

平成16年度CDM／JI事業調査
タイにおける廃棄物メタン利用事業に関する
プロジェクト設計書作成調査
報告書

平成17年3月

株式会社 大林組

日立造船株式会社

調査の背景、目的および概要

調査背景

2004年11月ロシア政府の京都議定書の批准によって発効要件が満足され、2005年2月京都議定書が発効された。日本には基準年(1990年)比で6%の削減義務を負うこととなった。削減義務の達成に向けて、温暖化対策大綱を中心に削減の方策を実施しているものの、2003年の温室効果ガスの排出量(速報値)は基準年に対して約8%の増加と推算され、依然厳しい状況にある。

このような背景にあって、現状対策で移行するとした推計によれば、2010年において不足する削減量は、森林の吸収量を考慮しても9～10%と報告されており、京都メカニズムの活用の促進は、ますます高くなってきていると言える。

温室効果ガスの削減事業の中でも、本調査が対象とした廃棄物処分場から発生するメタンガスの排出抑制プロジェクトは、メタンが二酸化炭素に比べ約21倍の温室効果があること、回収技術が比較的安価である事により事業性に優れるとされており、目標達成に要する費用の高い我が国にとって有用な事業であるといえる。

調査目的

本調査は CDM 事業の具体化に向けて、プロジェクト設計書(PDD:Project Design Document)の策定を視野に、温室効果ガスの削減に繋がるプロジェクトのフィージビリティ調査を実施したものである。調査は H15年度に実施した「タイ国における廃棄物処分場(バンコク郊外)から発生するメタンガス有効利用施設の事業性調査・検証」で明らかになった課題について検討を行い、事業化に向けた検討を行った。

調査概要

タイ国バンコク郊外のノンタブリ県で建設・運用中の埋立地において発生する埋立地ガス(LFG)を回収し、発電する事業についてプロジェクト設計書(PDD)の作成を行った。また、自治体の協力を得るためのキャパシティビルディングの実施、プロジェクトの実現に影響を与える事項について調査を行い、調査結果に基づき事業性の最終評価を行った。

埋立地の利用計画が H15年度から変更され利用可能な埋立地エリアが増加したことと、ガス発生量の見直しおよび発電施設の精査を行った結果、売電価格:2.1 Bath/kWh、排出権クレジット価格:5 US\$/ton-CO₂の条件で、IRR が約 8%となり、事業性が改善された。

また、2004年12月14日バンコク市の Miracle Hotel で開催したキャパシティビルディングセミナーには、ノンタブリ県知事をはじめとした廃棄物行政の担当者 23 名(知事を含む)、その他の関係者 21 名の出席を頂いた。本調査完了時に、再度訪問して実施に向けての調整を開始する予定である。

目 次

I タイ王国の概要

1 ホスト国基本情報	I - 1
1.1 地理的情報	I - 1
1.2 政治・経済情勢	I - 2
1.3 地球温暖化に対する取組	I - 5
1.4 固形廃棄物および埋立地ガス	I - 11

II 埋立地ガス発電プロジェクト

1 プロジェクト概要	II - 1
1.1 CDM プロジェクト概要	II - 1
1.2 持続可能な発展への寄与	II - 1
1.3 プロジェクトサイトの地理的情報	II - 2
2 埋立地ガス発生量の算定	II - 9
2.1 埋立地ガス発生量の算定方法	II - 9
2.2 ゴミ埋立量(R)	II - 9
2.3 メタン発生ポテンシャルの検討(Lo)	II - 11
2.4 メタン発生割合定数の検討(k)	II - 14
2.5 ガス量の算定	II - 14
3 埋立地ガス発電施設の検討	II - 20
3.1 施設の検討条件	II - 20
3.2 埋立地ガス発電施設の概要	II - 27
3.3 発電量の算定	II - 37
3.4 発電設備および維持管理費	II - 38
4 温室効果ガス排出削減量	II - 39
4.1 ベースラインの検討	II - 39
4.2 モニタリング	II - 46
4.3 排出削減量の算定	II - 49
5 プロジェクトの持続可能な発展への寄与	II - 55
5.1 環境影響	II - 55
5.2 持続可能な発展への寄与	II - 55

III 事業性の検討

1 事業スキーム	III - 1
1.1 事業スキーム	III - 1
1.2 事業申請	III - 2
1.3 事業化までのステップ	III - 6

1.4 経費の検討	III - 8
2 自治体への協力要請	III - 9
2.1 キャパシティービルディング	III - 9
2.2 協力要請	III - 18
3 経済性の検討	III - 22
3.1 経済性の検討条件	III - 22
3.2 経済性分析	III - 24
3.3 感度分析	III - 27
4 事業化に向けての課題・見込み	III - 30
4.1 プロジェクト実施にむけた課題・必要なアクション	III - 30
4.2 プロジェクト実施に向けての見込み	III - 31

IV 参考文献

V 添付資料

添付資料-1	プロジェクト設計書（英語版）
添付資料-2	プロジェクト設計書（和訳版）
添付資料-3	ACM0001 consolidated baseline methodology for landfill gas project activities
添付資料-4	"Tool for the demonstration and assessment of additionality", EB 16 Report Annex 1

I. タイ王国の概要

I タイ王国の概要

1 ホスト国基本情報

1.1 地理的情報

1.1.1 地理

タイはインドシナ半島の中央部に位置し、カンボジア、ラオス、ミャンマー、マレーシアの四カ国と接する。国土面積は約51.4万平方kmで、南北に約2500km(北緯5度30分～21度)、東西に1250km(東経97度30分～105度30分)の長さを持つ。海岸線はタイ湾(南シナ海)に1840km、アマンダン海(インド洋)に865km ある。主要河川は、中央部を流れるチャオプラヤ(メナム)川と、東部のラオス国境となるメコン川がある。

タイは76の県からなり、北部、中央部、東北部、南部の4つの地域に区分される。チェンマイのある北部は山脈と盆地からなり、ミャンマー、ラオスの影響を受けた独自の文化を形成している。バンコクのある中央部は、チャオプラヤ川の肥沃なデルタで、アジア有数の米作地帯である。東北部(イサン)はやせた高台のうえ、洪水・旱魃の影響を受けやすく、タイで最も貧しい地域といわれる。プーケットのある南部は、アマンダン海とタイ湾に挟まれたマレー半島で、ゴム、ココナッツ、錫などを産する。

1.1.2 人口

タイの総人口は約6,300万人(2002年)で、ASEAN(Association of Southeast Asian Nations)の中ではインドネシア(約2億1000万人)、ベトナム(約7800万人)、フィリピン(約7700万人)に次いで4番目に人口の多い国となっている。

年齢別の人口構成は1970年には典型的なピラミッド型であったが、出生率の低下と高齢化により15～19歳と30～34歳を頂点とするふたこぶラクダ型へと変化した。

国家経済社会開発庁は1995年から2020年にかけて、出生率の低下により15歳未満の年少者人口の割合が27.9%から19.7%に減少する一方、60歳以上の高齢者人口の割合が8.1%から15.3%に増加すると予想している。しかし、2020年の人口を約7100万人と予測しており、15～59歳の労働者人口の割合はほぼ横ばいで推移し、絶対数は約3800万人から約4600万人に増加するとしている。

地域別に見ると、東北部が2149万人と最大(全国の34.5%)を占める。県別には、首都バンコクに573万人(全国の9.2%の人口)が集中し、それに続くナコンラチャシーマ257万人、ウボンラーチャーターニー178万人、コーン・ケン176万人、チェンマイ160万人等となっている。

1.1.3 気象

タイは北半球の熱帯に位置し、高温多湿の気候である。季節は気候の特長により雨季と乾季に、乾季はさらに寒気と暑気に分けられる。

(1) 雨季(5月～10月)

南西モンスーン(季節風)の影響を受け、毎日のように1～2時間程度の激しい雷雨を伴ったスコールが降る。特に雨季の始まりの5月と終わりの10月に降水量が多い。

(2) 寒気(11月～2月)

乾燥した北東モンスーンの影響を受け、日中は30度前後になるものの朝晩は涼しく、湿度が低いいため、日本の初秋を思わせる。

(3) 暑気(3月～4月)

1年で最も暑い季節で、最高気温が40度近くに達する日もある。

1.2 政治・経済情勢

1.2.1 政治情勢

(1) 政権機構

政体：立憲君主制

元首：プーミポン・アドゥンヤデート国王(ラーマ9世)

首相：タクシン・シナワット

議会：二院制（上院200議席 任期5年。下院500議席 任期4年）

(2) 政治情勢

2001年1月の下院選挙においてタクシン党首率いるタイ愛国党が単独過半数に迫る議席を確保し、第一党となった。勝因として、チュアン前政権の経済政策に対する国民の不満、庶民指向の新たな政策の公約、豊富な資金力等が挙げられる。2001年2月18日、タイ愛国党は新希望党、タイ国民党、自由正義党との4党連立を形成し、タクシン政権が安定多数をもって正式に成立した。

タクシン首相は下院での与党の圧倒的多数と政権内での強固な権力基盤に基づき、強力なリーダーシップを発揮し、数々の経済改革政策を推進している。現政権は従来の連立各党の利害調整型ではなく、トップダウンによる政策主導型の政権運営と成果主義の政策が特徴である。タクシン政権の政権基盤は強固で2005年任期満了まで続いた。2月6日に下院選挙が実施され、首相も改選となる。しかし、現時点ではタクシン首相の率いる与党のタイ愛国党が圧勝との見通しで、タクシン首相の続投が確実視されている。なお首相の続投は、同国史上初めてとなる。

タイ省庁は2002年の省庁再編で新設された観光・スポーツ省、社会・人間開発省、天然資源・環境省、情報通信技術省、エネルギー省、文化省を加え、1府19省から構成される。表 I -1-1 に省庁の一覧を示す。

CDM 関連は天然資源・環境省(Ministry of Natural Resource and Environment: MONRE)が担当している。天然資源・環境省の組織を図 I -1-1に示す。省庁再編に伴って、科学技術省管轄であった環境政策計画局(Office of Environmental Policy and Planning: OEPP)が、名称を天然資源・環境政策計画局(Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning: ONEP)に変

更し、天然資源・環境省の組織に組み込まれている。

表-I-1-1 タイの省庁

省庁名称	ホームページアドレス
首相府	Office of Prime minister
財務省	Ministry of Finance http://www.mof.go.th/
国防省	Ministry of Defense http://www.mod.go.th/
外務省	Ministry of Foreign Affairs http://www.mfa.go.th/
内務省	Ministry of Interior http://www.moi.go.th/
運輸省	Ministry of Transport http://www.motc.go.th/
情報技術・通信省	Ministry of Information and Communication Technology http://www.mict.go.th/
司法省	Ministry of Justice http://www.moj.go.th/
農業・協同組合省	Ministry of Agriculture and Cooperatives http://www.moac.go.th/english/index.shtml
商業省	Ministry of Commerce http://www.moac.go.th/
教育省	Ministry of Education http://www.moe.go.th/
工業省	Ministry of Industry http://www.industry.go.th/
労働省	Ministry of Labor http://www.mol.go.th/
社会開発・厚生省	Ministry of Social Development and Human Security http://www.m-society.go.th/
科学技術省	Ministry of Science and Technology http://www.moste.go.th/
天然資源・環境省	Ministry of Natural Resources and Environment http://www.monre.go.th/
保健省	Ministry of Public Health http://www.moph.go.th/
観光・スポーツ省	Ministry of Tourism and Sports http://www.mots.go.th/
エネルギー省	Ministry of Energy http://www.energy.go.th/
文化省	Ministry of Culture http://www.m-culture.go.th/

※ 省庁のアドレスはタイ政府のホームページ「<http://www.thaigov.go.th/>」を参照してまとめた。

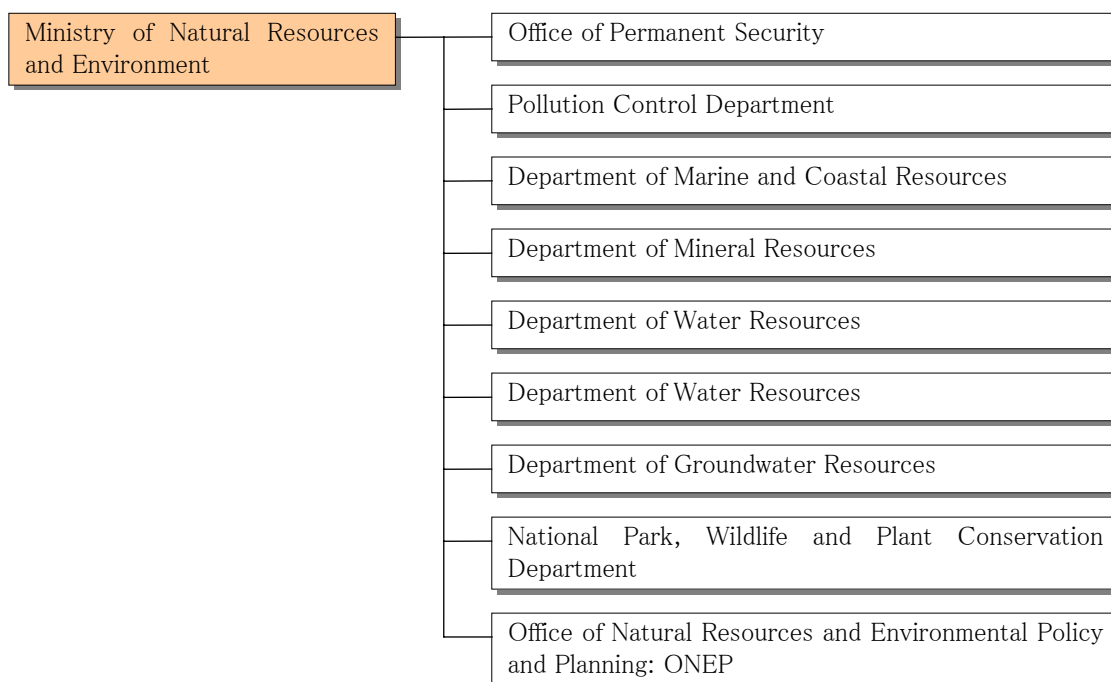


図 I -1-1 天然資源・環境省の組織

(3) 地方自治制度

県一郡一区一村という内務省による直接的な監督下にある縦割りの地方行政単位と、市町自治体、衛生区、県自治体、バンコク首都圏、パタヤ特別行政区という地方自治体が混在している。県知事は内務大臣による任命制で、バンコク首都圏、市町自治体、衛生区、県自治体などの地方自治体の首長は公選制である。

1.2.2 経済情勢

(1) 経済危機とタイ政府の取組み

1997年7月に起きた経済危機を克服するため当時のチャワリット政権は国際通貨基金 (International Monetary Fund:IMF) のプログラムに基づく緊縮政策を実施し、為替レートの安定、経常収支の黒字化等の成果をあげた。一方、実態経済は低迷を続け、金融機関を中心とする企業の倒産、失業者の増大、貧困層等への社会的影響が深刻化した。

これに続き1997年11月に発足したチュアン政権は、IMFの合意を得て、緊縮政策から内需拡大に政策を転換し、3回にわたり、減税、雇用創出、公共投資、中小企業支援等を内容とする追加予算を含む総合経済対策を打ち出し、景気の回復を図った。特に、不良債権処理を促進するため、銀行ごとの資産管理会社の設立を促し、民間債務リストラ及び破産法等の経済関連法を改正・実施した。

2001年2月に発足したタクシン現政権は、チュアン政権を大企業優遇の政策と批判し、草の根

レベルからの経済回復を掲げて、従来の輸出に加えて国内需要も経済の牽引力とすることを訴えている。具体的政策としては農民債務の一時モラトリアム、村落における開発基金の創設、一村一品運動、マイクロ・クレジットである国民銀行の創設等のボトムアップ的な所得拡大による内需拡大策をとるとともに、中小企業育成等による国内産業の強化と海外資本の積極的な誘致による国際競争力の向上を目指している。また不良債権問題の早期解決のために、政府主導の不良債権買い取り機構を設置した。

(2) 現状と今後の見通し

1999年に好調な輸出、政府の財政政策による下支え等により、経済は回復基調に転じ、2000年6月をもって IMF の構造調整プログラムを終了した。2001年に入り、米国経済の減速、不良債権処理を含む金融セクターの再建の遅れ等から経済成長に鈍化傾向が見られ、2001年の実質 GDP 成長率は、前年比2.1%に止まった。

タクシン政権の経済政策の奏功と見られる個人消費の活性化等により、最近では経済の回復傾向が見られ、2003年の実質 GDP は6.7%、2004年の見込みは6.0～7.0%である。引き続き成長傾向は堅調であるものの、中国経済の影響を受け、2005年は5～6% と若干鈍化するものと予想されている。

2004年12月26日に発生したスマトラ沖大地震及びインド洋津波により、周辺国の一つであるタイも被害を受け、特に南部の観光資源への影響が大きい。タイ全土で約5,300名の死者、約3,400名の行方不明者を出している(2005年1月現在)。復興が急がれる中、日本からの緊急支援として予定していた約20億円の無償援助を辞退するなど、経済的な基盤強さを見せている。経済成長率に与える影響は小さいとの観測もある。

1.3 地球温暖化に対する取組

1.3.1 京都議定書に関する動向

タイは1992年6月に気候変動枠組条約に署名し、1995年3月に批准した。1999年2月に京都議定書に署名をし、2002年8月28日に批准した。タイは温室効果ガス(Green House Gas: GHG)排出量について削減義務を負わない非付属書 I 国であり、Clean Development Mechanism (CDM) のホスト国としての要件を満たしている。

■ 気候変動枠組条約

(United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC)

署名 1992年6月12日

批准 1995年3月

■ 京都議定書 (Kyoto Protocol)

署名 1999年2月2日

批准 2002年8月28日

1.3.2 温室効果ガス排出量*

タイに於ける初の GHG インベントリーは1989年のデータとして、1993年に TDRI (Thailand Development Research Institute)／TEI(Thailand Environment Institute)により作成された。

第二回 GHG インベントリーは1997年に、UNFCCC のフォーカルポイントである科学技術環境省 (Ministry of Science, Technology and Environment: MOSTE) の環境政策環境計画事務室 (Office of Environmental Policy and Planning: OEPP) がタイ政府の資金的支援を受け1990年のインベントリーとして発行した。このインベントリーは、国連開発計画(United Nations Development Programme: UNDP)とアジア開発銀行の ALGAS(Asia Least-Cost Greenhouse Gas Abatement Strategy)のプロジェクトとしてサポートを受けて作成されたものである。

第三回 GHG インベントリーは2000年に “Thailand’s Initial National Communication” として1994年のインベントリーが MOSTE より発行されており、現在の最新版となっている。これによると、タイの GHG 総排出量は、CO₂換算で2億8千600万トン(CO₂が約71%、CH₄が約23%)となっている。1994年のガス種・セクター別 GHG インベントリーを表-I-1-2、CO₂換算 GHG インベントリー表-I-1-3 に示す。また、廃棄物セクターからのメタン排出量を表-I-1-4 に示す。

表-I-1-2 ガス種・セクター別 GHG インベントリー(1994年)

温室効果ガス 吸収源分類	CO ₂		CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC
	排出量	除去量					
総排出／除去量	241,030.55	-39,101.60	3,171.35	55.86	286.65	555.11	2,513.30
1.エネルギー	125,482.80	0.00	196.55	0.83	271.85	33.90	0.72
A.燃料燃焼	125,482.80	0.00	2.85	0.83	271.85	33.90	0.72
エネルギー・エネルギー 変換産業	45,529.30		2.07	0.10	155.30	14.70	0.00
産業、鉱業、建設	30,824.20		0.61	0.58	113.90	17.10	0.00
運輸	39,920.40		0.09	0.00	0.26	1.30	0.70
商業	890.50		0.02	0.08	0.87	0.20	0.00
民生	3,469.40		0.06	0.06	1.37	0.50	0.00
農業	4,849.00		0.00	0.01	0.15	0.10	0.02
B.一時的排出			193.70				
固体燃料			16.02				
石油天然ガス			177.68				
2.産業プロセス	15,970.40		0.31	54.62			2,512.58
3.農業			2,879.10	0.41			
4 土地利用変化、林業	99,577.35	-39,101.60	59.57				
5.廃棄物			35.22				

(1Gg = 1,000 ton)

※ 出典: Thailand’s Initial National Communication (2000年 10月発行)

表 I-1-3 CO₂換算 GHG インベントリー(1994年)

GHG種類	排出量 (Gg)	温室効果可能性係数	CO ₂ 相当量	%
CO ₂	202,458.05	1	202,458	70.69
CH ₄	3,171.35	21	66,598	23.25
N ₂ O	55.86	310	17,317	6.06
Total			286,373	100.00

(1Gg = 1,000 ton)

表 I-1-4 廃棄物セクターからのメタン排出量(1994年)

排出源	メタン排出量(Gg)	比率(%)
1. 固形廃棄物処理		
①地方自治体		
トレンチダンピング	1.85	5.3
オープンダンピング(野積み)	0.37	1.0
(衛生)埋立地	4.51	12.8
①地方自治体 計	6.73	19.10
②バンコク		
オープンダンピング(ノンケン)	4.46	12.7
オープンダンピング(オンノック)	4.43	12.6
(衛生)埋立地 (カンペンセン)	3.96	11.2
②バンコク 計	12.84	36.50
1. 固形廃棄物処理 合計	19.57	55.60
2. 排出処理		
①都市排水		
排水	0.85	2.4
汚泥	0.92	2.6
①一般排水 計	1.77	5.00
②工場排水	13.88	39.4
2. 排水処理 合計	15.65	44.40
合計	35.22	100.00

1.3.3 タイの CDM に関する動き

2004年2月天然資源環境省の天然資源・環境政策計画局 (Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning: ONEP) がタイの CDM 指定国家機関 (Designed National Authority: DNA) として登録された。担当者は当初 Dr. Asdaporn Krairapanond であったが、2004年9月～10月にかけて ONEP 内部で担当部署が変更となり、現在、Deputy Secretary - General Ms. Orapin Wongchumpit が担当している (2005年2月現在)。CDMの担当部署および担当 (代表) 者を表 I -1-5、天然資源・環境政策局の組織図を図 I -3-1にまとめる。

表 I-1-5 CDMの担当部署および担当(代表)者

	担当省庁	担当部署	担当者
旧	天然資源環境省	Office of International Cooperation on National Resource and Environment	Dr. Asdaporn K
新	天然資源環境省	Office of National Resource and Environmental Policy Office: ONEP	Ms. Orapin W

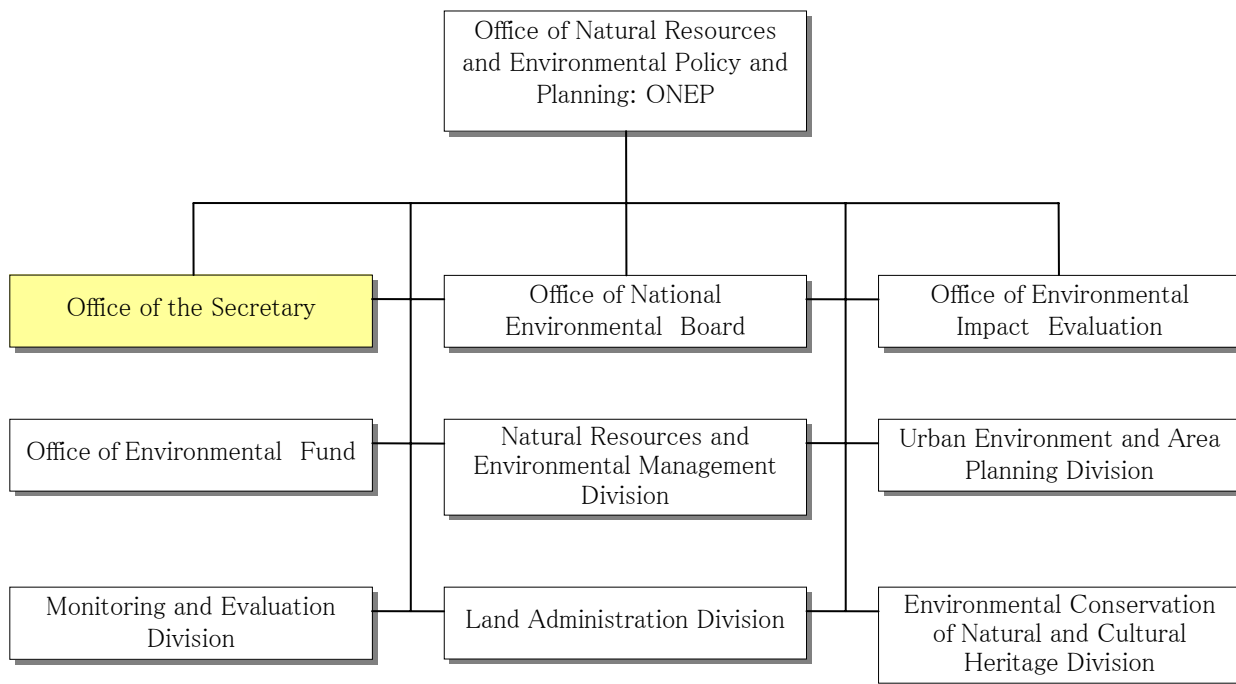


図 I -1-2 ONEP の組織図

タイのCDMプロジェクトの受入審査は、UNFCCCのフォーカルポイントであるMONREを中心に
行われる予定である。受入手続きは、図-I-1-3に示すとおり進められるとの情報であったが、担当
部署の改変に伴い手続きも変更となる可能性がある。

受入要件は以下に示すとおりであるが、現在のところ明確な基準は示されていない。その為、審
査は個別に行われる事となる。なお、CDMの申請は、プロジェクト設計書 (Project Design
Document :PDD) を用意することとしている。

■ タイの CDM 受入要件(Thailand's Perspective)

- ▶ CDM must fully conform with the conditions required
- ▶ Sustainable development of Thailand must be fully adhere to
- ▶ Real and genuine technology transfer must present
- ▶ Only quality proven CDM projects would be implemented in Thailand

(出典:2003年9月 The 13th Asia Pacific Seminar on Climate Change)

なお、2004年11月中旬(担当部署移行直後)の ONEP へのヒヤリングによると、タイの受入審査は現在のところ実施されていない。その理由は手続き、受入要件等について担当大臣の承認手続きが完了していないためとのことである。これらの承認手続きは、2005年2月の下院選挙が実施に伴い内閣人事も変わる可能性があることから、しばらくの間(選挙後一段落するまで)動きはないとの見込みである。以下に、2004年11月中旬の ONEP へのヒヤリング結果を示す。

■ タイ政府の CDM 受入の方針が未確定

CDM のポリシーについては現時点で何も決まっておらず、また承認されているものはない。今後 DNA としてポリシーを決めていくことが必要と考えているが、首相選挙が 2005 年2月に実施され各省庁のトップの人事に変更が出る可能性もあるため選挙の前後の進展は考えられない。

■ DNA としてのキャパシティーが不足している

引継後間もないということもあるが、担当者が十分な知識を持ち合わせていない。また、この ONEP は CDM を専門に扱う部署ではなく、他の業務も担当しているため人材および時間を割ける状況にない。

■ 今後の見通しについて(担当者の個人的意見とのこと)

現時点で多くのプロジェクトが CDM の審査・承認待ちの状況になっている。ただし、承認のプロセスはタイ政府のポリシーが承認されれば、ポリシーに基づいて(粛々と)処理をすることになるので大きな問題とは考えていない。承認に要する期間は不明。

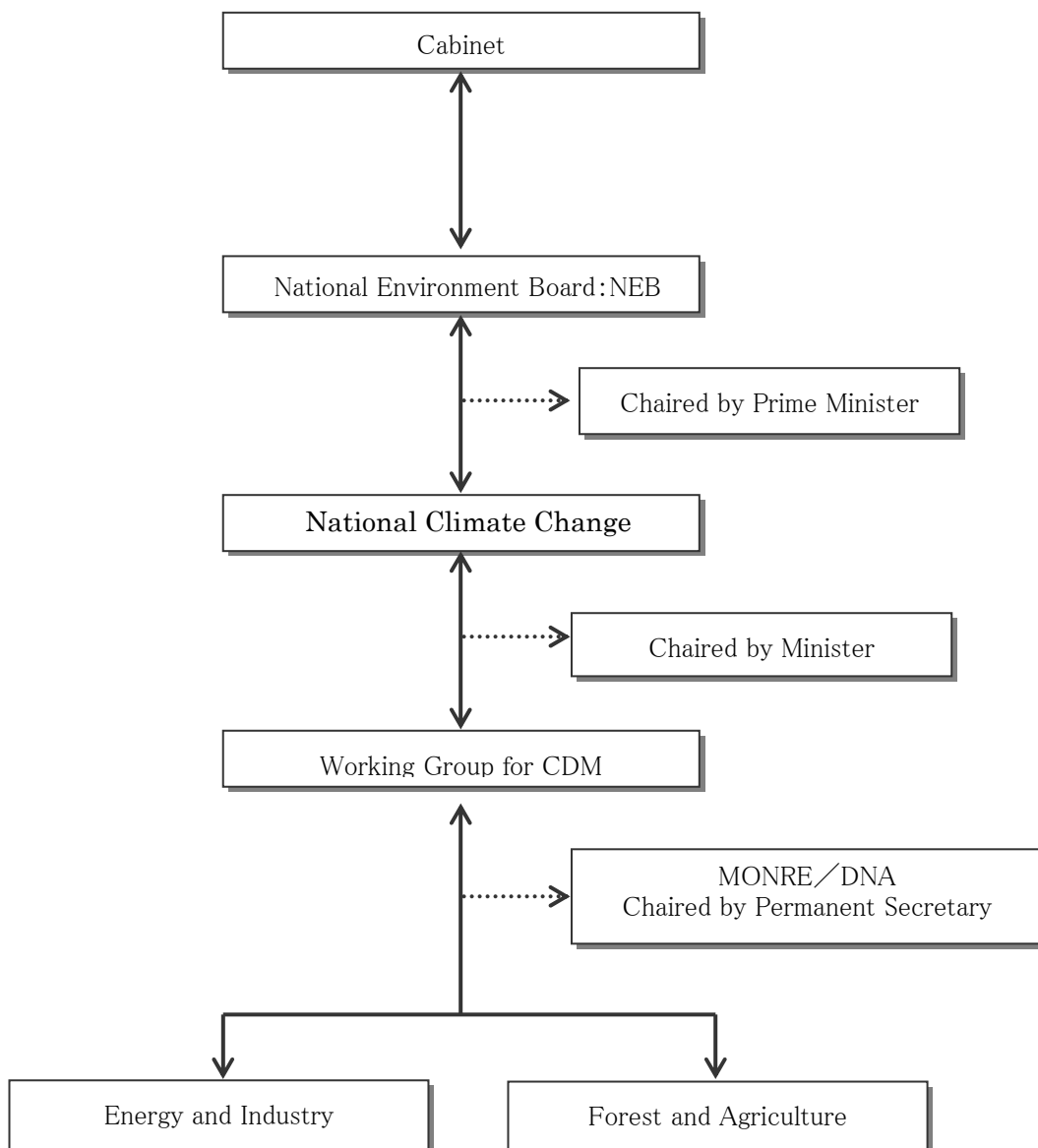


图-I-1-3 CDM 受入(审查)体制

1.4 固形廃棄物および埋立地ガス

1.4.1 固形廃棄物の現状

(1) 固形廃棄物発生量及び組成

タイの固形廃棄物の推移を表 I-1-6、図 I-1-4 に示す。2003年のタイの廃棄物発生量は約40,165トン/日で、バンコク首都圏:24%、地方自治体:31%、その他(農村部等):45%である。

また、バンコク首都圏の廃棄物発生量を発生源で分類すると、都市系固形廃棄物(Municipal Solid Waste)が約84%、産業廃棄物が約12%である。

バンコク首都圏の固形廃棄物組成を表 I-1-7、図 I-1-5 に示す。固形廃棄物の組成は、食品(生ごみ)、紙、プラスチック類が大部分を占める。廃棄物中の含水率は、季節的な違いはあるものの概ね50~60%である。

表 I-1-6 タイの固形廃棄物発生量の推移 (1999-2003*)

Area	1999		2000		2001		2002		2003*	
	(ton/day)	(%)	(ton/day)	(%)	(ton/day)	(%)	(ton/day)	(%)	(ton/day)	(%)
1. Bangkok (BMA)	8,990	24	9,131	24	9,317	24	9,458	24	9,640	24
2 .Municipalities & Pattaya	12,328	33	11,893	31	11,903	31	12,216	31	12,451	31
3 .Outside of municipality	16,561	44	17,256	45	17,420	45	17,734	45	18,074	45
Total	37,879	100	38,280	100	38,640	100	39,408	100	40,165	100

* 2003年は近似値

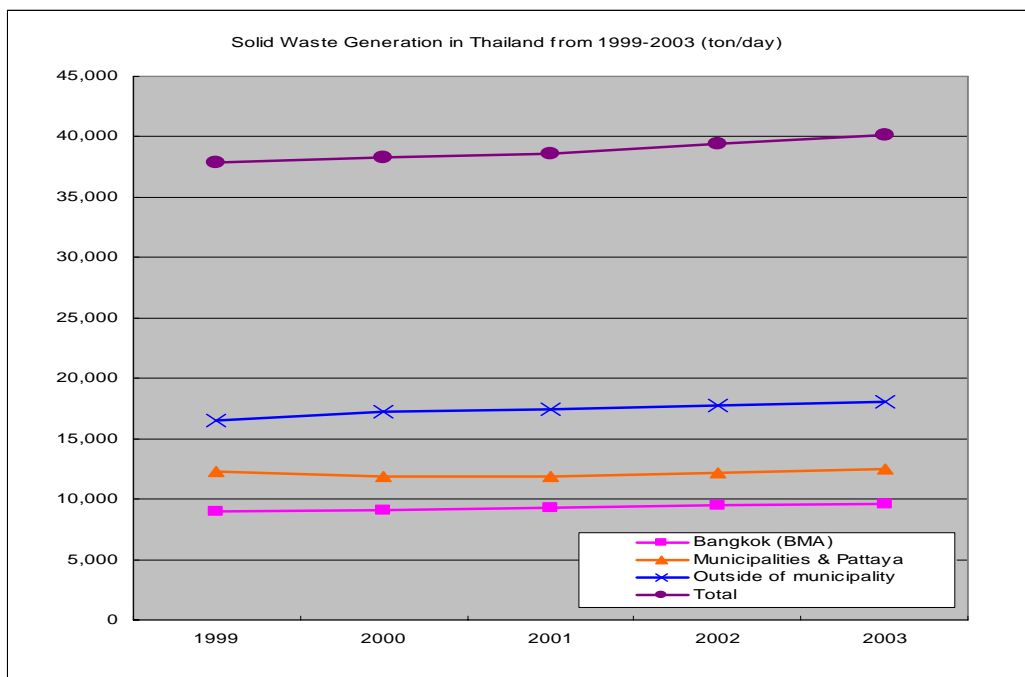


図 I-1-4 タイの固形廃棄物発生量の推移 (1999-2003*)

表 I-1-7 バンコク首都圏の固形廃棄物組成

組成	比率(%)
Organic and food waste	50-60
Mixed plastic	15-20
Paper	10-15
Textiles	5-7
Wood	5-7
Glass	3-5
Metal	2-3
Others	2-3

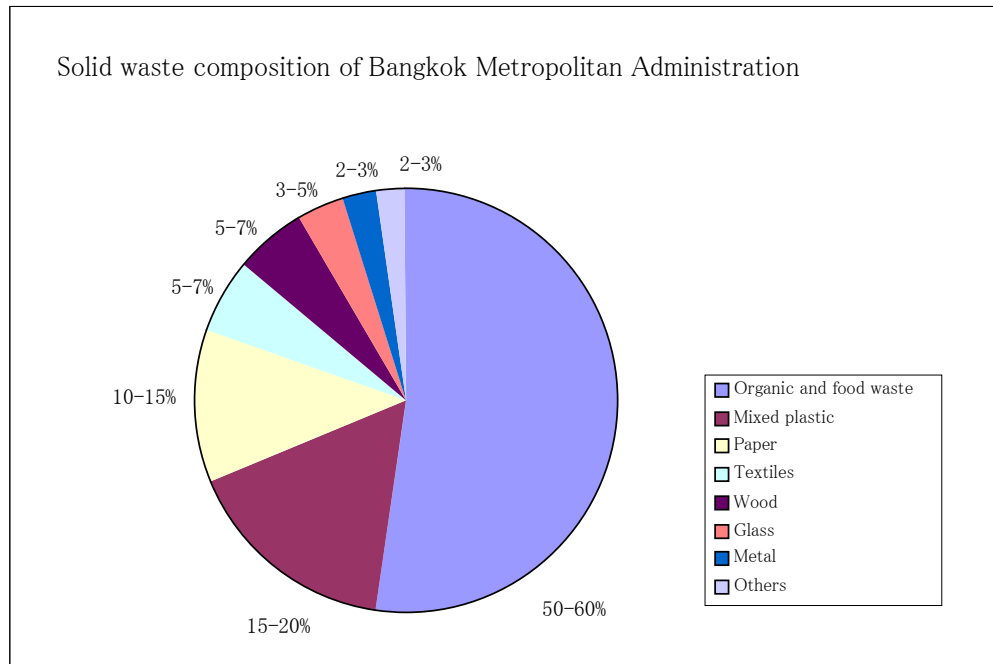


図 I-1-5 バンコク首都圏の固形廃棄物組成

(2) 一般固形廃棄物(Municipal Solid Waste)の収集及び処理

バンコク首都圏では固形廃棄物の約98～99%が回収されている。回収された廃棄物は民間企業により運営されている3箇所のトランスファーステーション(オンヌット、ノンケン、ターラン)に運ばれ、バンコク隣県の2箇所の衛生埋立地(ラチャテワ衛生埋立地、カンペンセン衛生埋立地)で処理されている。

バンコク以外の都市における固形廃棄物の回収率(定期的に回収がされているもののみ)は、70～80%程度である。処理方法としては、未だにオープンダンピングが広く行われている。しかし、オープンダンピングが行われている地域では、悪臭や衛生面などに対する苦情が増えることが増えており、衛生埋立地への移行が増えてきている。この傾向は都市化が進むにつれて増加している。

タイでは、年々増加している固形廃棄物に対応するため、焼却施設の導入、衛生埋立の新設や増設など検討を行うと同時に、固形廃棄物の減量化のためにリサイクルを固形廃棄物管理の国家施策の一つとして推進してきた。

リサイクル推進のため、キャンペーン活動を行うなどして、リサイクルのコンセプトは徐々に国民に浸透してきたとしている。しかし、ゴミの分別基準が曖昧であったり、回収システムが分別に対応していないなどの理由により、2000年実績では、回収された廃棄物の内リサイクルされた割合は、わずか7%(2,360トン/日)にすぎない。

一方、1997頃の経済危機の間に失業した一部の労働者が廃棄物のリサイクルビジネスを始め、コンビニエンスストアのような新しいタイプのジャンクショップなどを立ち上げるなど、新しいタイプのリサイクルビジネスが定着してきている。この様な状況に伴い、リサイクル品のプロモーションを行い、市場原理を働かせることでリサイクル及びゴミの減量化を推進させようという動きが出てきている。

1.4.2 固形廃棄物管理に関する施策

(1) 固形廃棄物管理担当組織

タイの固形廃棄物管理は、中央政府および地方行政機関の両方によって行われている。中央政府組織は政策立案及び技術/資金面などのサポートに重要な役割を果たしている。以下に、中央政府の固形廃棄物担当組織およびその役割を示す。

- ONEP, MONRE
政策立案および資金面での支援を担当
- Pollution Control Department (PCD), MONRE
廃棄物管理に対する施策、ガイドライン等の制定および政府役人の技術面での教育を担当
- Ministry of Interior
地方行政機関に対し、廃棄物管理システム運営のアドバイスを行う。

地方行政には次の4種類ある。

- 特別行政区: Special Administrative (2ヶ所)であるバンコク首都圏とパタヤ
- 市町自治体: Municipalities (1141ヶ所)
- 県自治体: Provincial Administrative Organization (75ヶ所)

・タムボン自治体:Sub-District Administrative Organization (6800ヶ所)

市町自治体において固形廃棄物は Division of Health and Environment によってサービスが行われており、廃棄物回収のトラック及び処理場の運営も担当している。

(2) 固形廃棄物関連法規及び規制(現行)

■ Public Health Act AE 1992

全ての一般廃棄物はこの法令に基づいて管理されている。地方行政に対して条例の整備、回収フィーなど廃棄物管理システムに対して全面的な権限を与える法令。

■ The Cleanliness and Orderliness of the Country Act AE 1992

世帯主に対して居住地域を清潔に保つ義務を与え、固形廃棄物の不法投棄を禁ずる法令。

■ Enhancement and Conservation of National Environmental Quality Act AE1992

地方行政が公共サービスとして独自或いは民間企業に委託して、セントラル方式の廃棄物処理施設を建設することを後押すもので、セントラル方式の廃棄物処理施設に投資、運営する政府機関または民間組織に対する補助金またはローンのために環境基金が創設されている。また、この法令は MOSTE(現 MONRE)に対して廃棄物処理施設に対する排出/排水基準、施設運営に対するガイドライン/規制の発行を促している。さらに、”Pollution Pay Principle (PPP)”の概念が取り入れられている。

(3) 固形廃棄物関連法規及び規制(国家廃棄物管理計画)

■ 背景

国家廃棄物管理計画は、2003年1月21日の閣議による任命により、MONRE のもとでPCD によって作成されている。最終ドラフト版は発行され、政府および民間の関連機関により予備承認を受けている。PCD は現在、正式な国家のマスタープランとして発行する準備としてNEB および内閣に提出する準備を進めている。

■ 目的および目標

国家廃棄物管理計画の大きな目的は、廃棄物量の減量化と有機性廃棄物や様々な種類の廃棄物(紙、プラスチック、ガラスなど)から得られた素材を最大限に利用することである。この目的を達成するために以下の目標が設定されている。

- ① 2006年の固形廃棄物発生量をバンコク首都圏及びパタヤ特別行政区1kg/人・日以下、それ以外の自治体は自治体規模に応じて0.8, 0.6, 0.4 kg/人・日以下に抑える。
- ② 2006年の未回収廃棄物量をバンコク首都圏及びパタヤでは一日あたりの廃棄物発生量の5%以下、それ以外の地域では10%以下にするために、回収及び輸送効率を改善する。
 - (a) 有機性廃棄物及びその他のリサイクル可能な固形廃棄物の利用を促進するため、
国全体の固形廃棄物発生量を2006年までに30%以上再利用する。
 - (b) 個々の自治体が保有している廃棄物処理施設のネットワーク確立を促進する。

■ 計画の範囲

国家廃棄物管理計画は、都市系固形廃棄物を対象にしており、産業系廃棄物は対象にしている。対象とする固形廃棄物には、一般家庭、オフィス、学校、商業施設などからの有機性廃棄物、リサイクル可能廃棄物そして危険物が含まれる。医療施設から発生する感染系の廃棄物もこの計画に含まれる。

■ 対策

国家廃棄物管理計画に掲げた目標達成のため、社会、経済、法規そして助成の4つの分野で、固形廃棄物の発生源から最終処分まで廃棄物サイクル全体に対応した対策を講じている。以下に各分野の対策について説明する。

① 社会

方針(Strategies)

廃棄物の減量およびリサイクル促進(有機物およびその他再利用可能物)のため公的機関、民間機関、民間企業そして住民の参加の促進。

対策(Measures)

問題点	対策
商品の供給業者による過剰包装	商品の供給業者に包装材料の減量化促進
商品の流通サイクルに静脈サイクルがない	商品供給業者に対して、商品供給～容器回収システムの構築促進
消費者の大量消費、大量廃棄の習慣	消費者の大量消費、過剰包装をなくす(減らす)ことに対する認識の向上
廃棄物の分別に対する正しい意識の欠如	地域住民及び、リサイクル業者の廃棄物の分別に対する適切な知識・理解の向上
自治体の廃棄物再利用に対する対応及び、深刻さの欠如	廃棄物の再利用に関連する自治体、民間および市民の協力体制確立に対する支援
廃棄物処理施設の用地取得に対する住民の協力の欠如	廃棄物処理用地取得の初期段階から地域住民の参加促進

② 経済

方針(Strategies)

民間セクターの参加によるクリーンテクノロジーを利用した廃棄物処理および処分促進。また、生産活動に伴う廃棄物発生抑制を促進するため、高い税率の設定。

対策(Measures)

問題点	対策
クリーンテクノロジーの欠如による生産過程における過剰な廃棄物の発生	生産過程における廃棄物発生を少なくするクリーンテクノロジーの導入促進
非効率な廃棄物回収および輸送システムによる回収残しの発生	廃棄物発生源への分別システム導入と共に、自治体の廃棄物回収及び輸送施設への予算分配
廃棄物処理及び廃棄施設建設に対する自治体の予算不足	自治体への廃棄物処理施設建設に対する適切な予算配分
過剰な包装材料の使用及び、廃棄の困難な包装材料の使用	過剰包装及び廃棄の困難な包装に対する増税

③ 法規

方針(Strategies)

各段階の廃棄物管理をより効率的に行うために、(必要に応じて)新法規制定又は法規の執行能力強化及び、既存法規及び規制の改正。

対策(Measures)

問題点	対策
製品供給～包装回収システムの欠如	製品供給および包装回収システム創設のための法律の制定・施行
廃棄物処理施設運営に対する規制の欠如	廃棄物処理施設運営のルール明示
住民および廃棄物回収システムにおける分別の欠如。排出源における分別システムの欠如。不適切(十分でない)な廃棄物回収コスト	排出源対策 <ul style="list-style-type: none"> ・住民: 分別の促進 ・自治体: 分別回収システム構築促進 料金設定の見直し <ul style="list-style-type: none"> ・分別回収に見合った回収手数料の設定

④ 助成

方針(Strategies)

環境負荷の少ない(環境に優しい)製品及び、リサイクル製品生産の技術調査および開発に対する支援

対策(Measures)

問題点	対策
包装材の過剰使用および廃棄の困難な材料の使用	廃棄の困難な材料に代わる製品の調査および開発の支援
近隣(住民)問題により、廃棄物処理施設の用地取得が困難	自治体に対し、廃棄物処理施設に適切な用地取得の促進
廃棄物処理施設運営に対する経験の欠如	現地の状況に適した技術を導入し、現地スタッフの知識強化による経験強化

1.4.3 埋立地ガスに関する法規制

タイの LFG に関連した法規およびガイドラインは、1998年 MOSTE(現 MONRE)の PCD 発行の「固形廃棄物管理に関する法規およびガイドライン:REGULATION AND GUIDELINE OF MUNICIPAL SOLID WASTE MANAGEMENT」に示されている。

この法規によると、埋立地はガスのモニタリングシステムおよびコントロールシステムを設置しなければならないとしている。これらの設置目的は爆発・火災及び悪臭防止であり、大気への放出を想定している。従って、現行法規にLFG(又はメタンガス)回収およびフレア処理等に対する要求はない。

Ⅱ. 埋立地ガス発電プロジェクト

II 埋立地ガス発電プロジェクト

1 プロジェクト概要

1.1 CDM プロジェクト概要

当該プロジェクトは、タイ国ノンタブリ県北西にあるサイノイ地区に位置している固形廃棄物処理センター内の衛生埋立地およびオープンダンピングエリアから埋立地ガスを回収し、発電を行うものである。

固形廃棄物処理センターはノンタブリ県自治体 (Provincial Administration Organization of Nonthaburi: PAON) が所有し、管理運営を行っている。ノンタブリ県のほぼ全ての固形廃棄物 (約 800 トン/日) を当センターが受け入れている。固形廃棄物はオープンダンピングエリアで処理されてきたが、2005年1月からは衛生埋立地である埋立地-B および埋立地-C で処理される計画である。なお、同埋立地に埋立地ガスの回収設備はなく、大気に放出される計画となっている。

当該プロジェクトは、埋立地ガス回収システム、発電システムおよびフレアシステムで構成されるガス発電施設の建設および運転を含んでいる。プロジェクト概要を以下に示す。

- プロジェクト期間 10 年間 (2007 年 8 月～2018 年 7 月)
- 回収した埋立地ガスは発電およびフレアにより全て焼却
- 発電容量 約 900kW (300kW×3 セット)
- 発電した電力は電力会社に売電

当該プロジェクト実施には多額の投資が必要で、カーボンクレジットがない場合は経済的な観点から投資対象として魅力的な事業とはならない。また、現在タイでは埋立地ガスの回収および利用に関する法規的な要求はなく、プロジェクト実施期間中に要求される見込みもない。

従って、この CDM プロジェクトが実施されなければ、現状のスキームである埋立地ガスの大気への放出が継続されると推定される。この場合、埋立地ガスに含まれるメタンガスは 10 年間で、約 73 万トン (二酸化炭素換算で約 152 万トン) 放出されると推定される。一方、当該プロジェクトは発生する埋立地ガスの約 50% の回収が可能と想定しており、プロジェクトによる排出削減量 (二酸化炭素換算) は、発電およびフレア処理によるメタンの焼却で約 67 万トン、電力の代替により約 4 万トン、プロジェクト全体で約 71 万トンと推定される。

1.2 持続可能な発展への寄与

(1) 周辺環境の改善

廃棄物処分場では悪臭が大きな問題となっている。当該プロジェクトは悪臭の原因となっている埋立地ガスを回収し焼却することによりその悪臭を大幅に低減することが出来る。また、埋立地ガスによる火災および爆発のリスクも大幅に低減する。

(2) 埋立地管理の改善

現在バンコクの廃棄物を受け入れている民間企業が所有する埋立地で埋立地ガスの回収および利用の計画が進められている。しかし、他の埋立地 (主に自治体所有) において埋立地ガスの回収および利用計画はない。その理由としては自治体に十分な資金がないことに加え、埋立地の規

模が埋立地ガス発電プロジェクトの候補地としては小さく経済性の確保が困難であることが挙げられる。

当該プロジェクトが実施されればタイで自治体が所有する埋立地を対象としたプロジェクトとして初めて埋立地ガス発電を実施し、かつ初めての CDM プロジェクトとなる。当該プロジェクトが実現すれば、通常であれば経済性が低く埋立地ガス発電を断念せざるを得なかった他の自治体に、プロジェクト実現の可能性を指し示すデモンストレーションとなる。

(3) 技術移転

埋立地ガスの回収・利用技術は欧米諸国では一般的であり確立された技術であるが、タイではパイロット事業のフェーズを脱していない。従って、タイ国内ではこれら埋立地ガスの回収・利用に関する技術および設備のニーズがない。プロジェクトの実施を通して、これらの技術および設備は海外から調達および移転されることになる。さらに、プロジェクトの計画、建設から運用の課程を通じて様々な管理手法やスキルが移転される。

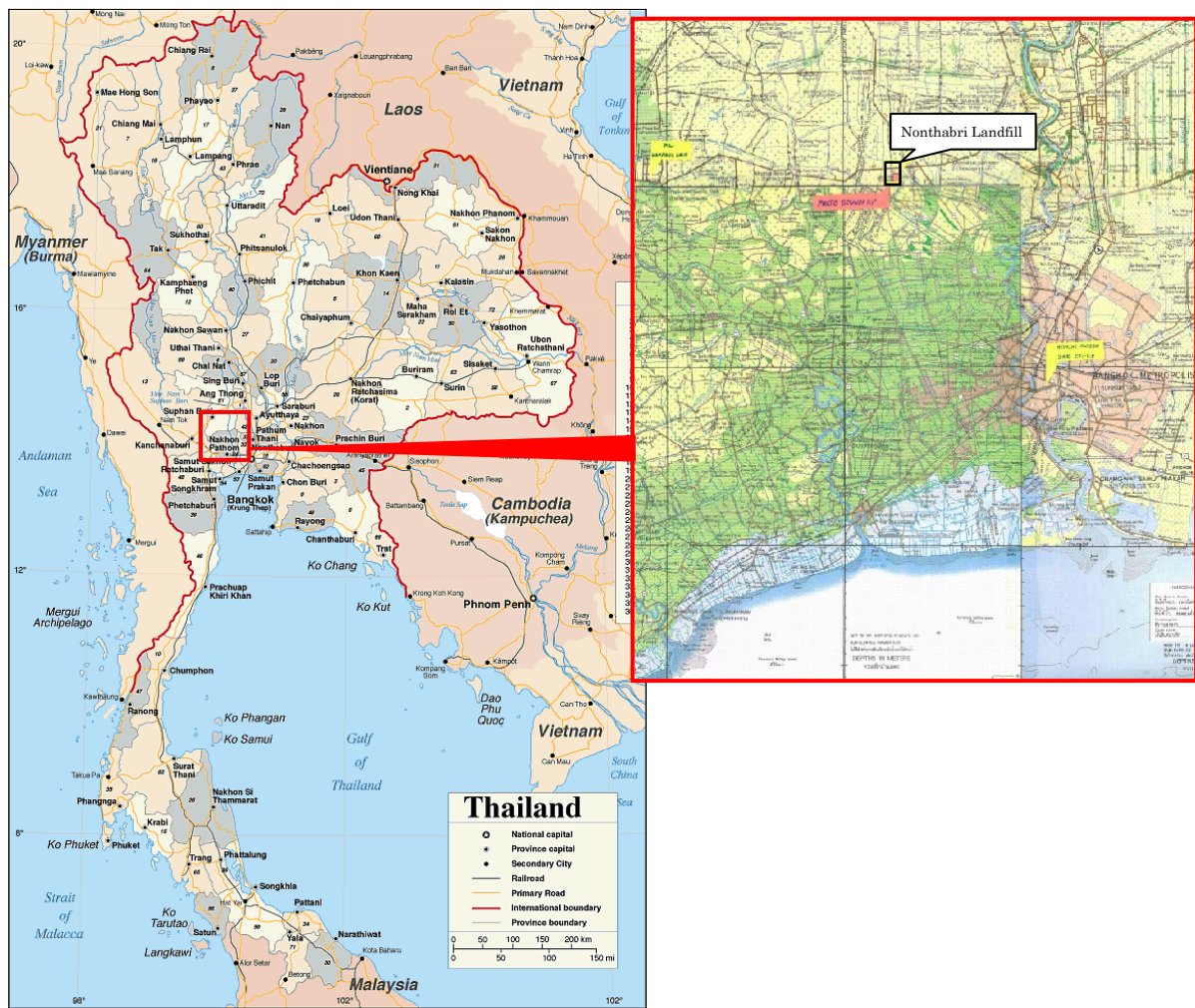
(4) 雇用創出

当該プロジェクトでは、埋立地ガス回収・発電システムの建設および運転管理などで、周辺地域に新たな雇用を創出する。

1.3 プロジェクトサイトの地理的情報

1.3.1 プロジェクトサイト

プロジェクトサイトはバンコク(Bangkok Metropolitan Area:BMA)北西に位置するノンタブリ県サイノイ地区の廃棄物処理センター内の衛生理立地およびオープンダンピングエリアである。ノンタブリ県は図 II-1-1 に示すように、バンコク市ドムアン地区、パスタンニ県(Phatumthanee Province)、ナコンパトム県(Nakornpathom Province)、アユタヤ県(Ayutaya Province)に隣接している。廃棄物処理センターはバンコク市街より自動車で約 1 時間半の距離にあり、周辺は民家が少なく主に畑作及び水田地帯である。



©1992 Magellan GeographixSM Santa Barbara, CA (800) 929-4627

図 II-1-1 ノンタブリ県の位置

1.3.2 埋立地の現状

現在、廃棄物処理センター内に計画されている 3 ヶ所の埋立地 (Landfill-A、B、C) のうち Landfill-B と Landfill-B および C 用の排水処理設備(Lachate)は、2003 年度までに建設が完了している。Landfill-C は 2004 年 12 月 15 日時点で完成している。

現在持ち込まれているゴミはオープンダンプングサイトにて全量野積みされているが、これは 2004 年 12 月末で終了し、2005 年 1 月より Landfill-B に廃棄物受入予定である。

(1) 所有および運営者

Provincial Administration Organization of Nontaburi: PAON

(2) 立地

Khlong-Khang Tambon, Sai-Noi Amphor, Nontaburi Province

廃棄物処理センターの位置を図 II-1-2 に示す。

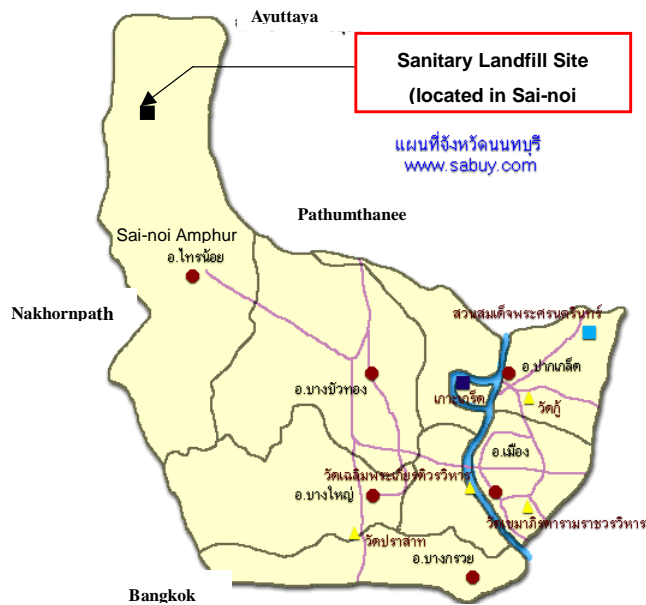


図 II-1-2 廃棄物処理センター位置図

(3) 廃棄物処理センター概要

主な概要を表 II-1-1 に、全体の将来計画を図 II-1-3 に示す。

表 II-1-1 廃棄物処理センターの概要

施設概要	計画処理量／日 (計画値)	備考
リサイクル施設 (紙、プラスチック、金属、ガラス)	約 130 ton／日	
コンポスト施設 (バイオガスシステム含む)	約 130 ton／日	
衛生理立地	約 510 ton／日	現在計画中の埋立地は容量から 15 年間の使用は不可であるが、隣接地の土地を購入して埋立地を拡張する予定
全体処理量 計	約 800 ton／日	

H15 年度の報告では、この廃棄物処理センター計画の予算を確保するのが難しく、Landfill-B および Landfill-C のみの利用が現実的として検討した。本年度 PAON にヒアリング調査を行った結果、2004 年に内務省より同計画の予算が認められたとの事であった。従って、将来計画通りに廃棄物処理センターの建設・利用が進むものと予想できる。

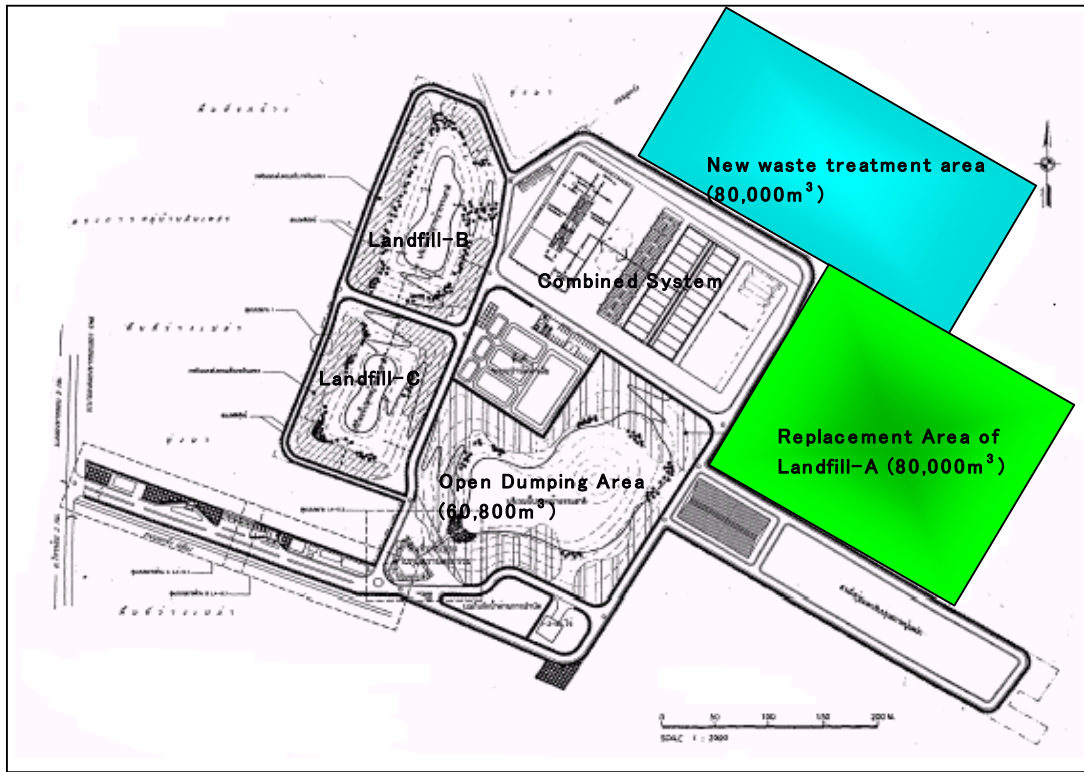


図 II-1-3 ノンタブリ廃棄物処理センターの将来計画

(4) 現地の状況

2004年10月31日と12月15日に視察した現地の状況を次にまとめる(撮影場所は図II-1-4参照)。

① Landfill-B

- ・ 埋立地は既に完成している。
- ・ 廃棄物の受入は始まっていない。
- ・ 搬入路などに草が生えており、車両が通行している形跡はない。

写真1



② Landfill-C

- ・埋立地は既に完了している。
- ・廃棄物の受入れは始まっていない。

写真2



③ Area of Combined system

- ・廃水がほぼ満杯状態で貯まっており、表面にはゴミが浮いている。
- ・利用するためには廃水を移動する必要がある。
- ・隣接地を買収する計画がある

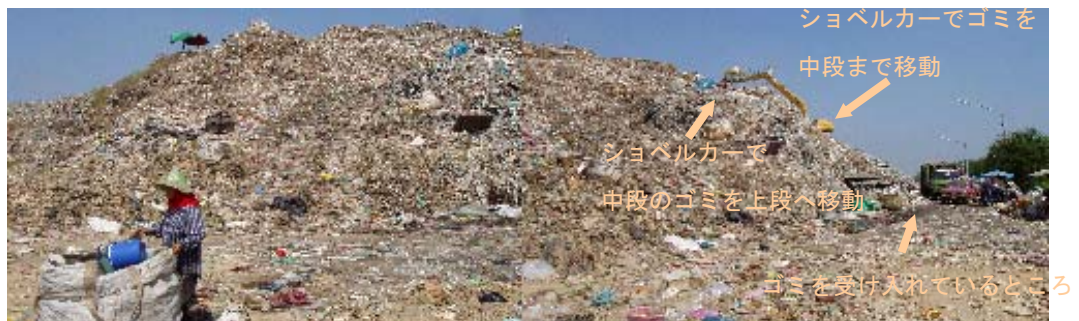
写真3



④ Open Dumping Area

- ・昨年度調査で確認した位置より受入位置が変わっていた。
- ・昨年度よりもゴミ高が高くなっていた。ゴミの受け入れが継続されていたものと考えられる。

写真4



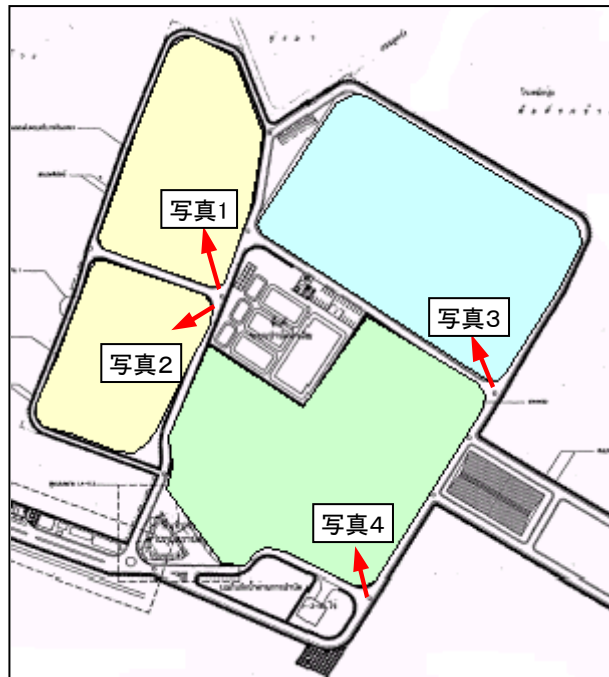


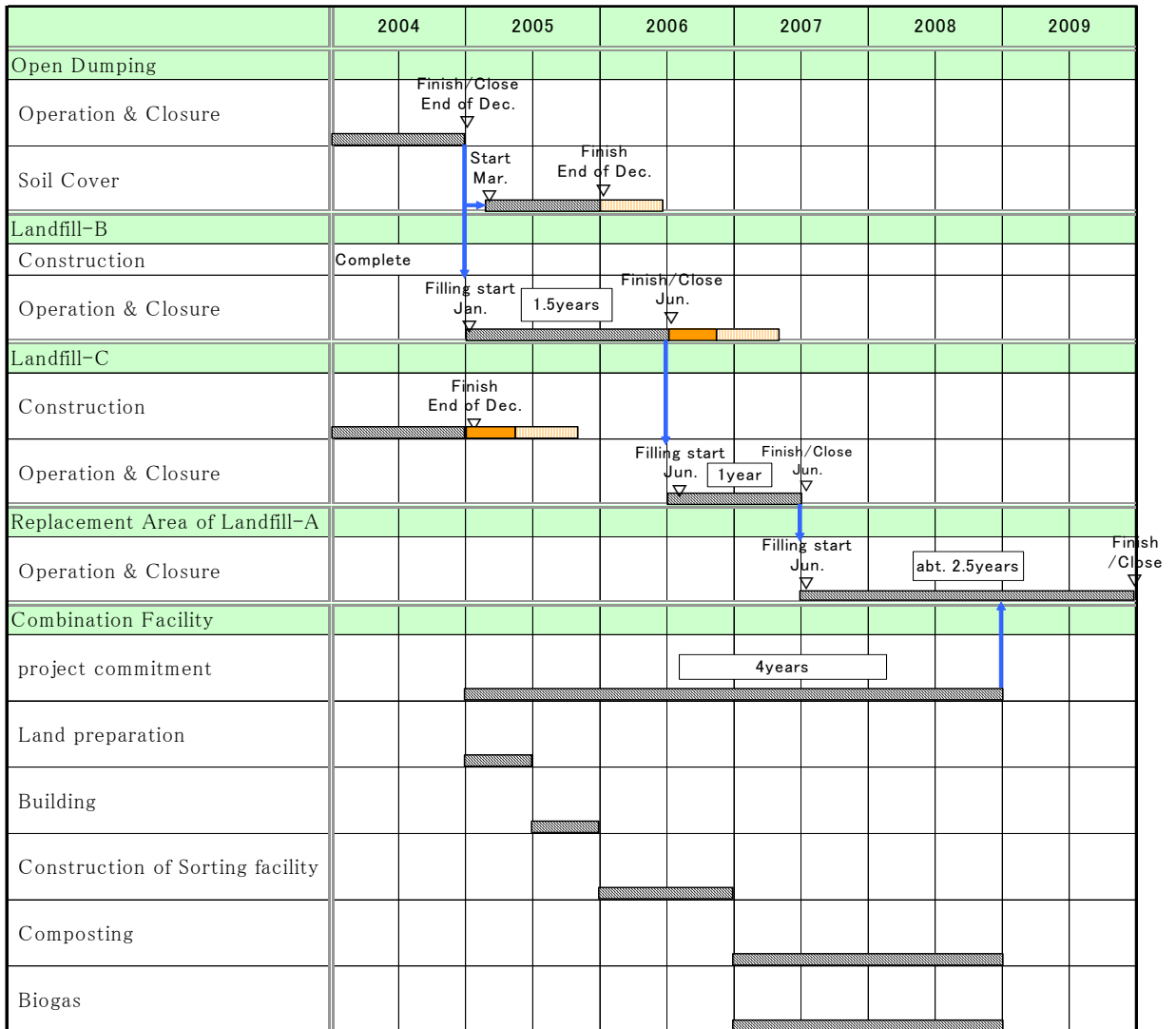
図 II-1-4 撮影場所

1.3.3 埋立地及びリサイクルセンター建設及び運用スケジュール

PAONより入手した廃棄物処理センターの建設および運用開始スケジュールを表 II-1-2 に示す。Open Dumping Areaは、2004年末に使用が中止され、2005年中に覆土を完了する予定となっているため、本プロジェクトの対象に加えた。

Landfill-A 運用期間中の 2009 年からリサイクルセンターは稼働する計画で、これによって Landfill-A の運用期間やゴミ組成は影響を受けると想定される。そこで、Landfill-A を除いた Open Dumping Area + Landfill-B + Landfill-C を当該プロジェクトの対象とした。

表 II-1-2 廃棄物処理センターの将来計画



覆土 施工期間を4ヶ月と仮定
 ガス収集井戸 施工期間を6ヶ月と仮定

2 埋立地ガス発生量の算定

2.1 埋立地ガス発生量の算定方法

埋立地ガス発生量の算定は、First Order Decay (FOD)法を用いる。本方法はメタン発生割合の時間的変化をモデリングするのに使用され、特に個々の処分場の埋立地ガス発生量を推計するのに使用される。また国別インベントリーの埋立地から発生するガス量を推計する方法としても広く用いられている。算定式を以下に示す。

$$Q_{(t,xi)} = k \times R_x \times L_o \times \exp(-k \times (t-x)) \dots \text{式 II-①}$$

$Q_{(t,xi)}$: x年に埋め立てたゴミから t 年に発生するメタン量

k : メタン発生割合定数

L_o : メタン発生ポテンシャル

R_x : x年に埋め立てたゴミの量

x : 埋立年

t : 当該年

$$Q_{(t)} = \sum \{Q_{(t,xi)}\} \dots \text{式 II-②}$$

$Q_{(t)}$: t 年に発生する総メタン量

式 II-①は埋立地のある部分のゴミ(x年に埋め立てた部分)の当該年のメタン発生量を算出する。式 II-①を積分(式 II-②)することにより、埋立地全体の当該年のメタン発生量を算出することが出来る。

2.2 ゴミ埋立量(R)

PAONから入手した情報および埋立地のスケジュールに基づき各対象エリアのゴミ埋立量を算定した。

(1) Open Dumping Area

このエリアは1986年より野積みを開始した。ゴミの受入量は1991年から急激に増加した。2002年、当該センターの衛生埋立化のために地上部分のゴミを一部他の埋立地へ移送した。

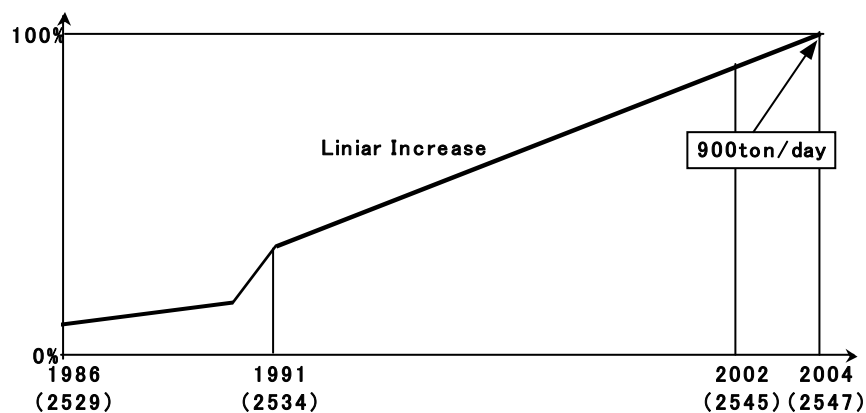


図 II-2-1 Open Dumping Area の受入量の変遷(イメージ)

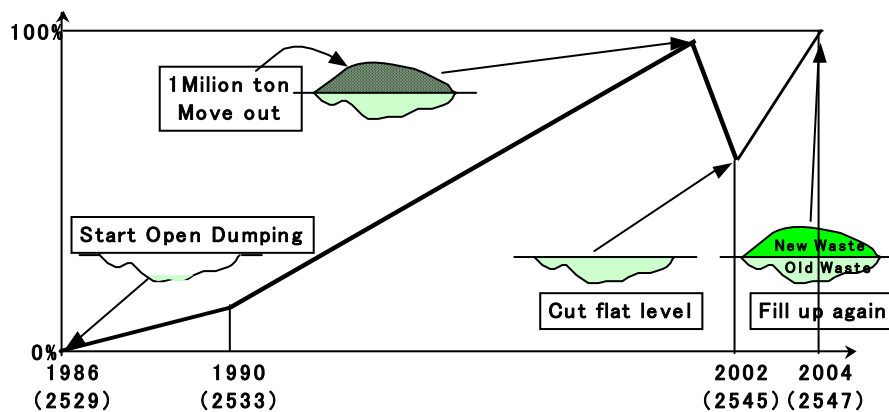


図 II-2-2 Open Dumping Area の埋立量の変遷(イメージ)

ゴミ総量は 100 万トン以上あると推定されるが、地下部分 (Ground Level 以下) は古い廃棄物のため埋立地ガス発生に含めないこととし、1999 年以降の廃棄物をガスの算定に使用した。なお、ゴミ比重は H15 年度調査で採用した $0.85\text{ton}/\text{m}^3$ とした。Open Dumping Area を図 II-2-3 の通り想定した。

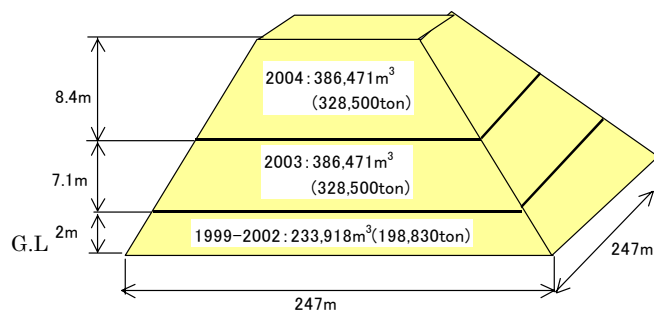


図 II-2-3 Open Dumping Area のごみ量推計モデル

表 II-2-1 Open Dumping Area の廃棄物埋立履歴

year	Filling Waste Volume (ton/Y)	Accumulate Filling Waste (ton)	Filling up Rate	Operation day per year
1999	25,344	25,344	3%	-
2000	25,344	50,687	7%	-
2001	25,344	76,031	10%	-
2002	25,344	101,375	13%	-
2003	328,500	429,875	57%	365
2004	328,500	758,375	100%	365

(2) Landfill-B

Open Dumping Area の閉鎖を受けて、2005 年1月より埋立を開始する予定である。埋立地容量は 644,000m³ であるが、覆土を考慮し、589,260m³ (ゴミ比重を 0.85ton/m³ とすると、500,871ton) を採用した。なお、ゴミの受入量は 900ton/day とした。結果を表 II -2-2 に示す。

表 II -2-2 Landfill-B の廃棄物埋立履歴

year	Filling Waste Volume (ton/Y)	Accumulate Filling Waste (ton)	Filling up Rate	Operation day per year
2005	328,500	328,500	66%	365
2006	172,371	500,871	100%	192

(3) Landfill-C

Landfill-B 埋立完了後の 2006 年7月より、埋立が開始される予定である。埋立地容量は 457,000 m³ であるが、Landfill-B と同様、覆土やゴミ比重を考慮し、355,432ton を採用した。結果を表 II -2-3 に示す。

表 II -2-3 Landfill-C の廃棄物埋立履歴

year	Filling Waste Volume (ton/Y)	Accumulate Filling Waste (ton)	Filling up Rate	Operation day per year
2006	156,129	156,129	44%	173
2007	199,303	355,432	100%	221

2.3 メタン発生ポテンシャルの検討(Lo)

(1) メタン発生ポテンシャル(Lo)

メタン発生ポテンシャル(Lo)は廃棄物の組成、廃棄物の処理形態、埋立地内の温度等に依存する。従って、Lo の値は生活環境や受入地域、年代により大きく変化するので、正確に値を推計することは一般的に難しいとされている。Lo は一般的に 100~200 m³/Mg(0.064~0.129 Gg/ Gg) の範囲で変化するとされている。

Lo の算定式を式 II -③に示す。

$$Lo = [MCF \times DOC \times DOC_F \times F \times 16/12] (Gg CH_4 / Gg waste) \dots \text{式 II -③}$$

Lo :メタン発生ポテンシャル(Gg CH₄ / Gg waste)

MCF :メタン補正係数

DOC :分解性有機炭素(Gg C / Gg MSW)

DOC_F :不同 DOC 係数

F :埋立地ガス中のメタン体積分率

(2) 廃棄物の組成

廃棄物組成は、タイ天然資源環境省の公害管理課が公表している廃棄物組成データの内、ノンタブリを含むバンコク周辺地域(22 地区)の平均値を採用した。表 II-2-4 に廃棄物の組成を示す。

表 II-2-4 本調査で用いる廃棄物組成

項目	湿り重量 %
紙	7.03
食物	64.35
布	1.72
植物	1.57
プラスチック	17.24
ゴム	0.35
革	0.03
鉄	0.73
非鉄	0.78
ガラス	2.23
砂利、陶器	0.00
その他	3.97
合計	100.00

(3) メタン補正係数(MCF)

メタン補正係数は廃棄物の管理方法やメタンの管理方法の効果を反映する。メタン補正係数は廃棄物処理場の形式より選定する。

表 II-2-5 廃棄物処理場の分類とメタン補正係数(MCF)

廃棄物処理場の形式	メタン補正係数のデフォルト値
管理型	1.0
非管理-深厚型(廃棄物層厚 \geq 5m)	0.8
非管理-浅厚型(廃棄物層厚 $<$ 5m)	0.4
デフォルト値-分類されない処分場	0.6

管理型廃棄物処分場とは、廃棄物の廃棄方法の管理(例えば、特定の埋立エリアへの廃棄物処理)、一定の清掃(Scavenging)、一定の火災対策が講じられていること、及び次の内少なくとも一つ含んでいることが条件となる。

- ・覆土材
- ・機器(重機)による圧縮
- ・廃棄物の整地

Landfill-B と C は、衛生理立地として計画されているため管理型とする。Open Dumping Area は、2005 年 4 月より圧縮整地し覆土する計画のため同様に管理型とした。

(4) DOC

DOC は、埋立地に搬入される廃棄物の組成に基づいており、搬入される廃棄物の内、様々な構成物の炭素含有量を式Ⅱ-④にて加重平均して算出する。算出の結果 DOC=0.136(13.6%)であった。

$$\text{DOC(重量\%)} = (0.4 \times A) + (0.17 \times B) + (0.15 \times C) + (0.3 \times D) \cdots \text{式Ⅱ-④}$$

A: 成分比(紙と布)

B: 成分比(公園や庭のゴミ、食物以外の腐敗しやすい有機分)

C: 成分比(食物)

D: 成分比(木やわら)

表Ⅱ-2-6 成分別 DOC 換算表

項目	重量費(%)	係数	重量費×係数
紙	7.03	0.4	2.81
食物	64.35	0.15	9.65
布	1.72	0.4	0.69
植物	1.57	0.3	0.47
プラスチック	17.24	—	
ゴム	0.35	—	
革	0.03	—	
鉄	0.73	—	
非鉄	0.78	—	
ガラス	2.23	—	
砂利、陶器	0.00	—	
その他	3.97	—	
合計	100.00%	—	13.62%

(5) DOC_F

DOC_Fとは、埋立地ガスに変換される DOC の割合である。これまで埋立地ガスに変換される炭素量は処分場内の嫌気性部分の温度(T)のみを変数とする理論的モデルで計算できる。下記に理論式を示す。

$$\text{DOC}_F = 0.014 \times T + 0.28 \cdots \text{式Ⅱ-⑤}$$

IPCC のデフォルト値は 0.5 であるが、この場合の T は、15.7℃と低い。一方、1987 年 Bingemer と Crutzun は T=35℃一定であるとし、DOC_F=0.77 が妥当としている。また、昨年度の実験で、現地でガスを回収した際の実績値である 50℃を採用すると、DOC_F=0.98 となる。そこで、本調査では安全側(ガス発生量としては低く推計される)として DOC_F=0.77 を採用する。

(6) 埋立地ガス中のメタン体積割合(F)

埋立地内のメタン濃度を示す指標である。一般的な埋立地ガスの成分はメタンと二酸化炭素が約 1:1 の割合である。IPCC のガイドラインによると、廃棄物の成分における様々な要因(例えば炭水化物やセルロース)により、変動幅が 0.4~0.6 としており、デフォルト値は 0.5 である。

昨年度調査で得られた埋立地ガス中のメタン濃度は 58%程度であったが、デフォルト値を使う。

(7) Lo の算定

(1)~(5)で検討した結果に基づいて L_0 を算定した。

$$\begin{aligned} L_0 &= [MCF \times DOC \times DOC_F \times F \times 16/12] \\ &= 1.0 \times 0.136 \times 0.77 \times 0.5 \times 16/12 = 0.069 \text{ (Gg CH}_4 \text{ / Gg Waste)} \\ &= 96.2 \text{ (m}^3 \text{ CH}_4 \text{ / Mg Waste)} \\ &\approx 100 \text{ (m}^3 \text{ CH}_4 \text{ / Mg Waste)} \end{aligned}$$

2.4 メタン発生割合定数の検討(k)

埋立地の環境に基づいて決定される因子である。次式に示すようにガス発生量の半減期をとることによって求めることが出来るが、タイの埋立地における研究等より $k=0.15$ を採用する。この場合のガス発生量半減期は 4.6 年となる。

$$k = \ln(2)/t_{1/2} \dots \text{式 II-6}$$

$t_{1/2}$ ガス発生量半減期の時間 (year)

メタンガスの発生は、埋立地内の温度や湿度・水分量、pH、栄養素の量や栄養素に含まれる硫黄や磷、ナトリウム、カリウムが嫌気性発酵するバクテリアの成長や代謝に関係し、埋立地の環境によって異なる。変動幅は 0.005/年~0.4/年である。

2.5 ガス量の算定

2.5.1 埋立地ガス発生量の予測

2.1~2.4で述べた内容に基づいて、算定を行った。計算条件を表 II-2-7 に示す。各エリアにおける埋立地ガス発生量を表 II-2-8(計算結果)、図 II-2-4 に示す。

表 II-2-7 計算条件

	パラメーター
対象埋立地	O.D.A+Landfill-B+C
埋め立て量	表 II-2-1~II-2-3 参照
L_0	100
k	0.15
メタン濃度	0.5
比重	0.7168

注) O.D.A: Open Dumping Area の略

表 II-2-8 各エリアの埋立地ガス発生量算出結果

Year	Methane Emission Rate(FOD Calculation) (ton/Year)				LFG Emission Rate (m ³ /Year)			
	Open Dumping Area	Landfill-B Area	Landfill-C Area	Sum	Open Dumping Area	Landfill-B Area	Landfill-C Area	Sum
2000	254	0	0	254	707,589	0	0	707,589
2001	472	0	0	472	1,316,685	0	0	1,316,685
2002	660	0	0	660	1,840,960	0	0	1,840,960
2003	822	0	0	822	2,292,132	0	0	2,292,132
2004	3,994	0	0	3,994	11,143,973	0	0	11,143,973
2005	6,725	0	0	6,725	18,763,951	0	0	18,763,951
2006	5,790	3,287	0	9,077	16,155,134	9,171,317	0	25,326,451
2007	4,983	4,554	1,562	11,099	13,903,460	12,706,473	4,358,259	30,968,192
2008	4,289	3,920	3,339	11,548	11,967,076	10,937,500	9,316,406	32,220,982
2009	3,692	3,374	2,875	9,941	10,301,339	9,414,063	8,021,763	27,737,165
2010	3,178	2,904	2,474	8,556	8,867,188	8,102,679	6,902,902	23,872,768
2011	2,735	2,500	2,130	7,365	7,631,138	6,975,446	5,943,080	20,549,665
2012	2,354	2,152	1,833	6,339	6,568,080	6,004,464	5,114,397	17,686,942
2013	2,026	1,852	1,578	5,456	5,652,902	5,167,411	4,402,902	15,223,214
2014	1,744	1,594	1,358	4,696	4,866,071	4,447,545	3,789,063	13,102,679
2015	1,501	1,372	1,169	4,042	4,188,058	3,828,125	3,261,719	11,277,902
2016	1,292	1,181	1,006	3,479	3,604,911	3,295,201	2,806,920	9,707,031
2017	1,112	1,016	866	2,994	3,102,679	2,834,821	2,416,016	8,353,516
2018	957	875	745	2,577	2,670,480	2,440,569	2,079,520	7,190,569
2019	824	753	642	2,218	2,298,549	2,100,725	1,789,900	6,189,174
2020	709	648	552	1,909	1,978,237	1,808,036	1,540,458	5,326,730
2021	610	558	475	1,643	1,702,567	1,556,362	1,325,893	4,584,821
2022	525	480	409	1,414	1,465,402	1,339,565	1,141,183	3,946,150
2023	452	413	352	1,217	1,261,440	1,152,902	982,143	3,396,484
2024	389	356	303	1,048	1,085,658	992,188	845,424	2,923,270
2025	335	306	261	902	934,431	854,074	727,679	2,516,183
2026	288	264	225	776	804,408	735,212	626,395	2,166,016
2027	248	227	193	668	692,243	632,813	539,063	1,864,118
2028	214	195	166	575	595,703	544,643	464,007	1,604,353
2029	184	168	143	495	512,835	468,750	399,275	1,380,859
2030	158	145	123	426	441,406	403,460	343,750	1,188,616
2031	136	125	106	367	380,022	347,377	295,759	1,023,158
2032	117	107	91	316	327,009	298,828	254,632	880,469
2033	101	92	79	272	281,529	257,254	219,169	757,952
2034	87	79	68	234	242,243	221,401	188,644	652,288
2035	75	68	58	201	208,510	190,569	162,360	561,440

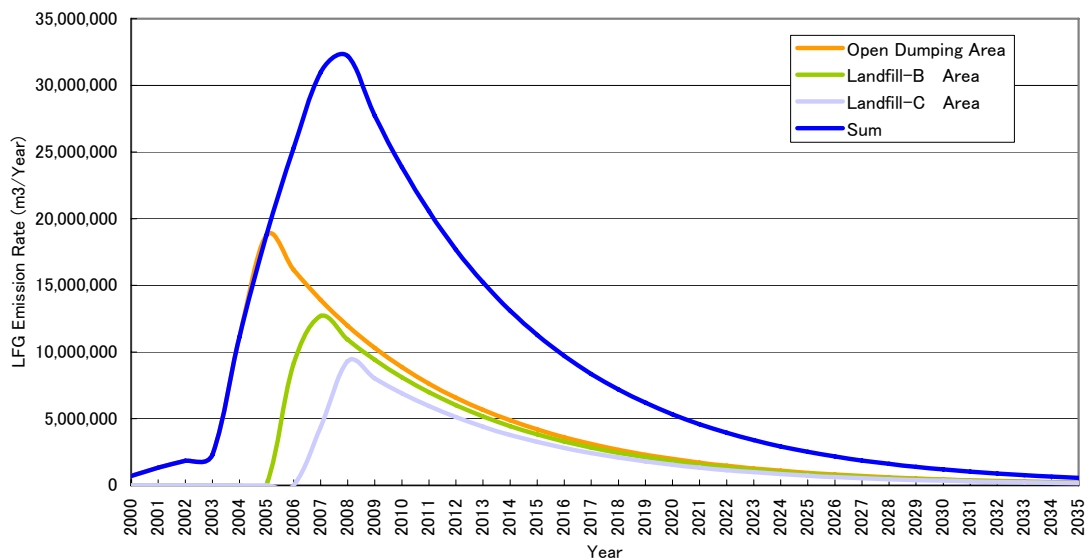


図 II-2-4 埋立地ガス発生量

2.5.2 埋立地ガス回収可能量の算定

(1) 回収効率

生成された埋立地ガス(メタンガス)を全量回収することは難しい。回収されないガスは、覆土材の有無や厚さなどの特徴によって異なるが、覆土材を通過する際に酸化、或いは大気に放出される。米国 EPA(Environmental Protection Agency)では、近代的な衛生埋立地の回収効率は 60～85%であるとしているが、本プロジェクトでは現地の専門家からのアドバイスを受け、50%を採用した。

(2) 回収(利用)開始時期

廃棄物処理センターの将来計画をもとに設定した建設スケジュールを表 II-2-9 にまとめる。なお、覆土、ガス収集井戸等の施工期間は次の通り仮定した。

- ▶ 収集井戸の施工は上部の覆土の施工が完了してから開始する。
- ▶ Landfill-B および C の覆土の施工期間は 4 ヶ月とする。
- ▶ 収集井戸の施工期間は各エリアとも 6 ヶ月とする。
- ▶ 収集井戸施工後、埋立地ガスは利用可能とする。

以上の仮定のもとで、各エリアの埋立地ガス回収可能時期は次の通りとなる。

- Open Dumping Area :2006 年 6 月上旬
- Landfill-B :2007 年 7 月下旬
- Landfill-C :2008 年 6 月下旬

ただし、売電に関しては配電会社との契約締結後となるため、ガスが利用できる時期より遅れる。この遅れを 30 日(1 ヶ月)程度見込むこととする。

表 II-2-9 想定した施設の建設スケジュール

	2005												2006												2007												2008											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Landfill Construction & operation schedule																																																
Open Dumping Area																																																
Fill-up Operation	Finish at end of 2004																																															
Covering	█			█			█			█																																						
Landfill-B																																																
Construction	Complete at 2002																																															
Fill-up Operation	█						█						█						█																													
Top Covering							█																																									
Landfill-C																																																
Construction	Finish at end of Nov. 2004																																															
Fill-up Operation							█						█						█																													
Top Covering																			█																													
Milestone																																																
																									Start Flaring and Electric Generation (300kW×3unit) ▽																							
LFG collection Piping																																																
Open Dumping Area																																																
Design	█						█																																									
Piping Work							█																																									
Landfill-B																																																
Design	█						█																																									
Piping Work							█						█						2nd & Connect Main pipe																													
Landfill-C																																																
Design	█						█																																									
Piping Work							█						█						1st Well						2nd & Connect Main pipe																							
							← 1st Well (If it fixed schedule, you think with PACN) →																																									
																			← 1st Well (If it fixed schedule, you think with PACN) →						2nd & Connect Main pipe																							
Flaring system																																																
Design							█						█						█																													
Procurement													█						█																													
Civil work													█						█																													
Equipment installation																			█						█																							
Piping / Duct work																			█						█																							
Elect / Inst work																									█																							
Precommissioning																															█																	
GasEngine system																																																
Design																																																
Procurement							█						█						█																													
Civil work																			█						█																							
Equipment installation																			█						█																							
Piping / Duct work																			█						█																							
Elect / Inst work																			█						█																							
Tie-in work																															█																	
Precommissioning																																					█											

(3) 埋立地ガス回収量の予測

「2.5.1 埋立地ガス発生量の予測」で示した埋立地ガス発生量に(1)および(2)で述べた影響要因を考慮して、埋立地ガス回収量を算出した。回収可能な埋立地ガス量を図Ⅱ-2-5に示す。回収可能な埋立地ガス量の傾向として、各エリアともクローズした翌年にピークを迎え、それからは徐々に減少している。全体としては、2008年がピークとなっている。

一般的に欧米では減少傾向はなだらかなため、長期間の回収・利用が可能であるが、タイのように欧米と比較して気温の高い地域では回収・利用可能な期間は短い。

なお、回収可能な埋立地ガスは発電又はフレアスタックにより全量利用又は処理する。表Ⅱ-2-10に算出結果を示す。

表Ⅱ-2-10 埋立地ガス回収量

year	Using Recovery LFG volume(m ³ /Year)			
	Open Dumping Area	Landfill-B Area	Landfill-C Area	Total
2000	0	0	0	0
2001	0	0	0	0
2002	0	0	0	0
2003	0	0	0	0
2004	0	0	0	0
2005	0	0	0	0
2006	0	0	0	0
2007	2,896,554	2,647,182	0	5,543,736
2008	5,983,538	5,468,750	2,608,413	14,060,701
2009	5,150,670	4,707,031	4,010,882	13,868,583
2010	4,433,594	4,051,339	3,451,451	11,936,384
2011	3,815,569	3,487,723	2,971,540	10,274,833
2012	3,284,040	3,002,232	2,557,199	8,843,471
2013	2,826,451	2,583,705	2,201,451	7,611,607
2014	2,433,036	2,223,772	1,894,531	6,551,339
2015	2,094,029	1,914,063	1,630,859	5,638,951
2016	1,802,455	1,647,600	1,403,460	4,853,516
2017	1,551,339	1,417,411	1,208,008	4,176,758
2018	1,335,240	1,220,285	1,039,760	3,595,285
2019	1,149,275	1,050,363	894,950	3,094,587
2020	989,118	904,018	770,229	2,663,365
2021	851,283	778,181	662,946	2,292,411
2022	732,701	669,782	570,592	1,973,075
2023	630,720	576,451	491,071	1,698,242
2024	542,829	496,094	422,712	1,461,635
2025	467,215	427,037	363,839	1,258,092
2026	402,204	367,606	313,198	1,083,008
2027	346,122	316,406	269,531	932,059
2028	297,852	272,321	232,003	802,176
2029	256,417	234,375	199,637	690,430
2030	220,703	201,730	171,875	594,308

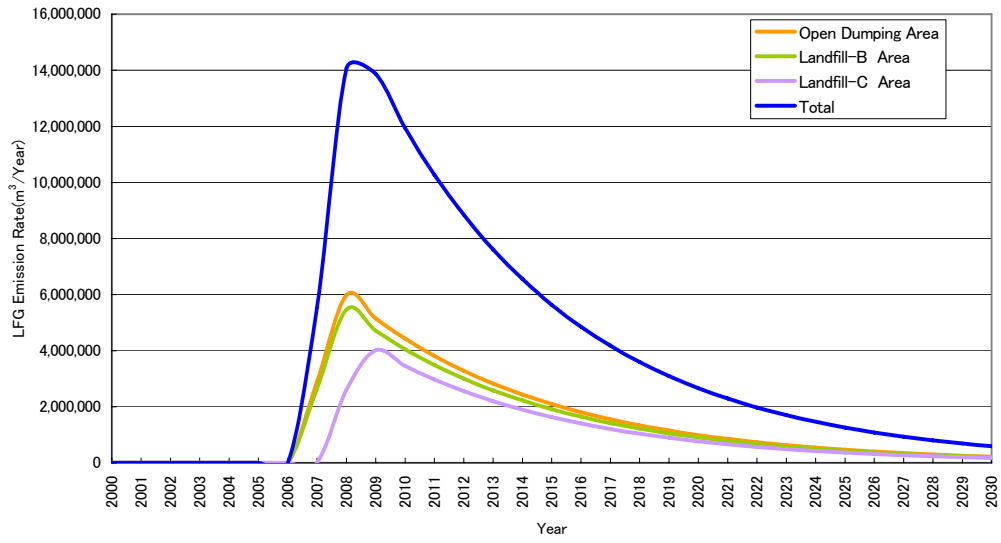


図 II-2-5 回収可能な埋立地ガス量(年間発生量)

3 埋立地ガス発電施設の検討

3.1 施設の検討条件

3.1.1 気象条件

当該埋立地周辺の気象条件を以下に示す。

気温 : 平均気温:29.5°C (最高:39°C*1、最低:12°C *1)

湿度 : 平均:80% (最高:85%、最低:40%)

降雨量 : 年平均:114.4mm *1

(最高:262mm/月(9月)*1、最低:4.9mm/月(12月)*1)

(*1: Meteorological Department ,1987-1997 ,in Thailand)

3.1.2 公害規制値

燃焼ガスの排ガスはタイ国内法である大気環境規制に準拠する。(OEPP 指導値(抜粋))

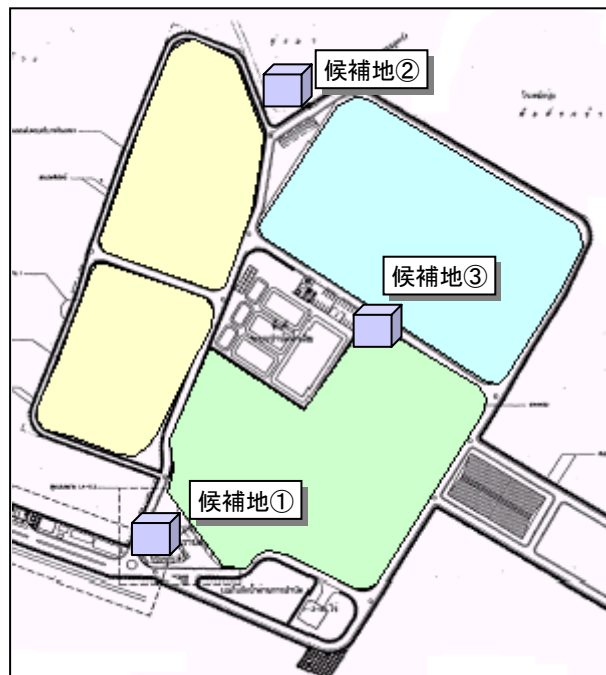
SOx as SO₂ at 7% O₂ 18 ppm

NOx as NO₂ at 7% O₂ 108 ppm

Particuler 54 mg/m³

3.1.3 施設の設置場所

埋立地ガス発電設備の設置場所として、図Ⅱ-3-1 に示す 3 箇所の候補が挙げられる。施設用地の確保や土地整備が比較的容易であると判断される、候補地①を設置場所として選定した。各設置場所の比較検討を表Ⅱ-3-1 にまとめる。



図Ⅱ-3-1 施設の候補地

表Ⅱ-3-1 施設の設置候補地の評価

比較項目		候補地①	候補地②	候補地③
用地	用地取得	◎ (センター内のため容易)	× (土地の買収が必要)	◎ (センター内のため容易)
	土地整備	◎ (整備し易い)	○ (森林整備必要)	△ (Dumping Site のため地盤整備必要)
設備	送電・配電設備	◎ (送配電設備あり、Tie-in 最短)	○ (送配電設備あり)	△ (送配電設備必要)
	ガス収集配管	○	○	◎ (収集管長最小)
振動・騒音		△ (ゴミ輸送車常時通行)	◎	△ (ゴミ輸送車常時通行)
砂塵		△ (ゴミ輸送車常時通行)	◎ (ゴミ輸送車通行少)	△ (ゴミ輸送車常時通行)
ヒアリング結果		○	×	○
評価		◎	○	△

3.1.4 埋立地ガスのガス成分

使用するガスの成分および発熱量は過去の調査実績および収集した情報から以下の通り設定した。

メタン	: 50.0 %
CO ₂	: 47.5 %
O ₂	: 0.5 %
Other Gas	: 2.0 %
発熱量	: 18.0 MJ (4,300 kcal/Nm ³)

3.1.5 発電用原動機の検討

発電原動機として、ガスタービン、ガスエンジン、ボイラー・蒸気タービン(BTG)が考えられる。一般的な仕様を表Ⅱ-3-2に示す。

本プロジェクトでは、

- 付近に蒸気供給先が無いため、発電のみで計画する
- 設置場所の関係から、設置サイズがコンパクトであることが要求される

- c) 発電効率が低い
- d) 埋立地ガスでの発電設備の実績等を考慮してガスエンジンを選定した。

表Ⅱ-3-2 発電システムの一般的な仕様

項目	ガスエンジン	ガスタービン	BTG
主な燃料	都市ガス	都市ガス、灯油	都市ガス、重油
排熱回収形態	排ガス: 温水または蒸気	温水/蒸気	—
	冷却水: 温水または蒸気		
注1 発電効率	30~35%	15~25%	10~15%
注2 総合効率	70~85%	70~80%	70~90%
設置サイズ	中	小	大
埋立地ガスへの対応	○	△	○

注1: 発電効率は、出力レベルなどにより異なる。

注2: 総合効率は排熱回収の形態により多少異なる

埋立地ガスを含むバイオガスが利用できるガスエンジンの例として、ドイツエナジー社の発電設備を選定した。なお、同社の発電用原動機の特徴としては次の項目がある。

- ▶ ミラーサイクルや電子制御装置の採用による高出力、高効率
- ▶ 各種ガスに対応可能
- ▶ 高い信頼性と耐久性
- ▶ 環境汚染物質の排出が少ない
- ▶ ガス圧縮機が不要

表Ⅱ-3-3 に同社の燃料要求事項を示す。これより、同社の原動機は硫化物に対する耐性が高いため、埋立地ガスに含まれる微小の硫黄分(100ppm 程度)の除去を必要としない。また、想定するガスエンジン発電機の仕様を表Ⅱ-3-4 に示す。

表 II-3-3 原動機の燃料要求事項

Minimum characteristics of fuel gases

Characteristic	Sy.	Unit.	Limit	Remark
Calorific value (lower cal. Value)	H _u	[kWh/m ³ _n]	≥4	for lower values, you must consult the factory
Sulphur content (total) or H ₂ S - Content	S H ₂ S	[g/m ³ _n] [Vol%]	<2.2 <0.15	
Chlorine content (total) Fluorine content (total) Sum of chlorine + fluorine	Cl F (Cl+F)	[mg/m ³ _n CH ₄] [mg/m ³ _n CH ₄] [mg/m ³ _n CH ₄]	<100 <50 <100	
Dust		[mg/m ³ _n CH ₄]	<10	
Oil vapours (> C5)		[g/m ³ _n CH ₄]	<0.4	no condensation in gas controlled section and intake manifold
HC solvent vapours				are inserted from project to project in accordance with the gas composition involved
Silicon	Si	[mg/m ³ _n CH ₄]	<10	With Si > 5 mg/m ³ _n CH ₄ note oil analyses for metal contents > 15 mg/kg oil
Humidity (relative)	ψ	[%]	<60 - 80	at lowest air temperature, i.e. no condensation in gas controlled section and intake manifold
Pressure at inlet to gas controlled section Gas pressure fluctuations		[bar] [%]	to 2 < ±10	of setting value with fluctuation frequency < 10/h
Gas temperature		[°C] [°C]	<50 >10	
Methane Number	MN		≥80	others on request from DEUTZ MWM

Examples of methane numbers:

Natural gas MN= 75 - 92
 Sewage gas MN= approx. 135
 Landfill gas MN= approx. 140
 Propane MN= 35
 Butane MN= 10

表 II-3-4 ガスエンジン発電機の仕様

形式名称	単位	TGB2016FV8
発電出力	kW	311
発電電圧	V	400
周波数	Hz	50
発電効率	%	35.4
燃料消費量(±5%)	kW	878
(埋立地ガスの場合)	m ³ /h	175

3.1.6 埋立地ガスの経年変化と発電設備の運転台数

発電設備の選定にあたり、時間当たりの回収出来る埋立地ガス量を算定した。表Ⅱ-3-5 と図Ⅱ-3-2 に時間当たりのガス回収量を示す。

埋立地ガスの回収量は 2008 年に最大流量 1,839m³/h となる。この量にて井戸、配管、ブロウ、フレアスタックの仕様を検討する。また、発電設備は段階導入するため、同機種による複数台設置である。この場合、1MWを超えないこと、長期間高負荷で運転することを考慮して、事業開始 10 年目のガス量(622 m³/h:11.2GJ/h)を超えないよう、台数を設定する。発電設備で消費できない余剰分は全てフレアスタックにて燃焼する。

本調査で想定する 300kW クラス発電設備の 100% 負荷時のガス消費量は表Ⅱ-3-4 で示す通り 175 m³/h であり、3 台だと 525 m³/h である。従って、10 年目でも 3 台を 100% で運転することが出来る。表Ⅱ-3-6 に負荷率、図Ⅱ-3-3 に運転パターンを示す。

表Ⅱ-3-5 時間当たりのガス回収量

Year	Using Recovery LFG volume (m ³ /h)			
	Open Dumping Area	Landfill-B Area	Landfill-C Area	Total
2007	794	725	-	1,519
2008	683	624	532	1,839
2009	588	537	458	1,583
2010	506	462	394	1,363
2011	436	398	339	1,173
2012	375	343	292	1,010
2013	323	295	251	869
2014	278	254	216	748
2015	239	219	186	644
2016	206	188	160	554
2017	177	162	138	477
2018	152	139	119	410
2019	131	120	102	353
2020	113	103	88	304

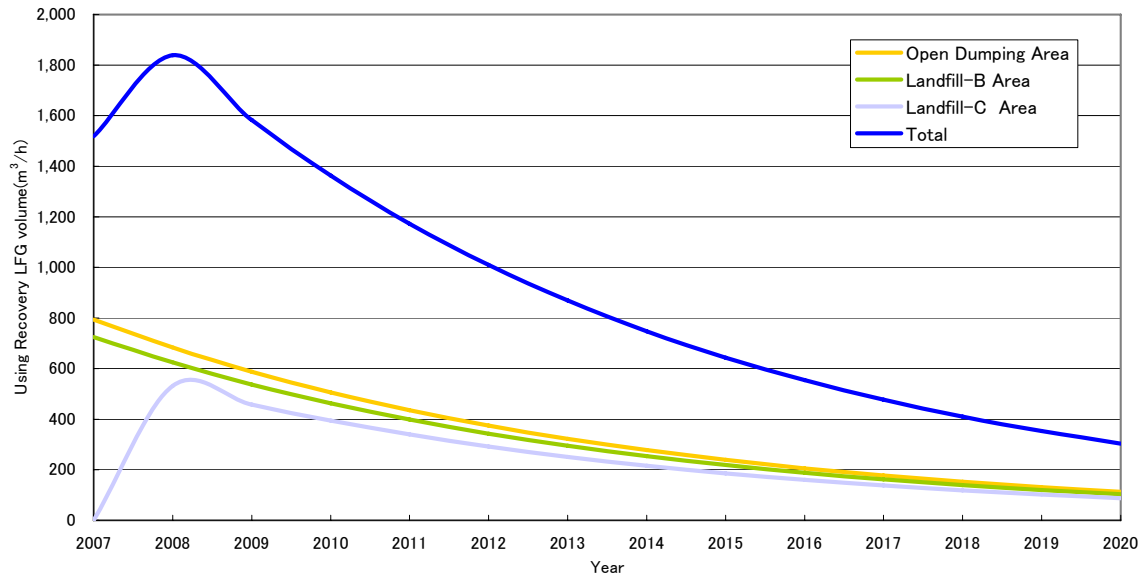


図 II-3-2 時間当たりのガス回収量

表 II-3-6 発電設備の運転負荷率

Year	Load		
	No. 1 Gene	No. 2 Gene	No. 3 Gene
2007	100%	100%	100%
2008	100%	100%	100%
2009	100%	100%	100%
2010	100%	100%	100%
2011	100%	100%	100%
2012	100%	100%	100%
2013	100%	100%	100%
2014	100%	100%	100%
2015	100%	100%	100%
2016	100%	100%	100%
2017	85%	85%	85%
2018	75%	75%	75%
2019	-	95%	95%
2020	-	80%	80%

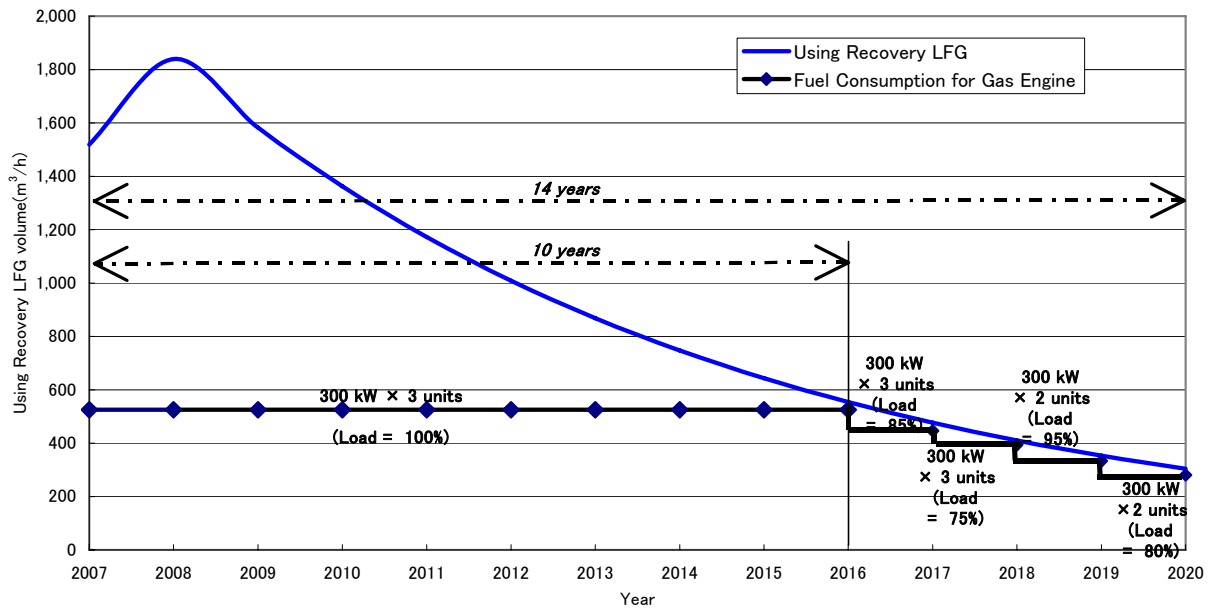


図 II-3-3 発電設備の運転パターン

3.2 埋立地ガス発電施設の概要

3.2.1 発電施設の概要

埋立地ガス発電施設は以下のシステムにより構成される。図Ⅱ-3-4 に全体システムの系統図を示す。

- ガス収集設備

埋立地ガスを埋立地から取り出す井戸および埋立地ガスを発電設備敷地まで吸引する配管

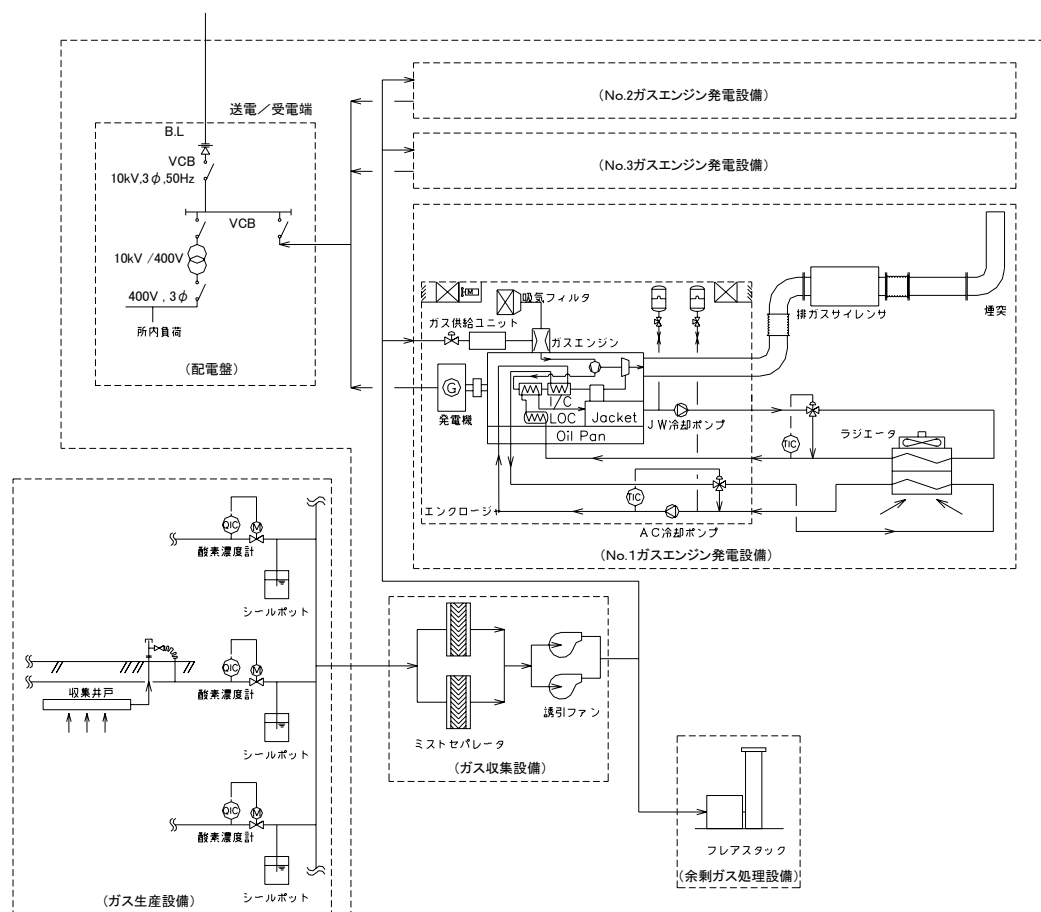
- ガス発電設備

ガスを燃料として発電し電力を供給するガスエンジン発電設備と発電した電気を既設電力網に供給する配電盤

- 余剰ガス燃焼設備(フレア)

余剰ガスおよび発電システムが稼働していない場合に埋立地ガスを燃焼処理する

なお、ガス収集設備やガス発電設備、配電盤、余剰ガス処理設備のパイロットバーナーはユニット化し、コンテナに収納する。コンテナ化により、現地の施工(据付や芯だしなど)の簡略化、現地での不慮の事故(据付ミスによる破損や盗難など)の回避等のメリットが期待できる。



図Ⅱ-3-4 全体システム系統図

3.2.2 各施設の概要

(1) 井戸・配管

埋立地ガスは、各埋立地に水平に埋設するガス抜き坑(収集井戸)により採取され、井戸取出管、収集配管を通して、ヘッダー管につながっている。ヘッダー管を通じて埋立地ガスが施設に至り、施設内の脱水器(ミストセパレータ)へ送られる。

井戸の坑埋設方式はカンペンセン、ラチャテワの採用実績より、水平埋設方式とする。両サイトで採用されている水平埋設方式は、最上部の覆土(トップソイル)の下部に水平井戸を設置する方式(1段のみ)である。この方式では、浸出水の影響が少ないという利点がある一方、埋め立てが完了するまで埋立地ガスの回収が出来ない。

本プロジェクトでは埋立地ガスの回収量を上げるため、2段設置方式とし、Ground level(GL)+5.5m、GL+12m にガス抜き坑を埋設する。(ただし、Open Dumping Area については埋立が完了している関係により、1段設置方式としGL+5.5m にガス抜き坑を設置する。)

多量の浸出水が発生するため、井戸は傾斜を持たせ(3~5%)、浸出水排出配管に接続し、配管内の浸出水を排出する。浸出水排出配管の排出側端部にドレンポットを備え、空気の吸い込みを防止する。収集井戸は、酸素が混入(酸素濃度計で測定)、またはガスが出なくなった場合に、系統ごとに設置されたバルブを閉める。

図 II-3-5 に敷地全体図と図 II-3-6 に井戸断面図を示す。

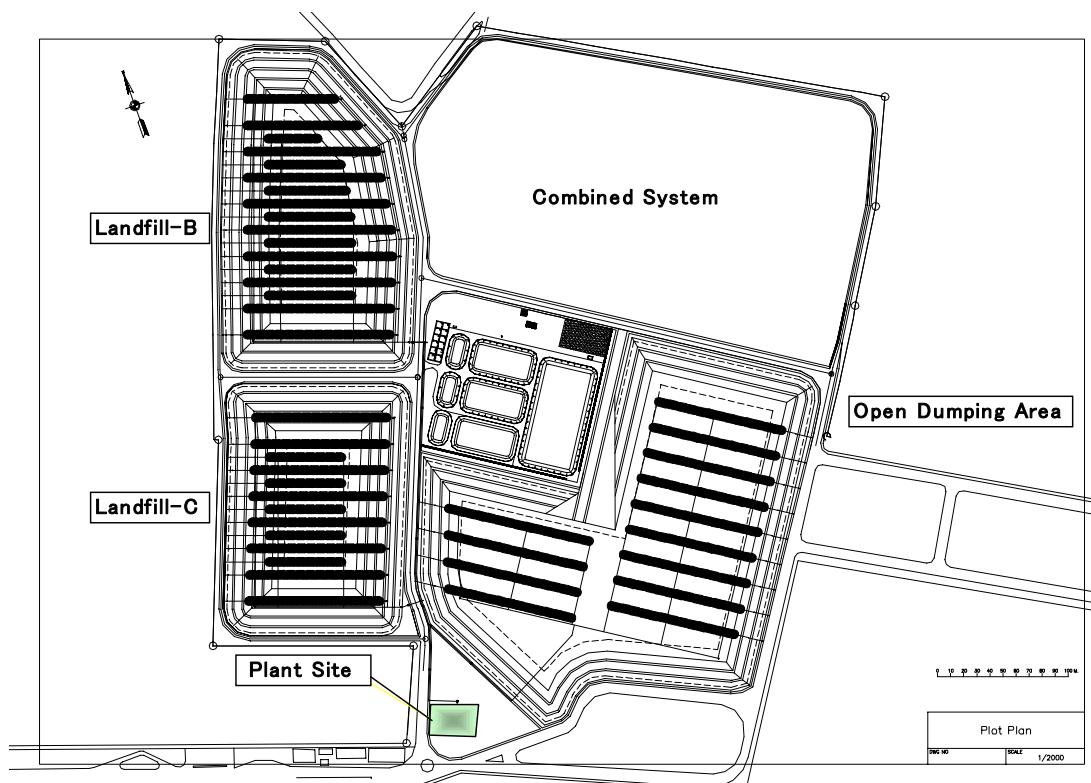


図 II-3-5 全体配置図

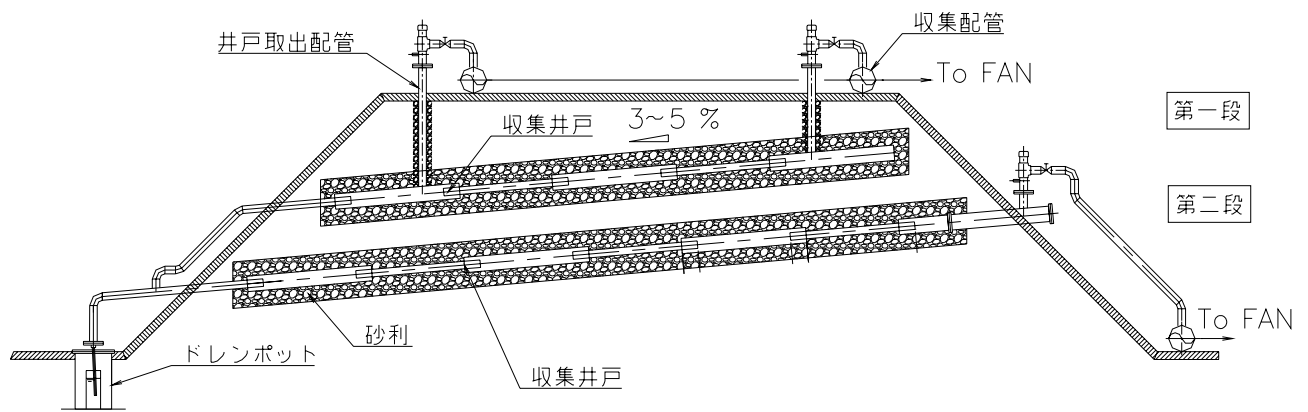


図 II-3-6 井戸断面図(イメージ)

井戸、配管に使用する材料は耐食性、現地調達容易さ及び施工し易さ等の理由により、塩ビを採用する。ただし、塩ビは紫外線に弱い為、露出部は紫外線カットの塗料を塗布するなどの対策を講じる。

各エリアの井戸の水平管の本数(管の総長さ)は、ガス回収量率(Gas Flow Rate)を用いて算定した。ガス回収量率は一定長さの井戸(水平に埋め立てられている部分)がガス回収する量を示しているもので、次式より算出する。

$$R = W \div L \cdots \text{式 II-⑦}$$

R : ガス回収量率 (m³/h・m)

W : 回収ガス量 (m³/h)

L : 井戸(水平部分)の総全長 (m)

タイ国の他のサイトでの実績値として、R=0.5(ガス回収期間が長い)~1.0(ガス回収期間が短い)である。本プロジェクトでは R=0.5 前後になるように間隔は 20m とした。井戸、配管の仕様を表 II-3-7 に示す。

表 II-3-7 ガス生産施設(井戸・配管)の主要仕様

項目		Open Dumping Area	Landfill-B	Landfill-C
収集井戸				
材質		PVC	PVC	PVC
口径		100A&150A	100A&150A	100A&150A
第一段	本数	13	7	5
	平均長さ(m)	99	60	56
第二段	本数	-	10	8
	平均長さ(m)	-	102	100
井戸総長(m)		1,292	1,436	1,080
ガス回収量率 (m ³ /h・m)		0.5	0.4	0.6
井戸取出管				
材質		CS	CS	CS
口径		100A	100A	100A
第一段	本数	13	7	5
	平均長さ(m)	11	11	11
第二段	本数	-	10	8
	平均長さ(m)	-	17	17
井戸取出管総長(m)		0	242	187
収集管 (メインヘッダー管まで)				
材質		PVC	PVC	PVC
総長(m)	100A	760	715	560
	200A	380	360	155
収集管 (メインヘッダー管)				
材質		PVC		
総長(m)	300A	130		

(2) ガス回収設備及び余剰ガス処理設備、排水処理設備

ガス回収設備は埋立地で発生した埋立地ガスを、収集ブロワで吸引することで施設内にガスを引き込む。引き込んだガスは収集ブロワの吐出側より余剰ガス燃焼施設や発電設備に供給する。設備の腐食や閉塞、エンジンへの障害を防止するため、配管中に発生する凝縮水は、設備内に組み込まれる脱水器(ブロワの前段)にて回収する。収集ブロワの処理能力は回収できる埋立地ガス量を元に決定する。なお、ブロワの電源は発電された電力より供給を受ける。

余剰ガス燃焼装置はガスエンジンがメンテナンスで停止している場合や、ガスエンジン消費量以上のガス回収がある場合、余剰の埋立地ガスはフレアスタックで燃焼させる。フレアスタックのパイロットバーナーの燃料も埋立地ガスを利用する。

排水処理設備はガス収集設備で発生する凝縮水を引き出し、施設外に排出する。施設の仕様を表 II-3-8 に示す。

表 II-3-8 ガス収集設備の概要

Service Name	No. Req'd	Specification	Weight(ton/one)
Gas collection blower unit with shade	1	Skid size : 3000mmWx7000mmL	5 (skid)
Gas collection blower #1,#2,#3	3	Type : Rotary blower Capacity : 621 Nm ³ /h dry(15m ³ /min wet) Pressure : 700mmH ₂ O(delivery) : -700mmH ₂ O(suction) Material : CS Accessories : Drain separator Driver : Motor, 7.5* kW, 970* rpm	
Collection gas drain separator	1	Type : Vertical , Cylindrical tank Capacity : 1.2 m ³ Dimension : 1000mm ID x1500mmSH Material : CS Design Pressure/temp. : 0.02 MPaG / 60 degC	
Pipe module for blower	1	Dimension : 12B/6B	
Collection gas filter #1,#2,#3	3	Type : Cartridge filter with drain valve Capacity : 194 m ³ /h Filter media : 3 μm Material : * Design Pressure/temp. : 0.02 MPaG / 60 degC	0.05
Collection gas flare stack	1	Type : Vertical Capacity : 1863 Nm ³ /h dry(44.1m ³ /min wet) Dimension : 10B* x10000mmH Accessories : Pilot burner unit	2
Pilot burner unit	1	Accessories : Pilot burner air blower (0.2kW)	0.5
Pipe module for flare stack	1	Dimension : 10B (500mmWx3000mmL)	1
Waste water unit	1	Skid size : 1900mmWx1900mmL	0.5 (skid/cover)
Purge blower	1	Type : Turbo fan Capacity : 5 m ³ /h x 10mmH ₂ O Material : CS Drive. : Motor, 0.2* kW, 1500* rpm	
Waste water pump	1	Type : Submerged Capacity : 2 m ³ /h x 15 mH Material : CS Drive. : Motor, 0.2* kW, 1500* rpm	
Waste water pit	1	Type : Sife primeing Capacity : 3 m ³ Dimension : 1500mm□ x1500mmH Material : RC with paint coat (inside) Design Pressure/temp. : ATM / 60 degC	-

(3) ガスエンジン発電設備

ガス収集設備より供給された埋立地ガスでガスエンジンを運転し、電力を発生する。発電した電気(AC400V)は、低圧配電盤を介しプラント設備内で消費する所内電力分を分岐後、既設電力網に接続する。

ガスエンジン発電設備の仕様を表 II-3-9、外観を図 II-3-7 に示す。

表 II-3-9 ガスエンジン(TGB2016FV8) 発電設備の機器仕様

Service Name	No. Req'd	Specification	Weight (ton/one)
Gas Engine Generator #1,#2,#3	3	Skid size : 3000mmWx12192mmL	30 (skid)
		Gas engine : Industrial type with weather proof enclosure for outdoor installation Type : 8 cylinder V-engine Model : Deutz AG TBG 616 V08 K Shaft power output : 323 kW Fuel : Landfill gas Starting system : Electric cell motor Cooling method : Air/water cooled Generator Type : Synchronous generator with brushless exciter Model : HC.I 534 D2 Terminal power output : 311 kW Voltage : 400V Frequency : 50 Hz No. of poles : 4 Power factor : 0.9 Cooling method : Air cooled Insulation class : H Consisting of : 1) Gas engine with turbocharger and intercooler 2) Reducer 3) Generator 4) Startor motor : 5.4kW (24VDC) - Starter battery : 143Ahx2 (400V AC) - Battery charger (400V AC) 5) Lubrication system - Lube oil pump (shaft drive) - Prelubrication pump(for start) : 0.37kW (400V AC) - Lube oil filter - Lube oil cooler - fresh oil tank (500L) - fresh oil pump : 0.37kW (400V AC) - Waste oil tank (300L) 6) Ventiration system - Intake air fan(6500m3/hx2) : 2.2kWx2 (400V AC) - Intake air filter(6500m3/hx2) - Intake air silencer(6500m3/hx2) - Outgoing air silencer(11700m3/hx1) - Compartment heater : 2 kW (400V AC) 7) Cooling system Engine cooling - Jacket water pump (21.8m3/h) : 3.45 kW (400V AC) - Cooling water preheater : 3kWx2 (400V AC) - Expansion tank(110L) Mixture cooling - Intercooler water pump (.8m3/h) : 0.87 kW (400V AC) - Expansion tank(110L) Glykol tank(300L) Air fine cooler fan : 1.35kWx6 (400V AC) 8) Exhaust gas silencer 9) Fire Fighting System - Alarm/ Extinguisher	

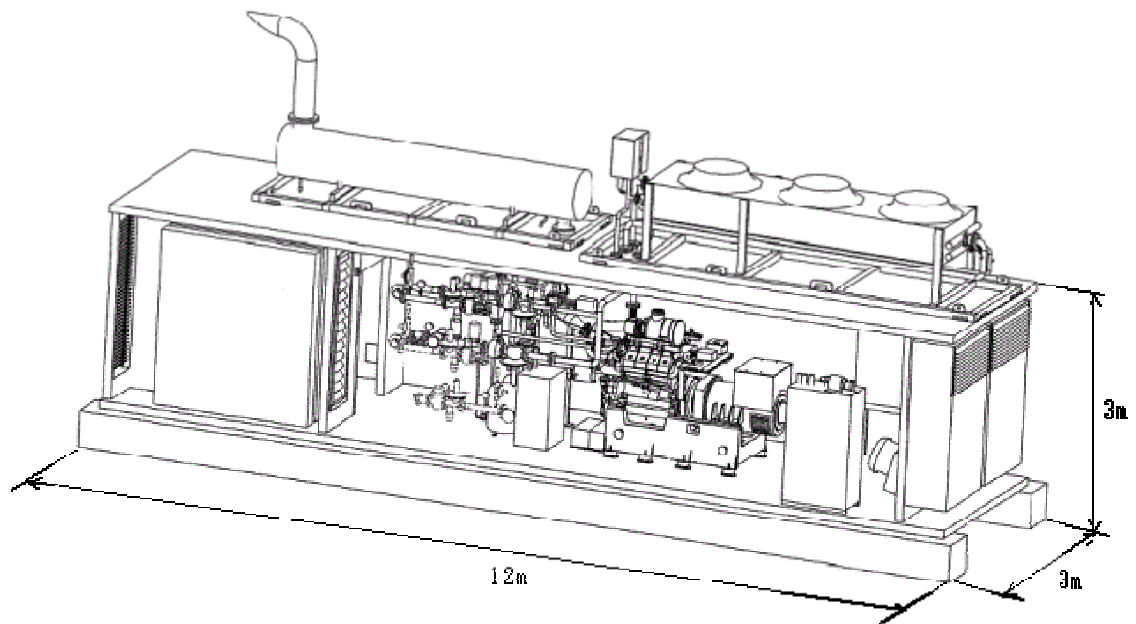


図 II-3-7 ガスエンジン (TGB2016FV8) 発電設備の外観図

(4) 配電盤(電気供給装置)

発電設備で発電した電気は、施設内のユーティリティ用電源と敷地外に電力を供給することに使う。発電した電気は全て電気盤に送られ、グリッドに連携し、敷地内の動力負荷(ブロワやポンプなど)や一般電源(照明など)、計装用電源に利用する。同時に、余った電気はトランスで 22kv に昇圧し、グリッドに接続する。接続方式はタイ電力公社 (Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT)) 標準の接続方式を採用する。なお、本プロジェクトは発電容量が 1MW 未満のため、“T type tie-in”を採用する。図 II-3-8 に Single Line Diagram を示す。各種装置・設備の配置図を図 II-3-9 に示す。

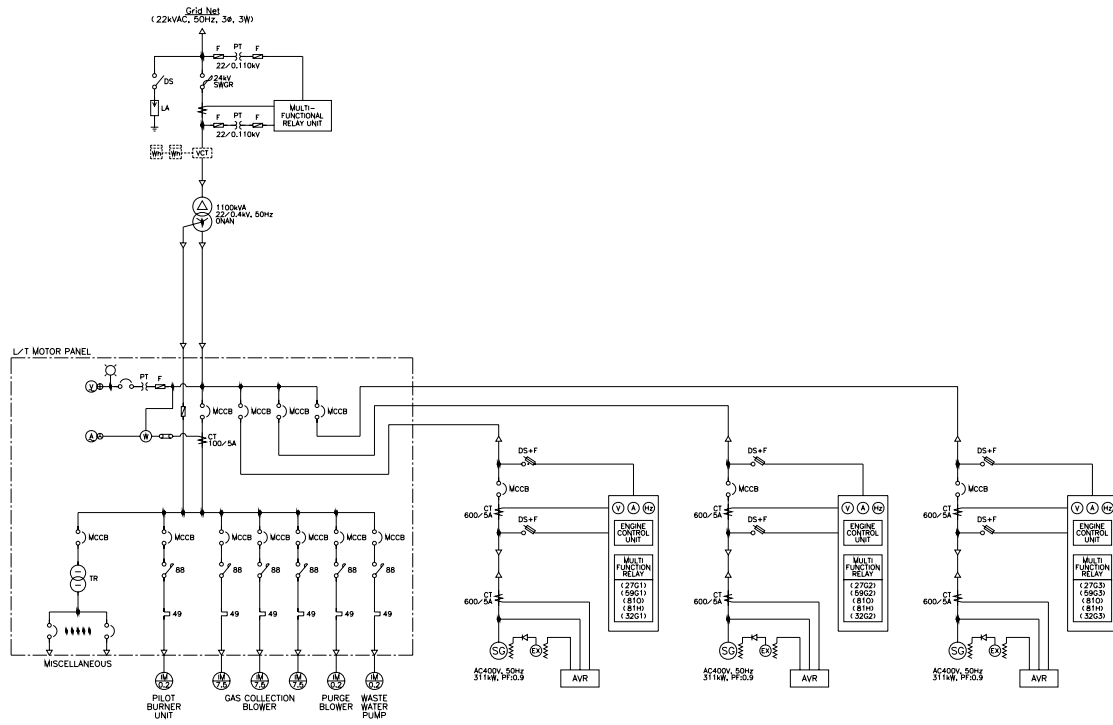


図 II-3-8 Single Line Diagram

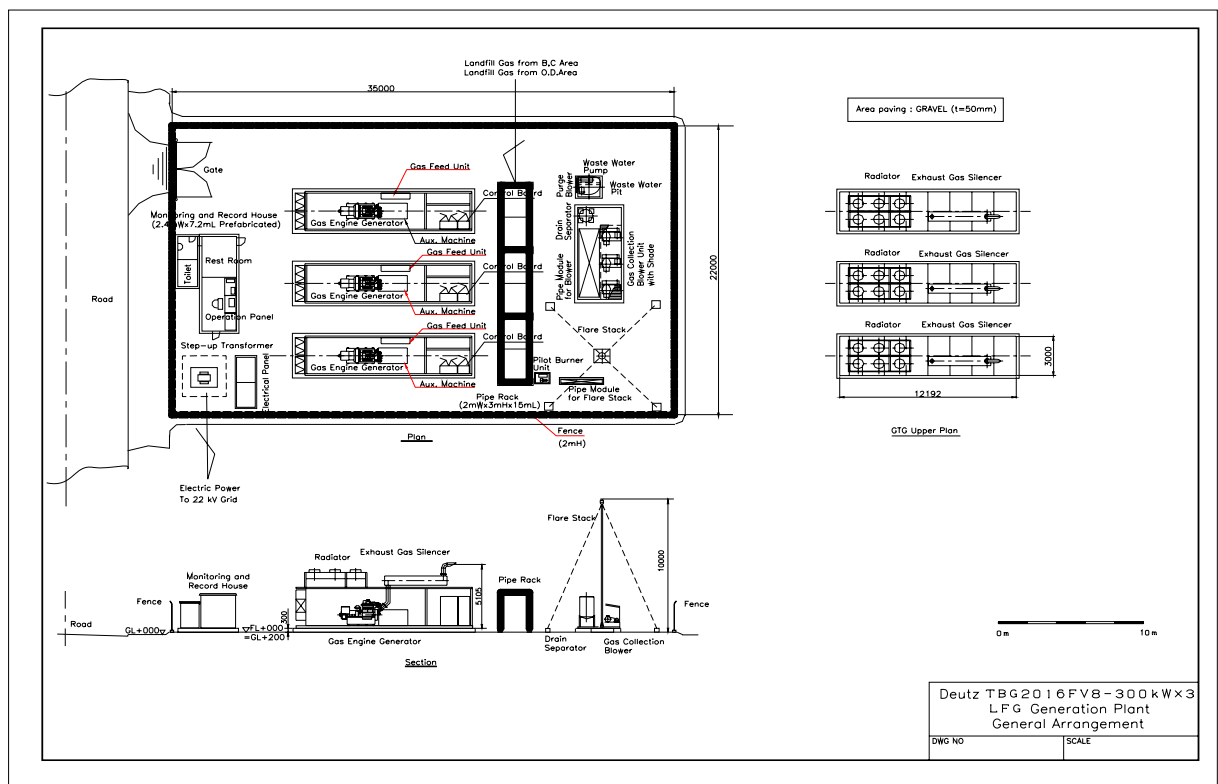


図 II-3-9 施設配置図

3.2.3 施設管理

(1) 安全関係

①防災関係

ガス漏れおよびそれに伴う火災が危惧される。また、埋立地内での火災も注意を要する。日常点検にて配管の目視確認と各井戸の酸素濃度を確認する。点検時にはハンディ型濃度計と消火器を携行する。

機器が納まっているコンテナにはガス漏れ検知器を設置する。

②保安関係

埋立地内には現状スカベンジャーが存在し、彼らによる施設への侵入などが想定されるが、施設はフェンスで囲っているとともに、主要機器や事務所は全てコンテナに収納されているため、容易に盗難は発生しない。また、施設は24時間運用するため、最低1人以上は居り、保安関係は重要な検討項目とは考えられない。

(2) 運転管理、オペレータ教育

施設の運転及び保守・管理を行うために必要な人員を表Ⅱ-3-10のとおり設定した。Mechanical EngineerとElectrical Engineerは機器や電気設備の責任者として、施設管理や保守計画など主に担当する。なお、運転業務や各種レポートの作成も行う。Operatorは運転要員とする。本施設は24時間運転を想定しているため、運転管理業務はこの4名にて3勤1休の体制で対応する。運転教育(保守管理を含む)は、設備引渡し前および運転管理技術の向上のため定期的実施する。

表Ⅱ-3-10 施設の運転・保守に必要な人員

役務	所要人数
Mechanical Engineer	1人
Electrical Engineer	1人
Operator	2人
合計	4人

(3) 定期メンテナンス

表Ⅱ-3-11 に示すメンテナンス項目及びスケジュールに従ってメンテナンスを実施する。

表Ⅱ-3-11 メンテナンス項目およびスケジュール

	メンテナンス項目	運 転 時 間						
		毎日	1,500 毎	3,000 毎	6,000 毎	12,000 毎	24,000 毎	48,000 毎
エンジン 本体	・異音・異常・油漏れ等目視点検	○						
	・点火プラグ点検、交換		○					
	・ガス制御弁類点検			○				
	・制御装置点検					○		
	・シリンダカバー開放点検					○		
	・主要部品開放点検、交換						○	
	・オーバーホール・軸受類交換							○
発電機・ 盤類	・異音・異常・油漏れ等目視点検	○						
	・定期点検				○			
	・絶縁チェック					○		
	・保護装置作動確認					○		
ガス収集 設備	・ガス収集配管の外観確認	○						
	・リークなどの確認	○						
	・シールポットの液面確認	○						
	・点検・補修				○			
酸素濃度計	・酸素濃度の確認	○						
	・点検・補修					○		
メタンガス 濃度計	・メタンガス濃度の確認	○						
LFG 流量計	・LFG 流量の確認	○						
脱水器	・ドレン排出機能の確認	○						
	・点検・補修				○			
脱硫装置	・異音・異常・水もれ等目視点検	○						
	・差圧確認	○						
	・触媒交換						○	
ガスフィルター	・差圧確認	○						
	・フィルタ交換					○		
その他 補機類	・異音・異常・水もれ等目視点検	○						
	・循環ポンプ・ファン点検					○		
	・熱交換器類点検、清掃					○		

3.3 発電量の算定

3.3.1 設備の稼働

(1) 発電設備の運転条件

長期間安定的に発電するための運転条件を表Ⅱ-3-12に示す。

表Ⅱ-3-12 運転条件

項目	条件	備考
運転負荷率	回収ガス量に応じて変更	表Ⅱ-3-6 参照
事故(故障)率	年間量運転時間の5%	
裕度	発電負荷の0%	
発電設備補機損失	発電量の5%	発電設備に付帯する補機用
施設運用損失	発電量の5%	収集設備や一般電源用
送電ロス	発電量の2%	
定期メンテ期間	20日/年	平均値

(2) 発電量および売電量の算定方法

下式にて発電量および売電量を算出する。

発電量(kWh/year)・・・式Ⅱ-⑧

$$= 1 \text{ 台の発電容量(kW)} \times \text{台数} \times \text{発電負荷率} \times (100\% - \text{裕度}) \\ \times (100\% - \text{発電設備補機損失}) \times ((365 \text{ 日} - \text{定期メンテ期間}) \times 24 \text{ 時間}) \\ \times (100\% - \text{事故率})$$

売電量(kWh/year)・・・式Ⅱ-⑨

$$= \text{発電量} \times (100\% - \text{埋立地ガス回収設備損失}) \times (100\% - \text{送電ロス})$$

3.3.2 予想発電量・売電量

表Ⅱ-3-12 運転条件に基づき事業期間中に得られる発電量および売電量を算出する。

検討結果を表Ⅱ-3-13に示す。

表Ⅱ-3-13 プロジェクトによる各年の発電量および売電量

Year	年間発電量 (MWh/y)	年間売電量 (MWh/y)
2007	2,460	2,288
2008	6,953	6,466
2009	6,953	6,466
2010	6,953	6,466
2011	6,953	6,466
2012	6,953	6,466
2013	6,953	6,466
2014	6,953	6,466
2015	6,953	6,466
2016	6,953	6,466
2017	5,910	5,496
2018	5,215	4,850
2019	4,403	4,095
2020	3,708	3,449

3.4 発電設備および維持管理費

3.4.1 設備関係コスト

本調査では設備コストを積算するために、現地の状況を勘案した設備計画の検討を行った。

施工方法は現地(タイ国)の EPC 建設会社に井戸から施設までをターンキー(詳細設計から試運転完了まで)で一括発注することを想定して算定した。

入手した現地コストを元に積算を行った結果、総額 285.3 百万円となった。構成比率を表 II-3-14 に示す。

表 II-3-14 設備関係コストの内訳

項目	比率	備考
設計費・管理費	30%	システム設計(計画)および工程管理
機器・材料費	57%	施設内の機器、ガス生産設備の井戸・配管
現地工事費	13%	土建、据付

3.4.2 O&M 関係コスト

(1) 人件費

表 II-3-15 で示す通り、本施設の運転及び日常保守、管理に必要な人員は 4 名とし、人件費は下表の通り想定した。

表 II-3-15 運転に関する労務費

役務	所要人数	単価(bath/月)	労務費(千円/年)
Mechanical Engineer	1人	20,000	648
Electrical Engineer	1人	20,000	648
Operator	2人	10,000	648
合計	4人	-	1,944

注) 1bath=2.7 円とした

(2) 定期メンテナンス費

① ガスエンジン発電設備

300kW クラスの発電設備の日本における一般的な定期メンテナンス費は 2.5~3.5 円/kWh である。定期メンテナンス費は半分近くが労務費で占められているのと、発電設備以外の付帯機器のメンテナンスも含まれている高額である。これらを考慮して、現地の技術者や施設の運転員(Operator)の積極活用によりコストダウンを図るとして 1.5 円/kWh とした。

② ガスエンジン発電設備以外

重要機器(ミストセパレータ、フィルタ、ブロワ)は二重化を図っているため、日常保守で十分である。また、これらの機器は分解整備よりユニット交換の方が手軽なため、故障した時にユニット交換することを前提に発電設備を除いた機器費の 3%(毎年)とした。

4 温室効果ガス排出削減量

4.1 ベースラインの検討

4.1.1 ベースライン方法論

昨年度はベースライン方法論として AM0003 を採用した。AM0003 の特徴は、ベースラインおよび追加性の証明が経済性の評価のみでおこなうシンプルなツールであること、ただし、電力の代替による排出削減量はカウントしないというものである。本年度も AM0003 の採用を想定していた。しかし、本年度調査においてプロジェクトの経済性の改善が大きな課題の一つであることから、電力の代替によるクレジットを獲得することの出来る方法論である ACM0001 を採用することとした。

なお、追加性の証明は、“Tool for the demonstration and assessment of additionality” (EB 16 Report Annex 1)、電力代替による排出削減量の算定は、発電容量から小規模 CDM の方法論 TYPE1-RENEWABLE ENERGY PROJECTS, 1.D. Renewable electricity generation for a grid, para. 29 に基づいて算定した。

4.1.2 方法論の適応

(1) 採用方法論の妥当性について

ACM0001 は埋立地ガスの回収プロジェクトで、ベースラインシナリオが埋立地ガスの大気への全量又は部分的な放出であり、以下の何れかの活動を含むプロジェクトが対象に適応可能としている。

- a) 回収された埋立地ガスはフレア処理される
- b) 回収されたガスはエネルギー利用(電力、熱等)される。ただし、エネルギーの代替による排出削減量をクレームしない場合。
- c) 回収されたガスはエネルギー利用(電力、熱等)される。ただし、エネルギーの代替による排出削減量をクレームする場合。

当該プロジェクトは、埋立地ガス回収プロジェクトであり、ベースラインシナリオは埋立地ガスの大気への全量放出である。そして当該プロジェクト活動は、回収したガスをフレア処理又は、発電に利用し、電力の代替による排出削減量をクレームすることから Applicability Condition の a)、c)に 適応する。従って、ACM0001 の当該プロジェクトへの採用は妥当であるといえる。

4.1.3 排出削減量の算定

(1) 排出削減量の算定方法

$$ER_y = MD_{\text{project}, y} * GWP_{\text{CH}_4} + EG_y * CEF_{\text{electricity}}$$

ER _y	ある年“y”の温室効果ガス排出削減量	tCO ₂ e
MD _{project, y}	ある年“y”のプロジェクトによるメタン破壊量	tCH ₄
GWP _{CH₄}	メタンの温暖化係数	21 tCO ₂ e/ tCH ₄
EG _y	ある年“y”の電力代替量(売電量)	MWh
CEF _{electricity}	プロジェクト開始時の平均炭素排出係数	tCO ₂ e/MWh

$$MD_{\text{project}, y} = MD_{\text{flared}, y} + MD_{\text{electricity}, y}$$

MD _{flared, y}	ある年“y”のフレアによるメタン破壊量	tCH ₄
MD _{electricity, y}	ある年“y”の発電及によるメタン破壊量	tCH ₄

$$MD_{\text{flared}, y} = LFG_{\text{flare}, y} * w_{\text{CH}_4, y} * D_{\text{CH}_4} * FE$$

$$MD_{\text{electricity}, y} = LFG_{\text{electricity}, y} * w_{\text{CH}_4, y} * D_{\text{CH}_4}$$

LFG _{flare, y}	ある年“y”のフレアで燃焼された LFG 量	m ³
w _{CH₄}	ある年“y” の LFG 中のメタン含有率	m ³ CH ₄ / m ³ LFG
D _{CH₄}	メタンの比重	tCH ₄ /m ³ CH ₄
FE	フレア効率	%
LFG _{electricity, y}	ある年“y”の発電設備で消費された LFG 量	m ³

(2) リークエージ

当該方法論でリークエージは“No leakage effects need to be accounted under this methodology”とされており考慮の対象となっていない。しかし、当該プロジェクトは発電電力がプロジェクトのオペレーションに十分でない場合の購入電力量をリークエージ(L_y)として算定することとした。ただし、リークエージは基本的に発生しないと想定しているため排出削減量の計算には考慮していない。

$$L_y = EG_y * CEF_{\text{electricity}}$$

L _y	ある年“y”のリークエージ量	tCO ₂ e
EP _y	ある年“y”の購入電力量	MWh

4.1.4 追加性の証明

前述のとおり、Tool for the demonstration and assessment of additionality(追加性証明ツール)に基づき追加性の証明を行う。追加性証明ツールでは、まず AM0003 と同様に実現可能な代替プロジェクト案をリストアップし、関連法規制への適合性、経済性、プロジェクト障害、当該地域・当該セクターにおける一般的なプラクティスのステップでそれぞれ評価を行い、代替プロジェクトを絞り込むと同時に提案プロジェクトのシナリオが追加的であることの証明を行うものである。以下、追加性証明ツールに沿って証明を行う。

Step 1. (現状の法規制に適合した)代替案のリストアップ

Sub-step 1a. プロジェクト代替案の定義

プロジェクト代替案として以下の3つの代替案を想定した。

➤ **投資を行わないシナリオ(現状維持シナリオ)**

埋立地の所有者および運営者であるPAONは現状の運用を継続する。すなわちPAONは埋立地の管理のみを行い埋立地ガスは埋立地に設置済みの排気管および埋立地表面から大気に放出される。

➤ **埋立地ガス回収システムを設置。ただし、ガスは利用せずフレアで焼却するシナリオ**

PAON は、部分的或いは包括的な埋立地ガス回収システムおよびフレアシステムを設置する。ただしガスはエネルギーとして利用しない。

➤ **埋立地ガス回収、発電およびフレアシステムを設置するシナリオ(プロジェクトシナリオ)**

PAON は効率のよいLFG回収システムおよびフレアシステムと共に発電システムの設置を行う。

タイのLFGに関連した法規およびガイドラインは、1998年MOSTE(現MONRE)のPCD発行の「固形廃棄物管理に関する法規およびガイドライン:REGULATION AND GUIDELINE OF MUNICIPAL SOLID WASTE MANAGEMENT」に示されている。このガイドラインによると、爆発・火災及び悪臭防止のため、ガスのモニタリングシステムおよびコントロールシステムを設置しなければならないとしている。また、ガイドラインにはコントロールシステムとして2つの方式が紹介されている。一つは水平又は垂直式の通気管による大気への自然放出、もう一つはブロー等による機械的な回収システムである。プロジェクトサイトであるノンタブリ廃棄物処理センターではこのガイドラインに則って垂直式の通気管が設置されており、ガス回収をアップグレードする計画はない。

PCDによると、新たな国家廃棄物管理計画(国家マスタープラン)が計画されている。現在は、国家マスタープランの正式な発行にむけ、NEBおよび内閣に提出する準備を進めているとの情報である。この計画が施行されると、関連省庁および各自治体はアクションプランを作成することになり、その中で埋立地ガスに関連した新たな要求事項が提示される可能性はある。ただし、一般的にタイでは環境保全に関する法規制の施行には非常に長いリードタイムが必要であることから、プロジェクトの獲得期間に埋立地ガスの回収及び利用に関する新たな法規制が施行される可能性は考えられない。

以上、タイの埋立地および埋立地ガスに関連した法規制から判断すると、2番目のシナリオである「埋立地ガス回収システムを設置。ただし、ガスは利用せずフレアで焼却するシナリオ」の実施を要求する法規制はない。また、多くの投資を必要とするにも拘わらず利益を生まない。つまり、埋立地のオーナーであるPAONが本シナリオを実施するインセンティブは存在せず、2番目のシナリオは代替シナリオとして現実的とはいえない。よって代替シナリオを以下の2つに絞る。

代替案-1 : 投資を行わないシナリオ (現状維持シナリオ)

代替案-2 : 埋立地ガス回収、発電およびフレアシステムを設置するシナリオ
(プロジェクトシナリオ)

Sub-step 1b. 関連法規制に対する適格性

Sub-step 1a で示したとおり、現在タイには埋立地ガスの回収、フレアおよび利用に関連する法規制はない。また当面、タイの埋立地および埋立地ガスに関連した法規制の変更の可能性は考えられない。代替案-1 および代替案-2 はこれらの法規制を満足しており、代替案として適格である。

Step 2. 投資分析

Sub-step 2a. 適切な分析手法の検討

代替案はそれ相当のプロジェクトへの投資を必要とする。従って投資比較分析による評価が妥当である。

Sub-step 2b - Option II. 投資分析の適応

本プロジェクトでは経済性分析の指標として IRR を採用する。

Sub-step 2c. 経済性指標の計算および比較

プロジェクトの初期投資額、運営、保守コスト及びその他関連経費を含めたコストはプロジェクト実施期間である 10 年間で総額 3.8 百万ドルである。一方、プロジェクトによる収入は買電収入で、その総額は 3.1 百万ドル (総発電量: 60GWh × 買電単価: 2.1 Baht/kWh) である。これらの条件に基づいて IRR を算定すると、プロジェクトの IRR は -5.1% となり、投資家にとって魅力的な IRR とはいえない。従って、プロジェクトは追加的でありベースラインシナリオではない。

Sub-step 2d. 感度分析

Sub-step 2c で示した結果の妥当性を強固なものとするため、Sub-step 2c で使用したパラメーターが想定できる範囲で IRR を改善する方向に変化した場合を想定し、感度分析を実施した。感度分析に使用する想定 (値) はプロジェクトの IRR が想定出来る範囲でベストな IRR となるように選定し IRR を算定した。以下に IRR の算定に採用した想定条件を示す。

- 1) 投資コストが現時点の見積金額より 20% 低く抑える事が出来る。そして
- 2) 運営費およびメンテナンス費用も現時点の見積金額より 20% 低く抑える事が出来る。そして、
- 3) 買電単価が現時点の単価から平均で 20% 上昇する場合。

この条件で算定したプロジェクトの CER を含まない IRR は 2.4% であった。これは、タイの 10 年ものの国債の金利である 4.9% より低く、経済的に魅力的な選択肢とはいえない。従ってプロ

プロジェクトシナリオが経済的に魅力的な選択肢でないことは明らかである。

Step 3. バリア分析

Sub-step 3a. 本プロジェクトの実現を妨げるバリアの同定

Step 2 の投資分析で示した経済的なバリアに加え、本プロジェクトの実施には以下のバリアが存在する。

1) 技術的バリア

本プロジェクトに採用する技術は確立された技術であり欧米では広く採用されている。しかし、タイで計画中のプロジェクトは共に実証実験レベルであり商用レベルではない。従って、タイでは同技術は確立された技術でなく、技術的バリアが存在している。

2) 埋立地ガスプロジェクト固有のリスク、不確実性

埋立地ガスプロジェクトの事業性を左右するパラメーターに埋立地ガス量がある。しかし、埋立地ガスの発生量および回収量に影響を与える廃棄物組成や埋立地ガス発生速度などのパラメーターは事業者が管理・制御できるものではない。その他、埋立地のマネージメントも埋立地ガスの発生および回収に影響を与えるが、ノンタブリ県は衛生埋立運営の経験はなく、欧米で一般的なレベルの管理が行われる可能性は低い。

Sub-step 3b. 同定されたバリアが最低一つの代替案(プロジェクトシナリオ以外)の実現のバリアとしない事を示せ

Sub-step 3a で示したバリアは現状維持シナリオである代替案-1 に影響を与えず、実現を妨げるバリアとはならない。

Step 4. 一般的な慣行の分析

タイではカンペンセンとラチャテワ埋立地の2カ所で埋立地ガスの利用プロジェクトが計画されている。これらの埋立地は、プロジェクトの事業性を左右するパラメーターである廃棄物の受入量および埋立地容量共にノンタブリを含む他の埋立地と比較すると飛び抜けて大きく、埋立地ガスの利用プロジェクトとして条件が良い。(なお、どちらもパイロットフェーズであり、商用フェーズに至っていない。)従って、タイでは同種のプロジェクトの実績及び計画は存在していない。

Step 5. CDM 登録によるインパクト

CO2 クレジット(CER)による収入をプロジェクトの収入に含める事によりプロジェクトの経済性は改善する。本プロジェクトの経済性はCERにより(CERを含まない場合)IRR=-5.1%から(CERを含めた場合)IRR=+8.5%に改善する。

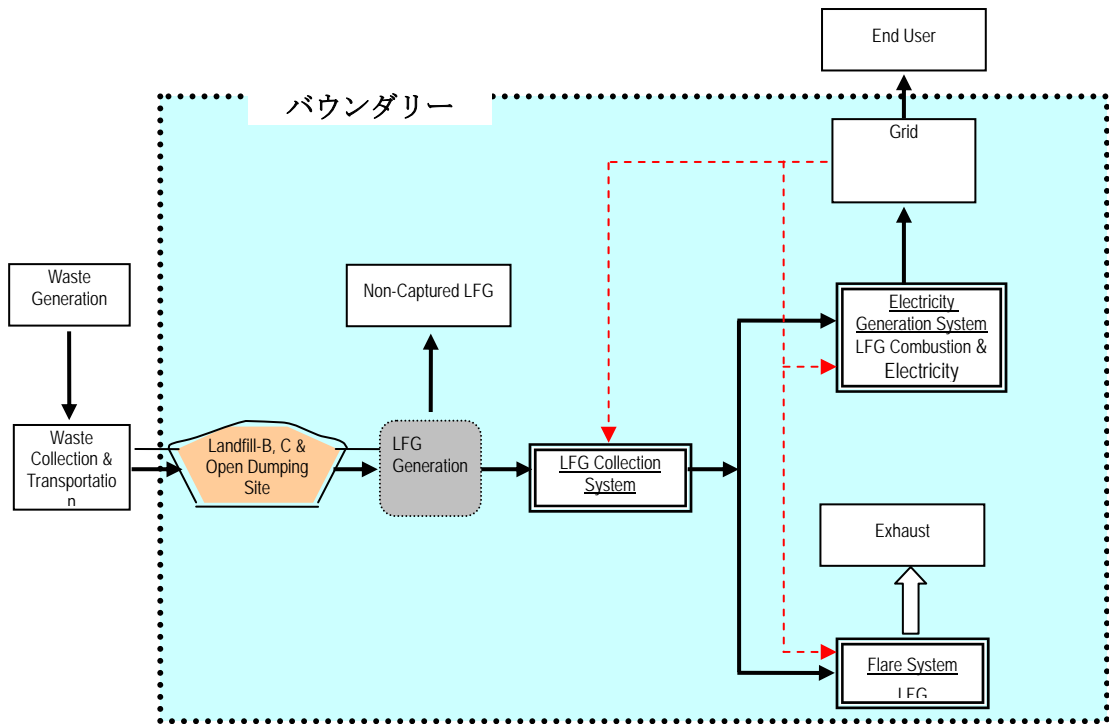
以上より、

- 1) プロジェクトシナリオ(代替案-2)はCERなしでは経済的に魅力的な代替案とはならない。
また、プロジェクトシナリオはベースラインシナリオでなく追加的といえる。

- 2) 従って、現状維持シナリオである代替案-1は唯一の現実的な代替案であり、ベースラインシナリオと同定できる。

4.1.5 プロジェクトバウンダリー

プロジェクトバウンダリーは、プロジェクトの地理的境界(埋立地ガス回収、発電、フレア設備)およびグリッドをバウンダリーに含めた。プロジェクトバウンダリーを図Ⅱ-4-1、プロジェクトバウンダリーのまとめを表Ⅱ-4-2に示す。



図Ⅱ-4-1 プロジェクトバウンダリー

表 II-4-2 プロジェクトバウンダリーまとめ

排出	プロジェクトシナリオ	ベースラインシナリオ
オンサイト 直接排出	<埋立地ガスの大気放出に伴う排出> プロジェクトは約 50%の埋立地ガスの回収を実現する。=約 50%は通気管および覆土から大気へ放出	<埋立地ガスの大気放出に伴う排出> 埋立地ガスの管理は実施されない=通気管および覆土から大気への全量放出
オフサイト 直接排出	<プロジェクト機材の搬入> 除外 :無視可能なレベル	該当なし
	<電力の代替による排出削減> 再生可能エネルギーによるグリッド電力代替	<電力の代替による排出削減> 該当なし
	<グリッド電力の使用による排出> 該当なし	<グリッド電力の使用による排出> 該当なし
オンサイト 間接排出	<プロジェクトの建設に拘わる排出> 除外 :無視可能なレベル	
オフサイト 間接排出	<埋立地への廃棄物の搬入> 除外 :無視可能なレベル	<埋立地への廃棄物の搬入> 除外 :無視可能なレベル

4.2 モニタリング

4.2.1 モニタリング方法論

モニタリングは、方法論 ACM0001 に基づいて実施する。なお、本方法論は回収されたフレア、発電等の設備で実際に破壊されたメタン量の直接計測をベースとし、モニタリングプランはフレア処理される埋立地ガスの成分および量の連続計測されることを想定して作成されている。主要な変数は、プロジェクトで回収されたメタン量($MD_{project, y}$)、フレアされたメタン量($MD_{flared, y}$)、発電に利用されたメタン量($MD_{electricity, y}$)および熱利用されたメタン量($MD_{thermal, y}$)である。また、これらの変数を調べるために以下にパラメーターのモニタリングが必要である。

- 埋立地ガスの発生量は、全埋立地ガス量($LFG_{total, y}$)のみならず、フレアで処理した量($LFG_{flare, y}$)、発電に使用した量($LFG_{electricity, y}$)そして、ボイラーで使用した量($LFG_{thermal, y}$)をそれぞれ連続的に計測すること。
- 埋立地ガス中のメタンの比率(wCH_4, y)は連続式の分析器又は定期的に計測する。なお、定期的な計測を行う場合、校正済みのポータブル分析器で統計的に有効な数のサンプルの分析を行うこととする。これは、全埋立地ガス量($LFG_{total, y}$)、フレアで処理した量($LFG_{flare, y}$)、発電に使用した量($LFG_{electricity, y}$)そして、ボイラーで使用した量($LFG_{thermal, y}$)の計測についても同様である。また、メタン比率は一日の間に 20%以上も変化するので分析には連続式のメタン分析器の採用が望ましい。
- フレア効率(FE)は、フレアの実稼働時間の割合とフレア過程の効率のかけ算により算定することが出来る。少なくとも四半期毎(必要に応じてさらに高い頻度)にフレア排気中のメタン含有率を計測し、フレアによりメタンが破壊される割合を調べること。
- 埋立地ガスの温度(T)および圧力(p)は埋立地ガス中のメタンの比重を調べるために計測する必要がある。
- (回収設備および熱エネルギーの輸送等)プロジェクトの運転に消費した電力および燃料を記録すること。
- 埋立地ガスプロジェクトに関連した法規制をモニターすること。法規制の変更はプロジェクトが実施されない場合にメタンが破壊/燃焼された量($MD_{reg, y}$)に反映すること。
- なお、ガス成分分析装置は、非常に繊細であることから、厳格な校正の QA/QC 手順が必要である。

本プロジェクトのモニタリング計画の概要を図 II-4-2、モニタリングの必要なデータを表 II-4-3 に示す。

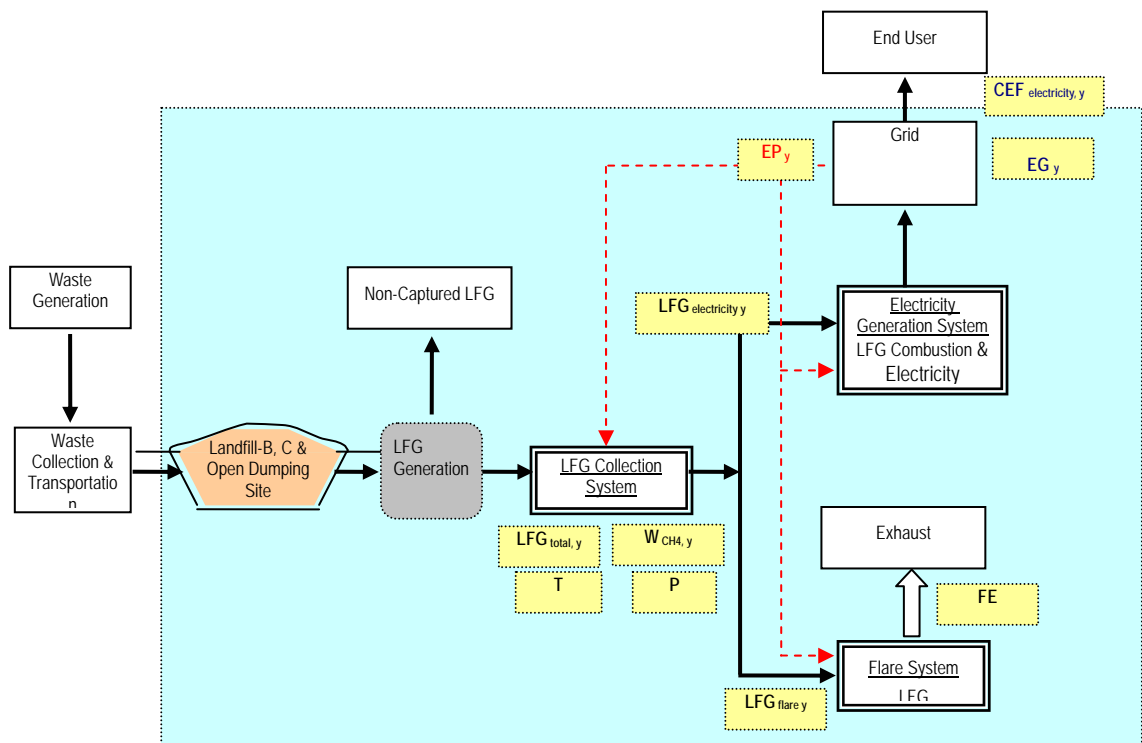


図 II-4-2 モニタリング計画概要

表 II-4-3 モニタリングに必要なデータ

ID	データ変数	データソース	単位	計測 (m) 計算 (c) 推定 (e)	記録頻度	計測するデータの割合	データの保管形態	データ保管期間	備考
D-1	LFG _{total, y}	総LFG量	m ³	m	連続	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2年間	量計による計測 データ集計単位: 月、年単位
D-2	LFG _{flare, y}	フレア処理されたLFG量	m ³	m	連続	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2年間	量計による計測 データ集計単位: 月、年単位
D-3	LFG _{electricity, y}	発電に利用したLFG量	m ³	m	連続	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2年間	量計による計測 データ集計単位: 月、年単位
D-4	FE	(1)フレア処理効率 (運転時間の評価) (2)排気中のメタン含有率	%	m, c	(1) 連続 (2) 四半期/可能であれば毎月	n/a	電子データ	クレジット獲得期間+2年間	(1) フレアの運転時間の連続運転 (および温度) (2) 定期的な排気中のメタン含有率の分析
D-5	wCH _{4, y}	LFG 中メタン含有率	m ³ CH ₄ / m ³ LFG	m	定期	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2年間	ポータブルガス分析器
D-6	T	LFG 温度	°C	m	定期	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2年間	メタンの比重計算用
D-7	P	LFG 圧力	Pa	m	定期	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2年間	メタンの比重計算用
D-8	CEF _{electricity, y}	グリッド電力の排出係数	kgCO ₂ /kWh	c	1 回 プロジェクト開始時		電子データ	クレジット獲得期間+2年間	EGAT のデータに基づきプロジェクト実施者が排出係数を算定する
D-9	EG _y	買電量	MWh	m	連続	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2年間	
D-10	EL _y	購入電力量	MWh	m	連続	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2年間	電力メーターは配電会社である MEA によりダブルチェックされる。

4.3 排出削減量の算定

4.3.1 電力の排出源単位

現在のところ電力の代替に伴う排出削減量の算定に必要な電力の二酸化炭素の排出原単位は公表されていない。そこで、①タイ電力公社 (Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT)) の 2003 年の発電量・購入電力量および燃料消費の実績 (表 II-4-4) に基づき、現時点の排出原単位を算定した。ただし、本調査では EGAT が (海外又は IPP、SPP (Small Power Producers) から) 購入した電力の消費燃料 (種類および量) に関する情報が入手出来なかったため、排出原単位は、EGAT が自ら発電した電力および消費した燃料 (量) のデータに基づき算定した。

算定に使用した燃料の密度を表 II-4-5、算定結果を表 II-4-6 に示す。

表 II-4-4 2003 年度 EGAT の発電量および燃料消費量

燃料タイプ		発電量および購入量 (グロス)		燃料消費量
EGAT による 発電電力	Natural Gas	31,969.63	GWh	304769 Million-cf
	Lignite	17,133.53	GWh	16 Mt
	Hydroelectric	7,741.42	GWh	
	Fuel Oil	2,112.69	GWh	529 M-litters
	Diesel Oil & Renewable Energy	48.04	GWh	17 M-litters
	小計	59,005.31	GWh	
購入電力	Domestic IPPs and SPPs	55,194.43	GWh	
	Neighboring Country	2,543.71	GWh	
	小計	57,738.14	GWh	
合計		116,743.45	GWh	

(出典 EGAT FY2003 ANNUAL REPORT)

表 II-4-5 燃料の密度

Conversion Factor	Value	Source
Natural Gas	0.000735 t/m ³	EIA Energy Statistics Manual Table A3.11
Fuel Oil	0.9251 ton/m ³	EIA Energy Statistics Manual Table A3.8
Diesel Oil	0.8439 ton/m ³	EIA Energy Statistics Manual Table A3.8

*1: Source: EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) Annual Report 2003 (<http://pr.egat.co.th/AnnualReport/AnnualReport2003/index.html>)]

表Ⅱ-4-6 電力の排出源単位

	Elec. Generated	Consumed Fuel	NCV Net Calorific Value	CEF Carbon Emission Factor	OX Oxidation Factor	CO2/C	CO2 Emission		CEF
Natural Gas	31,969.63 GWh	6,339 kt	46.85* ² TJ/kt	17.2* ³ tC/TJ	0.995* ⁴	3.67	18,637,048	tCO2	0.58 tCO2/MWh
Lignite	17,133.53 GWh	16,000 kt	12.14* ⁵ TJ/kt	27.6* ⁶ tC/TJ	0.98* ⁷	3.67	19,263,946	tCO2	1.12 tCO2/MWh
Fuel Oil	2,112.69 GWh	489 kt	40.19* ⁸ TJ/kt	21.1* ⁹ tC/TJ	0.99* ¹⁰	3.67	1,506,439	tCO2	0.71 tCO2/MWh
Diesel Oil	48.04 GWh	14 kt	43.33* ¹¹ TJ/kt	20.2* ¹² tC/TJ	0.99* ¹³	3.67	45,581	tCO2	0.95 tCO2/MWh
Total							39,453,014	tCO2	
EGAT 発電量 * ¹⁴							59,005	GWh	
EGAT 平均 排出原単位*¹⁴							0.67	tCO2/MWh	

*2 IPCC Ref. Manual Table 1-2

*3 IPCC Ref. Manual Table 1-1

*4 IPCC Ref. Manual Table 1-6

*5 IPCC Ref. Manual Table 1-2

*6 IPCC Ref. Manual Table 1-1

*7 IPCC Ref. Manual Table 1-6

*8 IPCC Ref. Manual Table 1-3

*9 IPCC Ref. Manual Table 1-1

Thailand : NGL

3) N. Gas Liquid

Gas

Thailand: Lignite_Production

22) Lignite

Coal

Residual Fuel Oil

9) Esidual Fuel Oil

*10 IPCC Ref. Manual Table 1-6

*11 IPCC Ref. Manual Table 1-3

*12 IPCC Ref. Manual Table 1-1

*13 IPCC Ref. Manual Table 1-6

*14 購入電力は含まない

Oil and Oil Products

Gas/Disel Oil

8) Gas / Disel Oil

Oil and Oil Products

4.3.2 算定条件

排出削減量の算定は、一般的に採用されている First Order Decay 方式を用いてメタンおよび埋立地ガスの発生量を算定、そして回収可能量および発電量を想定して算定した。結果は、プロジェクト全体で約 71 万トンの温室効果ガスの削減となる。なお、発電およびフレア処理によるメタンの焼却からの排出削減は二酸化炭素換算で約 67 万トン、電力の代替による排出削減量は約 4 万トンである。表 II-4-7 に算定に使用した条件を示す。

表 II-4-7 設定条件

パラメーター	Value	単位
K 値 (メタン発生割合定数)	0.15	1/yr
L0 (メタン発生ポテンシャル)	100	m ³ /Mg
LFG 中のメタン割合	50	%
メタン比重	0.0007168	tCH ₄ /m ³ -CH ₄ (at STP)
メタン温暖化係数	21	CO ₂ -e/CH ₄
LFG 回収効率	50	%
クレジット獲得期間	10 (07年8月-16年7月)	年
発電機容量	933 (311 kW ×3 セット)	kW
炭素排出係数	0.67	tCO ₂ /MW

4.3.3 排出削減量

プロジェクトによる排出削減量の算定は、「2 埋立地ガス発生量の算定」で求めた埋立地ガス発生量および回収量に基づいた。ただし、この算定結果は参考値であり実際の排出削減量の算定は、前述した「4.1.3 排出削減量の算定」のとおり実績に基づく。算定結果を次の通り示す。

表 II-4-8 発電によるメタン破壊量 (MD_{electricity, y})

表 II-4-9 フレアによるメタン破壊量 (MD_{flare, y})

表 II-4-10 プロジェクトによるメタン破壊量 (MD_{project, y})

表 II-4-11 電力代替による排出削減量

表 II-4-12 プロジェクトによる排出削減量 (ER_y)

表 II-4-8 発電によるメタン破壊量 ($MD_{\text{electricity, y}}$)

年	LFG焼却量 (m^3/year)	メタン含有率 ($W_{\text{CH}_4, \text{y}}$) (%)	メタン焼却量 (m^3/year)	メタン密度 (D_{CH_4}) ($\text{ton-CH}_4 / \text{m}^3\text{-CH}_4(\text{at STP})$)	($MD_{\text{electricity, y}}$) (ton/year)
2007	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2008	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2009	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2010	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2011	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2012	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2013	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2014	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2015	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2016	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
Total	39,170,231		19,585,115		14,039

表 II-4-9 フレアによるメタン破壊量 ($MD_{\text{flare, y}}$)

年	LFG焼却量 (m^3/year)	メタン含有率 ($W_{\text{CH}_4, \text{y}}$) (%)	メタン焼却量 (m^3/year)	メタン密度 (D_{CH_4}) ($\text{ton-CH}_4 / \text{m}^3\text{-CH}_4(\text{at STP})$)	($MD_{\text{flare, y}}$) (ton/year)
2007	1,626,713	50	813,356	0.0007168	583
2008	10,143,678	50	5,071,839	0.0007168	3,635
2009	9,951,559	50	4,975,780	0.0007168	3,567
2010	8,019,361	50	4,009,680	0.0007168	2,874
2011	6,357,809	50	3,178,905	0.0007168	2,279
2012	4,926,448	50	2,463,224	0.0007168	1,766
2013	3,694,584	50	1,847,292	0.0007168	1,324
2014	2,634,316	50	1,317,158	0.0007168	944
2015	1,721,928	50	860,964	0.0007168	617
2016	936,493	50	468,246	0.0007168	336
Total	50,012,889		25,006,444		17,925

表 II-4-10 プロジェクトによるメタン破壊量(MD project, y)

年	MD _{electricity, y} (ton/year)	MD _{flare, y} (ton/year)	MD _{project, y} (ton/year)	GWP	メタンによる排出削減 (tCO ₂ /year)
2007	1,404	583	1,987	21	41,724
2008	1,404	3,635	5,039	21	105,826
2009	1,404	3,567	4,971	21	104,381
2010	1,404	2,874	4,278	21	89,838
2011	1,404	2,279	3,683	21	77,333
2012	1,404	1,766	3,170	21	66,560
2013	1,404	1,324	2,728	21	57,288
2014	1,404	944	2,348	21	49,308
2015	1,404	617	2,021	21	42,441
2016	1,404	336	1,740	21	36,530
Total	14,039	17,925	31,963	-	671,228

表 II-4-11 電力代替による排出削減量

年	年間発電量 (EG _y) (MWh/year)	排出原単位 (CEF _{electricity, y}) (tCO _{2e} /MWh)	電力代替による排出削減量 (tCO ₂ /year)
2007	2,288	0.67	1,533
2008	6,466	0.67	4,332
2009	6,466	0.67	4,332
2010	6,466	0.67	4,332
2011	6,466	0.67	4,332
2012	6,466	0.67	4,332
2013	6,466	0.67	4,332
2014	6,466	0.67	4,332
2015	6,466	0.67	4,332
2016	6,466	0.67	4,332
Total	60,482		40,521

表 II-4-12 プロジェクトによる排出削減量(ER_y)

年	メタン燃焼による 排出削減	電力代替 排出削減	ER _y (tCO ₂ /year)
2007	41,724	1,533	43,257
2008	105,826	4,332	110,158
2009	104,381	4,332	108,713
2010	89,838	4,332	94,170
2011	77,333	4,332	81,665
2012	66,560	4,332	70,892
2013	57,288	4,332	61,620
2014	49,308	4,332	53,640
2015	42,441	4,332	46,773
2016	36,530	4,332	40,862
Total	671,228	40,521	711,749

5 プロジェクトの持続可能な発展への寄与

5.1 環境影響

本プロジェクトは 1MW 以下の発電プロジェクトである。従って、一般的(大規模)な発電プロジェクトで要求される様な環境影響調査(Environmental Impact Assessment: EIA)は要求されない。本プロジェクトによる負の環境影響として考えられるものは、プロジェクト建設に伴う土地利用および景観の変化、発電設備の運転に伴う騒音そして発電機およびフレアの排気による大気汚染が想定されが、いずれも限定的である。一方、プロジェクト実施により埋立地ガスの回収および破壊による悪臭低減、火災および爆発リスクの低減など地域環境を改善する。

- 大気 : 埋立地ガスには、二酸化炭素、メタンガスそして硫化水素等の微量ながら様々なガスが含まれている。そのうちメタンガスは非常に強力な温室効果ガスであり、硫化水素等は悪臭問題を引き起こす。さらに、当該プロジェクトは大気に放出されていた埋立地ガスを約 50%回収・破壊し、それらの問題を削減する。一方、当該プロジェクトで採用を予定している発電システムはドイツのガスエンジンの環境規制である TA Luft Code's の要求(NO_x emission < 320ppmvd @ $\text{O}_2=0\%$.)を満足している。
- 騒音 : 当該プロジェクトでは発電システム等の運転による騒音が問題となる可能性がある。しかし、当該プロジェクトで採用する予定の発電システムのノイズレベルは Max 85 db(A)(エンジンコンテナから 1m の位置)であり、世界的に標準的なレベルであること、システムの設置位置は廃棄物センターのほぼ中心に位置し居住エリアから十分に隔離されていることから問題は非常に限定的と考えられる。
- 水環境 : 当該プロジェクトによって排出される廃液は、主にガス回収システムから回収される凝縮水である。この凝縮水は元々浸出水の一部であり、当該プロジェクトでは埋立地に隣接した排水処理施設に移送し処理する計画としている。従って、当該プロジェクトによる水環境への影響はないと考えられる。
- 視覚 : 当該プロジェクトは、発電用設備など新たに設備を設置するが、設置位置は廃棄物センターのほぼ中心に位置し居住エリアから十分に隔離されていることから問題は非常に限定的と考えられる。また、当該プロジェクトで採用を予定している設備の殆どはパッケージ化或いはコンテナに納めたタイプとしているため視覚的に十分な配慮がなされている。

5.2 持続可能な発展への寄与

ホスト国の持続可能な発展に寄与することは、CDM として重要な要件の一つである。以下に当該プロジェクトの実施がホスト国にもたらす持続可能な発展についてまとめる。

■ 周辺環境の改善

廃棄物処分場では悪臭が大きな問題となっている。当該プロジェクトは悪臭の原因となっている埋立地ガスを回収し焼却することによりその悪臭を大幅に低減することが出来る。また、埋立地ガスによる火災および爆発のリスクも大幅に低減する。

■ 埋立地管理の改善

現在バンコクの廃棄物を受け入れている民間企業が所有する埋立地で埋立地ガスの回収および利用の計画が進められている。しかし、他の埋立地(主に自治体所有)において埋立地ガスの回収および利用計画はない。その理由としては自治体に十分な資金がないことに加え、埋立地の規模が埋立地ガス発電プロジェクトの候補地としては小さく経済性の確保が困難であることが挙げられる。

当該プロジェクトはタイで自治体が所有する埋立地を対象としたプロジェクトとして初めて埋立地ガス発電を実施し、かつ初の CDM プロジェクトとなる予定である。当該プロジェクトが実現すれば、通常であれば経済性が低く埋立地ガス発電を断念せざるを得なかった他の自治体にプロジェクト実現の可能性を指し示すデモンストレーションとなる。

■ 技術移転

埋立地ガスの回収・利用技術は欧米諸国では一般的であり確立された技術であるが、タイではパイロット事業のフェーズを脱していない。従ってタイ国内ではこれら埋立地ガスの回収・利用に関する技術および設備のニーズがない。当該プロジェクトの実施を通して、これら技術および設備は海外から調達および移転されることになり、また、プロジェクトの計画、建設から運用の課程通じて、様々な管理手法やスキルが移転される事になる。

■ その他

当該プロジェクトでは埋立地ガス回収・発電設備の建設および運転管理などで僅かながら、周辺地域に新たな雇用を創出する。

Ⅲ. 事業性の検討

Ⅲ 事業性の検討

1 事業スキーム

1.1 事業スキーム

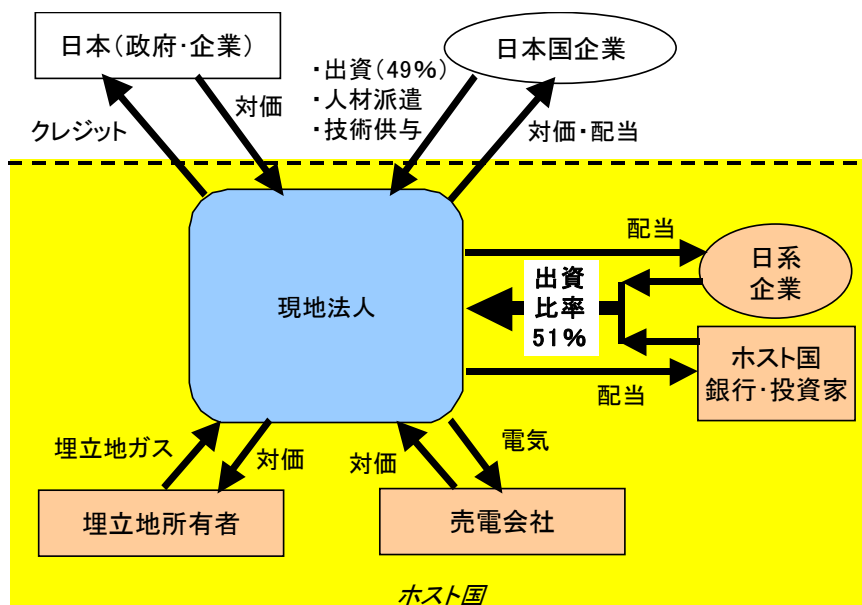
プロジェクトの事業スキームは図Ⅲ-1-1 に示すとおり現地の企業と連携し、設備の運営管理を行う専門目的会社(Special Purpose Company: SPC)の設立を予定している。なお、検討の基本条件を以下に示す。

現地事業会社は設備の発注から設備の運営、電気・クレジット販売を行う。

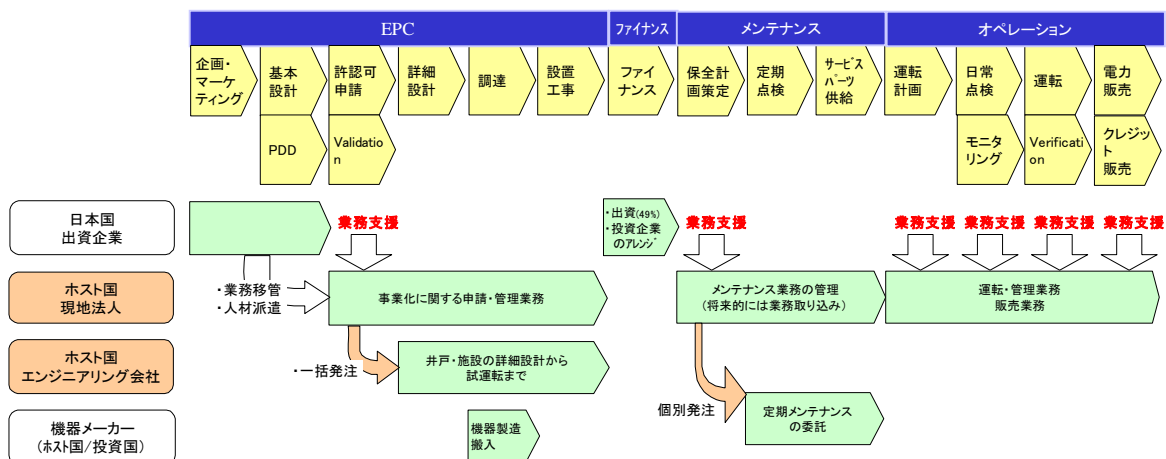
投資国(日本)企業は業務的に支援が必要な項目について、人材派遣や業務代行を適宜行う。

現地事業会社を設立すると、雇用が発生する。運営経費を抑えるためには、最低限の人員に抑える必要がある。会社構成員については、表Ⅲ-1-1 に示す人員規模とする。

また、プロジェクトの計画から実施までのステップおよびホスト国サイドとの業務分担を図Ⅲ-1-2 に示す。



図Ⅲ-1-1 現地法人の事業形態



図Ⅲ-1-2 プロジェクトの業務分担

表Ⅲ-1-1 人員構成

役務	所要人数
Plant Manager	1人
Mechanical Engineer	1人
Electrical Engineer	1人
Account	1人
Operator	2人
合計	6人

1.2 事業申請

1.2.1 会社登記について

タイ国内で事業を行うには、タイ国内に現地法人を設立する必要がある。そのために商務省の商業登記局に登録をする必要がある。基本定款から登記が完了するまで全てタイ語である。

(1) 商号予約

他の会社の商号と重ならないために、予め登記局に予約する。許可されたら、30日以内に基本定款の登記をしないと無効となる。

(2) 基本定款の登記

タイ国の会社法によると、定款には基本定款と付属定款がある。前者は会社の目的が主な内容で、後者は会社の内規である。基本定款には以下の内容を記載し、発起人7名以上の署名を要する。

- ・ 会社名、住所
- ・ 登録資本金額
- ・ 1株の額面と総株数

- ・株主の責任は有限であることの宣告
- ・会社の目的
- ・発起人の指名、住所、年齢、職業、引き受け株式数

会社の目的は、会社の運営上必要なあらゆる業務を記載する。目的にない業務はできないことになっているので、想定される業務を全て記載する。

(3) 全株式の引受、創立総会、会社登記

発起人を含め、全株式の引き受けが決まった後、創立総会を開催する。

創立総会での決議事項は下記の通り。

- ・株式引受人の名簿の確認(氏名・地位・住所・引受株式数)
- ・付属定款の採択
- ・発起人の行為、支払った経費の追認
- ・優先株がある場合、優先株に関する事項
- ・金銭以外で払い込まれる株式の総数
- ・最初の取締役、会計監査人の選択、権限の決定

総会后、3ヶ月以内に会社の登記を行わなければならない。

(4) 会社登記(最終登録)

最終登記には次の事項を申請する。

- ・引き受けられた株式総数
- ・金銭以外で割り当てられた株式数
- ・取締役の氏名、住所、職業
- ・取締役の権限
- ・会社を拘束する署名を行う取締役の数、氏名
- ・本店・支店の住所

1.2.2 税務登記について

タイ国の法人として登記が完了すれば、タイ国の納税事業者として税務登記をしなければならない。登録すると、納税者番号が記載された会社納税登録カードが発行される。同時に VAT(付加価値税)登録を行う。これは備品等購入した際に支払った VAT の還付が受けられる。同時期に銀行口座を開設する。

1.2.3 社会保険について

従業員を雇うので、加入する必要がある。また、従業員数が10名以上の場合は就業規則を労働官へ提出する義務を負うため、申請に合わせて就業規則を作成しておくことが望ましい。本事業では6名を想定しているので提出義務は生じないが、用意しておく方が肝要である。作成の際は、タイ王国労働法(労働保護法と労働関係法)の内容を確認しておく必要がある。

1.2.4 VISA・労働許可について

一般的にタイ国籍を持たない人間がタイ国内で働くためには必要となる。会社設立までは日本国企業の間がマネジメントする部分が生じるため、取得しておく必要がある。

まずはビジネス VISA としてカテゴリーB を取得し入国する。入国後長期 VISA (Long-Term VISA) を申請する。

タイ国内で労働し、所得を得るためには労働許可を取る必要がある。労働許可は労働社会福祉省に申請する。後述するが、投資委員会 (Board of Investment - BOI) の奨励措置を受けると、申請がスムーズになる。

1.2.5 投資委員会 (BOI) への奨励申請

本事業はタイ国に投資を行うため、BOI に申請する必要がある。BOI は、奨励対象業種の決定、案件の審査、認可及び多くの奨励措置の提供を行う。BOI の奨励措置で本調査に該当する項目としては次のものがある。

- ・法人所得税の減免税
- ・機械・設備の輸入税の減免税
- ・技術者、専門家および家族の入国、外国人の就労許可
- ・外貨の海外への送金が保証

BOI から奨励措置を受けると外国人事業規制法に定める制限業種や最低資本金の適用は受けない。商務省に会社登記を行うと同時に申請すると良い。

1.2.6 発電・売電関係申請

タイ国の電力事業は発電と送配電に分かれている。従って、販売可能な電力は全量配電会社に販売しなければならない。そのためには“Export to Distribution Utility (配電会社との電力販売契約書)”を交わす必要がある。本事業では発電規模が1MW 未満のため、VSREPP (Very Small Renewable Energy Power Producers) のプログラムが該当する。

VSREPP は制約が多く手続きコストが高いために事業者が育たなかった SPP (Small Power Producers: 50MW 未満) に比べ、発電規模を抑える代わりに手続きを簡易にし、手続きコストを安くし、事業者を広く集めようとする 2002 年に出来たプログラムである。

VSREPP の対象は次の通りである。

(1) 再生可能エネルギーによる発電事業

風力、太陽光、小規模水力、バイオガス

(2) 以下の燃料により発電する事業

- ・農業廃棄物や農業や工業の生産工程殻の剰余物
- ・農業廃棄物や農業や工業の生産工程殻の剰余物に変換されたもの
- ・一般廃棄物
- ・木材

VSREPP を選択すると、次のコストのみで、電力を販売できる。

- ・配電網との系統連携費用
- ・発電装置と連結システム(配電盤)の検査費用
- ・TOU(Time of Use)メーター(電力計)を持つ

契約書には次に主な項目を記載する。

- ・事業概要
- ・発電機の概要
- ・技術情報(概要や発電機、系統連携)
- ・関係情報(連携する場所や連携予定日など)

配電会社は事業者から申し込みがあれば、関係者にヒアリングを行った後、問題なければ認可する。認可を受けた後、発電設備の発注や建設に取り掛かる。

この契約書が受理されてから、地方行政に対して“Power Concession(発電許可)”を申請する。申請先は“Province Office”もしくは“Public Works Department”である。申請書式は“Power Concession Requisition”で申請後約2ヶ月で許可される。

“Export to Distribution Utility(配電会社との電力販売契約書)”と同時期に“Controlled Energy Generation”を申請する。申請先は科学省(Ministry of Science)である。申請書式は“Controlled Energy Generation Requisition”で、許可までに2ヶ月程度かかる。

1.2.7 建設関連申請

Factory Operation License は工場法により工業省(Ministry of Industry)に対して申請を行う。ほとんどの場合、建築事業者が代行するので、新規建設時には支障ない。

申請には“Factory Operation License Requisition”という書式にて申請する。その内容は次の通りである。

- ・申請書
- ・法人登記(写し)
- ・施設所在地地図
- ・施設内機械配置図
- ・施設設計図
- ・公害防止対策の説明書
- ・その他必要書類

これらの申請は、申請後約2ヶ月で許可される。

これと同時期に地方行政に対して“Building Construction Permit”を申請する。申請先は Tumbol Administration Organization(TAO)もしくは Provincial Public Works Office である。申請書式は“Building Construction Permit Requisition”で、許可には提出後2ヶ月程度である。

これらが終われば、工業省に対して“Machine Registration”を申請する。申請書式は“Machine Registration Requisition”で、許可までには2ヶ月程度かかる。

1.2.8 操業開始申請

BOI の奨励証書を取得するため、設備の稼動に関して通知が必要である。稼動開始 15 日以上前に申請する必要がある。

1.3 事業化までのステップ

会社設立から操業までスケジュールを図Ⅲ-1-3 に示す。

開始当初は、会社設立および BOI、建設準備を行う。約 3 ヶ月で BOI の認可を受けた会社が設立する。設立した後、建築関係の申請と電力事業に関する申請を行う。建設に関する許可は 2 ヶ月で取得できるため、それから井戸の建設に入る。(開始後 5 ヶ月目)井戸の建設中に電力事業関連の申請は終わる(開始後 10 ヶ月目)。14 ヶ月目より施設建設に関する業務を行う。まずは調達と敷地の土工事を行い、土工事が終了する頃に機器を搬入する。約 4 ヶ月で据付、各種工事を終え、試運転・教育を行う。施設建設の後期に就業関係の申請を行い、運用を開始する。運用開始まで、24 ヶ月程度かかる。また、Landfill-C の井戸建設は 29 ヶ月目から開始し、6 ヶ月後に終わる。よって、工期は 2 期に分かれ、全て完成するまでに 35 ヶ月を要する。

1.4 経費の検討

1.4.1 起業コスト

会社の登記のためには会社登記料(定款および最終登記)やBOIや工業省、入国管理局などの各種許可の申請料、証明書の発行手数料が発生する。会社登記は資本金額に依存し、100万bathにつき5,500bathかかるが上限は275,000bathである。本事業で想定される資本は1億円程度(37百万bath)なので、203,700bathであり、総額407,400bathかかる。各種申請料や発行手数料は一件当たり500bathから500,000bathである。

また、登記や申請に関しては現地の会計事務所や弁護士事務所にコンサルタントを依頼する必要がある。これらは一件当たり1,000bathから200,000bathかかる。

よって、予備費を含めて370万bath(約1千万円)程度見込めば問題ないと想定される。

(注:1bath=2.7円とした)

1.4.2 運営コスト

(1) 人件費

表Ⅲ-1-1に示す通り、本事業には6名の人員が必要である。うち4名は運転要員のため、それ以外について述べる。

Plant managerは事業会社の社長として、全ての業務を監督する。Accountは会計および一般事務を担当する。会計業務を外部に委託することは可能であるが、タイでは日本に比べ、月々に出す申告書や納付手続きなど作業量が多いので、専任者を雇用する方が良い。

費用としては表Ⅲ-1-2に示す。

表Ⅲ-1-2 会社管理に関する労務費

役務	所要人数	単価(bath/月)	労務費(千円/年)
Plant Manager	1人	25,000	810
Account	1人	10,000	324
合計	2人	-	1,134

注)1bath=2.7円とした

(2) 管理費

会社を運営する上で、電話や事務機器、水道光熱費など経費がかかる。また、人件費にかかる社会保険料や退職準備金や解雇保証料など積み立て手置くべき経費がある。これらを考慮して製造原価(人件費、メンテナンス費)の15%を見込むこととする。

2 自治体への協力要請

2.1 キャンパシティービルディング

2.1.1 セミナー開催の背景

平成15年度調査では LFG 発電の事業化の課題の一つとして、プロジェクト候補地である埋立地の所有者兼運営者である PAON のプロジェクトに対する理解を得ること、そしてプロジェクトの事業化に向け協力体制を確立することがあげられていた。

この目標実現に向け、2004年6月の下旬にPAONの担当者に対して調査の経緯および今後の予定について説明を行った。しかし、地球温暖化、京都議定書、CDM といった知識がないこと、そしてPAONの担当者は英語が出来ないため、コミュニケーションに通訳(タイ語－英語)が必要であることが障害となり、プロジェクトを理解してもらうことが困難な状況であった。そこで温暖化から CDM に関するキャンパシティービルディングを主目的とした説明会をセミナー形式で開催することとした。なお、セミナーは現地での説明会での経験に基づき、以下のとおり計画した。

- プロジェクトの理解してもらうために最低限必要となる地球温暖化、京都議定書、CDM を等のレクチャーを提供する。
- レクチャーは可能な限りタイ語で実施することとし、英語または日本語で説明する場合は、通訳が十分理解して正確に説明出来るように対策を講じる
- 参加者への負担を考慮し、1日のセミナーとし、会場はなるべくノンタブリ県の近くとする。
- セミナーの開催日は、ノンタブリ PAON の選挙、タイの首相選挙等を考慮し、12月の中旬をターゲットとする。

なお、セミナーはタイ語を基本とするために、地球温暖化、京都議定書、CDM に関して知見を有し主催者である我々と、PAON 双方とコミュニケーションが可能という観点から、現地コンサルタントに協力を依頼した。

2.1.2 セミナーの開催

セミナーは、以下のとおり開催した。

■	日時	2004年12月14日 9:00～17:00
■	会場	ミラクルグランドコンベンションホテル
■	参加者	44名 (PAON の担当者他、地元関係者、現地大学、日本大使館、地球環境センター他) 【表Ⅲ-2-1 参加者リスト参照】
■	プログラム	表Ⅲ-2-2 セミナープログラム参照

表 III-2-1 参加者リスト参照 (1/2)

No.	Name	Position
1	พันตำรวจเอก ชงชัย เย็นประเสริฐ Pol. Col. Thongchai Yenprasert	Governor of Provincial Administration Organization Nonthaburi (PAON)
2	นายชาติตรี ศรีสันต์ Mr. Chatri Sisan	Secretary Permanent, PAON
3	นายสมศักดิ์ แยมขะมัง Mr. Somsak Yaemkamung	Director, PAON
4	นายอุดร ระโหลฐาน Mr. Udon Rahothan	Environment Control Engineering of PAON
5	นายโสภณ ทรงรูป Mr. Sophon Songroob	Provincial Administration Organization Nonthaburi
6	ว่าที่ รต.กษณะพจน์ วงศ์มิตรแท้ Mr. Kasanapoj Wongmittae	Provincial Administration Organization Nonthaburi
7	นายสมล บัวภิบาล Mr. Sumon Buaphibarn	Member of PAON
8	นายปราโมทย์ สอดห่วง Mr. Pramote Sodhuang	Governor of Tambon Administration Organization Klongkwang (TAOK)
9	นายเจริญ ขันที Mr. Charoen Khantee	Deputy Governor, TAOK
10	นายไพโรจน์ อ้นบุญมี Mr. Piroj Onboonmee	Deputy Governor, TAOK
11	นายสัมฤทธิ์ รวงผึ้ง Mr. Samrit Ruangphung	Member of TAOK
12	นายบรรจง ธนโชติ Mr. Bunjong Thanachote	Head of Village, Moo 8, Tambon Klongkwang
13	นายสมยศ เฟื่องฟู Mr. Somyos Fuengfoo	Head of Village, Moo 10, Tambon Klongkwang
14	นายนฤดล รวงผึ้ง Mr. Narudon Ruangphun	Head of Village, Moo 2, Tambon Klongkwang
15	น.ส. ปัญจรส นุ่มกลิ่น MS. Panjaros Numklin	Provincial Administration Organization Nonthaburi
16	นายพิทักษ์ Mr. Pitak	Provincial Administration Organization Nonthaburi
17	นายชาลี Mr. Chalee	Provincial Administration Organization Nonthaburi
18	นายศกชัย บุญนท์ Mr. Supprachai	Provincial Administration Organization Nonthaburi
19	นายเชิดชาย Mr. Cherdchai	Provincial Administration Organization Nonthaburi
20	นายวิรัตน์ หมื่นเจริญ Mr. Wirat	Provincial Administration Organization Nonthaburi
21	นายเด่น แซ่ก๊วน Mr. Den	Provincial Administration Organization Nonthaburi
22	นายธีรวัฒน์ Mr. Thirawat	Provincial Administration Organization Nonthaburi

表Ⅲ-2-1 参加者リスト参照 (2/2)

No.	Name	Position
23	นายทวีชัย Mr. Tawatchai	Provincial Administration Organization Nonthaburi
24	Mr. Kenichi Kamae	First Secretary, Embassy of Japan in Thailand
25	Mr. Yoshitaka Sano	Manager, Reserch Division, Global Environment Centre Foundation (GEC)
26	Mr. Eiji Minakata	Administration Division, Global Envirionment Centre Foundation (GEC)
27	Mr. Tatsuo Tokimasa	Hitachi Zosen Corporation
28	Masahisa Fukuyama	Hitachi Zosen Corporation
29	คุณวรินทร์ อัสวมกุล Ms. Warinthorn Assavamukkul	Hitachi Zosen Corporation, Bangkok Office
30	ดร.กนกศักดิ์ เขียมโอบาส Dr.Kanoksak Eam-O-Pas	Head of Energy and Environment Engineering Center (EEEC)
31	นายสมพงษ์ จินตวงศ์วานิช Mr. Sompong Chintawongwanich	President, Thai Obayashi Corporation Limited
32	Mr. Yasuyuki Yamaguchi	General Manager, Thai Obayashi Co. ltd.
33	นายสมชาย จุลศิริเสริม Mr. Somchai Junsiriserm	Chief Engineer, Quality Management Department
34	นายदनัย บางภุมมร Mr. Danai Bangphupamorn	Chief Engineer ME, Thai Obayashi Co. ltd.
35	นายนิพัฒน์ อัครพงษ์ Mr. Nipart Akarapong	Dupty Project Manager, The Construction of Airfield Pavement, Suvanabhumi Airport, Obayashi Corporation
36	Mr. Kenichi Kaminaga	General Manager, Solution Engineering Division, Obayashi Corporation
37	Mr. Osamu Asai	Chirf, Solution Engineering Division, Obayashi Corporation
38	ดร.สุรเชษฐ ชำรงลักษณ์ Dr.Surachet Tamronglak	Director, Biomass One-Stop Clearing House (BOSCH)
39	ดร.ชัยวัฒน์ มั่นเจริญ Dr.Chaiwat Muncharoen	Senior Information Officer, BOSCH
40	นายสุกิจ อังสุวรรณ Mr. Sukit Angsuwan	Senior Technical Officer, BOSCH
41	นางสุธาสินี สุวรรณสร่างค์ Ms. Suthasinee Suvansarang	Public Relations Officer, BOSCH
42	นายเจษฎา สกุลคุ Mr. Jassada Sakulku	Information Assistant, BOSCH
43	นางสาวณัชศกด์ ช่อวีเชียร Ms. Nutsupak Chovichien	Energy Policy Analyst, BOSCH
44	นางสาวนิศานต์ ปวุฒียาพงศ์ Ms. Nisan Pawutiyapong	Financeing Assistant, BOSCH

表 III-2-2 セミナープログラム

Schedule	Lecture	Speaker
08.30 - 09.00 09:00 - 09:30	Registration Remarks & Introduction	Dr. Surachet Tamronglak Director, Biomass One-stop Clearing House, Energy for Environment Foundation Mr. Kenichi Kaminaga General Manager, Solution Engineering Department, Engineering Division Obayashi Corporation
09:30 - 10:30	Global Climate Change and Kyoto Protocol History	Ms. Suthasinee Suvansarang Public Relations Officer Energy for Environment Foundation
10:30 - 10:45	Coffee Break	
10:45 - 12:15	Kyoto Mechanisms and CDM Project	Dr. Chaiwat Muncharoen Senior Information Officer Energy for Environment Foundation
12:15 - 13:30	Lunch	
13:30 - 13:50	Supports on CDM/JI Projects	Ms. Yoshitaka Sano Manager, Project Division Global Environment Center Foundation
13:50 - 14:20	Landfill Gas in Thailand	Dr. Kanosak Eam-O-Pas Head of Energy and Environmental Engineering Center (EEEC) Kasetsart University
14:20 - 15:00	LFG-CDM Project in Nonthaburi Province	Mr. Osamu Asai Project Leader Solution Engineering Department Engineering Division Obayashi Corporation
15:00 - 15:15	Coffee Break	
15:15 - 16:30	Discussion and Q&A	
16:30	Closing Remarks	Mr. Kenichi Kaminaga General Manager, Solution Engineering Department, Engineering Division Obayashi Corporation

2.1.3 セミナーの効果

セミナー実施による効果を把握するために、セミナー中および後に質疑を受け付けると共にアンケートを配布し、参加者の率直な反応(意見、感想等)を入手した。結果は、概ね好意的であり、セミナー実施によりプロジェクトに対する理解は深まったと考えられる。個々のレクチャーに対する参加者の主な反応を表Ⅲ-2-3、セミナー中に出た主な質疑(タイ語)を表Ⅲ-2-4 に示す。なお、参加者の主な反応および質疑はタイ語で行われたものを英訳したものである。

表Ⅲ-2-3 レクチャーに対する参加者の主な反応

レクチャー	参加者の主な反応
1. Global Climate Change and Kyoto Protocol History	<ul style="list-style-type: none"> ・レクチャーは非常に平易な説明で理解しやすかった。 ・地球温暖化の問題を考えるよいきっかけとなった。 ・温室効果ガス排出による環境への影響およびそのメカニズムをよく理解出来た。 ・そして、計画されている埋立地ガスプロジェクトの必要性が理解出来た。
2. Kyoto Mechanisms and CDM Project	<ul style="list-style-type: none"> ・興味のあるトピックである。 ・内容が複雑で難しい。 ・説明の内容に対して時間が短すぎた。
3. Supports on CDM/JI Projects	<ul style="list-style-type: none"> ・日本政府からどのような支援策を準備しているのかよく理解できた。 ・図解による説明が多く、理解しやすかった。
4. Landfill Gas in Thailand	<ul style="list-style-type: none"> ・トピックが生活に密着していておもしろかった。 ・LFG-CDM プロジェクトのコンセプトがよく理解出来た。 ・LFG 回収井戸などの仕組みについてももう少し詳しい説明が聞きたかった。
5. LFG-CDM Project in Nonthaburi Province	<ul style="list-style-type: none"> ・簡潔な説明とイラストで解りやすかった。 ・計画しているプロジェクト内容を理解できた。

表Ⅲ-2-4 主な質疑応答

トピックス	質疑応答 (1/4)
地球温暖化、京都議定書について	<p>Q: Why the developed countries or Annex I nations do not reduce GHG emission domestically? Why they can chose to reduce GHG emission in other countries?</p> <p>A: Actually, domestic reduction is the first requirement for these countries under the Kyoto Protocol commitment. However, as the domestic mitigation could be relatively costly and limited; flexible Kyoto mechanisms were developed. These also include the Joint Implementation (JI) and Clean Development Mechanisms (CDM). The two mechanisms offer the Annex I more flexible options to reduce the GHG emission in other countries with less cost.</p> <p>As in the case for Thailand and Japan, it is an obligation for Japan as an Annex I country to perform GHG mitigation, while there is no such a commitment for Thailand. In fact, Japan is trying their best to reduce the GHG emissions domestically. At the same time, Japan also tries to obtain carbon credit from abroad, as it has been estimated that the potential for GHG emission reduction in Japan will soon be limited to some extent.</p> <p>On the other hand, Thailand will possibly need to comply with such obligation in the near future if Thailand does not start the sustainable development now. Under the CDM scheme, the joint efforts between an Annex I and a non-Annex I countries, like Japan and Thailand, will help improving global environment as a whole. Whilst Japan provides financial aid and technical support to Thailand, the GHG emission reduction target for Japan can be achieved; and the sustainable development can be realized in Thailand.</p> <p>Q: How much GHG reduction Japan would need to achieve?</p> <p>A: The ultimate target for Japan is 6% reduction from the 1990 level by 2012. The actual target amount may vary annually.</p>
CDM について	<p>Q: Why do developing countries need to develop a CDM project?</p> <p>A: The developing countries do not need to develop a CDM at all. There is no commitment for the Non-Annex I countries on the GHG mitigation. Actually, conducting a CDM project in any developing country needs to be done on a voluntary basis. The project will be implemented only if the host country agrees to do so.</p> <p>Q: What benefits would bring to the developing countries from pursuing CDM?</p> <p>A: In fact, CDM is a tool to encourage sustainable development in developing countries. Additional to the sustainability, rules and regulations required in developing a CDM project are also designed to ensure financial aids and technology transfer from the Annex I to the Non-Annex I countries.</p>

Topics	質疑応答 (2/4)
CDM について(続き)	<p>Q: Can incineration and landfill gas projects be classified as CDM projects?</p> <p>A: Yes. With a proper project management, both can be applied as CDM projects. A simple way to categorize a project as a CDM project is to consider whether it would create sustainable development. Besides that, a CDM project would need to produce “additionality” to the society and environment, such as, reducing odours or generating higher employment. Moreover, technology transfer and financial support are one of the essential components of a CDM project.</p> <p>Q: Other than sustainability requirements, are there any additional concerns on developing incineration project under the CDM scheme?</p> <p>A: Yes, for example, investment risks and payback period. Usually, incineration project involves high capital investment, thus, higher risks.</p> <p>In general, the choice of technology much depends on several factors, such as, the waste generation rate, cost of investment, expected revenue, the cashflow of the project as a whole, etc. These factors all affect the feasibility for conducting a project, and they should be carefully investigated prior to project execution.</p> <p>The installation of an incinerator normally requires a large capital investment. Besides, the operational and maintenance (O&M) costs are relatively high. At a site with small waste generation rate, the technology may not be financially feasible, even the revenue from power generation is taken into account. More importantly, the project must develop on a sustainability basis and should agree with the government policy.</p> <p>Q: How the CERs price can be calculated? Who specifies the CERs price?</p> <p>A: Usually, the CERs price should be set by any two agreeing parties, the seller and the buyer. For a project investor, the price can be estimated by considering the cost incurred in developing the project under the CDM scheme. Revenue acquired from trading CERs would need to improve the financial status of the project, such as increasing its IRR, payback period, etc. Acceptable CERs price would be the one that can provide financial stability to the project developer.</p> <p>Another mechanism identifying the CERs price is the world market itself. The market price of CERs depends on the demand and supply of carbon credit in the world market, much similarly to any commodity products or typical services in usual market.</p>

Topics	質疑応答 (3/4)
CDM について(続き)	<p>Q: How the CERs price varies from one project to another?</p> <p>A: Normally, in a CDM project which is developed without any partial capital investment from other party (Annex I countries), the project developer would need to bear all the costs incurred upon document preparation, authorization, monitoring and validation processes, etc. In such case, a higher CERs rate could be appropriate. On the other hand, in the project with financial and/or technical supports from Annex I investor, the CERs price may need to be adjusted to a lower rate to reflex a more reasonable price for both parties.</p> <p>Q: What is the current Thai government policy on trading CERs?</p> <p>A: The trading scheme for the Thai government is now under development process. Recently, there has been an institutional restructuring between the governmental agencies that are responsible for CDM project in Thailand. A clear framework, such as CERs buying rate or premium, should be announced soon early next year (2005) or after the general election.</p>
衛生埋立および埋立地ガスについて	<p>Q: Can the landfill site be further utilized after the capability of biogas recovery has faded?</p> <p>A: Yes. Tthe landfill site can always be recreated for waste disposal under a proper site operation and management. In fact, this idea has previously been pronounced by His Majesty the King, Rama IX.</p> <p>Briefly, the sanitary landfill should be sub-divided into cells. Each cell will have a particular cycle for operation. The cycle of an empty cell starts with depositing and compacting the waste inside it. Once the cell is full, it will be covered with final soil, and the operator will move to an other empty cell and start depositing the waste again.</p> <p>At this stage, biogas recovery pipelines are installed onto the surface the covered cell. After a certain period of time, it will start off-gassing, whose products will be used for power generation. When biogas recovery has faded, the cell can be excavated, and the soil inside can be used to produce compost. The recreation of the cell will finally produce a new empty cell which ready for waste deposition.</p> <p>On a sustainable basis, the cycle of each cell can be properly planned such that when one cell is full; there will be a new cell available for continuing waste deposition. With a proper management, the landfill with no more biogas can always be reused to produce compost and to deposit more waste.</p>

Topics	質疑応答 (4/4)
<p>衛生埋立および埋立地ガスについて(続き)</p>	<p>Q: Why the piping networks installed at Nonthaburi dumping site are laid vertically, while the ones shown in the examples (during Dr.Kanoksak's sessions) are placed horizontally?</p> <p>A: Because the vertical pipes installed at Nonthaburi are for leachate collection, while the examples shown by Dr. Kanoksak are part of the gas collection system. The vertical pipes are used to pump the leachate to a municipal treatment plant. However, if the liquid level is relatively low, biogas can also be collected through these pipes. In the actual project implementation, additional pipelines will be required to properly collect the biogas. Then during this stage, horizontal piping networks will be required. Normally, the arrangement of the pipelines will be considered during the design stage.</p> <p>Q: Will there be any more odour problems after installing the landfill-gas system?</p> <p>A: No, particularly if the system can be installed all over the available dumping site. As for Sai-noi, the odour problems should be significantly reduced.</p> <p>Q: Why H₂S removal system is not required at the Nonthaburi site?</p> <p>A: Generally, H₂S naturally existing in the biogas will generate acid condition in contact with water. H₂S concentration in biogas varies differently depending on the gas sources. In general, H₂S is relatively high in biogas recovery from livestock waste. In the case of this landfill, the lab analysis result taken from gas sampling shows a low H₂S concentration level in the biogas, which is below a corrosive limit. Thus, the H₂S removal system may not be required at this site.</p> <p>Q: Apart from landfill gas, are there any other techniques available for biogas recovery from municipal waste?</p> <p>A: Yes, for example, a digester. A digester is most suitable for treating organic waste. Typically, organics composition may account for about 40%. When treating only this organic portion, the digester is capable for producing biogas at much higher rate. The digester can also operate in parallel with landfill disposition and waste separation. For example, after the separation process, organic waste can be treated by the digester, and the left-over will proceed to the landfill site. However, major drawbacks of this system are that the separation process is very difficult to achieve, and the capital cost for installing a separation plant is relatively high.</p>

2.2 協力要請

本 FS の実施期間中に PAON ガバナーの選挙があり、新しいガバナーが選出された。そこで、2004 年 10 月 29 日に改めてガバナーに対して調査実施の許可およびプロジェクト実施に対する協力を依頼した。これに対しガバナーのコメントは、本計画が地域環境にとって望ましいことであり、検討をして頂いていることに感謝しており、調査実施を快く了解(許可)するという好意的なものであった。またキャパシティービルディングセミナーの実施により、ガバナーを始め PAON の関係者のプロジェクト実施に対する理解は深まってきたといえる。

しかし、PAON はプロジェクト実施には別途協議が必要としていること、そして(環境改善等の無形のメリットではなく)物理的なメリットも期待しており、今後は PAON に対する物理的なメリットについて検討および協議を進める必要がある。ただし、プロジェクト実施にはプロジェクトの経済性の確保が必須であることから、キャパシティービルディングを継続的に実施しさらにプロジェクトに対する理解を深め、現実的な範囲(のメリット)で PAON の合意を目指す。

<p>写真-1</p>	<p>Registration PAON Mr. Udon 氏</p>	
<p>写真-2</p>	<p>Remarks & Introduction By Mr. Kenichi Kaminaga</p>	
<p>写真-3</p>	<p>Global Climate Change and Kyoto Protocol History By Ms. Suthasinee Suvansarang</p>	

<p>写真-4</p>	<p>Kyoto Mechanisms and CDM Project By Dr. Chaiwat Muncharoen</p>	
<p>写真-5</p>	<p>Supports on CDM/JI Projects By Ms. Yoshitaka Sano</p>	
<p>写真-6</p>	<p>Landfill Gas in Thailand By Dr. Kanosak Eam-O-Pas</p>	

<p>写真-7</p> <p>LFG-CDM Project in Nonthaburi Province By Mr. Osamu Asai</p>	 <p>A photograph of Mr. Osamu Asai, a man in a dark suit and tie, sitting at a table covered with a gold cloth. He is speaking into a microphone. In front of him is a laptop and a nameplate that reads 'MR. ASAI'. To his right is a large floral arrangement. Behind him is a projection screen displaying text in Thai, including 'ปี.ศ. 2545', 'ปี.ศ. 2546', and 'ปี.ศ. 2547 (ปัจจุบัน)'. The text on the screen also mentions 'HITZ (Project Design Document)' and 'โครงการพัฒนาระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะ (CDM) จังหวัดนนทบุรีและจังหวัดนนทบุรี'.</p>
<p>写真-8</p> <p>セミナー会場</p>	 <p>A photograph of a seminar hall. Several people are seated at long tables covered with green and red cloths. The room has a high ceiling with a chandelier and wall sconces. The attendees are mostly men in business attire, some looking towards the front of the room.</p>
<p>写真-9</p> <p>セミナー終了後 全体写真</p>	 <p>A group photograph of approximately 15 people, including men and women in business attire, standing in a line on a stage. Behind them is a backdrop with logos for GEC, OBARASHI, and Hitz. The backdrop also contains Thai text: 'โครงการพัฒนาระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะ (CDM) จังหวัดนนทบุรีและจังหวัดนนทบุรี' and 'พิธีเปิดโครงการพัฒนาระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะ (CDM) จังหวัดนนทบุรีและจังหวัดนนทบุรี'.</p>

3 経済性の検討

3.1 経済性の検討条件

3.1.1 埋立地に関する条件

埋立地ガス算定のベースとなる埋立地の条件設定を表Ⅲ-3-1 示す。第Ⅲ章で述べたとおり、活用可能なエリアとして、「Open Dumping Area」、「Landfill-B」、「Landfill-C」の3エリアを対象に検討する。

表Ⅲ-3-1 埋立地情報

項目	概要			備考
事業対象エリア	Open Dumping Area	Landfill-B	Landfill-C	表Ⅲ-1-1～表Ⅲ-1-3
埋立量	758,375ton	500,871ton	355,432ton	合計 1,614,678ton
埋立期間	～2004	2005～2006	2006～2007	

3.1.2 収益源(埋立地ガス量および電気、温暖化ガス削減量)に関する条件

本事業はⅡ章で示す埋立地より発生する埋立地ガスを有効活用し、収益源とする。

埋立地ガス回収可能量、回収したガスの一部を使いガスエンジン発電設備にて発電し売電する量、事業実施により温暖化ガスが削減される量を表Ⅲ-3-2 に示す。

表Ⅲ-3-2 収益源

項目	事業期間:10年
回収ガス量 (m ³)	89,183,120
売電量 (MWh)	60,482
温暖化ガス削減量 (ton)	702,679
内メタン破壊 (ton)	(671,228)
電力代替 (ton)	(40,523)

なお、前述のとおり本プロジェクトでは所内電力消費分を除き、発電電力は全て販売とする。

各種単価を表Ⅲ-3-3 に示す。

表Ⅲ-3-3 単価

項目	単価	備考
売電価格	2.1baht/kWh	購入価格は 2.5baht/kWh
クレジット価格	5US\$/ton-CO ₂	

VSPF 契約による買取価格は平均 2.1Baht/kWh により、採用する。

なお、換算レートは次の通りとする。

1baht=2.7 円

1US\$=110 円

3.1.3 初期投資

(1) 起業関係

会社を設立するためのコストは「Ⅲ.1.4.1 起業コスト」で述べているので、次表に結果だけ述べる。

表Ⅲ-3-4 起業費

項目	費用
起業費	10 百万円

(2) CDM 経費関係

クレジットを獲得するために、事業開始前までに、Validation を終え、CDM 理事会による認定が必要である。それにかかる期初経費として次表に示す費用がある。

表Ⅲ-3-5 CDM 期初経費

項目	費用	備考
プロジェクト設計図書(PDD)作成費	3 百万円	3~7 百万円
Validation 費用	4 百万円	2~6 百万円
その他経費/コンサル費(法務、Finance 等)	3 百万円	3 百~7 百万円
合計	10 百万円	

(3) 設備費

設備コストは「Ⅱ.3.4 発電設備および維持管理費」より総額 285.3 百万円とする。ただし、井戸建設は二期に分割するため、設備投資は二期にわたる。二期工事は総額の内 34.5 百万円である。

3.1.4 運営費

会社としての運営や設備の運転、保守管理として毎年発生する費用を次表に示す。

表Ⅲ-3-6 運営費

項目	費用	備考
人件費	3.1 百万円/年	6 人分、製造原価
定期メンテナンス費	1.0 円/kWh	発電設備、製造原価
	3%	発電設備以外の機器費に対する比率、製造原価
一般管理費	15%	製造原価に対する比率
機械保険	0.04%	機器費に対する比率
火災保険	0.38%	機器費に対する比率
アドバイザー費	2 百万円/年	投資国側企業による業務(運営・CDM)支援費用
税金	0%	税金の免除対象

また、クレジットを獲得するために次の経費を計上する必要がある。

表Ⅲ-3-7 毎年発生する CDM 経費

項目	費用
Verification 費用	3 百万円/年
CDM 理事会分与分	獲得 CER の 5%

CDM 理事会分余分とは発行されたクレジット(CER)の内2%は途上国支援のために差し引かれる分であり、残りは現在未定である CDM 制度の運用経費などの費用として見込む。

本事業では資産があるため、減価償却を考慮する。次表に減価償却の条件を示す。

表Ⅲ-3-8 減価償却

項目	内容	備考
減価償却対象額	166.7 百万円	機器費および設計費
償却期間	10 年	最低 5 年
償却方法・償却率	定額法・10%	タイでは定額法が一般的

3.1.5 資金計画

事業資金について、想定する条件を次表に示す。

表Ⅲ-3-9 資金計画

項目	費用	備考
資本金	100 百万円	
内 起業費および CDM 期初経費充当分	(20 百万円)	2006 年度に発生
建設費充当分	(65 百万円)	2007 年度に発生
借入金	220 百万円	元利金等払い
内 第一期工事分	(185.8 百万円)	資本金による充当後
第二期工事分	(34.5 百万円)	
金利	7%	
借入期間	10 年	各期ごと
支払い開始時期(第一期工事分)	2007 年	
支払い開始時期(第二期工事分)	2008 年	

「Ⅲ.1.4.1 起業コスト」で述べた通り、会社設立時に資本金として 10 百万円準備する。資本金より、事業開始までに必要な費用を充当する。建設費は一部を資本金で充当し、残りは全て銀行からの借入と仮定した。

3.2 経済性分析

3.2.1 プロジェクトの経済性

「Ⅲ.3.3.1 経済性の検討条件」で述べた条件に従い、本事業の Asset IRR を算定した。試算結果は事業期間 10 年の場合:IRR= 8.5%であった。表Ⅲ-3-10 に損益計算結果、表Ⅲ-3-11 に返済計画および IRR の算定結果を示す。

なお、Asset IRR は一般にいう IRR であり、事業期間全体にわたる資産に対する収益を示す。本事業のように SPC を作る場合の指標として用いられる。

表Ⅲ-3-10 損益計算

(百万円)

損益計算書 項目	2005年度 -1	2006年度 0	2007年度 1	2008年度 2	2009年度 3	2010年度 4	2011年度 5	2012年度 6	2013年度 7	2014年度 8	2015年度 9	2016年度 10	2017年度 11	2018年度 12	2019年度 13	2020年度 14
事業収益			36.8	97.2	96.5	88.5	81.6	75.7	70.6	66.2	62.4	59.1	50.5	44.2	37.5	31.8
電力販売			13.0	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	31.2	27.5	23.2	19.6
クレジット販売(電力代替)			0.8	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.0	1.8	1.5	1.3
クレジット販売(メタン破壊)			22.9	58.2	57.4	49.4	42.5	36.6	31.5	27.1	23.3	20.1	17.3	14.9	12.8	11.0
売上原価			4.0	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	9.6	8.9	8.2	7.5
労務費			1.3	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
定期メンテナンス代			2.7	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	6.5	5.8	5.1	4.4
売上純利益			32.8	86.7	85.9	77.9	71.1	65.1	60.0	55.6	51.9	48.6	40.9	35.3	29.4	24.3
販売費及び一般管理費		10.0	24.2	26.9	26.8	26.3	25.9	25.5	25.2	24.9	24.7	24.4	7.4	7.2	6.9	6.7
アドバイザー費用		0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CDM経費(Verification)		0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CDM経費(委員会分与分)		0.0	1.2	3.0	3.0	2.6	2.2	1.9	1.7	1.5	1.3	1.1	1.0	0.8	0.7	0.6
一般管理費		0.0	0.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1
保険料		0.0	0.7	0.6	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
諸経費償却		10.0														
減価償却		0.0	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	0.0	0.0	0.0	0.0
営業利益		-10.0	8.6	59.8	59.1	51.6	45.1	39.6	34.8	30.7	27.2	24.2	33.5	28.1	22.4	17.6
累計		-10.0	-1.4	58.4	117.6	169.2	214.3	253.9	288.7	319.4	346.6	370.8	404.3	432.4	454.9	472.5
営業外費用		0.0	13.0	14.1	12.6	11.0	9.5	8.0	6.4	4.9	3.3	1.8	0.2	0.0	0.0	0.0
支払い金利		0.0	13.0	14.1	12.6	11.0	9.5	8.0	6.4	4.9	3.3	1.8	0.2	0.0	0.0	0.0
税引前当期利益		-10.0	-4.4	45.7	46.6	40.6	35.6	31.6	28.4	25.8	23.9	22.4	33.3	28.1	22.4	17.6
累計		-10.0	-14.4	31.3	77.9	118.4	154.1	185.7	214.1	240.0	263.8	286.2	319.5	347.6	370.0	387.6
税金		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
法人税		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
当期利益		-10.0	-4.4	45.7	46.6	40.6	35.6	31.6	28.4	25.8	23.9	22.4	33.3	28.1	22.4	17.6
累計		-10.0	-14.4	31.3	77.9	118.4	154.1	185.7	214.1	240.0	263.8	286.2	319.5	347.6	370.0	387.6

表Ⅲ-3-11 返済計画およびIRR

(百万円)

返済計画	2005年度	2006年度	2007年度	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
項目	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
税、利払い前利益		-10.0	8.6	59.8	59.1	51.6	45.1	39.6	34.8	30.7	27.2	24.2	33.5	28.1	22.4	17.6
金利		0.0	-13.0	-14.1	-12.6	-11.0	-9.5	-8.0	-6.4	-4.9	-3.3	-1.8	-0.2	0.0	0.0	0.0
税金		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
償却		10.0	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7
税引き後、償却前損益		0.0	12.3	62.4	63.2	57.2	52.3	48.3	45.1	42.5	40.5	39.1	33.3	28.1	22.4	17.6
資本金	100															
借入金		185.8	34.5	0.0												
設備投資		-250.8	-34.5	0.0												
諸経費	-10															
CDM経費	-10.0															
借入金元金返済		0.0	18.6	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	3.4	0.0	0.0	0.0
NetCashFlow	80.0	-65.0	30.9	84.4	85.3	79.3	74.3	70.3	67.1	64.5	62.6	61.1	36.7	28.1	22.4	17.6
FreeCashFlow	80.0	15.0	45.9	130.3	215.5	294.8	369.2	439.5	506.6	571.1	633.7	694.8	731.5	759.6	782.1	799.7

Asset IRR(事業期間14年)	2005年度	2006年度	2007年度	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
項目	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
税引き後利益		-10.0	-4.4	45.7	46.6	40.6	35.6	31.6	28.4	25.8	23.9	22.4	33.3	28.1	22.4	17.6
減価償却		0.0	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7
諸経費償却		10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
設備投資		-250.8	-34.5	0.0												
諸経費	-10.0															
CDM経費	-10.0															
計	-20.0	-250.8	-22.2	62.4	63.2	57.2	52.3	48.3	45.1	42.5	40.5	39.1	33.3	28.1	22.4	17.6
Asset-IRR(税引後)		10.8%														

Asset IRR(事業期間10年)	2005年度	2006年度	2007年度	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
項目	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
事業開始コスト(設備費を含む)	20.0															
当期利益(税引き後)		-250.8	-22.2	62.4	63.2	57.2	52.3	48.3	45.1	42.5	40.5	39.1				
計	-20.0	-250.8	-22.2	62.4	63.2	57.2	52.3	48.3	45.1	42.5	40.5	39.1				
Asset-IRR(税引後)		8.5%														

3.3 感度分析

経済性分析の結果を、売電価格、クレジット価格、設備費、運営費について感度分析を行った。

3.3.1 買電価格

クレジットによる収益やクレジット取得にかかる経費を除いた条件で、売電単価を変動させて IRR を算出した。結果は、事業期間 10 年の場合、約 3bath/kWh でプロジェクトの IRR≒0%となった。また、3.2 で述べた水準の IRR(8.5%)にするためには 4.1bath/kWh 程度必要である。結果を図 III-3-1 に示す。

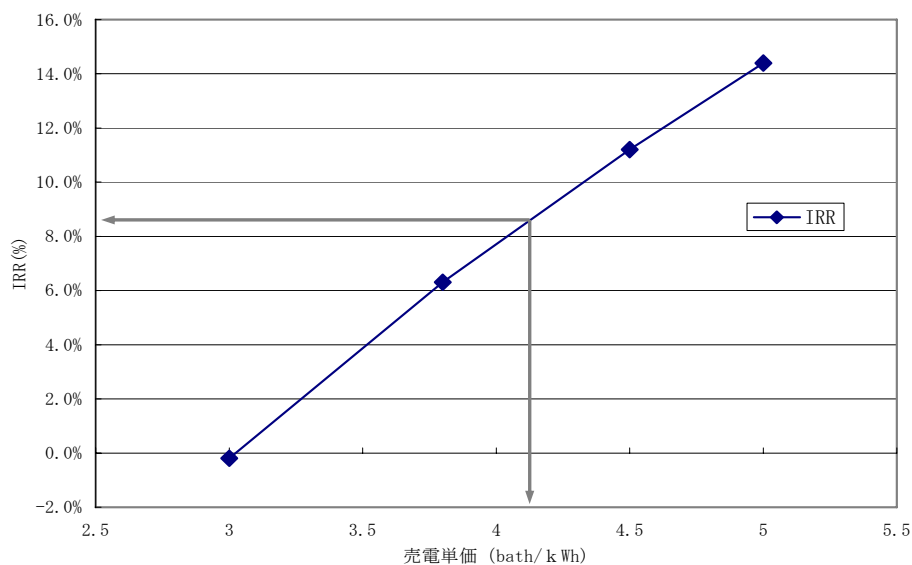
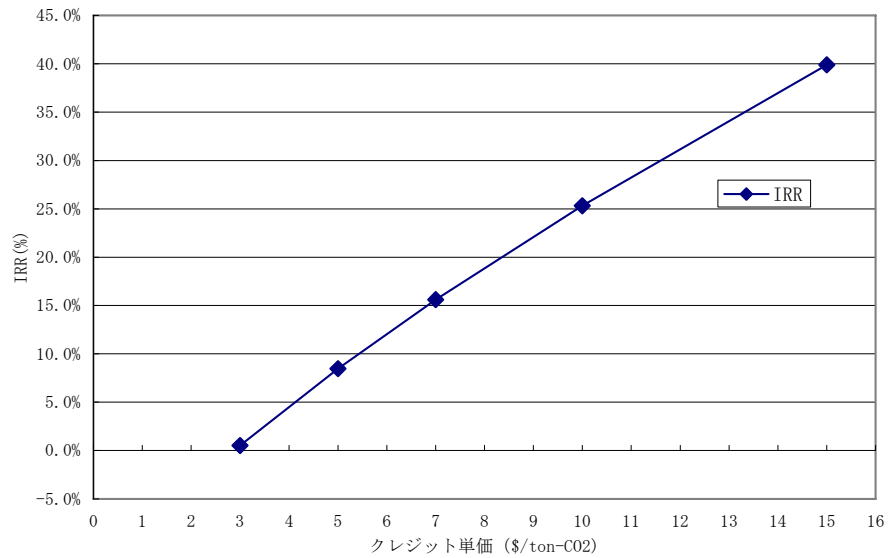


図 III-3-1 売電単価変動による感度

3.3.2 クレジット価格

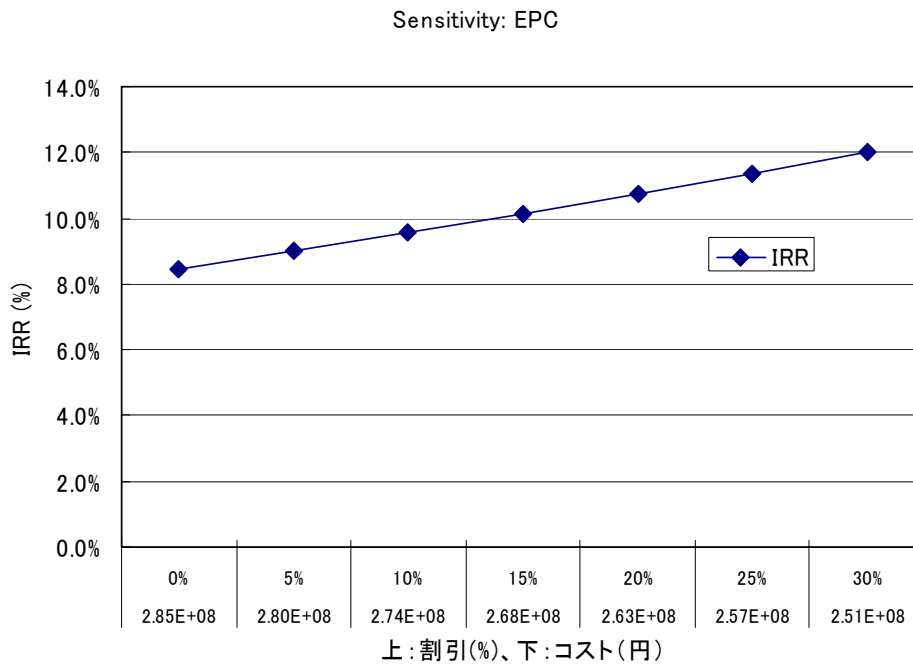
クレジット価格を①:3、②:5、③:7、④:10、⑤:15(US \$ /ton-CO₂)の 5 ケースについて変動させて IRR を算出した。結果は、クレジット価格が 3US \$ /ton-CO₂ であると、事業期間 10 年での IRR はほぼ 0%となった。一方、クレジット価格が 5US \$ /ton-CO₂ 以上で推移すれば、IRR は改善し、7US \$ /ton-CO₂ の場合、15%を超える。図 III-3-2 に結果を示す。



図III-3-2 クレジット価格変動による感度

3.3.3 設備費

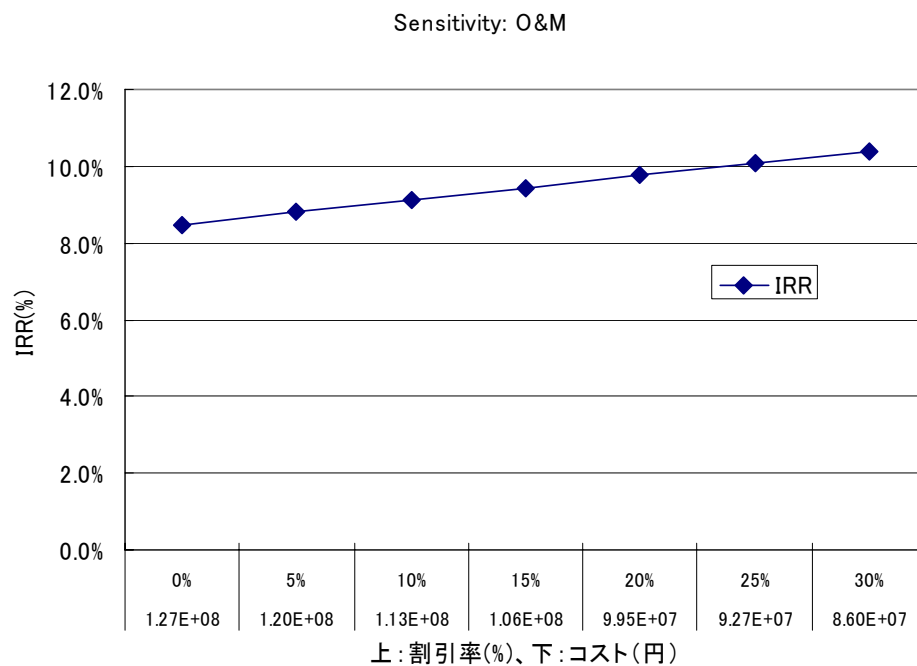
「II.3.4 発電設備および維持管理費」で求めた 285.3 百万円を基準ケースとし、設備費の圧縮を行った場合のIRRを算定した。なお、算定ケースは基準ケースから5%刻みで圧縮した場合について算定した。結果は設備費5%の圧縮に対しIRRは0.5%の改善を示した。図III-3-3に結果を示す。



図III-3-3 EPCコストの圧縮による感度

3.3.4 運営費

「Ⅱ.3.4 発電設備および維持管理費」で求めた運営費を基準ケースとし、運営費の圧縮を行った場合のIRRを算定した。なお、算定ケースは基準ケースから5%刻みで圧縮した場合について算定した。運営費5%の圧縮に対しIRRは約0.3%の改善を示した。図Ⅲ-3-4に結果を示す。



図Ⅲ-3-4 運営費の圧縮による感度

4 事業化に向けての課題・見込み

4.1 プロジェクト実施にむけた課題・必要なアクション

(1) クレジットの価値

埋立地ガス発電のプロジェクトの場合、プロジェクトの収入に対するクレジットの割合は高く、本プロジェクトの場合(5US\$/CO₂トンとした場合)50%を越える。言い換えれば、クレジット価格はプロジェクトの事業性を決めるといっても良い。ただ、現時点でクレジット価格を想定することは難しい。

プロジェクト実施者がこの様なリスクをヘッジする手段として政府補助金の活用およびカーボンファンドがある。しかし、これらは基本的に第一約束期間に間に合うクレジットのみ対象としており、第二約束期間以降のクレジットについてはリスクをヘッジする手段が現在のところ見あたらない。

また、第二約束期間以降の枠組みについての話し合いは難航しており、不透明な状況である。このような状況の中で(民間の)事業者がプロジェクトを実施することは非常にリスクが高く、今後事業化を判断する上で最も大きなハードルとなると予想される。この大きなハードルをクリアするには民間企業の自己努力の範囲は限定的であり、2012年以降に発生するクレジットを政府が買い取るなどの受け皿が必要である。

(2) 経済性の改善

プロジェクトの経済性は、「Ⅲ.3 経済性の検討」で示したとおり、プロジェクト期間を10年、クレジット価格を5US\$/CO₂トンの場合、プロジェクトのIRR=8.5%と事業化を検討できるレベルまで改善ができたが、プロジェクトの実施には更なる経済性が必要である。具体的には、設備費・運営費の圧縮および補助金の活用について検討を進める。

(3) 自治体の協力

本調査においてPDDで要求される利害関係者からのコメントの入手は実施していない。その理由はプロジェクトサイトのオーナーである自治体とプロジェクト実施に関する協議がそのレベルまで達していないためである。ただし、本年度はプロジェクトの関係者(自治体の職員および埋立地周辺の村長等)に対しプロジェクト実施の背景である京都議定書、CDMそして、プロジェクトに関する説明の場としてキャパシティービルディングセミナーを実施し最後にアンケートという形でコメントを入手した(Ⅲ章参照のこと)。コメントは概ね好意的な反応であった。とりわけ、プロジェクト実施が地域環境の改善そして温暖化防止に寄与するという点に評価された。しかし、最終的なプロジェクトの評価は、「自治体としてメリット(特に、物理的、金銭的)を考慮した上で判断する」とのニュアンスを示しており、実際の利害関係者のコメントを入手する際には、先方の期待するメリットの提示を行った上で実施する必要があると考えられる。

(4) タイ政府の受入体制

I章で示したとおり、現在タイのCDMの受入体制は整っておらず、早急な整備が期待される。ただ、埋立地ガスを利用するプロジェクトの性格上、その整備される時期そして、プロジェクトの申

請手続きから承認まで期間が非常に重要となる。今後継続的に情報収集を行い、タイ政府の受入がプロジェクト実施のタイミングに間に合うか否か確認を行う。

(5) 埋立スケジュール

本調査で、埋立地利用およびオープンダンピングエリアの覆土の具体的なスケジュールを確認することができた。前述のとおり埋立地ガスを利用するプロジェクトは実施のタイミングが重要であることから、埋立地の実際の運用スケジュールをフォローしていく。

4.2 プロジェクト実施に向けての見込み

プロジェクトの経済性は $IRR=8.5\%$ と事業化を検討できるレベルまで改善ができた。また、自治体との協力体制の確立についてもキャパシティビルディングセミナーの実施によりプロジェクトについての理解を得ることができた(Ⅲ章参照のこと)。今後、経済性については更なる経済性の改善を行い投資対象としての魅力を高めると共に、自治体に対しては具体的なプロジェクトの計画について協議する必要がある。ただし、埋立地ガス回収のタイミングがプロジェクトの経済性に大きく影響することからタイ政府の承認手続き体制および必要期間の状況も考慮した上で判断を行う。前述したとおり、クレジットの第二約束期間以降の取り扱いの不透明さが顕在化しており、事業化を判断する上で最も大きなハードルとなっている。この大きなハードルをクリアするには民間企業の自己努力の範囲は限定的であり、2012 年以降に発生するクレジットを政府が買い取るなどの受け皿の必要性を感じる。

IV. 参考文献

IV 参考文献

1. ACM0001: consolidated baseline methodology for landfill gas project activities
2. "Tool for the demonstration and assessment of additionality", EB 16 Report Annex 1
3. Intergovernmental Panel on Climate Change (1996). IPCC Good Practice Guidelines and Uncertainty Management in National Greenhouse Inventories.
4. Intergovernmental Panel on Climate Change (1996). Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual.
5. Intergovernmental Panel on Climate Change (1996). Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook.
6. United States Environmental Protection Agency (1997). Characterization of Waste in the United States: 1996 Updated.
7. Current Status on Solid Waste Management and Disposal Practice in Thailand (2003) By Mr. Paisan Padungsirikul, Director of PCD (Pollution Control Department)
8. Regulation and Guideline of Municipal Solid Waste Management
By PCD
9. LV distribution system for MEA and PEA (Required single line configuration to tie-in point, for Very Small Renewable Power Producer)
10. Regulations for The Purchase of Power from Small Power Producers
By EGAT, MEA, PEA

V. 添付資料

V 添付資料

- 添付資料-1 プロジェクト設計書（英語版）
- 添付資料-2 プロジェクト設計書（和訳版）
- 添付資料-3 ACM0001 consolidated baseline methodology for landfill gas project activities
- 添付資料-4 "Tool for the demonstration and assessment of additionality",
EB 16 Report Annex 1

添付資料-1 プロジェクト設計書（英語版）

Nonthaburi LFG to Electricity Project

Nonthaburi Province, Thailand

Project Design Document

February 2005

OBAYASHI CORPORATION

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

SECTION A. General description of project activity

A.1 Title of the project activity:

Nontaburi LFG to Electricity Project

A.2. Description of the project activity:

The proposed project is a project that recovers landfill gas for electricity generation from the sanitary landfills and open dumping site in the Solid Waste Disposal Center, Nonthaburi, Thailand. The Solid Waste Disposal Center is located in Sai-Noi district, North-west part of Nonthaburi province. The center is owned and operated by Provincial Administration Organization of Nonthaburi (PAON) and accepts wastes generated in this province, about 900 ton/day. Those wastes have been received at open dumping site and sanitary landfills, Landfill-B and C, in the center. The proposed project is designed to collect and utilize landfill gas from those landfills and open dumping area.

The landfill gas contains methane, approximately 50%, which is a powerful greenhouse gas (GHG) contributing to global warming and climate change. In the meantime, landfill gas also creates problems to the local community such as odor, risk of explosion and fire etc. Therefore, by capturing and utilising landfill gas instead of releasing to the atmosphere, GHG emission will be reduced and local environment will be improved significantly.

The proposed project consists of installation and operation of a landfill gas collection, electricity generation and flare system. The outline of the project is summarized as follows;

- The capacity of the electricity generation is expected to be 900 kW (300kW x 3sets), and
- The landfill gases captured will be used for electricity generation or combusted via flare system, and
- The electricity generated will be fed (sold) to the grid, and
- Duration of the project is expected to be 10 years, mid 2007 to 2018.

The implementation of the project involves significant investment and it is not a financially attractive project without revenues from the sales of carbon credit. Currently, there is no legislation in Thailand that requires landfill gas capture and/or utilization and even in the foreseeable future during the project period. Without applying CDM scheme, it is considered that the current practice releasing landfill gases to the atmosphere will be continued. It is estimated that the amount of the methane released as landfill gas to be approximately 73,000tonnes (1,520,000 tCO₂-e) / 10years. The project is estimated to be capable to capture approx. 50% of the landfill gases generated. The emission reduction due to capturing and combusting methane either by the electricity generation and the flare system is estimated to be about 671,000 tCO₂-e / 10years. In the mean time, the project will reduce GHG emission by displacing the electricity generated by other resources. The emission reduction due to the displacement of the grid electricity is estimated to be 41,000 tCO₂-e / 10years. The total emission reduction by this project is estimated to be 712,000 tCO₂-e.

The project will introduce a lot of technologies from outside of Thailand, such as equipment for gas collection and utilization. Also during the construction and operation of the project, a lot of skills will be transferred to the local staff involved in this project. As a consequence, a lot of technologies will be

transferred to Thailand via this project. Furthermore, the project is recognised as the first landfill gas utilization project in the landfills in Thailand owned by local authorities. This will become a model for other landfills owned by local authorities so as to improve both landfill management and local environment.

A.3. Project participants:

Provincial Administrative Organization of Nonthaburi (PAON)	Landfill owner and operator	The provincial administrative organization responsible for waste management that includes waste collection & transportation, landfill construction and landfill management etc of Nonthaburi Province.
Obayashi Corporation (OC)	Project co-developer / investor	OC is one of the international engineering contractors based in Japan and responsible for the entire scope of the project as a co-project developer /investor.
Hitachi Zosen Corporation (HZC)	Project co-developer / investor	

A.4. Technical description of the project activity:

A.4.1. Location of the project activity:

A.4.1.1. Host Party(ies):

Kingdom of Thailand

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

Nonthaburi Province

A.4.1.3. City/Town/Community etc:

Sai-Noi District

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

Nonthaburi province is one of the central provinces of Thailand, neighbouring Bangkok. Nonthaburi Province is administratively divided into six districts: Mueang Nonthaburi, Pak Kret, Bang Kruai, Bang Yai, Bang Bua Thong and Sai Noi. The Solid Waste Disposal Center, the project site, is located in Sai Noi district, the north-west end of the Nonthaburi.

The Solid Waste Disposal Center is owned and operated by Provincial Administration Organization of Nonthaburi (PAON). The Center accepts wastes generated in this province at a rate of about 900 ton/day. The Center has been receiving wastes in open dumping site since 1986. However, along with increase of waste generation and awareness of environmental issues, PAON developed plans to build sanitary landfills as well as waste recycling facilities.

In the plan, there are two landfills; Landfill B and C and the construction work of both of the landfills have already been completed. Early 2005, it is scheduled that sanitary landfills start receiving wastes and open dumping site to be closed. It is estimated that the sanitary landfills will reach to their maximum capacity mid 2007 and be closed accordingly. The open dumping site is scheduled to be covered with soil by the end of 2005. The proposed project is designed to collect and utilize landfill gas from those landfills and open dumping area. The construction works of the waste recycling facilities are scheduled to start from 2005.

Figure A-1 shows the location of the project site, Table A-1 shows the general information of the landfills and open dumping area and Figure A-2 shows the operation schedule of the landfills

Table A-1: Project site information

Parameter	Open Dumping Area	Landfill-B	Landfill-C	Total	Note
Area (m ²)	60,800	30,400	25,100	116,300	
Height (m)	10	31	31		
Gross Capacity (m ³)	486,400	644,000	457,000	1,587,400	w/ soil cover
Net Capacity (m ³)	486,400	589,260	418,155	1,493,815	w/o soil cover
Net Capacity (ton)	413,440	500,871	355,432	1,269,743	w/o soil cover

Note 1 : Unit weight of waste is assumed as 0.8 tons / m³

2 : For actual Gross Capacity of Open Dumping Area, volume of soil cover to be added.

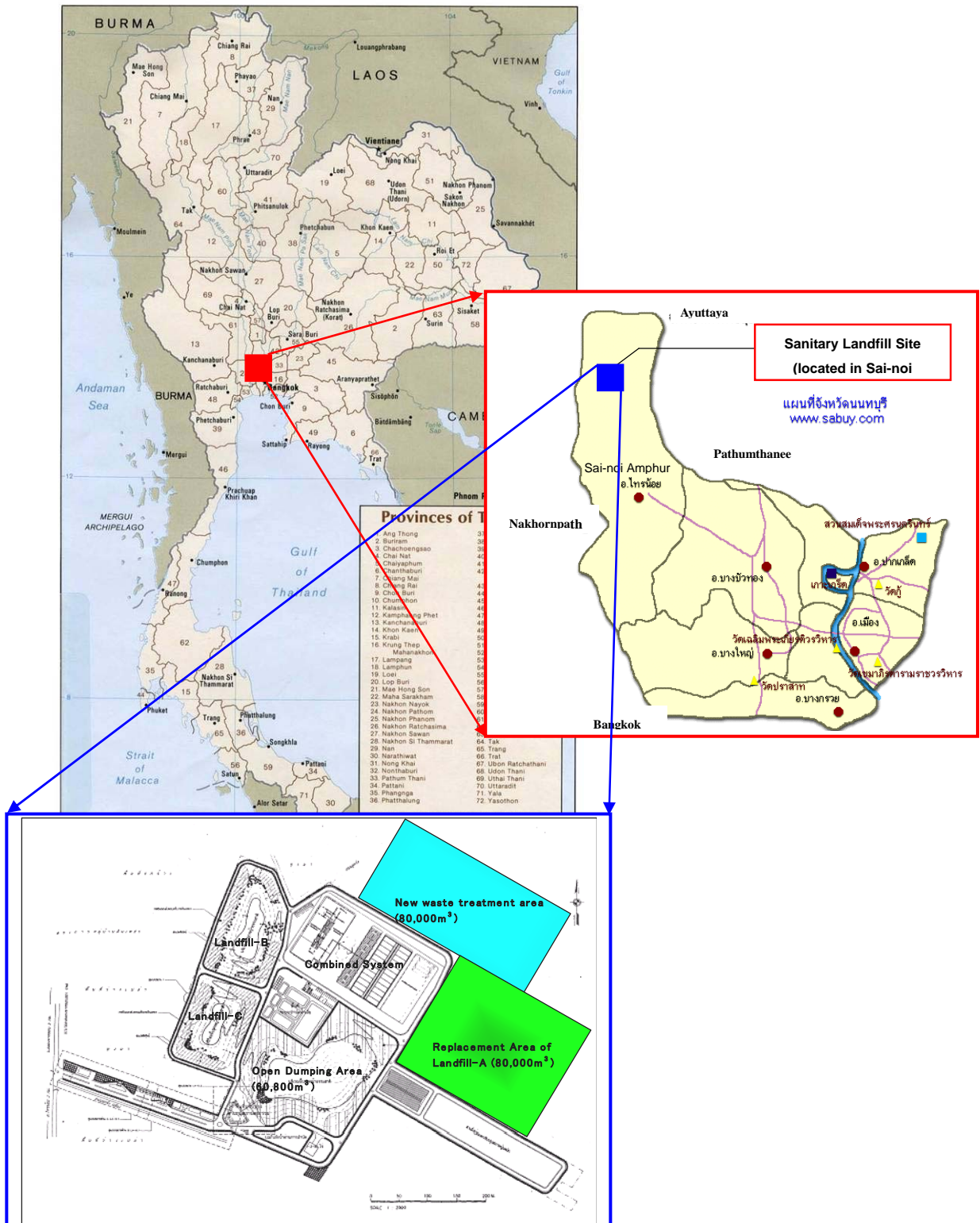


Figure A-1: Project location

	2005												2006												2007											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Landfill Construction & operation schedule																																				
Open Dumping Area																																				
Fill-up Operation																																				
Covering																																				
Landfill-B																																				
Construction																																				
Fill-up Operation																																				
Top Covering																																				
Landfill-C																																				
Construction																																				
Fill-up Operation																																				
Top Covering																																				

Figure A-2: Operation schedule of the landfills and open dumping site

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

1. Sectoral scope 13: Waste Handling and Disposal
2. Project Activity Landfill gas emission reduction project

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

Technologies to be introduced to this project have been selected to maximize the performance of the total system, operate reliably and stably and make the system flexible in operation and/or expansion taking into accounts the local conditions. The system consists of 3 systems, 1) Landfill gas collection system, 2) Electricity generation system, 3) Flare system.

1) Landfill gas collection system

A horizontal type of gas collection well is selected for this project taking into account local conditions. One of the characteristics of landfills in Thailand is high level of leachate. High level of leachate causes a severe impediment to LFG collection. The horizontal type of gas collection well is selected to minimize this kind of problem. The project is scheduled to install 13 sets of horizontal collection wells with drain pipe in the Open dumping area, 17 sets of horizontal collection wells with drain pipe in Landfill-B and 13 sets of horizontal collection wells with drain pipe in Landfill-C.

Landfill gases collected from the collection wells will be sent to the electricity generation system via piping system, header piping. A loop type header configuration is selected for this project. This type of the header configuration lowers risks of the gas collection system malfunction, since this configuration allows loss of header function in one direction without losing the entire function of gas collection system.

2) Electricity generation system

A small modular type of gas engine generator unit, about 300kw, is selected for this project. The small size modules will be configured in parallel according to the volume of landfill gases. This parallel configuration of the small size generator sets well suits the inherent characteristics of landfill gas generation; i.e. the gas volume fluctuates / varies over time. Moreover, this configuration has an advantage in reducing the risk that the entire system shuts down.

3) Flare System

An open type flare system(s) will be installed to burn the excess landfill gases. Temperature of the flare system is designed to be more than 1200. The efficiency of the flare system is >99% (percentage of methane combusted)

Figure A-3 shows the system diagram and Figure A-4 shows the construction and operation schedule of the project.

Technology transfer

Currently, there is no legislation that requires capturing gases from landfills and therefore the needs for technology to manage and/or control landfill gases emission have been limited. There are two landfill gas utilization projects have been planned in Thailand, one in Kamphangsaen and the other one in Rachatewa landfill, but both of the projects are in a pilot phase. Therefore, the most of the equipment for landfill gas capture and utilization are not yet available in Thailand. Those will be imported from countries like Japan and European countries. As a consequence, a lot of technologies will be transferred to Thailand via this project. During implementing and operating the project, also a lot of skills will be transferred to local staffs involved in the project.

Furthermore, the project is recognised as the first landfill gas utilization project in the landfills in Thailand owned by local authorities. This will be become a model for other landfills owned by local authorities so as to improve both landfill management and local environment.

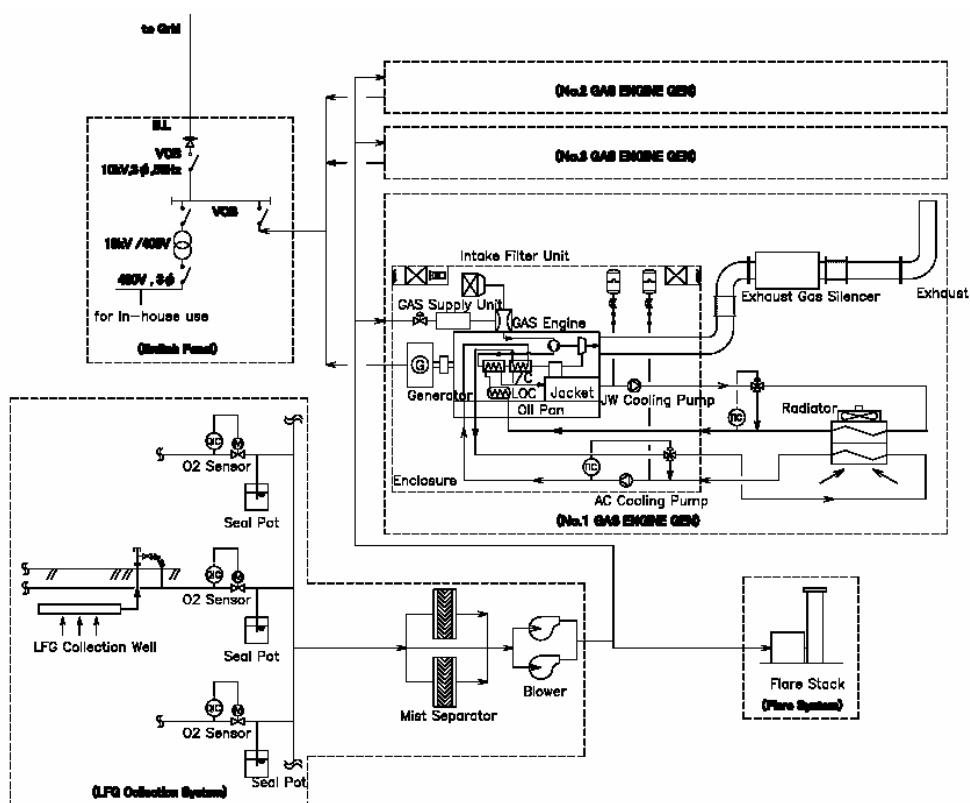


Figure A-3: System Diagram of the project

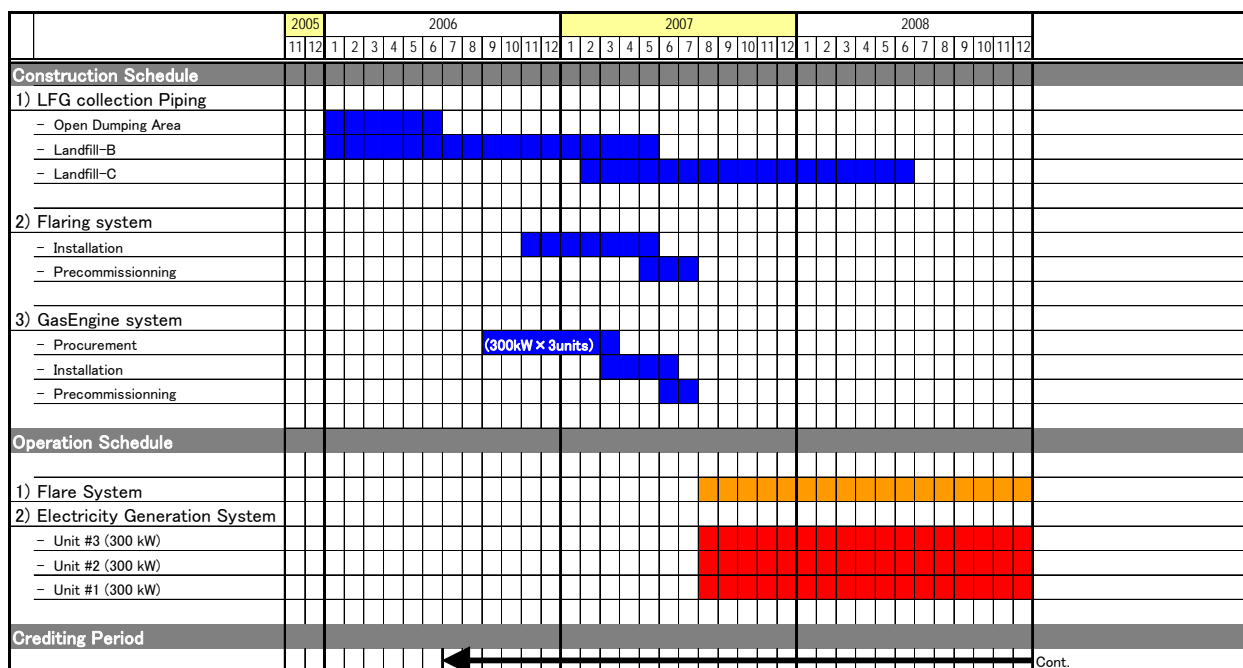


Figure A-4: Construction and operation schedule of the Project

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

The proposed project will reduce GHG emission as indicated as below;

- The project will capture approx. 50% of landfill gases to be generated from the landfill. And methane gases contained in the landfill gases will be combusted (destroyed) by either electricity generation or flare system
- The project will also reduce GHG emission by displacing the electricity generated by other resources.

Based on the baseline assessment (See section B for full description), the baseline scenario is defined as the continuation of the current practice, “Total atmospheric release of the landfill gas”. The proposed project activity will not happen in the absence of the CDM because of legislations on landfill / landfill gases management and barriers exist in front of the proposed project. Therefore, the emission reduction mentioned above will not happen in the absence of the proposed project. Listed bellows are a summary of the legislations on landfill / landfill gases management and barriers existing in front of the proposed project.

1) The legislation on landfill and landfill gas management

Currently, there is no legislative requirement regarding landfill gas management, landfill gas capture, flaring and utilization in Thailand. And it is also unlikely, in the foreseeable future, that Thailand changes their legislation on landfill and landfill gas.

2) Financial barrier

The result of the financial assessment for the project activity shows that the IRR (without CER) is negative. Therefore the project is not a economically attractive.

3) Technological barrier

The technology to be applied for the proposed project is a proven technology and widely applied in the western countries. Though two landfill sites have currently been planned to develop LFG utilization projects, both of them are in a pilot phase, not in commercial phase. Therefore, in Thailand, this kind of technology has not yet been proven and still involves technological barriers.

4) Inherent risk/uncertainty involved in landfill gas project

One of the parameters that determine the feasibility of this kind of project is the volume of landfill gas. However, some of the parameters/conditions that affect the amount of LFG generation and collection, such as waste characteristics and LFG generation rate, are not manageable. Also, the level of landfill management is an important factor that decides the amount of LFG generation and collection. However, it is not likely at this moment that the landfills will be managed with international standard level, since Nonthaburi have no experience on sanitary landfill management.

As a consequence, these inherent risks/uncertainties become barriers.

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

For the Project Design Document, (*ex ante*) GHG emission reduction estimates are made by projecting the future greenhouse gas emissions from the landfill using First Order Decay (FOD) model (IPCC guideline, 1996) as Table A-2 below. These estimates are for reference purposes only, since emission reductions will be determined (*ex post*) by measuring the actual quantity of methane captured and used for electricity generation or flared once the project activity is operational. See section E for the details.

Table A-2: GHG emission reduction by the project (ER_y)

Year	ER _y (tCO ₂ /year)
2007	43,257
2008	110,159
2009	108,713
2010	94,170
2011	81,665
2012	70,892
2013	61,620
2014	53,640
2015	46,773
2016	40,862
Total	711,751

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

No public funds are used.

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

The methodology applied for this project is **consolidated baseline methodology for landfill gas project activities, known as ACM0001**. And the following indicated below are applied as supplemental tools;

- To demonstrate and assess additionality, "Tool for the demonstration and assessment of additionality", EB 16 Report Annex 1.
- To determine emission reduction associated with the displacement of the grid-based electricity generation, small-scale methodologies, TYPE1-RENEWABLE ENERGY PROJECTS, 1.D. Renewable electricity generation for a grid, para. 29.

As an explanation of the methodology applied for this project activity, the following text in italics is taken from ACM0001 and "Tool for the demonstration and assessment of additionality".

Applicability Condition

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or*
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources¹; or*
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources.*

In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the ACM0002 "Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable". If capacity of electricity generated is less than 15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54 TJ (15GWh), small-scale methodologies can be used.

Emission Reduction¹

The greenhouse gas emission reduction achieved by the project activity during a given year "y" (ER_y) is the difference between the amount of methane actually destroyed/combusted during the year ($MD_{project,y}$) and the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year in the absence of the project activity ($MD_{reg,y}$)², times the approved Global Warming Potential value for methane (GWP_{CH_4}), plus the net quantity of electricity displaced during the year (EG_y) multiplied by the CO_2 emissions intensity of the electricity displaced ($CEF_{electricity,y}$)³, plus the quantity of thermal energy displaced during the year (ET_y) multiplied by the CO_2 emissions intensity of the thermal energy displaced ($CEF_{thermal,y}$). Electricity and thermal energy emission reductions apply to case (c) only.

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + EG_y * CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y} \quad (1)$$

ER_y is measured in tonnes of CO_2 equivalents (tCO_2e). $MD_{project,y}$ and $MD_{reg,y}$ are measured in tones of methane (tCH_4). The approved Global Warming Potential value for methane (GWP_{CH_4}) for the first commitment period is 21 tCO_2e/tCH_4 . EG_y is measured in megawatt hours (MWh). The CO_2 emissions intensity, $CEF_{electricity,y}$, is measured in tonnes of CO_2 equivalents per megawatt hour (tCO_2e/MWh) and ET_y is measured in TeraJoules (TJ) and $CEF_{thermal,y}$ is measured in terms of tones of CO_2 equivalents per TJ (tCO_2e/TJ).

In the case where the $MD_{reg,y}$ is given/defined as a quantity that quantity will be used.

In cases where regulatory or contractual requirements do not specify $MD_{reg,y}$ an "Adjustment Factor" (AF) shall be used and justified, taking into account the project context.

$$MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF \quad (2)$$

Project proponents should provide an ex ante estimate of emissions reductions, by projecting the future GHG

emissions of the landfill. In doing so, verifiable methods should be used. Ex ante emission estimates may have an influence on $MD_{reg,y}$. $MD_{project,y}$ will be determined ex post by metering the actual quantity of methane captured and destroyed once the project activity is operational.

The methane destroyed by the project activity ($MD_{project,y}$) during a year is determined by monitoring the quantity of methane actually flared and gas used to generate electricity and/or produce thermal energy, if applicable.

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y} \quad (3)$$

$$MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} * FE \quad (4)$$

Where $MD_{flared,y}$ is the quantity of methane destroyed by flaring, $LFG_{flare,y}$ is the quantity of landfill gas flared during the year measured in cubic meters (m^3), $w_{CH4,y}$ is the average methane fraction of the landfill gas as measured during the year and expressed as a fraction (in $m^3 CH_4 / m^3 LFG$), FE is the flare efficiency (the fraction of the methane destroyed) and D_{CH4} is the methane density expressed in tonnes of methane per cubic meter of methane ($tCH_4/m^3 CH_4$).⁴

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} \quad (5)$$

where $MD_{electricity,y}$ is the quantity of methane destroyed by generation of electricity and $LFG_{electricity,y}$ is the quantity of landfill gas fed into electricity generator.

$$MD_{thermal,y} = LFG_{thermal,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} \quad (6)$$

where $MD_{thermal,y}$ is the quantity of methane destroyed for the generation of thermal energy and $LFG_{thermal,y}$ is the quantity of landfill gas fed into the boiler.

Project Boundary

The project boundary is the site of the project activity where the gas is captured and destroyed/used.

Possible CO_2 emissions resulting from combustion of other fuels than the methane recovered should be accounted as project emissions. Such emissions may include fuel combustion due to pumping and collection of landfill gas or fuel combustion for transport of generated heat to the consumer locations.

In addition, electricity required for the operation of the project activity, including transport of heat, should be accounted and monitored. Where the project activity involves electricity generation, only the net quantity of electricity fed into the grid should be used in equation (1) above to account for emission reductions due to displacement of electricity in other power plants. Where the project activity does not involve electricity generation, project participants should account for CO_2 emissions by multiplying the quantity of electricity required with the CO_2 emissions intensity of the electricity displaced (CEF_{electricity,y}).

Baseline

The baseline is the atmospheric release of the gas and the baseline methodology considers that some of the methane generated by the landfill may be captured and destroyed to comply with regulations or contractual requirements, or to address safety and odor concerns.

Additionality

The following approach is that provided as "Tool for the demonstration and assessment of additionality", EB 16 Report Annex 1, to demonstrate and assess additionality of the proposed CDM project.

Step 1. Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations

(Note: In accordance with guidance by the Executive Board, consistency is to be ensured between "baseline scenario" and "baseline emissions"2)

Define realistic and credible alternatives3 to the project activity(s) that can be (part of) the baseline scenario through the following sub-steps:

Sub-step 1a. Define alternatives to the project activity:

1. Identify realistic and credible alternative(s) available to the project participants or similar project developers⁴ that provide outputs or services comparable with the proposed CDM project activity⁵. These alternatives are to include:

- The proposed project activity not undertaken as a CDM project activity;
- All other plausible and credible alternatives to the project activity that deliver outputs and on services (e.g. electricity, heat or cement) with comparable quality, properties and application areas;
- If applicable, continuation of the current situation (no project activity or other alternatives undertaken).

Sub-step 1b. Enforcement of applicable laws and regulations:

2. The alternative(s) shall be in compliance with all applicable legal and regulatory requirements, even if these laws and regulations have objectives other than GHG reductions, e.g. to mitigate local air pollution.⁶ (This sub-step does not consider national and local policies that do not have legally-binding status.⁷)

3. If an alternative does not comply with all applicable legislation and regulations, then show that, based on an examination of current practice in the country or region in which the law or regulation applies, those applicable legal or regulatory requirements are systematically not enforced and that noncompliance with those requirements is widespread in the country. If this cannot be shown, then eliminate the alternative from further consideration;

4. If the proposed project activity is the only alternative amongst the ones considered by the project participants that is in compliance with all regulations with which there is general compliance, then the proposed CDM project activity is not additional.⁸

→ Proceed to Step 2 (Investment analysis) or Step 3 (Barrier analysis). (Project participants may also select to complete both steps 2 and 3.)

Step 2. Investment analysis

Determine whether the proposed project activity is the economically or financially less attractive than other alternatives without the revenue from the sale of certified emission reductions (CERs). To conduct the investment analysis, use the following sub-steps:

Sub-step 2a. Determine appropriate analysis method 1. Determine whether to apply simple cost analysis, investment comparison analysis or benchmark analysis (sub-step 2b). If the CDM project activity generates no financial or economic benefits other than CDM related income, then apply the simple cost analysis (Option I). Otherwise, use the investment comparison analysis (Option II) or the benchmark analysis (Option III).

Sub-step 2b. – Option I. Apply simple cost analysis

2. Document the costs associated with the CDM project activity and demonstrate that the activity produces no economic benefits other than CDM related income.

If it is concluded that the proposed CDM project activity is not financially attractive then proceed to Step 4 (Common practice analysis).

Sub-step 2b. – Option II. Apply investment comparison analysis

3. Identify the financial indicator, such as IRR⁹, NPV, cost benefit ratio, or unit cost of service (e.g., levelized cost of electricity production in \$/kWh or levelized cost of delivered heat in \$/GJ) most suitable for the project type and decision-making context.

Sub-step 2b – Option III. Apply benchmark analysis

4. Identify the financial indicator, such as IRR¹⁰, NPV, cost benefit ratio, or unit cost of service (e.g., levelized cost of electricity production in \$/kWh or levelized cost of delivered heat in \$/GJ) most suitable for the project type and decision context. Identify the relevant benchmark value, such as the required rate of return (RRR) on equity. The benchmark is to represent standard returns in the market, considering the specific risk of the project type, but not linked to the subjective profitability expectation or risk profile of a particular project developer. Benchmarks can be derived from:

- Government bond rates, increased by a suitable risk premium to reflect private investment and/or the project type, as substantiated by an independent (financial) expert;
- Estimates of the cost of financing and required return on capital (e.g. commercial lending rates and guarantees

required for the country and the type of project activity concerned), based on bankers views and private equity investors/funds' required return on comparable projects;

· A company internal benchmark (weighted average capital cost of the company) if there is only one potential project developer (e.g. when the project activity upgrades an existing process). The project developers shall demonstrate that this benchmark has been consistently used in the past, i.e. that project activities under similar conditions developed by the same company used the same benchmark.

Sub-step 2c. Calculation and comparison of financial indicators (only applicable to options II and III):

5. Calculate the suitable financial indicator for the proposed CDM project activity and, in the case of Option II above, for the other alternatives. Include all relevant costs (including, for example, the investment cost, the operations and maintenance costs), and revenues (excluding CER revenues, but including subsidies/fiscal incentives¹¹ where applicable), and, as appropriate, non-market cost and benefits in the case of public investors.
6. Present the investment analysis in a transparent manner and provide all the relevant assumptions in the CDM-PDD, so that a reader can reproduce the analysis and obtain the same results. Clearly present critical techno-economic parameters and assumptions (such as capital costs, fuel prices, lifetimes, and discount rate or cost of capital). Justify and/or cite assumptions in a manner that can be validated by the DOE. In calculating the financial indicator, the project's risks can be included through the cash flow pattern, subject to project-specific expectations and assumptions (e.g. insurance premiums can be used in the calculation to reflect specific risk equivalents).
7. Assumptions and input data for the investment analysis shall not differ across the project activity and its alternatives, unless differences can be well substantiated.

8. Present in the CDM-PDD submitted for validation a clear comparison of the financial indicator for the proposed CDM activity and:

- (a) The alternatives, if Option II (investment comparison analysis) is used. If one of the other alternatives has the best indicator (e.g. highest IRR), then the CDM project activity can not be considered as the most financially attractive;
- (b) The financial benchmark, if Option III (benchmark analysis) is used. If the CDM project activity has a less favourable indicator (e.g. lower IRR) than the benchmark, then the CDM project activity cannot be considered as financially attractive.

Sub-step 2d. Sensitivity analysis (only applicable to options II and III):

9. Include a sensitivity analysis that shows whether the conclusion regarding the financial attractiveness is robust to reasonable variations in the critical assumptions. The investment analysis provides a valid argument in favour of additionality only if it consistently supports (for a realistic range of assumptions) the conclusion that the project activity is unlikely to be the most financially attractive (as per step 2c para 8a) or is unlikely to be financially attractive (as per step 2c para 8b).

If after the sensitivity analysis it is concluded that the proposed CDM project activity is unlikely to be the most financially attractive (as per step 2c para 8a) or is unlikely to be financially attractive (as per step 2c para 8b), then proceed to Step 3 (Barrier analysis) or Step 4 (Common practice analysis).

Otherwise, unless barrier analysis below is undertaken and indicates that the proposed project activity faces barriers that do not prevent the baseline scenario(s) from occurring, the project activity is considered not additional.

Step 3. Barrier analysis

If this step is used, determine whether the proposed project activity faces barriers that:

- (a) Prevent the implementation of this type of proposed project activity; and
- (b) Do not prevent the implementation of at least one of the alternatives.

Use the following sub-steps:

Sub-step 3a. Identify barriers that would prevent the implementation of type of the proposed project activity:

1. Establish that there are barriers that would prevent the implementation of the type of proposed project activity from being carried out if the project activity was not registered as a CDM activity. Such barriers may include, among others:

Investment barriers, other than the economic/financial barriers in Step 2 above, inter alia:

- Debt funding available for this type of innovative project activities.
- No access to international capital markets due to real or perceived risks associated with domestic or foreign direct investment in the country where the project activity is to be implemented.

Technological barriers, inter alia:

- Skilled and/or properly trained labour to operate and maintain the technology is not available and no education/training institution in the host country provides the needed skill, leading to equipment disrepair and malfunctioning;
- Lack of infrastructure for implementation of the technology.

Barriers due to prevailing practice, inter alia:

- The project activity is the “first of its kind”: No project activity of this type is currently operational in the host country or region.

The identified barriers are only sufficient grounds for demonstration of additionality if they would prevent potential project proponents from carrying out the proposed project activity if it was not expected to be registered as a CDM activity.

2. Provide transparent and documented evidence, and offer conservative interpretations of this documented evidence, as to how it demonstrates the existence and significance of the identified barriers.

Anecdotal evidence can be included, but alone is not sufficient proof of barriers. The type of evidence to be provided may include:

- (a) Relevant legislation, regulatory information or industry norms;
- (b) Relevant (sectoral) studies or surveys (e.g. market surveys, technology studies, etc) undertaken by universities, research institutions, industry associations, companies, bilateral/multilateral institutions, etc;
- (c) Relevant statistical data from national or international statistics;
- (d) Documentation of relevant market data (e.g. market prices, tariffs, rules);
- (e) Written documentation from the company or institution developing or implementing the CDM project activity or the CDM project developer, such as minutes from Board meetings, correspondence, feasibility studies, financial or budgetary information, etc;
- (f) Documents prepared by the project developer, contractors or project partners in the context of the proposed project activity or similar previous project implementations;
- (g) Written documentation of independent expert judgements from industry, educational institutions (e.g. universities, technical schools, training centres), industry associations and others.

Sub-step 3 b. Show that the identified barriers would not prevent the implementation of at least one of the alternatives (except the proposed project activity):

3. If the identified barriers also affect other alternatives, explain how they are affected less strongly than they affect the proposed CDM project activity. In other words, explain how the identified barriers are not preventing the implementation of at least one of the alternatives. Any alternative that would be prevented by the barriers identified in Sub-step 3a is not a viable alternative, and shall be eliminated from consideration. At least one viable alternative shall be identified.

If both Sub-steps 3a – 3b are satisfied, proceed to Step 4 (Common practice analysis)

If one of the Sub-steps 3a – 3b is not satisfied, the project activity is not additional.

Step 4. Common practice analysis

The above generic additionality tests shall be complemented with an analysis of the extent to which the proposed project type (e.g. technology or practice) has already diffused in the relevant sector and region.

This test is a credibility check to complement the investment analysis (Step 2) or barrier analysis (Step 3). Identify and discuss the existing common practice through the following sub-steps:

Sub-step 4a. Analyze other activities similar to the proposed project activity:

1. Provide an analysis of any other activities implemented previously or currently underway that are similar to the proposed project activity. Projects are considered similar if they are 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. Other CDM project activities are not to be included in this analysis. Provide quantitative information where relevant.

Sub-step 4b. Discuss any similar options that are occurring:

2. If similar activities are widely observed and commonly carried out, it calls into question the claim that the proposed project activity is financially unattractive (as contended in Step 2) or faces barriers (as contended in Step 3). Therefore, if similar activities are identified above, then it is necessary to demonstrate why the existence of these activities does not contradict the claim that the proposed project activity is financially unattractive or subject to barriers. This can be done by comparing the proposed project activity to the other similar activities, and pointing out and explaining essential distinctions between them that explain why the similar activities enjoyed certain benefits that rendered it financially attractive (e.g., subsidies or other financial flows) or did not face the barriers to which the proposed project activity is subject.

3. Essential distinctions may include a serious change in circumstances under which the proposed CDM project activity will be implemented when compared to circumstances under which similar projects were carried out. For example, new barriers may have arisen, or promotional policies may have ended, leading to a situation in which the proposed CDM project activity would not be implemented without the incentive provided by the CDM. The change must be fundamental and verifiable.

If Sub-steps 4a and 4b are satisfied, i.e. similar activities cannot be observed or similar activities are observed, but essential distinctions between the project activity and similar activities can reasonably be explained, please go to step 5 (Impact of CDM registration).

If Sub-steps 4a and 4b are not satisfied, i.e. similar activities can be observed and essential distinctions between the project activity and similar activities cannot reasonably be explained, the proposed CDM project activity is not additional.

Step 5. Impact of CDM registration

Explain how the approval and registration of the project activity as a CDM activity, and the attendant benefits and incentives derived from the project activity, will alleviate the economic and financial hurdles (Step 2) or other identified barriers (Step 3) and thus enable the project activity to be undertaken.

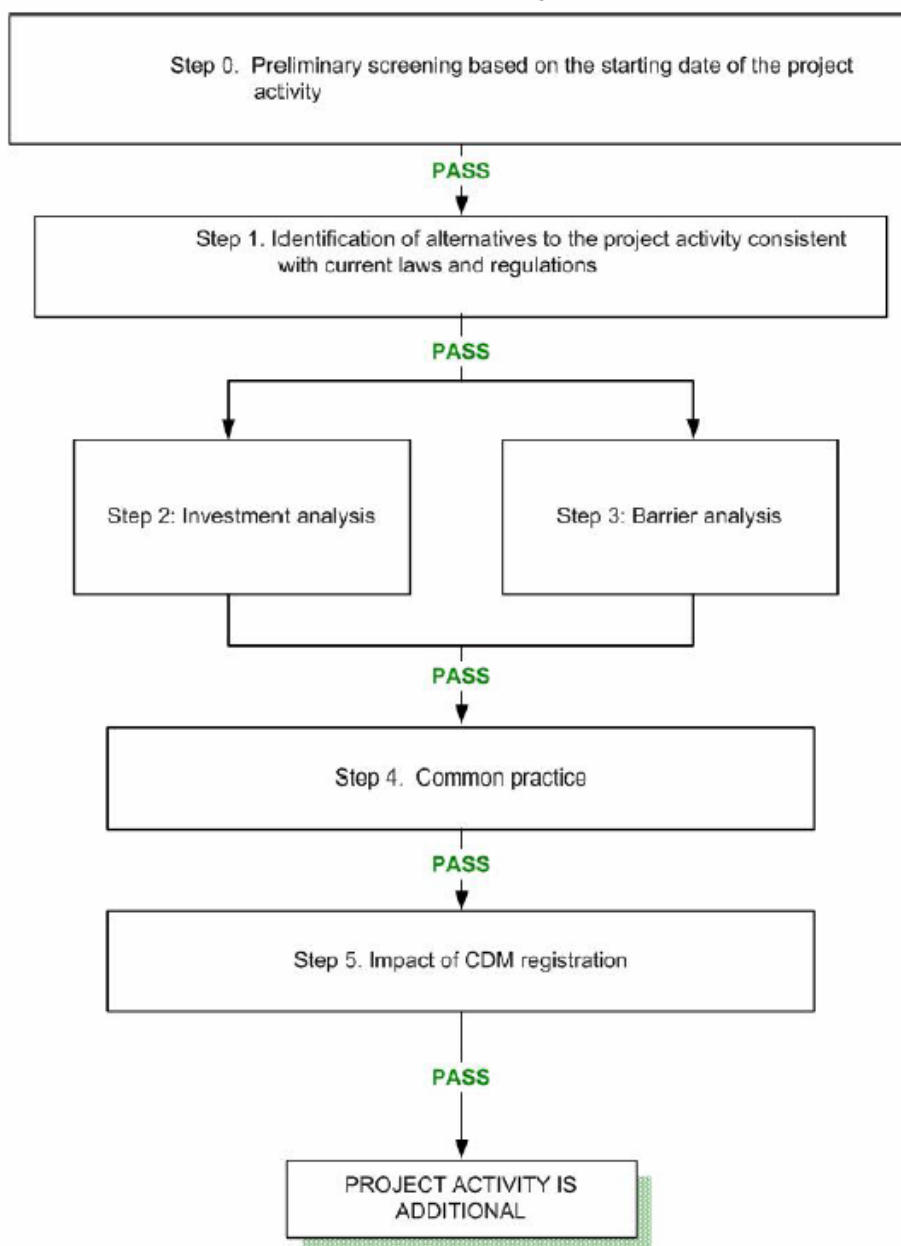
The benefits and incentives can be of various types, such as:

- Anthropogenic greenhouse gas emission reductions;
- The financial benefit of the revenue obtained by selling CERs,
- Attracting new players who are not exposed to the same barriers, or can accept a lower IRR (for instance because they have access to cheaper capital),
- Attracting new players who bring the capacity to implement a new technology, and
- Reducing inflation /exchange rate risk affecting expected revenues and attractiveness for investors.

If Step 5 is satisfied, the proposed CDM project activity is not the baseline scenario.

If Step is not satisfied, the proposed CDM project activity is not additional.

Flowchart: Additionality scheme



Leakage

No leakage effects need to be accounted under this methodology.

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

The project activity is summarized as indicated below;

- Captures landfill gas, and
- The captured landfill gas is flared; or
- The captured landfill gas to be used to produce electricity and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources.

The baseline scenario for this project is total atmospheric release of the LFG, since there is no legislative requirement on landfill gases in Thailand. Therefore, it is appropriate to apply the methodology ACM0001 to this project under the applicability conditions required.

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

Emission Reduction

The proposed project is designed to utilize recovered LFG for electricity generation and combust the excess LFG with flare system. The project does not have any thermal energy production systems using LFG and therefore, thermal energy displaced in the year (ET_y) is 0.

The value of Adjustment Factor (AF) for this project is set to 0% and hence $MD_{reg,y}$ is 0, since there are no legislative requirements on landfill gas capture, flaring and utilization in this current and in the foreseeable future. (Please section B.4. for full description)

GHG emission reduction due to the project to be calculated using the following formulas;

- $ER_y = MD_{project,y} * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$
- $MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y}$

Baseline

The baseline for this project is "Total atmospheric release of the landfill gas". The validity of the baseline selected to be determined in B.3.

Additionality

See B.3.

Leakage

Though the methodology states "No leakage effects need to be accounted under this methodology", the project will take into account the emissions from use of the grid electricity for the project operation as leakage when electricity generation is not available or enough to run the project. The leakage might be delivered by the project (L_y) is to be calculated by the formula as indicated below.

$L_y = EG_y * CEF_{\text{electricity}, y}$		
L_y	The amount of leakage during the year	tCO ₂ e
EP_y	The net quantity of electricity purchased during the year	MWh
$CEF_{\text{electricity}, y}$	The CO ₂ emissions intensity of the grid electricity	tCO ₂ e/MWh

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

The additionality assessment for this project is conducted step by step based on the consolidated tools for demonstration of additionality as indicated follows;

Step 1. Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations

(Note: In accordance with guidance by the Executive Board, consistency should be ensured between “baseline scenario” and “baseline emissions”²)

Define realistic and credible alternatives³ to the project activity(s) that can be (part of) the baseline scenario through the following sub-steps:

Sub-step 1a. Define alternatives to the project activity:

Identify realistic and credible alternative(s) available to the project participants or similar project developers⁴ that provide outputs or services comparable with the proposed CDM project activity⁵. These alternatives are to include:

- The proposed project activity not undertaken as a CDM project activity;*
- All other plausible and credible alternatives to the project activity that deliver outputs and on services (e.g. electricity, heat or cement) with comparable quality, properties and application areas;*
- If applicable, continuation of the current situation (no project activity or other alternatives undertaken).*

As alternative scenarios, the following are considered:

1. No investment scenario (continuation of current practice)

Provincial Administrative Organization of Nonthaburi (PAON), the landfill owner and operator, would continue to operate the landfills as the same practice, not capturing and flaring LFG from the landfill. In this case, no energy such as electricity and/or heat would be generated with landfill gas recovered from the landfill site.

2. Installation of LFG collection and flaring system with no energy generation

PAON would invest in a partial or comprehensive LFG collection and flaring system without generating any energy such as electricity and/or heat.

3. Installation of LFG collection, energy generation and flaring system (the project scenario)

PAON would invest in efficient LFG collection and flaring systems as well as electricity generation system. The electricity generated from the project would be sold the grid.

The current regulation relating to the landfill and landfill gas management in Thailand is the Regulation and Guideline of Municipal Solid Waste Management, prepared by Pollution Control Department (PCD), Ministry of Science, Technology and Environment (MOSTE, currently Ministry of Natural Resource and Environment (MONRE)) in 1998. According to this guideline, landfills are required to be designed to be equipped with a gas monitoring and control system to prevent explosions and fires and to minimize off-site odors. Two type gas control systems, one is just to install horizontal or vertical pipes (or vents) to

release the gases passively, the other one is the active collection system, are introduced in the guideline. The landfills in Nonthaburi Waste Disposal Center, the project site, have been equipped with a passive gas venting system based on the guideline. And there is no plan to upgrade the passive gas venting system to an active gas collection system for minimizing risks of fire/explosion and odor control.

According to PCD, MONRE, a new national waste management plan has been discussed. And, PCD has been preparing the policy for National Environmental Board and the Cabinet approval. When the new policy becomes effective, each ministry related and municipality will develop its action plan based on the new policy. Though additional requirements regarding landfill gas might be addressed in the action plan, it is anticipated that there will be a relatively long lead time before fully implementing the action plan in Thailand. So it is unlikely any legislative requirements on recovering and/or flaring landfill gas will be issued and come into effect in Thailand in a coming decade, which is during the project crediting period,.

According to the current situation on the landfills and landfill gas management in Thailand, the 2nd alternative scenario, install a LFG collection and flaring system with no energy generation will require a significant investment, while the investment produces no income. It is clear that there are no incentives and/or reason for the landfill owner, PAON, to invest in such a system.

Given the situations, it is appropriate to conclude that the 2nd alternative is not a realistic alternative scenario. This reduces the list of realistic and credible alternatives as indicated below;

Alternative-1 : **No investment scenario (continuation of current practice)**

Alternative-2 : **Installation of LFG collection, energy generation and flaring system (the project scenario)**

Sub-step 1b. Enforcement of applicable laws and regulations:

2. The alternative(s) shall be in compliance with all applicable legal and regulatory requirements, even if these laws and regulations have objectives other than GHG reductions, e.g. to mitigate local air pollution.⁶ (This sub-step does not consider national and local policies that do not have legally-binding status.⁷).

3. If an alternative does not comply with all applicable legislation and regulations, then show that, based on an examination of current practice in the country or region in which the law or regulation applies, those applicable legal or regulatory requirements are systematically not enforced and that noncompliance with those requirements is widespread in the country. If this cannot be shown, then eliminate the alternative from further consideration;

4. If the proposed project activity is the only alternative amongst the ones considered by the project participants that is in compliance with all regulations with which there is general compliance, then the proposed CDM project activity is not additional.⁸ → Proceed to Step 2 (Investment analysis) or Step 3 (Barrier analysis). (Project participants may also select to complete both steps 2 and 3.)

As described in Sub-step 1a, currently there is no legislative requirement regarding landfill gas capture, flaring and utilization in Thailand. It is also unlikely, in the foreseeable future, that Thailand changes their legislation on landfill and landfill gas. Therefore, both of the alternatives 1 and 2 comply with applicable laws and regulations.

Step 2. Investment Analysis

Determine whether the proposed project activity is the economically or financially less attractive than other alternatives without the revenue from the sale of certified emission reductions (CERs). To conduct the investment analysis, use the following sub-steps:

Sub-step 2a. Determine appropriate analysis method

Determine whether to apply simple cost analysis, investment comparison analysis or benchmark analysis (sub-step 2b). If the CDM project activity generates no financial or economic benefits other than CDM related income, then

apply the simple cost analysis (Option I). Otherwise, use the investment comparison analysis (Option II) or the benchmark analysis (Option III).

The plausible alternative involve significant scale of investments, therefore, the investment comparison analysis (Option II) is appropriate for this case.

Sub-step 2b – Option II. Apply investment comparison analysis

Identify the financial indicator, such as IRR⁹, NPV, cost benefit ratio, or unit cost of service (e.g., levelized cost of electricity production in \$/kWh or levelized cost of delivered heat in \$/GJ) most suitable for the project type and decision-making context.

IRR is applied as a financial indicator of this assessment.

Sub-step 2c. Calculation and comparison of financial indicators:

Calculate the suitable financial indicator for the proposed CDM project activity and, in the case of Option II above, for the other alternatives. Include all relevant costs (including, for example, the investment cost, the operations and maintenance costs), and revenues (excluding CER revenues, but including subsidies/fiscal incentives¹¹ where applicable), and, as appropriate, non-market cost and benefits in the case of public investors.

Present the investment analysis in a transparent manner and provide all the relevant assumptions in the CDM-PDD, so that a reader can reproduce the analysis and obtain the same results. Clearly present critical techno-economic parameters and assumptions (such as capital costs, fuel prices, lifetimes, and discount rate or cost of capital). Justify and/or cite assumptions in a manner that can be validated by the DOE. In calculating the financial indicator, the project's risks can be included through the cash flow pattern, subject to project-specific expectations and assumptions (e.g. insurance premiums can be used in the calculation to reflect specific risk equivalents).

Assumptions and input data for the investment analysis shall not differ across the project activity and its alternatives, unless differences can be well substantiated.

Present in the CDM-PDD submitted for validation a clear comparison of the financial indicator for the proposed CDM activity and:

- (a) The alternatives, if Option II (investment comparison analysis) is used. If one of the other alternatives has the best indicator (e.g. highest IRR), then the CDM project activity can not be considered as the most financially attractive;
- (b) The financial benchmark, if Option III (benchmark analysis) is used. If the CDM project activity has a less favorable indicator (e.g. lower IRR) than the benchmark, then the CDM project activity cannot be considered as financially attractive.

The cost for the project, Alternative-2, initial investment, operation, maintenance cost and etc is estimated to be approximately 3.8 million US\$ for the project period, 10years. A financial return from the project, the sale of the electricity, is expected to be 3.1 million US\$, which is calculated by multiplication of the expected amount of electricity generated, 60GWh and average unit price to sell electricity, 2.1 Baht/kWh. The IRR for this project is estimated to be -5.1%, which is obviously not attractive for any investors, and hence it is not the baseline scenario.

Sub-step 2d. Sensitivity analysis (only applicable to options II and III):

Include a sensitivity analysis that shows whether the conclusion regarding the financial attractiveness is robust to reasonable variations in the critical assumptions. The investment analysis provides a valid argument in favour of additionality only if it consistently supports (for a realistic range of assumptions) the conclusion that the project activity is unlikely to be the most financially attractive (as per step 2c para 8a) or is unlikely to be financially attractive (as per step 2c para 8b).

→ If after the sensitivity analysis it is concluded that the proposed CDM project activity is unlikely to be the most financially attractive (as per step 2c para 8a) or is unlikely to be financially attractive (as per step 2c para 8b), then proceed to Step 3 (Barrier analysis) or Step 4 (Common practice analysis).

→ Otherwise, unless barrier analysis below is undertaken and indicates that the proposed project activity faces barriers that do not prevent the baseline scenario(s) from occurring, the project activity is considered not additional.

To demonstrate if the result of the financial analysis, indicated in Sub-step 2c, is robust to reasonable variations in the critical assumptions, a sensitivity analysis is conducted using assumptions that lead the result of the financial analysis to the best IRR. As a best case scenario to have the best IRR, the following assumptions and parameters are considered used for this demonstration;

- 1) The cost for investment could be 20% lower than estimated, and
- 2) The cost for operation and maintenance could be 20% lower than estimated, and
- 3) Average unit price to sell electricity will raise by 20%

The IRR calculated using the parameters (without CER) indicates still 2.4%, which is lower than the recent yield rates of Thai Government bond, approximately 4.9% (10-years bond). This result of the financial analysis that the project is not an economically attractive course of action is robust to reasonable variations in the critical assumptions.

Step 3. Barrier analysis

If this step is used, determine whether the proposed project activity faces barriers that:

- (a) Prevent the implementation of this type of proposed project activity; and
- (b) Do not prevent the implementation of at least one of the alternatives.

Use the following sub-steps:

Sub-step 3a. Identify barriers that would prevent the implementation of type of the proposed project activity:

1. Establish that there are barriers that would prevent the implementation of the type of proposed project activity from being carried out if the project activity was not registered as a CDM activity. Such barriers may include, among others:

Investment barriers, other than the economic/financial barriers in Step 2 above, inter alia:

- Debt funding is not available for this type of innovative project activities.
- No access to international capital markets due to real or perceived risks associated with domestic or foreign direct investment in the country where the project activity is to be implemented.

Technological barriers, inter alia:

- Skilled and/or properly trained labour to operate and maintain the technology is not available and no education/training institution in the host country provides the needed skill, leading to equipment disrepair and malfunctioning;
- Lack of infrastructure for implementation of the technology.

Barriers due to prevailing practice, inter alia:

- The project activity is the “first of its kind”: No project activity of this type is currently operational in the host country or region.

The identified barriers are only sufficient grounds for demonstration of additionality if they would prevent potential project proponents from carrying out the proposed project activity if it was not expected to be registered as a CDM activity.

2. Provide transparent and documented evidence, and offer conservative interpretations of this documented evidence, as to how it demonstrates the existence and significance of the identified barriers.

Anecdotal evidence can be included, but alone is not sufficient proof of barriers. The type of evidence to be provided may include:

- (a) Relevant legislation, regulatory information or industry norms;
- (b) Relevant (sectoral) studies or surveys (e.g. market surveys, technology studies, etc) undertaken by universities, research institutions, industry associations, companies, bilateral/multilateral institutions, etc;
- (c) Relevant statistical data from national or international statistics;

- | |
|--|
| <p>(d) Documentation of relevant market data (e.g. market prices, tariffs, rules);</p> <p>(e) Written documentation from the company or institution developing or implementing the CDM project activity or the CDM project developer, such as minutes from Board meetings, correspondence, feasibility studies, financial or budgetary information, etc;</p> <p>(f) Documents prepared by the project developer, contractors or project partners in the context of the proposed project activity or similar previous project implementations;</p> <p>(g) Written documentation of independent expert judgments from industry, educational institutions (e.g. universities, technical schools, training centres), industry associations and others.</p> |
|--|

In addition to the financial barrier demonstrated in Step 2, the project activity also has such barriers as indicated belows;

1) Technological barrier

The technology to be applied for the project is a proven technology and widely applied in the western countries. Though two landfill sites have currently been planned to develop LFG utilization projects, both of them are in a pilot phase, not in commercial phase. Therefore, in Thailand, this kind of technology has not yet been proven and still involves technological barriers.

2) Inherent risk/uncertainty involves in landfill gas project

One of the parameters that determine the feasibility of this kind of project is the volume of landfill gas. However, some of the parameters/conditions that affect the amount of LFG generation and collection, such as waste characteristics and LFG generation rate, are not manageable. Also, the level of landfill management is an important factor that decides the amount of LFG generation and collection. However, it is not likely at this moment that the landfills will be managed with international standard level, since Nonthaburi have no experience on sanitary landfill management. As a consequence, these inherent risks/uncertainties become barriers.

<p><i>Sub-step 3b. Show that the identified barriers would not prevent the implementation of at least one of the alternatives (except the project activity):</i></p>

<p><i>3. If the identified barriers also affect other alternatives, explain how they are affected less strongly than they affect the proposed CDM project activity. In other words, explain how the identified barriers are not preventing the implementation of at least one of the alternatives. Any alternative that would be prevented by the barriers identified in Sub-step 3a is not a viable alternative, and shall be eliminated from consideration. At least one viable alternative shall be identified.</i></p>
--

<p><i>→ If both Sub-steps 3a – 3b are satisfied, proceed to Step 4 (Common practice analysis)</i></p>

<p><i>→ If one of the Sub-steps 3a – 3b is not satisfied, the project activity is not additional.</i></p>

It is obvious that the barriers addressed in Sub-step 3a would not affect alternative-1, the continuation of the current practice.

<p><i>Step 4. Common practice analysis</i></p>

<p><i>The above generic additionality tests shall be complemented with an analysis of the extent to which the proposed project type (e.g. technology or practice) has already diffused in the relevant sector and region. This test is a credibility check to complement the investment analysis (Step 2) or barrier analysis (Step 3). Identify and discuss the existing common practice through the following sub-steps:</i></p>
--

<p><i>Sub-step 4a. Analyze other activities similar to the proposed project activity:</i></p>
--

<p><i>1. Provide an analysis of any other activities implemented previously or currently underway that are similar to the proposed project activity. Projects are considered similar if they are 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. Other CDM project activities are not to be included in this analysis. Provide quantitative information where relevant.</i></p>
--

Currently there are just two landfill gas utilization projects in Thailand, one in Kamphangsae and the other one is Rachatewa landfill. However, both of their waste receiving rates and capacities, the key parameters controlling the feasibility of the landfill gas projects, are stand out from the rest of landfills including landfills in Nonthaburi. Therefore, there are no similar activities implemented previously or currently underway in Thailand. Furthermore, both of the projects are in pilot phase, not in commercial phase, even though they have relatively high potentiality to succeed as a landfill gas project.

Step 5. Impact of CDM registration

Explain how the approval and registration of the project activity as a CDM activity, and the attendant benefits and incentives derived from the project activity, will alleviate the economic and financial hurdles (Step 2) or other identified barriers (Step 3) and thus enable the project activity to be undertaken. The benefits and incentives can be of various types, such as:

- Anthropogenic greenhouse gas emission reductions;*
 - The financial benefit of the revenue obtained by selling CERs,*
 - Attracting new players who are not exposed to the same barriers, or can accept a lower IRR (for instance because they have access to cheaper capital),*
 - Attracting new players who bring the capacity to implement a new technology, and*
 - Reducing inflation /exchange rate risk affecting expected revenues and attractiveness for investors.*
- If Step 5 is satisfied, the proposed CDM project activity is not the baseline scenario.*
- If Step 5 is not satisfied, the proposed CDM project activity is not additional.*

By selling CO2 credit, additional financial revenue will be obtained and these additional revenue will increase the economic and financial attractiveness. The IRR for the project is estimated to be improved from -5.1% w/o carbon credit to +8.5% w/ carbon credit.

Given the situations, it is concluded that;

- 1) the proposed project, Alternative-2, is neither an economically attractive course of action without carbon credit, nor the Baseline scenario, and therefore the proposed project activity is additional, and hence
- 2) the Alternative-1 : No investment scenario (continuation of current practice) is an only realistic alternative and is to be the Baseline scenario.

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

A flow diagram of the system and project boundary is presented in Figure B-1. The flow diagram comprises the landfill gas collection system, the equipment for electricity generation, flare system and the Grid. And the summary of the project boundaries for the project is indicated in Table B-2.

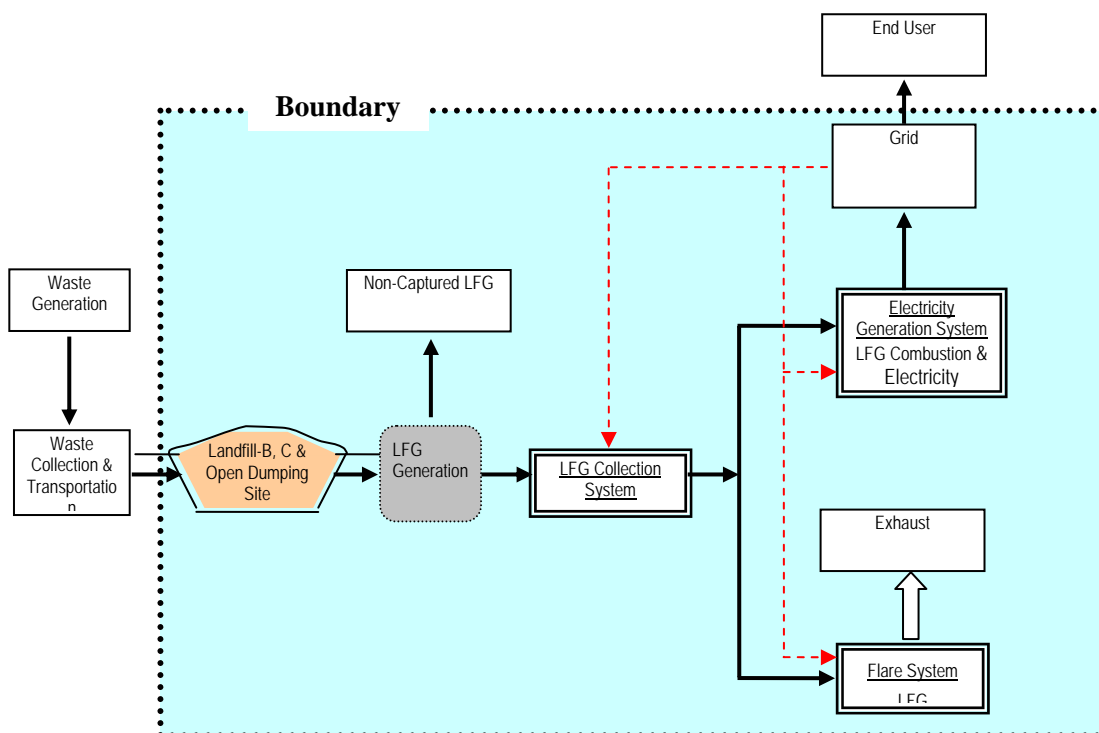


Table B-2: Flow diagram of the system and project boundaries

Table B-2 Summary of system and project boundaries

Emissions	Project Scenario	Baseline Scenario
Direct On-Site	Emissions associated with fugitive LFG emissions. Obayashi Corporation estimates that only 50% of LFG generated will be captured. In other words, 50% of LFG generated to be released to the atmosphere.	Uncontrolled release of LFG generated
Direct Off-Site	Transportation of equipment to the project site - excluded	N/A
	Use of electricity generated from LFG, reducing CO2 emissions associated with use of the grid electricity Emissions from electricity use for the project operation when electricity generation is not available or enough.	Emissions associated with use of grid electricity
Indirect On-Site	Emissions associated with construction of the project - excluded as the construction work of the project is very scarce and negligible.	
Indirect Off-Site	Transport of waste to the landfill sites - excluded	Transport of waste to the landfill sites - excluded

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

- Date of completing the final draft of this baseline section:
2004-December-31
- Name of person / entity determining the baseline:
 - Osamu Asai <asai.o@obayashi.co.jp>
 - Solution Engineering Department, Engineering Division, Obayashi Corporation
 - Sinagawa Intercity Tower B, 2-15-2 Konan, Minato-ku, Tokyo 108-8502, Japan
 - Tel:+81-3-5769-1852 Fax:+81-3-5769-1982

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

Estimated as August 2007 (defined as the start of operation of the landfill gas collection and electricity generation system)

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

10 years (2007 – 2016)

C.2 Choice of the crediting period and related information:**C.2.1. Renewable crediting period****C.2.1.1. Starting date of the first crediting period:****C.2.1.2. Length of the first crediting period:****C.2.2. Fixed crediting period:****C.2.2.1. Starting date:**

Estimated as August 1st, 2007

C.2.2.2. Length:

10 years (2007 – 2016)

SECTION D. Application of a <u>monitoring methodology</u> and plan

D.1. Name and reference of <u>approved monitoring methodology</u> applied to the <u>project activity</u>:
--

The monitoring methodology applied to this project is ACM0001 Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities.

As an explanation of the methodology applied for this project activity, the following text in italics is taken from ACM0001.

Applicability

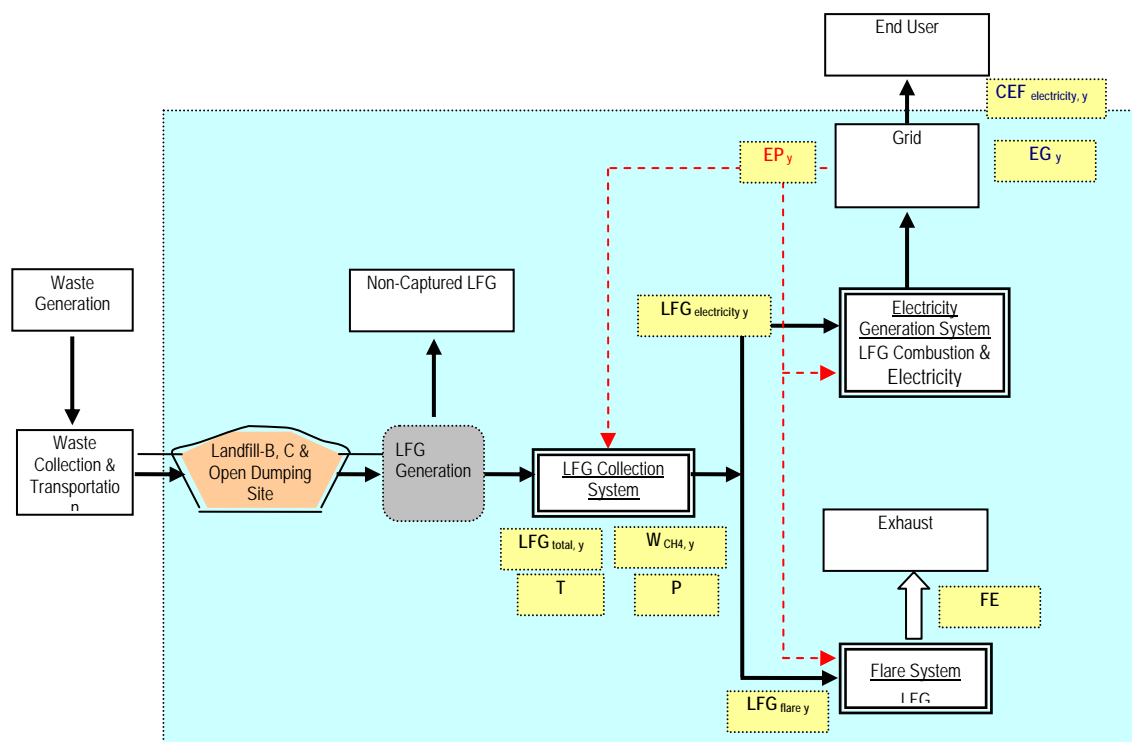
This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or*
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources⁶; or*
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources. In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”. If capacity of electricity generated is less than 15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54 TJ (15GWh), small-scale methodologies can be used.*

This monitoring methodology shall be used in conjunction with the approved baseline methodology ACM0001 (“Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”). Monitoring Methodology

*The monitoring methodology is based on direct measurement of the amount of landfill gas captured and destroyed at the flare platform and the electricity generating/thermal energy unit(s) to determine the quantities as shown in **Figure 1**. The monitoring plan provides for continuous measurement of the quantity and quality of LFG flared. The main variables that need to be determined are the quantity of methane actually captured $MD_{project, y}$, quantity of methane flared ($MD_{flared, y}$) and the quantity of methane used to generate electricity ($MD_{electricity, y}$)/thermal energy ($MD_{thermal, y}$).*

Figure 1: Monitoring Plan



To determine these variables, the following parameters have to be monitored:

- The amount of landfill gas generated (in m^3 , using a continuous flow meter), where the total quantity ($LFG_{total, y}$) as well as the quantities fed to the flare ($LFG_{flare, y}$), to the power plant ($LFG_{electricity, y}$) and to the boiler ($LFG_{thermal, y}$) are measured continuously.
- The fraction of methane in the landfill gas ($w_{CH_4, y}$) should be measured with a continuous analyzer or, alternatively, with periodical measurements, at a 95% confidence level, using calibrated portable gas meters and taking a statistically valid number of samples and accordingly the amount of landfill gas from $LFG_{total, y}$, $LFG_{flare, y}$, $LFG_{electricity, y}$ and $LFG_{thermal, y}$ shall be monitored in the same frequency. The continuous methane analyser should be the preferred option because the methane content of landfill gas captured can vary by more than 20% during a single day due to gas capture network conditions (dilution with air at wellheads, leakage on pipes, etc.).
- The flare efficiency (**FE**), measured as the fraction of time in which the gas is combusted in the flare multiplied by the efficiency of the flaring process. For this purpose, the methane content of the flare emissions should be analysed at least quarterly, and where necessary more frequent, to determine the fraction of methane destroyed within the flare.
- Temperature (**T**) and pressure (**p**) of the landfill gas are required to determine the density of methane in the landfill gas.
- The quantities of electricity or any other fuels required to operate the landfill gas project, including the pumping equipment for the collection system and energy required to transport heat, should be monitored.
- Relevant regulations for LFG project activities shall be monitored. Changes to regulation should be converted to the amount of methane that would have been destroyed / combusted during the year in the absence of the project activity ($MD_{reg, y}$). Project participants should explain how regulations are translated into that amount of gas.

The measurement equipment for gas quality (humidity, particulate, etc.) is sensitive, so a strong QA/QC procedure for the calibration of this equipment is needed.

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

The project activity is summarized as indicated below;

- Captures landfill gas, and
- The captured landfill gas is flared; or
- The captured landfill gas to be used to produce electricity and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources.

The baseline scenario for this project is total atmospheric release of the LFG, since there is no legislative requirement on landfill gases. Therefore, it is appropriate to apply the methodology ACM0001 to this project under the applicability conditions required.

**D. 2.2. Option 2: Direct monitoring of emission reductions from the project activity (values should be consistent with those in section E).****D.2.2.1. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:**

ID number <i>(Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)</i>	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e),	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	For how long is archived data kept?	Comment
D-1	LFG_{total, y}	Total amount of LFG	m ³	m	Continuous	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured by continuous flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
D-2	LFG_{flare, y}	Amount of LFG flared	m ³	m	Continuous	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured by continuous flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
D-3	LFG_{electricity, y}	Amount of LFG combusted	m ³	m	Continuous	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured by continuous flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
D-4	FE	Flare/combustion efficiency, determined by the operation hours (1) and the methane content in the exhaust gas (2)	%	m, c	(1)continuous (2) quarterly or monthly if unstable	n/a	Electronic	During the crediting period and two years after	(1) Continuous measurement of operation time of flare (e.g. with temperature) (2)Periodic measurement of methane content of flare exhaust gas.
D-5	wCH₄,y	Methane fraction in the landfill gas	m ³ CH ₄ /m ³ LFG	m	periodically	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Portable gas quality analyzer
D-6	T	Temperature of the landfill gas	° C	m	periodically	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane

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



ID number <i>(Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)</i>	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e),	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	For how long is archived data kept?	Comment
D-7	P	Pressure of the landfill gas	Pa	m	periodically	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane
D-8	CEF electricity, y	Emission Intensity of the grid	kgCO ₂ /kWh	c	One time only when the project starts		Electronic	During the crediting period and two years after	The project participant will re-calculate the emission intensity based on data provided by EGAT when the project starts.
D-9	EG y	Net electricity sold	MWh	m	continuously	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	

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

Based on the baseline assessment (See section B for full description), the baseline scenario is defined as the continuation of the current practice, “Total atmospheric release of the landfill gas”. The proposed project activity will not happen in the absence of the CDM because of the legislations and barriers existing in front of the proposed project. As a consequence, the proposed project will reduce GHG emission as indicated below;

- The project will capture landfill gases generated from the landfill sites. And methane gas contained in the landfill gases will be combusted either by electricity generation or flare system
- In the mean time, the project will reduce GHG emission by replacing the electricity generated by other resources.

The formulas to calculate emission reduction by the project are indicated below.

$$ER_y = MD_{project,y} * GWP_{CH_4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

ER_y	The greenhouse gas emission reduction achieved by the project activity during a given year “y”	tCO ₂ e	
MD_{project,y}	The amount of methane actually destroyed/combusted during the year	tCH ₄	
GWP_{CH₄}	The approved Global Warming Potential value for methane	21 tCO ₂ e/ tCH ₄	
EG_y	The net quantity of electricity displaced during the year	MWh	(D-9)
CEF_{electricity,y}	The CO ₂ emissions intensity of the grid electricity	tCO ₂ e/MWh	(D-8)

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y}$$

MD_{flared,y}	The quantity of methane destroyed by flaring	tCH ₄	
MD_{electricity,y}	The quantity of methane destroyed by generation of electricity	tCH ₄	

$$MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} * FE$$

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4}$$

LFG_{flare,y}	The quantity of landfill gas flared during the year	m ³	(D-2)
w_{CH₄,y}	The average methane fraction of the landfill gas	m ³ CH ₄ / m ³ LFG	(D-5)
D_{CH₄}	The methane density	tCH ₄ /m ³ CH ₄	
FE	The flare efficiency	%	(D-4)
LFG_{electricity,y}	The quantity of landfill gas fed into electricity generator	m ³	(D-2)



D.2.3. Treatment of leakage in the monitoring plan

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

ID number <i>(Please use numbers to ease cross-referencing to table D.3)</i>	Data variable	Source of data	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	Comment
D-10	EL_y	Net electricity purchased	MWh	m	continuousl y	100%	Electronic	The readings of the meter will be double checked by the distributor of the electricity (MEA).

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

Leakage is emissions of greenhouse gases due to the project activity that occur outside the project boundary. As indicated in the section B.4., the leakage by the project (L_y) is the emissions from use of the grid electricity for the project operation when the electricity generated by the project is less than required for the project operation. The formulas to estimate leakage by the project are indicated as below.

$$L_y = EG_y * CEF_{electricity, y}$$

- L_y The amount of leakage during the year tCO₂e
- EP_y The net quantity of electricity purchased during the year MWh **(D-10)**
- $CEF_{electricity, y}$ The CO₂ emissions intensity of the grid electricity tCO₂e/MWh **(D-8)**

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

See section D.2.2.

The formula used to estimate emission reductions for the project activity are identical to D.2.2., since the project directly monitors the emission reductions from the project activity.



D.3. Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for data monitored		
Data <i>(Indicate table and ID number e.g. 3.-1.; 3.2.)</i>	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Explain QA/QC procedures planned for these data, or why such procedures are not necessary.
D-1	Low	Flow meters will be subject to a regular maintenance regime to ensure accuracy.
D-2	Low	Flow meters will be subject to a regular maintenance regime to ensure accuracy.
D-3	Low	Flow meters will be subject to a regular maintenance regime to ensure accuracy.
D-4	Medium	Regular maintenance will be subject to ensure optimal operation of flares. Flare efficiency will be checked quarterly or monthly, if the efficiency shows significant deviation from previous values.
D-5	Low	Analyzer will be subject to a regular maintenance regime to ensure accuracy. Also, CH ₄ content will be re-checked with kWh output, heat rate of generators and volume of gas combusted by generators.
D-6	Low	Thermo meters will be subject to a regular maintenance regime to ensure accuracy.
D-7	Low	Pressure meters will be subject to a regular maintenance regime to ensure accuracy.
D-8	Medium	Not necessary and not controllable. Emission Intensity of the grid electricity will be calculated only when the project starts, based on the current annual report of EGAT. And this will not be re-calculated during the crediting period.
D-9	Low	Meter will be subject to a regular maintenance regime to ensure accuracy. And their readings will be double checked by the distributor of the electricity (MEA).
D-10	Low	Meter will be subject to a regular maintenance regime to ensure accuracy. And their readings will be double checked by the distributor of the electricity (MEA).

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

The management system as indicated below to implement the monitoring plan will be developed and enforced;

- Data measurement, collection and storage procedure
- Reporting procedure for verification
- Calibration and maintenance procedure of monitoring equipment
- Quality assurance procedures

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

- Date of completing the final draft of this baseline section:
2004-December-31
- Name of person / entity determining the baseline:
 - Osamu Asai <asai.o@obayashi.co.jp>
 - Solution Engineering Department, Engineering Division, Obayashi Corporation
 - Sinagawa Intercity Tower B, 2-15-2 Konan, Minato-ku, Tokyo 108-8502, Japan
 - Tel:+81-3-5769-1852 Fax:+81-3-5769-1982

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

For the Project Design Document, (*ex ante*) emission reduction estimates are made by projecting the future greenhouse gas emissions of the landfill using First Order Decay (FOD) model (IPCC guideline, 1996). These estimates are for reference purpose only, since emission reductions will be determined (*ex post*) by measuring the actual quantity of methane captured and used for electricity generation or flaring once the project activity is operational.

1. Estimated CH₄ generation and recovery volume

The amount of methane produced and recovered from the Nonthaburi landfill sites are estimated. The parameters used are calculated / selected taking into account the local conditions. Parameters used for the methane estimation are summarized in Table E-1 and E-2 below. The result of the estimation is summarized in Table E-3.

Table E-1: Parameters used to estimate Methane and LFG to be generated and captured

Parameters	Value / Description
k	methane generation rate constant (1/yr) 0.15
L ₀	methane generation potential (m ³ /Mg) 100
x	the year of waste input See Table E-2
R _x	the amount of waste disposed in year x (Mg) See Table E-2
wCH _{4,y}	Methane fraction in the landfill gas (%) 50
CH ₄ Density	ton-CH ₄ / m ³ -CH ₄ (at STP) 0.0007168
CH ₄ GWP	CO ₂ -e / CH ₄ 21
CH ₄ (LFG) recovery rate	Amount of CH ₄ (LFG) Captured / Amount of CH ₄ (LFG) Generated (%) 50

Table E-2: Waste receiving rate and amount of wastes received per year

Year	Waste receiving rate (ton/day)	Open-dumping Area (ton)	Landfill-B (ton)	Landfill-C (ton)
2003	900	328,500	-	-
2004	900	328,500	-	-
2005	900	-	328,500	-
2006	900	-	172,371	156,129
2007	900	-	-	199,303
Total	-	657,000	500,871	355,432

Table E-3: Estimated CH₄ generation and recovery volume during the project lifetime

Year	Methane Generation (ton/year)				Methane Recovery*1 (ton/year)			
	Open Dumping Area	Landfill-B Area	Landfill-C Area	Total	Open Dumping Area	Landfill-B Area	Landfill-C Area	Total
2007	4,983	4,554	1,562	11,099	2,492	2,277	781	5,550
2008	4,289	3,920	3,339	11,548	2,145	1,960	1,670	5,774
2009	3,692	3,374	2,875	9,941	1,846	1,687	1,438	4,971
2010	3,178	2,904	2,474	8,556	1,589	1,452	1,237	4,278
2011	2,735	2,500	2,130	7,365	1,368	1,250	1,065	3,683
2012	2,354	2,152	1,833	6,339	1,177	1,076	917	3,170
2013	2,026	1,852	1,578	5,456	1,013	926	789	2,728
2014	1,744	1,594	1,358	4,696	872	797	679	2,348
2015	1,501	1,372	1,169	4,042	751	686	585	2,021
2016	1,292	1,181	1,006	3,479	646	591	503	1,740
Total	27,794	25,403	19,324	72,521	13,897	12,702	9,662	36,261

*1: Methane Recovery = [Amount of Methane Generation] x [Collection Efficiency] x [Operation day / year] / [days/year]



2. GHG Emission Reduction

Based on the methane recovery and LFG electricity generation / flare system of the project, GHG emission reduction by the project is estimated. The formulae used for the estimation are indicated below;

$$ER_y = MD_{project,y} * GWP_{CH_4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

ER_y	The greenhouse gas emission reduction achieved by the project activity during a given year “y”	tCO ₂ e
MD_{project,y}	The amount of methane actually destroyed/combusted during the year	tCH ₄
GWP_{CH₄}	The approved Global Warming Potential value for methane	21 tCO ₂ e/ tCH ₄
EG_y	The net quantity of electricity displaced during the year	MWh
CEF_{electricity,y}	The CO ₂ emissions intensity of the grid electricity	tCO ₂ e/MWh

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y}$$

MD_{flared,y}	The quantity of methane destroyed by flaring	tCH ₄
MD_{electricity,y}	The quantity of methane destroyed by generation of electricity	tCH ₄

$$MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} * FE$$

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4}$$

LFG_{flare,y}	The quantity of landfill gas flared during the year	m ³
w_{CH₄,y}	The average methane fraction of the landfill gas	m ³ CH ₄ / m ³ LFG
D_{CH₄}	The methane density	tCH ₄ /m ³ CH ₄
FE	The flare efficiency	%
LFG_{electricity,y}	The quantity of landfill gas fed into electricity generator	m ³

The amounts of methane to be destroyed by electricity generation (MD_{electricity,y}), flares (MD_{flare,y}) and by the project activity (MD_{project,y}) are summarized in Table E-4, E-5 and E-6 respectively. The emission reduction by replacing the electricity generated by other resources (EG_y * CEF_{electricity,y}) is shown in Table E-7. The GHG emission reduction by the project (ER_y) is shown in Table E-8.

Table E-4: Methane destroyed by electricity generations ($MD_{\text{electricity, y}}$)

Year	Amount of electricity generated (EG_y) (MWh/year)	Amount of LFG combusted (m^3 /year)	Methane fraction in LFG ($W_{CH_4, y}$) (%)	Amount of CH_4 combusted (m^3 /year)	CH_4 Density (D_{CH_4}) (ton- CH_4 / m^3 - CH_4 (at STP))	Amount of CH_4 Combusted ($MD_{\text{electricity, y}}$) (ton/year)
2007	2,460	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2008	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2009	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2010	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2011	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2012	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2013	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2014	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2015	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2016	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
Total	65,035	39,170,231		19,585,115		14,039

Table E-5: Methane destroyed by flares ($MD_{\text{flare, y}}$)

Year	Amount of LFG combusted (m^3 /year)	Methane fraction in LFG ($w_{CH_4, y}$) (%)	Amount of CH_4 combusted (m^3 /year)	CH_4 Density (D_{CH_4}) (ton- CH_4 / m^3 - CH_4 (at STP))	Amount of CH_4 Combusted ($MD_{\text{flare, y}}$) (ton/year)
2007	1,626,713	50	813,356	0.0007168	583
2008	10,143,678	50	5,071,839	0.0007168	3,635
2009	9,951,559	50	4,975,780	0.0007168	3,567
2010	8,019,361	50	4,009,680	0.0007168	2,874
2011	6,357,809	50	3,178,905	0.0007168	2,279
2012	4,926,448	50	2,463,224	0.0007168	1,766
2013	3,694,584	50	1,847,292	0.0007168	1,324
2014	2,634,316	50	1,317,158	0.0007168	944
2015	1,721,928	50	860,964	0.0007168	617
2016	936,493	50	468,246	0.0007168	336
Total	50,012,889		25,006,444		17,925

Table E-6: Methane destroyed by the project activity ($MD_{project, y}$)

Year	Amount of methane generated (ton/year)	$MD_{electricity, y}$ (ton/year)	$MD_{flare, y}$ (ton/year)	$MD_{project, y}$ (ton/year)	Amount of methane not recovered (ton/year)
2007	11,099	1,404	583	1,987	9,112
2008	11,548	1,404	3,635	5,039	6,509
2009	9,941	1,404	3,567	4,971	4,971
2010	8,556	1,404	2,874	4,278	4,278
2011	7,365	1,404	2,279	3,683	3,683
2012	6,339	1,404	1,766	3,170	3,170
2013	5,456	1,404	1,324	2,728	2,728
2014	4,696	1,404	944	2,348	2,348
2015	4,042	1,404	617	2,021	2,021
2016	3,479	1,404	336	1,740	1,740
Total	72,521	14,039	17,925	31,963	40,558

Table E-7: Emission reduction by replacing the electricity generated by other resources

Year	Amount of electricity generated (EG_y) (MWh/year)	CO ₂ emission intensity ($CEF_{electricity, y}$) (tCO ₂ e/MWh)	Emission Reduction due to displacement of grid electricity (tCO ₂ /year)
2007	2,288	0.67	1,533
2008	6,466	0.67	4,332
2009	6,466	0.67	4,332
2010	6,466	0.67	4,332
2011	6,466	0.67	4,332
2012	6,466	0.67	4,332
2013	6,466	0.67	4,332
2014	6,466	0.67	4,332
2015	6,466	0.67	4,332
2016	6,466	0.67	4,332
Total	60,482		40,521

Table E-8: GHG emission reduction by the project (ER_y)

Year	$MD_{project, y}$ (ton/year)	GWP_{CH_4}	Amount of electricity generated (EG_y) (MWh/year)	CO2 emission intensity ($CEF_{electricity, y}$) (tCO_2e/MWh)	ER_y ($tCO_2/year$)
2007	1,987	21	2,288	0.67	43,257
2008	5,039	21	6,466	0.67	110,159
2009	4,971	21	6,466	0.67	108,713
2010	4,278	21	6,466	0.67	94,170
2011	3,683	21	6,466	0.67	81,665
2012	3,170	21	6,466	0.67	70,892
2013	2,728	21	6,466	0.67	61,620
2014	2,348	21	6,466	0.67	53,640
2015	2,021	21	6,466	0.67	46,773
2016	1,740	21	6,466	0.67	40,862
Total	31,963	-	60,482	-	711,751

E.2. Estimated leakage:

No leakages are predictable at this stage.

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

See Table E-8

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

Not applicable: The project directly monitors and calculates emission reductions.

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

See Table E-8

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

See Table E-8

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

According to Office of Natural Resource and Environmental Policy Planning (ONEP), Ministry of Natural Resources and Environment (MNRE), at present, there is no legislative requirement to conduct any environmental impact assessment (EIA) for electricity generation project if the electricity generation capacity is less than 1MW. Hence, the proposed project is not required for EIA.

Considering environmental impacts to be delivered from the project, mostly positive impact and negative impacts are considered to be minimal. Major impacts to be delivered from the project are summarized as below;

Air Quality : As stated earlier, methane contained in landfill gas is very strong GHG and also creates terrible odor problems. The project will reduce the atmospheric release of the landfill gas by approximately 50% and minimize those problems; therefore environmental impacts in terms of global warming and smell are positive.

A generator scheduled to be used for the project comply with the gas engine emission standard in Germany (TA Luft Code's requirement), the origin country of the engine, NO_x emission < 320ppmvd @ O₂=0%.

Visual : The project at the landfills involves some presence visually, such as containers for electricity generation system. However the loss of amenity considered to be minimal. Plus, the project is located in the middle of the Solid Waste Disposal Center and almost invisible from the out side of the center.

Noise : The electricity generation system will produce significant level of noise, Max 85 db(A) average at 1 meter from the engine container. However, the environmental impacts on noise considered to be minimal because location of the project is located in the middle of the Solid Waste Disposal Center and the center is isolated from the residential area.

Water Quality : Most of water to be generated from the project is the condensate of the landfill gas collected. Those of the condensate are designed to send to a leachate treatment system for the landfills. Therefore, no impacts on water resources are anticipated.

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

Not applicable.

SECTION G. Stakeholders' comments



Since the project plan has not authorized by the PAON, project site owner, Stakeholders', comments have not been collected at this current. Stakeholders' comments will be collected and this section will be filled out when it is ready.

However, comments from some of the stakeholders have been collected during the capacity building seminar that is organized for the officials of PAON and villages around the project site. Most of the comments was supportive to the project since the project will improve the local environment and globally.

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

>>

G.2. Summary of the comments received:

>>

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

>>

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

Organization:	Obayashi Corporation
Street/P.O.Box:	2-15-2 Konan
Building:	Sinagawa Intercity Tower-B
City:	Minato-ku
State/Region:	Tokyo
Postfix/ZIP:	108-8502
Country:	Japan
Telephone:	+81-3-5769-1852
FAX:	+81-3-5769-1981
E-Mail:	asai.o@obayashi.co.jp
URL:	http://www.obayashi.co.jp/
Represented by:	
Title:	Project Leader
Salutation:	Mr.
Last Name:	Asai
Middle Name:	
First Name:	Osamu
Department:	Solution Engineering Department, Engineering Division
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	

**Annex 2 : INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING**

No public funding involves in this project.

ANNEX 3 : BASELINE INFORMATION

1. Estimation of landfill gas generation and collection
Information necessary to estimate the amount of methane gas (or landfill gas) generation and collection are indicated in Section E.
2. Calculation of average Carbon Intensity of the grid electricity
As stated in Section-B, a methodology small-scale CDM is applied to estimate average CEF of Thailand's grid electricity.
 - 1) Gross Energy Generation/Purchase and Fuel Consumption in FY2003*¹

Type of Fuel		Gross Energy Generation & Purchase	Fuel consumption (Unit)
EGAT's Power Plants	Natural Gas	31,969.63 GWh	304769 Million-cf
	Lignite	17,133.53 GWh	16 Mt
	Hydroelectric	7,741.42 GWh	
	Fuel Oil	2,112.69 GWh	529 M-litters
	Diesel Oil & Renewable Energy	48.04 GWh	17 M-litters
Sub Total		59,005.31 GWh	
Purchase	Domestic IPPs and SPPs	55,194.43 GWh	
	Neighboring Country	2,543.71 GWh	
	Total	57,738.14 GWh	
Grand Total		116,743.45 GWh	

2) Conversion Factor

Conversion Factor	Value	Source
Natural Gas	0.000735 t/m3	EIA Energy Statistics Manual Table A3.11
Fuel Oil	0.9251 ton/m3	EIA Energy Statistics Manual Table A3.8
Diesel Oil	0.8439 ton/m3	EIA Energy Statistics Manual Table A3.8

*1: Source: EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) Annual Report 2003 (<http://pr.egat.co.th/AnnualReport/AnnualReport2003/index.html>)]



3) Average CEF

	Elec. Generated	Consumed Fuel	NCV Net Calorific Value	CEF Carbon Emission Factor	OX Oxidation Factor	CO2/C	CO2 Emission		CEF
Natural Gas	31,969.63 GWh	6,339 kt	46.85 ^{*2} TJ/kt	17.2 ^{*3} tC/TJ	0.995 ^{*4}	3.67	18,637,048	tCO2	0.58 tCO2/MWh
Lignite	17,133.53 GWh	16,000 kt	12.14 ^{*5} TJ/kt	27.6 ^{*6} tC/TJ	0.98 ^{*7}	3.67	19,263,946	tCO2	1.12 tCO2/MWh
Fuel Oil	2,112.69 GWh	489 kt	40.19 ^{*8} TJ/kt	21.1 ^{*9} tC/TJ	0.99 ^{*10}	3.67	1,506,439	tCO2	0.71 tCO2/MWh
Diesel Oil	48.04 GWh	14 kt	43.33 ^{*11} TJ/kt	20.2 ^{*12} tC/TJ	0.99 ^{*13}	3.67	45,581	tCO2	0.95 tCO2/MWh
Total							39,453,014	tCO2	

Total CO2 Emission^{*14} 39,453,014 tCO2
 EGAT Total^{*14} 59,005 GWh
EGAT Ave. CEF^{*14} 0.67 tCO2/MWh

*2 IPCC Ref. Manual Table 1-2 Thailand : NGL
 *3 IPCC Ref. Manual Table 1-1 3) N. Gas Liquid
 *4 IPCC Ref. Manual Table 1-6 Gas
 *5 IPCC Ref. Manual Table 1-2 Thailand : Lignite_Production
 *6 IPCC Ref. Manual Table 1-1 22) Lignite
 *7 IPCC Ref. Manual Table 1-6 Coal
 *8 IPCC Ref. Manual Table 1-3 Residual Fuel Oil
 *9 IPCC Ref. Manual Table 1-1 9) Esidual Fuel Oil

*10 IPCC Ref. Manual Table 1-6 Oil and Oil Products
 *11 IPCC Ref. Manual Table 1-3 Gas/Diesel Oil
 *12 IPCC Ref. Manual Table 1-1 8) Gas / Diesel Oil
 *13 IPCC Ref. Manual Table 1-6 Oil and Oil Products
 *14 The electricity purchased, from IPP's, SPP's and Neighboring Countries are excluded



3. Project Cost Information used for B.3. in Section B

		Unit	w/o CER (for Step 2c)	w/o CER (for Step 2d) Sensitivity Analysis	Financial Analysis w/ CER (for Step 5) Project IRR
I-1	Exhchange Rate (JPY/1 US\$)	JPY	110	110	110
I-2	Exhchange Rate (JPY/1 baht)	JPY	2.7	2.7	2.7
I-3	Project life time	years	10	10	10
I-4	Corporate Tax		0%	0%	0%
II-1	Cost for EPC	US\$	2,594,000	2,389,000	2,594,000
II-2	O&M cost	US\$	1,157,000	901,000	1,157,000
II-3	O&M cost(CDM Transaction)		0	0	632,000
II-4	Loan Rate of loan	US\$	1,912,000 0%	1,707,000 0%	2,003,000 7%
III-1	Amount of Electricity to the Grid (MWh)	MWh	60,000	60,000	60,000
III-2	Average unit price to sell electricity	US\$/kWh	0.0515	0.0619	0.0515
III-3	Sales of Electricity	US\$	3,118,000	3,741,000	3,118,000
IV-1	Amount of CER	tCO2	712,000	712,000	712,000
IV-2	CER	US\$/t-CO2	0.0	0.0	5.0
IV-3	Sales of CER	US\$	0	0	3,560,000
	IRR		-5.1%	2.4%	8.5%



Annex 4 : MONITORING PLAN

Not ready: The monitoring plan will be produced when the project plan finalized with owner.

添付資料-2 プロジェクト設計書（和訳版）

1 プロジェクトの一般情報

1.1 プロジェクト名称

(仮称) ノンタブリ埋立地ガス発電プロジェクト

1.2 プロジェクト活動の概要

当該プロジェクトは、タイ国ノンタブリ県の固形廃棄物処理センター内のオープンダンピングエリアおよび衛生埋立地から埋立地ガスを回収し発電を行うプロジェクトである。固形廃棄物処理センターはノンタブリ県の北西にあるサイノイ地区に位置している。当センターはノンタブリ県自治体 (Provincial Administration Organization of Nonthaburi (PAON)) が所有し、管理運営も行っている。当センターはノンタブリ県で発生するほぼ全ての固形廃棄物(約900トン/日)を受け入れている。

受け入れられた廃棄物は2005年1月まではオープンダンピングエリアで処理されてきたが、現在は衛生埋立地である埋立地-B および埋立地-C で処理されている。当該プロジェクトはこれらの埋立地及びオープンダンピングエリア(以下、廃棄物処分場)から発生する埋立地ガスを回収し利用するプロジェクトである。

埋立地ガスは温室効果ガスの一つであるメタンを約50%含み、地球温暖化への影響のみならず地域環境に悪臭、爆発および火災発生等の問題を引き起こす。従って、埋立地ガスを(大気に放出せずに)回収し利用することは、温室効果ガスの排出削減につながると共に、地域環境の改善に大きく寄与する。

当該プロジェクトは埋立地ガス回収システム、前処理システム、発電システムおよびフレアシステムで構成され、これらの建設および運転を行うプロジェクトである。プロジェクト概要を以下に示す。

- 発電容量 約 900kW (300kW×3セット)
- 回収した埋立地ガスは発電又はフレアにより全て焼却
- 発電した電力は電力会社に売電
- プロジェクト期間 10年間(2007年8月～2018年7月)

プロジェクト実施には多額の投資が必要で、カーボンクレジットによる収入を考慮しない場合、経済的に成立或いは魅力的なプロジェクトとならない。また、現在タイでは埋立地ガスの回収および利用に関する法規的な要求はなく、プロジェクト実施期間中に要求される見込みもない。従って、この CDM プロジェクトが実施されなければ、埋立地ガスは現状のまま大気への放出が継続される。大気への放出が継続される場合、メタンガスは埋立地ガスとして10年間で、7.8万トン(二酸化炭素換算で約164万トン)放出されると推定される。一方、当該プロジェクトは発生する埋立地ガスのうち約50%の回収が可能と想定され、発電およびフレア処理によるメタンの焼却により、温室効果ガスの排出削減は二酸化炭素換算で約70万トン、さ

らに当該プロジェクトは電力の代替により約 2.7 万トンの排出削減が期待され、プロジェクト全体で約73万トンの温室効果ガスの削減が期待される。

当該プロジェクトは、海外からガス回収や利用設備を調達する。また、プロジェクトの建設および運用の段階でプロジェクト参加スタッフに多くのスキルが移転される。結果として、多くの技術が当該プロジェクトの実施によって移転される。さらに、当該プロジェクトが実施されれば、タイ国内で自治体が保有する埋立地として初めての埋立地ガス利用プロジェクトとなる。これは、他の地方自治体が所有する埋立地に埋立地管理を改善する新たなオプションを指し示すと共に良いデモンストレーションプロジェクトとなる。

1.3 プロジェクト参加者

<p>ンタブリ自治体 (PAON)</p>	<p>埋立地の所有及び 運営者</p>	<p>PAON はンタブリ県で発生する廃棄物の収集、輸送及び埋立地の建設、運営他の廃棄物管理を行う</p>
<p>(株)大林組 (OC)</p>	<p>共同プロジェクト開発／出資者</p>	<p>プロジェクトの開発、投資、建設、運営を(他社と)共同行う。</p>
<p>日立造船(株) (HZC)</p>	<p>共同プロジェクト開発／出資者</p>	<p>プロジェクトの開発、投資、建設、運営を(他社と)行う。</p>

1.4 プロジェクトの技術的情報

1.4.1 プロジェクトの地理的情報

ンタブリ県は首都バンコクに隣接する中央部の県であり、ムアンンタブリ、パクレット、バンクルアイ、バンヤイ、バンブアトングそしてサイノイの6つの自治区から構成されている。プロジェクトサイトであるンタブリ固形廃棄物処理センターはンタブリ県の北西端のサイノイに位置している。固形廃棄物センターは、ンタブリ県自治体(Provincial Administration Organization of Nonthaburi (PAON))により所有および運営され、県内で発生する約900トン／日のゴミを受け入れている。センターで処理される廃棄物は1986年以降、オープンダンピングエリアで処理されていた。しかし、廃棄物量の増加および環境問題への意識の高まりによりPAONは衛生埋立地及びリサイクル施設を計画した。計画の中には埋立地-B、埋立地-Cの2つの埋立地が含まれており共に建設は完了している。衛生埋立地の運用開始およびオープンダンピングサイトの運用終了は2005年初旬の予定である。また、オープンダンピングサイトは2005年末の完了を目指し覆土によりカバーされる予定である。なお、リサイクル施設の建設は2005年に開始される予定である。埋立地およびオー

プンダンピングエリアの概要を表 1-1、プロジェクトサイトの位置を図 1-1、そして埋立地の運用スケジュールを図 1-2 に示す。

表 1-1: 埋立地およびオープンダンピングエリアの概要

パラメーター	オープンダンピングエリア	埋立地-B	埋立地-C	合計	備考
平面積 (m ²)	60,800	30,400	25,100	116,300	
高さ (m)	10	31	31		
総埋立地容量 (m ³)	486,400	644,000	457,000	1,587,400	覆土量込み
実埋立地容量 (m ³)	486,400	589,260	418,155	1,493,815	覆土量除く
実埋立地容量(ton)	413,440	500,871	355,432	1,269,743	覆土量除く

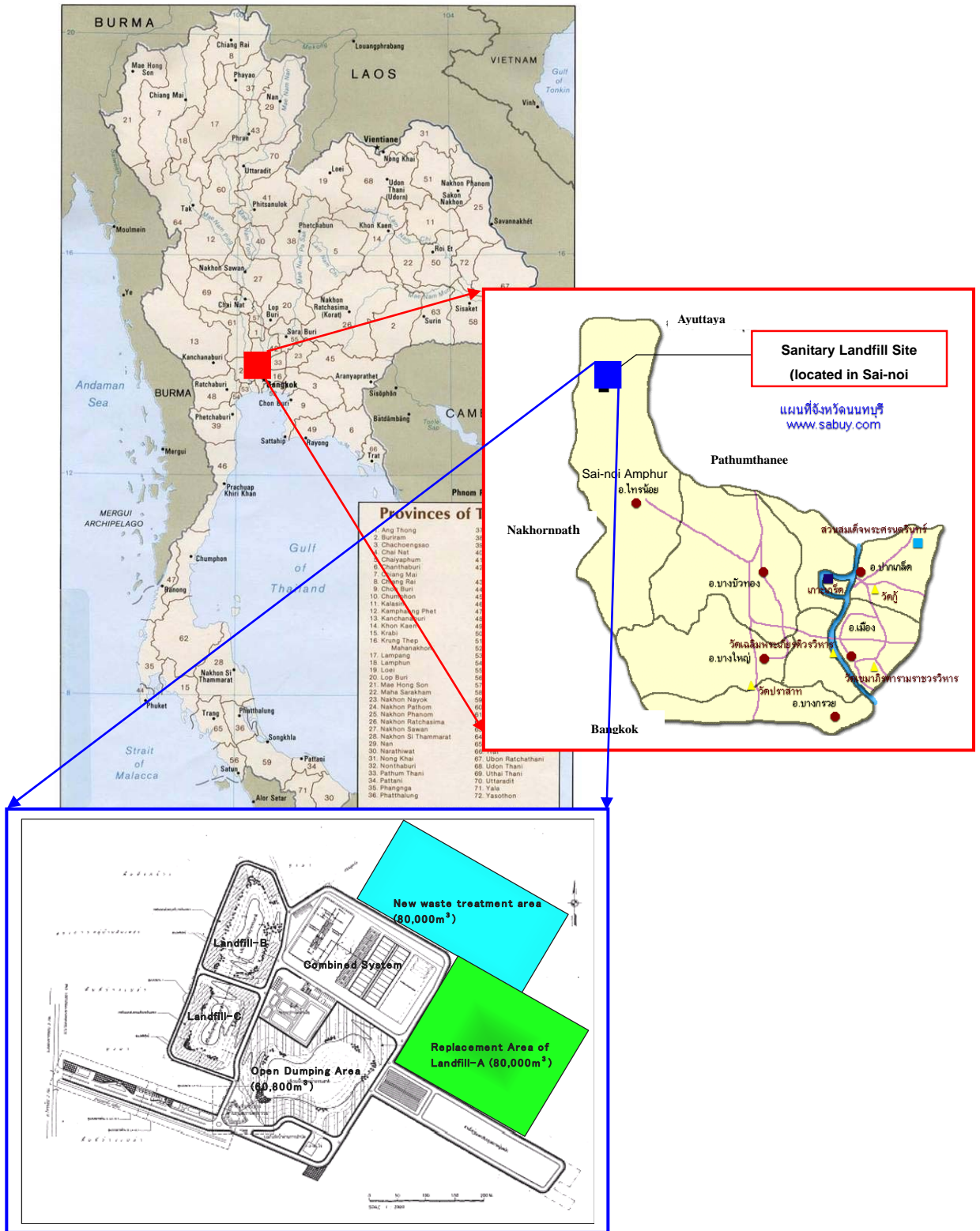


図 1-1: プロジェクトサイトの位置

	2005												2006												2007											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Landfill Construction & operation schedule																																				
Open Dumping Area																																				
Fill-up Operation																																				
Covering																																				
Landfill-B																																				
Construction																																				
Fill-up Operation																																				
Top Covering																																				
Landfill-C																																				
Construction																																				
Fill-up Operation																																				
Top Covering																																				

図 1-2: 埋立地の運用スケジュール

1.4.2 プロジェクトカテゴリー

- セクトラルスコープ 13: 廃棄物ハンドリングおよびディスポーザル
- プロジェクト活動 埋立地ガス排出削減プロジェクト

1.4.3 プロジェクトに採用する技術

当該プロジェクトで採用するシステムは、1)埋立地ガス回収システム、2)発電システム、3)フレアシステムの3つのシステムから構成される。

なおシステムは現地の状況を踏まえ、信頼性が高く、フレキシブルな運用が可能となるように選定した。

1) 埋立地ガス回収システム

当該プロジェクトは埋立地中の浸出水水位が高いという現地の状況を考慮し、水平タイプのガス回収井戸を選定した。一般に浸出水水位が高い場合、ガスの回収に障害が出る場合があるが、水平タイプのガス回収井戸はこの障害を最小限にとどめる事ができる。本プロジェクトでは、オープンダンピングエリアに13本、埋立地-Bに17本そして、埋立地-Cに13本の井戸を設置する計画である。

回収された埋立地ガスを発電システムに送るヘッダ配管は、ヘッダの一部に障害が発生した際にもガス回収が行える様にループ方式のヘッダ配管を採用した。

2) 発電システム

当該プロジェクトでは300kWと小型のモジュール化された発電機の採用を計画している。そして、本プロジェクトではこの発電モジュールを並列に設置する予定である。小型の発電機の並列運転は、ガス発生量(=回収量)が日常的に変化するという特性に相応しい。また、発電モジュールを複数台設置することにより発電システム全体が止まるというリスクを低減する。

3) フレアシステム

余剰ガスの燃焼用としてオープンタイプフレアシステムを導入する。なお、フレアの燃焼温度は 1200℃以上、フレア(稼働)効率は 99%以上である。

システム系統図を図 1-3、プロジェクトの建設および運転スケジュールを図 1-4 に示す。

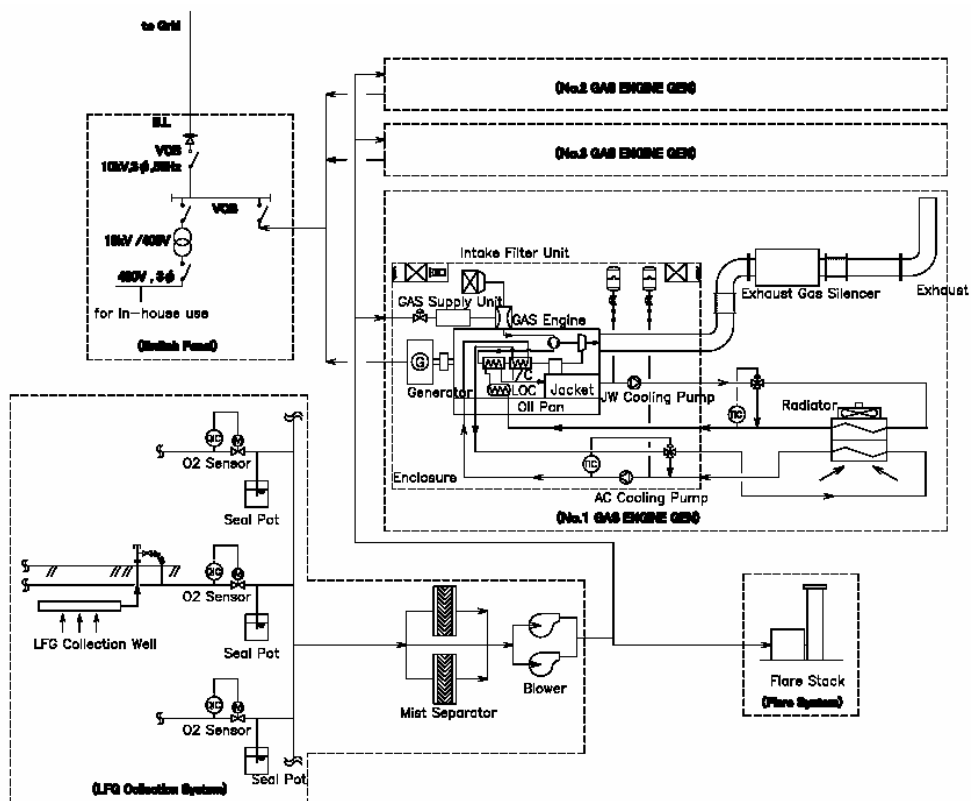


図 1-3:システム系統図

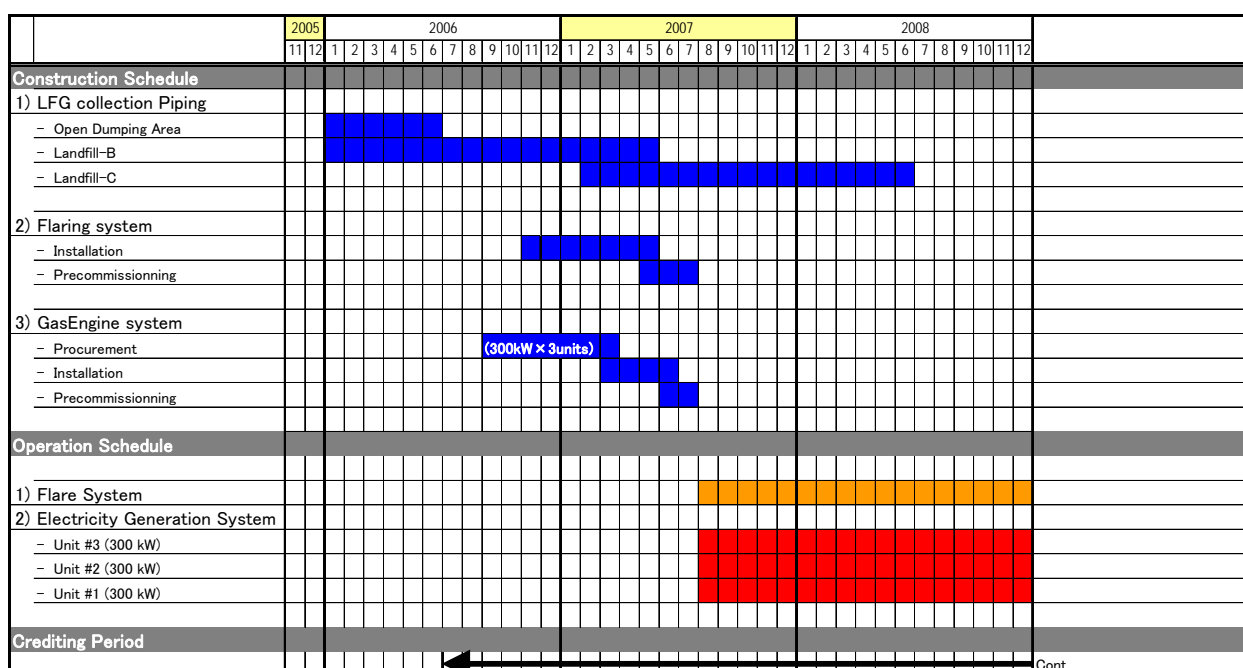


図 1-4: 運転スケジュール

技術移転

現状、タイでは埋立地ガスの回収・利用を要求する法規制はない。また、タイでは 2 カ所の埋立地(カンペンセンとラチャテワ埋立地)で埋立地ガスの利用プロジェクトが計画されているがどちらもパイロットフェーズである。つまり、タイには埋立地ガスを回収または利用する技術に対するニーズは少なく、埋立地ガスの回収および利用に必要な機器の多くは日本や欧米から多くの機器が輸入されることとなる。結果として多くの技術がタイに移転されることになる。

また、プロジェクトの計画から実施、運用の段階においてプロジェクトに参加するスタッフに多くのノウハウやスキルが移転される。さらに、本プロジェクトは自治体が所有する埋立地としてタイ初の埋立地ガス利用プロジェクトとなる予定である。これは埋立地を所有する多くの自治体に対して埋立地管理および周辺環境を改善する新たなオプションを指し示すモデルプロジェクトとなり、他サイトへの波及効果が期待される。

1.5 プロジェクトにより追加的な排出削減が実現することの説明

本プロジェクトは以下のとおり温室効果ガスの排出削減を行う。

- プロジェクトは埋立地から発生する埋立地ガスを約 50%回収する。そしてその埋立地ガスに含まれるメタンガスを発電又はフレアシステムにより燃焼(破壊)し、GHG の排出削減を実現する。
- また、本プロジェクトにより発電した電力が化石燃料等で発電された電力を代替し、GHG の排出削減を実現する。

ベースラインアセスメントの結果、本プロジェクトのベースラインシナリオは現状のプラクティスである“埋立地ガスの大気への全量放出の継続”と同定できる。

CDM のスキームがない場合、埋立地／埋立地ガスに関連した法規制の他、プロジェクト実施を妨げるバリアにより当該プロジェクトは実施されない。また、結果として温室効果ガスの排出削減は行われぬ。以下に、埋立地／埋立地ガスに関連した法規制、プロジェクト実施に関連するバリアを要約する。

1) 埋立地／埋立地ガス関連法規

現状、タイでは埋立地ガスの回収、フレア又は利用を要求する法規制は存在しない。また当分の間、これらの法規制が変更される可能性はないと考えられる。

2) 経済的バリア

CER を含まないプロジェクトの経済性評価の結果によると IRR はマイナスである。従って当該プロジェクトは CER を含まない場合、プロジェクトは経済的に魅力的でない。

3) 技術的バリア

本プロジェクトに採用する技術は欧米では広く採用されており、一般的には確立された技術といえる。しかし、タイで計画中のプロジェクトは共に実証実験レベルで商用レベルに至っていない。従って、同技術はタイ国内では確立された技術でなく、技術的バリアが存在しているといえる。

4) 埋立地ガスプロジェクト固有のリスク、不確実性

埋立地ガス利用プロジェクトにおいて埋立地ガスの発生量及び回収量は事業性を左右するパラメーターである。しかし、埋立地ガスの発生量および回収量に影響を与える廃棄物組成や埋立地ガス発生速度などのパラメーターは事業者がコントロールできるものではない。さらに、埋立地のマネジメントも埋立地ガスの発生および回収に影響を与えるが、ノンタブリ県は衛生埋立運営の経験はなく、欧米で一般的なレベルの管理が行われる可能性は低い。

1.5.1 プロジェクト実施期間における想定排出削減量

GHG の排出削減量は IPCC ガイドラインに示される First Order Decay (FOD) 法により推定した。結果を表 A-2 に示す。ただし、この推定は参考値であり、実際の排出削減量は、実際に発電またはフレアで燃焼されたメタン(量)の計測によって算定する。(詳細は 5 章を参照のこと)

表 A-2:GHG 排出削減量 (ER_y)

Year	ER _y (tCO ₂ /year)
2007	43,257
2008	110,159
2009	108,713
2010	94,170
2011	81,665
2012	70,892
2013	61,620
2014	53,640
2015	46,773
2016	40,862
Total	711,751

1.6 公的資金の流用の有無

公的資金の流用はない

2 ベースライン

2.1 ベースライン方法論

本プロジェクトのベースライン方法論は統合方法論 ACM0001 を採用した。追加性の証明は、“Tool for the demonstration and assessment of additionality” (EB 16 Report Annex 1)を採用し、電力代替による排出削減量の算定は、発電容量から小規模 CDM の方法論 TYPE1-RENEWABLE ENERGY PROJECTS, 1.D. Renewable electricity generation for a grid, para. 29 に基づいて算定する。ACM0001 の概要を以下に示す。

1) 適合条件 (Applicability)

当該方法論は埋立地ガスの回収プロジェクトで、ベースラインシナリオが埋立地ガスの大気への全量又は部分的な放出であり、以下の何れかの活動を含むプロジェクトに適応可能としている。

- a) 回収された埋立地ガスはフレアで処理される。
- b) 回収されたガスはエネルギー利用 (電力、熱等) される。ただし、エネルギーの代替による排出削減量をクレームしない場合。
- c) 回収されたガスはエネルギー利用 (電力、熱等) される。ただし、エネルギーの代替による排出削減量をクレームする場合。

この場合、電力および熱の代替に伴う排出削減量は、ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable” を含め承認された方法論を採用すること。ただし、発電量 15MW 又は発熱量が 54 TJ (15GWh) 以下の場合には小規模 CDM の方法論を利用が可能である。

2) 排出削減量

$$ER_y = (MD_{project, y} - MD_{reg, y}) * GWP_{CH_4} + EG_y * CEF_{electricity, y} + ET_y * CEF_{thermal, y} \quad (1)$$

$$MD_{reg, y} = MD_{project, y} * AF \quad (2)$$

■ ER_y	ある年“y”における温室効果ガス排出削減量	tCO ₂ e
■ $MD_{project, y}$	プロジェクト活動により破壊/焼却されたメタン量	tCH ₄
■ $MD_{reg, y}$	プロジェクトが実施されない場合に破壊/焼却されたはずのメタン	tCH ₄
■ GWP_{CH_4}	メタンの温暖化係数	21 tCO ₂ e/tCH ₄
■ EG_y	代替電力量	MWh
■ $CEF_{electricity, y}$	代替された電力の炭素排出係数	tCO ₂ e/MWh
■ ET_y	代替熱エネルギー量	TJ
■ $CEF_{thermal, y}$	代替される熱エネルギーの炭素排出係数	tCO ₂ e/TJ
■ AF	調整ファクター	%

なお、プロジェクト参加者は将来のex-anteの排出削減量算定を行わなければならない。またその場合は証明可能な手法により算定することとしている。ex-ante排出量は、ex-postとして求められる $MD_{reg,y}$ ・ $MD_{project,y}$ に影響を与える可能性がある。

プロジェクトによる排出削減量 $MD_{project,y}$ は、実際にフレア又は発電等に利用されたメタンとして算定出来る。

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y} \quad (3)$$

$$MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * W_{CH4,y} * D_{CH4} * FE \quad (4)$$

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * W_{CH4,y} * D_{CH4} \quad (5)$$

$$MD_{thermal,y} = LFG_{thermal,y} * W_{CH4,y} * D_{CH4} \quad (6)$$

■ $MD_{flared,y}$	フレアによるメタン破壊量	tCH ₄
■ $MD_{electricity,y}$	発電に伴うメタン破壊量	tCH ₄
■ $MD_{thermal,y}$	熱利用に伴うメタン破壊量	tCH ₄
■ $LFG_{flare,y}$	フレアにより処理された LFG 量	m ³
■ $W_{CH4,y}$	LFG 中の年間平均メタン含有率 (m ³ CH ₄ / m ³ LFG)	%
■ FE	フレア効率	%
■ D_{CH4}	メタン比重	tCH ₄ /m ³ CH ₄
■ $LFG_{electricity,y}$	発電に使用された LFG 量	m ³
■ $LFG_{thermal,y}$	熱生産に使用された LFG 量	m ³

3) プロジェクトバウンダリー

プロジェクトバウンダリーは、ガスの回収および破壊／利用を行う場所(=地理的境界)プロジェクトによるメタン以外の燃料の利用による二酸化炭素の排出はプロジェクト排出に含める必要がある。例えば、埋立地ガスの回収に必要となる燃料の消費、熱の輸送に必要な燃料消費に伴う(温室効果ガス)の排出は含める必要がある。さらに、プロジェクトの稼働および熱輸送に伴う電力量は記録しなければならない。プロジェクトが発電を伴う場合、グリッドに送られた電力のみを電力代替による排出削減として式(1)に含めるべきである。プロジェクトが発電を行わない場合、必要な電力量に電力の排出原単位を掛けて排出量を算定する。

4) ベースライン

ベースラインは大気へのガスの放出である。ただし、埋立地から発生するメタンは安全性や悪臭に関する法規制又は契約を満足するために部分的に回収および破壊(燃焼)される場合がある。

2.1.1 方法論の当該プロジェクトへの適応の妥当性

当該プロジェクトは、埋立地ガス回収プロジェクトであり、ベースラインシナリオは埋立地ガスの大気への全量放出である。回収したガスは発電又はフレアで処理される。そして当該プロジェクトは電力の代替による排出削減量をクレームすることから **Applicability Condition** の a)、c) に適応する。従って、ACM0001 の当該プロジェクトへの採用は妥当である。

2.2 ベースライン方法論のプロジェクトへの適応

2.2.1 プロジェクト活動およびプロジェクトに関する法規制

(1) 当該プロジェクト活動について

当該プロジェクトは埋立地ガスを回収し発電或いはフレア処理するプロジェクトであり、熱の利用は考えていない。従って $ET_y = 0$ である。

(2) タイの埋立地ガスの回収及び利用に関する法規制

タイの埋立地、埋立地ガスに関する法規制の概要を以下に示す。

- タイには埋立地ガスの回収、フレア及び利用に関する法規制は存在しない。

埋立地の管理に関するガイドラインで埋立地ガスは爆発／火災のリスクおよび悪臭防止の為に適切に管理することとしている。なお、具体策として排気管による自然排気又はLFGの回収および利用が示されており、タイの衛生埋立地(当該プロジェクトサイト含む)では排気管により対応している。

- 近い将来においても埋立地ガスの回収、フレア及び利用に関する法規制が施行される予定はない。

- ホンタブリ県にも埋立地ガスの回収、フレア及び利用に関する法規制は存在していない。

つまり、プロジェクトが実施されなければガスの回収は行われず。以上より、調整係数(AF) = 0を採用する。

2.2.2 ベースライン方法論のプロジェクトへの適応

1) 排出削減量

上記(1)および(2)より当該プロジェクトによる排出削減量は以下の式のとおり纏めることができる。

$$ER_y = MD_{project,y} * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y}$$

2) ベースライン

ベースラインは大気へのガスの全量放出とする。ただし、ベースラインの同定は(後述)追加性の証明と同時に行う。

3) 追加性

追加性の証明は、前述のとおり“Tool for the demonstration and assessment of additionality” (EB 16 Report Annex 1)に基づいて証明を行う。

4) リークエージ

当該方法論でリークエージは“**No leakage effects need to be accounted under this methodology**”と示されており、考慮の対象となっていない。しかし、当該プロジェクトは発電電力がプロジェクトのオペレーションに十分でない場合の購入電力量をリークエージ(L_y)として算定する。なおリークエージは以下のとおり算定する。

$$L_y = EG_y * CEF_{\text{electricity, y}}$$

L_y	リークエージ量	tCO2e
EP_y	電力購入量	MWh

2.3 追加性の証明

以下、追加性証明ツールの証明ステップに基づいてプロジェクトの追加性を証明する。

Step 1. (現状の法規制に適合した)代替案のリストアップ

Sub-step 1a. プロジェクト代替案の定義

プロジェクト代替案として以下の3つの代替案を想定した。

➤ **投資を行わないシナリオ(現状維持シナリオ)**

埋立地の所有者および運営者であるPAONは現状の運用を継続する。すなわちPAONは埋立地の管理のみを行い埋立地ガスは埋立地に設置済みの排気管および埋立地表面から大気に放出される。

➤ **埋立地ガス回収システムを設置。ただし、ガスは利用せずフレアで焼却するシナリオ**

PAON は、部分的或いは包括的な埋立地ガス回収システムおよびフレアシステムを設置する。ただしガスはエネルギーとして利用しない。

➤ **埋立地ガス回収、発電およびフレアシステムを設置するシナリオ(プロジェクトシナリオ)**

PAON は効率のよいLFG回収システムおよびフレアシステムと共に発電システムの設置を行う。

タイのLFGに関連した法規およびガイドラインは、1998年MOSTE(現MONRE)のPCD発行の「固形廃棄物管理に関する法規およびガイドライン:REGULATION AND GUIDELINE OF MUNICIPAL SOLID WASTE MANAGEMENT」に示されている。このガイドラインによる

と、爆発・火災及び悪臭防止のため、ガスのモニタリングシステムおよびコントロールシステムを設置しなければならないとしている。ガイドラインにはコントロールシステムとして2つの方式が紹介されている。一つは水平又は垂直式の通気管による大気への自然放出、もう一つはブロー等による機械的な回収システムである。プロジェクトサイトであるノンタブリ廃棄物処理センターではこのガイドラインに則って垂直式の通気管が設置されており、ガス回収をアップグレードする計画はない。

PCDによると、新たな国家廃棄物管理計画(国家マスタープラン)が計画されている。現在、国家マスタープランとして発行に向けNEBおよび内閣に提出する準備を進めているとの情報である。この計画が施行されると、関連省庁および各自治体はアクションプランを作成することになり、その中で埋立地ガスに関連した新たな要求事項が提示される可能性はある。ただし、一般的にタイでは環境保全に関する法規制の施行には非常に長いリードタイムが必要であることから、プロジェクトの獲得期間に埋立地ガスの回収及び利用に関する新たな法規制が施行される可能性は考えられない。

以上、タイの埋立地および埋立地ガスに関連した法規制から判断すると、2番目のシナリオである「埋立地ガス回収システムを設置。ただし、ガスは利用せずフレアで焼却するシナリオ」の実施を要求する法規制はない。また、多くの投資を必要とするにも拘わらず利益を生まない。つまり、埋立地のオーナーであるPAONが本シナリオを実施するインセンティブは存在せず、2番目のシナリオは代替シナリオとして現実的とはいえない。以上より、代替シナリオを以下の2つに絞ることができる。

代替案-1 :投資を行わないシナリオ(現状維持シナリオ)

代替案-2 :埋立地ガス回収、発電およびフレアシステムを設置するシナリオ
(プロジェクトシナリオ)

Sub-step 1b.関連法規制に対する適格性

Sub-step 1a で示したとおり、現在タイには埋立地ガスの回収、フレアおよび利用に関連する法規制はない。また当面、タイの埋立地および埋立地ガスに関連した法規制の変更の可能性は考えられない。代替案-1 および代替案-2 はこれらの法規制を満足しており、代替案として適格である。

Step 2. 投資分析

Sub-step 2a. 適切な分析手法の検討

代替案はそれ相当のプロジェクトへの投資を必要とする。従って投資比較分析による評価が妥当である。

Sub-step 2b – Option II. 投資分析の適応

本プロジェクトでは経済性分析の指標として IRR を採用する。

Sub-step 2c. 経済性指標の計算および比較

プロジェクトの初期投資額、運営、保守コスト及びその他関連経費を含めたコストはプロジェクト実施期間である10年間で総額3.8百万ドルである。一方、プロジェクトによる収入は買電収入で、その総額は3.1百万ドル(総発電量:60GWh×買電単価:2.1 Baht/kWh)である。これらの条件に基づいて IRR を算定すると、プロジェクトの IRR は-5.1%となり、投資家にとって魅力的な IRR とはいえない。従って、プロジェクトは追加的でありベースラインシナリオではない。

Sub-step 2d. 感度分析

Sub-step 2c で示した結果の妥当性を強固なものとするため、Sub-step 2c で使用したパラメーターが想定できる範囲で IRR を改善する方向に変化した場合を想定し、感度分析を実施した。感度分析に使用する想定(値)はプロジェクトの IRR が想定出来る範囲で最適な IRR となるように選定し IRR を算定した。以下に IRR の算定に採用した想定条件を示す。

- 1) 投資コストが現時点の見積金額より20% 低く抑える事が出来る。そして、
- 2) 運営費およびメンテナンス費用も現時点の見積金額より20% 低く抑える事が出来る。そして、
- 3) 買電単価が現時点の単価から平均で20%上昇する場合。

この条件で算定したプロジェクトの CER を含まない IRR は2.4%であった。これは、タイの10年ものの国債の金利である4.9%より低く、経済的に魅力的な選択肢とはいえない。従ってプロジェクトシナリオが経済的に魅力的な選択肢でないことは明らかである。

Step 3. バリア分析

Sub-step 3a. 本プロジェクトの実現を妨げるバリアの同定

Step 2 の投資分析で示した経済的なバリアに加え、本プロジェクトの実施には以下のバリアが存在する。

1) 技術的バリア

本プロジェクトに採用する技術は確立された技術であり欧米では広く採用されている。しかし、タイで計画中のプロジェクトは共に実証実験レベルであり商用レベルではない。従って、タイでは同技術は確立された技術でなく、技術的バリアが存在している。

2) 埋立地ガスプロジェクト固有のリスク、不確実性

埋立地ガスプロジェクトの事業性を左右するパラメーターに埋立地ガス量がある。しかし、埋立地ガスの発生量および回収量に影響を与える廃棄物組成や埋立地ガス発生速度などのパラメーターは事業者が管理・制御できるものではない。その他、埋立地のマネージメントも埋立地ガスの発生および回収に影響を与えるが、ノンタブリ県は衛生埋立運営の経験はなく、欧米で一般的なレベルの管理が行われる可能性は低い。

Sub-step 3b. 同定されたバリアが最低一つの代替案(プロジェクトシナリオ以外)の実現のバリアとしない事を示せ

Sub-step 3a で示したバリアは現状維持シナリオである代替案-1 に影響を与えず、実現を妨げるバリアとはならない。

Step 4. 一般的な慣行の分析

タイではカンペンセンとラチャテワ埋立地の2カ所で埋立地ガスの利用プロジェクトが計画されている。これらの埋立地は、プロジェクトの事業性を左右するパラメーターである廃棄物の受入量および埋立地容量共にノンタブリを含む他の埋立地と比較すると飛び抜けて大きく、埋立地ガスの利用プロジェクトとして条件が良い。(なお、どちらもパイロットフェーズであり、商用フェーズに至っていない。)従って、タイでは同種のプロジェクトの実績及び計画は存在していない。

Step 5. CDM 登録によるインパクト

CO2 クレジット(CER)による収入をプロジェクトの収入に含める事によりプロジェクトの経済性は改善する。本プロジェクトの経済性は CER により(CER を含まない場合の)IRR=-5.1%から(CER を含めた場合)IRR=+8.5%に改善する。

以上より、

- 1) プロジェクトシナリオ(代替案-2)は CER なしでは経済的に魅力的な代替案とはならない。また、プロジェクトシナリオはベースラインシナリオでなく追加的といえる。
- 2) 従って、現状維持シナリオである代替案-1 は唯一の現実的な代替案であり、ベースラインシナリオと同定できる。

2.4 プロジェクトバウンダリー

プロジェクトバウンダリーは、プロジェクトの地理的境界(埋立地ガス回収、発電、フレア設備)およびグリッドをバウンダリーに含めた。プロジェクトバウンダリーを図 2-1、プロジェクトバウンダリーのまとめを表 2-2 に示す。

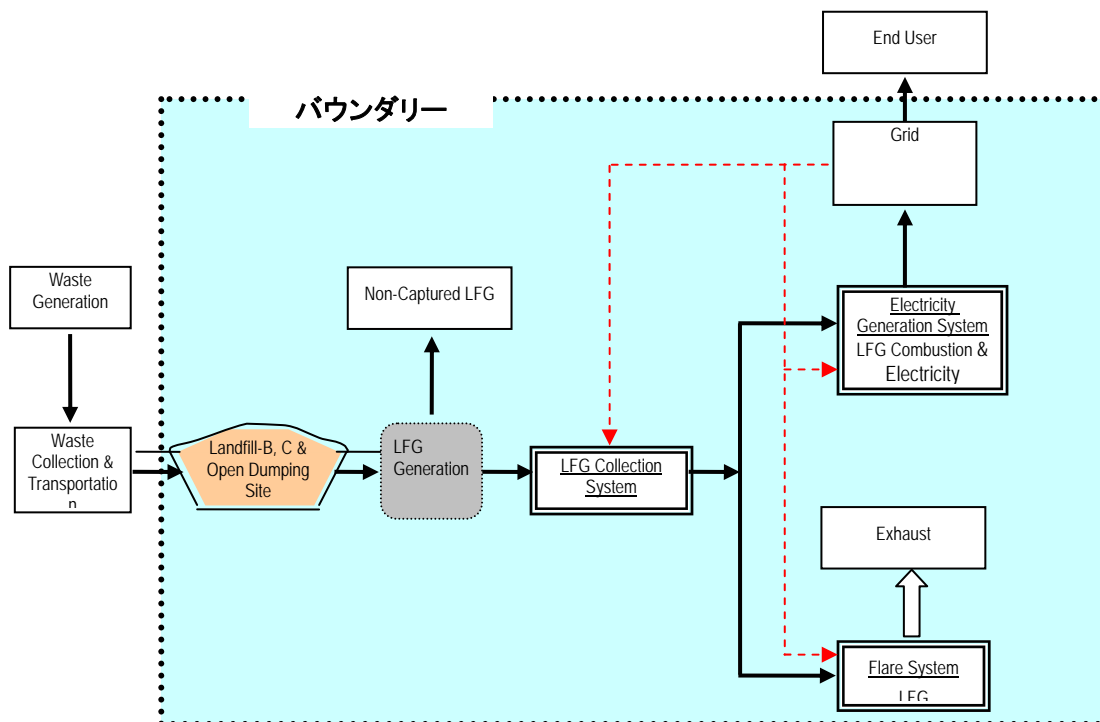


図 2-1 プロジェクトバウンダリー

表 2-2 プロジェクトバウンダリーまとめ

排出	プロジェクトシナリオ	ベースラインシナリオ
オンサイト 直接排出	<埋立地ガスの大気放出に伴う排出> プロジェクトは約 50%の埋立地ガスの回収を実現する。=約 50%は通気管および覆土から大気へ放出	<埋立地ガスの大気放出に伴う排出> 埋立地ガスの管理は実施されない=通気管および覆土から大気への全量放出
オフサイト 直接排出	<プロジェクト機材の搬入> 除外 :無視可能なレベル	該当なし
	<電力の代替による排出削減> 再生可能エネルギーによるグリッド電力代替	<電力の代替による排出削減> 該当なし
	<グリッド電力の使用による排出> 該当なし	<グリッド電力の使用による排出> 該当なし
オンサイト 間接排出	<プロジェクトの建設に拘わる排出> 除外 :無視可能なレベル	
オフサイト 間接排出	<埋立地への廃棄物の搬入> 除外 :無視可能なレベル	<埋立地への廃棄物の搬入> 除外 :無視可能なレベル

3 プロジェクトの実施期間/クレジット獲得期間

3.1 プロジェクト開始 2007年9月

3.2 クレジット獲得期間 10年間 (2007年~2016年)

4 モニタリング方法論の適応及び計画

4.1 モニタリング方法論

本プロジェクトのベースライン方法論は埋立地ガスプロジェクト用の統合方法論である ACM0001 を採用した。

適合条件(Applicability)

当該方法論は埋立地ガスの回収プロジェクトで、ベースラインシナリオが埋立地ガスの大気への全量又は部分的な放出であり、以下の何れかの活動を含むプロジェクトが対象に適応可能である。

- a) 回収された埋立地ガスはフレア処理される
- b) 回収されたガスはエネルギー利用(電力、熱等)される。ただし、エネルギーの代替による排出削減量をクレームしない場合。
- c) 回収されたガスはエネルギー利用(電力、熱等)される。ただし、エネルギーの代替による排出削減量をクレームする場合。

この場合、電力および熱の代替に伴う排出削減量は、ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”を含め承認された方法論を採用すること。ただし、発電量 15MW 又は発熱量が 54 TJ (15GWh)以下の場合には小規模 CDM の方法論を利用可能である。

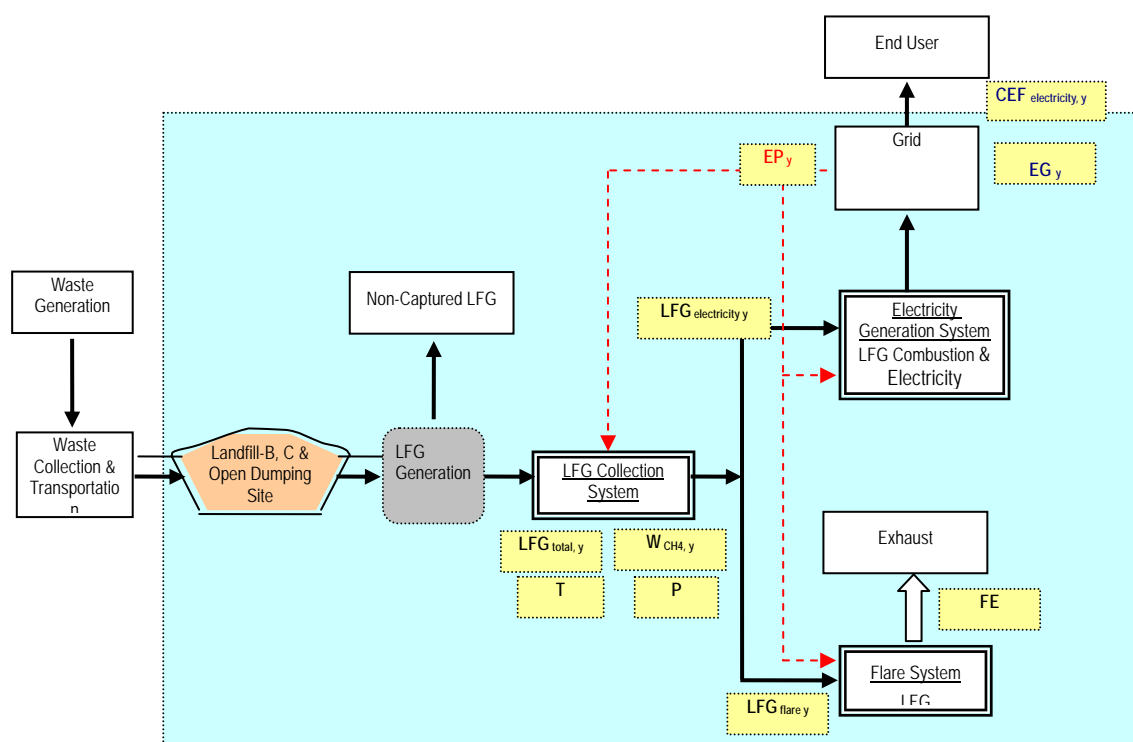
なお、本モニタリング方法論は Figure 1 に示すとおり、回収されフレア、発電等の設備で実際に破壊されたメタン量の直接計測をベースとし、モニタリングプランはフレア処理される埋立地ガスの成分および量の連続計測されることを想定して作成されている。主要な変数は、プロジェクトで回収されたメタン量($MD_{project, y}$)、フレアされたメタン量($MD_{flared, y}$)、発電に利用されたメタン量($MD_{electricity, y}$)および熱利用されたメタン量($MD_{thermal, y}$)である。また、これらの変数を調べるために以下のパラメーターのモニタリングが必要としている。

- 埋立地ガスの発生量は、全埋立地ガス量($LFG_{total, y}$)のみならず、フレアで処理した量($LFG_{flare, y}$)、発電に使用した量($LFG_{electricity, y}$)そして、ボイラーで使用した量($LFG_{thermal, y}$)をそれぞれ連続的に計測すること。
- 埋立地ガス中のメタンの比率($w_{CH_4, y}$)は連続式の分析器又は定期的に計測する。なお、定期的な計測を行う場合、校正済みのポータブル分析器で統計的に有効な数のサンプルの分析を行うこととする。これは、全埋立地ガス量($LFG_{total, y}$)、フレアで処理した量($LFG_{flare, y}$)、発電に使用した量($LFG_{electricity, y}$)そして、ボイラーで使用した量($LFG_{thermal, y}$)の計測についても同様である。また、メタン比率は一日の間に 20%以上も変化するので分析には連続式のメタン分析器の採用が望ましい。

- フレア効率(**FE**)は、フレアの実稼働時間の割合とフレア過程の効率のかけ算により算定することが出来る。少なくとも四半期毎(必要に応じてさらに高い頻度)にフレア排気中のメタン含有率の計測し、フレアによりメタンが破壊される割合を調べること。
- 埋立地ガスの温度(**T**)および圧力(**p**)は埋立地ガス中のメタン比重を調べるために計測する必要がある。
- (回収設備および熱エネルギーの輸送等)プロジェクトの運転に消費した電力および燃料を記録すること。
- 埋立地ガスプロジェクトに関連した法規制をモニターすること。法規制の変更はプロジェクトが実施されない場合にメタンが破壊/燃焼された量(**MD_{reg, y}**)に反映すること。

なお、ガス成分分析装置は、非常に繊細であることから、厳格な校正の QA/QC 手順が必要である。

Figure 1: モニタリング計画



4.2 モニタリング方法論適応の妥当性

本プロジェクトは、埋立地ガス回収プロジェクトであり、ベースラインシナリオは埋立地ガスの大気への全量放出である。そして当該プロジェクト活動は、回収したガスを発電又はフレアにより処理し、電力の代替による排出削減量をクレームする。従って、Applicability Condition の a)、c)に適合し、ACM0001 の当該プロジェクトへの採用は妥当である。

4.2.1 Option 2 プロジェクト活動に伴う排出削減量の直接計測

ID	データ変数	データソース	単位	計測 (m) 計算 (c) 推定 (e)	記録頻度	計測するデータの割合	データの保管形態	データ保管期間	備考
D-1	LFG _{total, y}	総 LFG 量	m ³	m	連続	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2 年間	量計による計測 データ集計単位: 月、年単位
D-2	LFG _{flare, y}	フレア処理された LFG 量	m ³	m	連続	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2 年間	量計による計測 データ集計単位: 月、年単位
D-3	LFG _{electricity, y}	発電に利用した LFG 量	m ³	m	連続	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2 年間	量計による計測 データ集計単位: 月、年単位
D-4	FE	(1)フレア処理効率 (運転時間の評価) (2)排気中のメタン含有率	%	m, c	(1) 連続 (2) 四半期/可能であれば毎月	n/a	電子データ	クレジット獲得期間+2 年間	(1) フレアの運転時間の連続運転 (および温度) (2)定期的な排気中のメタン含有率の分析
D-5	wCH _{4, y}	LFG 中メタン含有率	m ³ CH ₄ / m ³ LFG	m	定期	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2 年間	ポータブルガス分析器
D-6	T	LFG 温度	°C	m	定期	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2 年間	メタンの比重計算用
D-7	P	LFG 圧力	Pa	m	定期	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2 年間	メタンの比重計算用
D-8	CEF _{electricity, y}	グリッド電力の排出係数	kgCO ₂ /kWh	c	1 回 プロジェクト開始時		電子データ	クレジット獲得期間+2 年間	EGAT のデータに基づきプロジェクト実施者が排出係数を算定する
D-9	EG _y	買電量	MWh	m	連続	100%	電子データ	クレジット獲得期間+2 年間	

4.2.2 プロジェクト排出(削減)量の算定式

2章で示したとおり、ベースラインシナリオは埋立地ガスの大気への全量放出である。また、本プロジェクトはプロジェクトに関連した法規制およびバリアによって CDM がなければ実施されない。結果として本プロジェクトは以下のとおり追加的な GHG の排出削減を実現する。

- 本プロジェクトは埋立地から発生する埋立地ガスを回収し、埋立地ガス中に含まれるメタンガスは発電システム又はフレアにより焼却し、GHG の排出を削減する。
- また、発電した電力がグリッド電力を代替することにより GHG の排出を削減する。

排出削減量の算定式は以下のとおり

$$ER_y = MD_{project, y} * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity, y}$$

ER_y	ある年“y”における温室効果ガス排出削減量	tCO ₂ e	
MD_{project, y}	プロジェクト活動により破壊/焼却されたメタン量	tCH ₄	
GWP_{CH4}	メタンの温暖化係数	21 tCO ₂ e/tCH ₄	
EG_y	代替電力量	MWh	(D-9)
CEF_{electricity, y}	電力の炭素排出係数	tCO ₂ e/MWh	(D-8)

$$MD_{project, y} = MD_{flared, y} + MD_{electricity, y}$$

MD_{flared, y}	フレアによるメタン破壊量	tCH ₄	
MD_{electricity, y}	発電に伴うメタン破壊量	tCH ₄	

$$MD_{flared, y} = LFG_{flare, y} * W_{CH4, y} * D_{CH4} * FE$$

$$MD_{electricity, y} = LFG_{electricity, y} * W_{CH4, y} * D_{CH4}$$

LFG_{flare, y}	フレアにより処理された LFG 量	m ³	(D-2)
W_{CH4, y}	LFG 中の年間平均メタン含有率 (m ³ CH ₄ / m ³ LFG)	%	(D-5)
D_{CH4}	メタン比重	tCH ₄ /m ³ CH ₄	
FE	フレア効率	%	(D-4)
LFG_{electricity, y}	発電に使用された LFG 量	m ³	(D-2)

4.3 リークージ

4.3.1 リークージ算定に必要となるモニタリングデータ

ID	データ変数	データソース	単位	計測 (m) 計算 (c) 推定 (e)	記録頻度	計測するデータの割合	データの保管形態	備考
D-10	EL_y	購入電力量	MWh	m	連続	100%	電子データ	電力メーターは配電会社である MEA によりダブルチェックされる。

4.3.2 リークージ算定式

本プロジェクトにおけるリークージ(L_y)は 2.2.2 に示したとおり発電した電力が本プロジェクトの運転に十分でない場合、或いはメンテナンス等により発電が行えない場合に購入(使用)した電力による GHG の排出をリークージとする。算定式を以下に示す。

$$L_y = EG_y * CEF_{\text{electricity}, y}$$

L_y	リークージ量	tCO ₂ e	
EP_y	購入電力量 r	MWh	(D-10)
$CEF_{\text{electricity}, y}$	電力の炭素排出係数	tCO ₂ e/MWh	(D-8)

4.4 QA/QC 手順

ID	データの不確実性 (High/Medium/Low)	QA/QC 手順が計画されている(或いはされていない)ことの説明
D-1	Low	流量計はデータの信頼性確保のため定期的なメンテナンスの対象
D-2	Low	流量計はデータの信頼性確保のため定期的なメンテナンスの対象
D-3	Low	流量計はデータの信頼性確保のため定期的なメンテナンスの対象
D-4	Medium	最適な運転状態を確保するために定期的なメンテナンスの対象。フレア効率は過去の実績と大きく異なる場合、四半期又は毎月確認をおこなう。
D-5	Low	分析器はデータの信頼性確保のため定期的なメンテナンスの対象。 また、メタン含有率は発電機の発電効率とガスの消費量によりダブルチェックされる。
D-6	Low	温度計はデータの信頼性確保のため定期的なメンテナンスの対象
D-7	Low	圧力計はデータの信頼性確保のため定期的なメンテナンスの対象
D-8	Medium	不要また管理不可 排出係数はプロジェクト実施時に EGAT の最新の ANNUAL レポートにより算定する。なお、プロジェクトの実施期間中(クレジット獲得期間中)に再計算は行わない。
D-9	Low	電力計はデータの信頼性確保のため定期的なメンテナンスの対象。また測定結果は電力の配電会社である MEA によりダブルチェックされる。
D-10	Low	電力計はデータの信頼性確保のため定期的なメンテナンスの対象。また測定結果は電力の配電会社である MEA によりダブルチェックされる。

4.5 モニタリング実施および管理体制

モニタリング計画の実施に必要な以下の管理手順を確立する。

- データ計測および収集・保管手順
- ベリフィケーション用報告手順
- モニタリング用計器の校正およびメンテナンス手順
- 品質管理手順

5 GHG 排出削減量

5.1 メタン発生量および回収量

IPCC ガイドラインに示される First Order Decay (FOD) 法により GHG の排出削減量を推定した。結果を表 A-2 に示す。ただし、この推定は参考値であり、実際の排出削減量は、実際に発電またはフレアで燃焼されたメタン量の計測によって算定する。

なお算定にあたり、算定に必要なパラメーターは現地状況を考慮して設定した。表 5-1 に採用したパラメーター、表 5-2 に廃棄物の受入予定量そして表 5-3 に算定結果を示す。

表 5-1: メタン発生量および回収量算定用パラメーター

パラメーター		採用値	
k	メタン発生割合定数	0.15	(1/yr)
L ₀	メタン発生ポテンシヤル	100	(m ³ /Mg)
x	埋立年	表 E-2 参照	
R _x	x 年のゴミ埋立量	表 E-2 参照	(Mg)
wCH _{4,y}	LFG 中のメタン割合	50	(%)
CH ₄ Density	メタン比重	0.0007168	(ton-CH ₄ / m ³ -CH ₄ (at STP))
CH ₄ GWP	メタン温暖化係数	21	(CO ₂ -e / CH ₄)
CH ₄ (LFG) 回収率	CH ₄ (LFG)回収量 / CH ₄ (LFG)発生量	50	(%)

表 5-2: 廃棄物の受入予定量

年	ゴミ受入量 (ton/day)	オープンダン ピングエリア (ton)	埋立地-B (ton)	埋立地-C (ton)
2003	900	328,500	-	-
2004	900	328,500	-	-
2005	900	-	328,500	-
2006	900	-	172,371	156,129
2007	900	-	-	199,303
合計	-	657,000	500,871	355,432

表 5-3 メタン発生量および回収量

年	メタン発生量				メタン回収量*1			
	(ton/年)				(ton/年)			
	オープンダンピングエリア	埋立地-B	埋立地-C	合計	オープンダンピングエリア	埋立地-B	埋立地-C	合計
2007	4,983	4,554	1,562	11,099	2,492	2,277	781	5,550
2008	4,289	3,920	3,339	11,548	2,145	1,960	1,670	5,774
2009	3,692	3,374	2,875	9,941	1,846	1,687	1,438	4,971
2010	3,178	2,904	2,474	8,556	1,589	1,452	1,237	4,278
2011	2,735	2,500	2,130	7,365	1,368	1,250	1,065	3,683
2012	2,354	2,152	1,833	6,339	1,177	1,076	917	3,170
2013	2,026	1,852	1,578	5,456	1,013	926	789	2,728
2014	1,744	1,594	1,358	4,696	872	797	679	2,348
2015	1,501	1,372	1,169	4,042	751	686	585	2,021
2016	1,292	1,181	1,006	3,479	646	591	503	1,740
Total	27,794	25,403	19,324	72,521	13,897	12,702	9,662	36,261

*1: メタン回収量 = [メタン発生量] x [回収効率] x [稼働日数 / 年] / [365 日/年]

5.2 排出削減量の算定

5.1 で算定したメタン回収量および下記算定式に基づいて排出削減量を算定した。

$$ER_y = MD_{project,y} * GWP_{CH4} + EG_y * CEF_{electricity,y}$$

ER_y	ある年“y”における温室効果ガス排出削減量	tCO ₂ e
MD_{project,y}	プロジェクト活動により破壊／焼却されたメタン量	tCH ₄
GWP_{CH4}	メタンの温暖化係数	21 tCO ₂ e/tCH ₄
EG_y	代替電力量	MWh
CEF_{electricity,y}	電力の炭素排出係数	tCO ₂ e/MWh

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y}$$

MD_{flared,y}	フレアによるメタン破壊量	tCH ₄
MD_{electricity,y}	発電に伴うメタン破壊量	tCH ₄

$$MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4} * FE$$

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH4,y} * D_{CH4}$$

LFG_{flare,y}	フレアにより処理された LFG 量	m ³
w_{CH4,y}	LFG 中のメタン含有率 (m ³ CH ₄ / m ³ LFG)	%
D_{CH4}	メタン比重	tCH ₄ /m ³ CH ₄
FE	フレア効率	%
LFG_{electricity,y}	発電に使用された LFG 量	m ³

発電によるメタン排出削減量 (MD_{electricity,y}), フレアによるメタン排出削減量 (MD_{flare,y})
そしてプロジェクトによるメタン排出削減量 (MD_{project,y}) を表 5-4、5-5 及び 5-6 にそれぞれ示す。

電力の代替による GHG 排出削減量 (EG_y * CEF_{electricity,y}) を表 5-7、そしてプロジェクトによる GHG 排出削減量 (ER_y) を表 5-8. に示す。

表 5-4: 発電によるメタン排出削減量(MD_{electricity, y})

Year	代替電力量 (EG _y) (MWh/year)	LFG破壊(燃 焼)量 (m ³ /year)	LFG中のメタ ン含有率 (W _{CH₄,y}) (%)	メタン破壊 (燃焼)量 (m ³ /year)	メタン比重 (D _{CH₄}) (ton-CH ₄ / m ³ -CH ₄ (at STP))	発電によるメタン 排出削減量 (MD _{electricity, y}) (ton/year)
2007	2,460	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2008	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2009	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2010	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2011	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2012	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2013	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2014	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2015	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
2016	6,953	3,917,023	50	1,958,512	0.0007168	1,404
合計	65,035	39,170,231		19,585,115		14,039

表 5-5: フレアによるメタン排出削減量(MD_{flare, y})

年	LFG破壊(燃焼) 量 (m ³ /year)	LFG中のメタン 含有率 (W _{CH₄,y}) (%)	メタン破壊(燃 焼)量 (m ³ /year)	メタン比重 (D _{CH₄}) (ton-CH ₄ / m ³ -CH ₄ (at STP))	フレアによるメタ ン排出削減量 (MD _{flare, y}) (ton/year)
2007	1,626,713	50	813,356	0.0007168	583
2008	10,143,678	50	5,071,839	0.0007168	3,635
2009	9,951,559	50	4,975,780	0.0007168	3,567
2010	8,019,361	50	4,009,680	0.0007168	2,874
2011	6,357,809	50	3,178,905	0.0007168	2,279
2012	4,926,448	50	2,463,224	0.0007168	1,766
2013	3,694,584	50	1,847,292	0.0007168	1,324
2014	2,634,316	50	1,317,158	0.0007168	944
2015	1,721,928	50	860,964	0.0007168	617
2016	936,493	50	468,246	0.0007168	336
合計	50,012,889		25,006,444		17,925

表 5-6: プロジェクトによるメタン排出削減量(MD_{project, y})

年	メタン発生量 (ton/year)	MD _{electricity, y} (ton/year)	MD _{flare, y} (ton/year)	MD _{project, y} (ton/year)
2007	11,099	1,404	583	1,987
2008	11,548	1,404	3,635	5,039
2009	9,941	1,404	3,567	4,971
2010	8,556	1,404	2,874	4,278
2011	7,365	1,404	2,279	3,683
2012	6,339	1,404	1,766	3,170
2013	5,456	1,404	1,324	2,728
2014	4,696	1,404	944	2,348
2015	4,042	1,404	617	2,021
2016	3,479	1,404	336	1,740
合計	72,521	14,039	17,925	31,963

表 5-7: 電力の代替による GHG 排出削減量

年	代替電力量 (EG _y) (MWh/year)	排出係数 (CEF _{electricity, y}) (tCO ₂ e/MWh)	電力の代替によるGHG排出削減量 (tCO ₂ /year)
2007	2,288	0.67	1,533
2008	6,466	0.67	4,332
2009	6,466	0.67	4,332
2010	6,466	0.67	4,332
2011	6,466	0.67	4,332
2012	6,466	0.67	4,332
2013	6,466	0.67	4,332
2014	6,466	0.67	4,332
2015	6,466	0.67	4,332
2016	6,466	0.67	4,332
合計	60,482		40,521

表 5-8: プロジェクトによる GHG 排出削減量 (ER_y)

年	$MD_{\text{project, } y}$ (ton/year)	GWP_{CH_4}	代替電力量 (EG_y) (MWh/year)	排出係数 ($CEF_{\text{electricity, } y}$) (tCO_2e/MWh)	ER_y ($tCO_2/year$)
2007	1,987	21	2,288	0.67	43,257
2008	5,039	21	6,466	0.67	110,159
2009	4,971	21	6,466	0.67	108,713
2010	4,278	21	6,466	0.67	94,170
2011	3,683	21	6,466	0.67	81,665
2012	3,170	21	6,466	0.67	70,892
2013	2,728	21	6,466	0.67	61,620
2014	2,348	21	6,466	0.67	53,640
2015	2,021	21	6,466	0.67	46,773
2016	1,740	21	6,466	0.67	40,862
合計	31,963	-	60,482	-	711,751

6 環境影響

本プロジェクトは 1MW 以下の発電プロジェクトである。従って、一般的(大規模)な発電プロジェクトで要求される様な環境影響調査(Environmental Impact Assessment: EIA)は要求されない。想定される本プロジェクトによるネガティブな環境への影響は、プロジェクト建設に伴う土地利用および景観の変化、発電設備の運転に伴う騒音そして発電機およびフレアの排気による大気汚染が想定されるがいずれの影響も限定的である。一方、プロジェクト実施により埋立地ガスの回収および破壊による悪臭低減、火災および爆発リスクの低減など地域環境に対しポジティブな影響を与える。

- 大気 : 埋立地ガスには、二酸化炭素、メタンガスそして硫化水素等の微量ながら様々なガスが含まれている。そのうちメタンガスは非常に強力な温室効果ガスであり、硫化水素等は悪臭問題を引き起こす。さらに、当該プロジェクトは大気に放出されていた埋立地ガスを約 50%回収・破壊し、それらの問題を削減する。一方、当該プロジェクトで採用を予定している発電システムはドイツのガスエンジンの環境規制である TA Luft Code's の要求(NO_x emission < 320ppmvd @ O₂=0%.)を満足している
- 騒音 : 当該プロジェクトでは発電システム等の運転による騒音が問題となる可能性がある。しかし、当該プロジェクトで採用する予定の発電システムのノイズレベルは Max 85 db(A)(エンジンコンテナから 1mの位置)であり、世界的に標準的なレベルであること、システムの設置位置は廃棄物センターのほぼ中心に位置し居住エリアから十分に隔離されていることから問題は非常に限定的と考えられる。
- 水環境 : 当該プロジェクトによって排出される廃液は、主にガス回収システムから回収される凝縮水である。この凝縮水は元々浸出水の一部であり、当該プロジェクトでは埋立地に隣接した排水処理施設に移送し処理する計画としている。従って、当該プロジェクトによる水環境への影響はないと考えられる。
- 視覚 : 当該プロジェクトは、発電用設備など新たに設備を設置するが、設置位置は廃棄物センターのほぼ中心に位置し居住エリアから十分に隔離されていることから問題は非常に限定的と考えられる。また、当該プロジェクトで採用を予定している設備の殆どはパッケージ化或いはコンテナに納めたタイプとしているため視覚的に十分な配慮がなされている。

7 ステークホルダーコメント

本調査において PDD で要求される利害関係者からのコメントの入手は実施していない。その理由はプロジェクトサイトのオーナーである自治体とのプロジェクト実施に関する協議がそのレベルまで達していないためである。ただし、本年度はプロジェクトの関係者(自治体の職員および埋立地周辺の村長等)に対しプロジェクト実施の背景である京都議定書、CDM そして、プロジェクトに関する説明の場としてキャパシティービルディングセミナーを実施し最後にアンケートという形でコメントを入手した。コメントは概ねポジティブな反応であった。とりわけ、プロジェクト実施が地域環境の改善そして温暖化防止に寄与するという点に評価されていた。

8 ANNEX: ベースライン情報

1. メタンガス発生量および回収量

算定に必要な情報は「5 GHG 排出削減量」参照の事

2. グリッド電力の GHG 排出係数の算定

「2 ベースライン」で述べたとおり本プロジェクトの電力代替による GHG 排出削減量は発電容量が 15MW 以下であることから小規模 CDM の方法論 TYPE1-RENEWABLE ENERGY PROJECTS, 1.D. Renewable electricity generation for a grid, para. 29 に基づいてグリッド電力の GHG 排出原単位を算定した。

1) 2003 年度 タイ総発電・購入電力量および燃料消費量^{*1}

燃料タイプ		発電量・購入電力量	燃料消費量
EGAT 発電施設	Natural Gas	31,969.63 GWh	304769 Million-cf
	Lignite	17,133.53 GWh	16 Mt
	Hydro	7,741.42 GWh	
	Fuel Oil	2,112.69 GWh	529 M-litters
	Diesel Oil 又は再生可能エネルギー	48.04 GWh	17 M-litters
	Sub Total	59,005.31 GWh	
購入電力	国内 IPP、SPP	55,194.43 GWh	
	近隣諸国	2,543.71 GWh	
	Total	57,738.14 GWh	
Grand Total		116,743.45 GWh	

2) 変換係数

燃料タイプ	Value	Source
Natural Gas	0.000735 t/m3	EIA Energy Statistics Manual Table A3.11
Fuel Oil	0.9251 ton/m3	EIA Energy Statistics Manual Table A3.8
Diesel Oil	0.8439 ton/m3	EIA Energy Statistics Manual Table A3.8

*1: 出典: EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) Annual Report 2003 (<http://pr.egat.co.th/AnnualReport/AnnualReport2003/index.html>)]

3) 平均排出係数 (CEF)

	Elec. Generated		Consumed Fuel		NCV Net Calorific Value	CEF Carbon Emission Factor	OX Oxidation Factor	CO2/C	CO2 Emission		CEF
Natural Gas	31,969.63	GWh	6,339	kt	46.85 ^{*2} TJ/kt	17.2 ^{*3} tC/TJ	0.995 ^{*4}	3.67	18,637,048	tCO2	0.58 tCO2/MWh
Lignite	17,133.53	GWh	16,000	kt	12.14 ^{*5} TJ/kt	27.6 ^{*6} tC/TJ	0.98 ^{*7}	3.67	19,263,946	tCO2	1.12 tCO2/MWh
Fuel Oil	2,112.69	GWh	489	kt	40.19 ^{*8} TJ/kt	21.1 ^{*9} tC/TJ	0.99 ^{*10}	3.67	1,506,439	tCO2	0.71 tCO2/MWh
Diesel Oil	48.04	GWh	14	kt	43.33 ^{*11} TJ/kt	20.2 ^{*12} tC/TJ	0.99 ^{*13}	3.67	45,581	tCO2	0.95 tCO2/MWh
Total									39,453,014	tCO2	

Total CO2 Emission^{*14} 39,453,014 tCO2
 EGAT Total^{*14} 59,005 GWh
EGAT Ave. CEF^{*14} 0.67 tCO2/MWh

*2 IPCC Ref. Manual Table 1-2 Thailand : NGL
 *3 IPCC Ref. Manual Table 1-1 3) N. Gas Liquid
 *4 IPCC Ref. Manual Table 1-6 Gas
 *5 IPCC Ref. Manual Table 1-2 Thailand : Lignite_Production
 *6 IPCC Ref. Manual Table 1-1 22) Lignite
 *7 IPCC Ref. Manual Table 1-6 Coal
 *8 IPCC Ref. Manual Table 1-3 Residual Fuel Oil
 *9 IPCC Ref. Manual Table 1-1 9) Esidual Fuel Oil

*10 IPCC Ref. Manual Table 1-6 Oil and Oil Products
 *11 IPCC Ref. Manual Table 1-3 Gas/Diesel Oil
 *12 IPCC Ref. Manual Table 1-1 8) Gas / Diesel Oil
 *13 IPCC Ref. Manual Table 1-6 Oil and Oil Products
 *14 The electricity purchased, from IPP's, SPP's and Neighboring Countries are excluded

3. プロジェクトコスト

		Unit	<u>w/o CER</u> (for Step 2c)	<u>w/o CER</u> (for Step 2d) Sensitivity Analysis	<u>Financial Analysis w/ CER</u> (for Step 5) Project IRR
I-1	Exhhange Rate (JPY/1 US\$)	JPY	110	110	110
I-2	Exhhange Rate (JPY/1 baht)	JPY	2.7	2.7	2.7
I-3	Project life time	years	10	10	10
I-4	Corporate Tax		0%	0%	0%
II-1	Cost for EPC	US\$	2,594,000	2,389,000	2,594,000
II-2	O&M cost	US\$	1,157,000	901,000	1,157,000
II-3	O&M cost(CDM Transaction)		0	0	632,000
II-4	Loan	US\$	1,912,000	1,707,000	2,003,000
	Rate of loan		0%	0%	7%
III-1	Amount of Electricity to the Grid (MWh)	MWh	60,000	60,000	60,000
III-2	Average unit price to sell electricity	US\$/kWh	0.0515	0.0619	0.0515
III-3	Sales of Electricity	US\$	3,118,000	3,741,000	3,118,000
IV-1	Amount of CER	tCO2	712,000	712,000	712,000
IV-2	CER	US\$/t-CO2	0.0	0.0	5.0
IV-3	Sales of CER	US\$	0	0	3,560,000
	IRR		-5.1%	2.4%	8.5%

添付資料-3 ACM0001 consolidated baseline methodology for landfill gas project activities



Annex 1

Approved consolidated baseline methodology ACM0001

“Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”

Sources

This methodology is based on elements from the following approved proposals for baseline methodologies:

- AM0002: Greenhouse Gas Emission Reductions through Landfill Gas Capture and Flaring where the Baseline is established by a Public Concession Contract (approved based on proposal NM0004 rev: Salvador da Bahia landfill gas project, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by ICF Consulting (version 03, June 2003));
- AM0003: Simplified financial analysis for landfill gas capture projects (approved based on proposal NM0005: Nova Gerar landfill gas to energy project, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by EcoSecurities Ltd. (version 14, July 2003) for the Carbon Finance Unit of the World Bank);
- AM0010: Landfill gas capture and electricity generation projects where landfill gas capture is not mandated by law (approved based on proposal NM0010 rev: Durban-landfill-gas-to-electricity project, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by Prototype Carbon Fund of the World Bank (April 2003));
- AM0011: Landfill gas recovery with electricity generation and no capture or destruction of methane in the baseline scenario (approved based on proposal NM0021: Cerupt methodology for landfill gas recovery, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by Onyx (July 2003)).

For more information regarding the proposals and its considerations by the Executive Board please refer to the cases on <http://cdm.unfccc.int/methodologies/approved>.

Selected approach from paragraph 48 of the CDM modalities and procedures

“Emissions from a technology that represents an economically attractive course of action, taking into account barriers to investment.”

Applicability

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources¹; or
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources. In this

¹ Although in this case no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources, all possible financial revenues and/or emission leakages shall be taken into account in all the analyses performed.



case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”. If capacity of electricity generated is less than 15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54 TJ (15GWh), small-scale methodologies can be used.

This baseline methodology shall be used in conjunction with the approved monitoring methodology ACM0001 (“Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities”).

Emission Reduction²

The greenhouse gas emission reduction achieved by the project activity during a given year “y” (ER_y) is the difference between the amount of methane actually destroyed/combusted during the year ($MD_{project,y}$) and the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year in the absence of the project activity ($MD_{reg,y}$)³, times the approved Global Warming Potential value for methane (GWP_{CH_4}), plus the net quantity of electricity displaced during the year (EG_y) multiplied by the CO₂ emissions intensity of the electricity displaced ($CEF_{electricity,y}$)⁴, plus the quantity of thermal energy displaced during the year (ET_y) multiplied by the CO₂ emissions intensity of the thermal energy displaced ($CEF_{thermal,y}$). Electricity and thermal energy emission reductions apply to case (c) only.

$$ER_y = (MD_{project,y} - MD_{reg,y}) * GWP_{CH_4} + EG_y \cdot CEF_{electricity,y} + ET_y * CEF_{thermal,y} \quad (1)$$

ER_y is measured in tonnes of CO₂ equivalents (tCO₂e). $MD_{project,y}$ and $MD_{reg,y}$ are measured in tonnes of methane (tCH₄). The approved Global Warming Potential value for methane (GWP_{CH_4}) for the first commitment period is 21 tCO₂e/tCH₄. EG_y is measured in megawatt hours (MWh). The CO₂ emissions intensity, $CEF_{electricity,y}$, is measured in tonnes of CO₂ equivalents per megawatt hour (tCO₂e/MWh) and ET_y is measured in TeraJoules (TJ) and $CEF_{thermal,y}$ is measured in terms of tonnes of CO₂ equivalents per TJ (tCO₂e/TJ).

In the case where the $MD_{reg,y}$ is given/defined as a quantity that quantity will be used.

In cases where regulatory or contractual requirements do not specify $MD_{reg,y}$ an “Adjustment Factor” (AF) shall be used and justified, taking into account the project context.

$$MD_{reg,y} = MD_{project,y} * AF \quad (2)$$

Project proponents should provide an ex ante estimate of emissions reductions, by projecting the future GHG emissions of the landfill. In doing so, verifiable methods should be used. Ex ante

²The Executive Board, at its twelfth meeting, requested the secretariat to prepare a technical paper, for consideration by the Panel on Methodologies of the Board, on the impact of oxidation of biogas in the calculation of emission reductions of methane (CH₄) for landfill gas project activities. The Board agreed that the Meth Panel shall prepare a recommendation on this issue to be presented to the Board, for its consideration, at its fifteenth meeting. This methodology might be revised in order to incorporate considerations by the Board on this issue. Any revisions shall not affect CDM project activities already registered using this current version of the methodology.

³ Reg = regulatory and contractual requirements

⁴ The emission factor for electricity displaced in the electricity grid should be determined by the methodology used for calculating emission reductions due to displacement of electricity to the grid.



emission estimates may have an influence on $MD_{reg,y}$. $MD_{project,y}$ will be determined *ex post* by metering the actual quantity of methane captured and destroyed once the project activity is operational.

The methane destroyed by the project activity ($MD_{project,y}$) during a year is determined by monitoring the quantity of methane actually flared and gas used to generate electricity and/or produce thermal energy, if applicable.

$$MD_{project,y} = MD_{flared,y} + MD_{electricity,y} + MD_{thermal,y} \quad (3)$$

$$MD_{flared,y} = LFG_{flare,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} * FE \quad (4)$$

Where $MD_{flared,y}$ is the quantity of methane destroyed by flaring, $LFG_{flare,y}$ is the quantity of landfill gas flared during the year measured in cubic meters (m^3), $w_{CH_4,y}$ is the average methane fraction of the landfill gas as measured during the year and expressed as a fraction (in $m^3 CH_4 / m^3 LFG$), FE is the flare efficiency (the fraction of the methane destroyed) and D_{CH_4} is the methane density expressed in tonnes of methane per cubic meter of methane (tCH_4/m^3CH_4).⁵

$$MD_{electricity,y} = LFG_{electricity,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} \quad (5)$$

where $MD_{electricity,y}$ is the quantity of methane destroyed by generation of electricity and $LFG_{electricity,y}$ is the quantity of landfill gas fed into electricity generator.

$$MD_{thermal,y} = LFG_{thermal,y} * w_{CH_4,y} * D_{CH_4} \quad (5)$$

where $MD_{thermal,y}$ is the quantity of methane destroyed for the generation of thermal energy and $LFG_{thermal,y}$ is the quantity of landfill gas fed into the boiler.

Project Boundary

The project boundary is the site of the project activity where the gas is captured and destroyed/used.

Possible CO₂ emissions resulting from combustion of other fuels than the methane recovered should be accounted as project emissions. Such emissions may include fuel combustion due to pumping and collection of landfill gas or fuel combustion for transport of generated heat to the consumer locations. In addition, electricity required for the operation of the project activity, including transport of heat, should be accounted and monitored. Where the project activity involves electricity generation, only the *net* quantity of electricity fed into the grid should be used in equation (1) above to account for emission reductions due to displacement of electricity in other power plants. Where the project activity does not involve electricity generation, project participants should account for CO₂ emissions by multiplying the quantity of electricity required with the CO₂ emissions intensity of the electricity displaced ($CEF_{electricity,y}$).

⁵ At standard temperature and pressure (0 degree Celsius and 1,013 bar) the density of methane is 0.0007168 tCH_4/m^3CH_4 .

**Baseline**

The baseline is the atmospheric release of the gas and the baseline methodology considers that some of the methane generated by the landfill may be captured and destroyed to comply with regulations or contractual requirements, or to address safety and odour concerns.

Additionality

Note: Once approved, the consolidated tools for demonstration of additionality being developed by the Executive Board shall apply. This methodology will therefore only become valid as of the approval by the Board of consolidated tools for demonstration of additionality.

Leakage

No leakage effects need to be accounted under this methodology.



Approved consolidated monitoring methodology ACM0001

“Consolidated monitoring methodology for landfill gas project activities”

Sources

This methodology is based on elements from the following approved proposals for monitoring methodologies:

- AM0002: Greenhouse Gas Emission Reductions through Landfill Gas Capture and Flaring where the Baseline is established by a Public Concession Contract (approved based on proposal NM0004 rev: Salvador da Bahia landfill gas project, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by ICF Consulting (version 03, June 2003));
- AM0003: Simplified financial analysis for landfill gas capture projects (approved based on proposal NM0005: Nova Gerar landfill gas to energy project, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by EcoSecurities Ltd. (version 14, July 2003) for the Carbon Finance Unit of the World Bank);
- AM0010: Landfill gas capture and electricity generation projects where landfill gas capture is not mandated by law (approved based on proposal NM0010 rev: Durban-landfill-gas-to-electricity project, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by Prototype Carbon Fund of the World Bank (April 2003));
- AM0011: Landfill gas recovery with electricity generation and no capture or destruction of methane in the baseline scenario (approved based on proposal NM0021: Cerupt methodology for landfill gas recovery, whose project design document and baseline study, monitoring and verification plans were developed by Onyx (July 2003)).

For more information regarding the proposals and its considerations by the Executive Board please refer to the cases on <http://cdm.unfccc.int/methodologies/approved>.

Applicability

This methodology is applicable to landfill gas capture project activities, where the baseline scenario is the partial or total atmospheric release of the gas and the project activities include situations such as:

- a) The captured gas is flared; or
- b) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), but no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources⁶; or
- c) The captured gas is used to produce energy (e.g. electricity/thermal energy), and emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy generation from other sources. In this case a baseline methodology for electricity and/or thermal energy displaced shall be provided or an approved one used, including the ACM0002 “Consolidated Methodology for Grid-Connected Power Generation from Renewable”. If capacity of electricity generated is less than 15MW, and/or thermal energy displaced is less than 54 TJ (15GWh), small-scale methodologies can be used.

⁶ Although in this case no emission reductions are claimed for displacing or avoiding energy from other sources, all possible financial revenues and/or emission leakages shall be taken into account in all the analyses performed.

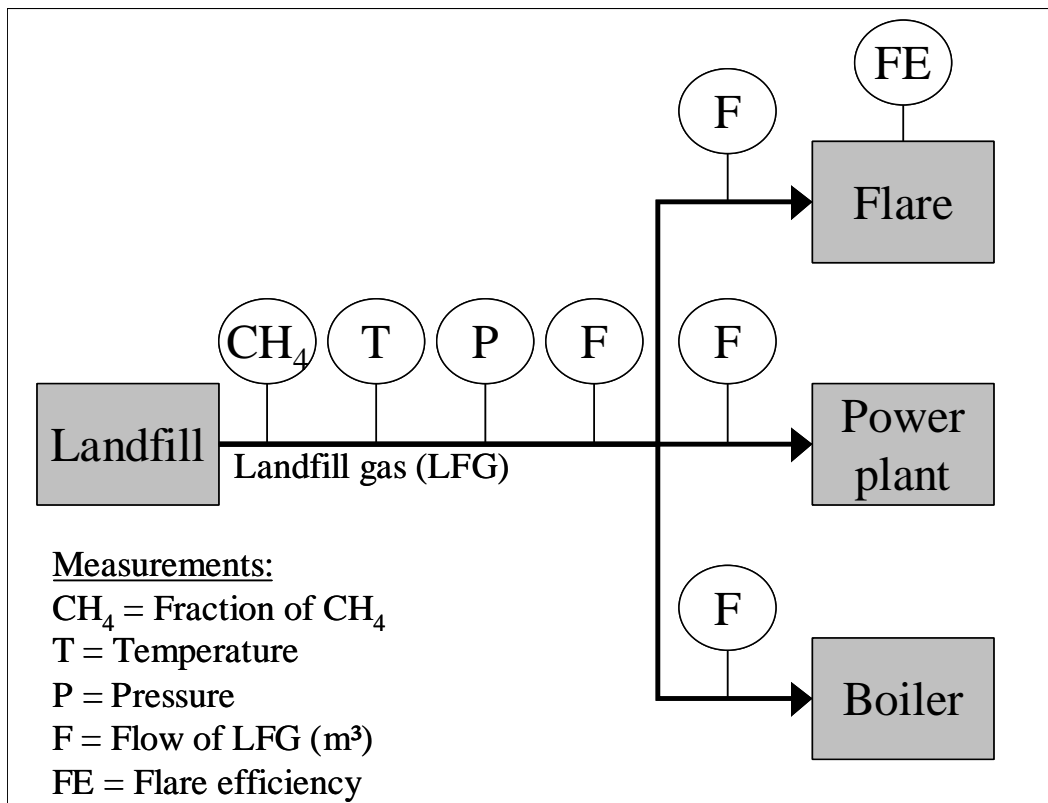


This monitoring methodology shall be used in conjunction with the approved baseline methodology ACM0001 (“Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities”).

Monitoring Methodology

The monitoring methodology is based on direct measurement of the amount of landfill gas captured and destroyed at the flare platform and the electricity generating/thermal energy unit(s) to determine the quantities as shown in Figure 1. The monitoring plan provides for continuous measurement of the quantity and quality of LFG flared. The main variables that need to be determined are the quantity of methane actually captured $MD_{project,y}$, quantity of methane flared ($MD_{flared,y}$) and the quantity of methane used to generate electricity ($MD_{electricity,y}$)/thermal energy ($MD_{thermal,y}$).

Figure 1: Monitoring Plan



To determine these variables, the following parameters have to be monitored:

- The amount of landfill gas generated (in m^3 , using a continuous flow meter), where the total quantity ($LFG_{total,y}$) as well as the quantities fed to the flare ($LFG_{flare,y}$), to the power plant ($LFG_{electricity,y}$) and to the boiler ($LFG_{thermal,y}$) are measured continuously. For $LFG_{electricity,y}$ and to the boiler $LFG_{thermal,y}$.
- The fraction of methane in the landfill gas ($w_{CH_4,y}$) should be measured with a continuous analyzer or, alternatively, with periodical measurements, at a 95% confidence level, using calibrated portable gas meters and taking a statistically valid number of samples and accordingly the amount of land fill gas from $LFG_{total,y}$, $LFG_{flare,y}$, $LFG_{electricity,y}$, and $LFG_{thermal,y}$ shall be monitored in the same frequency. The continuous methane analyser should be the



preferred option because the methane content of landfill gas captured can vary by more than 20% during a single day due to gas capture network conditions (dilution with air at wellheads, leakage on pipes, etc.).

- The flare efficiency (FE), measured as the fraction of time in which the gas is combusted in the flare multiplied by the efficiency of the flaring process. For this purpose, the methane content of the flare emissions should be analysed at least quarterly, and where necessary more frequent, to determine the fraction of methane destroyed within the flare.
- Temperature (T) and pressure (p) of the landfill gas are required to determine the density of methane in the landfill gas.
- The quantities of electricity or any other fuels required to operate the landfill gas project, including the pumping equipment for the collection system and energy required to transport heat, should be monitored.
- Relevant regulations for LFG project activities shall be monitored. Changes to regulation should be converted to the amount of methane that would have been destroyed/combusted during the year in the absence of the project activity ($MD_{reg,y}$). Project participants should explain how regulations are translated into that amount of gas.

The measurement equipment for gas quality (humidity, particulate, etc.) is sensitive, so a strong QA/QC procedure for the calibration of this equipment is needed.



Data to be collected or used to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived

ID number	Data variable	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic : e / paper : p)	For how long is archived data kept?	Comment
1. LFG _{total,y}	Total amount of landfill gas captured	m ³	m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
2. LFG _{flare,y}	Amount of landfill gas flared	m ³	m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
3. LFG _{electricity,y}	Amount of landfill gas combusted in power plant	m ³	m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
4. LFG _{thermal,y}	Amount of methane combusted in boiler	m ³	m	continuously/ periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured by a flow meter. Data to be aggregated monthly and yearly.
5. FE	Flare/combustion efficiency, determined by the operation hours (1) and the methane content in the exhaust gas (2)	%	m / c	(1) continuously (2) quarterly, monthly if unstable	n/a	electronic	During the crediting period and two years after	(1) Periodic measurement of methane content of flare exhaust gas. (2) Continuous measurement of operation time of flare (e.g. with temperature)
6. w _{CH4,y}	Methane fraction in the landfill gas	m ³ CH ₄ / m ³ LFG	m	continuously / periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Preferably measured by continuous gas quality analyser.
7. T	Temperature of the landfill gas	°C	m	continuously / periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane D _{CH4} .



ID number	Data variable	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic : e / paper : p)	For how long is archived data kept?	Comment
8. p	Pressure of the landfill gas	Pa	m	continuously / periodically	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Measured to determine the density of methane D_{CH_4} .
9.	Total amount of electricity and/or other energy carriers used in the project for gas pumping and heat transport (not derived from the gas)	MWh	m	continuously	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Required to determine CO ₂ emissions from use of electricity or other energy carriers to operate the project activity
10.*	CO ₂ emission intensity of the electricity and/or other energy carriers in ID 9.	t CO ₂ / MWh	c	annually	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Required to determine CO ₂ emissions from use of electricity or other energy carriers to operate the project activity
11.	Regulatory requirements relating to landfill gas projects	Test	n/a	annually	100%	electronic	During the crediting period and two years after	Required for any changes to the adjustment factor (AF) or directly $MD_{reg,y}$

* Note: this can be calculated using the consolidated methodologies for grid-connected electricity generation from renewable sources (ACM0002).



Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures to be undertaken for the items monitored. (see tables above)

Appropriate quality control and quality assurance procedures are needed for the monitoring equipment and the data collected.

Data	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Are QA/QC procedures planned for these data?	Outline explanation how QA/QC procedures are planned
1. - 4. LFG _y	Low	Yes	Flow meters should be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.
5. FE	Medium	Yes	Regular maintenance should ensure optimal operation of flares. Flare efficiency should be checked quarterly, with monthly checks if the efficiency shows significant deviations from previous values.
6. W _{CH4,v}	Low	Yes	The gas analyser should be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy.

*Miscellaneous Parameters***Factor Used for Converting Methane to Carbon Dioxide Equivalents¹**

Factor used (tCO ₂ e/tCH ₄)	Period Applicable	Source
21	1996-present	Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

¹ This table is updated as reporting guidelines are modified.

Conversion Factors¹

	Factor	Unit	Period Applicable	Description/Source
Methane Density	At standard temperature and pressure (0 degree Celsius and 1,013 bar) the density of methane is 0.0007168 tCH ₄ /m ³ CH ₄	tonnes CH ₄ /m ³ CH ₄	Default	

添付資料-4 "Tool for the demonstration and assessment of additionality",
EB 16 Report Annex 1



Annex 1

Tool for the demonstration and assessment of additionality

1. This document provides for a step-wise approach to demonstrate and assess additionality. These steps include:

- Identification of alternatives to the project activity;
- Investment analysis to determine that the proposed project activity is not the most economically or financially attractive;
- Barriers analysis;
- Common practice analysis; and
- Impact of registration of the proposed project activity as a CDM project activity.

Based on information about activities similar to the proposed project activity, the common practice analysis is to complement and reinforce the investment and barriers analysis. The steps are summarized in the flow-chart at the end of this document.

2. The document provides a general framework for demonstrating and assessing additionality and is to be applicable to a wide range of project types. Particular project types may require adjustments to this framework.

3. Project participants proposing new baseline methodologies may incorporate this consolidated tool in their proposal. Project participants may also propose other tools for the demonstration of additionality to the Executive Board for its consideration.

Step 0. Preliminary screening based on the starting date of the project activity

The Marrakesh Accords and decision 18/CP.9 provide guidance on the eligibility of a proposed CDM project activity which started before registration¹.

1. If project participants wish to have the crediting period starting prior to the registration of their project activity, they shall:

- (a) Provide evidence that the starting date of the CDM project activity falls between 1 January 2000 and the date of the registration of a first CDM project activity, bearing in mind that only CDM project activities submitted for registration before 31 December 2005 may claim for a crediting period starting before the date of registration; and
- (b) Provide evidence that the incentive from the CDM was seriously considered in the decision to proceed with the project activity. This evidence shall be based on (preferably official, legal and/or other corporate) documentation that was available to third parties at, or prior to, the start of the project activity.

¹ For more information see decisions 17/CP.7 and 18/CP.9 (documents FCCC/CP/2001/13/Add.2, FCCC/CP/2003/6/Add.2) and the Glossary of CDM terms contained in the guidelines for completing the project design document (CDM-PDD) available on the UNFCCC CDM web site: unfccc.int/cdm.



Step 1. Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations

(Note: In accordance with guidance by the Executive Board, consistency is to be ensured between “baseline scenario” and “baseline emissions”²)

Define realistic and credible alternatives³ to the project activity(s) that can be (part of) the baseline scenario through the following sub-steps:

Sub-step 1a. Define alternatives to the project activity:

1. Identify realistic and credible alternative(s) available to the project participants or similar project developers⁴ that provide outputs or services comparable with the proposed CDM project activity⁵. These alternatives are to include:

- The proposed project activity not undertaken as a CDM project activity;
- All other plausible and credible alternatives to the project activity that deliver outputs and on services (e.g. electricity, heat or cement) with comparable quality, properties and application areas;
- If applicable, continuation of the current situation (no project activity or other alternatives undertaken).

Sub-step 1b. Enforcement of applicable laws and regulations:

2. The alternative(s) shall be in compliance with all applicable legal and regulatory requirements, even if these laws and regulations have objectives other than GHG reductions, e.g. to mitigate local air pollution.⁶ (This sub-step does not consider national and local policies that do not have legally-binding status.⁷).

3. If an alternative does not comply with all applicable legislation and regulations, then show that, based on an examination of current practice in the country or region in which the law or regulation

² Please refer to paragraph 2 of Annex 3 of the report of the Executive Board at its ninth meeting, see: <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/009/eb09repa3.pdf>.

³ Reference to “alternatives” throughout this document denotes “alternative scenarios”.

⁴ For example, a coal-fired power station or hydropower may not be an alternative for an independent power producer investing in wind energy or for a sugar factory owner investing in a co-generation, but may be an alternative for a public utility. Alternatives are, therefore, related to technology and circumstances as well as to the investor.

⁵ For example, the outputs of a cogeneration project could include heat for on-site use, electricity for on-site use, and excess electricity for export to the grid. In the case of a proposed landfill gas capture project, the service provided by the projects includes operation of a capped landfill.

⁶ For example, an alternative consisting of an open, uncapped landfill would be non-complying in a country where this scenario would imply violations of safety or environmental regulations pertaining to landfills.

⁷ This aspect may be modified based on forthcoming guidance from the Executive Board on national and sectoral policies.



applies, those applicable legal or regulatory requirements are systematically not enforced and that non-compliance with those requirements is widespread in the country. If this cannot be shown, then eliminate the alternative from further consideration;

4. If the proposed project activity is the only alternative amongst the ones considered by the project participants that is in compliance with all regulations with which there is general compliance, then the proposed CDM project activity is not additional.⁸

→ *Proceed to Step 2 (Investment analysis) or Step 3 (Barrier analysis). (Project participants may also select to complete both steps 2 and 3.)*

Step 2. Investment analysis

Determine whether the proposed project activity is the economically or financially less attractive than other alternatives without the revenue from the sale of certified emission reductions (CERs). To conduct the investment analysis, use the following sub-steps:

Sub-step 2a. Determine appropriate analysis method

1. Determine whether to apply simple cost analysis, investment comparison analysis or benchmark analysis (sub-step 2b). If the CDM project activity generates no financial or economic benefits other than CDM related income, then apply the simple cost analysis (Option I). Otherwise, use the investment comparison analysis (Option II) or the benchmark analysis (Option III).

Sub-step 2b. – Option I. Apply simple cost analysis

2. Document the costs associated with the CDM project activity and demonstrate that the activity produces no economic benefits other than CDM related income.

→ *If it is concluded that the proposed CDM project activity is not financially attractive then proceed to Step 4 (Common practice analysis).*

Sub-step 2b. – Option II. Apply investment comparison analysis

3. Identify the financial indicator, such as IRR⁹, NPV, cost benefit ratio, or unit cost of service (e.g., levelized cost of electricity production in \$/kWh or levelized cost of delivered heat in \$/GJ) most suitable for the project type and decision-making context.

⁸ This provision may be further elaborated depending on deliberation from the Board regarding requirements for the renewal of a crediting period.

⁹ For the investment comparison analysis, IRRs can be calculated either as project IRRs or as equity IRRs. Project IRRs calculate a return based on project cash outflows and cash inflows only, irrespective the source of financing. Equity IRRs calculate a return to equity investors and therefore also consider amount and costs of available debt financing. The decision to proceed with an investment is based on returns to the investors, so equity IRR will be more appropriate in many cases. However, there will also be cases where a project IRR may be appropriate.

***Sub-step 2b – Option III. Apply benchmark analysis***

4. Identify the financial indicator, such as IRR¹⁰, NPV, cost benefit ratio, or unit cost of service (e.g., levelized cost of electricity production in \$/kWh or levelized cost of delivered heat in \$/GJ) most suitable for the project type and decision context. Identify the relevant benchmark value, such as the required rate of return (RRR) on equity. The benchmark is to represent standard returns in the market, considering the specific risk of the project type, but not linked to the subjective profitability expectation or risk profile of a particular project developer. Benchmarks can be derived from:

- Government bond rates, increased by a suitable risk premium to reflect private investment and/or the project type, as substantiated by an independent (financial) expert;
- Estimates of the cost of financing and required return on capital (e.g. commercial lending rates and guarantees required for the country and the type of project activity concerned), based on bankers views and private equity investors/funds' required return on comparable projects;
- A company internal benchmark (weighted average capital cost of the company) if there is only one potential project developer (e.g. when the project activity upgrades an existing process). The project developers shall demonstrate that this benchmark has been consistently used in the past, i.e. that project activities under similar conditions developed by the same company used the same benchmark.

Sub-step 2c. Calculation and comparison of financial indicators (only applicable to options II and III):

5. Calculate the suitable financial indicator for the proposed CDM project activity and, in the case of Option II above, for the other alternatives. Include all relevant costs (including, for example, the investment cost, the operations and maintenance costs), and revenues (excluding CER revenues, but including subsidies/fiscal incentives¹¹ where applicable), and, as appropriate, non-market cost and benefits in the case of public investors.

6. Present the investment analysis in a transparent manner and provide all the relevant assumptions in the CDM-PDD, so that a reader can reproduce the analysis and obtain the same results. Clearly present critical techno-economic parameters and assumptions (such as capital costs, fuel prices, lifetimes, and discount rate or cost of capital). Justify and/or cite assumptions in a manner that can be validated by the DOE. In calculating the financial indicator, the project's risks can be included through the cash flow pattern, subject to project-specific expectations and assumptions (e.g. insurance premiums can be used in the calculation to reflect specific risk equivalents).

7. Assumptions and input data for the investment analysis shall not differ across the project activity and its alternatives, unless differences can be well substantiated.

¹⁰ For the benchmark analysis, the IRR shall be calculated as project IRR. If there is only one potential project developer (e.g. when the project activity upgrades an existing process), the IRR shall be calculated as equity IRR.

¹¹ This provision may be further elaborated depending on deliberations by the Board on national and sectoral policies.



8. Present in the CDM-PDD submitted for validation a clear comparison of the financial indicator for the proposed CDM activity and:
- (a) The alternatives, if Option II (investment comparison analysis) is used. If one of the other alternatives has the best indicator (e.g. highest IRR), then the CDM project activity can not be considered as the most financially attractive;
 - (b) The financial benchmark, if Option III (benchmark analysis) is used. If the CDM project activity has a less favourable indicator (e.g. lower IRR) than the benchmark, then the CDM project activity cannot be considered as financially attractive.

Sub-step 2d. Sensitivity analysis (only applicable to options II and III):

9. Include a sensitivity analysis that shows whether the conclusion regarding the financial attractiveness is robust to reasonable variations in the critical assumptions. The investment analysis provides a valid argument in favour of additionality only if it consistently supports (for a realistic range of assumptions) the conclusion that the project activity is unlikely to be the most financially attractive (as per step 2c para 8a) or is unlikely to be financially attractive (as per step 2c para 8b).

→ If after the sensitivity analysis it is concluded that the proposed CDM project activity is unlikely to be the most financially attractive (as per step 2c para 8a) or is unlikely to be financially attractive (as per step 2c para 8b), then proceed to Step 3 (Barrier analysis) or Step 4 (Common practice analysis).

→ Otherwise, unless barrier analysis below is undertaken and indicates that the proposed project activity faces barriers that do not prevent the baseline scenario(s) from occurring, the project activity is considered not additional.

Step 3. Barrier analysis

If this step is used, determine whether the proposed project activity faces barriers that:

- (a) Prevent the implementation of this type of proposed project activity; and
- (b) Do not prevent the implementation of at least one of the alternatives.

Use the following sub-steps:

Sub-step 3a. Identify barriers that would prevent the implementation of type of the proposed project activity:

1. Establish that there are barriers that would prevent the implementation of the type of proposed project activity from being carried out if the project activity was not registered as a CDM activity. Such barriers may include, among others:

- Investment barriers, other than the economic/financial barriers in Step 2 above, *inter alia*:
- Debt funding is not available for this type of innovative project activities.



- No access to international capital markets due to real or perceived risks associated with domestic or foreign direct investment in the country where the project activity is to be implemented.

Technological barriers, *inter alia*:

- Skilled and/or properly trained labour to operate and maintain the technology is not available and no education/training institution in the host country provides the needed skill, leading to equipment disrepair and malfunctioning;
- Lack of infrastructure for implementation of the technology.

Barriers due to prevailing practice, *inter alia*:

- The project activity is the “first of its kind”: No project activity of this type is currently operational in the host country or region.

The identified barriers are only sufficient grounds for demonstration of additionality if they would prevent potential project proponents from carrying out the proposed project activity if it was not expected to be registered as a CDM activity.

2. Provide transparent and documented evidence, and offer conservative interpretations of this documented evidence, as to how it demonstrates the existence and significance of the identified barriers. Anecdotal evidence can be included, but alone is not sufficient proof of barriers. The type of evidence to be provided may include:

- (a) Relevant legislation, regulatory information or industry norms;
- (b) Relevant (sectoral) studies or surveys (e.g. market surveys, technology studies, etc) undertaken by universities, research institutions, industry associations, companies, bilateral/multilateral institutions, etc;
- (c) Relevant statistical data from national or international statistics;
- (d) Documentation of relevant market data (e.g. market prices, tariffs, rules);
- (e) Written documentation from the company or institution developing or implementing the CDM project activity or the CDM project developer, such as minutes from Board meetings, correspondence, feasibility studies, financial or budgetary information, etc;
- (f) Documents prepared by the project developer, contractors or project partners in the context of the proposed project activity or similar previous project implementations;
- (g) Written documentation of independent expert judgements from industry, educational institutions (e.g. universities, technical schools, training centres), industry associations and others.

Sub-step 3 b. Show that the identified barriers would not prevent the implementation of at least one of the alternatives (except the proposed project activity):

3. If the identified barriers also affect other alternatives, explain how they are affected less strongly than they affect the proposed CDM project activity. In other words, explain how the identified barriers are not preventing the implementation of at least one of the alternatives. Any alternative that would be



prevented by the barriers identified in Sub-step 3a is not a viable alternative, and shall be eliminated from consideration. At least one viable alternative shall be identified.

→ *If both Sub-steps 3a – 3b are satisfied, proceed to Step 4 (Common practice analysis)*

→ *If one of the Sub-steps 3a – 3b is not satisfied, the project activity is not additional.*

Step 4. Common practice analysis

The above generic additionality tests shall be complemented with an analysis of the extent to which the proposed project type (e.g. technology or practice) has already diffused in the relevant sector and region. This test is a credibility check to complement the investment analysis (Step 2) or barrier analysis (Step 3). Identify and discuss the existing common practice through the following sub-steps:

Sub-step 4a. Analyze other activities similar to the proposed project activity:

1. Provide an analysis of any other activities implemented previously or currently underway that are similar to the proposed project activity. Projects are considered similar if they are 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. Other CDM project activities are not to be included in this analysis. Provide quantitative information where relevant.

Sub-step 4b. Discuss any similar options that are occurring:

2. If similar activities are widely observed and commonly carried out, it calls into question the claim that the proposed project activity is financially unattractive (as contended in Step 2) or faces barriers (as contended in Step 3). Therefore, if similar activities are identified above, then it is necessary to demonstrate why the existence of these activities does not contradict the claim that the proposed project activity is financially unattractive or subject to barriers. This can be done by comparing the proposed project activity to the other similar activities, and pointing out and explaining essential distinctions between them that explain why the similar activities enjoyed certain benefits that rendered it financially attractive (e.g., subsidies or other financial flows) or did not face the barriers to which the proposed project activity is subject.

3. Essential distinctions may include a serious change in circumstances under which the proposed CDM project activity will be implemented when compared to circumstances under which similar projects were carried out. For example, new barriers may have arisen, or promotional policies may have ended, leading to a situation in which the proposed CDM project activity would not be implemented without the incentive provided by the CDM. The change must be fundamental and verifiable.

→ *If Sub-steps 4a and 4b are satisfied, i.e. similar activities cannot be observed or similar activities are observed, but essential distinctions between the project activity and similar activities can reasonably be explained, please go to step 5 (Impact of CDM registration).*

→ *If Sub-steps 4a and 4b are not satisfied, i.e. similar activities can be observed and essential distinctions between the project activity and similar activities cannot reasonably be explained, the proposed CDM project activity is not additional.*



Step 5. Impact of CDM registration

Explain how the approval and registration of the project activity as a CDM activity, and the attendant benefits and incentives derived from the project activity, will alleviate the economic and financial hurdles (Step 2) or other identified barriers (Step 3) and thus enable the project activity to be undertaken. The benefits and incentives can be of various types, such as:

- Anthropogenic greenhouse gas emission reductions;
- The financial benefit of the revenue obtained by selling CERs,
- Attracting new players who are not exposed to the same barriers, or can accept a lower IRR (for instance because they have access to cheaper capital),
- Attracting new players who bring the capacity to implement a new technology, and
- Reducing inflation /exchange rate risk affecting expected revenues and attractiveness for investors.

→ *If Step 5 is satisfied, the proposed CDM project activity is not the baseline scenario.*

→ *If Step 5 is not satisfied, the proposed CDM project activity is not additional.*



Flowchart: Additionality scheme

