

平成 17 年度 C D M / J I 事業調査

インドネシア・ブカシ市廃棄物処分場
バイオガス回収有効利用調査

報 告 書

平成 1 8 年 3 月

鹿 島 建 設 株 式 会 社

報告書目次

はじめに	1-1
1.インドネシア共和国の基本情報	1-2
1.1 政治・経済・社会状況	1-2
1.2 エネルギー事情	1-2
1.2.1 エネルギー事情	1-2
1.2.2 電力事情	1-4
1.2.3 再生エネルギー事情	1-5
1.3 環境関連法規	1-7
1.3.1 本プロジェクトに係る主な環境関連法規	1-7
1.3.2 水質汚濁対策に係る規制	1-9
1.3.3 大気汚染対策に係る規制	1-9
1.3.4 騒音、悪臭に係る規制	1-9
1.4 廃棄物処理の現況	1-9
1.4.1 当該国における廃棄物処理システム	1-9
1.4.2 当該地域（ジャカルタ特別市）における廃棄物処理の状況	1-10
1.5 CDM プロジェクトへの取組状況	1-11
1.5.1 温室効果ガス排出量の現状	1-11
1.5.2 地球温暖化対策の経緯	1-13
1.5.3 CDMプロジェクトの審査体制	1-13
2 プロジェクト概要	2-1
2.1 プロジェクトの目的と背景	2-1
2.1.1 F/S 調査（事業実現可能性調査）の目的	2-1
2.1.2 プロジェクトの目的	2-1
2.1.3 F/S 調査の実施体制	2-2
2.2 プロジェクト実施サイト概要	2-3
2.2.1 プロジェクト実施候補地選定理由	2-3
2.2.2 対象処分場の現状	2-3
2.2.3 施設の運営状況	2-6

2.3	プロジェクト実施内容	2-7
2.3.1	LFG回収のための井戸及び配管システム	2-8
2.3.2	LFG処理システム（不純物除去）	2-8
2.3.3	LFG発電及び環境保全システム	2-8
2.3.4	他の処分場へのガス発電技術の導入	2-8
2.4	当該プロジェクトの領域説明	2-8
2.5	対象プロジェクトの意義・ニーズ	2-9
2.5.1	地球温暖化ガス削減	2-9
2.5.2	環境に配慮した最終処分場閉鎖	2-10
2.5.3	最終処分場閉鎖に対する経済性	2-10
2.5.4	再生可能エネルギーの有効利用と持続可能な開発	2-10
3	ベースライン方法論	3-1
3.1	方法論の概要	3-1
3.2	方法論の正当性と適用条件	3-1
3.3	ベースラインシナリオ	3-1
3.4	本プロジェクトでの具体的排出量の推定方法	3-6
3.5	プロジェクト境界の定義	3-8
3.6	プロジェクトの追加性	3-9
4	プロジェクトの効果	4-1
4.1	温室効果ガス排出削減効果調査の方針	4-1
4.1.1	現地調査	4-1
4.1.2	温暖化ガス排出量の削減	4-10
4.1.3	LFG ガス回収発電利用による CO ₂ 排出量削減	4-11
5	プロジェクト実施計画	5-1
5.1	LFG 回収・発電施設の全体計画	5-1
5.2	本プロジェクトにおける LFG 回収設備	5-1
5.3	本プロジェクトにおけるガス処理及び発電設備計画	5-1
5.4	プロジェクトの実施体制	5-7
5.5	資金計画	5-8
5.6	炭素クレジット取得	5-8
5.7	プロジェクト実施スケジュール	5-8
6	モニタリング計画	6-1

6.1	モニタリングの目的	6-1
6.2	本プロジェクトに適用するモニタリング手法	6-1
6.3	本プロジェクトの事業スキームの概要	6-2
6.4	G H G 排出削減量の算出方法	6-2
6.5	モニタリング項目とその品質管理・品質保証	6-3
7	環境影響分析	7-1
7.1	環境影響評価制度	7-1
7.1.1	環境影響評価の対象となる事業又は活動の種類及び規模	7-1
7.1.2	環境影響評価の所管官庁	7-1
7.2	環境影響評価の実施手続き	7-2
7.2.1	環境影響評価の実施機関	7-2
7.2.2	環境影響評価の実施手続き	7-2
7.3	環境影響評価の実施を必要としない事業における環境配慮	7-2
7.4	予想される環境影響と環境保全対策	7-3
7.4.1	予想される環境影響	7-3
7.4.2	工事計画	7-3
7.4.3	車両計画	7-4
7.4.4	公害防止計画	7-4
7.4.5	環境保全対策及び環境モニタリング	7-5
8	利害関係者コメント	8-1
8.1	ヒアリングの対象 (Stakeholders) について	8-1
8.2	意見の供述とまとめ	8-3
8.2.1	政府関係機関	8-3
8.2.2	民間企業	8-5
8.2.3	地域住民	8-6
8.3	結果のまとめ	8-6
9	プロジェクトの収益性	9-1
9.1	事業費用概算	9-1
9.2	ガス量の評価	9-1
9.3	プロジェクト収入	9-2

9.4 内部收益率 9-3

はじめに

本調査業務は昨年度からの継続業務であり、インドネシア国ジャカルタ市の南東約 40km に位置するブカシ市のバンタールゲバン廃棄物処分場を対象に、処分場から発生する温室効果ガス（バイオガス）の回収と有効利用（ガス発電設備により電力に変換し売電）を行う事業の FS 調査を実施するものである。

昨年度は現地の基本情報の収集整理、現地カウンターパートチームの編成、処分場サイトの調査測量、現地ボーリング調査による廃棄物成分分析、発生ガスの成分分析、発生ガス量の調査、事業性の評価などを行い、PDD のドラフト版の作成、デスクレビューまでを実施した。

今年度は昨年度に引き続き、ホスト国の DNA 組織の整備状況、処分場の運営状況、発生ガス量及び成分分析の継続調査など基本情報の収集を行った他、プロジェクトの事業化に向けた現地環境影響評価の調査内容の協議、事業実施体制の構築、現地利害関係者との調整、有効化審査に向けた PDD の見直しなどを実施した。

今年度の調査では、昨年度組織したカウンターパートチームのリーダー部署がインドネシア政府の組織再編成により、住宅インフラ省都市および地域開発局から公共事業省環境衛生局に変更になり、メンバーも替わったことから再編成を余儀なくされ、正式なカウンターパートチームのメンバー編成に 10 月までかかってしまった。このため、予定していたブカシ市との正式協議が遅れ、環境影響評価の UKL、UPL の作成が 4 月までかかる他、現地関係者との調整も 3 月末までかかる予定である。

また、昨年度実施したボーリング調査においてモニタリング井戸を設置したゾーン、で新たな廃棄物の埋立処分が行われ、設置済みの井戸がすべて埋められ使用できない状況となった。このため、急遽追加でモニタリング用の井戸を新たに 1 本設置し、廃棄物（ゴミ）成分分析、浸出水（内部滞留水）成分分析、ガス発生量の調査、ガス成分分析などを実施した。

現地における事業実施体制については、処分場の管理運営を委託されている PBB 社と意見交換を継続しているが、委託契約が 2006 年 9 月までであり、その後の運営方法が決定していないことから、正式に事業パートナーとしての協議は実施していない。ただし、事業参画については前向きであり有力なパートナー候補として今後も情報交換を進める予定である。

PDD の見直しでは認定方法論 ACM0001 Ver.2 に従い追加性の証明部分を見直すと共に、コンポスト化についても追加検討している。

本プロジェクトはインドネシアにおける廃棄物処分場を対象とした CDM 事業としては非常にポテンシャルが高く、インドネシア環境省担当者からも期待されているプロジェクトであり、早期の政府承認申請が望まれている。

第1章 インドネシア共和国の基本情報

1.1 政治・経済・社会状況

昨年度報告書を参照

1.2 エネルギー事情

1.2.1 エネルギー事情

(1) エネルギー政策の変遷

イ国は、国内開発の振興と低所得者層・僻地住民保護のため、石油製品価格を年間 30 億 US ドル以上もの補助金により国際市場価格以下の水準に抑えてきた。

しかし、第二次国家長期開発計画（1994～2018 年）においては、エネルギーソースの分散、エネルギー開発の強化、省エネルギー、エネルギー価格に対する補助金の削減、生態系の破壊や悪化の防止、を掲げエネルギー政策を変更している。

また、第二次国家長期開発計画を受けて、持続可能なエネルギー供給を確保し、国家の発展に貢献することを理念とした国家エネルギー政策（2003～2020 年）が策定され、以下の目標が掲げられている。

- ・エネルギー産業に対して市場メカニズムが働くようにすること。
- ・2020 年までに電化率 90%を達成すること。
- ・2020 年までに再生可能エネルギー（大規模水力を除く）のシェアを少なくとも 5%とすること。
- ・国内エネルギー供給と輸出による利益を最大化するようなエネルギー基盤を構築すること。
- ・国内エネルギー資源探査や輸出エネルギー資源調査における国内外の戦略的協力関係を強化すること。
- ・エネルギー産業における人材開発を行うこと。

(2) 一次エネルギー供給及び最終エネルギー消費の現状

イ国における一次エネルギー供給量の推移は表 1-1 に示すとおりである。1997 年のアジア通貨危機の影響を受けて、1997 年から 1999 年の供給量の増加は前年比 0.1%～1.2%と低い水準であったが、2000 年には前年比 6.0%に回復している。2000 年の一次エネルギー供給量は 975 BOE (石油換算バレル: Barrel Oil Equivalent)であり、そのうち、石炭が 80 BOE(8.2%)、石油が 373 BOE(38.2%)、ガスが 268 BOE(27.5%)、水力が 25 BOE(2.6%)、地熱が 9 BOE(0.9%)、バイオマスが 220 BOE(22.6%)となっている。

表 1-1 一次エネルギー供給量

単位：Million BOE (石油換算バレル:Barrel Oil Equivalent)

年次	石炭	石油	ガス	水力	地熱	バイオマス	合計	増加率 (%)
1990	30	291	134	22	2	193	673	-
1991	34	306	161	21	2	196	721	7.1
1992	29	314	172	27	2	199	744	3.1
1993	42	329	177	26	2	203	779	4.7
1994	32	329	199	26	3	205	793	1.8
1995	51	354	215	26	4	207	857	8.1
1996	66	368	223	27	5	209	898	4.8
1997	62	359	238	21	5	214	899	0.1
1998	67	366	224	27	7	217	909	1.1
1999	78	349	240	26	8	220	920	1.2
2000	80	373	268	25	9	220	975	6.0

(出典：Handbook of Indonesia's Energy Economy Statistic 2002)

イ国における最終エネルギー消費量の推移は表 1-2 に示すとおりである。アジア通貨危機の影響を受けて、1997 年のみ消費量が前年比 - 0.7%と減少しているが、それ以外では前年比 3.0%～5.9%の増加となっている。2000 年の最終エネルギー消費量は 641 BOE であり、そのうち石炭が 22 BOE(3.4%)、石油が 304 BOE(47.4%)、ガスが 37 BOE(5.8%)、電力が 49 BOE(7.6%)、LPG が 9 BOE(1.4%)、バイオマスが 220 BOE(34.4%)となっている。

表 1-2 最終エネルギー消費量

単位：Million BOE (石油換算バレル:Barrel Oil Equivalent)

年次	石炭	石油	ガス	電力	LPG	バイオマス	合計	増加率 (%)
1990	9	169	24	22	3	193	421	-
1991	11	183	24	24	4	196	442	5.0
1992	12	202	24	27	4	199	468	5.9
1993	14	220	26	28	5	203	495	5.8
1994	14	226	29	30	6	205	510	3.0
1995	17	242	32	33	7	207	538	5.5
1996	16	260	35	38	8	209	566	5.2
1997	16	274	36	42	8	214	591	4.4
1998	18	266	34	43	8	217	587	-0.7
1999	17	284	34	46	8	220	609	3.7
2000	22	304	37	49	9	220	641	5.3

(出典：Handbook of Indonesia's Energy Economy Statistic 2002)

1.2.2 電力事情

(1) 電力政策の変遷

イ国における電力の供給は 1950 年に設立された国営電力公社 PLN(国営電力会社: Perusahaan Umum Listrik Negara)によって独占されていた。しかし、慢性的な電力供給不足を背景に、1985 年法 15 号によって、民間企業や協同組合は PLN の電力が供給できない場合及び電力を供給できない地域を対象として PLN の補完的な立場で電気事業が行えるようになった。

1990 年代から急速に電力需要が増大したが、政府は財源不足により電力インフラに十分な投資をすることができなかった。そこで、政府は 1992 年の大統領令 37 号により、電気事業の規制緩和によって民間資本と外国資本を導入して電力問題の解決を図った。また、政府は PLN を株式会社とする 1994 年の政令 23 号、民間並びに協同組合が発電した電力の販売に関する規定を定めた 1995 年の鉱山・エネルギー大臣令第 185 号を策定するなど、競争的な電力市場を構築し、電力セクターの効率改善を推し進めてきた。その結果、外国企業と 46 件の IPP(独立電気事業者: Independent Power Producer) 事業の契約を結んだものの、1997 年の通貨危機の影響を受けて、その契約の大部分は見直しを迫られることになってしまった。電気の普及は拡大しているもののジャワ農村の半数近くは今なお未点灯であり、ジャワ島以外では小型電源で分散しているなど、電気の普及はまだまだ不十分である。

なお、2002 年の新電力法によって電力業は送電を除いて自由化され、発電会社と配電会社に各 5 社程度への分割が検討されており、外資の電力事業への進出が期待されているが、実際には国内の整備状況が悪く進捗していない。

(2) 発電量及び発電設備容量の現状

エネルギー別の発電量は表 1-3 に示すとおりである。2000 年における発電量は 92,620GWh であり、PLN が 83,504GWh(90.2%)、IPP 及び SPP(小規模電気事業者: Small Power Producer)が 9,116GWh(9.8%)となっている。また、エネルギー別に見ると水力が 9,998GWh(10.8%)、地熱が 31,265GWh(33.8%)、石炭が 34,002GWh(36.6%)、石油が 11,817GWh(12.8%)、ガスが 5,532GWh(6.0%)、バイオマスが 6GWh(0.01%)となっている。バイオマスは地方都市において古くから電気や熱として利用されているが、商業ベースではほとんど利用されていない。なお、表 1-4 は電力会社別・発電方式別の発電設備容量を整理したものである。

表 1-3 エネルギー別の発電量

単位：GWh

		水力	地熱	石炭	石油	ガス	バイオマス	合計
PLN	1990	5,675	1,125	9,768	12324	3401	-	32,293
	1995	7,519	16,438	14,367	8571	5938	-	52,833
	2000	9,110	29,045	28,776	11723	4849	-	83,504
IPP SPP	1990	814	-	-	-	-	4	818
	1995	718	-	-	9.9	516	5	1,249
	2000	888	2,220	5,226	94.4	682	6	9,116
合計	1990	6,489	1,125	9,768	12324	3401	4	33,111
	1995	8,237	16,438	14,367	8581	6454	5	54,082
	2000	9,998	31,265	34,002	11817	5532	6	92,620

(出典：Handbook of Indonesia's Energy Economy Statistic 2002)

表 1-4 発電方式別の発電設備容量

単位：MW

		水力	蒸気発電	ガス タービン	ガス コージェネ	地熱	ディーゼル	合計
PLN	1990	2,095	3,941	1,230	-	140	1,870	9,275
	1995	2,180	4,821	1,020	4,413	308	2,228	14,970
	2000	3,015	6,770	1,203	6,863	360	2,550	20,762
IPP SPP	1990	834	574	1,499	-	-	4,172	7,079
	1995	1,184	2,206	2,030	-	-	7,414	12,834
	2000	1,184	4,205	2,601	-	165	8,673	16,829
合計	1990	2,929	4,515	2,729	-	140	6,042	16,354
	1995	3,364	7,027	3,050	4,413	308	9,642	27,804
	2000	4,199	10,975	3,804	6,863	525	11,223	37,591

(出典：Handbook of Indonesia's Energy Economy Statistic 2002)

1.2.3 再生エネルギー事情

(1) 再生エネルギー政策

政府は、持続可能な開発を前提とした効率的なエネルギー供給、クリーンエネルギー供給、安心できるエネルギー供給、市場価格を反映したエネルギー供給の実現を理念とした「再生エネルギー開発及びエネルギー保全に係る方針(エネルギー・鉱物資源省国務担当大臣令 2004 年第 2 号)」を策定している。イ国における再生エネルギーポテンシャルは表 1-5 に示すとおりであり、現在整備されている設備容量と比較するとそのポテンシャルが非常に高いことが分かる。

表 1-5 再生エネルギーポテンシャル及び発電容量

エネルギー源	ポテンシャル	設備容量(2000 年) (MW)	将来計画(2010 年) (thousand BOE)
地熱	20,000MW	802	34,600
大規模水力	75,000MW	3,854	41,800
小規模水力	450MW	64	700

インドネシア・ブカシ市廃棄物処分場バイオガス回収有効利用調査
平成 17 年度環境省委託事業

バイオマス	50,000MW	302	1,200
太陽光	4.80kWh/m ² /day	5	38
風力	3-6m/sec	0.5	2.50

(出典：The role of energy technology laboratory on the development of clean power plant technology by Dr. Agus Rusyana Hoetman ; The international workshop on biomass & clean fossil fuel power plant technology 2004)

しかし、再生エネルギー利用及びエネルギー保全を実現するためには、設備コストが高い、再生エネルギー価格は商業エネルギー市場で競争できない、再生エネルギー市場が限られている等の課題が挙げられている。こうした課題を解決するために、再生エネルギーに対する財政政策やインセンティブ政策、エネルギー価格政策等、8つの政策を策定することとしている。

民間企業及び協同組合が発電した電力を PLN に売電する際の規定は 1995 年に制定された小口発電事業者(SPP:Small Power Production)法によって定められている。この法律には、現地資源の活用、民間投資家及びディベロッパーに関する請負手続きの簡素化及び標準化、PLN による地域ごとの発電能力の公式発表、PLN が電力購入するプロジェクトリストの公表、PLN による小口電力購入料金の発表等が記されており、民間企業の電力産業への参入が促されている。

なお、参考として 1996 年 12 月に発表された中圧(20kV)における小口電力購入料金は表 1-6 のとおりである。電力料金は一定の発電量が保証されているかどうか、電力供給時間帯がピーク時(6-10pm)かどうか、電圧(高電圧、中電圧、低電圧)によって異なる。

表 1-6 中電圧における小口電力購入料金(1996 年 12 月)

一定の発電量の保証	電力供給時間帯	電力料金 (Rp/kWh)
なし	ピーク時	246.0
	非ピーク時	216.0
あり	ピーク時	263.0
	非ピーク時	253.0

出典; Ministry of Energy and Mineral Resources

さらに、政府は 1999 年に小口電力料金(SPPT)に関するエネルギー・鉱物資源省国務担当大臣令を制定し、風力、太陽光、小規模水力のような非従来型エネルギー源に対して優先度を与え、新エネルギーによる代替を促進している。その優先度は以下のとおりである。

風力発電、太陽光発電、小規模水力発電

農業廃棄物、工業廃棄物、都市廃棄物、地熱による発電及び農業廃棄物、工業廃棄物を用いたコジェネシステムによる発電

天然ガス、石炭、石油を用いたコジェネシステムによる発電

天然ガス、石炭、石油を用いた発電

2002 年に制定されたエネルギー・鉱物資源省国務担当大臣令第 30 号によると、小口電力事業者の規模は 1MW 以下と定められているが、現在その改定作業が進められており、その規模がまもなく 10MW まで拡大される予定である。

1.3 環境関連法規

イ国における環境関連法規の基本は 1997 年に制定された環境管理法（1997 年法律第 23 号）である。この法律は 1982 年に制定された旧環境管理法を大幅に改訂したものである。環境上持続可能な開発を創造することを目的として、事業活動による環境規制の強化、環境汚染に対する罰則の強化、環境紛争処理に関する規定の強化などの内容を盛り込んでいる。

1.3.1 本プロジェクトに係る主な環境関連法規

各種の政令や大臣令は環境管理法(1997年法律第23号)の内容に沿って制定されている。本プロジェクトに係ると考えられる環境関連法規は表 1-7 に示すとおりである。

表 1-7 本プロジェクトに係る主な環境関連法規

法律/Act
環境管理法（1997 年法律第 23 号） Act of the Republic of Indonesia concerning Environmental Management (NO.23,1997)
政令/Government Regulation
水質汚濁の防止に関する政令（1990 年政令第 20 号） Government Regulation of the Republic of Indonesia concerning the Control of Water Pollution (NO.20,1990)
大気汚染の防止に関する政令（1999 年政令第 41 号） Governmet Regulation of the Republic of Indonesia concering the Control of Air Pollution (NO.41,1999)
環境影響評価に関する政令（1999 年政令第 27 号） Government Regulation of the Republic of Indonesia concerning Environmental Impact Assessment (NO.27,1999)
大統領令/Decree of President
環境管理庁に関する大統領令（1994 年大統領令第 77 号） Decree of President of the Republic of Indonesia concerning Environment Impact Management Agency (NO.77,1994)
大臣令/Decree of the State Minister for Environment
【水質関係 Water】
産業排水の基準に関する環境担当国務大臣令（1995 年環境担当国務大臣令第 51 号）

インドネシア・ブカシ市廃棄物処分場バイオガス回収有効利用調査
平成 17 年度環境省委託事業

Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Quality Standards of Liquid Waste for Industry Activities (KEP-51/MENLH/10/1995)
【大気関係 Air】
固定発生源に係る排出基準に関する環境担当国務大臣令 (1995 年環境担当国務大臣令第 13 号) Decree of the State Minister for Environment of Republic of Indonesia concerning Emission Standards for Stationary Sources (KEP-13/MENLH/3/1995)
【騒音・振動・悪臭関係 Noise, Vibration, Offensive Odor】
騒音の基準に関する環境担当国務大臣令 (1996 年環境担当国務大臣令第 48 号) Decree of the State Minister for Environment of Republic of Indonesia concerning Noise Level Standards (KEP-48/MENLH/11/1996)
振動の基準に関する環境担当国務大臣令 (1996 年環境担当国務大臣令第 49 号) Decree of the State Minister for Environment of Republic of Indonesia concerning Vibration Level Standards (KEP-49/MENLH/11/1996)
悪臭の基準に関する環境担当国務大臣令 (1996 年環境担当国務大臣令第 50 号) Decree of the State Minister for Environment of Republic of Indonesia concerning Offensive Odor Level Standards (KEP-50/MENLH/11/1996)
【環境影響評価関係 Environmental Impact Assessment】
環境影響評価が必要とされる事業又は活動の種類に関する環境担当国務大臣令 (2001 年環境担当国務大臣令第 17 号) Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning the Types of Business and/or Activity Plans that are Required to be Completed with the Environmental Impact Assessment
AMDAL(環境影響評価)文書の評価のための指針に関する環境担当国務大臣令 (2000 年環境担当国務大臣令第 2 号) Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Guidelines for AMDAL Document Evaluation
環境影響評価プロセスにおける住民参加及び情報開示に関する環境担当国務大臣令 (2000 年環境担当国務大臣令第 8 号) Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Community Involvement and Information Openness in the Process of Environmental Impacts Assessment
環境影響評価書作成のための指針に関する環境担当国務大臣令 (2000 年環境担当国務大臣令第 9 号) Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Guidelines for Preparation of Environmental Impacts Assessment Study
環境影響評価書の評価委員会システムのための指針に関する環境担当国務大臣令 (2000 年環境担当国務大臣令第 40 号)

Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Guidelines for Work System of Evaluator Committee for Environmental Impact Assessment

環境影響評価書の地方評価委員会の設立のための指針に関する環境担当国務大臣令（2000年環境担当国務大臣令第41号）

Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia concerning Guidelines for Establishment of Regenciol/Municipal Evaluator Committee for Environmental Impact Assessment

1.3.2 水質汚濁対策に係る規制

昨年度報告書を参照

1.3.3 大気汚染対策に係る規制

昨年度報告書を参照

1.3.4 騒音、悪臭に係る規制

昨年度報告書を参照

1.4 廃棄物処理の現況

1.4.1 当該国における廃棄物処理システム

(1) 廃棄物管理組織

イ国における廃棄物処理の主務官庁は公共事業省・環境衛生局にある。一方で、処理事業は地方自治体の所管業務とされており、一般的には個別の都市に置かれた清掃局や清掃課、公共衛生を担当している部署で行われている。

本プロジェクトの当該地域であるジャカルタ特別市では、廃棄物管理は市の清掃局(Dinas Kebersihan)によって行われているが、対象廃棄物の種類によって清掃活動を担当する部局が異なり、以下のようになっている。

- ・清掃局(Dinas Kebersihan)は家庭と事業所から発生する廃棄物を担当している。
- ・公園局(Dinas Pertamanan)は公共公園から発生するごみを担当している。
- ・公共局(Dinas Pekerjaan Umum)は運河や排水溝から発生するごみを担当している。

(2) 収集及び処理・処分システム

人口密度の高い都市部では、コミュニティが家庭や共同ごみ箱から荷車(ハンドカート)で一時集積所まで運び、一時集積所から最終処分場までは清掃局がトラックで運搬するシステムが一般的である。収集地点から処理施設や処分場までの距離が 25km 以上離れている場合、輸送費削減、交通渋滞緩和のためごみ中継所が設置されている。ごみ収集率は大都市ほど高く、2000 年におけるジャカルタ特別市のごみ収集率は

87.7%となっている。

ごみの処理・処分方法は埋立処分が一般的であり、コンポスト化や焼却処理は中間処理方法として普及していないのが現状である。コンポストについては、各都市で盛んに取り組まれているが、その方法、規模いずれも試験的なものが多く、廃棄物処理の補助的手段にもなりえていない。焼却処理については、1991年にスラバヤ市が独自に200t/日の焼却炉を導入したが、廃棄物処分事業費が高騰し、1998年に操業が中止されている。埋立処分については、ガイドラインでオープンダンピング、コントロールダンピング、衛生埋立の3方法に分類されているが、処分場の約9割がオープンダンピングの状態である。

1.4.2 当該地域(ジャカルタ特別市)における廃棄物処理の状況

(1) 廃棄物排出量と組成

1999年のJICA調査によると1998年のジャカルタ特別市における廃棄物排出量は26,320m³/日となっている。1999年におけるジャカルタ特別市の人口は7,712,571人であるため、廃棄物の嵩密度を0.323t/m³(1993年JICA調査:スラバヤ市)とすると、1人1日当たり廃棄物排出量は1.1kg/人日となる。2001年のJICA調査によると、ジャカルタ市におけるごみ組成に関するデータは表1-8に示すとおりである。1985年にはごみに占める厨芥の割合が79.49%であったが、2001年には66.08%と減少している。その一方で、プラスチックの割合は3.67%(1985年)から15.51%(2001年)に増加しており、経済発展とともにプラスチックの使用量が増加していることが見てとれる。

表 1-8 ジャカルタ市のごみ組成の変化

ごみ組成(湿重量)	1985/86	1989/90	1998/99	2001
厨芥	79.49	73.99	65.05	66.08
紙	7.87	8.28	10.11	8.21
木・竹	3.65	3.77	3.12	4.08
繊維	2.40	3.16	2.45	1.77
ゴム・皮革	0.47	3.16	0.55	1.42
プラスチック	3.67	5.44	11.08	15.51
金属	1.37	2.08	1.90	2.21
ガラス	0.50	1.77	1.63	0.71
その他	0.48	0.95	4.11	0.01
合計	100	100	100	100

(出典：JICA; The investigation of Jakarta solid waste recycling situation)

(2) バンタールゲバン処分場への埋立処分量の推移

バンタールゲバン処分場にはジャカルタ特別市とブカシ市の廃棄物が埋立処分されている。処分場はブカシ市バンタールゲバンに位置しているが、その管理所管はジャカルタ特別市清掃局である。実際には、ジャカルタ特別市から委託された民間業者のPBB(Patriot Bangkit Bekasi)が管理を行っている。なお、ジャカルタ特別市とブカシ市は、2006年を目標に共同出資会社を設立し、処分場の管理運営を行う計画を持っているが

詳細についてはまだ決まっていない。

バンタールゲバン処分場への埋立処分量の推移は表 1-9 に示すとおりである。埋立処分量は 1989 年から 2003 年にかけて 26.7% 増加している。

表 1-9 バンタールゲバン処分場への埋立処分量の推移

年	埋立量(m ³)
1989	5,475,000
1990	5,490,000
1991	5,475,000
1992	6,205,000
1993	6,205,000
1994	6,205,000
1995	6,222,000
1996	6,205,000
1997	6,570,000
1998	6,570,000
1999	6,570,000
2000	6,588,000
2001	6,935,000
2002	6,935,000
2003	6,935,000

(出典:ジャカルタ特別市清掃局資料)

1.5 CDM プロジェクトへの取組状況

1.5.1 温室効果ガス排出量の現状

イ国における温室効果ガス排出量の内訳は表 1-10 に示すとおりである。1994 年におけるイ国の CO₂ 排出量は約 748Mton であり、これに、CH₄ その他の温室効果ガス排出量を CO₂ 換算した場合の総排出量は約 904Mton と算定されている。温室効果ガスの種類別の排出量比率は、約 80% を CO₂ が占め、CH₄ が約 15%、残りをその他の温室効果ガスが占める状況となっている。

表 1-10 温室効果ガス排出量内訳(1994 年)

温室効果ガス	排出量 (Mton/年)	比率 (%)
CO ₂	748.6	82.8
CH ₄	134.5	14.9
N ₂ O	18.9	2.1
CF ₄	2.0	0.2
C ₂ F ₆	0.2	0.0
合計	904.4	100.0

一方、CO₂ 排出量を排出源別の内訳は表 1-11 に示すとおり、総 CO₂ 排出量の約 75% を土地利用転換/森林(焼畑)が占めており、化石燃料消費に伴う排出量が約 25% となっている。

表 1-11 CO2 排出量内訳(1994 年)

排出源	排出量(Mton/年)
1.燃料消費	169.9(22.6%)
エネルギー/エネルギー転換	50.7
工業	50.0
交通	47.0
民生(商業)	22.2
2.Fugitive Fuel Emission	2.0(0.3%)
3.工業プロセス	19.1(2.5%)
4.土地利用転換/森林	559.4(74.6%)
森林伐採	198.9
土地利用転換	303.2
森林火災	57.2
合計	748.6

また、CH₄ 排出量の内訳を見ると、農業セクターからの排出量が総排出量の 51%と最も多く、次いでエネルギー起源が 37%、森林及び廃棄物埋立処分場からの排出量がそれぞれ 6%となっている（表 1-12）。

表 1-12 CH₄ 排出量内訳(1994 年)

排出源	排出量(Mton/年)
1.燃料消費	2,395(37.4%)
燃料消費	357
Fugitive Fuel Emission	2,038
2.工業プロセス	0(0%)
3.農業	3,243(50.6%)
家畜	947
水田	2,280
農業廃棄物焼却	15
4.土地利用転換/森林	367(5.7%)
5.廃棄物埋立処分	402(6.3%)
合計	6,409

1.5.2 地球温暖化対策の経緯

イ国における地球温暖化対策及び京都議定書取組の経緯を表 1-13 に示す。1994 年 8 月、イ国は気候変動枠組条約(UNFCCC)を非附属書 国として批准した。さらに 2004 年 6 月には、国民代表議会で京都議定書の批准法案が可決され、10 月にメガワティ前大統領が批准法案に署名し、京都議定書批准法(2004 年第 17 号)が成立した。

表 1-13 地球温暖化対策及び京都議定書取組の経緯

年月	出来事
1994/8	気候変動枠組条約を非附属書 国として批准
1998/7	京都議定書に署名
2004/6	国民代表議会(DPR)で京都議定書の批准法案可決
2004/10	メガワティ前大統領が京都議定書の批准法案に署名し、京都議定書批准法が成立

1.5.3 CDM プロジェクト審査体制

イ国における CDM プロジェクト審査体制については、所管官庁であるインドネシア環境省を中心に設立準備中であったが、昨年の 7 月に正式に環境省令が大臣名で出され、DNA(Designated National Authorities/指定国家担当機関)法が成立し、図 1-1 に示す組織体制が発足した。DNA の組織については、技術チーム(Technical Teams)は、専門家チーム(Expert Team)や利害関係者(Stakeholders)の意見を聞きながら、持続可能な開発の評価基準に基づいて、提案されたプロジェクトを評価し、評価レポートを理事会(National Commission on CDM)に提出する。また、専門家チームは、理事会の求めに応じ、プロジェクト補足評価や評価レポートへの意見を述べる役割も持っている。

昨年末時点で 5 件の承認申請が出され、5 件とも今年 1 月に政府承認が下りている。

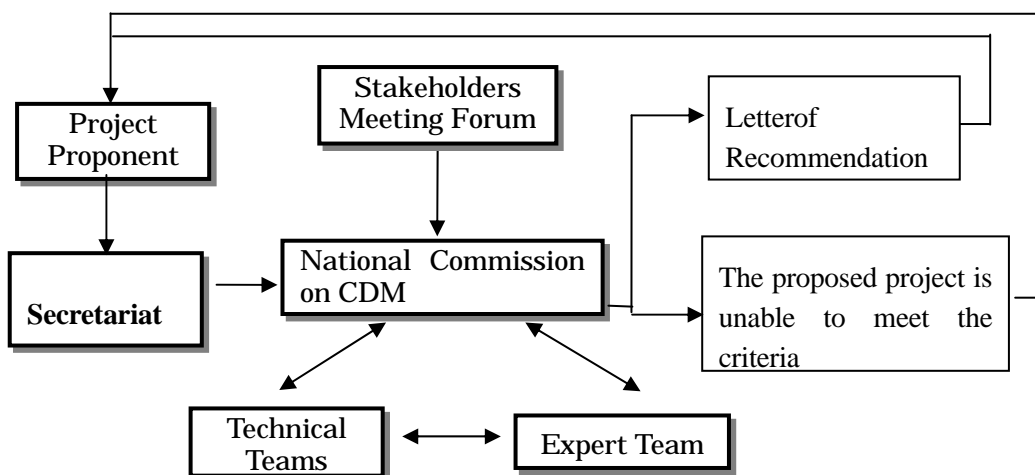


図 1-1 CDM プロジェクト審査体制(案)

(1) CDM プロジェクト審査体制における各機関の役割

1) CDM 国家委員会(National Commission on CDM)

CDM 国家委員会(イ国の通称として、Komisi Nasional Mekanisme Pembangunan Bersih / Komnas MPB と呼ばれる)は DNA と位置づけられており、プロジェクト提案者からのプロジェクト提案書に対する承認権を持っている。CDM 国家委員会のメンバーは以下の関係省庁の代表者で構成される。

- ・環境省 (議長：局長)
- ・エネルギー鉱物資源省 ・森林省 ・運輸省 ・農業省 ・商工業省
- ・外務省 ・内務省 ・国家開発企画庁

2) 事務局

事務局は、プロジェクト申請の受付等、CDM 審査手続きを円滑に行うための事務を担当する。

3) 技術チーム

技術チームは、CDM 国家委員会がイ国の DNA としてその任務を遂行するにあたり、これを支援するため、持続的開発のクライテリア指標に照らしたプロジェクトの妥当性を技術的・専門の見地から検証する。その際、専門家グループ及びステイクホルダーフォーラムからの意見を求めることができる。技術チームは以下の関係省庁の代表者で構成される。

- ・環境省 (チームリーダー)
- ・エネルギー鉱物資源省 ・森林省 ・運輸省 ・農業省 ・商工業省 ・外務省
- ・内務省 ・国家開発企画庁 ・NGO ・プロジェクトに関係する地方政府

4) 専門家グループ

専門家グループはあくまで選択肢として、CDM 国家委員会及び技術チームのそれぞれに対応し設定される。関係省庁を中心とするメンバーからなる CDM 国家委員会あるいは技術チームの知見のみではプロジェクトの妥当性を判断し難い、あるいは判断にあたり既存の各セクターによらない別の専門性を必要とする、等の場合にこれら CDM 国家委員会及び技術チームの依頼により検討作業に協力するものである。

5) ステイクホルダーフォーラム

ステイクホルダーフォーラムは CDM 国家委員会の依頼に応じて開かれるものである。ステイクホルダーフォーラムには該当プロジェクト実施予定地域の住民に加え、関連業界団体、研究機関及びその他知見を持つ組織から参加する。

(2) CDM プロジェクト承認プロセス

CDM プロジェクトの申請から承認までのプロセスは図 1-2 に示すとおりである。

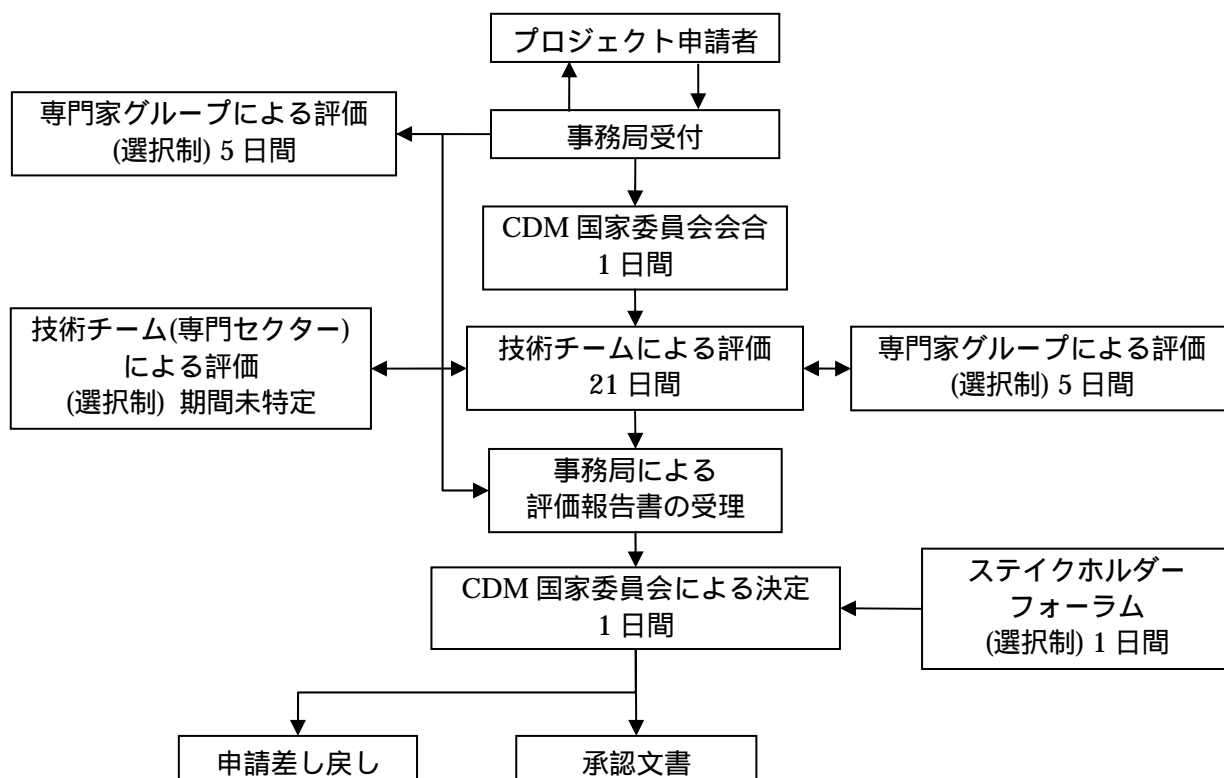


図 1-2 CDM プロジェクト承認プロセス

1. プロジェクト申請者は事務局に申請書を提出する。基本的な必要書類は、申請書、プロジェクト計画書(PDD)、環境影響評価報告書(EIA)、公聴会の記録の 4 件である。
2. 事務局で文書様式及び形式が整っているかをチェックする。不備がなければ、申請書は四半期ごとに開催される CDM 国家委員会の定期会合にあわせて、同委員会へ提出される。
3. CDM 国家委員会にて申請内容及び関連セクターに照らし合わせて、技術チームの審査担当メンバーを指名する。併せて専門家グループへの審査支援依頼の要否を判断する。必要に応じて同グループへも(専門家ごとに個別に)依頼する。
4. 技術チームの審査担当メンバーは 21 日以内に審査を行う。この際、必要に応じて技術チーム支援の専門家グループに対し審査支援を個別に依頼する。
5. 事務局にて結果を取りまとめ、CDM 国家委員会に評価報告書を提出する。
6. CDM 国家委員会は必要と判断した場合、ステイクホルダーフォーラムを開催し関係者の意見を聞く機会を設ける。

7. CDM 国家委員会は評価報告書及び必要に応じ開催したステイクホルダーフォーラムの結果に基づきプロジェクトの妥当性を検討し、最終判断を行う。妥当と判断された場合は承認文書が発行され、不可の場合は計画の見直しが必要、として申請者へ差し戻す。

(3) CDM クライテリア案

イ国 CDM のクライテリア案では 4 つの持続的クライテリアと同クライテリアを満たしているかの判断基準となる指標が設定されている。これらのクライテリアは、表 1-14 に示すとおりである。

表 1-14 イ国 CDM のクライテリアと指標

クライテリア	指標
経済面の持続性	<ul style="list-style-type: none"> ・地域住民の福祉 <ul style="list-style-type: none"> -地域住民の収入を下げない -地域社会の成員の収入がプロジェクト実施の影響により下がる場合、これに対する十分な措置が講じられている -利害対立がある場合は関係者間でいかなるレイオフ問題にも対処しつつ、現行の規則にのっとった合意がされる -当該地域公共サービスの質を下げない
環境面の持続性	<ul style="list-style-type: none"> ・天然資源の保護あるいは多様化を行う中での環境面の持続性 <ul style="list-style-type: none"> -地域のエコ機能の持続性が維持される -国レベル及び地方レベルの環境基準を超えない -遺伝子、種及びエコシステム生物多様性が維持され、いかなる遺伝子汚染も起さない -既存の土地利用計画に反しない ・地域住民の健康と安全 <ul style="list-style-type: none"> -健康被害を及ぼさない -職業安全関連法規則に反しない -事故の発生予防、管理策が文書に示されている
社会面の持続性	<ul style="list-style-type: none"> ・地域住民の参加 <ul style="list-style-type: none"> -地域住民がプロジェクト実施者からプロジェクトに関し相談を受けている -地域住民からのプロジェクトに関するコメント及び苦情が検討され、答えられている ・地域社会の安定 <ul style="list-style-type: none"> -地域住民間のいかなる対立も惹起しない
技術面の持続性	<ul style="list-style-type: none"> ・技術移転 <ul style="list-style-type: none"> -知識及び実施ノウハウの移転に関し、外国への依存度が高まらない -実験的あるいは旧式の技術によらない -地域の技術の利用及びキャパシティビルディングが強化される

第2章 プロジェクト概要

2.1 プロジェクトの目的と背景

2.1.1 F/S 調査（事業実現可能性調査）の目的

本調査では、インドネシア国における廃棄物最終処分場の多くが嫌気性埋立構造であり、焼却処理を行っていないため、温室効果ガスであるメタンを含む多量の処分場ガス(Landfill Gas: LFG)が発生しているという点に注目している。この LFG を回収し、ガス発電設備にて電力に変換することによって、温室効果ガスの排出削減だけでなく、代替エネルギー技術普及等、環境と両立する持続可能な開発の可能性について調査するものである。

本調査の対象であるバンタールゲバン処分場は供用中であり、一般廃棄物の搬入及び埋立処分が継続されている。しかし、現在までに埋立処分場から発生する LFG の回収は行われておらず、今のところ将来の LFG 回収計画も考えられていない状況であり、今後も多量の LFG が大気中に排出されることが予想される。

本調査は、バンタールゲバン処分場を対象として、イ国の廃棄物処分場での LFG 回収有効利用について F/S 調査を実施し、将来の CDM 実施に結びつけることを目的としている。

2.1.2 プロジェクトの目的

本プロジェクトは、バンタールゲバン処分場を対象として、LFG を回収しガス発電設備にて電力に変換し、系統電源へ売電することを目的としている。

本プロジェクトが実施されることによって、GHG 削減等の環境面での便益に加え、ガス発電による電力の供給や雇用機会の創出等の社会経済面においても多くの便益があり、イ国政府が標榜するエネルギー政策、及び社会的・環境的に持続可能な開発の実現に寄与するものと期待されている。本プロジェクト実施により得られる便益を下記に示す。

- LFG の回収によるメタンガス（温室効果ガス）の大気への排出削減
- 再生可能エネルギー（バイオガス）の有効利用（再生可能エネルギー利用政策に合致）と再生可能エネルギーの重要性に対する意識の向上
- 地域産業の活性化と雇用機会の創出と売電による継続的な収入
- イ国内の他の処分場への波及効果（LFG 回収・有効利用、処分場閉鎖後の跡地利用、新規技術の導入等）と、イ国内の再生可能エネルギープロジェクトの促進
- 処分場の安全閉鎖と安定化

2.1.3 F/S 調査の実施体制

本プロジェクトにおける F/S 調査の実施体制を図 2-1 に示す。今年度の F/S 調査は、鹿島建設株式会社が日本国側の実施主体となって現地調査業務を実施した。昨年度一部調査業務を委託した八千代エンジニアリングには昨年に引き続き、環境影響評価に関するブカシ市との協議を外注業務として依頼した。

2004 年度に住宅インフラ省都市及び地域開発局都市課をリーダーとする本プロジェクトのホスト国カウンターパートチームが組織されたが、インドネシア政府機関の組織変更に伴い、リーダー部署が公共事業省環境衛生局に変更になり、カウンターパートチームについても再編成を余儀なくされた。新カウンターパートチームの編成には、関係機関への根回し等かなり時間がかかったが、10 月には新チームを編成することができた。新チームには、前回同様関係官庁として環境省、国家開発計画庁、ジャカルタ市清掃局、ベカシ市清掃局などが参加している他、現地での処分場運営委託先である PBB 社も新たに加わっている。

インドネシア国のような発展途上国では今回のような政府関係機関の組織変更はかなり頻繁に起こることが予想される。こうした組織上の変更にも柔軟に対応するためには、現地の民間事業パートナー会社を早期に決定し、カウンターパートチームのメンバーとして登録させると共に情報の収集・連絡を密に実施する必要がある。

今回のプロジェクトでは事業実施における現地民間パートナーが未決定のため、チームとの連絡や情報交換が十分できなかった。このため、現地での対応が遅れてしまい新カウンターパートチームの編成に予想外の時間がかかってしまった。今後同様なプロジェクトを行う際には十分注意すべき反省点であった。今後は現地パートナー候補である PBB 社または BPPT（インドネシア政府機関で技術評価・適用に関する組織）を通じてベカシ市、ジャカルタ市とも連絡を密にとり、こうしたプロジェクト推進における後戻りがないよう十分配慮していく予定である。

同チームの役割は、本調査業務実施に必要な情報の提供とアドバイス及び支援であり、公共事業省から関係官庁に同チームが本プロジェクトの実現を支援していくことが公式書面で正式に通知されている。今回の調査においても同チームの協力のもとに、追加現地調査及び環境影響調査、ステークホルダーとの意見調整等を実施した。

今年度の新カウンターパートチームとの会合は 10 月に 1 回実施されており、必要な情報の交換、現地における追加ボーリング調査、環境影響調査などの調整、ヒアリングすべき利害関係者の紹介などの協力をお願いしている。

今後プロジェクトの実施段階でも SPC 設立でのインドネシアで側参加企業の調整、法制面でのアドバイス、地元住民への説明や意見調整（いわゆる社会組織上の利権調整）などをお願いしていく予定である。

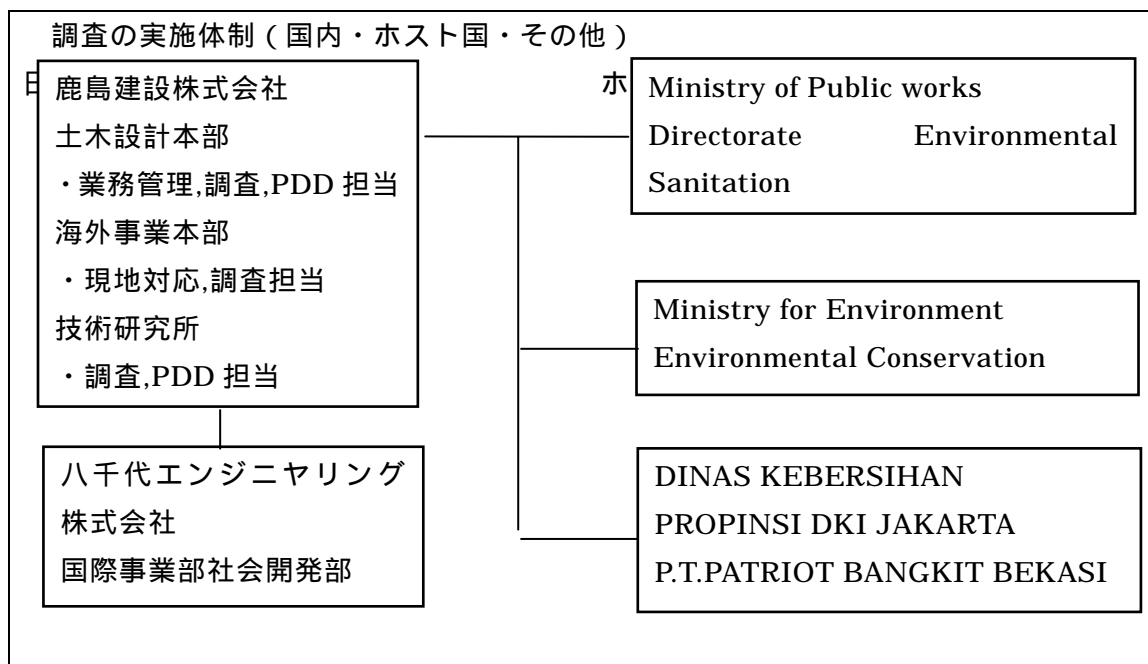


図 2-1 F/S 調査の実施体制

2.2 プロジェクト実施サイト概要

2.2.1 プロジェクト実施候補地選定理由

バンタールゲバン処分場はガス発電に必要となる LFG の発生量を確保するために十分な埋立用地（約 108ha）を有している。処分場は現在供用中であるが、埋立用地が広大であるため 5 つのゾーンに分けられており、埋立を終了しているゾーンを利用してプロジェクトを実施することが可能である他、ゾーン毎の埋立管理状況に併せて継続的なプロジェクトの実施も可能である。

処分場管理者であるジャカルタ特別市、処分場土地保有者であるブカシ市の本プロジェクトに対する対応も積極的であり、CDM 事業に関しても理解・関心を示している。また、本プロジェクトは、イ国最大の都市であるジャカルタ特別市が所有する埋立処分場での CDM 事業であることから、今後のイ国廃棄物埋立処分場における CDM 事業のモデルとなり、他の処分場への波及効果も得られるものと考えられる。以上の点を考慮し、候補地として選定した。

2.2.2 対象処分場の現状

本プロジェクトの調査対象となるバンタールゲバン処分場（Banter Gebang landfill site）の基礎データを表 2-1、位置図を図 2-2 に示す。処分場はジャカルタ特別市の東南方約 40km、ブカシ市バンタールゲバンに位置している。

表 2-1 バンタールグバン処分場基礎データ

基礎情報			
処分場名	Banter Gebang		
処分場所在地	Bekasi, Banter Gebang		
面積	108ha (敷地面積) 83ha (埋立用地)		
運営状況	Zone (25ha/18.8ha)	供用中 (2004 年度一時閉鎖予定)	
	Zone (23ha/20ha)	一時閉鎖中 (2005 年度から供用予定)	
	Zone (32ha/20.2ha)	一時閉鎖中 (2005 年度から供用予定)	
	Zone (13ha/11.5ha)	一時閉鎖中 (2005 年度一部供用再開)	
	Zone (15ha/12.5ha)	埋立完了 (2005 年度一部供用再開)	
操業開始年	1989 年	操業停止予定年	不明
処分場管理者	ジャカルタ特別市清掃局/実際の業務は処分場管理会社 PBB によって行われている。		
土地所有者	ジャカルタ特別市		
ごみ搬入量	6,935,000m ³ /年 (1,900 m ³ /日)		
環境影響			
サイト状況	平地		
覆土	有り (頻度 : 区画埋立一時完了後)		
植生	一部植木有り		
地滑り	確認されず		
地盤沈下	確認されず		
害虫・害獣	蠅, 野鳥		
悪臭, ガス及び煙	中程度 (悪臭)		
発火	過去に Zone で発火		
浸出水水質	汚濁が認められる		

出典：ジャカルタ特別市清掃局資料、現地調査等による

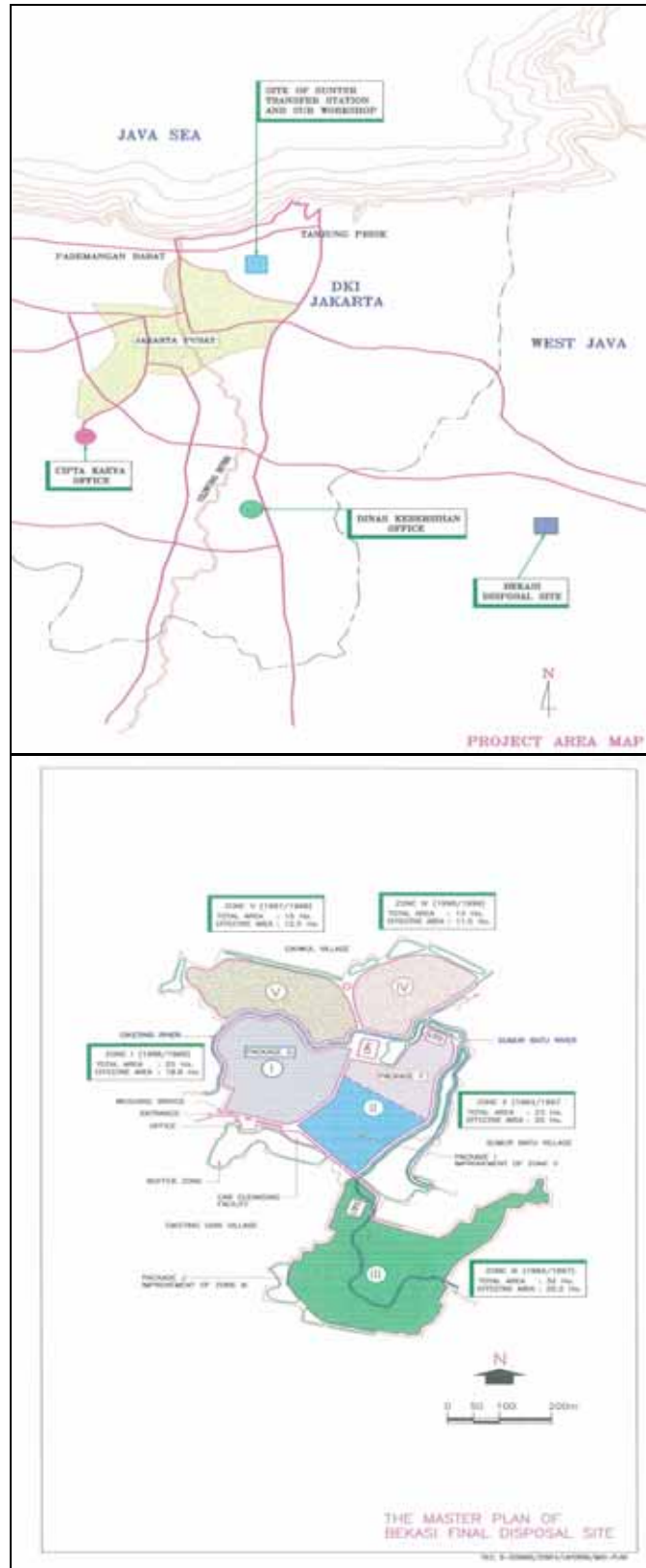


図 2-2 バンタールグバン処分場位置図

<p>写真 2-1 Zone の現況 (埋立完了)</p>	<p>写真 2-2 Zone の現況 (供用中)</p>
<p>写真 2-3 浸出水処理施設</p>	<p>写真 2-4 ガスエンジン設置予定地 (浸出水処理池横)</p>

2.2.3 施設の運営状況

(1) 処分場の運営状況

当該処分場はブカシ市に位置しているが、処分場の所有権はジャカルタ特別市にある。実際の維持管理にあたっては、ジャカルタ特別市から委託された民間業者 PBB が実施しているが、浸出水処理施設の維持管理は別の民間会社に委託されている。現在、2006 年を目標にジャカルタ特別市とブカシ市が共同で新会社を設立し、維持管理を行う計画が考案されているが、詳細については全く検討が進んでいない。

当該処分場で埋立処分される廃棄物量は、日平均約 19,000m³(嵩密度 0.323t/m³とすると約 6,100 トン)となっており、ジャカルタ特別市とブカシ市の一般廃棄物及び有害廃棄物を除いた産業廃棄物が埋立処分されている。

(2) ごみ処分量の推移

当該処分場は敷地面積が 108ha と広大であるため、5 つのゾーンに分けて運営されている。処分場に搬入されたごみ量及びそのゾーン別の内訳の実績は表 2-2 に示すとおりである。ごみ処分量は 1989 年から 2003 年にかけて約 27% 増加している。

現在、Zone を供用しており、2004 年度中は Zone を供用する予定である。2005

年度からは Zone 、 Zone の供用を予定している。また、Zone は住民協定により廃棄物層高さが制限されており、埋立完了となっているが、実際には一部供用を再開しており、地上高さ 20m 程度まで埋立っている。Zone も一時閉鎖中であつたが、昨年度から一部供用が再開されている。

表 2-2 当該処分場におけるごみ搬入量

(単位: m³)

	Zone	Zone	Zone	Zone	Zone	合計
1989	5,475,000					5,475,000
1990	5,490,000					5,490,000
1991		5,475,000				5,475,000
1992		6,205,000				6,205,000
1993		6,205,000				6,205,000
1994			6,205,000			6,205,000
1995			6,222,000			6,222,000
1996			6,205,000			6,205,000
1997				6,570,000		6,570,000
1998				6,570,000		6,570,000
1999				6,570,000		6,570,000
2000					6,588,000	6,588,000
2001					6,935,000	6,935,000
2002	6,935,000					6,935,000
2003		2,282,438	3,234,098	1,418,464		6,935,000
2004*	1,138,438		1,650,404		650,158	3,439,000
合計	19,038,438	20,167,438	23,516,502	21,218,464	14,173,158	98,024,000

(出典：ジャカルタ特別市清掃局)

*2004 年度は経過値

2.3 プロジェクト実施内容

本プロジェクトは、温暖化係数の高いメタンを多量に含む埋立処分場ガス（LFG）を効率的に回収し、ガスが燃焼する際に生じるエネルギーを用いて発電を行い、これを系統電源へ連結して電力会社への売電を行うものである。本プロジェクトにおけるガス回収有効利用システムフローを図 2-3 に示す。ここで必要となる技術は、LFG 回収井戸及び配管システム、LFG 処理システム、LFG 燃焼発電システムである。なお、個々の技術については、第 3 章において詳細を述べる。

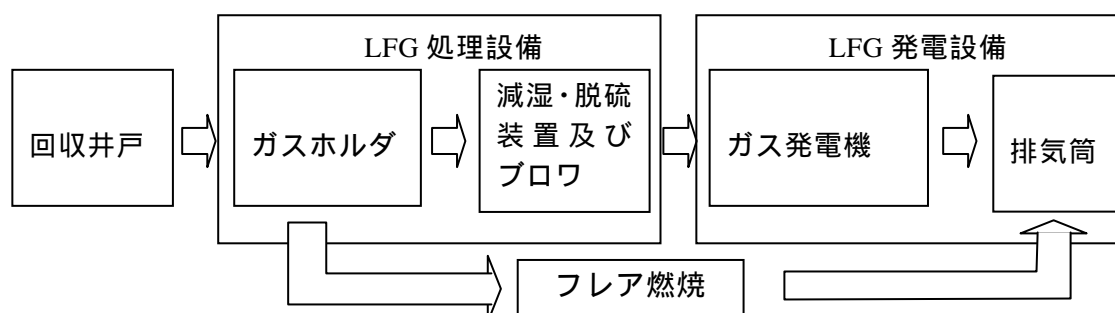


図 2-3 ガス回収有効利用フロー図

2.3.1 LFG 回収のため井戸及び配管システム

処分場内部より発生している LFG は埋立処分場地に鉛直方向に設置した井戸からブロワによる吸引で回収されて配管システムを通過してガスホルダーに貯留される。

後述のように、配管の材料には鋼管を利用するのではなく、可塑性に富む PVC 管を利用することで、ごみ層の不等沈下に対応する。PVC 管は硫化水素等の腐食性ガスに対する耐食性に富むことでも有効である。配管は地盤に沿わせて設置し、最適箇所において LFG 中の水分を引き抜くトラップを設置する。

2.3.2 LFG 処理システム（不純物除去）

LFG 処理設備では後続するブロワ及び発電設備等の腐食等を考慮して、水分、パーティクル（微粒子）及び硫化水素等の除去を事前に行い、収集した LFG ガスを効率よく発電用燃料として活用する。

2.3.3 LFG 発電及び環境保全システム

LFG を燃料として利用するガスタービンエンジンは LFG ガスに含まれる硫化水素に対して耐久性のあるシステムを採用する。また、環境保全の観点から、回収ガスの漏洩を検知することが必要である。漏洩対策として、以下の対策を実施する。

- 運転員が 1 日のうち、最低午前及び午後の 1 回ずつ巡回し、視認による配管の亀裂の確認を行う。
- ガスエンジン側で、ガス圧力及び流量を測定し、変動があった場合に漏洩箇所の特定にあたる。

2.3.4 他の処分場へのガス発電技術の導入

インドネシア国内における他の処分場のほとんどが嫌気性構造の処分場であり、埋立面積が 10ha を越える規模も数多く存在する。

本プロジェクトにおいて用いられている LFG を利用したガス発電技術はインドネシア国内の他の処分場でも比較的容易に転用可能であり、本件と同様の LFG 発電プロジェクトの実施が再生可能エネルギーの有効利用普及の一翼を担うと同時に、処分場の安全閉鎖の手段としても有力な選択肢と成りうるものと思われる。

2.4 当該プロジェクトの領域説明

本プロジェクトの対象となるバンタールゲバン処分場は、Zone から Zone で構成されており、埋立が完了した Zone と一時閉鎖中であるが今後の供用が予定されていない Zone を当面の対象エリアとする。しかし、残りのゾーンについても今後オペレーションとの調整がつけば、ガス回収を行う予定である。したがって、本プロジェクトの対象領域としては、図 2 - 4 に示すプロジェクトの影響の及ぶ埋立処分場の全エリ

アと発電設備及び送電設備までをシステムバウンダリーとして設定した。

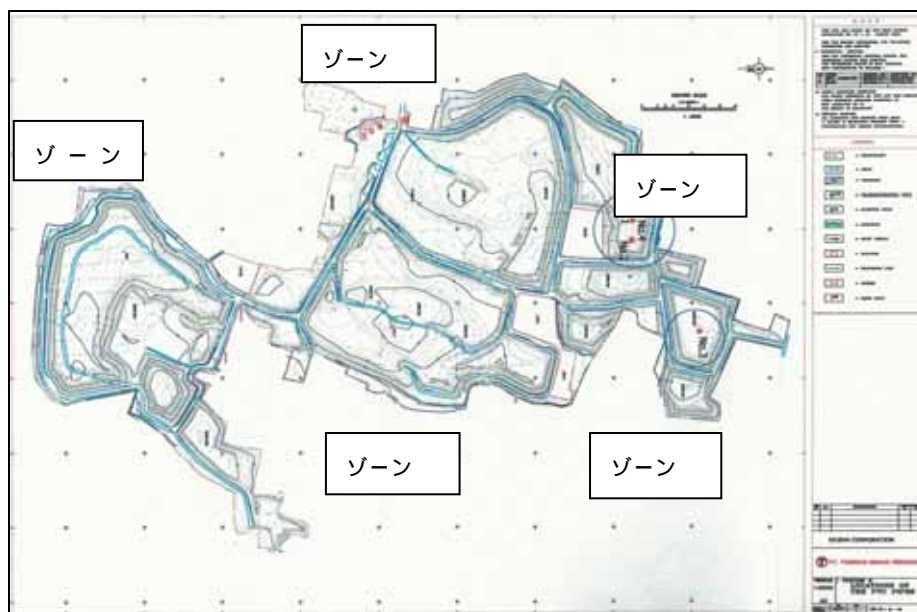


図 2 - 4 プロジェクトの対象領域

2.5 対象プロジェクトの意義・ニーズ

本バンタールグバン処分場では、有機質を大量に含む家庭ごみ等が嫌気状態で埋立処分され、埋立地から大量のメタンガス等の温室効果ガスが発生している。本プロジェクトを実施することによって、地球温暖化ガスの削減、安全な処分場閉鎖、処分場閉鎖の経済性の向上、再生可能エネルギーの有効利用、持続可能な発展などの寄与が挙げられる。

2.5.1 地球温暖化ガス削減

本プロジェクトでは、嫌気性埋立地から発生する温室効果ガスをガスエンジンの燃料として利用し、電気を発生させるシステムを導入する。そこで本プロジェクトの事業化による地球温暖化ガスの削減効果を検証する。イ国内におけるほとんどの処分場は嫌気性埋立構造をとっている。バンタールグバン処分場の運営管理における特徴は、ごみの飛散及び臭気防止のために、適宜ごみ層への覆土を起こっていることである。しかし、処分場の構造としては、嫌気性埋立処分場となっているため、長期的に処分場内部より多くのメタンガス (CH_4) が発生する。この発生したメタンガスは約 8800kcal/kg のエネルギーを持っているため、回収してガスエンジン等で燃焼させ、発電することが可能である。このメタンガスは二酸化炭素に比べ、温室効果が約 21 倍(温暖化係数 21) もあるとされており、メタンを燃焼させることにより、大幅な温暖化ガス削減につながるとともに、ガスエンジンによる発電により化石燃料の削減にもつながり地球の温暖化防止に大きく貢献する。

2.5.2 環境に配慮した最終処分場閉鎖

イ国におけるほとんどの処分場は、発生ガスの大気拡散及び浸出水による周辺水環境の汚染が懸念されており、安全閉鎖における課題となっている。安全閉鎖の一手段としては、ガス抜き管、浸出水循環設備を設置し、埋立処分場を準好気性構造へ転換させることにより、メタンガス発生抑制、浸出水の水質改善を図ることが考えられる。しかし、本プロジェクトにおいては、処分場の構造は嫌気性のままで、危険性のあるメタンガスを再生可能エネルギーとして回収する。また、適正な LFG を効率よく回収するための覆土を行うことによって、雨水の排除、病虫害の発生抑制、悪臭の防止が可能となる。

本プロジェクトはバンタールゲバン処分場の埋立終了区画を対象として事業化を見込んでおり、事業化するにあたり配慮する具体的事項として、以下の対策を講ずる。

- 埋立処分場ガス（LFG）の回収・燃焼（起爆性ガスの適正取り扱いならびに有毒ガスの適正処分）
- 最終覆土によるごみ層内部への雨水流入防止
- 最終覆土による病虫害（鼠・蠅等）の発生抑止
- 最終覆土による悪臭防止対策

2.5.3 最終処分場閉鎖に対する経済性

本プロジェクトの事業化により、ガス抜き管の設置、最適な最終覆土の施工が実施される。このため、CDM 事業終了後ガスエンジン並びに LFG 回収配管を撤去したとしてもガス抜き管及び覆土によって安全閉鎖費用の低減につながる。また、ガスエンジンをそのまま設置しておくことが可能となれば発電事業による生産電力が得られ、その生産電力を電力公社に売却することによる収益が見込まれる。このように、当該処分場の安全閉鎖に当たって、行政側が処分場の閉鎖工事に必要となっていた費用が低減される。

2.5.4 再生可能エネルギーの有効利用と持続可能な開発

イ国における埋立処分場は、そのほとんどが嫌気性構造であり、廃棄物の嫌気性発酵により大量のメタンガスが排出されている。メタンガスは空気中での引火性・起爆性があるため、取り扱う上で安全面には充分考慮すべきである一方、エネルギー源としての利用価値が高く、熱源あるいはガス発電に用いることができる。

現在、イ国における処分場では、発生ガス 100%が大気に放出・拡散されている。そこで処分場から発生するガスを回収し、ガスエンジンによって発電を行うことで再生可能エネルギーとして有効利用できるだけでなく、持続可能な開発プロジェクトとして貢献できることから、その成果が期待されている。

第 3 章 ベースライン方法論

3.1 方法論の概要

ベースラインの方法論については、認定方法論 ACM0001:” Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities” をベースとして、発電による化石燃料消費抑制を考慮した統合化方法論を適用する。

ACM0001 は、電力代替によるグリッドからの電力需要削減分に相当する発電用化石燃料（プロジェクトサイトの供給電源の電源構成に準じる）から生じるCO₂発生量を排出削減量として考慮する方法論であり、最近Ver. 2 が認定されている。PDD作成においてはVer. 2 で新たに追加された「追加性の立証及び評価用ツール」（Tool for the demonstration and assessment of additionality）に従いその内容を見直している。

3.2 方法論の正当性と適用条件

今回提案するプロジェクトの事業内容は以下のように定義される。

- ①閉鎖後埋立地から発生する埋立地ガスの回収
- ②回収した埋立地ガスを利用した発電
- ③過剰な埋立地ガスの燃焼

本プロジェクトでは、埋立地からのガス回収による発電と、それに伴う電力代替による、既存電源グリッドの温暖化ガスの放出量削減量をも考慮している。

ベースライン方法論 **ACM0001** は、以下のような場合において、埋立地ガスの回収プロジェクトに適用される。

- ①回収されたガスを燃焼する場合、もしくは
- ②回収されたガスを発電に利用するが、他の電源による代替や利用回避による温暖化ガス放出量削減は要求しない場合、もしくは
- ③回収されたガスを発電に利用し、さらに他の電源による代替や利用回避による温暖化ガス放出量削減も要求する。

今回の提案プロジェクトは、3 番目の条件に適合しており、なおかつ発電される電気容量が 15MW 以下であることから、適用基準を満たしている。

3.3 ベースラインシナリオ

今回の提案プロジェクトにおけるベースライン方法論でのアプローチは ACM0001 に追加された「追加性の立証及び評価用ツール」の基づいて実施する。具体的な手順を以下に示す。

- 事前スクリーニング
- 提案プロジェクトに対して起こり得る代替案の提示

- 投資分析：
炭素クレジットの収益を考慮しない IRR 計算によりプロジェクトの経済性を評価し、その結果をインドネシアにおける一般的な投資に対する期待収益率と比較する。その結果から、プロジェクトが経済的に魅力的でないことを立証する。
- 障害分析
廃棄物管理部門における現在及び将来にわたる規制について調査し、プロジェクト実施に対する障害を分析する。
- 一般的実施計画との比較分析
提案するプロジェクトの代替策として起こり得る事象としては、埋立地表面を覆土する、浅いガス抜き孔を設置して埋立地の早期安定化を図るという、通常の埋立地閉鎖手段等が考えられる。インドネシアにおいて通常実施される処分場閉鎖方法について分析する。
- CDM プロジェクトとして登録時のインパクト分析
提案するプロジェクトの社会的影響、経済的波及効果等に関する分析。

図 3-1 に今回のベースラインシナリオの検討フローを示す。

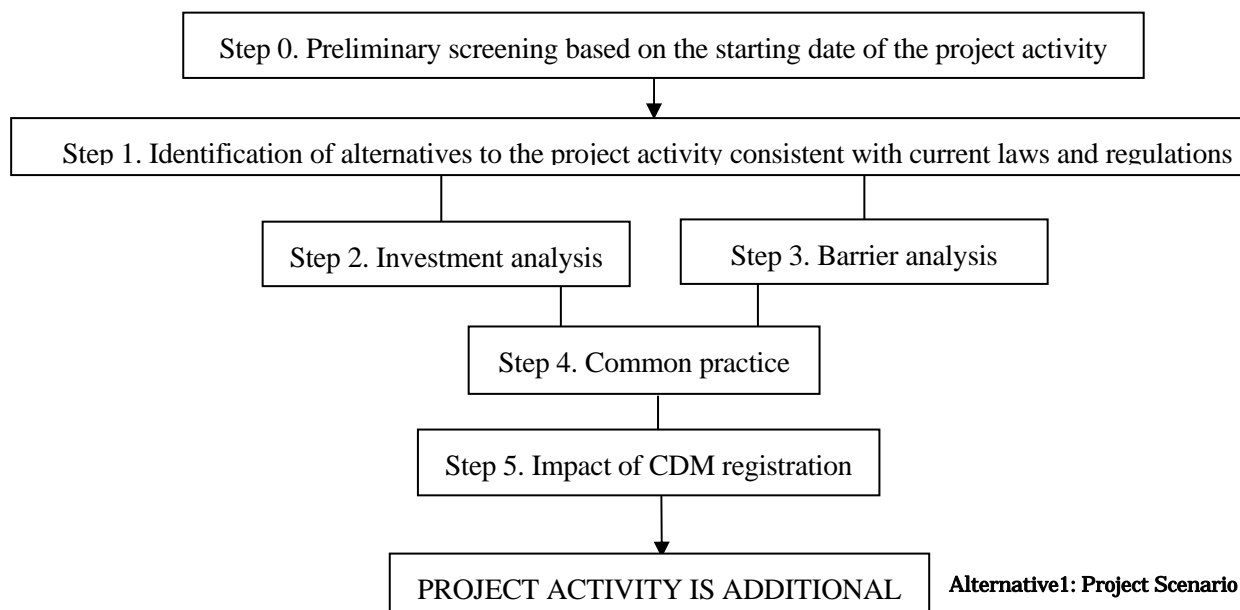


図 3-1 ベースラインシナリオ検討フロー

上記フロー図に基づいてベースラインシナリオの検討を実施する。

ステップ 0：事前スクリーニング

プロジェクトをスタートする前に、登録前の炭素クレジットの要求の有無により、プロジェクト開始日に基づいたふるいわけを実施する。今回のプロジェクトでは事前の炭素クレジットを要求していないので、このステップは省略する。

ステップ 1 : 代替案としての選択肢

埋立処分場の適正閉鎖の方策としては、埋立地を土で覆う、さらに井戸を設置して埋立地ガスを排出させるという通常の埋立地閉鎖手段の他、コンポスト化や焼却処理等が考えられる。

しかしながら、コンポスト化については、近隣国において一時的に導入が始まったばかりであり、まだ試験段階である。小規模なコンポスト設備では、廃棄物処理の代替的な手段となり得ないこと、また現地での搬入廃棄物の分析結果からコンポスト化に適した食品等の塵芥が非常に少ないこと、コンポスト化した土壌改良材の品質や売却先が安定していないことなどの理由から、現実的に導入は困難である。また、焼却処理については、スラバヤ市が 1991 年に処理能力 200 トン/日の設備を導入したが、処理費の高騰から 1998 年に操業を停止している。よって両者については、本検討における代替案としての選択肢から除いている。

このような現地状況とホスト国の持続的な開発を考慮し、処分場の適正閉鎖と廃棄物の有効活用を目的とした現実的な選択肢として以下に示す 3 つのシナリオを提案する。

選択肢 1:

閉鎖した埋立処分場を土で覆土後、ガス回収井戸を設置し、回収したガスを利用して電気を発電する。

選択肢 2:

閉鎖した埋立処分場を土で覆土後、ガス回収井戸を設置し、回収したガスは燃焼する。

選択肢 3:

閉鎖埋立処分場を土で覆土後、埋立処分場にガス抜き管を設置する。

現地の処分場運用状況の実態調査から以下の事実が明らかとなっている。

- ▶ インドネシアにおいては、稼動中及び閉鎖後の処分場からのガスの回収を義務付ける規制は存在しない。
- ▶ インドネシアには約 50 の埋立地があるが、埋立地ガスの回収は行われていない。
- ▶ インドネシアにおいては、処分場の適正閉鎖方法に関する規制やガイドラインも存在しない。このため、同種の殆どの処分場は覆土されていないが、バンタールゲバン処分場のゾーン IV、V のみが覆土され表面ガス抜き管が設置されていた。
- ▶ バンダールゲバン処分場の施設管理を担うジャカルタ市は、いまだ埋立地の閉鎖計画を立てておらず、今後も供用する考えである。

また、3 つの選択肢については、以下のような特徴がある。

- ▶ 選択肢 1 は、発電機やガス回収のための初期投資が必要となるが、売電による収益が見込める。

- ▶ 選択肢 2 は埋立地ガス回収が必須でないことや、実施のためコストがかかるにもかかわらずプロジェクトからの収益がない。
- ▶ 選択肢 3 は、インドネシアにおいては一般的な閉鎖方法とは言い難いが、バンターゲバン処分場では同閉鎖方法が採用されている。

ステップ 2：投資分析と選択

IRR は、炭素クレジットを考慮せずに、提案プロジェクト活動（選択肢 1）について評価する。提案プロジェクトの費用には、初期投資費用、操業及び維持費用、そして提案プロジェクト活動拡充のための多岐にわたる費用が含まれる。提案プロジェクトから回収される唯一の収益は電力販売によるものである。

インドネシアには、「小規模再生可能エネルギープログラム」という再生エネルギー奨励プログラムが存在する。しかしこの制度は発電容量 1 MW 以下の小規模発電が対象のため、今回の提案プロジェクトには適用されない。ただし、現在インドネシア環境省でこの制度の適用範囲を 10 MW まで拡大する検討が進められており、プロジェクトが実施される段階では適用される可能性もある。

バンターゲバン埋立地はほぼ満杯で、間もなく閉鎖される予定であったが、ジャカルタ市周辺に適当な代替処分場が確保できないことから、当面現在の処分場を継続して使用する予定である。今後の供用ゾーンはゾーン I、II、III の 3 箇所であり、ゾーン IV、V は原則閉鎖する予定である。したがって今回の計算ではゾーン IV、V のみを対象として予測する。各ゾーンに投棄された廃棄物量については、ジャカルタ市による埋立廃棄物投棄量の公式データを使用する。埋立地のガス排出量は、**First Order Decay Model (The IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories Volume 3: Reference Manual (1996), Section 4)** によって計算する。**First Order Decay Model** で扱われているパラメータの埋立地ガス中のメタン濃度及びガス回収率は、現地調査結果より推定する。

この他、社会的状況（インフレ率）、財政的状況（金利）及び上記のような現地状況を考慮した上で、IRR 計算に使用する条件を以下のように設定した。

- ▶ 年間投棄量総量：回帰分析による。
- ▶ **First Order Decay Model** におけるパラメータ：
:腐敗係数: K 値：0.15/年，初期有機体炭素総量(TOC)：80kg/ton
- ▶ メタン濃度：50%.
- ▶ 回収率：30%（年度毎に変動）

CER なしの場合のプロジェクト IRR 試算結果は負値 (-13%) となった。即ち、選択肢 1 の提案プロジェクトは選択肢の中で唯一売電による収益があるにも係わらず、投資を回収できない魅力のないものであり、追加性のあるプロジェクトと

いえる。収益性に関する詳細は第 9 章に記す。

ステップ 3 : 障害分析

今回提案しているすべての選択肢について、これを禁止または規制する法律及びガイドラインはインドネシア国内には存在しない。

しかし、選択肢 2 で採用した埋立地ガスを燃焼させるだけのシステムは、エネルギーの有効利用に貢献しないことから、環境側面の持続可能な開発の観点からは不適切なシナリオとなる。

ステップ 4 : 一般的実施計画に対する比較

本 PDD 作成時には、インドネシアには LFG 回収を実施している埋立処分場は存在せず、契約によって LFG 回収が必要とされる処分場も稼働していなかった。

また、過去にバンダールゲバン処分場で埋立地ガスを回収し発電する計画をカナダと中国の企業が提案し、実際現地で調査を行っているが、上記の経済的理由からその後全く実行されていない。

さらに、インドネシア政府においても処分場での LFG 回収を規制するような検討や処分場の適正閉鎖に関する議論は行われていなかった。インドネシアにおけるこのような状況を考えると、提案プロジェクト開始前に規則や契約によって LFG 回収が要請される可能性は極めて低く、民間企業がガス回収による事業を開始する可能性もきわめて低いと言える。

前述のとおり、インドネシアにおける処分場の閉鎖方法は一般的に粘性土で覆土するだけのものであり、特別な処理は全く実施していない。また安全閉鎖を規定するガイドラインや法的規制もない。従って、現状が維持されると仮定した場合に、閉鎖に際してバンタールゲバン処分場がとり得る一般的な代替案は、選択肢 3 であり、これがこのプロジェクトにおけるベースラインと考えられる。

ステップ 5 : CDM 登録によるインパクト分析

インドネシアにはバンダールゲバン処分場のような屋外投棄式の処分場が多数あり、こうした処分場で発生している埋立地ガスを回収有効利用することは、処分場の適正閉鎖と地球温暖化を含む地域環境の改善に大きく寄与する。

また、本プロジェクトは特殊な技術や人材を必要とせず、既存の技術、現地の人材で実施可能である。このため、この種のプロジェクトが CDM プロジェクトとして登録されれば、地域における社会的（雇用の促進）、技術的（ガス回収発電技術の普及）、環境的（処分場安全閉鎖と環境改善技術の普及）観点から持続可能な開発への貢献度が非常に高い。即ち、全国に普及する非常に波及効果の高いプロジェクトとなる可能性が非常に高いと考えられる。

以上の分析結果より、選択肢 1 は他の選択肢と比較して最も合理的であるが、経

経済的に魅力ある計画ではなくこの意味で追加性のある選択肢である。選択肢 2 は経済的に魅力がないだけでなく、社会的環境的な面で持続可能な開発につながらない非合理的な選択肢である。従って今回のプロジェクトでは、プロジェクトシナリオとして選択肢 1 を、ベースラインシナリオとして選択肢 3 を定義した。

3.4 本プロジェクトでの具体的排出量の推定方法

提案プロジェクトは、処分場から発生するメタンガスの燃焼及びメタンガス燃焼による発電をベースとしている。発電の際の処分場ガスの燃焼により二酸化炭素が発生するが、二酸化炭素は処分場ガスの主成分であるメタンに比べ温暖化係数が 1/21 と低いため、結果的に有効な温室ガス放出削減へとつながるものである。

ある年 'y' のプロジェクト活動によって達成される温室ガス放出削減量(ER_y)は、その年に実際に分解され燃焼されたメタン量($MD_{projecty}$)と、プロジェクト活動不在の場合の年間メタン分解・燃焼量(MD_{regy})との差分にメタンの温暖化係数(GWP_{CH_4})をかけた値となる。さらに発電の場合は、置換される電力量に相当する CO_2 放出量(EG_y)も温室効果ガス削減量として加算される。この場合、年単位での置換電力の電源構成による CO_2 放出度($CE_{Electricityy}$)を考慮する必要がある。

$$ER_y = (MD_{projecty} - MD_{regy}) \times GWP_{CH_4} + EG_y \times CE_{Electricityy}$$

ER_y は CO_2 換算量として測定される。一方、 $MD_{projecty}$ や MD_{regy} はメタンガス量として測定される。承認されたメタンの温暖化係数の評価値(GWP_{CH_4})は、21 tCO_2e/tCH_4 である。 EG_y はメガワット時(MWh)で測定され、電源構成による CO_2 放出度、 $CE_{Electricityy}$ は、メガワット時毎の換算量(tCO_2e/MWh)から計算される。

MD_{regy} を測定する際、EAFを利用して、規制条件及び契約条件として課されているガス回収システムの効率性や、プロジェクト開始時における類似状況を考慮する必要があるとされている。AM0003 は EAF として 20%という初期値を設定しているが、本 PDD 作成時には、規制や契約等による制約が不可される状況はなく、EAF を考慮する必要性は存在しないことから EAF はゼロと設定した。

$$MD_{regy} = MD_{projecty} \times EAF = 0, \text{ この時 } EAF = 0 (\%) \text{ とする。}$$

一般的には、新たな約束期間毎に EAF を見直すのが妥当である。しかしながら提案プロジェクトは 10 年間の稼働を予定しており、約束期間変更後のプロジェクトの更新はないため原則的には見直しの必要性は生じないが、約束期間変更後のクレジットについては、EAF を見直す必要がないことを示す必要がある。

排出削減量の事前予測は、IPCC ガイドラインで規定されている **First Order Decay Model** を適用し、経時的な処分場からの GHG 発生量を推定することで求められる。排出削減量は、一旦プロジェクト活動が開始すると、実際に収集され分解されるメタン品質と量を測定することで後に決定されるもので、これらの推定値はあくまで参考値である。

1 年間にプロジェクト活動により分解されるメタン量(MDproject_y)は、実際に燃焼されるメタン量と発電に使用されるメタン量の観察結果から算定される。

$$MDproject_y = MDflared_y + MDelectricity_y,$$

$$MDflared_y = LFGflared_y \times F_CH4_y \times FE \times D_CH4,$$

ここに、LFGflared_yは年間に燃焼される処分場ガスの量、F_CH4_y は年間を通して継続的に測定されるガス中のメタンの比率、FEは燃焼効率（分解されたメタンの比率）、D_CH4 はメタンの比重 (tCH₄/ m³CH₄)を指す。

$$MDelectricity_y = EG_y \times HR / EC_CH4.$$

発電によって分解されるメタン量(MDelectricity_y)はモニタリングされた電力発生量(EG_y)により確認される。年間EG_y はMWh×HR（時間）によって算定され、メタンエネルギー含量EC_CH4 はGJ/tCH4 によって測定される。

提案プロジェクトは非常に小規模であり “Build Margin”の適用が難しいと考えられる。このため、グリッド電力使用量の置換分のみを電力代替による排出量削減分として計上する。

既存グリッド電源の燃料別発電量構成（表 3-1 参照）、及び燃料別の 1KWh あたり平均二酸化炭素排出量データ（表 3-2 参照）から、グリッド電源 1KWh あたりの二酸化炭素排出量の加重平均を算定する。

表 3-1 2000 年の PLN の燃料別電源構成

Crude oil	Coal	Natural gas	Hydro	Others	Total(GWh)
14.0	34.5	5.8	10.9	34.8	83,5004

表 3-2 日本の燃料別平均CO₂排出係数 (kg CO₂e/KWh)

(Data Source: Central Research Institute of Electric Power Industry of Japan)

Crude oil	Coal	Natural gas	Hydro	Others
0.742	0.975	0.608	0.011	0.020(estimated)

表 3-1 及び表 3-2 から加重平均を計算すると、グリッド電源 1KWhあたりの平均的な二酸化炭素排出量は、0.484 kg CO₂e/kWh.となる。

First Order Decay Model によるガス発生量予測に基づけば、本プロジェクトを実施した場合の 2008 年～2017 年のプロジェクト期間中における二酸化炭素換算排出量は約 180 万 tCO₂e となり、ベースラインにおける排出量約 299 万 tCO₂e に比べ約 119 万 tCO₂e 分が削減されたことになる。

詳細な算出経過とデータは第 4 章にまとめる。

3.5 プロジェクト境界の定義

提案プロジェクトのフロー及びシステム境界を図 3-2 に示す。フロー図は処分場ガス回収システム及び発電設備に関する具体的構成要素から成り立っている。

提案プロジェクトは閉鎖後の処分場において実施され、同プロジェクトがオフサイトでの温暖化ガス排出を助長することのないクローズドシステムとなっている。従って、本提案プロジェクトにおいてリーケージを考慮する必要はないと考えられる。

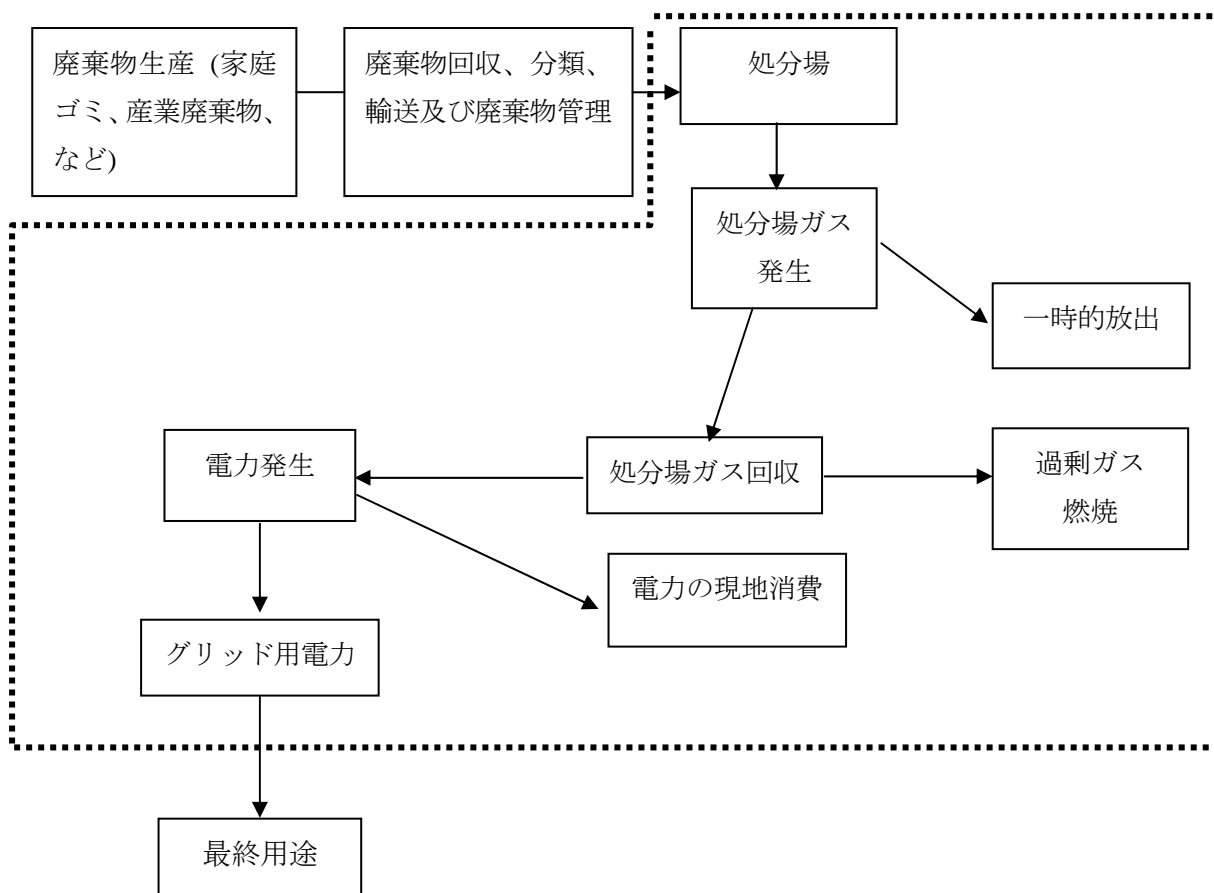


図 3-2 システム境界のフローチャート

表 3-3 は提案プロジェクトのシステム及びプロジェクト境界についての要約を表している。

表 3-3 システム及びプロジェクト境界についての要約

行動		排出源	ガス	備考
基本計画	直接計測 (現地)	処分場ガス	CH ₄	考慮
			CO ₂	Carbon neutral
	直接計測 (オフサイト)	グリッドパワー用燃料燃 焼	CO ₂	考慮
			N ₂ O	考慮せず
プロジェクト	直接計測 (現地)	処分場ガス	CH ₄	考慮
			CO ₂	Carbon neutral
		電力用 LFG 燃焼	CO ₂	Carbon neutral
		開始時バッテリー使用	CO ₂	極少 (無視)
		プロジェクト稼働	CO ₂	電力代替考慮 Carbon neutral

3.6 プロジェクトの追加性

インドネシアにはバンタールゲバン処分場と同種の埋立処分場が多数存在しており、それらの殆どが開放型の嫌気性構造の埋立処分場である。こうした処分場でのコンポスト化の動きはまだ小規模であり、材料となる塵芥の確保やコンポスト化した土壤改良材の販売方法なども確立されていない、またゴミ焼却施設は過去にスラバヤ州で 1 件導入実績があるものの今は全く稼働しておらず、現在計画もない。

よってこれらの埋立処分場から排出されているバイオガスは回収されておらず、全て大気中に放出されている。

また、本プロジェクトシナリオによる収益性は非常に低く、炭素クレジット (CER) なしには事業として成立しない。

以上のことから、現在の状況が続く限り CDM プロジェクトなしに、メタンガスを多量に含むバイオガスを回収するような対策がインドネシア政府によって実施されることは考えにくい。さらに、同国は経済発展途上にあり、他に優先すべき重要公共プロジェクトが多数存在すると考えられる。

よって、本プロジェクトには十分な追加性が認められると考えられる。

第4章 プロジェクトの効果

4.1 温室効果ガス排出削減効果調査の方針

4.1.1 現地調査

(1) 調査方法

昨年度の調査では、まず処分場の現況地形及びゴミの埋立量を把握するため、現地における測量調査を実施し、スケール 1:2000 の実測地形図を作成した(図 4-1 参照)。

最終処分場ガスの発生量の推定は多くの不確実な要因を抱えるために非常に難しい。特に基本的な情報である全有機系炭素量 TOC や分解速度に関連する k 値等の正確な分析を経なければ、事業の採算性を判断することは難しい。そこでバンダールグバン最終処分場においても昨年度観測用井戸を 5 本掘削し、上記データやメタンガス回収に関連する情報を多角的に収集することにした。しかし、今年度も継続して調査する予定であった観測用井戸がゴミ処分計画の変更に伴い、すべて使用不可能な状態となった。そこで今年度新たにガス計測用の観測用井戸を 1 本追加でボーリングし、ガス発生量、ガス成分などの経時的変化を継続調査することにした。

次に処分場で実際に産出井戸を掘削し、測定した各種データだけで k 値を導出できるわけではない。k 値を導出するにはいつ、どこに、どのような廃棄物が、どれだけ搬入されたかというデータが必要で、これは将来のメタンガス発生量を求める際にも必要となってくる。このため、投棄される廃棄物の成分分析を併せて実施した。

また、年度毎の処分量データについては、廃棄物処理ならびに処分場の運営を担っているジャカルタ市清掃局及び PBB 社へ情報開示請求を行っている。

(2) サイト観測結果

ここでは、処分場及び周辺の実地観測調査に基づき、現況の定性的な分析を行う。

図 4-1 は埋立てが終了している Zone の表面を、図 4-2 は埋立て進行中の区画の表面を撮影したものである。表面付近は廃棄物と覆土が混合された状態であり、表面に露出している廃棄物はビニール類が多い。図 4-3 は埋め立てが終了して数ヶ月経過した Zone であるが、表面が植生で覆われていた。図 4-4 に示される様に一部では、表面の枯れた草が自然発火している状況が見られた。

図 4-5~6 は表面覆土(現場発生土)を撮影したものである。現場発生土は砂礫分を含んだシルト質土であり、土自体の保水能力は高く、湿潤状態では透水係数、透気係数共にやや低めと予測される。

図 4-9~10 は埋め立て部の側面を撮影したものであるが、法尻の部分から廃棄物層内の保有水が浸出水として漏洩していることが分かる。本処分場には底面に遮水シート敷設さ

れ、その下側には人工粘土層が構築されているか、自然地盤の粘土層が堆積した状態となっている。このため、廃棄物層内には降雨により供給された水が内部貯留水として大量に存在していると予測される。この内部貯留水の処理を目的として浸出水処理施設が全 Zone で 4 箇所設けられており(図 4-7～8)、曝気処理後に河川へ放流されている。しかしながら、各 Zone の法尻部から浸出水が漏洩している様子が観察された(図 4-9～10)。浸出水は黒色で、臭気を発していた。この原因としては、処理能力の不足や配管設計の不備、地形の影響等が考えられる。



図 4-1 処分場全景(埋立終了部)



図 4-2 処分場全景(埋立進行部)



図 4-3 処分場表面の植生



図 4-4 植生の自然発火



図 4-5 最終覆土



図 4-6 最終覆土(湿潤状態)



図 4-7 浸出水処理施設



図 4-8 曝気槽



図 4-9 Zone 法尻部



図 4-10 法尻からの浸出水

なお、今年度におけるゾーン のゴミの埋立状況を図 4-11 に示す。ゾーン は既に埋立
が完了しているとの話であったが、実際には更に 10m 程度ゴミの埋立を追加実施してい
たため、設置済みの観測用井戸がすべて使用不可能になった。



図 4-11 ゾーン における今年度のゴミ埋立状況

(3) 現況地形調査結果

昨年度調査報告書参照

(4) 観測用井戸の設置

今年度新たにガス計測用の観測用井戸を 1 本追加で設置し、ガス発生量、ガス成分などの経時的变化を継続調査することにした。昨年度は観測用ガス産出井戸を 5 本設置したが、一部供用開始に伴い、ゴミの埋立が再開されたため、昨年度の設置井戸は使用不能となった。このため、ゾーン に新たに追加で井戸を設置した。井戸の大きさは 150mm (内径 75mm)、掘削深さは 23m とした。産出井戸には円形の孔を空けた有孔率 10%の軟質塩ビ管を埋め込み、その周辺には碎石を投入した。ボーリング位置はゾーン の中央部とし、その付近を写真図 4-12 に、掘削模様を写真図 4-13 に示す。



図 4-12 井戸ボーリング位置



図 4-13 観測用井戸の掘削模様



図 4-14 完成した観測用井戸

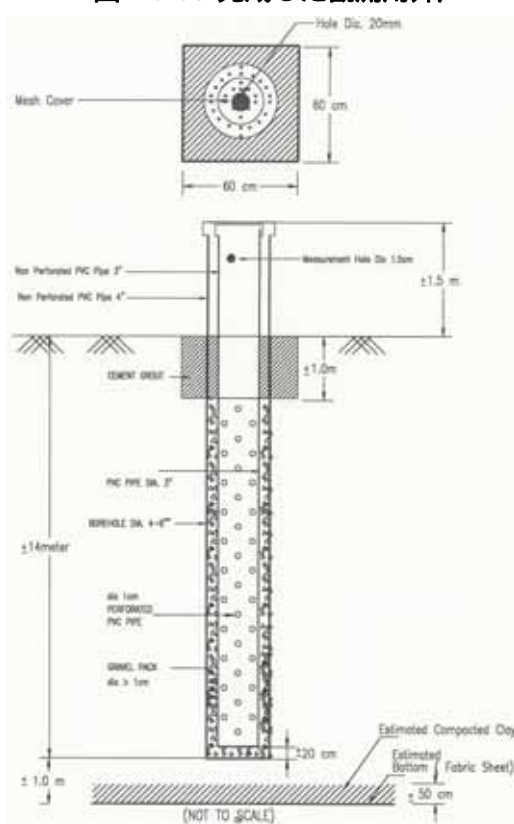


図 4-15 ガス観測用井戸標準断面

(5) ボーリングによるごみ試料の採取

観測用井戸設置のため Zone において実施したボーリング時に、廃棄物層内部のごみ試料を採取した。廃棄物層内は地下水位が高く、試料は高含水状態であった。また、前回同様にボーリング途中で内部貯留水がガスと共に噴出し始めた。この際、ボーリング孔のごく近傍で GEM2000(Geotechnical Instruments 社:England)によりメタン濃度を測定したところ約 55%となっており、廃棄物層内では微生物による廃棄物の嫌気分解反応が活発に行われている。また、ボーリング孔からの排出ガスの温度は 47 程度となっており、廃棄物中の有機物の分解は主に高温域メタン発酵領域^{*}において進んでいる。(図 4-16,17 参照)

ボーリングコアは図 4-18～20 に示す様にビットから取り出した後、TOC 分析の試料として密封容器に採取した。

メタン発酵は反応が生じる温度によって中温域メタン発酵(40 前後)と高温域メタン発酵(50～55)に分けられる。高温域メタン発酵は分解の菌種が中温域に比べて少ないため、反応が活性化する条件が厳しいが反応速度が中温域に比べ、2 倍ほど早いことが知られている。



図 4-16 ボーリング孔からの貯留水の噴出し



図 4-17 ガス成分測定器 GEM2000



図 4-18 ボーリング試料の採取



図 4-19 ボーリング試料の観察



図 4-20 試料のパッキング



図 4-21 観測用井戸からの噴出状況

(6) 温度分布・ガス組成・ガス発生量の測定結果

計測機器

排出ガスの測定は、ガス組成を測定する GEM2000 とガス流速を測定する HFA(Hontzsch 社:Germany)をそれぞれ用いた。

GEM2000 は処分場の排出ガスを測定するために開発されたもので、標準装備でメタン、二酸化炭素、その他のトータル成分が測定可能である。今回の測定ではさらにアタッチメントを追加し、硫化水素濃度の測定も可能となっている。

HFA は工業用ベーン式流量計で熱溶解したガラスや塗料などの流量の測定に用いられているものである。センサー部には熱電対も内蔵しているため、流速と同時に流体の温度を測定することが可能である。

ガス組成

ガス測定分析はボーリング後すぐに実施する予定であったが、実際には完成後も内部貯留水の噴出が続いており、観測不能の状況である。(GEM2000 は水分を吸引すると正確な分析ができない)このため、最初のボーリング時に観測された約 55%のメタン濃度が昨年度の観測結果と同じことから、ガス組成については昨年度と同じ値とした。

表 4-3 昨年度のガス成分計測結果

表-1 INDONESIA BATAR GEBANG LANDFILL SITE LFG GAS SURVEY

Date	Bore hole	Time	Atmos Temp (°C)	Well Temp (°C)	Bore Press (m h ₂ O)	Well Press (m h ₂ O)	CH ₄ (%)	CO ₂ (%)	H ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	Remarks
19/10/04	02	09:45	31	42	1003	-033,74	55,9	40,3	00,3		
	02	10:30	32	39	1002	-035,61	55,3	40,8	00,3		
	04	09:50	32	45	1003	-033,74	55,9	40,5	00,1		
	04	10:25	32	45	1003	-036,28	55,4	40,6	00,2		
	01	10:00	32	43	1003	-038,51	54,9	41,1	00,3		
	01	10:20	32	44	1003	-038,28	54,1	41,0	00,2		
	05	10:05	31	44	1003	-039,72	55,6	40,8	00,3		
	05	10:15	35	43	1002	-034,01	55,0	35,1	05,9		
	03	10:50	35	39	1002	-034,16	09,1	09,8	13,5		
	03	11:05	36	39	1002	-036,54	10,6	12,1	11,9		

ガス排出速度

排出ガスの流速については、約 1.8m/s の観測結果が得られた。これは昨年度の計測結果よりもかなり大きくなっている。この理由としては、ボーリング長さが 23m と前回の 14m よりも長くなっており、上部 10m は新規に積み増された廃棄物層であることから LFG の発生量は当然増加しているためと考えられる。昨年度の観測結果も踏まえて今後も計測を継続し、時間的、季節的な変動を把握する予定である。

なお、測定されたガス流速に基づく推定排出ガス量は約 250,000m³/本/年であり、仮に 120 本の井戸を設置した場合のメタンガス回収量は 90%の回収効率で最大約 13,500,000 m³/年となる。

(7) 廃棄物層の化学的特性

処分場に埋め立てられた廃棄物からメタンが生成、排出される根本的な要因は廃棄物中に地盤内微生物の分解作用を受ける有機物が含まれているためである。日本国内では不燃物以外の廃棄物は減容化のため焼却処理されることが多く、処分場に持ち込まれる段階で TOC (Total Organic Carbon: 総有機炭素量) は非常に少なくなっているが、東南アジアでは紙類、木片に加え、厨芥類を埋め立て処理するため廃棄物中の TOC が日本に比べて多い。そこで、廃棄物のメタン排出ポテンシャルを評価し、処分場からのメタン排出量やその将来予測を行うために、観測井削孔時に採取したボーリング試料について TOC 分析を実施した。

なお、分析は廃棄物試料を日本国内へ持ち込むために手続き等が煩雑であること、また、日本国内における分析では分析コストが高つくことから ALS Technichem のマレーシア支社に依頼している。

1) 試料採取

今回実施した廃棄物の成分分析は前回同様、処分場ガスの潜在的発生可能量のパラメータである全有機系炭素量 TOC を把握するためである。

サンプリング個所はボーリングにおいて深さ 3m、6m、9m、12m、15m、18m の 6 箇所とし、各試料について分析を実施して特性の把握を行った。分析項目は水分、灰分、揮発分に加えて全有機系炭素量 TOC と全無機系炭素量 TIC の 5 項目とした。

2) 分析方法

ボーリングの際に採取した試料は廃棄物のみでなく、覆土起因のシルト質土、礫分等が含まれている。また、比較的大きな木の根、プラスチックボトルなど地盤中の微生物によって分解されないものを多く含んでいるため、それらを予め取り除いてから Solid TOC Analyzer を用いて分析を実施した。

委託先である ALS Technichem での分析に直接立会い、分析担当者に直接、指示した(図 4-22)。分析の際、試料に対して 2 段階の手選別、含水比測定、篩い分けを行い、土粒子、樹脂類を取り除いた TOC/TC 分析用試料(固体)を作成した(図 4-23)。試料作成では、粒子径が大きいものについて目視による手分別を行い、粒子径が小さいものについてはふるいを用いた分別を行った。

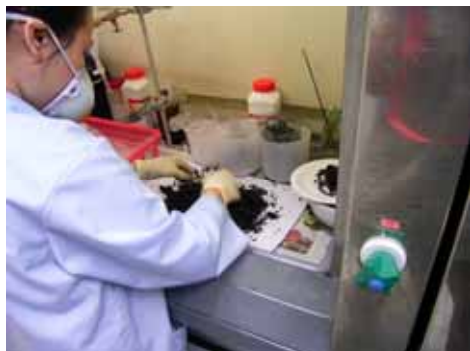


図 4-22 分析試料の選別



図 4-23 Solid TOC/TC 用試料

3) 分析結果

分析した廃棄物の組成を図 4-24 に示す。地下水位が高いこともあり、水分の占める割合が高く、木片、プラスチックの順になっており、塵芥等の細成分の割合はそれほど高くない。

また、廃棄物内に含まれる TOC の割合を図 4-25 に示す。今回の分析では水分に割合が高く、貯留水中に溶出している有機物の割合も高いと予想されることから、貯留水の TOC 分析も併せて実施し、その結果と合わせて示した。この結果によれば、木片（やし殻含む）を含む総 TOC は 6% ~ 15%（60 ~ 150kg/t）の値となっているが、メタンガスの発生に寄与する細成分及び貯留水に含まれる TOC は約 2% と非常に低い値となっている。

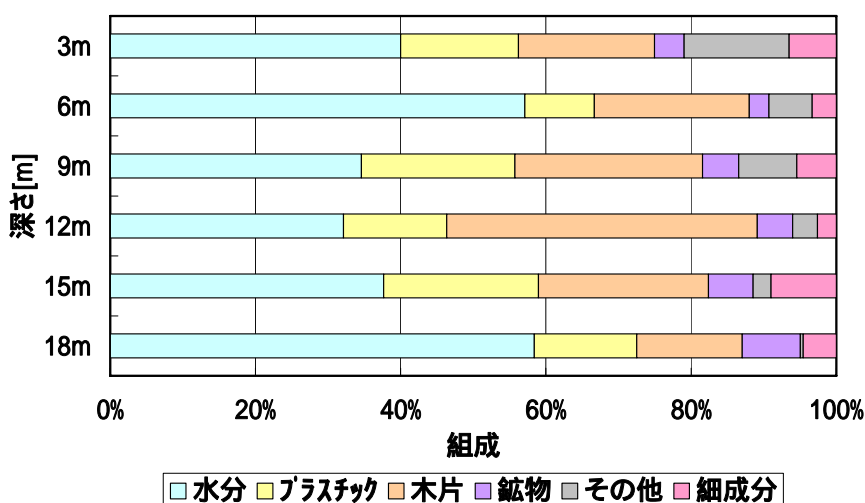


図 4-24 廃棄物成分の組成

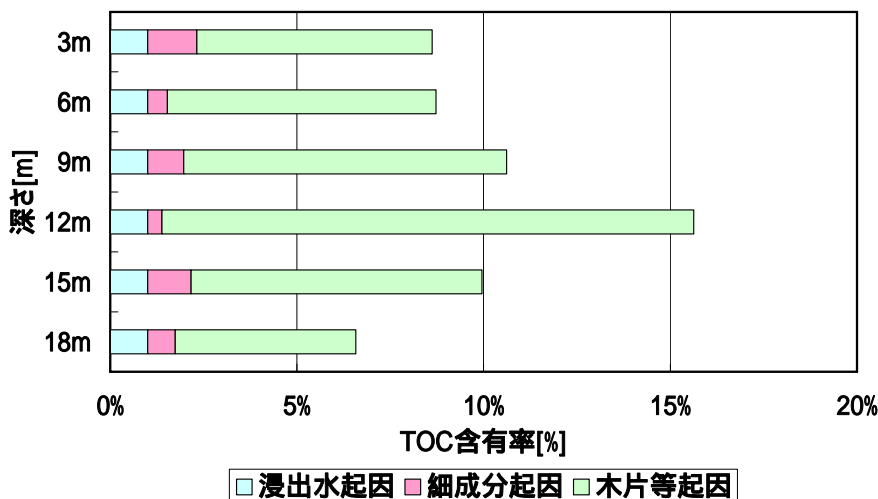


図 4-25 廃棄物成分の TOC

この原因としては、食品等の塵芥が非常に少ないことがあげられる。インドネシアではゴミとして出る塵芥は 60%程度あると統計上いわれているが、食品等の塵芥については、大部分が中間処理の段階で家畜の餌として再利用されており、非常に効率的な再利用が行われていると推定される。つまり最終処分場に搬入されるゴミには食品等の塵芥が非常に少なく、コンポスト化するだけの分量を分別収集することは非常に困難である。

この結果は昨年度実施した成分分析結果と非常によく似ており、ゴミの成分組成については、ほぼ同じであると考えられる。

(8) TOC の再考

1) パラメーターの見直し

処分場から採取されたボーリングサンプルについて TOC 測定を実施したところ、図 4-25 の結果が得られた。

廃棄物中の TOC は 2% (木片起因を除く) となっていることが分かる。処分場 CDM 事業においてメタンの排出量を予測するために用いられる IPCC 採用のメタン排出量算定式を式(1)~(2)に示すが、上記の TOC を代入し、算定を行った場合、現場で実測されたガス排出量よりもかなり小さくなる傾向が見られた。式(1)~(2)における各種パラメーターにおいて大きな誤差と成り得るのは、分解定数: k と有機炭素量[kg/t]: C_0 であると考えられる。分解定数については、高温多雨な東南アジアの条件を考慮し昨年同様最大値 0.15 を用いていることから、木片起因の有機炭素量による影響と新規に積み増しされた廃棄物による影響とが考えられる。しかし、現状のデータだけでは適切な推定が出来ないことから、実測のガス発生量に近い昨年度の事業性評価のデータを用いて以後の検討を進める。(実測発生量から 2008 年度の発生量を FOD モデルで推定するとほぼ昨年度の事業性評価時のガス回収量と同じになる。)

$$G_e = 1.868 \times C_0 \times (0.014 \times d + 0.28) \dots (1)$$

G_e : ガス生成ポテンシャル C_0 : ごみ層 (廃棄物中) の有機炭素量[kg/t] d : 温度[]

$$G_t = G_e \times (1 - e^{-k \cdot t}) \dots (2)$$

G_t : 時刻 t までに生成した処分場ガス量[m³/t]

k : 半減期から導出する分解定数 (通常、0.05 ~ 0.15 の範囲)

t : 時間[年]

4.1.2 温暖化ガス排出量の削減

本プロジェクトにおけるメタンガスの推定回収量を表 4-4 に示す。なお、発生量評価に際しては、IPCC ガイドラインに引用されている FOD モデルを用いた。

表 4-4 年度毎の L F G 発生量及びメタンガス回収量

Year	Annual LFG volume (m ³ /year)	Annual CH ₄ volume (m ³ /year)	Annual CH ₄ captured** (m ³ /year)
2008	71,454,000	35,727,000	10,236,000
2009	61,501,000	35,751,000	9,724,000
2010	52,935,000	26,467,000	9,212,000
2011	45,561,000	22,781,000	8,701,000
2012	39,215,000	19,607,000	8,189,000
2013	33,753,000	16,876,000	7,677,000
2014	29,051,000	14,526,000	7,165,000
2015	25,005,000	12,502,000	6,653,000
2016	21,522,000	10,761,000	6,142,000
2017	18,524,000	9,262,000	5,630,000

**Annual CH₄ captured was estimated from annual gas

本プロジェクトにおける温室効果ガスの回収による CO₂ の削減量を表 4-5 に示す。(系統電源の代替による削減量は含まない。)

表 4-5 プロジェクトによる年度毎の CO₂ 削減量

	LFG Emission Vol. (m ³ /day)	CH ₄ Emission (m ³ /day)	CH ₄ Capture (m ³ /day)	CO ₂ Reduction (ton/yr)	CO ₂ Emission by Baseline (ton/yr)	CO ₂ Emission by Project (ton/yr)
2008	195,765	97,883	28,044	153,538	535,907	382,369
2009	168,497	84,248	26,641	145,861	461,260	315,398
2010	145,026	72,513	25,239	138,184	397,010	258,825
2011	124,825	62,413	23,837	130,508	341,710	211,202
2012	107,438	53,719	22,435	122,831	294,112	171,281
2013	92,473	46,236	21,033	115,154	253,145	137,991
2014	79,592	39,796	19,630	107,477	217,884	110,407
2015	68,506	34,253	18,228	99,800	187,534	87,734
2016	58,963	29,482	16,826	92,123	161,412	69,289
2017	50,750	25,375	15,424	84,446	138,929	54,483

4.1.3 LFG ガス回収発電利用による CO₂ 排出量削減

本プロジェクトでは LFG ガスを回収発電利用することで、系統電源の代替を行なうが、これに伴う系統電源の削減に対応した CO₂ の排出削減量の計算結果を表 4-6 に示す。

表 4-6 系統電源の削減に対応した CO₂ 排出の削減量

CO ₂ emission vol./kg	=	0.48			
Electricity Price (US\$/kwh)	=	0.04			
% of electricity to produce electricity for operation	=	90%			
	=	5%			
Year	mwh/day	Electricity Generated kwh/year	CO ₂ in ton	Total	Income from Electricity Sales
2008	70.1	23,030,762	10,590	85,511	875,169
2009	66.6	21,879,224	10,060	81,235	831,411
2010	63.1	20,727,686	9,531	76,960	787,652
2011	59.6	19,576,148	9,001	72,684	743,894
2012	56.1	18,424,610	8,472	68,408	700,135
2013	52.6	17,273,072	7,942	64,133	656,377
2014	49.1	16,121,534	7,413	59,857	612,618
2015	45.6	14,969,996	6,883	55,582	568,860
2016	42.1	13,818,457	6,354	51,306	525,101
2017	38.6	12,666,919	5,824	47,031	481,343

系統電源の代替による CO₂ の削減量は最大で約 1 万トン/年であり、クレジット期間の 10 年間の合計では約 82000 トンになる。メタンガスの回収分と合わせたプロジェクト全体での CO₂ 削減量を表 4-7 に示す。

表 4-7 プロジェクト実施による CO₂ 排出の削減量

Year	CO ₂ Emission by Baseline (ton/year)	CO ₂ Emission by Project (ton/year)	CO ₂ Reduction by Project (ton/year)
2008	536,000	382,000	154,000
2009	461,000	315,000	146,000
2010	397,000	259,000	138,000
2011	342,000	211,000	131,000
2012	294,000	171,000	123,000
2013	253,000	138,000	115,000
2014	218,000	110,000	107,000
2015	188,000	88,000	100,000
2016	161,000	69,000	92,000
2017	139,000	54,000	84,000

第5章 プロジェクト実施計画

5.1 LFG 回収・発電施設の全体計画

本 LFG 回収・発電施設の対象処分場は、バンタールゲバン処分場の Zone 及び Zone である。本 LFG 回収プロジェクトで用いる設備は LFG 回収設備、LFG 処理設備、LFG 発電設備、フレア燃焼設備であり、それぞれについては以下のとおりである。なお、埋立処分場内のメタンガス排出を制御する重要なファクターは表層部の被覆部である。このためメタンガスを最大限に促進させるには、表層部を 0.5m 以上の良質土で覆土するものとする。

< LFG 回収設備 >

本 LFG 回収システムにおいて、LFG 回収設備は根幹的な設備である。当該 LFG 回収設備は LFG 管とフロアで構成される。LFG 管は処分場から LFG を回収する産出井戸と回収した LFG を発電設備まで搬送する送気管からなる。フロアは産出井戸において LFG の自噴を補助し、発電設備まで搬送するために設置される。

< LFG 処理設備 >

LFG 処理設備は LFG を LFG 発電設備に適した性状にするものであり、ガスホルダ、スクラバ、加熱器から構成される。ガスホルダは LFG をガスエンジンへ導入する前に流量を調整するために設置し、スクラバと加熱装置は LFG 中の湿度を下げるために設置される。

< LFG 発電設備 >

LFG 発電設備は LFG を燃料としてガスエンジンで発電するものである。発電により得られた電力は、場内で使用する電力を除き、全て電力会社(PLN)へ売却される。

< フレア燃焼設備 >

フレア燃焼設備は LFG 発電設備の保守時(点検、又は故障)に、LFG ガス全量を安全にフレア燃焼させるために設置される。また、ガスエンジン運転時に過剰となったガスもフレア燃焼させる。

5.2 本プロジェクトにおける LFG 回収設備

昨年度報告書参照

5.3 本プロジェクトにおけるガス処理及び発電設備計画

(1) LFG 設備概略

本プロジェクトのLFG設備の設置位置は、配置図の図 5-2 の通り、廃棄物処分場の

浸出水処理施設 内とする。LFG設備概略フローを図 5-1に示す。

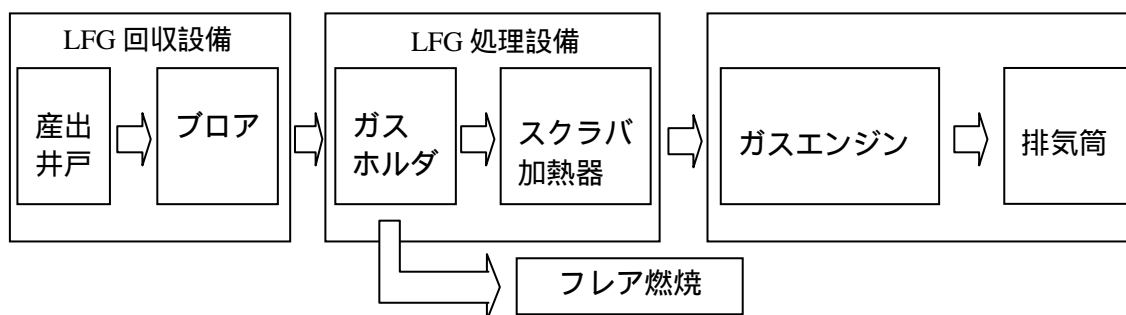


図 5-1 LFG 設備概略フロー図

LFG設備概略フロー図のとおり、LFGを産出井戸から抽出後、LFG処理設備で流量調整と減湿を行い、LFG発電設備においてガスエンジンで発電する流れである。発電によって得られた電力の一部は内部電力として使用し、大半の電力を電力会社へ売電する。詳細なフローは図 5-5に示す。

(2) LFG 処理設備

昨年度報告書参照

(3) LFG 発電設備

LFG発電設備の機器リストを表 5-1に示す。また、LFG発電設備の概略機器配置図を図 5-3に示す。

表 5-1 LFG 発電設備の機器リスト

機器名
ガスエンジン（排気筒、サイレンサ等付属機器含む）
発電機
給電盤
制御盤
補助給電盤
補助制御盤
補助モーター
充電装置
変圧給電盤
変圧器
11kV 回路盤
ケーブル

(4) 機械棟

機械棟はガスエンジン設備のことである。不燃性材料を使用し、雨水の浸入、地下水の浸透がない構造にするとともに運転員が窓際を通ることが出来るよう機械の配置を考える。また、構造が可燃性素材となる場合、天井、背面及び側面は不燃物でカバーする。

(5) 管理棟

管理棟内には予備品をストックできる倉庫及び LFG 設備の巡回車等の駐車場を設置する。

(6) 各室の照度

室の換気と採光をよくするとともに照明は以下のように考える。

表 5-2 管理室及び電気室の照度

	照度段階	照度範囲 (lx)
管理室	500	300~700
係員室	200	150~300
電気室	100	70~150

注) 照度は床面上 0.85mの水平面照度とする。局部照明との併用により上記照度を得てもよい。

(7) 保安管理

昨年度報告書参照

(8) その他

インドネシア国消防法等での法規制を受けるものについては、法令に基づいた構造として、消火設備を設けるとともに労働安全衛生規則その他の規則に従うことが必要である。

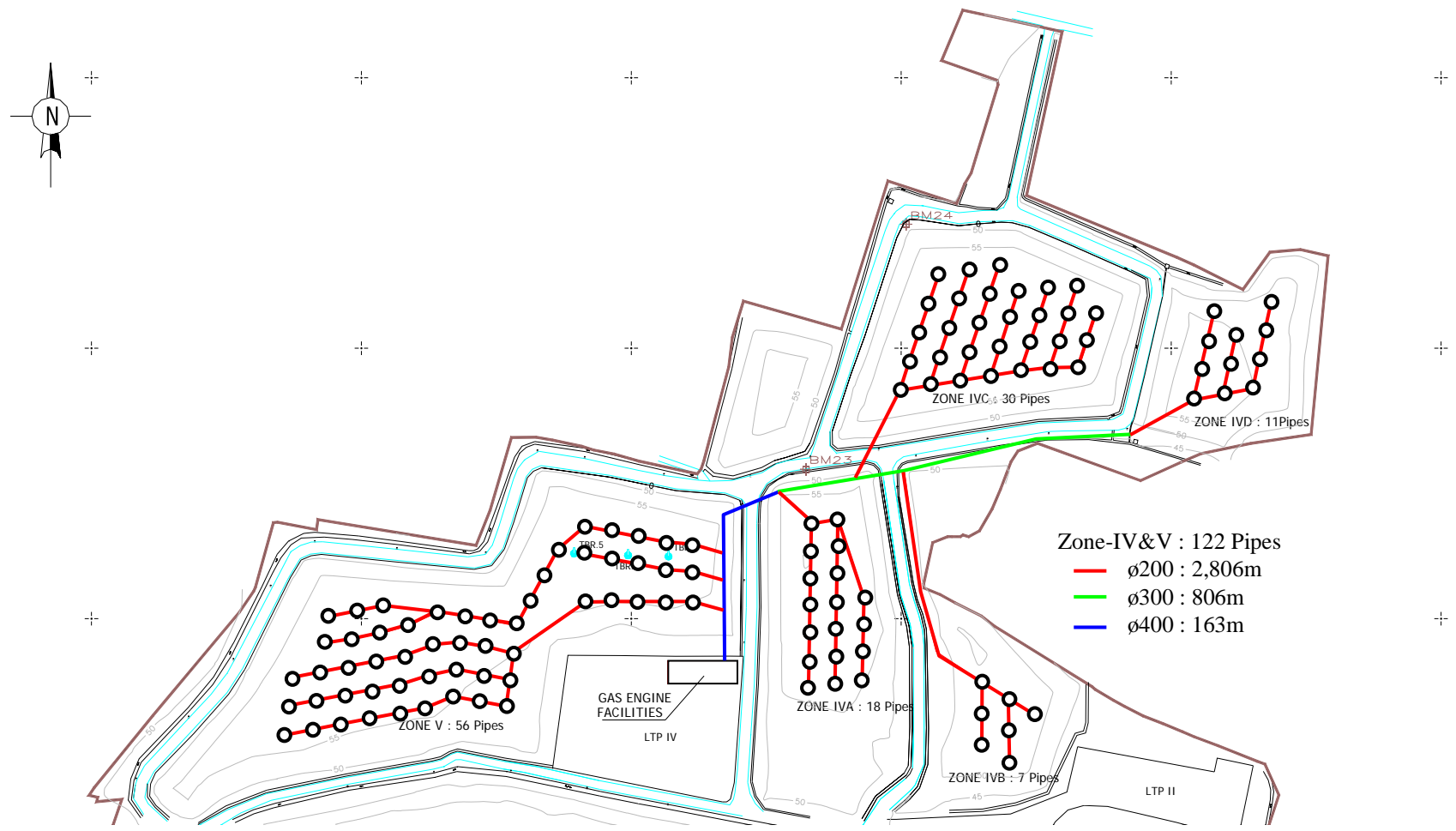


図 5-2 LFG 回収管ルート及びガスエンジン配置位置

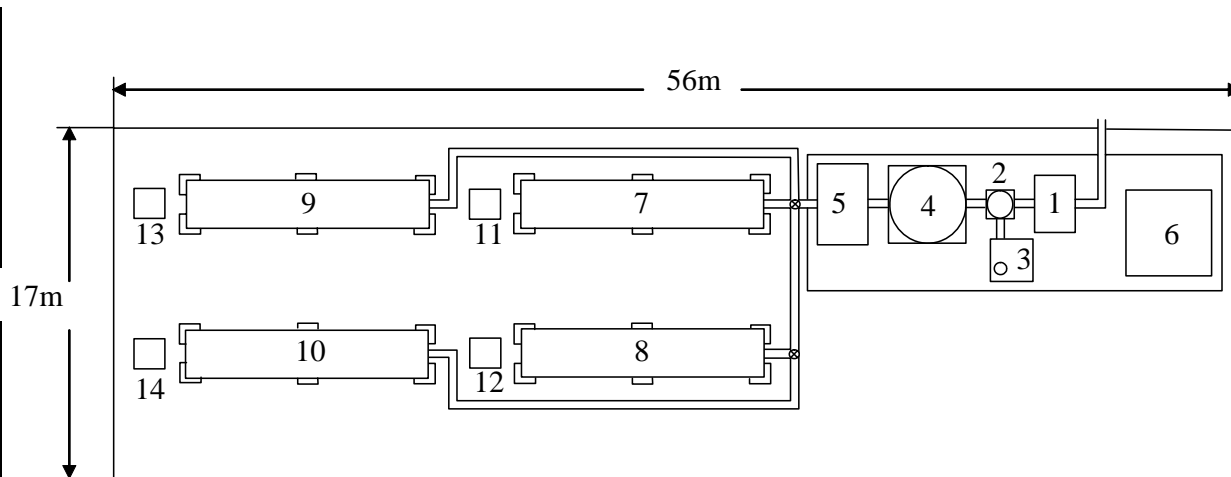


図 5-3 LFG 処理・発電設備 機器概略配置図

No	名称
1	ブロア
2	ガスホルダ
3	フレア燃焼設備
4	スクラバ
5	加熱器
6	高架式水タンク
7	No1 ガスエンジン(1MW)
8	No2 ガスエンジン(1MW)
9	No3 ガスエンジン(1MW)
10	No4 ガスエンジン(1MW)
11	No1 変圧器
12	No2 変圧器
13	No3 変圧器
14	No4 変圧器

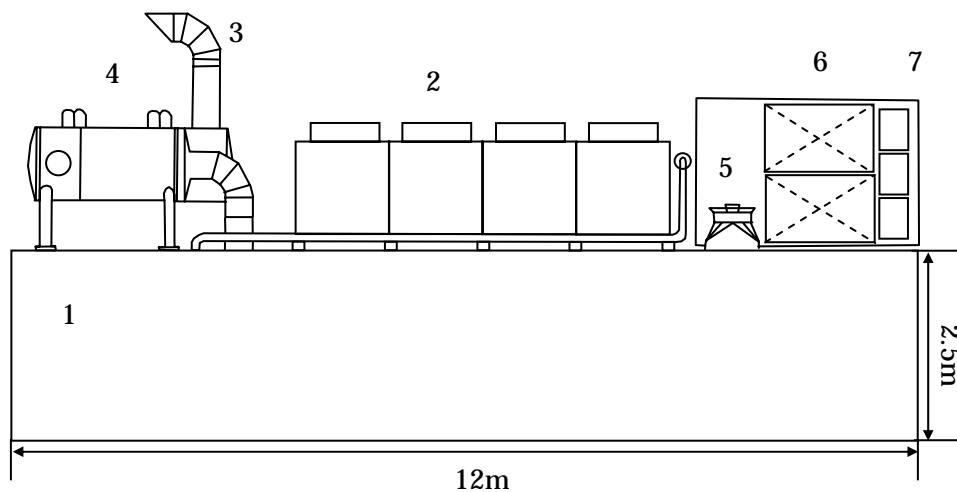


図 5-4 ガスエンジン断面図

No	名称
1	ガスエンジン (コンテナパッケージ)
2	ラジエタ
3	煙突
4	排ガスサイレンサ
5	吸気サイレンサ
6	吸気フィルター
7	吸込ブロア

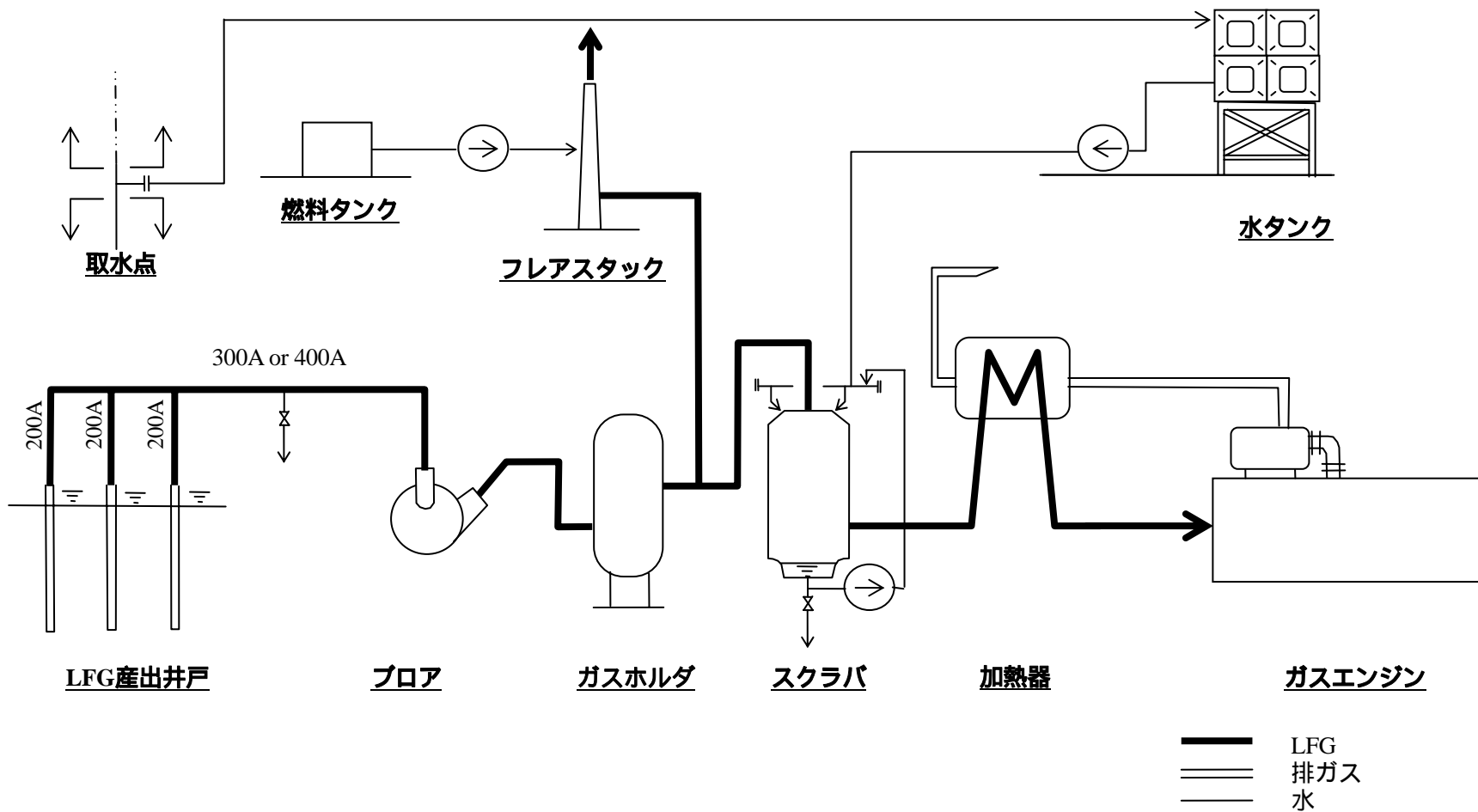


図 5-5 LFG 回収・処理・発電設備 プロセスフロー

5.4 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトの実施にあたっては、インドネシアに特別目的会社（SPC）を設立し、事業の運営を行う予定である。SPC への出資会社としては鹿島建設と日本の電力系会社及びインドネシアの民間会社などが候補に上げられるが、現在の段階では確定していない。今後詳細な経済性検討を進め、PDD のバリデーションまでには具体的な事業運営体制のスキームを決定する予定である。なお、SPC の運用管理体制の組織図を図 5-14 に示す。

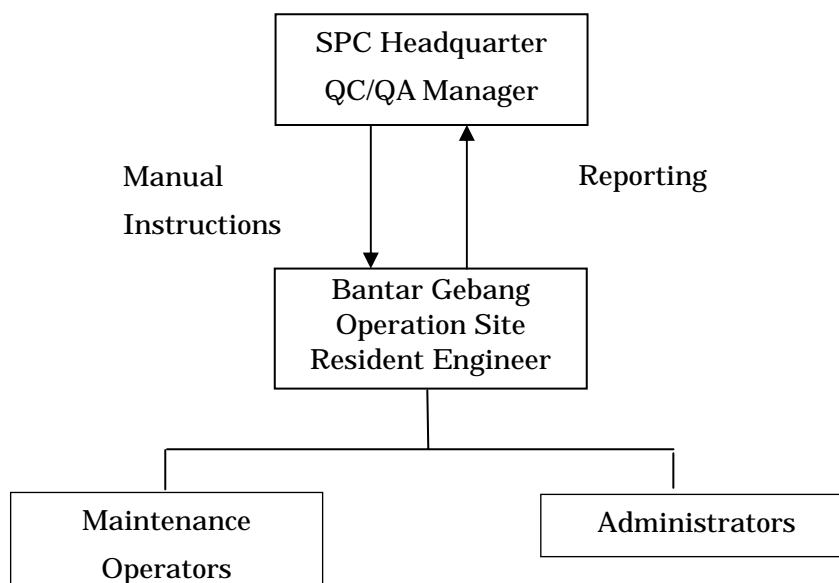


図 5-14 運用管理体制組織図

SPC 設立の目的

建設・運営主体としての特別目的会社（Special Purpose Company）は、事業の期間が比較的短期であること（10 年間）、代替エネルギーの事業主体としては地元資本を取り込む要請があること、現地への技術移転・ホスト国の持続可能な開発に寄与することなどの理由から現地において設立する。

出資比率については、現地の経済状況を考え、地元企業に負担のかからない範囲で考える必要があるが、法的な規制もあるので今後協議を進める。

なお、出資予定の地元企業としては、現在バンダールゲバン処分場でジャカルタ市より委託を受けて処分場の運営管理業務を行っている PBB 社（Patriot Bangkit Bekasi）が有力候補となっている。同社は周辺地域の状況にも詳しく、将来の委託運営業務を受注する可能性も高いことから、非常に前向きに検討をしている。

また、非公式ではあるが、ベカシ市も SPC に出資したいとの意向を持っている。これは今後の処分場運営において地元に対するメリットを具体的な形で得たいことと、将来において技術移転を受け、独自で同様な事業を処分場で展開したいとの意向があるものと思われる。

5.5 資金計画

現地で温暖化ガス発生量及びゴミ成分分析の調査結果に基づいた温暖化ガスの削減量、ガス発電量等の推算結果、インドネシアにおける売電価格、ガスエンジンを含むプロジェクトに必要な設備・施工費用の概算見積りにより、IRR の試算を行った（なお、試算はゾーン および のみを対象として行った）。この結果によれば、CO₂ クレジットを考慮しない場合には 12% の赤字事業となるが、クレジットの売却を考慮した計算では IRR が 10% ~ 19%（クレジット価格については現状の EU での取引価格を参考に固定契約価格 US\$5、市場価格 US\$10 とし、売却バランスを変えた感度分析を行った結果）に好転する。

以上の結果より、本事業は採算性の取れる事業であり、クレジットの獲得の観点からも日本側出資者については魅力的であると考えられる。また、初期投資額も約 US\$600 万と比較的金額が少ないことから、公的な資金を期待しなくとも日本側出資企業の資金で十分まかなえる範囲である。

なお、インドネシア側企業の出資については現地 SPC 設立に必要な最小限の範囲とし、経済的負担をできるだけ軽減した事業計画とする。

日本側

参加企業の出資金を原則とするが、JBIC 等の団体からの公的資金制度金融の利用についても考慮する。

インドネシア側からの出資については、今後協議する。

炭素クレジット（CER）の利用については、本来 Verification の後生ずるものであるが、金融商品の性格もあわせ持ってくるものであり、先物売買の一部利用等、リスクも見極めながらプロジェクトの採算にとって最適な解を常に探っていく。

5.6 炭素クレジット取得

炭素クレジット（CER）の取得については、プロジェクトの事業期間を 10 年として試算した結果、CO₂ 排出量約 119 万トンのクレジットを取得できる。これらのクレジットは原則 SPC の出資比率に応じて各企業に分配されるが、企業としては配当金として分配されたほうが良い場合もあるので、クレジット全量を長期的契約で売買する場合や市場での短期売買する場合などその都度、プロジェクトの採算性にとって最適になるよう考慮していく必要がある。

今回のプロジェクトにおける採算性の検討ではこの辺を考慮し、市場での売買のバランスを変えて IRR を計算し評価している。

5.7 プロジェクト実施スケジュール

本プロジェクトの今後の事業実施スケジュールを以下に示す。

2006 年 4 月	PDD の調整、DOE バリデーション開始
2006 年 9 月	インドネシア、日本両国の CDM 承認取得
2006 年 10 月	CDM EB & Methodology Panel への登録申請
2007 年初旬	現地での SPC 設立、詳細設計開始
2007 年 3 月	CDM EB へのプロジェクト登録
2007 年 3 月	現地工事開始
2008 年 3 月	CDM 事業運用開始
2017 年 3 月	事業期間完了

なお、今回の事業の試算はゾーン 及び のみを使用して CDM 事業を実施する場合を想定しているが、残りのゾーン 、 、 についても、運用面での調整が進めば、事業として LFG ガスの回収発電を実施する予定である。したがって、事業期間については 10 年ではなく 7 年毎に見直しを行い最長 21 年実施する可能性もある。

プロジェクト実施の最終判断については、SPC 設立までに実際の生産設備を想定したガス回収試験を現地において実施する予定であり、その試験結果をベースに最終的な事業性判断を行う予定である。

第6章 モニタリング計画

6.1 モニタリングの目的

本プロジェクトは処分場から発生する LFG を燃料として発電あるいは燃焼させることによって GHG 排出量を削減することを目的としている。一方、本プロジェクトの収益性については、売電による収入を第一に考えているが、その他に GHG 排出量の削減量に応じて発行される CER(Certified Emission Reduction)も収益の一部となる。すなわち、第一にモニタリングは GHG 排出削減量や地元系統電源への売電量等を把握するために実施されるものであり、また、プロジェクトの安全性や環境保全性を確保するために実施されるものである。

なお、モニタリング期間は、プロジェクト期間と同様に施設稼働後 10 年間とする。

6.2 本プロジェクトに適用するモニタリング手法

本プロジェクトにおいては、承認モニタリング手法 ACM0001「LFG 回収プロジェクトに対する統合モニタリング手法: Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities」を用いる。この手法は以下の 4 つの承認モニタリング手法をもとに提案され、2005 年 9 月に Ver.2 が承認されている。

- AM0002: 住民協定によるベースラインをもとにした LFG 回収及びフレア燃焼による温室効果ガス削減
- AM0003: LFG 回収プロジェクトにおける簡易財務分析
- AM0010: 法規制のない LFG 回収における LFG 回収・発電プロジェクト
- AM0011: CH₄ガス回収・破壊のないベースラインシナリオにおける LFG 回収・発電プロジェクト

なお、ACM0001 は以下のいずれかのプロジェクトに適用することが可能である。

- 回収した LFG をフレア燃焼させるプロジェクト
- 回収した LFG を電力もしくは熱エネルギーに変換し、その代替燃料の削減量を GHG 削減量としてカウントしないプロジェクト
- 回収した LFG を電力もしくは熱エネルギーに変換し、その代替燃料の削減量を GHG 削減量としてカウントするプロジェクト

6.3 本プロジェクトの事業スキームの概要

昨年度報告書を参照

6.4 GHG 排出削減量の算出方法

承認ベースライン手法 ACM0001 よると、本プロジェクトにおける GHG 排出削減量は以下の式により算出される。

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) \times GWP_{CH_4} + EG_y \times CEF_{electricity,y} + ET_y \times CEF_{thermal,y}$$

y : プロジェクト期間

ER_y : GHG排出削減量 (t-CO₂)

MD_{project,y} : 本プロジェクトを実施した場合のメタン削減量 (t-CO₂)

MD_{reg,y} : 本プロジェクトを実施しない場合のメタン削減量 (t-CO₂)

GWP_{CH₄} : メタンの地球温暖化係数 (t-CO₂/t-CH₄)

EG_y : 売電量 (MWh)

CEF_{electricity,y} : 電力代替による二酸化炭素排出削減係数 (t-CO₂/MWh)

ET_y : 熱エネルギー量 (TJ)

CEF_{thermal,y} : 熱エネルギー代替による二酸化炭素排出削減係数 (t-CO₂/MWh)

(a) 本プロジェクトを実施した場合のメタン削減量 (MD_{project,y})

本プロジェクトを実施した場合のメタン削減量はガスエンジンの発電によるメタン削減量とフレア燃焼によるメタン削減量の合計となる。

(b) 本プロジェクトを実施しない場合のメタン削減量 (MD_{reg,y})

本プロジェクトを実施しない場合のメタン削減量はゼロとする。

(c) メタンの地球温暖化係数 (GWP_{CH₄})

ICPPが承認しているメタンの地球温暖化係数を用いる。メタンの地球温暖化係数 = 21 t-CO₂/t-CH₄

(d) 売電量 (EG_y)

本プロジェクトでは、インドネシアの電力会社である PLN に、ガスエンジンによって発電した電気の一部を売電する。このとき、GHG 排出削減量の対象とする売電量については、月別に電力会社との間で取り交わさせる電力の売買に伴う請求書等を正式な記録書類として使用する。なお、後述するが、送電端に設置される電力量計で売電量をモニタリングし、クロスチェックを行う。

(e) 電力代替による二酸化炭素排出削減係数 (CEFelectricity,y)

電力代替による二酸化炭素排出削減係数については、PLN が公表する値を使用する。PLN の公表値がない場合には、地元系統電源の燃料使用量とそれぞれの燃料の二酸化炭素排出値から係数を算出する。なお、火力発電施設更新などに伴い値が変化することがあるため、適宜更新する。

(f) 熱エネルギー量 (ET_y)

本プロジェクトでは、ボイラー等による LFG の熱エネルギーへの変換を実施しないので考慮しない。

(g) 熱エネルギー代替による二酸化炭素排出削減係数 (CEF_{thermal,y})

本プロジェクトでは、ボイラー等による LFG の熱エネルギーへの変換を実施しないので考慮しない。

6.5 モニタリング項目とその品質管理・品質保証

図 6-1 にモニタリングポイントとモニタリング項目を示す。また、それぞれのモニタリング項目の計測方法及びデータの保存方法等を表 6-1 に、モニタリング項目の品質管理及び保証を表 6-2に示す。

基本的に、モニタリングは現地運転員が連続測定器を用いて実施するものとし、現地状況等を考慮して高度な機器分析を行わず、検知管等の簡易測定装置や安価な装置で対応する。また、現地運転員はその分析結果を毎日集計し、電子データとして保存する。

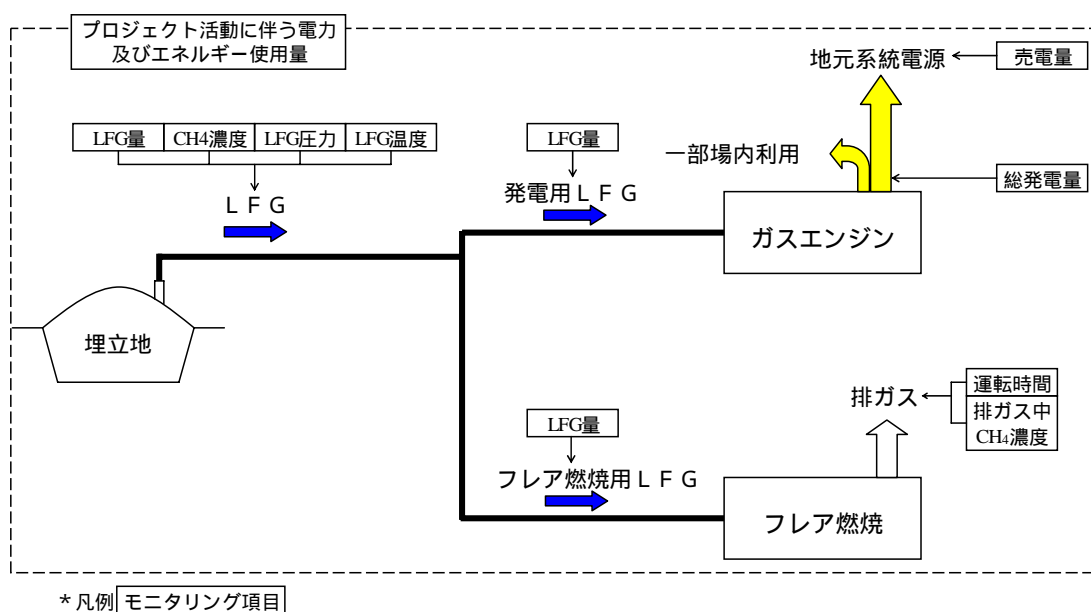


図 6-1 モニタリングポイントとモニタリング項目

表 6-1 本プロジェクトにおけるモニタリング項目

ID 番号	データ変数	単位	実測(m) 計算(c)	計測頻度	記録方法	データ保持期間	備考
1	LFG 全回収量	m ³	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	流量計による測定 月別・年別に報告
2	フレア燃焼用 LFG 量	m ³	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	流量計による測定 月別・年別に報告
3	LFG 発電用 LFG 量	m ³	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	流量計による測定 月別・年別に報告
4	フレア効率 (運転時間, 排ガス中CH ₄ 濃度)	%	m/c	連続 年 4 回 ^{*1)}	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	フレア運転時間の連続測定 (例: 温度計による燃焼温度の測定) ガスサンプリング及びラボ分析 による測定。
5	LFG中CH ₄ 濃度	m ³ CH ₄ / m ³ LFG	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	ガス成分連続分析器による測定
6	LFG 温度		m	連続	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	温度計による連続測定 CH ₄ 密度算出のために測定 ^{*2)}
7	LFG 圧力	Pa	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	圧力計による連続測定 CH ₄ 密度算出のために測定 ^{*2)}
8	所内使用電力及びエネルギー量	MWh	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	プロジェクト活動に要した電力量 は発電量と売電量の差とする。ま た、他のエネルギー消費量は極めて 小さい。
9	所内使用電力及びエネルギーのCO ₂ 排出係数	tCO ₂ / MWh	c	年 1 回	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	所内電力及びエネルギー使用に伴 うCO ₂ 排出量算出のために算出
10	発電量	MWh	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	電力計による連続測定
11	売電量	MWh	m	連続	電子化	クレジット期間及び その後 2 年	PLN が設置、管理する電力計による 連続測定

*1) 測定値がバラつく場合には月 1 回測定を行う。

*2) 標準状態(0 、1atm)におけるCH₄密度は 0.0007168tCH₄/m³CH₄

表 6-2 モニタリング項目の品質管理・品質保証方法

ID 番号	データ変数	データの不確実性 (高/中/低)	QA/QCの有無 (有/無)	QA/QCの概要
1	LFG全回収量	低	有	正確な計測を確保するために、流量計の定期的な保守及び校正を行う。
2	フレア燃焼用LFG量	低	有	正確な計測を確保するために、流量計の定期的な保守及び校正を行う。
3	LFG発電用LFG量	低	有	正確な計測を確保するために、流量計の定期的な保守及び校正を行う。
4	フレア効率 (運転時間、排ガス中CH ₄ 濃度)	中	有	最適なフレア燃焼運転を確保するために、定期的な保守を行う。フレア燃焼効率を年4回検査する。ただし、前回値と著しくかけ離れた場合には月に1回検査を行う。
5	LFG中CH ₄ 濃度	低	有	正確な計測を確保するために、ガス分析器の定期的な保守及び校正を行う。
6	LFG温度	低	有	正確な計測を確保するために、温度計の定期的な保守及び校正を行う。
7	LFG圧力	低	有	正確な計測を確保するために、圧力計の定期的な保守及び校正を行う。
8	所内使用電力及びエネルギー量	低	無	
9	所内使用電力及びエネルギーのCO ₂ 排出係数	低	無	
10	発電量	低	有	正確な計測を確保するために、電力計の定期的な保守及び校正を行う。
11	売電量	低	有	正確な計測を確保するために、電力計の定期的な保守及び校正を行う。

第7章 環境影響分析

7.1 環境影響評価制度

インドネシアにおける環境影響評価制度は(インドネシアでは通称 AMDAL と呼ばれている)、旧環境管理法(1982 年法律第 4 号)の第 16 条の規定(環境に重大な影響を与える可能性がある事業は、環境影響評価を実施しなければならない)に基づいて 1986 年に初めて導入されている。その後、1993 年の環境影響評価に関する政令(1993 年政令第 51 号)が制定され、1999 年に改訂された(1999 年政令第 27 号)。

7.1.1 環境影響評価の対象となる事業又は活動の種類及び規模

環境影響評価の対象となる事業又は活動の種類及び規模については、2001 年環境担当国務大臣令第 17 号において定められており、工業、農業、エネルギー鉱物資源などの 14 部門に分けられている。環境影響評価が必要とされる事業においては、環境影響評価実施計画書(インドネシアでは通称 KA-ANDAL と呼ばれている、あるいは TOR; Terms of Reference。以下 TOR)、環境影響評価書(インドネシアでは通称 ANDAL と呼ばれている。以下 ANDAL)、環境管理計画(インドネシアでは通称 RKL と呼ばれている。以下 RKL)、環境モニタリング計画(インドネシアでは通称 RPL と呼ばれている。以下 RPL)を作成し、所管官庁の承認を得なければならない。

本プロジェクトは発電事業に該当する。エネルギー鉱物資源分野の電力事業としては、表 7-1 に示すように 5 つの事業及び規模が指定されており、本プロジェクトは「その他の発電施設」に該当する。しかし、本プロジェクトの発電規模は 2 ~ 3 MW 程度であるため、環境影響評価対象事業に該当しない。

表 7-1 環境影響評価対象事業(エネルギー鉱物資源分野 - 電力事業)

No	事業内容	対象規模
1	送電線	150kV
2	発電施設(ディーゼル、天然ガス、蒸気及びコンバインドサイクル)	発電規模 100MW
3	地熱発電施設	発電規模 55MW
4	水力発電施設	高さ 15m 又は 貯水面積 200ha 又は 発電規模 50MW
5	その他の発電施設 (太陽光、風力、バイオマスなど)	発電規模 10MW

(出典: 環境影響評価が必要とされる事業又は活動の種類に関する環境担当国務大臣令(2001 年環境担当国務大臣令第 17 号))

7.1.2 環境影響評価の所管官庁

昨年度の調査により、今回のプロジェクトでの所管官庁はベカシ市環境局である。

7.2 環境影響評価の実施手続き

7.2.1 環境影響評価の実施機関

今年度の調査において、ベカシ市環境局と協議した結果、本プロジェクトは発電規模及び既設処分場内での事業であり、むしろ処分場の適正閉鎖により周辺環境改善に寄与することから、環境影響評価事業に相当しないとの結論に達した。

ただし、ベカシ市では環境影響評価の対象外の事業でも、環境に対してある一定以上の影響を生じる可能性のある事業又は活動について、環境管理計画（通称 UKL と呼ばれている。以下 UKL）及び環境モニタリング計画（通称 UPL と呼ばれている。以下 UPL）の提出が義務付けられている。

本プロジェクトはこの UKL、UPL の提出が必要なプロジェクトに相当することから、現在地元の専門コンサルタント会社 WASECO 社を通じて環境調査を含めた現地調査を実施中であり、4 月には UKL、UPL をベカシ市環境局に提出する予定である。

提出された UKL、UPL の評価・承認は、ベカシ市の環境影響評価委員会と事務局である環境局が実施する。環境影響評価委員会は、UKL、UPL を評価し、環境面から見た事業の実現可能性についての評価結果及び意見を承認決定者（ベカシ市長）に提出しなければならない。なお、環境影響評価委員会は関係行政機関の代表者や環境分野専門家、環境団体、地域代表等で構成されている。

7.2.2 環境影響評価の実施手続き

昨年度報告書を参照。今回は UKL、UPL のみの提出ではあるが、環境影響評価実施手順に準じて手続きが進められる。

7.3 環境影響評価の実施を必要としない事業における環境配慮

本プロジェクトはこれに該当し、環境管理計画（通称 UKL と呼ばれている。以下 UKL）及び環境モニタリング計画（通称 UPL と呼ばれている。以下 UPL）の提出が必要である。UKL 及び UPL は環境影響評価手続きの際に提出する RKL 及び RPL と比較して簡略なものとなっている。さらに、UKL 及び UPL の提出を必要としない事業又は活動については、通称 SPPL と呼ばれているさらに簡略な書類を提出することとなっている。（表 7-2 参照）

表 7-2 環境への影響度に応じた環境配慮要件

環境への影響度	事業又は活動の種類及び規模の判断基準	提出が必要となる書類
<div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="margin-bottom: 20px;">↑</div> <div style="margin-bottom: 20px;">影響度大</div> <div style="margin-bottom: 20px;">↓</div> <div style="margin-bottom: 20px;">影響度小</div> </div>	<div style="border: 1px solid black; border-radius: 10px; padding: 10px; margin-bottom: 10px;">環境影響評価(AMDAL)が必要</div> <div style="margin-bottom: 10px;">2001 年環境担当国務大臣令第 17 号</div> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 10px; padding: 10px; margin-bottom: 10px;">環境管理計画と 環境モニタリング計画が必要</div> <div style="margin-bottom: 10px;">地方自治体が定める基準</div> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 10px; padding: 10px;">SPPL が必要</div>	<div style="margin-bottom: 20px;"> 環境影響評価実施計画書(TOR) 環境影響評価書(ANDAL) 環境管理計画書(RKL) 環境モニタリング計画書(RPL) </div> <div style="margin-bottom: 20px;"> 環境管理計画書(UKL) 環境モニタリング計画書(UPL) </div> <div> SPPL </div>

7.4 予想される環境影響と環境保全対策

7.4.1 予想される環境影響

本プロジェクトの実施に伴う環境影響は、工事期間ならびに施設供用期間の二期に分けて考えられる。本プロジェクトの実施に起因する詳細な直接的及び間接的な影響については昨年度報告書を参照。

7.4.2 工事計画

工事期間は 6 ヶ月を予定する。本プロジェクトにおける建設工事は、土木造成工事、機械工事に大別される。機械工事は他の工事の進捗に適合させて実施する。

表 7-2 工事工程表

項目	1	2	3	4	5	6
土木造成工事（覆土含む）						
配管工事						
基礎工事						
機械据付工事						

(1) 土木造成工事

バンタールグバン処分場の Zone 及び ではごみ層上部が覆土されているが、覆土層は薄い。本プロジェクトでの LFG 回収を最大化するためにも、さらに 50cm～1m 程度の覆土を行う。また、ガスエンジン設置場所(補機類含む)の土地造成工事もあわせて実施する。

(2) 配管工事

ごみ層上部への覆土終了後、LFG 回収用の垂直配管を 122 本敷設し、それぞれの垂直配管から発電設備へスムーズに LFG が流れるように配管を設置する。なお、配管工事時においてもメンテナンス車両動線を確保する。

(3) 基礎工事

ガスエンジン及びブローア、LFG 処理設備の基礎工事を行う。基礎はコンクリート基礎とする。

(4) 機械据付工事

基礎工事完了後、ガスエンジン及びブローア、LFG 処理設備を現地へ搬入し、直ちに据え付ける。いずれもコンクリート基礎の上にそのまま据え付ける。

7.4.3 車両計画

本プロジェクトにおいて施設内への出入りする車両は、運営管理を行う運転員の通勤用車両、ガスエンジンのメンテナンス用車両(資材関係運搬車両を含む)、LFG 配管のメンテナンス用車両(資材関係運搬車両を含む)。これらのうちメンテナンス用車両は、年 4 回程度施設へ出入りする計画とする。

また、本プロジェクトは処分場閉鎖後に LFG を回収するものであるため、ごみ搬入車両が LFG 産出井戸の山へ出入りすることはない。しかし、Zone 、Zone 、Zone を継続して供用するため、ごみ収集車両が出入りする。そのため、ごみ収集車両の動線を確保できるような動線計画とする。

7.4.4 公害防止計画

施設(LFG 回収設備及び LFG 発電設備)の工事ならびに施設稼動に伴い、イ国の環境規制を遵守し、公害防止に万全を期す。

(1) 本プロジェクトの排出基準及び環境基準

本プロジェクトにおける排出基準及び環境基準については昨年度報告書を参照。

7.4.5 環境保全対策及び環境モニタリング

(1) 工事中の環境保全対策

工事中で用いる環境保全対策及び交通安全対策は、大気汚染防止対策、騒音対策、振動対策、建設副産物対策、交通安全対策であり、それぞれの詳細については昨年度報告書を参照。

(2) 施設稼動（供用）中の環境保全対策

本施設（ガスエンジン）稼動に伴って、実施しなければならない環境保全対策は、大気汚染防止対策、騒音対策、振動対策、臭気対策、その他の対策（景観）であり、それぞれの詳細については昨年度報告書を参照。

(3) 施設稼動（供用）中の環境モニタリング

本施設稼動中に実施すべき環境モニタリング項目は、大気汚染、騒音、振動、臭気、その他（景観）であり、それぞれについて測定項目、測定方法、測定頻度、測定場所等を設定する。測定結果は記録すると共に定期的に監督官庁であるベカシ市環境局に報告する。なお、異常値が観測された場合は直ちベカシ市環境局に報告すると共に現地における操業を一時中断し、その原因及び対策を講じた上で操業を再開する。

なお、異常値の原因が事業における操業方法にある場合には、環境保全対策を含めて見直しを行うものとする。また、環境モニタリングの実施期間は事業完了後の施設撤去までの期間とする。

第8章 利害関係者コメント

本プロジェクトの実施にあたって、PDD で求められている利害関係機関（者）（Stakeholders）に対する事業実施に関わるヒアリング（インタビュー調査）を行い、機関・関係者から事情及び意見を聴取した。

8.1 ヒアリングの対象（Stakeholders）について

ヒアリングの対象は、政府関係機関、民間企業、地域住民の3項目に大別される。

表 8-1 ヒアリング対象

項目	利害関係機関（者）	
	関係機関（者）	位置付け
政府関係機関		
1) 中央政府	公共事業省 エネルギー鉱物資源省 環境省	環境衛生局 カウンターパート議長 エネルギー関係管理官庁 環境関係管理官庁 CDM 担当官庁
2) 地方自治体	ジャカルタ特別市清掃局 ジャカルタ特別市環境局 ブカシ市環境局	処分場管理官庁 環境関係管理官庁 EIA 手続き官庁
民間企業		
1) 電力会社	PLN	電力会社
2) 処分場管理会社	PBB (Patriot Bangkit Bekasi)	処分場管理会社
地域住民	LPM	関係 1 郡 3 村の地域住民の組織

(1) ヒアリングの実施日程

今年度実施したヒアリング調査の日程は表 8-2 に示すとおりである。

表 8-2 本調査におけるヒアリング日程表

日時	関係機関名(者)	略	カテゴリー	内容/コメント
2005/8/9	公共事業省	MOPW	中央政府	事業進捗状況の説明 カウンターパートチ ームへの説明調整と 新組織確認
2005/8/12	PBB (Patriot Bangkit Bekasi)	PBB	処分場運営管理会 社	事業概要説明 事業参画意志確認
2005/10/24	公共事業省 (政府関係の利害関係者)	MOPW	中央政府	カウンターパートチ ームメンバーへの事 業進捗状況の説明 今年度調査内容確認 地元利害関係者との 説明会開催調整
2005/10/25	WASECO	WASECO	環境コンサル会社	事業概要説明 環境影響評価内容確 認
2006/1/19	ベカシ市環境局		市政府	事業概要説明 環境影響評価の確認 地元対策の意見交換
2006/1/20	環境省	MOE	中央政府	事業進捗状況報告 DNA 組織確認 政府承認状況確認
2006/1/21	PBB (Patriot Bangkit Bekasi)	PBB	処分場運営管理会 社	進捗状況説明 処分場管理状況確認 追加ポーリング確認

なお、地元住民組織である LPM への事業説明(地元ステークホルダーミーティング)については現在、ベカシ市を通じて調整中であり、3 月中には開催する予定である。

また、政府関係機関とのステークホルダーミーティングについては、10 月に開催したカ
ウンターパートチームへの説明と意見交換を持って利害関係者のコメントとする。

8.2 意見の供述とまとめ

本プロジェクトにおける利害関係機関（者）に対するヒアリング調査（昨年度調査の内容を含む）の概要を、関係機関（者）のカテゴリー別に以下に述べる。

8.2.1 政府関係機関

1) 中央政府

公共事業省 (Ministry of Public Works : MOPW)
<u>組織の役割</u>
中央政府レベルでの廃棄物処理管理に関する責任官庁であり、昨年居住インフラ省から名称組織が変更となった。国家全体での政策や計画を立案し、技術面や財政面での援助を行う。また、カウンターパートチームの議長及びメンバーを務めている。
<u>面談者</u>
Ir. Kati Andraini D., Mr. SUSMONO, MPIA, Counter Part Team Chairman
<u>面談内容</u>
本 CDM プロジェクトの進捗状況概要、現地追加調査の内容、ならびにカウンターパートチームの編成役割について意見交換を行った。また、今後の地元事業パートナーの編成についてアドバイスもらった。
<u>本事業に対する姿勢</u>
本プロジェクトに関して非常に協力的であり、処分場の管理状況や今後の管理方針等についての情報提供や関係者への Recognition (Supporting) Letter 発行等を行っている。また、事業の実現可能性が高いことが明確になれば、関係自治体を含めて政府関係機関のプロジェクトへの出資についても検討する意思があるとしている。

環境省 (Ministry of Environment: MOE)
<u>機関の役割</u>
中央政府内での環境問題(環境基準や環境影響評価等)に関する責任官庁である。また、プロジェクト提案書に対する承認権を持つ CDM 国家委員会の構成員である。
<u>面談者</u>
Mr. HANEDA,
<u>面談内容</u>
本事業の進捗状況の概要、現地調査の状況、ならびに事業実施体制について説明を行った。

本事業に対する姿勢
環境省としては早期の CDM 事業の実現を望んでおり、当事業が処分場分野での最初の CDM プロジェクトであると考えている。既に昨年末の段階で5件の案件を政府認しており、早期に政府承認申請をあげてほしい。また、今後も協力をするので、事業に関わる書類等は環境省にも報告してほしい。

2) 地方自治体

ジャカルタ特別市清掃局
機関の役割
ジャカルタ特別市における廃棄物管理全般に関する責任官庁であり、本プロジェクトの事業実施地であるバンタールグバン処分場の管理官庁である。また、カウンターパートチームの構成員である。
面談者
Mr.Amir Sagala Mr.Rusman Sagara
面談内容
カウンターパートミーティングにおいては、本 CDM プロジェクトの FS 調査の概要、現地調査の進捗状況、ならびにプロジェクト実施の場合の体制及び出資形態について説明を行った。また、本 CDM プロジェクトの事業実施地であるバンタールグバン処分場の概要とこれまでの処分量の推移を確認した。今年度はカウンターパートチームの会議で報告。
本事業に対する姿勢
本 CDM プロジェクトに理解を示しており、特に現地調査に非常に協力的なので、調査を順調に進めることができている。また、環境対策事業としても評価しているので地元との調整についても協力的である。事業への出資についても可能性がある。

ベカシ市環境局
機関の役割
ベカシ市における環境管理官庁であり、バンタールグバン処分場の環境影響評価に関する監督部署。
面談者
Mr.Dedi Djuanda, Mr. Ir. Syafri; 環境局局长
面談内容

<p>ブカシ市環境局は、本 CDM プロジェクトの環境管理官庁であるが、バンタール処分場についてはベカシ市の関係部局で構成する特別委員会で審議する。環境評価については UKL, UPL を作成し、提出すること。最終的承認は市長と委員会の決定に従うが、具体的な事業計画書も併せて提出すること。</p>
<p><u>本事業に対する姿勢</u></p>
<p>本プロジェクトに対して理解を示しており、事業への出資の可能性についても非公式ではあるが打診してきている。</p>

8.2.2 民間企業

(1) 利害関係機関(者)

1) 電力会社

<p>PLN 社</p>
<p><u>機関の役割</u></p>
<p>インドネシア国営電力会社であり、インドネシアにおける発電・送電・配電事業全てを管理している。</p>
<p><u>面談者</u></p>
<p>Mr.Ario Senoaji</p>
<p><u>面談内容</u></p>
<p>現地調査結果に基づいた発電出力について概要の説明を行った。要請事項についての説明も行った。本プロジェクトにおいて SREP を利用して、より実現性の高いものにしたい旨を説明した。本年度は面談未実施</p>
<p><u>本事業に対する姿勢</u></p>
<p>本プロジェクトで発生した電力を受入れる事に関しては了承した。</p> <p>但し、売電の単価や条件については個別に協議が必要で契約も単年度になることを説明された。事業への出資については具体的事業計画が決まった段階で再度調整が必要。関連会社を通じた出資になる可能性が大。</p>

2) バンタールゲバン処分場管理運用委託先業者

<p>Patriot Bangkit Bekasi 社</p>
<p><u>機関の役割</u></p>
<p>ジャカルタ市との委託契約により、今年度よりバンタールゲバン処分場において廃棄物処理、管理運用を実施している。但し契約は今年9月までであり、それ以降については未定である。</p>

<u>面談者</u>
Mr.Arief, Mr.Bagus, Mr.B.Indratama; President
<u>面談内容</u>
本 CDM プロジェクトの事業計画について説明を行い、事業パートナーとしての事業参画について意見交換を行った。また、現在実施中の処分場の管理運用計画について説明を受けた他、現地での追加ボーリング、環境調査への協力を要請した。
<u>本事業に対する姿勢</u>
本プロジェクトに関しては、事業者として参加する可能性があることを表明。今後の管理運営業務の受託に有利になること及び地元との調整に経験を活かせることなどから非常に高い関心を持っている。また、面談の際には、まだ FS 調査段階であるのにもかかわらず、電気取り合い箇所の確認や電気引き込み費用の提出を自ら提案するなど、本プロジェクトに対して非常に協力的である。

8.2.3 地域住民

(1) 利害関係機関(者)

1) 地域コミュニティ

LPM (関係 1 郡 3 村の代表で構成される住民組織)
<u>機関の役割</u>
当該処分場の所在地であるベカシ市の該当地区の住民組織で地域の調整役
<u>面談者</u>
未定 (現在調整中)
<u>面談内容</u>
3 月中に実施予定
<u>本事業に対する姿勢</u>
不明 (既に PBB とは事業継続で合意済みであり、地元への貢献を重視している)

8.3 結果のまとめ

本プロジェクトの目的が、既存の廃棄物処分場を安全に閉鎖し、発生ガスを利用するという環境改善プロジェクトであること、インドネシアにおける処分場 CDM 事業の最初のプロジェクトため、関係者の意見は非常に好意的であった。一方、バンタールゲバン処分場は2年ほど前地元住民の反対運動がかなり激しいものであったことを踏まえて、地元との同意取得について疑問視する意見もあった。しかし、今回の事業は地元住民にとっても環

境改善につながる事業であることから説得は可能と判断している。このため、地元との協議にはジャカルタ市、ベカシ市にも出席を願い、今後事業の具体化に際し十分な住民説明を行う方向で進める方針である。

<u>政府関係者</u>
利害関係機関(者)・CDM事業承認関係機関(者)共に、政府の再生エネルギー利用政策の一環としての本プロジェクトを歓迎し、出来る限り早期のプロジェクト実現に向けて協力する姿勢を見せている。
<u>民間企業</u>
本プロジェクトへの参加に強い関心を示しているである Patriot Bangkit Bekasi 社はプロジェクト形成に向け、積極的に協力する旨表明しており、今後の地元協議にも積極的に関与する方向で協議を進めている。 国営電力会社である PLN 社は、本プロジェクトでの電力買取の意志を示している。 本プロジェクト実現は、再生可能エネルギー利用推進の上で大きくアピールするものであり、LFG 発電が成功すればインドネシア国内の民間企業の CDM 事業への積極的な参画を誘発し得ると期待される。
<u>地域住民</u>
現状ではインドネシアにおける埋立処分場は、適正な維持管理が施されていない場合が大半のため、処分場ガスによる大気汚染、浸出水による表流水並びに地下水の汚濁、悪臭、八工の飛散等、周辺環境へのリスクが非常に高い。インドネシアでは処分場周辺が住宅地域であるケースも多く、本処分場周辺にも住宅地域が点在している。 処分場周辺に居住する地域住民にとって最も重要なことは、埋立処分場が原因で生じる環境負荷により、住民が受ける健康被害を最小限にすることである。CDM プロジェクトが実施された場合の改善効果が明確であり、地域住民にとってもメリットがあるものであれば、反対は少ないと思われる。ただし、現状では雇用を含めた地元への直接的メリットは少ないため、金銭的要求を含めて条件次第になる可能性大。

第 9 章 プロジェクトの収益性

9.1 事業費用概算

プロジェクト初期投資額の殆どは工事金額で占められる。本プロジェクトにおいては、マレーシアにおける類似の LFG 発電プロジェクトの試算を参考に、サイト面積・発電容量等を考慮し、工事費を約 60 万ドルと仮定した。また、操業費についても同じくマレーシアのプロジェクトにおける操業費の試算を参照して見積もり、インフレ率、法人税等を考慮してプロジェクト概算費用を表 9-1 のように設定した。

表 9-1 プロジェクト初期費用概算

1	工事費	US\$	6,000,000.00	
2	借入金	US\$	0.00	
	借入金比率		0%	
	返済年		10	年
	毎年の返済額	US\$	0.00	
3	操業費	US\$	240,000.00	
4	インフレ率		5.78%	
5	法人税		30%	
6	残存価値		0.00	
7	原価償却率		12.5%	
8	操業のための電気代		5%	
9	CDM 登録料		5%	

9.2 ガス量の評価

また、発電用燃料となるメタンガスの発生量は、検討対象サイト(ZoneIV 及び ZoneV)に今年度新たに投棄された廃棄物を含むの総 TOC 量から IPCC のガイドラインに明記されている First Order Decay Model に従って算出した。また、現地での LFG 発生量の調査結果及び室内試験の結果よりメタンガス量評価のため、以下のようなパラメータを設定した。(結果的に評価のパラメータは昨年度と同じ)

表 9-2 ガス量評価のためのパラメータ

1	総有機炭素量 (TOC)		80.00	kg/t
2	腐敗率 (k value)		0.15	/yr
3	メタン含有量		50%	
4	メタンガスポテンシャル(Ge)		146.45	m ³ /t
5	回収率		20%	
6	ボーリング径		0.07	m
7	平均流速		1.00	m/s
8	ボーリング孔数		120	
9	廃棄物の単位体積重量		0.323	t/m ³
10	廃棄物温度		50	

9.3 プロジェクト収入

本プロジェクトにおける収入は、発電した電力の系統電源への売電収入と炭素クレジットの売却収入だけである。売電による収入については、売電単価を PLN の実績と比較し 1 kwh 当り US0.04 \$ とした。更に、毎年の収益となる売電料金及び炭素クレジットによる収入については、今回の事業性評価のベースケースとして表-9.3 のような条件を適用している。

炭素クレジットの収入については、現状の EU での取引価格（最近の価格はかなり高いが実際の取引価格は下がることを考慮し安全側の設定とした）を参考に固定契約価格 US5 \$、市場価格 US10 \$ と設定したうえで、売却バランスを変えて感度分析を行っている（表-9.7 参照）。詳細については内部収益率の計算結果に示す。

表 9-3 事業収益算定のためのパラメータ

電力消費			
1	CO ² 排出量		0.48 /kg
2	グリッド電力への売電料金	US\$	0.04 /kwh
3	年間稼働率		90%
CER価格			
1	固定CER価格		\$5.00
2	固定CERの比率		30%
3	市場CER価格		\$10.00
4	市場CERの比率		70%
発電用熱量パラメータ			
1	メタンの熱量		8,600.00 kcal/m ³
2	熱量換算 (Calorie to Joule)		4.1861 J/cal
3	発電機の熱効率		25%

メタンガス発電による収益は表 9-4 のとおり初年度で 88 万ドル程度となっている。

表 9-4 売電による毎年の収益

CO ₂ emission vol./kg	=	0.48			
Electricity Price (US\$/kwh)	=	0.04			
% of electricity to produce electricity for operation	=	90%			
	=	5%			Income from Electricity Sales
Year	mwh/day	Electricity Generated kwh/year	CO ₂ in ton		
2008	70.1	23,030,762	10,590	875,169	
2009	66.6	21,879,224	10,060	831,411	
2010	63.1	20,727,686	9,531	787,652	
2011	59.6	19,576,148	9,001	743,894	
2012	56.1	18,424,610	8,472	700,135	
2013	52.6	17,273,072	7,942	656,377	
2014	49.1	16,121,534	7,413	612,618	
2015	45.6	14,969,996	6,883	568,860	
2016	42.1	13,818,457	6,354	525,101	
2017	38.6	12,666,919	5,824	481,343	

9.4 内部収益率

現地での温暖化ガス発生量及びゴミ成分分析の調査結果に基づく温暖化ガスの削減量、ガス発電量等の予測(F.O.D.モデルによる)及びインドネシアにおける売電価格、ガスエンジンを含むプロジェクトに必要な設備・施工費用の概算見積りにより、内部収益率 IRR の試算を行った(なお、試算はゾーン および のみを対象として行った)。計算結果を表 9-6 及び表 9-7 に示す。

同結果によれば、CO₂クレジットを考慮しない場合には 12%の赤字事業(表 9-6)となるが、クレジットの売却を考慮したある前提による計算ではIRRが 18%(表 9-7)(クレジット価格については現状のEUでの取引価格を参考に固定契約価格US\$5、市場価格US\$10とし、各々の比率を 3:7 とした)に好転する。

表 9-5 は、工事費、TOC 及び CER の条件を其々変化させた 10 年間のプロジェクト IRR の感度分析結果である。発電機仕様を 3 MW 工事金額を US60 万 \$ とした本試算でのベースケース(水色ハッチ部)では IRR=18%となった。クレジットなしの場合は採算ベースに乗らない事業でもトンあたり \$ 5 ~ \$ 10 の CER を見込んだ場合、IRR が 20%程度まで向上することがわかる。

表 9-5 IRR 感度分析結果

工事費

工事金額(US\$)	7,000,000.00	6,000,000.00	5,000,000.00
維持費(US\$)	240,000.00	240,000.00	240,000.00
減価償却率	12.5%	12.5%	12.5%
TOC	80.00	80.00	80.00
Fix CER	30%	30%	30%
Market CER	70%	70%	70%
IRR	14%	18%	23%
備考(発電機仕様)	4MWの場合	3MWの場合	2MWの場合

TOC

工事金額(US\$)	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00
維持費(US\$)	240,000.00	240,000.00	240,000.00
減価償却率	12.5%	12.5%	12.5%
TOC	60.00	80.00	100.00
Fix CER	30%	30%	30%
Market CER	70%	70%	70%
IRR	9%	18%	25%

CER

工事金額(US\$)	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00	6,000,000.00
維持費(US\$)	240,000.00	240,000.00	240,000.00	240,000.00	240,000.00	240,000.00
減価償却率	12.5%	12.5%	12.5%	12.5%	12.5%	12.5%
TOC	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
Fix CER	100%	70%	50%	30%	0%	0%
Market CER	0%	30%	50%	70%	100%	0%
IRR	9%	13%	16%	18%	21%	-12%

Captured ratio はTOC=80の時の条件に固定
FixCER:US \$ 5, MarketCER:US\$10と仮定
8年間の定額償却として計算

表 9-6 CER なしの場合の IRR

D. CALCULATION OF INTERNAL RATE OF RETURN									
initial value (project value)	=	6,000,000.00	US\$						
loan amount	=	0.00							
returning period (year)	=	10							
operational period (year)	=	10							
salvage value	=	0.00							
inflation rate	=	5.78%							
corporate tax	=	30.00%							
discount rate	=	9.50%	2,443,082.46						
subsidy	=	0.00%							
operation cost present	capital cost	operation cost future	depreciation present	depreciation future	benefit present	benefit future	taxable amount	tax future	net profit future
	6,000,000.00								-6,000,000.00
240,000.00		253,872.00	750,000.00	793,350.00	0.00	875,168.97	-172,053.03	0.00	621,296.97
240,000.00		268,545.80	750,000.00	839,205.63	0.00	831,410.52	-276,340.91	0.00	562,864.72
240,000.00		284,067.75	750,000.00	887,711.72	0.00	787,652.08	-384,127.39	0.00	503,584.33
240,000.00		300,486.86	750,000.00	939,021.45	0.00	743,893.63	-495,614.69	0.00	443,406.76
240,000.00		317,855.01	750,000.00	993,296.89	0.00	700,135.18	-611,016.72	0.00	382,280.17
240,000.00		336,227.02	750,000.00	1,050,709.45	0.00	656,376.73	-730,559.75	0.00	320,149.70
240,000.00		355,660.95	750,000.00	1,111,440.46	0.00	612,618.28	-854,483.13	0.00	256,957.33
240,000.00		376,218.15	750,000.00	1,175,681.72	0.00	568,859.83	-983,040.04	0.00	192,641.68
240,000.00		397,963.56	0.00	0.00	0.00	525,101.38	127,137.83	38,141.35	88,996.48
240,000.00		420,965.85	0.00	0.00	0.00	481,342.94	60,377.08	18,113.12	42,263.96
2,400,000.00	6,000,000.00		6,000,000.00	7,790,417.32		6,782,559.54		56,254.47	3,414,442.12
								Project IRR=	-12%

表 9-7 CER ありの場合の IRR (CER\$5 と\$10 の比率を 3 : 7 とした場合の試算)

D. CALCULATION OF INTERNAL RATE OF RETURN									
initial value (project value)	=	6,000,000.00	US\$						
loan amount	=	0.00							
returning period (year)	=	10							
operational period (year)	=	10							
salvage value	=	0.00							
inflation rate	=	5.78%							
corporate tax	=	30.00%							
discount rate	=	9.50%	7,984,497.54						
subsidy	=	0.00%							
operation cost present	capital cost	operation cost future	depreciation present	depreciation future	benefit present	benefit future	taxable amount	tax future	net profit future
	6,000,000.00								-6,000,000.00
240,000.00		253,872.00	750,000.00	793,350.00	0.00	2,200,501.22	1,153,279.22	345,983.77	1,600,645.46
240,000.00		268,545.80	750,000.00	839,205.63	0.00	2,090,476.16	982,724.73	294,817.42	1,527,112.94
240,000.00		284,067.75	750,000.00	887,711.72	0.00	1,980,451.10	808,671.64	242,601.49	1,453,781.86
240,000.00		300,486.86	750,000.00	939,021.45	0.00	1,870,426.04	630,917.72	189,275.32	1,380,663.86
240,000.00		317,855.01	750,000.00	993,296.89	0.00	1,760,400.98	449,249.08	134,774.72	1,307,771.25
240,000.00		336,227.02	750,000.00	1,050,709.45	0.00	1,650,375.92	263,439.44	79,031.83	1,235,117.06
240,000.00		355,660.95	750,000.00	1,111,440.46	0.00	1,540,350.86	73,249.45	21,974.84	1,162,715.07
240,000.00		376,218.15	750,000.00	1,175,681.72	0.00	1,430,325.80	-121,574.07	0.00	1,054,107.65
240,000.00		397,963.56	0.00	0.00	0.00	1,320,300.73	922,337.18	276,701.15	645,636.02
240,000.00		420,965.85	0.00	0.00	0.00	1,210,275.67	789,309.82	236,792.95	552,516.87
2,400,000.00	6,000,000.00		6,000,000.00	7,790,417.32		17,053,884.49		1,821,953.49	11,920,068.05
								Project IRR=	18%

評価結果から、CDM 事業としての本プロジェクトは採算性の取れる事業であり、クレジットの獲得の観点から日本側出資者については魅力的であると考えられる。また、初期投資額も約 US600 万 \$ と比較的少ないことから、公的資金を期待しなくとも日本側出資企業の自己資金で十分実施可能である。

本プロジェクトはCO₂クレジット価格の変動を考慮しても採算性の取れる事業であるが、費用対効果の点で投資額にたいする利益（事業期間 10 年でIRR10%なら利益はほぼゼロ、19%で利益は約 600 万 \$）だけを考えればそれほど有望ではない。特にインフレ率の高い国では逆に赤字になりうる可能性がある。しかし、今回の試算はあくまで一部のエリアを対象に計算したものであり、全体を対象にすればさらに利回りが上がることやCO₂クレジットの獲得の必要性やインドネシアでの持続可能な環境事業としての観点からみれば非常に重要であり、費用対効果だけで判断すべき事業ではないと考えられる。