-10	キャッシュフロー (380 Rp./kWh, CER: 0 USD/t-CO ₂)	9 - 7
表 9-11	キャッシュフロー (380 Rp./kWh, CER: 5 USD/t-CO ₂)	9 - 7
表 9-12	キャッシュフロー (380 Rp./kWh, CER: 10 USD/t-CO ₂)	9 - 8
表 9-13	温室効果ガス排出削減コスト	9 - 8
表 10-1	DOE によるデスクレビューの結果と対応策	10 - 1

図リスト

図 1-1	インドネシアにおける外国投資額の推移	1 - 5
図 1-2	インドネシアにおける一次エネルギー消費量の推移	1 - 6
図 1-3	インドネシアにおける一次エネルギー源の構成	1 - 6
図 1-4	インドネシアにおける石油の生産・消費量の推移	1 - 8
図 1-5	インドネシアにおける天然ガスの生産・消費量の推移	1 - 9
図 1-6	インドネシアにおける石炭の生産・消費量の推移	1 - 10
図 1-7	インドネシアにおける水力発電量の推移	1 - 10
図 1-8	インドネシアの CDM 実施体制	1 - 22
図 1-9	インドネシアの CDM 審査プロセス	1 - 28
図 2-1	プロジェクト実施体制	2 - 4
図 2-2	調査実施体制図	2 - 6
図 2-3	東ジャワ州およびシドアルジョ県位置図	2 - 6
図 2-4	プロジェクト位置図	2 - 9
図 2-5	廃棄物処理場見取り図	2 - 10
図 2-6	廃棄物発電システム図	2 - 11
図 2-7	廃棄物処理フロー図	2 - 12
図 3-1	プロジェクト参加者の関係と役割	3 - 1
図 4-1	ベースライン設定用のディシジョンツリー（廃棄物管理）	4 - 2
図 4-2	ベースライン設定用のディシジョンツリー（電力系統）	4 - 7
図 4-3	プロジェクト領域	4 - 12
図 4-4	直接影響の設定フロー	4 - 15
図 4-5	間接影響の設定フロー	4 - 16
図 6-1	メタン排出量推計モデル選択のためのディシジョンツリー	6 - 8
図 6-2	JAMALI グリッドの電力需要の時刻変化	6 - 17

略語集

略語	正式名	日本語訳
1. AMDAL	Analisa Mengenai Dampak Lingkungan	環境影響評価制度
2. ANDAL	Analisis Dampak Lingkungan	環境影響評価報告書
3. BGP	Background Paper	IPCC バックグラウンドペーパー
4. BM	Build Margin	ビルドマージン
5. CAR	Corrective action request	修正事項
6. CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
7. CER	Certified Emission Reduction	排出削減量
8. CL	Clarification	確認事項
9. COP	Conference of the Parties	締約国会議
10. DNA	Designated National Authority	指定国家機関
11. DOE	Designated Operational Entity	指定運営機関
12. DPD	Dewan Perwakilan Daerah	地方代表議会
13. DPR	Dewan Perwakilan Rakyat	国会
14. FDS	Final Disposal Site	廃棄物最終処分場
15. EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
16. GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
17. GPG	Good Practice Guidance	IPCC グッドプラクティス ガイダンス
18. IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
19. IMW	PT Imam Manunggal Wijaya	IMW 社 (事業実施者)
20. IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	気候変動に関する 政府間パネル
21. LFG	Landfilled Gas	埋立てガス
22. LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス

<u>略語</u>	<u>正式名</u>	<u>日本語訳</u>
23. MPR	Majelis Permusyawaratan Rakyat	国民協議会
24. MSW	Municipal Solid Waste	都市廃棄物
25. NO _x	Nitrogen Oxides	窒素酸化物
26. OE	Operational Entity	運営機関
27. OM	Operating Margin	オペレーティングマージン
28. PDD	Project Design Document	プロジェクト設計書
29. PLN	PT Perusahaan Listrik Negara	PLN 社 (電力公社)
30. QA/QC	Quality Assurance/ Quality Control	品質保証・品質管理
31. SO _x	Sulfur Oxides	硫黄酸化物
32. SPM	Suspended Particulate Matter	浮遊粒子状物質
33. TDS	Temporary Disposal Site	廃棄物第 1 収集所
34. UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組条約
35. WES	Waste Energy Systems, Ltd.	WES 社 (プラントメーカー)

第 1 章 インドネシア国の概要とプロジェクトの背景

1-1 インドネシアの地理・気候・人口

1-1-1 地理

インドネシア共和国は 17,000 以上の島々からなる世界最大の島嶼国家であり、その国土は東西約 5,120km、南北約 1,760km に広がり、海岸線の総延長は約 54,000km である。国土面積は約 189 万 km² (日本の約 5 倍) で、マレーシア、パプアニューギニア、東ティモールと国境を接している。

インドネシア共和国で面積の大きい島は、順にカリマンタン島、スマトラ島、パプア島 (イリアン・ジャヤ島)、スラウェシ島、ジャワ/マデュラ島で、これら 5 島の合計面積が国土面積全体の 92% 以上を占めている。

1-1-2 気候

インドネシアは全土に亘り年間を通じて気温がほぼ一定であり、季節の変化は見られない。低地での平均気温はほぼ摂氏 26 度から 28 度の間であるが、日中の気温変化は激しく、日中最低 20 度から最高 34 度まで上がることもある。

また、全土が湿潤な気候であり、年間降水量が 2,000mm 以下の地域は非常に少ない。インドネシアには北東からのモンスーンが 11 月から 3 月の間に起こり、風速 15 ~ 50km の風が吹き、同国中部や西部に激しい雨をもたらす。一方、6 月から 9 月の間には南西からのモンスーンが風速 25km で吹くものの、南西モンスーンによる降雨量は地形の影響で少ない。また、モンスーンのない 9 月から 10 月までの期間には対流性降雨や雷雨が発生する。

1-1-3 人口

インドネシアの総人口は 2004 年の統計によれば 238,452,952 人 (推定) となっており、中国、インド、アメリカに次ぐ世界で第 4 位の人口を有している。また、人口増加率 (2004 年統計推定値) は 1.49% となっている。同国にある主な都市はジャカルタ (推定人口 988 万人)、スラバヤ (同 219 万人)、バンドン (同 260 万人) である。

インドネシアにある 17,000 以上の島々のうち、およそ 6,000 島に現在居住者がいるが、そのうち 6 割近くが首都ジャカルタのあるジャワ島に集中している。

民族構成はジャワ系 45%、スンダ系 14%、マドゥラ系 7.5%、マレー系 7.5%、その他 26% となっている。

1-2 インドネシアの政治・経済

1-2-1 政治体制

インドネシアは独立前の 1945 年 6 月に、独立に向けた「パンチャシラ 5 原則」と呼ばれるインドネシアの建国理念を発表した。この理念は 1945 年憲法に盛り込まれ、更に 1966 年の国民協議会においてはあらゆる法の根源であると規定された。その建国理念の内容は以下のとおりである。

1. 全知全能の神への信仰
2. 公正にして善良な人道主義
3. インドネシアの統一
4. 代表者間の協議による全会一致の叡智によって指導される民主主義
5. 全インドネシア国民に対する社会正義

この理念が発表された経緯には、インドネシア共和国は特定の民族が独立して建国されたのではなく、オランダの植民地支配の領域に散在する無数の島々がそのまま統一国家として独立したものであるため、多民族国家の統一のためには憲法を越える崇高な規範が必要とされたものと理解される。

このほか、新しい統一国家を創造するための政策としては、言語統一が挙げられる。インドネシア共和国には 300 を越える母語が存在する中、多数派であるジャワ語を国語として採用することなく、古代のマレー語であるムラユ語を習得しやすく改良・再生したインドネシア語を普及させるよう努められている。

インドネシア共和国の略史を表 1-1 に示す。

表 1-1 インドネシア共和国の略史

1942 年	日本軍、オランダ軍を破り、インドネシアを占領。
1945 年	インドネシア独立宣言（8 月 17 日）。初代大統領にスカルノが就任。
1965 年	「9 月 30 日事件」（インドネシア共産党によるクーデター未遂事件）発生。
1967 年	スハルト、大統領代行に就任。
1968 年	第 2 代大統領にスハルトが正式に就任。
1998 年	第 3 代大統領にハビビがスハルトに代わり就任。
1999 年	第 4 代大統領にアブドゥルラフマン・ワヒッドが就任。
2001 年	アブドゥルラフマン・ワヒッド大統領解任。 第 5 代大統領にメガワティが就任。
2004 年	初の大統領直接選挙の結果、第 6 代大統領にスシロ・バンバン・ユドヨノが就任。

1-2-2 議 会

(1) 国民協議会 (MPR)

国民協議会 (MPR) は、国会 (DPR) と地方代表議会 (DPD) の議員から構成されており、少なくとも 5 年に 1 度開催され、憲法の制定及び改正、正・副大統領の任命等を行う。MPR の議員数は 678 名で、このうち 550 議席は国会議員が兼任し、残りの 128 議席は地方代表議員 (32 州からそれぞれ 4 名) で構成される。MPR 議員の任期は 5 年間である。

1. 国会 (DPR)

国会 (DPR) は少なくとも 1 年に 1 回開催され、法律制定・執行の管理、予算法案の制定等を行う。DPR 議員は直接選挙により選出されており、議員定数は 550 名、任期は 5 年間である。2004 年 4 月 5 日および 1999 年 6 月 7 日に実施された総選挙の結果 (得票数、得票率、国会における各政党の議席数) を表 1-2 に示す。

表 1-2 総選挙の結果とインドネシア国会内の主要政党議席数

政党名	選挙日：2004 年 4 月 5 日			(参考：1999 年)	
	得票数	得票率	議席数	得票率	議席数
ゴルカル党	24,480,757	21.58%	128	22.44%	120
闘争インドネシア民主党	21,026,629	18.53%	109	33.74%	153
民族覚醒党 (PKB)	11,989,564	10.57%	52	12.61%	51
開発連合党 (PPP)	9,248,764	8.15%	58	10.71%	58
民主党 (PD)	8,455,225	7.45%	57	-	-
福祉正義党 (PKS)	8,325,020	7.34%	45	1.36%	7
国民信託党 (PAN)	7,303,324	6.44%	52	7.12%	34
月星党(PBB)	2,970,487	2.62%	11	1.94%	13
改革の星党 (PBR)	2,764,998	2.44%	13	-	-
福祉平和党 (PDS)	2,414,254	2.13%	12	-	-

(出典：外務省)

注) 次回総選挙への参加条件である国会総議席の 2%以上獲得した政党のみ記載。

2. 地方代表議会 (DPD)

地方代表議会 (DPD) は少なくとも 1 年に 1 回開催され、その主な役割としては地方自治、中央と地方との連絡、地方自治体の統合・分離、天然資源開発、

地方財政に関する法律の制定、法の執行の監督等が含まれる。議員は各州における直接選挙によって選出される。

1-2-3 インドネシア経済の現状

インドネシア政府は 1997 年 7 月のアジア通貨危機以後、IMF との合意に基づく経済構造改革を実施した。その結果、低金利政策等の効果によって拡大する民間消費や天然資源、機器類、衣料品などの輸出増に支えられ、国内経済は回復の兆しを見せている。この IMF プログラムからは 2003 年末に卒業した一方で、投資環境の改善や雇用問題（8.7%：2003 年予測）が依然として重要課題とされており、ユドヨノ政権による積極的な取り組みが進められている。

今後のインドネシア経済への影響として、新政権に対する不安、テロ再発の懸念、そして 2004 年末に発生したスマトラ沖大地震と津波による被害の影響があり、これらが外国投資を減少させる可能性がある。

外国投資はアジア通貨危機以降、2000 年には 160.8 億ドルと回復傾向を示したものの、その後の政情不安定等を背景に低下しており、2002 年には、前年比 35%減の 98 億ドルとなり、経済危機発生以降最低の水準となった（図 1-1 を参照）。

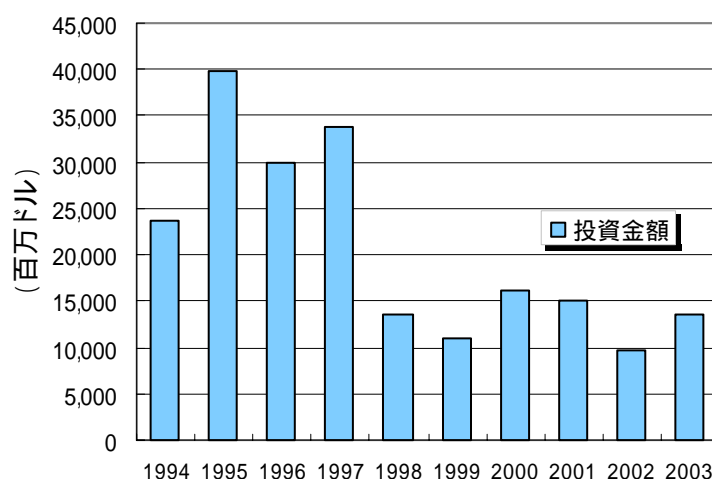
通貨レートは 2004 年 5 月半ばに 1 ドル = 9,000 ルピア台に下落して以降、原価傾向が続いている。

表 1-3 にインドネシアの主要経済指標を示す。

表 1-3 インドネシアの経済動向

項目	単位	2001 年	2002 年	2003 年
GDP（名目）	億ドル	1,453	2,038	2,433
一人当たり GDP（名目）	億ドル	673	804	954
経済成長率（実質）	%	3.4	3.7	4.5
物価上昇率	%	12.6	10.0	5.1
総輸出額	百万ドル	56,447	58,120	61,058
総輸入額		31,010	31,289	32,610

（出典：外務省）



(出典：インドネシア投資調整庁)

図 1-1 インドネシアにおける外国投資額の推移

1-3 インドネシアのエネルギー事情

1-3-1 エネルギー関連行政

インドネシアは天然資源に恵まれた国であり、特に石油、天然ガス、石炭の化石燃料資源は豊富である。近年は国内の工業分野における成長が著しいが、同国の経済、産業は依然としてこれらの天然資源に大きく依存している。インドネシアの地下資源は国家の所有であるとされており、エネルギー政策の担当はエネルギー・鉱物資源省が行い、同省傘下の 3 庁、電力・エネルギー庁 (LPE)、石油・ガス庁 (MIGAS)、そして地質・鉱物庁 (GSM) もそれぞれのセクターにおける政策策定を行う。

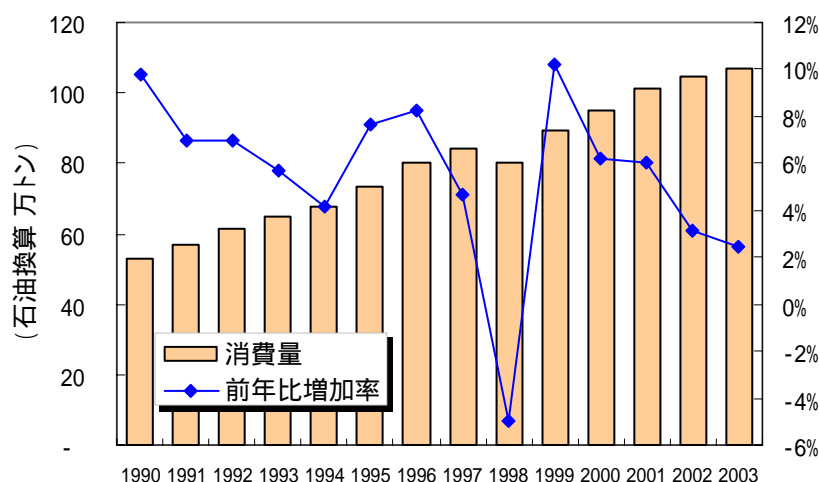
表 1-4 インドネシアの天然資源

エネルギー源	資源量	埋蔵量		
		期待量	確認量	計
石油 (十億バレル)	84.5	5.1	4.5	9.6
天然ガス (兆立方フィート)	384.3	94.7	75.5	170.2
石炭 (十億トン)	38.9	5.4	11.6	16.9
水力エネルギー (MW)	240,000	-	-	-
地熱エネルギー (MW)	19,658	-	-	-

(出典：エネルギー・鉱物資源省 2001 年)

1-3-2 エネルギー資源

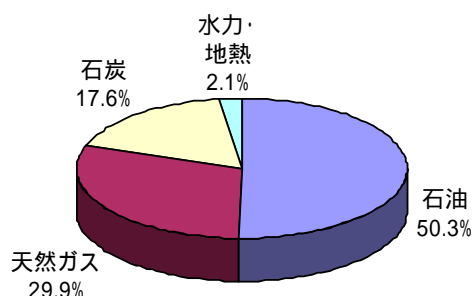
2003 年のインドネシアにおける総一次エネルギー消費量は図 1-2 に示すように、107 百万トン（石油換算）であり、前年と比べて 2.4%増加している。消費量はアジア通貨危機が起きた翌年の 1998 年を除いて、1990 年以降は毎年平均 5%程度で増加を示している。



(出典：BP “Statistical Review of World Energy 2004”)

図 1-2 インドネシアにおける一次エネルギー消費量の推移

インドネシアの一次エネルギーは石油、天然ガス、石炭、水力及び地熱エネルギーで構成されており、2003 年におけるそれぞれの割合は図 1-3 が示すように最大のエネルギー源である石油に続いて、天然ガス、石炭となっており、同国の化石燃料に対する依存度の高さを示している。なお、バイオマスエネルギーは薪や木屑などが家庭燃料として村落地域では特に広く利用されているが、統計へのカウント困難であり、以下のデータには繁栄されていない。



(出典：BP)

図 1-3 インドネシアにおける一次エネルギー源の構成（2003 年）

近年のインドネシアにおけるエネルギー源は、枯渇の兆候が見える石油から天然ガスや石炭へと移りつつある。1990 年には石油が一次エネルギー消費量の約 70% を占めていたが、その割合は図 1-3 が示すように 50.3% にまで低下した。一方で、約 18% を占めていた天然ガスが 29.9% に、そして約 8% を占めていた石炭が 17.6% にそれぞれ増加した。

(1) 石油

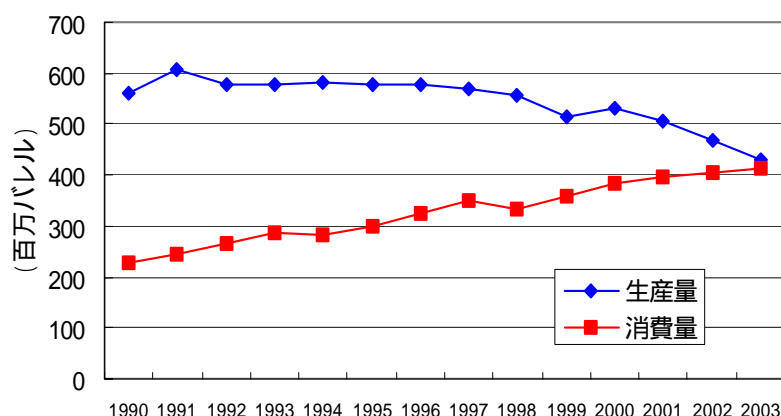
インドネシアは、ブルネイと共に東南アジア地域で唯一石油資源に恵まれた国であり、1893 年から石油の商業生産を行っている。また、インドネシアは東南アジア地域で唯一、石油輸出国機構（OPEC）に加盟する国である。

インドネシアは環太平洋火山帯に位置しており、地殻活動が活発で地層構造が複雑になっており、中小規模の油田が国内に広く散在している。しかし、大規模な油田はごく少数しかなく、しかもそれらは生産の開始から 50 年以上が経ち、可採埋蔵量の過半は採掘されて近年では生産量が低下の傾向にある。

既出の表 1-4 に示すように、2001 年での同国における石油の確認埋蔵量は約 51 億バレルであるとされ、2003 年の年間の石油生産量は約 4.3 億バレルであるため、このまま新しい油田が開発されないとすれば、約 12 年で同国の石油資源は尽きることになる。なお、確認埋蔵量のうち約 2 割がオフショアで発見されたものである。

しかし、新たな大規模油田は発見されておらず、図 1-4 に示すようにインドネシア全体の石油生産量は頭打ちあるいは徐々に低下の傾向がうかがえる。それゆえ現在では石油増産のため、生産量が低下した油田を活性化する原油の二次回収（増進回収・増産回収技術：Enhanced Oil Recovery）の手法を適用し、費用がかさむオフショア油田の探査・開発を行わざるを得ない状況にある。

一方で、インドネシアは人口増加が著しく、経済成長に合わせて民生の石油需要も増加することを考えれば、今後もさらに石油の消費量が伸びることが予測され、近い将来インドネシアは石油輸出国から輸入国に転ずるものと考えられる。



(出典：BP)

図 1-4 インドネシアにおける石油の生産・消費量の推移

(2) 天然ガス

インドネシア共和国には、約 170 兆立方フィートの天然ガス埋蔵量（確認埋蔵量約 76 兆立方フィート、期待埋蔵量約 95 兆立方フィート）があるとされている。2003 年の同国における天然ガスの年間生産量は約 2.5 兆立方フィートで、この状態が続くとすれば、可採年数は 68 年程度と推定される。

同国の天然ガスの主な生産地は、北スマトラ、東カリマンタン、そして東ジャワである。地球温暖化防止対策あるいは硫黄酸化物の排出削減対策等、天然ガス利用の効果が認められている今日では、同国にとって天然ガス資源は先細りの感のある石油に替わるエネルギー資源として重要な意味を持つ。

天然ガスの輸出入には、気体のままパイプライン輸送する方法の他に、液化して、LNG (Liquefied Natural Gas) として船舶輸送する方法がある。経済性の観点から前者は天然ガス生産地と消費地が比較的近く、天然ガスの供給量が多い場合に適し、後者は逆に天然ガス生産地と消費地が距離的に遠く、供給量が少ない場合に適するとされている。パイプライン輸送と LNG 輸送の別に関係なく、天然ガス輸送あるいは輸出入には、石油や石炭と違い、輸出側も輸入側も相当の規模の設備投資が必要となるため、いわゆるスポット市場が天然ガスの場合は存在せず、設備投資の回収が可能な 30 年内外の長期間に亘る契約がベースになっている。

インドネシアの主な天然ガス生産地である北スマトラ、ジャワ、そして東カリマンタンは、天然ガスの消費地に遠いため、生産される天然ガスは LNG として輸出する方法が多く採られてきた。現在、インドネシアは世界最大の LNG の輸出国となっており、主な輸出先は、日本（67%）、韓国（19%）、そして

台湾（13%）となっている。なお、日本は世界で生産される LNG のおよそ 5 割を輸入する、最大の LNG 消費国となっている。

近年のインドネシアの天然ガス生産量および消費量の推移を図 1-5 に示す。図のとおり、1990 年代には消費量が増加していたものの、アジア通貨危機以降はほぼ横ばいとなっている。一方で、2003 年の国営ガス公社（Perusahaan Gas Negara: PGN）の民営化に伴い、今後はガス利用が促進されると予測される。

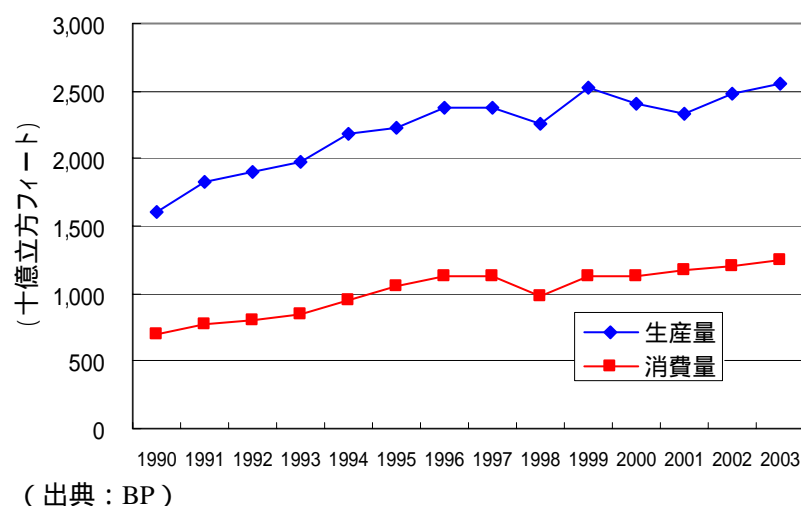


図 1-5 インドネシアにおける天然ガスの生産・消費量の推移

(3) 石炭

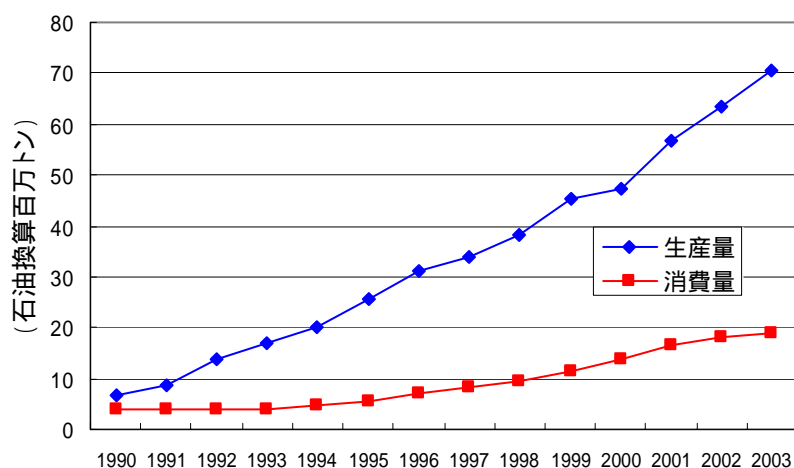
インドネシアは石炭資源にも恵まれており、その埋蔵分布は、スマトラとカリマンタンに集中している。

同国には、約 170 億トンの石炭が埋蔵されているとされ(確認埋蔵量は約 116 億トン、期待埋蔵量約 54 億トン)、現在の石炭生産ペースが続けば、インドネシア国内でこの先 200 年近く石炭が採掘可能とされる。

インドネシアで産出する石炭は、亜炭/褐炭 (Lignite) が 59%、亜瀝青炭が 27%、瀝青炭が 14%の比率である。同国で採れる石炭は、硫黄分や灰分が少なく、燃焼による二酸化硫黄、煤煙の発生量が少ないという特徴があり、大気汚染防止の目的で輸出が促進されており、国内の全石炭生産量の約 75%は輸出用である。

また、インドネシア国内の石炭消費は発電所(全体の約 69%)によるものが最も多く、残りはセメント業、パルプ・製紙業、冶金となっている。

石炭の生産量・消費量の推移を図 1-6 に示す。天然ガスと同様に、石油の代替資源として石炭の生産量は急増しており、消費量も経済活動の活発化とともに増加傾向にある。

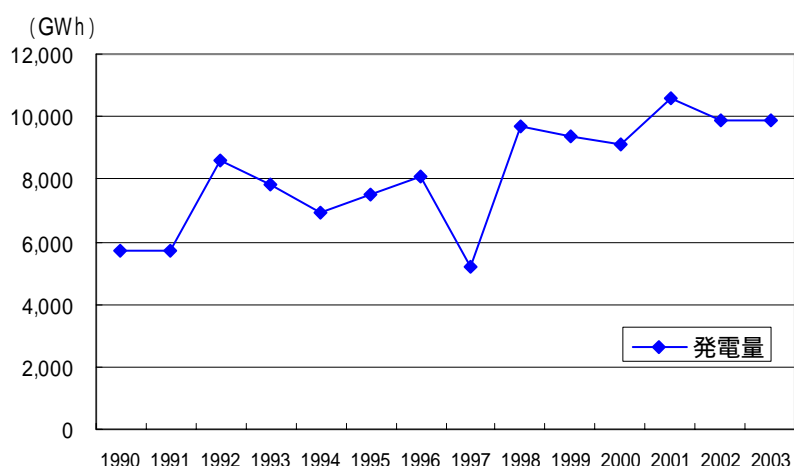


(出典：BP)

図 1-6 インドネシアにおける石炭の生産・消費量の推移

(4) 水力エネルギー

図 1-7 に示すとおり、1998 年以降の水力発電量はほぼ横ばいで推移している。



(出典：BP)

図 1-7 インドネシアにおける水力発電量の推移

(5) 地熱エネルギー

インドネシアの国土は環太平洋火山帯に属し、世界でも有数の地熱エネルギーのポテンシャルを有している。同エネルギーは以前より発電利用されてきたが、最近では地球温暖化対策としてもその利用が注目されている。

国内に設置されている地熱発電所の設置容量はおよそ 800MW であり、インドネシア政府はこれを 2010 年までにおよそ 2,000MW にまで増加させる方針である。インドネシア国内には 200 箇所以上で地熱源が発見されており、その発電能力は 20,000MW に達するとされる。地熱源はスマトラ (49%)、ジャワバリ (29%)、スラウェシ (8%) で主に発見されている。地熱エネルギー利用による発電量は増加傾向にあるものの、国内の総発電量に占める割合はまだ僅かである。

(6) 再生可能エネルギー

インドネシアでは約 6,000 の島々に人口が点在しているが、これら全ての島々を電力系統と連系することは難しく、現在でも多くの島では無電化状態が続いている。その対策として政府も注目しているのが、インドネシアの地理的な好条件によって可能となる、バイオマスや太陽エネルギーなどのクリーンエネルギー利用による発電である。

インドネシアの高温多湿な気候により、バイオマス資源は国内に豊富に貯蔵しており、それらが吸収した太陽エネルギーを高効率で回収するシステムが機能すれば、再生可能なエネルギーシステムを実現する可能性は充分にあると考えられる (表 1-5 を参照)。

国内外のクリーンエネルギーへの期待を反映して、インドネシア政府による支援プログラムも設置されており、それらの普及が今後進むと考えられる。

表 1-5 バイオマスエネルギーポテンシャル

バイオマス エネルギー源	ポテンシャル (百万トン)
もみ殻	14.3
パームオイル	8.5
サトウキビの絞りかす	6.5
ココナツ (殻・繊維)	3.1

(出典: World Energy Council)

1-4 エネルギー関連政策

1-4-1 概況

インドネシア国のエネルギー政策の作成を主に担当するエネルギー・鉱物資源省は、下表に示す 5 項目をインドネシアのエネルギー政策の基礎としている。

表 1-6 インドネシアのエネルギー関連政策

目的	概要
エネルギー源の多様化	持続可能な発展に必要なエネルギー供給を確保するために資源構成の多様化を図る。埋蔵量が豊富である石炭、天然ガスや再生可能エネルギーの利用向上を促進する。
エネルギー源の探索	国家のエネルギー資源ベースを拡大するために資源探査活動を促進する。
エネルギー源の保全	エネルギーの開発から利用の全ての段階において資源保護を実践する。
エネルギー価格の適正化	市場メカニズムをエネルギー価格の決定に段階的に適用する。
持続可能性と環境保護	エネルギーの開発、利用段階で地域レベルから地球レベルでの環境への影響を最小化し、次世代への負担を軽減する。

1-4-2 再生可能エネルギー政策

1. 政策・法令

インドネシアの第 5 次（1988-93）および第 6 次（1994-99）五ヵ年開発計画では、商業用エネルギーの需要に対する石油消費を、代替エネルギーを促進することによって低減させる政策を取ることがうたわれている。

これに対応する具体的な石油消費の抑制を目指す法令として、「省エネルギーに関する大統領令（1991 年第 43 号）」があり、代替エネルギーとして再生可能エネルギー等の開発が進められている。

2. 担当機関

インドネシアにおける本プロジェクトに関連した再生可能エネルギーを担当する政府機関は表 1-7 に示すとおりである。

表 1-7 再生エネルギー関連機関

担当機関	概要
国家経済開発庁 電力・エネルギー開発 / 鉱業局 (BAPPENAS)	再生可能エネルギープロジェクト等や政府補助金の決定、政府プロジェクトの提携先の指名を行う。
省庁間エネルギー調整会議 (BAKOREN)	国のエネルギープログラムを調整しており、インドネシアにおけるエネルギー政策及び意思決定を行う。
鉱山エネルギー省 電力・エネルギー開発総局	BAKOREN に関する主務官庁であり、国営電力会社 PLN やエネルギー会社を監督している。
科学技術評価応用庁 (BPPT)	代替エネルギーの技術開発、パイロットプロジェクトや実用化段階以前のプロジェクトにも関与している。

1-5 環境政策および環境基準

1-5-1 環境政策および担当機関

インドネシアでは、1972 年のストックホルム国連人間環境会議を契機に、国家環境委員会を設置し、その後 1978 年には環境開発省 (PPLH) が設置され、環境政策全般にわたって政策決定を行うこととなった。同省は 1982 年に環境基本管理法を交付し環境管理の基本原則を明らかにするとともに、他の環境関連法規に対する基本方針を示した。翌 1983 年には環境開発省が人口環境省と改称され、環境問題と人口問題を同時に扱うようになった。

1986 年には環境影響評価に関する政府規制 (AMDAL) が公布され、その実施機関として環境影響評価に関する中央委員会が発足した。さらに 1990 年に環境政策の実施機関として環境管理庁 (BAPEDAL) が人口環境省の下に新たに設置され、州ごとに地域計画庁 (BAPPEDA) および地域環境局 (BKLH) も設置された。1993 年に人口環境省は、地球環境問題にも対応する環境省 (State Ministry of Environment) に改編された。

2002 年に環境省と環境管理庁 (BAPEDAL) は統合されて、(新)環境省 (Ministry of Environment) となり、同省は環境政策の策定、環境基準の設定、省庁間の調整等を担当する。また、具体的な環境政策や規制策定の権限は個々の省庁が行っており、例えばエネルギーや電力に関するものはエネルギー・鉱物資源省が、あるいは都市開発やそれに伴う環境管理に関するものは公共事業省が行っている。

1-5-2 環境基準

本プロジェクトの実施に対して適用されるインドネシアの主な環境規制・基準には以下が含まれる。

(1) 大気汚染

大気中の有害物質の濃度および産業部門の排出基準は、1988 年の人口環境省令「環境基準の設定に関する人口環境省決定通達(KEP-02/MENKLM/1988)」によって初めて定められた後、1999 年に政令 41 号が公布された。大気中濃度については二酸化硫黄、一酸化炭素など 9 種類について基準が定められており、排出基準は硫黄酸化物、窒素酸化物など 19 の物質について 3 段階で設定され、各地域の状況を勘案して決められている(表 1-8 参照)。

大都市では自動車排出ガスによる大気汚染が最大の課題であるため、環境管理庁は 1992 年 7 月にブルースカイ大気清浄化プログラムを開始し、ジャカルタ、バンドン、スラバヤ、スラマンの四大都市において自動車の浮遊粒子状物質排出量を 50%削減することを目標に対策が進められている。

1995 年にはセメント、パルプ、石炭火力発電、鉄鋼の 4 業種および自動車の排ガス基準が定められており、今後も産業や発電部門などの固定発生源からの排ガスの汚染物質を減少させるためのプログラムをさらに充実させようとしている。

表 1-8 大気汚染物質排出基準

Items	Unit	Emission Standard		
		Strict	Moderate	Loose
Sox	gSO ₃ /Nm ³	0.2	0.25	0.3
NO _x	g/Nm ³	1.7	4.6	4.6
CO	g/Nm ³	1	1	1
SPM	g/Nm ³	0.4	0.5	0.6
H ₂ S	ppm (v/v)	5	50	6.25
CH ₃ SH	ppm (v/v)	0.002	-	0.01
NH ₃	ppm (v/v)	1	-	5
Cl	gHCl/Nm ³	0.2	0.25	0.3
HCl	gHCl/Nm ³	0.4	0.5	0.6
Fluoride	gHF/Nm ⁴	0.02	0.02	0.02
Pb	g/Nm ³	0.025	0.025	0.04
Acid Gas	gSO ₃ /Nm ³	3.5	6	7.5
Zn	g/Nm ³	0.1	0.1	0.15
Hg	g/Nm ³	0.01	0.01	0.02
Cd	g/Nm ³	0.015	0.125	0.025
As	g/Nm ³	0.25	0.25	0.04
Sb		0.25	0.25	0.04
Radioactive		-	-	-
Graphite		-	-	-

(出典) 環境省

(2) 水質汚濁

水質汚濁の基準については 1974 年の水資源開発法の区分にあわせて、河川および海域の水質基準が定められている。排水基準としては、まず 1998 年の人口環境省大臣令 (KEP-02/MENKLH/I/1988 号) により「環境基準の設定に関する指針」としてすべての産業に対して一律に基準が設定された。

その後、1991 年の人口環境省大臣令 (KEP-03/MENKLH/ /1991 号) 「既存の工場に対する排水規制に関する環境省大臣決定」によって、苛性ソーダ、電気メッキ、製革、石油精製、パーム油、パルプ・製紙、ゴム、精糖、タピオカ、繊維、尿素肥料、エタノール、グルタミン酸ソーダ及び合板の 14 業種を対象にそれぞれの排水に係わる最大許容値が設定され、さらに表 1-9 に示す基準が設定された。また、この 1991 年の大臣令により 1988 年の大臣令は廃止された。

表 1-9 水質汚濁物質排出基準

Items	Unit	Category			
		I	II	III	IV
1 Temperature		35	38	40	45
2 TDS	mg/l	1,500	2,000	4,000	5,000
3 TDD	mg/l	100	200	400	500
Chemical					
1 pH	mg/l	6-9	6-9	6-9	6-9
2 Dissolve Iron	mg/l	1	5	10	20
3 Dissolve Mn	mg/l	0.5	2	5	10
4 Barium	mg/l	1	2	3	5
5 Copper	mg/l	1	2	3	5
6 Zinc	mg/l	2	5	10	15
7 Hexavalent Chromium	mg/l	0.05	0.1	0.5	1
8 Total Chrom	mg/l	0.1	0.5	1	2
9 Cadmium	mg/l	0.01	0.05	0.1	0.5
10 Mercury	mg/l	0.001	0.002	0.005	0.01
11 Lead	mg/l	0.03	0.1	1	2
12 Tin	mg/l	1	2	3	5
13 Arsenic	mg/l	0.05	0.1	0.5	1
14 Selenium	mg/l	0.01	0.05	0.5	1
15 Nickel	mg/l	0.1	0.2	0.5	1
16 Cobalt	mg/l	0.2	0.4	0.6	1
17 Cyanide	mg/l	0.02	0.05	0.5	1
18 Sulfide (H ₂ S)	mg/l	0.01	0.05	0.1	1
19 Flouride	mg/l	0.5	2	3	5
20 Free Chlorine	mg/l	0.5	1	2	5
21 Ammonia	mg/l	0.02	1	5	20
22 Nitrate	mg/l	10	20	30	50
23 Nitrite	mg/l	0.06	1	3	5
24 BOD	mg/l	20	50	150	300
25 COD	mg/l	40	100	300	600
26 MBAS	mg/l	0.5	5	10	15
27 Phenol	mg/l	0.01	0.5	1	2
28 Organic Oil	mg/l	1	5	10	20
29 Mineral Oil	mg/l	1	10	50	100
30 Radioactivity					
31 Pesticide					

Category I: 放流先が水道水源として利用されている場合

Category II: 放流先が公園等に指定されている場合

Category III: 放流先が養魚場、牧場等の水源となっている場合

Category IV: 放流先が農業用の水源となっている場合

(出典) 環境省

(3) 悪臭・騒音

表 1-10 に騒音基準を、また、表 1-11 に悪臭に関する基準を示す。

表 1-10 騒音基準

Area Allocation		Noise Level dB (A)
1	Housing & Settlement	55
2	Trading & service	70
3	Office & Commercial	65
4	Green Open Area	50
5	Industries	70
6	Government & Public facility	60
7	Recreation	70
8	Special :	
	- Airport	*)
	- Station	*)
	- Harbor	70
	- Culture reserve	60
Activity Field		Noise Level dB (A)
1	Hospital or similar types	55
2	School or similar types	55
3	Worship places or similar types	55

*) Adjusted with the Communication Minister regulation

(出典) No. Kep-48/MENLN/11/1996

表 1-11 悪臭基準

No.	Parameter	Unit	Limited value	Measurement Method	Instrument
1	Amonia	ppm	2.0	Indophenol	Spectrophotometer
2	Metil Merkaptant	ppm	0.002	Gas Absorption	Gas Chromatograph
3	Hydrogen Sulphit	ppm	0.02	Mercury Tiosianateb Gas absoprthion	Spectrophotometer Gas Chromatograph
4	Metil Sulfite	ppm	0.01	Gas Absorption	Gas Chromatograph
5	Stirene	ppm	0.1	Gas Absorption	Gas Chromatograph

(出典) No. Kep-50/MENLN/11/1996

(4) 環境影響評価

1986 年に初めて導入された国レベルの環境影響評価制度 (AMDAL) は、環境に影響を及ぼすと思われる事業活動に対して環境影響評価の実施を義務付けている。現在の AMDAL 制度は 2001 年の法令 17 号に基づいて行われており、その中で次に挙げる 14 の分野を AMDAL の対象事業と位置づけている。

- | | |
|------------|----------------|
| 1. 軍事施設の建設 | 8. 産業 |
| 2. 農業 | 9. 地域インフラ整備 |
| 3. 漁業 | 10. エネルギー・天然資源 |
| 4. 林業 | 11. 観光 |
| 5. 保健衛生 | 12. 核開発 |
| 6. 通信 | 13. 危険・有毒廃棄物 |
| 7. 衛星技術 | 14. 遺伝子工学 |

本プロジェクトが該当する AMDAL 対象分野はエネルギー・天然資源のセクターであり、同分野はさらに細かく鉱山業、電力、そして石油・天然ガスの各サブセクターに分類され、電力のサブセクターでは以下の事業が AMDAL の対象に指定されている。

表 1-12 環境影響評価の対象となる電力事業

	対象活動	対象規模	特に注意する点
1	電力ネットワークの構築	150kV	- 健康被害 - 土地取得等によるコミュニティーへの影響
2	火力発電所の建設	100MW 以上	- 大気・水質汚染、騒音 - 土地取得・住民移転等による経済的・社会的影響
3	地熱エネルギー開発および地熱発電所の建設	55MW 以上	- 大気・水質汚染、悪臭・騒音 - 自然生物への影響 - 土地取得等による経済的・社会的・文化的影響
4	水力発電所の建設	- 50MW 以上 - ダム高：15m 以上 - 停滞水域：200ha 以上	- 大気・水質汚染、悪臭・騒音 - 自然生物への影響 - 土地取得等による経済的・社会的・文化的影響 - ダム崩壊による洪水の危険性 - 水文への影響
5	太陽・風力・バイオマスエネルギー等を利用した発電所の建設	10MW 以上	- 景観問題 - 騒音問題 - 生態系への影響

環境への影響が重大であると判断され、AMDAL の対象となった事業に対しては、環境影響評価報告書（ANDAL）の作成が義務付けられる。

1-6 廃棄物事情・関連政策

有害廃棄物については、1993 年にインドネシアがバーゼル条約（有害廃棄物の国境間移動および処分に関する条約）を批准した事を受け、翌 1994 年に有害廃棄物規制法（政令第 19 号）が制定されており、さらに環境管理庁官告示の中で、有害とされる廃棄物の収集・運搬や処理・管理に関する規定が設けられている。

一方で、一般廃棄物に関する規制は設けられておらず、加えて廃棄物処理施設などの関連インフラの整備も遅れており、インドネシアの都市圏における近年の人口増加と経済発展に伴って急増する一般廃棄物の効率的な管理が重要な課題となっている。なお、地域によってまちまちな廃棄物の収集方法や廃棄物の定義など不明瞭な要素が多く、主要都市を含めた各都市における実際の廃棄物排出量は把握されていない。

ジャカルタ、ボゴール、バンドン、メダン、そしてスラバヤで実施された調査によると、これらの大都市では一人当たり 1 日平均 500 グラムの廃棄物が排出されており、このうち約 5 割から 7 割が有機性廃棄物であった。人口がおよそ 1 千万人のジャカルタを例にとると、1 日に出される廃棄物 5,000t のうち、その 5 割から 7 割にあたる 2,500t から 3,500t が有効利用可能な有機性廃棄物として毎日排出されていることになる。他にもインドネシア国内では以下の未利用廃棄物があると試算される。

表 1-13 インドネシアにおける未利用廃棄物量（予測）

廃棄物タイプ	ポテンシャル (百万トン)
農業廃棄物	144.5
プランテーション作物	64
都市廃棄物	36
林業廃棄物	10
合計	245.5

（出典：IMW）

また、先進国においては環境に優しい技術としてその効果が認められ、導入が進んでいる廃棄物のエネルギー転換、あるいは有機肥料などの堆肥への転換などの管理手法は、インドネシアでは現在まで全くと言っていい程導入されていない。その理由には、技術の採算性が低く、国内の廃棄物管理業者には受け入れられていないこと、そして政府も補助政策などの関連事業に対する支援政策を設けていない点がある。

1-7 気候変動対策と CDM への取り組み状況

1992 年 5 月、ブラジルのリオデジャネイロで開催された地球サミットにおいて 155 ヶ国が国連気候変動枠組条約 (UNFCCC) に署名し、その結果、努力目標として先進国の温室効果ガス (GHG) 排出量を 1990 年代の終わりまでに 1990 年のレベルに削減することが設定された。その後 1994 年 3 月に UNFCCC は発効され、1995 年より法的拘束力のある GHG 排出量の削減目標を含めた国際交渉がスタートし、1997 年の第 3 回気候変動枠組条約締結国会議 (COP3) までの合意が目標とされた。

これを受け、1997 年 12 月の COP3 (京都会議) では京都議定書が採択され、途上国には削減義務を課さない一方、条約の附属書締結国である先進国 (ロシア・旧東欧諸国を含む) に法的拘束力のある数値目標を設定し、それにより先進国全体で 2008 年から 2012 年の 5 年間平均において 1990 年比で 5% の削減を目標とし、その達成手段として京都メカニズムの導入が決定された。

ここで、クリーン開発メカニズム (Clean Development Mechanism: CDM)、共同実施 (Joint Implementation: JI)、排出量取引 (Emissions Trading) がそれぞれ京都議定書第 12 条、第 6 条、第 17 条として規定された。

2004 年 11 月 4 日に、京都議定書の批准に対してそれまで消極的だったロシアが同議定書の批准書を国連に寄託したことで、発行の 2 条件である、条約の締約国 55 カ国以上の締結、および 批准した附属書 国の 1990 年における合計 CO₂ 排出量が全附属書 国の合計排出量の 55% 以上が満たされ、同議定書はその日から 90 日後の 2005 年 2 月 16 日に発効した。

1-7-1 インドネシアの気候変動対策と CDM への取り組み状況

インドネシアは、1992 年 6 月 5 日に UNFCCC に調印し、それに続いて 1994 年 8 月 1 日には大統領が UNFCCC 批准法 (法律 No. 6/1994) を承認し、1994 年 8 月 23 日、国連事務総長に対し批准書を提出し締約国となった。1999 年 10 月には第 1 回国別報告書 (National Communication) を国連に提出している。

京都議定書に関しては 1998 年 7 月に調印、2004 年 12 月 3 日に批准している。

国内の CDM 実施体制としては、2003 年 4 月に環境省の下に設置された国家気候変動対策委員会 (National Commission for Climate Change) があり、同委員会は主に政策面の助言を行う。

国家気候変動対策委員会の下には CDM 国家委員会 (National Commission for Clean Development Mechanism: NC-CDM) が設置され、インドネシアの DNA としての機能を持つ (暫定)。同委員会は、メンバー 10 名とサポートの事務局および技術チームで構成され、必要に応じて専門家グループからの助言を受ける他、ステークホルダーフォーラムを開催する。

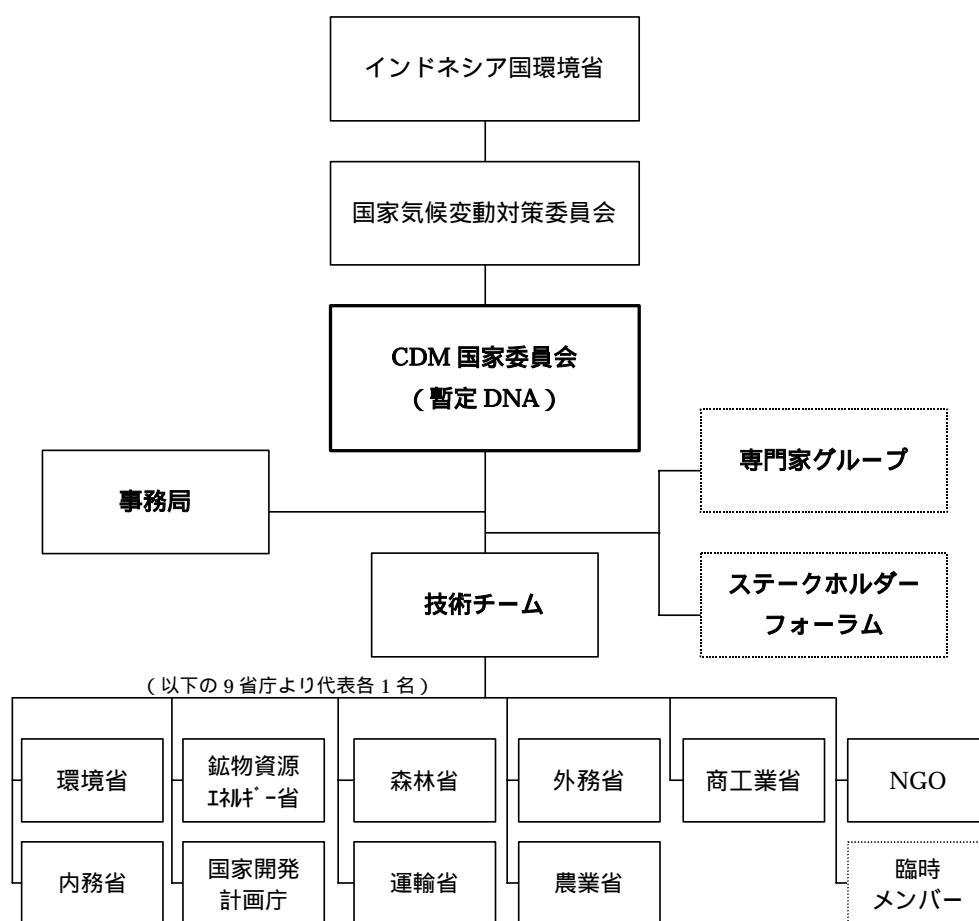
インドネシアの DNA (暫定) としての CDM 国家委員会の役割は主に以下である。

- 提案された CDM 事業に対するアドバイス
- 国内の CDM 事業のフォローアップ
- UNFCCC に対する報告等の諸連絡

同委員会はオプションとして以下を実施する機能を持つ。

- 投資家、プロジェクト実施者、およびステークホルダー間の仲介
- CDM 案件の提案・実施促進のための国内各機関のキャパシティビルディング
- CER 購入者・購入予定者に対する情報提供

図 1-8 にインドネシアにおける CDM 実施体制の組織図を示す。



(出典：CDM 国家委員会および NEDO)

図 1-8 インドネシアの CDM 実施体制

1-7-2 CDM 国家委員会の概要

上記のとおり、インドネシアの暫定 DNA である CDM 国家委員会は、委員会メンバー、事務局、技術チーム、そして専門家グループおよびステークホルダーフォーラムで構成される。それぞれの役割を以下に示す。

(1) CDM 国家委員会メンバー

a) 機能

- CDM プロジェクトの提案書に対するアドバイスの提供
(評価は技術チームの審査結果に基づく)
- 各プロジェクトの CDM 化に必要な書類のチェック、およびモニタリングや評価結果に関する承認ならびに UNFCCC への報告
- キャパシティービルディングや市場取引等、CDM プロジェクトのプロ

モーションに関わる委員会の政策および指針の策定

- 委員会の内部調整会議や政策決定会議の開催
- ステークホルダーフォーラムの開催
- 技術チームメンバーの任命・変更に関する関連諸機関との連絡
- 事務局職員の人事決定

b) メンバー構成

- 委員長 1 名と以下の 9 機関からの代表者各 1 名が選出される
 - ・ 環境省
 - ・ 鉱物資源エネルギー省
 - ・ 森林省
 - ・ 外務省
 - ・ 商工業省
 - ・ 内務省
 - ・ 国家開発計画庁
 - ・ 運輸省
 - ・ 農業省
- 委員長は大臣 (Minister Secretary) が務め、委員も兼任する
- メンバーは上記の参加省庁からの提案に基づき決定され、環境大臣の任命を受ける。

c) その他

- 委員会は年に 4 回以上の内部調整会議を開き、主に以下を実施する
 - ・ 事務局に提案された CDM プロジェクトに関する報告
 - ・ 技術チームメンバーや専門家の選定および招聘
- 委員会は年に 4 回以上あるいは 3 ヶ月ごとに政策決定会議を開き、提案プロジェクトに対する承認 / 棄却を行う

(2) 事務局

- a) 機能：国家委員会が行う業務の補佐を行う
- CDM プロジェクト提案書の評価プロセスの円滑化
 - 委員会の実施する業務の事務的補佐
 - 委員会が実施するプロモーション活動の補佐
 - ステークホルダー特別会議においてステークホルダーから寄せられるコメントの収集
 - 技術チームおよび専門家のメンバーリストの作成

b) 人員構成

- 事務局長は国家委員会により任命される
- 事務局長には補佐として財務・総務スタッフおよび通信・出版・全体補佐スタッフが充てられる

(3) 技術チーム

a) 機能

- 持続性クライテリアをベースとした提案プロジェクトの評価
- 専門家グループおよびステークホルダーとの連携
- 事務局を通じた評価報告書の国家委員会への提出
- 委員会が実施するプロモーション活動に対する助言の提供

b) メンバー構成

- 正メンバーと臨時メンバーで構成される
- 正メンバーは国家委員会のメンバーおよび NGO の代表 1 名となる
- 臨時メンバーは国家委員会のメンバーとなっている省庁の代表者、自治体の代表者、および NGO または個人で、CDM の専門家でかつ国家委員会より参加要請のあった者より選出される
- チーム長は正メンバーより選出され、国家委員会が決定する
- メンバーは各 CDM プロジェクトの内容によって国家委員会より招聘される

c) その他

- 1 つのプロジェクト提案書につき 1 つの技術チームが編成され、正メンバーと臨時メンバーが任命される
- 必要に応じて専門家からのサポートを得ることができるが、国家委員会の許可が必要となる
- 技術チームは担当業務を 21 日以内に完了させなければならない

(4) 専門家グループ

a) 機能

- 技術チームの補佐
- 国家委員会の要請による、提案プロジェクトの追加的評価
- 国家委員会の要請による、技術チームの評価結果に対するコメント

b) メンバーの専門性

- メンバーは CDM 関連あるいは持続可能な発展に関する分野の専門家である必要がある

- 以下の分野から専門家を集める
 - ・ エネルギー保全、再生可能エネルギー、森林管理、森林気象学、その他 CDM プロジェクトに直接的に関わる技術的な分野
 - ・ 社会・環境影響評価
 - ・ 経済影響評価（地域コミュニティー）
- c) その他
 - 持続性クライテリアをベースとして評価を行い、評価報告書を事務局に提出する
 - メンバーは担当業務を 5 営業日以内に完了させなければならない

(5) ステークホルダーフォーラム

- a) 機能
 - フォーラムは、提案された CDM プロジェクトに関する情報を公開するとともにプロジェクトに対するコメントを受け付ける場である
 - フォーラムは専門的なことに関して議論する場としてではなく、オープンで誰でも参加可能な話し合いの場として提供される
 - フォーラムは地域レベルで開催され、プロジェクト実施者はその記録を PDD に添付しなければならない
- b) フォーラムの種類
 - 電子フォーラム
 - ・ 国家委員会はインターネットを通じてインドネシア国内で実施中の CDM プロジェクトおよび国内で提案中の CDM プロジェクトに関する情報を公開し、コメントを受け付ける
 - ・ コメントは、PDD やステークホルダーとの打合せ記録を含めた全ての書類が準備されてから 30 日目以降に国家委員会のウェブサイトに掲載される(プロジェクト実施者は国家委員会に CDM プロジェクトを登録する際に地元の新聞でプロジェクトの内容を公開しなければならないとされる)
 - ステークホルダー特別会議
 - ・ プロジェクト実施者が国家委員会の認める理由なしに地元説明会を開かなかった場合に開かれる
 - ・ 地元説明会が開かれたが、批判・苦情 が解消されていない場合に開かれる
 - ・ 会議は 2 つ以上の省庁あるいは 10 人以上のステークホルダーの要請があった場合に開かれる

- c) フォーラム参加者
 - 参加者は、インドネシア国内で実施される CDM プロジェクトによって影響を受ける人々とする
 - 政府機関、非政府機関、民間企業、教育機関で、CDM/温室効果ガス削減に対する義務、責任、興味を持つ者以外にも、プロジェクトサイト内に住居を持つあるいは働く者も参加できる
- d) 開催スケジュール
 - 特別会議の開催日は公表され、開催日の 2 ヶ月前までに招待状が送付される
 - フォーラムの記録は DNA のウェブサイトに掲載される
- e) 開催場所
 - 特別委員会はジャカルタ、州都、あるいは地方の主要都市など、招待者がアクセスしやすい場所で開催される

1-7-3 持続性に関するクライテリア

インドネシアにおいて CDM プロジェクトを実施する際には、その事業はインドネシア国あるいは対象地域の持続的な発展に寄与するようなものでなければならないとされる。その際に用いられるのが「持続性に関するクライテリア (sustainable development criteria and indicators)」である。同クライテリアは環境、経済、社会、技術の 4 つのカテゴリーに分類され、各分野で指標が設けられている。これら全ての指標がクリアされ、4 つ全ての分野において持続性が保たれることが証明できなければ、インドネシアの正式な CDM プロジェクトとして認証を受けることができない。

表 1-14 に各クライテリアおよび指標を示す。

表 1-14 持続性に関するクライテリア

分野	評価の対象	クライテリア	指標・評価基準
環境的 持続性	プロジェクト の実施によっ て生態学的な 影響を直接受 ける地域	天然資源の保護 あるいは多様化	<ul style="list-style-type: none"> - 地域の生態系の機能が保全される - 国家あるいは地域が定める既存の環境基準に適合し、大気汚染、水質汚染、土壌汚染を引き起こさない - 遺伝子、生物種、生態系が保全され、遺伝子汚染を引き起こさない - 既存の土地利用計画に反しない
		地域コミュニ ティーの健康衛生 と安全	<ul style="list-style-type: none"> - コミュニティーに健康的なリスクが発生しない - 労働衛生および安全基準に反しない - 発生のある可能性がある事故の防止法および対処法に関する文書が整備されている
経済的 持続性	プロジェクト サイトが属す る行政区域	地域住民の福祉	<ul style="list-style-type: none"> - 地域コミュニティのメンバーの収入を減少させない - 収入が減少した場合に講じられる適切な対処法が整備されている - 公共サービスの質を下げない - 対立する関係者間で合意が得られている - 既存の規制や雇用問題がクリアされている
社会的 持続性	プロジェクト サイトが属す る行政区域	地域住民のプロ ジェクト参加	<ul style="list-style-type: none"> - 地域住民がプロジェクトに関する説明・相談を受けている - 地域住民からのコメントや批判が考慮され、対処される
		地域社会の安定	<ul style="list-style-type: none"> - 地域住民間で紛争・対立を起こさない
技術的 持続性	インドネシア 国内全土	技術移転の実施	<ul style="list-style-type: none"> - 知識や関連技術に関するノウハウの移転につながる - 実験段階にある技術や旧式で使用されていない技術を使用しない - 地域の技術的なキャパシティー・ビルディングにつながる

(出典：CDM 国家委員会および NEDO)

1-7-4 インドネシアの CDM 審査サイクル

CDM 国家委員会による、CDM プロジェクトの審査工程を以下に示す。

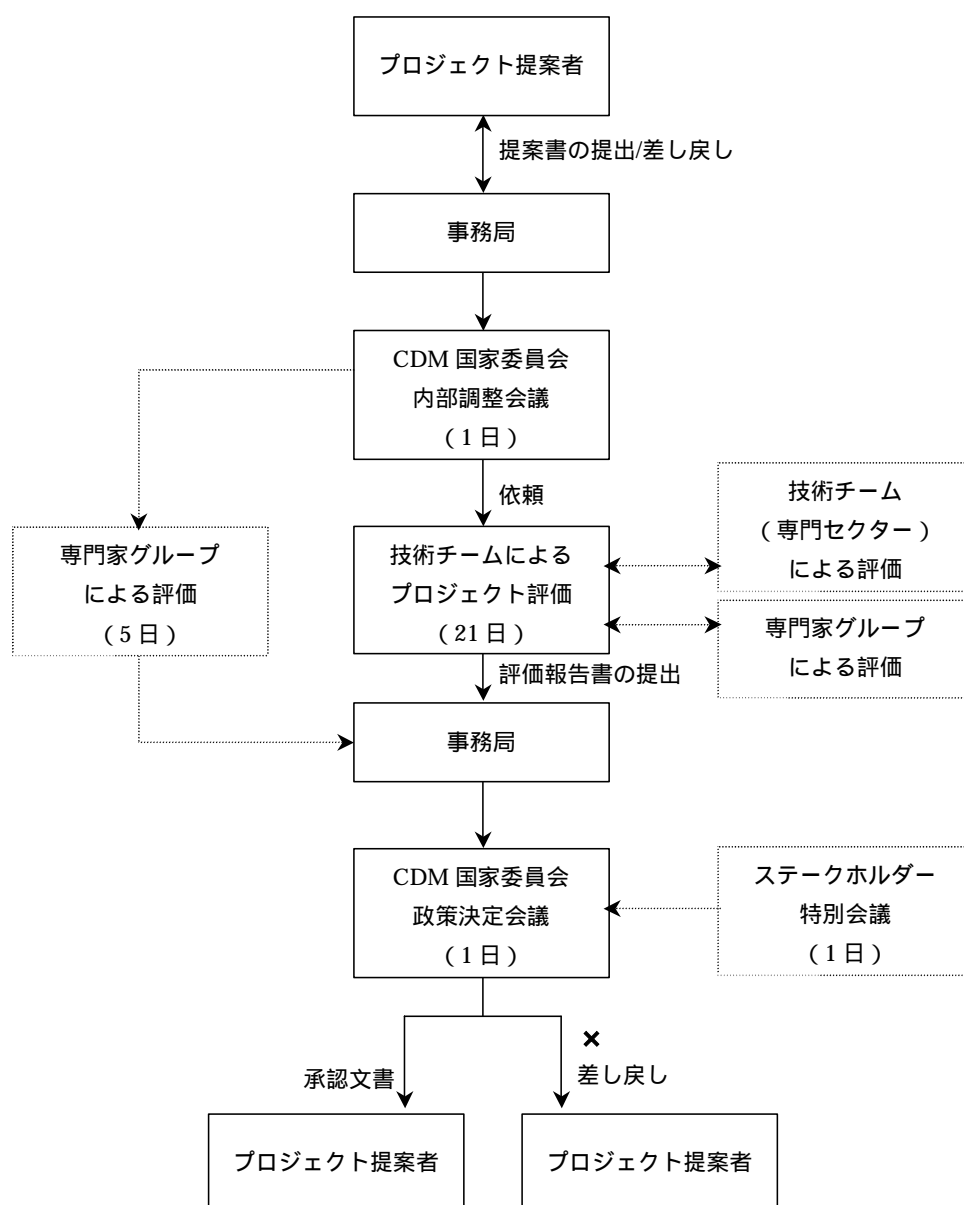


図 1-9 インドネシアの CDM 審査プロセス

- 提案書の提出

- (1) プロジェクト提案者が DNA の事務局にプロジェクト提案書を提出する。
提案書には以下が含まれる。

- 所定の提案書：ウェブサイトで公開されており、持続性クライテリアのチェックリストも含まれる（添付資料 6 を参照）。
- PDD
- 環境影響評価書（必要な場合）
- 地域住民に対する公聴会の記録

- (2) 事務局が提出書類の不備をチェックし、不備が無い場合は提案書を受領する。事務局長は提案書をウェブサイトに掲載し、コメントを受付ける。
- (3) 四半期ごとに開かれる定期会合に合わせて CDM 国家委員会に提案書類が提出される。

- 審査

- (1) 国家委員会は技術チームメンバーを選出し、同チームが持続性クライテリアに基づいて提案の審査を行う。
- (2) 国家委員会が必要と認めた場合は事務局長によって専門家グループが招聘され、追加的な審査を行う。
- (3) 技術チームは必要に応じて専門セクター技術チームあるいは専門家チームの協力を仰ぐ。
- (4) 技術チームは不足データなどを明記した審査報告書(ある場合は追加審査結果)を事務局に提出する。同レポートはウェブサイトで公開される。
- (5) 国家委員会はステークホルダーのコメントとともに審査報告書を事務局あるいはインターネットを通じて受領する。
- (6) 必要に応じて国家委員会はステークホルダー特別会議を開き、対立の解消等を行う。

- 承認・再 提出

- (1) 国家委員会は全てのインプットを総合的に判断し、プロジェクトの承認・棄却 を決定する。
- (2) 提案書内のデータが不完全だという理由で棄却された場合、提案者は修正した提案書を 3 ヶ月以内に再度提出することができる。再提出は 1 度のみ認められる。
- (3) 国家委員会によって承認された場合は、事務局が提案者に対して国家委員会発行の承認書を送付し、CDM プロジェクトのバリデーターに提出される。

1-7-5 インドネシアで提案中の CDM プロジェクト

2005 年 2 月現在、以下に示すインドネシアを対象国とする 3 件の CDM プロジェクトに関する PDD が CDM 理事会に提出されており、いずれも審査中である。

- NM0047 (-rev): 「Indocement での持続的なセメント製造プロジェクト（混合セメント）」
- NM0048 (-rev): 「Indocement での持続的なセメント製造プロジェクト（燃料転換）」
- NM0055: 「Darajat Unit III 地熱発電プロジェクト」

表 1-15 インドネシアで提案されている CDM 案件

番号	対象分野	プロジェクト内容	追加性の 証明・障壁	評価(CDM 理事会/メ ソパネル)
NM0047	エネルギー効率化	国内のセメント市場に新たなクリーンセメントを普及させるプロジェクトで、クリンカー使用の軽減および化石燃料からもみ殻、プラスチックなどの廃棄物燃料への転換を図るもの。 なお、提案された方法論は、セメントの普及に関するもののみ。	経済的な障壁、 技術的な障壁、 マーケットの障壁	B/ B
NM0048	燃料転換	内容は同上。 提案された方法論は、セメントの製造に使用される燃料の転換に関するもののみ。	経済的な障壁、 技術的な障壁	B/ B
NM0055	地熱発電および 系統連系	100MW の再可エネ発電所の増設とグリッドへの電力供給。	投資の障壁（不 十分と評価）	C/ C

また、インドネシアを対象国とした小規模 CDM プロジェクトも 1 件提出されており、この「パーム油廃棄物からのバイオディーゼル製造事業」に関するパブリックコメントの受付が 2004 年 9 月 3 日から 2004 年 10 月 3 日まで行われた。

第2章 プロジェクト概要

2-1 プロジェクトの目的

従来埋立処分されていた地方自治体の可燃性固形廃棄物を 1,700 度の高温で焼却することにより、埋立処分場からのメタン(CH_4)の発生削減を実現する。さらに、その燃焼熱を利用して発電した電力を系統へ供給することにより、系統の電源を代替することで二酸化炭素(CO_2)の排出削減を実現する。これら温室効果ガスの削減によって地球温暖化の軽減に寄与することに加え、ホスト国における持続的開発に貢献することを目的とする CDM プロジェクトである。

2-2 プロジェクトの持続可能な開発への貢献

本プロジェクトの実施は、インドネシア国およびプロジェクト実施サイトであるシダルジョ県における持続可能な発展に以下の点で寄与する。

エネルギーセキュリティへの貢献

インドネシア国では今世紀の初頭に石油の輸入量が輸出量を超過すると予測されており、インドネシア政府は枯渇性の石油資源に代わる新たな燃料資源として、再生可能エネルギーに着目している。

本プロジェクトにおいて固形廃棄物を燃焼させ、発電電力を系統へ供給することによって、系統における化石燃料の使用量が削減され、インドネシア国のエネルギーセキュリティの向上に貢献できる。

廃棄物処理への貢献

現在、固形廃棄物の埋立処分場は、十分な環境対策がとられていないため、周辺への悪臭被害や高濃度排水の河川への流出、火災や虫の発生など、公害の原因となっている。そのため、同様の廃棄物処分場を新たに建設することは周辺住民の反対が強いために困難な状況である。

本プロジェクトにおいて固形廃棄物発電プラントを稼働させることで、対象県内の固形廃棄物の量が削減され、現在の埋立処分場の使用年数が延長される。したがって、新たな埋立処分場の建設の必要性がなくなり、地域社会との軋轢を解消し良好な関係を築くことができる。

また、本プロジェクトで採用する焼却炉は、1,700 度の高温で廃棄物を焼却処理し、ダイオキシンなど有害物質の発生は抑制されるため、ごみ焼却場の立地で特有の環境問題は発生せず、都市近郊での廃棄物処理問題の解決に貢献できる。

地域環境の改善

固形廃棄物発電プラントで生成される電力を系統に供給することによって、系統の発電所から発生する SPM や SO_x を削減し、地域の大気汚染の改善に貢献できる。

雇用創出への貢献

固形廃棄物発電プラントの建設・運営は、シドアルジョ県における新たな雇用創出に貢献できる。

技術の移転

本プロジェクトでは、ホスト国でかつて使用されたことのない固形廃棄物発電プラントを導入するものであり、施設の建設、運転保守に関するキャパシティービルディングを同時に実現する。

他地域への普及可能性

現在、プロジェクト実施企業である PT Imam Manunggal Wijaya 社は 7 件の地方自治体の固形廃棄物発電プロジェクトを計画している。さらに、ジャカルタ、スマラン、スラバヤ、メダン、パレンバン、マッカサールなどの主要都市は、いずれも環境に配慮した固形廃棄物の処理を重要な政策課題としている。

そのため、本プロジェクトにおける廃棄物発電による効果が明らかになることにより、本プロジェクトが成功モデルとしてこれらの主要都市へ普及することが期待され、これらの地域における持続可能な発展に貢献する。

2-2-1 持続性に関するクライテリアとの適合性

本プロジェクトの持続的な発展への貢献を検討する際に、前章で記した「持続性に関するクライテリア」が使用された。その結果、環境、経済、社会、技術の 4 つ全ての分野においてその持続性が確認された。表 2-1 に本プロジェクトの各クライテリアへの適合性を示す。

表 2-1 持続性に関するクライテリアとの適合性

分野 (評価の対象範囲)	クライテリア	本プロジェクトの適合性
<u>環境的持続性</u> (プロジェクトの実施によって生態学的な影響を直接受ける地域)	天然資源の保護あるいは多様化	<ul style="list-style-type: none"> - 本プロジェクトによって発生する残渣は適切に処理されて再利用されるため、地域の生態系や遺伝子への汚染・影響はない。 - 本プロジェクトは地方政府協力の下に行われるものであり、既存の土地利用計画等に反するものではない。 - 本プロジェクトで使用される高温のサーマルコンバーターは最低限の残渣(インプットの 2%)しか排出せず、この残渣(クリンカー)は舗装などに再利用が可能である。 - 国や地域が定める既存の環境基準に適合している。
	地域コミュニティの健康衛生と安全	<ul style="list-style-type: none"> - 本プロジェクトは廃棄物埋め立てによって発生する環境問題に対処するものであり、廃棄物の増加を引き起こすものではない。 - 過剰な廃棄物の埋め立てによって現在発生している異臭問題や虫の大量発生の問題が解消され、地域における健康的なリスクが軽減される。 - 本プロジェクトで使用される技術は先進的なものであり、衛生・安全等の労働環境は保証される。
<u>経済的持続性</u> (プロジェクトサイトが属する行政区画)	地域住民の福祉	<ul style="list-style-type: none"> - 本プロジェクトではサイト近辺に住む住民に対して優先的に雇用機会を与えるものである。 - 本プロジェクトは間接的に地域コミュニティに対して収入源を提供するものであり、コミュニティメンバーの収入の減少にはつながらない。 - 雇用の削減、あるいは収入の減少が生じた場合には、労働省の定める労働法のガイドラインに従うものとする。 - 本プロジェクトは独自の施設を建設するものであり、地域の公共サービスの質の低下にはつながらない。 - 関係者間で合意が得られている。
<u>社会的持続性</u> (プロジェクトサイトが属する行政区画)	地域住民のプロジェクト参加	<ul style="list-style-type: none"> - 地域住民に対する本プロジェクトの説明会が開催され、反対意見はなかった。 - 地域住民からのコメントは考慮され、適切に対処された。 - 地域住民から本プロジェクトへの労働者としての参加を希望する声が多く聞かれた。
	地域社会の安定	<ul style="list-style-type: none"> - 公聴会には NGO や地区の代表を始めとする約 200 名の参加があり、地域住民間での紛争対立はないことが判明した。
<u>技術的持続性</u> (インドネシア国内全土)	技術移転の実施	<ul style="list-style-type: none"> - 本プロジェクトで採用されるサーマルコンバージョン技術は廃棄物を高温で焼却し、無害な残渣も僅かに排出するのみであり、同時に電力も発生する。この技術はインドネシアでは初めての導入となり、英国のプラントメーカーの協力を受ける。 - 機材を提供するプラントメーカーは事業実施者の監督指導も行うことになっており、知識や関連技術の使用に関するノウハウの移転が行われる。 - 採用されるサーマルコンバージョン技術は新しい技術で、環境負荷が既存のものに比べて著しく小さい。 - 地域の技術利用、キャパシティビルディングにつながる。

2-3 プロジェクト参加者の概要

本プロジェクトの実施体制図および主要参加者の概要を以下に示す。

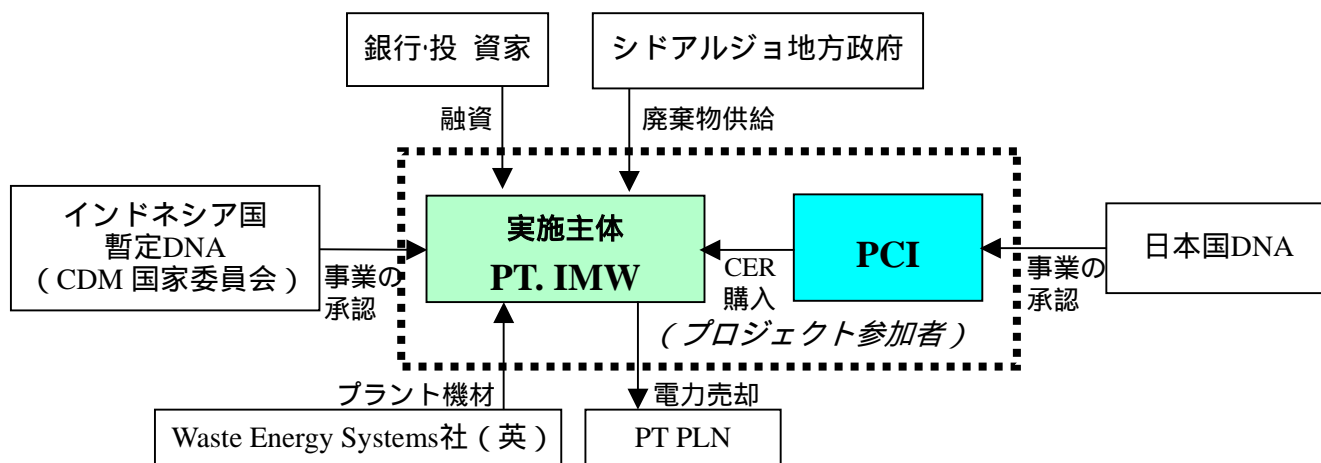


図 2-1 プロジェクト実施体制図

2-3-1 PT. IMW 社 (プロジェクト実施企業)

本プロジェクトの実施主体である IMW 社 (PT Imam Manunggal Wijaya) は、本プロジェクトを実施するとともに、プロジェクトの資金調達および固形廃棄物発電プラントの管理・運用を行う。

同社は 2004 年 3 月 18 日に設立された中規模のコントラクター会社であり、英国の WES 社と提携している。IMW 社は技術部門、運営部門、財務部門に分けられ、現在 15 人の社員が在籍し、本案件の実施とともに拡大の予定である。

Jl. Medokan Asri Barat IX MA-I/M6, Surabaya, INDONESIA

Tel: +62 31 870 0308

Fax: +62 31 767 4556

E-mail: Iman_mw@hotmail.com

2-3-2 シドアルジョ地方政府 (固形廃棄物供給)

シドアルジョ県内で出される廃棄物の管理・処理を担当するシドアルジョ地方政府は、本プロジェクトでは廃棄物発電プラントの原料となる都市廃棄物 (MSW: municipal solid waste) を提供する。

シドアルジョ地方政府は事業実施者である IMW 社に対して以下を提供する条件で契約を結んでいる。

- 1 日 360 トンの廃棄物 (乾燥状態) の提供
- 廃棄物発電プラントの建設予定地 (Bluru Kidul 区) に 2 ヘクタールの土地の確保・提供

2-3-3 WES 社 (英国) (固形廃棄物発電プラントの納入/建設)

WES (Waste Energy Systems) 社は本プロジェクトで使用する固形廃棄物発電プラントの納入、建設、運営時の監督を行う。

本プロジェクトで使用される高熱処理タイプのサーマルコンバーターは日本を始めドイツ、ベルギー、イギリスなどの先進国で導入された実績がある。

なお、WES 社は本プロジェクトで納入するプラントに関して、IMW 社と保守契約を結んでおり、操業前のインドネシア側オペレーターに対するトレーニング・運転指導の提供、そして 納入後 20 年間に渡るメンテナンス時の技術者派遣を実施することとなっている。

2-3-4 PT-PLN (電力購入者)

PT-PLN (PT Perusahaan Listrik Negara) 社はインドネシア政府所有の電力公社である。同社は、総発電容量およそ 18,000MW となる自社が所有する発電所および提携する IPP からの電力をインドネシアの総人口のおよそ 6 割に当たる約 3 千万人のユーザーに送配電している。

PT-PLN 社は、本プロジェクトにおいて廃棄物発電プラントで生成された電力の購入者となる。

PT-PLN 社は IMW 社と電力購入に関わる契約 (PPA) を 2005 年 4 月までに結ぶ予定となっており、その契約内容は、最低売電条件となる発電容量は 18MW 以上、稼働時間は年間 7,000 時間以上とされており、売電単価は 1kWh あたり 380 ~ 400 ルピアとされている。

発電された電力は、施設内に設置された変圧施設と IMW 社が設置予定の約 7km の送電線を介して PT-PLN が所有する 20kV 系統に連系される。

2-3-5 PCI (CER の購入、CDM 関連手続き)

(株)パシフィックコンサルタンツインターナショナル (PCI) は日本側からの本プロジェクトへの参加者として、PDD の作成から CDM プロジェクトの UNFCCC への登録等一連の CDM 化に必要な業務を担当するとともに、本プロジェクトで発生する CER の購入を行う。

2-3-6 調査実施体制

本調査(「インドネシア国 都市固形廃棄物発電事業調査」)は以下の実施体制のもとに行った。

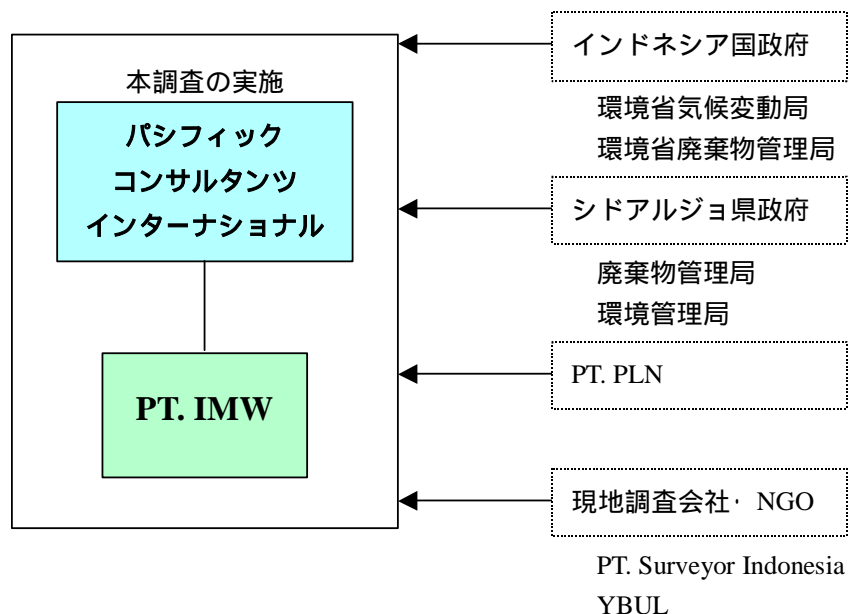


図 2-2 調査実施体制図

2-4 プロジェクトの技術的説明

2-4-1 プロジェクトの位置と周辺状況



図 2-3 東ジャワ州およびシドアルジョ県位置図

シドアルジョ県概要

プロジェクトサイトであるシドアルジョ県は、インドネシアの東ジャワ州東部、同州の州都であるスラバヤ市の約 25km 南方に位置する、南緯 7 度 20 分から 7 度 30 分、東経 112 度 30 分から 112 度 55 分までに広がる地域である。

同県は東ジャワ州の中でも小さい県であり、総面積は約 635 km² となっている。県内の土地の多く（約 45%）は農業用地として使用されており、地域の熱帯性気候を利用したサトウキビのプランテーションも盛んに行われている。また同県にはスラバヤ川とポロング川が流れており、養魚池も多く見られる。その他の主な産業としては、織物業、竹を使った手工芸品、かばん製造、家具、貴金属装飾品などの製造業がある。

シドアルジョ県における 2003 年の人口はおよそ 166 万人で、人口増加率は 2.87%、人口密度は 2,320 人/km² となっている。

シドアルジョ県（regency）は 4 つの地区（district）に分けられ、シドアルジョ、ポロング（Porong）、クリアン（Krian）、そしてタマン（Taman）の各地区で構成される。4 地区は更に 18 の小地区（sub-district）、325 の村落および 28 のケルラハン（kelurahans）と呼ばれる都市区域の村落で構成される。

（出典：Petra Christian University, Surabaya）

シドアルジョ県の廃棄物管理の現状

シドアルジョ県では現在、固形廃棄物はシドアルジョ県地方政府によって収集されて埋立処分されているが、処分場において具体的な環境対策は取られていないため、周辺地域への悪臭被害や河川への排水の流出、火災や虫の発生と地域住民への健康被害など、様々な問題が発生している。

また、現在同県にある 2 箇所の最終埋立処分場（Tambak Kalisgo と Desa Bareng Krajan）では埋立許容量が限界に近づいているため、同県における新たな廃棄物埋立処分場の建設が急務となっているが、周辺住民の反対が強く、建設は困難な状況にある。しかし、現況に対応するために新規の処分場の設置は必要であり、住民や自治体からは悪臭や汚水、火災や虫など公害を引き起こさない廃棄物処理の実施を熱望する声が非常に多く聞かれる。

現在のシドアルジョ県における固形廃棄物は 1 日平均でおよそ 1,600m³ 排出されており、この量は同県の人口増加と経済発展に合わせて今後毎年 5% 程度で増加すると見られ、2020 年には現在の廃棄物のおよそ 1.4 倍に当たる 2,220

m³ が排出されると予測されている。そのため、同県における廃棄物処理能力の拡大が喫緊の課題となっている。

プロジェクトサイトについて

プロジェクトサイトは、シドアルジョ県の中心地から東に約 5km に位置する Bluru Kidul 地区にあり、およそ 2 ヘクタールの土地に廃棄物発電プラントを含む廃棄物最終処理場が建設される予定となっている（図 2-3 および図 2-4 を参照）。

同地をプロジェクトサイトに選定した理由としては、以下が挙げられる。

- シドアルジョ地方政府によって提供された土地を使用し、使用用途が地域の土地利用計画に沿ったものであるため。
- 市の中心地や住宅街からの距離が比較的保たれており、周辺への影響が最小限に抑えられるため。
- 事前に同地域で開かれた地元住民への公聴会において、住民から否定的な意見が全く挙げられず、むしろ雇用の促進に繋がるなどの肯定的な意見が多く聞かれたため。
- 主要道路へのアクセスの良さ、および河川との距離が近い（約 30m）点。
- 接続する PLN の変電所までの距離が比較的近い点（約 7km）。

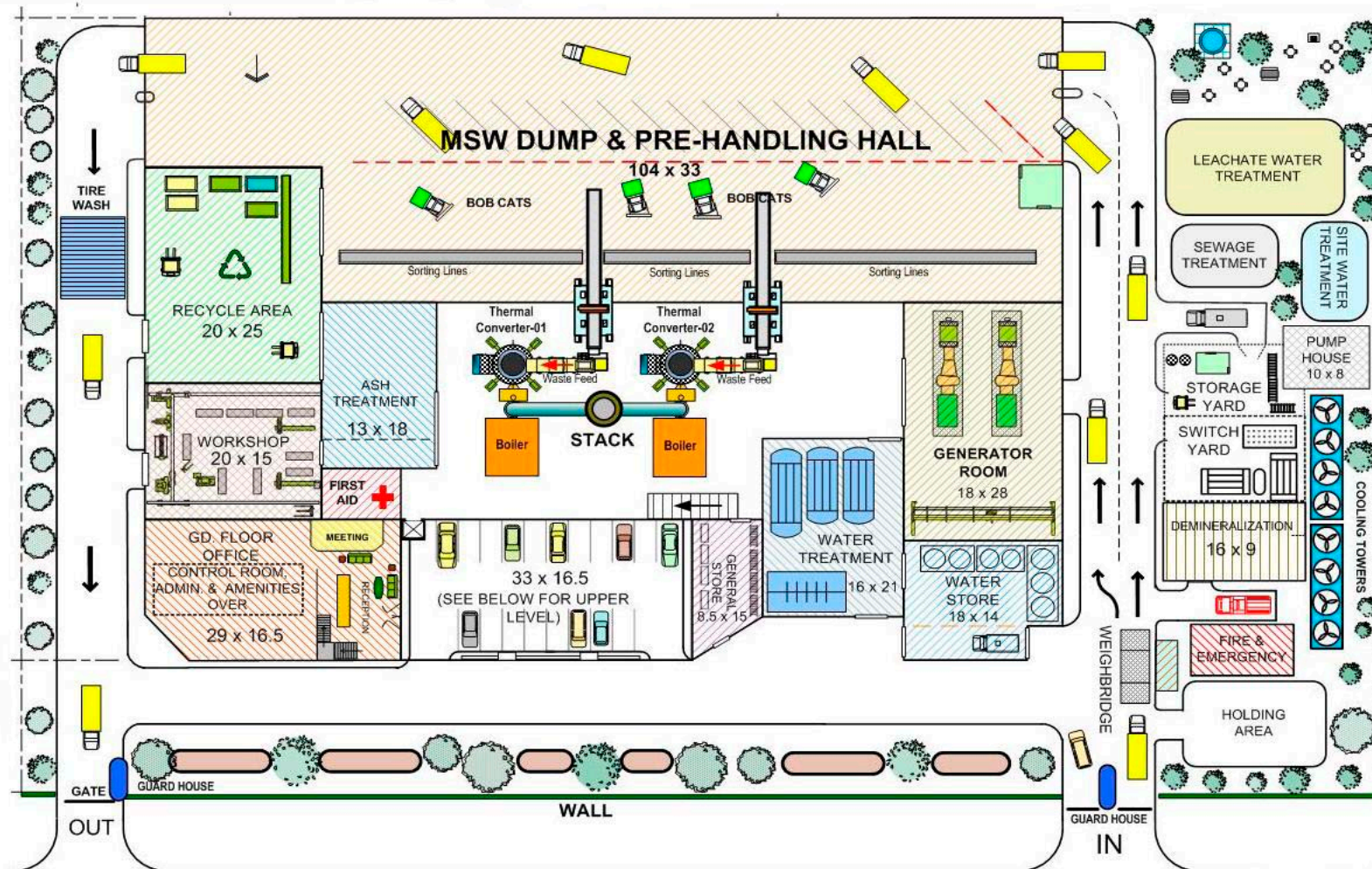


図 2-5 プロジェクトプラント見取り図 (案)

2-4-2 プロジェクト技術の概要

(1) 固形廃棄物発電システムの概要

本プロジェクトは、シドアルジョ県において地方自治体が収集し埋立処分している固形廃棄物を回収・焼却し、メタンガスの排出を防ぐとともに、燃焼によって発生する熱を利用した発電施設を新たに建設し、そこで生産される電力を JAMALI (ジャマリ) 系統と呼ばれる電力グリッドに供給し、系統から排出される二酸化炭素の量を合わせて削減する計画である。

図 2-5 に本プロジェクトのシステムイメージ図、図 2-6 に廃棄物の処理工程図およびその詳細を示す。

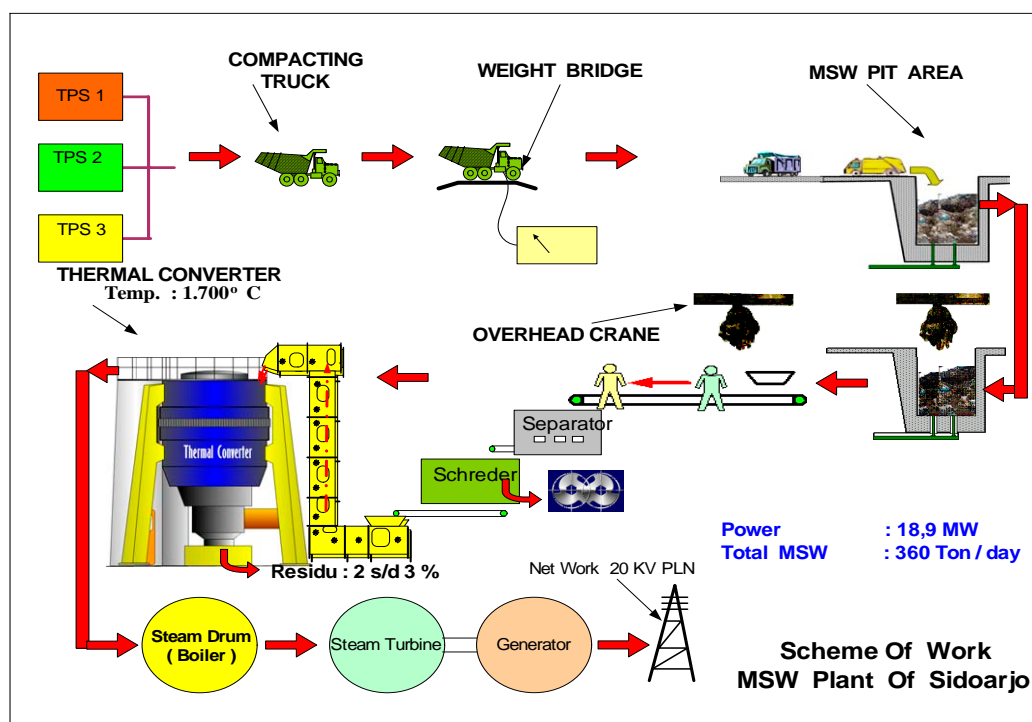


図 2-6 廃棄物管理イメージ図

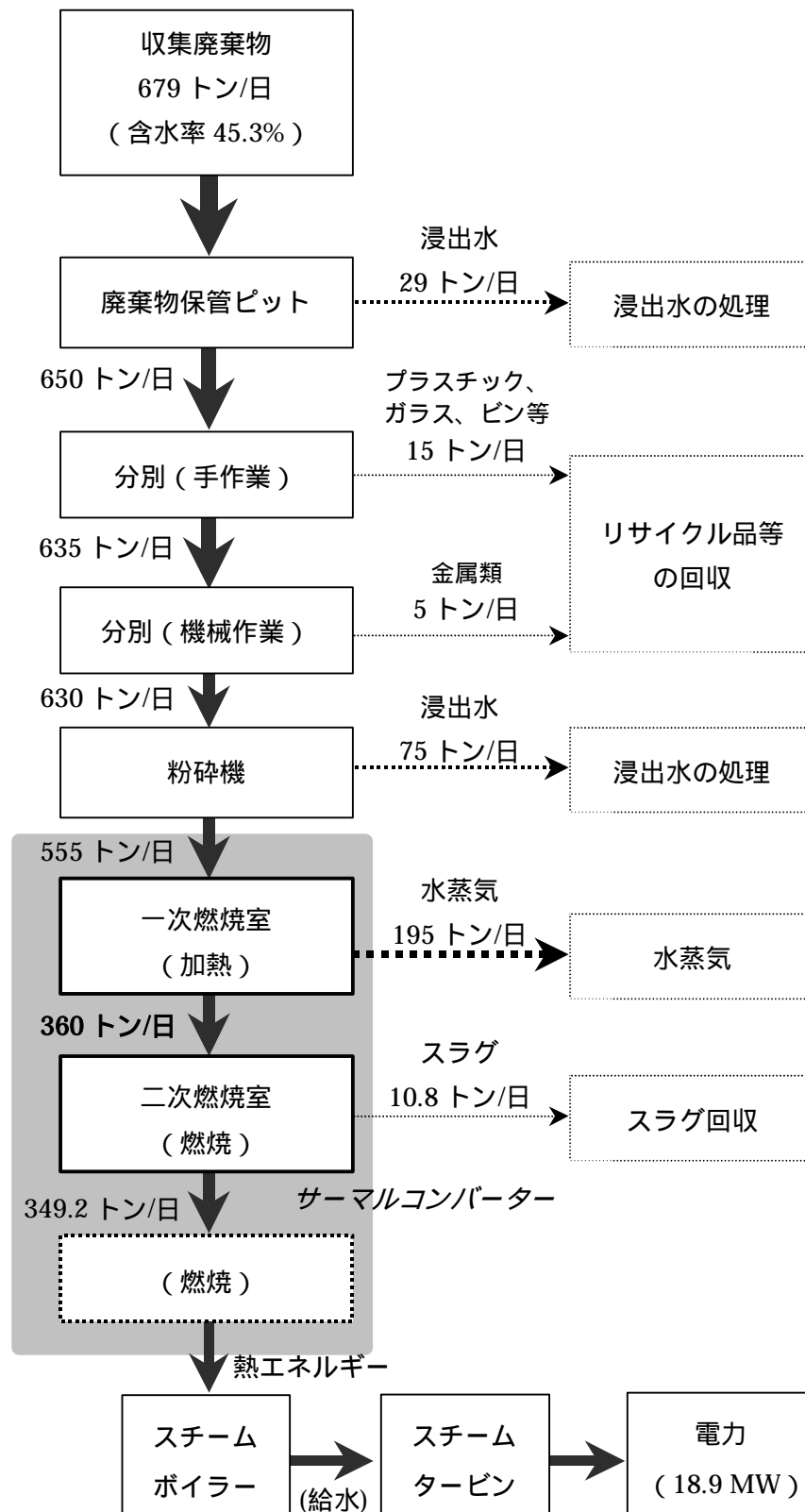


図 2-7 廃棄物処理フロー図

本プロジェクトで採用される廃棄物管理システムでは、以下の実施工程が計画されている。

A. 収集・運搬・分別

固形廃棄物がシドアルジョ地方政府によってシドアルジョ県内から収集される。

収集所（TDS と呼ばれる第 1 収集所）はシドアルジョ県内の 28 地域に 63 箇所用意されている（表 2-2 に詳細な収集所リスト、各収集所で収集される 1 日の廃棄物量、プロジェクトサイトへの距離および所要時間を示す）。収集所には家庭から出るゴミや産業廃棄物まであらゆる廃棄物が持ち込まれる。

この時点で廃棄物は手作業によって可燃性廃棄物と不燃性廃棄物に分けられ、ビンやプラスチック、金属などのリサイクル品は廃棄物回収業者によって回収される。

収集された廃棄物は圧縮され、トラックでプロジェクトサイトである最終処理場まで運搬され、廃棄物の重量が計測される。

可燃性廃棄物は一時的にプロジェクトプラント内にある保管ピットで保管される。

B. 廃棄物の粉砕・焼却

廃棄物は保管ピットからコンベヤでプラントまで運ばれる。この時に再度分別作業が手作業で行われる。

こうして分離された可燃性固形廃棄物は、粉砕機で細かく粉砕される。

粉砕された廃棄物は焼却炉（サーマルコンバーター）まで運ばれ、約 1,700 度の高温で焼却される。

C. 発電

焼却時に発生した燃焼熱がガスボイラーに送られ、その熱を利用して発生させた水蒸気により蒸気タービンを回して発電を行う。

また、粉砕機や廃棄物を運搬するコンベヤを駆動する動力には、プロジェクトプラントで発電した電力が用いられる。サーマルコンバーターは 1 カ月に 1 度、3 日間かけて定期点検が行われ、点検後のスタートアップ用の過熱を行う際にディーゼル燃料が使用されるが、それ以外の化石燃料は一切使用しない。

発電された電力は、サイト内の変圧器を介した後、およそ 7km 離れた PLN
所有の 20kV の JAMALI 電力系統に供給される。

D. スラグのリサイクル

焼却時に残される廃棄物のスラグは、道路の舗装や建設資材として再利用される。スラグは廃棄物量の約 2～3%発生するが、高温で焼却されるためダイオキシン等の有害物質の発生は抑制される。

表 2-2 シドアルジョ県の廃棄物第 1 収集所 (TDS) リスト

No	収集所 番号	収集所名	1日の 廃棄物量 (m ³ /日)	プロジェクト までの距離 (km)	収集地区
1	TDS - 01	Porong	12	12	Porong
2	TDS - 02	Siring	6	9	
3	TDS - 03	J Kenongo	6	10	
4	TDS - 04	T. Angin	12	8	T. Angin
5	TDS - 05	Ag.Sejahtera	6	7	
6	TDS - 06	Candi & RSUD	12	6	
7	TDS - 07	Bengkel Jenis	54	4	Sidoarjo
8	TDS - 08	Sidokare	6	3	
9	TDS - 09	Dr.Soetomo	22	2.5	
10	TDS - 10	Lemah Putro	8	2.5	
11		Ds. Bligo			
12	TDS - 11	Matahari,	12	2	
13		Jl. Thamrin			
14		Jl. Teuku Umar			
15		Jl. Gajah Mada			
16		Jl. Rd Fatah			
17	TDS - 12	Taman Pinang,	12	3	
18		GOR Sidoarjo			
19	TDS - 13	STM Perkapalan	12	2	
20	TDS - 14	Ps. Larangan	50	3	
21		Terminal			
22	TDS - 15	Babalaya	18	3	
23		Sidokerto			
24		Gelora			
25	TDS - 16	Jl.Ling.Timur	14	1	
26		Jl.Mongonsidi			
27	TDS - 17	Pondok Mutiara	40	3	Sukodono
28		Pondok Jati			
29		Sukodono			
30		Puri Indah			
31	TDS - 18	PT Sekar Laut	20	4	Buduran
32		Bj. Kemantren			
33		Ds.Tenggulunan			

No	収集所 番号	収集所名	1日の 廃棄物量 (m ³ /日)	プロジェクト までの距離 (km)	収集地区	
34	TDS - 19	Gedangan	20	7	Gedangan	
35		Ps.Gedangan				
36		Jaya Land				
37		Perum AL				
38	TDS - 20	Kedung Rejo	50	7	Waru	
39		Sekolahan				
40		Delta Sari				
41		Aloha				
42		Pasar Waru				
43	TDS - 21	Bungur Asih	18	8	Taman	
44		Medaeng				
45		Tawan Sari				
46	TDS - 22	Sts.Sepanjang	48	10		
47		Ps.Sepanjang				
48	TDS - 23	Ds.Keterungan	70	15	Krian	
49		Krian				
50		Koramil Krian				
51		Wonoayu				
52		Pasar Krian				
53	TDS - 24	Bandara Juanda	10	5	Sedati	
54		Perum AL				
55		Bea Cukai				
56	TDS - 25	Wedoro	20	7	Waru	
57		Rewien				
58		Ps. Waru				
59	TDS - 26	Jl.Suprpto	20	6		
60		Ps.Wd. Asri				
61		Pondok Candra				
62	TDS - 27	Krembung	18	18	Krembung	
63	TDS - 28	Tulangan	18	8	Tulangn	
合計			1,614	176	-	

(出典：IMW)

(2) サーマルコンバーター技術について

廃棄物を利用した発電の技術はインドネシアで過去に導入された実績はなく、本プロジェクトにおけるサーマルコンバーター技術が国内最初の導入例となる。

(a) 導入の理由

i) 環境への負荷の少なさ

この技術の利点としては、サーマルコンバーターで廃棄物を焼却することにより、その容積を 10 分の 1 以下に減らすことができる点がまず挙げられる。また、固形廃棄物を 1,700 度という高温で焼却することにより、廃棄物のおよそ 97% を処理することができるばかりか、ダイオキシン等の有害物質の発生も抑制し、未焼ガスであるメタンや亜酸化窒素等の温暖化物質の発生も抑制することができる。廃棄物の 2 ~ 3% 程度の残渣は無害であり道路の舗装などにリサイクルが可能である。

さらに、現行の埋立処分が原因で発生するメタンガスや悪臭の防止にも繋がるなど、地域の環境保全に大きく貢献することができる。

ii) 高い処理能力

サーマルコンバーターは様々なタイプの廃棄物を処理することができ、殆どの固形廃棄物や液状廃棄物に加え、特定の核廃棄物まで処理が可能とされる。以下にサーマルコンバーターによって処理が可能な廃棄物タイプの例を示す。

- | | |
|---------------|----------|
| - 医療廃棄物 | - プラスチック |
| - 核廃棄物（特定のもの） | - ゴム製品 |
| - 産業廃棄物 | - 廃油 |
| - 化学廃棄物 | - 汚泥 |
| - 家庭ごみ | - 炭化水素 |
| - 都市ごみ | - 有害性懸濁液 |
| - 腐敗性廃棄物 | - 汚水 |
| - 動物廃棄物 | - 危険物質 |

iii) 容易な運転保守

プラントの運転時間は年間 7,776 時間(24 時間/日 × 27 日/月 × 12 ヶ月/年)で、定期点検は毎月 1 回、3 日間かけて行われる。

同プラントの運転にはあまり人員を必要とせず、現在のプラントの運営計画によれば、1 日 24 時間の運転時間を 3 シフト制にし、1 シフトにつき 9 名を配置する計画となっている。従業員は少なくとも 27 名となり、その内訳は、現場監督 3 名、整備工 3 名、一般労働者 9 名、そして単純労働者 12 名となっている。

また、既述のとおり、本プラントのサプライヤーである WES 社は IMW 社との保守契約に基づき、現地オペレーターに対するトレーニングおよびメンテナンス時の技術者派遣を実施することとなっている。

iv) 導入実績

本プロジェクトの使用する高温焼却サーマルコンバーターの技術は、インドネシア国内では導入されたことはないが、日本やドイツ、英国でその導入実績があり、その効果が認められている。

日本では 8 件の導入実績があり、三洋電機、日野自動車、荏原インフィルコ、日本瓦斯の民間企業や東京都、藤沢市などの地方公共団体に導入実績がある。一方ドイツではフォルクスワーゲン社、英国ではインターセラム社において産業廃棄物処理に利用されている。

(b) プラント仕様

表 2-3 主な廃棄物発電システム構成

構成		数量
プラント 本体	サーマルコンバーター	2 基
	廃水处理プラント	1 基
	廃棄物燃焼ボイラー	2 基
	蒸気タービン ジェネレーター (10MW)	2 基
周辺 施設	重量計量ブリッジ	1 基
	移動用クレーン	2 基
	燃料タンク	1 基
	ユーティリティー	1 式
	排出ガス制御装置	2 基
	制御装置付き 電力サブステーション	1 基

表 2-4 廃棄物発電プラントの主な仕様

タイプ： 350S サーマルコンバーター	
1. 燃焼温度	: 摂氏 1,700 度
2. 燃料 (運転時)	: 廃棄物
3. 燃料 (スタートアップ時)	: ディーゼル燃料
4. 標準処理能力	: 204 トン/日 × 2 基
5. 計画処理量	: 360 乾燥トン/日 (2 基合計)
6. ボイラー処理能力	: 38 トン/時 (各基)
7. 標準出力	: 18.9 MW (うち 0.9MW はシステム運転用に使用)

(c) コンポーネント

サーマルコンバーター本体は大きく分けて下に記す 4 つのセクションに分類されるが、いずれのセクションでも安全性が配慮された設計となっており、品質管理・品質保証の対象とされている。回転部分などの稼働部分は十分にガードされており、人的被害を防ぐ対策が取られている。

また、コンパクトに設計されたプラントは広い設置場所を必要とせず、加えて悪臭や汚染物質を排出しないため、廃棄物が多く出される人口集中地域にも設置が可能となる。

i) 廃棄物投入セクション (プラント上部)

プラントのインプットである廃棄物が投入されるセクションであり、投入時の内部への空気の混入は最少限に抑えられる設計になっている。プラント上部には焼却を行うメインバーナーやスタートアップ時に使用するプレヒート用のポンプ類およびセカンダリー吸気口がある。

ii) 廃棄物攪拌セクション (プラント中部)

このセクションでは、投入された廃棄物を均等に攪拌するために特別な軸受けが設置され、内部がゆっくりと回転するように設計されている。回転部の内側表面には特別な鉄製のスクレーパーが備えられており、投入された廃棄物を無駄なくスムーズに利用できるようになっている。

回転部分の外側では水が循環する層で覆われており、空気やガスのロスを防ぐために外気と遮断されている。

iii) 廃棄物燃焼セクション

このセクションは耐熱断熱材で覆われ、内部温度が摂氏 1,700 度、外側の温度は摂氏 50 度で維持される。スラグ排出用の小穴も耐熱材で覆われ、水冷式の電子回路によって任意の温度が保持されるように制御されている。

iv) 処理セクション

このセクションも耐熱材で覆われており、熱交換器とつながっている。熱交換器を通ったガスはスタックを通じて外気に放出される。

(d) 発電電力

本発電プラントが生産する電力量の算出には、年間稼働時間を 7,776 時間 (24 時間/日 × 27 日/月 × 12 ヶ月/年)、1 日に処理する廃棄物を 360 トンと想定した。

なお、総発電量 18.9MW のうち、発電プラントを含む廃棄物処理施設のシステム消費電力として 0.9MW が確保される。電力を消費する機器類には、ポンプ類、コンベヤ、粉砕機、クレーン、事務所内の電気設備、施設の照明類、空調設備、そして制御システムなどの機材が含まれる。

2-4-3 排出削減をもたらす技術的根拠

現在シドアルジョ県で行われているように、一般廃棄物が地表に積み重ねられて放置された際には、廃棄物中に有機性物質が含まれている場合、時間の経過とともに有機物が化学反応を起こしてメタンガス (CH_4) が発生する。

本プロジェクトは、有機性物質を多量に含んだシドアルジョ県で排出される廃棄物をサーマルコンバーターによって高温焼却処理し、適切に廃棄物処理を実施することで、廃棄物から発生するメタンの回収・分解を行い、この温室効果ガスの大気中への放出を防ぐものである。

また、プラントで発電された電力はインドネシアの電力系統に供給されるが、JAMALI 系統と呼ばれるこのグリッドでは、供給電力の多くは、石炭を始めとする化石燃料を使用する火力発電所に頼っている。本プロジェクトで生成される電力は化石燃料起源の廃棄物を除いた一般都市廃棄物をエネルギー源とするものであり、系統に接続するこれらの発電所から排出される温室効果ガスの削減に貢献するものである。

第3章 プロジェクトの実施計画

3-1 日本側・相手国側のプロジェクト参加者の役割と負担範囲

本プロジェクトのために必要な投資は IMW 社が調達することになっており、ベルギー国の“Foundation Universal Connection”を検討しているため、プロジェクトコストは全額インドネシア側によって負担される。プロジェクト開始後 CDM 手続きに従い発生するクレジット (Certified Emission Reduction: CER) の購入代金が日本側の負担範囲となり、その際、CDM 手続きに必要なランザクションコストは日本側の負担となる。

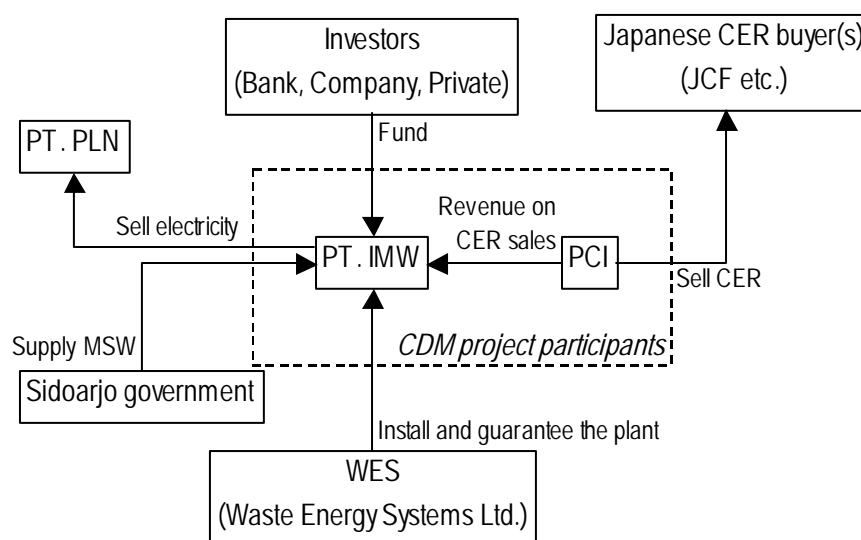


図 3-1 プロジェクト参加者の関係と役割

プラントの運営については IMW 社が行うが、サプライヤーである WES 社と最低 10 年間の有償サポート契約を結ぶことになっている。またシドアルジョ県とはプロジェクト期間中のゴミの供給とプロジェクトサイトの土地の提供を受け、PLN 社とは PPA (Power Purchase Agreement) を結び電力の購入を確保する予定である。

3-2 炭素クレジット取得方法

Pay on Delivery 型とする。

3-3 当該プロジェクト実施にあたっての資金計画

現在想定しているベルギー国の“Foundation Universal Connection”ではプロジェクト初期投資の全額である 2500 万 USD 以上の融資を予定しており、その場合、2 年間の支払猶予期間の後に 5 年間で返済する計画である。利率については 3%(Flat)または Libor(London Interbank Offered Rate)+1%を予想している。

3-4 公的資金を利用する場合の資金源の情報

本プロジェクトには、ODA の転用による資金は含まれていない。

3-5 プロジェクト実施スケジュール

3-5-1 スケジュール

CDM 関連のスケジュールとしては、本調査において作成される PDD が OE によって審査(Validation)されるのと並行して、投資国である日本政府及びホスト国であるインドネシア政府から発行される Letter of Approval を Validation report に添付し、UNFCCC にそれらが提出され Validation が完了することとなる。なお、インドネシア国の環境省によるとインドネシア国内の DNA は現在設立にむけて準備が整いつつあり、設立のための国内法が近日中に承認される見通しである。

CDM 以外については、プロジェクトの主要な収入源である電力の売却についての契約である PPA の締結を目下 PLN 社と協議しており、その締結後に融資の協議を順次進める予定である。また本プロジェクトはインドネシアの環境影響評価である AMDAL が必要となるため、プラントの建設開始に先立ち、AMDAL を完了する予定となっている。

本プロジェクトの実施スケジュールは表 3-1 に示すとおりである。

表 3-1 プロジェクト実施スケジュール

Work Item		2005												2006						
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7
1	MOU with PLN (completion)	■	■																	
2	Power Purchase Agreement with PLN			■	■	■														
3	Agreement with Sidoarjo Gov.					■														
4	Financial Investment Agreement (since June 2004)	■	■	■	■	■														
5	Purchase Agreement on WES Thermal Converter					■														
6	Environmental Impact Assessment (AMDAL)			■	■	■	■													
7	License for Building Construction (IMB)						■													
8	License for Power Generation Plant						■													
9	Procurement of Thermal Converter						■	■	■	■	■	■	■							
10	Erection works													■	■	■	■	■	■	
11	Building construction							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
12	Commissioning																		■	■
13	Construction works						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
CDM-related Work		2005												2006						
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7
1	Preliminary Validation		■	■																
2	Full-Scale Validation						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	Approval from Indonesian Government								■	■	■	■								
4	Approval from Japanese Government										■	■								
5	Registration of CDM Project Activity																		■	■

3-5-2 シドアルジョ県との協議

環境省の気候変動局に対する説明に先立ち、2005 年 1 月 19 日にシドアルジョ県の廃棄物管理局 (Dinas Kebrusihan) 及び環境影響評価担当局 (Kantor Lingkungan Hidup) に対して、ベースラインシナリオ設定や環境影響評価等の PDD の内容に関して協議を行った。

協議の結果、PDD の内容については合意を得ており、環境影響評価については、本プロジェクトはシドアルジョ県条例における AMDAL が必要なプロジェクトの要件には該当しないものの、インドネシア国の法律における要件に該当するため、シドアルジョ県環境影響評価担当局の管轄のもと AMDAL が実行される必要があると確認された。

3-5-3 暫定 DNA との協議

DNA の正式な設立に先立ち、暫定 DNA として機能している環境省の気候変動局において、2005 年 1 月 24 日にスダリオノ副大臣及び藤塚 JICA 専門家のもと、環境省内の廃棄物管理担当のアントン副課長や環境影響評価担当などに対して、本プロジェクトの概要と PDD に記載される内容の説明が行われた。

協議の中で、気候変動局からは内容の確認以外のコメントはなかったものの、アントン副課長からはプラントのメンテナンスを充分に行って継続的に運営することを要望され、環境影響評価担当からは AMDAL の正式な手続きに従えば特段問題ないと、本プロジェクトに対して理解が得られた。

第4章 ベースライン概要

4-1 ベースラインの検討

4-1-1 方法論の検討

2005 年 2 月現在、CDM 事業の対象となる全 15 分野において 19 の方法論(メソドロジー)が CDM 理事会によって承認されているが、本プロジェクトに適用できるメソドロジーはこれらの中に無いため、新たな方法論を策定した。

新方法論は、「埋め立て廃棄物の焼却による発電と系統連系に関するベースライン方法論 (Baseline methodology for grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be land-filled)」とした。

4-1-2 ベースラインシナリオの検討

(1) ベースラインシナリオの選定

(a) 廃棄物管理に関するベースラインシナリオ

本プロジェクトのベースラインは、「シドアルジョ県においてメタン排出を抑制する有効な廃棄物処理施設は設置されず、同県で排出される廃棄物は既存の埋立処分場に引き続き未処理のまま埋め立てられる」状態とする。

以下に、ベースラインシナリオの選定に使用したディシジョンツリーおよびその工程を示す。

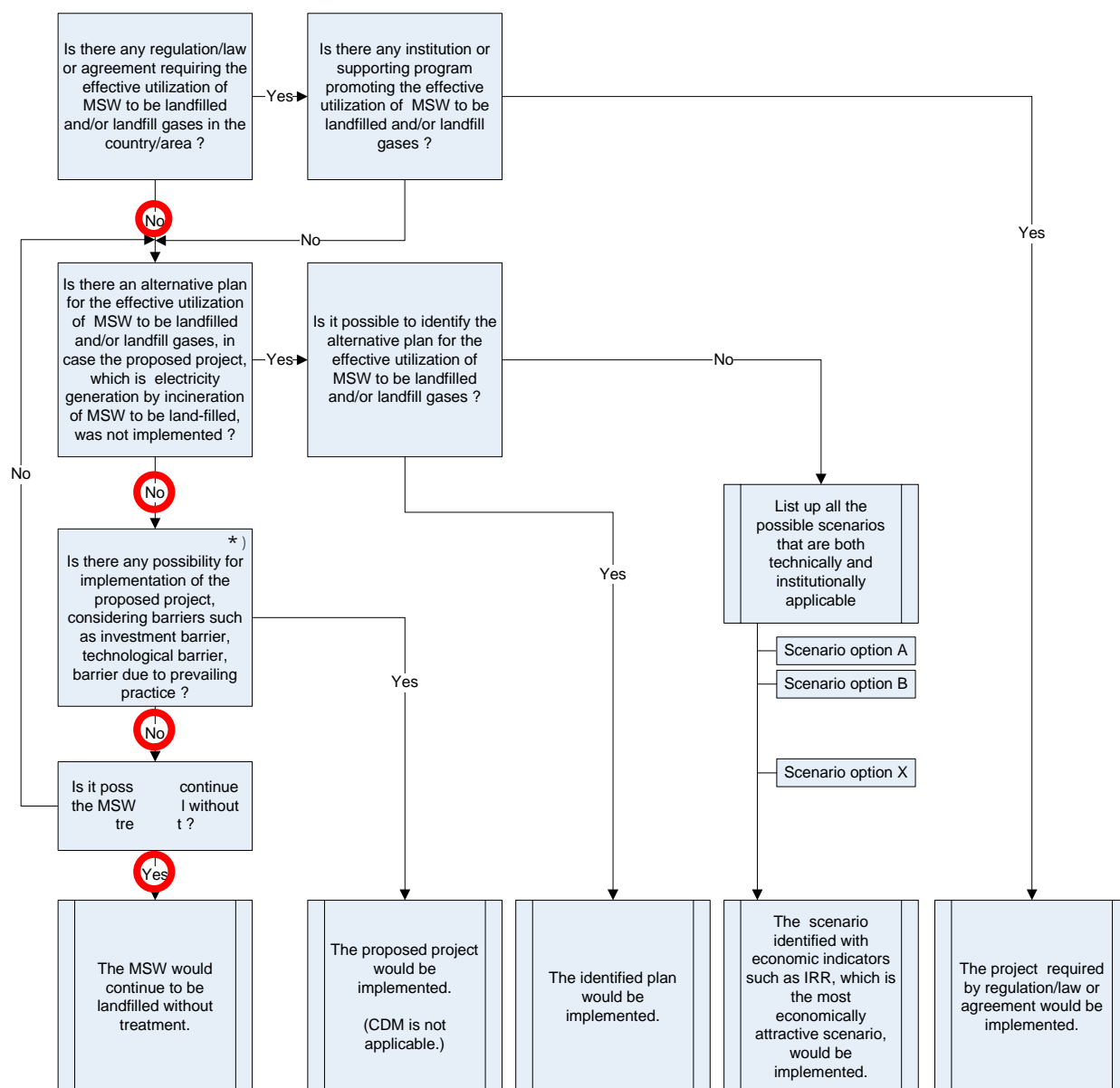


図 4-1 ベースライン設定用のディシジョンツリー（廃棄物管理）

都市廃棄物や埋立ガスの有効利用を義務付ける法規制はあるか？

法規制はない。インドネシア政府およびシドアルジョ県は、都市廃棄物の管理、あるいは埋め立て地からのメタン回収に関する特定の法律や規制は設けていない。現在の法律では、有害廃棄物のみが管理の対象となっている。また、近い将来これらの法律・規制がインドネシア政府およびシドアルジョ県に設けられる予定はない。

都市廃棄物を焼却して発電する当該プロジェクトが実施されなかった場合、都市廃棄物や埋立ガスを有効利用する計画はあるか？

計画はない。シドアルジョ県の廃棄物管理を担当する同県の清掃局によれば、県内で排出される廃棄物やメタンガスを有効利用する計画は存在しない。理由は主に財政的な障壁があること、そして新しい技術への投資が期待できないことが挙げられる。

投資、技術、既存事例の障壁を考慮したうえで、都市廃棄物を焼却して発電する当該プロジェクトが実施される可能性はあるか？

(投資の障壁)実施される可能性はない。事業実施者である IMW 社は、本プロジェクトを実施するには内部収益率 (IRR) が少なくとも 16%必要であると判断しているが、CDM 事業の実施によって得られる CER の売却益なしでは、事業の IRR は 13.7%にとどまることが分った。しかし、CER の獲得と売却が行われれば、IRR は 17.2%となり、事業実施の可能性が確保されることになる。従って、投資の障壁がある本プロジェクトはベースラインでは実施されない(詳細は第 9 章の収益性比較を参照)。

(技術の障壁)また、本プロジェクトで導入される、英国 WES 社の廃棄物燃焼の熱利用発電プラントは、インドネシア国内で導入された実績は無く、技術の障害があると考えられる。

(既存事例欠如の障壁)さらに、インドネシア国内では埋め立てが最も一般的に行われている処理方法であり、当該プロジェクトに類する廃棄物処理は実践されておらず、ベースラインとはならないと考えられる。

廃棄物を今後も未処理のまま埋め立てることは可能か？

可能である。新たな埋立地の用地は確保することができるため、シドアルジョ政府は埋立を継続することが可能である。実際、県の財務状況を考慮すると埋立ガスの回収や有効利用を実施するだけの余裕がないため、現行の未処理埋立を継続する以外にオプションはない。

オプションシナリオの分析

本プロジェクトのベースラインとして想定されうるシナリオは次に示す 7 つであることが、シドアルジョ政府との協議や関連法規制に関する調査の結果判明した。各オプションシナリオとその分析結果を表 4-1 に示す。

表 4-1 オプションシナリオの分析

オプション シナリオ	分析結果
1 オープンダ ンプ・覆土埋 立の実施お よび埋立ガ スの焼却	<p>ベースラインではない。</p> <ul style="list-style-type: none"> - 現在、埋立ガス（LFG）は未処理のまま大気中に排出されている。LFG は悪臭を発生するが有害ではないとの認識のもと、今後も排出は抑制されることはないと思われる。また、シドアルジョ政府は MSW の燃焼などの LFG 抑制に関する計画や政策は現在有しておらず、現行のオープンダンプを継続する予定となっている。 - 現在東ジャワ州では、回収された MSW から発生する LFG の焼却は実施されていない。先進国の技術を導入する必要があるためであり、このオプションには投資の障壁があると考えられる。 - 埋立地での爆発事故等を防ぐ目的で LFG の燃焼を行うことも想定されるが、そのためには LFG を最終処分場で回収する必要がある、それには多額の投資が必要となる。一方で MSW 燃焼によって得られる収益は皆無である。従って、このオプションには投資の障壁がある。
2 オープンダ ンプ・覆土埋 立の実施お よび埋立ガ スの回収、発 電	<p>ベースラインではない。</p> <ul style="list-style-type: none"> - オープンダンプあるいは覆土埋立地からの LFG 回収と発電は、インドネシアで実施された前例は無い。従って、関連技術を国内で調達する事は不可能であり、先進国から入手する必要がある。従って、このオプションには投資の障壁がある。 - LFG 回収と発電に必要なとされる技術には多大な投資が必要である一方、導入後に売電で得られる収益は比較的少ない。従って、投資の障壁があると思われる。
3 メタン発酵	<p>ベースラインではない。</p> <ul style="list-style-type: none"> - 埋立ガス（LFG）は現在未処理のまま排出されているうえ、LFG は悪臭を発生するが有害ではないとの認識のもと、今後も排出は抑制されないと見られる。 - インドネシア国内でメタン発行技術が導入された前例はない。従って、関連技術を国内で調達する事は不可能であり、先進国から入手する必要がある。従って、このオプションには投資の障壁がある。 - メタン発酵に必要なとされる技術には多大な投資が必要とされるが、導入後に得られる収益は全くない。従って、投資の障壁が存在する。
4 コンポスト	<p>ベースラインではない。</p> <ul style="list-style-type: none"> - MSW の削減を目指してコンポスト技術が試験的に導入されたことはあるが、その経験から、同技術を利用するには生物分解性の物質とそれ以外の物質を完全に分離する必要があることが判明した。しかし、現地の住民はそれ程環境

オプション シナリオ	分析結果
	<p>問題に興味は無く、分別を徹底させる事が難しいことが分った。従って、このオプションには既存事例の障壁がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> - コンポストの売却益で得られる収入を考慮しても事業性は確保することは困難である。これは、現在広く使用されている肥料の方がより高く売買されているためであり、従ってこのオプションには技術の障壁も存在する。
5 燃 焼	<p>ベースラインではない。</p> <ul style="list-style-type: none"> - MSW 燃焼技術は国内でも入手できるため、小規模のものが数件導入された例がある。しかし、MSW を低温度で燃焼するためにダイオキシンを始めとする汚染物質が発生し、それらの抑制が不十分であるために、本格的な導入は進んでいない。従って、このオプションには技術の障壁がある。 - MSW 燃焼にかかるコストは埋立コストより高く、技術の障壁もある。
6 燃 焼 お よ び 発 電	<p>ベースラインではない。 <u>本プロジェクトのプロジェクトケースに該当する。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - インドネシア国内で MSW の燃焼による発電を行う事業が行われた前例はない。従って、関連技術を国内で調達する事は不可能であり、先進国から入手する必要がありこのオプションには投資の障壁があると考えられる。 - MSW の燃焼発電に必要とされる技術には多大なコストがかかるが、導入後に売電で得られる収益は比較的少ない。従って、投資の障壁もあると見られる。
7 オ ー プ ン ダ ンプ お よ び 埋 立 ガ ス の 未 回 収	<p><u>本プロジェクトのベースラインとなる。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - このオプションはプロジェクトサイトで現在行われている状態であり、また、インドネシア国内で最も一般的に行われている廃棄物管理手法である。

上記の検討を行った結果、ベースラインは「廃棄物は現行のように未処理のまま埋め立てられる」状態であると想定される。

シドアルジョ県内で出される廃棄物の量は、今後県内の人口増加に伴って増加すると予想され、さらに地元住民のライフスタイルが近年、「大量消費・大量廃棄」に変遷してきており、廃棄物は増加の一途を辿ると予測される。

(b) 電力系統に関するベースラインシナリオ

本プロジェクトで発電した電力は、インドネシア最大の電力系統である JAMALI 系統に供給される。本プロジェクトの実施により、同系統に接続する発電所が使用する燃料が代替され、その結果それらの発電所から排出される温室効果ガスが削減されることになる。

電力系統に関するベースラインシナリオを選定するに当たり、図 4-2 に示すディシジョンツリーを使用した。

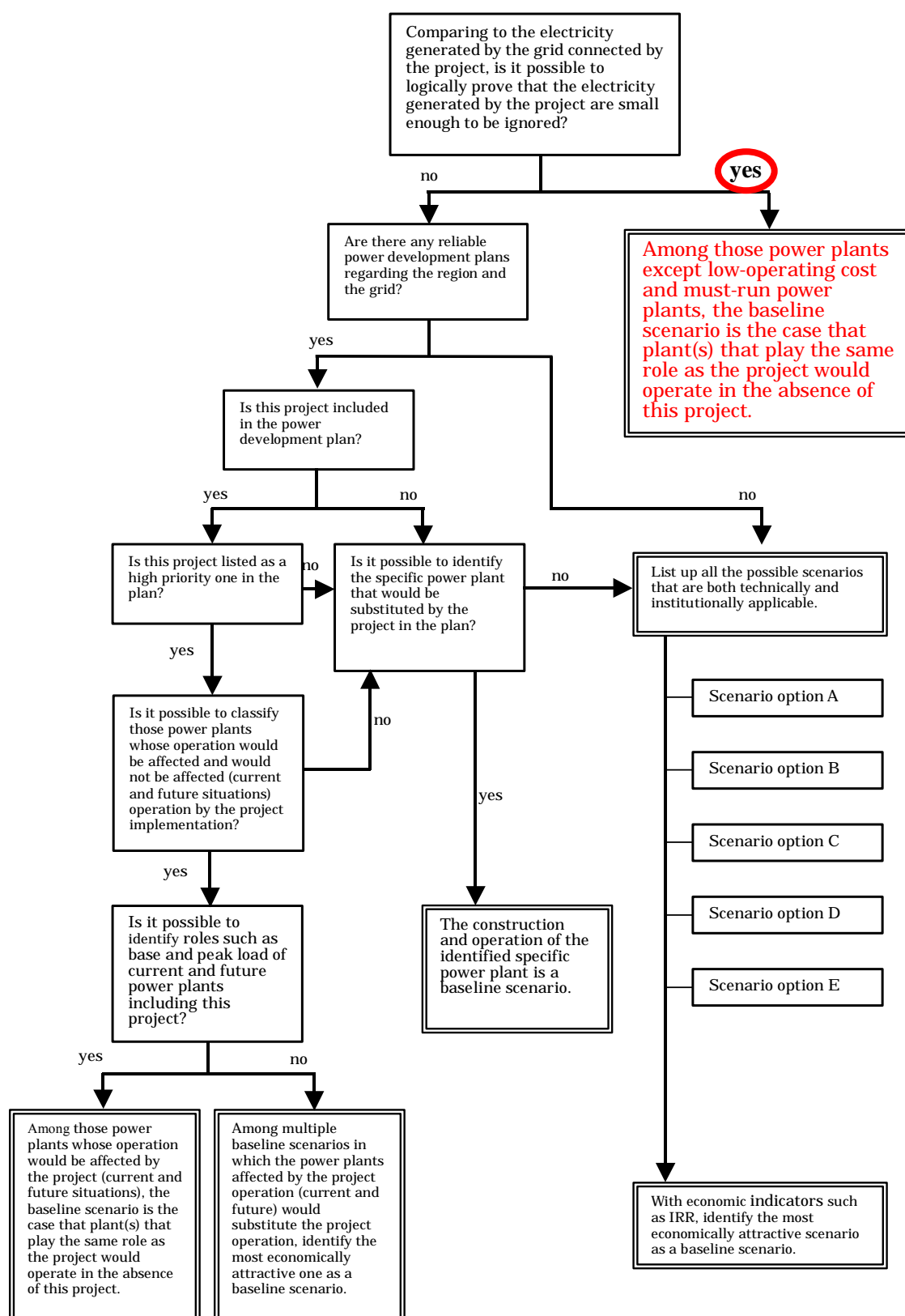


図 4-2 ベースライン設定用のディシジョンツリー（電力系統）

本プロジェクトが接続する電力系統で作られる電力量と比較すると、本プロジェクトで作られる電力量は非常に微量で無視できる範囲内にあり、それを論理的に証明できるか？

以下のとおり証明される。本プロジェクトは年間およそ 140GWh の電力を JAMALI 系統に供給するが、同系統は年間約 83,576GWh の電力を生成するインドネシア最大の電力グリッドであり(2003 年データ)、本プロジェクトの発電量が同グリッドに占める割合は 0.16%と非常に微小である。また、系統の電力供給地域では人口増加が著しく、系統内の総発電量は今後も増加すると見られるが、本プロジェクトによる発電量は増加する予定はない。

したがって、本プロジェクトによって生成される電力量は、系統内の発電量には影響しないため、ベースラインシナリオにおいては、「既存の発電所は現在と同じように運転を継続する」と考えられる。

(2) ベースラインの検討

(a) 使用するデータおよびパラメーター

本プロジェクトのベースライン値を決定するために使用する各種パラメーターには、プロジェクト実施者が実際に計測を行ったものを基本的に採用するが、実測値以外の推定値を用いる場合は、公的な統計等のデータ、IPCC の定める基準値、そしてプロジェクト参加者へのインタビューなどに基づいた値を採用する。

プロジェクトケースの値を算出する際には以下のパラメーターを使用した。

- 発電所で燃焼される廃棄物の総乾燥重量
- 廃棄物中の化石燃料起源物質の割合
- 化石燃料起源物質の炭素含有率*
- 燃焼効率*
- 発電所で使用される化石燃料
- 発電所で使用される化石燃料の二酸化炭素排出係数*

* (IPCC 値を採用)

また、ベースラインケースの値を算出する際には以下のパラメーターを使用した。

- グリッドへの電力供給量
- 各燃料源の二酸化炭素排出係数
- 各発電所で消費される化石燃料のタイプおよび量
- 焼却される乾燥廃棄物の総量
- 廃棄物中の分解性炭素の含有率
- 実際に分解される廃棄物中の炭素の割合*
- メタン生成補正係数*
- 埋立地から発生するガスに含まれるメタンの割合*
- 酸化係数*
- メタン発生率*
- 廃棄物が排出される年

* (IPCC 値を採用)

(b) 不確定要素について

本プロジェクトのベースラインおよびプロジェクト領域に影響を及ぼす可能性のある不確定要素を想定し、それらに対する対処法を以下のように検討した。

ベースライン設定に関わる不確定要素としては、以下の 2 点が想定される。

- GHG 削減につながる類似事業が本プロジェクトサイト周辺で多数実施される可能性
- 外部要因で本廃棄物発電プラントの廃棄物処理能力および発電量が著しく低下する可能性

これらが発生した場合は、プロジェクト開始から 7 年後と 14 年後に行うベースラインのレビューの段階で、初期に設定したベースラインを再度見直し、必要に応じて修正を加えることとする。

また、プロジェクト領域に関わる不確定要素として、以下の点が想定される。

- 主要なパラメーターやデータ、その出所等の変更

上の不確定要素への対応策として、パラメーター等の変更に対しては、数値は常識的な範囲内で推移することを踏まえ、正当化できる場合を除いて保守的な値を採用することとする。

4-1-3 追加性の証明

既述のとおり、本 CDM プロジェクトが実施されなかった場合には、シドアルジョ県の廃棄物最終処分場では、廃棄物が未処理のまま継続的に埋め立てられ、メタンガスが排出され続けることになる。本プロジェクトは主にこのメタンガスを回収・焼却処分することで温室効果ガスを追加的に削減するものである。

本プロジェクトの追加性については、以下の 3 つの項目に関して検討した。

(1) プロジェクトケースがベースラインケースと異なっている

既述のとおり、ベースラインケースは、「メタン排出を抑制する有効な廃棄物処理施設は設置されず、今後排出される廃棄物は既存の埋立処分場に引き続き埋め立てられ」、「既存の発電所は現在と同じように運転を継続する」状態である。これは、「廃棄物発電施設を建設し、発電電力を系統へ供給する」プロジェクトケースとは異なっているため、本プロジェクトは追加的に実施されるものであると言える。

(2) プロジェクトケースの GHG 排出量がベースラインの GHG 排出量よりも少ない

下表が示すように、本プロジェクトからの年間 GHG 排出量はベースラインの排出量を下回っており、クレジット期間を通じてこの状態は続くと考えられる。

表 4-2 プロジェクトによる GHG 排出量

unit: t-CO₂e

Year	Baseline emissions	Project emissions	Emission reductions
2007	121,906	19,875	102,031
2008	127,757	19,875	107,882
2009	133,323	19,875	113,449
2010	138,618	19,875	118,743
2011	143,655	19,875	123,780
2012	148,446	19,875	128,571
2013	153,003	19,875	133,128
2014	157,338	19,875	137,463
2015	161,461	19,875	141,587
2016	165,384	19,875	145,509
2017	169,115	19,875	149,240
2018	172,664	19,875	152,789
2019	176,040	19,875	156,165
2020	179,252	19,875	159,377
Total			1,869,714

(3) コモンプラクティスの分析、CDM 登録

本プロジェクトで採用される技術はインドネシアで導入されたことは無く、当該技術の初期費用の高さなどを考慮すると、今後も急速に導入が進むとは想定しにくい。従って、本プロジェクトは CDM 事業と認められなければ実施されることはないと考えられるため、追加的なプロジェクトであると判断される。

また、本プロジェクトが CDM 事業として認証・登録され、CER を獲得した場合には、当該事業の IRR が CER の売却収益が無い場合と比べて 3.5 ポイント増の 17.2%となり、財務的な実行可能性が確保できることから、事業を CDM 化することによって障壁をクリアすることが可能になる。

4-2 プロジェクト領域の検討

本事業のプロジェクト領域は、今回採用する新方法論に基づき、図 4-3 に示すとおり設定された。

必要のない、それ以外の行為」による影響とに分類した上で、各項目に対応する指標を設定した。

なお、「直接影響」とは、事業の目的を達成するために必要な活動で、かつ GHG の排出に繋がるようなものを指す一方、「間接影響」とは、事業の実施工程上必要な活動によって発生するアウトプットで、かつ GHG の排出に繋がるようなものを指す。

また、各 GHG 排出行為とそれに対応する指標は図 4-4 および図 4-5 に示すディビジョンツリーに従ってクラス分けされ、本プロジェクトの領域内に含まれる行為とそれ以外の行為に分けられた。

表 4-3 プロジェクト実施による直接影響・間接影響

直接影響					
影響の種類	項目	GHG 排出に関する行為	指標	クラス ※注 (A - E)	領域内() 領域外(×)
Impacts from principal objectives	Decarbonization of fuels	Generating electricity by steam turbine	Electricity output of the project plant	A	
	Methane avoidance	Open-dumping MSW at disposal sites	Change in amount of MSW open-dumped	A	
		Incinerating MSW by thermal converter	Input amount and characteristics of MSW, which is originated in fossil fuel	A	
	Fuel consumption	Transporting MSW by the project's trucks	Fuel consumption, Methods of transportation	A	
		Transporting clinkers and fly ash by the project's trucks	Fuel consumption, Methods of transportation	A	
	Electricity consumption	Conveying MSW by electric conveyors	Consumption of electricity and fossil fuels by the plant	A	
		Shredding MSW by an electric shredder	Consumption of electricity and fossil fuels by the plant	A	
		Circulating water by electric pumps	Consumption of electricity and fossil fuels by the plant	A	
Other impacts	Fuel consumption	Operation of construction machineries	Construction scale	D	×
		Transportation of construction materials	Volume of used construction materials, distance from the supplier of the materials	D	×
		Transporting MSW by local people and local government's trucks	Fuel consumption, Methods of transportation	B	×
	Energy loss	Transmission/distribution loss	Power generation, Power supply	B	×

*注 クラス分けには図 4-4 および表 4-4 を使用

間接影響					
影響の種類	項目	GHG 排出に関する行為	指標	クラス ※注 (a - f)	領域内() 領域外(×)
Impacts from principal objectives	Fuel consumption	More fuel consumed by price decline of the primary energy due to less demand	Consumption record of the relevant fuels	f	×
Other impacts	Fuel consumption	Mining and processing of construction materials	Fuel consumption, Methods of mining and processing	a	×
		Electricity demand stimulated by more electricity supply	Electricity demands of local communities and industries	f	×
	Land cover change	Change of biomass caused by landcover change	Biomass in the project area	a	×
	GHG emissions reduction	More GHG reduced by encouraging similar projects contributing to GHG reduction	Technical needs of power supplier and MSW manager in host country, GHG emission reduction effect of the project	f	×

*注 クラス分けには図 4-5 および表 4-5 を使用

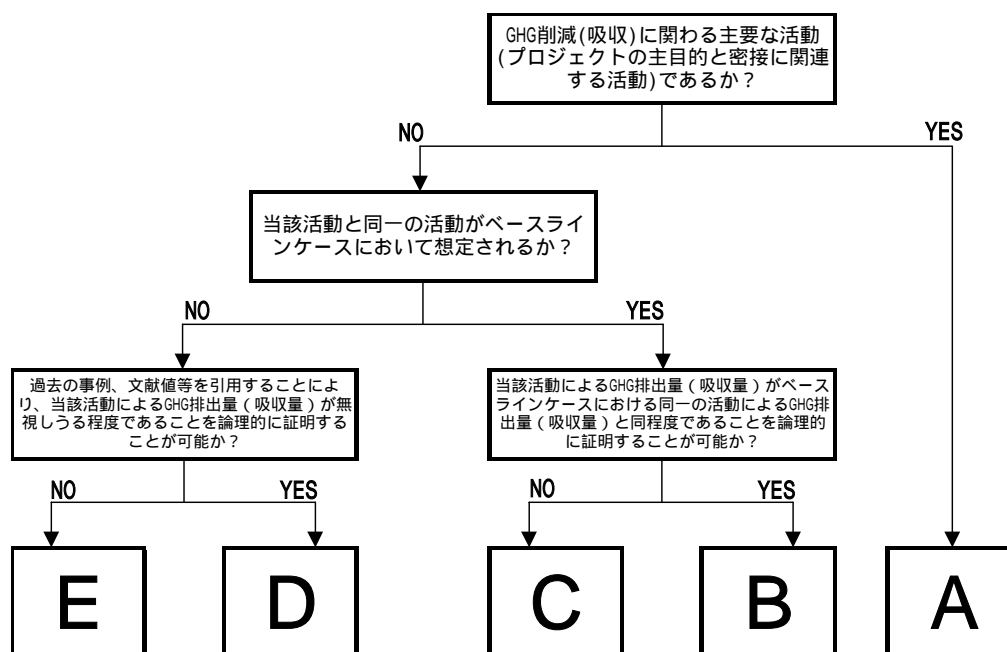


図 4-4 直接影響の設定フロー

表 4-4 各分類における直接影響の考慮方法

分類	考慮方法
A	当該直接影響に関する全ての GHG 排出量を算定する。
B	当該直接影響をバウンダリーに含めるが、プロジェクト排出量の算定項目には含めない。
C	当該直接影響をシステムバウンダリーに含め、プロジェクト排出量の算定項目に含める。
D	当該直接影響に関する GHG 排出量の過去の事例または文献値等により、当該直接影響による GHG 排出量が全 GHG 排出量に比較して無視しうることを確認後、システムバウンダリー及びプロジェクト排出量の算定項目から除外する。
E	当該直接影響をシステムバウンダリーに含め、プロジェクト排出量の算定項目に含める。

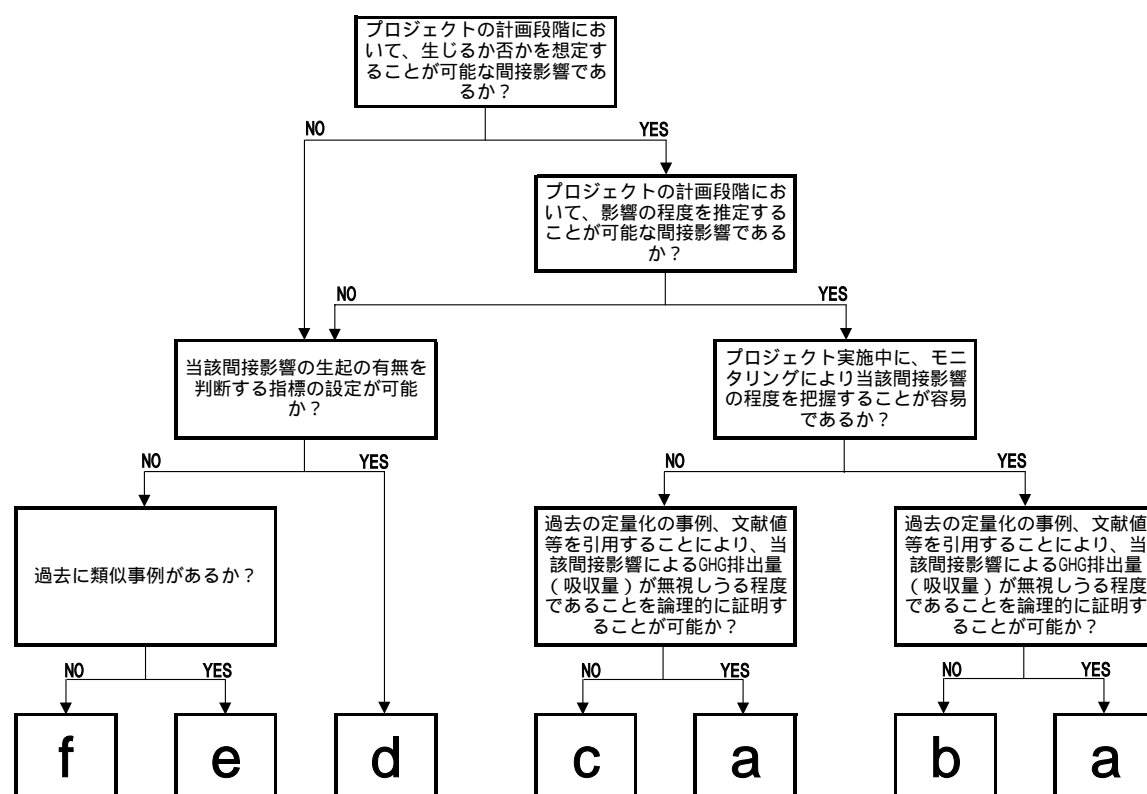


図 4-5 間接影響の設定フロー

表 4-5 各分類における間接影響の考慮方法

分類	考慮方法
a	当該間接影響に関する GHG 排出量の過去の事例または文献値等により、当該間接影響による GHG 排出量が全 GHG 排出量と比較して無視しうることを確認後、システムバウンダリー及びプロジェクト排出量の算定項目から除外する。
b	当該間接影響をシステムバウンダリーに包含し、算定式を設定して当該影響による GHG 排出量を算定する。加えて、モニタリング項目を設定して、プロジェクト実施中にモニタリングを行い、当該影響による実際の GHG 排出量を把握する。その結果をクレジット獲得時に反映する。
c	当該間接影響をシステムバウンダリーに包含し、過去の定量化の事例、文献値等により、当該間接影響による GHG 排出量が全 GHG 排出量に占める割合を想定し、これを考慮不能な間接影響差引係数として設定して、クレジット獲得量に反映する。
d	当該間接影響をシステムバウンダリーに包含し、当該間接影響の生起の有無を判断する指標を設定する。プロジェクト実施中、または実施後に当該影響の生起が明白である場合は、過去の定量化の事例、文献値等を参考として、c 同様考慮不能な間接影響差引係数を設定して対応する。
e	当該間接影響をシステムバウンダリーに包含しないが、類似事例を参考として、当該影響の生じる可能性、程度等を留意事項として記述し、クレジット獲得時に確認する。
f	当該間接影響をシステムバウンダリーに包含しないが、ベースライン排出量の見直し時に再度本フローを用いて検討する。

第5章 モニタリング計画

5-1 モニタリングの内容

ベースライン方法論と同様に、本プロジェクトに適用できる承認済みのモニタリング方法論がまだ無いため、新たな方法論を策定した。

新方法論は、「埋め立て廃棄物の焼却による発電と系統連系に関するモニタリング方法論 (Monitoring methodology for grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be land-filled)」とした。

新方法論に基づいて行われるモニタリングは、本プロジェクトの CDM 化のために特別に実施されるものではなく、「回収、処理、発電」という、廃棄物処理に関わる日常的な業務の一貫として行われる。また、透明性・信頼性を確保するために、ISO の品質管理システムに基づく QA/QC のシステムを導入する。

5-1-1 プロジェクト排出量に関するモニタリング

(1) モニタリング項目

プロジェクトの実施によって発生する GHG 排出量を正確に把握するため、表 5-1 に示す項目をモニターする。

表 5-1 プロジェクト排出量のモニタリング項目

ID 番号	略	データ	データ出所	単位	計測方法	計測頻度	備考
ID1	MSWy	焼却される廃棄物の重量	プロジェクト実施者 (廃棄物調達部門)	トン	実測	毎日 (記録は毎月)	焼却炉に取付けられたメーターによって自動的に廃棄物の計量を行う
ID2	FPFy	焼却される廃棄物に含まれるプラスチック性物質の割合	プロジェクト実施者 (研究室)	%	実測	毎月	コンベヤでサーマルコンバーターに運ばれる廃棄物からサンプルを採取し、算定法は工業規格に準じるものを使用する
ID3	FFy	プロジェクトで使用する軽油の量	プロジェクト実施者 (廃棄物調達部門)	リットル	実測	毎日	使用する全ての軽油はサイト内にあるスタンドから供給され、そこに設置されたメーターを読み取る
ID4	VEF _{CO2}	軽油の二酸化炭素排出係数	統計	t/kg (CO ₂ 換算)	計算	年 1 回	IPCC の定める基準値を使用する

(2) プロジェクト排出量の算出

上記の 4 項目に廃棄物中の炭素含有率、焼却効率などを乗じた以下の式を用いて、プロジェクトによる GHG 排出量を算出する。

$$\text{プロジェクト排出量 (tCO}_2\text{eq/yr)} = \text{MSW}_y * \text{FPF}_y * \text{CCFP} * \text{EFC} * 44/12 + \text{FF}_y * \text{VEF}_{\text{CO}_2}$$

ここで、

MSW _y	: 焼却される廃棄物の総重量	(トン/年)
FPF _y	: 廃棄物中のプラスチック性物質の含有率	(%)
CCFP	: プラスチック性物質中の炭素含有率	(%)
EFC	: 燃焼効率	(%)
FF _y	: プロジェクトで使用される軽油	(リットル/年)
VEF _{CO2}	: 軽油の二酸化炭素排出係数	(CO ₂ 換算トン/年)

5-1-2 ベースライン排出量に関するモニタリング

(1) モニタリング項目

ベースラインの排出量を計測するため、表 5-2 に示す各項目に関してモニタリングを実施することとする。

表 5-2 ベースライン排出量のモニタリング項目

ID 番号	略	データ	データ出所	単位	計測 方法	計測 頻度	備考
ID5	BEgy	グリッドからの 排出量	-	t-CO ₂ /yr	計算	毎年	
ID6	EGy	グリッドへの 電力供給量	プロジェクト実 施者 (運転部門)	MWh	実測	毎日	発電所内にある変圧 施設に取付けられた メーターで計測し、 数値は各種請求書な どとクロスチェック する
ID7	EF_OMy	排出係数(オペ レーティング マージン)	統計	t-CO ₂ / MWh	計算	毎年	
ID9	F	各発電所で消 費される化石 燃料	統計	t, liter, m ³	実測	毎年	
ID10	GEN	各発電所で発 電される電力 量	統計	MWh	実測	毎年	
ID11	COEF	各燃料源の二 酸化炭素排出 係数	統計	t-CO ₂ e / t, liter, m ³	計算	毎年	IPCC の基準値を使用
ID12	-	OM 計算に含ま れる発電所の 識別	統計およびエネ ルギー開発計画	text	予測	毎年	OM の排出係数算出 に使用
ID14	BE _{dy}	回避される廃 棄物からの排 出量	-	t-CO ₂ /yr	計算	毎年	

ID 番号	略	データ	データ出所	単位	計測 方法	計測 頻度	備考
ID15	DOC _y	廃棄物中の腐敗性炭素含有率	プロジェクト実施者 (研究室)	%	実測	毎月 1 サンプル	廃棄物中の次の含有率 紙・布類 庭・公園からのゴミ、食料以外の腐敗性物質 食料ゴミ 木・草
ID16	L ₀	腐敗率	プロジェクト実施者(研究室)および IPCC のガイドライン・Good Practice Guidance		計算	毎年	DOC _y , DOC _F , MCF, F _y を使用して算出
ID17	DOC _F	実際に分解される炭素の割合	プロジェクト実施者(研究室)	%	予測	プロジェクト開始前に 1 回	廃棄物埋立地の嫌気層における温度(T)を使用して以下のとおり算出 DOC _F = 0.014T + 0.28
ID18	-	埋立地ガスに関する法規制	中央政府 / 地方政府法規等	-	-	毎年	法律等が施行された場合には、その実効性を考慮し、ベースラインシナリオの見直しを行う。

(2) ベースライン排出量の算出

以下の式を用いて、ベースラインの GHG 排出量を算出する。

$$\text{ベースライン排出量 (CO}_2\text{ 換算トン / 年)} = \text{BEg}_y + \text{BE}_d_y$$

ここで、

BEg_y : グリッドに接続する発電所からの排出量 (CO₂ 換算トン / 年)

BE_d_y : 回避される廃棄物からの排出量 (CO₂ 換算トン / 年)

上記の BEg_y (グリッドに接続する発電所からの排出量) は以下の式で算出される。

$$\text{BEg}_y = \text{EG}_y * \text{EF_OM}_y$$

ここで、

BEg_y : グリッドに接続する発電所からの排出量 (CO₂ 換算トン / 年)

EG_y : グリッドに供給される総電力量 (MWh)

EF_OM_y : オペレーティングマージン (OM) の排出係数 (CO₂ 換算トン/MWh)

また、排出係数 (EF_OM_y) は以下の式で算出される。

$$EF_OM_y \text{ (CO}_2\text{ 換算トン/MWh)} = \left[\sum_{ij} F_{ij,y} * COEF_{ij} \right] / \left[\sum_j GEN_{j,y} \right]$$

ここで、

- EF_OM_y : オペレーティングマージン (OM) の排出係数 (CO₂ 換算 t/MWh)
 F_{ij,y} : グリッドに電力を供給する各発電施設 (j) において (y) 年次に消費される燃料 (i) のエネルギー量 (GJ)
 COEF_{ij,y} : (y) 年次に消費される燃料 (i) の炭素係数 (CO₂ 換算 t/GJ)
 GEN_{j,y} : (y) 年次に各発電施設 (j) から供給される総電力 (MWh)

また、BE_{d_y} (回避される廃棄物からの排出量) は以下の式で算出される。

$$BE_{d_y} = k * L_0 * \sum_{t=0,y} MSW_t * e^{-k(t-y)} * (1-O_x) * GWP_CH_4$$

ここで、

- k : メタン発生率
 L₀ : 腐敗率 (m³ / mg 廃棄物)
 t : 廃棄物が排出された年
 MSW_t : 発電所で燃焼される廃棄物の総乾燥重量 (トン / 年)
 O_x : 酸化係数 (0 ~ 1)
 GWP_CH₄ : IPCC の定めるメタンの地球温暖化係数 (21)

また、腐敗率 L₀ は以下の式で算出される。

$$L_0 = DOC_y * DOC_F * MCF * F_y * 16/12$$

ここで、

- DOC_y : 廃棄物中の分解性炭素の含有率 (%)
 DOC_F : 実際に分解される炭素の割合 (%)
 MCF : メタン生成補正係数 (%)
 F_y : 埋立地で発生するガスに含まれるメタンの割合 (%)

5-2 モニタリングの実施体制

事業実施者である IMW 社が各モニタリングを実施し、紙あるいは電子データに記録・保管する。モニタリングは以下に示す品質管理システムの下に行われる。

5-3 品質管理

品質管理（QC）および品質保証（QA）を確実にするために以下の項目がモニターされる。また、全てのデータ計測は ISO9001 の定める手順に従って実施される。

表 5-3 品質管理の対象となるモニタリング項目

ID 番号	データ	QA/QC 内容
ID 1	焼却される廃棄物の重量	<ul style="list-style-type: none">- データ・記録はプロジェクトの品質管理担当者によって精査され、承認を受ける。- 計器は毎月、工業規格に従ったキャリブレーションを行い、精度が保たれる。- また、処理施設の入口に設置された重量計も併用し、廃棄物の重量を正確にチェックする。
ID 2	焼却される廃棄物に含まれるプラスチック性物質の割合	<ul style="list-style-type: none">- データ・記録はプロジェクトの品質管理担当者によって精査され、承認を受ける。- 計測は工業規格に従って行われる。
ID 3	プロジェクトで使用する軽油	<ul style="list-style-type: none">- データ・記録はプロジェクトの品質管理担当者によって精査され、承認を受ける。- サイト内にある軽油スタンドに設置されたメーターは毎月工業規格に従ったキャリブレーションを行い、精度を保持する。- また、軽油の販売業者からの請求書とクロスチェックする。
ID 6	グリッドへの電力供給量	<ul style="list-style-type: none">- データ・記録は、プロジェクト実施者および電力公社の品質管理担当者によって精査され、承認を受ける。- 電力売買の契約書および電力の売却証明書と数値をクロスチェックする。- 売却された電力量のデータは電力公社側が保持していることを考慮し、データの精査を保守的に行う。
ID 15	廃棄物中の腐敗性炭素含有率	<ul style="list-style-type: none">- 工業規格に従い分析を行う
ID 16	腐敗率	<ul style="list-style-type: none">- 工業規格に従い分析を行う
ID 17	実際に分解される炭素の割合	<ul style="list-style-type: none">- 工業規格に従い分析を行う

第 6 章 温室効果ガス排出削減効果の検討

6-1 温室効果ガス排出削減に係る活動

プロジェクトバウンダリー内における温室効果ガス (GHG) の排出に係る活動の状況及びベースライン、プロジェクト排出量を算定するために考慮されるパラメーターは表 6-1 に示すとおりである。

表 6-1 プロジェクトバウンダリー内における GHG 排出に係る活動

直接影響						
影響の種類	項目	GHG 排出に関する行為	指標	クラス (A - E)	領域 *	パラメーター
Impacts from principal objectives	Decarbonization of fuels	Generating electricity by steam turbine	Electricity output of the project plant	A		BEgy
	Methane avoidance	Open-dumping MSW at disposal sites	Change in amount of MSW open-dumped	A		BE _{dy}
		Incinerating MSW by thermal converter	Input amount and characteristics of MSW, which is originated in fossil fuel	A		PE _{by} PE _{fy}
	Fuel consumption	Transporting MSW by the project's trucks	Fuel consumption, Methods of transportation	A		PE _{fy}
		Transporting clinkers and fly ash by the project's trucks	Fuel consumption, Methods of transportation	A		PE _{fy}
	Electricity consumption	Conveying MSW by electric conveyors	Consumption of electricity and fossil fuels by the plant	A		BE _{gy}
		Shredding MSW by an electric shredder	Consumption of electricity and fossil fuels by the plant	A		BE _{gy}
		Circulating water by electric pumps	Consumption of electricity and fossil fuels by the plant	A		BE _{gy}
Other impacts	Fuel consumption	Operation of construction machineries	Construction scale	D	×	-
		Transportation of construction materials	Volume of used construction materials, distance from the supplier of the materials	D	×	-
		Transporting MSW by local people and local government's trucks	Fuel consumption, Methods of transportation	B	×	-
	Energy loss	Transmission/distribution loss	Power generation, Power supply	B	×	-
間接影響						
影響の種類	項目	GHG 排出に関する行為	指標	クラス (a - f)	領域 *	-
Impacts from principal objectives	Fuel consumption	More fuel consumed by price decline of the primary energy due to less demand	Consumption record of the relevant fuels	f	×	-
Other impacts	Fuel consumption	Mining and processing of construction materials	Fuel consumption, Methods of mining and processing	a	×	-
		Electricity demand stimulated by more electricity supply	Electricity demands of local communities and industries	f	×	-
	Land cover change	Change of biomass caused by landcover change	Biomass in the project area	a	×	-
	GHG emissions reduction	More GHG reduced by encouraging similar projects contributing to GHG reduction	Technical needs of power supplier and MSW manager in host country, GHG emission reduction effect of the project	f	×	-

* 「 」は領域内、「×」は領域外を示す。

従って、本プロジェクトによる温室効果ガス (GHG) 削減量は以下の通り計算できる。

$$\begin{aligned}\text{GHG 削減量} &= \text{BE}_y - \text{PE}_y \\ &= (\text{BE}_{d_y} + \text{BE}_{g_y}) - (\text{PE}_{b_y} + \text{PE}_{f_y})\end{aligned}$$

- BE_y: ベースラインケースの GHG 排出量 (t-CO_{2e}/yr)
BE_{d_y}: ゴミが埋め立てられた場合に発生するメタン排出量(t-CO_{2e}/yr)
BE_{g_y}: 電力を外部電力系統で生成した場合に発生する CO₂ 排出量(t-CO_{2e}/yr)
PE_y: プロジェクト活動による GHG 排出量 (t-CO_{2e}/yr)
PE_{b_y}: プロジェクト活動における石油起源物の燃焼による排出量(t-CO_{2e}/yr)
PE_{f_y}: プロジェクト活動における化石燃料の燃焼による排出量(t-CO_{2e}/yr)

6-2 プロジェクトケース

ベースライン方法論によれば、プロジェクトケースにおける GHG 排出量は、石油起源物の燃焼による排出量とプロジェクトにおける化石燃料の燃焼による排出量から以下のように計算できる。

$$\text{PE}_y = \text{PE}_{b_y} + \text{PE}_{f_y}$$

- PE_y: プロジェクト活動による GHG 排出量 (t-CO_{2e}/yr)
PE_{b_y}: プロジェクト活動における石油起源物の燃焼による排出量(t-CO_{2e}/yr)
PE_{f_y}: プロジェクト活動における化石燃料の燃焼による排出量(t-CO_{2e}/yr)

6-2-1 プロジェクト活動における石油起源物の燃焼による排出量

ゴミの中に含まれている石油起源物であるプラスチックをプロジェクトプラントにおいて燃焼することによる排出量は表 6-2 に示される数値により以下の通り計算される。

$$\text{PE}_{b_y} = \text{MSW}_y \times \text{FPF}_y \times \text{CCFP} \times \text{EFC} \times 44/12$$

- MSW_y: プラントにおいて焼却されるゴミの量(ton/yr)
FPF_y: 焼却されるゴミにおけるプラスチックの重量比率(%)
CCFP: プラスチックにおける炭素重量比率(%)
EFC: 燃焼効率(%)

表 6-2 算定式に用いた数値及びその設定根拠

Variables	Value	Explanation
MSW	131,400 (ton/yr)	(焼却されるゴミの最低乾燥重量 : 360 ton/day) × 365 days/yr = 131,400 ton/yr
FPF	5.05(%)	後述する「6-2-4 数値の設定根拠の補足説明」の「(1) 焼却されるゴミにおけるプラスチックの重量比率」参照
CCFP	85(%)	“IPCC Good Practice Guidance”において設定されている範囲における最大値 (最も保守的な値)
EFC	99(%)	“IPCC Good Practice Guidance”において設定されている範囲における最大値 (最も保守的な値)

従って、

$$\begin{aligned} \text{PEb}_y &= 131,400(\text{ton/yr}) \times 4.8(\%) \times 85(\%) \times 99(\%) \times 44/12 \\ &= \underline{19,461 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)}} \end{aligned}$$

6-2-2 プロジェクト活動における化石燃料の燃焼による排出量

プロジェクト活動において使用される化石燃料である軽油を燃焼することによる排出量は表 6-3 に示す数値により以下の通り計算される。

$$\text{PEf}_y = \text{FF}_y \times \text{VEF}_{\text{CO}_2}$$

FF_y : プロジェクト活動において使用される化石燃料である軽油(Lt./yr).

VEF_{CO₂} : プロジェクト活動において使用される軽油の CO_{2e} 排出係数(t-CO_{2e} /Lt.)

表 6-3 算定式に用いた数値及びその設定根拠

Variables	Value	Explanation
FF _y	154,460 (Lt./yr)	FF _y = (ゴミ、残渣及び飛灰の輸送トラックに使用される軽油消費量*1) + (サーマルコンバーターの起動に使用される軽油消費量*2) *1 : 後述する「6-2-4 数値の設定根拠の補足説明」の「(2) ゴミ、残渣及び飛灰の輸送トラックに使用される軽油消費量」参照 *2 : 後述する「6-2-4 数値の設定根拠の補足説明」の「(3) サーマルコンバーターの起動に使用される軽油消費量」参照
VEF _{CO₂}	0.00268 (t-CO _{2e} /Lt.)	後述する「6-2-4 数値の設定根拠の補足説明」の「(4) プロジェクト活動において使用される軽油の CO _{2e} 排出係数」参照

従って、

$$\begin{aligned} PEf_y &= 154,460(\text{Lt./yr}) \times 0.00268 (\text{t-CO}_{2e} / \text{Lt.}) \\ &= 414 (\text{t-CO}_{2e} / \text{yr}) \end{aligned}$$

6-2-3 プロジェクトケースにおける GHG 排出量

PE_{by} (プロジェクト活動における石油起源物の燃焼による排出量) 及び PE_{fy} (プロジェクト活動における化石燃料の燃焼による排出量) を用いて、プロジェクトケースにおける GHG 排出量は以下の通り計算される。

$$\begin{aligned} PE_y &= PE_{by} + PE_{fy} \\ &= 19,461 (\text{t-CO}_{2e} / \text{yr}) + 414 (\text{t-CO}_{2e} / \text{yr}) \\ &= \underline{19,875 (\text{t-CO}_{2e} / \text{year})} \end{aligned}$$

6-2-4 数値の設定根拠の補足説明

(1) 焼却されるゴミにおけるプラスチックの重量比率

焼却されるゴミにおけるプラスチックの重量比率は以下のとおり計算される。

$$\begin{aligned} \text{FPF} (\%) &= \frac{\text{回収されるゴミにおけるプラスチックの重量比率}(\%)}{\text{プラントにおけるプラスチックの回収率}(\%)} \times \text{プラントにおけるプラスチックの回収率}(\%) \\ &= \frac{9.6 \%^{*1}}{50 \%} \times 50 \% \\ &= 4.8 \% \end{aligned}$$

*1: 本調査における現地ゴミ調査結果による (添付資料 4 を参照)

(2) ゴミ、残渣及び飛灰の輸送トラックに使用される軽油消費量

ゴミ、残渣及び飛灰の輸送トラックに使用される軽油消費量は以下の通り計算される。

$$\begin{aligned} \text{ゴミ、残渣及び飛灰の輸送トラックに使用される軽油消費量} (\text{Lt./yr}) &= \text{燃料消費率} (\text{Lt./km}) \times \text{日走行距離} (\text{km/day}) \times \text{年間走行日数} (\text{days/yr}) \\ &= 0.455 \text{ Lt./km}^{*1} \times 352 \text{ km/day}^{*2} \times 365 \text{ days/yr} \\ &= 58,460 \text{ Lt./yr} \end{aligned}$$

- *1: 燃料消費率は「Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Reference manual/TABLE I-32 ESTIMATED EMISSION FACTORS FOR US HEAVY DUTY DIESEL VEHICLES」における最も保守的な数値である(Uncontrolled)のものを使用した。
- *2: ゴミ回収の際に輸送トラックはゴミの一時収集所(28ヶ所)のそれぞれとプロジェクトサイトとを単純に往復することではなく、運行効率上いくつかの収集所を経由してサイトに向かうものと想定しているが、運行ルート等不明であるため、日走行距離については保守的に収集所とサイトの距離の合計(176km)を単純に2倍とした。

(3) サーマルコンバーターの起動に使用される軽油消費量

サーマルコンバーターの起動に使用される軽油消費量は以下の通り計算される。

$$\begin{aligned}
 & \text{サーマルコンバーター} \\
 & \text{の起動に使用され} \\
 & \text{る軽油消費量} \\
 & \text{(Lt./yr)} \\
 & = \text{燃料消費率} \\
 & \text{(Lt./hour)} \times \text{起動にかかる} \\
 & \text{時間} \\
 & \text{(hours/yr)} \times \text{サーマルコンバーター} \\
 & \text{の基数} \\
 & \text{(unit)} \\
 & = 500 \text{ Lt./hour} \times 96 \text{ hours/yr}^{*1} \times 2 \\
 & = 96,000 \text{ Lt./yr}
 \end{aligned}$$

- *1: サーマルコンバーターは月1回のメンテナンスため運転を停止することが必要であり、メンテナンス後の再起動に際し、8時間の軽油を使用した予備運転が必要となるため、年間96時間の再起動のための予備運転が必要となると設定した。

(4) プロジェクト活動において使用される軽油の CO₂e 排出係数

プロジェクト活動において使用される軽油の CO₂e 排出係数は以下の通り計算される。

$$\begin{aligned}
 & \text{プロジェクト} \\
 & \text{活動において} \\
 & \text{使用される軽} \\
 & \text{油の CO}_2\text{e 排} \\
 & \text{出係数} \\
 & \text{(t-CO}_2\text{e /Lt.)} \\
 & = \text{炭素排出係数}^{*1} \\
 & \text{(t-C/TJ)} \times \text{正味発熱量} \\
 & \text{(TJ/10}^3\text{t)}^{*2} \times \text{炭素酸化} \\
 & \text{率}^{*3} \times \text{軽油の比重}^{*4} \\
 & \text{(t/Lt.)} \times 44 / 12 \\
 & = 20.2 \text{ t-C/TJ} \times \frac{43.33}{\text{TJ/1000ton}} \times 0.99 \times \frac{0.000845}{\text{ton/Lt.}} \times 44 / 12 \\
 & = 0.00268 \text{ t-CO}_2\text{e /Lt.}
 \end{aligned}$$

- *1: 炭素排出係数: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Workbook/TABLE I-2 CARBON EMISSION FACTORS(CEF)
- *2: 正味発熱量: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Reference Manual /TABLE I-3 Net Calorific Values for Other Fuels
- *3: 炭素酸化率: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Workbook/TABLE I-4 FRACTION OF CARBON OXIDISED
- *4: 軽油の比重: “Oil and gas Decree No. 113 (1999) on HSD specification” (0.82 ~ 0.87 kg/Lt.)における中央値

6-2-5 リークージについて

本プロジェクトで使用されるサーマルコンバーター、ボイラー及び発電機はそれぞれ 2 基ずつ設置され、メンテナンスは時期をずらして行われるため、プラントの稼動がすべて停止するということは予定していない。しかし、不測の事態でプラントの稼動がすべて停止し、発電活動及び電力の供給までもが停止し、内部で使用している電力が供給されなくなってしまうことに備え、プラント内には非常用の発電設備（軽油発電機）を設置する予定である。そのため、この発電機による軽油の消費がリークージとなる可能性があるが、この発電機に使用される軽油はプラント内部に設置された軽油供給所から供給され、そこから供給された軽油はすべてプロジェクト活動で使用されたものとし、プロジェクトケースにおける GHG 排出量としてモニタリングされるため、問題はないと考える。

なお、本プラントはこのように発電活動が停止した場合でも外部電力系統より電力の供給を受ける予定はない。

さらに、ベースラインケースにおいて、シドアルジョ政府は 1 次収集所（TDS）から最終処分場（FDS）まで廃棄物を運搬しているものの、プロジェクトケースにおいては、TDS から本プロジェクトによって新たに設置される新 TDS までの運搬をすることになる。ここで、この新 TDS はいくつかの既存 TDS の中心に設置され、それら既存 TDS に集積された廃棄物を請負い、既存 TDS から設置されている地域に満遍なく設置されるため、プロジェクトケースにおけるシドアルジョ政府の廃棄物の運搬距離は短くなり、廃棄物の運搬に消費される軽油消費量は、ベースラインケースよりも少なくなる。

6-3 ベースラインケース

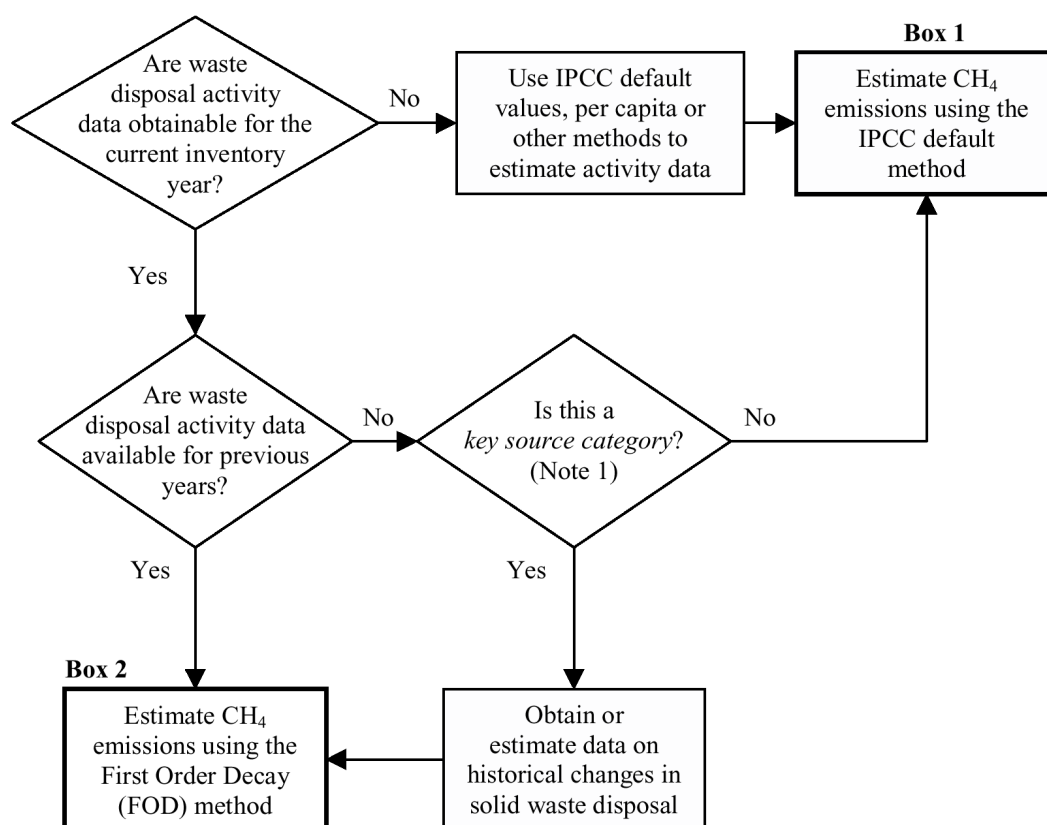
ベースライン方法論によれば、ベースラインケースにおける GHG 排出量は、プロジェクトによって焼却される廃棄物が埋め立てられた場合に発生するメタン排出量とプロジェクトによって発電される電力を外部電力系統で生成した場合に発生する CO₂ 排出量から以下のように計算できる。

$$BE_y = BE_{d_y} + BE_{g_y}$$

BE _y :	ベースラインケースの GHG 排出量 (t-CO _{2e} /yr)
BE _{d_y} :	ゴミが埋め立てられた場合に発生するメタン排出量(t-CO _{2e} /yr)
BE _{g_y} :	電力を外部電力系統で生成した場合に発生する CO ₂ 排出量 (t-CO _{2e} /yr)

6-3-1 ゴミが埋め立てられた場合に発生するメタン排出量

埋め立てられたゴミから発生するメタン排出量の推計については、IPCC のガイドラインにより TGY(Theoretical Gas Yield Model)、FOD(First Order Decay Model) の 2 つの方法が提示されている。そこで、この 2 つの方法の選択に際して、IPCC の「Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Inventories」(以下、GPG) が図 6-1 に示すようなディシジョンツリーを提示しているものの、GPG の結論としては FOD を用いることを推奨しており FOD が使用できない何らかの理由があった場合に TGY を使用することが認められるとしている。



Note 1: A *key source category* is one that is prioritised within the national inventory system because its estimate has a significant influence on a country's total inventory of direct greenhouse gases in terms of the absolute level of emissions, the trend in emissions, or both. (See Chapter 7, Methodological Choice and Recalculation, Section 7.2, Determining National Key Source Categories.)

(出典：IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories)

図 6-1 メタン排出量推計モデル選択のためのディシジョンツリー

このように、GPG においては、FOD が使用できない重要な判断基準としては、“Are waste disposal activity data obtainable for the current inventory year?”において“*No*”と判断されることが必要であるが、ここで、どのような場合に“*No*”と判断されるかが問題である。

また、モデルの選択につき、メタンの排出量が事後的 (Ex-post) に把握できる場合 (LFG capture のケース) か、事前的 (Ex-ante) にしか把握できない場合 (LFG avoidance のケース) のどちらのケースに該当するかについても重要であり、事前的 (Ex-ante) にしか把握できない場合 (LFG avoidance のケース) では、より保守的な推計をする FOD を使用するべきであるという理事会等の判断にも従うべきであり、これまで承認された方法論を参照しても特別な場合

を除いて、事後的 (Ex-post) に把握できる場合 (LFG capture のケース) であっても FOD を原則として適用しているため、本プロジェクトにおいても FOD を適用することとした。

ここで、本プロジェクトのメタン排出量を FOD によって計算した場合、プロジェクトによって焼却される廃棄物が埋め立てられた場合に発生するメタン排出量は表 6-4 に示す数値により以下の通り計算される。

$$BE_{d_y} = k \times L_0 \times \sum_{t=1,y} MSW_t \times e^{-k(y-t)} \times (16/12) \times (1-OX) \times GWP_{CH_4}$$

k:	メタン発生率
L_0 :	分解率 (= $DOC_y \times DOC_F \times MCF \times F_y \times 16/12$)
t:	ゴミが埋立てられた年
MSW_t :	プラントにおいて焼却されるゴミの重量 (ton/yr)
DOC_y :	ゴミ中の分解性有機性炭素の重量割合 (%)
DOC_F :	現実に分解する分解性有機炭素の割合 (%)
MCF:	メタン発生補正係数
F_y :	LFG 中のメタン濃度率 (%)
OX:	メタン酸化率 (%)
GWP_{CH_4} :	メタンの地球温暖化係数

表 6-4 算定式に用いた数値及びその設定根拠

Variables	Value	Explanation
MSW_t	131,400 (ton/yr)	(プラントに搬入されるゴミの最低乾燥重量 : 360 ton/day) \times 365 days/yr = 131,400 ton/yr
DOC_y	0.19	後述する「6-3-2 数値の設定根拠の補足説明」の「(1) ゴミ中の分解性有機性炭素の重量割合」参照
DOC_F	0.88	後述する「6-3-2 数値の設定根拠の補足説明」の「(2) 現実に分解する分解性有機炭素の割合」参照
MCF	0.4	後述する「6-3-2 数値の設定根拠の補足説明」の「(3) メタン発生補正係数」参照
F_y	0.5	後述する「6-3-2 数値の設定根拠の補足説明」の「(4) LFG 中のメタン濃度率」参照
OX	0	後述する「6-3-2 数値の設定根拠の補足説明」の「(5) メタン酸化率」参照
GWP_{CH_4}	21	定数 (IPCC Second Assessment Report)
k	0.05	後述する「6-3-2 数値の設定根拠の補足説明」の「(6) メタン発生率」参照

従って、

$$\begin{aligned} \text{BE}_{d1} &= 0.05 \times (0.19 \times 0.88 \times 0.4 \times 0.5 \times 16/12) \times 131,400 \times e^{(0)} \times (1-0) \times 21 \\ &= 6,152 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)} \quad (\text{ただし、} y = 1 \text{ (プロジェクト開始年) において}) \end{aligned}$$

なおプロジェクト期間中の BE_{dy} は表 6-5 に示すとおりである。

表 6-5 プロジェクト期間中の BE_{dy}

unit: t-CO₂e

waste of year t	inventory year y														total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	3,731	3,549	3,376	3,211	63,498
2		6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	3,731	3,549	3,376	60,286
3			6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	3,731	3,549	56,910
4				6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	3,731	53,361
5					6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	49,630
6						6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	45,707
7							6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	41,584
8								6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	37,249
9									6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	32,692
10										6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	27,901
11											6,152	5,852	5,566	5,295	22,864
12												6,152	5,852	5,566	17,569
13													6,152	5,852	12,003
14														6,152	6,152
total	6,152	12,003	17,569	22,864	27,901	32,692	37,249	41,584	45,707	49,630	53,361	56,910	60,286	63,498	527,406

6-3-2 数値の設定根拠の補足説明

(1) ゴミ中の分解性有機性炭素の重量割合 (DOC_y)

DOC は IPCC のガイドラインにおいて以下のように計算されている。

$$\text{DOC} = 0.4 A + 0.17 B + 0.15 C + 0.30 D$$

A: ゴミのうち紙・布 類の重量割合

B: ゴミのうち庭・公 園からのゴミ及び食物以外の腐敗性のゴミの重量割合

C: ゴミのうち食物ゴミの重量割合

D: ゴミのうち木・草 の重量割合

そこで、これらの数値を設定するために、本調査では GPG で推奨されているとおり現地調査を行い、表 6-6 に示すような結果を得た。現地調査は本プロジェクトで収集対象としている地区にあるゴミの一時集積所のうち 8 ヶ所から合計 22 のサンプル (合計 113kg) を収集した。なお、分析に際しては、検体をプラントで焼却されるゴミと同様な性状に近づけるため、リサイクル可能な物

質は可能な限り除去し、計量の前に検体を熱し乾燥状態にした（詳細は添付資料 4 を参照）。

表 6-6 ゴミ質調査結果

Type of MSW	%wt.
A: Paper and Textile	11.7%
B: Garden and Park	45.4%
C: Food waste	13.4%
D: Wood and Straw waste excluding lignin C	15.3%

従って、DOC は以下のように計算される。

$$\begin{aligned}\text{DOC} &= 0.4 \times 11.7\%w. + 0.17 \times 45.4\%w. + 0.15 \times 13.4\%w. + 0.30 \times 15.3\%w. \\ &= 0.19\%w.\end{aligned}$$

因みに、「Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual」によると、インドネシアの DOC のデフォルト値として、0.17 が設定されている。

(2) 現実に分解する分解性有機炭素の割合 (DOC_F)

IPCC の Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories の Background Paper (以下、BGP) によると、Review 中ではあるが DOC_F は嫌気層における温度の一次式で以下のように表現される。

$$\text{DOC}_F = 0.014 \times T + 0.28$$

T: 外気温の影響を受けない嫌気層中の温度 ()

現地調査にてゴミ山の外気温の影響を受けない内側の温度を 7 日間連続測定した（詳細は添付資料を参照）結果、調査期間中の温度は外気温の変化に関わらず平均して 43 でほぼ一定を保っており、ゴミの嫌気分解過程における発熱の影響が確認された。

従って、DOC_F は以下のように計算される。

$$\begin{aligned}\text{DOC}_F &= 0.014 \times 43 + 0.28 \\ &= 0.88\end{aligned}$$

(3) メタン発生補正係数 (MCF)

MCF の設定には BGP によると、開放型の投棄場で、「ゴミ投棄高さが 5m 以下」や「ブルドーザーなどの処理機器の整備が不十分でゴミが圧縮される状態ではない」ような嫌気状態になりにくい場合は、IPCC が想定している MCF の設定範囲である 0.4 から 1.0 の中で最も保守的な 0.4 を用いることとしている。さらに、GPG (Good Practice Guidance) でも途上国では基本的に 0.4 を使用することとしており、本プロジェクトでもプロジェクト全期間において 0.4 を採用することとする。

(4) LFG 中のメタン濃度率 (F_y)

BGP によると、埋立ガス (LFG) は主に CH_4 と CO_2 で構成されるが、ゴミ中の有機炭素の分解段階によってその割合が変化する可能性があるとしている。しかし、投棄されたゴミがいつの時点で嫌気状態に置かれるかどうかなど不確定な要素があり、上述の変化の過程を見ても、 $F=50 \sim 60\%$ の状態で推移する期間は、ゴミが投棄され嫌気状態になった後 1~2 年後から 20 年程度継続するため (嫌気状態から 1~2 年後まではゴミ中の分解されやすい有機性物質が急激に分解されるため F が高く、その後 20 年程度安定する。なお、嫌気状態になるまでは CO_2 が発生するので F はゼロに近い)、 $F=55\%$ としている事例も多い (BGP)。そのため IPCC ではこの範囲内において保守的な数値として 50% をデフォルトとしている。

本プロジェクトでは、このように経年的な現地調査による測定やすでに投棄されているゴミの年齢特定が不可能なため、インドネシアにおける廃棄物関連の学識経験者 7 人に対してヒアリング調査を行ったものの、本プロジェクトに適用が可能なデータについて調査・研究実績が無く、 F を本調査により独自に決定することは困難であると考えられる。

そのため、最も保守的な設定として IPCC Default 値 (0.5) の採用が妥当であるとする。

(5) メタン酸化率 (OX)

GPG によると、OX は土壌等による酸化の状態を想定しているため、この数値は管理された Sanitary Landfill の場合の方が、管理不十分な Dumping サイトより大きくなる傾向にあり、先進国の場合 0.1 程度が用いられることもあるものの、途上国では 0 を使用してもよいと記載されている。

一方、ゴミ処分場にてメタンが酸化される一形態としてメタンが自然発火している状況を把握すべく、本調査では現地の Kalisogo 最終処分場において労働している 13 人から聞き取り調査を行った。それによると、ゴミ山の内部が燃焼し煙が発生することはあるが、その都度管理者に報告し、散水やブルドーザーによる消火活動が行われており、現地視察状況から判断しても、現状としてメタンが燃焼している状況はほとんど把握できなかった。

従って、本プロジェクトでは OX を 0 と設定する。

(6) メタン発生率 (k)

k はゴミ中の有機炭素の半減期をもとに以下の通り計算される。

$$k = \frac{-\ln(0.5)}{t_{1/2} \text{ (半減期)}}$$

この半減期については、本調査において測定することができないため、インドネシアにおける廃棄物関連の学識経験者 7 人に対してヒアリング調査を行ったものの、k についての調査・研究実績が無く、k を本調査により独自に決定することは困難であると考えられたため、最も保守的な設定として IPCC Default 値 (0.05) の採用が妥当であるとする。

6-3-3 電力を外部電力系統で生成した場合に発生する CO₂ 排出量

本プロジェクトでは、ゴミの焼却熱により生成した蒸気を用いて発電し、JAMALI グリッドに供給することから、再生可能エネルギーによる発電及びグリッドへの電力供給と類似しているため、すでに ACM0002 として承認されている方法論である、“Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”を参考に排出量の計算を行った（なお、ACM0002 の適用可能範囲としては“electricity capacity additions from: Run-of-river hydro power plants; hydro power projects with existing reservoirs where the volume of the reservoir is not increased... Wind sources; Geothermal sources; Solar sources; Wave and tidal sources”を伴う事業と記載されており、本プロジェクトに直接適用可能なわけではない）。

ACM0002 では当該 CO₂ 排出量 (BE_{g_y}) は以下のように計算される。

$$BE_{g_y} = EG_y * (W_{OM} * EF_{OM_y} + W_{BM} * EF_{BM_y}),$$

EG _y :	グリッドに供給される電力量
W _{OM} :	Operating Margin (OM) の荷重係数
W _{BM} :	Build Margin (BM) の荷重係数
EF _{OM_y} :	OM の排出係数
EF _{BM_y} :	BM の排出係数
y :	算定対象年

そのため、本プロジェクトでも OM と BM の両方によって算定される Combined Margin (CM) が用いられることになるが、「第 4 章 ベースライン概要」において記載したとおり、本プロジェクトの発電量は接続するグリッドの全体の発電量に比べ無視できるほど小さいということがインドネシアの電力データで最も信頼度が高い PT. PLN の統計によって明らかになっていることから、ベースラインシナリオの排出係数は OM を使用することとした。

従って、

$$BE_{g_y} = EG_y * EF_{OM_y}$$

ここで、OM はグリッドに接続している low-operating cost や must-run の発電所を除いた発電所の単位発電量あたりの平均排出量であるため、以下の式で表される。

$$EF_{OM_y} (t-CO_{2e} / MWh) = [\sum_i F_{i,j,y} * COEF_{i,j}] / [\sum_j GEN_{j,y}],$$

F _{i,j,y} :	燃料 i の一次エネルギータイプ j の発電所の y 年における消費量 (なお、j は low-operating cost や must-run の発電所を除き、送電による電力供給は含む) (単位 : TJ)
COEF _{i,j,y} :	燃料 i の炭素含有量や酸化率を考慮した y 年における炭素排出係数 (単位 : t-CO _{2e} /TJ)
GEN _{j,y} :	発電所 j の y 年における発電量 (単位 : GWh)

これらの数値については表 6-7 に示すとおり設定した。

表 6-7 算定式に用いた数値及びその設定根拠

Variables	Value		Explanation
EG _y	139,968 (MWh/year)		(プラントの電力供給能力: 18 MW) × (24 hours/day) × (プラントの発電日数: 27 days/month*) × 12 months/year *: プラントは1ヶ月あたり2日をメンテナンス、1日をスタートアップに必要とするため、1ヶ月における実質稼働日を保守的に見積り27日と設定した。
F _{ij,y}	Coal Natural gas Oil	1,524,872 (TJ) 2,059,402 (TJ) 596,305 (TJ)	後述する「6-3-4 数値の設定根拠の補足説明」参照
COEF _{ij,y}	Coal Natural gas Oil (HSD*) Oil (MFO*) Oil (IDO*)	26.2 (t-CO _{2e} /TJ) 15.3 (t-CO _{2e} /TJ) 20.2 (t-CO _{2e} /TJ) 21.1 (t-CO _{2e} /TJ) 20.9 (t-CO _{2e} /TJ)	“Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook/TABLE I-2 CARBON EMISSION FACTORS(CEF)”から引用した。なお、現地研究機関の助言によりIDOはHSDを90%及びMFOを10%の加重平均により計算した。
GEN _{j,y}	Coal Natural gas Oil	147,817 (GWh) 106,036 (GWh) 58,364 (GWh)	後述する「6-3-4 数値の設定根拠の補足説明」参照

*HSD: High speed diesel oil, MFO: Marine fuel oil, IDO: Industrial fuel oil

6-3-4 数値の設定根拠の補足説明

本プロジェクトプラントが接続する JAMALI グリッドはジャワ、マドゥーラ、バリの地域に電力を供給しており、2003 年において 86,743GWh の電力を供給するインドネシア最大の電力系統である。この JAMALI グリッドの発電事業者は PT.PLN (インドネシア国有電力会社) の管轄である PT. IP (インドネシアパワー) 及び PT. PJB (ジャワ・バリ発電会社) の他に、独立系発電事業者 (IPP) で構成されている。

PT.PLN の統計による同系統の発電電源構成は表 6-8 に示すとおり、過去 3 年間では石炭他の化石燃料を電源とした発電量が全体の 87%程度を占めている一方、再生可能エネルギーである水力、地熱は 13%程度を占めるに過ぎない。なお、PT.PLN の統計に含まれない IPP が発電する割合については表 6-9 が示すとおり、過去 3 年間では近年上昇傾向にあるものの明らかに 30%以下である。そのため、すべての IPP が low-cost/must-run 型の発電所であると仮定しても PT.PLN の統計に含まれる化石燃料系の発電所が供給する電力が JAMALI グリッドの総発電量の 60%以上を占めると推定される。

表 6-8 JAMALI グリッドにおける IPP を除く全発電所の電源別発電量
(2001-2003)

Unit: GWh

Fuel type	2001	2002	2003	Total	Share
Coal	25,824	25,734	28,556	80,114	38%
Natural gas	22,255	19,743	18,388	60,386	29%
Oil	10,401	14,276	16,202	40,880	20%
Hydro	7,469	5,983	4,891	18,343	9%
Geothermal	2,908	3,056	2,804	8,768	4%
Total	68,857	68,792	70,842	208,491	-

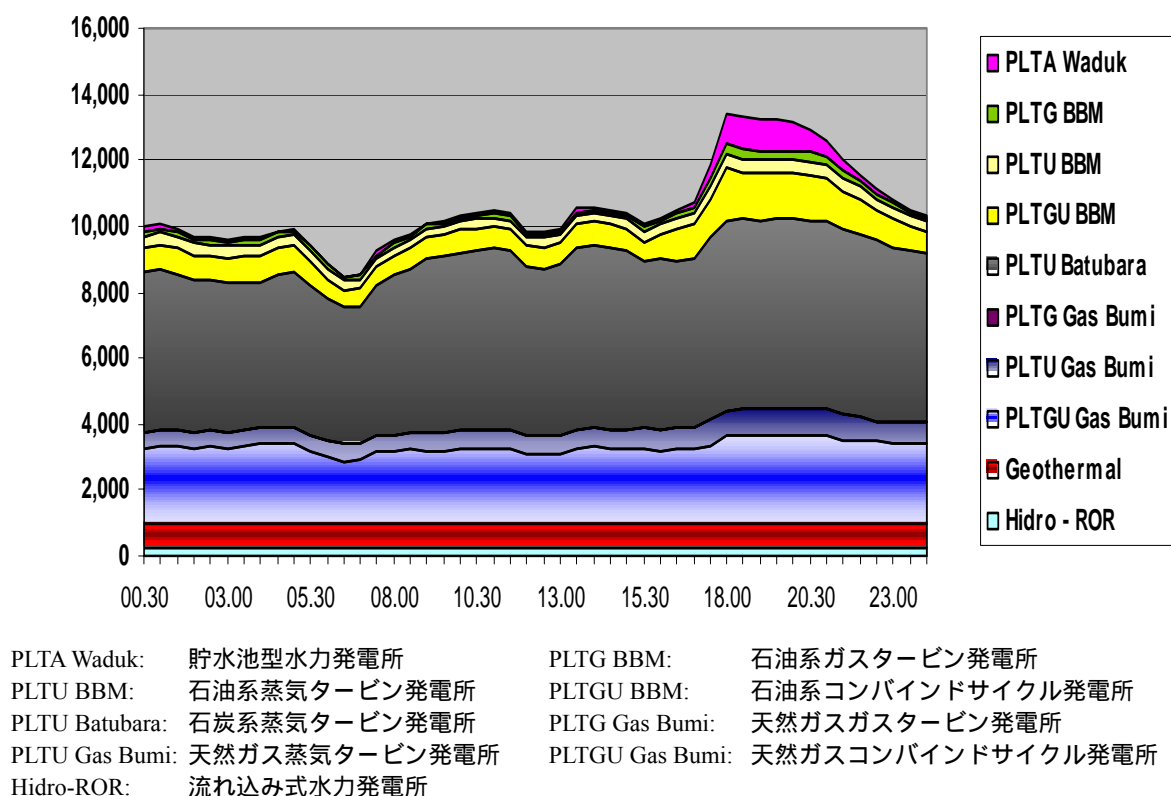
Source: PT. PLN Statistics

表 6-9 JAMALI グリッドにおける PT.IP、PT.PJB 及び IPP の発電量
(2001-2003)

Power Plant Owner	2001		2002		2003		Total	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
PT Indonesia Power	39,226	50.11	39,980	47.84	42,478	48.97	121,684	48.95
PT PJB	26,688	34.10	25,925	31.02	25,244	29.10	77,857	31.32
IPP	12,359	15.79	17,671	21.14	19,021	21.93	49,051	19.73

Source : PT PLN (Persero) P3B : Statistik 2003

なお、石炭発電所については図 6-2 に示すとおり、電力需要に合わせて発電量を変化させており、また PT.PLN との協議でも low-cost/must-run であるとは見なされていないと確認されたため、本プロジェクトでも JAMALI グリッドの石炭発電所を low-cost/must-run ではないと判断した。



出典：PT. PLN-P3B (2003) 2004 年 10 月 14 日 PLN との協議における配布資料

図 6-2 JAMALI グリッドの電力需要の時刻変化

従って、low-cost/must run の発電所からの発電量がグリッドの全発電量の 50%以下であるため、ACM0002 における判断に従い OM の計算は simple OM を適用することとした。simple OM の計算にあたっては、PT.PLN の統計書及び IPP のうち石炭等の化石燃料を電源としている発電所に対するヒアリング調査によって、JAMALI グリッドに接続している化石燃料を電源としている IPP を含めたすべての発電所の発電量と燃料消費量を把握し、温室効果ガスのインベントリー作成を行っている BPPT (科学技術応用庁) 及び IPCC の資料に基づいた正味発熱量等のデータを利用した。計算の結果は表 6-10 に示すとおりである。

表 6-10 JAMALI グリッドの OM の計算

Fuel Type	Electricity Generation*1 from 2001-2003 (GWh)	Fuel Consumption*1 from 2001-2003 (TJ)	CEF*2 (t-C/TJ)	CO2 emission (t-CO2)	Operating Margin (t-CO2e/MWh)
Coal	116,833	1,247,669	26.2	119,859,416	0.827
Natural Gas	60,386	508,558	15.3	28,530,105	
Oil	40,880	420,854	-	-	
HSD	-	208,288	20.2	15,427,200	
MFO	-	211,516	21.1	16,364,283	
IDO	-	1,050	20.9	80,443	
Total	218,098	2,177,081	-	180,261,447	

HSD: High speed diesel oil

MFO: Marine fuel oil

IDO: Industrial fuel oil

Source*1 PT. PLN Statistics from 2001 to 2003

Energy Strategies Energy Research and Development Strategies Technology Assesment for Indonesia, Final Report, January & May 1998(BPPT) (For specific gravity and net calorific value)

Source*2 Carbon emission factor: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories :
Workbook/TABLE I-2 CARBON EMISSION FACTORS(CEF)

Note: For the estimate of CEF of IDO, it is interpolated between HSD(90%) and MFO(10%) as suggested by BPPT

従って、

$$\begin{aligned} BE_{gy} &= 139,968 \text{ (MWh/yr)} * 0.827 \text{ (t-CO}_{2e}\text{/MWh)} \\ &= 115,754 \text{ t-CO}_{2e}\text{/yr} \end{aligned}$$

6-3-5 ベースラインケースにおける GHG 排出量

BE_{dy} (ゴミが埋め立てられた場合に発生する排出量) 及び BE_{gy} (電力を外部電力系統で生成した場合に発生する CO₂ 排出量) を使用して、ベースラインケースにおける GHG 排出量は以下の通り計算される。

$$\begin{aligned} \text{ベースライン排出量} &= BE_{dy} \text{ (t-CO}_{2e}\text{/yr)} + BE_{gy} \text{ (t-CO}_{2e}\text{/yr)} \\ &= 6,152 \text{ (t-CO}_{2e}\text{/yr)} + 115,754 \text{ (t-CO}_{2e}\text{/yr)} \\ &= 121,906 \text{ (t-CO}_{2e}\text{/yr)} \\ &\text{(ただし、} y = 1 \text{ (プロジェクト開始年) において)} \end{aligned}$$

6-3-6 プロジェクトによる GHG 削減量

プロジェクトによる GHG 削減量は以下のように計算できる。

$$\begin{aligned}
 \text{GHG 削減量(t-CO}_2\text{e /yr)} &= \text{BEy (t-CO}_2\text{e/yr)} - \text{PEy (t-CO}_2\text{e/yr)} \\
 &= 121,906 \text{ (t-CO}_2\text{e/yr)} - 19,875 \text{ (t-CO}_2\text{e/yr)} \\
 &= 102,031 \text{ (t-CO}_2\text{e/yr)} \\
 &\quad (\text{ただし、y = 1 (プロジェクト開始年) において})
 \end{aligned}$$

なお、プロジェクト期間中の削減量は投棄されるはずだったゴミから発生するメタンの発生回避の影響により、初年度の 102,031(t-CO₂e/yr)から 2020 年には 159,377(t-CO₂e/yr)に増加し、プロジェクト期間中の削減量の合計は 1,869,714 t-CO₂e となる。期間中のベースラインケースの排出量、プロジェクトケースの排出量及び削減量は以下のとおりである。

表 6-11 プロジェクトによる GHG 削減量

unit: t-CO₂e

Year	Baseline emissions	Project emissions	Emission reductions
2007	121,906	19,875	102,031
2008	127,757	19,875	107,882
2009	133,323	19,875	113,449
2010	138,618	19,875	118,743
2011	143,655	19,875	123,780
2012	148,446	19,875	128,571
2013	153,003	19,875	133,128
2014	157,338	19,875	137,463
2015	161,461	19,875	141,587
2016	165,384	19,875	145,509
2017	169,115	19,875	149,240
2018	172,664	19,875	152,789
2019	176,040	19,875	156,165
2020	179,252	19,875	159,377
Total			1,869,714

第 7 章 環境影響分析

7-1 環境影響評価手続きの必要性

本報告書の第 1 章で述べたように、2001 年に制定された法令 17 号の中で環境影響評価の対象となる事業が規定されており、その中には、「その他の資源（太陽エネルギー、風力、バイオマス・泥炭）を利用した発電施設の建設事業」で、且つその発電容量が 10MW 以上のものも含まれている。

シドアルジョ県環境管理局によると、本プロジェクトで発電源となる固形廃棄物もバイオマスの一種として扱われ、同時にプロジェクトプラントの発電容量が規定以上の 18.9MW であるため、インドネシアの定める環境影響評価（AMDAL と呼ばれる）を実施することが義務付けられる。

本プロジェクトの AMDAL はまだ実施されておらず、IMW 社は 2005 年 3 月から 6 月まで実施する予定である。

7-2 環境への影響

7-2-1 自然環境

以下に、本プロジェクトで導入される発電プラントおよび周辺施設の運転によって発生すると予測される自然環境への影響およびミティゲーション措置を示す。

(1) 大気汚染

プラントから出る排出ガスには、ごく微量の煤塵・PM が含まれるが、ガスは完全に焼却・消臭処理されてから大気に排出される。また、プラントに設置されたスタック（高さ 7m）にはガスフィルターおよびガスのモニタリングシステムが設置されており、排出規制に適合する排出ガスのみプラント外に放出されるように設計されている。

(2) 水質汚染

処理施設に運ばれた全ての廃棄物はピットに一時的に保存されるが、ピットはコンクリートでできており、ピット外の環境と接触することはない。また、ピットに残された排水および液状の廃棄物は従来型の液状廃棄物処理方法を用いて適切に処理される。

(3) 悪臭

プラントには消臭処理システムが備えられており、廃棄物処理中のプラントや排出ガスからは悪臭は発生しないが、ピットに一時的に保存される処理前の廃棄物などから悪臭が発生するため、廃棄物には消臭剤が撒かれ、処理場の周りには比較的高いフェンスが設置され、周辺への影響を最低限に抑える計画となっている。

(4) 廃棄物の発生

既述のとおり、発電プラントはごく僅かな固形廃棄物を排出するが、環境への負荷が無いことが証明されており、その上、再利用が可能である。

(5) 騒音および振動

本プロジェクトの実施によって著しい騒音および振動は発生しない。

(6) 収集トラックによる周辺への影響

収集トラックによる廃棄物の運搬には、住宅地等を避けたルートを採用するのが理想であるが、プロジェクトサイトがある Bluru Kidul 地区ではそれが不可能であるため、アクセス道路周辺に住む住民や店舗とのコミュニケーションを密にし、理解を得ることが重要となる。

あわせて、収集トラックの運搬を適切に管理することで、周辺への影響を軽減することができる。具体的には、特に朝夕の交通ラッシュ時の運搬を避けるなど、交通量が少ない時にのみ運搬を行うことを含め、流動的に運搬時間を変更することが計画されている。

なお、トラックからの悪臭を防ぐため、屋根の無い荷台が据え付けられたトラックではなく、圧縮収集車を導入することとする。合わせて、タイヤ等に付着した廃棄物が外環境に運ばれるのを防ぐために、施設内にはタイヤ洗浄エリアが設けられる。

7-2-2 社会環境

本プロジェクトの実施によってシドアルジョ県の社会環境にも影響が及ぶことが予想されるが、次章に記すステークホルダーミーティングや、現地での聞き取り調査および地元住民へのインタビューの結果、周辺の社会環境に悪影響は生じないことが分かった。雇用問題、周辺住民の健康問題、住民

移転問題を含む社会的不平等などによって生じるコミュニティ内の紛争・対立 問題は発生しないと考えられる。

また、も問題が生じた場合には地元政府の策定したガイドラインに従い、必要に応じて関連諸機関の助言を仰ぐなどの処置を講じることとする。

なお、現地調査の結果、周辺住民は本案件に好印象を持っている者が多いことが判明し、周辺環境の保全・美化に寄与するだけでなく、地元の雇用問題の解消にも貢献するものであるとして、本案件の早期実施を希望していることが分った。

第 8 章 想定される利害関係者へ及ぼす影響

8-1 住民説明会

地元住民を含むステークホルダーとの対話の場を設けるため、2003 年 8 月 8 日にプロジェクトサイトであるシドアルジョ県の Bluru Kidul 地区で公聴会が開催され、およそ 200 名が参加した。公聴会で本プロジェクトの実施が公表され、住民からのコメントを受付けた。

8-1-1 参加者

公聴会に参加した主なステークホルダーには以下が含まれている。

(1) シドアルジョ県地方政府

- 衛生・都市整備局
- インフラ・施設整備地域局
- 地域計画局
- 環境局
- 健康局
- Bluru Kidul 地区代表
- 水資源局
- 内部管理委員会
- 法律関連室
- 審査・監督・開発室

(2) コミュニティーメンバー

- Bluru Kidul 地区の地元住民

(3) プロジェクト実施者

- IMW 社社員

8-1-2 議題

公聴会では、プロジェクト実施者である IMW 社がステークホルダーに対して本事業の詳細な説明を行った。具体的には、以下に挙げる自然環境および社会環境への影響の可能性と、それらに対する処置方法に関する説明が行われた。

- 廃棄物処理場はフェンスで囲まれる予定であり、外からは処理場の内部を見ることはできないこと
- プラントは悪臭や汚水を排出せず、騒音・振動も発生しないこと

- 廃棄物が保管されるピットはコンクリートで囲まれており、汚水等が漏れることはなく、発生した汚染物質は適切に処理されること
- 廃棄物の運搬には、幹線道路と処理場を結ぶ道を建設し、住宅地を通らないように配慮すること
- 地元の住民を優先的に処理場の職員として雇用すること
- 周辺地域に発電電力を供給すること

8-1-3 ステークホルダーからのコメントおよびそれに対する回答

上記の説明に対してステークホルダーから寄せられたコメントは以下のとおりであった。

- プロジェクトによって環境汚染（悪臭、水質汚染、煙、騒音）は発生せず、周辺住民は不快を感じないということを保証してほしい
- 火災や爆発の危険性が無いことを保証してほしい
- 地元住民を優先的に雇用してほしい
- サイトの近辺に診療所を設置してほしい
- 周辺の街灯など、公共施設に電力を供給してほしい

以上のコメントに対して、プロジェクト実施者および地方政府は、ステークホルダーに対して、診療所の建設や電力の供給も含めて適切に対処することを約束し、参加者の了解を得た。

第 9 章 收益性比較

9-1 基本条件の設定

9-1-1 基本仮定事項

収益性を検討するうえでの基本仮定事項は、表 9-1 に示すとおりである。

表 9-1 資金計画の基本仮定事項

項 目	基本仮定事項
年間稼働日数	324 日 / 年 (27 日/月 × 12 月/年)
日稼働時間	24 時間 / 日
クレジット期間	14 年
為替	1 USD = 9,000 Rp.

9-1-2 初期投資コスト

初期投資コストの総額は、プラントのサプライヤーである WES 社の積算額 12,568,500 GBP より計算すると 201,096 百万ルピアである。これをもとに事業提案者である PT.IMW 社は現在、投資家を募集中であり、いくつかの候補者と交渉を継続中である。現在想定している事業形態としては、PT.IMW 社と投資家である事業主が JV を構成し、経営及び利益等の共有を行おうとしている。

融資としては、ベルギー国の“Foundation Universal Connection”からプロジェクト初期投資の全額である 2500 万 USD 以上の融資を想定している。

9-1-3 運営・メンテナンスコスト及び収入

収益性を検討するうえでの運営及びメンテナンスコストは、表 9-2 に示すとおりである。また、本プロジェクトの主要な収入源はプラントで発電された電力を PT.PLN に売却することによって得られるものの、まだ購入単価に関する交渉が継続中であるため、400Rp./kWh, 390Rp./kWh, 380Rp./kWh の 3 ケースについて検討した。また CER についても CDM が適用されなかった場合 (0 USD/t-CO₂) 及び CDM が適用された場合 (5 USD/t-CO₂, 10 USD/t-CO₂) の 3 ケースについて検討し、CDM プロジェクトとして登録された場合の財務における影響を分析した。

表 9-2 運営及びメンテナンスコスト

Descriptions	Base On Calculation	In Month IDR	In Year IDR
INVESTMENT INCOME	£ 12.568.500 x Rp.16.000,- / £	201,096,000	
Sales from electricity power	18.000 Kw x 27 days x 24 hr x IDR.400,-	4,665,600.00	55,987,200
Others Sales			
Total Income		4,665,600.00	55,987,200
DIRECT COST			
Cost Of Water for Boiler	15 % x 75 m3/hr x 24 hr x 27 days x IDR. 5.000 /m3	36,450.00	437,400
Cost Of TC fuel	2 x 500 l/hr x 8 hr x IDR. 2.100	16,800.00	201,600
Cost Of Truck Fuel	0.455Lt./km x 352km/day x 30 days x IDR. 2.100,-	302,702.40	3,632,429
Cost Of Truck Maintanance	6 % x 15 x IDR. 600.000.000 / 12	45,000.00	540,000
Cost Of Spare Part	5 % x 70 % x IDR. 201.096.000.000/12	586,530.00	7,038,360
Cost Of Technical Supervisor	1 x 40 hr x £ 150 x IDR 16.000 + IDR. 70 Million	166,000.00	1,992,000
Cost Of Infrastructure Maint.	0,5 % x 30 % x IDR. 201.096.000.000 /12	25,137.00	301,644
Total Of Direct Cost		1,178,619.40	14,143,433
GROSS OF PROFIT AND LOSS		3,486,980.60	41,843,767
INDIRECT COST			
Salary	Commisioner,Director,and Employer	126,000.00	1,512,000
Overhead	Telephone,Electricity,Office tool kid etc	37,800.00	453,600
Representation1,5 %)	To maintanance Market in Local Area	46,656.00	559,872
Marketing fee (1,5 %)	Bonus, Marketing Cost etc	46,656.00	559,872
Interest	During Production		
Payback Investment	During 10 years		
Insurance (Total losses)	3/1000 x Value Of Investment/12	50,274.00	603,288
Total Of Indirect Cost		307,386.00	3,688,632

9-2 財務分析

9-2-1 内部収益率及び投資回収年数

本プロジェクトが CDM プロジェクトとして実行されない場合 (CER の売却益が 0 ドルの場合)、表 9-3 に示すとおり電力が 400Rp./kWh で売却できたとしても、本事業の内部収益率は 13.7% となり投資を行う判断である 16% を下回ってしまうものの、CER 単価が 5 ドル/ton-CO₂eq.、あるいは 10 ドル/ton-CO₂eq. の場合、それぞれ 17.2%、20.5% と収益性が向上することが予測される。

また、投資回収年数については、表 9-3 に示すとおり 0 ドル/ton-CO₂eq. から 10 ドル/ton-CO₂eq. になることにより、1.3 ~ 1.4 年程度短縮させることができると予測される。なお、各ケースにおけるキャッシュフローを表 9-4 ~ 表 9-12 に示す。

表 9-3 事業収益性の比較

Electricity price CER price		400 Rp/kWh		390 Rp/kWh		380 Rp/kWh	
		FIRR	Pay-back period	FIRR	Pay-back period	FIRR	Pay-back period
0	USD/t-CO ₂	13.7%	5.3	12.9%	5.5	11.8%	5.7
5	USD/t-CO ₂	17.2%	4.6	16.3%	4.7	15.1%	4.9
10	USD/t-CO ₂	20.5%	4.0	19.7%	4.1	18.5%	4.3

表 9-4 キャッシュフロー (400 Rp./kWh, CER: 0 USD/t-CO₂)

NO CDM Case (CER = 0 USD/t-CO ₂)		Electricity price: Rp. 400 /kWh		(Million Rp.)													
Description		Total	Construction 12 Months	Year													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Electricity to be sold (Gwh)		1,960		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
II INFLOW																	
1. Revenue		783,821		55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987
2. Working Capital																	
2.1 Equity																	
2.2. Credit Line		-	-														
3. CER 0 USD/t-CO ₂		-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4. TOTAL INFLOW		783,821	-	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987
III OUTFLOW																	
1. INVESTMENT		201,096	201,096														
2. OPERATING COST OF COMPANY																	
2.1. DIRECT COST																	
2.1.1. Cost Of Water for Boiler		6,124		437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
2.1.2. Cost Of Salary		21,168		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
2.1.3. Cost Of TC fuel		2,822		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
2.1.4. Cost Of Truck fuel		50,854		3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
2.1.5. Cost Of Truck maintenance		7,560		540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
2.1.6. Cost Of Spare Part		98,537		7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038
2.1.7. Cost Of Technical Supervisor		27,888		1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
2.1.8. Cost Of Overhead		6,350		454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
2.1.9. Cost Of Representation		4,223		302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2.1.10. Cost Of Marketing Fee		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.1.11. Cost Of Infrastructure maintenance		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.2. INDIRECT COST		-															
2.2.1. Interest During Construction (IDC)		-															
2.2.2. Interest During Production (IDP)		-															
2.2.3. Payback Investment		-															
2.2.3. Insurance		8,446		603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
3. TOTAL OUTFLOW		450,745	201,096	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832
CASH	ANNUAL		(201,096)	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155	38,155
IRR (10 year)	13.7%		Pay-back period	5.27	years												
IRR (14 year)	16.8%																

表 9-5 キャッシュフロー (400 Rp./kWh, CER: 5 USD/t-CO₂)

CDM Case 1 (CER = 5 USD/t-CO ₂)		Electricity price: Rp. 400 /kWh		(Million Rp.)													
Description		Total	Construction 12 Months	Year													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Electricity to be sold (Gwh)		1,960		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
II INFLOW																	
1. Revenue		783,821		55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987
2. Working Capital																	
2.1 Equity																	
2.2. Credit Line		-	-														
3. CER 5 USD/t-CO ₂		84,137		4,591	4,855	5,105	5,343	5,570	5,786	5,991	6,186	6,371	6,548	6,716	6,875	7,027	7,172
4. TOTAL INFLOW		867,958	-	60,579	60,842	61,092	61,331	61,557	61,773	61,978	62,173	62,359	62,535	62,703	62,863	63,015	63,159
III OUTFLOW																	
1. INVESTMENT		201,096	201,096														
2. OPERATING COST OF COMPANY																	
2.1. DIRECT COST																	
2.1.1. Cost Of Water for Boiler		6,124		437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
2.1.2. Cost Of Salary		21,168		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
2.1.3. Cost Of TC fuel		2,822		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
2.1.4. Cost Of Truck fuel		50,854		3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
2.1.5. Cost Of Truck maintenance		7,560		540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
2.1.6. Cost Of Spare Part		98,537		7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038
2.1.7. Cost Of Technical Supervisor		27,888		1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
2.1.8. Cost Of Overhead		6,350		454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
2.1.9. Cost Of Representation		4,223		302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2.1.10. Cost Of Marketing Fee		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.1.11. Cost Of Infrastructure maintenance		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.2. INDIRECT COST		-															
2.2.1. Interest During Construction (IDC)		-															
2.2.2. Interest During Production (IDP)		-															
2.2.3. Payback Investment		-															
2.2.3. Insurance		8,446		603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
3. TOTAL OUTFLOW		450,745	201,096	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832
CASH	ANNUAL		(201,096)	42,747	43,010	43,260	43,499	43,725	43,941	44,146	44,341	44,527	44,703	44,871	45,031	45,183	45,327
IRR (10 year)	17.2%		Pay-back period	4.55	years												
IRR (14 year)	20.0%																

平成 16 年度 クリーン開発メカニズム及び共同実施事業
(インドネシア国都市固形廃棄物発電プロジェクト)

表 9-6 キャッシュフロー (400 Rp./kWh, CER: 10 USD/t-CO₂)

CDM Case 2 (CER = 10 USD/t-CO₂) Electricity price: Rp. 400 /kWh (Million Rp.)

Description	Total	Construction 12 Months	Year													
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Electricity to be sold (GWh)	1,960		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
II INFLOW																
1. Revenue	783,821		55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987	55,987
2. Working Capital																
3. CER 10 USD/t-CO ₂	168,274		9,183	9,709	10,210	10,687	11,140	11,571	11,981	12,372	12,743	13,096	13,432	13,751	14,055	14,344
4. TOTAL INFLOW	952,094	-	65,170	65,697	66,198	66,674	67,127	67,559	67,969	68,359	68,730	69,083	69,419	69,738	70,042	70,331
III OUTFLOW																
1. INVESTMENT	201,096	201,096														
2. OPERATING COST OF COMPANY																
2.1. DIRECT COST																
2.1.1. Cost Of Water for Boiler	6,124		437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
2.1.2. Cost Of Salary	21,168		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
2.1.3. Cost Of TC fuel	2,822		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
2.1.4. Cost Of Truck fuel	50,854		3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
2.1.5. Cost Of Truck maintenance	7,560		540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
2.1.6. Cost Of Spare Part	98,537		7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038
2.1.7. Cost Of Technical Supervisor	27,888		1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
2.1.8. Cost Of Overhead	6,350		454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
2.1.9. Cost Of Representation	4,223		302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2.1.10. Cost Of Marketing Fee	7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.1.11. Cost Of Infrastructure maintenance	7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.2. INDIRECT COST	-															
2.2.1. Interest During Construction (IDC)	-															
2.2.2. Interest During Production (IDP)	-															
2.2.3. Payback Investment	-															
2.2.3. Insurance	8,446		603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
3. TOTAL OUTFLOW	450,745	201,096	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832
CASH		ANNUAL														
		ACCUMULATIVE	501,350	(201,096)	-153,758	-105,894	-57,528	-8,686	40,609	90,336	140,472	190,999	241,897	293,148	344,735	396,641
IRR (10 year)	20.5%	Pay-back period	4.01	years												
IRR (14 year)	23.0%															

表 9-7 キャッシュフロー (390 Rp./kWh, CER: 0 USD/t-CO₂)

NO CDM Case (CER = 0 USD/t-CO₂) Electricity price: Rp. 390 /kWh (Million Rp.)

Description	Total	Construction 12 Months	Year													
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Electricity to be sold (GWh)	1,960		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
II INFLOW																
1. Revenue	764,225		54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588
2. Working Capital																
2.1. Equity																
2.2. Credit Line	-	-														
3. CER 0 USD/t-CO ₂	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4. TOTAL INFLOW	764,225	-	55,987	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588
III OUTFLOW																
1. INVESTMENT	201,096	201,096														
2. OPERATING COST OF COMPANY																
2.1. DIRECT COST																
2.1.1. Cost Of Water for Boiler	6,124		437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
2.1.2. Cost Of Salary	21,168		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
2.1.3. Cost Of TC fuel	2,822		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
2.1.4. Cost Of Truck fuel	50,854		3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
2.1.5. Cost Of Truck maintenance	7,560		540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
2.1.6. Cost Of Spare Part	98,537		7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038
2.1.7. Cost Of Technical Supervisor	27,888		1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
2.1.8. Cost Of Overhead	6,350		454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
2.1.9. Cost Of Representation	4,223		302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2.1.10. Cost Of Marketing Fee	7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.1.11. Cost Of Infrastructure maintenance	7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.2. INDIRECT COST	-															
2.2.1. Interest During Construction (IDC)	-															
2.2.2. Interest During Production (IDP)	-															
2.2.3. Payback Investment	-															
2.2.3. Insurance	8,446		603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
3. TOTAL OUTFLOW	450,745	201,096	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832
CASH		ANNUAL														
		ACCUMULATIVE	313,481	(201,096)	-162,941	-126,185	-89,430	-52,674	-15,919	20,837	57,592	94,348	131,103	167,859	204,614	241,369
IRR (10 year)	12.9%	Pay-back period	5.46	years												
IRR (14 year)	16.1%															

表 9-8 キャッシュフロー (390 Rp./kWh, CER: 5 USD/t-CO₂)

CDM Case 1 (CER = 5 USD/t-CO ₂)		Electricity price: Rp. 390 /kWh		(Million Rp.)													
Description		Total	Construction 12 Months	Year													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Electricity to be sold (Gwh)		1,960		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
II INFLOW																	
1. Revenue		764,225		54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588
2. Working Capital																	
2.1 Equity																	
2.2. Credit Line		-	-														
3. CER 5 USD/t-CO ₂		84,137		4,591	4,855	5,105	5,343	5,570	5,786	5,991	6,186	6,371	6,548	6,716	6,875	7,027	7,172
4. TOTAL INFLOW		848,362	-	59,179	59,442	59,693	59,931	60,158	60,373	60,578	60,773	60,959	61,135	61,303	61,463	61,615	61,759
III OUTFLOW																	
1. INVESTMENT		201,096	201,096														
2. OPERATING COST OF COMPANY																	
2.1. DIRECT COST																	
2.1.1. Cost Of Water for Boiler		6,124		437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
2.1.2. Cost Of Salary		21,168		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
2.1.3. Cost Of FC fuel		2,822		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
2.1.4. Cost Of Truck fuel		50,854		3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
2.1.5. Cost Of Truck maintenance		7,560		540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
2.1.6. Cost Of Spare Part		98,537		7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038
2.1.7. Cost Of Technical Supervisor		27,888		1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
2.1.5. Cost Of Overhead		6,350		454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
2.1.6. Cost Of Representation		4,223		302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2.1.7. Cost Of Marketing Fee		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.1.11 Cost Of Infrastructure maintenance		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.2. INDIRECT COST		-															
2.2.1. Interest During Construction (IDC)		-															
2.2.3. Interest During Production (IDP)		-															
2.2.2. Payback Investment																	
2.2.3. Insurance		8,446		603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
3. TOTAL OUTFLOW		450,745	201,096	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832
CASH			ANNUAL														
			(201,096)	41,347	41,610	41,861	42,099	42,326	42,541	42,746	42,941	43,127	43,303	43,471	43,631	43,783	43,927
IRR (10 year)		16.3%	Pay-back period	4.70	years												
IRR (14 year)		19.2%															

表 9-9 キャッシュフロー (390 Rp./kWh, CER: 10 USD/t-CO₂)

CDM Case 2 (CER = 10 USD/t-CO ₂)		Electricity price: Rp. 390 /kWh		(Million Rp.)													
Description		Total	Construction 12 Months	Year													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Electricity to be sold (Gwh)		1,960		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
II INFLOW																	
1. Revenue		764,225		54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588	54,588
2. Working Capital																	
3. CER 10 USD/t-CO ₂		168,274		9,183	9,709	10,210	10,687	11,140	11,571	11,981	12,372	12,743	13,096	13,432	13,751	14,055	14,344
4. TOTAL INFLOW		932,499	-	63,770	64,297	64,798	65,274	65,728	66,159	66,569	66,959	67,330	67,683	68,019	68,339	68,642	68,931
III OUTFLOW																	
1. INVESTMENT		201,096	201,096														
2. OPERATING COST OF COMPANY																	
2.1. DIRECT COST																	
2.1.1. Cost Of Water for Boiler		6,124		437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
2.1.2. Cost Of Salary		21,168		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
2.1.3. Cost Of FC fuel		2,822		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
2.1.4. Cost Of Truck fuel		50,854		3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632
2.1.5. Cost Of Truck maintenance		7,560		540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
2.1.6. Cost Of Spare Part		98,537		7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038
2.1.7. Cost Of Technical Supervisor		27,888		1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
2.1.5. Cost Of Overhead		6,350		454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
2.1.6. Cost Of Representation		4,223		302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2.1.7. Cost Of Marketing Fee		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.1.11 Cost Of Infrastructure maintenance		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.2. INDIRECT COST		-															
2.2.1. Interest During Construction (IDC)		-															
2.2.3. Interest During Production (IDP)		-															
2.2.2. Payback Investment																	
2.2.3. Insurance		8,446		603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
3. TOTAL OUTFLOW		450,745	201,096	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832	17,832
CASH			ANNUAL														
			(201,096)	45,938	46,465	46,966	47,442	47,896	48,327	48,737	49,127	49,498	49,851	50,187	50,506	50,810	51,099
IRR (10 year)		19.7%	Pay-back period	4.12	years												
IRR (14 year)		22.2%															

表 9-10 キャッシュフロー (380 Rp./kWh, CER: 0 USD/t-CO₂)

NO CDM Case (CER = 0 USD/t-CO2)		Electricity price: Rp. 380 /kWh		(Million Rp.)													
Description		Total	Construction 12 Months	Year													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Electricity to be sold (GWh)		1,960		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
II INFLOW																	
1. Revenue		744,630		53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188
2. Working Capital																	
2.1 Equity																	
2.2. Credit Line		-	-														
3. CER 0 USD/t-CO2		-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4. TOTAL INFLOW		744,630	-	53,987	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188
III OUTFLOW																	
1. INVESTMENT		201,096	201,096														
2. OPERATING COST OF COMPANY																	
2.1. DIRECT COST																	
2.1.1. Cost Of Water for Boiler		6,124		437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
2.1.2. Cost Of Salary		21,168		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
2.1.3. Cost Of TC fuel		2,822		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
2.1.4. Cost Of Truck fuel		57,154		4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082
2.1.5. Cost Of Truck maintenance		7,560		540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
2.1.6. Cost Of Spare Part		98,537		7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038
2.1.7. Cost Of Technical Supervisor		27,888		1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
2.1.8. Cost Of Overhead		6,350		454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
2.1.9. Cost Of Representation		4,223		302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2.1.10. Cost Of Marketing Fee		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.1.11. Cost Of Infrastructure maintenance		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.2. INDIRECT COST		-															
2.2.1. Interest During Construction (IDC)		-															
2.2.2. Interest During Production (IDP)		-															
2.2.3. Payback Investment																	
2.2.3. Insurance		8,446		603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
3. TOTAL OUTFLOW		457,045															
				18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282
CASH			(201,096)	37,705	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906
ANNUAL			(201,096)	37,705	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906	34,906
ACCUMULATIVE		287,585	(201,096)	-163,391	-128,485	-93,579	-58,673	-23,768	11,138	46,044	80,950	115,856	150,761	185,667	220,573	255,479	290,385
IRR (10 year)			11.8%	Pay-back period													
IRR (14 year)			15.1%	5.73 years													

表 9-11 キャッシュフロー (380 Rp./kWh, CER: 5 USD/t-CO₂)

CDM Case 1 (CER = 5 USD/t-CO2)			Electricity price: Rp. 380 /kWh										(Million Rp.)				
Description		Total	Construction 12 Months	Year													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Electricity to be sold (GWh)		1,960		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
II INFLOW																	
1. Revenue		744,630		53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188
2. Working Capital																	
2.1 Equity																	
2.2. Credit Line		-	-														
3. CER 5 USD/t-CO2		84,137		4,591	4,855	5,105	5,343	5,570	5,786	5,991	6,186	6,371	6,548	6,716	6,875	7,027	7,172
4. TOTAL INFLOW		828,767	-	57,779	58,043	58,293	58,531	58,758	58,974	59,179	59,374	59,559	59,736	59,904	60,063	60,215	60,360
III OUTFLOW																	
1. INVESTMENT		201,096	201,096														
2. OPERATING COST OF COMPANY																	
2.1. DIRECT COST																	
2.1.1. Cost Of Water for Boiler		6,124		437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
2.1.2. Cost Of Salary		21,168		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
2.1.3. Cost Of TC fuel		2,822		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
2.1.4. Cost Of Truck fuel		57,154		4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082
2.1.5. Cost Of Truck maintenance		7,560		540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
2.1.6. Cost Of Spare Part		98,537		7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038
2.1.7. Cost Of Technical Supervisor		27,888		1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
2.1.8. Cost Of Overhead		6,350		454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
2.1.9. Cost Of Representation		4,223		302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2.1.10. Cost Of Marketing Fee		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.1.11. Cost Of Infrastructure maintenance		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.2. INDIRECT COST		-															
2.2.1. Interest During Construction (IDC)		-															
2.2.2. Interest During Production (IDP)		-															
2.2.3. Payback Investment																	
2.2.3. Insurance		8,446		603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
3. TOTAL OUTFLOW		457,045	201,096	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282
CASH		ANNUAL	(201,096)	39,497	39,760	40,011	40,239	40,476	40,691	40,897	41,092	41,277	41,454	41,622	41,781	41,933	42,078
		ACCUMULATIVE	(201,096)	-161,599	-121,838	-81,827	-41,578	-1,102	39,589	80,486	121,577	162,855	204,308	245,930	287,711	329,644	371,722
IRR (10 year)		15.1%	Pay-back period		4.91 years												
IRR (14 year)		18.1%															

表 9-12 キャッシュフロー (380 Rp./kWh, CER: 10 USD/t-CO₂)

CDM Case 2 (CER = 10 USD/t-CO2)		Electricity price: Rp. 380 /kWh														(Million Rp.)	
Description		Total	Construction 12 Months	Year													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I Electricity to be sold (GWh)		1,960		140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
II INFLOW																	
1. Revenue		744,630		53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188	53,188
2. Working Capital																	
3. CER 10 USD/tCO2		168,274		9,183	9,709	10,210	10,687	11,140	11,571	11,981	12,372	12,743	13,096	13,432	13,751	14,055	14,344
4. TOTAL INFLOW		912,903	-	62,371	62,897	63,398	63,875	64,328	64,759	65,169	65,559	65,931	66,284	66,619	66,939	67,243	67,532
III OUTFLOW																	
1. INVESTMENT		201,096	201,096														
2. OPERATING COST OF COMPANY																	
2.1. DIRECT COST																	
2.1.1. Cost Of Water for Boiler		6,124		437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
2.1.2. Cost Of Salary		21,168		1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512	1,512
2.1.3. Cost Of TC fuel		2,822		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
2.1.4. Cost Of Truck fuel		57,154		4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082	4,082
2.1.5. Cost Of Truck maintenance		7,560		540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540
2.1.6. Cost Of Spare Part		98,537		7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038	7,038
2.1.7. Cost Of Technical Supervisor		27,888		1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992	1,992
2.1.5. Cost Of Overhead		6,350		454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454
2.1.6. Cost Of Representation		4,223		302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
2.1.7. Cost Of Marketing Fee		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.1.11 Cost Of Infrastructure maintenance		7,838		560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
2.2. INDIRECT COST		-															
2.2.1. Interest During Construction (IDC)		-															
2.2.3. Interest During Production (IDP)		-															
2.2.2. Payback Investment																	
2.2.3. Insurance		8,446		603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603	603
3. TOTAL OUTFLOW		457,045	201,096	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282	18,282
CASH																	
ANNUAL			(201,096)	44,089	44,615	45,116	45,593	46,046	46,477	46,887	47,277	47,649	48,002	48,337	48,657	48,961	49,250
ACCUMULATIVE		455,859	(201,096)	-157,007	-112,392	-67,276	-21,683	24,362	70,840	117,727	165,004	212,653	260,654	308,992	357,649	406,609	455,859
IRR (10 year)		18.5%	Pay-back period		4.29 years												
IRR (14 year)		21.2%															

9-3 費用対効果

温室効果ガスを二酸化炭素に換算して 1 トンあたり削減するために必要なコストは表 9-13 に示すとおり、初期投資コストでは 12 ドル、初期投資コスト及び 14 年間の運営及びメンテナンスコストの合計では 27 ドルが必要である。

表 9-13 温室効果ガス排出削減コスト

Cost for GHG reduction equivalent to 1 ton-CO ₂ (Project initial cost per GHG reduced for 14 years)	Rp108,000	US\$12
Cost for GHG reduction equivalent to 1 ton-CO ₂ (Project initial & OM cost per GHG reduced for 14 years)	Rp241,000	US\$27

第 10 章 デスクレビュー

10-1 デスクレビュー

10-1-1 指定運営機関

2005 年 3 月現在、認定を受けた指定運営機関 (Designated Operational Entity: DOE) は 5 機関あり、その内のひとつである Det Norske Veritas Certification Ltd. (DNV: DOE 番号 E-0003) が本プロジェクトのデスクレビューを行った。なお、5 つの DOE の中で、DNV を含めた 2 機関のみが本プロジェクトの該当する「廃棄物の処理・処分」セクターのバリデーション (有効性審査) を実施することができる。

10-1-2 デスクレビュー結果

DNV による本プロジェクトのドラフト PDD に対するデスクレビュー (仮有効性審査) が 2005 年 2 月 8 日に行われ、その結果、表 10-1 に示す 3 つの修正事項 (corrective action requests: CAR) および 4 つの確認事項 (clarification: CL) が提示された (Preliminary Validation Report は添付資料 3 を参照)。

表 10-1 DOE によるデスクレビューの結果と対応策

番号	DOE によるレビュー結果	対応策
CAR 1	インドネシア政府および日本政府による本プロジェクトの正式な承認がまだである。	インドネシアは暫定DNAを設置しており、運輸省を除く全ての関連省庁が同機関の設置を承認している。正式に認定され、発足された後にプロジェクトの承認申請を行う。 日本政府に対しては、本プロジェクトの資金調達先が決定し、プロジェクトの具体的なスケジュールが決定次第、申請を行う。
CAR 2	CERの発行・分配に係る、“modalities of communication”の文書が作成されていない。	プロジェクトの進捗に合わせて作成する予定。
CAR 3	提案されているメソドロジーはCDM理事会に未提出・未承認である。	本調査終了後にメソドロジーを提出する予定。

番号	DOE によるレビュー結果
CL 1	IMW - PT PLN 間の PPA 締結後、DNV が投資分析のレビューを行う。
CL 2	IMW - WES 社間のプロジェクトプラント購入契約の締結後、DNV がプラントの燃焼効率のレビューを行う。
CL 3	IMW - WES 社間のプロジェクトプラント購入契約の締結後、DNV がプラントからのメタンおよび一酸化二窒素排出の可能性に関するレビューを行う。
CL 4	廃棄物 2 次集積所の位置が現地政府によって決定された後、DNV が廃棄物の運搬に係るリーケージのレビューを行う。

2005 年 2 月に行われたこの有効性審査は仮のバリデーションであり、本格的な審査においては、今回審査の対象とならなかった以下の項目も審査対象となる。

- ホスト国における CDM 事業に対する要求事項（持続可能性クライテリアを含む）
- ベースライン決定にかかわる仮定事項
- モニタリング、検証（ベリフィケーション）、報告に関する計画
- 環境影響
- ステークホルダーからのコメント

参考文献リスト

1. 外務省「各国地域情報：インドネシア」
2. NEDO「海外レポート」2004 年
3. NEDO「インドネシア国バイオディーゼル製造事業調査報告書」2004 年
4. JICA「国別環境情報整備調査：インドネシア国」1998 年
5. JETRO「国・地域別情報：インドネシア」
6. JETRO「アジアの環境装置市場」1997 年
7. 地球・人間環境フォーラム「日系企業の海外活動に当たっての環境対策（インドネシア編）」1996 年
8. 日本エネルギー経済研究所「タイ、インドネシアの環境政策の現状」2004 年
9. ジャカルタ・ジャパクラブ「Web インドネシア・ハンドブック 2003 年版」
10. BP「Statistical Review of World Energy 2004」
11. International Energy Agency「IEA Energy Statistics」
12. World Energy Council「Survey of Energy Resources 2001」
13. Petra Christian University, Indonesia「Municipalities and Districts on East Java」
14. PT PLN「Statistik PLN」2001, 2002, 2003
15. UFCCCC ウェブサイト <http://unfccc.int/2860.php>
16. IPCC「Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories: Background Paper」
17. IPCC「Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference manual」
18. IPCC「Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook」
19. IPCC「Second Assessment Report: Climate Change 1995」
20. Oil and gas Decree No. 113「HSD specification」1999

添付資料

1. プロジェクト設計書 和文概要
2. プロジェクト設計書 (PDD/ NMB/ NMM)
3. 仮有効性審査レポート
4. 廃棄物調査報告書
5. 出張報告書
6. CDM 国家委員会の提案書フォーム (インドネシア語)
7. CDM/JI プロジェクト支援委員会のコメントへの見解

添付資料 1

プロジェクト設計書 和文概要

**都市固形廃棄物発電事業
(インドネシア国シドアルジョ県)
プロジェクト・デザイン・ドキュメント
和文概要**

(株)パシフィックコンサルタンツインターナショナル

A. プロジェクト活動の概要

A.1 プロジェクト活動のタイトル

都市固形廃棄物発電事業（インドネシア国シドアルジョ県）

A.2 プロジェクト活動の概要

従来埋立処分されていた地方自治体の可燃性固形廃棄物を約 1,700 の高温で焼却することにより、埋立処分場からのメタン（CH₄）の発生削減を実現する。さらに、その燃焼熱を利用して発電した電力を系統へ供給することにより、系統の電源を代替することで CO₂ の排出削減を行う。

インドネシア国およびプロジェクト実施サイトであるシドアルジョ県における持続可能な発展に以下の点で寄与する。

- 雇用創出（建設中の作業員及び供用後におけるスカベンジャーの雇用）
- 地域環境の改善（既存のゴミ埋立地周辺）
- 廃棄物処理への貢献（ゴミ埋立にかかるゴミ処理コストの削減）
- 他地域への普及可能性（技術移転）

A.3 プロジェクト参加者

ホスト国側：PT.IMW

投資国側：PCI

A.4 プロジェクト活動の技術的説明

A.4.1 プロジェクト活動の位置

インドネシア国東ジャワ州

シドアルジョ県シドアルジョ市（図1）

A.4.2 プロジェクト活動の分類

グリッドに接続する再生可能

エネルギー発電

埋立地から発生するメタン回避



図1 プロジェクトサイト

A.4.3 プロジェクト活動に適用される技術

都市固形廃棄物は、不燃物やプラスチック等のリサイクル可能な廃棄物が回収された後、粉碎機において細かく粉碎され、焼却炉（サーマルコンバーター）において約 1,700 の高温で焼却され、その焼却熱で発生させた水蒸気によりタービンを回して発電し、外部の電力系統（JAMALI グリッド）に供給される。（図 2）

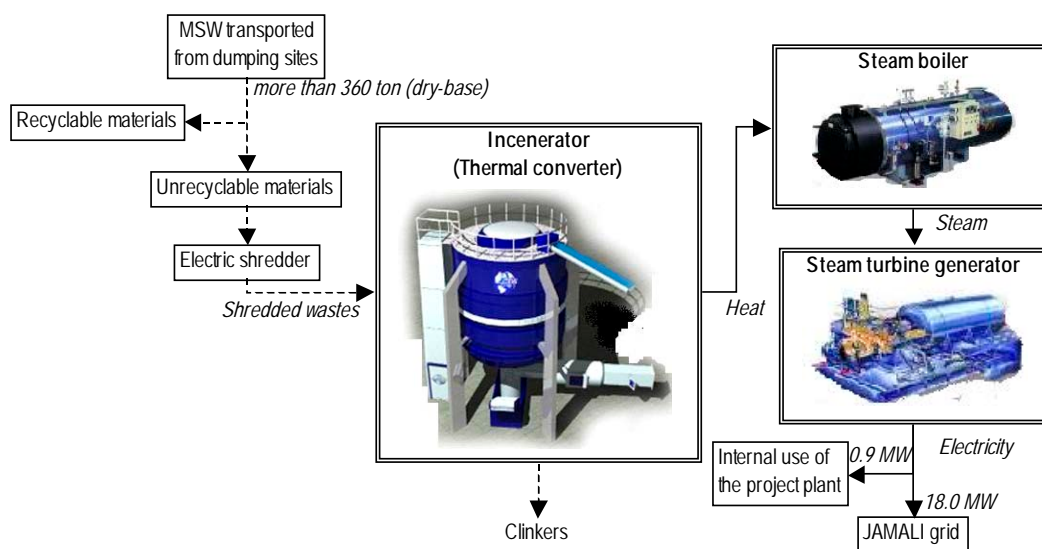


図 2 プロジェクト活動に適用される技術の概要

A.4.4 プロジェクト活動に対する公的資金

公的資金は利用されない。

B. ベースライン方法論の適用

B.1 プロジェクト活動に適用される承認されたベースライン方法論

新ベースライン方法論のタイトル：

「埋立てられる都市固形廃棄物の焼却による発電のグリッド接続」

B.1.1 方法論の適用可能性についての説明

(1) 都市固形廃棄物は管理されずに投棄されつづける

現在では野外に投棄されつづけており、予算制約上今後もそれを継続せざるを得ない。

(2) プロジェクトでは未燃ガス（亜酸化窒素、メタン）の排出がないほど高温で都市固形廃棄物を焼却する

本プロジェクトでは都市固形廃棄物を約 1,700 という高温で焼却するため、未燃ガスの発生は無い。

B.3. 本プロジェクトが無かった場合に比べて本プロジェクトはどのように GHG を削減するかの記述

ベースライン方法論に従い、本プロジェクトの追加性について以下のとおり証明された。

(1) プロジェクトシナリオがベースラインシナリオと異なっている

ベースラインシナリオは、「メタン排出を抑制する有効な廃棄物処理施設は設置されず、今後排出される廃棄物は既存の埋立処分場に引き続き埋立てられ」、「既存の発電所は現在と同じように運転を継続する」状態である。これは、「廃棄物発電施設を建設し、発電電力を系統へ供給する」プロジェクトシナリオとは異なっている。

(2) プロジェクトケースの GHG 排出量がベースラインの GHG 排出量よりも少ない

後述の通り、本プロジェクトからの年間 GHG 排出量はベースラインの排出量を下回っており、クレジット期間を通じてこの状態は続く。

(3) コモンプラクティスではなく、CDM 登録による影響がある

本プロジェクトで採用される技術はインドネシアで導入されたことは無い。

また、本プロジェクトが CDM 事業として認証・登録された場合には本プロジェクトの採算性が向上する。

B.4. 本プロジェクトに適用されたベースライン方法論に関連してプロジェクト領域がどのように設定されたかの記述

ベースライン方法論に従い、GHG 排出に関連したプロジェクト活動を直接影響、間接影響に分け、それぞれに用意されたディシジョンツリーにより、個々の活動がプロジェクト領域内に含まれるかどうかを判定して、プロジェクト領域（図 5）を設定した。

B.5. ベースライン調査の完了時期やベースライン設定者等の詳細情報

ベースライン調査の完了時期：2005 年 1 月

ベースライン設定者：藤本雅彦・浅川賢司（PCI）

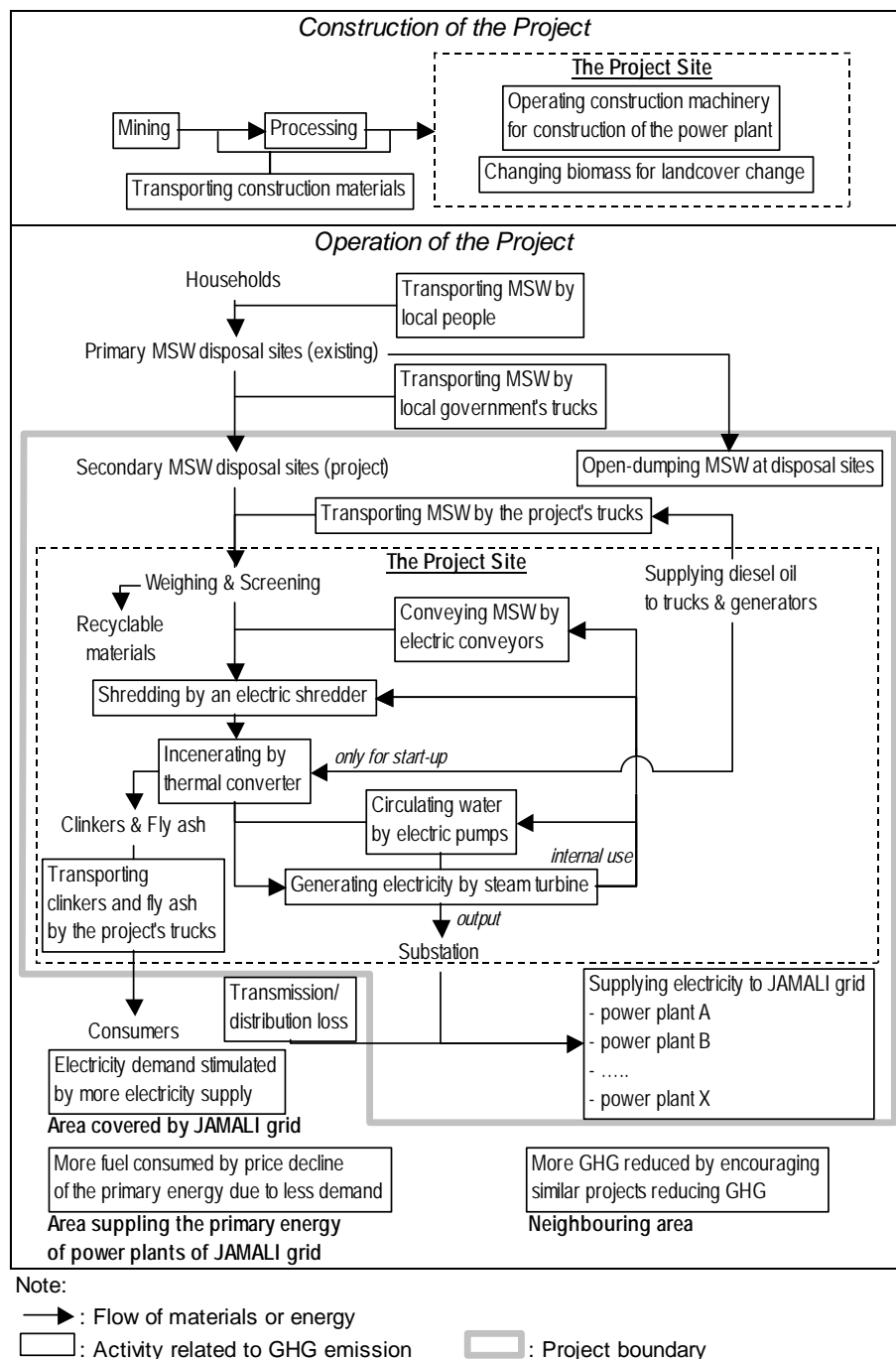


図5 プロジェクト領域

C. プロジェクト活動期間/クレジット発生期間

プロジェクト開始日：2007年1月 プロジェクト稼動期間：20年
 最初のクレジット期間の開始日（更新可能クレジット期間）：2007年1月
 最初のクレジット期間：7年

D. モニタリング方法論と計画の適用

D.1 プロジェクト活動に適用される承認されたモニタリング方法論

新モニタリング方法論のタイトル：

「埋立てられる都市固形廃棄物の焼却による発電のグリッド接続」

D.2 方法論の適用可能性についての説明

都市固形廃棄物は管理されずに投棄されつづける：現在では野外に投棄されつづけており、予算制約上今後もそれを継続せざるを得ない。

プロジェクトでは未燃ガス（亜酸化窒素、メタン）の排出がないほど高温で都市固形廃棄物を焼却する：本プロジェクトでは都市固形廃棄物を 1700 という高温で焼却するため、未燃ガスの発生は無い。

D.2.1 プロジェクトシナリオとベースラインシナリオにおける排出量のモニタリング

D.2.1.1 プロジェクト活動から発生する排出量をモニターするために収集すべきデータ及びデータの保存方法

ID 番号	略	データ	データ出所	単位	計測 方法	計測 頻度	備考
ID1	MSW _y	焼却される廃棄物の重量	プロジェクト実施者 (廃棄物調達部門)	トン	実測	毎日 (記録は毎月)	焼却炉に取付けられたメーターによって自動的に廃棄物の計量を行う。
ID2	FPP _y	焼却される廃棄物に含まれるプラスチック性物質の割合	プロジェクト実施者 (研究室)	%	実測	毎月	コンベヤでサーマルコンバーターに運ばれる廃棄物からサンプルを採取し、測定方法は工業規格に準じるものを使用する。
ID3	FF _y	プロジェクトで使用する軽油の量	プロジェクト実施者 (廃棄物調達部門)	リットル	実測	毎日	使用する全ての軽油はサイト内にあるスタンドから供給され、そこに設置されたメーターを読み取る。
ID4	VEF _{CO2}	軽油の二酸化炭素排出係数	統計	t-CO ₂ e/kg	計算	年1回	IPCC の定める基準値を使用する。

D.2.1.2 プロジェクト排出量を計算するための数式

$$\text{プロジェクト排出量 (t-CO}_2\text{e/yr)} = \text{MSW}_y * \text{FPP}_y * \text{CCFP} * \text{EFC} * 44/12 + \text{FF}_y * \text{VEF}_{\text{CO}_2}$$

MSW_y : 焼却される廃棄物の総重量 (t / 年)

FPP_y : 廃棄物中のプラスチック性物質の含有率 (%)

CCFP : プラスチック性物質中の炭素含有率 (%)

EFC : 燃焼効率 (%)

FF_y : プロジェクトで使用する軽油 (リットル / 年)

VEF_{CO2} : 軽油の二酸化炭素排出係数 (t-CO₂e / 年)

D.2.1.3 プロジェクト領域内におけるベースライン排出量を計算するために必要なデータ
及びデータの保存方法

ID 番号	略	データ	データ出所	単位	計測 方法	計測 頻度	備考
ID5	BE _{gy}	グリッドからの 排出量	-	t-CO ₂ /yr	計算	毎年	
ID6	EG _y	グリッドへの 電力供給量	プロジェクト実 施者 (運転部門)	MWh	実測	毎日	発電所内にある変圧 施設に取付けられた メーターで計測し、 数値は各種請求書な どとクロスチェック する
ID7	EF_OM _y	排出係数 (オペ レーティング マージン)	統計	t-CO ₂ / MWh	計算	毎年	
ID9	F	各発電所で消 費される化石 燃料	統計	t, liter, m ³	実測	毎年	
ID10	GEN	各発電所で発 電される電力 量	統計	MWh	実測	毎年	
ID11	COEF	各燃料源の二 酸化炭素排出 係数	統計	t-CO ₂ e / t, liter, m ³	計算	毎年	IPCC の基準値を使用
ID12	-	OM 計算に含ま れる発電所の 識別	統計およびエネ ルギー開発計画	text	予測	毎年	OM の排出係数算出 に使用
ID14	BE _{dy}	回避される廃 棄物からの排 出量	-	t-CO ₂ /yr	計算	毎年	
ID15	DOC _y	廃棄物中の腐 敗性炭素含有 率	プロジェクト実 施者 (研究室)	%	実測	毎月 1 サンプル	廃棄物中の次の含有 率 紙・布類 庭・ 公園からのゴミ、食 料以外の腐敗性物質 食料ゴミ 木・草
ID16	L ₀	腐敗率	プロジェクト実 施者 (研究室) および IPCC の ガイドライン・ Good Practice Guidance		計算	毎年	DOC _y , DOC _F , MCF, F _y を使用して算出
ID17	DOC _F	実際に分解さ れる炭素の割 合	プロジェクト実 施者 (研究室)	%	予測	プロ ジェ クト 開始前 に 1 回	廃棄物埋立地の嫌気 層における温度(T) を使用して以下のと おり算出 DOC _F = 0.014T+0.28
ID18	-	埋立地ガスに 関する法規制	中央政府 / 地方 政府法規等	-	-	毎年	法律等が施行された 場合には、その実効 性を考慮し、ベース ラインシナリオの見 直しを行う。

D.2.1.4 ベースライン排出量を計算するための数式

$$\text{ベースライン排出量 (t-CO}_2\text{e / 年)} = \text{BE}_{gy} + \text{BE}_{dy}$$

BE_{gy} : グリッドに接続する発電所からの排出量 (t-CO₂e / 年)

BE_{dy} : 回避される廃棄物からの排出量 (t-CO₂e / 年)

$$BE_{G_y} = EG_y * EF_OM_y$$

EG_y : グリッドに供給される総電力量 (MWh)
 EF_OM_y : オペレーティングマージン (OM) の排出係数 (t-CO₂e/MWh)

$$EF_OM_y = \left[\sum_{ij} F_{ij,y} * COEF_{ij} \right] / \left[\sum_j GEN_{j,y} \right]$$

$F_{ij,y}$: グリッドに電力を供給する各発電施設 (j) において (y) 年次に消費される燃料 (i) のエネルギー量 (GJ)
 $COEF_{ij,y}$: (y) 年次に消費される燃料 (i) の炭素係数 (t-CO₂e/GJ)
 $GEN_{j,y}$: (y) 年次に各発電施設 (j) から供給される総電力 (MWh)

$$BED_y = k * L_0 * \sum_{t=0,y} MSW_t * e^{-k(t-y)} * (1-OX) * GWP_CH_4$$

k : メタン発生率
 L_0 : 腐敗率 (m³ / mg 廃棄物)
 t : 廃棄物が排出された年
 MSW_t : 発電所で燃焼される廃棄物の総乾燥重量 (t / 年)
 OX : 酸化係数 (0 ~ 1)
 GWP_CH_4 : IPCC の定めるメタンの地球温暖化係数 (21)

$$L_0 = DOC_y * DOC_F * MCF * F_y * 16/12$$

DOC_y : 廃棄物中の分解性炭素の含有率 (%)
 DOC_F : 実際に分解される炭素の割合 (%)
 MCF : メタン生成補正係数 (%)
 F_y : 埋立地で発生するガスに含まれるメタンの割合 (%)

E. 発生源別 GHG 排出量の計算

E.1. プロジェクトケースにおける GHG 排出量の推計

プロジェクト活動における石油起源物の燃焼による排出量

$$\begin{aligned}
 PE_{b_y} &= MSW_y \times FPF_y \times CCFP \times EFC \times 44/12 \\
 &= 131,400 \text{ (ton/yr)} \times 5.05(\%) \times 85(\%) \times 99(\%) \times 44/12 \\
 &= 19,461 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)}
 \end{aligned}$$

プロジェクト活動における化石燃料の使用による排出量

$$\begin{aligned}
 PE_{f_y} &= FF_y \times VEF_{CO_2} \\
 &= 154,460 \text{ (Lt./yr)} \times 0.00268 \text{ (t-CO}_2\text{e /Lt.)} \\
 &= 414 \text{ (t-CO}_2\text{e /year)}
 \end{aligned}$$

E.2. リークージの推計

プラント内に設置される予定である非常用の発電設備（軽油発電機）に使用される軽油はプラント内部に設置された軽油供給所から供給され、プロジェクトケースにおける GHG 排出量としてモニタリングされる。また外部電力系統より電力の供給を受ける予定はない。さらに、本プロジェクト用に新たに廃棄物 2 次集積所を設置し、より効率的に廃棄物の運搬が可能となり、その結果政府が所有する廃棄物運搬車の総走行距離は、ベースラインシナリオと比べて減少すると予測される。

E.3. プロジェクト排出量

$$\begin{aligned} \text{上記 E.1.の} & + = 19,461 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)} + 414 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)} \\ & = \underline{19,875 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)}} \end{aligned}$$

E.4. ベースラインにおける GHG 排出量の推計

都市固形廃棄物が埋め立てられた場合に発生するメタン排出に起因する排出量

$$\begin{aligned} BE_{d_y} &= k \times L_0 \times t=1,y \text{ MSWt} \times e^{-k(y-t)} \times (16/12) \times (1-OX) \times GWP_{CH_4} \\ &= 0.05 \times (0.19 \times 0.88 \times 0.4 \times 0.5 \times 16/12) \times 131,400 \times e(0) \times (1-0) \times 21 \\ BE_{d_1} &= 6,152 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)} \quad (y=1: \text{プロジェクト開始年}) \end{aligned}$$

電力を外部電力系統で生成した場合に発生する排出量

$$\begin{aligned} BE_{g_y} &= EG_y \times (W_{OM} \times EF_{OM_y} + W_{BM} \times EF_{BM_y}) \\ &= EG_y \times EF_{OM_y} \\ &= 139,968 \text{ (MWh/yr)} \times 0.827 \text{ (t-CO}_2\text{e /MWh)} \\ &= 115,754 \text{ t-CO}_2\text{e /yr} \end{aligned}$$

従って、

$$\begin{aligned} \text{ベースライン排出量} &= 6,152 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)} + 115,754 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)} \\ &= \underline{121,906 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)}} \quad (y=1: \text{プロジェクト開始年}) \end{aligned}$$

E.5. プロジェクト活動による排出削減量である E.4 と E.3 の差

$$\begin{aligned} \text{GHG 排出削減量} &= \text{ベースライン排出量} - \text{プロジェクト排出量} \\ &= 121,906 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)} - 19,875 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)} \\ &= \underline{102,031 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)}} \quad (y=1: \text{プロジェクト開始年}) \end{aligned}$$

E.6. 上記の数式による計算結果表

unit t-CO_{2e}

Year	Baseline emissions	Project emissions	Emission reductions
2007	121,906	19,875	102,031
2008	127,757	19,875	107,882
2009	133,323	19,875	113,449
2010	138,618	19,875	118,743
2011	143,655	19,875	123,780
2012	148,446	19,875	128,571
2013	153,003	19,875	133,128
2014	157,338	19,875	137,463
2015	161,461	19,875	141,587
2016	165,384	19,875	145,509
2017	169,115	19,875	149,240
2018	172,664	19,875	152,789
2019	176,040	19,875	156,165
2020	179,252	19,875	159,377
Total			1,869,714

F. 環境影響

インドネシアでは法律により環境影響評価（AMDAL）が必要とされる事業が規定されており、そのひとつに、「その他の資源（太陽エネルギー、風力、バイオマス・泥炭）を利用した発電施設の建設事業」で、且つその発電容量が 10MW 以上のものが含まれている。一方、AMDAL の監督権限が与えられているシドアルジョ県環境管理局によると、都市固形廃棄物もバイオマス的一种として扱われているため、本プロジェクトでは AMDAL が必要となる。

本プロジェクトで予想される主な環境影響は、悪臭、埃、大気汚染、騒音、汚水、固形廃棄物（残渣）であるが、このうち影響が懸念される悪臭、埃、騒音、汚水については適切に環境保全措置が取られる予定である。

G. 利害関係者からのコメント

地元住民を含むステークホルダーとの対話の場を設けるため、2003 年 8 月 8 日にプロジェクトサイトであるシドアルジョ県の Bluru Kidul 地区で公聴会が開催され、およそ 200 名が参加した。公聴会で本プロジェクトの実施が公表され、住民からの以下のコメントを受付けた。

プロジェクトによって環境汚染（悪臭、水質汚染、煙、騒音）は発生せず、周辺住民は不快を感じないということを保証してほしい

火災や爆発の危険性が無いことを保証してほしい

地元住民を優先的に雇用してほしい

サイトの近辺に診療所を設置してほしい

周辺の街灯など、公共施設に電力を供給してほしい

上のコメントに対して、プロジェクト実施者および地方政府は、ステークホルダーに対して、診療所の建設や電力の供給も含めて適切に対処することを約束し、参加者の了解を得た。

添付資料 2

プロジェクト設計書

(PDD/ NMB/ NMM)



**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM-PDD)
Version 02 - in effect as of: 1 July 2004)**

**Municipal Solid Waste to Energy Project
in Sidoarjo, Indonesia**

Project Design Document

Ver. 1.1

CONTENTS

- A. General description of project activity
- B. Application of a baseline methodology
- C. Duration of the project activity / Crediting period
- D. Application of a monitoring methodology and plan
- E. Estimation of GHG emissions by sources
- F. Environmental impacts
- G. Stakeholders' comments

Annexes

- Annex 1: Contact information on participants in the project activity
- Annex 2: Information regarding public funding
- Annex 3: Baseline information
- Annex 4: Monitoring plan

**SECTION A. General description of project activity****A.1 Title of the project activity:**

Municipal Solid Waste to Energy Project in Sidoarjo, Indonesia (hereinafter referred to as the Project)

A.2. Description of the project activity:

The population of Sidoarjo city was 1.6 million and has increased at 2.9% approximately in 2003. The growth rate is relatively high in the region because of recent housing developments. Due to the high population growth, predicted as 3% or higher annually, the amount of municipal solid waste (MSW) is also predicted to increase rapidly, approximately 5%.

In order to manage the increasing waste, there are two final MSW disposal sites provided in Sidoarjo city and the major parts of the waste have been disposed there. Although scavengers contribute the reduction of the MSW amount, the disposal sites would be filled up in the near future if the amount will increase at the current rate. Accordingly, the government of Sidoarjo has to draft the plan of new disposal sites.

In order to reduce the amount of MSW, there are two traditional incinerators under operation. However, they incinerate the MSW discharged only from newly developed housing area, which amounts only less than 3 % of total MSW treated in Sidoarjo, and it is neither expected nor planned to accept the rest of MSW due to high operation cost of fuel. In addition, due to traditional incinerating methods, they are concerned to emit air pollutants, including dioxin.

In this context, the project is proposed to incinerate MSW at high temperature, 1700 °C, to avoid air pollutants emissions and to supply electricity to the JAMALI grid, which covers Java, Bali and Madura. The Project activity would avoid the emission of methane (CH₄), which would occur through decay of MSW open-dumped, and the emission of carbon dioxide (CO₂), which would occur through electricity generation by fossil fuel power plants in JAMALI grid.

The contribution of the Project to sustainable development is described as follows:

- The Project will provide job opportunity to local people for the construction, and thus improve local economy,
- The Project will hire scavengers, who live at current final MSW disposal sites, in screening process of the plant and provide steady income to them, and
- The Project will reduce current environmental and health impacts at the surrounding area of the final MSW disposal sites,
- The Project will reduce the operation cost of the final disposal sites borne by the government of Sidoarjo, because the Project will stop open-dumping MSW, and
- The Project will transfer all technologies required for the construction, operation and maintenance of the Project through capacity building assistance.

**A.3. Project participants:**

Project participant in host country:

PT. IMW (Imam Manunggal Wijaya)

Jl. Medokan Asri Barat IX MA-I/M6, Surabaya 60295, Indonesia

Project participant in donor country:

PCI (Pacific Consultants International)

1-7-5 Sekido Tama-shi, Tokyo 206-8550, Japan

A.4. Technical description of the project activity:**A.4.1. Location of the project activity:**

The Project site is located at Blurukidul district of Sidoarjo city. It is 200 m from east ring road, 30 m from the Ketingan river and 7 km from Buduran substation of PT. PLN, state-owned electricity power company.

A.4.1.1. Host Party(ies):

Indonesia

A.4.1.2. Region/State/Province etc.:

East Java Province

A.4.1.3. City/Town/Community etc:

Blurukidul district, Sidoarjo city of Sidoarjo district

A.4.1.4. Detail of physical location, including information allowing the unique identification of this project activity (maximum one page):

The city of Sidoarjo is located 7 km west of Juanda international airport and 22 km south of Surabaya in East Java province. It is surrounded by four districts, Buduran, Sukodono, Wonorejo and Candi.



<http://www.eastjava.com/plan/peta/pkab-sidoarjo.gif>

A.4.2. Category(ies) of project activity:

- Grid-connected electricity generation from renewable sources
- Landfill methane avoidance

A.4.3. Technology to be employed by the project activity:

The project developer, PT IMW, will be supplied MSW collected by Sidoarjo government at the minimum amount, 360 ton per a day (dry-based), and incinerate it in thermal converter installed in the project site. It is first project to install this facility in Indonesia, which has been developed in UK, and the necessary skills of operation and maintenance will be transferred to PT IMW.

Heat produced by the incineration will generate steam, and then the steam will generate electricity by turning turbine. The thermal converter combust MSW at high temperature, 1700 °C, in order to reduce emission of air pollutants, including dioxin. The heating value of MSW to be incinerated is predicted

around 3,500 kcal/kg and 18.9 MW electricity can be generated by combusting the MSW. Out of 18.9 MW, 0.9 MW electricity will be consumed by water circulating pumps, fans, conveyors, shredding machine, overhead crane, lighting and others.

The project developer will conclude power purchase agreement (PPA) with PT PLN in order to sell electricity generated by the Project plant. The electricity will be supplied to 20 kV electricity network of PT PLN through substation to be installed in the Project site.

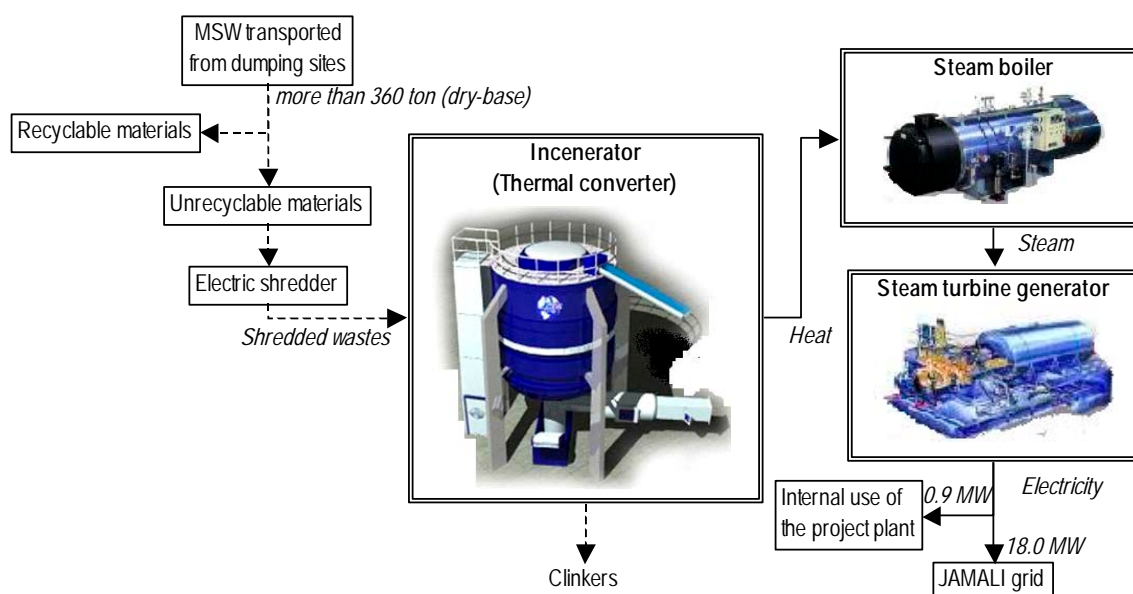


Figure: Schematic diagram of material/energy flow and the Project plant

A.4.4. Brief explanation of how the anthropogenic emissions of anthropogenic greenhouse gas (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed CDM project activity, including why the emission reductions would not occur in the absence of the proposed project activity, taking into account national and/or sectoral policies and circumstances:

The Project will reduce CH₄ emission through anaerobic decomposition of organic components in MSW, which would be open-dumped in the absence of the Project, and CO₂ emission of the fossil fuel power plants connected to JAMALI grid, which would generate the electricity to be supplied by the Project.

In order to reduce CH₄ emission, the Project plant will incinerate MSW, which would be open-dumped at final MSW disposal sites in the absence of the Project, because there is not any regional policy to treat MSW in the other methods, namely sanitary landfill and/or incineration. In addition, for CO₂ emission reduction, the Project will generate electricity from wastes, but this activity is not planned and not considered as a reliable power source in JAMALI grid, due to its negligible capacity in the grid. Furthermore, there has never been any experience of power generation by incinerating MSW because it requires overseas technology and it is not feasible financially due to the high primary cost. Therefore, the GHGs emission reduction of the Project would not occur in the absence of CDM.



As mentioned in A.2., Description of the project activity, JAMALI grid, which will be connected to the Project plant, distributes the largest amount of electricity, such as 86,743 GWh in 2003, while the Project will supply only 140 GWh annually to the grid. In addition, considering recent increase of energy supply and future power development plan, the Project will supply electricity far less than 1 % of total generation in the grid also in the future. Therefore, it will not cause any delay on additional new plant and affect all prospective new capacity installation.

A.4.4.1. Estimated amount of emission reductions over the chosen <u>crediting</u> <u>period</u>:

1,869,714 t-CO_{2e}

A.4.5. Public funding of the <u>project activity</u>:
--

No public funding is used for the Project.

**SECTION B. Application of a baseline methodology****B.1. Title and reference of the approved baseline methodology applied to the project activity:**

Since there exists no approved methodology that can be applied to the Project, a new methodology is herein proposed.

The new baseline methodology is titled “Baseline methodology for grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be landfilled”.

B.1.1. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

The baseline methodology is applicable to the proposed project activity, based on the following applicability conditions specified in the baseline methodology.

The municipal solid waste would be dumped in uncontrolled manner;

In Sidoarjo city, the government currently open-dumps more than 95% of total MSW and incinerates less than 5%. It is difficult to construct similar old-fashioned incinerators in addition and upgrade the capacity of them. Accordingly, they have only one option to continue MSW open-dumping.

In addition, currently MSW is dumped in uncontrolled manner due to their budget limitation and there is no prospect to allocate additional budget on them. Therefore, MSW will be dumped in uncontrolled manner, which is practised currently.

The project would incinerate municipal solid waste at high temperature enough not to emit unburned gases, namely nitrous oxide and methane.

The Project will install thermal converters, which can incinerate MSW at 1700 °C, in order to reduce emission of air pollutants, including dioxin. This temperature is high enough to avoid unburned gases, namely nitrous oxide and methane.

B.2. Description of how the methodology is applied in the context of the project activity:

The baseline methodology divides the method of establishing a baseline scenario into two parts, MSW treatment and electricity, and specifies the steps for each to follow, as follows.

B.2.1 Baseline scenario of municipal solid waste treatment:**Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of municipal solid waste treatment**

Collect information regarding existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area. In addition, implement interview surveys with officials concerned with municipal solid waste treatment plan in the area as necessary.

Step 2: Identification of a baseline scenario of municipal solid waste treatment by the decision tree



Identify a baseline scenario with the following decision tree by the application of regulatory analysis, barrier analysis for the various baseline options of municipal solid waste treatment. For example, options of municipal solid waste treatment are:

- (1) Open-dumping/sanitary landfill with burning landfill gas (LFG)
- (2) Open-dumping/sanitary landfill with LFG recovery and power generation
- (3) Biomethanization
- (4) Compost
- (5) Incineration
- (6) Incineration with power generation (project case)
- (7) Open-dumping without LFG recovery (current scenario).

Analysis of several barriers such as 1) investment barrier, 2) technological barrier, 3) barrier due to prevailing practice is applied in identification of a baseline scenario. Examples of barrier analysis are shown below.

1) Investment barrier

- Demonstrate that the project has a less IRR (Internal Rate of Return) than the benchmark such as the government bond rates, the private equity investors' required return on comparable projects.
- Demonstrate that real and/or perceived risk associated with the unfamiliar technology or process is too high to attract investment.
- Demonstrate that funding is not available for innovative projects.
- Demonstrate that no access to international capital markets due to real or perceived risk associated with domestic or foreign direct investment in the country where the project activity is to be implemented.

2) Technological barrier

- Demonstrate that the project represents one of the first applications of the technology in the country, leading to technological concerns even when the technology is proven in other countries.
- Demonstrate that skilled and/or properly trained labour to operate and maintain the technology is not available, leading to equipment disrepair and malfunctioning.

3) Barrier due to prevailing practice

- Demonstrate that there is a lack of will to change the current practice with or without regulation.
- Demonstrate that developers lack familiarity with state-of-the-art technologies and are reluctant to use them.

Step 3: Description of identified baseline scenario of municipal solid waste treatment

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected in the Step 1.

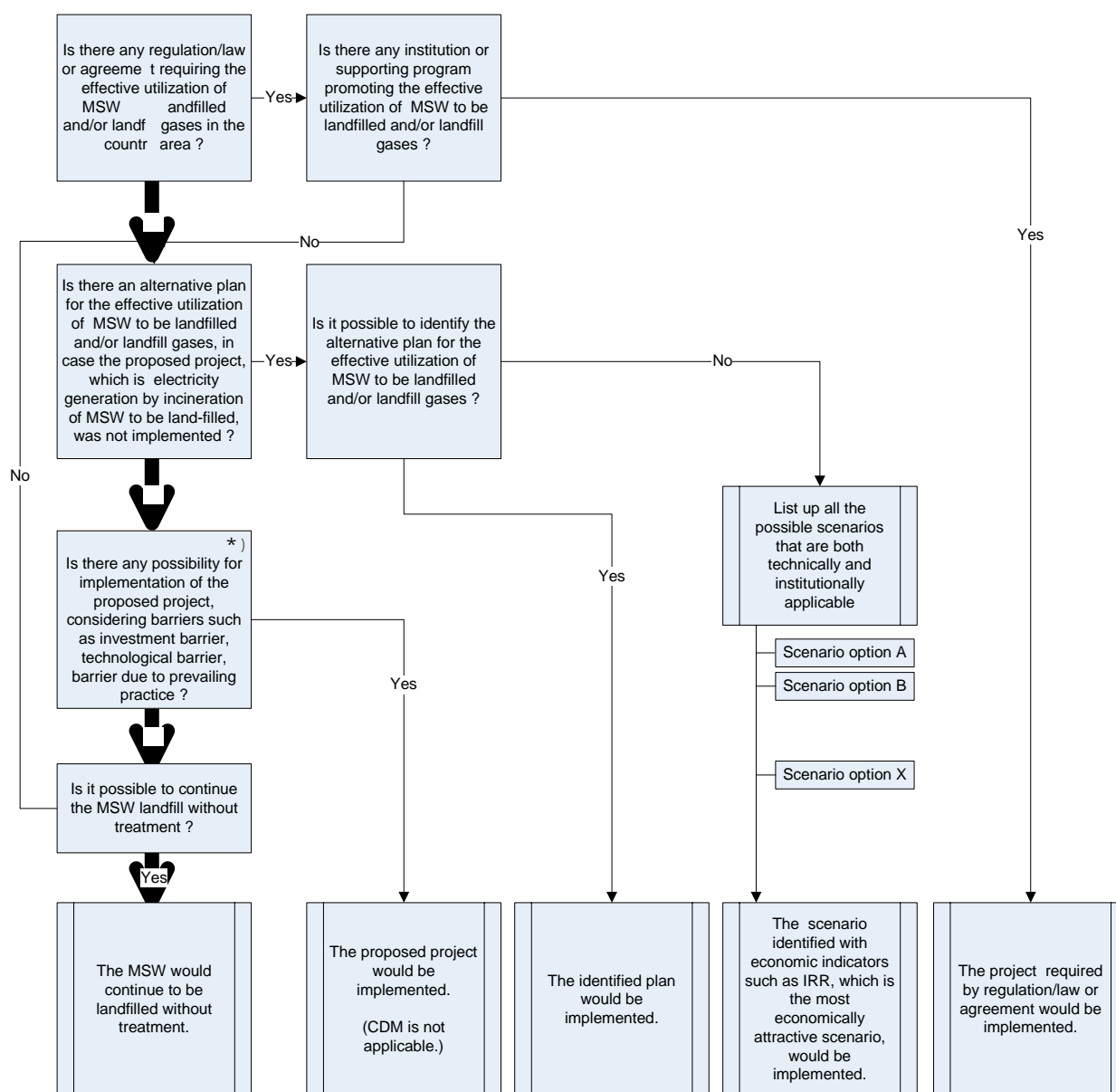
In the context of the proposed project activity, the methodology is applied in the following way.

Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of municipal solid waste treatment

The project proponents have conducted a feasibility study of the proposed project activity, in which they collected information on existing actual situation, future plans and concerned policies, as described in Section A of this CDM-PDD and in the following step.



Step 2: Identification of a baseline scenario by the decision tree



*) Demonstrate the possibility for the implementation of the proposed project based on barrier analysis such as 1) investment barrier, 2) technological barrier, 3) barrier due to prevailing practice.

Q1: Is there any regulation/law or agreement requiring the effective utilization of MSW to be landfilled and/or landfill gases in the country/area?

A1: No. In Sidoarjo city, there is no regulation/law requiring the Project. There is currently neither regulation requiring MSW incinerator nor landfill gas recovery. In addition, there is currently no plan to establish them in the near future.

Q2: Is there an alternative plan for the effective utilization of MSW to be landfilled and/or landfill gases, in case the proposed project, which is electricity generation by incineration of MSW to be land-filled, was not implemented?



A2: No. According to the waste management department of the Sidoarjo government, no plan exists for a utilization of MSW or landfill gases in the near future. Their budget for MSW treatment is not sufficient to manage MSW completely and too limited to invest for such an effective utilization. (See Annex 3 BASELINE INFORMATION: Scenario Analysis)

Q3: Is there any possibility for implementation of the proposed project, considering barriers such as investment barrier, technological barrier, barrier due to prevailing practice?

A3: No, for the following reasons.

1) Investment barrier

According to PT. IMW, the project developer, higher than 16% of the internal rate of return, IRR, is necessary to invest for the project. In the absence of the CDM, which means no additional revenue besides electricity sales to PT. PLN, IRR shows 13.4%, but additional revenue from sales of the certified emission reduction, CER, by the CDM, would increase IRR up to 16.4%. Therefore, there is an investment barrier for the project implementation.

2) Technological barrier

The Project plant has thermal converter to recover heat from MSW incineration to generate steam. This thermal converter requires state-of-art technology imported from Waste Energy Systems Ltd. in UK and it is first time to introduce this technology in Indonesia. Therefore, this explains a technological barrier.

3) Barrier due to prevailing practice

As explained in “Technological barrier”, there is no similar case to the Project and open-dumping is prevailing practice in Indonesia. Therefore, there is a barrier due to prevailing practice also for the project implementation.

Q4: Is it possible to continue the MSW landfill without treatment?

A4: Yes. The Sidoarjo government can continue the open-dumping because there is enough space to construct new MSW dumping sites. Or rather, they do/will not have any option but to continue the current open-dumping due to the budget limitation, for which they cannot afford to treat and/or utilize landfill gas.

This leads to the conclusion in the bottom left box of the decision tree as the baseline scenario, which reads:

The MSW would continue to be landfilled without treatment.

Step 3: Description of identified baseline scenario

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected in the Step 1.

The baseline scenario, if the Project will not be implemented, would be that the government of Sidoarjo would continue to dispose MSW in uncontrolled manner as they do currently. According to the waste management department of the Sidoarjo government, due to the limited budget for MSW treatment, it would be difficult to invest in new equipments for efficient utilization of MSW and landfill gases. The current amount of MSW is 3,600 m³/day and the amount will increase according to population growth and more MSW generation rate, which would occur through gradual change of the life-style toward mass-consumption and mass-disposal.

**B.2.2 Baseline scenario of electricity:****Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of power development**

Collect information and data regarding existing actual situation and future plan and concerned policy of power development in the area. In addition, implement interview surveys with officials concerned with existing actual data, power development plan and policy in the area as necessary.

Step 2: Identification of a baseline scenario of electricity by the decision tree

Identify a baseline scenario with the following decision tree. Project participants will decide on answers to all the questions of the decision tree, based on information and data collected in the Step 1. Each answer will be logically described considering reliable and transparent data and information.

Step 3: Description of identified baseline scenario of electricity

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected and archived in the Step 1.

In the context of the proposed project activity, the methodology is applied in the following way.

Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of power development

The project proponents have conducted a feasibility study of the proposed project activity, in which they collected information on existing actual situation, future plans and concerned policies power development, as described in Section A of this CDM-PDD and in the following step.

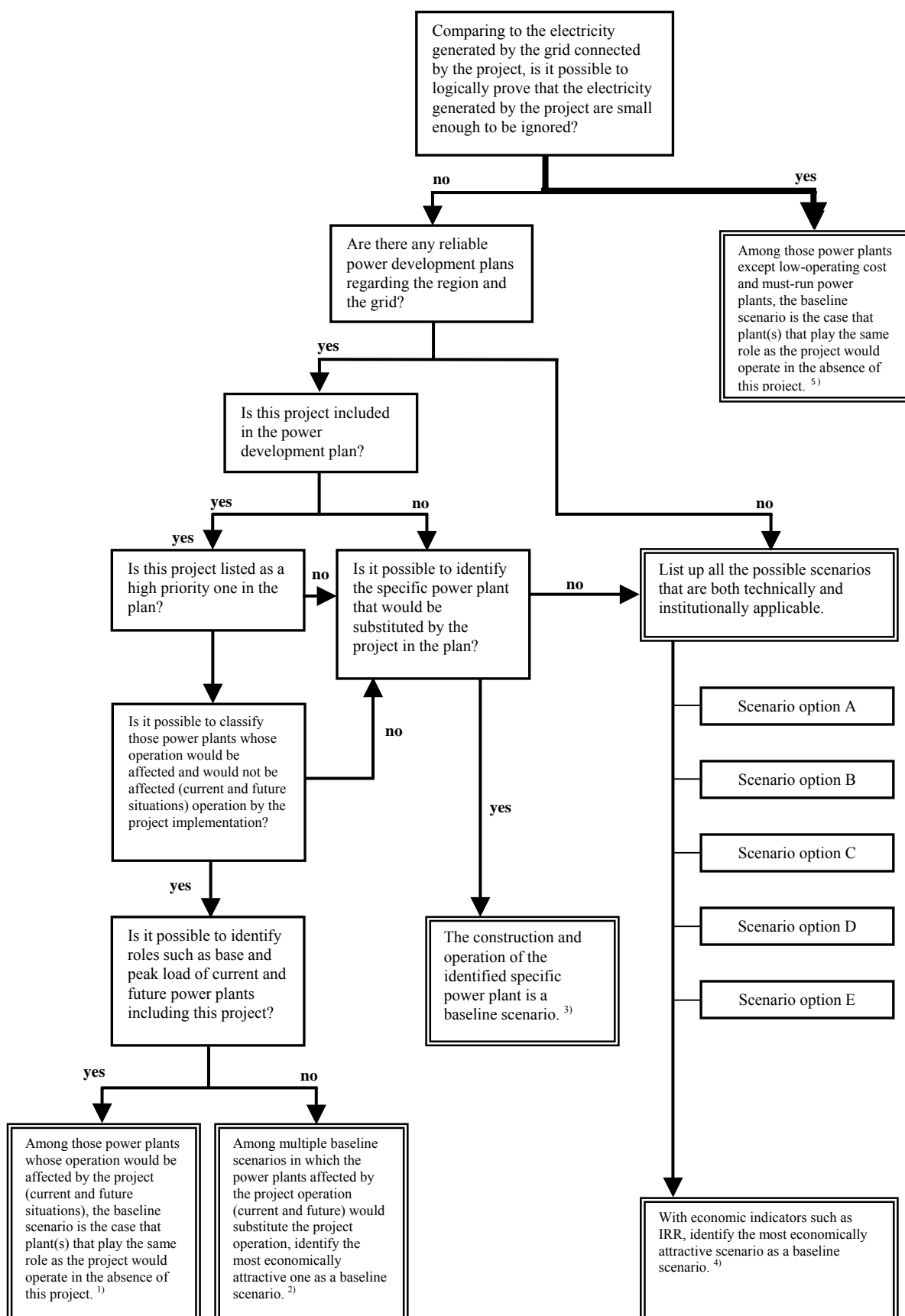
Step 2: Identification of a baseline scenario by the decision tree

Q1: Comparing to the electricity generated by the grid connected by the project, is it possible to logically prove that the electricity generated by the project are small enough to be ignored?

A1: The project generation capacity is negligible comparing with the grid because the Project plant will generate and supply electricity to the JAMALI grid, which distributes the largest amount of electricity, which was 83,576 GWh in 2002, while the Project will supply only 140 GWh annually to the grid. Due to the recent trend of rapid increase of energy supply and future power development plan, accordingly, the Project will supply electricity far less than 1 % of total generation in the grid. Therefore, it logically proves that the electricity generated by the Project are small enough to be ignored.

This leads to the conclusion in the box of the decision tree as the baseline scenario, which reads:

Among those power plants whose operation would be affected by the project (current situations), the baseline scenario is the case that plant(s) that play the same role as the project would operate in the absence of this project.





B.3. Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity:
--

According to the baseline methodology, this is done in three steps:

Step 1: Confirm that project scenario is not same as baseline scenario

In Section B.2, the baseline scenario for the proposed project activity has been established as:

The MSW would continue to be landfilled without treatment.

and

Among those power plants whose operation would be affected by the project (current situations), the baseline scenario is the case that plant(s) that play the same role as the project would operate in the absence of this project.

The abovementioned scenario clearly shows that the project scenario is not the baseline scenario.

Step 2: Demonstrate that project emission is less than baseline emission

The second step is to show that the project emission is less than the baseline emission.

The project emission is below the baseline emission by 96,572 t-CO₂e/yr in the first year. Project emission continues to be below the baseline emission until the end of the crediting period, as shown in Section E.5 of this CDM-PDD.

Step 3: Common practice analysis and impact of CDM registration

There is not any other activity similar to the proposed project activity, and similar activities cannot be observed in Indonesia.

The impact of CDM registration will be financial support for the Project. The CDM registration will provide additional revenue from sales of CER and improve IRR of the Project from 13 % to 17 %.

Therefore, the existing common practice and impact of CDM registration is identified clearly.

**B.4. Description of how the definition of the project boundary related to the baseline methodology selected is applied to the project activity:**

According to the proposed new methodology, definition of the project boundary of the Project will be as follows:

Identification of impacts relating to GHG emissions

First of all, direct and indirect impacts of the project defined below are to be classified and illustrated in a diagram of project impacts.

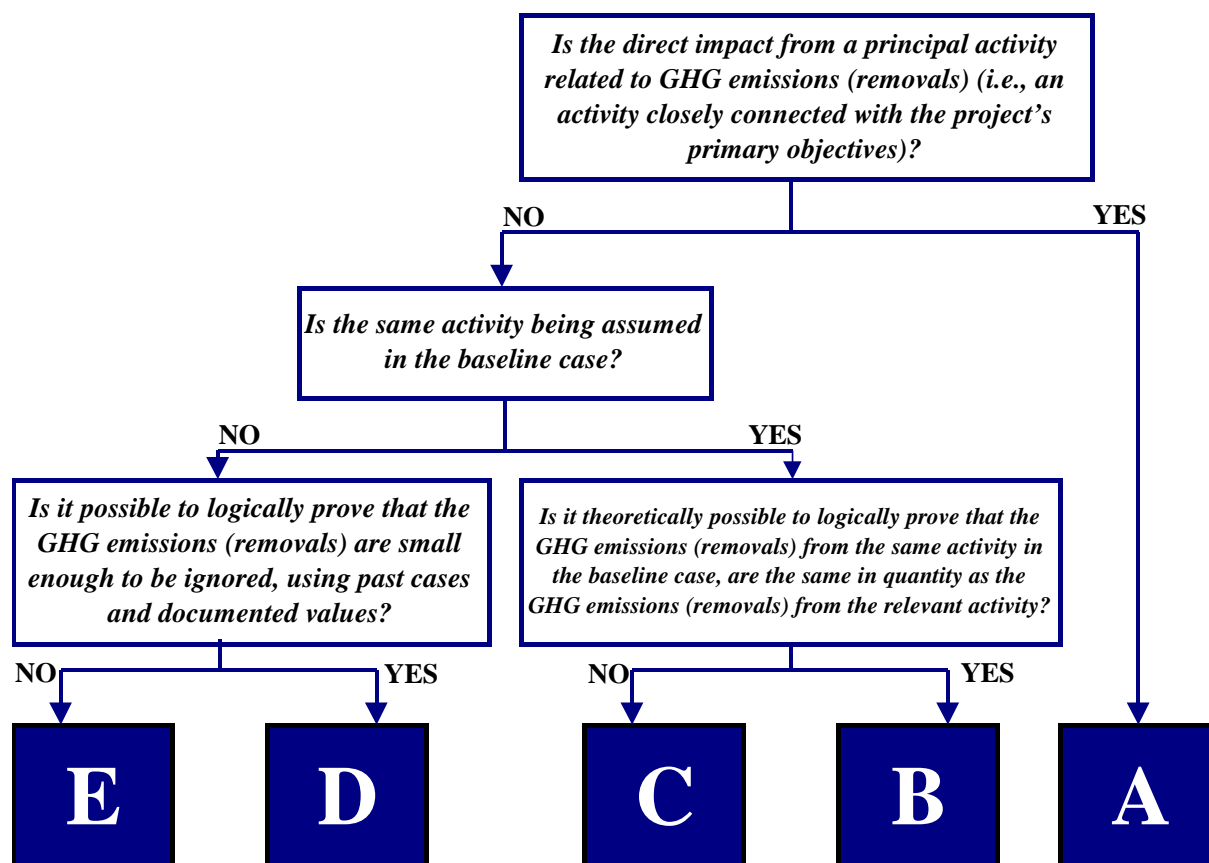
Direct impacts: “Direct impacts” are defined as impacts that arise from activities that result in GHG emissions, directly related to the achievement of the principal objectives of the project. Direct impacts are classified into “direct impacts from principal objectives” associated with activities that are the principal objectives of the project, and “other direct impacts” associated with activities that project implementing entity conduct autonomically to achieve the principal objectives.

Indirect impacts: “Indirect impacts” are defined as impacts that do not relate directly to the principal objectives of the project. They relate indirectly to the project implementation process and the outputs from the project activities result in GHG emissions and removals. Indirect impacts are classified into “indirect impacts from principal objectives” that are caused indirectly by the achievement of the project’s principal objectives, and “other indirect impacts.”

Impacts relating to GHG emissions by CDM project activities are selected and classified into “direct impacts from principal objectives”, “other direct impacts”, “indirect impacts from principal objectives”, and “other indirect impacts”.

Definition of project boundary

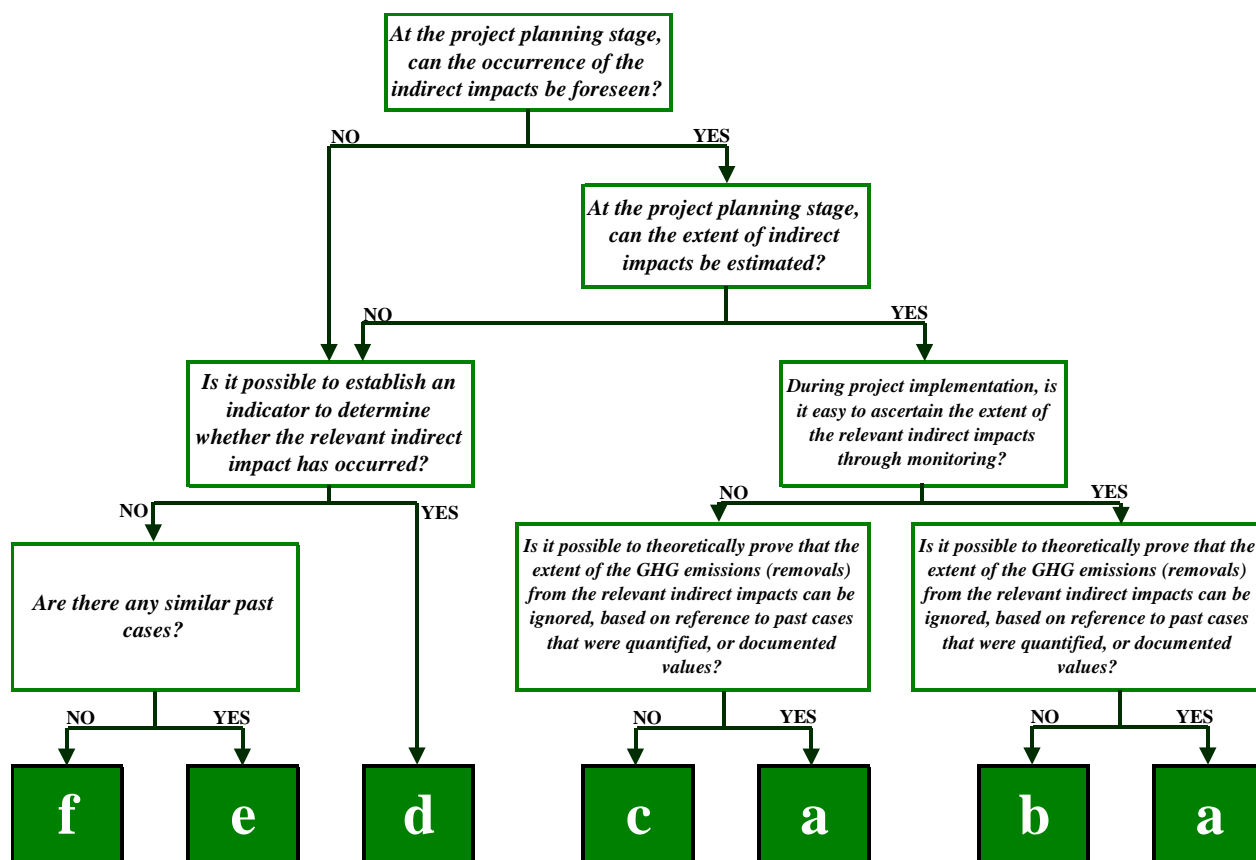
Next, direct impacts are classified into five categories through the decision tree judgment system. Indirect impacts are classified into six categories according to the decision tree judgment system for indirect impacts. Both decision tree judgment systems were developed in order to judge whether the impacts be included in the project boundary (indicated as “+” in the table) or not (indicated as “-” in the table) in a transparent and objective manner. The following table shows the classification of direct and indirect impacts by project activities.

**Decision tree judgment system for direct impacts****Criteria to consider each category of direct impact**

Category	Consideration
A	- Count all GHG emissions (removals) related to the relevant direct impact.
B	- Include the relevant direct impacts within the project boundaries, but do not include them in the estimation items for project emissions (removals).
C	- Include the relevant direct impacts within the project boundaries, and do include them in the estimation items for project emissions (removals).
D	- After comparing with total GHG emissions (removals) and confirming that the GHG emissions (removals) from the relevant direct impacts can be ignored, exclude them from the project boundaries and estimation items of project emissions (removals). The comparison is based on past cases or documented values of GHG emissions (removals) relating to the relevant direct impacts.
E	- Include the relevant direct impacts within the project boundaries, and do include them in the estimation items for project emissions (removals).



Decision tree judgment system for indirect impacts



Criteria to consider each category of indirect impact

Category	Consideration
a	- After comparing with total GHG emissions (removals) and confirming that the GHG emissions (removals) from the relevant indirect impacts can be ignored, exclude them from the project boundaries and estimation items of project emissions (removals). The comparison is based on past cases or documented values of GHG emissions (removals) relating to the relevant indirect impacts.
b	- Take the relevant indirect impacts into account within the project boundaries, decide on an equation for calculation and estimate the GHG emissions (removals) from the relevant impacts. In addition, decide on the monitoring items, conduct monitoring during implementation of the project, and ascertain the actual GHG emissions (removals) from the relevant impacts. The result is reflected at the time credits are acquired.
c	- Take the relevant indirect impacts into account within the project boundaries and use past cases and documented values to make an assumption of the GHG emissions (removals) from the relevant indirect impacts (e.g., 10% of the total emissions). Set this as the "subtraction factor for indirect impacts that cannot be considered" and reflect this in the amount of credits acquired.
d	- Take the relevant indirect impacts into account within the project boundaries and decide on an indicator to judge whether or not the relevant indirect impact occurs. During project implementation, or after implementation, if the relevant impact has clearly occurred, it is dealt with by setting the "subtraction factor for indirect impacts that cannot be considered" as in 'c', with reference to past cases and documented values.
e	- The relevant indirect impacts are not taken into account within the project boundaries, but similar cases are referred to, and the potential for the relevant impact to occur and their extent are noted. These items are confirmed at the time credits are acquired.
f	- The relevant indirect impacts are not taken into account within the project boundaries, but are considered when the baseline emissions are reviewed, using this decision tree again.

Table: Classification of direct and indirect impacts by the project activities



<i>Direct Impacts</i>	Impacted items	Activities related to GHG emissions	Indicators of activities	Classification (A to E)	Project boundaries (+, -) *	Parameter
Impacts from principal objectives	Decarbonization of fuels	Generating electricity by steam turbine	Electricity output of the project plant	A	+	BE _g
	Methane avoidance	Open-dumping MSW at disposal sites	Change in amount of MSW open-dumped	A	+	BE _d
		Incinerating MSW by thermal converter	Input amount and characteristics of MSW, which is originated in fossil fuel	A	+	PE _b , PE _f
	Fuel consumption	Transporting MSW by the project's trucks	Fuel consumption, Methods of transportation	A	+	PE _f
		Transporting clinkers and fly ash by the project's trucks	Fuel consumption, Methods of transportation	A	+	PE _f
	Electricity consumption	Conveying MSW by electric conveyors	Consumption of electricity and fossil fuels by the plant	A	+	BE _g
		Shredding MSW by an electric shredder	Consumption of electricity and fossil fuels by the plant	A	+	BE _g
		Circulating water by electric pumps	Consumption of electricity and fossil fuels by the plant	A	+	BE _g
Other impacts	Fuel consumption	Operation of construction Machineries	Construction scale	D	-	
		Transportation of construction materials	Volume of used construction materials, distance from the supplier of construction materials	D	-	
		Transporting MSW by local people and local government's trucks	Fuel consumption, Methods of transportation	B	-	
	Energy loss	Transmission/distribution loss	Power generation, Power supply	B	-	
<i>Indirect Impacts</i>	Impacted items	Activities related to GHG emissions	Indicators of activities	Classification (a to f)	Project boundaries (+, -) *	Parameter
Impacts from principal objectives	Fuel consumption	More fuel consumed by price decline of the primary energy due to less demand	Consumption record of the relevant fuels	f	-	
Other impacts	Fuel consumption	Mining and processing of construction materials	Fuel consumption, Methods of mining and processing	a	-	
		Electricity demand stimulated by more electricity supply	Electricity demands of local communities and industries	f	-	
	Land cover change	Change of biomass caused by landcover change	Biomass in the project area	a	-	
	GHG emissions reduction	More GHG reduced by encouraging similar projects contributing to GHG reduction	Technical needs of power supplier and MSW manager in host country, GHG emission reduction effect of the project	f	-	

Note *: The activity marked (+) shall be included, and (-) can be excluded in the project boundary.
The activities identified with GHG emission are counted as Parameter shown above.

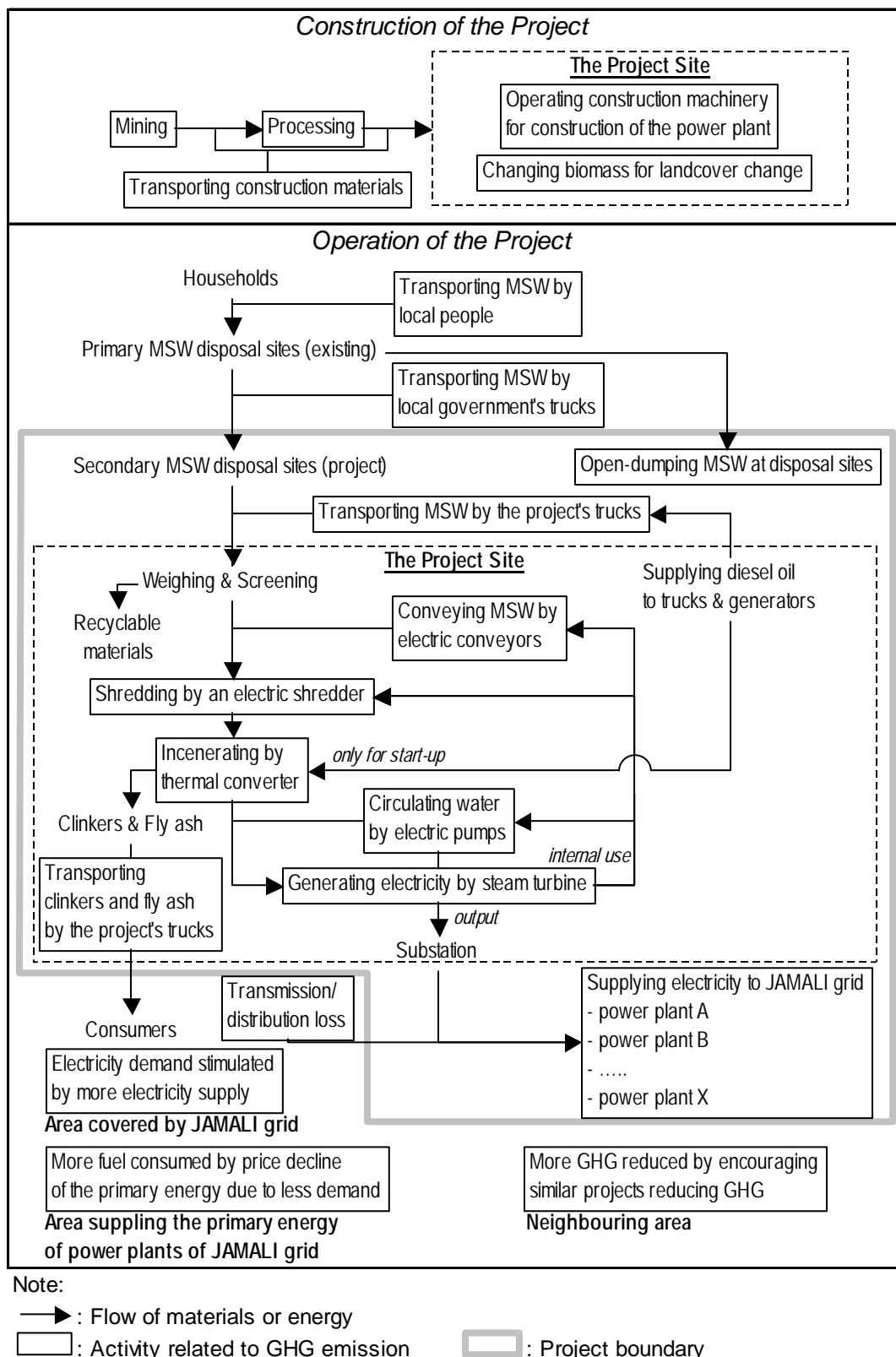


Figure The Project boundary determined

**B.5. Details of baseline information, including the date of completion of the baseline study and the name of person (s)/entity (ies) determining the baseline:**

Date of completion of the baseline study: January 2005

Mr. Masahiko Fujimoto
Mr. Kenji Asakawa
Pacific Consultants International

SECTION C. Duration of the project activity / Crediting period**C.1 Duration of the project activity:****C.1.1. Starting date of the project activity:**

The project activity is currently supposed to start in January 2007.

C.1.2. Expected operational lifetime of the project activity:

20 years

C.2 Choice of the crediting period and related information:**C.2.1. Renewable crediting period:****C.2.1.1. Starting date of the first crediting period:**

Starting date of the first crediting period is presently assumed to be in January 2007.

C.2.1.2. Length of the first crediting period:

7 years

C.2.2. Fixed crediting period:**C.2.2.1. Starting date:**

(This option is not selected for the Project.)

C.2.2.2. Length:

(This option is not selected for the Project.)

**SECTION D. Application of a monitoring methodology and plan****D.1. Name and reference of approved monitoring methodology applied to the project activity:**

Since there exists no approved methodology that can be applied to the Project, a new methodology is herein proposed.

The new monitoring methodology is titled “Monitoring methodology for grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be land-filled”.

D.2. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

The monitoring methodology is applicable to the proposed project activity, based on the following applicability conditions specified in the monitoring methodology.

The municipal solid waste would be dumped in uncontrolled manner;

In Sidoarjo city, the government currently open-dumps more than 95% of total MSW and incinerates less than 5%. It is difficult to construct similar old-fashioned incinerators in addition and upgrade the capacity of them. Accordingly, they have only one option to continue MSW open-dumping.

In addition, currently MSW is dumped in uncontrolled manner due to their budget limitation and there is no prospect to allocate additional budget on them. Therefore, MSW will be dumped in uncontrolled manner, which is practised currently.

The project would incinerate municipal solid waste at high temperature enough not to emit unburned gases, namely nitrous oxide and methane.

The Project will install thermal converters, which can incinerate MSW at 1700 °C, in order to reduce emission of air pollutants, including dioxin. This temperature is high enough to avoid unburned gases, namely nitrous oxide and methane.

**D.2.1. Option 1: Monitoring of the emissions in the project scenario and the baseline scenario****D.2.1.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:**

ID number	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	Comment
ID1: MSWy	Amount of MSW to be incinerated	Project proponent (Power plant's procurement section)	ton	m	Daily measured and monthly recorded	100%	Electronic/ Paper	Conveyor scale installed at the thermal converter will monitor the weight of MSW to be incinerated and data recorded automatically.
ID2: FPFy	Fraction of plastic in MSW to be incinerated	Project proponent (Power plant's laboratory)	%	m	Monthly	100%	Electronic/ Paper	MSW sampled at the conveyor connecting to the thermal converter. Measuring method will follow local industrial standard.
ID3: FFy	Diesel oil used for the Project	Project proponent (Power plant's procurement section)	Litre	m	Daily	100%	Electronic/ Paper	All diesel oil to be used for the Project activities will be supplied only from diesel oil supply station installed in the Project site. The flow meter of the station will be monitored.
ID4: VEF _{CO2}	CO ₂ emission factor for the diesel oil	Statistics	t-CO _{2e} per kg	c	Yearly	100%	Electronic/ Paper	Calculated by IPCC default value.

D.2.1.2. Description of formulae used to estimate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)

The formulae to estimate project emissions is described as follows:

$$\text{Project Emissions (t-CO}_{2e}\text{/yr)} = \text{MSWy} * \text{FPFy} * \text{CCFP} * \text{EFC} * 44/12 + \text{FFy} * \text{VEF}_{\text{CO}_2}$$

Where:

MSWy (ID1): Total amount of MSW to be incinerated (ton/yr)

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.



FPF_y (ID2): Fraction of fossil origin product in MSW (%)
 $CCFP$: Fraction of carbon content in plastic in MSW to be incinerated (%)
 EFC : Burn out efficiency of combustion
 FF_y (ID3): Diesel oil used for the Project (kg/yr).
 VEF_{CO_2} (ID4): CO_2 emission factor for the diesel oil(t- CO_{2e} /kg)

D.2.1.3. Relevant data necessary for determining the <u>baseline</u> of anthropogenic emissions by sources of GHGs within the project boundary and how such data will be collected and archived :								
ID number	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e),	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	Comment
ID5: BE_{gy}	Baseline emissions of grid-electricity		t- CO_{2e} /yr	c	Yearly	100%	Electronic	
ID6: EG_y	Electricity supplied to the grid	Project proponent (Power plant's operational section)	MWh	m	Daily	100%	Electronic/ Paper	The parameter will be monitored with the meters of the substation installed in the Project plant. This figure will be checked with the commercial invoices.
ID7: EF_{OM_y}	Emission factor for OM	Statistics	t- CO_{2e} /MWh	c	Yearly	100%	Electronic	
ID9: F	Amount of fossil fuel consumed in each plant	Statistics	t, liter, m^3	m	Yearly	100 %	Electronic/ Paper	
ID10: GEN	Electricity generation of each plant	Statistics	MWh	m	Yearly	100 %	Electronic/ Paper	



ID11: COEF	CO _{2e} emission coefficient of each fuel	Statistics	t-CO _{2e} /t, liter, m ³	c	Yearly	100 %	Electronic/ Paper	Calculated by IPCC default values
ID12	Identification of power plant for the OM calculation	Statistics / energy development plans	text	e	Yearly	100 %	Electronic/ Paper	Identification of plants to calculate OM emission factor
ID14: BEd _y	Baseline emissions from avoided MSW disposal		t-CO _{2e} /yr	c	Yearly	100%	Electronic	
ID15: DOC _y	Degradable carbon fraction in the MSW	Project proponent (Power plant's laboratory)	%	e	Monthly	1 sample per month	Electronic/ Paper	This value is estimated by weight percent of the following 4 types of waste to be measured, on the following formula: $DOC_y = 0.4 * A + 0.17 * B + 0.15 * C + 0.3 * D$ where: A: Fraction of paper and textile, B: Fraction of garden waste, park waste or other non-food organic putrescibles, C: Fraction of food waste, D: Fraction of wood or straw.
ID16: L ₀	Decay rate	Project proponent (Power plant's laboratory), and IPCC 1996 guideline, IPCC Good Practice Guidance		c	yearly	100%	Electronic/ Paper	This value is calculated by DOC _y , DOC _F , MCF, F _y



ID17: DOC _F	Fraction of DOC that actually degrades	Project proponent (Power plant's laboratory)	%	e	Once prior to the Project implementation	3 samples	Electronic/ Paper	This value is estimated by temperature in anaerobic zone of MSW landfill, on the following formula: DOC _F =0.014*T + 0.28 where: T: Temperature in anaerobic zone of MSW landfill (°C)
ID18:	Regulatory requirement relating to landfill gas	National/local regulation, law or agreement	Test	n.a.	Yearly	100%	Electronic/ Paper	Baseline scenario should be re- examined with taking its effective enforcement rate into account

D.2.1.4. Description of formulae used to estimate baseline emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)

The formulae to estimate baseline emissions is described as follows:

$$\text{Baseline Emissions (t-CO}_2\text{e/yr)} = \text{BEg}_y + \text{BE}_d_y$$

where:

BE_g_y (ID5): Baseline emissions of grid-electricity (t-CO₂e/yr)
BE_d_y (ID16): Baseline emissions from avoided MSW disposal (t-CO₂e/yr)

$$\text{BEg}_y = \text{EG}_y * \text{EF_OM}_y$$

where

BE_g_y (ID5): Baseline emissions of grid-electricity (t-CO₂e/yr)
EG_y (ID6): electricity supplied to the grid
EF_OM_y (ID7): emission factor for OM

$$\text{EF_OM}_y \text{ (t-CO}_2\text{e/ MWh)} = [\sum_{ij} F_{ij,y} * \text{COEF}_{ij}] / [\sum_j \text{GEN}_{j,y}]$$

where

EF_OM_y (ID7): emission factor for OM
F_{ij,y} (ID9): amount of fuel i (in gigajoules, GJ) consumed by relevant power sources j in year(s) y, j is the set of plants delivering electricity to the grid, not including low-operating cost and must-run power plants, and including imports to the grid.
COEF_{ij,y} (ID11): carbon coefficient of fuel i (t-CO₂e /GJ), taking into account the carbon content of the fuels used by relevant facilities j and

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.



the percent oxidation of the fuel in year(s) y.
 $GEN_{j,y}$ (ID10): electricity (MWh) delivered to the grid by source j.

$$BE_{d,y} = k * L_0 * \sum_{t=0,y} MSW_t * e^{-k(y-t)} * (1-O_x) * GWP_{CH_4}$$

where:

MSW_t (ID1): Total dry amount of MSW burned in the Power Plant(T/yr)
 DOC_y (ID15): Degradable carbon fraction in the MSW (%)
 DOC_F : Fraction of DOC that actually degrades (%)
 MCF : Methane correction factor for landfill
 F_y : Fraction of methane in the project's landfill gas (%)
 O_x : Oxidization factor (%)
 GWP_{CH_4} : Global Warming Potential of methane (21) specified in the IPCC Second Assessment Report
 k : Methane generation rate
 L_0 (ID16): Decay rate (= $DOC_y * DOC_F * MCF * F_y * 16/12$)
 t : Year in which MSW is disposed

D. 2.2. Option 2: Direct monitoring of emission reductions from the project activity (values should be consistent with those in section E).

(Option 2 was not selected for this methodology.)

D.2.2.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e),	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	Comment



D.2.2.2. Description of formulae used to calculate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.):

D.2.3. Treatment of leakage in the monitoring plan

D.2.3.1. If applicable, please describe the data and information that will be collected in order to monitor leakage effects of the project activity

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	Comment

There will be no computable leakage.

D.2.3.2. Description of formulae used to estimate leakage (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)

D.2.4. Description of formulae used to estimate emission reductions for the project activity (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.)

The formulae to estimate emission reduction for the project activity is described as follows:

$$\text{Emission Reduction}(\text{t-CO}_{2\text{e}}/\text{yr}) = \text{Baseline Emissions}(\text{t-CO}_{2\text{e}}/\text{yr}) - \text{Project Emissions}(\text{t-CO}_{2\text{e}}/\text{yr})$$



D.3. Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for data monitored		
Data	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Explain QA/QC procedures planned for these data, or why such procedures are not necessary.
ID1	Low	Data records will be reviewed and validated by QA/QC personnel of the Project. The conveyor scales will be calibrated monthly by weighing test weight. This calibration activity will follow the method determined by local industrial standard. In addition, total amount of MSW will be controlled by the weight data monitored at the truck scale installed at the entrance of the Project site.
ID2	Low	Data records will be reviewed and validated by QA/QC personnel of the Project. The sampling and analyzing method will follow local industrial standard.
ID3	Low	Data records will be reviewed and validated by QA/QC personnel of the Project. Flow meters of the diesel oil supply station will be calibrated through the specific method determined in local industrial standard. The supplied amount will be checked by receipt from diesel oil distributors.
ID6	Low	Data records will be reviewed and validated by QA/QC personnel from both parties, the Project proponent and PT. PLN in power purchase agreement and verified by the commercial invoices for the electricity sales. The electricity sales will be always validated conservatively because the monitoring data will be always controlled by PT PLN's monitoring.
ID15, ID16, ID17	Low	The analysis method will follow local industrial standards.
		The abovementioned measuring activities will be implemented under ISO 9001 procedure.

D.4 Please describe the operational and management structure that the project operator will implement in order to monitor emission reductions and any leakage effects, generated by the project activity

PT. IMW will obtain the qualification for ISO9001, which verify the QA/QC of the above-listed monitoring data.

D.5 Name of person/entity determining the monitoring methodology:

Mr. Masahiko Fujimoto
Mr. Kenji Asakawa
Pacific Consultants International

**SECTION E. Estimation of GHG emissions by sources****E.1. Estimate of GHG emissions by sources:**

According to the baseline methodology, GHG emissions in the project scenario are calculated as the emission from burning fossil fuel origin product in the power plant and fossil fuel consumption for the Project, as shown below.

$$PE_y = PE_{by} + PE_{fy}$$

Where:

- PE_y: Total project activity emissions (t-CO_{2e} /yr).
 PE_{by}: Project emissions from burning fossil origin product in the Power Plant (t-CO_{2e} /yr).
 PE_{fy}: Project emissions from fossil fuel consumption for the Project (t-CO_{2e} /yr).

(1) Project emissions from burning fossil fuel origin product in the project plant:

The project will burn plastics as a fossil fuel origin product and the emissions from burning plastics in the project plant PE_{by} is

$$PE_{by} = MSW_y * FPF_y * CCFP * EFC * 44/12$$

Where:

- MSW_y: Total amount of MSW burned in the project plant (T/yr)
 FPF_y: Fraction of plastics in the MSW (%)
 CCFP: Fraction of carbon content in the plastics (%)
 EFC: Burn out efficiency of combustion

Variables	Value	Explanation
MSW	131,400 (ton/yr)	360 ton/day * 365 days/yr = 131,400 ton/yr
FPF	5.05(%)	a)
CCFP	85(%)	Most conservative value in the range of IPCC Default values is used.
EFC	99(%)	Most conservative value in the range of IPCC Default values is used.

a) Fraction of carbon content in fossil origin product

$$\begin{aligned}
 FPF \text{ (\%) } &= \frac{\text{Fraction of carbon content in fossil origin product in MSW to be collected (\%)}}{\text{Fraction of fossil origin product sorted out from MSW to be collected (\%)}} \\
 &= \frac{9.6 \%^{1)}}{4.8 \%} * 50 \%
 \end{aligned}$$

1): value of “Fraction of carbon content in fossil origin product in MSW to be collected” is the result of waste survey.

Therefore,



$$PEb_y = 131,400(\text{ton/yr}) * 4.8(\%) * 85(\%) * 99(\%) * 44/12$$

$$= 19,461 \text{ (t-CO}_{2e}\text{/yr)}$$

(2) Project emissions from fossil fuel consumption for the Project:

The project will consume diesel oil as fossil fuel. Accordingly, the emissions from diesel oil consumption for the Project, PEf_y is

$$PEf_y = FF_y * VEF_{CO_2}$$

Where:

FF_y : Diesel oil used for the Project (Lt./yr).

VEF_{CO_2} : CO_{2e} emission factor for the diesel oil used for the Project (t- CO_{2e} /Lt.)

Variables	Value	Explanation
FF_y	154,460(Lt./yr)	$FF = (\text{Diesel oil consumed by trucks for transporting MSW, clinker and fly ash} * a) + (\text{Diesel oil consumed by Thermal converters for start-up} * b)$
VEF_{CO_2}	0.00268 (t- CO_{2e} /Lt.)	*c

a) Diesel oil consumed by trucks for transporting MSW, clinker and fly ash

Diesel oil consumption
of trucks for
transporting MSW,
clinker and fly ash
(Lt./yr)

$$= \text{Fuel consumption rate (Lt./km)} * \text{Distance travelled (km/day)} * \text{Operation days in a year (days/yr)}$$

$$= 0.455 \text{ Lt./km}^{*1} * 352 \text{ km/day} * 365 \text{ days/yr}$$

$$= 58,460 \text{ Lt./yr}$$

*1: Fuel consumption rate: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Reference manual/TABLE I-32 ESTIMATED EMISSION FACTORS FOR US HEAVY DUTY DIESEL VEHICLES(Uncontrolled)

b) Diesel oil consumed by thermal converters for start-up

Diesel oil consumption
of thermal converters
for start-up
(Lt./yr)

$$= \text{Fuel consumption rate (Lt./hour)} * \text{Hours for start-up (hours/yr)} * \text{Number of thermal converter (unit)}$$

$$= 500 \text{ Lt./hour} * 96 \text{ hours/yr} * 2$$

$$= 96,000 \text{ Lt./yr}$$

c) CO_2 emission factor for the diesel oil used for the Project



$$\begin{aligned}
 \text{CO}_2 \text{ emission factor of diesel oil (t-CO}_{2e} \text{ /Lt.)} &= \text{Carbon emission factor}^{*1} \text{ (t-C/TJ)} * \text{Net calorific value}^{*2} \text{ (TJ/10}^3\text{t)} * \text{Carbon oxidation rate}^{*3} * \text{Specific gravity of diesel oil}^{*4} \text{ (t/Lt.)} * 44 / 12 \\
 &= 20.2 \text{ t-C/TJ} * 43.33 \text{ TJ/1000ton} * 0.99 * 0.000845 \text{ ton/Lt.} * 44 / 12 \\
 &= 0.00268 \text{ t-CO}_{2e} \text{ /Lt.}
 \end{aligned}$$

*1: Carbon emission factor: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Workbook/TABLE I-2 CARBON EMISSION FACTORS(CEF)

*2: Net calorific value: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Reference Manual /TABLE I-3 Net Calorific Values for Other Fuels

*3: Carbon oxidation rate: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Workbook/TABLE I-4 FRACTION OF CARBON OXIDISED

*4: Specific gravity: median of the range (0.82 ~ 0.87 kg/Lt.) specified in “Oil and gas Decree No. 113 (1999) on HSD specification”

Therefore,

$$\begin{aligned}
 \text{PEf}_y &= 154,460(\text{Lt./yr}) * 0.00268 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /Lt.)} \\
 &= \underline{414 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /year)}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{PE}_y &= \text{PEb}_y + \text{PEf}_y \\
 &= 19,461 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)} + 414 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)} \\
 &= \underline{19,875 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /year)}}
 \end{aligned}$$

E.2. Estimated leakage:

For the emergency that both of two thermal converter stop, no electricity is supplied by the Project plant and some electricity is required to operate facilities in the plant, diesel generator will be installed and its electricity generation would emit GHG by combusting diesel oil. It is impossible to predict the diesel oil consumption. But, the diesel oil will be supplied from diesel oil tank installed in the Project site and whole diesel consumption, including the consumption by the diesel generator, will be monitored and the emission will be counted as the Project emission to be deducted from the emission reduction of the Project.

In addition, even if the Project plant needs electricity supply, it will not be supplied from any grid.

The fuel consumption of transporting MSW by local government trucks will be smaller than baseline scenario because the Project will newly place secondary MSW disposal sites, each of which accepts MSW from several existing primary ones and it would diminish the distances travelled by the trucks, as shown in the diagram of the project boundary determined.

E.3. The sum of E.1 and E.2 representing the project activity emissions:

$$19,875 \text{ t-CO}_{2e} \text{ /year}$$

**E.4. Estimated anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the baseline:**

According to the baseline methodology, GHG emissions in the baseline scenario are calculated as the emission from avoided MSW disposal and grid-electricity, as shown below.

$$BE_y = BE_{d_y} + BE_{g_y}$$

where:

BE_y: Total baseline emissions (t-CO_{2e} /yr)
 BE_{d_y}: Baseline emissions from avoided MSW disposal (t-CO_{2e} /yr)
 BE_{g_y}: Baseline emissions of grid-electricity (t-CO_{2e} /yr)

(1) Baseline emissions from avoided MSW disposal:

The baseline emissions from avoided MSW disposal BE_{d_y} is

FOD model:

$$BE_{d_y} = k * L_0 * \sum_{t=1,y} MSW_t * e^{-k(y-t)} * (16/12) * (1-OX) * GWP_{CH_4}$$

where:

k: Methane generation rate
 L₀: Decay rate (= DOC_y * DOC_F * MCF * F_y * 16/12)
 t: Year in which MSW is disposed
 MSW_t: Total dry amount of MSW burned in the Power Plant (ton/yr)
 DOC_y: Degradable carbon fraction in the MSW (%)
 DOC_F: Fraction of DOC that actually degrades (%)
 MCF: Methane correction factor for landfill (default value used).
 F_y: Fraction of methane in the project's landfill gas (%)
 OX: Oxidization factor (%)
 GWP_{CH₄}: Global Warming Potential of methane (21) specified in the IPCC Second Assessment Report

Variables	Value	Explanation
MSW _t	131,400 (ton/yr)	360 ton/day (Dry-base) * 365 day/yr = 131,400 ton/yr
DOC _y	0.19	*a)
DOC _F	0.88	*b)
MCF	0.4	Value applied to the “Unmanaged, shallow sites”, which is recommended to apply to developing countries by IPCC guidelines
F _y	0.5	IPCC default
OX	0	IPCC default
GWP _{CH₄}	21	Constant
k	0.05	IPCC default

a) DOC

DOC is estimated by the following formula in IPCC guideline:



$$\text{DOC} = 0.4 A + 0.17 B + 0.15 C + 0.30 D$$

where:

A: percent MSW that is paper and textiles (11.7%w.)

B: percent MSW that is garden waste, park waste or other non-food organic putrescibles (45.4%w.)

C: percent MSW that is food waste (13.4%w.)

D: percent MSW that is wood or straw (15.3%w.)

Note: values in parenthesis are the result of waste survey.

Accordingly,

$$\begin{aligned}\text{DOC} &= 0.4 * 11.7\%w. + 0.17 * 45.4\%w. + 0.15 * 13.4\%w. + 0.30 * 15.3\%w. \\ &= 0.19\%w.\end{aligned}$$

b) DOC_F

DOC_F is estimated by the following formula in IPCC guideline:

$$\text{DOC}_F = 0.014 * T + 0.28$$

where:

T: temperature in anaerobic zone independent from the ambient temperature (43°C)

Note: value in parenthesis is the result of waste survey.

Accordingly,

$$\begin{aligned}\text{DOC}_F &= 0.014 * 43 + 0.28 \\ &= 0.88\end{aligned}$$

Therefore,

$$\text{BED}_1 = 0.05 * (0.19 * 0.88 * 0.4 * 0.5 * 16/12) * 131,400 * e^{(0)} * (1-0) * 21 = 6,152 \text{ (t-CO}_2\text{e /yr)}$$

(for y=1, on the year of the Project start)

unit: t-CO_{2e}

waste of year t	inventory year y														total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	3,731	3,549	3,376	3,211	63,498
2		6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	3,731	3,549	3,376	60,286
3			6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	3,731	3,549	56,910
4				6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	3,731	53,361
5					6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	3,922	49,630
6						6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	4,124	45,707
7							6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	4,335	41,584
8								6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	4,557	37,249
9									6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	4,791	32,692
10										6,152	5,852	5,566	5,295	5,037	27,901
11											6,152	5,852	5,566	5,295	22,864
12												6,152	5,852	5,566	17,569
13													6,152	5,852	12,003
14														6,152	6,152
total	6,152	12,003	17,569	22,864	27,901	32,692	37,249	41,584	45,707	49,630	53,361	56,910	60,286	63,498	527,406

(2) Baseline emissions of grid-electricity:

The baseline emissions of grid-electricity BE_g is



$$BEg_y = EG_y * (W_{OM} * EF_{OM_y} + W_{BM} * EF_{BM_y}),$$

where:

EG_y :	electricity supplied to the grid
W_{OM} :	weight factor for operating margin (OM)
W_{BM} :	weight factor for build margin (BM)
EF_{OM_y} :	emission factor for OM
EF_{BM_y} :	emission factor for BM
y :	a given year

Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. However, as proved in Section B.3, the electricity generated by the project is small enough to be ignored based on the reliable information of the grid for 3 years (2001-2003) from PT. PLN. The CEF of the baseline scenario will be Operating Margin, OM, because the following method of estimation of Carbon Emission Reduction (CEF) is instructed:

If there is some reliable information of the grid connected by the project for recent years, Operating Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. If not, the most conservative emission factor is used.

Therefore,

$$BEg_y = EG_y * EF_{OM_y}$$

The EF_{OM_y} is the generation-weighted average emissions per electricity unit (t-CO_{2e}/MWh) of all generating sources serving the grid, not including low-operating cost and must-run power plants.

$$EF_{OM_y} (t-CO_{2e} / MWh) = [\sum_{ij} F_{ij,y} * COEF_{ij,y}] / [\sum_j GEN_{j,y}],$$

where

$F_{ij,y}$:	amount of fuel i (in tera-joules, TJ) consumed by relevant power sources j in year(s) y, j is the set of plants delivering electricity to the grid, not including low-operating cost and must-run power plants, and including imports to the grid.
$COEF_{ij,y}$:	carbon coefficient of fuel i (t-CO _{2e} /TJ), taking into account the carbon content of the fuels used by relevant facilities j and the percent oxidation of the fuel in year(s) y.
$GEN_{j,y}$:	electricity (GWh) delivered to the grid by source j.

Variables	Value		Explanation
EG_y	139,968 (MWh/year)		18 MW * 24 hours/day * 27 days/month * 12 months/year
$F_{ij,y}$	Coal	1,524,872 (TJ)	Fuel consumption for 3 years from 2001 to 2003 is referenced from PT. PLN statistics. The details are explained below.
	Natural gas	2,059,402 (TJ)	
	Oil	596,305 (TJ)	
$COEF_{ij,y}$	Coal	26.2 (t-CO _{2e} /TJ)	Referenced from “Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Workbook/TABLE I-2 CARBON EMISSION FACTORS(CEF)”. Value of IDO is interpolated by 90% of HSD and 10% of MFO.
	Natural gas	15.3 (t-CO _{2e} /TJ)	
	Oil (HSD)	20.2 (t-CO _{2e} /TJ)	
	Oil (MFO)	21.1 (t-CO _{2e} /TJ)	
	Oil (IDO)	20.9 (t-CO _{2e} /TJ)	
$GEN_{j,y}$	Coal	147,817 (GWh)	Electricity generation for 3 years from 2001 to 2003 is



	Natural gas	106,036 (GWh)	referenced from PT. PLN statistics. The details are explained below.
	Oil	58,364 (GWh)	

Following table shows electricity generation except IPP's by fuel type in JAMALI grid and non low-cost and must-run power plants supply almost 90%, because coal power plant is considered as neither a low-cost nor a must-run power plant. In addition, the total generation capacity of IPP is less than 30% in JAMALI grid from 2001 to 2003. Accordingly, non low-cost and must-run power plants should supply 60% at least, even if all IPPs are low-cost or must-run power plants.

Electricity Supply from all Power Plants (without IPP) in JAMALI grid (2001-2003)

Unit: GWh

Fuel type	2001	2002	2003	Total	Share
Coal	25,824	25,734	28,556	80,114	38%
Natural gas	22,255	19,743	18,388	60,386	29%
Oil	10,401	14,276	16,202	40,880	20%
Hydro	7,469	5,983	4,891	18,343	9%
Geothermal	2,908	3,056	2,804	8,768	4%
Total	68,857	68,792	70,842	208,491	-

Source: PT. PLN Statistic

Therefore, low-cost/must run resources constitute less than 50% of total generation in JAMALI grid in recent three years and the methodology allows to adopt simple OM.

The following table shows process and result of the above calculation:

**Operating Margin of JAMALI grid**

Fuel Type	Electricity Generation*1 from 2001-2003 (GWh)	Fuel Consumption*1 from 2001-2003 (TJ)	CEF*2 (t-C/TJ)	CO2 emission (t-CO2)	Operating Margin (t-CO2e/MWh)
Coal	116,833	1,247,669	26.2	119,859,416	0.827
Natural Gas	60,386	508,558	15.3	28,530,105	
Oil	40,880	420,854	-	-	
HSD	-	208,288	20.2	15,427,200	
MFO	-	211,516	21.1	16,364,283	
IDO	-	1,050	20.9	80,443	
Total	218,098	2,177,081	-	180,261,447	

HSD: High speed diesel oil

MFO: Marine fuel oil

IDO: Industrial fuel oil

Source*1 PT. PLN Statistics from 2001 to 2003

Energy Strategies Energy Research and Development Strategies Technology Assesment for Indonesia, Final Report, January & May 1998(BPPT) (For specific gravity and net calorific value)

Source*2 Carbon emission factor: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Workbook/TABLE I-2 CARBON EMISSION FACTORS(CEF)

Note:

The CEF of IDO is estimated as weighted average of HSD(90%) and MFO(10%) as suggested by BPPT
Annual baseline GHGs emissions are calculated from electricity, supplied to the grid from the power plant of the Project, multiplied by the abovementioned CEF baseline.

One of the thermal converters installed in the Project plant needs to intermit for two days in one month to be maintained. Accordingly, the operation days of the plants are 27 days per a month, which is applied to calculate an amount of electricity supplied to the grid by the Project and the baseline scenario.

Therefore,

$$\begin{aligned} BE_y &= 139,968 \text{ (MWh/yr)} * 0.827 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /MWh)} \\ &= \underline{115,754 \text{ t-CO}_{2e} \text{ /yr}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} BE_y &= BE_d + BE_g \\ &= 6,152 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)} + 115,754 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)} \\ &= \underline{121,906 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)}} \text{ (for } y=1, \text{ on the year of the Project start)} \end{aligned}$$

E.5. Difference between E.4 and E.3 representing the emission reductions of the project activity:

$$\begin{aligned} \text{GHGs Emission reduction for the year of } y \text{ (t- CO}_{2e} \text{ /yr)} &= BE_y \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)} - PE_y \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)} \\ &= 121,906 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)} - 19,875 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)} \\ &= \underline{102,031 \text{ (t-CO}_{2e} \text{ /yr)}} \\ &\text{(for } y=1, \text{ on the year of the Project start)} \end{aligned}$$

E.6. Table providing values obtained when applying formulae above:



Annual GHGs emission reduction is estimated from 102,031 t-CO_{2e}/yr to 159,377 t-CO_{2e}/yr and the total reduction in the crediting period is estimated as 1,869,714 t-CO_{2e}. Baseline emissions, project emissions and emission reductions are estimated annually as follows:

unit: t-CO_{2e}

Year	Baseline emissions	Project emissions	Emission reductions
2007	121,906	19,875	102,031
2008	127,757	19,875	107,882
2009	133,323	19,875	113,449
2010	138,618	19,875	118,743
2011	143,655	19,875	123,780
2012	148,446	19,875	128,571
2013	153,003	19,875	133,128
2014	157,338	19,875	137,463
2015	161,461	19,875	141,587
2016	165,384	19,875	145,509
2017	169,115	19,875	149,240
2018	172,664	19,875	152,789
2019	176,040	19,875	156,165
2020	179,252	19,875	159,377
Total			1,869,714

**SECTION F. Environmental impacts****F.1. Documentation on the analysis of the environmental impacts, including transboundary impacts:**

According to the decree of State Ministry for the Environment No.17 (2001) on “Types of business and/or activity plans that are required to be completed with the environmental impact assessment”, if the Project is categorized in “Construction of electric centre of other types (Solar, Wind, Biomass and Turf)” in “Energy and Mineral Resources Sector”, and its capacity equals or is more than 10 MW, the project should complete AMDAL. The Project should complete AMDAL because the environment office of Sidoarjo city considers that MSW is one of the biomass and the generation capacity will be 18 MW, as the agency in charge of AMDAL of the Project.

The following impacts are analysed:

1. Odour

Odour from MSW, which will be transported to the site and stored in the site, will be emanated.

2. Dust

Dust will be blown up along the roads, which the Project MSW trucks will drive.

3. Air pollutant emissions

Air pollutants will be emitted from the thermal converter. However it is designed to emit below the following standard applied. In addition, gas filtering system will be installed to reduce air pollutant emission more and emission monitoring system will be installed in order to confirm emission level lower than the standard.

Emission standard for coal fired steam power plant

Parameters	Standard
Particulate (mg/Nm ³)	150
NO ₂ (mg/Nm ³)	850
SO ₂ (mg/Nm ³)	750
Opacity (%)	20

Source: No. Kep-13/MENLH/3/1995

4. Noise

Noise will be caused along the roads, which the Project MSW trucks will drive.

5. Liquid waste

MSW dumped in a holding pit will emit liquid waste.

6. Solid waste

The thermal converter will leave small amount of solid waste, namely clinker. However, the chemical characteristics of the clinker were analyzed and proved to have negligible environmental impact.

F.2. If environmental impacts are considered significant by the project participants or the host Party, please provide conclusions and all references to support documentation of an environmental impact assessment undertaken in accordance with the procedures as required by the host Party:



Among the abovementioned impacts, odour, dust, noise and liquid wastes may have significant impacts. Therefore, the following mitigation measures will be undertaken:

1. Odour

For the MSW to be stored, deodorant will be sprayed on MSW to minimize the impact. In addition, high fencing wall will also be constructed in the perimeter of project area. For the MSW transported, compactor trucks will be used instead of normal open-roof trucks to avoid odour emission.

2. Dust and Noise

The Project trucks will drive major roads and short-cut road, which will be constructed by the project, not to enter residential area. In addition, the operation time of the trucks will be carefully considered to avoid the impacts.

3. Liquid waste

The wastewater collected from a holding pit will be treated by liquid waste treatment system in the Project plant.

SECTION G. Stakeholders' comments

For the Project, the socialization process with local government authority and local community took place through the special meeting held by local government at the project site, Bluru Kidul village, Sidoarjo city on August 8, 2003, and about 200 people attended. Through this meeting they were informed of the Project and asked for comments.

G.1. Brief description how comments by local stakeholders have been invited and compiled:

The following stakeholders were identified and asked to comment on the proposed project activity.

1. The local government authority represented by :
 - Sanitary & gardening office (*Dinas Kebersihan & Pertamanan*)
 - Regional infra-structure & facility office of Sidoarjo district (*Dinas PU Cipta Karya*)
 - Regional planning office of Sidoarjo district (*BAPPEKEB*)
 - Environment office of Sidoarjo district (*Dinas Lingkungan Hidup*)
 - Health office of Sidoarjo district (*Dinas Kesehatan*)
 - Head of Bluru Kidul village, Sidoarjo district.
 - Water resources agency of Sidoarjo district
 - Internal controlling board of Sidoarjo district
 - Legal office of Sidoarjo district
 - Evaluation, controlling and development office of Sidoarjo district
2. Local community of Bluru Kidul village, Sidoarjo district.
3. PT Imam Manunggal Wijaya (PT IMW) as the project developer.

Comments from local stakeholders are to request the project developer for the following matters:



- a. A warranty guaranteeing that the project will not cause any pollution (such as odour, leachate water, smoke and noise) and nuisance to their settlement area.
- b. Security to the local community regarding the fire hazard and explosion.
- c. High priority to local labourers to be employed in the Project.
- d. A health clinic near the project site.
- e. Electricity for their public utility such as street lighting in their villages and the surrounding area of the project site.

G.2. Summary of the comments received:

- Through the discussion among the local communities, local government authorities and the project developer, the local stakeholders support the Project.
- No objection would appear for the Project as long as their requests will be fulfilled.

G.3. Report on how due account was taken of any comments received:

All requests and comments from the stakeholders have been well responded by the project developer and agreed with their requests.

Annex 1**CONTACT INFORMATION ON PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY**

Organization:	PT. IMW (Imam Manunggal Wijaya)
Street/P.O.Box:	Jl. Medokan Asri Barat IX MA-I/M6
Building:	
City:	Surabaya
State/Region:	East Java
Postfix/ZIP:	
Country:	Indonesia
Telephone:	+62-31-8700308
FAX:	+62-31-7674556
E-Mail:	<u>Iman_mw@hotmail.com</u>
URL:	
Represented by:	Ir. Samudi Nawawi
Title:	Director general
Salutation:	Mr
Last Name:	Nawawi
Middle Name:	
First Name:	Samudi
Department:	
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	



Organization:	PACIFIC CONSULTANTS INTERNATIONAL.
Street/P.O.Box:	7-5 Sekido 1-chome
Building:	-
City:	Tama-shi
State/Region:	Tokyo
Postfix/ZIP:	206-8550
Country:	Japan
Telephone:	+81-42-372-6201
FAX:	+81-42-372-6353
E-Mail:	
URL:	http://www.pci-world.com/
Represented by:	Shota Morita
Title:	President
Salutation:	Mr.
Last Name:	Fujimoto
Middle Name:	
First Name:	Masahiko
Department:	Planning Department, Resources Development & Management Division
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	fujimotom@pcitokyo.co.jp



Annex 2

INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING

No public funding is used for the Project.

Annex 3**BASELINE INFORMATION****Scenario Analysis**

Based on the discussion with Sidoarjo government and analysis of their policy on pollution control, the following alternative scenarios are identified as candidates of the baseline scenario:

- (1) Open-dumping/sanitary landfill with burning landfill gas (LFG)
- (2) Open-dumping/sanitary landfill with LFG recovery and power generation
- (3) Biomethanization
- (4) Compost
- (5) Incineration
- (6) Incineration with power generation (project case)
- (7) Open-dumping without LFG recovery (current scenario)

Following analysis on each alternative scenario identifies the baseline scenario:

- (1) Open-dumping/sanitary landfill with burning LFG

This alternative is not the baseline scenario, because:

- Currently, landfill gas emission is not controlled and will not be controlled by any regulation in the future because it is not harmful, though they are major cause of odour. In addition, the government of Sidoarjo does not have any policy/plan of LFG treatment, including burning landfill gas, even for the future waste disposal, but just apply current method of landfill treatment.
- There has not been any activity of burning landfill gas collected from MSW disposed, in East Java. Thus, the technology required for this activity cannot be provided locally and it should be imported from developed countries. Accordingly, this alternative has technological barrier.
- Landfill gas might be flared to avoid explosion at MSW disposal site. However, it requires certain investment to install equipments to capture landfill gas at final disposal sites, while any income is not expected for the activity. Accordingly, this alternative has investment barrier.

- (2) Open-dumping/sanitary landfill with LFG recovery and power generation

This alternative is not the baseline scenario, because:

- There has not been any activity of LFG recovery and power generation at open-dumping/sanitary landfill in Indonesia. Thus, the technology required for this activity cannot be provided locally and it should be imported from developed countries. Accordingly, this alternative has technological barrier.
- This alternative requires huge investment to install equipment to capture landfill gas, while relatively small income is expected for electricity sales. Accordingly, this alternative has investment barrier.

- (3) Biomethanization

This alternative is not the baseline scenario, because:

- Currently, landfill gas emission is not controlled and will not be controlled by any regulation in the future because it is not harmful, though they are major cause of odour.
- There has not been remarkable activity of biomethanization of MSW in Indonesia. Thus, the technology required for this activity cannot be provided locally and it should be imported from developed countries. Accordingly, this alternative has technological barrier.
- This alternative requires huge investment to install equipment for biomethanization of MSW, while no income is expected. Accordingly, this alternative has investment barrier as well.



(4) Composting

This alternative is not the baseline scenario, because:

- Some trial activities of composting have been implemented to reduce the amount of MSW to be land-filled. The experiences learned from these activities are that composting requires complete segregation of degradable materials from non-degradable ones. But, it is impossible to segregate waste completely for local people, who are not always conscious of environment. Accordingly, this alternative has the barrier due to prevailing practice.
- In addition, the revenue by selling compost is not enough to make this alternative financial-feasible because compost generated cannot be sold more expensively than prevailing fertilizers. Accordingly, this alternative has technological barrier as well.

(5) Incineration

This alternative is not the baseline scenario, because:

- There have been few cases of small-scale incineration of MSW in Indonesia, because the technology required can be provided locally. However, this kind of incineration has not prevailed because it lacks emission treatment, especially of dioxin generated by incinerating at low temperature. Accordingly, this alternative has technological barrier.
- In addition, this alternative has technological barrier because landfill costs cheaper than incineration in Indonesia.

(6) Incineration with power generation (project case)

This alternative is not the baseline scenario, because:

- There has not been any activity of incineration with power generation in Indonesia. Thus, the technology required for this activity cannot be provided locally and it should be imported from developed countries. Accordingly, this alternative has technological barrier.
- This alternative requires huge investment to install equipment for incineration and power generation, while relatively small income is expected for electricity sales. Accordingly, this alternative has investment barrier as well.

(7) Open-dumping without LFG recovery (current scenario)

This alternative is the baseline scenario, because:

- This alternative activity is carried out currently at the region of the Project site and also prevailing practice in Indonesia.



Annex 4

MONITORING PLAN



**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROPOSED NEW METHODOLOGY: BASELINE (CDM-NMB)
Version 01 - in effect as of: 1 July 2004**

Grid-connected Electricity Generation by Incineration of MSW to be Land-filled

Proposed New Methodology Baseline

Ver. 1.1

CONTENTS

- A. Identification of methodology
- B. Overall summary description
- C. Choice of and justification as of baseline approach
- D. Explanation and justification of the proposed new baseline methodology.
- E. Data sources and assumptions
- F. Assessment of uncertainties
- G. Explanation of how the baseline methodology allows for the development of baselines in a transparent and conservative manner

**SECTION A. Identification of methodology****A.1. Proposed methodology title:**

Baseline methodology for grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be land-filled.

A.2. List of category(ies) of project activity to which the methodology may apply:

Combination of LFG avoidance and renewable energy: incineration of MSW to be land-filled with grid-connected electricity generation

A.3. Conditions under which the methodology is applicable to CDM project activities:

This methodology is applicable to grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be land-filled under the following conditions:

- The land fill gases from municipal solid waste would be emitted in uncontrolled manner, and
- The project would incinerate municipal solid waste at high temperature enough not to emit unburned gases, namely nitrous oxide and methane.

A.4. What are the potential strengths and weaknesses of this proposed new methodology?

Strength: Strengths of the proposed methodology are that it sufficiently takes into account a scientific basis and local characteristics, being based on existing research as well as interviews made during field studies, and analysis of samples collected locally, etc.

Weakness: One weakness is the possibility that the methodology might underestimate the greenhouse gas reduction effect of the project, because the baseline method is set conservatively, given the difficulty of estimating methane emissions from the municipal solid waste.

**SECTION B. Overall summary description:**

This methodology is based on detail analysis of existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country, and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area in close collaboration with local government who has an obligation to treat a municipal solid waste. It is also based on detail analysis of future plan and policy of power development and past electricity information in the area..

The proposed baseline methodology has the following criteria in the developing process:

Realistic reflection of decision-making:

Availability of information:

Potential for replication and standardization:

The methodology includes five decision trees for the identification of baseline scenario, additionality, and determination of project boundary. Step-by-step approach is applied for the baseline scenario and additionality.

Baseline scenario :

The following steps demonstrate how to determine baseline scenario:

Baseline scenario of municipal solid waste treatment:**<Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of municipal solid waste treatment >**

Collect information regarding existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area.

<Step 2: Identification of a baseline scenario of municipal solid waste treatment by the decision tree >

Identify a baseline scenario with the decision tree by the application of regulatory analysis, barrier analysis for the various baseline options of municipal solid waste treatment based on information collected in the Step 1.

<Step 3: Description of identified baseline scenario of municipal solid waste treatment >

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected and archived in the Step 1.

Baseline scenario of electricity:**<Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of power development>**

Collect information and data regarding existing actual situation and future plan and concerned policy of power development in the area.

<Step 2: Identification of a baseline scenario of electricity by the decision tree >

Identify a baseline scenario with the decision tree based on information and data collected in the Step 1.

<Step 3: Description of identified baseline scenario of electricity >

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected and archived in the Step 1

Additionality :



The following steps show how to demonstrate that a project is additional.

<Step 1: Confirm that project scenario is not same as baseline scenario>

Identify clearly that project scenario is not same as baseline scenario in section D.1. by the decision tree.

<Step 2: Demonstrate that project emission is less than baseline emission>

Demonstrate that project emission is less than baseline emission by the results of the calculation of section D.7. and D.6.

<Step 3: Common practice analysis and impact of CDM registration>

Project boundary :

For the determination of project boundary, impacts relating to GHG emission are identified using decision tree judgment system.

SECTION C. Choice of and justification as to why one of the baseline approaches listed in paragraph 48 of CDM modalities and procedures is considered to be the most appropriate:

>>

C.1. General baseline approach:



Existing actual or historical emissions, as applicable;

☐ Emissions from a technology that represents an economically attractive course of action, taking into account barriers to investment;

☐ The average emissions of similar project activities undertaken in the previous five years, in similar social, economic, environmental and technological circumstances, and whose performance is among the top 20 per cent of their category.

C.2. Justification of why the approach chosen in 3.1 above is considered the most appropriate:

The approach listed in paragraph 48 (a) of CDM M&P is considered the most appropriate because of the following reasons:

- Considering barriers to investment, there is no possibility for the introduction of economically attractive technologies to the target plant. For this reason. The approach listed in paragraph 48 (b) of CDM M&P is not applied.
- No similar projects have actually been conducted in the target country or similar regions. For this reason, the approach listed in paragraph 48 (c) of CDM M&P is not applied.

**SECTION D. Explanation and justification of the proposed new baseline methodology:****D.1. Explanation of how the methodology determines the baseline scenario (that is, indicate the scenario that reasonably represents the anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases (GHG) that would occur in the absence of the proposed project activity):****D.1.1 Baseline scenario of municipal solid waste treatment:**

This methodology is based on detail analysis of existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country, and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area in close collaboration with local government who has an obligation to treat a municipal solid waste.

Specifically, the following steps demonstrate how to identify baseline scenario:

Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of municipal solid waste treatment

Collect information regarding existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area. In addition, implement interview surveys with officials concerned with municipal solid waste treatment plan in the area as necessary.

Step 2: Identification of a baseline scenario of municipal solid waste treatment by the decision tree

Identify a baseline scenario with the following decision tree by the application of regulatory analysis, barrier analysis for the various baseline options of municipal solid waste treatment. For example, options of municipal solid waste treatment are:

- (1) Open-dumping/sanitary landfill with burning landfill gas (LFG)
- (2) Open-dumping/sanitary landfill with LFG recovery and power generation
- (3) Biomethanization
- (4) Compost
- (5) Incineration
- (6) Incineration with power generation (project case)
- (7) Open-dumping without LFG recovery (current scenario).

Analysis of several barriers such as 1) investment barrier, 2) technological barrier, 3) barrier due to prevailing practice is applied in identification of a baseline scenario.

Examples of barrier analysis are shown below.

1) Investment barrier

- Demonstrate that the project has a less IRR (Internal Rate of Return) than the benchmark such as the government bond rates, the private equity investors' required return on comparable projects.
- Demonstrate that real and/or perceived risk associated with the unfamiliar technology or process is too high to attract investment.
- Demonstrate that funding is not available for innovative projects.
- Demonstrate that no access to international capital markets due to real or perceived risk associated with domestic or foreign direct investment in the country where the project activity is to be implemented.

2) Technological barrier



- Demonstrate that the project represents one of the first applications of the technology in the country, leading to technological concerns even when the technology is proven in other countries.
- Demonstrate that skilled and/or properly trained labour to operate and maintain the technology is not available, leading to equipment disrepair and malfunctioning.

3) Barrier due to prevailing practice

- Demonstrate that there is a lack of will to change the current practice with or without regulation.
- Demonstrate that developers lack familiarity with state-of-the-art technologies and are reluctant to use them.

Step 3: Description of identified baseline scenario of municipal solid waste treatment

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected in the Step 1.

D.1.2 Baseline scenario of electricity:

This methodology is also based on detail analysis of future plan and policy of power development and past electricity information in the area.

Specifically, the following steps demonstrate how to identify baseline scenario:

Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of power development

Collect information and data regarding existing actual situation and future plan and concerned policy of power development in the area. In addition, implement interview surveys with officials concerned with existing actual data, power development plan and policy in the area as necessary.

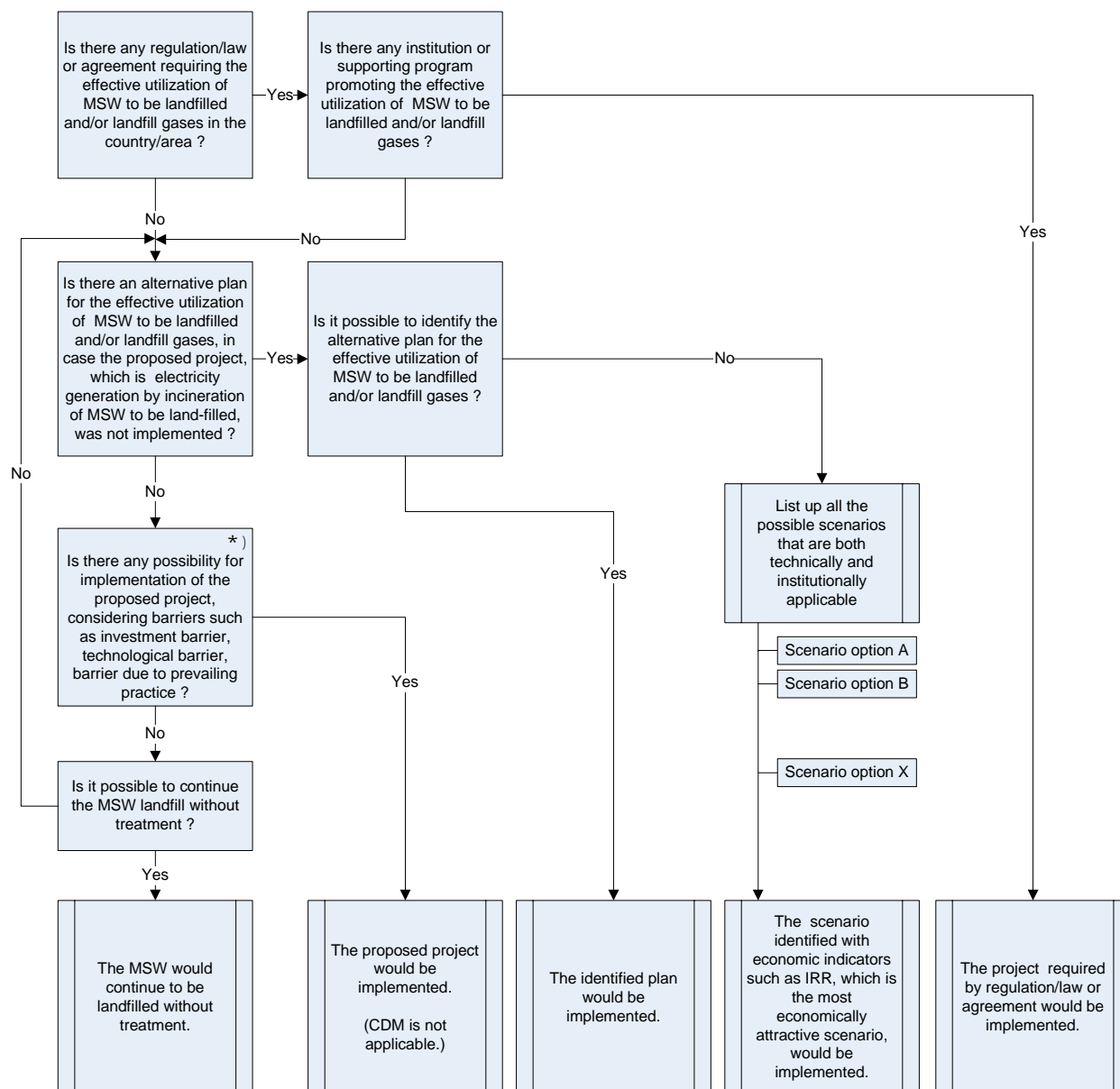
Step 2: Identification of a baseline scenario of electricity by the decision tree

Identify a baseline scenario with the following decision tree. Project participants will decide on answers to all the questions of the decision tree, based on information and data collected in the Step 1. Each answer will be logically described considering reliable and transparent data and information.

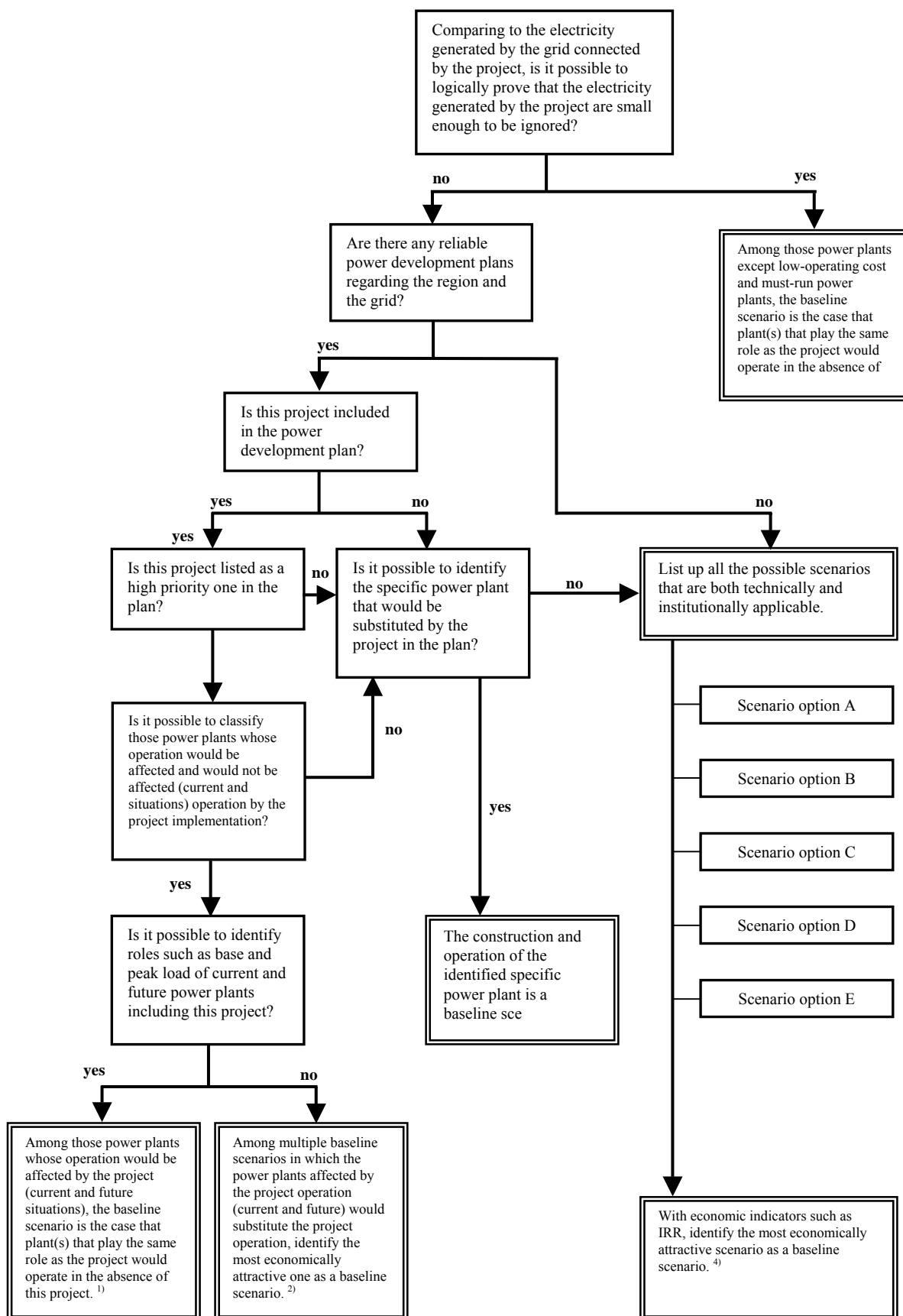
Step 3: Description of identified baseline scenario of electricity

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected and archived in the Step 1.

Decision tree for the identification of baseline scenario of municipal solid waste treatment



*) Demonstrate the possibility for the implementation of the proposed project based on barrier analysis such as 1) investment barrier, 2) technological barrier, 3) barrier due to prevailing practice.

**Decision tree for the identification of baseline scenario of electricity**

**Instruction of the estimation of Carbon Emission factor (CEF):**

- 1) Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the power plants identified in the baseline scenario. In this regard, only power plants whose operation would be affected by the project (current and future situations) shall be selected to calculate the CEF. With respect to alternative power plants (C_{ALT}) and the project power plant (C_{PRJ}), the ratio of Build Margin (W_{BM}) and Operating Margin (W_{OM}) for the calculation of Combined Margin is as follows:

$$C_{ALT} / C_{PRJ} = W_{BM} \quad (C_{PRJ} - C_{ALT}) / C_{PLJ} = W_{OM}$$

- 2) Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the power plants identified in the baseline scenario. The ratio of W_{BM} and W_{OM} shall be set based on objective and transparent data. The default values are 0.5 for both BM and OM.
- 3) The CEF of the identified specific power plant shall be calculated.
- 4) Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. The ratio of Build Margin (W_{BM}) and Operating Margin (W_{OM}) is 0.5 for both margins.
- 5) If there is some reliable information of the grid connected by the project for recent years, Operating Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. If not, the most conservative emission factor is used.

D.2. Criteria used in developing the proposed baseline methodology:

The proposed baseline methodology has the following criteria in the developing process:

Realistic reflection of decision-making:

This methodology allows decision-making that reflects officials in charge of municipal solid waste treatment plan in the area thorough interviews.

Availability of information:

This methodology allows selection of the most credible identification method to set a baseline scenario corresponding to municipal solid waste treatment plan and power development plan.

Potential for replication and standardization:

The methodology has the potential to be replicated for similar projects in the same country.

**D.3. Explanation of how, through the methodology, it can be demonstrated that a project activity is additional and therefore not the baseline scenario (section B.3 of the CDM-PDD):**

According to the Marrakech Accords, a CDM project activity is additional if anthropogenic emissions of greenhouse gases by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity [CDM M&P, para43]. Accordingly additionality is a concept closely related to baseline, which project participants need to pay particular attention in establishing a baseline and devising baseline methodologies. Therefore, in order to demonstrate additionality, the following tasks are required to the project developer:

Step 1: Confirm that project scenario is not same as baseline scenario

In this methodology, the baseline scenario should be clearly identified in section D.1. The methodology mentioned in section D.1., especially decision tree for the identification of baseline scenario, requires “identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations”, “barrier analysis” and “investment analysis” in order to determine baseline scenario. All of these tasks are required in the “Tool for the demonstration and assessment of additionality”, which was agreed in the meeting of the 16th CDM Executive Board. Therefore, this methodology is acceptable in accordance with requirements of the tool.

Step 2: Demonstrate that project emission is less than baseline emission

In addition, the project emission and the baseline emission should be calculated in section D.7. and D.6. respectively. It should be demonstrated only by the results of the calculation in order to demonstrate that project emission is less than baseline emission.

Step 3: Common practice analysis and impact of CDM registration

This step is a credibility check to complement Step 1 and 2. An existing common practice should be identified and discussed by analyzing other activities similar to the proposed project activity and discussing any similar options that are occurring.

If common practice analysis is satisfied, i.e. similar activities cannot be observed or similar activities are observed, but essential distinctions between the project activity and similar activities can reasonably be explained, impact of CDM registration should be clarified.

**D.4. How national and/or sectoral policies and circumstances can be taken into account by the methodology:**

This methodology takes into account national and/or sectoral policies and circumstances in demonstrating the additionality of the project activities and identifying baseline scenario by understanding power development policy of the host country, local power development plan of the grid related to the project, history of past dispatch data and condition of project financing in close collaboration with project participant who has an obligation to supply power in the area.

D.5. Project boundary (gases and sources included, physical delineation):

In order to determine the project boundary of the CDM project activity, firstly the impacts of the project activity, which are significant and reasonably attributed to the project activity shall be identified. The determination of the project boundary consists of the following steps:

Identification of impacts relating to GHG emissions:

First of all, direct and indirect impacts of the project defined below are to be classified, and illustrated in a diagram of project impacts.

Direct impacts: “Direct impacts” are defined as impacts that arise from activities that result in GHG emissions, directly related to the achievement of the principal objectives of the project. Direct impacts are classified into “direct impacts from principal objectives” associated with activities that are the principal objectives of the project, and “other direct impacts” associated with activities that project implementers conduct autonomically to achieve the principal objectives.

Indirect impacts: “Indirect impacts” are defined as impacts that do not relate directly to the principal objectives of the project. They relate indirectly to the project implementation process, and the outputs from the project activities result in GHG emissions and removals. Indirect impacts are classified into “indirect impacts from principal objectives” that are caused indirectly by the achievement of the project’s principal objectives, and “other indirect impacts.”

Impacts relating to GHG emissions by CDM project activities are selected and classified into “direct impacts from principal objectives”, “other direct impacts”, “indirect impacts from principal objectives”, and “other indirect impacts”.

Determination of project boundary:

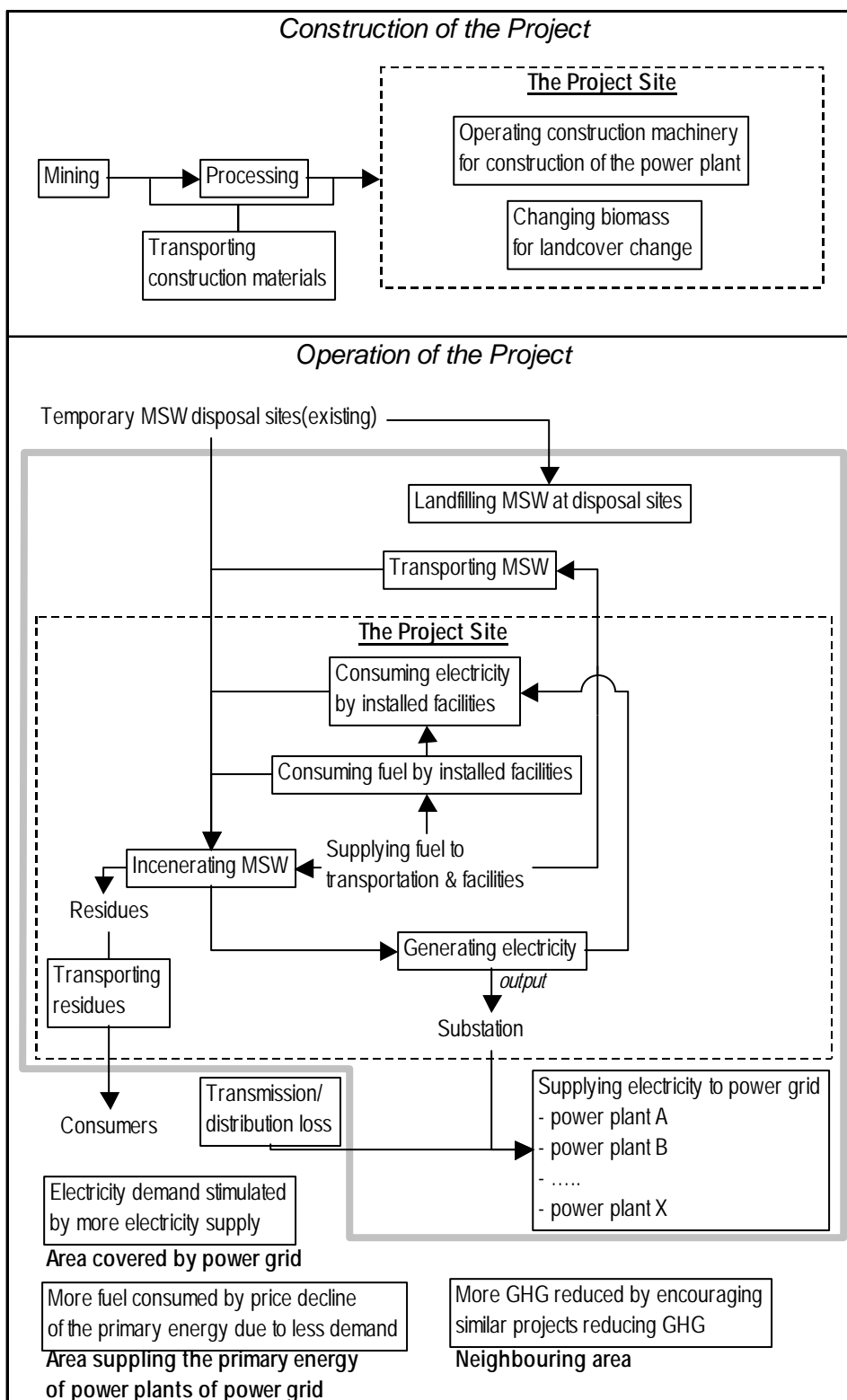
Next, direct impacts are classified into four categories through the decision tree judgment system. Indirect impacts are broadly classified into four categories according to the decision tree judgment system for indirect impacts. Both decision tree judgment systems were developed in order to judge whether the impacts be included in the project boundary or not in a transparent and objective manner. The following table is an example of the classification of direct and indirect impacts by project activities.

**Classification of direct and indirect impacts by the project activities**

<The classifications in the table are only example >

Impacts from principal objectives	Decarbonization of fuels	Generating electricity	Electricity output of the project plant	A	+
	Methane avoidance	Landfilling MSW at disposal sites	Change in amount of MSW landfilled	A	+
		Incinerating MSW	Input amount and characteristics of MSW, which is originated in fossil fuel	A	+
	Fuel consumption	Transporting MSW	Fuel consumption, Methods of transportation	A	+
		Transporting residues	Fuel consumption, Methods of transportation	A	+
	Electricity consumption	Facilities operated by electricity	Consumption of electricity	A	+
Other impacts	Fuel consumption	Operation of construction Machineries	Construction scale	D	-
		Transportation of construction materials	Volume of used construction materials, distance from the supplier of construction materials	D	-
	Energy loss	Transmission/distribution loss	Power generation, Power supply	B	-
Indirect Impacts	Impacted items	Activities related to GHG emissions	Indicators of activities	Classification (a to f)	Project boundaries (+, -) *
Impacts from principal objectives	Fuel consumption	More fuel consumed by price decline of the primary energy due to less demand	Consumption record of the relevant fuels	f	-
Other impacts	Fuel consumption	Mining and processing of construction materials	Fuel consumption, Methods of mining and processing	a	-
		Electricity demand stimulated by more electricity supply	Electricity demands of local communities and industries	f	-
	Land cover change	Change of biomass caused by landcover change	Biomass in the project area	a	-
	GHG emissions reduction	More GHG reduced by encouraging similar projects contributing to GHG reduction	Technical needs of power supplier and MSW manager in host country, GHG emission reduction effect of the project	f	-

Note *: The activity marked (+) shall be included, and (-) can be excluded in the project boundary.



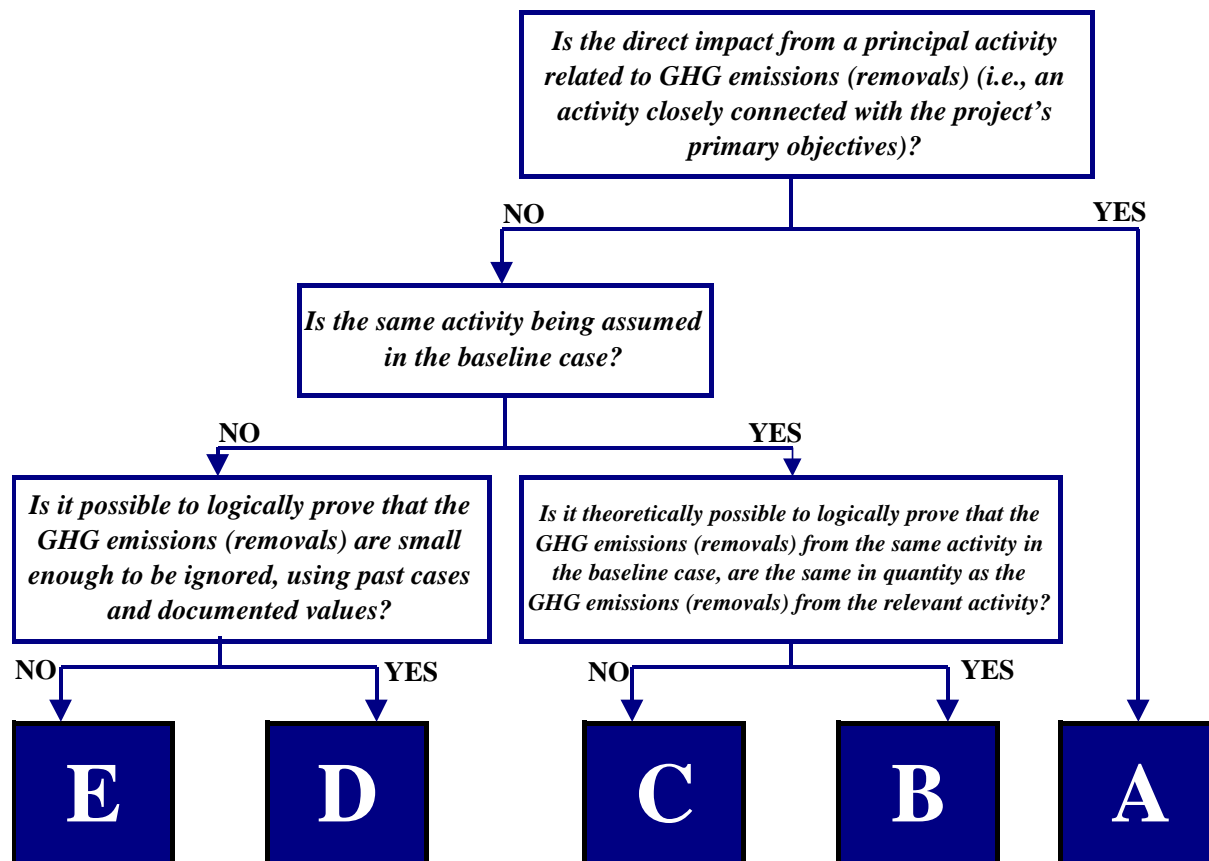
Note:

→ : Flow of materials or energy

□ : Activity related to GHG emission

□ : Project boundary

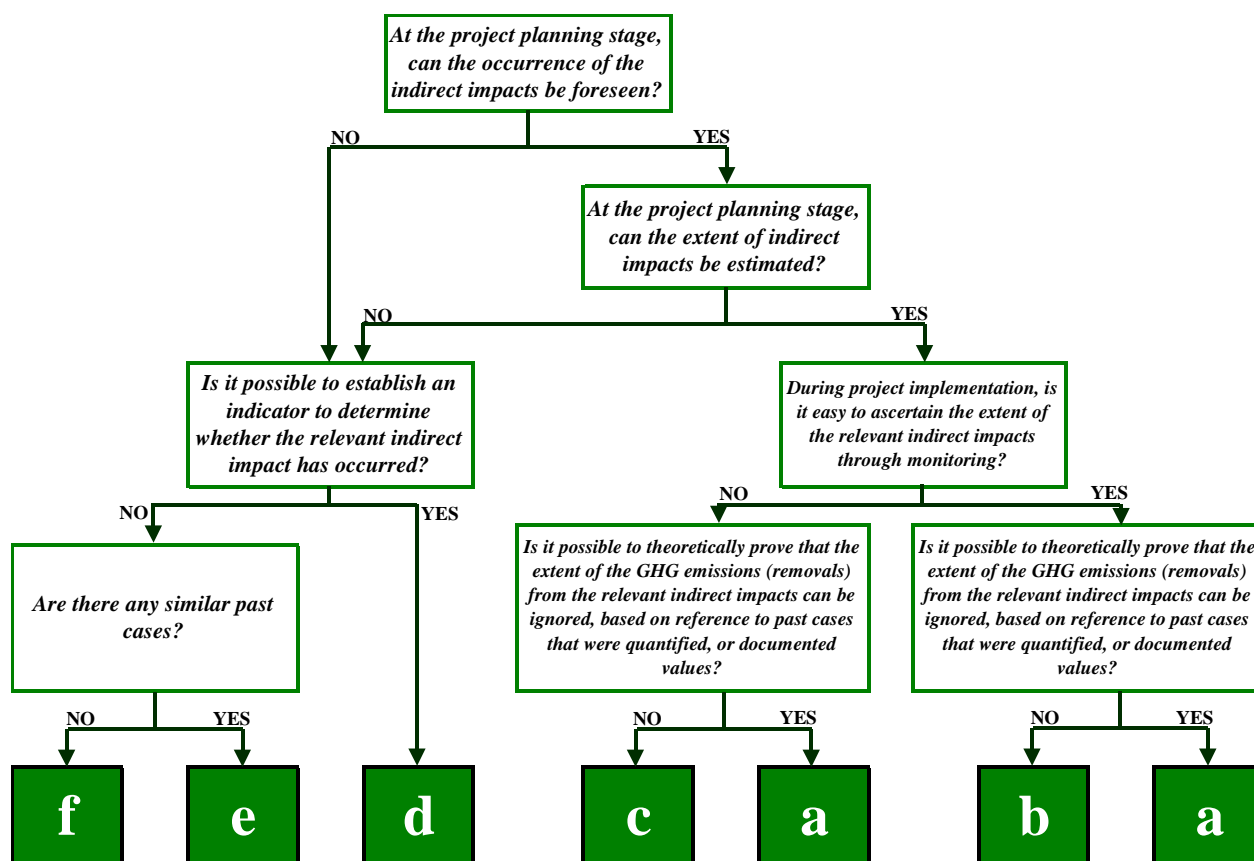
Diagram to identify impacts relating to GHG emissions of CDM project activity

**Decision tree judgment system for direct impacts****Criteria to consider each category of direct impact**

Category	Consideration
A	- Count all GHG emissions (removals) related to the relevant direct impact.
B	- Include the relevant direct impacts within the project boundaries, but do not include them in the estimation items for project emissions (removals).
C	- Include the relevant direct impacts within the project boundaries, and do include them in the estimation items for project emissions (removals).
D	- After comparing with total GHG emissions (removals) and confirming that the GHG emissions (removals) from the relevant direct impacts can be ignored, exclude them from the project boundaries and estimation items of project emissions (removals). The comparison is based on past cases or documented values of GHG emissions (removals) relating to the relevant direct impacts.
E	- Include the relevant direct impacts within the project boundaries, and do include them in the estimation items for project emissions (removals).



Decision tree judgment system for indirect impacts



Criteria to consider each category of indirect impact

Category	Consideration
a	- After comparing with total GHG emissions (removals) and confirming that the GHG emissions (removals) from the relevant indirect impacts can be ignored, exclude them from the project boundaries and estimation items of project emissions (removals). The comparison is based on past cases or documented values of GHG emissions (removals) relating to the relevant indirect impacts.
b	- Take the relevant indirect impacts into account within the project boundaries, decide on an equation for calculation and estimate the GHG emissions (removals) from the relevant impacts. In addition, decide on the monitoring items, conduct monitoring during implementation of the project, and ascertain the actual GHG emissions (removals) from the relevant impacts. The result is reflected at the time credits are acquired.
c	- Take the relevant indirect impacts into account within the project boundaries and use past cases and documented values to make an assumption of the GHG emissions (removals) from the relevant indirect impacts (e.g., 10% of the total emissions). Set this as the “subtraction factor for indirect impacts that cannot be considered” and reflect this in the amount of credits acquired.
d	- Take the relevant indirect impacts into account within the project boundaries and decide on an indicator to judge whether or not the relevant indirect impact occurs. During project implementation, or after implementation, if the relevant impact has clearly occurred, it is dealt with by setting the “subtraction factor for indirect impacts that cannot be considered” as in ‘c’, with reference to past cases and documented values.
e	- The relevant indirect impacts are not taken into account within the project boundaries, but similar cases are referred to, and the potential for the relevant impact to occur and their extent are noted. These items are confirmed at the time credits are acquired.
f	- The relevant indirect impacts are not taken into account within the project boundaries, but are considered when the baseline emissions are reviewed, using this decision tree again.

D.6. Elaborate and justify formulae/algorithms used to determine the baseline scenario. Variables, fixed parameters and values have to be reported (e.g. fuel(s) used, fuel consumption rates):

Emission reduction results from the avoidance of disposing municipal solid waste and the displacement of electricity generated with fossil fuels.

Therefore, the baseline emissions for year can be calculated as follows:

$$BE_y = BE_{d_y} + BE_{g_y}$$

where:

BE_y :	Total baseline emissions(tCO ₂ eq/yr)
BE_{d_y} :	Baseline emissions from avoided MSW disposal (tCO ₂ eq/yr)
BE_{g_y} :	Baseline emissions of grid-electricity (tCO ₂ eq/yr)

D.6.1 Baseline emissions from avoided MSW disposal:

The baseline emission from avoided MSW disposal BE_{d_y} is

FOD model:

$$BE_{d_y} = k * L_0 * \sum_{t=0,y} MSW_t * e^{-k(y-t)} * (1-O_x) * GWP_{CH_4}$$

where:

MSW_t :	Total amount of MSW to be incinerated in the plant(T/yr)
DOC_y :	Degradable carbon fraction in the MSW (%)
DOC_F :	Fraction of DOC that actually degrades (%)
MCF :	Methane correction factor for landfill (%)
F_y :	Fraction of methane in the project's landfill gas (%)
OX :	Oxidization factor (%)
GWP_{CH_4} :	Global Warming Potential of methane (21) specified in the IPCC Second Assessment Report
k :	Methane generation rate
L_0 :	Decay rate (= $DOC_y * DOC_F * MCF * F_y * 16/12$)
t :	Year in which MSW is disposed

As the calculation method of the methane emissions, FOD model is applied.

The parameter(DOC_y) depends entirely on characteristics of the waste to be collected in the project. Fraction of paper and textile, fraction of garden waste, park waste or other non-food organic putrescibles, fraction of food waste and fraction of wood or straw should be surveyed prior to the project operation. The parameter (DOC_F) depends entirely on temperature in anaerobic zone of MSW landfill. The temperature should be surveyed prior to the project operation. The IPCC default values in the following table can be used. Because the parameters MCF , F_y , OX , k cannot be monitored within the project.

Table IPCC default values for baseline parameters



Parameters	IPCC Default Values	Project Specific Value
MCF	0.4-1.0	IPCC Default value is used.
F _y	0.5 (for whole world)	IPCC Default value is used.
OX	0 (for developing countries)	IPCC Default value is used.
k	0.05	IPCC Default value is used. t _{1/2} = 14

The default values used here should be revised as soon as they are updated in IPCC Guidelines.

D.6.2 Baseline emissions of grid-electricity:

The baseline emissions of grid-electricity BE_g is

$BE_g = EG_y * (W_{OM} * EF_{OM_y} + W_{BM} * EF_{BM_y})$, where

EG_y : electricity supplied to the grid
 W_{OM} : weight factor for operating margin (OM)
 W_{BM} : weight factor for build margin (BM)
 EF_{OM_y} : emission factor for OM
 EF_{BM_y} : emission factor for BM
 y : a given year

According to the decision tree for the identification of baseline scenario of electricity described in the section D.1, carbon emission factors (EF_{OM_y}, EF_{BM_y}) and weight factors (W_{OM}, W_{BM}) shall be estimated the following procedures:

BLS.1: Among those power plants whose operation would be affected by the project (current and future situations), the baseline scenario is the case that plant(s) that play the same role as the project would operate in the absence of this project.

Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the power plants identified in the baseline scenario. In this regard, only power plants whose operation would be affected by the project (current and future situations) shall be selected to estimate the CEF. With respect to alternative power plants (C_{ALT}) and the project power plant (C_{PRJ}), the ratio of Build Margin (W_{BM}) and Operating Margin (W_{OM}) for the calculation of Combined Margin is as follows:

$$C_{ALT} / C_{PRJ} = W_{BM} \quad (C_{PRJ} - C_{ALT}) / C_{PLJ} = W_{OM}$$

BLS.2: Among multiple baseline scenarios in which the power plants affected by the project operation (current and future) would substitute the project operation, identify the most economically attractive one as a baseline scenario.

Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the power plants identified in the baseline scenario. The ratio of W_{BM} and W_{OM} shall be set based on objective and transparent data. The default values are 0.5 for both BM and OM.

BLS.3: The construction and operation of the identified specific power plant is a baseline scenario. The CEF of the identified specific power plant shall be calculated.

BLS.4: With economic indicators such as IRR, identify the most economically attractive scenario as a



baseline scenario.

Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. The ratio of Build Margin (W_{BM}) and Operating Margin (W_{OM}) is 0.5 for both margins.

BLS.5: Among those power plants except low-operating cost and must-run power plants, the baseline scenario is the case that plant(s) that play the same role as the project would operate in the absence of this project.

If there is some reliable information of the grid connected by the project for recent years, Operating Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. If not, the most conservative emission factor is used.

Calculation of EF_{OM_y} and EF_{BM_y} :

EF_{OM_y} :

According to the approved consolidated methodology ACM0002, the EF_{OM_y} is the generation-weighted average emissions per electricity unit (tCO_2/MWh) of all generating sources serving the grid, not including low-operating cost and must-run power plants.

$EF_{OM_y} (tCO_2/MWh) = [\sum_{i,j} F_{i,j,y} * COEF_{i,j}] / [\sum_j GEN_{j,y}]$, where (1)

- $F_{i,j,y}$: amount of fuel i (in gigajoules, GJ) consumed by relevant power sources j in year(s) y , j is the set of plants delivering electricity to the grid, not including low-operating cost and must-run power plants, and including imports to the grid.
- $COEF_{i,j,y}$: carbon coefficient of fuel i (tCO_2 -equivalent/GJ), taking into account the carbon content of the fuels used by relevant facilities j and the percent oxidation of the fuel in year(s) y .
- $GEN_{j,y}$: electricity (MWh) delivered to the grid by source j .

EF_{BM_y} :

According to the approved consolidated methodology ACM0002, the EF_{BM_y} as the generation-weighted average emission factor of a sample of power plants m , as follows,

$EF_{BM_y} = [\sum_{i,m} F_{i,m,y} * COEF_{i,m}] / [\sum_m GEN_{m,y}]$

where the sample group m consists of either the 5 most recent or the most recent 20% of power plants built or under construction, whichever groups average annual generation is greater (in MW); and
where $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ and $GEN_{m,y}$ are analogous to the variables described for the OM method above for plants m .



D.7. Elaborate and justify formulae/algorithms used to determine the emissions from the project activity. Variables, fixed parameters and values have to be reported (e.g. fuel(s) used, fuel consumption rates):

The emissions from the project activity PE_y shall be calculated taking into account the results of section D.5. The emissions caused by the impacts relating to CDM project activity shall be classified and selected for the calculation of the PE_y. The justification whether the impacts include or not in the calculation shall be decided according to the above mentioned decision tree judgment systems described in the section D.5. The following impacts are possible emission sources:

The anthropogenic emissions by sources of GHGs of the project activity in year y (PE_y) can be estimated as follows:

$$PE_y = PE_{by} + PE_{fy}$$

Where:

- PE_y: Total project activity emissions (tCO₂eq/yr).
 PE_{by}: Project emissions from burning fossil fuel origin product in the project plant (tCO₂eq/yr).
 PE_{fy}: Project emissions from fossil fuel consumption in the project plant (tCO₂/yr).

D.7.1 Project emissions from burning fossil fuel origin product in the project plant:

The project emissions from burning fossil fuel origin product in the project plant PE_{by} is

$$PE_{by} = MSW_y * FPF_y * CCFP * EFC * 44/12$$

Where:

- MSW_y: Total amount of MSW to be incinerated in the project plant (T/yr)
 FPF_y: Fraction of fossil fuel origin product in MSW (%)
 CCFP: Fraction of carbon content in fossil fuel origin product (%)
 EFC: Burn out efficiency of combustion

Table IPCC default values for project emissions parameter

Parameters	IPCC Default Values	Project Specific Value
CCFP	75-85(%)	IPCC Default value is used.
EFC	95-99(%)	IPCC Default value is used.

**D.7.2 Project emissions from fossil fuel consumption in the project plant:**

The project emissions from fossil fuel consumption in the project plant PEf_y is

$$PEf_y = FF_y * VEF_{CO_2}$$

Where:

FF_y : Fossil fuel used in the project plant (kg/yr).
 VEF_{CO_2} : CO₂ emission factor for the fossil fuel used in the project plant (tCO₂/kg)

D.8. Description of how the baseline methodology addresses any potential leakage of the project activity:

Leakage is defined as the net change of anthropogenic emissions by sources of GHGs which occurs outside the project boundary and which is measurable and attributable to the CDM project activity.

As shown in the diagram to identify impacts relating to GHG emissions of CDM project activity in the section D.5, the main indirect emissions potentially giving rise to leakage in the context of electric sector projects utilizing renewable energy are emissions arising due to activities such as increase of fuel consumption caused by off pricing of redundant fossil fuel, increase of GHG emission reduction by spill over effects as a result of increase of similar projects. The project developer must justify why the project is not responsible for such indirect emissions according to the decision tree judgment systems described in the section D.5.

D.9. Elaborate and justify formulae/algorithms used to determine the emissions reductions from the project activity. Variables, fixed parameters and values have to be reported (e.g. fuel(s) used, fuel consumption rates):

The emission reductions ER_y by the project activity during a given year y is the difference between baseline emissions (BE_y in tCO₂), and the project emission (BE_y in tCO₂) and leakage, as follows

$$ER_y = BE_y - PE_y - \text{Leakage}$$

**SECTION E. Data sources and assumptions:****E.1. Describe parameters and or assumptions (including emission factors and activity levels):**

Most of necessary parameters are derived from the data prepared by the project participant. If the project participant can not prepare them, they could be estimated by official statistics, IPCC default value and interview survey to the relevant organization.

Parameters:

- Project case
 - Amount of MSW to be incinerated,
 - Fraction of fossil fuel origin product,
 - Fraction of carbon content in fossil fuel origin product
 - Burn out efficiency of combustion
 - Fossil fuel used in the project plant, and
 - CO₂ emission factor for the fossil fuel in the project plant.
- Baseline case
 - Electricity supply to the grid
 - CO₂ emission factor for the fossil fuel
 - Electricity supply by each type of power plants to the grid
 - Type and amount of fossil fuel consumption by the power plants
 - Amount of MSW to be incinerated,
 - Degradable carbon fraction in the MSW (DOC_y)
 - Fraction of DOC that actually degrades (DOC_F)
 - Methane correction factor for landfill (MCF).
 - Fraction of methane in the project's landfill gas (F_y)
 - Oxidization factor (OX)
 - Methane generation rate(k)
 - Year in which MSW is disposed

Assumption:

For the CO₂ emission factor for the each type of fossil fuel, fraction of carbon content in fossil fuel origin product, burn out efficiency of combustion, fraction of DOC that actually degrades (DOC_F), methane correction factor for landfill (MCF), fraction of methane in the project's landfill gas (F_y), oxidization factor (OX), methane generation rate(k), IPCC default values are used.

If the project participant judges that particular value for the region is essential and available, it is encourage to be adopted.

E.2. List of data used indicating sources (e.g. official statistics, expert judgement, proprietary data, IPCC, commercial and scientific literature) and precise references and justify the appropriateness of the choice of such data:

- Amount of MSW to be incinerated, fraction of fossil fuel origin product, fossil fuel used in the project plant, electricity supply to the grid, degradable carbon fraction in the MSW (DOC_y)
: Data measured and archived by the project participant,
- Electricity supply by each type of power plants to the grid, type and amount of fossil fuel consumption by the power plants
: Official statistics,
- Power development plan in the project area: Official plan and/or statistics,



- CO₂ emission factor for the fossil fuel, fraction of carbon content in fossil fuel origin product, burn out efficiency of combustion, fraction of DOC that actually degrades (DOCF), methane correction factor for landfill (MCF), fraction of methane in the project's landfill gas (F_y), oxidization factor (OX), methane generation rate(k)
: IPCC default value or regional data prepared by the project participant.

These data are prepared by the project participant through their usual activities.

E.3. Vintage of data (e.g. relative to starting date of the project activity):

The vintage of data should be clarified by the project participant.

E.4. Spatial level of data (local, regional, national):

Local level data, which will cover the region of the project site, should be prepared as much as possible.

SECTION F. Assessment of uncertainties (sensitivity to key factors and assumptions):

The following uncertainties may arise:

- (1) Uncertainties concerning the baseline approach
 - GHG reduction activities of the similar projects in the vicinity would occur considerably.
 - Production amount of the project plant would change significantly due to external factor.
- (2) Uncertainties concerning impact factors included in the project boundary
 - Changes in the key parameters, variables, data sources, etc., related to the calculations.
 - The efficiency of the existing boilers drops significantly in the project scenario.
- (3) Uncertainties concerning regulatory requirement relating to landfill gas
 - Any regulation, law or agreement relating to landfill gas would be enforced effectively.

In order to remove the abovementioned uncertainties, the following measures are recommended:

- (1) Uncertainties regarding the baseline approach
 - Re-examine the baseline approach during reviews of the baseline (7 and 14 years after the project start), and make changes if necessary.
- (2) Uncertainties concerning impact factors included in the project boundary
 - For key parameters, variables, data sources, etc., that are expected behave within certain “ranges,” use conservative estimate for the calculation of GHG emission reductions, unless an exception can be logically justified.
 - Re-examine the corresponding impact factors (under "4.1 Identification of Greenhouse Gas Emission Impact" above) during the baseline reviews (7 and 14 years after the project start), and make changes if necessary.
- (3) Uncertainties concerning regulatory requirement relating to landfill gas
 - Re-examine the baseline scenario with taking into account effective enforcement rate of national/local regulation, law or agreement.

SECTION G. Explanation of how the baseline methodology allows for the development of baselines in a transparent and conservative manner:

This baseline methodology is developed in close collaboration with project participants. Regional data and records are collected and applied when necessary. This collaborative work allows the development to implement in transparent manner.



**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROPOSED NEW METHODOLOGY: BASELINE (CDM-NMB)
Version 01 - in effect as of: 1 July 2004**

Grid-connected Electricity Generation by Incineration of MSW to be Land-filled

Proposed New Methodology Baseline

Ver. 1.1

CONTENTS

- A. Identification of methodology
- B. Overall summary description
- C. Choice of and justification as of baseline approach
- D. Explanation and justification of the proposed new baseline methodology.
- E. Data sources and assumptions
- F. Assessment of uncertainties
- G. Explanation of how the baseline methodology allows for the development of baselines in a transparent and conservative manner

**SECTION A. Identification of methodology****A.1. Proposed methodology title:**

Baseline methodology for grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be land-filled.

A.2. List of category(ies) of project activity to which the methodology may apply:

Combination of LFG avoidance and renewable energy: incineration of MSW to be land-filled with grid-connected electricity generation

A.3. Conditions under which the methodology is applicable to CDM project activities:

This methodology is applicable to grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be land-filled under the following conditions:

- The land fill gases from municipal solid waste would be emitted in uncontrolled manner, and
- The project would incinerate municipal solid waste at high temperature enough not to emit unburned gases, namely nitrous oxide and methane.

A.4. What are the potential strengths and weaknesses of this proposed new methodology?

Strength: Strengths of the proposed methodology are that it sufficiently takes into account a scientific basis and local characteristics, being based on existing research as well as interviews made during field studies, and analysis of samples collected locally, etc.

Weakness: One weakness is the possibility that the methodology might underestimate the greenhouse gas reduction effect of the project, because the baseline method is set conservatively, given the difficulty of estimating methane emissions from the municipal solid waste.

**SECTION B. Overall summary description:**

This methodology is based on detail analysis of existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country, and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area in close collaboration with local government who has an obligation to treat a municipal solid waste. It is also based on detail analysis of future plan and policy of power development and past electricity information in the area..

The proposed baseline methodology has the following criteria in the developing process:

Realistic reflection of decision-making:

Availability of information:

Potential for replication and standardization:

The methodology includes five decision trees for the identification of baseline scenario, additionality, and determination of project boundary. Step-by-step approach is applied for the baseline scenario and additionality.

Baseline scenario :

The following steps demonstrate how to determine baseline scenario:

Baseline scenario of municipal solid waste treatment:**<Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of municipal solid waste treatment >**

Collect information regarding existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area.

<Step 2: Identification of a baseline scenario of municipal solid waste treatment by the decision tree >

Identify a baseline scenario with the decision tree by the application of regulatory analysis, barrier analysis for the various baseline options of municipal solid waste treatment based on information collected in the Step 1.

<Step 3: Description of identified baseline scenario of municipal solid waste treatment >

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected and archived in the Step 1.

Baseline scenario of electricity:**<Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of power development>**

Collect information and data regarding existing actual situation and future plan and concerned policy of power development in the area.

<Step 2: Identification of a baseline scenario of electricity by the decision tree >

Identify a baseline scenario with the decision tree based on information and data collected in the Step 1.

<Step 3: Description of identified baseline scenario of electricity >

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected and archived in the Step 1

Additionality :



The following steps show how to demonstrate that a project is additional.

<Step 1: Confirm that project scenario is not same as baseline scenario>

Identify clearly that project scenario is not same as baseline scenario in section D.1. by the decision tree.

<Step 2: Demonstrate that project emission is less than baseline emission>

Demonstrate that project emission is less than baseline emission by the results of the calculation of section D.7. and D.6.

<Step 3: Common practice analysis and impact of CDM registration>

Project boundary :

For the determination of project boundary, impacts relating to GHG emission are identified using decision tree judgment system.

SECTION C. Choice of and justification as to why one of the baseline approaches listed in paragraph 48 of CDM modalities and procedures is considered to be the most appropriate:

>>

C.1. General baseline approach:



Existing actual or historical emissions, as applicable;

☐ Emissions from a technology that represents an economically attractive course of action, taking into account barriers to investment;

☐ The average emissions of similar project activities undertaken in the previous five years, in similar social, economic, environmental and technological circumstances, and whose performance is among the top 20 per cent of their category.

C.2. Justification of why the approach chosen in 3.1 above is considered the most appropriate:

The approach listed in paragraph 48 (a) of CDM M&P is considered the most appropriate because of the following reasons:

- Considering barriers to investment, there is no possibility for the introduction of economically attractive technologies to the target plant. For this reason. The approach listed in paragraph 48 (b) of CDM M&P is not applied.
- No similar projects have actually been conducted in the target country or similar regions. For this reason, the approach listed in paragraph 48 (c) of CDM M&P is not applied.

**SECTION D. Explanation and justification of the proposed new baseline methodology:****D.1. Explanation of how the methodology determines the baseline scenario (that is, indicate the scenario that reasonably represents the anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases (GHG) that would occur in the absence of the proposed project activity):****D.1.1 Baseline scenario of municipal solid waste treatment:**

This methodology is based on detail analysis of existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country, and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area in close collaboration with local government who has an obligation to treat a municipal solid waste.

Specifically, the following steps demonstrate how to identify baseline scenario:

Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of municipal solid waste treatment

Collect information regarding existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area. In addition, implement interview surveys with officials concerned with municipal solid waste treatment plan in the area as necessary.

Step 2: Identification of a baseline scenario of municipal solid waste treatment by the decision tree

Identify a baseline scenario with the following decision tree by the application of regulatory analysis, barrier analysis for the various baseline options of municipal solid waste treatment. For example, options of municipal solid waste treatment are:

- (1) Open-dumping/sanitary landfill with burning landfill gas (LFG)
- (2) Open-dumping/sanitary landfill with LFG recovery and power generation
- (3) Biomethanization
- (4) Compost
- (5) Incineration
- (6) Incineration with power generation (project case)
- (7) Open-dumping without LFG recovery (current scenario).

Analysis of several barriers such as 1) investment barrier, 2) technological barrier, 3) barrier due to prevailing practice is applied in identification of a baseline scenario.

Examples of barrier analysis are shown below.

1) Investment barrier

- Demonstrate that the project has a less IRR (Internal Rate of Return) than the benchmark such as the government bond rates, the private equity investors' required return on comparable projects.
- Demonstrate that real and/or perceived risk associated with the unfamiliar technology or process is too high to attract investment.
- Demonstrate that funding is not available for innovative projects.
- Demonstrate that no access to international capital markets due to real or perceived risk associated with domestic or foreign direct investment in the country where the project activity is to be implemented.

2) Technological barrier



- Demonstrate that the project represents one of the first applications of the technology in the country, leading to technological concerns even when the technology is proven in other countries.
- Demonstrate that skilled and/or properly trained labour to operate and maintain the technology is not available, leading to equipment disrepair and malfunctioning.

3) Barrier due to prevailing practice

- Demonstrate that there is a lack of will to change the current practice with or without regulation.
- Demonstrate that developers lack familiarity with state-of-the-art technologies and are reluctant to use them.

Step 3: Description of identified baseline scenario of municipal solid waste treatment

Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected in the Step 1.

D.1.2 Baseline scenario of electricity:

This methodology is also based on detail analysis of future plan and policy of power development and past electricity information in the area.

Specifically, the following steps demonstrate how to identify baseline scenario:

Step 1: Collection of information of existing actual situation, future plan and concerned policy of power development

Collect information and data regarding existing actual situation and future plan and concerned policy of power development in the area. In addition, implement interview surveys with officials concerned with existing actual data, power development plan and policy in the area as necessary.

Step 2: Identification of a baseline scenario of electricity by the decision tree

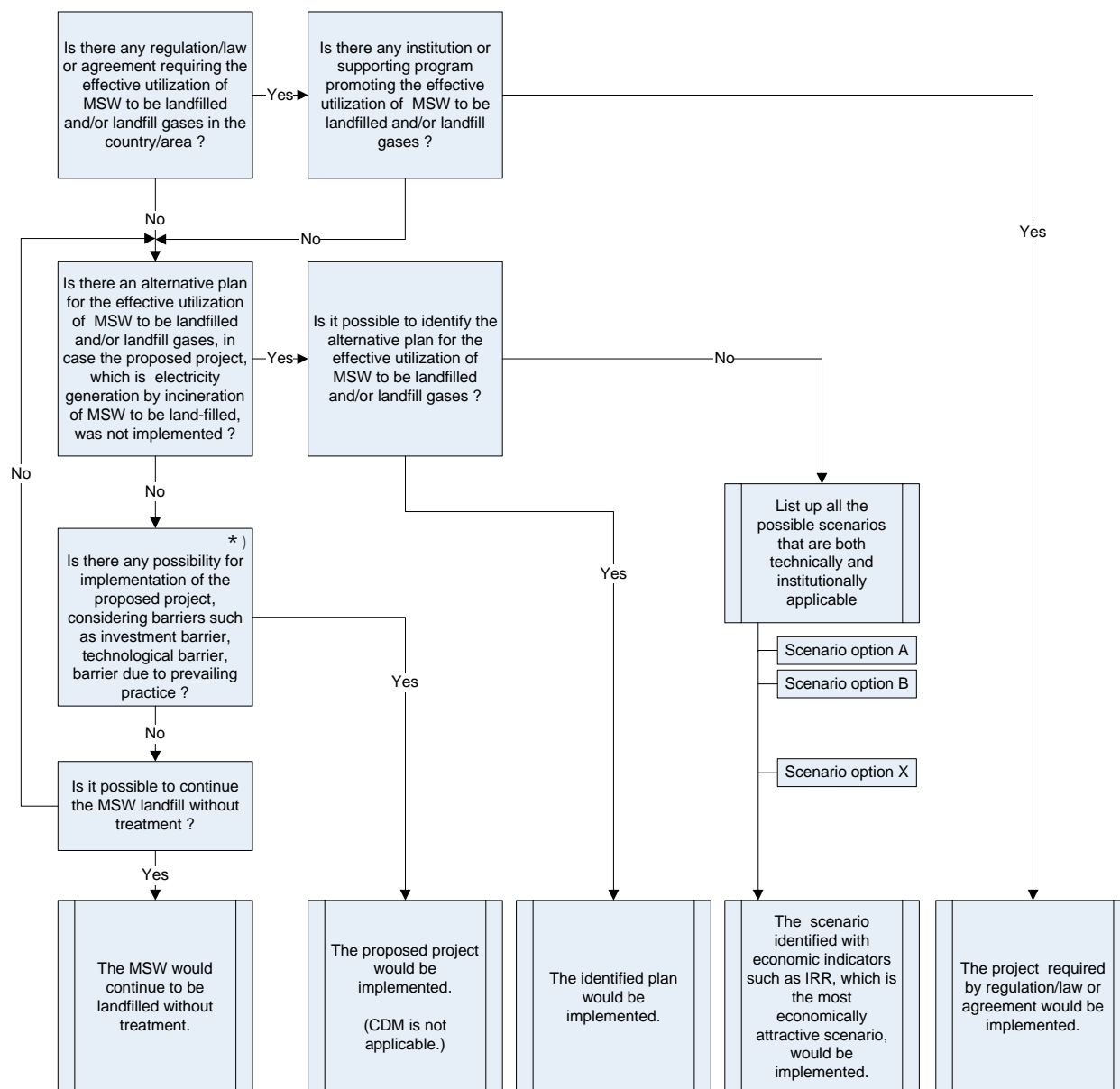
Identify a baseline scenario with the following decision tree. Project participants will decide on answers to all the questions of the decision tree, based on information and data collected in the Step 1. Each answer will be logically described considering reliable and transparent data and information.

Step 3: Description of identified baseline scenario of electricity

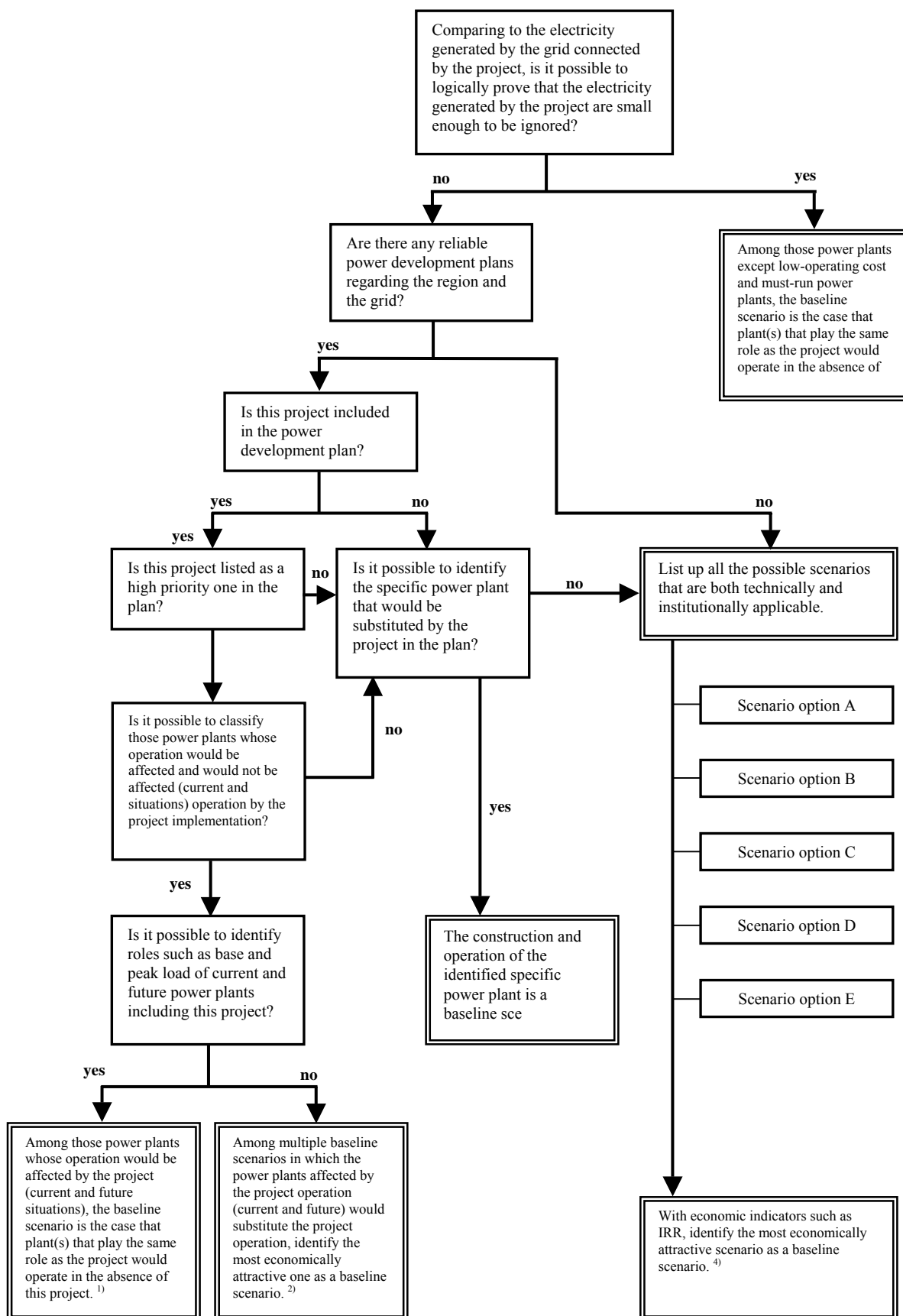
Describe details of the identified baseline scenario in the Step 2, based on data collected and archived in the Step 1.



Decision tree for the identification of baseline scenario of municipal solid waste treatment



*) Demonstrate the possibility for the implementation of the proposed project based on barrier analysis such as 1) investment barrier, 2) technological barrier, 3) barrier due to prevailing practice.

**Decision tree for the identification of baseline scenario of electricity**

**Instruction of the estimation of Carbon Emission factor (CEF):**

- 1) Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the power plants identified in the baseline scenario. In this regard, only power plants whose operation would be affected by the project (current and future situations) shall be selected to calculate the CEF. With respect to alternative power plants (C_{ALT}) and the project power plant (C_{PRJ}), the ratio of Build Margin (W_{BM}) and Operating Margin (W_{OM}) for the calculation of Combined Margin is as follows:

$$C_{ALT} / C_{PRJ} = W_{BM} \quad (C_{PRJ} - C_{ALT}) / C_{PLJ} = W_{OM}$$

- 2) Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the power plants identified in the baseline scenario. The ratio of W_{BM} and W_{OM} shall be set based on objective and transparent data. The default values are 0.5 for both BM and OM.
- 3) The CEF of the identified specific power plant shall be calculated.
- 4) Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. The ratio of Build Margin (W_{BM}) and Operating Margin (W_{OM}) is 0.5 for both margins.
- 5) If there is some reliable information of the grid connected by the project for recent years, Operating Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. If not, the most conservative emission factor is used.

D.2. Criteria used in developing the proposed baseline methodology:

The proposed baseline methodology has the following criteria in the developing process:

Realistic reflection of decision-making:

This methodology allows decision-making that reflects officials in charge of municipal solid waste treatment plan in the area thorough interviews.

Availability of information:

This methodology allows selection of the most credible identification method to set a baseline scenario corresponding to municipal solid waste treatment plan and power development plan.

Potential for replication and standardization:

The methodology has the potential to be replicated for similar projects in the same country.

**D.3. Explanation of how, through the methodology, it can be demonstrated that a project activity is additional and therefore not the baseline scenario (section B.3 of the CDM-PDD):**

According to the Marrakech Accords, a CDM project activity is additional if anthropogenic emissions of greenhouse gases by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity [CDM M&P, para43]. Accordingly additionality is a concept closely related to baseline, which project participants need to pay particular attention in establishing a baseline and devising baseline methodologies. Therefore, in order to demonstrate additionality, the following tasks are required to the project developer:

Step 1: Confirm that project scenario is not same as baseline scenario

In this methodology, the baseline scenario should be clearly identified in section D.1. The methodology mentioned in section D.1., especially decision tree for the identification of baseline scenario, requires “identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations”, “barrier analysis” and “investment analysis” in order to determine baseline scenario. All of these tasks are required in the “Tool for the demonstration and assessment of additionality”, which was agreed in the meeting of the 16th CDM Executive Board. Therefore, this methodology is acceptable in accordance with requirements of the tool.

Step 2: Demonstrate that project emission is less than baseline emission

In addition, the project emission and the baseline emission should be calculated in section D.7. and D.6. respectively. It should be demonstrated only by the results of the calculation in order to demonstrate that project emission is less than baseline emission.

Step 3: Common practice analysis and impact of CDM registration

This step is a credibility check to complement Step 1 and 2. An existing common practice should be identified and discussed by analyzing other activities similar to the proposed project activity and discussing any similar options that are occurring.

If common practice analysis is satisfied, i.e. similar activities cannot be observed or similar activities are observed, but essential distinctions between the project activity and similar activities can reasonably be explained, impact of CDM registration should be clarified.

**D.4. How national and/or sectoral policies and circumstances can be taken into account by the methodology:**

This methodology takes into account national and/or sectoral policies and circumstances in demonstrating the additionality of the project activities and identifying baseline scenario by understanding power development policy of the host country, local power development plan of the grid related to the project, history of past dispatch data and condition of project financing in close collaboration with project participant who has an obligation to supply power in the area.

D.5. Project boundary (gases and sources included, physical delineation):

In order to determine the project boundary of the CDM project activity, firstly the impacts of the project activity, which are significant and reasonably attributed to the project activity shall be identified. The determination of the project boundary consists of the following steps:

Identification of impacts relating to GHG emissions:

First of all, direct and indirect impacts of the project defined below are to be classified, and illustrated in a diagram of project impacts.

Direct impacts: “Direct impacts” are defined as impacts that arise from activities that result in GHG emissions, directly related to the achievement of the principal objectives of the project. Direct impacts are classified into “direct impacts from principal objectives” associated with activities that are the principal objectives of the project, and “other direct impacts” associated with activities that project implementers conduct autonomically to achieve the principal objectives.

Indirect impacts: “Indirect impacts” are defined as impacts that do not relate directly to the principal objectives of the project. They relate indirectly to the project implementation process, and the outputs from the project activities result in GHG emissions and removals. Indirect impacts are classified into “indirect impacts from principal objectives” that are caused indirectly by the achievement of the project’s principal objectives, and “other indirect impacts.”

Impacts relating to GHG emissions by CDM project activities are selected and classified into “direct impacts from principal objectives”, “other direct impacts”, “indirect impacts from principal objectives”, and “other indirect impacts”.

Determination of project boundary:

Next, direct impacts are classified into four categories through the decision tree judgment system. Indirect impacts are broadly classified into four categories according to the decision tree judgment system for indirect impacts. Both decision tree judgment systems were developed in order to judge whether the impacts be included in the project boundary or not in a transparent and objective manner. The following table is an example of the classification of direct and indirect impacts by project activities.

**Classification of direct and indirect impacts by the project activities**

<The classifications in the table are only example >

<i>Direct Impacts</i>	Impacted items	Activities related to GHG emissions	Indicators of activities	Classification (A to E)	Project boundaries (+, -) *
Impacts from principal objectives	Decarbonization of fuels	Generating electricity	Electricity output of the project plant	A	+
	Methane avoidance	Landfilling MSW at disposal sites	Change in amount of MSW landfilled	A	+
		Incinerating MSW	Input amount and characteristics of MSW, which is originated in fossil fuel	A	+
	Fuel consumption	Transporting MSW	Fuel consumption, Methods of transportation	A	+
		Transporting residues	Fuel consumption, Methods of transportation	A	+
	Electricity consumption	Facilities operated by electricity	Consumption of electricity	A	+
Other impacts	Fuel consumption	Operation of construction Machineries	Construction scale	D	-
		Transportation of construction materials	Volume of used construction materials, distance from the supplier of construction materials	D	-
	Energy loss	Transmission/distribution loss	Power generation, Power supply	B	-
<i>Indirect Impacts</i>	Impacted items	Activities related to GHG emissions	Indicators of activities	Classification (a to f)	Project boundaries (+, -) *
Impacts from principal objectives	Fuel consumption	More fuel consumed by price decline of the primary energy due to less demand	Consumption record of the relevant fuels	f	-
Other impacts	Fuel consumption	Mining and processing of construction materials	Fuel consumption, Methods of mining and processing	a	-
		Electricity demand stimulated by more electricity supply	Electricity demands of local communities and industries	f	-
	Land cover change	Change of biomass caused by landcover change	Biomass in the project area	a	-
	GHG emissions reduction	More GHG reduced by encouraging similar projects contributing to GHG reduction	Technical needs of power supplier and MSW manager in host country, GHG emission reduction effect of the project	f	-

Note *: The activity marked (+) shall be included, and (-) can be excluded in the project boundary.

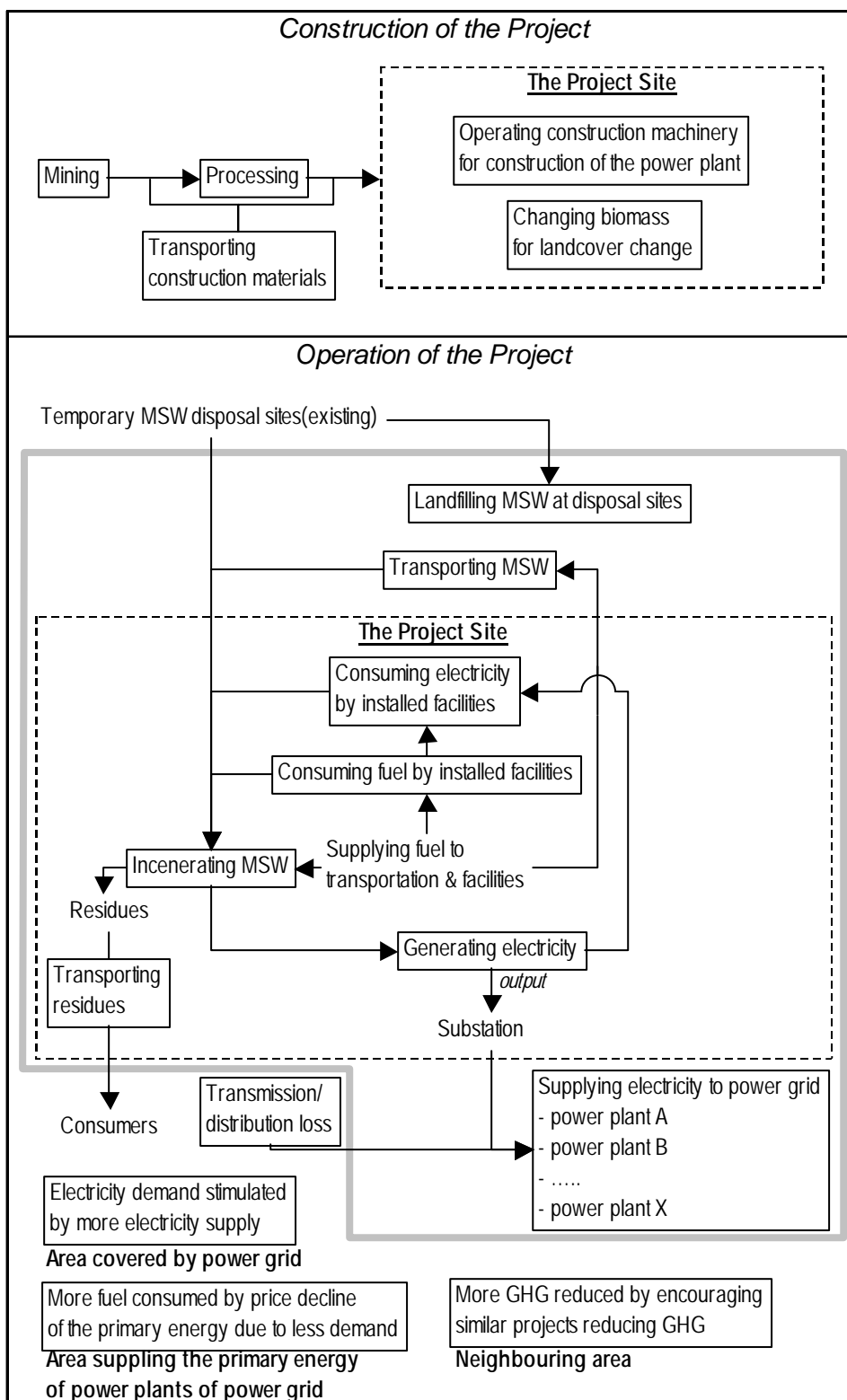
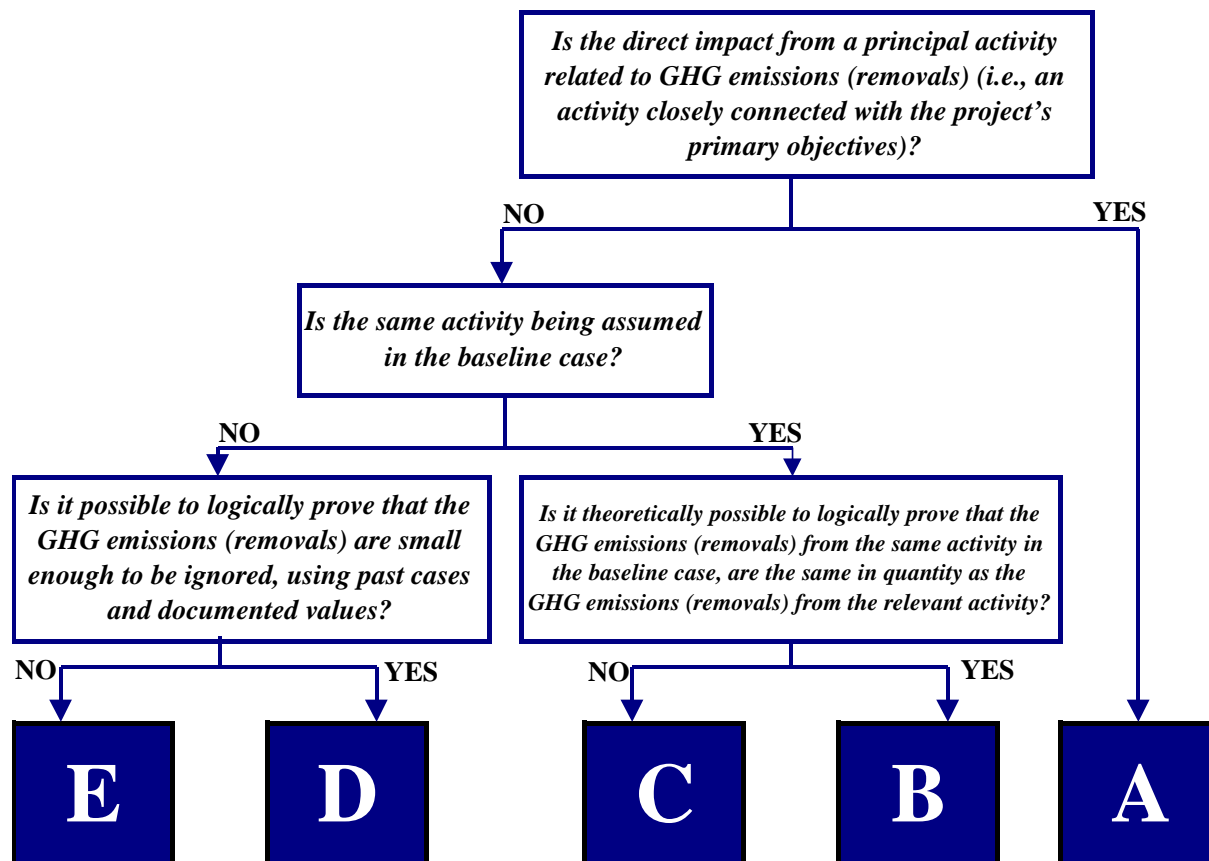


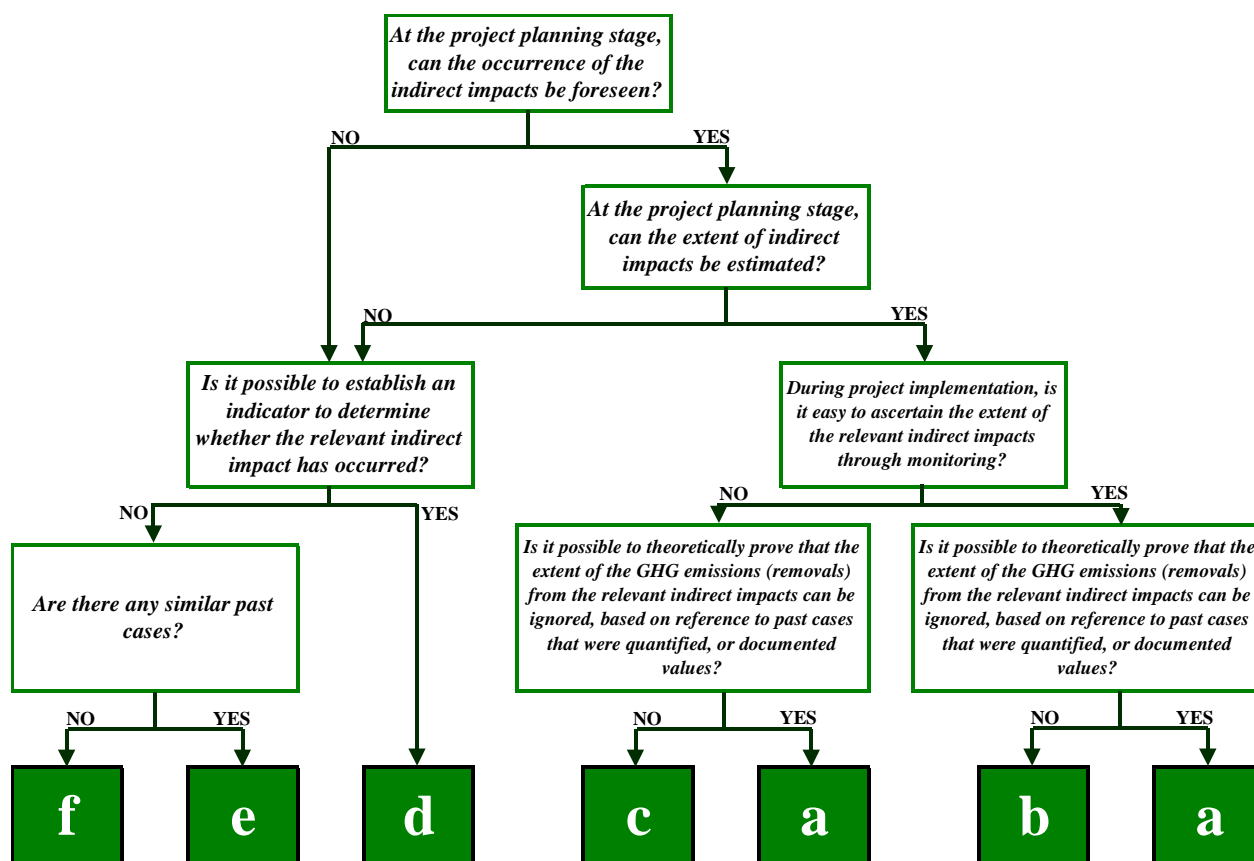
Diagram to identify impacts relating to GHG emissions of CDM project activity

**Decision tree judgment system for direct impacts****Criteria to consider each category of direct impact**

Category	Consideration
A	- Count all GHG emissions (removals) related to the relevant direct impact.
B	- Include the relevant direct impacts within the project boundaries, but do not include them in the estimation items for project emissions (removals).
C	- Include the relevant direct impacts within the project boundaries, and do include them in the estimation items for project emissions (removals).
D	- After comparing with total GHG emissions (removals) and confirming that the GHG emissions (removals) from the relevant direct impacts can be ignored, exclude them from the project boundaries and estimation items of project emissions (removals). The comparison is based on past cases or documented values of GHG emissions (removals) relating to the relevant direct impacts.
E	- Include the relevant direct impacts within the project boundaries, and do include them in the estimation items for project emissions (removals).



Decision tree judgment system for indirect impacts



Criteria to consider each category of indirect impact

Category	Consideration
a	- After comparing with total GHG emissions (removals) and confirming that the GHG emissions (removals) from the relevant indirect impacts can be ignored, exclude them from the project boundaries and estimation items of project emissions (removals). The comparison is based on past cases or documented values of GHG emissions (removals) relating to the relevant indirect impacts.
b	- Take the relevant indirect impacts into account within the project boundaries, decide on an equation for calculation and estimate the GHG emissions (removals) from the relevant impacts. In addition, decide on the monitoring items, conduct monitoring during implementation of the project, and ascertain the actual GHG emissions (removals) from the relevant impacts. The result is reflected at the time credits are acquired.
c	- Take the relevant indirect impacts into account within the project boundaries and use past cases and documented values to make an assumption of the GHG emissions (removals) from the relevant indirect impacts (e.g., 10% of the total emissions). Set this as the "subtraction factor for indirect impacts that cannot be considered" and reflect this in the amount of credits acquired.
d	- Take the relevant indirect impacts into account within the project boundaries and decide on an indicator to judge whether or not the relevant indirect impact occurs. During project implementation, or after implementation, if the relevant impact has clearly occurred, it is dealt with by setting the "subtraction factor for indirect impacts that cannot be considered" as in 'c', with reference to past cases and documented values.
e	- The relevant indirect impacts are not taken into account within the project boundaries, but similar cases are referred to, and the potential for the relevant impact to occur and their extent are noted. These items are confirmed at the time credits are acquired.
f	- The relevant indirect impacts are not taken into account within the project boundaries, but are considered when the baseline emissions are reviewed, using this decision tree again.



D.6. Elaborate and justify formulae/algorithms used to determine the baseline scenario. Variables, fixed parameters and values have to be reported (e.g. fuel(s) used, fuel consumption rates):

Emission reduction results from the avoidance of disposing municipal solid waste and the displacement of electricity generated with fossil fuels.

Therefore, the baseline emissions for year can be calculated as follows:

$$BE_y = BE_{d_y} + BE_{g_y}$$

where:

BE_y :	Total baseline emissions(tCO ₂ eq/yr)
BE_{d_y} :	Baseline emissions from avoided MSW disposal (tCO ₂ eq/yr)
BE_{g_y} :	Baseline emissions of grid-electricity (tCO ₂ eq/yr)

D.6.1 Baseline emissions from avoided MSW disposal:

The baseline emission from avoided MSW disposal BE_{d_y} is

FOD model:

$$BE_{d_y} = k * L_0 * \sum_{t=0,y} MSW_t * e^{-k(y-t)} * (1-O_x) * GWP_{CH_4}$$

where:

MSW_t :	Total amount of MSW to be incinerated in the plant(T/yr)
DOC_y :	Degradable carbon fraction in the MSW (%)
DOC_F :	Fraction of DOC that actually degrades (%)
MCF :	Methane correction factor for landfill (%)
F_y :	Fraction of methane in the project's landfill gas (%)
OX :	Oxidization factor (%)
GWP_{CH_4} :	Global Warming Potential of methane (21) specified in the IPCC Second Assessment Report
k :	Methane generation rate
L_0 :	Decay rate (= $DOC_y * DOC_F * MCF * F_y * 16/12$)
t :	Year in which MSW is disposed

As the calculation method of the methane emissions, FOD model is applied.

The parameter(DOC_y) depends entirely on characteristics of the waste to be collected in the project. Fraction of paper and textile, fraction of garden waste, park waste or other non-food organic putrescibles, fraction of food waste and fraction of wood or straw should be surveyed prior to the project operation. The parameter (DOC_F) depends entirely on temperature in anaerobic zone of MSW landfill. The temperature should be surveyed prior to the project operation. The IPCC default values in the following table can be used. Because the parameters MCF , F_y , OX , k cannot be monitored within the project.

Table IPCC default values for baseline parameters



Parameters	IPCC Default Values	Project Specific Value
MCF	0.4-1.0	IPCC Default value is used.
F _y	0.5 (for whole world)	IPCC Default value is used.
OX	0 (for developing countries)	IPCC Default value is used.
k	0.05	IPCC Default value is used. t _{1/2} = 14

The default values used here should be revised as soon as they are updated in IPCC Guidelines.

D.6.2 Baseline emissions of grid-electricity:

The baseline emissions of grid-electricity BE_g is

$BE_g = EG_y * (W_{OM} * EF_{OM_y} + W_{BM} * EF_{BM_y})$, where

EG_y : electricity supplied to the grid
 W_{OM} : weight factor for operating margin (OM)
 W_{BM} : weight factor for build margin (BM)
 EF_{OM_y} : emission factor for OM
 EF_{BM_y} : emission factor for BM
 y : a given year

According to the decision tree for the identification of baseline scenario of electricity described in the section D.1, carbon emission factors (EF_{OM_y}, EF_{BM_y}) and weight factors (W_{OM}, W_{BM}) shall be estimated the following procedures:

BLS.1: Among those power plants whose operation would be affected by the project (current and future situations), the baseline scenario is the case that plant(s) that play the same role as the project would operate in the absence of this project.

Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the power plants identified in the baseline scenario. In this regard, only power plants whose operation would be affected by the project (current and future situations) shall be selected to estimate the CEF. With respect to alternative power plants (C_{ALT}) and the project power plant (C_{PRJ}), the ratio of Build Margin (W_{BM}) and Operating Margin (W_{OM}) for the calculation of Combined Margin is as follows:

$$C_{ALT} / C_{PRJ} = W_{BM} \quad (C_{PRJ} - C_{ALT}) / C_{PLJ} = W_{OM}$$

BLS.2: Among multiple baseline scenarios in which the power plants affected by the project operation (current and future) would substitute the project operation, identify the most economically attractive one as a baseline scenario.

Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the power plants identified in the baseline scenario. The ratio of W_{BM} and W_{OM} shall be set based on objective and transparent data. The default values are 0.5 for both BM and OM.

BLS.3: The construction and operation of the identified specific power plant is a baseline scenario. The CEF of the identified specific power plant shall be calculated.

BLS.4: With economic indicators such as IRR, identify the most economically attractive scenario as a



baseline scenario.

Combined Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. The ratio of Build Margin (W_{BM}) and Operating Margin (W_{OM}) is 0.5 for both margins.

BLS.5: Among those power plants except low-operating cost and must-run power plants, the baseline scenario is the case that plant(s) that play the same role as the project would operate in the absence of this project.

If there is some reliable information of the grid connected by the project for recent years, Operating Margin is used for the calculation of the CEF of the baseline scenario. If not, the most conservative emission factor is used.

Calculation of EF_OM_y and EF_BM_y:

EF_OM_y:

According to the approved consolidated methodology ACM0002, the EF_OM_y is the generation-weighted average emissions per electricity unit (tCO₂/MWh) of all generating sources serving the grid, not including low-operating cost and must-run power plants.

$$EF_{OM_y} (tCO_2 / MWh) = [\sum_{i,j} F_{i,j,y} * COEF_{i,j}] / [\sum_j GEN_{j,y}], \text{ where } (1)$$

- $F_{i,j,y}$: amount of fuel i (in gigajoules, GJ) consumed by relevant power sources j in year(s) y , j is the set of plants delivering electricity to the grid, not including low-operating cost and must-run power plants, and including imports to the grid.
- $COEF_{i,j,y}$: carbon coefficient of fuel i (tCO₂-equivalent/GJ), taking into account the carbon content of the fuels used by relevant facilities j and the percent oxidation of the fuel in year(s) y .
- $GEN_{j,y}$: electricity (MWh) delivered to the grid by source j .

EF_BM_y:

According to the approved consolidated methodology ACM0002, the EF_BM_y as the generation-weighted average emission factor of a sample of power plants m , as follows,

$$EF_{BM_y} = [\sum_{i,m} F_{i,m,y} * COEF_{i,m}] / [\sum_m GEN_{m,y}]$$

where the sample group m consists of either the 5 most recent or the most recent 20% of power plants built or under construction, whichever groups average annual generation is greater (in MW); and
where $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ and $GEN_{m,y}$ are analogous to the variables described for the OM method above for plants m .



D.7. Elaborate and justify formulae/algorithms used to determine the emissions from the project activity. Variables, fixed parameters and values have to be reported (e.g. fuel(s) used, fuel consumption rates):

The emissions from the project activity PE_y shall be calculated taking into account the results of section D.5. The emissions caused by the impacts relating to CDM project activity shall be classified and selected for the calculation of the PE_y. The justification whether the impacts include or not in the calculation shall be decided according to the above mentioned decision tree judgment systems described in the section D.5. The following impacts are possible emission sources:

The anthropogenic emissions by sources of GHGs of the project activity in year y (PE_y) can be estimated as follows:

$$PE_y = PE_{b_y} + PE_{f_y}$$

Where:

- PE_y: Total project activity emissions (tCO₂eq/yr).
 PE_{b_y}: Project emissions from burning fossil fuel origin product in the project plant (tCO₂eq/yr).
 PE_{f_y}: Project emissions from fossil fuel consumption in the project plant (tCO₂/yr).

D.7.1 Project emissions from burning fossil fuel origin product in the project plant:

The project emissions from burning fossil fuel origin product in the project plant PE_{b_y} is

$$PE_{b_y} = MSW_y * FPF_y * CCFP * EFC * 44/12$$

Where:

- MSW_y: Total amount of MSW to be incinerated in the project plant (T/yr)
 FPF_y: Fraction of fossil fuel origin product in MSW (%)
 CCFP: Fraction of carbon content in fossil fuel origin product (%)
 EFC: Burn out efficiency of combustion

Table IPCC default values for project emissions parameter

Parameters	IPCC Default Values	Project Specific Value
CCFP	75-85(%)	IPCC Default value is used.
EFC	95-99(%)	IPCC Default value is used.

**D.7.2 Project emissions from fossil fuel consumption in the project plant:**

The project emissions from fossil fuel consumption in the project plant PEf_y is

$$PEf_y = FF_y * VEF_{CO_2}$$

Where:

FF_y : Fossil fuel used in the project plant (kg/yr).
 VEF_{CO_2} : CO₂ emission factor for the fossil fuel used in the project plant (tCO₂/kg)

D.8. Description of how the baseline methodology addresses any potential leakage of the project activity:

Leakage is defined as the net change of anthropogenic emissions by sources of GHGs which occurs outside the project boundary and which is measurable and attributable to the CDM project activity.

As shown in the diagram to identify impacts relating to GHG emissions of CDM project activity in the section D.5, the main indirect emissions potentially giving rise to leakage in the context of electric sector projects utilizing renewable energy are emissions arising due to activities such as increase of fuel consumption caused by off pricing of redundant fossil fuel, increase of GHG emission reduction by spill over effects as a result of increase of similar projects. The project developer must justify why the project is not responsible for such indirect emissions according to the decision tree judgment systems described in the section D.5.

D.9. Elaborate and justify formulae/algorithms used to determine the emissions reductions from the project activity. Variables, fixed parameters and values have to be reported (e.g. fuel(s) used, fuel consumption rates):

The emission reductions ER_y by the project activity during a given year y is the difference between baseline emissions (BE_y in tCO₂), and the project emission (BE_y in tCO₂) and leakage, as follows

$$ER_y = BE_y - PE_y - \text{Leakage}$$

**SECTION E. Data sources and assumptions:****E.1. Describe parameters and or assumptions (including emission factors and activity levels):**

Most of necessary parameters are derived from the data prepared by the project participant. If the project participant can not prepare them, they could be estimated by official statistics, IPCC default value and interview survey to the relevant organization.

Parameters:

- Project case
 - Amount of MSW to be incinerated,
 - Fraction of fossil fuel origin product,
 - Fraction of carbon content in fossil fuel origin product
 - Burn out efficiency of combustion
 - Fossil fuel used in the project plant, and
 - CO₂ emission factor for the fossil fuel in the project plant.
- Baseline case
 - Electricity supply to the grid
 - CO₂ emission factor for the fossil fuel
 - Electricity supply by each type of power plants to the grid
 - Type and amount of fossil fuel consumption by the power plants
 - Amount of MSW to be incinerated,
 - Degradable carbon fraction in the MSW (DOC_y)
 - Fraction of DOC that actually degrades (DOC_F)
 - Methane correction factor for landfill (MCF).
 - Fraction of methane in the project's landfill gas (F_y)
 - Oxidization factor (OX)
 - Methane generation rate(k)
 - Year in which MSW is disposed

Assumption:

For the CO₂ emission factor for the each type of fossil fuel, fraction of carbon content in fossil fuel origin product, burn out efficiency of combustion, fraction of DOC that actually degrades (DOC_F), methane correction factor for landfill (MCF), fraction of methane in the project's landfill gas (F_y), oxidization factor (OX), methane generation rate(k), IPCC default values are used.

If the project participant judges that particular value for the region is essential and available, it is encourage to be adopted.

E.2. List of data used indicating sources (e.g. official statistics, expert judgement, proprietary data, IPCC, commercial and scientific literature) and precise references and justify the appropriateness of the choice of such data:

- Amount of MSW to be incinerated, fraction of fossil fuel origin product, fossil fuel used in the project plant, electricity supply to the grid, degradable carbon fraction in the MSW (DOC_y)
: Data measured and archived by the project participant,
- Electricity supply by each type of power plants to the grid, type and amount of fossil fuel consumption by the power plants
: Official statistics,
- Power development plan in the project area: Official plan and/or statistics,



- CO₂ emission factor for the fossil fuel, fraction of carbon content in fossil fuel origin product, burn out efficiency of combustion, fraction of DOC that actually degrades (DOCF), methane correction factor for landfill (MCF), fraction of methane in the project's landfill gas (F_y), oxidization factor (OX), methane generation rate(k)
: IPCC default value or regional data prepared by the project participant.

These data are prepared by the project participant through their usual activities.

E.3. Vintage of data (e.g. relative to starting date of the project activity):

The vintage of data should be clarified by the project participant.

E.4. Spatial level of data (local, regional, national):

Local level data, which will cover the region of the project site, should be prepared as much as possible.

SECTION F. Assessment of uncertainties (sensitivity to key factors and assumptions):

The following uncertainties may arise:

- (1) Uncertainties concerning the baseline approach
 - GHG reduction activities of the similar projects in the vicinity would occur considerably.
 - Production amount of the project plant would change significantly due to external factor.
- (2) Uncertainties concerning impact factors included in the project boundary
 - Changes in the key parameters, variables, data sources, etc., related to the calculations.
 - The efficiency of the existing boilers drops significantly in the project scenario.
- (3) Uncertainties concerning regulatory requirement relating to landfill gas
 - Any regulation, law or agreement relating to landfill gas would be enforced effectively.

In order to remove the abovementioned uncertainties, the following measures are recommended:

- (1) Uncertainties regarding the baseline approach
 - Re-examine the baseline approach during reviews of the baseline (7 and 14 years after the project start), and make changes if necessary.
- (2) Uncertainties concerning impact factors included in the project boundary
 - For key parameters, variables, data sources, etc., that are expected behave within certain "ranges," use conservative estimate for the calculation of GHG emission reductions, unless an exception can be logically justified.
 - Re-examine the corresponding impact factors (under "4.1 Identification of Greenhouse Gas Emission Impact" above) during the baseline reviews (7 and 14 years after the project start), and make changes if necessary.
- (3) Uncertainties concerning regulatory requirement relating to landfill gas
 - Re-examine the baseline scenario with taking into account effective enforcement rate of national/local regulation, law or agreement.

SECTION G. Explanation of how the baseline methodology allows for the development of baselines in a transparent and conservative manner:

This baseline methodology is developed in close collaboration with project participants. Regional data and records are collected and applied when necessary. This collaborative work allows the development to implement in transparent manner.



**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROPOSED NEW METHODOLOGY: MONITORING (CDM-NMM)
Version 01 - in effect as of: 1 July 2004**

Grid-connected Electricity Generation by Incineration of MSW to be Land-filled

Proposed New Methodology Monitoring

Ver. 1.1

CONTENTS

- A. Identification of methodology
- B. Proposed new monitoring methodology

**SECTION A. Identification of methodology****A.1. Title of the proposed methodology:**

Monitoring methodology for grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be land-filled.

A.2. List of category(ies) of project activity to which the methodology may apply:

Combination of LFG avoidance and renewable energy: incineration of MSW to be land-filled with grid-connected electricity generation

A.3. Conditions under which the methodology is applicable to CDM project activities:

This methodology is applicable to grid-connected municipal solid waste-burned power generation project activities under the following conditions:

- The land fill gases from municipal solid waste would be emitted in uncontrolled manner;
- The project would incinerate municipal solid waste at high temperature enough not to emit unburned gases, namely nitrous oxide and methane.

A.4. What are the potential strengths and weaknesses of this proposed new methodology?

Strength: Since the project participant has a role to collect and treat municipal solid waste and generate and supply electricity in the project activity, the command structure of the monitoring is clear and simple enough to collect data with high credibility. The monitoring data is collected by usual activities of project participants and not particularly prepared only for the CDM project activity. So it is collected through usual measurement methods and system.

Confirmation system is established by third party/person, including QA/QC according to ISO 9001 which could confirm the monitoring condition objectively.

Weakness: There may be deficiency of data caused by the failure of measuring instruments which occurs at a constant rate even in developed countries. However, it is minimized by introducing advanced measuring instruments of developed country. If the data will not be stored electronically, there is a little possibility that the accuracy might include defect. However, it is minimized when the QA/QC above mentioned is applied appropriately.



SECTION B. Proposed new monitoring methodology.

>>

B.1. Brief description of the new methodology:

This methodology is based on detail analysis of existing actual situation and future plan of municipal solid waste treatment of the project participant(s) in host country, and policy concerned with municipal solid waste treatment in this area in close collaboration with local government who has an obligation to treat a municipal solid waste. It is also based on detail analysis of future plan and policy of power development and past electricity information in the area..

Monitoring data to be collected for the project activity include the following items:

- amount of MSW to be incinerated,
- fraction of fossil fuel origin product,
- fossil fuel used in the project plant, and
- CO2 emission factor for the fossil fuel in the project plant.

Monitoring data to be collected for the baseline include the following items:

- amount of fossil fuel consumed in each plant whose operation would be affected by the project (current and future situations),
- amount of fossil fuel consumed in each plant,
- statistical data to calculate CO2-eq emission coefficient of each fuel,
- statistics or plans to identify the affected plants by the project (for the calculation of Operating and Build Margin),
- degradable carbon fraction in the MSW(DOC), and
- decay rate

**B.2. Option 1: Monitoring of the emissions in the project scenario and the baseline scenario:**

Monitoring data to be collected for the project activity include: amount of MSW to be incinerated, fraction of fossil fuel origin product, fossil fuel used in the project plant, and CO₂ emission factor for the fossil fuel in the project plant.

Monitoring data to be collected for the baseline include: amount of fossil fuel consumed in each plant whose operation would be affected by the project (current situations), the amount of fossil fuel consumed in each plant, statistical data to calculate CO₂-eq emission coefficient of each fuel, and statistics or plans to identify the affected plants by the project (for the calculation of Operating and Build Margin), as well as degradable carbon fraction in the MSW and decay rate.

B.2.1. Data to be collected or used in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:

ID number	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	Comment
ID1: MSWy	Amount of MSW to be incinerated	Project proponent (Power plant's procurement section)	Ton	m	Daily measured and monthly recorded	100%	Electronic/ Paper	Meters at the weigh station is maintained based on industrial standard.
ID2: FPFy	Fraction of fossil fuel origin product	Project proponent (Power plant's laboratory)	%	m	Monthly	100%	Electronic/ Paper	The measurement is executed based on industrial standard.
ID3: FFy	Fossil fuel used in the project plant	Project proponent (Power plant's procurement section)	Liter	m	Daily	100%	Electronic/ Paper	Fossil fuel consumption includes amount used in facilities in power plant and transportation. This quantity is checked by receipt.
ID4: VEF _{CO₂}	CO ₂ emission factor for the fossil fuel in the project plant	statistics	tCO ₂ e per kg	c	Yearly	100%	Electronic/ Paper	Calculated using IPCC default value.

**B.2.2. Description of formulae used to estimate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.):**

The formulae to estimate project emissions is described as follows:

$$\text{Project Emissions (tCO}_2\text{eq/yr)} = \text{MSW}_y * \text{FPF}_y * \text{CCFP} * \text{EFC} * 44/12 + \text{FF}_y * \text{VEF}_{\text{CO}_2}$$

Where:

MSW _y	(ID1):	Total amount of MSW to be incinerated in the project plant (T/yr)
FPF _y	(ID2):	Fraction of fossil fuel origin product in MSW (%),
CCFP	:	Fraction of carbon content in fossil fuel origin product (%)
EFC	:	Burn out efficiency of combustion
FF _y	(ID3):	Fossil fuel used in the project plant (kg/yr).
VEF _{CO2}	(ID4):	CO ₂ emission factor for the fossil fuel used in the project plant (tCO ₂ /kg)

B.2.3. Relevant data necessary for determining the <u>baseline</u> of anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases (GHG) within the project boundary and how such data will be collected and archived:								
ID number	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e),	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	Comment
ID5: BE _y	Baseline emissions of grid-electricity		tCO ₂ /yr	c	Yearly	100%	Electronic	
ID6:EG _y	Electricity supplied to the grid	Project proponent (Power plant's operational section)	Mwh	m	Daily measured and monthly recorded	100%	Electronic/ Paper	This figure is monitored with the meters in the power plant. This figure is checked with the commercial invoices.
ID7: EF_OM _y	Emission factor for OM	Statistics	tCO ₂ /MWh	c	Yearly	100%	Electronic	
ID8: EF_BM _y	Emission factor for BM	Statistics	tCO ₂ /MWh	c	Yearly	100%	Electronic	



ID9: F	Amount of fossil fuel consumed in each plant	Statistics	t, liter, m ³	m	Yearly	100 %	Electronic/ Paper	
ID10: GEN	Electricity generation of each plant	Statistics	MWh	m	Yearly	100 %	Electronic/ Paper	
ID11: COEF	CO ₂ -eq emission coefficient of each fuel	Statistics	tCO ₂ eq / t, liter, m ³	c	Yearly	100 %	Electronic/ Paper	Calculated using IPCC default values
ID12	Identification of power plant for the OM calculation	Statistics / energy development plans	text	e	Yearly	100 %	Electronic/ Paper	Identification of plants to calculate OM emission factor
ID13	Identification of power plant for the BM calculation	Statistics / energy development plans	text	e	Yearly	100 %	Electronic/ Paper	Identification of plants to calculate BM emission factor
ID14: BEd _y	Baseline emissions from avoided MSW disposal		tCO ₂ /yr	c	Yearly	100%	Electronic	
ID15: DOC _y	Degradable carbon fraction in the MSW	Project proponent (Power plant's laboratory)	%	c	Monthly	1 sample per month	Electronic/ Paper	This value is calculated using measuring data such 1)fraction of paper and textile, 2)fraction of garden waste, park waste or other non-food organic putrescibles, 3)fraction of food waste, 4)fraction of wood or straw.
ID16: L ₀	Decay rate	Project proponent (Power plant's laboratory), and IPCC 1996 guideline, IPCC Good Practice Guidance		c	yearly	100%	Electronic/ Paper	This value is calculated using DOC _y , DOC _F , MCF, F _y

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.



ID17: DOC _F	Fraction of DOC that actually degrades	Project proponent (Power plant's laboratory)	%	e	Once prior to the Project implement ation	3 samples	Electronic/ Paper	This value is calculated with temperature in anaerobic zone of MSW landfill.
ID18:	Regulatory requirement relating to landfill gas	National/local regulation, law or agreement	Test	n.a.	Yearly	100%	Electronic/ Paper	Baseline scenario should be re- examined with taking into account effective enforcement rate of national/local regulation, law or agreement

B.2.4. Description of formulae used to estimate baseline emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.):

The formulae to estimate baseline emissions is described as follows:

$$\text{Baseline Emissions (tCO}_2\text{eq/yr)} = \text{BEg}_y + \text{BEd}_y$$

where:

BEg_y (ID5): Baseline emissions of grid-electricity (tCO₂eq/yr)
 BEd_y (ID16): Baseline emissions from avoided MSW disposal (tCO₂eq/yr)

$$\text{BEg}_y = \text{EG}_y * (\text{W}_{\text{OM}} * \text{EF_OM}_y + \text{W}_{\text{BM}} * \text{EF_BM}_y)$$

where

BEg_y (ID5): Baseline emissions of grid-electricity (tCO₂eq/yr)
 EG_y (ID6): electricity supplied to the grid
 W_{OM} : weight factor for operating margin (OM)
 W_{BM} : weight factor for build margin (BM)
 EF_OM_y (ID7): emission factor for OM
 EF_BM_y (ID8): emission factor for BM

$$\text{EF_OM}_y (\text{tCO}_2 / \text{MWh}) = [\sum_j F_{i,j,y} * \text{COEF}_{i,j}] / [\sum_j \text{GEN}_{j,y}]$$

This template shall not be altered. It shall be completed without modifying/adding headings or logo, format or font.



where

EF_OM _y	(ID7): emission factor for OM
F _{i,j,y}	(ID9): amount of fuel i (in gigajoules, GJ) consumed by relevant power sources j in year(s) y, j is the set of plants delivering electricity to the grid, not including low-operating cost and must-run power plants, and including imports to the grid.
COEF _{i,j,y}	(ID11): carbon coefficient of fuel i (tCO ₂ -equivalent/GJ), taking into account the carbon content of the fuels used by relevant facilities j and the percent oxidation of the fuel in year(s) y.
GEN _{j,y}	(ID10): electricity (MWh) delivered to the grid by source j.

$$EF_BM_y \text{ (tCO}_2\text{/ MWh)} = [\sum_{i,m} F_{i,m,y} * COEF_{i,m}] / [\sum_m GEN_{m,y}]$$

where

EF_BM _y	(ID8): emission factor for BM The sample group m consists of either the 5 most recent or the most recent 20% of power plants built or under construction, whichever groups average annual generation is greater (in MW); and F _{i,m,y} (ID9), COEF _{i,m} (ID11) and GEN _m (ID10), are analogous to the variables described for the OM method above for plants m.
--------------------	---

$$BE_{d,y} = k * L_0 * \sum_{t=0,y} MSW_t * e^{-k(t-y)} * (16/12) * (1-O_x) * GWP_CH_4$$

where:

MSW _t	(ID1): Total dry amount of MSW burned in the Power Plant(T/yr)
DOC _y	(ID15): Degradable carbon fraction in the MSW (%)
DOC _F	: Fraction of DOC that actually degrades (%)
MCF	: Methane correction factor for landfill
F _y	: Fraction of methane in the project's landfill gas (%)
O _x	: Oxidization factor (%)
GWP_CH4	: Global Warming Potential of methane (21) specified in the IPCC Second Assessment Report
k	: Methane generation rate
L ₀	(ID16): Decay rate (= DOC _y * DOC _F * MCF * F _y * 16/12)
t	: Year in which MSW is disposed

**B.3. Option 2: Direct monitoring of emission reductions from the project activity:**

(The Option 2 was not selected for this methodology.)

B.3.1. Data to be collected or used in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table B.7)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e),	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	Comment

B.3.2. Description of formulae used to calculate project emissions (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.):

>>

B.4. Treatment of leakage in the monitoring plan:

Proposed methodology shall monitor the leakage identified from the indirect impacts according to the section D.5 of the proposed new baseline methodology including the decision tree judgment system for indirect impacts.

**B.4.1. If applicable, please describe the data and information that will be collected in order to monitor leakage effects of the project activity:**

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table B.7)	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	Comment

B.4.2. Description of formulae used to estimate leakage (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.):

The formulae used to estimate leakage shall be developed by the project participants based on the criteria of the section D.5 of the proposed new baseline methodology including the decision tree judgment system for indirect impacts.

B.5. Description of formulae used to estimate emission reductions for the project activity (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions units of CO₂ equ.):

The formulae to estimate emission reduction for the project activity is described as follows:

$$\text{Emission Reduction (tCO}_2\text{eq/year)} = \text{Baseline Emissions (tCO}_2\text{eq/year)} - \text{Project Emissions (tCO}_2\text{eq/year)}$$

**B.6. Assumptions used in elaborating the new methodology:**

No assumption is used in elaborating the new methodology.

B.7. Please indicate whether quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for the items monitored:

Data (Indicate table and ID number e.g. 3.-1.; 3.2.)	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Explain QA/QC procedures planned for these data, or why such procedures are not necessary.
ID1	Low	Meters at the weigh station is maintained based on industrial standard.
ID2	Low	The measurement is executed based on industrial standard.
ID3	Low	Meters at the fossil fuel supply station is maintained based on industrial standard. This quantity is checked by receipt.
ID6	Low	Meters in the power plant is maintained based on industrial standard. This quantity is checked with the commercial invoices.
ID15, ID16, ID17	Low	Analysis of degradable carbon fraction in the MSW and its decay rate is executed based on industrial standard.
		Measurement is based on ISO 9001 procedure.

B.8. Has the methodology been applied successfully elsewhere and, if so, in which circumstances?

Regarding the monitoring items identified, there is no particular problem on their implementation arrangements as well as ensuring data accuracy, since many items are routinely read or measured at the existing plant.

Nevertheless, there are no existing cases that provide results of a monitoring plan for projects similar to this one.

添付資料 3

仮有効性審査レポート



PRELIMINARY VALIDATION REPORT

PRE-VALIDATION OF THE MUNICIPAL SOLID WASTE TO ENERGY PROJECT IN SIDOARJO, INDONESIA

REPORT No. 2005-0207

REVISION No. 0

DET NORSKE VERITAS



PRELIMINARY VALIDATION REPORT

Date of first issue: 2005-02-18	Project No.: 28624552
Approved by: Einar Telnes Technical Director	Organisational unit: DNV Certification, International Climate Change Services
Client: Pacific Consultants International	Client ref.:

DET NORSKE VERITAS AS

DNV Certification

Veritasveien 1,
1322 HØVIK, Norway
Tel: +47 67 57 99 00
Fax: +47 67 57 99 11
http://www.dnv.com
Org. No: NO 945 748 931 MVA

Summary:

DNV Certification has carried out a preliminary validation of the Municipal Solid Waste to Energy Project in Sidoarjo, Indonesia, (hereafter called "the project"). This report summarises the preliminary findings of the validation of the project, performed on the basis of UNFCCC criteria, as well as criteria given to provide for consistent project operations, monitoring and reporting.

Based upon PCI's request, the preliminary validation has been performed as a desk review of the project design, the baseline determination, the GHG emission reduction estimates presented in the project design document submitted by PCI. In addition, PCI has been visited and staff related to the project has been interviewed. The preliminary validation has NOT assessed Indonesian requirements for CDM projects including sustainable development criteria, the assumptions made for the baseline determination, monitoring plan, the analysis of the potential environmental impacts of the project and the stakeholder consultation process.

The project is likely to mitigate GHG emission by introducing the state-of-the-art MSW incineration technology, avoiding the emission of LFG from landfill site and supplying electricity to the public grid in Indonesia. Hence, the project will result in reduction of CO₂ emission that is real, measurable and give long-term benefit.

However, in order to conclude on the project's additionality and contribution to the sustainable development in Indonesia, the corrective action and clarification requests presented in this report need to be addressed.

Report No.: 2005-0207		Subject Group: Environment	
Report title: Pre-Validation of the Municipal Solid Waste to Energy Project in Sidoarjo, Indonesia			
Work carried out by: Tsuyoshi Nakao, Akira Sekine,			
Work verified by: Einar Telnes			
Date of this revision: 2005-02-18	Rev. No.: 0	Number of pages: 13	

Indexing terms	
Key words Climate Change Kyoto Protocol Validation Clean Development Mechanism	Service Area Verification
	Market Sector
	Waste Management
<input checked="" type="checkbox"/> No distribution without permission from the client or responsible organisational unit	
<input type="checkbox"/> free distribution within DNV after 3 years	
<input type="checkbox"/> Strictly confidential	
<input type="checkbox"/> Unrestricted distributio	

© 2004 Det Norske Veritas AS

All rights reserved. This publication or parts thereof may not be reproduced or transmitted in any form or by any means, including photocopying or recording, without the prior written consent of Det Norske Veritas AS.



<i>Table of Content</i>	<i>Page</i>
1 INTRODUCTION	1
1.1 Validation Objective	1
1.2 Validation Scope	1
1.3 Municipal Solid Waste to Energy Project in Sidoarjo	2
2 METHODOLOGY.....	2
2.1 Review of Documents	3
2.2 Follow-up Interviews	3
2.3 Corrective Action Requests and Resolution of outstanding issues	5
3 PRELIMINARY VALIDATION FINDINGS.....	6
3.1 Participation requirement	6
3.2 Project Design	7
3.3 Baseline Determination	7
3.4 Monitoring Plan	9
3.5 Calculation of GHG Emissions	9
3.6 Environmental Impacts	10
3.7 Comments by Local Stakeholders	10
3.8 Comments by Parties, Stakeholders and NGOs	10
4 CONCLUSION	11
REFERENCES.....	13

Appendix A Validation Protocol



Abbreviations

CAR	Corrective Action Request
CCFP	Fraction of carbon content in the plastics
CDM	Clean Development Mechanism
CEF	Carbon Emission Factor
CER	Certified Emission Reduction
CH ₄	Methane
CO ₂	Carbon dioxide
DNA	Designated National Authority
DNV	Det Norske Veritas
DOE	Designated Operational Entity
EFC	Burn out efficiency of combustion
EIA	Environmental Impact Assessment
GHG	Greenhouse gas(es)
GWP	Global Warming Potential
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRR	Internal Rate of Return
KP	Kyoto Protocol
LFG	Landfill gas
MSW	Municipal Solid Waste
MP	Monitoring Plan
N ₂ O	Nitrous Oxide
ODA	Official Development Assistance
PCI	Pacific Consultants International
PDD	Project Design Document
PT IMW	Imam Manunggal Wijaya
PT PLN	Perseroan Terbatas Perusahaan Listrik Negara (The State Owned Electricity Company)
QA/QC	Quality Assurance/Quality Control
UNFCCC	United Nations Framework Convention for Climate Change



1 INTRODUCTION

Pacific Consultants International (PCI) has commissioned DNV Certification to validate the the Municipal Solid Waste to Energy Project in Sidoarjo (hereafter called “the project”) in Indonesia. The project intends to construct incineration plant for MSW in Sidoarjo, Indonesia and reduces emissions of GHG through avoidance of methane emission from the landfill site and electricity generation.

This report summarises the findings of a preliminary validation of the project, performed on the basis of UNFCCC criteria, as well as criteria given to provide for consistent project operations, monitoring and reporting. UNFCCC criteria refer to the Kyoto Protocol criteria and the CDM rules and modalities as agreed in the Marrakech Accords, and the subsequent decisions by the CDM Executive Board..

The validation team consisted of the following personnel:

Mr. Tsuyoshi Nakao	DNV Japan	Team Leader, GHG auditor
Mr. Akira Sekine	DNV Japan	GHG auditor
Mr. Einar Telnes	DNV Oslo	Internal verifier

1.1 Validation Objective

The purpose of a validation is to have an independent third party assess the project design. In particular, the project's baseline, the monitoring plan, and the project's compliance with relevant UNFCCC and host country criteria are validated in order to confirm that the project design as documented is sound and reasonable and meets the identified criteria. Validation is a requirement for all CDM projects and is seen as necessary to provide assurance to stakeholders of the quality of the project and its intended generation of certified emission reductions (CERs).

1.2 Validation Scope

The validation scope is defined as an independent and objective review of the project design document (PDD). The PDD is reviewed against Kyoto Protocol requirements, UNFCCC rules and associated interpretation. The validation team has, based on the recommendations in the IETA/PCF Validation and Verification Manual /3/ employed a risk-based approach, focusing on the identification of significant risks for project implementation and the generation of CERs.



Based on PCI's request, DNV Certification has only carried out limited validation, which included a desk review of the project design, the baseline determination and the GHG emission reduction estimates presented in the project design document (PDD) submitted by PCI /1/. In addition, PCI has been visited and staff involved in the project has been interviewed /4/. However, the preliminary validation has NOT assessed Indonesian requirements for CDM projects including sustainable development criteria, the assumptions made for the baseline determination, monitoring plan, the analysis of the potential environmental impacts of the project and the stakeholder consultation process. Moreover, DNV Certification has not yet invited comments by Parties, stakeholders and UNFCCC accredited NGOs. Hence, the preliminary validation carried out by DNV Certification does not represent a complete validation of the project in accordance with the CDM rules and modalities.

The validation is not meant to provide any consulting towards PCI. However, stated requests for clarifications and/or corrective actions may provide input for improvement of the project design.

1.3 Municipal Solid Waste to Energy Project in Sidoarjo

The project is proposed to incinerate MSW at high temperature, 1700 °C, through an incinerator that intends to avoid air pollutants emissions, and to supply electricity through the steam boiler and the turbine generator for the JAMALI grid, which covers Java, Bali and Madura. The Project activity would avoid the emission of methane (CH₄), which would occur through decay of MSW open-dumped, and the emission of carbon dioxide (CO₂), which would occur through electricity generation by fossil fuel power plants to the JAMALI grid. It is the first project to install thermal converters for incineration in Indonesia. The technology has been developed in UK, and necessary skills of operation and maintenance will be transferred to PT IMW (Imam Manunggal Wijaya), the project developer in Indonesia, from the manufacturer of the incinerator. .

As a result derived from the methane avoidance from the landfill sites and the supply of the grid power, CO emissions can be reduced. In the case of this project, the estimated CO emissions reductions will be 1,869,714 tons from 2007 to 2020.

2 METHODOLOGY

The preliminary validation consists of the following three phases:

- I Desk review of the presented project documentations,
- II Follow-up interviews at PCI, and
- III Resolution of outstanding issues and the issuance of preliminary validation report.



This preliminary validation report summarises the findings after phase I and II.

2.1 Review of Documents

The original Project Design Document (PDD) of February 2005 /1/ submitted by PCI and additional background documents /2/ related to the project design, baseline and monitoring plan were reviewed.

In order to ensure transparency, a validation protocol was customised for the project, according to the Validation and Verification Manual (VVM) /3/. The protocol shows, in a transparent manner, criteria (requirements), means of verification and the results from validating the identified criteria. The validation protocol serves the following purposes:

- It organises, details and clarifies the requirements a CDM project is expected to meet;
- It ensures a transparent validation process where the validator will document how a particular requirement has been validated and the result of the validation.

The validation protocol consists of three tables. The different columns in these tables are described in Figure 1.

2.2 Follow-up Interviews

On 08 February 2005, a lead validator performed interviews with key personnel of PCI to confirm selected information and to resolve issues identified in the document review /4/. The main topics of the interviews are summarised in **Error! Reference source not found..**

Table 1 Interview topics

Interviewed organisation	Interview topics
Pacific Consultants International (PCI)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Project's environmental additionality as mandated in Article 12 of the Kyoto Protocol ➤ Technological, institutional, legal/policy, investment, market, environmental and/or other barriers to investment in the projects ➤ Project technology and provisions for technology and capacity transfer to the host country ➤ Estimation of emission reductions and potential leakage



Validation Protocol Table 1: Mandatory Requirements				
Requirement	Reference	Conclusion	Cross reference	
<i>The requirements the project must meet.</i>	<i>Gives reference to the legislation or agreement where the requirement is found.</i>	<i>This is either acceptable based on evidence provided (OK), or a Corrective Action Request (CAR) of risk or non-compliance with stated requirements. The corrective action requests are numbered and presented to the client in the Validation report.</i>	<i>Used to refer to the relevant checklist questions in Table 2 to show how the specific requirement is validated. This is to ensure a transparent Validation process.</i>	

Validation Protocol Table 2: Requirement checklist				
Checklist Question	Reference	Means of verification (MoV)	Comment	Draft and/or Final Conclusion
<i>The various requirements in Table 1 are linked to checklist questions the project should meet. The checklist is organised in seven different sections. Each section is then further sub-divided. The lowest level constitutes a checklist question.</i>	<i>Gives reference to documents where the answer to the checklist question or item is found.</i>	<i>Explains how conformance with the checklist question is investigated. Examples of means of verification are document review (DR) or interview (I). N/A means not applicable.</i>	<i>The section is used to elaborate and discuss the checklist question and/or the conformance to the question. It is further used to explain the conclusions reached.</i>	<i>This is either acceptable based on evidence provided (OK), or a Corrective Action Request (CAR) due to non-compliance with the checklist question (See below). Clarification (CL) is used when the validation team has identified a need for further clarification.</i>

Validation Protocol Table 3: Resolution of Corrective Action and Clarification Requests			
Draft report clarifications and corrective action requests	Ref. to checklist question in table 2	Summary of project owner response	Validation conclusion
<i>If the conclusions from the draft Validation are either a Corrective Action Request or a Clarification Request, these should be listed in this section.</i>	<i>Reference to the checklist question number in Table 2 where the Corrective Action Request or Clarification Request is explained.</i>	<i>The responses given by the Client or other project participants during the communications with the validation team should be summarised in this section.</i>	<i>This section should summarise the validation team's responses and final conclusions. The conclusions should also be included in Table 2, under "Final Conclusion".</i>

Figure 1 Validation protocol tables



2.3 Corrective Action Requests and Resolution of outstanding issues

Corrective Action Requests (CAR) are issued, where:

- i) mistakes have been made with a direct influence on project results;
- ii) validation protocol requirements have not been met; or
- iii) there is a risk that the project would not be accepted as a CDM project or that emission reductions could not be certified

The validation team also used the term *Clarification* (CL), where:

- iv) additional information was needed to fully clarify an issue

The objective of this phase of the validation was to resolve the requests for corrective actions (CAR) and requests for clarification (CL), which needed to be resolved for DNV Certification's positive conclusion on the project design. The corrective action requests and request for clarification raised by DNV Certification will be resolved during communications between the client, PCI and DNV. To guarantee the transparency of the validation process, the concerns raised and responses given are summarised in chapter 3 below and documented in more detail in Table 3 of the Validation Protocol in Appendix A.



3 PRELIMINARY VALIDATION FINDINGS

The results of the validation are stated in the following sections. The validation criteria (requirements), the means of verification and the results from validating the identified criteria are documented in more detail in the validation protocol in Appendix A.

The findings are structured to reflect the main parts of the validation scope:

- Participation requirements
- Project design
- Baseline determination
- Calculation of GHG emissions

3.1 Participation requirement

The Government of Indonesia ratified the Kyoto Protocol in 04 December 2004. However, the National Authority of Indonesia for CDM has not yet been designated by UNFCCC. The Government of Japan ratified the Kyoto Protocol in June 2002, and The Liaison Committee for the Utilization of the Kyoto Mechanisms was designated as the National Authority for CDM by UNFCCC.

The project pre-validation is based on a Feasibility Study and is not presented the application of approvals as a CDM project to the both countries and a statement stipulating the modalities of communication with the Executive Board in terms of CERs issuance and allocation instructions. The formal approvals by the both countries and a statement stipulating the modalities of communication with the Executive Board in terms of CERs issuance and allocation instructions are required prior to final conclusion.

Corrective Action Request (CAR 1 and 2 in Table 1 of Appendix A):

- *Formal approval from the Indonesian Government and the Japanese Government are pending*
- *The project shall have a statement stipulating the modalities of communication with the Executive Board in terms of CERs issuance and allocation instructions.*



3.2 Project Design

The project design is sound and the geographical and temporal boundaries of the project are clearly defined. A renewable crediting time of 7 years is selected starting in 2007 and the total length of crediting is 14 years.

The project proposed the thermal converter, which incinerates MSW at 1700 °C and can reduce emission of air pollutants, and the steam boiler and turbine generator, which generate the electric power and supply to the public grid. This is developed in the UK and represents a state-of-the-art technology in Indonesia, and the project design represents good practise. The proposed project would avoid the emission of methane (CH₄), which would occur through decay of MSW open-dumped, and the emission of carbon dioxide (CO₂), which would occur through electricity generation by displacement of fossil fuel power plants in the public grid.

The project will contribute to sustainable development by providing job opportunities, and by reduction of current environmental and health impacts at the surrounding area of the final MSW disposal sites, and by technology transfer about the operation and maintenance of the plant to Indonesia. The environmental impact is out of scope of the preliminary validation. Adverse environmental effects should be reviewed prior to final conclusion and project registration.

By an interview with the State ministry of Environment of Indonesia by PCI in January 2005, it is stated that there is currently no national regulation and national guideline for the municipal solid waste incineration and landfills. Therefore, an environmental impact assessment in line with the standard for the power generation plan will have to be implemented for the project /4/. Relevant Indonesian regulations should also be assessed through interviews with key personnel in Indonesia. This is out of scope of this preliminary validation.

The financial plans for the project will not involve public funding from Annex I countries. However, as the project is at the stage of a Feasibility Study, information will be validated more in detail after the financial plan is completed.

3.3 Baseline Determination

In the absence of suitable baseline methodologies approved by the CDM Executive Board, a new baseline methodology is proposed for this project; “Baseline methodology for grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be landfilled”. The baseline methodology was selected in line with the approach given in paragraph 48 (a) of the Marrakech Accords, i.e. the baseline emissions are the emissions from a technology that represents existing actual or



historical emissions. The methodology has not yet been approved as a new methodology, hence the applied baseline methodology needs to be reviewed and subsequently approved by the CDM Executive Board.

The applicability condition for the methodology is “grid-connected electricity generation by incineration of MSW to be land-filled under the following conditions: the landfill gases from municipal solid waste would be emitted in an uncontrolled manner”. Considering the proposed system and the current municipal solid waste disposal measures in Indonesia, the proposed project is fully applicable. Following a presented decision tree and analyses of seven cases, open-dumping without LFG recovery (current scenario) was selected as the likely baseline scenario. Also, PCI concludes that the project case is not viable due to the following reasons:

1) Investment barrier

According to PT. IMW, the project developer, an internal rate of return (IRR) higher than 16% is necessary to invest for the project. In the absence of the CDM, which means no additional revenue besides electricity sales to PT. PLN, IRR shows 13.4%. Additional revenue from sales of the certified emission reduction (CER) by the CDM, would increase IRR up to 16.4%.

2) Technological barrier

The Project plant applies a thermal converter that represents state-of-art technology imported from Waste Energy Systems Ltd. in the UK. It is first time this technology is introduced in Indonesia.

3) Barrier due to prevailing practice

There is no similar case to the project and open-dumping is the prevailing practice in Indonesia.

Before the conclusion whether the project is environmentally additional to what would have occurred in the absence of the project, the project investment analysis should be reviewed after the completion of Power Purchase Agreement with PT PLN. Furthermore, these barriers should be reviewed through the interviews with PT IMW and other key personnel in Indonesia. This is out of scope of this preliminary validation.

The methodology for accounting baseline CO₂ emissions from the landfill site and replacing Indonesian grid electricity is appropriate and the LFG emissions are estimated by using FOD model of IPCC. The baseline methodology also specifies the usage of operation margin and build margin for the estimation of carbon emission factor.

***Corrective Action Request (CAR 3 in Table 2 of Appendix A):***

- *The baseline methodology should be previously approved by the CDM Executive Board.*

Clarification (C1 in Table 2 of Appendix A):

- *After the completion of Power Purchase Agreement with PT PLN, investment analysis should be reviewed by DNV Certification.*

3.4 Monitoring Plan

The validation of the monitoring plan was outside of the scope of this preliminary validation.

3.5 Calculation of GHG Emissions

The project boundary and the emission source inside and outside of the boundary are clearly defined in the PDD. The methodology and formulae for estimating the project and baseline GHG emissions are sufficiently described in the PDD, and aspects related to direct and indirect emissions are considered in the PDD.

CO₂ emissions resulting from incineration of organic waste can be considered as carbon neutral and CO₂ emissions from plastics is accounted for as GHG emissions by the project activity. The emissions from burning plastics were estimated by the assumption of fraction of carbon content in the plastics (CCFP) and the combustion efficiency of the incinerator (EFC). From the IPCC Good Practice Guidance (2000), CCFP and EFC for MSW are from 75 to 85% and from 95 to 99% respectively, and 85% is applied for CCFP and 99% is selected for EFC. However, DNV Certification will review the combustion efficiency and the potential CH₄ and N₂O emissions from the converter after the contract with the manufacturer of the “Thermal Converter” is established and more detailed information on the technology is available.

The potential leakages might be transportation of MSW by local government trucks. Because the details of the location of a secondary MSW disposal sites is not yet decided, DNV Certification will review leakage effects from transportation after the locations are decided.

The baseline emissions are related to the avoidance of disposing municipal solid waste and the emissions are estimated by a combination of monitored and IPCC data. The baseline emission from avoided MSW disposal is estimated by FOD model. The total amount of MSW to be incinerated in the plant and the fraction of DOC that actually degrades are monitored, and IPCC factors are applied to other data.



The calculations made for estimating baseline CO₂ emissions from replacing Indonesian grid electricity are appropriate, and are documented in a complete and transparent manner. The electricity supplied to the grid is monitored and the CEF applies the generation-weighted average emissions per electricity unit (t-CO₂/MWh) of all generating sources serving the grid without low-cost operating and must-run power plants.

Clarification (CL2-4 in Table 2 of Appendix A):

- *DNV Certification will review the combustion efficiency after the contract with the manufacturer of the “Thermal Converter” UK is established and more detailed information on the technology is available*
- *DNV Certification will review the combustion efficiency and the potential CH₄ and N₂O emissions from the converter after the contract with the manufacturer of the “Thermal Converter” is established and more detailed information on the technology is available.*
- *Detail of the location of secondary MSW disposal sites is not yet decided and DNV Certification will review leakage effects from transportation after this is decided.*

3.6 Environmental Impacts

The validation of the environmental impacts was outside of the scope of this preliminary validation.

3.7 Comments by Local Stakeholders

The validation of the local stakeholder consultation process to be carried out by the project proponents were outside of the scope of this preliminary validation.

3.8 Comments by Parties, Stakeholders and NGOs

Due to the limited scope of this preliminary validation, DNV Certification has not invited comments by Parties, stakeholders and UNFCCC accredited Non-Governmental Organisations (NGO).



4 CONCLUSION

Det Norske Veritas Certification (DNV Certification) has performed a pre-validation of the Municipal Solid Waste to Energy Project in Sidoarjo, in Indonesia. The pre-validation was performed on the basis of UNFCCC criteria, as well as criteria given to provide for consistent project operations, monitoring and reporting. UNFCCC criteria refer to the Kyoto Protocol criteria and the CDM rules and modalities as agreed in the Marrakech Accords and the subsequent decisions by the CDM Executive Board. Based upon PCI's request, the preliminary validation has been performed as a desk review of the project design, the baseline determination, the GHG emission reduction estimates presented in the project design document submitted by PCI. In addition, PCI has been visited and staff related to the project has been interviewed. The preliminary validation has NOT assessed Indonesian requirements for CDM projects including sustainable development criteria, the assumptions made for the baseline determination, monitoring plan, the analysis of the potential environmental impacts of the project and the stakeholder consultation process.

The baseline methodology was selected in line with an approach recognised by the Marrakech Accords. Nevertheless, the applied new baseline methodology will need to be reviewed and approved by the CDM Executive Board prior to the project registration. Technology barrier, financial barrier, and barrier due to prevailing practice are discussed to demonstrate the additionality of the project. The investment analysis should be reviewed after the completion of Power Purchase Agreement with PT PLN. Furthermore, these barriers should be reviewed through the interview with PT IMW and other key personnel in Indonesia before the conclusion whether the project is environmentally additional to what would have occurred in the absence of the project.

The methodology and formulae for estimating project and baseline GHG emissions are sufficiently described in the PDD. However, DNV Certification will review the combustion efficiency and the potential of CH₄ and N₂O emissions after the contract with the maker of "Thermal Converter" of UK and provision of more detailed information. Potential leakage caused by transportation of MSW by local government trucks should be considered. Because the location of secondary MSW disposal sites is not yet decided, DNV Certification will review these effects after the locations are decided.

The preliminary validation is based on the information made available to us and the engagement conditions detailed in this report. Det Norske Veritas Certification can not guarantee the



accuracy or correctness of this information. Hence, Det Norske Veritas Certification can not be held liable by any party for decisions made or not made based on the validation opinion. All information provided and identified as confidential by Pacific Consultants International will be kept confidential by Det Norske Veritas Certification.



REFERENCES

Category 1 Documents:

Documents provided by PCI that relate directly to the GHG components of the project. These have been used as direct sources of evidence for the validation conclusions.

- /1/ PCI: Project Design Document for Municipal Solid Waste to Energy Project in Sidoarjo, Indonesia, February, 2005

Category 2 Documents:

Background documents related to the design and/or methodologies employed in the design or other reference documents. Where applicable, Category 2 documents have been used to check project assumptions and confirm the validity of information given in the Category 1 document.

- /2/ Financial Calculation Sheet, PCI (Confidential)
- /3/ International Emission Trading Association (IETA) & the World Bank's Prototype Carbon Fund (PCF): *Validation and Verification Manual*. <http://www.vvmanual.info>

Organisation/Persons interviewed:

- /4/ Pacific Consultants International (PCI), February 08. 2005, at PCI, Tokyo, Japan
- Mr. Masahiko Fujimoto (Professional Engineer, Planning Department, PCI)
 - Mr. Kenji Asakawa (CDM Expert, Planning Department, PCI)
 - Mr. Tetsuya Yoshida (Energy & Environment Department, PCI)

- o0o -

添付資料 4

廃棄物調査結果

平成 16 年度
クリーン開発メカニズム及び共同実施事業調査

「インドネシア国都市固形廃棄物発電事業調査」現地調査結果

1 DOC_F

IPCC の Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories の Background Paper (以下、BGP) によると、Review 中ではあるが DOC_F は嫌気層における温度の一次式で以下のように表現される。

$$DOC_F = 0.014 \times T + 0.28$$

T: 外気温の影響を受けない嫌気層中の温度 ()

そのため、現地調査にてゴミ山の外気温の影響を受けない内側の温度を現地に於て 7 日間連続測定した。それによると、調査期間中の温度は外気温の変化に関わらず平均して 43 でほとんど一定を保っており、ゴミの嫌気分解過程における発熱の影響が確認された。

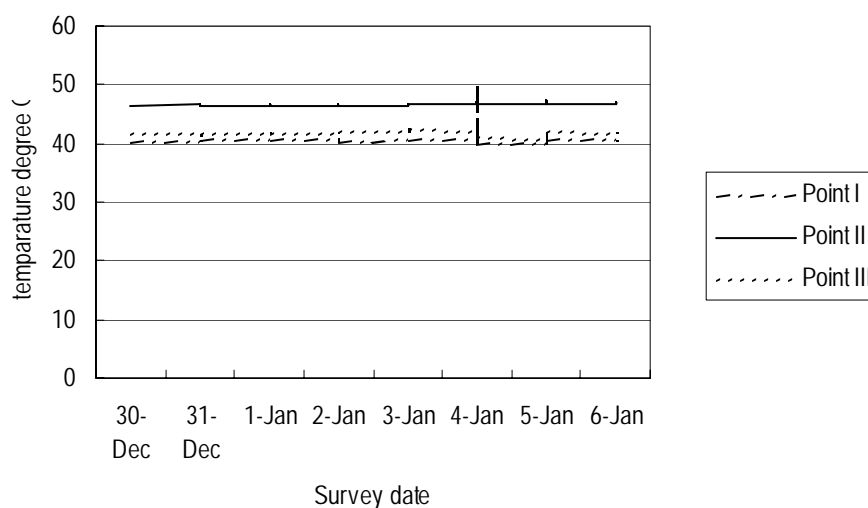


図 1 外気温の影響を受けない嫌気層中の温度 ()

2 DOC

DOC は IPCC のガイドラインにおいて以下のように計算されている。

$$\text{DOC} = 0.4 A + 0.17 B + 0.15 C + 0.30 D$$

A: ゴミのうち紙・布 類の重量割合

B: ゴミのうち庭・公 園からのゴミ及び食物以外の腐敗性のゴミの重量割合

C: ゴミのうち食物ゴミの重量割合

D: ゴミのうち木・草 の重量割合

そこで、これらの数値を設定するために、本調査では GPG で推奨されているとおり現地調査を行った。現地調査は本プロジェクトで収集対象としている地区にあるゴミの一時集積所のうち 8 ヶ所から合計 22 のサンプル（合計 113kg）を収集した。なお、分析に際しては、検体をプラントで焼却されるゴミと同様な性状に近づけるため、リサイクル可能な物質は可能な限り除去し、計量の前に検体を熱し乾燥状態にした。

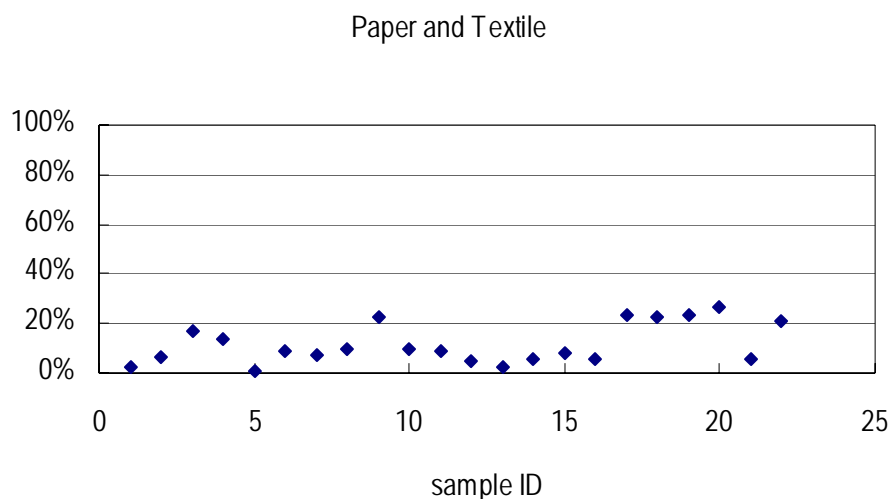


図 2 ゴミ質調査結果（重量比）
（紙・布）

Garden and Park

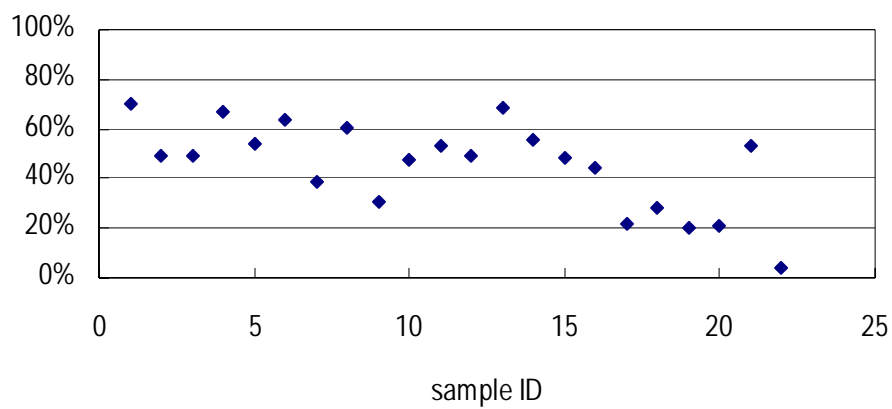


図3 ゴミ質調査結果（重量比）
（庭・植 物）

Food waste

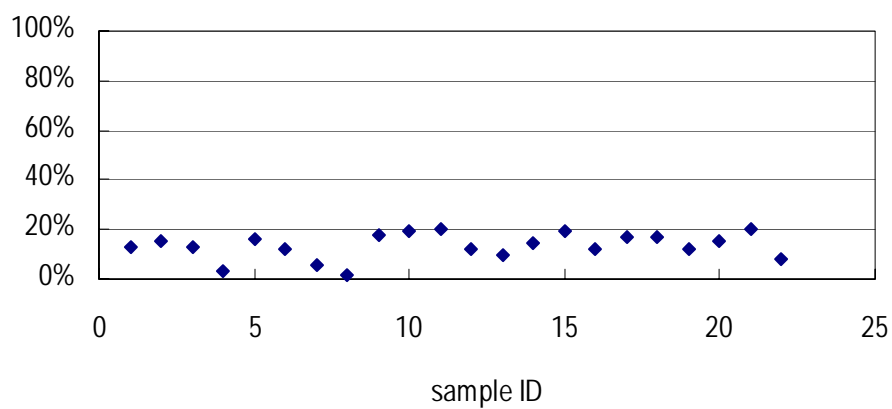


図4 ゴミ質調査結果（重量比）
（食料）

Wood and Straw waste excluding lignin C

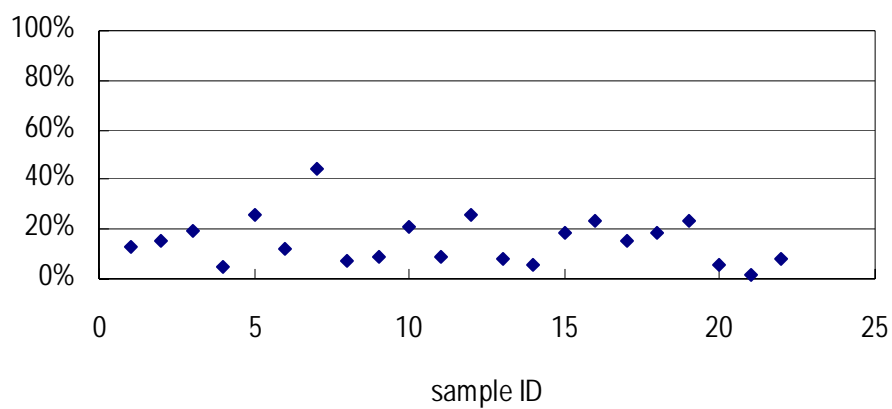


図5 ゴミ質調査結果（重量比）
（庭土／食料／リグニン以外の木質）

Plastic

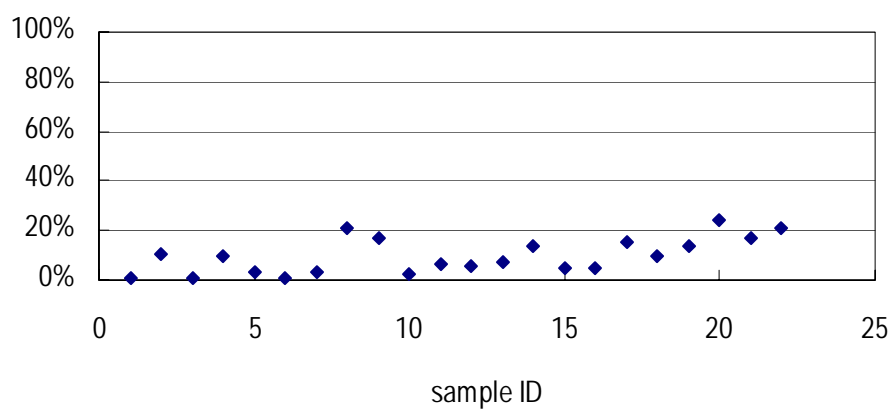


図6 ゴミ質調査結果（重量比）
（プラスチック）

表 1 ゴミ質調査結果

Type of MSW	%wt.
A: Paper and Textile	11.7%
B: Garden and Park	45.4%
C: Food waste	13.4%
D: Wood and Straw waste excluding lignin C	15.3%

従って、DOC は以下のように計算される。

$$\begin{aligned}
 \text{DOC} &= 0.4 \times 11.7\% \text{ w.} + 0.17 \times 45.4\% \text{ w.} + 0.15 \times 13.4\% \text{ w.} + 0.30 \times 15.3\% \text{ w.} \\
 &= 0.19\% \text{ w.}
 \end{aligned}$$

添付資料 5

出張報告書

平成 16 年度
クリーン開発メカニズム及び共同実施事業調査

「インドネシア国都市固形廃棄物発電事業調査」出張報告書

1 相手国との協議状況

1.1 現地調査の実施状況

現地調査の実施状況

現地調査	期 間	主な協議相手
第 1 回	平成 16 年 6 月 20 日～30 日	・ PT. IMW ・ シドアルジョ県廃棄物管理局 ・ シドアルジョ県環境管理局
第 2 回	平成 16 年 7 月 28 日～8 月 10 日	・ 環境省気候変動局（藤塚 JICA 専門家） ・ YBUL
第 3 回	平成 16 年 10 月 12 日～22 日	・ YBUL
第 4 回	平成 17 年 1 月 15 日～29 日	・ シドアルジョ県廃棄物管理局 ・ シドアルジョ県環境管理局 ・ 環境省気候変動局 ・ 環境省廃棄物管理局

2 協議の主な内容

2.1 第 1 回現地調査における協議事項等

2.1.1 シドアルジョ県の廃棄物回収・処理システムについて（廃棄物管理局）

- 各家庭から排出されるゴミは一時収集所（TDS）に集められており、それを最終埋立地（FDS）まで自治体のトラックが運搬している。
- FDS では現在ゴミの投棄が行われているだけで、発生するガスの処理は何もなされておらず、またそれに関する計画もない。
- ゴミの分別は TDS にゴミが一時集積されている段階でかなりのプラスチック等は回収されている。



写真1 シドアルジョ市環境管理局（Haryadi 局長）

2.1.2 本プロジェクトについて（PT.IMW）

- すでにシドアルジョ県政府とは、廃棄物の取得に関しては契約が完了している。
（廃棄物の量は1日360トン：乾燥ベース）
- 焼却炉の運営の開始は現在より11ヵ月後の2005年6月～7月を想定している
（焼却炉建設の開始は政府の承認取得後で、2004年7月の予定）
- メタンを利用して発電し、発電電力はPT PLNへ売却の予定
（現段階ではPLNとのMOUを準備中で、承認後MOAに署名の予定）

2.1.3 廃棄物回収・処理システムについて（PT.IMW）

- プロジェクトケースにおいて、各家庭からTDSまでは従来どおり、各自がゴミを持参するとし、自治体はTDSからプロジェクトが新たに設ける2nd TDSまでの輸送を行う。
- 2nd TDSからプロジェクトサイトまでの運搬はプロジェクトが購入するコンパクターにて行う。
- 収集されたゴミはプロジェクトサイトにて分別が行われる。分別はプロジェクトがスカベンジャーを雇用する予定である。

2.1.4 焼却炉について (PT.IMW)

- Waste Energy System 社 (英国) 製
- 1,700 で焼却し、残さの量は廃棄物全体の 3% 程度。
(残渣の EIA は後に IMW が実施する予定であり、その結果を環境管理局が審査、承認する)
- ダイオキシンを含む汚染物質に関する詳細データは Waste Energy System 社より取得すること
- AMDAL プロセスは 2004 年 7 月に開始予定で、3 ヶ月後の 10 月には完了する予定



写真 2 PT.IMW (Samudi 代表)

2.1.5 プロジェクトサイト視察

- 位置：Sidoarjo 清掃局より車で 30 分
- 敷地面積：およそ 1ha
- 周辺環境：サイトを取り囲むように住居、露店等が存在。また、サイトへと続く道は未整備で非常に細く、住宅地を通るが、サイトの西側を南北に走る幹線は整備がされており、住宅地からも距離が保たれている。



写真3 プロジェクトサイト現況

2.1.6 FDS 視察

- 位置：Sidoarjo 清掃局より車で 40 分
- 敷地面積：およそ 1ha
- 周辺環境：農地、河川が隣接し、住宅地と距離は最も近いものでも数百メートル
- 処分場の現状：temporary disposal sites からトラックで持ち込まれた廃棄物が山積みになっており、高さは高いところでおおよそ 5 メートル。廃棄物を覆うカバーは無く、下にも敷かれている様子は無い。
- 煙、悪臭、虫が発生しており、風向・風速によっては農地・住宅街への影響も出る。雨天時に特に苦情が多いとのこと。
- 清掃人（scavenger）が処分場内に小屋を作り、住み込んでいる。数は少なくとも十数戸。



写真 4 FDS 現況

2.1.7 TDS 視察

- 各家庭などから分別されていない廃棄物が運び込まれるサイトであり、大きさは 15 メートル四方程度。
- 廃棄物は手押し車やカートに載せて運び込まれる。収集は毎日行われ、収集時刻も決まっていない。
- 生ゴミやガラスなど全ての種類の廃棄物が一括して運び込まれ、それを手作業で分別し、最終処分場へ運送するものは専用のコンテナへ入れられる。



写真 5 TDS 現況

2.2 第2回現地調査における協議事項等

2.2.1 廃棄物行政及びメンテナンス技術等（藤塚 JICA 専門家）

- 日本及びインドネシア側の環境省の方針として、一般廃棄物は焼却せずに 3R（Reuse, Reduce, Recycle）をすることが第一であるため、本プロジェクトは 3R を前提としたプロジェクトとして欲しい。
- ゴミの発熱量が発電量に大きく影響するため、数値の設定については充分気をつけて欲しい。
- インドネシアでは焼却炉を運営したこともあるが、メンテナンスが不十分だったため、プラントが稼働停止したこともあるため、本プロジェクトはそのようなことがないように十分に注意して欲しい。

2.2.2 PDD 作成のための情報収集（YBUL）

- 本プラントが位置するシダルジョ市はインドネシア最大の JAMALI グリッドに位置しており、グリッドの排出係数を算出するためにはグリッドに接続する発電所の種類や発電量、化石燃料系の発電所については燃料消費量を収集することが必要であるため、PT.PLN の統計を基にデータをまとめることとし、統計に含まれていない IPP のデータについては、ヒアリング等を行う旨指示した。
- ゴミ埋立地から発生するメタン算定モデルが必要とするパラメータについては、一部現地調査が必要となるため、調査計画を作成し、調査を実行する旨指示した。

2.3 第3回現地調査における協議事項等

2.3.1 PDD 作成のための情報収集（YBUL）

- グリッドに接続する PLN の発電所の種類及び発電量や化石燃料系発電所の燃料消費量は PLN の統計書から把握した。
- 石炭発電所が Low-cost/must-run 発電所に含まれるかどうかについては、石炭発電所が電力需要に応じて発電量を変化させているかどうか重要であるため、すべての発電所の発電量の時間変化を収集するよう指示した。
- IPP についてはその数が限られているため、個別にヒアリングを行うよう指示した。
- メタン発生モデルに必要なパラメータについては、現地調査によって数値を決定する必要がある、DOC、DOC_F について調査を行うよう指示した。
- 現地調査では得られないパラメータとして k 等があるため、これについてはインドネシアで既存の調査・研究がないかどうか調査させた。

2.4 第4回現地調査における協議事項等

2.4.1 ベースラインシナリオ及びEIAについて（廃棄物管理局・環境管理局）

- PDDに記載されているベースラインの内容については合意を得た。
- 環境影響評価については、本プロジェクトはシドアルジョ県条例におけるAMDALが必要なプロジェクトの要件には該当しないものの、インドネシア国の法律における要件に該当するため、シドアルジョ県環境影響評価担当局の管轄のもとAMDALが実行される必要があると確認された。



写真6 シドアルジョ県廃棄物管理局及び環境管理局

2.4.2 暫定DNAとの協議

- 気候変動局（スダリオノ副大臣等）からは内容の確認以外のコメントはなかった。
- アントン副課長（環境省廃棄物管理担当）からはプラントのメンテナンスを充分に行って継続的に運営することを要望された。
- 環境影響評価担当からはAMDALの正式な手続きに従えば特段問題ないと、本プロジェクトの意義に対して理解が得られた。



写真7 環境省気候変動局との協議風景

添付資料 6

CDM 国家委員会の提案書フォーム

（インドネシア語）

**FORMULIR APLIKASI
PERSETUJUAN NASIONAL
UNTUK PROYEK MEKANISME PEMBANGUNAN BERSIH**

Nama Pengusul Proyek		Daftar dokumen yang dilampirkan	
Alamat		(Harap diberi tanda silang)	Kode dokumen
		<input type="checkbox"/> Project Design Document (PDD)	
		<input type="checkbox"/> Laporan AMDAL	
Personal kontak		<input type="checkbox"/> Catatan pertemuan konsultasi publik	
Telepon/Faksimili		<input type="checkbox"/>	
E-mail		<input type="checkbox"/>	
Nama proyek yang diusulkan		<input type="checkbox"/>	
		<input type="checkbox"/>	
Sektor dimana proyek berada		<input type="checkbox"/>	

Panduan Umum

1. Formulir aplikasi harap diisi selengkap-lengkapannya dalam Bahasa Indonesia. Lampirkan PDD (*Project Design Document*), dokumen AMDAL (jika ada), laporan pertemuan konsultasi publik dan dokumen-dokumen pendukung lainnya, bila perlu.
2. Pengusul Proyek harus memberikan penjelasan dan justifikasi bahwa proyek yang diusulkannya memenuhi **semua** indikator. Bila memungkinkan, lakukan perbandingan antara keadaan tanpa dan dengan adanya proyek. Untuk menunjang justifikasi, gunakan penjelasan kualitatif maupun data kuantitatif.
3. Dalam menjelaskan, dapat mengacu pada dokumen-dokumen yang dilampirkan (lengkap dengan halamannya) maupun peraturan-peraturan yang berlaku sesuai dengan indikator yang dimaksud.
4. Semua dokumen aplikasi diserahkan kepada Sekretariat Komisi Nasional MPB.

L Keberlanjutan Lingkungan <i>Lingkup evaluasi adalah batas ekologis yang terkena dampak langsung dari kegiatan proyek.</i>			
L.1 Kriteria: Keberlanjutan lingkungan dengan menerapkan konservasi atau diversifikasi pemanfaatan sumber daya alam			
L.1.1 Indikator: Terjaganya keberlanjutan fungsi-fungsi ekologis lokal <i>Catatan: Fungsi-fungsi ekologis lokal yang dimaksud diantaranya meliputi: iklim, kondisi kestabilan tanah dan hidrologis.</i>			
Jelaskan kemungkinan dampak akibat kegiatan proyek terhadap fungsi-fungsi ekologis lokal. Bila terdapat dampak negatif, sebutkan langkah-langkah yang akan diambil untuk mengatasi dampak tersebut.			
Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:
L.1.2 Indikator: Tidak melebihi ambang batas baku mutu lingkungan yang berlaku, nasional dan lokal (tidak menimbulkan pencemaran udara, air, tanah)			
Jelaskan kemungkinan terjadinya pencemaran lokal akibat kegiatan proyek. Bila terdapat dampak negatif, sebutkan langkah-langkah yang akan diambil untuk mengatasi dampak tersebut.			
Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:

L.1.3 Indikator: Terjaganya keanekaragaman hayati (genetik, spesies, dan ekosistem) dan tidak terjadi pencemaran genetika

Catatan: Usulan kegiatan tidak berada di kawasan taman nasional atau hutan lindung.

Jelaskan kemungkinan terjadinya gangguan terhadap keanekaragaman hayati di daerah sekitar akibat kegiatan proyek. Bila terdapat dampak negatif, sebutkan langkah-langkah yang akan diambil untuk mengatasi dampak tersebut.

Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:

L.1.4 Indikator: Dipatuhinya peraturan tata guna lahan atau tata ruang

Jelaskan peruntukan wilayah dari lokasi dimana proyek CDM itu berada.

Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:

L.2 Kriteria: Keselamatan dan kesehatan masyarakat lokal
--

L.2.1 Indikator: Tidak menyebabkan timbulnya gangguan kesehatan

Jelaskan kemungkinan adanya gangguan kesehatan, baik terhadap pekerja atau masyarakat yang tinggal di sekitar lokasi, akibat kegiatan proyek. Bila terdapat dampak negatif, sebutkan langkah-langkah yang akan diambil untuk mengatasi dampak tersebut.

Penjelasan:

Dokumen acuan:

Hal.:

Peraturan terkait:

L.2.2 **Indikator:** Dipatuhinya peraturan keselamatan kerja

Jelaskan usaha-usaha yang dilakukan untuk mematuhi peraturan keselamatan kerja.

Penjelasan:

Dokumen acuan:

Hal.:

Peraturan terkait:

L.2.3 Indikator: Adanya prosedur yang terdokumentasi yang menjelaskan usaha-usaha yang memadai untuk mencegah kecelakaan dan mengatasi bila terjadi kecelakaan

Jelaskan adanya dokumentasi yang berkaitan dengan prosedur untuk mencegah kecelakaan dan mengatasi bila terjadi kecelakaan dan berikan penjelasan singkat mengenai isi dari dokumen-dokumen tersebut.

Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:

E Keberlanjutan Ekonomi

Lingkup evaluasi adalah batas administratif kabupaten. Apabila dampak yang terjadi cross boundary, maka lingkup evaluasi meliputi semua kabupaten yang terkena dampak

E.1 Kriteria: Kesejahteraan masyarakat lokal

E.1.1 Indikator: Tidak menurunkan pendapatan masyarakat lokal

Jelaskan kemungkinan adanya penurunan pendapatan masyarakat lokal akibat kegiatan proyek.

Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:

E.1.2 Indikator: Adanya upaya-upaya untuk mengatasi kemungkinan dampak penurunan pendapatan bagi sekelompok masyarakat

Bila terjadi penurunan pendapatan bagi sekelompok masyarakat lokal akibat kegiatan proyek, sebutkan upaya-upaya yang akan dilakukan untuk mengatasinya.

Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:

E.1.3 Indikator: Adanya kesepakatan dari pihak-pihak yang terkait untuk menyelesaikan masalah-masalah PHK sesuai dengan peraturan perundangan yang berlaku

Bila terjadi PHK akibat kegiatan proyek, jelaskan upaya-upaya yang akan dilakukan untuk mendapatkan kesepakatan dari pihak-pihak terkait untuk mengatasi masalah-masalah yang mungkin timbul.

Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:

E.1.4 Indikator: Tidak menurunkan kualitas pelayanan umum untuk masyarakat lokal

Catatan: Pelayanan umum yang dimaksud antara lain: pengadaan sarana air bersih, kesehatan pendidikan, energi (listrik dan bahan bakar).

Jelaskan kemungkinan adanya penurunan kualitas pelayanan umum untuk masyarakat lokal. Bila ada, sebutkan langkah-langkah yang akan diambil untuk mengatasinya.

Penjelasan:

Dokumen acuan:

Hal.:

Peraturan terkait:

S Keberlanjutan Sosial

Lingkup evaluasi adalah batas administratif kabupaten. Apabila dampak yang terjadi cross boundary, maka lingkup evaluasi meliputi semua kabupaten yang terkena dampak

S.1 Kriteria: Partisipasi masyarakat

S.1.1 Indikator: Adanya proses konsultasi ke masyarakat lokal

Catatan: Masyarakat lokal yang dimaksud adalah masyarakat lokal yang terkena dampak langsung proyek, LSM lokal yang terkait (bila ada), dan pemerintah daerah. Dalam proses konsultasi, dijelaskan mengenai deskripsi usulan kegiatan termasuk dampak lingkungan, ekonomi, sosialnya terhadap masyarakat lokal.

Jelaskan proses konsultasi yang sudah dilakukan ke masyarakat lokal (termasuk jumlah konsultasi, lokasi konsultasi, pemangku kepentingan yang hadir, materi yang disampaikan dan komentar dari masyarakat).

Penjelasan:

Dokumen acuan:

Hal.:

Peraturan terkait:

S.1.2 Indikator: Adanya tanggapan dan tindak lanjut terhadap komentar, keluhan masyarakat lokal

Jelaskan tanggapan dan tindak lanjut terhadap komentar masyarakat lokal yang sudah dan akan dilakukan.

Penjelasan:

Dokumen acuan:

Hal.:

Peraturan terkait:

S.2 Kriteria: Proyek tidak merusak integritas sosial masyarakat**S.2.1 Indikator: Tidak menyebabkan konflik di tengah masyarakat lokal**

Jelaskan kemungkinan adanya dampak sosial dari kegiatan proyek yang berpotensi menimbulkan konflik di tengah masyarakat lokal. Bila terdapat dampak negatif, sebutkan langkah-langkah yang akan diambil untuk mengatasi dampak tersebut.

Penjelasan:

Dokumen acuan:

Hal.:

Peraturan terkait:

T Keberlanjutan Teknologi Lingkup evaluasi adalah batas nasional.			
T.1 <u>Kriteria</u>: Terjadi Alih Teknologi			
T.1.1 <u>Indikator</u>: Tidak menimbulkan ketergantungan pada pihak asing dalam hal pengetahuan dan pengoperasian alat (<i>know-how</i>)			
Jelaskan kemungkinan adanya ketergantungan kegiatan proyek pada pihak asing, terutama dalam hal pengetahuan dan pengoperasian alat. Bila ada, sebutkan langkah-langkah yang akan diambil untuk mengatasinya.			
Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:
T.1.2 <u>Indikator</u>: Tidak menggunakan teknologi yang masih bersifat percobaan dan teknologi usang			
Jelaskan bahwa teknologi yang digunakan dalam kegiatan proyek tidak masih bersifat percobaan dan usang.			
Penjelasan:	Dokumen acuan:	Hal.:	Peraturan terkait:

T.1.3 Indikator: Mengupayakan peningkatan kemampuan dan pemanfaatan teknologi lokal

Jelaskan usaha-usaha yang akan dilakuka untuk meningkatkan kemampuan dan pemanfaat teknologi lokal.

Penjelasan:

Dokumen acuan:

Hal.:

Peraturan terkait:

添付資料 7

CDM/JI プロジェクト支援委員会のコメントへの見解

本報告書素案に対して、2005 年 3 月に開催された CDM/JI プロジェクト支援委員会から以下のコメントが出された。プロジェクト実施者の F/S 調査段階での見解は、以下のとおりである。

表 CDM/JI プロジェクト支援委員会からのコメントへの見解

番号	CDM/JI 支援委員会からのコメント	見解
1	<p>スラバヤ市に建設された一般廃棄物焼却工場（日量200トン、スウェーデン支援）では、投入される廃棄物の熱量不足で燃料を追加しないと焼却できず、操業 停止となったと聞いたことがある。</p> <p>シドアルジョ市（固形廃棄物組成や熱量データは示されていないが。）でプラスチックやペットボトル等を回収した残余の固形廃棄物で想定温度1700度の高温を達成できるのかどうか、分別された可燃性固形廃棄物が自燃して想定温度に達するかどうかなど、インドネシアで持続的に行っている技術であることの確認をいただきたい。</p>	<p>現地地方政府の清掃関係者によると、スラバヤ市の一般廃棄物焼却工場は、1994年当初は、非常によい状態で稼働を開始したが、5年後頃から、地方政府の予算の不足のため、十分なメンテナンスができなくなり、さらに、高い焼却施設の運営コストが経営を圧迫し、1999年には稼働が停止されたとのことである。このことから、スラバヤ市の一般廃棄物焼却工場の停止の主要な原因は、廃棄物の熱量不足等技術的な要因ではなく、経済的な要因であるようである。</p> <p>本プロジェクトの役割分担については、インドネシア側実施企業が資金調達、施設建設、運用を担い、サーマルコンバーター及び発電施設の詳細設計、建設、性能保障、稼働時のメンテナンス支援は、英国のプラントメーカーであるWaste Energy Systems社が実施する予定である。現段階では、シドアルジョ市の廃棄物組成や熱量に基づき、サーマルコンバーター及び発電施設の概略設計を、Waste Energy Systems社に依頼して行っており、その結果、電力の出力は18MWで、仕様に沿って十分に稼働を維持できるという結論を得ている。</p> <p>しかしながら、プレバリデーションでもOEから同様の指摘を受けており、本指摘は非常に重要であると認識している。</p> <p>そのため、2005年夏頃、Waste Energy Systems社に委託し、サーマルコンバーター及び発電施設の詳細設計を実施する。</p>

番号	CDM/JI 支援委員会からのコメント	見解
		<p>その際、必要に応じて、シドアルジョ市の廃棄物の組成、熱量を再測定し、プラスチックが分別・除去されても、燃焼を十分に維持でき当初の発電出力18MWを確保できるかの確認を行う。さらに、ダイオキシンの排出防止対策の詳細についても、確認する。詳細設計で決定された施設仕様には、プラントメーカーの性能保障を取り付ける。</p> <p>その結果に基づき、必要な場合は、現PDDを修正し、その後のフルバリデーション、両政府承認の取得を実施する予定である。</p>
2	<p>メタン発電に比べて焼却発電では、電力量は大きくなるのは当然であろうが、しかし、電力代替効果があまりにも大きい結果となっているので、再計算にて確認をいただきたい。</p>	同上
3	<p>事業化に向けて、IRRをあえてクレジット期間の10年で計算していることが気になる。IRRは期限が短いと普通低い値になる。普通はクレジット期間ではなくてプロジェクト期間の21年で計算することになっている。そうするとIRRは16%を越え、ベースライン以上になってしまう。しかしながら、10年で計算しなくてもインドネシアでは投資の障壁を説明できると思う。</p>	<p>本プロジェクトの資金調達、施設の運用を担うインドネシア側実施企業は地方政府ではなく、利益を目標とする民間会社である。インドネシア側実施企業の見解では、施設の運用期間を20年としているため、少なくともその半分の期間の10年で、実施企業が設定している採算性の目標（IRR16%）をクリアすることが必要である。</p> <p>CDM理事会の追加性証明ツールのStep. 2 Investment Analysisの4.において、Company internal benchmarkを用いることができるとしており、実施企業の設定目標（10年の期間、IRR16%）を用いることは妥当であると考える。</p>
4	<p>投資バリアについて、説得力を持たせるためには、IRRは、21年間のプロジェクト期間で計算すべきであろう。10年での計算では、当然低くなり、追加性は疑わしい。</p>	同上