

平成 1 8 年度環境省委託事業

平成 1 8 年度 C D M / J I 事業調査

インドネシア・スマラン埋立処分場メタンガス利用調査

報 告 書

平成 1 9 年 3 月

中国電力株式会社

第1章 プロジェクト実施に係る基礎的要素

1.1	プロジェクトの背景と目的	1
1.1.1	背景	1
1.1.2	プロジェクトの目的	1
1.2	インドネシアの概要	1
1.2.1	地理	1
1.2.2	気候	2
1.2.3	人口・民族	2
1.2.4	政治	4
1.2.5	経済	5
1.2.6	投資環境	7
1.3	インドネシアのエネルギー事情	8
1.3.1	エネルギー情勢	8
1.3.2	電力セクター情勢	10
1.3.3	再生可能エネルギー情勢	11
1.4	インドネシアの環境関連制度	12
1.4.1	環境管理法	12
1.4.2	本プロジェクトに関わる主要な環境関連法規	14
1.4.3	水環境関係法令	14
1.4.4	大気環境関係法令	17
1.4.5	騒音および振動，悪臭	18
1.5	インドネシアの廃棄物セクターの現状	20
1.5.1	廃棄物政策	20
1.5.2	廃棄物の埋立処理の現状	20
1.6	インドネシアの CDM の取り組み状況	21
1.6.1	温室効果ガス排出状況	21
1.6.2	地球温暖化対策の取り組み	22
1.6.3	CDM プロジェクトに関する体制	23
1.7	ホスト国の持続可能な開発への貢献	30
1.8	技術移転	30
1.9	調査の実施体制	30

第2章 プロジェクトの立案

2.1	プロジェクト実施サイトの概要	32
-----	----------------	----

2.1.1	当該サイト候補選定理由	32
2.1.2	地理	33
2.1.3	スマラン市の概要	34
2.1.4	気候	35
2.1.5	人口	36
2.1.6	対象処分場の概要	36
2.2	プロジェクト技術	38
2.2.1	温室効果ガス削減技術	38
2.2.2	ランドフィルガス発生量の想定	38
2.2.3	ランドフィルガス利用システムの構成	45

第3章 ベースラインの概要

3.1	ベースライン方法論	50
3.2	ベースラインシナリオと追加性	54
3.3	リーケージとプロジェクトバウンダリー	57
3.3.1	リーケージ	57
3.3.2	プロジェクトバウンダリー	57

第4章 モニタリング計画

4.1	モニタリング方法論	59
4.2	モニタリング項目	60
4.3	モニタリング計画	65
4.4	モニタリング品質管理	65

第5章 プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間

5.1	プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間	67
-----	----------------------	----

第6章 温室効果ガス削減量の算出

6.1	温室効果ガス排出削減効果が発生する技術的根拠	68
6.2	温室効果ガス削減効果	68

第7章 環境影響

7.1 環境影響評価制度	70
7.1.1 環境影響評価の対象事業	70
7.1.2 環境影響評価の所管官庁	72
7.1.3 環境影響評価の手続き	72
7.2 環境影響分析	76
7.2.1 想定される環境影響	76
7.2.2 現在の埋立処分場が環境与えている影響	77
7.2.3 プロジェクトが環境に与え得る影響	77
7.2.4 プロジェクトが環境に与え得る負の影響	78
7.2.5 プロジェクトの評価	78

第8章 利害関係者のコメント

8.1 コメントの収集方法	79
8.2 調査結果報告会	79
8.3 面談を通じたコメントの収集	80
8.3.1 中央政府機関のコメント	80
8.3.2 スマラン市当局のコメント	81
8.3.3 売電予定先（PLN）のコメント	81

第9章 プロジェクトの実施計画

9.1 プロジェクト実施体制等の概要	82
9.1.1 プロジェクト参加予定者の概要	82
9.1.2 プロジェクト参加者の役割と負担する範囲	82
9.1.3 CERの取得方法	83

第10章 資金計画

10.1 プロジェクトコスト	84
10.1.1 初期投資額	84
10.1.2 ランニングコスト	84
10.2 資金計画	85

第 1 1 章 経済性とリスク分析

11.1	前提条件	86
11.2	投資回収年数	86
11.3	内部収益率	87
11.3.1	内部収益率の試算	87
11.3.2	内部収益率の感度分析	88
11.4	温室効果ガス排出削減単価	89
11.5	プロジェクトリスク	90

第 1 2 章 事業化に向けての見込み・課題

12.1	CDM プロジェクト推進上の課題	93
12.2	コンポスト事業が及ぼす影響	93

第1章 プロジェクト実施に係る基礎的要素

1.1 プロジェクトの背景と目的

1.1.1 背景

1997年12月に開催された国際連合気候変動枠組条約第3回締約国会議(COP3)で採択され、2005年2月16日に発効した「京都議定書」では、二酸化炭素(CO₂)をはじめとする温室効果ガスによる地球温暖化防止のため、日本は、2008年から2012年の平均排出量を1990年レベルより6%削減(同、先進国平均約5%削減)することが定められている。

京都議定書には、国際的に協調して、この削減目標を達成するための柔軟性措置(京都メカニズム)として、「排出量取引」(Emissions Trading)、「クリーン開発メカニズム」(CDM: Clean Development Mechanism)および「共同実施」(JI: Joint Implementation)が盛り込まれ、日本の削減目標達成において、CDM/JIは重要な手段として位置付けられている。

1.1.2 プロジェクトの目的

本プロジェクトはインドネシア共和国(以下、インドネシア)中部ジャワ州の州都であるスマラン市にあるジャティバラン廃棄物埋立処分場において大気中に放出されているランドフィルガス(以下、LFG)を回収し、ガスエンジン発電設備のエネルギー源として有効利用を図り、発生電力を電力系統へ供給することによって系統の火力電源の焚き減らし効果による温暖化ガス排出量の低減を目的としている。また、ガスエンジンで利用しきれなかった余剰メタンガスはフレア設備にて燃焼され、CO₂に変換される。

1.2 インドネシアの概要

1.2.1 地理

インドネシアは、北緯6度から南緯11度、東経95度から東経141度に位置しており、赤道を挟み南北約1,888km、東西約5,110kmにわたり、北部はシンガポール、マレーシア、ブルネイ・ダルサラームおよびフィリピンと、南部はオーストラリア、西部はインド洋、東部はパプアニューギニアと隣接する、大小18,110の島々からなる世界最大の群島国家である。

総陸地面積は186万km²で日本の約5倍の広さを有する。

表 1-2-1 インドネシアの地域別国土面積（2004 年）

地 域	面積（km ² ）	割合（％）
ジャワ島	129,306	6.95
スマトラ島	446,687	24.01
カリマンタン島	507,412	27.27
スラウェシ島	193,847	10.42
バリ島およびヌサテンガラ諸島	71,296	3.83
マルク諸島およびパプア地域	511,811	27.51
合 計	1,860,360	100

（出典：インドネシア中央統計局（Central Bureau of Statistics: Biro Pusat Statistik (BPS)), “Statistical Year Book of Indonesia in 2004”）

1.2.2 気候

インドネシアの気候は、高温多湿の熱帯雨林型と、その南北に広がる熱帯モンスーン型とに大別される。また赤道付近に位置するため、季節の変化に乏しく、雨季と乾季の2つに区分される。ジャワ島では、一般に毎年12月より翌年の3月頃までが雨季の中心期間で、6月から9月までが乾季の中心となる。2季の遷移期は4月～5月および10月～11月である。

気温は全土が常時高温で、年平均気温は海岸部で28℃、内陸部で26℃である。また、湿度は62～81%程度である。さらに降水量は気候、地形、気流の循環による影響を受けるため月別、地域別で大きく異なり、赤道直下の地域では常時降雨型で年平均4,000mmにも及ぶが、モンスーン型の地域では雨季と乾季の差異が明瞭である。スマトラ島南西岸やジャワ島西部では、インド洋からの南西風の影響により雨季の降水量が多く、低地でしばしば河川が氾濫するが、東部のヌサトゥンガラ諸島に向かって次第に降水量は少なくなる。

1.2.3 人口・民族

（1）人口

インドネシアの人口調査は10年毎に実施され、至近では2000年に実施されている。また、インドネシア中央統計局は統計資料を年報（Year Book）として公表している。これによれば、2000年の人口調査結果ではインドネシアの総人口は約2億626万人となっている。2000年の人口調査に基づく州別の人口、人口密度および1990年～2000年の人口増加率を表1-2-2に示す。

表 1-2-2 インドネシアの人口統計（2000 年）

州名	人口	人口密度(人/km ²)	人口増加率 (%)
Nanggroe Aceh Darussalam	3,930,905	76	1.46
Sumatera Utara	11,649,655	158	1.32
Sumatera Barat	4,248,931	99	0.63
Riau	4,957,627	52	4.35
Jambi	2,413,846	45	1.84
Sumatera Selatan	6,899,675	74	2.39
Bengkulu	1,567,432	79	2.97
Lampung	6,741,439	191	1.17
Kep. Bangka Belitung	900,197	56	0.97
DKI Jakarta	8,389,443	12,635	0.17
Jawa Barat	35,729,537	1,033	2.03
Jawa Tengah	31,228,940	959	0.94
DI Yogyakarta	3,122,68	980	0.72
Jawa Timur	34,783,640	726	0.70
Banten	8,098,780	936	3.21
Bali	3,151,162	559	1.31
Nusa Tenggara Barat	4,009,261	199	1.82
Nusa Tenggara Timur	3,952,279	83	1.64
Kalimantan Barat	4,034,198	27	2.29
Kalimantan Tengah	1,857,000	12	2.99
Kalimantan Selatan	2,985,240	69	1.45
Kalimantan Timur	2,455,120	11	2.81
Sulawesi Utara	2,012,098	132	1.33
Sulawesi Tengah	2,218,435	35	2.57
Sulawesi Selatan	8,059,627	129	1.49
Sulawesi Tenggara	1,821,284	48	3.15
Gorontalo	835,044	68	1.59
Maluku	1,205,539	26	0.08
Maluku Utara	785,059	25	0.48
Papua	2,220,934	6	3.22
INDONESIA TOTAL	206,264,595	109	1.49

（出典：インドネシア中央統計局（BPS）“Population Census in 2000”）

（2）民族

インドネシアには約 300 の民族が分布しており、大部分はジャワ族、スンダ族（西ジャワ）、バタック族（北スマトラ）等のマレー系の民族である。また、中国系についても約 500～600 万人が居住している。公用言語はインドネシア語であり、憲法において国語として規定されている。

(3) 宗教

インドネシアでは、イスラム教徒が最も多く 88%を占め、次いでプロテスタント 6%、カトリック 3%、ヒンズー教 2%、仏教 0.8%、その他 0.2%となっている。

インドネシアの有するイスラム人口世界最大となっているが、イスラム教は国教とはなっておらず、憲法では「信教の自由」が保証されている。また、イスラム教の信仰度も地域差があり、熱心な信者と形式的な信者との違いも著しい。

1.2.4 政治

(1) 政治体制の概要

インドネシアの政治体制は共和国制のもと大統領制を採用している。大統領は国家元首で、行政府の長でもある。これを補佐するのは副大統領および 36 名の閣僚である。

議会は、二院制の国民協議会 (Majelis Permusyawaratan Rakyat : MPR) であり、下院の国民代表議会 (Dewan Perwakilan Rakyat : DPR、定数 550) と上院の地方代表議会 (Dewan Perwakilan Daerah : DPD、定数 128) で構成されている。

国家意思最高決定機関であった MPR は、2001 年の憲法改正により主権を行使する地位を失うとともに、大統領選任権を国民に譲渡した。また、2002 年の憲法改正では、MPR における諸組織代表議席が廃止されたとともに、各州の直接選挙によって選ばれる議員で構成される DPD が新設され、MPR のメンバーは全て直接選挙で選ばれるものということになった。

2004 年 10 月、インドネシア政治史上初の大統領直接選挙によって誕生したスシロ・バンバン・ユドヨノ大統領は政権発足にあたり、平和と安全、公正と民主、福祉の向上を政策の 3 つの柱として掲げ、国民の高い支持を背景に政権運営を行い、アチェ州の独立紛争に関する和平協定締結 (2005 年 8 月) や汚職撲滅への積極的な取組みについて高い評価を得ている。

(2) 地方分権と地方行政

スハルト長期政権崩壊後、本格的な政治の民主化の一翼を担うものとして地方分権に対する政府の取組みが高まってきた。具体的には 1999 年 4 月に成立した「地方自治法」(1999 年法律第 22 号) と「中央・地方財政均衡法」(1999 年法律第 25 号) の 2 つの地方分権化法は、中央の権限を地方に委譲することで、中央集権体制下でイニシアティブを発揮できなかった地方の不満を和らげ、国家統一を維持する切り札として期待されていた。しかし、インドネシアにおける急激な地方分権化は、地方への汚職の拡散、自治体による様々な地方税・課徴金の導入、地方政府の能力 (人材) 不足といった問題を生じさせた。

このような事態を受け、2004 年 10 月、「地方自治法」と「中央・地方財政均衡法」はそれぞれ 2004 年法律第 32 号および 2004 年法律第 33 号に改正され施行された。

地方自治法の中で、地方自治の対象となる行政区分は、ジャカルタ首都特別州や伝統的スルタン王国の存在を認めたジョグジャカルタ特別州を含む 33 の州 (Provinsi) 県

(Kabupaten) 市(Kotamadya)となっている。また州知事は県・市の政府運営を管理・監督する。

地方自治法では、外交および防衛・治安、司法、宗教、国家開発計画の策定等いくつかの課題については依然として中央政府の管轄とするが、公共事業、保健、教育・文化、農業、運輸、産業・貿易、投資、生活環境、協同組合といった分野にわたる行政の実施は、州・県・市当局が実施されると規定されている。また、改正地方自治法の中では、地方首長の直接選挙、中央と地方の行政機能の分割、地方開発計画等を新たに規定している。2005年6月以降、任期の満了した全国各地方自治体にて地方首長選挙が実施されている。

改正地方自治法においては、地方の業務として「権限分権化、中央権限業務の代行、委任事務」の3種類があると規定されている。

次に、中央・地方財政均衡法は、中央および地方政府間の財政のバランスをとることを主目的とし、地方政府の収入源を、地方独自収入、均衡資金、地方借入金の3つに拡大する旨規定している。とくに地方借入金について、中央政府および一般金融機関からの借入れによる資金調達については、地方議会の承認を必要とし、また、外国からの借入金の場合は、中央政府の承認が必要とされているため、中央政府の了解を得ずに地方政府が独自に外国からの借入れを行うことはできないことになっている。

1.2.5 経済

(1) 経済指標

インドネシアは、1990年代前半には順調な経済の拡大をみせ、第6次5ヵ年開発計画(1994年4月～)に入ってから実質経済成長率が1994年から1996年にかけて7～8%と高い水準で推移した。しかし、1997年7月に発生したタイの通貨危機がインドネシアにも波及し、ルピア相場の急落、金融不安、金利高騰、対外債務返済負担の急増、内需の落ち込み、失業率増大等深刻な経済危機をもたらした。このため、1998年の経済成長率は-13.1%を記録し、ルピアは対米ドル為替レートで1/5以下に減価した。また、1人当たりのGDPは500US\$/年以下に低下し、失業者・貧困層の増大等深刻な問題となった。経済危機を受けインドネシア政府は、国際機関や2国間ドナーの緊急支援を得ながら経済・金融構造改革を断行し、1998年1月から、マクロ経済の安定、財政再建、金融部門の再建等の経済構造改革を実施している。

1999年以降、堅調な民間消費や輸出の好調等により経済は穏やかな回復傾向を示し、同年実質GDPは0.8%のプラス成長に転じ、2000年以降は5%程度の成長を維持している。しかし、投資環境が不透明であることから外国投資の回復が遅れており、強力な成長のための牽引力が欠ける状態が続いている。

また、2004年12月のスマトラ島沖地震・津波、爆弾テロ事件、鳥インフルエンザの発生、石油価格の高騰等復調の見え始めたインドネシア経済を損なう懸念材料があったが、石油価格の高騰を除き対象となる事象の地域が限定的であることや、震災復興のための多

くの国際支援もあり、インドネシア経済にとって大きな打撃とはならなかった。その結果 2005 年の経済成長率は 5.6%で、GDP 総額 2,813 億ドル、1 人当りの GDP は 1,283 ドルになった。

他方、失業者は増加の一途を辿り、2005 年には 10%を突破した。インドネシアでは、毎年 250 万人が新規に労働市場に参入すると試算されており、失業率を悪化させないためにはそれ以上の雇用創出が必要であるが、そのためには年率 6%以上の経済成長が必要とされる。それだけの成長を実現させるためには投資の回復が重要であり、ユドヨノ政権は投資促進のため、インフラ改善、汚職撲滅、投資法・労働法・税務税関法の改正、手続きの効率化等を推進し、投資環境の改善に努めている。

2001 年から 2005 年のインドネシアの主要な経済指標を表 1-2-3 に示す。

表 1-2-3 インドネシアの主要な経済指標

項 目	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
GDP (名目、億 US\$)	1,641	2,038	2,433	2,576	2,813
1 人当り GDP (名目、US\$)	673	930	1,091	1,165	1,283
経済成長率 (実質、%)	3.8	4.3	4.5	5.1	5.6
物価上昇率 (%)	12.6	10.0	5.1	6.4	17.1
総貿易額：輸出 (億 US\$)	563	572	611	716	857
総貿易額：輸入 (億 US\$)	310	313	326	465	577

(出典：日本国外務省ホームページ <http://www.mofa.go.jp>)

(2) 産業構造

インドネシアは、アセアン諸国の中でも 1997 年の通貨危機の最も深刻な後遺症を被った国であたが、メガワティ前政権時頃からマクロ経済も回復基調が明確となり、それに伴って、産業構造の変化が明確になってきた。

インドネシアの産業別 GDP 構成比によると、通貨危機の時点では、第一次産業 16%、第二次産業 43%、第三次産業 41%の構成であったが、通貨危機の影響で第二次産業および第三次産業が低下し、第一次産業が増加した。とくに製造業、金融・不動産の落ち込みが著しく、これらに牽引されるように他の産業においても縮小傾向にあった。これが 2001 年から回復基調となり、2005 年には第一次産業 13%、第二次産業 45%、第三次産業 42%と第一次産業のウェイトが段階的に第二次産業にシフトし、ようやく工業国としての方向性が見始めてきた。

表 1-2-4 に 2001 年から 2005 年のインドネシア産業別の GDP 構成比を示す。

表 1-2-4 インドネシア産業別 GDP 構成比 (単位：%)

分 野	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
農業、林業、水産業	15.63	16.04	15.93	14.59	13.41
鉱業、採石	10.81	8.64	8.28	8.63	10.44
製造業	30.07	29.73	28.83	28.13	28.05
電力・ガス・水道	0.64	0.83	0.95	0.97	0.92
建設	5.30	5.45	5.50	6.29	6.35
卸・小売、ホテル・飲食	15.90	16.87	16.55	16.26	15.74
運輸・通信	4.59	5.26	5.77	6.25	6.63
金融・保険・不動産	8.02	8.29	8.51	8.56	8.36
サービス	9.04	8.89	9.68	10.32	10.10
合 計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

注) 業態別 GDP 比率の 2003 年は暫定値

(出典：インドネシア中央統計局 (BPS) “Statistical Year Book of Indonesia in 2005”)

1.2.6 投資環境

投資の促進並びに投資政策の策定、投資許認可業務の担当機関として投資調整庁（以下、BKPM）が中央政府の組織として設けられている。地方には、各州に BKPM の出先機関として BKPM D が設置されていたが、2001 年から施行された地方自治法（1999 年第 22 号）により、BKPM から独立した州政府直轄の投資局（BPM）に組織変えとなり、それまで中央の BKPM に集中されていた投資許認可権は、第二級地方自治体である県（Kabupaten）市（Kotamadya）まで下ろされ、州（Provinsi）の BPM および中央の BKPM のコーディネートの下に運営されることとなった。

しかし、県・市の投資局（BPM）では、許認可の権限は供与されたものの、当市許認可行政の経験も人材も少なく、現場では混乱やトラブルが多発、外国投資家からの不満が噴出することとなった。そのため、2004 年 4 月、政府としては投資環境改善の一環として、BKPM によるワンストップサービス体制に関する大統領令（2004 年第 29 号）を出して、投資許認可権を再び中央の BKPM に一元化することとした。

なお、一部事業分野に関しては、関係官庁からのレコメンデーションのもとに BKPM が認可する形となっており、完全なワンストップサービス体制にはまだ至っていない。

なお、下記の投資分野については BKPM の管轄外となっている。

- ・石油・天然ガス開発：エネルギー鉱物資源省管轄
- ・金融・証券・保健：財務省管轄

また、一般の駐在員事務所設立は商務省の管轄、建設・建設関係コンサルタントの駐在員事務所設立は公共事業省の管轄となっている。ただし、地域統括駐在員事務所については BKPM が担当している。

なお、投資に関する法律は、現在、外国投資法（1967 年法律第 1 号で制定され、1970 年法律第 11 号で改定）および内国投資法（1968 年法律第 6 号で制定され、1970 年法律第 12 号で改定）の 2 本立てであるが、これを 1 本化した「新投資法」制定の準備が進められており、2006 年 3 月 21 日に国会に上程され、2007 年 2 月を目途に国会審議を終える見込みである。

なお、現時点で予測されている主な改正点としては、

- ・ 外資・内資の差別撤廃（内国民待遇の供与）
- ・ 許認可手続きの簡素化・迅速化（BKPM の機能見直し）
- ・ 投資インセンティブ供与の明記（具体的内容は政令・省令でフォロー）
- ・ 投資範囲の拡大（直接投資に限定しない）等で、

BKPM の役割は、投資政策に係わる調整機能が主体となるとも言われている。

1.3 インドネシアのエネルギー事情

1.3.1 エネルギー情勢

（１）エネルギー政策

インドネシアのエネルギー政策は、インドネシア共和国憲法第 33 条である「国土および領域内にある全ての天然資源は国家の管轄に属し、国民の福祉と最大の利益のために利用されなければならない。」という国家哲学に基づき策定されている。また、石油輸出が貴重な外貨獲得源であるため、石油の代替化がエネルギー政策における最大の目標となっており、天然ガスおよび石炭の利用拡大が推進されている。

2004 年 3 月にエネルギー鉱物資源省（以下、MEMR）が策定した国家エネルギー政策（The National Energy Policy 2003-2020:KEN）では、「国益を満たすエネルギー供給の保証」をビジョンとし、「エネルギー供給能力の向上」、「エネルギー生産の最適化」、「省エネルギー」が主要政策として掲げられており、また原子力がエネルギーミックスの一つとして示された。

表 1-3-1 国家エネルギー政策（KEN）の概要

ビジョン	「国益を満たすエネルギー供給の保証」
ミッション	・国内エネルギー供給の保証 ・エネルギー資源の付加価値増大 ・環境機能の保護に留意した倫理的かつ持続的なエネルギー資源の管理 ・低所得層および後進地域への低価格な燃料の供給 ・国内能力の開発
目 標	・市場メカニズムに導く商取引の増加 ・2020 年までに電化率 90%、2020 年までに大規模水力を除いた再生可能エネルギーのシェア 5%以上を達成 ・エネルギーインフラの開発 ・エネルギー分野における内外産業の戦略的パートナーシップ強化 ・GDP1 単位当りのエネルギー消費量を毎年 1%低減 ・国内資源の利用拡大と国内人材の活用による海外エネルギー源への依存度低減
主要政策	・エネルギー供給能力の向上 ・エネルギー生産の最適化（石炭、ガス、再生可能エネルギーの利用促進） ・省エネルギー
補助政策	・エネルギー利用率の向上を目的としたエネルギーインフラの開発 ・あらゆるエネルギー活動への市場メカニズムの適用 ・貧しい国民の保護 ・環境保護 ・政府と産業界のパートナーシップ ・自助的エネルギー開発者への権限委譲 ・技術・人材に関する研究開発の推進 ・利害関係者間の調整機能強化

（出典：MEMR，The National Energy Policy 2003-2020:KEN）

（２）エネルギー需供動向

インドネシアの１次エネルギー供給量は、資源形態別の推移をみると、表 1-3-2 に示すとおり、1994 年からの 10 年間で約 1.5 倍の伸びを示しており、石油換算 1 次エネルギーは、95,334 x10³T0E である。その内訳は、非再生可能エネルギーである石油および石油製品が 51.4%、天然ガスが 28.8%、石炭が 15.5%、再生可能エネルギーの水力が 2.0%、地熱が 1.2%である。このうち、石炭の 1 次エネルギーに占める割合が過去 10 年で 2.5 倍と大幅に増加していることが特筆される。再生可能エネルギー分野の伸びは、約 1.8 倍であるが全体に占める割合は依然低く、国家エネルギー政策で掲げられている「2020 年までに再生可能エネルギーのシェア 5%以上を達成」のためには、積極的な推進戦略が求められている。

表 1-3-2 1 次エネルギー供給量の形態別推移 (単位: $\times 10^3$ TOE)

項 目	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1 次エネルギー供給	63,072	69,245	71,645	72,806	80,119	80,548	84,014	91,211	90,519	95,334
非再生可能エネルギー	61,422	67,148	68,997	71,101	77,619	78,127	81,562	88,420	87,516	92,235
石 炭	5,708	6,179	6,779	7,816	8,255	9,379	11,531	11,327	13,921	14,757
石油および石油製品	39,327	41,612	40,894	40,112	46,637	45,737	46,949	52,352	48,075	50,013
天然ガス	16,387	19,358	21,324	23,173	22,727	23,011	23,083	24,741	25,520	27,465
再生可能エネルギー	1,650	2,097	2,648	1,705	2,500	2,422	2,452	2,791	3,003	3,099
水 力	986	1,295	1,246	822	1,591	1,501	1,534	1,746	1,879	1,938
地 熱	664	802	1,403	883	909	920	918	1,045	1,125	1,160

(出典: Indonesia Energy outlook & Statistics 2004/ Center for Energy Studies University of Indonesia)

最終エネルギー消費量は、MEMR が公表している “Indonesia Economy Energy Statistics 2004” の経年推移によれば、1997 年の経済危機で一時的に減じている(0.7% の減)ものの、2003 年では対 2000 年比では約 19%の伸びを示しており、再び大きく増加している。因みに、電力は 2003 年値で $7,488 \times 10^3$ TOE ($=55.47 \times 10^6$ BOE/Barrel Oil Equivalent) と対 2000 年比で約 13%の伸びとなっている。

1.3.2 電力セクター情勢

(1) 電気事業の概要

インドネシアの電気事業は政府が株式の 100%を保有する国有電力会社 (PT. PLN、以下 PLN) が基本的に発送配電を垂直統合した型で行い、MEMR の監督の下、電力供給を担っている。また PLN の電気事業を補完する存在として、「協同組合・中小企業担当国務大臣府」の監督の下、村落協同組合 (KUD) と呼ばれる全国各地の地方電化住民組織が、PLN 系統からの電力供給が困難な僻地における地方電化を推進してきている。

発電部門に関しては、PLN の発電部門の一部が子会社化されたインドネシア・パワー社およびジャワ・バリ発電会社のほか、1992 年より参入が認められた IPP による電力供給もある。他方、送電・配電部門は、地方電化住民組織や特定供給を行う一部のものを除けば、現状では PLN の独占状況である。

その他電力セクターに関わる行政組織としては、PLN を所有・管理する国営企業国務大臣府、国家大の開発政策・計画の策定・調整を担う国家開発企画庁、エネルギー政策・計画の策定・調整を担う国家エネルギー調整委員会、原子力発電に関する研究・開発を行うインドネシア原子力庁等が挙げられる。

なお、インドネシアにおける新エネルギー・再生可能エネルギー技術の応用・実用化は、科学技術応用庁 (The Agency for the Assessment and Application of Technology: 以下、BPPT) が担務している。

(2) 電気料金

1997 年 7 月に起きたアジア通貨危機の影響により、インドネシアでも多大な影響を受け、インドネシア通貨であるルピアが大暴落した。IPP 等の発電会社との電力購買契約は基本的にドル建てであるため、ルピア暴落により逆ざや状態となり、PLN は多大な負債を抱える結果となった。そのため IPP との契約に関して一時凍結状態となり、価格調整の再交渉が行われた。

その後、経済は徐々に回復したが、ルピア通貨については暴落前の水準まで為替レートが回復しなかったため、それを補うための電力料金の値上げが段階的に行われ、暴落前の価格レベル付近まで料金水準を引き上げてきた。PLN によると 2004 年の平均電気料金単価は 6.5 ¢ /kWh (582Rp/kWh) であった。

また、従来のような貧困層の多い家庭用の料金価格に配慮した低料金体系においても若干変更を加え、産業分野との料金格差を是正する方向で調整してきた。

インドネシアにおける電気料金の主な特徴として、以下の事項が挙げられる。

- ・ PLN による電気料金は、基本的にインドネシア全土において統一されている。

(但し、直接供給や地方電化等、PLN 供給対象外の需要家は除く)

- ・ 料金種別は主に 5 種類で区分されている。

(S:小口・公共、R:家庭用、B:商業、I:工業、P:政府機関、街灯類)

- ・ 料金体系は日本と類似しており、「基本料金」+「従量料金」で積算する。

従量料金は、使用量または使用時間が多くなると、料金単価が高くなる。

- ・ 時間帯別の料金制度については、基本的に大口需要家のみを対象としている。

(S-3:「公共施設(大)」、B-3:大規模業務、I-2・3:中・大規模工業、P-2:政府機関、T:国有鉄道、C:大口需要家 等)

- ・ 一部の公共施設、軍施設および地方政府関連の電力料金は支払い免除されている。しかし支払い免除額は、年々減少傾向にある。

1.3.3 再生可能エネルギー情勢

(1) 再生可能エネルギー開発およびエネルギー保全に関する政策

憲法で定められている「天然資源の国家の管轄と国民福祉と利益のための利用」の基本理念に基づき、2004 年に制定された国家エネルギー政策の中で「2020 年までに大規模水力を除く再生可能エネルギーによる供給の 5%達成」の目標が掲げられている。5%の内訳は、地熱発電が 3%、小水力・バイオマス他の再生エネルギーが 2%である。これに基づき、インドネシア政府は、再生可能エネルギーの開発促進およびエネルギー利用効率の向上のため、2003 年 12 月 22 日に MEMR 大臣令として「再生可能エネルギー開発およびエネルギー保全に関する方針」(A Policy on Renewable Energy Development and Energy Conservation (Green Energy Development)) を定めている。今後、この方針を実行するための具体的なアクションプランが策定される予定である。

(2) 再生可能エネルギーの現状

インドネシアにおける再生可能エネルギーのポテンシャルおよび現状の設備容量は、表 1-3-3 に示すとおりである。再生可能エネルギーのポテンシャルは、投入された設備量に比べ非常に大きい。ただし、再生可能エネルギー価格は、設備コストが高いことを反映して、商業ベースでの競争力で劣っており、この課題克服のための具体的なアクションプランの策定・実施や技術開発が望まれる。

1999 年に制定した MEMR 大臣令では、小口の電気料金について、新エネルギーである風力・太陽光・小規模水力・廃棄物・地熱発電に対して優遇を与えている。また、2002 年に制定された同大臣令第 30 号では、小口電気事業者の規模は 1MW 以下と定められている。なお、この規模は、現在見直し作業が進められている。

表 1-3-3 インドネシアにおける再生可能エネルギーのポテンシャル

項 目	ポテンシャル量	設備量	開発率
大規模水力	75.67 GW	4,200 MW	5.6%
ミニ/マイクロ水力	458.75 GW	84 MW	11.8%
地 熱	27.00 GW	807 MW	4.1%
バイオマス	49.81 GW	445 MW	0.6%
太陽光	4.8 kWh/m ² /日	8 MW	-
風 力	9.29 GW	0.6 MW	-

(出典 : The role of Biomass for the Energy Sustainable Development in Indonesia by Dr. Petrus Panaka of BPPT in Indonesia / Biomass-Asia Workshop 2005 他)

1.4 インドネシアの環境関連制度

1.4.1 環境管理法

インドネシアの環境に関する基本的な法律は、1997 年に制定された環境管理法 (1997 年法律第 23 号) である。この環境管理法は 1982 年に制定された旧環境管理法 (1997 年法律第 4 号) を大幅改訂したもので、総則、原則・目的および目標、住民の権利・義務および役割、環境管理の権限、環境機能の保全、環境保全のために遵守すべき要件、環境紛争処理、審査、罰則、経過措置等の 10 章、52 条から構成されている。環境管理法は持続可能な社会を実現させていくために、以下の内容が盛り込まれている。

事業活動に対する環境規制の強化

事業活動に起因する環境汚染の発生および環境への影響を防止する目的で、事業者の環境法規則に関する遵守状況の検査、監督 (第 22 条から 24 条) 違反に対する制裁措置 (第 25 条から 27 条) 事業者の環境監査の実施 (第 28 条、第

29 条) 違反者に対する政府職員による捜査権等に関する規定を設けている。

環境汚染に対する罰則の強化

故意に環境汚染または環境を損傷させた場合には、5 億ルピアの罰金または 10 年以下の懲役、さらに死者や重傷者の発生を伴った重大な過失があった場合には、7 億 5 千万ルピア以下または 15 年以下の懲役という罰則を科すとしている。企業が故意に環境規制に違反した場合には、罰金の額を規定より 3 分の 1 増額するとともに、違反行為を命じた企業内の個人にその犯罪責任を科すとしている。

環境紛争処理に関する規定の強化

司法による法定での解決に加え、自主中立の第 3 者団体による調停、斡旋が規定され (第 31 条から 33 条) 環境団体や地域社会が環境規制に対する違反を提訴する権利が認められている (第 37 条から 39 条) 。

住民の環境情報に関する権利等

国民が環境情報に接することの権利および事業者に対する環境情報の開示義務が規定されている。

1.4.2 本プロジェクトに関わる主要な環境法規制

ここでは、本プロジェクトに関わると考えられる環境法規制を表 1-4-1 に示す。

表 1-4-1 本プロジェクトに関わる主要な環境法規制

分類	項目	法規制
法律	環境管理	1. 環境管理法（1997 年法律第 23 号）
政令	環境影響評価	1. 環境影響評価に関する政令（1999 年第 27 号）
	水質	2. 水質汚濁防止および水質管理に関する政令（2001 年第 82 号）
	大気	3. 大気汚染防止に関する政令（1999 年第 41 号）
大臣令	環境影響評価	1. 環境影響評価を必要とする事業あるいは活動形態に関する環境担当 国務大臣令（2001 年第 17 号） 2. 環境影響評価書のためのガイドラインに関する環境担当国務大臣令 （2000 年第 2 号） 3. 環境影響評価プロセスにおける住民関与および情報開示に関する環 境担当国務大臣令（2000 年第 8 号） 4. 環境影響評価作成のためのガイドラインに関する環境担当国務大臣 令（2000 年第 9 号） 5. 環境影響評価書の評価委員会の作業システムのガイドラインに関す る環境担当国務大臣令（2000 年第 40 号） 6. 環境影響評価書の地方評価委員会設立のための指針に関する環境担 当国務大臣令（2000 年第 41 号）
	水質	1. 産業活動の排水基準に関する環境担当国務大臣令（1995 年第 51 号）
	大気	1. 固定発生源域からの排出基準に関する環境担当国務大臣令 （1995 年第 13 号）
	騒音・ 振動・ 悪臭	1. 騒音基準に関する環境担当国務大臣令（1996 年第 48 号） 2. 振動基準に関する環境担当国務大臣令（1996 年第 49 号） 3. 悪臭基準に関する環境担当国務大臣令（1996 年第 50 号）

1.4.3 水環境関係法令

（１）環境基準

インドネシアの水環境に関する基本的な法律は、陸水については「水質汚濁防止および水質管理に関する政令（2001 年第 82 号）、海域については「海水の水質基準に関する政令（2004 年第 51 号および 179 号）」であり、これらの政令に基づいて水環境の基準が定められている。

本プロジェクトに関連する陸水は水域の利用目的別に、以下の 4 類型に分類されている

A 類型：処理せず直接飲料として使用できる水

B 類型：飲料水の原水として使用できる水

C 類型：水産・畜産に利用できる水

D 類型：農業および小規模事業、工業、水力発電に利用できる水

環境基準項目は、物理項目（臭気、温度、色等 7 項目）、無機化学項目（ph、BOD、

COD、溶存酸素（DO）、硝酸性窒素等 32 項目）、有機化学項目（油類、界面活性剤、BHC、DDT 等 13 項目）、微生物項目（大腸菌数等 2 項目）、放射性物質項目（総α線等 2 項目）が定められている。表 1-4-2 に水質環境基準を示す。

表 1-4-2 インドネシアの水質環境基準

項 目	単位	最大値			
		A 類型	B 類型	C 類型	D 類型
1. 物理項目					
1) 臭気	-	無臭	-	-	-
2) 浮遊物質濃度	mg/l	1,000	1,000	1,000	1,000
3) 濁度	NTU	5	-	-	-
4) 味	-	無味	-	-	-
5) 温度		気温 ± 3	通常の水温	通常の水温	通常の水温
6) 色	TCU	15	-	-	-
7) 電気伝導度 (25 °C)	μmho/cm	-	-	-	2, 250
2. 無機化学項目					
1) 水銀	mg/l	0.001	0.001	0.002	0.005
2) アルミニウム	mg/l	0.2	-	-	-
3) 遊離アンモニア	mg/l	-	0.5	0.02	-
4) 砒素	mg/l	0.05	0.05	1	1
5) バリウム	mg/l	1.0	1	-	-
6) 鉄	mg/l	0.3	5	-	-
7) フッ化物	mg/l	0.5	1.5	1.5	-
8) 杓素	mg/l	-	-	-	1
9) カドミウム	mg/l	0.005	0.01	0.01	0.01
10) 硬度 (CaCO ₃)	mg/l	500	-	-	-
11) 塩化物	mg/l	250	600	-	-
12) 遊離塩素	mg/l	-	-	0.003	-
13) コバルト	mg/l	-	-	-	0.2
14) 六価クロム	mg/l	0.05	0.05	0.05	1
15) マンガン	mg/l	0.1	0.5	-	2
16) ナトリウム	mg/l	200	-	-	-
17) アルカリ塩	mg/l	-	-	-	60
18) ニッケル	mg/l	-	-	-	0.5
19) 硝酸性窒素	mg/l	10	10	-	-
20) 亜硝酸性窒素	mg/l	1.0	1	0.06	-
21) 銀	mg/l	0.05	-	-	-
22) 溶存酸素	mg/l	-	>6	>3	-
23) pH	-	6.5-8.5	5-9	6-9	5-9
24) セレン	mg/l	0.01	0.01	0.05	0.05
25) 亜鉛	mg/l	5	5	0.02	2
26) シアン化合物	mg/l	0.1	0.1	0.02	-
27) 硫酸化合物	mg/l	400	400	-	-
28) 硫化水素化合物	mg/l	0.05	0.1	0.002	-
29) ナトリウム吸収率		-	-	-	18

30) 銅		1.0	1	0.02	0.2
31) 鉛		0.05	0.1	0.03	1
32) 炭酸ナトリウム残基		-	-	-	1.25-2.50
3. 有機化学項目					
1) アルトリン、デルトリン		0.0007	0.017	-	-
2) ベンゼン		0.01	-	-	-
3) BHC		-	-	0.21	-
4) ベンゾ [a]ピレン		0.0001	-	-	-
5) クロロホルム抽出物		-	0.5	-	-
6) クロルデン		0.0003	0.003	-	-
7) クロロホルム		0.03	-	-	-
8) 2-4D		0.1	-	-	-
9) DDT		0.03	0.042	0.002	-
10) 界面活性剤		0.5	-	-	-
11) 1、2-ジクロロエタン		0.01	-	-	-
12) 1、1-ジクロロエタン		0.0003	-	-	-
13) エントリン		-	0.001	0.004	-
14) ヘプタクロル、ヘプタクロルエポキシド		0.003	0.018	-	-
15) ヘキサクロロフェノール		0.00001	-	-	-
16) リンデン		0.004	0.056	-	-
17) メチルクロール		0.03	0.035	-	-
18) メチンブル活性物		-	0.5	0.2	-
19) 油分		-	nil	1	-
20) 有機リン、カーボネート		-	0.1	0.1	-
21) ペンタクロロフェノール		0.01	-	-	-
22) フェノール		-	0.002	-	-
23) 全殺虫剤		0.1	-	-	-
24) 2、4、6-トリクロロフェノール		0.01	-	-	-
25) 有機物(過マンガン酸カリウム)		10	-	-	-
4. 微生物項目					
1) 糞便性大腸菌群数		0	2,000	-	-
2) 全大腸菌群数		3	10,000	-	-
5. 放射性物質項目					
1) 全α線		0.1	0.1	0.1	0.1
2) 全β線		1.0	1.0	1.0	1.0

注) 重金属は溶存金属値

(出典: Government Regulation of Republic of Indonesia No. 20/1990 on the Control of Water Pollution, Appendix 1-4)

(2) 排水基準

工場等からの排水にかかる排水基準は「産業排水の基準に関する環境大臣令(1995年第51号)により、対象となる特定業種として主要産業の21業種が指定されている。特定業種に指定されている工場に関しては、単位生産量あたりの排水量の規模により2つのカテゴリーに分類され、水質項目(4項目から12項目)と基準値および単位生産量当りの汚損物質の排出量が定められている。21業種の内訳は、苛性ソーダおよび金属塗装、皮

なめし、ヤシ油、パルプ・紙、ゴム、砂糖、タピオカ、繊維、化学肥料、エタノール、グルタミン酸ソーダ、合板、牛乳・乳飲料、ソフトドリンク、石鹼・合成洗剤・植物油、ビール、乾電池、塗料、製薬、殺虫剤である。

同政令においてはその他の業種の工場排水を対象とした排水基準値が 物理項目(温度等 3 項目) 科学項目 (ph、水銀、カドミウム等 30 項目) が定められ、工場の排水処理施設のレベルに応じてグループ (高度な排水処理施設を有する工場) グループ (簡便な排水処理施設を有する工場) に分類して基準値が定められている。グループ の基準値がグループ の基準値より低く設定されている。

1.4.4 大気環境関係法令

(1) 環境基準

大気環境に関する基本的な法律は、「大気汚染防止に関する政令(1999 年第 41 号)であり、この政令に基づいて全国一律の環境基準が定められている。なお、環境基準は汚染防止技術の進展等により 5 年に一度見直されることとなっている。環境基準項目は二酸化硫黄、一酸化炭素、二酸化窒素、オゾン、炭化水素、粒子状物質 (PM10、粒径 10 μ m 未満) 、鉛等 13 項目である。

大気環境改善を国民に周知啓発するため、大気汚染の状況に関して二酸化硫黄および一酸化炭素、二酸化窒素、オゾン、粒子状物質 (PM10) の 5 項目を大気汚染指標に置き換え、5 段階評価のうえ毎年公表している。5 段階評価は良好、通常、非健康、超非健康、危険で、ジャカルタ等全国 10 都市で 5 段階評価がオンラインで表示される電光掲示板が設置されている。

(2) 排出基準

固定発生源からの有害大気排出基準に関しては、「固定発生源域からの排出基準に関する環境担当国務大臣令」(1995 年第 13 号) により各業種の排出基準が規定されている。具体的に製鉄業 (8 発生源、11 項目) およびパルプ・製紙業 (7 発生源、13 項目) 、石炭火力発電所 (4 項目) 、セメント工業 (4 発生源、9 項目) 、その他の産業 (非金属 9 項目、金属 6 項目) である。その他の産業における大気排出基準を表 1-4-3 に示す。

表 1-4-3 その他産業における大気排出基準

項 目	上限値 (mg/m ³)	項 目	上限値 (mg/m ³)
(非金属)		(金属)	
1. アンモニア	0.5	1. 水銀	5
2. 塩素ガス	10	2. 砒素	8
3. 塩化水素	5	3. アンチモン	8
4. フッ化水素	10	4. カドミウム	8
5. 窒素酸化物 1)	1,000	5. 亜鉛	50
6. 不透過光線率 2)	35%	6. 鉛	12
7. ばいじん	350		
8. 二酸化硫黄	800		
9. 還元性硫黄 3)	35		

注：排ガス量は 25 、1atm における乾き排ガス量

- 1) 不透過光線率は実用的な手法により測定し、換算はばいじん濃度に基づき行う。
- 2) NO₂ としての値
- 3) H₂S としての値

(出典：Decree of the State Minister for Environment concerning Emission Standards for Stationary Sources No.13 of 1995)

1.4.5 騒音および振動、悪臭

騒音および振動、悪臭に関する環境基準は、それぞれ 1996 年の環境担当国務大臣令 48 号および 49 号、50 号で定められている。

騒音に関しては土地利用形態（居住、商業、事務所、緑地、工業、官庁・公共施設、リクレーション施設、その他（空港、駅、港、文化財）と活動形態（病院、学校、礼拝所）に応じて騒音レベルが定められている。騒音環境基準を表 1-4-4 に示す。

振動に関しては周波数ごとの振動レベルが定められている。振動環境基準を表 1-4-5 に示す。

悪臭に関してはアンモニア、硫化水素等 5 項目に関して環境基準が定められている。悪臭環境基準を表 1-4-6 に示す。

表 1-4-4 インドネシアの騒音環境基準

土地利用 / 活動形態	騒音レベル (dB)
1. 土地利用形態	
1) 居住	55
2) 商業	70
3) 事務所	65
4) 緑地	50
5) 工業	70
6) 官庁・公共施設	60
7) レクリエーション施設	70
8) その他	
・ 空港	*
・ 駅	*
・ 港	70
・ 文化財	60
2. 活動形態	
1) 病院	55
2) 学校	55
3) 礼拝所	55

注) *通信・情報省 (Ministry of Communication and Information Technology) 規約による

表 1-4-5 インドネシアの振動環境基準

周波数 (Hz)	振動レベル (x10 ⁻⁶ m)			
	影響なし	やや影響あり	不快	弊害あり
4	< 100	100-500	500-1,000	> 1,000
5	< 80	80-350	350-1,000	> 1,000
6.3	< 70	70-275	275-1,000	> 1,000
8	< 50	50-160	160-500	> 500
10	< 37	37-120	120-300	> 300
12.5	< 32	32-90	90-220	> 220
16	< 25	25-60	60-120	> 120
20	< 20	20-40	40-85	> 85
25	< 17	17-30	30-50	> 50
31.5	< 12	12-20	20-30	> 30
40	< 9	9-15	15-20	> 20
50	< 8	8-12	12-15	> 15
63	< 6	6-9	9-12	> 12

表 1-4-6 インドネシアの悪臭環境基準

項目	単位	限界値	測定方法	分析器
アンモニア	ppm	2.0	インドフェノール法	吸光光度計
メチルメルカプタン	ppm	0.002	気体吸着法	ガスクロマトグラフィー
硫化水素	ppm	0.02	・チオシアン酸水銀法 ・気体吸着法	・吸光光度計 ・ガスクロマトグラフィー
硫化メチル	ppm	0.01	・気体吸着法	ガスクロマトグラフィー
スチレン	ppm	0.1	・気体吸着法	ガスクロマトグラフィー

1.5 インドネシアの廃棄物セクターの現状

1.5.1 廃棄物政策

インドネシアにおいて一般廃棄物の管理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等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。しかしながら、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等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正確に把握されていない。

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、あるいは有機肥料等の堆肥への転換等の管理手法は、インドネシアでは試験的に実施されている段階であり、現在までのところほとんど導入されていない。その理由としては、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等の関連事業に対する支援政策を設けていない点がある。

このような状況下、国会においてオープンダンピングの規制を含めた廃棄物管理に関する法案が審議されており、2007年以内に法が制定される予定である。

1.5.2 廃棄物の埋立処理の現状

インドネシアにおける多くの埋立処分場がオープンダンピング方式の埋立処理を行っている。いくつかの都市の埋立処分場ではコントロールダンピング方式を採用している。しかしながら、これまでのところ運営費用が割高なためサニタリーダンピング方式の埋立処理は実施されていない。

1.6 インドネシアの CDM の取り組み状況

1.6.1 温室効果ガス（以下、GHG）排出状況

インドネシアにおける GHG の排出量の内訳は、1994 年ベースの CO₂ 換算量で見ると 55% が CO₂、温室効果が CO₂ の 21 倍といわれる CH₄ が 39% となっている。これを表 1-6-1 に示す。

表 1-6-1 インドネシアにおける温室効果ガス排出量内訳（1994 年）

GHG	排出 CO ₂ 換算量 (Gg)	比率 (%)
CO ₂	189,136	55%
CH ₄	134,591	39%
N ₂ O	18,944	6%
HFC	-	-
PFC	-	-
SF ₆	-	-
合 計	324,671	-

（出典：UNFCCC GREENHOUSE GAS INVENTORY DATABASE (GHG)/ 京都メカニズムプラットフォーム <http://www.kyomecha.org/pf/Indonesia.html> から）

また、排出起源別について、森林伐採や土地利用転換等も含めた場合の GHG 別の状況を表 1-6-2 に示す。農業関係や土地利用改変・森林の占める割合が、約 50%を占めている。

表 1-6-2 排出起源別の温室効果ガス排出量内訳（1994 年）（単位：排出 CO₂ 換算量 (Gg)）

温室効果ガス 排出起源	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆	計	比率 %
燃焼消費	170,016	7,509	1,773	-	-	-	179,298	36.0
燃料放出	-	42,802	-	-	-	-	42,802	8.6
工業プロセス	19,120	11	3	-	-	-	19,134	3.8
農業	-	68,120	16,387	-	-	-	84,507	17.0
土地利用転換 ・森林	155,625	7,707	781	-	-	-	164,113	32.9
廃棄物	-	8,442	-	-	-	-	8,442	1.7
計	344,761	134,591	18,944	-	-	-	498,296	100

（出典：UNFCCC GREENHOUSE GAS INVENTORY DATABASE (GHG)/ 京都メカニズムプラットフォーム <http://www.kyomecha.org/pf/Indonesia.html> から）

このデータは 1994 年のものであり、前述の 1 次エネルギー供給量の 10 年間で約 1.5 倍の伸びやその後の各種開発の進展を考えれば、大幅な GHG 排出増加に繋がっていることは否めない。

CDM におけるインドネシアの最大の魅力は、豊富な再生可能エネルギー資源にある。開発

可能な水力地点は多く、また火山が多いことから地熱発電等の有効利用の可能性も高い。またバイオマスについても開発はこれからであり、太陽光・風力においては、未知の可能性がある。

近年の国内電力需要は旺盛であり、しかも再生可能エネルギーの利用率を高めるエネルギー目標を国家で掲げているインドネシアにおいては、エネルギー開発環境、電力需給状況を踏まえ、インドネシアの CDM プロジェクトの可能性は高いと考える。

1.6.2 地球温暖化対策の取り組み

インドネシアの地球温暖化対策および京都議定書をめぐる経緯を表 1-6-3 に示す。

表 1-6-3 インドネシアにおける地球温暖化対策および京都議定書をめぐる主要経緯

年月	内 容
1994 年 8 月	国連気候変動枠組条約（以下、UNFCCC）を批准
1998 年 7 月	京都議定書署名
2001 年 9 月	CDM 国家戦略研究所（エネルギーセクター）完成
2002 年 6 月	エネルギーセクター CDM 国家チームを設置
2003 年 3 月	CDM 国家戦略研究（森林センター）完成
2003 年 4 月	気候変動対策委員会（National Commission for Climate Change）設置
2004 年 6 月	京都議定書批准法（Republic of Indonesia Law No.17/2004）成立・発効
2004 年 12 月	京都議定書批准（UNFCCC 登録）
2005 年 7 月	DNA（CDM 国家委員会 NCCDM：National Commission for CDM in Indonesia / KN-MPB）設置の環境大臣令成立（Environmental Ministry Decree No.206 / 2005）（7 月 21 日）
2005 年 10 月	DNA 正式発足（10 月 27 日）
2005 年 12 月	初のインドネシア政府承認（アチェ・ソーラークッカープロジェクト他）
2006 年 2 月	アチェ・ソーラークッカープロジェクトがインドネシアの案件として初めて CDM 理事会に登録

1.6.3 CDM プロジェクトに関する体制

(1) CDM 審査体制

インドネシアの CDM の推進体制は、 CDM 国家委員会を中心に機能する。

DNA の組織構造 (CDM プロジェクト審査体制) を図 1-6-1 に示す。

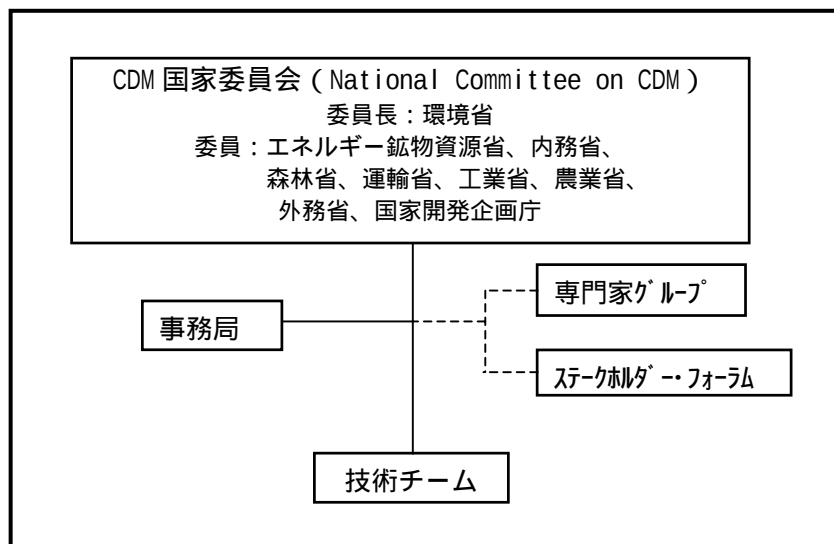


図 1-6-1 インドネシア DNA の構成

この体制各機関の役割は、以下のとおりである。

a. CDM 国家委員会

CDM 国家委員会は、インドネシアの DNA のコアとして位置付けられており、プロジェクト提案者からプロジェクト設計書に対する承認権限を持っている。CDM 国家委員会は、環境省事務次官を委員長とし、8 つの関係省庁の代表者で構成される。

b. 事務局

CDM プロジェクト申請受付、CDM 審査手続き円滑化のための一切の事務を所管する。なお、事務局は環境省が務める。

c. 技術チーム

CDM 国家委員会を支援するため、持続的開発クライテリア指標に照らした CDM プロジェクトの妥当性を技術的・専門的見地から検証する。この検証では、必要に応じて専門家グループやステークホルダー・フォーラムからの意見を求めることも可能である。技術チームは、以下に示す関係省庁の代表者他で構成される。

〔技術チームの構成メンバー〕

環境省 (Ministry of Environment)

エネルギー・鉱物資源省 (Ministry of Energy and Mineral Resources)

森林省 (Ministry of Forestry)

産業貿易省 (Ministry of Industry and Trade)

外務省 (Ministry of Foreign Affairs)

国家開発省 (National Development Planning Board)

内務省 (Ministry of Home Affairs)

運輸省 (Ministry of Transportation)

農業省 (Ministry of Agriculture)

NGO (Non-government Organizations)

地方政府 (Representative of Provincial/ District/ Municipal Government)

なお、NGO および関係する地方政府からのメンバーは常任ではない。

d. 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 国家委員会および技術チームの各々に対応して設定される。技術チームの知見のみでは CDM プロジェクトの蓋然性が評価しがたい場合等で別の専門性を必要とされる場合、依頼により検討作業に協力する。

e. ステークホルダー・フォーラム

ステークホルダー・フォーラムは必要に応じて開催されるものであり、CDM 国家委員会がその判断を行う。ステークホルダー・フォーラムの対象は、プロジェクトの実施予定地域の住民、研究機関、関連業界団体、その他の知見を持つ組織等である。

なお、ステークホルダー・フォーラムが開催された実績はこれまでのところない。

(2) CDM プロジェクト審査・承認プロセス

インドネシアにおける CDM プロジェクト申請から承認までのプロセス・フローを図 1-6-2 に示す。

審査承認手順は、以下のとおりである。(出典 : 「京都メカニズム情報プラットフォーム」)

1) プロジェクト申請者は、以下の書類を準備する。

国家承認申請書

プロジェクト計画書 : PDD (英語版 25 部)

環境影響評価報告書 (必要により)

公聴会記録

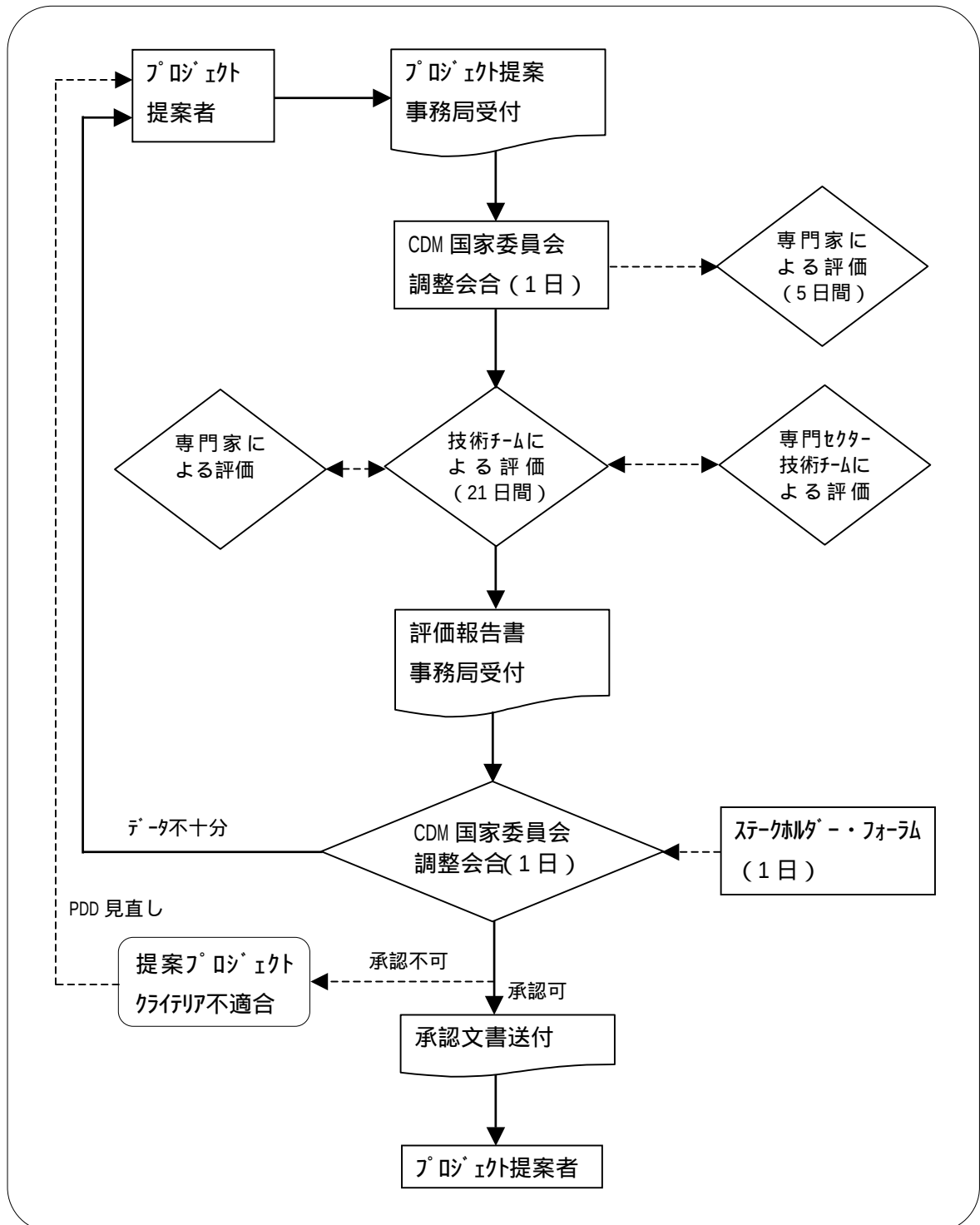
森林省からの推薦状 (森林 CDM プロジェクトの場合のみ)

プロジェクトを正当化するためのその他書類

2) 事務局に申請書類を提出し、事務局は不備等がないか確認する。

- 3) 事務局長はプロジェクト申請書を CDM 国家委員会のウェブサイトへ公開し、公衆や利害関係者からのコメントを受け付ける。それぞれのコメントはウェブサイトへ掲載される。
- 4) 事務局長はプロジェクト提案書を CDM 国家委員会の調整会合に提出する。調整会合は 1 日以内で行う。
- 5) CDM 国家委員会が専門家グループの評価が必要と判断した場合は、事務局長は専門家グループを指定し、専門家はプロジェクト計画書に対する追加的評価を 5 日以内に行う。また、CDM 国家委員会は持続可能な開発のクライテリア指標に基づいて、プロジェクト計画書を評価する技術チームのメンバーを指定する。
- 6) 必要に応じて、提案された同じセクターの技術チームのメンバーは、プロジェクトに対する評価結果を技術チーム会合に提出する。
- 7) 技術チームの要求と CDM 国家委員会の是認がある場合、事務局長は技術チームを支援するための専門家を指定する。
- 8) 技術チームや専門家グループは与えられたデータが不十分と判断した場合、必要とされるデータを記述して評価報告書に添付し、再提出するように CDM 国家委員会に提言する。
- 9) 技術チームはプロジェクト計画書に対する評価報告書を事務局に提出し、事務局が取りまとめた後、CDM 国家委員会へ提出する。技術チームの評価報告書は CDM 国家委員会のウェブサイトに掲載される。
- 10) CDM 国家委員会が専門家グループを設立した場合、追加的評価報告書を事務局に提出し、事務局が取りまとめた後、CDM 国家委員会へ提出する。技術チームの追加的評価報告書は CDM 国家委員会のウェブサイトに掲載される。
- 11) CDM 国家委員会は、ウェブサイトを通じたコメントと利害関係者のコメントと併せ、プロジェクト計画書に対する評価書を事務局から受け取る。
- 12) 利害関係者間でプロジェクト計画書に対する重要な意見の食い違いがあった場合は、CDM 国家委員会はステークホルダー・フォーラムを開催する。
- 13) ステークホルダー・フォーラムでは、参加者から指示と批判等の意見を収集する。ステークホルダー・フォーラムは 1 日以内で行われる。
- 14) 全ての情報を考慮した後、CDM 国家委員会はプロジェクト計画書の妥当性について評価、および承認の可否判断を行う。CDM 国家委員会は 1 日以内で行われる。
- 15) 技術チームと専門家グループによる評価報告書等によりデータが不十分と判断された場合、プロジェクト申請者は、3 ヶ月以内に計画書を再提出する。
- 16) 事務局は、再提出されたプロジェクト提案書を同じ手順で再審査するが、審査対象は新たに付加された個所を再評価する。
- 17) プロジェクト計画書は、1 度だけ改訂・再提出が可能。

- 18) 事務局は承認文書を CDM 国家委員会からプロジェクト申請者に送付する。
- 19) 提案されたプロジェクトがクライテリアに合わない場合、プロジェクト計画書を修正した後に再提出しても良い。



（出典：INDONESIA S DESIGNATED NATIONAL AUTHORITY (DNA) ON CDM リフレット）

図 1-6-2 CDM プロジェクト承認フローチャート

因みに申請書提出から承認までの標準期間は4週間とされているが、これまでの実績としては承認申請が少ないため2～3週間程度であった。

現時点（2007年3月20日時点）で表1-6-4のとおり11件のプロジェクトがDNAの承認を得ており、そのうち8件がCDM理事会に登録されている。これら以外にも2件程度のプロジェクトがPDDを作成し、承認申請準備段階にあり、さらに30件程度のプロジェクトのポテンシャルがあると推定される。

表 1-6-4 インドネシア CDM プロジェクト登録状況

プロジェクト名	実施場所	プロジェクト参加者	GHG 排出削減量 (tCO2eq)	登録状況 登録年月日
CDM Solar Cooker Project Ache 1	Ache and Ache Tenggara	PT Petromat Agrotech Klimaschutz e.V.	24,500 7 years	CDM 理事会 登録 2006.2.6
MSS Biomass 9.7Mwe Condensing Steam Turbine	Riau Province	PT Murini Samsam	561,160 10 years	CDM 理事会 登録 2006.6.17
MNA Biomass 9.7Mwe Condensing Steam Turbine	North Sumatra	PT Multimas Nabati Asahan	463,224 10 years	CDM 理事会 登録 2006.8.31
Methane Capture and Combustion from Swine Manure Treatment Project At PT Indotirta Suaka Bulan Farm In Indonesia	Riau	PT Indotirta Suaka Mitsui & Co. Ltd	1,160,000 7 years	CDM 理事会 登録 2006.8.31
Indocement Alternative Fuels Project	West Java And South Kalimantan	PT Indocement Tunggal Prakarsa IBRD for PCF	1,010,894 7 years	CDM 理事会 登録 2006.9.29
Indocement Blended Cement Project	West Java And South Kalimantan	PT Indocement Tunggal Prakarsa IBRD for PCF	4,697,497 10 years	CDM 理事会 登録 2006.10.27
Lampung Bekri Biogas Project	Lampung	PT EcoSecurities Indonesia EcoSecurities Ltd Cargill International S.A.	188,260 10 years	CDM 理事会 登録 2006.12.9
Darajat Unit Geothermal Project	West Java	Chevron Geothermal Indonesia, Ltd PT Darajat Geothermal Indonesia Chevron Ltd	4,565,211 7 years	CDM 理事会 登録 2006.12.11
Cook Stove Project Kupang 1	Kupang City	BPPT Climate InterChange AG	423,790 10 years	DNA 承認
PT. Navigat Organic Energy Indonesia Integrated Solid Waste Management Project in Bali	Bali	PT. Navigat Organic Energy Indonesia Mitsubishi UFJ Securities Co., Ltd.	761,246 7 years	DNA 承認
Medco Energy Associated Gas Recovery and Utilization Project	South Sumatera	PT. Medco Energi Internasional PT. Medco LPG Kaji PT. Medco E&P Indonesia Carbon Compliance Acquisition Corporation	1,113,511 7 years	DNA 承認

出典：UNFCCC 気候変動枠組条約ホームページ

(3) CDM クライテリア

インドネシアのCDMプロジェクトは、表1-6-5に示す「環境の持続性」、「経済の持続性」、「社会の持続性」、「技術の持続性」の4グループのクライテリアと指標が定められている。指標は、インドネシアにおけるCDMプロジェクト実現のための最低限の条件を示したもので、それらの表現も「否定形」が多い。また項目別の重み付け評価は主観的評価を排除する意味からも採用されていない。

表 1-6-5 インドネシアの CDM クライテリアと指標

分類	項目	クライテリア・指標
環境の持続性	〔クライテリア〕	天然資源の保護あるいは多様性を実行の中での環境の持続性
	〔指標〕	➤ 地域のエコロジー機能の持続性が維持される ➤ 国・地方レベルの環境基準を超えない ➤ 遺伝子・種・生態系の多様性が維持され、いかなる遺伝子汚染も許さない ➤ 既存の土地利用計画に従っている
	〔クライテリア〕	地域社会の健康と安全
	〔指標〕	➤ いかなる健康リスクの負担を及ぼさない ➤ 職業安全衛生規則に従っている ➤ 事故発生予防、管理方策が文書で示されている
経済の持続性	〔クライテリア〕	地域社会の福祉
	〔指標〕	➤ 地域社会の収入源をもたらさない ➤ 地域住民の収入源インパクト可能性への対策が適切である ➤ 利害対立関係者間のいかなるレイオフ問題の取扱いについて既存の規制に則った合意がある ➤ 地域公共サービスを低下させない
社会の持続性	〔クライテリア〕	地域社会の参加
	〔指標〕	➤ 地域社会がプロジェクトに関してその実施者から相談を受けている ➤ 地域社会からのプロジェクトへのコメント・苦情が検討・回答されている
	〔クライテリア〕	地域社会の安定
	〔指標〕	➤ 地域社会間のいかなる対立も惹起しない
技術の持続性	〔クライテリア〕	技術移転
	〔指標〕	➤ 知識および実施ノウハウの移転に関して、外国依存度が高まらない ➤ 試験的あるいは旧式の技術によらない ➤ 地域の技術の利用および能力が強化されている

1.7 ホスト国の持続可能な開発への貢献

インドネシアにおいては、バイオマスエネルギーの利用については、一部の発電を除き、ほとんど実施されておらず、化石燃料によるエネルギー利用が大半を占めているが、本プロジェクトのようなバイオガスの利用が普及することによって、農業系廃棄物や木質バイオマスのエネルギー利用といった面の、意識改革と技術開発が進み、国家エネルギー政策の主要政策である「エネルギー供給能力の向上」、「エネルギー生産の最適化」、「省エネルギー」の推進に寄与する可能性がある。

さらに、国家エネルギー政策の中でビジョンとして示された「国益を満たすエネルギー供給の保証」の面からインドネシア全体として再生可能エネルギーの利用促進を推進することは、エネルギー資源の有効活用とエネルギー供給力の確保のために必要不可欠であり、また分散型電源技術の普及によって、エネルギー源の多重化が可能となり、都市部のエネルギー供給力の確保にも寄与することができる。

本プロジェクトに関しては、当該埋立処分場に LFG 回収システムを導入するが、LFG を効率的に回収するための覆土を行うことによって、雨水の排除、悪臭防止、ハエ等病害虫の発生抑制、鳥等の群集防止、法面崩落の抑制等、衛生面、環境面、防災面の環境改善効果が期待できる。また、プロジェクトの実施により周辺地域の雇用機会の創出に資する。

以上のことから本プロジェクトは CDM として成立するために最低限必要な 4 つの条件「環境の持続性」、「経済の持続性」、「社会の持続性」、「技術の持続性」を満足するものとする。

1.8 技術移転

本プロジェクトでは海外技術を活用したガスエンジン発電設備を導入する計画であるが、同地域にとってはバイオガス発電の実施例はなく、新技術の導入となる。よって設計段階から設備導入初期までの技術教育を充実させ技術移転を図る。また操業後も適宜、運転保守管理について助言等を与えることによって、小規模分散型発電事業の運営維持能力の維持・向上が期待できる。

1.9 調査の実施体制

本プロジェクトの調査は、中国電力株式会社が実施主体となり、清水建設株式会社が協力企業として実施された。清水建設は、アルメニアやウクライナ等で LFG を利用した CDM / JI プロジェクトの調査・検討を行っており、本調査では、PDD の作成、現地でのガス分析等の業務を担当した。また、インドネシアの行政機関である科学技術応用庁 (BPPT) が現地側の協力企業となり、本調査業務に必要な情報の収集、調査遂行のためのアドバイスと協力、現

地調査や各関係機関との協議の手配等調整業務を担当した。BPPTは、インドネシアでのCDMプロジェクトのファシリテーター的役割を担っており、案件発掘や調査活動に積極的に取り組んでいる。

本調査の現地側カウンターパートは、ジャティバラン埋立処分場を管轄するスマラン市清掃局である。同清掃局は、本プロジェクトが当該埋立処分場の環境向上につながることから、本調査に非常に協力的である。

本調査の実施体制を図1-9-1に示す。

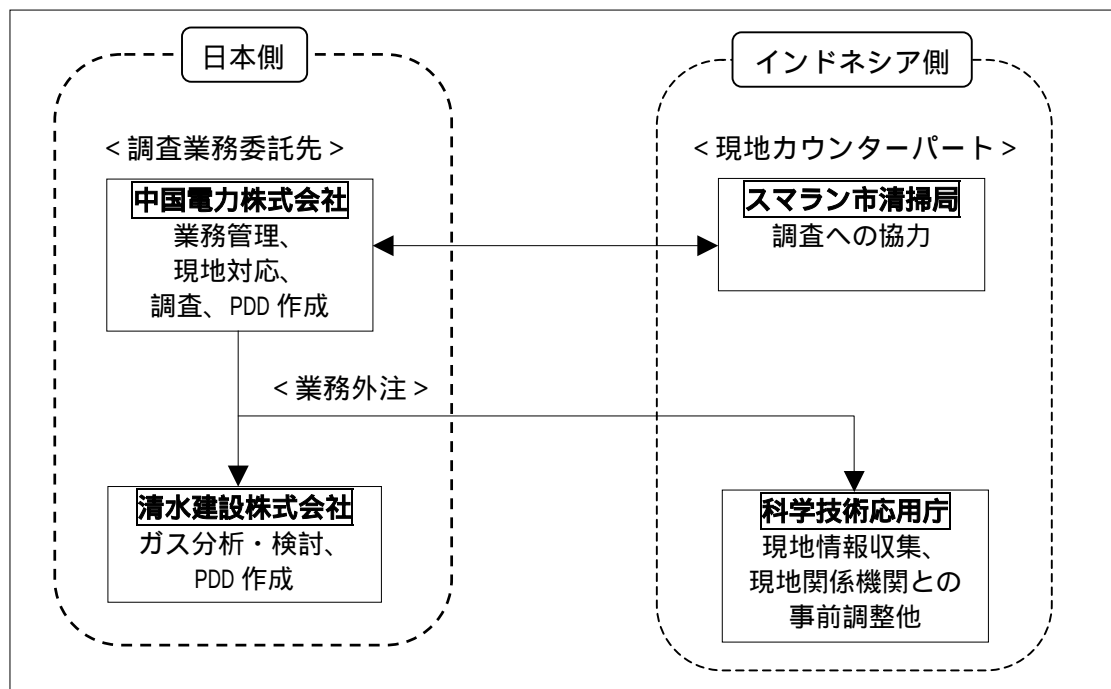


図 1-9-1 調査の実施体制

第2章 プロジェクトの立案

2.1 プロジェクト実施サイトの概要

2.1.1 当該サイト候補選定理由

ランドフィルガス（LFG）は低濃度であると悪臭を発生し、高濃度になると爆発や発火の恐れがある。しかし、インドネシアには埋立処分場が大小あわせて 100 箇所以上存在するが、ほとんどの埋立処分場において LFG の適正処理は行われておらず、埋立処分場からは LFG が放出されており、廃棄物の一部に発火して、大気汚染等地球環境に好ましくない状況が散見される。また、LFG には地球温暖化係数（GWP）が 21 であるメタンガスが主成分として含まれており、地球環境にも悪影響を与えている。

一方で、インドネシア国内、あるいは埋立処分場を有する自治体において、埋立処分場から発生する LFG の回収を義務付ける法律はなく、将来そのような規制を創設する構想も現段階ではない。

本プロジェクトのようなガスエンジン発電を安定的に行うためには、燃料供給の確保が重要である。燃料となる LFG の発生量およびその質は持ち込まれた固形廃棄物の埋立量や埋立状況、組成により推測される。その結果から CDM プロジェクトの規模およびベースラインが、ある程度想定される。

また、CDM プロジェクトを推進するにあたり、プロジェクトの規模の大小に拘わらず、PDD 作成、有効化審査、CDM 理事会登録等必要経費が発生する。そのため、費用対効果の観点から、プロジェクトを選定する 1 つの要素としてプロジェクトの規模が考えられる。

本プロジェクトサイトを選定するあたり、インドネシアにあるいくつかの大規模な埋立処分場について情報収集を行い、比較検討した結果、下記の理由からサイトを選定した。

本プロジェクトサイトのあるスマラン市は人口 141 万人の大都市であり、大量の廃棄物を排出しており、ジャティバラン埋立処分場には既に 152 万トンもの廃棄物が埋め立てられている。当該埋立処分場の表層メタンガス濃度は簡易測定の結果で約 40%を記録しており LFG のポテンシャルは高いと思われる。

ジャティバラン埋立処分場に持ち込まれた廃棄物に関する履歴データは見当たらないが、当該埋立処分場の過去の地形測量図があるため、現状の地形測量を行うことにより、埋め立てられた廃棄物量の大まかな推測が可能である。

スマラン市では埋立処分場の運営を含めた廃棄物処理の管理を清掃局が実施しており、プロジェクトを推進する上でのカウンターパートが一本化されており、調査および実施段階における調整がし易い面もある。

また、スマラン市には日本の ODA で整備されたスマラン港があり、ガスエンジン発電設備等の輸送・搬入のインフラメリットが考えられる。

2.1.2 地理

本プロジェクトサイトのあるスマラン市は中部ジャワ州の州都であり、ジャワ島の北側海岸（南緯 $6^{\circ}50'$ 、東経 $109^{\circ}50' \sim 110^{\circ}35'$ ）に位置し、首都ジャカルタからは空路で約1時間の距離である。市の面積は 374km^2 であり、地形は海岸地帯と低地地帯と丘陵地帯大きく3つに区分される。スマラン市の位置図を図2-1-1に示す。



（出典：<http://www.indonesian-embassy.or.jp>）

図 2-1-1 スマラン市位置図

2.1.3 スマラン市の概況

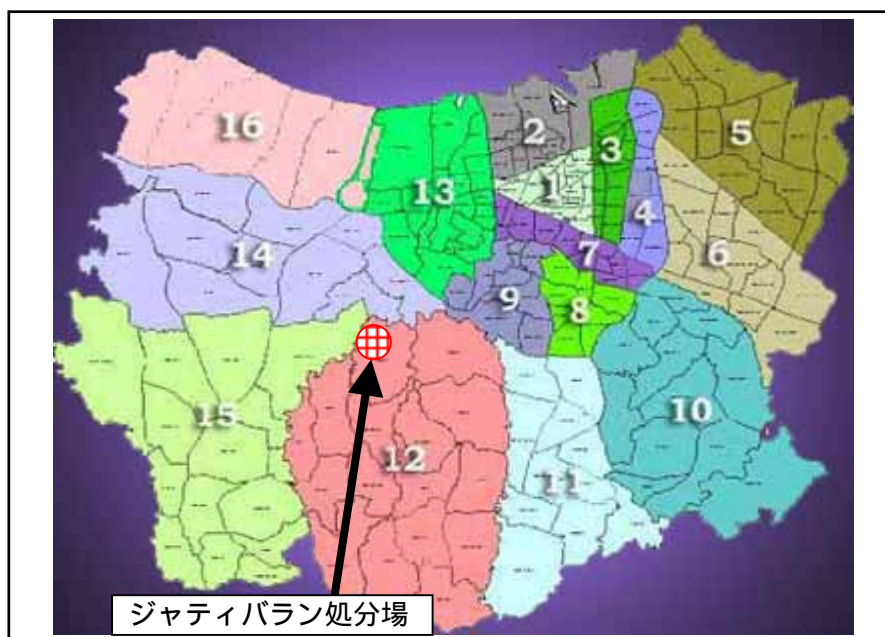
スマラン市は中部ジャワ州の州都になる以前から政治の中心として発展してきた。加えてインドネシア国軍の軍管区の1つでもある。スマラン市は16の郡(表2-1-1を参照)と177の村からなる。図2-1-2にスマラン市の行政区分図を示す。図中網掛け部がジャティバラン埋立処分場の位置を示す。

表 2-1-1 スマラン市を構成する郡の名称

番号	郡名称	番号	郡名称
1	Semarang Barat	9	Pedurungan
2	Semarang Timur	10	Genuk
3	Semarang Tengah	11	Tembalang
4	Semarang Utara	12	Banyumanik
5	Semarang Selatan	13	Gunungpati
6	Candisari	14	Ngalayan
7	Gajahmungkur	15	Mijen
8	Gayamsari	16	Tugu

(出典：スマラン市ホームページ)

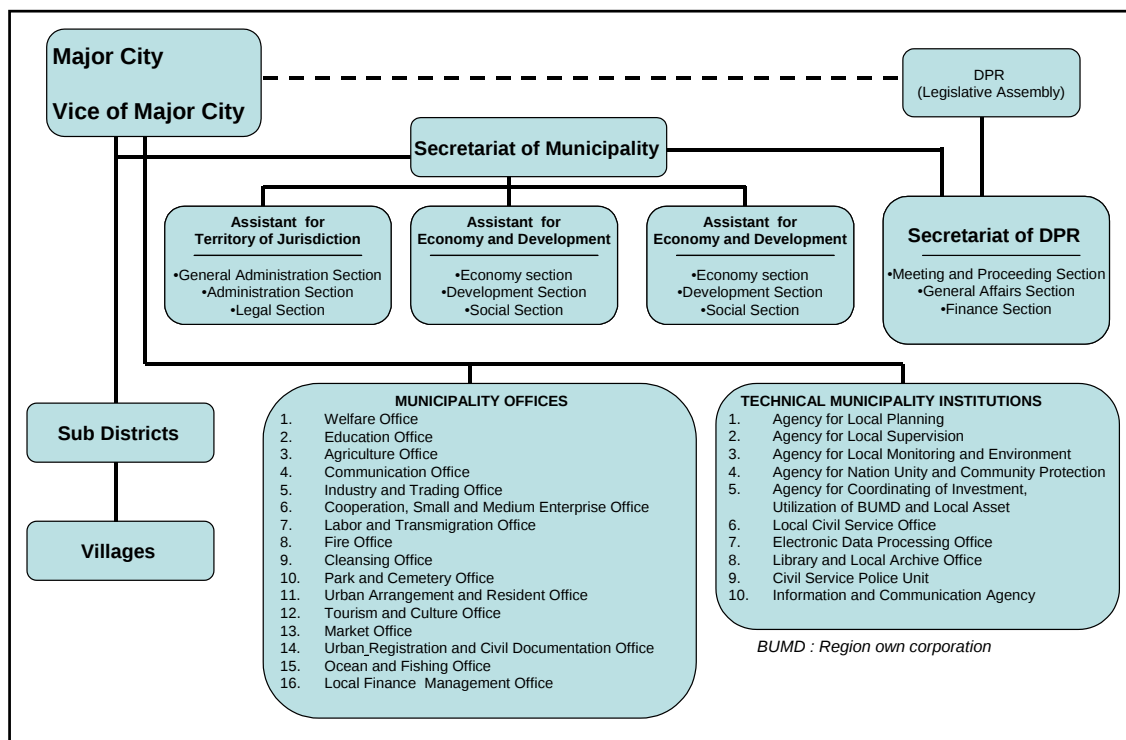
(番号は図2-1-2に対応)



(出典：スマラン市ホームページ)

図 2-1-2 スマラン市行政区分図

スマラン市は部局間の調整の効率化や公共サービスの向上を考慮して、主要な部局を市庁舎に集約している。スマラン市当局の組織図を図 2-1-3 に示す。



(出典 : スマラン市)

図 2-1-3 スマラン市当局組織図

2.1.4 気候

スマラン市は、熱帯性気候に属し雨季と乾季を有する。雨季は偏西風により引き起こされ 11 月～4 月に発生する。一方乾季は 5 月から 10 月に偏東風により発生する。平均最低気温は 28 で、最高気温は 34 である。

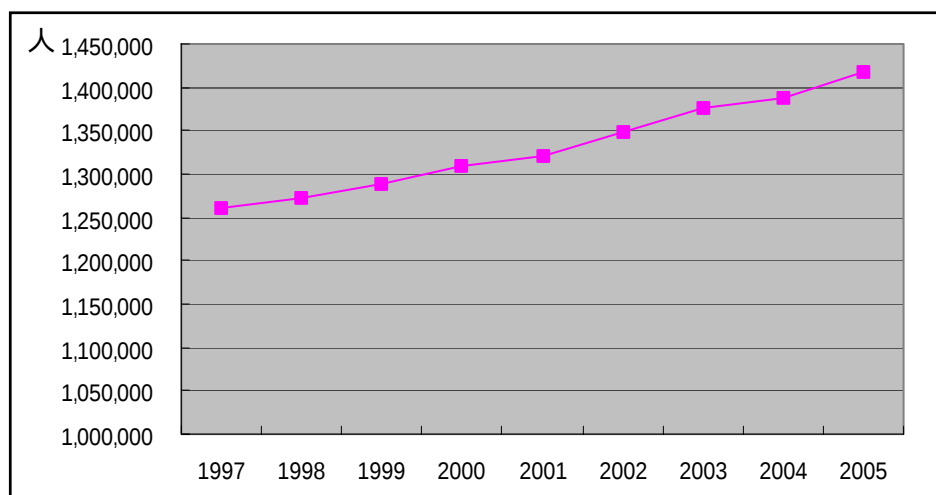
2001 年の年間平均降雨量は 2,526mm、年間降水日は 116 日で、12 月から 1 月にかけて最高雨量を記録する。

また、湿度は、年間を通じて高く年平均湿度で 73%である。

風向は南東から北西の風がほとんどで平均風速は 5.7km/時である。

2.1.5 人口

スマラン市の 2005 年の人口は 1,418,324 人であり、2000 年から年平均 1.6% で増加傾向にある。近年、市中心部では地価の高騰や洪水、交通渋滞等住環境が悪化しており、市中心部の人口は減少している。他方 Ungaran、Bergas、Sayung、Mranggen 郡のようなスマラン市郊外の地域で人口の増加が著しい。図 2-1-4 にスマラン市の人口推移を示す。



(出典：スマラン市統計局)

図 2-1-4 スマラン市の人口推移

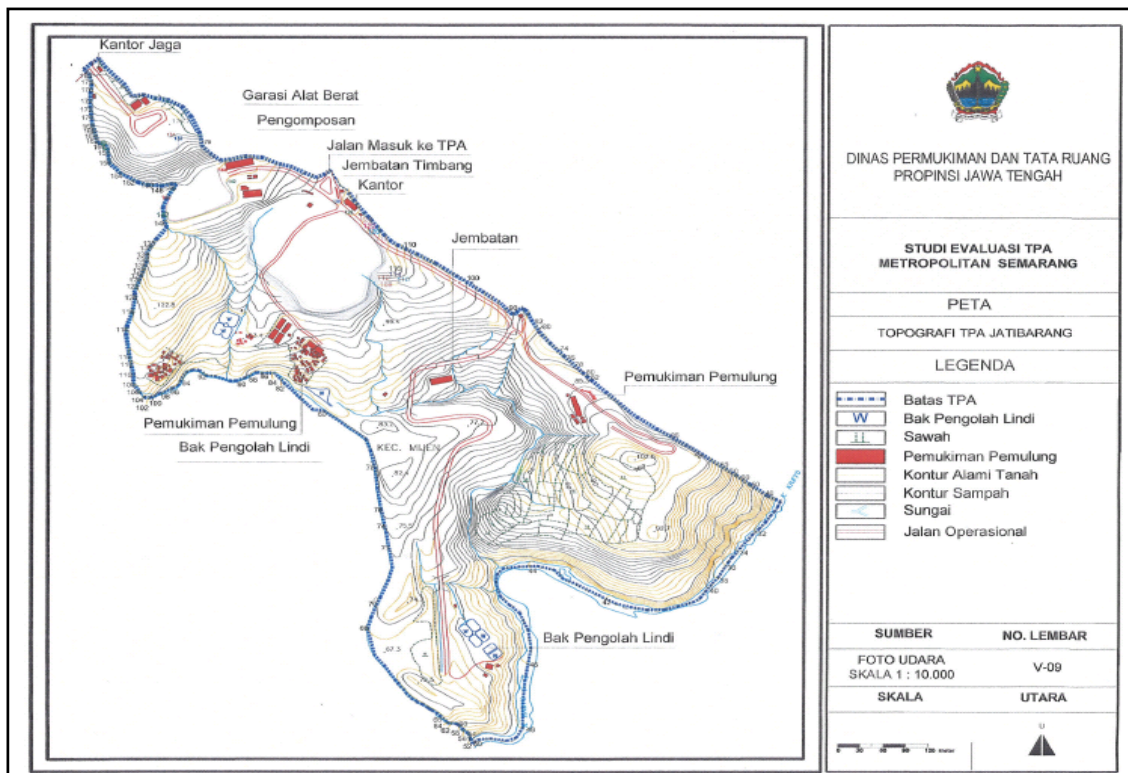
2.1.6 対象処分場の概要

本プロジェクトの実施サイトであるジャティバラン埋立処分場はスマラン市中心部から南西へ約 13km 離れた Mijen 郡の中に位置している。この処分場は自然に形成された谷上の地形を活かして 1992 年 3 月に運用開始した。処分場自体の面積は 46ha で、その内、27.6ha が埋立用に利用されている。埋立部の深さは最大で約 20m、既に埋立処分場に持ち込まれた廃棄物の累計量は約 150 万 t と推定される。そして、処分場は 2010 年末に計画許容量に到達し閉鎖される予定である。

当埋立処分場の管理運営（回収および運搬、埋立処理）は市が直接行っており、所管担当は清掃局である。

スマラン市の固形廃棄物のうち 63% が家庭ゴミ、25% が市場、3% が工場から排出される。家庭ゴミは 1 日あたり 2,630m³ 発生し、その内 1,576m³ が処分場に持ち込まれる。1996 年の年間排出量は約 12 万 3,000t にのぼり、搬入された固形廃棄物は一部が周辺で飼育されている牛の餌となり、残りがブルドーザーでならされ凝縮される。ジャティバラン埋立処分場の平面図を図 2-1-5 に示す。

現在、スマラン市にはジャティバラン埋立処分場に持ち込まれる廃棄物を対象としたコンポスト化事業の計画があり、事業者を選定するための入札準備中である。



(出典：スマラン市清掃局)

図 2-1-5 ジャティバラン埋立処分場平面図



図 2-1-6 ジャティバラン埋立処分場中央部概観

2.2 プロジェクト技術

2.2.1 温室効果ガス削減技術

本プロジェクトが対象とする温室効果ガスは、メタンガスと二酸化炭素の2種類である。埋立処分場からは、有機物の嫌気性分解にともなって、メタンガスが大量に、また長年にわたって発生し、直接大気中に放出されている。このメタンガスは二酸化炭素の21倍の温室効果があり、メタンガスを削減することは温室効果ガスの大幅な排出削減につながる。

本プロジェクトでは、このメタンガスをガスエンジンによる発電システムやフレアスタックによって消費（燃焼）することにより、温室効果ガスの削減に寄与することができる。また発電電力を既存の電力系統と連系することによって、わずかではあるが既存の火力発電所の稼働を減少させ、発電所の燃料である化石燃料の使用量削減を図ることができる。

このことによって火力発電所で発生する二酸化炭素を削減することができ、温室効果ガス排出削減につながる。

2.2.2 ランドフィルガス発生量の想定

（１）固形廃棄物の埋立量と固形廃棄物の組成

スマラン市の埋立処分場について、1992年の処分場開場以降の年々の搬入量と埋立量に関する信頼すべきデータが見当たらない。とはいえ、開場時点の地形図と現段階の地形図とから累計埋立容積が推定可能である。この標高差を用いメッシュ法（40m×40m）によって算出すると、2006年11月現在の累計埋立容積は、250万m³となった。この値から逆算すると、過去および将来の埋立量は表2-2-1のように計算された。この計算の過程で用いた前提条件を表2-2-2に示す。

表 2-2-1 ジャティバラン処分場の廃棄物埋立量の実績と予測

年 x	人口	一人当り埋立量 (kg/人・日)	埋立量 (Rx) トン / 年	累計埋立量 トン / 年	人口増加率 (%)
1992	1,169,261	0.2447	104,439	104,439	
1993	1,186,946	0.2484	107,633	212,072	1.49
1994	1,204,899	0.2522	110,925	322,997	1.49
1995	1,223,124	0.2561	114,317	437,314	1.49
1996	1,241,624	0.2600	117,814	555,128	1.49
1997	1,260,404	0.2639	121,417	676,545	年間平均： 1.49
1998	1,272,092	0.2679	124,409	800,954	
1999	1,288,796	0.2720	127,962	928,916	
2000	1,308,310	0.2762	131,878	1,060,794	
2001	1,320,990	0.2803	135,153	1,195,947	
2002	1,348,588	0.2845	140,046	1,335,993	
2003	1,376,798	0.3369	169,307	1,505,300	
2004	1,388,021	0.3420	173,248	1,678,548	
2005	1,418,324	0.3471	179,685	1,858,233	
2006	1,439,457	0.3523	185,098	2,043,331	1.49
2007	1,460,905	0.3576	190,674	2,234,005	1.49
2008	1,482,672	0.3629	196,418	2,430,423	
2009	1,504,764	0.3684	202,335	2,632,758	
2010	1,527,185	0.3739	208,430	2,841,188	

表中の網掛け部分は人口統計数値

注：一人当たり埋立量は、廃棄物原単位に搬入率、収集エリア率、場内利用率を加味した値である。

表 2-2-2 固形廃棄物埋立量の推定に用いた前提条件

項目	使用数値および根拠
人口統計	1997 年：1,260,404 人から 2005 年：1,418,324 人
人口（過去、将来）	上記 8 年間の平均増加率：1.49%で推算
廃棄物原単位	IPCC の Indonesia 2000 年データ（0.28t/人/年）*
廃棄物搬入率	IPCC の Indonesia 2000 年データ（0.8）**
収集エリア率	1997 年当時の 60%から現在の 70%まで 2 段階に区分
場内利用率	肉牛・羊等の放牧家畜による給餌、紙・プラスチック類・廃木材等の利用率を 20%と推定し、廃棄物搬入率から更に減じる
ゴミ密度（埋立後）	表層ゴミの現位置密度試験結果等から 0.8 を採用

*：2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 5 Waste(2.17)参照

**：同上、内訳は焼却率 5%、コンポスト化率 10%、その他リサイクル率 5%、計 20%

（２）メタンガス発生量の予測式

埋立処分場から発生するメタンガス発生量（ $Q_{y,x}$ ）を算出する手段として、IPCCのガイドライン（Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories：Reference Manual CHAPTER 6 WASTE）に示されたFirst Order Decay Model（ガイドラインの中の式-3(EQUATION 3)に相当）の発展形（ガイドラインの中の式-4 と式-5(EQUATION 4& EQUATION 5)に相当）を使用する。以下にその数式を示す。

$$Q_{y,x} = k * Rx * L_0 * e^{-k(y-x)}$$

ここで、

Rx ：x 年に搬入された固形廃棄物量（Mg/y）

y ：現在の年（y）

L_0 ：潜在的メタンガス発生量（Nm³/Mg、Mg は固形廃棄物量）

k ：メタンガス発生率（1/y）

メタン発生ポテンシャル（ L_0 ）の値は、固形廃棄物の組成、埋立処分場がある場所の気候等によって左右される。また、メタンガス発生率（ k ）の値は、固形廃棄物に含まれる水分、固形廃棄物に含まれる有機物量、セルロースとヘミセルロース、pH、温度等の関数である。

ジャティバラ埋立処分場へ搬入された固形廃棄物の組成については、2002 年調査のデータが利用可能であり、表 2-2-3 に示す。しかし、当該埋立処分場には数百人のゴミ選別人（スカベンジャー）と、隣接村落からの家畜放牧（肉牛が大半で、ある調査によると 2,500 頭とされている）が行われているので、埋立後の廃棄物の組成調査（TOC 分析）を実施した。

表 2-2-3 廃棄物の組成

組成区分	組成比率 %	備考
有機系廃棄物	61.95	
紙、ダンボール	12.26	
鉄	1.80	
布・繊維	1.55	
ガラス	1.72	
皮、ゴム	0.50	総有機系廃棄物 76.26%
プラスチック	13.39	
その他	6.83	
合 計	100.0	

(出典：スマラン市清掃局 2002 年)

注：有機系廃棄物には厨房残渣、市場廃棄物、剪定枝葉、廃木材等が含まれる。

L_0 は、上記の組成および TOC 分析結果をもとに、IPCC のガイドライン(Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE) の式-1 と式-3 を用いて、以下のとおり推定した。

$$L_0 = MCF \times DOC \times DOC_F \times F \times 16 \div 12 \div D_{CH_4}$$

ここで、

MCF：メタン補正係数

DOC：分解可能な有機性炭素の割合

DOC_F ：DOC が分解される割合

$F (= W_{CH_4})$ ：LFG に含まれるメタンの割合（デフォルト値は 0.5）

D_{CH_4} ：メタンガスの比重（標準状態：716.8g/Nm³）

MCF は IPCC のガイドライン（Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE）によれば、覆土等埋立方法がよく管理された埋立処分場の場合には 1.0、埋立方法の管理が十分ではなく、埋立の深さが 5m 以上の場合には 0.8 のデフォルト値が用意されている。ジャティバラ埋立処分場の場合、埋立方法の管理は部分的な覆土がある程度でさほど十分ではないが、埋立の深さは 20m 以上であるから、上記デフォルト値の中間値 0.9 とした。

また、DOC は IPCC のガイドライン（Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE）によれば、下式のとおり計算される。

$$DOC = 0.4 \times (A) + 0.17 \times (B) + 0.15 \times (C) + 0.30 \times (D)$$

ここで、

(A)：固形廃棄物のうち、紙および布の占める割合（％）

(B)：固形廃棄物のうち、庭園の廃棄物、公園の廃棄物、そのほか腐りやすいもので

食品ではない有機物の占める割合 (%)

(C) : 固形廃棄物のうち、食品の占める割合 (%)

(D) : 固形廃棄物のうち、木材および藁の占める割合 (%)

表 2-2-3 の組成の内、「有機系廃棄物」を一部 (B) (C) (D) に配分して、それぞれの値を計算すると、(A)=13.8, (B)= 15.0, (C)=37.0, (D)=10.0 となり、DOC=0.166 となる。

しかし、ゴミの選別 (プラスチック類のほか、紙類、廃木材が利用される) と放牧 (厨芥ゴミや市場ゴミの一部が給餌される) により実際に埋立てられた有機物は減少しており、上記の TOC 分析結果の平均値 (= 0.1249) と比較すると、大きな値となっている。そこで保守的な評価として DOC=0.1249 を採用する。

一方、DOC_F については、IPCC では 0.77 を使用することを推奨しているが、近年ではこの数値は大きすぎると見なされており、廃棄物中に含まれるリグニンを事前に計算から除外している場合にのみ使用できるものとされている。リグニンを除去できない場合には、0.5~0.6 の値を使用することとされている。しかし、熱帯地方における中心的な樹木はリグニン分の多い針葉樹ではなくリグニン分の比較的少ない広葉樹であることを考慮して、ここでは、DOC_F=0.70 を使用することとした。

以上より、

$$L_0 = 0.9 \times 0.1249 \times 0.70 \times 0.5 \times 16 \div 12 \div 0.7168 \times 1000 = 73.18 \text{ m}^3/\text{Mg}$$

IPCC のガイドラインでは L₀ の一般的な値を 100m³/Mg から 200m³/Mg としており、この計算値はこの範囲以下となるが、ゴミ選別と放牧の実態は無視し得ない。そこで、本プロジェクトでは IPCC のガイドラインに基づく、一般的な埋立処分場の値の下限值を下回る 73.18m³/Mg を採用することとした。

また、メタンガス発生率 k については、以下の通り算出して 0.1733 を採用した。

表 2-2-4 各種パラメーター

記号	項目	採用値	単位	根拠/出典
k	メタンガス発生率	0.1733	1/y	k = $\ln(2) / t_{1/2}$ で、分母 ($t_{1/2}$) は、半減期である。k の値は、処分場で湿度が高いとその値は大きくなる。範囲は0.005/年から0.4/年までをとり得る。ここでは $t_{1/2}$ を4年として算出した。この値は、8年間で75%の有機物が分解される反応速度であることを意味する。 ・「CDM/JI 事業調査、事業実施マニュアル」環境省・(財)地球環境センター(2005年)p.108
L ₀	潜在的メタンガス発生量	73.18	Nm ³ /Mg	IPCC のガイドライン (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Green house Gas Inventories : Reference Manual CHAPTER 6 WASTE)

(3) メタンガス発生量の試算結果

上記の条件を勘案して、埋立処分場から発生するメタンガスの発生量を試算する。試算条件を表2-2-5に、試算結果を図2-2-1に示す。

表 2-2-5 試算条件

項目	数値	単位
メタンガス発生率(k)	0.1733	1 / 年
潜在的メタンガス発生量 (L ₀)	73.18	m ³ /ton
埋立開始年	1992	-
埋立終了年 (予定)	2010	-
発生LFG回収率	60	%
発生LFG中のメタン割合	50	%

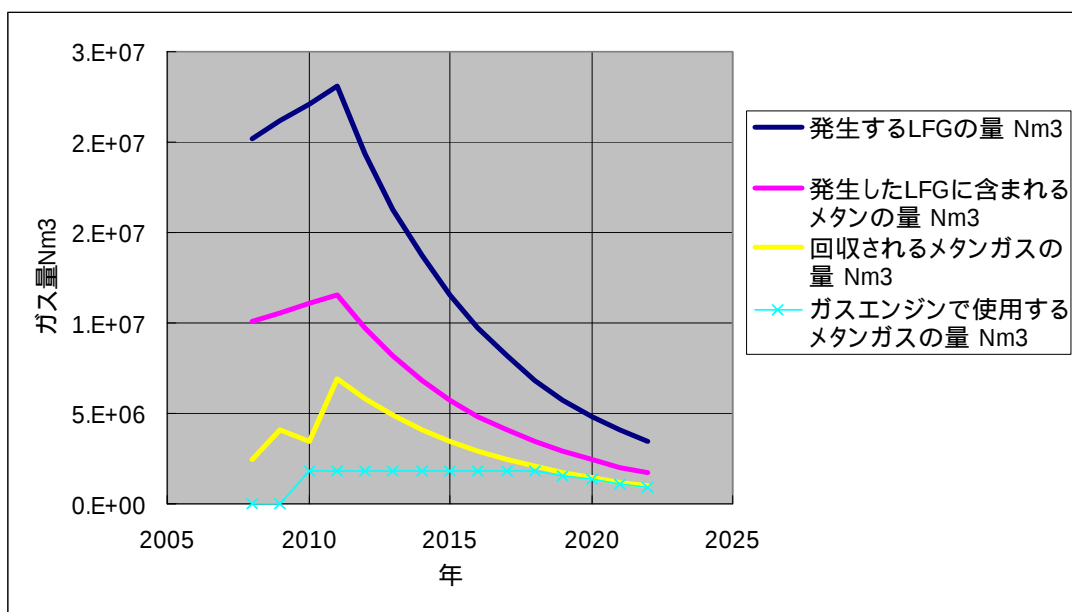


図 2-2-1 メタンガス回収量および利用可能量の試算結果

(4) メタンガス利用可能量

メタンガス回収量と、利用可能量は図 2-2-1 に示す通りである。

なお、LFG に関するプロジェクトサイドでの効率、回収率が 60%、フレア効率が 99.5%、ガスエンジンの発電効率が 35% とした。プロジェクト期間 15 年間（2008 年～2022 年）におけるメタンガス最大利用可能量は表 2-2-6 に示す。

なお、本プロジェクトでは発電した電力は、系統に接続することを前提とする。発電機の出力は 800kW とし、400kW × 2 台を設置する。発電開始直後は、2 台ともに定格出力運転が可能で、かつ、フレアスタックも稼働させるが、回収メタンガス量の低減にしたがって、最終的には 1 台の定格出力運転となり、フレアスタックは予備的なものとなる。

表 2-2-6 メタンガス利用可能量試算結果

年数	年 (x)	メタンガス 利用可能量 (Nm ³)	年数	年 (x)	メタンガス 利用可能量 (Nm ³)
1	2008	2.42E+06	9	2016	2.91E+06
2	2009	4.07E+06	10	2017	2.45E+06
3	2010	3.42E+06	11	2018	2.06E+06
4	2011	6.91E+06	12	2019	1.73E+06
5	2012	5.81E+06	13	2020	1.45E+06
6	2013	4.89E+06	14	2021	1.22E+06
7	2014	4.11E+06	15	2022	1.03E+06
8	2015	3.46E+06		合計	4.79E+07

2.2.3 ランドフィルガス利用システムの構成

(1) LFG利用システム全体概要

本プロジェクトにおいて導入されるLFG利用システムの概要図を図2-2-2 に示す。

本プロジェクトの設備システムは大きく3つの技術(LFG回収・供給、 バイオガス利用小型ガスエンジン発電、 フレア) から構成されている。

LFG回収・供給技術

垂直抽出井戸および水平配管、弁類、気密シート、計器類、ブローア設備、ガス処理設備、ガス貯留設備等で構成される。LFG回収効率が60%以上期待できる高効率なシステムである。

バイオガス利用小型ガスエンジン発電技術

LFGのような希薄なメタンガスでも効率よく安定運転が可能なガスエンジン、発電機、制御盤、系統連系線(送電設備)、計器類で構成される。発電効率は30～40%を期待する。

フレア技術

ガスエンジン発電機で破壊しきれないLFGをフレア燃焼により破壊する。フレアの燃焼効率は90%以上を期待する。

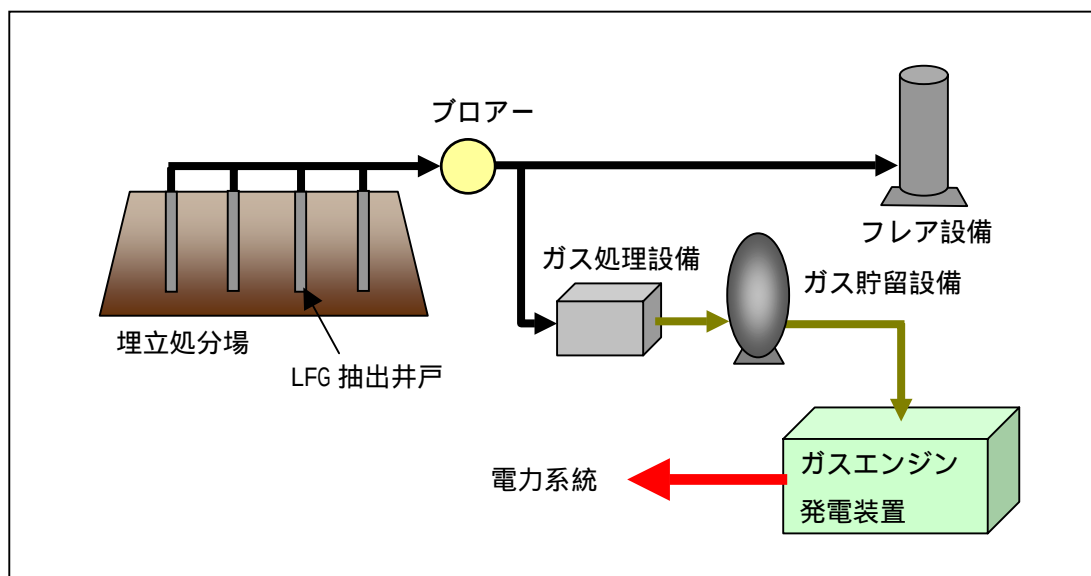


図2-2-2 LFG利用システム概要図

(2) LFG回収・供給システム

ガス回収設備計画

LFGを回収する設備は主に「垂直抽出井戸」と「水平配管」、「ブロアー設備」、「気密シート」から構成される。垂直抽出井戸は、埋立処分場の地中に設置し、埋立処分場から発生するLFG を回収する役割を果たす。一方、水平配管は垂直抽出井戸からの回収されたLFGを、後段の設備（ブロアー設備）にまで送気する役割を果たす。ブロアー設備は、系内（垂直抽出井戸と水平配管）に負圧を与え、LFGを回収しやすくするとともに、LFGを遠方にまで送気させることができるようにする役割を果たす。気密シートは埋立地表面からの地中への空気の侵入を防ぎ、LFGに空気が混入しないようにする役割を果たす。

○垂直抽出井戸

垂直抽出井戸の設置計画で重要になるのは、井戸の配置と深さである。井戸の配置は、井戸内の負圧度、井戸周辺の固形廃棄物の埋立度合等によって、井戸の影響範囲を決めた上で、決定する。井戸の深さは、埋立深さによって決定する。埋立深さをHとすると、井戸の深さは、およそ $2/3H \sim 3/4H$ である。但し、浸出水の影響を受ける場所、深さには井戸を設置することができないので、事前のボーリング調査が重要となる。ボーリング調査はプロジェクトの実施設計前に実施する予定である。

一方、井戸の口径は、標準で100mmとする。井戸のケーシング管には口径100mmの樹脂管（塩ビ管等）を使用し、一定の間隔でスリット穴を設けるものとする。

スリット穴はケーシング管の底からケーシング管長さの $2/3 \sim 3/4$ の範囲に設けるものとする。また、ケーシング管の底は閉止する。

井戸は100mmのケーシング管を埋設するため、施工性、使用できる重機等を見極め、最低でも口径450mmのボーリング穴を施工する。ボーリング穴とケーシング管の間には、通気性の良い砂利を充填するが、ケーシング管のスリット穴のない部分には、土壌を充填する。ケーシング管の地面に近い部分のボーリング穴とケーシング管の間には、通気を遮断するためにベントナイトを充填する。

井戸の最頂部は、人間が入って点検できるようにマンホールを設ける。マンホール内には、LFGの量と組成を計測するためのサンプリング用のコック、井戸の使用/不使用を選択できる止め弁を設ける。

○水平配管

水平配管には、樹脂管（高密度ポリエチレン配管等）を使用する。配管には所定の負圧に耐えられる強度が必要である。最小口径は100mmとし、最大流速を決めて設計する。設計流量は、最大流量から多少の余裕を見込むものとする。水平配管では、LFGに含まれる水蒸気が凝縮して、LFGの流れを阻害する可能性があるため、所定の勾配

を確保するものとする。回収された凝縮水はドレン設備、トラップを介して系外に排出される。

○ブロアー設備

ブロアー設備では、LFG利用システムに必要な流量と1次側（垂直抽出井戸と水平配管側）の所定の負圧、2次側（ガス処理設備、ガス貯留設備、発電設備側）の所定の正圧を確保するものとする。発生するLFG量は、年々変化することが予想されるし、設備の点検のために、LFG利用システムは常に最大の流量で運転できるとも限らない。そこで、ブロアー設備は2～4台に分割し、個別に運転が可能のように配管し、弁類を設置する。設計流量は、最大流量から多少の余裕を見込むものとする。

○気密シート

埋立処分場全体を覆うシートを井戸設置後に敷設する。シートは高強度のもので、紫外線によって劣化しにくく、水密性、気密性を確保しなければならない。一般には塩ビシートか不織布が使用される。各シートの接続部分からの空気の侵入を防ぐためにも、接続部分は溶着等の方法で施工する。

ガス処理設備計画

LFGには、様々なガス成分が含まれる。このうち、システム特にガスエンジンにとって有害なものを除去するガス処理設備が必要となる。ガス処理設備は、必要に応じ、水分、シロキサン、硫化水素、微粒子等を除去できる設備が必要である。

水分は、それ自体が鋼でできた配管や設備を腐食させたり、配管を閉塞させたりする可能性がある。また、LFGに含まれる硫化水素と反応して硫酸となり、さらに大きな障害をシステム全体にもたらす。水分は脱水器、トラップ等により除去する。

シロキサンは、メチル基（-CH₃）等の有機基を持つケイ素と酸素が交互に結合したポリマーの総称である。シロキサンはガスエンジンの燃焼室内で燃焼すると、粉末または結晶状のシリカに酸化してガスエンジン内に残留する。一般に、このシリカ残渣物は、ガスエンジン摺動面へ研磨剤として作用して部品の早期劣化を起こしたり、スパークプラグへ堆積して燃焼を不安定にしたり、排ガス浄化触媒を閉塞し浄化機能を早期低下させる等問題を引き起こす。従って、LFGに含まれるシロキサンは、シロキサン除去装置で除去する。

硫化水素は、腐食性があるので、所定の濃度以上の硫化水素は脱硫装置で除去する。

以上の各除去装置は、LFGの性状を詳しく分析した後、その必要性の有無も含めて設置計画を行う。

ガス貯留設備計画

LFGの発生量は必ずしも一定であるとは限らないが、LFGを利用するガスエンジン発電

機側・フレア設備側は、一定のガス供給量を期待する。また、ブローア設備、ガスエンジン発電機、フレア設備等のシステムの部分的な停止（点検による停止、緊急停止等）により、ガスの需給関係が崩れることもありえる。そこで、これらのアンバランスを吸収する目的で、バッファ的な役割のガス貯留設備、すなわちガスホルダーを設置する。ガスホルダーの容量は、システムの需要側の最大ガス消費量（定格消費量）の約20～30分程度とする。

（３）ガスエンジン発電システム

ガスエンジン発電機

ガスエンジン発電機はLFGに含まれる温室効果ガスであるメタンガスを燃焼させ、CO₂にまで破壊させるという重要な役割がある。さらに、発電により電力が得られるので、得られた電力を埋立処分場内で自己消費する他、電力系統に売電することも可能となる。

発電機の容量は、発電出力が安定的に確保でき、かつ投資効果が高まるように設定する。即ち、プロジェクト実施期間中における回収可能ガス量の変動に対し、定格の発電が可能となるように設定するものとする。

本プロジェクトでは定格発電出力400kW×2基のガスエンジン発電機をジャティバラン埋立処分場内に設置する予定である。このガスエンジン発電機からの発生電力の一部は、ブローア等補機の動力電源として埋立処分場内で消費され、余剰分が系統に売電される計画である。所内エネルギー消費量の割合は、ガスエンジン発電機による発電量の10%程度と想定している。

なお、ガスエンジン発電機の容量は、実際にLFGの回収を始め、その量や安定性を把握した上で再度検討し、決定するものとする。

LFG発生量が想定よりもかなり少ない場合、あるいはかなり不安定な場合は、発電機を設置せず、フレア処理だけでメタンガスを破壊処理することも検討する。

送電設備

送電設備はガスエンジン発電機から得られた電力を系統に送電するための設備である。また、ガスエンジン発電機が点検等で停止中は、系統から電力を買うための設備でもある。系統接続点はジャティバラン埋立処分場から約2kmはなれたところに位置する変電所内を想定している。送電設備は、20kV送電線および開閉器、電柱、売電電力量計、買電電力量計、保護継電装置、制御装置、これらを格納する盤類等で構成される。

これら設備の設置には、PLNの系統連系に関する技術的な条件を遵守する必要がある。

これらの許可は、プロジェクトの実施設計を行う際に、取得する予定である。

（４）フレア設備システム

本プロジェクトではガスエンジン発電機に比して安価で設置が容易なフレア設備が導入される。従って、プロジェクト開始後しばらくは、LFGの回収状況を検証するため、フ

レア設備のみによるメタン破壊を行う予定である。

また、ガスエンジン発電機設置後はガスエンジンのLFG消費を優先するため、フレアは回収したLFGの余剰分を燃焼するものとする。

さらに、ガスエンジン発電機が点検や緊急停止で使用できない場合には、回収したLFGの全量をフレア設備で破壊することになる。

(5) 運転方法

ガスエンジン発電機の運転方法としては、1年を通じて24時間連続運転とする。但し、設備のメンテナンス等による停止を考慮し、年間の運転時間は約8,040時間（年間335日）とする。

運転については、特別な起動・停止作業等もないため、特殊な技術を持ったオペレーターは必要無いが、24時間の交代勤務を伴うことから6名程度の人員を見込むこととする。

第3章 ベースラインの概要

3.1 ベースライン方法論

本プロジェクトはCDMプロジェクトであるが、先行するCDM理事会の承認を受けたベースライン方法論を使用して検討する。

現在、LFGプロジェクトで、CDM理事会で承認済の、温室効果ガス排出量のベースラインを決定するための方法論（ベースライン方法論）の一覧は、表3-1-1に示す通りである。これまでにLFGプロジェクトに対しては数多くのベースライン方法論が提案されてきている。中でも、ACM0001（方法論名称「LFGプロジェクト活動における統合化ベースライン方法論」）は、それより以前に承認された方法論を統合した最新の方法論である。

表3-1-1 LFGプロジェクト承認済ベースライン・モニタリング方法論一覧表

AM0002 (Ver.02)	
方法論名	Greenhouse gas emission reductions through landfill gas capture and flaring where the baseline is established by a public concession contract ベースラインが営業認可契約によって定められる場合の廃棄物処分場ガス回収・燃焼によるGHG排出削減
申請番号	NM0004
承認時期	2005/11
ホスト国	ブラジル
適用条件	以下の条件を満たすLFG回収・燃焼処理プロジェクト活動に適用可能： ・ 処分場の設計から建設、運営、維持、モニタリングに至る全局面において、操業者に責任を課す契約が存在すること。 ・ 契約が競争入札によって落札されていること。 ・ 契約書に年間の処分場ガスの回収・燃焼処理量（m^3）が規定されていること。 ・ 回収・燃焼処理義務量が類似した社会的・経済的・環境的・技術的状況において操業されている過去5年間の実績上位20%の処分場を反映していること。 ・ 回収されたメタンガスによる発電が行われていなく計画されてもいないこと。

AM0003 (Ver.03)	
方法論名	Simplified financial analysis for landfill gas capture projects 廃棄物処分場ガス回収プロジェクトのための簡素化財務分析
申請番号	NM0005
承認時期	2005/9
ホスト国	ブラジル
適用条件	以下の条件を満たすLFG回収プロジェクト活動に適用可能： ・ 回収されたガスが燃焼されること、又は ・ 回収されたガスが発電用に使われるが、電源の代替や発電の回避による排出削減量に対してクレジット獲得を求めないこと。 本方法論は、BAUシナリオ（軽微な変更と修正を含む）と提案されたプロジェクトだけが最も確からしいシナリオの場合にのみ適用可能である。換言すれば、提案されたプロジェクトの活動や技術とベースラインシナリオの活動や技術に大きな隔たりがある場合は適用不可である。

AM0010 (Ver.01)	
方法論名	Landfill gas capture and electricity generation projects where landfill gas capture is not mandated by law 廃棄物処分場ガス回収の法的義務がない場合の廃棄物処分場ガス回収・発電プロジェクト
申請番号	NM0010
承認時期	2004/7
ホスト国	南アフリカ
適用条件	以下の条件を満たすLFG回収・発電プロジェクトに適用可能： ・ メタンの濃縮は規制されているが、LFGの回収は法によって強制されていない処分場であること。 ・ 回収されたガスは発電用に利用され、発電電力のCO₂排出が代替された電力のCO₂ 排出よりも低いこと。 ・ プロジェクトの発電容量が15MWを超えないこと。 本方法論は、モニタリング方法論とともに利用される必要がある。また、本方法論は、BAUシナリオ（軽微な変更と修正を含む）と提案されたプロジェクトだけが最も確からしいシナリオの場合にのみ適用可能である。換言すれば、提案されたプロジェクトの活動や技術とベースラインシナリオの活動や技術に大きな隔たりがある場合には適用不可である。

AM0011 (Ver.02)	
方法論名	Landfill gas recovery with electricity generation and no capture or destruction of methane in the baseline scenario ベースラインシナリオでメタン回収・破壊がなされない廃棄物処分場ガス回収・発電プロジェクト
申請番号	NM0021
承認時期	2005/9
ホスト国	ブラジル
適用条件	以下の条件を満たすLFG回収・発電プロジェクトに適用可能： ・ ベースラインシナリオはLFGの大気への放出であること。 ・ LFG排出に関する規制がないこと。 ・ 回収ガスが、浸出水の蒸発・所内用の発電に利用および/又はフレア処理されること。 ・ 電力代替による排出削減量は、クレジットの対象とならないこと。

AM0012 (Ver.01)	
方法論名	Biomethanation of municipal solid waste in India, using compliance with MSW rules 都市ゴミ関連法の遵守を利用したインドにおける都市ゴミからのメタン生成
申請番号	NM0032
承認時期	2004/8
ホスト国	インド
適用条件	以下の条件を満たすバイオメタン生成技術を使用した地方自治体の廃棄物監理プロジェクトに適用可能： ・ インドでのプロジェクトであること。 ・ ベースラインシナリオでの廃棄物処理は、環境規制に関わらず、現状の維持が続いていること。 ・ クレジット期間中の2000MSW規制の遵守率が50%以下であること。（政策に強制力がないという過程がこれ以上維持できないので、MSWの遵守率がモニターされ、その率が50%を超えた場合は、このプロジェクト活動から更なるクレジットは得られない。） ・ ベースライン条件の下で、メタン排出に関するfirst decay model、又はより正確なモデルを使用するためのデータが非常に少ないこと。 ・ プロジェクト活動の追加性は、クレジットを要求するかどうかに関わらず、発電や有機肥料からの収入を考慮したうえで評価されていること。 注意：本方法論は、地方自治体の廃棄物のバイオメタン生成というコンポーネントによるメタン排出の削減のみを扱っている。提案されたプロジェクトが発電や有機肥料の製造による排出も削減する場合は、これらのコンポーネントにも承認方法論が適用されるべきである。

ACM0001 (Ver.05)	
方法論名	Consolidated methodology for landfill gas project activities LFG プロジェクト活動における統合化方法論
統合された方法論	AM0002, AM0003, AM0010, AM0011
承認時期	2006/12
ホスト国	-
適用条件	本方法論は、ベースラインシナリオではガスの一部あるいは全量が大気中に放出され、以下の条件を満たすLFG回収プロジェクトに適用可能である： a) 回収されたガスがフレア処理される、又は b) 回収されたガスがエネルギー利用（e.g. 発電/熱エネルギー）されるが、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対してクレジット獲得を求めない。又は c) 回収されたガスがエネルギー利用（e.g. 発電/熱エネルギー）され、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対してクレジット獲得を求める。この場合、代替された電源および/又は、熱エネルギー源のベースライン方法論を新たに提示するか、あるいは、ACM0002 “グリッド接続の再生可能エネルギープロジェクトの統合方法論” を含む、承認方法論を適用するべきである。発電容量が15MW以下、および/又は、代替される熱エネルギーが54TJ（15GWh）以下の場合、小規模CDMの方法論の対象となる。

本プロジェクトにおいては、既存発電所の代替による排出削減量をクレームするため、表3-1-1に示した方法論のうちAM0010、ACM0001が適用検討対象となるが、AM0010の内容は、ACM0001に含まれているため、ACM0001を適用するのが適当と判断した。

なお、表3-1-1に示した方法論のうち、AM0002、AM0012以外のいずれの方法論も、ベースライン方法論とモニタリング方法論がペアで使用されなければならない。

ACM0001の適用条件は以下に示す通りである。

「本方法論は、ベースラインシナリオではガスの一部あるいは全量が大気中に放出され、以下の条件を満たすLFG回収プロジェクトに適用可能である。」

- (a) 回収されたガスがフレア処理される。
- (b) 回収されたガスがエネルギー利用（e.g. 発電/熱エネルギー）されるが、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対してクレジットの獲得を求めない。
- (c) 回収されたガスがエネルギー利用（e.g. 発電/熱エネルギー）され、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対してクレジット獲得を求める。この場合、代替された電源および/又は熱エネルギー源のベースライン方法論を新たに提示するか、あるいは、ACM0002 “グリッド接続の再生可能エネルギープロジェクトの統合方法論” を含む承認方法論を適用するべきである。発電容量が15MW以下、および/又は、代替される熱エネルギーが54TJ（15GWh）以下の場合、小規模CDMの方法論の対象となる。

一方、本プロジェクトは以下の通りである。

現在、ジャティバラン埋立処分場においては、LFGの回収が行われておらず、LFGの全てを大気に放出している。（ベースライン）

このプロジェクトは、ジャティバラン埋立処分場において、LFGの回収を行い、回収したLFGはフレア処理される。

回収したLFGは発電のエネルギー源として使用される。そして、発電または他のエネルギー源の利用の回避に伴う排出削減をクレームする。

ゆえに、このプロジェクトは、「統合化ベースライン方法論 ACM0001 LFGプロジェクト活動のための統合化ベースライン方法論」（以下「統合化ベースライン方法論」と称する）の適用条件である(a)、(c)に該当し、この方法論が適用できる。

一方、統合化ベースライン方法論の適用条件(c)に記載されている発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減量のクレームに関しては、設置する予定の発電機の容量が800kW（0.8MW）と15MWを下回ることから、「小規模CDMの簡易ベースライン/モニタリング方法論」（以下「小規模CDM方法論」と称する）を適用する。具体的には、小規模CDM方法論のI.D. グリッドへの再生可能エネルギー源による発電電力の供給（Grid connected renewable electricity generation）のうち、パラグラフ9(b)の方法により決定する。

3.2 ベースラインシナリオと追加性

本プロジェクトがベースラインに対して追加的であることの証明は、ACM0001に示される方法に従い決定する。

ACM0001では、「プロジェクト活動の追加性は、UNFCCC CDMのWebサイトで得られるCDM理事会で合意された最新バージョンの“追加性の証明と評価のためのツール”を用いて証明・評価する」こととしている。

従って、本プロジェクトにおいては、「追加性の証明・評価のためのツール（Ver.02）」に従い、以下のステップ0～ステップ5に示す通り、ベースラインシナリオの決定と本プロジェクトシナリオの追加性の検証を行う。なお、ここでは、追加性の証明・評価のためのツール（以下「追加性証明ツール」と称する）に記載の説明を繰り返すことはしない。

ステップ0 プロジェクト活動の開始日による予備的なスクリーニング

このプロジェクトは、2005年12月31日までに開始される予定はない。従って、このステップはスキップできる。

ステップ1 法規制に適合（法規制と一貫性がある）したプロジェクト活動の候補をいくつか挙げる

サブステップ1a プロジェクト活動の候補を挙げる

ここでは、以下のシナリオの候補を挙げる。

シナリオ1：現状維持。すなわち、ジャティバラン埋立処分場において、LFGの発生を全く管理せず、LFGの回収・利用もせず、LFGの大気への拡散を放置している状況のことを言い、同時にGEGの設置も行わないもの。

シナリオ2：LFGの回収プロジェクト。すなわち、ジャティバラン埋立処分場から発生するLFGを回収し、環境と安全のためにフレア燃焼させようとするもの。

シナリオ3：このプロジェクト。すなわち、ジャティバラン埋立処分場から発生するLFGを回収し、LFGの中に含まれるGHGである可燃性のメタンガスを、GEGで燃焼して、発電に使用しようとするもの。

サブステップ1b 法制度への適合性

上記シナリオ1～3に関係のある現在の法律、規則、ガイドラインは、以下に示すとおりである。

- ・ 外国投資法（1967年第1号、1970年第11号で改定）
- ・ 内国投資法（1968年第6号、1970年第12号で改定）
- ・ 国家エネルギー政策（The National Energy Policy 2003-2020:KEN）（2004年3月）
- ・ 再生可能エネルギー開発及びエネルギー保全に関する方針（2003年12月）
- ・ 環境管理法（1997年第23号）
- ・ 環境影響評価に関する政令（1999年第27号）
- ・ 水質汚濁防止および水質管理に関する政令（2001年第82号）
- ・ 大気汚染防止に関する政令（1999年第41号）

なお、インドネシアにおいて一般廃棄物の管理に関する規制は設けられていない。

上記シナリオ1～3はいずれもインドネシアの法制度に適合している。

ステップ2 投資分析

サブステップ2a 適切な分析方法の決定

CDMプロジェクトを表すシナリオ3は、CER以外の関連収入（売電収入）がある。従って、「選択肢1：単純なコスト分析」は採用できず、「選択肢2：投資比較分析」もしくは「選択肢3：ベンチマーク分析」を採用することになる。ここでは、選択肢2を採用する。

サブステップ2b 選択肢2：投資比較分析

IRRの計算方法は、Project IRRとEquity IRRの2通りがあるが、ここでは、このプロジェクトの資金調達の方法がまだ決まっていないことから、Project IRRにて計算を行

うものとする。

サブステップ2c 財務指標の計算と比較

まず、シナリオ2の分析を行う。ここでは、追加性証明ツールに従い、CERの収入は考慮しない。シナリオ2では投資はあるが、それに見合うリターンが期待できない。これは、投資に見合うリターンが期待できないので、ベースラインシナリオとしてはありえないということを意味する。

次に、シナリオ3の分析を行う。ここでは、追加性証明ツールに従い、CERの収入は考慮しない。シナリオ3では、投資はあるが、それに見合うリターン（売電収入）が期待できるかどうかが問題となる。IRRの計算の結果、2%未満の低い値となった。従って、シナリオ3は投資に値しないということが明らかになった。

以上により、シナリオ3はベースラインシナリオではないことが証明された。計算の前提条件と計算結果は、「第11章 経済性分析」に示す。

サブステップ2d 感度分析

建設費、ランニングコスト、売電単価、発生するLFGの量をパラメーターとして感度分析を行う。建設費、ランニングコスト、売電単価は-10%～+10%、発生するLFGの量は-20%～+20%の変動幅とする。感度分析の結果、IRRはマイナス、または4%未満の低い値となり、周辺条件が変わってもサブステップ2cでの予測結果に変わりがないことが示された。感度分析の詳細は、「第11章 経済性分析」に示す。

ステップ3 バリア分析

ステップ2を実施したので、ステップ3はスキップできる。

ステップ4 通常行われている実践に関する分析

このプロジェクトに類似したプロジェクト(インドネシアで行われ、同じ技術を採用し、同じ規模で、規制環境、投資環境、技術状況が比較可能なもの(以下追加性証明ツールの原文「in the same country/region and/or rely on a broadly similar technology, are of a similar scale, and take place in a comparable environment with respect to regulatory framework, investment climate, access to technology, access to financing, etc.」))が、過去、現在、未来に、インドネシアで行なわれた、行われている、行われようとしている、という事実はない。

ステップ5 CDM登録の影響

シナリオ3の投資分析にCERの経済的価値を導入する。CER単価が10US\$/t-CO₂の場合、IRRが11.95%となり、投資を行いうるレベルとなる。これらの計算の前提条件と計算結果、感度分析結果は、「第11章 経済性分析」に示す。

以上の分析で、シナリオ2とシナリオ3はベースラインとはなりえないことがわかり、ベースラインシナリオは、シナリオ1であることがわかった。また、シナリオ3がベースラインとはなり得ず、本プロジェクトでは、GHG排出削減量が10年間の累積で605,729t-CO₂になると試算されていることから、プロジェクトは追加的であると言える。

3.3 リークージとプロジェクトバウンダリー

3.3.1 リークージ

UNFCCCのガイダンス「GUIDELINES FOR COMPLETING THE PROJECT DESIGN DOCUMENT (CDM-PDD)」によれば、リークージとは、「プロジェクトバウンダリーの外で生じる人為的GHG排出の純変化であって、計測可能であり、かつ当該プロジェクトに起因するもの」と定義されている。

一方、ACM0001統合化ベースライン方法論によれば、この方法論にはリークージはないとされている。また、小規模CDMの簡易ベースライン/モニタリング方法論では、もし発電設備が他のプロジェクトから輸送される場合や、既存の設備を他のプロジェクトへ輸送したりする場合は、リークージとして考慮することとなっている。しかし、本プロジェクトは新設の設備を当該プロジェクトサイトに建設するものであり、この条件には該当しない。

以上により、このプロジェクトにはリークージはない。

3.3.2 プロジェクトバウンダリー

UNFCCCのガイダンス「GUIDELINES FOR COMPLETING THE PROJECT DESIGN DOCUMENT (CDM-PDD)」によれば、プロジェクトバウンダリーとは、「プロジェクト参加者が管理可能で、重要かつCDMプロジェクト活動に起因する、温室効果ガス排出源に関する全ての人為的な排出を包含する」と定義されている。

一方、統合化ベースライン方法論によれば、プロジェクトバウンダリーにはガスの回収と破壊/利用のプロセスが含まれるとある。また、捕集メタン以外の燃料の燃焼によるCO₂排出量もプロジェクト排出量としてカウントし、プロジェクト活動の実施に必要な電力量も測定・モニタリングすることとある。ここで、このプロジェクトでは、プロジェクトを実施するために必要な電力量は、ガスエンジン発電装置の発電電力の一定割合に相当すると想定し、これら必要エネルギーを差し引いた、正味のグリッドへの売電量をモニタリングすることになっている。

以上をまとめたものを図3-3-1に示す。

第4章 モニタリング計画

4.1 モニタリング方法論

「3.1 ベースライン方法論」で既に述べた通り、本プロジェクトにおいては、ベースライン方法論としてACM0001を用いる。また、このベースライン方法論はモニタリング方法論とペアで用いなければならない。従って、ACM0001を本プロジェクトのモニタリング方法論として用いる。

ACM0001の適用条件は以下に示す通りである。

「本方法論は、ベースラインシナリオではガスの一部あるいは全量が大気中に放出され、以下の条件を満たす、LFG回収プロジェクトに適用可能である。」

- (a) 回収されたガスがフレア処理される。
- (b) 回収されたガスがエネルギー利用（e.g. 発電 / 熱エネルギー）されるが、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対して、クレジットの獲得を求めない。
- (c) 回収されたガスがエネルギー利用（e.g. 発電 / 熱エネルギー）され、他のエネルギー源の代替や回避による排出削減量に対して、クレジット獲得を求める。この場合、代替された電源および / 又は熱エネルギー源のベースライン方法論を新たに提示するか、あるいは、ACM0002 “グリッド接続の再生可能エネルギープロジェクトの統合方法論” を含む、承認方法論を適用すべきである。発電容量が15MW以下、および / 又は、代替される熱エネルギーが54TJ（15GWh）以下の場合は、小規模CDMの方法論の対象となる。

一方、本プロジェクトは以下の通りである。

現在、ジャティバラン埋立処分場においては、LFGの回収が行われておらず、LFGの全てを大気に放出している。（ベースライン）

このプロジェクトは、ジャティバラン埋立処分場において、LFGの回収を行い、回収したLFGはフレア処理される。

回収したLFGは発電のエネルギー源として使用される。そして、発電または他のエネルギー源の利用の回避に伴う排出削減をクレームする。

ゆえに、このプロジェクトは、「統合化ベースライン方法論 ACM0001ランドフィルガスプロジェクト活動のための統合化ベースライン方法論」（以下「統合化ベースライン方法論」と称する）の適用条件である(a)、(c)に該当し、この方法論が適用できる。

一方、統合化ベースライン方法論の適用条件(c)に記載されている発電・グリッドへの給電によって、他のエネルギー源の利用を避けたことによる排出削減のクレームに関しては、設置する予定の発電機の容量が800kW（0.8MW）と15MWを下回ることから、「小規模CDMの簡易ベースライン / モニタリング方法論」（以下「小規模CDM方法論」と称する）を適用する。具体的には、小規模CDM方法論のI.D. グリッドへの再生可能エネルギー源による発電電力の

供給 (Grid connected renewable electricity generation) のうち、パラグラフ9(b)の方法により決定する。

4.2 モニタリング項目

本プロジェクトにおけるモニタリング項目をACM0001に基づいて決定した。以下に、モニターするデータおよびパラメーターを示す。本プロジェクトはボイラーの使用並びにメタンガスを用いた熱の供給は行わないことから統合化方法論におけるモニタリング項目のうち、ID4、ID12、ID15 については省略した。

なお、本プロジェクトにおいては、フレア設備の効率として、方法論に示されている閉鎖型フレア設備のデフォルト値である0.9を用いることとした。

ID番号:	1
データ/パラメーター:	$LFG_{total,y}$
単位:	m^3
説明:	回収されるLFG量
データ出典:	流量計、サイトにて計測
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	「PDD 付属書類 3 ベースラインに関する情報」に示す。
適用すべき測定方法および手順の説明:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後2年
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
その他:	$LFG_{total,y} = LFG_{flared,y} + LFG_{electricity,y}$ となることで、流量計データの確からしさを検証する。

ID番号:	2
データ/パラメーター:	$LFG_{flared,y}$
単位:	m^3
説明:	フレア処理されるLFG量
データ出典:	流量計、サイトにて計測
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	「PDD 付属書類 3 ベースラインに関する情報」に示す。
適用すべき測定方法および手順の説明:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間 + 終了後2年
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
その他:	-

I D 番号:	3
データ/パラメーター:	$LFG_{electricity,y}$
単位:	m^3
説明:	発電機に供されるLFG量
データ出典:	流量計、サイトにて計測
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	「PDD 付属書類3 ベースラインに関する情報」に示す。
適用すべき測定方法および手順の説明:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間+終了後2年
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
その他:	-

I D 番号:	5
データ/パラメーター:	$PE_{flare,y}$
単位:	TCO_2e
説明:	フレアからのプロジェクト排出量 (1)フレア排気ガスの温度 T_{flare} (2)フレアに供される LFG 量 (1 時間値) $LFG_{flare,h}$ (3)LFG 中のメタンの割合 (1 時間値) $W_{CH_4,h}$ (4)フレア効率 $\eta_{flare,h}$
データ出典:	(1)N 型熱伝対 (2)流量計 (3)ガス分析装置 (4)デフォルト値 0.9 サイトにて計測 / 計測データよりの計算値
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	「PDD 付属書類3 ベースラインに関する情報」に示す。
適用すべき測定方法および手順の説明:	(1)連続的に計測する。 (2)連続的に測定し、1 時間毎に平均をとる。 (3)連続的に測定し、1 時間毎に平均をとる。 (4) T_{flare} が時間 h に 40 分以上 500°C 以上であり、メーカーの運転条件を連続的に満たしていることを確認する。 データ媒体：電子データ 保存期間：クレジット期間+終了後2年
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	(1)熱伝対は毎年取り替えるか校正する。 (2)流量計はメーカーの推奨に従って定期的に校正する。 (3)分析器はメーカーの推奨に従って定期的に校正する。ゼロチェックおよび標準値のチェック

	は標準ガスとの比較で行う。
その他:	(1)フレア排気ガスの温度が 500 °C 以上の場合、かなりの量のガスが燃焼していて、フレアが稼動中であることを示す。温度が過度に高い (700 °C 以上) 場合、フレアのオペレーション上の問題発生、または、容量の過不足の可能性を示す。 (2)(3)LFG の流量と LFG 中の CH ₄ の濃度割合は同じ基準(無水ベースまたは湿量基準)で測定する。

I D 番号:	6
データ/パラメーター:	$W_{CH_4,y}$
単位:	m ³ CH ₄ /m ³ LFG
説明:	LFG中のメタンの割合
データ出典:	メタン濃度計、サイトにて計測
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	0.5
適用すべき測定方法および手順の説明:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。 湿量基準で測定する。
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
その他:	ガス品質分析器によって連続測定することとする。

I D 番号:	7
データ/パラメーター:	T
単位:	K
説明:	LFGの温度
データ出典:	温度計、サイトにて計測
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	-
適用すべき測定方法および手順の説明:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
その他:	-

I D 番号:	8
データ/パラメーター:	P
単位:	Pa
説明:	LFGの圧力
データ出典:	圧力計、サイトにて計測

B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	-
適用すべき測定方法および手順の説明:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
その他:	メタンガスの密度 D_{CH_4} を決定するために使用する。温度と圧力を同時に測定できる流量計を使用する。LFGの体積は m^3 とする。

I D 番号:	9
データ/パラメーター:	$EL_{EX, LFG}$
単位:	MWh
説明:	プロジェクトバウンダリー外に輸出される電力量
データ出典:	電力量計、サイトにて計測
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	「PDD 付属書類 3 ベースラインに関する情報」に示す。
適用すべき測定方法および手順の説明:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
その他:	LFGからの発電による排出削減量を見積もるために必要である。

I D 番号:	10
データ/パラメーター:	EL_{IMP}
単位:	MWh
説明:	プロジェクトに必要な輸入電力量
データ出典:	電力量計、サイトにて計測
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	-
適用すべき測定方法および手順の説明:	連続的に計測し、記録を1ヶ月に1回とる。
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	計器は定期的に試験され、正確性を確保する。
その他:	プロジェクト活動を行うための電力または他のエネルギー装置の使用による排出削減量を決定するために必要である。

I D 番号:	11
データ/パラメーター:	$CEF_{electricity,y}$
単位:	tCO ₂ /MWh
説明:	グリッドの排出係数

データ出典:	インドネシアDNAよりデータを受領する。
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	「PDD 付属書類3 ベースラインに関する情報」に示す。
適用すべき測定方法および手順の説明:	1年に1回定期的にデータを受領する。 AMS-1.D.に基づき計算する。
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	-
その他:	-

I D 番号:	13
データ/パラメーター:	ランドフィルガスプロジェクトに関する法規制
単位:	Test
説明:	クレジット期間の更新時に、調整係数AFや $MD_{reg,y}$ を直接見直すのに使用する。
データ出典:	インドネシア政府より情報を受領する。
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	AF:0.000
適用すべき測定方法および手順の説明:	1年に1回定期的に情報を受領する。
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	-
その他:	-

I D 番号:	14
データ/パラメーター:	発電設備稼働時間
単位:	Hours
説明:	メタンの破壊が発電設備の稼働している時に発電に使われることで行われていることを裏付ける。
データ出典:	電力量計、サイトにて計測
B.5.節で予測した排出削減量を計算するために適用した値	-
適用すべき測定方法および手順の説明:	1年に1回定期的に
適用すべき品質保証/品質管理の手順:	-
その他:	積算電力量から、発電設備の稼働時間を推定し、実測したメタンガスの破壊量との不整合がないかを確認する。

4.3 モニタリング計画

本プロジェクトにおけるモニタリング計画を図 4-3-1 に示す。

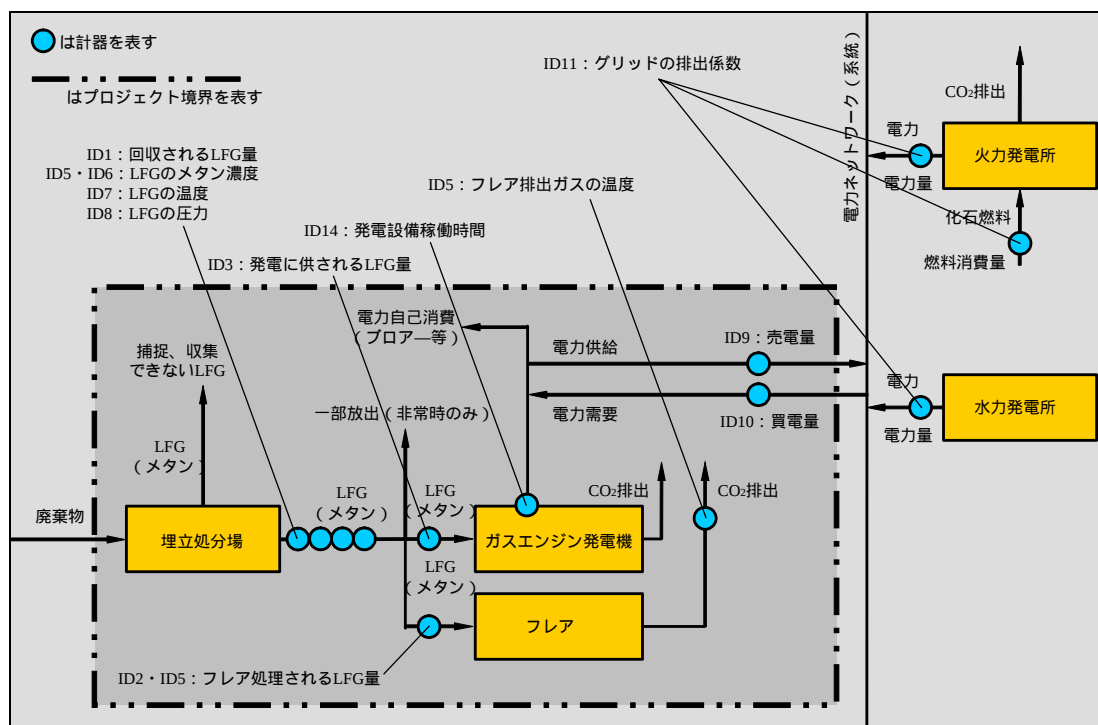


図 4-3-1 モニタリング計画図

注：青丸部分は計器、鎖線の範囲はプロジェクト境界を表す。また、ID 番号はモニタリング項目に対応する。

このモニタリング計画で計測される売電量（ID9）は発電電力量からシステムの自己消費量を差し引いたものである。

4.4 モニタリング品質管理

このプロジェクトでは、以下の方法により、品質管理、品質保証を行う。

- プロジェクト実施主体は、スマラン市当局であり、モニタリングの品質管理の責任を負う。しかしながら、スマラン市当局にはLFG発電プロジェクトやCDMプロジェクトの経験がないため、モニタリングの品質管理がうまく機能しない可能性がある。よって、品質管理計画の策定段階から日本側参加者が技術的なサポートを与える体制で実施する。
- 導入された施設運用のための手順書を作成する。
- 手順書には、日々の業務内容や定期的なメンテナンス方法、各種判断基準等が記載され、適切なフォーマットにまとめられている。

- モニタリングの記録は、手順書に従い、定期的に内容に問題がないか判断し、チェックの結果、問題があれば適切な時期に適切な対処を実施する。
- 手順書に従い、モニタリングの記録を日々ファイルし、保存する。
- 事故時（予期しないIGHGの放出を含む）は、原因を究明し、対策を実施する。
- 緊急時（予期しないIGHGの放出を含む）は、応急措置を講じるとともに、対策を実施する。
- 計器類は、手順に従い、定期的に適正に校正する。校正の時期、方法は、モニタリング計画に従うものとする。
- 計測されたデータ類は公開され、パブリックコメントを受け付けるものとする。受け付けたパブリックコメントとその対応があわせて公開される。

第5章 プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間

5.1 プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間

現時点において計画している実施スケジュールを表5-1-1 に示す。

2007 年 9 月末までにインドネシアおよび日本の両政府承認、CDM 理事会登録を目指して手続きを進め、2007 年下半年から建設工事を着手し、2008 年 7 月からのフレア運転開始を想定しており、プロジェクトの実施期間は、2008 年～2022 年までの 15 年間（クレジット期間は 2008 年～2017 年までの 10 年間）とする。

表 5-1-1 プロジェクト実施スケジュール

実施項目	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
FS 実施	●	●										
PDD 完成		●										
有効化審査		●●										
両国政府の承認		●										
国連登録		●										
運営会社入札および詳細設計			●	●								
建設工事			●	●	●							
運転開始			●									
クレジット期間の開始			●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

クレジット期間 10 年

第6章 温室効果ガス削減量の算出

6.1 温室効果ガス排出削減効果が発生する技術的根拠

本プロジェクトでは、埋立処分場から発生するLFGを回収し、それを燃料としたガスエンジン発電設備を稼働させることにより発電を行い、また余剰のLFGについてはフレアによる燃焼 / 破壊処理を行う。

LFGは二酸化炭素の21倍の温室効果があるメタンガスが主成分であるため、LFGをガスエンジンおよびフレアスタックにおいて燃焼させ、二酸化炭素として排出することで、大きな温室効果ガス排出削減効果がある。また、系統の発電所における発電量が、発電設備における発電電力量の分だけ削減され、そのため発電所における二酸化炭素の排出量が削減される。

なお、LFGを発電設備やフレアで燃焼させることにより、排出ガスとして二酸化炭素が発生するが、メタンガスの燃焼に伴う二酸化炭素の発生量については、バイオマス由来の二酸化炭素であるため、排出量としてはカウントしない。

6.2 温室効果ガス削減効果

ベースラインにおける温室効果ガスの排出量は、LFGの放出によるメタンガスの排出量と、プロジェクトケースにおけるガスエンジンの発電電力分に相当する発電所における二酸化炭素の排出量である。

表6-1-1に、プロジェクト期間におけるベースライン、プロジェクトケースの温室効果ガス排出量（二酸化炭素換算値）と、排出削減量の計算結果を示す。クレジット期間（2008年～2017年）における排出削減量は605,729t-CO₂ になると試算された。

表 6-1-1 プロジェクト実施期間中の排出削減量の試算 (単位: t-CO₂)

	年	ベースライン 排 出 量 (A)	ガスエン ジンによ る 排 出 量 :	フレアに よる排出 量 :	発 電 に よる 排 出量 :	プロジェクト排出量(B)	排出削減量 : (A) - (B)
1	2008	152,035	0	32,789	-145	119,391	32,644
2	2009	159,372	0	55,150	-145	104,368	55,004
3	2010	171,099	4,607	21,366	-145	117,479	53,620
4	2011	178,064	4,607	68,654	-145	77,156	100,908
5	2012	150,479	4,607	53,758	-145	64,467	86,012
6	2013	127,281	4,607	41,231	-145	53,796	73,485
7	2014	107,772	4,607	30,696	-145	44,822	62,950
8	2015	91,366	4,607	21,837	-145	37,275	54,091
9	2016	77,568	4,607	14,386	-145	30,928	46,640
10	2017	65,965	4,607	8,121	-145	25,591	40,375
11	2018	56,208	4,607	2,851	-145	21,102	35,105
12	2019	47,356	3,961	1,926	-145	17,717	29,639
13	2020	39,825	3,331	1,620	-145	14,923	24,902
14	2021	33,491	2,802	1,362	-145	12,573	20,919
15	2022	28,165	2,356	1,146	-145	10,596	17,569
15 年間分		1,486,047	53,916	356,893	-2,180	752,184	733,863
10 年間分		1,281,002	36,858	347,988	-1,453	675,273	605,729

第7章 環境影響

7.1 環境影響評価制度

インドネシアの環境影響評価制度（通称 AMDAL）は、1982 年に制定された旧環境管理法の 16 条の規定「環境に重大な影響を及ぼす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 年に導入され、1993 年には、環境影響評価に関する政令（第 51 号）の制定を経て、その後 1999 年政令第 27 号において改定されている。

7.1.1 環境影響評価の対象事業

環境影響評価の対象となる事業等の種類・規模については、環境担当国務大臣令 2001 年第 17 号で定められており、表 7-1-1 に示すとおり、エネルギー・鉱物、工業等 14 の分野に区分されている。

表 7-1-1 環境影響評価対象事業分野

1. 防衛、保安分野	8. 工業分野
2. 農業分野	9. 公共施設分野
3. 漁業分野	10. エネルギー・鉱物分野
4. 森林分野	11. 観光分野
5. 保健分野	12. 原子力開発分野
6. 運輸分野	13. 有害廃棄物管理分野
7. 宇宙技術分野	14. 遺伝子工学分野

環境影響評価が必要とされる事業では、以下の 4 つの書類を作成し、所管官庁の承認を受けなければならない。

環境影響評価実施計画書（以下、KA-ANDAL）

環境影響評価書（以下、ANDAL）

環境管理計画書（以下、RKL）

環境モニタリング計画書（以下、RPL）

本プロジェクトは発電事業であり、「エネルギー・鉱物分野」の「電気事業」に該当する。この環境影響評価対象事業内容と対象規模について表 7-1-2 に示す。これによれば、本プロジェクトの発電規模は 0.8MW 程度であるから環境影響評価対象事業に該当しない。ただし、後述するように「環境影響評価の実施を必要としない事業における配慮」として、環境影響評価対象事業に該当しない場合においても、環境影響への対策は講じなければならない。

表 7-1-2 「エネルギー・鉱物 - 電気事業」カテゴリーの環境影響評価対象事業

No.	事業内容	対象規模
1	送電線	150kV
2	発電施設（ディーゼルおよび天然ガス、汽力、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	ダム高さ 15m または 貯水面積 200ha または 発電規模 50MW
5	その他の発電施設（太陽光、風力、バイオマス等）	発電規模 10MW

(出典: Decree of the State Minister for Environment No.17/ 2001 on the types of Business and/or Activity Plans that are required to be completed with the Environmental Impact Assessment)

7.1.2 環境影響評価の所管官庁

インドネシアにおける環境影響評価の所管官庁は、原則として地方政府（市、県等）であるが、事業種類や事業実施箇所あるいはその所管官庁が環境影響評価を実施可能かどうかにより、州政府、中央政府となるケースもある。環境影響評価の所管官庁を表 7-1-3 に示す。

表 7-1-3 環境影響評価の所管官庁

中央政府	州政府	地方政府
1) 潜在的に環境負荷を与える事業または安全・国防にかかわる事業 (例) ・原子力発電所建設・運営 ・海底掘削 ・人工衛星発射技術 ・遺伝子工学技術 ・石油・ガス開発 ・石油精製所建設 ・放射性鉱物の採掘 ・航空機産業施設建設 ・軍事産業施設建設 ・爆発物産業施設建設 ・輸入廃棄物を原材料とする産業施設建設 ・国際空港建設 ・港湾施設建設 ・有害廃棄物処理施設建設 2) 2 つ以上の州にまたがる事業 3) 他地域の紛争地域に位置する事業 4) 海域 12 マイル以上に位置する事業 5) 他国との国境にまたがる事業	1) 潜在的に環境負荷を与える事業 (例) ・パルプ産業施設建設 ・セメント産業施設建設 ・石油化学産業施設建設 ・森林産業施設建設 ・植林事業のための開墾 ・農業・園芸事業のための開墾 ・発電施設建設(水力、汽力、地熱、ディーゼル発電) ・ダム建設 ・空港建設(国際空港除く) ・港湾施設建設 2) 2 つ以上の市、県にまたがる事業 3) 海域 4 ~ 12 マイル以上に位置する事業 4) 地方政府から委任された事業(州政府では環境影響評価ができない事業については、中央政府の環境影響評価委員会の支援を求めることが可能)	1) すべての事業 (地方政府では環境影響評価ができない事業については、その権限を州政府に委任することができる)

(出典: Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia No.40/2000 on Guidelines for Work System of Evaluator Committee for Environmental Impact Assessment)

7.1.3 環境影響評価の手続き

(1) 環境影響評価の実施機関

環境影響評価の実施権限は、対象事業を所管する中央政府、州政府、地方政府に与えられており、それぞれ環境影響評価委員会とそれを支援する評価委員会技術チームおよび評価委員会事務局が設けられている。

a. 環境影響評価委員会

環境影響評価委員会は、KA-ANDAL、ANDAL、RKL、RPL を評価し、KA-ANDAL 承認や環境側面からの事業実現可能性に関して、結果・意見を以下の各機関の承認者（決定者）に提出する。

- ・中央政府：環境影響管理庁長官
- ・州政府：州知事
- ・地方政府：県知事・市長

委員会は、関係行政機関代表者および環境分野専門家、環境団体、地域代表者で構成される。

b. 評価委員会技術チーム

評価委員会技術チームは、KA-ANDAL、ANDAL、RKL、RPL を技術的に評価し、その結果・意見を環境影響評価委員会に提出する。

c. 環境影響評価委員会事務局

環境影響評価委員会事務局は、環境影響評価委員会や評価委員会技術チームへの支援を任務とする。

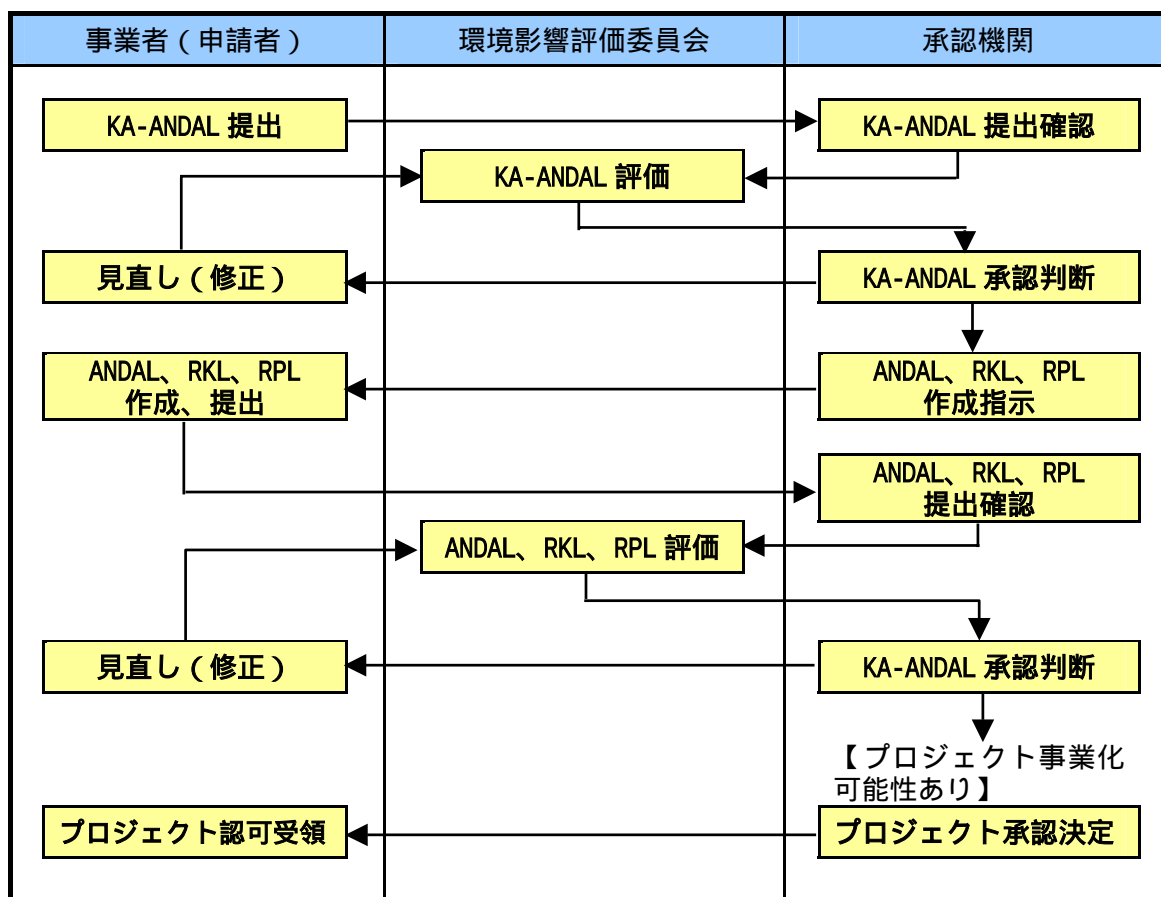
（２）環境影響評価の実施手続き

環境影響評価の実施手続きは、図 7-1-1 に示すフローの手順で進められる。

環境影響評価の実施対象事業については、事業者は KA-ANDAL を環境影響評価事務局を通じて、所管官庁の承認機関（中央政府：環境影響管理庁長官、州政府：州知事・地方政府：県知事・市長）に提出する。提出された KA-ANDAL は、環境影響評価委員会によって評価されるが、これに先立ち評価委員会技術チームは KA-ANDAL を技術的に評価し、結果・意見を評価委員会に提出する。評価委員会は、これを受けて地域住民提案・意見を加えて、KA-ANDAL の評価を行う。評価結果で KA-ANDAL の見直しが必要な場合、事業者は、評価委員会が開催された日から起算して 30 日以内に評価委員会事務局を通じて、評価委員会議長に文書で回答する必要がある。回答内容が評価委員会の評価結果に対応していない場合、事業者に対し 14 日以内の再修正を求めることができる。

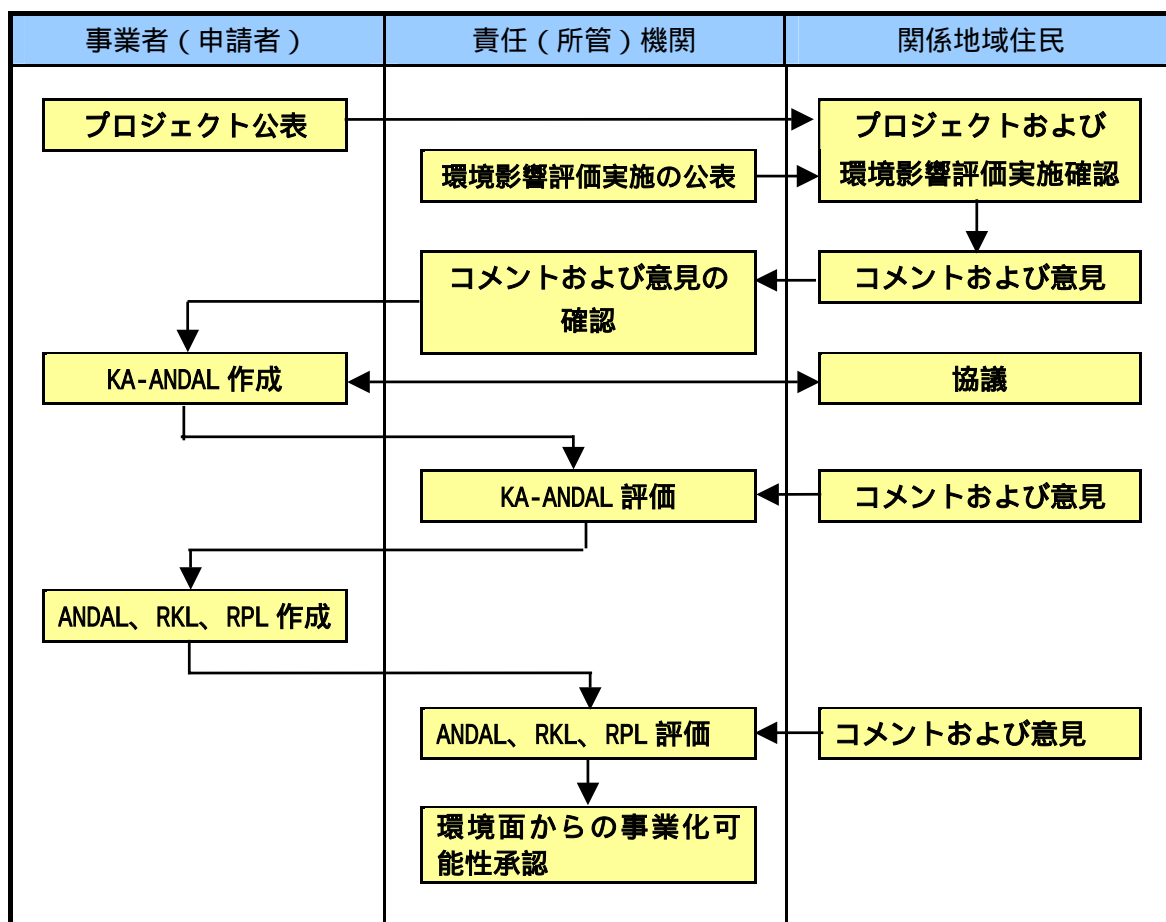
KA-ANDAL の承認を得た事業者は、次に評価委員会事務局を通じて ANDAL、RKL、RPL を所管官庁の承認機関に提出する。これらの評価手順・承認決定者は KA-ANDAL と同様である。

なお、環境影響評価手続きに住民参加および情報開示を導入することが、2000 年第 8 号「環境影響評価プロセスにおける住民参加および情報開示に関する環境担当国務大臣令」によって定められている。住民参加および情報開示の手順を図 7-1-2 に示す。



（出典：1997 年第 27 号「環境影響評価に関する政令」/Government Regulation of the Republic of Indonesia No.27/1999 on Environmental Impact Assessment から作成）

図 7-1-1 インドネシアの環境影響評価の実施手続き



（出典：2000 年第 8 号「環境影響評価プロセスにおける住民関与および情報開示に関する環境担当国務大臣令」/Decree of the State Minister for Environment of the Republic of Indonesia No.8/2000 on Community Involvement and Information Openness in the Process of Environmental Impact assessment から作成）

図 7-1-2 インドネシアの環境影響評価手続きにおける住民参加および情報開示の手順

（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および手続き

環境に対して重大な影響を生じる可能性のある事業については、環境影響評価の実施が義務付けられているが、環境影響評価実施の義務付けのない事業においても環境影響の対策を講ずる必要がある。

環境に対してある一定以上の影響を生じる可能性がある事業については、環境管理計画（以下、UKL）、環境モニタリング計画（以下、UPL）の提出が義務付けられている。UKL および UPL の提出が必要かどうかは、各地方政府が事業の種類・規模を定めている。UKL および UPL は、環境影響評価手続きの RKL および RPL の簡略版である。さらに、UKL および UPL の提出を必要としない事業については、SPPL と呼ばれる簡略な書類の提出が必要である。

本プロジェクトの実施の際には UKL および UPL を作成の上、スマラン市環境局へ提出し

承認を得る必要がある。

7.2 環境影響分析

7.2.1 想定される環境影響

本プロジェクトに係る、環境影響について簡易的に行った影響評価の結果は、表 7-2-1 に示すとおりである。

表 7-2-1 本プロジェクトで想定される環境影響の一覧

指標	通常予想される埋立処分場による 重大な環境への影響	LFG の利用による影響
ヒト	・健康と安全性 ・有害性 ・居住環境の快適性	埋立処分場からの積極的なLFGの回収により、管理下に置かれていないガス移動のリスクおよび国内の埋立処分場に共通する局所的火災のリスクが低減する。その結果、周囲の居住者および現地作業員に対する、猛毒性物質の燃焼生成物の爆発または汚染のリスクが低減する。LFGを回収すると、H ₂ S等の毒性化合物の遊離を相当なレベルまで抑えられる。
植物	・開発またはサイトの排水による消滅から回復の機会	LFGの回収と廃棄物への覆土等により、廃棄物内での自然発火が防がれ、森林火災等が回避される。
生物	・既存の地上および水中生物への影響 ・ペストや病原媒介としての鳥類、げっ歯類、昆虫 ・腐食動物の誘引 ・表面水の汚染による間接的影響 ・貯蔵農産物への危険性	より適切化された廃棄物処分方法により、捕食や食物を探す鳥類を減らし、ペストや病原媒介を排除できる。
土壌と地質	・管理されていない表面流水による汚染 ・浸出水による地下水の汚染 ・汚染した地下水の移動	抽出井戸を設置することで、埋立処分場の最上部を効率的に覆土できるが、土壌が必要になる。
水	・管理されていない表面流水による汚染 ・浸出水による地下水の汚染 ・汚染した地下水の移動	抽出井戸を設置することで、埋立処分場の最上部を効率的に覆土でき、浸出水の発生を減らし、清浄な表面流水を増やせる。
空気	・火災および爆発の危険を伴うメタンの発生 ・異臭 ・粉塵	GHG排出量の削減。抽出井戸を設置すると、埋立処分場の最上部を効率的に覆土でき、異臭を抑えられる。 ガスエンジン発電機、フレア等の標準騒音

	・装置の騒音	レベルは75dB(A)。 ガスエンジンからの排出量は、通常Nox < 500mg/m ³ 、CO < 650mg/m ³ 。本プロジェクトで導入するガスエンジンの出力が小さいため、発生するNOxとCOは、両汚染物質の最大許容濃度をはるかに下回る。
気候	・臭いの拡散 ・雨水の浸透 ・可燃ガスの拡散	抽出井戸を設置すると、埋立処分場の最上部を効率的に覆土でき、臭いと可燃ガスの拡散を減らし、雨水の浸透も減らすことができる。
景観	次の要因による視覚的影響と特徴の変化 ・周辺のフェンス、堤防、標識 ・通用道路、エントランス ・露出した廃棄物、風で散乱したごみ ・火の粉、煙、火災 ・現地の構造	火災と爆発のリスクをなくすることで、埋立処分場の再開発が可能になり、閉じた埋立処分場は不毛の地と見なされず、埋立処分場を景観に合わせて形成しなおすことが可能になる。 LFG利用設備で視野に入るものとして、複数のスチールコンテナ（20または30フィートコンテナ）があり、一部のコンテナには排気ガス煙突が（通常は地上5～10m）、一部にはフレアが（通常は5～10mの高さ）に付属されている。しかし、廃棄物処分作業に伴う現在の視覚的な妨害から見て、これらのコンテナによる影響はわずかなものと予測されている。

7.2.2 現在の埋立処分場が環境に与えている影響

現在の埋立処分場は以下のように環境に悪影響を与えている。

- ・ 臭い：埋立処分場からは、悪臭を伴ったガスが常時発生しており、周辺環境、埋立処分場で働く人の健康に悪影響を与えている。
- ・ 地球温暖化：埋立処分場では、発生するLFGを処理していないので、LFGに含まれるメタンガスが地球温暖化に悪影響を与えている。
- ・ 美観：埋立処分場から発生するLFG、臭いにより、周辺環境の美観を損ねている。

7.2.3 プロジェクトが環境に与え得る影響

本プロジェクトでは、以下のような環境への好影響がある。

- ・ 臭い：プロジェクト実施により、埋立処分場ではLFGの回収が行われ、埋立処分場の表面には、被覆用気密シートが敷設される。メタンを含むLFGはフレア、GEGにて燃焼される。この結果、臭いの発生は大幅に軽減される。
- ・ 地球温暖化：上記と同様に、プロジェクト実施により、温室効果ガスであるメタンガスの大気への放出は大幅に軽減される。

- ・ 美観：上記に述べたように、プロジェクト実施により、埋立処分場から発生する LFG、臭い、の発生は大幅に軽減され、この結果、処分場の美観向上に貢献する。

7.2.4 プロジェクトが環境に与え得る負の影響

本プロジェクトが、大気環境、水環境、土壌環境のそれぞれに与え得る環境影響とその対策を以下に記載する。

- ・ 大気環境：本プロジェクトでは、ガスエンジンという内燃機関の発電機を使用するので、排気ガスが発生する。従って、大気環境への影響が発生する可能性がある。しかし、先進国の適切な LFG の脱硫処理設備、原動機側 NOx 低減技術を採用し、適切な高さの煙突を設置することにより、この可能性を排除できる。
- ・ 水環境：本プロジェクトでは、水環境を汚染するような排水が発生しないので、水環境への影響が発生する可能性はないと言える。
- ・ 土壌環境：本プロジェクトでは、土壌環境を汚染するような排水の浸透、土壌の排出がないので、土壌環境への影響が発生する可能性はないと言える。
- ・ 騒音および振動：本プロジェクトでは、LFG 回収用のブロアー、ガスエンジンを設置することにより、騒音および振動が発生する。しかし、これらの設備は埋立処分場近隣の住宅地からは十分に離れており、何ら問題にならないと考える。むしろ、埋立処分場で働くオペレーターの労働環境上の問題（聴覚等への影響）が発生する恐れがあるのみである。これに対しては、防音カバー、防振架台を設置することにより解決する。

7.2.5 プロジェクトの評価

以上により、このプロジェクトでは、「CDM の手順(Modalities and procedures for a clean development mechanism as defined in Article 12 of the Kyoto Protocol)」37(c)-第1回京都議定書締約国会合採択文書 3 号に記載があるような環境への顕著な悪影響はないと考えている。

第8章 利害関係者のコメント

8.1 コメントの収集方法

インドネシアの CDM プロジェクトの承認申請時にはパブリックコンサルテーション(公聴会)の記録提出が条件となっており、また、PDD の記載事項にもなっている。ただし、利害関係者の特定について特段の取り決めはない。

よって、本調査では調査結果報告会および関係機関との面談を通して、コメントを収集することとした。

8.2 調査結果報告会

本調査の結果をとりまとめ、2007 年 1 月 17 日にスマラン市庁舎会議室において、市長をはじめ、経済開発担当助役、清掃局長、投資局長他市当局関係者計 23 名の参加のもと報告会を開催した。

報告にあたっては、出席者の中には CDM について初めて耳にする者もいることから、プロジェクト調査結果の説明に入る前に、京都メカニズムの概念や CDM のコンセプトについて概略説明し、出席者の CDM に関する基本的な知識のレベル合わせを行なった。その上で、本プロジェクトの調査の結果について下記のとおり報告した。

- ・日本側参加企業の紹介
- ・提案プロジェクトの概要
- ・調査の概要(調査項目、実施体制等)
- ・調査結果(GHG 削減量、事業性評価等)
- ・プロジェクトの実施スキーム案
- ・プロジェクト実施スケジュール案
- ・ランドフィルガス利用プロジェクトの実施例

報告後、スマラン市長から「本プロジェクトは市にとって有意義であり、早期の実現を期待する」とのコメントがあり、あわせて以下の課題提起があった。

- ・本プロジェクトは民間企業が市の資産である埋立処分場を利用する計画であるが、国内法第 67 号により官民共同プロジェクトを実施する民間企業は入札により決定されなければならないため、このルールとの整合性を確認する必要がある。
- ・ジャティバラン埋立処分場ではコンポスト事業を計画しているが、この事業が提案プロジェクトに与える影響を検討する必要がある。

- ・提案プロジェクトの実施により、既存の埋立業務に支障を来たさないようにすること。
- ・当該埋立処分場はリッチェット処理や埋立処分場へのアクセス道路の改善等追加の作業も検討する必要がある

上記については事業を実現させる上で回避できない事項であり、スマラン市当局側と調整を図りながら継続検討することとした。

また、局長等から以下のコメントがあった。

- ・本プロジェクトの実施により売電収入が期待でき、埋立処分場のイメージ改善につながる。
- ・ PLN との売電契約が肝要である。

8.3 面談を通じたコメントの収集

表 8-1-1 の者を本プロジェクトの利害関係者として想定し、面談により調査チームからプロジェクト概要を説明し、個別にコメントを収集した。表中以外の利害関係者としては埋立処分場周辺の住民、埋立処分場で放牧を営む者、スカベンジャーが考えられる。

表 8-1-1 面談によるコメント収集箇所

区 分	利害関係者（機関）	位置付け
中央政府機関	環境省（DNA 事務局） 公共事業省 内務省 エネルギー・鉱物資源省	環境政策および CDM 監督機関 廃棄物セクター監督機関 地方自治監督官庁 電力セクター監督官庁
スマラン市	清掃局 環境局 都市計画局 投資局	廃棄物処理監督官庁 環境影響評価審査機関 公共事業監督官庁 投資案件の調整官庁
企業等	PLN 中部ジャワ支社	電力公社、売電契約窓口

8.3.1 中央政府機関のコメント

（１）環境省（DNA 事務局）

本プロジェクトがスマラン市の埋立処分場の改善に貢献するものと期待する。

インドネシアでは一般的に廃棄物の問題について敏感であるので、地方政府および埋立処分場周辺住民に対しては慎重に対応した方が良い。

(2) 公共事業省

プロジェクトに対しては賛成だが、実施スキームについてはインドネシアの法規制と照らし合わせながら、プロジェクトがスマラン市に最大限貢献するよう今後スキームを検討されたい。

(3) 内務省

スマラン市側とプロジェクト実施スキームを十分検討しながら、実現させて欲しい。

(4) エネルギー鉱物資源省

再生可能エネルギー利用推進の観点から本プロジェクトはランドフィルガスを有効利用しており、実現を期待する。

実施スキームの検討にあたってはインドネシアの法令等を研究して欲しい。

8.3.2 スマラン市当局のコメント

(1) 清掃局

プロジェクトのF S調査を支援すると共にプロジェクトの実現に向けて技術的な支援を推進したい。

(2) 環境局

環境の質の向上につながるため、本プロジェクトの実現に向けて協力する。

本プロジェクトが他埋立処分場のモデルプロジェクトになることを期待する。

(3) 都市計画局

基本的に本プロジェクトを支援する。スマラン市の持続可能な発展に貢献する事業計画を実現させて欲しい。

(4) 投資局

投資に関する法律があり、官の施設を利用したプロジェクトの実施は入札が原則だが、細則がないため解釈が曖昧になる。よって、本プロジェクトが入札を回避して実施できるかは今後の検討課題と考える。

8.3.3 売電予定先(PLN)のコメント

PLNの売電契約交渉に関する窓口は中部ジャワ支社の営業部門になる。

系統連系技術や売電契約の諸条件については双方との交渉により決定される。

ジャワ系統では全体的に電力供給量は不足しているので、価格にもよるが、小規模の電力であっても確保したい。

第9章 プロジェクトの実施計画

9.1 プロジェクトの実施体制等の概要

本プロジェクトの実施体制（スキーム案）を図9-1-1 に示す。

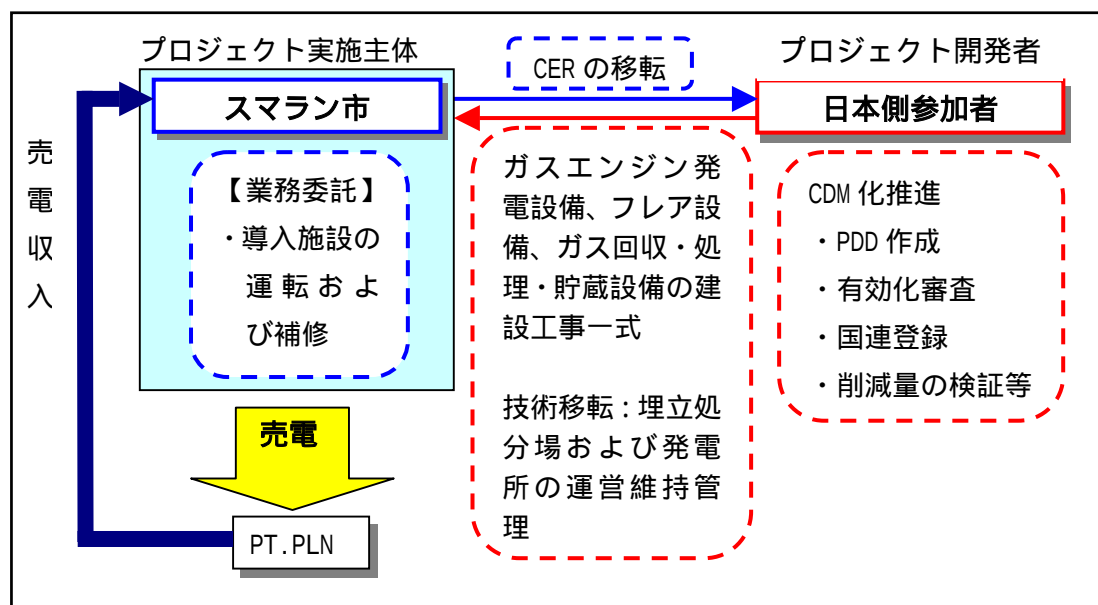


図 9-1-1 プロジェクト実施スキーム案

9.1.1 プロジェクト参加予定者の概要

プロジェクト参加予定者の概要は以下に示す。

中国電力株式会社：日本の電力会社。本プロジェクトに必要な設備投資を直接負担し、その負担の見返りとして CER を獲得する予定。

清水建設株式会社：日本の総合建設・エンジニアリング会社。PDD を作成する。本プロジェクトに関する技術支援および設備投資を直接負担する。その負担の見返りとして CER を獲得する予定。

スマラン市当局：ジャティバラ埋立処分場を所有・運営する自治体。日本側と共同でプロジェクトを推進する。

9.1.2 プロジェクト参加者の役割と負担する範囲

（１）日本側の役割と負担する範囲

日本側参加者の主な役割は、初期投資に係る費用を負担することであり、具体的には本

プロジェクトで実施される埋立処分場の閉鎖および発電設備建設工事の基本設計および詳細設計、建設工事の発注、コントラクターとの契約、施工監理、試運転、検査等を想定している。さらにCDMプロジェクト化に関する手続き（PDD作成、有効化審査、両国政府承認申請、CDM理事会登録申請、削減量の検証等）や埋立処分場およびガス発電設備の運用維持並びにモニタリングに関する技術的な支援、発生したCERの受取の役割を負う。

なお、資金調達の方法としては、投資家（参加企業）からの投資による方法と、公的金融機関や民間金融機関からの融資による方法を組み合わせることが考えられるが、プロジェクトの初期投資の規模や早期の実現を考慮すると、プロジェクトの初期投資の全額を参加者の直接投資による実施が有効と考えている。

（２）インドネシア側の役割と負担する範囲

本プロジェクトの実質的な管理運営主体は当該埋立処分場のオーナーであるスマラン市である。スマラン市はプロジェクト実施サイトを提供し、また、プロジェクト実施に必要な各種許認可を取得する。プロジェクトの運営（モニタリング、機器の運転・保守、経理業務、外注・委託契約、人事、報告等）のすべてに責任を持つ。しかしながら、スマラン市には、このようなプロジェクト運営能力や経験がないため、プロジェクト運営に適當する民間企業に關係業務を委託する必要がある。

本プロジェクトは発電事業であり、発生した電気はPLNに売電する計画である。この売電契約はスマラン市とPLNとの間で締結される。

9.1.3 CERの取得方法

日本側参加者が初期投資を負担することから、スマラン市は発生するCER全量が無償で日本側参加者に移転させる。詳細については日本側参加者とインドネシア側参加者との間で締結される契約の中で決定される。

第10章 資金計画

10.1 プロジェクトコスト

10.1.1 初期投資額

本プロジェクトでは、現在稼働中のジャティバラン埋立処分場を部分的に閉鎖し、ガス回収設備および800kWのガスエンジン発電機を設置する計画である。よって、初期投資は、埋立処分場の部分閉鎖費用およびガスエンジン発電機、LFGの回収システムに分類できる。試算結果を表10-1-1に示す。

表10-1-1 初期投資額の内訳

項 目	費用 (千US\$)
埋立処分場の部分閉鎖工事	2,450
ガスエンジン発電機	1,155
ガス回収設備	507
合 計	4,112

埋立処分場の部分閉鎖費用には、処分場表面（平坦部、斜面部）の整地費、土壌およびシートによる被覆費、法面の植栽（草）費、排水路設置費、工事用通路建設費、埋立継続エリアの集水管敷設費等が含まれる。ガスエンジンの価格は、欧州メーカーからの見積をベースにした。ガスエンジンは高価で、このプロジェクトの経済性に大きな影響を与える。しかし、バイオガス発電に対する納入実績の多い信頼性のある機種を選定することで、O&M コストの一定程度の高まりはやむを得ないが、発電の確実さを保持できるメリットを享受する必要がある。

10.1.2 ランニングコスト

本プロジェクトのランニングコストは、表10-1-2に示す通りである。人件費等運転費、機器保守費、削減量検証費（Verification）を見込んでいる。これらは専門会社への委託が可能な費用水準を想定した。

表10-1-2 ランニングコストの内訳

項 目	合計 (US\$/年)
ガス回収設備、ガスエンジン運転人件費	18,230
ガスエンジン保守資材費	41,600
覆土補修および管理事務所費用	3,370
ベリフィケーション費用	30,000
合 計	93,200

10.2 資金計画

本プロジェクトに必要な資金は設備投資に係る資金とプロジェクトのランニングコストである。このうち設備投資に係る資金については、プロジェクトの規模や実施スケジュールを考慮し、全額日本側参加者による直接投資を考えている。従って日本側参加者は本プロジェクトの建設工事を請け負うコントラクターとフルタンキー方式の契約を締結し、契約に基づき工事費を支払う。

また、プロジェクトのランニングコストはホスト国パートナーであるスマラン市の負担とし、売電収入を原資に引き当てるものとする。

第9章のプロジェクトの実施計画で説明したように、本プロジェクトで発生したCER全量は日本側参加者に基本的に無償で移転される計画であるため、CER獲得のための直接的な資金は必要とされない。

第 11 章 経済性とリスク分析

11.1 前提条件

本プロジェクトにおいては、収益性を投資回収年数および内部収益率(IRR)で評価する。評価にあたり必要となる前提条件は表 11-1-1 に示す通り設定した。

前述の通り、初期投資額は 4,113,000USD である。また、年間のランニングコストは維持費が 21,600USD、保守費（3 年目以降発生）が 41,600USD である。

税金については、売電収入に対する法人税が検討対象になりえるが、電気は付加価値税（VAT）の非対象物資であり、かつ、ホスト側実施主体が市政府であるので無税とする。組み立て済み機械や工場設備等の戦略的物資が、2004 年 3 月から VAT 非課税となっている。減価償却については、設備機器の減価償却は 90%の償却率で算出することとした。

電力料金は、PLN への売電を想定しているため、交渉の上限価格とされている 4.9cent /kWh と設定した。

表 11-1-1 前提条件

項 目	数 値
初期投資額（USD）	4,113,000
ランニングコスト・維持費（USD/年）	21,600
ランニングコスト・保守費（USD/年）	41,600
ランニングコスト・CER 検証・登録諸費（USD/年）	30,000
減価償却率（％）	90
電力料金（cent/kWh）	4.9
為替レート（Rp/USD）	9,100
為替レート（円/USD）	116.0
インフレ率（％）	10.0

11.2 投資回収年数

投資回収年数については、CER の経済的価値なしの場合、および CER 価格として【5、10、15、20 の各々単位は USD / t- CO₂】の 4 ケースの CER の経済的価値がある場合について、プロジェクト開始（建設工事開始）から累積事業収支が黒字転換するまでの年数を算定する。

累積事業収支の算定にあたっては、

$$n \text{ 年目の累積事業収支} = - \text{初期費用} + \sum n (\text{n 年の事業収入} + \text{n 年の CER の経済的価値} - \text{n 年のランニングコスト} - (\text{n 年の企業利潤税}))$$

n：プロジェクト開始からの年数

で算出する。

なお、企業利潤税については税引き後算出時に考慮するものであるが、本例では前項で記した理由によりゼロとする。

各条件における投資回収年数を表 11-2-1 に示す。

表 11-2-1 各条件における投資回収年数

CER の経済的価値の有無		投資回収年数
CER の経済的価値なしの場合	0USD/t-CO ₂	(回収できない)
CER の経済的価値ありの場合	5USD/t-CO ₂	14 年
	7.5USD/t-CO ₂	5 年
	10USD/t-CO ₂	4 年
	15USD/t-CO ₂	2 年

11.3 内部収益率

11.3.1 内部収益率の試算

内部収益率(IRR)については、CERの経済的価値なしの場合、およびCER価格として5USD/t-CO₂、10USD/t-CO₂、15USD/t-CO₂、20USD/t-CO₂の4ケースのCERの経済的価値ありの場合について、比較検討する。

ここでのIRRによるプロジェクト収益性の評価は、投資的的確性を判断するための指標として算出するものであるため、金利および借入金返済を考慮しないプロジェクトIRRの値を用いるものとする。各条件におけるIRRの計算値を表11-3-1に示す。

表 11-3-1 各条件における内部収益率 (IRR)

CER の経済的価値の有無		IRR (%)
CER の経済的価値なしの場合	0USD/t-CO ₂	1.68
CER の経済的価値ありの場合	5USD/t-CO ₂	9.43
	10USD/t-CO ₂	17.57
	15USD/t-CO ₂	25.67
	20USD/t-CO ₂	33.56

CERの経済的価値なしの場合におけるプロジェクトIRRはほとんど評価に値しないレベルであるが、CERの経済的価値が10USD/t-CO₂のケースでは17.57%が期待できるため、ントリーリスクを考慮しても投資家にとって魅力的な対象となりうる。

11.3.2 内部収益率の感度分析

内部収益率（IRR）の計算において、CER の経済的価値なし、および CER の経済的価値が 10USD/t-CO₂ の場合に、計算要素を 5 段階に変化させて計算を行った場合の感度分析の結果は、表 11-3-2、3 に示す通りである。

CER の経済的価値なしの場合には、どの要素を変動させても IRR は 4%弱からマイナスであるが、CER の経済的価値が 10USD/t-CO₂ と想定すると、IRR は 14.1～20.7%の間で変動し、十分投資の対象となりうることが示された。但し、発生する LFG の量の変動が最も敏感に IRR に反応し、続いて建設費の変動要因であった。この結果は、今後の事業準備・事業実施に当たって十分留意すべき事項であることが明らかになった。

表 11-3-2 感度分析結果（CER に経済的価値がない場合）

変動させる要素：建設費			ベース		
変動割合	- 10%	- 5%	± 0%	+ 5%	+ 10%
IRR	2.89	2.27	1.68	1.13	0.62

変動させる要素：ランニングコスト			ベース		
変動割合	- 10%	- 5%	± 0%	+ 5%	+ 10%
IRR	1.84	1.76	1.68	1.61	1.53

変動させる要素：売電単価			ベース		
変動割合	- 10%	- 5%	± 0%	+ 5%	+ 10%
IRR	マイナス	0.80	1.68	2.52	3.31

変動させる要素：発生する LFG の量			ベース		
変動割合	-20%	-10%	± 0%	+ 10%	+ 20%
IRR	0.45	1.13	1.68	2.09	2.44

表 11-3-3 感度分析結果（CER の経済的価値が 10USD/t-CO₂ の場合）

変動させる要素：建設費			ベース		
変動割合	- 10%	- 5%	± 0%	+ 5%	+ 10%
IRR	20.11	18.78	17.57	16.44	15.39

変動させる要素：ランニングコスト			ベース		
変動割合	- 10%	- 5%	± 0%	+ 5%	+ 10%
IRR	17.67	17.62	17.57	17.61	17.46

変動させる要素：売電単価				ベース		
変動割合		- 10%	- 5%	± 0%	+ 5%	+ 10%
IRR		16.42	17.00	17.57	18.11	18.65

変動させる要素：発生する LFG の量			ベース		
変動割合	- 20%	- 10%	± 0%	+ 10%	+ 20%
IRR	14.08	15.87	17.57	19.81	20.73

11.4 温室効果ガス排出削減単価

本プロジェクトにおける初期投資額は既に述べたように、4,113,000USD である。一方、本プロジェクトにおけるクレジット期間（2008 年～2022 年）内の 10 年間（2008 年～2017 年）の温室効果ガス排出削減量の合計は、 5.97×10^5 t-CO₂ である。

温室効果ガス排出削減コストは、クレジット期間 10 年間の温室効果ガス排出削減量を初期投資額（USD 換算）で割ることにより、温室効果ガス排出削減単価を算出した。結果は表 11-4-1 に示す通りである。

表 11-4-1 温室効果ガス排出削減単価

項目	数値
温室効果ガス削減量（t-CO ₂ ）	605,729
初期投資額（USD）	41.13×10^5
温室効果ガス排出削減単価（USD/t-CO ₂ ）	約 6.8

11.5 プロジェクトリスク

本プロジェクトのリスクを以下に列挙する。京都議定書の発効が現実のものとなった今日においては、想定通りに LFG が発生し、回収・利用されれば、所定の CER を生み出すことは確実であり、CDM プロジェクトとして十分実施する価値があると判断される。しかし、以下のようなリスクも残されており、今後プロジェクトの実施に当たって、注意していく必要がある。殊に、過去に実施された CDM プロジェクトの内、GHG 排出削減量の検証段階に移行し、CER が発行された案件が多数発生してきているものの、本プロジェクトと同様な LFG 案件の CER が PDD に記載した計画値に比べて相当低い結果となっている。

LFG プロジェクトの実施段階における CER の計画値未達リスクは、以下に記述するように、パラメーター・リスクと建設工事・運転リスクの相乗作用として顕在化していると考え。つまり、IPCC が推奨する First Order Decay (FOD) モデルにおける各種のパラメーターを過大に見積もることにより、結果的に、実際には期待できそうもない LFG 発生量を計画するという過誤と、LFG は当初の計画通り発生しているものの、設備の建設工事の遅延や、設備運転上のトラブルが重なったものと考え。従って、前者については第 2 項(ランドフィルガス発生量に関するリスク)で、後者については、第 4 項(工事に関するリスク)で詳述する。

○ランドフィルガス発生量に関するリスク

熱帯地であるインドネシアにおける、ランドフィルガスの発生予測については、IPCC の FOD モデル式に対して独自の定数(サイト特有の定数)を使用する必要性がある。この点については現地の測量や試掘にて収集できるデータを精査し、わが国企業として信頼できる予測量を算定していかなければならない。しかし、予測量の確からしさについては、事前の評価が極めて難しい。最近、UNFCCC が検証結果を公表するようになったことから、過去に、PDD において採用されているパラメーターと、結果としての検証 CER の関係が次第に明らかになってきた。LF ガス発生量予測値は、 L_0 とガス回収率および各年配分係数となる k 値、更に、各年の廃棄物量とによって決定される。 L_0 と回収率においては、いずれも IPCC のデフォルト値(推奨値)は、 L_0 : 100 ~ 200Nm³/ton、回収率 : 0.6 であるにも拘らず、前者は 160 ないし 180、後者は 0.60 ないし 0.85 と、かなり大きな値が採用されている。いずれも最大で 5 割増し程度であり、結果として、1/4 程度のガス発生量となってもおかしくない事業も見受けられる。気候帯も地域事情も異なる案件ではあるが、本計画採用値は先行 LFG 利用の CDM 案件よりも保守的な値となっている。この意味で、本計画のパラメーター・リスクは小さいものと考えられる。更に、投資金額の大きい発電設備の容量を、実際に LFG 回収システムを稼働させてから決定するものとし、事業実施時におけるリスク軽減を図ることにしたい。

○パートナーに関するリスク

本プロジェクトにおけるカウンターパートはスマラン市当局であり、その長にあたる市長は直接選挙によって選出される。また、インドネシアにおける地方分権化はある意味で途上段階にあり、これまで、中央官庁に比較して十分な国際協力関係を経験していないと見られる。

つまり、選挙による市長交代等を契機として、プロジェクトの協調関係に多少なりとも障害が起きる可能性は否定できない。日本側企業とカウンターパートとの契約等について、十分な配慮をすることが今後の事業化・事業運営に向けての課題である。

○工事に関するリスク

本プロジェクトは、初期コストが比較的小さいものの、土木工事的な要素が多く、コストオーバーランや工期遅延といった、所謂完工リスクがある。本プロジェクト参加予定者である清水建設株式会社およびその協力会社はインドネシアにおける豊富な土木工事経験があり、信用ある現地会社との関係構築によってこれらのリスクを回避できる。

加えて、先進 CDM 案件から多く報告されている工事・運営リスクは、建設工事の引渡し検査から試運転、運転開始に至る過程で、GHG 排出削減量の検証期間を可能な限り早期に開始したいために、各段階の技術的要求事項を十分に確認しないことから生じる低効率運転に起因する。あるいは、GHG 排出削減活動のモニタリングシステムにおける計測機器のトラブルによるデータ欠測から生じる検証不能状態も考えられる。覆土、ガス抽出井戸、パイプ、ドレントラップ等の完成検査を的確に行い、試運転段階でモニタリングシステムの計器の校正や監視制御装置等の稼動テストを確実に行うと共に、ブローアの強度と空気混入の危険性を十分評価する等して、運転開始前に運転休止リスク・検証不能リスクを回避することが肝要と考える。また、こうした問題に対処するには、LFG 利用プロジェクトの先進地である欧州から十分な情報収集を行うと共に、既の実施されている LFG 利用の CDM プロジェクト特有の運営面における問題点を公開情報等から分析し、これらを教訓とし本プロジェクトにフィードバックさせながら案件推進することが重要である。

○売電単価変動に関するリスク

本プロジェクトで発電した電力は、自己消費分を除いて、グリッド接続され、電力公社 (PLN) に販売する予定であるが、現在の IPP 売電単価 (再生可能エネルギー起源) は 4.0 ~ 4.9 ¢ / kWh の範囲において、PLN との交渉において決定される仕組みである。この範囲内で交渉受結できる限りにおいては、事業収支に重大な影響を与えるものではない。今後の長期的見通しとしては、電力需要の増大、燃料価格の上昇による電力価格の上昇が考えられ、プロジェクトとしては安全サイドである。

○二国間の法律・税務上の相違から生じるリスク

日本とインドネシア国とは、二重課税防止条約を締結しており、CDM 事業実施に伴う

課税リスクは大きくない。

本プロジェクトの実施スキームとして、ホスト国の「無償援助に関する法令」に従うべきことを中央政府から要請されている。これは、地方分権化に対する一定の歯止め措置として、地方政府を受け取り手とする有償・無償援助、あるいは、プログラムローン等を無制限に許可せずに、対外債務等を中央政府でコントロールしようとする政策の一部として制定されている。しかし、援助供与者が CER を受領することや、上記の法令は援助受領者の義務履行をも定めていること等から、その意味では全くの寄付でも贈与でもないと考える。地方政府が贈与税を払う義務も規定されていない。しかしながら、この点については本プロジェクトの実現化に向けて更に検討していく必要がある。

○ 第 2 約束期間以降の枠組みに関するリスク

CDM の場合、CER が CDM 理事会から発行されるため、仮に第 2 約束期間以降の CER の経済価値がないとしても、CER そのものは得られる仕組みになっている。今後も、国際情勢、制度構築、ホスト国政府の姿勢を見極め、必要な対応を検討していかなければならない。

上記のとおり、本プロジェクトの実現化に向けたリスクを列挙したが、これらは今後の検討の中で克服できるリスクと考えており、FS 終了後は早期の実現化に向けて、現地公聴会（コンサルテーション）の実施、PDD の提出等具体的な活動を開始する予定である。

第 12 章 事業化に向けての見込み・課題

12.1 CDM プロジェクト推進上の課題

豊富な再生可能エネルギー源を有しているインドネシアにおいて、CDM プロジェクトが UNFCCC の CDM 理事会登録まで進んだ案件は、2007 年 3 月 20 日時点で 8 件であり、中国やインドに比べれば極めて乏しい実績である。その要因として、以下の事項が考えられる。

- ・インドネシア側の CDM プロジェクトに対する認識度が低い。とくに本プロジェクトのような地方都市では行政機関の関係者は CDM に関する知識を得ている段階であり、どのようにプロジェクトを進めてよいかを検討しているようである。
- ・日本をはじめ欧州各国がインドネシアの CDM 事業展開に対し、支援および交渉を行ってきたが、進展が遅く DNA を設立するだけでも長期間を費やした。

また、インドネシアの傾向として、権限者が利害関係者との調整等で計画どおりに進捗しないケースが散見される等、プロジェクト実施決定段階における懸案事項が多いと思われる。

12.2 コンポスト事業が及ぼす影響

スマラン市は埋立廃棄物の減量を目的とし、ジャティバラン埋立処分場においてコンポスト化事業を計画している。

このコンポスト化事業はカナダの技術を導入するもので、2006 年 4 月に FS を完了している。2007 年 1 月時点においてスマラン市はこのプロジェクトの実施する事業者を選定するための入札の準備段階であり、今回の調査ではコンポスト事業はジャティバラン埋立処分場内にプラントを建設し、埋立処分場に持ち込まれる廃棄物の全体量の約 35%をコンポスト事業に利用するという情報以外に詳細な事業計画に関する情報は開示されていない。

本プロジェクトでは既存の埋立廃棄物以外に将来埋め立てられる廃棄物量を見込んでベースラインシナリオ(メタン発生量)を想定していることから、コンポスト事業の計画によってはベースラインを見直す必要がある。

さらに本プロジェクトは発電設備等を埋立処分場内に設置する計画であることから、設備レイアウトについてコンポスト事業プラントと干渉しないよう調整する必要がある。

コンポスト事業は市にとって重要な事業であり、我々の提案する CDM プロジェクトとの両立が望ましいと考えるが、今後コンポスト化事業の進捗を注視しつつ、スマラン市側と調整を図っていく必要がある。

【参考文献】

- 1．インドネシアハンドブック 2006 年版（ジャカルタ・ジャパン・クラブ）
- 2．平成 17 年度 インドネシア電力事情基礎調査報告書（社団法人 海外電力調査会）
- 3．アジア動向年報 2006（アジア経済研究所）
- 4．C D M / J I 事業調査 事業実施マニュアル 2006（財団法人 地球環境センター）