

平成 15 年度 CDM/JI 事業調査

フィリピンにおける廃棄物埋立て処理場の
回収埋立てガスによる発電事業の実施可能性調査

報告書

平成 16 年 3 月

三菱証券株式会社

概 要

I. 目的

フィリピンの埋立地ガス発電事業を商業的に実現可能なかたちで実施することにより、フィリピン国に適合し、関係者にとって受け入れ易い埋立地ガスの影響の緩和技術を同国で発展させるものである。本調査では、このような事業の商業的实现のための資金調達に必要な当該事業からの炭素クレジット（Certified Emission Reduction: CER）の獲得の可能性を明らかにすると共に、プロジェクト設計書（PDD）の作成方法構築のための資とすることを目的とする。

II. 本プロジェクトの概要

フィリピンのマニラ首都圏にあるケソン市のパヤタス埋立地(面積 22 ヘクタール)には、ケソン市の一般廃棄物が 1 日平均約 1,500 トン持ち込まれているが、ほとんど野積み状態であり、悪臭や自然発火などの問題を抱えている。また、スカベンジャー（拾ったごみを売って生活する人々）がごみの山の崩壊によって死傷するなどの問題が起きたことや、大気浄化法によりごみの焼却処分が禁止されていること、そして 2002 年に施行された一般廃棄物管理法（Ecological Solid Waste Management Act: RA9003）によって野積み埋立地を閉鎖するか管理埋立地に転換せねばならないなどの事情から、同市は同埋立地を管理埋立地に転換することになった。そこで、管理埋立地への転換の一環として、埋立地ガスの回収および発電事業が経済的に成り立つか否かの実施可能性調査をフィリピン石油探査公社（PNOC EC）に依頼した。同調査により、発電容量 1MW の発電プラントを建設し、2005 年から 2014 年まで系統電源へ売電するプロジェクトが想定されたが、大きな障害は資金の調達であり、実現のためには CER の獲得が不可欠であるという結論となった。そこで、PNOC EC が事業主体となり、容量 1MW の埋立地ガス発電プラントを建設し、安定的に埋立地ガスが回収できる 2005 年から 2014 年まで発電を実施して、系統電源へ売電する事業を実施する。

III. プロジェクト設計書の作成

CDM 理事会の承認を得るために必要なプロジェクト設計書を作成した。

1. ベースライン方法論の選択

これまでに UNFCCC の CDM 理事会によって承認された埋立地ガスに関わる新しいベースライン方法論 4 件のうち、系統電源における化石燃料による発電の代替を勘案している方法論 NM0010 を本プロジェクトに適用し、追加性の証明には、同方法論の事業の経済的バリアを採用した。但し、NM0010 の事業主体が自治体であるのに対し、本プロジェクトの

実際の実施主体は民間会社であるので、経済性および投資の選択肢を判断するには IRR（内部収益率）が適当であり、投資分析に IRR を用いている承認された埋立地ガス回収のベースライン方法論である AM0003 を適用した。

2. ベースライン・スタディ

本プロジェクトが実施されない場合、パヤタス埋立地の埋立地ガスは大気中に排出される。しかし、野積み埋立地に対して埋立地ガスの管理を要求する法律が無いため、排気されたガスは燃焼されず、発電利用もされない。したがって、何らの緩和処置もされない埋立地ガスはすべて大気中に排出されつづけ、埋立地ガスの発電利用による化石燃料発電の代替も行なわれないのが、ベースラインである。本プロジェクトは、期間 10 年の 1MW の再生可能エネルギー事業であり、埋立地ガスを回収利用し、余剰分はフレア燃焼する。従って、本プロジェクトのベースライン排出起源は次の 3 つである。一つは、発電において燃焼されるメタンガス量、二つ目はフレア燃焼において燃焼されるメタンガス量、三つ目はルソン系統電源に売電することにより代替される化石燃料の排出量である。

3. 事業からの排出量

本プロジェクトで燃やすメタンは、バイオマス由来のものであり、バイオマスはその成長過程で CO₂ を吸収しているため、本プロジェクトの炭素排出量は、カーボン・ニュートラルであると考ええる。また、本プロジェクトが排出削減量の直接モニタリングを採用するため、間接的な排出が削減量の算出に影響することはない。

4. モニタリング計画

埋立地ガスの回収と利用事業では、大気中に放出されなかったメタンの量を直接的にモニターする事ができる。なぜなら、排出削減量については、回収され燃焼されたメタンの量は、大気中に排出されなかったメタンの量と同じなので、それはそのまま排出削減量となるのである。

5. 予想される温室効果ガス排出削減効果

2005 年から 2014 年までの 10 年間における本プロジェクトの温室効果ガス排出削減量は、427,314 tCO₂ 相当である。

6. ステークホルダーからのコメント

2003 年 12 月にスカベンジャーの組合員その他のステークホルダーに対して、POG、PNOC EC が説明会を行ない、質疑応答にも丁寧に回答し、本プロジェクトに対する理解を得ることができた。

IV. フィリピン政府の当事業に対する CDM 承認

フィリピンは 2003 年 11 月に京都議定書を批准した。その後 CDM に関する組織作りに着手し、構想段階ではあるが、その大要はほぼ決まった。最終決定はこれからであるが、その構成はマレーシアのそれに類似している。現在のところ 1991 年に設立された政府横断的機関である IACCC を指定国家機関（DNA）とし、DNA の事務局を天然資源省（DENR）が担当すると見込まれている。

V. CDM に関する他の東南アジアの国との比較

現在のところ、フィリピンにはマレーシアの SREP などのような再生可能エネルギーに対する税金面等の優遇措置は確立されていない。このため、民間事業者による再生可能エネルギー事業への投資は困難な状況である。さらに、CDM に対する理解度を高め、関係省庁や一般民衆への啓蒙活動や専門家の育成が、今後のフィリピンの CDM 事業促進には重要な要素である。また、フィリピンは、タイやマレーシアと同様、CDM プロジェクトとして有望な事業の条件として、廃棄物処理、バイオ燃料関連などを挙げているが、CDM としての承認を得るのに必要な PDD のためのデータの整備が他の 2 国より遅れており、CDM 事業のスクリーニングのために必要なデータ項目のチェックとその収集が急務である。

VI. むすび

フィリピン政府や本プロジェクトの実施関係者の本プロジェクトに対する意気込みに応えるべく、早期に CDM 理事会へ登録申請して承認を得ることは重要である。また、CDM 事業を速やかに推進するために、既に承認を受けているメソドロジーをいかに適用するかが、本プロジェクトの PDD 作成にあたって課題であった。また、CDM 事業は、追加性の正当性を論証するために、事業の困難性を PDD に記載する。しかしながら、それでは多くの民間の投資家を集めるのは困難である。日本の環境省などの CDM 補助事業などについてホスト国の事業者にも周知させ、積極的に日本のパートナーを求めることを促し、日本とホスト国双方間のマッチングが重要である。また、ホスト国側の CDM への理解が深まりインフラが構築されるとともに、CDM 理事会でのベースライン方法論の整備が進むことが今後の円滑な CDM 事業推進に繋がるであろう。

1. 目的.....	1
2. 現地調査.....	2
3. フィリピン国の基礎情報.....	3
3.1 フィリピンの地勢・気候	3
3.2 社会・言語・宗教.....	5
3.3 フィリピン概観	6
3.4 フィリピンの電力事情.....	13
3.5 NRE の需要および供給予測	19
3.6 フィリピンの温室効果ガス（GHG）インベントリー.....	23
4. フィリピンにおける廃棄物埋立て処理の現状	32
4.1 一般廃棄物に関わる法律	32
4.2 廃棄物の現状と埋立て処理状況	35
5. プロジェクトの内容.....	38
5.1 事業概要	38
5.2 プロジェクトの目的および意義	39
5.3 プロジェクト参加主体.....	40
5.4 プロジェクト期間（クレジット獲得期間）	40
5.5 スケジュール	40
5.6 事業実施サイト	41
5.7 パヤタス埋立地のプロフィール	43
5.8 埋立地ガスと浸出汚水について	46
6. 本プロジェクトのバイオガス回収技術	67
6.1 技術の検討における視点	67
6.2 ガスの利用方法の検討.....	68
6.3 エネルギー変換システムの決定	72
6.4 ガスエンジン燃料としての LFG の検討	74
6.5 本プロジェクトのエネルギー回収システム	76
6.6 運用およびメンテナンスについて.....	76
6.7 パヤタス埋立地に最適な埋立地ガス回収システム.....	77
7. 資金計画.....	79
7.1 資金の見積もり	79
7.2 採算性を検討するための基礎ケースとその結果	79
8. 案件の全体評価.....	82
8.1 フィリピンの開発計画との整合性.....	82
8.2 フィリピンの CDM 事業導入への取組み	83

9. プロジェクト設計書（PDD）の作成.....	86
9.1 本プロジェクトのベースライン方法論.....	86
9.2 選択されたベースライン方法論の本プロジェクトへの適用	89
9.3 本プロジェクトのモニタリング計画	99
9.4 本プロジェクトの温暖化ガス排出削減量.....	103
10. ステークホルダーからのコメント	111
11. マレーシアとの CDM への対応の比較.....	114
11.1 ホスト国政府の体制	114
11.2 ホスト国における事業推進とインフラ整備状況	114
12. むすび	118

1. 目的

フィリピン国では大気浄化法（The Clean Air Act of 1999: RA8749）がごみの焼却を禁止しているため、ごみは埋立て処分されている。マニラ市のトンド地区には、かつて俗に「スモーキーマウンテン」と呼ばれるごみの埋立地があった。この埋立地では、ごみの化学反応によって常に煙が出たり火の手が上がったりしていたため、この名がついた。さらに、その周りに住みついた貧困層の人々が、まだ利用可能なごみを拾って売ることによって生活しており、彼等はスカベンジャー（拾ったゴミを売って生活する人）と呼ばれる。世界の三大スラムの一つとも言われたスモーキーマウンテンは閉鎖されたが、これに代わるパヤタス埋立地でも、その状況は殆ど変わっておらず、スモーキーバレー（煙の谷）と呼ばれている。埋立地からは有害ガス、主にメタンガスと炭酸ガスが排出されるままになっており、悪臭もひどく、深刻な環境問題である。また、2000年7月には、ごみの山が崩れて多くの周辺住民がその下敷きになるという事故も発生した。本件は、マニラ首都圏にあるパヤタス埋立地から排出しているメタンガスを回収し、発電に利用するプロジェクトのCDM化について調査するものである。プロジェクト自体の目的は、埋立地ガス発電事業を商業的に実施可能なかたちで実施することにより、フィリピン国に適合し、関係者にとって受け入れ易い埋立地ガスの影響の緩和技術を同国で発展させることにある。2002年8月、パヤタス埋立地のあるケソン市は、Philippine National Oil Company Exploration Corporation（PNOC EC）に、事業自体の実施可能性調査（Feasibility Study: F/S）を依頼した。同調査が予備的な段階から進むのに合わせ、本事業の本格的な商業ベースの実施に向けて本件で更なる調査を実施する。事業実現化の一要素として、炭素クレジット取引による収益が見込まれることになれば、事業および資金調達が進むことになる。そこで、本調査で当該事業からの炭素クレジット（Certified Emission Reduction: CER）の獲得の可能性を明らかにする。

2. 現地調査

現地調査は表 1 のとおり、二回実施した。

表 1 調査スケジュール

月日	訪問先	内容
第一回		
12 月 1 日 (月)	PNOC EC	・キックオフ・ミーティング ・埋立地のガス分析調査の進捗に関する説明 ・CDM 事業化の進め方に関する説明 ・課題点などの洗い出し
12 月 2 日 (火)	ケソン市オフィス パヤタス埋立地現地調査	・ケソン市パヤタス埋立地管理事務所長による事業のプレゼン ・現地視察
12 月 3 日 (水)	Climate Change Information Center (気候変動に関する情報発信を担う NPO) Industrial Technology Development Institute (DENR 管轄の研究所)	・フィリピンにおける CDM の状況 ・フィリピンにおける埋立てガスを含むバイオガス関連事業の潜在性について
12 月 4 日 (木)	Department of Energy (DOE) Yanmar Engineering Co., Ltd. Philippines Liaison office	・フィリピンのエネルギー政策 ・エネルギー関連の CDM 事業承認手続きに関する DOE の役割 ・フィリピンにおける日本のエンジン設置状況と業務の仕方
12 月 5 日 (金)	Department of Environment and Natural Resources (DENR) Climate Change National Focal Point DENR, National Solid Waste Management Commission PNOC EC	・CDM 事業承認の進捗状況 ・本事業の CDM 承認の基準に対する適合性 ・フィリピンの廃棄物処理における規制および実態、今後の動向 ・ラップアップ・ミーティング
第二回		
1 月 26 日 (月)	PNOC EC DOE	・埋立て地のガス分析に関する調査報告 ・今後の CDM 事業の進め方の検討 ・本事業の CDM 事業として進め方などに対する説明

3. フィリピン国の基礎情報

3.1 フィリピンの地勢・気候

(1) 地勢

フィリピンは、アジア大陸の東南、北緯 5 度～21 度、東経 117 度から 127 度に位置し、東は太平洋、南はセレベス海、西は南シナ海に囲まれ、7,000 以上の島々から成る島嶼国である。国土面積はおよそ 30 万 km² あり、大きくルソン島とその周辺、ビサヤ島とその周辺、ミンダナオ島とその周辺のグループに分けられる。フィリピンの全体地図と、本プロジェクトサイトの位置を、図 1 に示す。



図1 フィリピンの地図および本プロジェクトサイトの位置
(出典: PDD)

(2) 気候

気候は熱帯性気候で、平均気温は摂氏 27 度である。熱帯性低気圧とそれが発達して発生する台風が毎年7月から10月の間に多く発生する。10月から2月の間は、比較的乾燥していて過し易い。本プロジェクトサイトのある地域では、平均して3年間に5つの熱帯低気圧が通過する。

3.2 社会・言語・宗教

フィリピンの基礎情報を表2に示す。

表2 フィリピンの基礎情報

総人口（2000年5月）	76.5 百万人
2003 年人口予測	81.1 百万人
中流世帯の平均所得（2000 年）	88,782 ペソ
雇用率（2003 年 4 月）	87.8%
失業率（2003 年 4 月）	12.2%
不完全雇用率（2003 年 4 月）	15.6%
識字率（2000 年）	92.3%
GNP 成長率（2003 年第 1 四半期）	5.6%
GDP 成長率（2003 年第 1 四半期）	4.5%
物価上昇率（2003 年 6 月）	3.4%
民族構成	マレー系キリスト教徒 91.5% マレー系イスラム教徒 4.0% 中国系 1.5% その他 3.0%
言語	公用語はフィリピン語と英語。
宗教	ローマン・カトリック 83% プロテスタント 9% イスラム教 5% 仏教、その他 3%

(出典: Board of Investments ホームページ、<http://www.boi.gov.ph>)

3.3 フィリピン概観

3.3.1 フィリピンの歴史

(1) スペインによる統治時代

16 世紀に入ってマゼランがスペイン王の名においてセブ島に上陸する前までのフィリピンでは、先住民族や近隣からやって来たマレー人、先住民族とマレー人との混血の人々などが、バランガイと呼ばれる小集落ごとに生活していた。周辺国を経由して、14 世紀後半にはスルー諸島に、さらに 15 世紀にはミンダナオ島へイスラム教が流入し、次いでルソン、ビサヤ諸島へと広まった。16 世紀、マゼランが来た頃にはマニラ地域もイスラム化していた。

1521 年、マゼランがセブ島に上陸。名目はセブ島の内戦平定であり、その後 1565 年にミゲル・ロペス・レガスピが初代フィリピン総督に就任し、フィリピンはスペインの植民地となる。途中、オランダやイギリス等から攻撃を受ける事はあったが、スペインによる支配は、フィリピンがアメリカに領有される 1898 年まで続く。具体的には、当時やはりスペインの植民地であったメキシコの副王領として、メキシコのアカプルコとマニラとの間の季節風を利用したガレオン貿易の拠点として利用された。

スペイン統治時代は、フィリピン征服に功績のあった軍人を領主（エンコメンデーロ）にして、その領地（エンコミエンダ）を治めさせた。この支配方法は職権乱用による腐敗や制度自体の欠点などが原因で 17 世紀以降衰退していき、後に廃止される。廃止後は、それまで徐々に行なわれていた州（アルカディア）を定め、州知事として行政官が統治した。一方、未平定地域は軍政官（コレヒドール）が治める軍管区（コレヒミエント）に分割された。

この間、スペインはキリスト教をフィリピンに広める事に尽力したが、ミンダナオ島やスルー諸島はこれに屈せず、イスラム地域として存続した。

フィリピンは、1600 年のオランダからの攻撃をはじめ、イギリス、アメリカの脅威にさらされることになり、ガレオン貿易は、衰退の一途を辿る。1762 年から 2 年間、ヨーロッパで勃発した 7 年戦争の影響により、イギリスがマニラを占領した。この後、スペインはホセ・デ・バスコを総督に送り込み、フィリピン経済の立て直しに力を入れ、タバコの強制裁培と専売制度を推進し、王立フィリピン会

社を設立した。しかしながら、ガレオン貿易は衰退の果てに 1815 年に廃止となり、王立フィリピン会社もアメリカやイギリスとの貿易競争には勝てず、1834 年にマニラが自由貿易港となったのを契機に廃止される。

1809 年以降、フィリピンには英・米・仏・独の商館が建てられ、農産物の輸出を中心に経済活動が活発化した。スペイン人のほか、ガレオン貿易で活躍したにも係わらず弾圧された中国人とスペイン人とが混血した「メスティーソ」と呼ばれる人々等が大農場主となり、アシエンダと呼ばれる大土地所有制が進んでいく事になった。

(2) フィリピン革命の勃発

大農場主となった人々からは、有力な資産家や、スペインへ留学経験のあるような知識階層が形成され、これらの人々がやがて民族主義に目覚めていく。フィリピンと欧米との貿易と共に自由主義思想も流入し、その先兵であったメスティーソの富裕知識層は弾圧を受けた。

1872 年にカビテ州で起きた暴動の責任を負う形で、民族差別的宗教改革に反対していた無実の 3 人のフィリピン人神父が処刑された。この後、海外へ逃れた知識層は、フィリピン国外で自由主義運動を展開する。スペインではホセ・リサールが小説「ノリ・メ・タンヘレ（我に触れるな）」を書き、プロパガンダ運動を開始した。スペインでの活動に限界を感じ、祖国フィリピンに戻ったが、ミンダナオ島へ流刑された。

一方、労働者階級出身の知識人ボニファシオがカティプーナという秘密結社を結成して 1896 年にマニラ郊外のバリタワクで武装蜂起した。カビテ州ではアギナルドが決起したが、これは後にボニファシオとアギナルドの主導権争いに発展し、アギナルドがボニファシオを処刑して主導権を握った。その後劣勢になったアギナルドはスペイン軍と協定を結び、金銭と引換えに香港に亡命するが、残された革命派達はなおも抵抗し、反乱や虐殺が続いた。

1898 年に米西戦争が勃発し、アメリカ軍がフィリピンに進攻、マニラ湾を封鎖する。

(3) アメリカによる統治

アギナルドはアメリカに接触、アメリカがフィリピン独立を支援するという言葉信じ、香港から祖国へ戻る。1898 年 6 月にはフィリピン独立を宣言し、翌 1899

年にマロロスにおいて議会在て独立宣言を批准、共和国政府が樹立された。しかし、アメリカがスペインとパリで和平条約を結び、2千万ドルと引換えにフィリピンを手に入れてしまう。アメリカはフィリピンの民主化を約束したが、共和国政府はこれに抵抗、同年2月に米比戦争が勃発する。だがアギナルドは最終的にアメリカに屈して、アメリカが主権を握ることになる。こうしてフィリピンはアメリカによる統治時代を迎える。1915年にはスルー諸島の王国もアメリカの支配下に入った。アメリカは民政を認め、フィリピンをその経済圏に取り込んで行き、この時代にメスティーソを中心とする大地主層が台頭して、富める者と貧しい者との格差が広がった。フィリピンは1935年に、10年の移行期間をたいて1945年に共和国として独立する約束をアメリカに取り付け、コモンウェルス政府が誕生した。

1941年には大東亜戦争により日本に占領されるが、1944年にはマッカーサーがレイテ島に上陸してフィリピンを奪還、1946年にコモンウェルス最後の選挙でリベラル党のロハスが勝ち、7月4日にロハスが初代大統領として独立を宣言し、フィリピン共和国が誕生して現在に至る。

(4) 独立以後

民衆が勝ち取ったというよりはアメリカから与えられた独立であったため、軍事面や関税面などからアメリカの影響が完全に拭い去られることなく、植民地時代と大して変わらない状況が続く。共産主義的運動等も起こるが鎮圧され、与党であるリベラル党の腐敗も目に余るものがあり、ついに1951年の選挙ではナショナリスト党が勝利した。その後反米運動が盛んになる中、共産主義運動やミンダナオ島のムスリム社会による分離独立運動などが続発し、1965年からマルコス大統領の時代となる。同大統領は1972年に戒厳令を布告し、議会選挙や地方選挙を実施して独裁政権的側面を緩和しようと努力したが、実際はマルコス本人およびその一族郎党とその取り巻きが利権をむさぼり、経済は低迷した。1983年に新しいリーダーと期待されたベニグノ・アキノ氏の暗殺をきっかけに起こった反マルコス運動の中、アキノ氏の未亡人であるコラソン・アキノ氏が大統領となり、軍部とアメリカに見限られたマルコス一家はハワイに亡命した。これを2月革命（ピープルズ・パワー）と呼ぶ。

この後、ラモス大統領、エストラダ大統領の時代を経て、2001年にはピープルズ・パワー2により、グロリア・マカバガル・アロヨ氏が大統領に就任し、現在に至る。

3.3.2 フィリピンの政治

フィリピンは立憲共和制をしいており、三権分立が確立され、国家元首は大統領である。

現在、議会は、上下院とも与党勢力が過半数を占めている。アロヨ大統領の任期は2004年6月までである。同大統領は、就任以来、貧困の撲滅、汚職の追放と政治倫理の確立、治安の改善、反政府勢力との和平交渉による国民融和策などを重要政策としている。2001年7月の施政方針演説では、テロや犯罪に対し断固とした対策を打ち立て、フィリピンを強固な共和国にすることを訴えた。特に、投資環境のより一層の整備を図って雇用を創出するという目標のうちに、アセアン（ASEAN）諸国のうちでも高いといわれている電力料金引き下げのために電力業界改革法（The Electric Power Industry Reform Act: RA 9136）を承認、2001年6月に施行した。

アロヨ政権では、主要閣僚の辞任や交代が相次いでいる（2002年ギンゴナ副大統領兼外務長官辞任、2003年ペレス司法長官辞任等）。また、2003年7月には軍の若手将校が待遇改善を求めて立て籠ったり、これに絡んで国防相が8月に辞任するなどしており、フィリピンにとって政治の安定は最重要課題である。

なお、フィリピンの地方行政は様々な単位に分かれている。すべての単位の基礎となるのが、バランガイと呼ばれる行政の最小単位で、市または町の中で住民数が千人以上の集落である。選挙で選ばれるバランガイ長がその管理・運営にあたり、行政サービスの窓口となる（図2）。

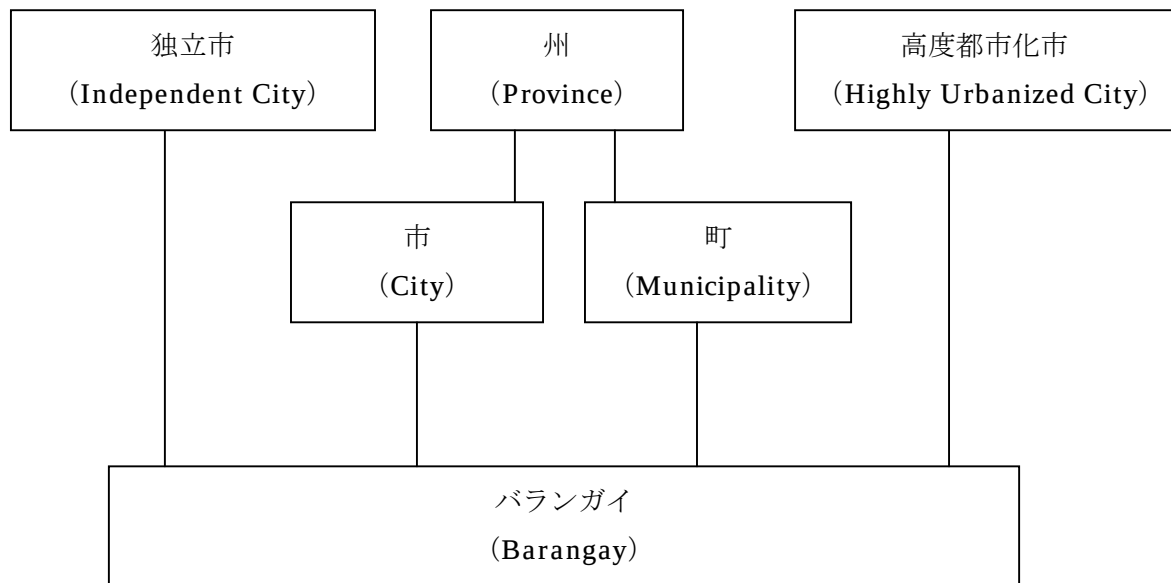


図 2 フィリピンの行政単位

(出典: フィリピンインサイドニュースホームページ、<http://www.t-macs.com>)

市は Component City、Highly Urbanized City、Independent Component City の 3 種類に分かれ、人口・平均年収の規模によって分類されている。

また、全国を 13 の地域、ムスリム・ミンダナオ自治区および首都圏に分類しており、首都マニラのある地域は、National Capital Region (NCR) と呼ばれ、日本語では「マニラ首都圏」と呼ばれている。

3.3.3 フィリピンの経済

(1) フィリピン経済概観

1992 年から 1998 年のラモス政権時代、フィリピンは財政再建や規制緩和などを推し進め、外資の導入や輸出中心の高度経済成長を達成した。1997 年のアジア通貨危機の影響で 1998 年はマイナス成長を記録したが、その後は農業・製造業とも復調し、若干の変動はあるにせよ、経済成長率は 99 年の 0.3% 増から始まり、2002 年には前年比 4.6% 増と、順調な伸びを示している (図 3)。

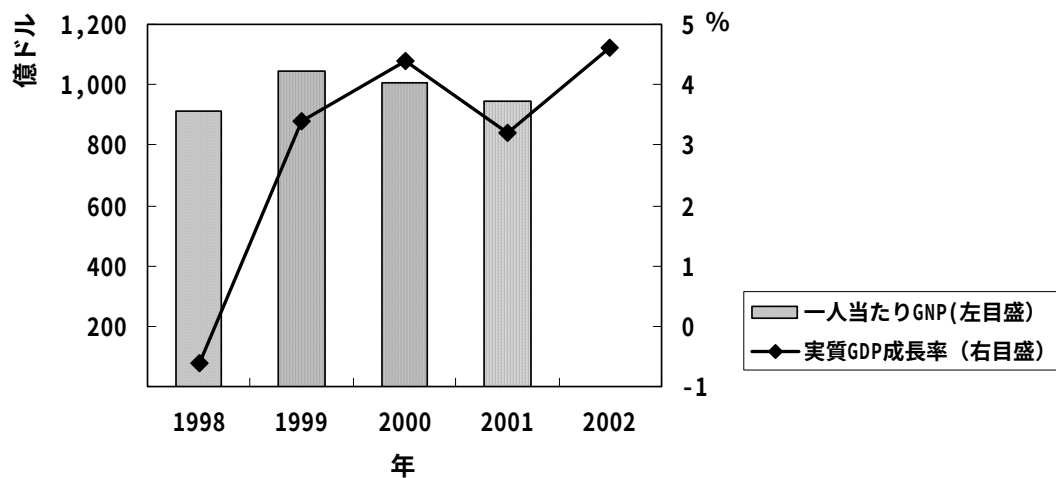


図3 フィリピンの経済成長

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

アロヨ大統領は、2001年に『10年以内に貧困との戦いに勝利する』ことを政策目標としており、同年7月の施政方針演説で具体的に以下の4項目を掲げた。

- 今後の経済思想として21世紀にふさわしい自由な企業活動の追求
投資を呼びこみ雇用を創出するため、マクロ的対策を講じる。すなわち、電力セクターの改革、インフラ整備、生産性の向上、貯蓄率の向上、IT整備など。
- 社会的公平性に基づいた近代農業の実現
農業省主導で、農業および漁業の近代化を図り、この分野での雇用を創出する。
- 経済的弱者のための、社会的にバランスのとれた経済発展計画の追求
人々の生活水準の向上のため、マニラ首都圏と郊外間の交通網を整備し、中小企業の育成対策を実施して国内市場を活性化する。
- 政府および社会的モラルの向上
汚職の追放、官僚主義的形式主義の解消、軍および警察の近代化、および反政府勢力との和平交渉の継続。

以上の内、注目すべきは貧困撲滅のため、電力業界の構造改革により、競争を促して最終的に電力の最終使用者のために電力料を下げる事を目標にしている点であり、アロヨ大統領は2001年6月に電力業界改革法(RA 9136)に署名している。また、IT環境の整備や農業の近代化に伴い、僻地の20%が電化されていない

状況のところを、2004 年までにその 95%を、2006 年までにすべてのバランガイを電化することを目指している。

(2) 日本との経済関係

日本国外務省の国別情報によると、フィリピンの貿易相手国として、日本は米国に次いで第 2 位の地位を占めている。主な対日輸出品目は現在、魚介類やバナナといった第一次産品から、半導体、ワイヤーハーネスなどの加工製品が増えてきている。対日輸入品目でも、工業製品が殆どである。対日貿易はフィリピンの赤字傾向が続いている。(図 4)

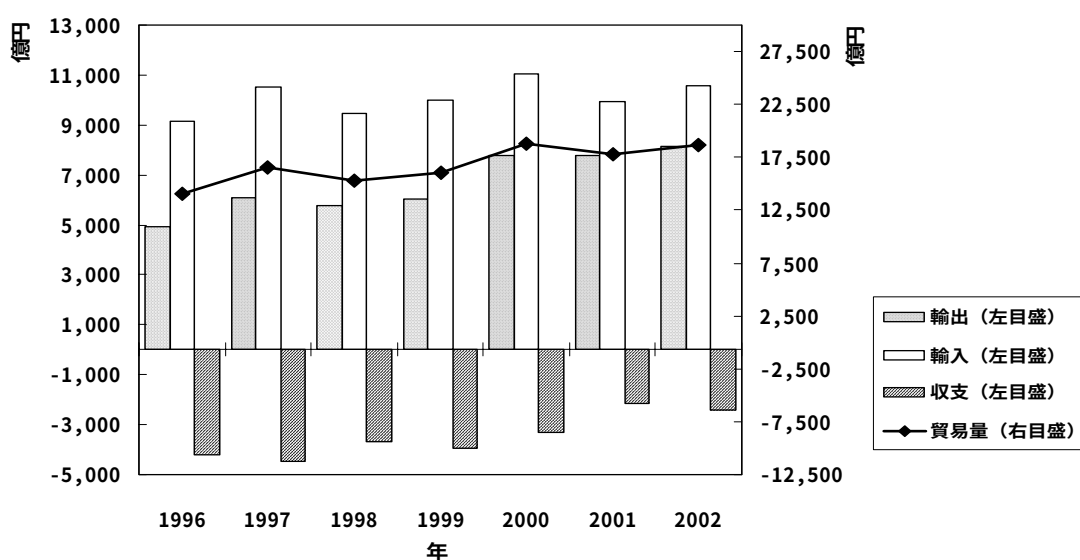


図 4 フィリピンの対日貿易の推移

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

また、最も取引の多い貿易相手国は、2002 年の統計で取引シェア順に 1 位米国、2 位日本、3 位オランダとなっている。

3.4 フィリピンの電力事情

フィリピンの電力事情について、エネルギー省の公表する情報およびフィリピンエネルギー計画（2002-2011 年）から考察する。

3.4.1 フィリピンの電力業界

フィリピンの電力業界は、発電部門、送電部門そして配電部門の 3 つに区分される。

国営電力会社である National Power Corporation (NPC) が、自社で発電をし、尚且つ小規模電力事業者 (Independent Power Producers: IPP) から買電している。発電は長期にわたり NPC の独占であったが、1987 年に当時のコラソン・アキノ大統領が署名し、規定要綱が 1995 年に発行された後に施行された、発電事業に民間の参入を認める大統領令 (Executive Order No. 215: EO 215) により緩和され、民間にも門戸が開かれた。

NPC は電力を配電業者や大企業などに送電している。また、高速送電網を建設して主要な国内の島々を繋ぐ事業も NPC の責任の下に実施される。

エンドユーザーへの配電は、投資家が所有する公益企業が行なう。主にマニラ電力 (Manila Electric Company: MERALCO) や、地方自治体所有の企業、そして多くの電力共同組合がその使命を負っている。

フィリピンにおいては、エネルギー省がエネルギー業界に対する政策の方向を決定し、国立電化庁 (National Electrification Administration: NEA) が電力共同組合への財政および技術支援を実施する。

2001 年に成立した電力業界改革法 (RA9136) は、第一に電力業界を再編成することとした。これは発電および供給セクターに競争原理を取り入れ、NPC の独占を解消するためである。第二に、NPC の民営化により、NPC の発電部門を収益性と存続性の観点から分割の上、グループ別に再編成する。こうして経済効率を高め、競争を促進して電力価格を引き下げるのが同法の目的である。

3.4.2 電力業界の構造改革

セクター別の改革について、フィリピンエネルギー計画 2002-2011 年を基に述べ

る。

送電セクター

分割の過渡期の措置として、National Transmission Company (TRANSCO) を創設し、NPC から切り離す。NPC の高圧送電網およびその下部機能を引き継ぎ、料金体系は、エネルギー規制委員会 (Energy Regulatory Committee: ERC) が規制している。

配電セクター

エンドユーザーへの配電は、電力業界改革法施行以前と同様に地域別の配電業者が受け持つ。殊に競争的なセクターであるので、情報を配電網利用者へ平等に提供する義務を負い、価格についてはやはり ERC の規制を受ける。

電力協同組合 (Electric Cooperatives)

国家電化庁 (National Electrification Administration: NEA) と地方自治体が設立した団体。Rural Electric Cooperatives (REC) とも呼ばれ、配電業者同様、NPC および IPP から電力を買い入れ、地元ユーザーに電力を供給する。RA9136 は電力協同組合に、民間資本の投入と共に、消費者に対してこれまでより説明責任を果たすよう要請している。また、法人規約に基づく株式会社である Cooperative Development Authority の下で株式会社の形態に転換するか、あるいは現状を維持するかのいずれかを選択してよいことになっている。

RA9136 によると、電力料金の値下げについては、2001 年 8 月から実施するよう定められており、NPC に供給価格を 1kWh あたり 0.3 ペソ値下げするよう義務付け、実施されている。

3.4.3 関係省庁の改革における役割

RA9136 は各省庁の役割を以下の様に定めている。

- **エネルギー省 (Department of Energy: DOE)**
電力業界の政策立案機構として機能し、同業界の構造改革の実施を監視し、適正かつ安定的に電力供給を確保する。また、RA9136 の規定の草案・公布、および 1 年以内に卸売り電力スポット市場 (Wholesale Electricity Spot Market: WESM) の創設の任を負い、市場ルールの策定を行なう。
- **国立電化局 (National Electrification Administration: NEA)**
僻地の電化を促進する役割を担う。

- 電力資産および負債管理公社 (Power Sector Assets and Liabilities Management Corp.: PSALM)**
 国営電力会社 (NPC) の資産が有効に処分されるよう管理し、また、NPC の債務繰り延べを実施するために設立された。
- 国営電力会社 (National Power Corporation: NPC)**
 フィリピンの地方の電化に引続き務め、PSALM へ未販売の発電資産の管理をする。
- エネルギー規制委員会 (Energy Regulatory Committee: ERC)**
 エネルギー取引における、発電および電力供給会社間の競争を促進する。また、その競争が適正に行なわれるよう監視し、消費者保護に努める。エンドユーザー向け電力価格を決定、修正、認可する権限を持つ。

3.4.4 エネルギーの需要と供給

ここでは、フィリピンエネルギー計画 2002-2011 年 (Philippine Energy Plan: PEP 2002-2011) により、同国のエネルギー需要および供給面を考察する。

まず、エネルギーセクターに課せられた目標は、以下の 6 点である。

- 安定的で安全かつ効率よくエネルギーを供給する。
- 市場を基盤とした、公平且つ合理的なエネルギー価格を決定する。
- すべてのバランガイを電化する。
- エネルギーセクターを段階的に自由化する中で、消費者の利益を守る。
- クリーンで効率の良いエネルギー燃料・技術およびインフラを整備する。
- 国内および国際市場において、技術移転と雇用の創出を目指す。

3.4.4.1 エネルギー需要

2000 年のフィリピンの第一次エネルギー消費量は、249 石油換算百万バレル (Million Barrels of Fuel Oil Equivalent: MMBFOE) で、前年よりも 1.6% 増加した。小幅ながら、この増加は新・再生可能エネルギー (New Energy and Renewable Energy: NRE) の利用が高まったためである (表 3)。NRE は 1999 年の 70.0 MMBFOE から 2000 年には 6.9% 増加し、全体の 30% を占めている。

表3 フィリピン第一次エネルギー消費量（1999-2000 年）

（消費量単位：石油換算百万バレル MMBFOE）

	1999		2000		消費量推移 (%)
	消費量	(%)	消費量	(%)	
国産エネルギー	106	43.3	112	44.9	5.0
石油	0	0.1	0	0.1	-5.7
天然ガス	0	0.0	0	0.0	34.2
石炭	4	1.6	4	1.8	12.9
水力	14	5.6	12	5.1	-11.1
地熱	18	7.5	20	8.2	7.9
新・再生可能エネルギー	70	28.6	75	30.1	6.9
輸入エネルギー	139	56.7	138	55.2	-1.2
石油	122	49.8	113	45.5	-7.4
石炭	17	6.9	24	9.7	43.4
合計	245	100.0	249	100.0	1.6
石油	123	50.0	114	45.6	-7.4
非石油	123	50.0	136	54.0	10.3

（出典：DOE “Philippine Energy Plan 2002-2011”）

一方、従来型エネルギーの利用はやや減少し、同国の輸入エネルギー量（石油および石炭）は1.2%減少した。

なお、成長予測の基本となるパラメータは、以下の如くである。人口は、2002年の79.5百万人から、2011年には93.3百万人まで増加するとみている。また、PEP 2002-2011は、平均原油価格は10年で1バレル当たり25 USドルになると予測している。外国為替については、フィリピンペソの対ドルレートを2001年レベル（1 USドル= 50.00 ペソ）を維持すると仮定している。

PEP 2002-2011は、高成長と低成長の場合の経済成長予測に合わせて、図5の様に電力需要を予測している。

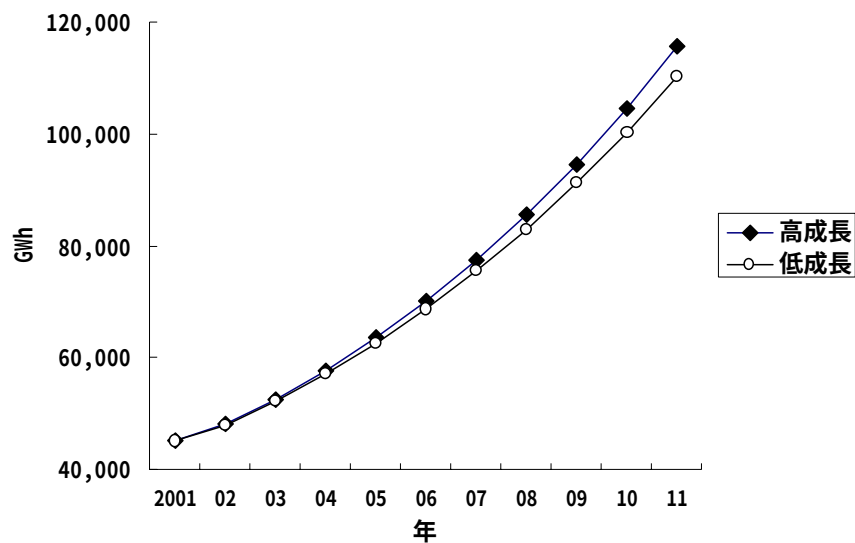


図5 GDP 成長による電力需要の推移予測

(出典: DOE “Philippine Energy Plan 2002-2011”)

PEP 2002-2011 では、電力需要は今後の経済復興により増大すると予測し、エネルギー集約度にして 2002 年の 1,000 ペソあたり 46.6 kWh から、2011 年には 62.9 kWh になるとみている。人口 1 人当たりの電力量では、10 年で 2002 年の 602.7 kWh から 2011 年には 1,175.5 kWh へと倍増するとしている。目標経済成長を達成するにつれ、電力需要は 2002 年の 47.9 TWh (terawatt-hours) から 2004 年には 57.0 TWh、そして 2011 年には 110.2 TWh と、年平均で 9.7% の増加になると予測されている。

続いて表 4 に各系統システムのピーク時電力需要量予測を示す。本プロジェクトが計画されているルソン地域では、2002～2011 年の 10 年間に、平均で年 9.3% の増加となる見込みである。

表 4 システムシステムのピーク時電力需要量予測（GDP 低成長ベースケース）

（単位: MW）

年	ルソン系統	ビサヤ系統	ミンダナオ系統	フィリピン全体 (各系統のピーク時合計)
2001	5,960	996	939	7,895
2002	6,293	1,082	1,015	8,390
2003	6,830	1,192	1,109	9,131
2004	7,458	1,305	1,220	9,983
2005	8,143	1,459	1,349	10,951
2006	8,915	1,619	1,502	12,036
2007	9,762	1,790	1,676	13,228
2008	10,689	1,977	1,874	14,540
2009	11,705	2,203	2,101	16,009
2010	12,816	2,430	2,360	17,606
2011	14,038	2,657	2,630	19,325
年平均推移				
2002-2004	8.9%	9.8%	9.6%	9.1%
2005-2011	9.5%	10.5%	11.8%	9.9%
2002-2011	9.3%	10.5%	11.2%	9.7%

（出典: DOE “Philippine Energy Plan 2002-2011”）

3.4.4.2 エネルギー供給

フィリピン国は、国内産エネルギーの利用を推進し、エネルギー自給率の上昇に努めている。PEP 2002-2011 の期間には、合計 1,933.2 MMBFOE を国内産エネルギーが賄うと見込まれている。その内訳は、地熱、天然ガス、水力などと並んで、NRE が半分近くを占めるとみられている（図 6）。

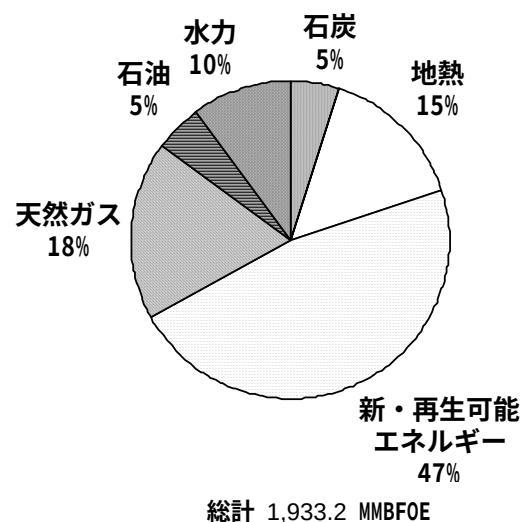


図 6 国産エネルギー生産予測（2002～2011 年）

（出典: DOE “Philippine Energy Plan 2002-2011”）

PEP 2002-2011 では、エネルギーセクターにおける供給に関する第一義的目標を、国内エネルギー資源の探索・利用の促進・開発および利用を継続し、その際に環境にやさしく国際的に競争力のあるエネルギーを優先対象とするとしている。さらに、電力および非電力部門において国内産エネルギーが最大限利用されることを目指す。

エネルギー供給の増大については、以下のような目標や問題が認識されている。

- 1) 地熱発電予備能力世界第1位を目指す（現状、米国に次いで2位）。
- 2) 厳しい環境基準の規制を受けるエネルギープロジェクトを実験的に実施する。
- 3) 輸入原油に対して競争力のある国内産エネルギー資源を開発する。
- 4) エネルギー資源開発は、先住民権法（Indigenous People's Rights Act: IPRA）および国立統合保護地域制度法（National Integrated Protected Areas System Act: NIPAS）の関連事項に適合するべきである。
- 5) 貧困撲滅のための新たな小規模エネルギー計画が必要である。

3.5 NRE の需要および供給予測

アロヨ政権の自由化と民営化という方針の下、DOE では引続き NRE の開発および利用を推進するとしている。フィリピンの NRE 計画は、2006 年までにすべての僻地のバランガイが電化の恩恵を受けられるようにするというエネルギーセクターの主要目標の支援を目的としている。そのために PEP 2002-2011 で策定された政策は以下の通りである。

- 適正な政策環境の整備
エネルギー自給率の向上と、政府の貧困撲滅計画の支援のため、NRE 資源と技術の利用を推進する。
- NRE 市場の育成
NRE プロジェクト開発業者やその潜在的エンドユーザーにファイナンス面で支援する。また、NRE についての啓蒙活動や研修プログラムなどを実施し、法的な枠組を策定して、NRE 市場の育成に努める。
- NRE 市場における政府の役割の再評価

エネルギー省は、NRE プログラムを定期的に見直し、NRE セクターの成長に合わせて、その役割を再評価する。

以上の目標実現のため、下記の戦略が実施されることとなっている。

- 系統電源および非系統電源における NRE システムの強化
- 地域ごとのエネルギー計画およびその運営の制度化による僻地の電化支援
- NRE セクターのメーカーのために望ましい市場環境の促進
- 各島の系統電源にある NRE 設備連系の推進
- NRE システムの強化
- より高度な NRE 技術についての研究と開発の継続
- すべての政府公用車に対する代替液体燃料の使用の奨励

(1) 需要

NRE 消費は 2002 年までに 79.5 MMBFOE に達し、2011 年は 115.2 MMBFOE に増大する見込みである。そのうちバイオマスが 111.0 MMBFOE で、2011 年の総 NRE エネルギー供給量の 96.4%を占めると予測されている。一方、太陽光、小規模水力、風力および海洋（波力、潮汐力）は、2004 年の 0.7 MMBFOE から 2011 年には 4.2 MMBFOE に増えるの見込まれている（表 5）。

表 5 新・再生可能エネルギー需要予測

(単位: 石油換算百万バレル MMBFOE)

	2001	2002	2004	2011
小規模水力	0.0	0.0	0.0	0.1
風力	0.0	0.4	0.4	2.0
太陽光	0.2	0.2	0.3	0.9
海洋(波力、潮汐力)	0.0	0.0	0.0	1.2
バイオマス	77.8	78.8	86.7	111.0
家畜排泄物	0.2	0.3	0.4	1.0
一般廃棄物(ゴミ)	0.0	0.0	0.5	1.5
バガス	11.1	11.2	12.3	15.6
椰子殻	12.0	12.2	13.3	17.0
籾殻	5.0	5.1	5.7	7.7
産業廃棄物	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料木材	44.2	44.9	48.7	61.2
木炭	5.4	5.4	5.9	7.1
合計	78.0	79.5	87.4	115.2
家庭用	55.9	56.7	61.1	74.7
産業・商業用	22.0	22.7	24.8	32.9
系統電源用	0.1	0.1	1.4	7.6

(出典: DOE “Philippine Energy Plan 2002-2011”)

また、NRE（主にバイオマス）の主要な利用者は一般家庭であり、2004 年には 61.1 MMBFOE で、全 NRE の 70%を占めると考えられている。これに対し、商業および工業セクターでは 2002 年には 22.7 MMBFOE (NRE ミックス全体の 28.5%) であるが、これも増加の傾向にある。また、一般廃棄物の利用も 2004 年から増えていくと見られている。

(2) 供給

ここでは、PEP 2002-2011 期間に於ける NRE 供給について述べる。

フィリピンの NRE といえば、現在主要なものは風力、小規模水力、バイオマス、そして太陽光発電である。同国では、環境と原油価格の高騰に鑑み、NRE 開発を推進する政策を取っている（表 6）。

表 6 NRE の種類別貢献度 (2000 年)

(単位：石油換算百万バレル MMBFOE)

資源種別	生産量	%
バイオマス	74.9	99.8
家畜排泄物	0.1	0.2
バガス	10.7	14.2
椰子殻	11.6	15.4
籾殻	4.7	6.3
木材、廃棄木材	38.1	50.6
木炭	5.2	6.9
その他バイオマス	4.6	6.1
その他	0.2	0.2
産業廃棄物	0.0	0.0
小規模水力	0.0	0.0
風力	0.0	0.0
太陽光	0.2	0.2
合計	75.1	100.0

(出典: DOE “Philippine Energy Plan 2002-2011”)

PEP 2002-2011 では NRE 開発に当たり、以下の目標を定めている。

- 1) 国は、民間による NRE 産業の育成を促進し、その支援サービスを実施すること。
- 2) 国は、従来型エネルギー資源に対し、コスト・信頼性・品質・利用可能性において競争力のある電力を供給すること。
- 3) 国は、僻地の生活向上や経済発展、および環境の保護に大きく貢献すること。

なお、2004 年初めに発表された「フィリピンエネルギー計画 2004～2013 年」において、フィリピンは再び輸入エネルギーへの依存を抑制し、国内産エネルギーの内でも特に再生可能エネルギーに重点を置く計画を発表した。また、エネルギー自給率を、2004 年からの 10 年間で平均 50%に引き上げ、さらにでき得れば 2013 年までには 55%にするとしている。このような目標値を達成するためにも、今後フィリピンは国産の新・再生可能エネルギーの新規実用化にさらに注力するものと思われる。

2004 年には、北部に 40MW の風力発電がコミッションされることで、およそ 1.4 MMBFOE の NRE 資源が国の系統電源へ供給されることになっている。このようにして 2011 年までには、7.6 MMBFOE の NRE が系統電源へ寄与することになるう。

フィリピンにおけるバイオマスについては、その潜在的供給量が、2002 年の 265.8 MMBFOE から、2011 年には 318.5MMBFOE に達するとみられている(表 7)。

表 7 新・再生可能エネルギー潜在的供給能力

(単位: 石油換算百万バレル MMBFOE)

バイオマス	2001	2002	2004	2011
籾殻	8.1	8.3	8.7	10.3
ココナツの残りかす	23.9	24.2	24.8	27.2
バガス	18.9	19.3	20.0	22.8
木材・廃棄木材	87.7	89.2	92.1	101.8
家畜排泄物	12.5	12.6	12.9	13.8
一般廃棄物 (ゴミ)	108.6	112.2	119.2	142.7
合計	259.7	265.8	277.7	318.5

(出典: DOE “Philippine Energy Plan 2002-2011”)

3.6 フィリピンの温室効果ガス (GHG) インベントリー

1999 年 12 月、フィリピンは国連気候変動枠組条約 (UNFCCC) への参加国として、地球環境ファシリティ (GEF) および国連開発計画 (UNDP) の資金援助を受け、The Philippines’ Initial National Communication on Climate Change (PINCCC) を作成、提出した。

フィリピンは、同国が 7 千以上もの島々からなる国であることから、地球温暖化、それに伴う気候の変化と海水面の上昇などは、自国の将来にとって見過ごせない問題であると認識している。

3.6.1 セクター別 GHG 排出量

PINCCC から、フィリピンの各セクターおよびその下位部門からの GHG 排出量を表 8 に示す。

表8 フィリピンの GHG 排出インベントリー (1994 年)

(単位: kton)

部門・発生源	CO2	CH4	N2O	NOx	CO	NMVOC	SO2
I. エネルギー							
A. 燃料の燃焼活動							433.36
1. エネルギー業界	15,458	0.51	0.13	38.47	2.83	0.91	
2. 製造業	8,980	8.08	1.12	60.93	986.71	13.81	
3. 運輸	15,801	2.15	0.14	167.37	719.44	136.77	
4. 商業/公共団体	3,368	0.06	0.00	0.63	0.13	0.03	
5. 一般家庭	2,544	72.83	0.92	29.22	1,356.21	133.02	
6. 農業	1,185	0.11	0.01	1.08	0.22	0.05	
B. 燃料からの逸散排出							
1. 鉱業		10.32					
2. 石油		0.47		0.62	16.83	7.61	8.94
C. バイオマスからの排出	48,490						
エネルギーからの排出合計	47,335	94.53	2.31	298.00	3,082.00	292.00	442.00
CO2換算	47,335	1,985.22	717.16				
CO2換算合計	50,038						
II. 工業							
A. セメント	4,771						2.87
B. 化学		0.33		0.01	0.22	1.46	9.81
C. アスファルト				0.00	0.00	0.00	0.00
D. 食品および飲料						16.35	
E. パルプ及び紙				0.12	0.44	0.29	0.56
F. 金属	4,318			0.11	0.00	0.08	2.99
G. ハロカーボン	1,507						
産業からの排出合計	10,596	0.33	0.00	0.24	0.66	18.18	16.22
CO2換算	10,596	6.95	0.00				
CO2換算合計	10,603						
III. 農業							
A. 国内家畜		333.47	11.27				
B. 稲作		636.40					
C. 草地の野焼き		0.30	0.00	0.14	7.94		
D. 農業残余物の焼却		20.30	0.50	18.10	427.30		
E. 農業土			28.00				
農業からの排出合計		990.47	39.77	18.24	435.24		
CO2換算		20,799.89	12,329.63				
CO2換算合計	33,130						
IV. 廃棄物							
A. 一般廃棄物		202.53					
B. 国内/商業廃液		46.02					
C. 産業廃液		43.83					
D. 尿尿			3.08				
廃棄物からの排出合計		292.38	3.08				
CO2換算		6,140.06	953.94				
CO2換算合計	7,094						
V. 土地利用法の転換および林業							
A. 森/木材バイオマスの変化	-68,323						
B. 森林/土地利用法の転換	65,549	114.41	0.79	28.43	1,001.11		
土地利用法の転換および林業からの排出合計	-2,774	114.41	0.79				
CO2換算	-2,774	2,403.00	245.00				
CO2換算合計	-126						
国内GHG排出合計	55,157	1,492.00	46.00	317.00	3,518.00	310.00	459.00
CO2換算	55,581	31,335.00	14,246.00				
国内GHG排出合計CO2換算合計	100,738						

(出典: PINCCC)

排出量をセクター別に見ていくと、まず、土地利用法の転換および林業を除いたセクター別の GHG 排出量は、CO₂ 換算で 100,864 kton であった（表 9）。そのうち半分近くをエネルギーセクターが占めており（図 7）、このセクターにおける GHG の排出削減の重要性が見て取れる。

このように、GHG の排出には、エネルギーセクターが大きく貢献していることが分かる。

表 9 土地利用法転換及び林業を除くセクターからの GHG 排出量(1994 年)

セクター	CO ₂ 排出量 (kton)
エネルギー	50,038
工業	10,603
農業	33,130
廃棄物	7,094
合計	100,864

（出典：PINCCC）

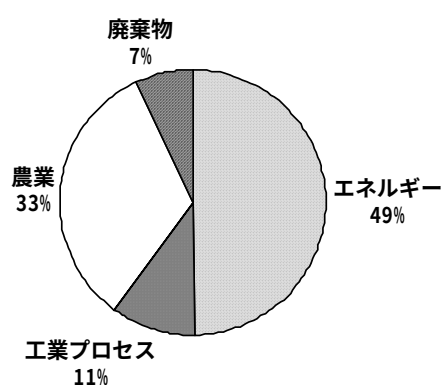


図 7 土地利用法の転換および林業を除くセクターからの GHG 排出

（出典：PINCCC）

3.6.2 エネルギーセクターと廃棄物セクターの影響

(1) エネルギーセクター

最も GHG 排出に貢献しているのはエネルギーセクターの発電部門である。その殆どは燃料の燃焼時に排出されている。エネルギーセクター内の下位部門における GHG 排出量の内訳を CO2 換算で表 10 に示す。

表 10 エネルギーセクター内下位部門の GHG 排出量の内訳（1994 年）

エネルギーセクター内の 下位部門	CO2 排出量 (kton)
発電	15,508
住宅	4,359
工業	9,497
農業	1,189
運輸	15,888
商業	3,370
逸散	227
合計	50,038

（出典：PINCCC）

(2) 廃棄物セクター

廃棄物セクターからの GHG 排出量は、合計 7,094 kton であった。このセクター内下位部門における内訳は、一般廃棄物、自治体からの廃液、工場廃液、屎尿であり、中でも、一般廃棄物からの排出量が半分以上を占める。各廃棄物および廃液からの GHG 排出量を CO2 換算で表 11 に示す。

表 11 廃棄物セクター内下位部門の GHG 排出量の内訳（1994 年）

廃棄物セクター内の 下位部門	CO2 排出量 (kton)
一般廃棄物	4,253
一般廃液	966
工業廃液	920
屎尿	954
合計	7,094

（出典：PINCCC）

1994年に一般廃棄物処分場へ運ばれたごみの量は、4,200 kton と見積もられている。ただし、これには収集されなかったり、不法に投棄された廃棄物は含まれていない。埋立地に持ち込まれた廃棄物からは、CO₂ の 21 倍の温室効果を持つメタンガス（CH₄）が 203 kton 排出され、これを CO₂ 換算するとおよそ 4,253 kton の CO₂ に相当する。

3.6.3 PINCCC における 2008 年の GHG 排出量予測

ここでは、エネルギーセクターと廃棄物セクターについて PINCCC が予測する排出量に注目する。

(1) エネルギーセクター

エネルギーセクターは、引続き GHG 排出源として影響が大きいであろう。PINCCC が、1999 年度のフィリピンエネルギー計画の予測するエネルギーミックスを基に予測した、燃料別の 2008 年までの GHG 排出量予測は、CO₂ 換算で表 12 の通りである。

表 12 2008 年までの石炭・石油・天然ガスの消費量およびその GHG 排出量予測

	消費量 (MMBFOE)	CO ₂ 排出量 (kton)
石炭	56.99	31,055
石油	195.3	80,840
天然ガス	28.74	9,699
合計	281.03	122,344

(出典: PINCCC)

(2) 廃棄物セクター

1994 年における都会人口は、全人口の 53.29%と見られており、これが 2008 年には 68.82%にまで増えるの見込まれている。これを国家統計局の 2008 年度予測全人口 88.72 百万人に当てはめると、都会人口は 1994 年の 3,560 万人から、2008 年には 6,060 万人に膨れ上がることになる。

この人口増加により、一般廃棄物、家庭および商業部門からの廃液、屎尿も増大する。それら廃棄物セクターからの、2008 年の GHG 排出量予測を、CO₂ 換算で表 13 に示す。

表 13 廃棄物セクター内下位部門からの GHG 排出量の基準値および予測

廃棄物下位部門	1994 年	2008 年
一般廃棄物	4,253	6,727
家庭および商業部門からの廃液	966	1,658
屎尿	954	1,259
合計	6,173	9,644

(出典: PINCCC)

なお、PINCCC では、上記廃棄物セクターからの排出量にその他のセクターの下位部門による排出量を加え、1994 年を基準に保守的に見積もって算出したところ、GHG 排出量は CO₂ 換算で 1994 年の 100,738 kton から、2008 年には 195,091 kton になると予測している。1994 年に比して、これは実に 94%もの増加となり、年平均では 4.8%の増加である。

3.6.4 CDM 事業に関わるフィリピン政府の政策

1992 年 7 月、フィリピンは、国連気候変動枠組条約（UNFCCC）に署名し、1994 年 8 月に同条約を批准した。また、京都議定書には 1998 年 4 月 15 日に署名し、2003 年 11 月 20 日に批准した。

枠組条約署名前の 1991 年 5 月には、いち早く気候変動問題全般に関する関連委員会（Inter-Agency Committee on Climate Change: IACCC）を創設している。IACCC には 15 の政府機関に加え、NGO も参加しており、気候変動に関わる様々な活動の調整、気候変動対策の提案、および UNFCCC との交渉におけるフィリピンの見解を取り纏めるのを目的としている。IACCC の構成は図 8 のようになっている。

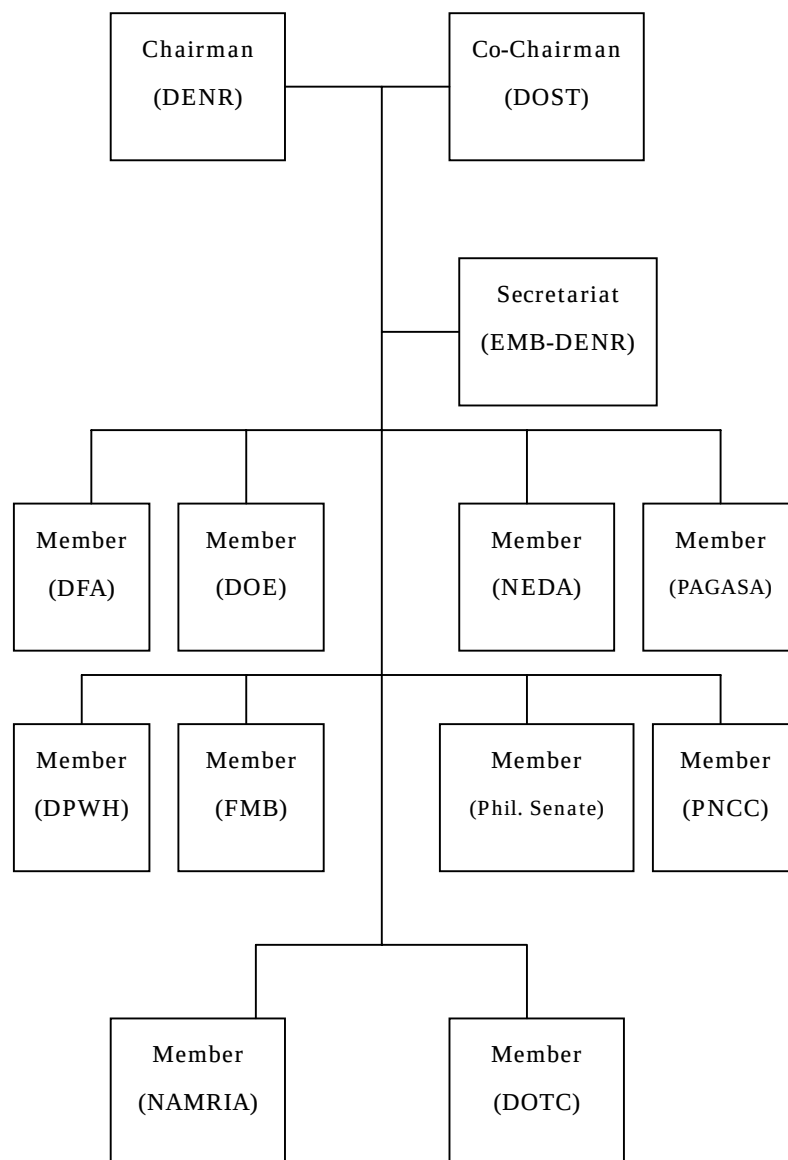


図 8 IACCC の機構

(出典: The Philippines' Initial National Communication)

フィリピンが UNFCCC に提出したいわゆる The Philippines' Initial National Communication によれば、IACCC は環境および天然資源省 (DENR) 長官を議長とし、副議長は科学技術省 (DOST) が務める。委員を出している省庁・機関の中には、フィリピン気象・地球物理・宇宙庁 (PAGASA)、外務省 (DFA)、フィリピン議会 (上下院) の環境委員会、エネルギー省 (DOE)、公共事業道路省 (DPWH)、

森林管理局（FMB）運輸通信省（DOTC）、図中にはないが農業省（DA）、国家経済開発局（NEDA）、そして NGO として気候変動に関わるフィリピンネットワーク（PNCC）などがある。事務局は、DENR の環境マネジメント局（EMB）があたっている。IACCC はアメリカ或いは様々な国際機関等の協力を得て、二国間・多国間・国家ベースで、気候変動に関する調査を行っている。これら調査の内、主なものを UNIDO（国際連合工業開発機関）が 2002 年に発行した *Philippines Case Study: Capacity Mobilization to Enable Industrial Projects under the Clean Development Mechanism* から以下に列挙する。

(1) 多国間および二国間の主な調査プロジェクト

Philippine Climate Change Mitigation Program （PCCMP）

別名 Strategic Objective Grant Agreement 5 （SOAG 5）ともいい、フィリピン環境省および IACCC により、United States Agency for Industrial Development （USAID）の協力を得て実施されている二国間のプログラムである。このプログラムの目的は、経済成長に影響を与えることなく温室効果ガス（GHG）の排出の伸びを 2002 年までに抑制することである。特にクリーンな燃料および再生可能エネルギーの使用を促進し、エネルギー効率を上げ、電力セクター改革のための政策環境を向上させることを狙っている。この SOAG5 プログラムによって、2 つのプロジェクトが実施されている。ひとつは、『気候変動技術情報センター（Climate Change Technology Information Center）の創設』、もうひとつは『フィリピンのエネルギーセクターにおける、市場原理を基盤とした温暖化ガス削減インストゥルメンツの構築』である。

Asia Least Cost Greenhouse Gas Abatement Strategy （ALGAS）

アジア開発銀行（ADB）によって 1995 年に実施された国連開発計画（UNDP）と地球環境ファシリティ（GEF）との地域プロジェクトである。フィリピンが GHG 排出の現状評価能力を獲得してその排出削減方法を模索し、費用対効果の高い技術を明らかにするための多国間プログラムである。

Capacity Building in CDM

UNDP の資金援助を得てフィリピンで実施された CDM のためのキャパシティ・ビルディングに関するプロジェクトである。このプロジェクトの主要目的は、各地域での啓蒙活動によって CDM についての理解を深めてもらうことと、CDM がフィリピンにどのような好機をもたらすのかを調査することであった。この調査結果によれば、フィリピンは CDM ホスト国となる為にまず必要な事項はクリアして

いる。すなわち、同国は持続可能な開発のための国家開発およびエネルギー計画の検討や GHG インベントリーの公表を済ませており、また、ALGAS のプロジェクトなどの研究を通して、GHG 排出量の緩和の潜在的可能性やその適用の機会についての評価を実施済みである。

さらにこの調査結果では、京都議定書第 12 条により合意するところの CDM のプロセスに、民間セクターが最適なかたちで参画することに繋がる環境を整えるよう奨励している。そしてそのような環境整備のためには、以下の 4 つの対策を講ずるべきであるとしている。

- ・ 民間企業が CDM の枠組の中で常に正しく機能するための法を整備すること
- ・ CDM プロジェクトによって影響を受ける企業や政治家から協力と支援を得られるような戦略を決定すること
- ・ CDM の実施過程で、民間セクターに対して適切な資金チャネルでの支援が可能な、革新的で開発に前向きな金融機関のサービスを利用できるようにすること
- ・ 明確な技術および財政基準・労働法・環境対策・環境基準が設定されること

この Capacity Building in CDM プロジェクトは、CDM についてのフィリピン初のイニシアチブであった。

(2) フィリピン独自の GHG 削減に関わる活動

フィリピンの環境省は GHG 排出量緩和の為に様々な活動をしている。エネルギー管理者やエンジニアが組織する NPO である Energy Management Association of the Philippines (ENMAP) の協力を得て、産業界におけるエネルギー効率の向上推進に努めているのも、そのような活動のひとつである。また、産業界のみならず、エネルギー消費者すべてに GHG の影響と改善についての理解を深めてもらうために、研修などの教育プログラム、啓蒙のためのキャンペーン、エネルギー監査、エネルギー利用のモニタリングと評価、電気自動車のエネルギー効率基準づくり、エネルギー管理のための技術移転など、多くのプログラムを実施している（詳細後述）。

4. フィリピンにおける廃棄物埋立て処理の現状

4.1 一般廃棄物に関わる法律

1999 年に、フィリピンで大気浄化法（Clean Air Act: RA 8749）が制定され、その第 20 条で、一般廃棄物・医療廃棄物・有害廃棄物の焼却が禁止された。

その後、2001 年 1 月、一般廃棄物管理法（Ecological Solid Waste Management Act: RA9003）が制定され、2002 年に施行された。それまで様々な法律でばらばらに定めていた事柄を統合し、一般廃棄物を環境にやさしい方法で管理するための枠組を決めたものである。

RA9003 が目指すのは、以下の 10 項目である。

- 1) 公衆衛生と環境を確実に保護する。
- 2) 価値ある資源を最大限利用し、資源の保護と再生を奨励するような、環境にやさしい方法を用いる。
- 3) 一般廃棄物を元から断ち、あるいは廃棄物の量を最小限にする対策（廃棄物が、適切で環境的に持続可能な開発の原理に則った環境にやさしい一般廃棄物処理設備において収集・処理・処分される以前に、堆肥化、リサイクル、リユース、回収、グリーン石炭プロセスその他を実施する対策を含む）を通じて、一般廃棄物の排出を回避したり、量を減らすためのガイドラインと目標を定める。
- 4) 焼却を除く、環境にやさしい最善の方法を考案・採用することにより、一般廃棄物の適切な分別、収集、輸送、保管、処理および処分を確実に実施する。
- 5) より高度な一般廃棄物マネジメントと資源保全技術、より効果的な制度上の調整および廃棄物の削減、収集、分別および回収のためのフィリピン国独自の高度な方法を研究・開発するプログラムを推進する。
- 6) 一般廃棄物マネジメントにおいて、民間セクターの広範な参画を奨励する。
- 7) フィリピン政府、他の地方政府、NGO、および民間セクターの間に協力関係を築く一方、地方政府と共に一般廃棄物マネジメントの施行と責務を保持する。
- 8) 市場を基盤にしたインストゥルメンツを適用して、廃棄物排出者自身が協力体制を築き、自己規制することを奨励する。
- 9) 国および地方の統合的かつ包括的で環境にやさしい廃棄物マネジメントプロ

グラムの開発と実施に、一般が参加するよう制度化する。

- 10) 環境にやさしい一般廃棄物マネジメントと資源保護および廃棄物の再生などを学校教育（公式・非公式を問わず）に統合することにより、市民が環境の大切さを自覚し、その為に行動するように導く。

前述したように、RA9003 成立以前は、様々な法律で様々な政府機関が一般廃棄物および有害廃棄物の管理を義務付けられ、その役割が重複したりしていた。この状況を打開すべく、まず 1991 年に Local Government Code (RA7160) により、各自治政府が、それぞれ地元の美化や衛生、および一般廃棄物の回収・処理システムに関して責任を負うと定められた。さらに RA9003 では、それら地方政府の上で監視役となる中央政府の機関の設立が定められた。これが国家一般廃棄物管理委員会 (National Solid Waste Management Commission: NSWMC) である。図 9 に NSWMC とその関係組織をまとめた。

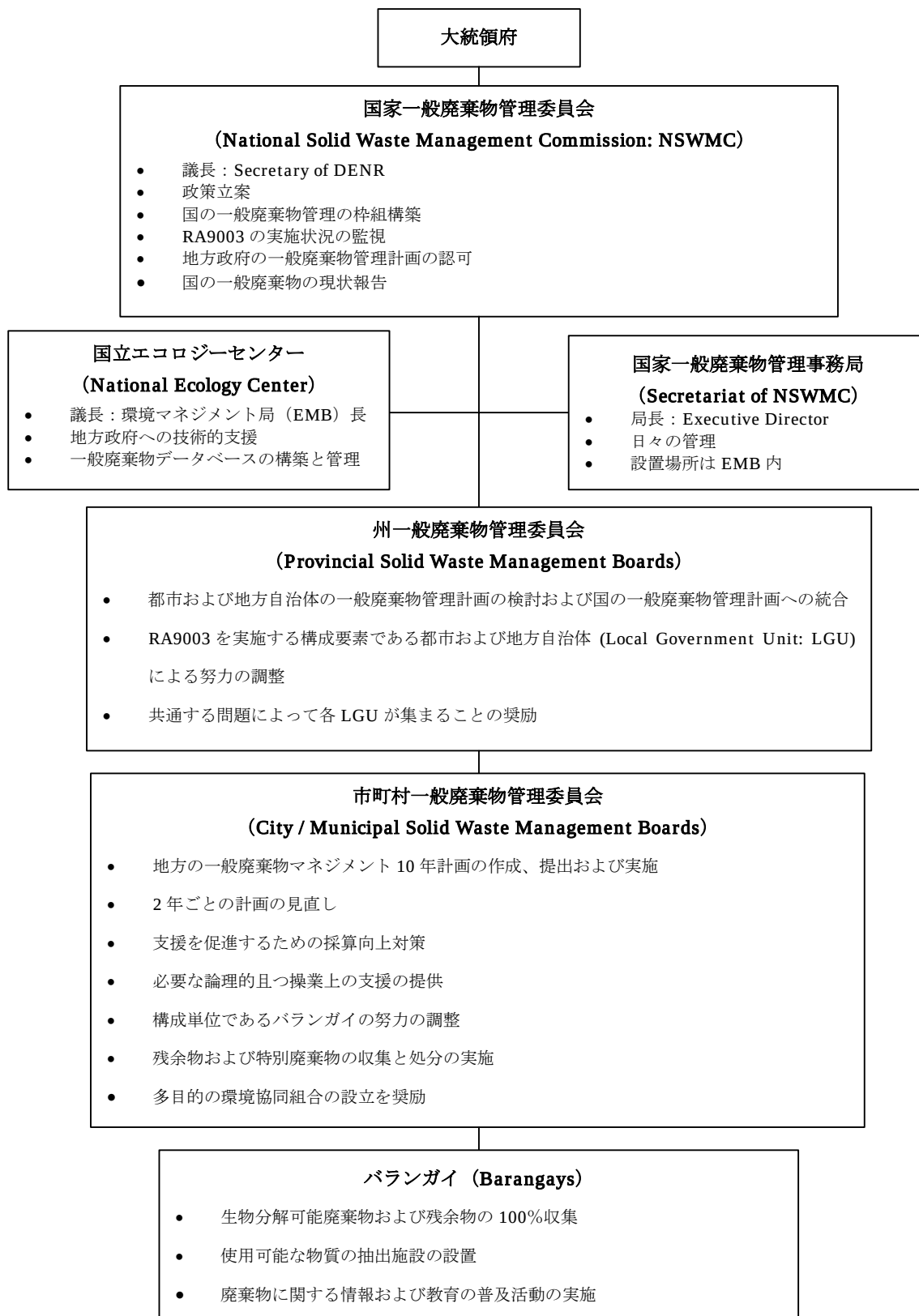


図 9 RA9003 が定めた廃棄物に関わる体制

(出典：世界銀行 "Philippines ENVIRONMENT MONITOR 2001")

4.2 廃棄物の現状と埋立て処理状況

世界銀行のレポートである”Philippines Environment Monitor 2001”によれば、フィリピン人 1 人当たり 1 日 0.3～0.7kg のごみを出している。このレポートの時点で、年間 1 千万トンの廃棄物が出されているが、これは 2010 年までに 40%増加するとみている。排出量が最も多い地域は、マニラ首都圏（NCR）と南のタガログ語地域であり、それぞれ全国の廃棄物の 23%、13%を占めている。

都会では、すべてのごみの 70%が収集されているが、地方での収集率は 40%である。分別意識もまだ徹底されていない。マニラ首都圏のごみのうち 13%がリサイクルされているが、その他の地域のリサイクル率はそれよりも低い。フィリピンの廃棄物マネジメントの現状を表 14 にまとめる。

表 14 フィリピンの廃棄物マネジメント状況一覧（2001 年）

指 標	量
家庭からの一般廃棄物量	年間 1 千万トン
商工業セクターからの有害・危険廃棄物量	年間 240 万トン
病院からの有害・感染性廃棄物量	年間 6,750 トン
自治体廃棄物のうち収集される割合	都会 70% 地方 40%
廃棄物総量に対する廃棄物リサイクル およびリユース率（マニラ首都圏）	12%
廃棄物総量に対するリサイクルの上 販売される廃棄物の割合（マニラ首都圏）	5%
適正な一般廃棄物処理施設数	
衛生埋立地	1
遮断型埋立地	2
管理埋立地	17
病院の廃棄物焼却炉数	43
有害廃棄物処理施設数	28
一般廃棄物のうち衛生埋立地および管理埋立地に 処分される割合	2%
マニラ首都圏において 焼却炉にアクセス可能な病院の割合	50%
有害廃棄物の処理またはリサイクルされる割合	5%
LGU の人口 1 人当たりの負担額	12 - 250 ペソ
LGU の全予算に対する 一般廃棄物マネジメント予算の割合	1 - 12 %

（出典：世界銀行グループ “Philippines ENVIRONMENT MONITOR 2001” ）

フィリピンの廃棄物のほとんどは、一般家庭および商工業部門から出される。各セクターから出される廃棄物の内訳は、表 15 の通りである。

表 15 廃棄物の発生源と種類

発生源	廃棄物の種類
一般家庭	食品廃棄物、紙、ダンボール、プラスチック、布、皮革、庭ゴミ、木材、ガラス、金属、灰、家庭有害廃棄物
産業	清掃廃棄物、包装材、食品廃棄物、建設廃材、解体廃棄物、有害廃棄物、灰
商業	紙、ダンボール、プラスチック、木材、食品廃棄物、ガラス、金属、特別廃棄物、有害廃棄物
事業所	(商業と同様)
建設	木材、金属、コンクリート、泥など
公共サービス	道路清掃からのゴミ、樹木・庭木剪定ゴミ、公園・海浜の一般ゴミ、汚泥
工程	工業工程廃棄物、スクラップ、不良品、スラグ、廃さい
農業	腐敗食品廃棄物、農業廃棄物、有害廃棄物

(出典: World Bank Philippines Environment Monitor 2001, Metro Manila Development Authority)

マニラ首都圏からの廃棄物の排出量は、年 250 万トンの割合で増加しており、同国の総廃棄物量の 4 分の 1 に当たる。マニラ首都圏からの廃棄物の排出量は、年 4.5% の割合で増加している¹。また、マニラ首都圏から出される一般廃棄物の構成比を、図 10 に示す。

¹ World Bank Philippines Environment Monitor 2001, Metro Manila Development Authority

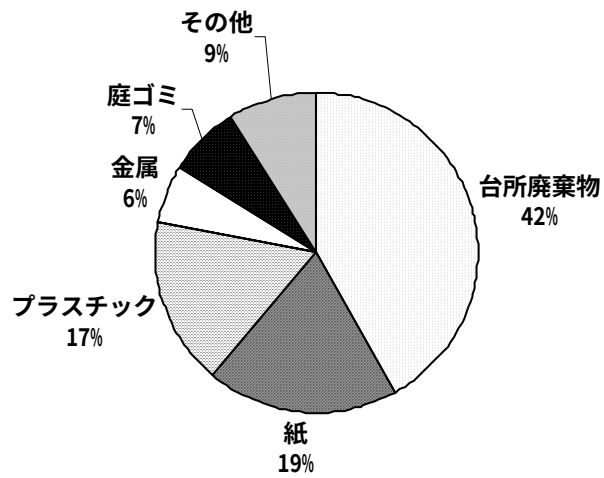


図 10 マニラ首都圏の一般廃棄物構成比率（1999 年）

（出典：Philippines ENVIRONMENT MONITOR 2001 世界銀行グループ）

この図からも明らかなように、マニラ首都圏の廃棄物の殆どを厨芥と園芸ごみが占めており、有機物が非常に多く含まれている。有機物の多い一般廃棄物を未処理のまま投棄してゆけば、嫌気性微生物の働きなどにより、当然、GHG の発生量も膨大なものとなる。

5. プロジェクトの内容

5.1 事業概要

ケソン市がフィリピン石油探査公社（Philippine National Oil Corporation Exploration Corporation：PNOC EC）と覚書を2002年8月に結び、埋立地ガスの抽出・回収・利用についての実現可能性調査を依頼した（添付資料1）。プロジェクト実施主体はケソン市となり、同市の責任において実施される予定である。プロジェクト実施期間は、2005年から2014年までである。

本プロジェクトでは、パヤタス埋立地に積み上げられた廃棄物から発生する埋立地ガス（Landfill Gas: LFG）からメタンガスを回収し、それを発電燃料として利用する。ガス利用システムとして、250 kWの内燃ガスエンジンを4基設置する。発電された電力は、フィリピン最大の電力会社であるマニラ電力（MERALCO）へ売電する。発電の規模は1 MWで、余剰メタンガスはフレア燃焼する。なお、フィリピンのDENRとDOEとの間に1999年に結ばれた覚書により、本プロジェクトのような1 MW以下の発電プラントに対して環境影響評価報告書（Environment Impact Statement: EIS）の提出を義務付けていない。

フィリピンでは、大気中に排出されるメタンガスの12%が廃棄物投棄サイトから発生しているとみられている。フィリピン全人口約8千万人のうち、都市部におよそ3千5百万人が住んでおり、マニラ首都圏では約1千万人の人々が毎日8,000トンのごみを排出している。経済発展に伴う生活レベルの向上や、都市部への貧困層の流入などにより、その人口は増加の一途を辿っている。一方、ごみの処理に関してはきちんとしたシステムが構築されていないため、ごみの山からのガスで自然発火が起きたり、浸出汚水による近隣水系の汚染、有毒ガスによる周辺住民の健康被害などが問題となっている。また、2000年には、管理されていないために不安定になったごみの山が崩壊して、埋立地周辺に住みついたスカベンジャー（拾ったごみを売って生活する人）達から多くの死傷者が出た。パヤタス埋立地の抱える問題は、人口が集中するフィリピンの大都市ごみ問題を典型的に示すものである。

本プロジェクトサイトのあるケソン市では、マニラ首都圏からの廃棄物の20%に当たる量が毎日排出されている。同市は、1日あたり平均1,500トンのごみをパヤタス埋立地に捨てている。2000年10月時点で、およそ246万トンの廃棄物がパ

ヤタスに投棄され、その潜在的埋立地ガス量は約 52.3 百万 m³であった。

2002 年フィリピンの第一次エネルギーミックスのうち、輸入石油が 40.8%、輸入石炭が 9%を占めている。国内産エネルギーにおいては地熱 7%、水力 4.8%、天然ガス 4.4%、石炭 1.5%、石油 1.5%、そして再生可能エネルギー（主に木材廃棄物のバイオマス）31.1%である。太陽光、風力、小規模水力、廃棄物などは、その潜在的有効性にもかかわらず、全くと言ってよいほど利用されていない。

本プロジェクトは、パヤタス埋立地のごみの層の安定化を図ると共に、埋立地の自然発火防止や浸出汚水の管理をしつつ、放置されている GHG の排出をケソン市が緩和しようとする努力を助けるものである。このプロジェクトは、PNOC EC による埋立地ガス発電利用事業のパイオニア的な意義を持ち、ひいては、フィリピンの新規国内産再生可能エネルギー開発に寄与するものである。

5.2 プロジェクトの目的および意義

フィリピンはそのエネルギー政策で、埋立地ガスからのメタンガスの回収・利用事業を、同国の経済成長に伴う電力需要をカバーする重要な新エネルギーと位置付けている。PNOC EC は、以前閉鎖されたカルモナ埋立地からの同様のプロジェクトの可能性を調査したが、カルモナでは商業ベースに乗せるにはメタンガス量が不十分だったため、現在のところこのようなプロジェクトは同国で 1 件も実施されていない。

フィリピンは本プロジェクトによって得られたノウハウを、その後も他地域での同様なプロジェクト実施に役立てることを目的の一つとしていることから、本プロジェクトの持つ意義は大きい。

また、管理が十分で、しかも埋立地ガス回収・利用によって売電するというモデルが機能すれば、新たに埋立地サイトを選ぶ際の、周辺住民からの反対（いわゆる not in my backyard『ウチの裏庭ではやって欲しくない』という心理）に対しても、有効な説得理由となるであろう。

5.3 プロジェクト参加主体

プロジェクト実施主体と、そのプロジェクト推進の為に必要な主体などを以下にまとめた。

5.3.1 ケソン市 (Quezon City LGU)

本プロジェクト実施主体であるケソン市は、マニラ首都圏 (NCR) を形成する 13 の市のひとつで、人口は約 230 万人、所属するバラングイ数は 142 である。同市の 1 日のごみ排出量は平均約 1,500 トンである。

スカベンジャーの問題は、2000 年の廃棄物崩落事故で特に注目されたが、RA9003 に従ってパヤタス埋立地を、管理埋立地とする見込みである。スカベンジャーが安全な環境で、しかも確実に廃棄物を生活の糧にできる仕組みを作るためにも、本プロジェクト実施により、売電収入が得られることは重要な要素である。

5.3.2 フィリピン石油探査公社 (PNOC EC)

本プロジェクトに関する実現可能性調査を実施した PNOC Exploration Corporation (EC) は、1976 年に設立され、親会社である Philippine National Oil Company (PNOC) の石油とガスの探査を担う会社として出発した。現在は実際に天然ガス発電所の運営なども行っている。国内および海外からの探査会社に技術上、地質学上・地球物理学上のサービスや、掘削事業、プランニングなどの専門的なサービスを提供している。

5.4 プロジェクト期間 (クレジット獲得期間)

2005 年から 2014 年までの 10 年間とする。First Order Decay 公式 (IPCC ガイドライン) を用いてメタンガス排出年数を算定したところ、閉鎖後から排出量は減り始め、10 年後には排出しなくなる事が分かった。そこで、クレジット期間を、確実にメタンガスの排出する 10 年間とする。

5.5 スケジュール

本プロジェクトのスケジュールは表 16 のとおり予定している。

表 16 本プロジェクトのスケジュール

プロジェクト 業務項目	2003 年 (10 月～)	2004 年	2005 年 (運転開始 4 月～)
a) 準備事業 (詳細調査)			
b) 設計・機器製作			
c) 機器設置・工事			
d) 据付			
e) 試運転			

5.6 事業実施サイト

本プロジェクトサイトは、マニラ首都圏のケソン市北部に位置する（図 11）。



悲劇の起きた崖（古いサイト）およびスカベンジャー居住地



古い埋立地（手前）と新しい埋立地（後方）

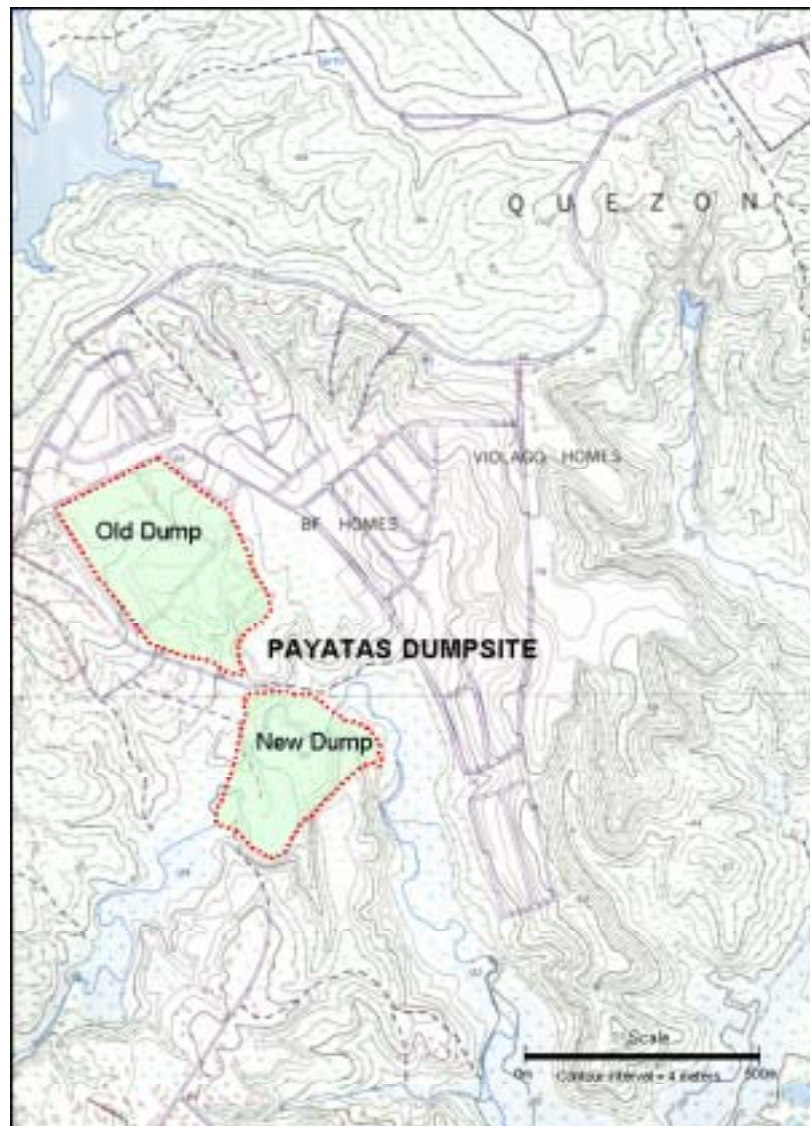


図 11 パヤタス埋立地の場所

5.7 パヤタス埋立地のプロフィール

5.7.1 パヤタス埋立地の歴史と問題

本プロジェクトサイトであるパヤタス埋立地は、1973 年から使用され、マニラ首都圏のケソン市北部に位置する。広さは 22 ヘクタールで、二つのセルに分かれる。一つは閉鎖された部分（古い埋立地）で、その面積は 16 ヘクタールあり、残りが現在使用中の部分である。既に閉鎖されたカルモナやサンマテオの衛生埋立

地と違い、パヤタスは言わば「半衛生埋立地」であり、持ち込まれるごみの量はモニターされ、固められて、時々覆土されてはいる。しかしながら、その状況はスモークーマウンテンと呼ばれた埋立地とほとんど変わらず、自然発火や悪臭などに悩まされている。

この埋立地の周囲にはスカベンジャーと呼ばれる、まだ使えそうなごみを拾って売ることによって生計を立てている人々が一大スラムを形成し、一種の組合的な団体を作っている。彼等のほとんどは非合法の移民である。パヤタスの環境や人々の健康問題から、1994年に政府および市が同埋立地を閉鎖する案が出たが、代わりの埋立地が見つからない上、増え続けるごみに対応し切れず、現在はケソン市のごみに限定して使用されつづけている。ケソン市は1日平均約1,500トンのごみを排出している。

2000年7月、折からの台風の影響もあり、当時まだ使用されていた古い埋立地にあった60,000 m³の廃棄物の山が崩落し、250人（一説には千人以上）の人々が死亡した。その後パヤタスの古い方の埋立地は閉鎖され、現在は一つの埋立地のみ使用されている。

スカベンジャーの問題は、前述の事故の後、地元自治体政府、地域コミュニティ、NGO等の協力により、移住や職業訓練などで救済する活動が行われているが、解決にはまだまだ時間が掛かる。対策として、しっかりとしたリサイクルの仕組みとその為の施設をつくり、スカベンジャーが持ち込む再利用可能なごみを受け入れることなどが考えられる。

5.7.2 パヤタス埋立地のごみの成分

パヤタス埋立地に持ち込まれるごみは、主に一般家庭と商工業セクターからのものであり、その構成は表17のようになっている。2001年のケソン市で収集された一般廃棄物総量の60%が、紙などの有機物であるため、含水率が非常に高くなっている。

表 17 パヤタス埋立地のごみ構成

(%)

構成	構成率	含水率	揮発燃焼し易い物質の含有率	灰の割合	固定炭素割合
硬質プラスチック	10.07	1.11	94.87	0.07	3.95
発泡プラスチック	0.72	2.76	95.88	0.04	1.32
紙	6.83	25.18	56.54	0.39	17.89
発泡プラスチック	2.16	1.02	89.11	0.07	9.80
布地		11.69	61.36	0.31	26.64
庭のごみ	52.88	56.58	31.50	0.65	11.27
有機物（食品）		58.95	30.57	0.74	9.74
フィルムプラスチック	15.11	36.07	57.93	0.26	5.75
金属	2.16	0.07			
ガラス及びセラミック	6.47				
おむつ	3.60				

(出典：PNOC EC, “Payatas Gas Extraction Project: Final Report”)

ごみの構成調査の目的は、厨芥、園芸ごみ、紙、金属などの割合を求め、埋立地の生ごみおよび部分的に堆肥化したり圧縮されたサンプルの工業分析を行うためである。そのデータから、ごみの重さあたりの潜在的なメタン発生量を予測する生物分解モデルを用いて、 L_0 値（後述）や生物分解開始前のごみの一定の重量あたりの LFG 容積値を算出する。そしてその値を、ある期間におけるガスの発生量を予測するためのモデルで使用する。

なお、2003 年 8 月、ケソン市はパヤタス埋立地を、これまでの単なる廃棄物の投棄場所ではなく、管理埋立地とすることとなった。これは、RA9003 の第 37 条が、各自治体は何の管理もされない野積み埋立地を放置することを禁止し、そのような埋立地がある場合は、同法施行後 3 年以内に管理埋立地に転換することを義務付けているのを受けた動きである。同市はすでに DENR から管理埋立地への転換承認を受けている（添付資料 2）。転換されれば、パヤタス埋立地の使用寿命は 3 年延長され、2007 年までごみの受け入れが可能となる。

なお、管理埋立地として最低限守るべき運営の要件が、RA9003 の施行令の規則 XIII に、衛生埋立地として最低限守るべき運営の要件が規則 XIV に定められている（PDD appendix 1 を参照）。

5.8 埋立地ガスと浸出汚水について

PNOC EC は、パヤタス埋立地を管理する、ケソン市のパヤタス埋立地管理グループ（Payatas Operations Group: POG）の協力の下、同埋立地のごみやガスについて調査・分析を行なった。

5.8.1 埋立地ガス

はじめに、幾つかの用語の定義および埋立地ガスについて述べる。

- 浸出汚水：雨やその他の水分が埋立てまたは投棄された廃棄物を通して染み出してくる汚染された液体のこと。浸出液とも言う。
- 埋立地ガス：埋立てまたは投棄された廃棄物が生物分解する過程で、嫌気性の条件下での微生物活動によって生産される、メタンと二酸化炭素を主成分とする混合ガスのこと。英語では衛生埋立地からのガスを Landfill Gas (LFG)、何も管理せずにごみを積み上げているだけの埋立地（ダンプサイト）からのガスを Dumpsite Gas (DG) と区別して呼ぶこともある。
- 一般廃棄物（Municipal Solid Waste: MSW）：消費者が既に使うことの無い、異質な成分の混合物。これらは一般家庭、住宅地から出る廃棄物であり、また、商工業や病院や医院などの施設から出る有害でない廃棄物、市場からのごみ、園芸ごみ、通りのごみなどが含まれる。有害廃棄物および健康被害の可能性のある廃棄物は、MSW の範疇には含まれない。解体および建設廃棄物も MSW ではない。
- k 値：IPCC ガイドラインで、ショール・キャニオンモデル（後述）において使用するメタン発生的一次反応率
- L_0 ：一般廃棄物 1 トンあたりのメタンの潜在的最大発生量。単位は m^3 /トン。

一般廃棄物が大量に排出または処分される場所は、まず浸出汚水や埋立地ガスの発生する生物反応器（バイオリアクター）となると考えられる。この生物反応は様々な条件に左右される。それは例えば、水分含有量、ごみの材質、酸素の有無（酸化還元の可能性）、温度、微生物相、圧縮度合い、などである。

埋立地ガスに含まれるメタンは CO₂ の 21 倍の温暖化効果を持つ。このガスが爆発または燃焼した場合は、メタンが CO₂ と水に変わることによって GHG としての効果は低減する。埋立地ガスとして回収されれば、それはいくつものエネルギー産出目的に利用できるエネルギー源となり、埋立地に収入をもたらすことにもなるのである。

開発途上国において、現在、埋立地ガスを回収して燃焼またはエネルギー生産に利用している所はほとんど無いが、この方法は、先進国（アメリカ、オーストラリア、ニュージーランド、ヨーロッパ）では普及してきていると言えるだろう。下記表 18 は、世界の埋立地ガスのエネルギーとしての潜在的な量を示している。GHG 排出量の緩和と安価なエネルギー生産が結び付けば、より多くの資金が期待できるであろう。

表 18 世界の発電事業に利用可能な埋立地ガス

地域・国際機構	1996 年までの量 (MWe)	2010 年までの予測量 (MWe)
全世界	1,385	4,529
EU および EFTA	573	1,577
中央ヨーロッパ	0	25
CIS	0	225
NAFTA	730	2,326
OECD（太平洋地域）	30	199
地中海地方	0	4
アフリカ	2	23
中東	0	10
アジア	30	91
南米	20	49

（出典：PNOC EC, “Payatas gas Extraction Project: Final Report”）

5.8.2 埋立地ガス発生までの流れ

公表されている研究や書物よればパヤタス埋立地のように管理が行き届いていないか、あるいは全く管理されていない埋立地では、埋立地ガスの発生原因となる生物分解の程度や、それに要する期間の長さを予測することは困難または不可能とされていることが多い。しかしながら、ここでは埋立地で用いられる原理や方程式を応用して、管理がなされないか行き届かない埋立地からの埋立地ガス発生の予測を試みしてみる。

有機物から成る廃棄物の生物分解は、一般的に 5 つのフェーズを経る。これらのフェーズは基本的なものであり、埋立地ガスと浸出污水の組成に影響を与える。埋立地の条件により、各フェーズに要する時間も変化する。5 つのフェーズを図 12 に示す。

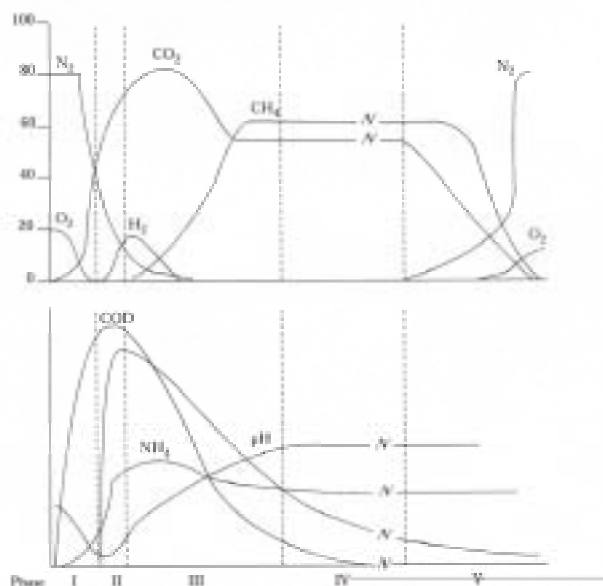


図 12 埋立地ガスの成分の標準的な展開

(出典：PNOC EC, “Payatas Gas Extraction Project: Final Report”)

埋立地の廃棄物の各層が図 12 に示すような生物分解の過程を経る。生物分解に要する期間を決める主要要素は、気候条件と操業手順という二つの要素である。

フェーズ I と II は、数週間から、条件によっては 2 年以上を要することもある。フィリピンの埋立地の場合、高い気温がこの最初の生物分解を促進する。また、廃棄物の圧縮度合いがきつかったり、薄い層で積み上げる場合も同様である。廃棄物を小さなセルに分けて埋立てることも、フェーズ I と II にかかる時間を速めることになる。

フェーズ III と IV は、ガス発生のピークがおおよそ 5 年続く。その後の分解の後退期は埋立地の操業方法や、とりわけ廃棄物の含水率によって期間が変化する。水分量が多いほど飛躍的に生物分解が進むので、降雨量が多ければフェーズ III と

IV はより速く進行し、短期間で埋立地ガスの発生量も増加する。また、サイトが乾燥地域にあり、適切に覆いが施されている埋立地では、浸出汚水の循環と埋立地ガスの回収を含む操業対策によって生物分解を促進する。

フィリピンの場合、多雨な気候であることから、生物反応は速まり、したがってより多くのメタンガスが短期間で発生することになるだろう。また、フィリピンの埋立地の廃棄物自体が、本来水分を多く含んでいるものなので、浸出汚水を循環させてガスの発生を促す必要もほとんどないであろう。

フェーズ V にある埋立地の寿命は、埋立地の操業当初にどのような操業段階を踏んだかによって大きく変わってくる。大抵、気温の高い国々においては、廃棄物が最終的に安定するまでに数十年、場合によっては何世紀もかかることがある。しかしながらフィリピンの場合は、適用したモデルから、生物反応が速いと考えられるので、埋立地は 20 年未満の期間で安定する。

5.8.3 埋立地ガスの発生量と回収・その成分および浸出汚水の影響

(1) 埋立地ガス回収量

一般的に、埋立地ガスの回収量に影響する要素は 4 つある。それらは、

- 1) 側面移動または表面から大気中への放出による損失
- 2) 埋立地閉鎖前に起こる、好気性条件下の有機物質の分解による損失
- 3) 表面近くの層における、嫌気性下の不完全な分解（ガスの回収に伴う空気の侵入）に起因するバウンダリー・イフェクト
- 4) 浸出汚水による有機炭素の流出などによる損失

どんな覆いを施しても、60%を超える率で埋立地ガスを回収できている埋立地はほとんどない。標準的な回収率は、体積にして 40~50%とされている。現在、フィリピン国外の埋立地ガス回収事業では、計画上合理的且つ商業化可能な埋立地ガス回収のための埋立地ガスの発生量は、多い方でごみ 1 トン当たりおよそ 100 m³ で、15~20 年間ガスが発生する場合と想定している。フィリピンの埋立地ガスの発生量も同規模であろう。ただし、フィリピンの埋立地のごみの状態はそのまま強化バイオリアクターの状態に酷似し、k 値（ショール・キャニオンモデルにおけるメタンガス発生率）が高いために、埋立地ガスの発生期間は短く（5~10 年）なる。したがって、年間あたりの回収量は標準より多くなると思われる。

(2) ショール・キャニオンモデル

改訂版 1996 年 IPCC 国内 GHG インベントリーガイドライン参考マニュアル (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual) によれば、埋立地からのメタンの発生量を算出するために用いられる方法は、3 つに大別されている。すなわち、①Theoretical gas yield methodology、②Default methodology そして③Theoretical first order kinetics methodologies である。本プロジェクトにおいては、③を用いることとする。③が他の 2 つの方法と大きく違う点は、特に①がごみの塊とそれに含まれるメタン量、②がごみの塊とそれに含まれる有機炭素に着目し、ごみが捨てられてからすぐにメタンが発生するものとしているのに対し、③では長期に渡りメタンが排出されるという、「反応速度」という考え方を取り込んでメタンの発生量を予測している点である。算出に用いるのは、以下の公式 (前述の IPCC ガイドライン 6.2.4 の公式 3) である。

$$\text{ある年のメタンの排出量 } Q \text{ (m}^3\text{/年)} = L_0 \times R \times (e^{-k_c} - e^{-k_t})$$

この元となる考え方が、ショール・キャニオンモデル (Scholl Canyon Model) と呼ばれている。

(3) 埋立地ガスの成分

一般廃棄物の埋立地ガスの各成分の含有率は、表 19 に示したとおりである。埋立地ガスで最も重要な成分は言うまでも無くメタンと CO₂ である。微生物によるメタン生成のピーク時には、メタン対 CO₂ の比率は 1.2 - 1.6 : 1 ある。しかしながら、商業化目的の計算には、1 : 1 が標準的な比率とされる。

表 19 一般廃棄物から発生する埋立地ガス成分量の変動範囲

パラメータ	変動範囲 (%)
メタン (CH ₄)	30 - 65
二酸化炭素 (CO ₂)	20 - 40
窒素 (N ₂)	5 - 40
酸素 (O ₂)	0 - 5
水素 (H ₂)	1 - 3
アルゴン (Ar)	0 - 0.4
硫化水素 (H ₂ S)	0 - 0.01
硫酸塩総量 (S)	0 - 0.01
塩化物総量 (Cl)	0.0005

(出典 : PNOC EC, “Payatas Gas Extraction Project: Final Report”)

(4) 浸出污水の影響

特に乾燥した状態の埋立地の場合、湿度を増して生物分解を促す目的で浸出污水を循環させることがある。この循環は、浸出污水の有機的負荷の削減を最適化するために行われ、より多くの埋立地ガスが発生する。循環は埋立地の使用開始から半年～2年の間実施される。具体的には、ごみを古いものと新しいものの2つのセルに分け、新しいごみのセルから出る有機的負荷の高い浸出污水を、メタン生成微生物の多い状態にある古いごみのセルへ流す。この場合、理論的には埋立地ガスの収量が高い状態になるので、古いセルからのみ埋立地ガスを回収することになる。しかしながら、収量は対象となる埋立地の k 値の予測値に大きく左右されることになる。

このように、浸出污水の循環は、有機ごみの生物分解を促進し、浸出污水中の有機的負荷を軽減するうえ、埋立地ガスの発生量を増やす。しかしながら、フィリピンのごみ埋立地の場合は、元々湿度が高く浸出污水量が多いので、循環の必要は殆どないと考えられる。むしろ浸出污水の排水設備を整備する必要がある。

5.8.4 パヤタス埋立地の埋立地ガス調査結果

ここでは、2002年に PNOC EC が POG の協力を得て実施した実現可能性調査の方法と結果について、順を追って述べる。

以前実施された、カルモナ埋立地（閉鎖）での調査では、ガスの流量試験で 0.3 という高い k 値を示した。これは、分解の速度が速く、ほぼ閉鎖直後でメタンが発生しているレベルであることを示している。同時に、この時の L_0 （メタンの潜在的発生量）はおよそ一般廃棄物 1 トン当たりメタンガス 100 m³ との数値を得ていた。

(1) 短期ポンプ／流量試験

PNOC EC は、2002年9月および10月にパヤタスの古い埋立地（閉鎖された地域）と、現在使用中の地域に流量試験を実施した。試験の目的は、古い埋立地に設置した2つの回収井戸の周囲における圧力とガスの分布状況を把握することであり、これらは回収率と関連する。通常、短期試験は、空気の侵入度合いとごみの塊での選択された回収率への影響に関する指標を得るために行なわれる。許容範囲での減圧時に達成可能な流量率や回収システムの井戸同士の間隔の予備的な見積もりもこの試験で得ることができる。この試験は、長期試験或いは埋立地ガ

ス回収設備の規模への投資決定前に実施する。

(2) 試験のための井戸について

既に閉鎖されたカルモナ衛生埋立地での調査により、浸出汚水の水位が高いことが判明しているので、井戸はガスの回収と浸出汚水の排水の 2 つの役割を持っている。

井戸のタイプは水平井戸である。まず周縁部から緩やかな傾斜をつけた溝を埋立地に掘り、そこに、直径 4 インチ（1 インチは約 2.5 c m）で、高密度ポリエチレン（HDPE）製の溝穴のついた配管を地表面から 3 メートルの所に埋めて、ごみから発生するメタンを回収するようにした。さらに配管の周囲 50 センチ四方の範囲に、直径およそ 1 インチの砂利を詰めて配管を覆い、4 分の 1 インチ×6 インチの溝穴が詰まるのを防いでガスが連続的に流れるようにした。また、この配管は直径 6 インチで長さが 2 メートルのパイプによって約 6 メートルおきに連結された。加えて、プラスチック製のシートを砂利の上に敷き、減圧時に空気（特に酸素）が回収井戸から侵入するのを防ぐようにした。このような方法で、合計およそ 600 メートルになる配管が、古い埋立地（150 メートルの井戸を 2 ヶ所）と使用中の埋立地（70 メートルの井戸を 4 ヶ所）に設置された。

ガスの回収以外に、配管には周囲のごみも流れてしまうことがある。U 字管を埋立地周縁部にある配管の端に取り付け、浸出汚水の排水中にメタンが逃げないようにした。

(3) ガスおよび浸出汚水配管のモニタリング

浸出汚水のモニタリングには、各埋立地に直径 12 インチの穴を開けて 6 インチの配管を通した。浸出汚水の水位は、埋立地内部の水分量を示し、水位が高ければ、内部の水分量が多いためにごみの層の安定度が低いことになる。

ガスのモニタリング用井戸は、前述の水平井戸の設置地域に直径 6 インチの穴を開けて 2 インチの配管を通した。これらの配管は、ガス回収井戸の減圧時にその影響を表さない（気圧勾配を示さない）回収井戸からの距離を決定するガス圧をモニターするのに使用した。設置には、回収井戸からの距離や地表面からの深さにそれぞれ変化を持たせた。

流量試験は、先ずごみの特性と容量から埋立地で発生するガスの潜在的な最大容量を予測し、次にガスの構成成分および周囲の圧力を移動式ガス分析器で計測した。流量試験中、ガスは水平井戸からブースターユニットを使って回収した。

ブースターユニットは、空気の侵入を最低限に抑えつつ、減圧によりガスを回収するものであり、コンプレッサー、自動点火フレアおよびガスの測定・濾過・液体分離・パフォーマンスモニタリングのための機器が備わっている。回収したガスはフレア燃焼させて温暖化効果を最小限に抑えた。流量試験、ガス圧試験およびガスの温度は、回収時に測定した。

古い埋立地の 2 ヶ所、使用中の埋立地の 3 ヶ所の井戸で、流量試験中にガス分析器と酸素濃度を 2% に抑えた最大流量率を用いてガス濃度の測定を行ない、メタン対二酸化炭素の比率は 1:1~1.3 で保持した。この比率はメタン発生またはメタン生成のピーク時の比率に合致する。また、メタン生成反応に必要な嫌気性状況を維持するために、引き入れ口のバルブの開きは一定に保って、酸素の侵入は最小限に抑えた。このように、酸素化とそれに伴うメタン生成微生物の死滅を防ぐために細心の注意を払って試験を実施した。

ガスのサンプル採取は、埋立地のガス圧が相対的に低いために困難を極めたが、検討の結果、添付資料 3 に示した手順により実施した。サンプル同士の汚染には注意を払った。

新旧の埋立地を合わせて 5 つの井戸から採取したガスのサンプルは、テドラーバッグに入れて研究室で分析した。

(4) 井戸の配置

2002 年の調査と、それ以前に実施された調査時に設置された配管を合わせると 1,000m 強の長さとなる。以前の調査では、古い埋立地に 150 メートルの配管を水平に 30 メートル間隔で 2 セット設置し、使用中の埋立地には 69 メートルの配管をやはり水平に 30 メートル間隔で 4 セット設置した。最新の地形図に従い、使用中の埋立地の井戸は、過去の調査後に延長された。図 13 は水平回収井戸、ガス圧モニターおよび浸出汚水井戸の 2002 年の調査時の設置状況を示すものである。

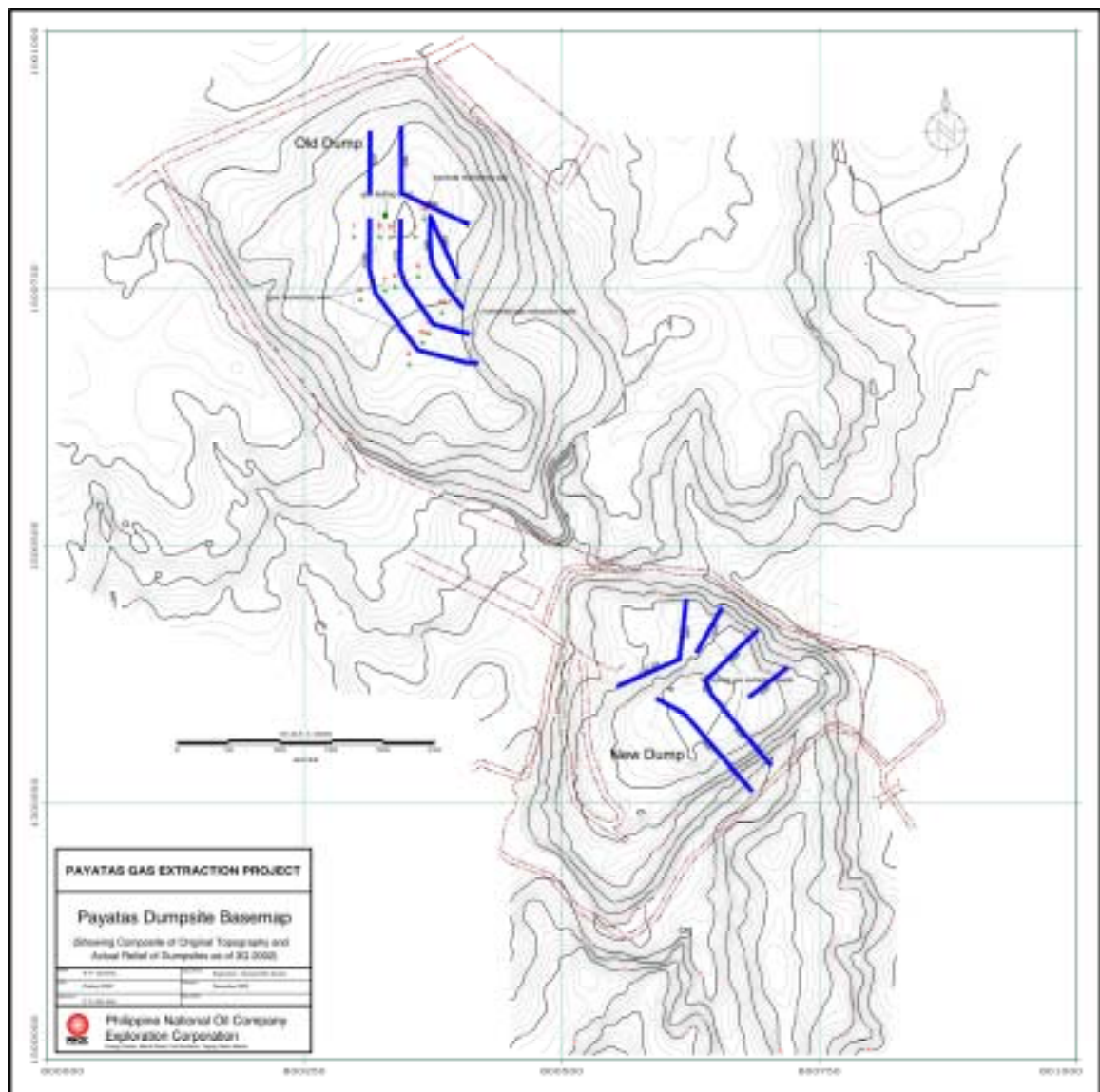


図 13 パヤタス基本地図

(出典：PNOC EC, “Payatas gas Extraction Project: Final Report”)

(5) 廃棄物の量とかさ密度

POG から得たパヤタス埋立地の地形図（添付資料 4）を基に、古い埋立地の等層厚線模型を用いて算出したところ、2002 年 10 月の時点で、古い埋立地には 210 万 m³ の一般廃棄物があると結果が出た。一方、現在使用中の埋立地については、同じく 2002 年 10 月の段階で、118 万 m³ であると判断された。

ごみに含まれる生ごみのかさ密度は、177～200 kg/m³ であった。圧縮されたごみの場合でのかさ密度がこの 2～4 倍の 750 kg/m³ だとすれば、新旧両方の埋立地の、2002 年 10 月現在の廃棄物の重量は、およそ 246 万トンあったことになる。

パヤタスの古い埋立地は、1973 年に使用が開始され、現在使用中の埋立地は 1984 年にオープンした。2000 年のごみの山崩壊の悲劇をきっかけに最初の埋立地は閉鎖された。POG によれば、新旧両方の埋立地が操業していた間は、パヤタスに持ち込まれるごみの 30%が新しい埋立地に捨てられたが、2000 年以降はすべてのごみがこの新しい方の埋立地に処分されている。

(6) ガスおよびごみの分析結果

移動式ガス分析器で得た各成分の濃度を確認するために、新旧双方の埋立地の 5 つの井戸からサンプルを採り、埋立地ガスの基礎となるメタン、二酸化炭素、酸素および窒素について分析した。その結果、2000 年に閉鎖した古い埋立地よりも、使用中の埋立地のガスの方が高いメタン濃度を示した。また、硫化水素の分析は将来必要な設備の材質を決めるのに役立つ。

静的・動的ポンプ試験における、ガス分析器を用いた成分の平均濃度を表 20 に示す。

表 20 パヤタス埋立地のガス成分濃度

(%)

成分	古い埋立地	使用中の埋立地
CH ₄	40.7	53.5
CO ₂	29.7	32.6
O ₂	4.2	0.5
N ₂ (計算上)	15.8	1.9

(出典：PNOC EC, “Payatas Gas Extraction Project: Final Report”)

最適なガス利用設備を決定する前に、ガス成分と含湿度および H₂S については、研究所にて詳しい分析を行った。

(7) ガス発生状況について

LFG の発生状況は時間とともに、5.8.2 に既出の図 12 のような経時変化を示すとされており、ガス発生初期（図のⅠ～Ⅲ期）や終末期（図のⅤ期）においてはガス成分が大きく変化しているが、最も時間的に長いと考えられる中間期（Ⅳ期）

にはガス成分が安定していることが判る。また LFG の可燃成分としてはガス発生初期には微量の水素も存在しているが、メタンが主体であり、メタンの含有量で発電用の燃料としての発熱量がほぼ決定される。

(8) LFG のガス成分について

フィリピンでの現地調査によって、パヤタス埋立地における新旧ガス回収井戸 5 ヶ所のガス成分が分析されており（添付資料 5）、その結果を表 21 に示す。この報告によれば使用中の埋立地の井戸ではメタン濃度約 60%、古い埋立地の井戸では約 50%とされている。

表 21 ガス成分構成比と濃度

Location	Methane %	Hydrogen Sulfite μ g/cm ³	Oxygen/ Argon %	Nitrogen %	Carbon Dioxide %	Water Vapere ppm
EW-2 (古い埋立地)	49	4,370	3.4	13	33	0.56
EW-2 (使用中の埋立地)	60	6,030	ND	ND	37	0.55
EW-3 (使用中の埋立地)	60	8,730	ND	ND	38	0.55
EW-4 (使用中の埋立地)	51	7,610	3.2	11	31	1.00
EW-5 (使用中の埋立地)	58	6,620	ND	ND	39	0.52

なお、参考までに硫化水素については濃度単位の換算を行うと、表 22 のようになる。

表 22 硫化水素濃度 (ppm)

井戸位置	硫化水素 ppm
EW-2 (古い埋立地)	2.87
EW-2 (使用中の埋立地)	3.96
EW-3 (使用中の埋立地)	5.73
EW-4 (使用中の埋立地)	5.00
EW-5 (使用中の埋立地)	4.35

次に、図 14、15、16 に PNOC EC の測定結果による LFG の分析データを示す。
これによると使用中の埋立地ではメタン濃度約 55%、古い埋立地では約 50% となり、燃料ガスとして利用する場合のメタン濃度は 50～60% 程度と考えられるので、低位発熱量（LHV）は約 4,300～5,200 kcal/Nm³（Nm³:ノルマル立法メートル、0℃ 1 気圧の標準状態における気体の体積）になる。

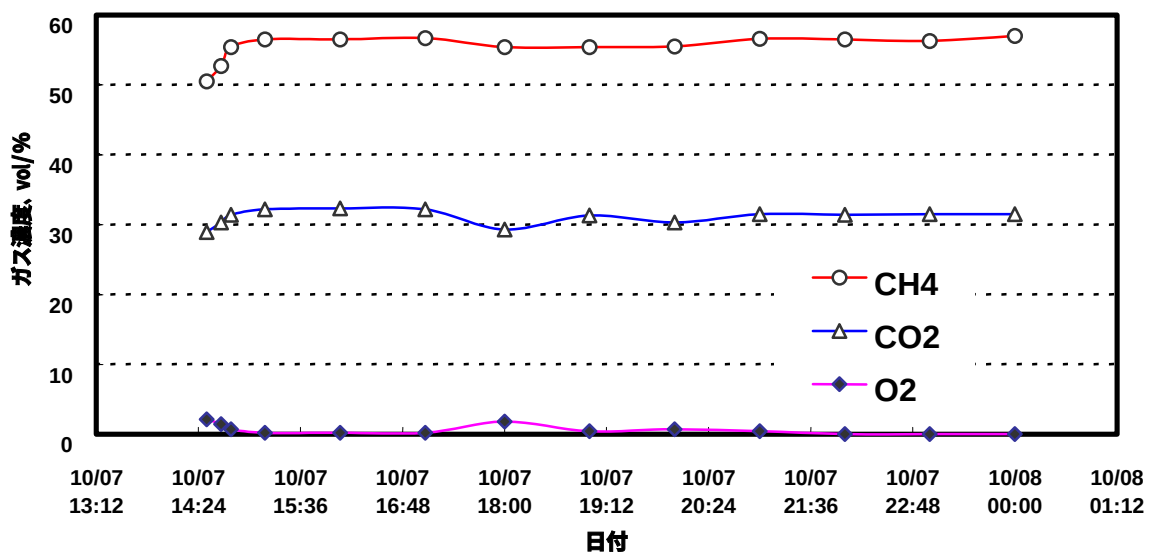


図 14 LFG ガス成分経時変化（使用中の埋立地 EW-1）

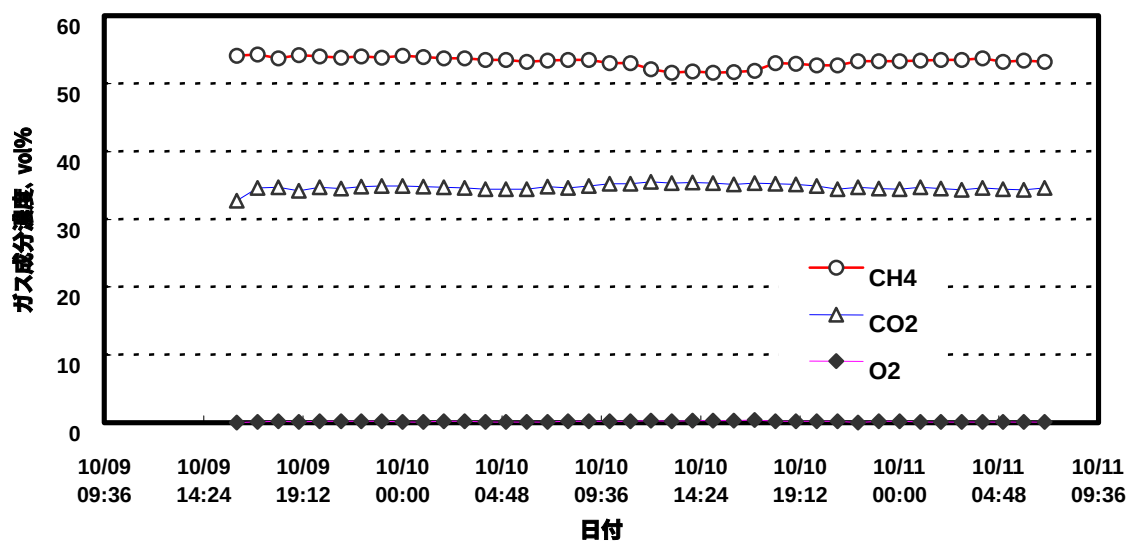


図 15 LFG ガス成分経時変化（使用中の埋立地 EW-3）

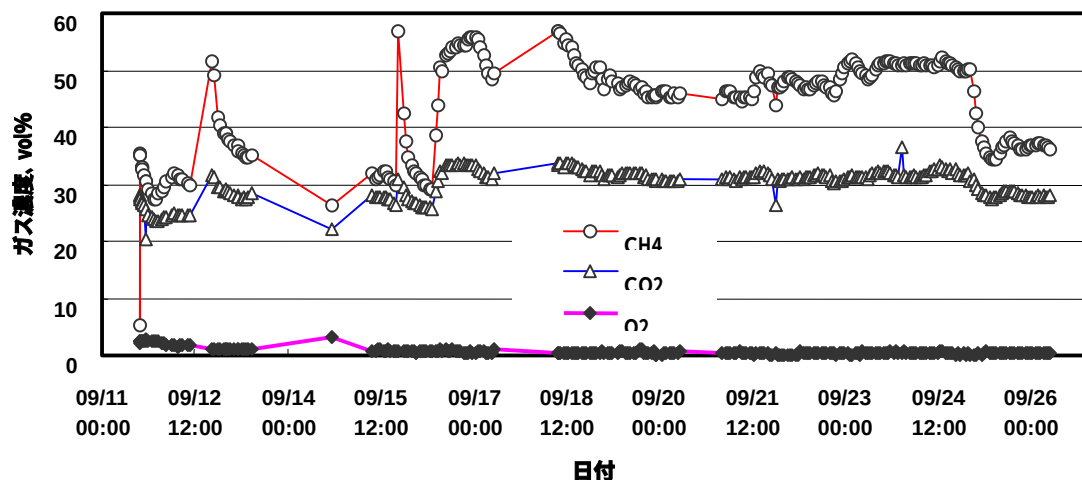


図 16 LFG ガス成分経時変化（古埋立地 EW-2）

燃料ガスとして利用する際に問題となるガス中の硫化水素 H_2S 濃度は、上記に示したように 10ppm 以下であり、使用する機器類によってその影響度は異なってくるが、現状では特に脱硫処理を行う必要はないと考えられる。

(9) LFG 発生量について

図 17、18 に使用中の埋立地および古い埋立地の井戸からのガス発生量を示している。

短期的な変動は除外しても、使用中の埋立地からは約 110 m^3/h のガス発生があるが、古い埋立地からは約半分の 50 m^3/h しか発生していない。つまり、埋立地が古くなるに従ってメタンガスの含有量のみならずガス発生量も低下する傾向が見られる。

短期的変動については複数の井戸を集合させるガス収集系統にガスホルダーを設置することで個々の井戸からの発生量のバラツキは抑えられるが、上記の経時的な変動については対応が困難である。

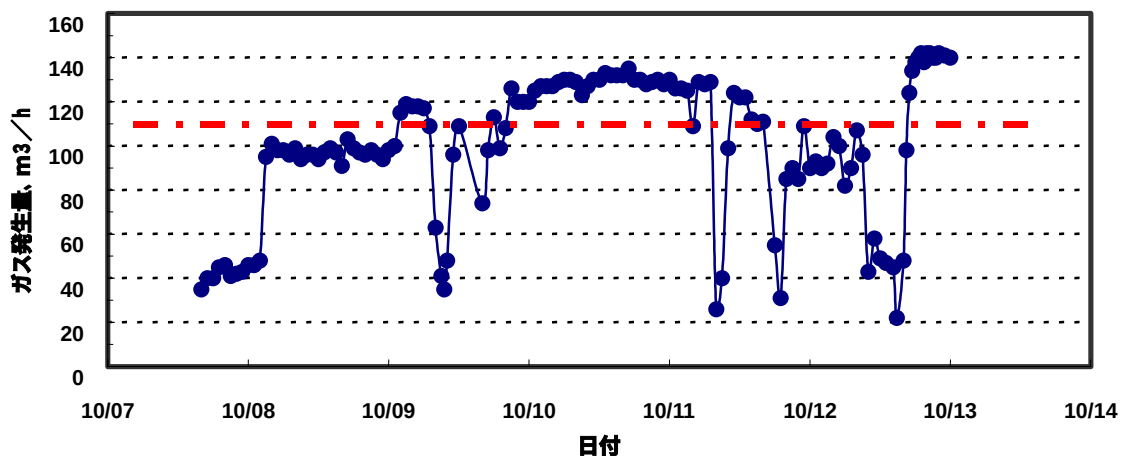


図 17 LFG 発生量（使用中の埋立地）

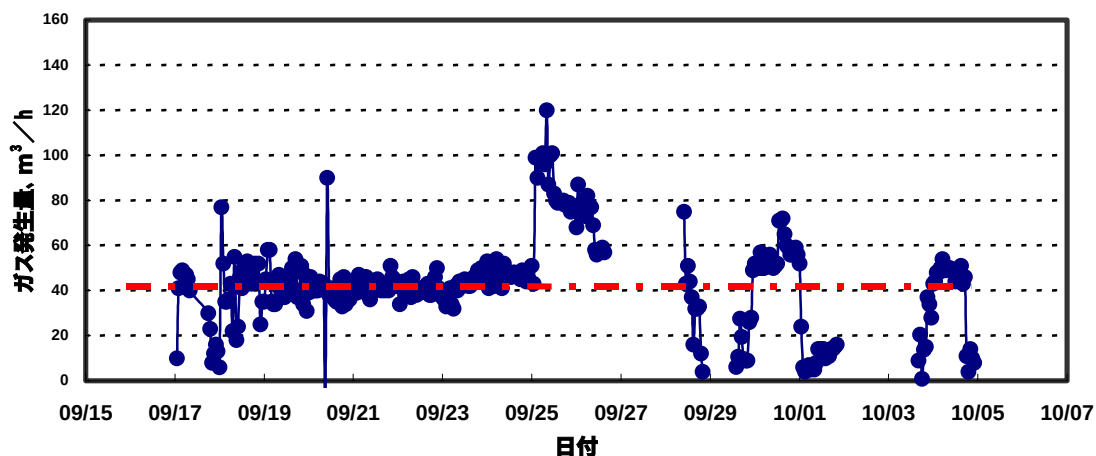


図 18 LFG 発生量（古い埋立地）

（10）LFG 発生量の予測

実施した流量試験の結果（特に使用中の埋立地のもの）は、 k 値 0.3 というフィリピン埋立地ガスの発生率の高さを再認識させるものだった。成分測定による CH_4 と CO_2 の比率 1.3-1.6:1 は、反応状態がフェーズ 3 および 4 の段階にあり、既にメタン生成のピークに達していることを示している。また、生ごみサンプルの近似分析を用いた生物分解性メソッドによって得られた L_0 のレンジは、カルモナ埋立地の値（およそ一般廃棄物 1 トン当たりメタンガス 100 m^3 ）に近いものであった。

なお、パヤタスの使用中の埋立地における最大メタン潜在量の見積もりにあたっては、保守的な値である一般廃棄物 1 トン当たり 80 m³ を用いることとした。

以上で得られたモデルパラメータを用い、IPCC のガイドラインに基づき、ショール・キャニオンモデル FOD 法の一次反応率を用いて本プロジェクト期間におけるメタンガス発生量を算出する。算出結果は表 23 に示す。なお、算出方法については、添付資料 6 を参照されたい。

表 23 炭素クレジット期間のメタンガス回収スケジュール

年	トン	m ³
2005	6,841	9,574,786
2006	6,795	9,510,795
2007	6,761	9,462,801
2008	5,009	7,015,111
2009	3,710	5,191,342
2010	2,749	3,847,512
2011	2,034	2,847,639
2012	1,508	2,111,732
2013	1,120	1,567,801
2014	907	1,159,853

(出典：PNOC EC, “Payatas Gas Extraction Project: Final Report”)

なお、国立環境研究所等様々な研究機関で廃棄物からのメタンガス発生量予測についての手法が研究されているが、本プロジェクトでは CDM 事業を目的としているため、PNOC EC と検討した結果、CDM 理事会で認められている IPCC の手法を採用する。

(11) 流量率と影響が及ぶ範囲

使用中の埋立地に設置した水平井戸のうち、ひとつの井戸が流量率 140 m³/h という高い値を示したものがあった。この事からも、フィリピンの気候およびその他の条件が反応スピードを速め、一般廃棄物の投棄を開始してすぐにごみの生物分解が始まる事示している。他国では、ごみを捨て始めてからおよそ 2 年後にメタン生成段階に入ると予測されているのであるが、フィリピンの埋立地においては、そのスピードがより早く、サイトの閉鎖後 1 年以内にメタン発生ピークが来ると思われる。

水平井戸の長さについても、貴重な結果を得た。地表面から 3 メートルの深さに埋設した水平井戸は、メタンの良い流量率を得るのに適当であった。使用中の埋立地の場合、水平井戸の埋設直後に試験を始めた訳ではないため、引続き新たなごみが捨てられ、水平井戸を覆っていった。さらに、使用中の埋立地で使用した井戸の長さは、設置が容易で、しかも全長にわたってガスを回収するに十分な、適切な長さであることも判明した。

一方、使用中の埋立地で用いたのより長い、古い埋立地の井戸は、設置も周縁部へ緩やかな傾斜をつけるのも困難であった。ガスの流量率が低かったのは、この長い井戸の低い地点で浸出污水が集まったためではないかと思われる。

試験からは、古い埋立地の平均流量率は 40 m³/h と推測されている。これは、古い埋立地はこの試験の時点で閉鎖から 3 年が経過しているため、流量は現在使用中の埋立地より低いと考えられるためである。使用中の埋立地のガス流量率は、1 時間あたり 90 m³ と予測される。

古い埋立地に設置したガス圧モニターのための井戸からのデータを用い、影響の及ぶ範囲は 15～20 メートルと思われる。したがって、水平井戸は 30～40 メートル間隔で設置すべきと考える。

現在、100 kW のパイロットプラントが 2004 年 3 月から稼動している。パイロットプラントで得られるテスト結果は、本事業の最終的な基本設計を決定するのに役立つであろう。



ガスサンプリング風景







100kW パイロットプラント







100kW ガスエンジン (パイロットプラント)



6. 本プロジェクトのバイオガス回収技術

ここでは、パヤタス埋立地から発生するガスを回収して有効に活用する方法について、技術的側面から検討した結果について述べる。

6.1 技術の検討における視点

LFG は、生物由来のガスであるため、炭素量が増減するわけではない。つまり、カーボン・ニュートラルであるといえるが、地球温暖化の観点から見ると、LFG の主成分であるメタンは CO_2 の 21 倍の温室効果を持っているため、そのまま大気へ放出することは問題がある。このためフレアスタック等を使って、単純に燃焼させ（つまり、 CO_2 と H_2O へ変換させ）ることでメタンの温室効果を緩和している例もあるが、さらに有用なエネルギーへ変換して石油代替のエネルギー源として利用できれば、二重の温暖化防止効果を期待できる。今回の検討もこのような観点から実施するものであるが、検討する技術については既に実用化されているものを対象とし、研究開発段階のものについては除外した。なお、本章は、弊社より提示された現地データを基に、ヤンマー株式会社が技術の検討を行ったものである。また、発電容量については、パヤタス埋立地から発生するガス量が 1,000 kW 相当量であるという現地情報をもとに、同容量（1,000 kW）を前提として検討を行った。

発電容量を 1,000 kW として設置した場合のガス量 V (Nm^3/hr) は以下のようになる。

ガスの低位発熱量 = 4,300 kcal/ Nm^3 、発電効率 = 30% とすると、1 kW = 860 kcal/hr であるから

$$\begin{aligned} V &= (1,000 \times 860) / (4,300 \times 0.3) \\ &= 666 (\text{Nm}^3/\text{hr}) \end{aligned}$$

つまり、約 670 (Nm^3 / hr) 以上のガスが供給されていることになり、この熱量は

$$670 \times 4,300 = 2,881,000 (\text{kcal} / \text{hr})$$

に相当する。

6.2 ガスの利用方法の検討

発生するガスを利用してエネルギーへ変換する場合、それには大きく分けて二つの方法がある。ひとつは熱へ変換する方法であり、もうひとつは電気へ変換するものであるが、本プロジェクトにおいては系統電源への売電を目的とした発電を予定しているため、ここでは電気への変換と利用に限定して検討を行うものとする。

電気への変換を行う場合には、原動機を使用して発電機を駆動し電力を発生させることになるが、原動機としては何種類かのものが存在し、各々に特色を持っているため、具体的な条件に照らし合わせて検討決定する必要がある。

LFG を使用することのできる原動機には、蒸気タービン、ガスタービン、ガスエンジン、そしてディーゼルエンジンがある。ディーゼルエンジンは燃料が LFG 単独であれば運転できないが、液体燃料と併用すれば使用することができる。各原動機の特徴を下記に示す。

6.2.1 蒸気タービン

LFG をボイラーへ供給し、そこで発生した蒸気でタービンを回転させ、動力を発生して発電機を駆動するものである。システム構成の概要図を図 19 に示す。

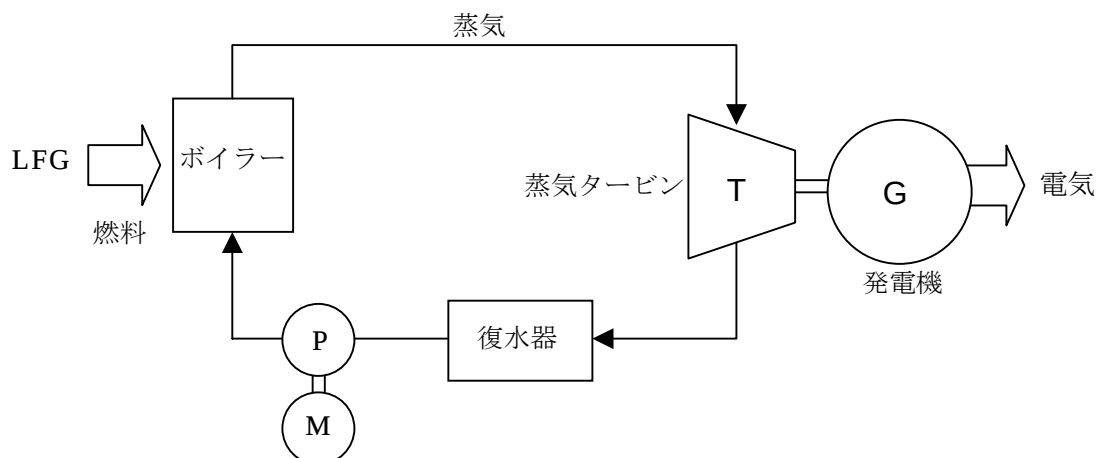


図 19 蒸気タービン発電システム

蒸気タービン本体は機構、構造が簡単でコンパクトではあるが、蒸気を発生させるボイラーや復水器とセットで設置する必要があり、初期投資額も大きくなる。またエネルギーを一旦蒸気という熱媒体を介して利用するため、総合的な熱効率が低く、小規模且つ分散している LFG 発電には不向きといえる。

6.2.2 ガスタービン

連続的な燃焼によって発生する高温、高圧のガスでタービンを回転させ動力を発生させて発電機を駆動するもので、遠心式または軸流式の圧縮機と燃焼器（室）およびタービンから構成される。図 20 に構造を、図 21 に原理と行程を示す。

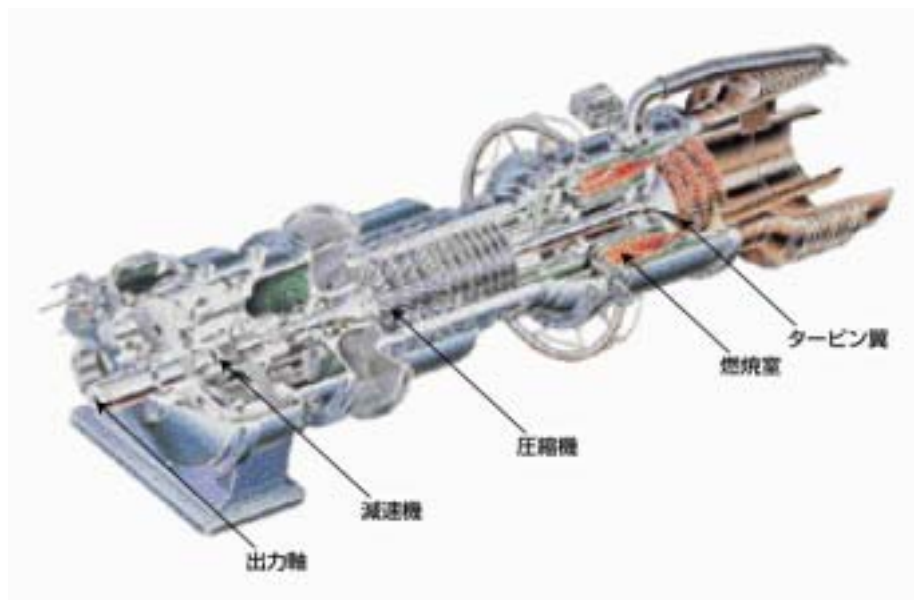


図 20 ガスタービン構造

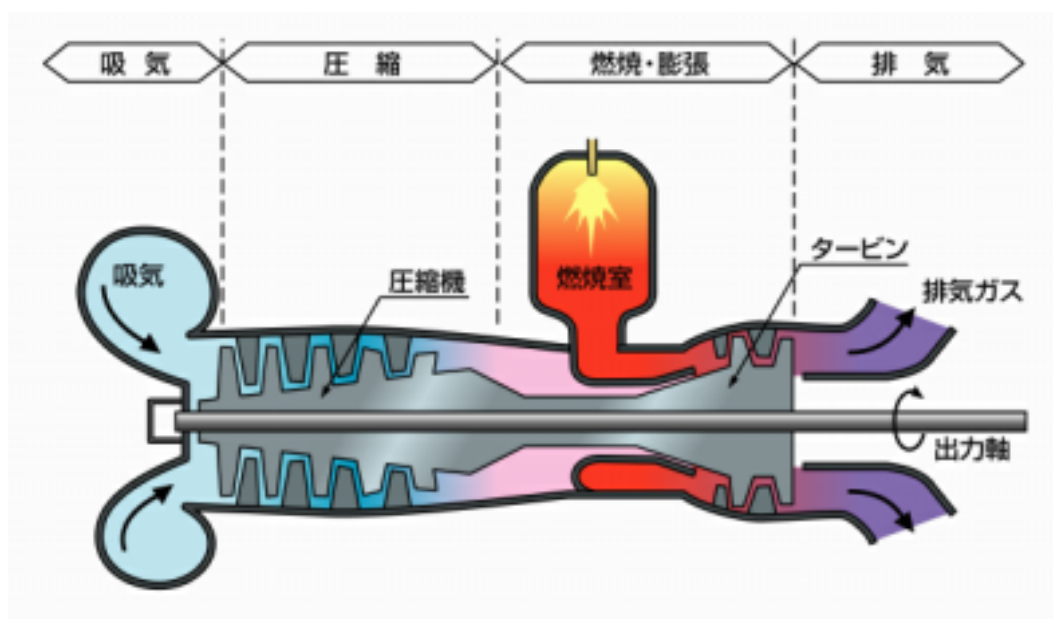


図 21 ガスタービンの原理と工程

圧縮機の動力はタービンから得られ、ここで大流量の空気をエンジン内に取り込むために小型で高出力を得ることができる。また連続燃焼が行われるため、燃料の性状や変動などに対する要求が比較的少ないこと、冷却水が不要なこと、機械的な往復動部分がないため、振動が少ないことなどの特徴を有している。但し、燃料の供給には圧力が必要で、ガス燃料の場合には 10 kg/cm^2 程度以上の圧力を要し、燃料系統にコンプレッサー等を設置しなければならない。また高温、高压に曝される部分が多いことから、高級な部材を使用せざるを得ない上に、これらの部材が一般に加工が難しい難削材であるために装置が高価になってしまう難点がある。さらに、発電効率が低く、特に小容量の場合には往復動内燃機関に比べて非常に効率が悪くなる。

図 22 にガスタービンの一般的なヒートバランスを示している。この図からも判るように、軸出力として取り出せる部分よりも排気ガスから熱回収として取り出せる部分の方が大きい。つまり、これは発電効率よりも廃熱回収が要求される用途に適しているといえる。

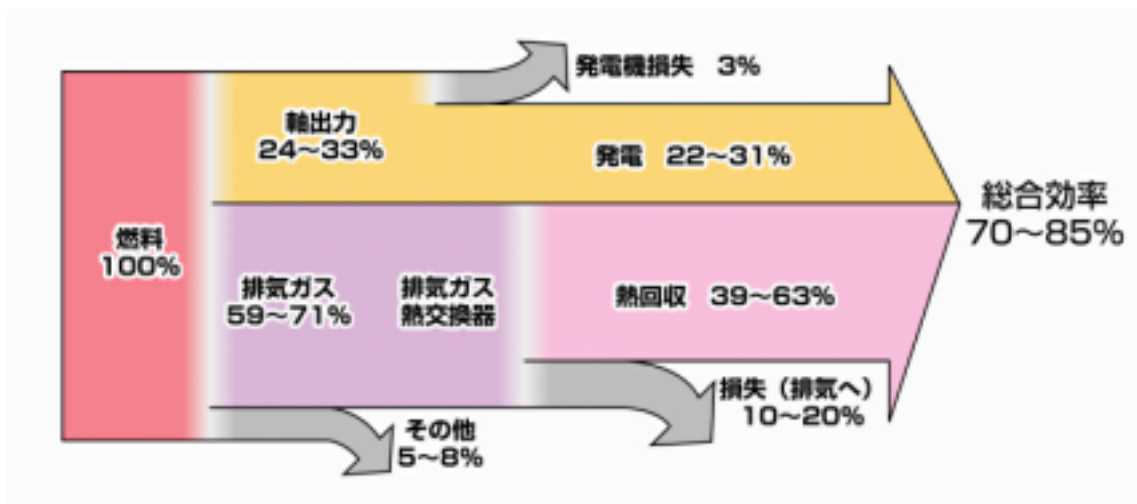


図 22 ガスタービンのヒートバランス

6.2.3 ガスエンジン

LFG を空気と混合してエンジンのシリンダーへ導入し、ピストンで圧縮して点火し、そこで発生する爆発力でピストンを押し下げ動力を得るもので、往復動の力を回転力へ変換するクランク機構を持っている。近年の技術開発によってディーゼルエンジンに劣らない高効率が達成されつつあり、設置のし易さとも相まって、最も多く市場に導入されている。エンジンの構造を図 23 に、原理と行程を図 24 に示す。

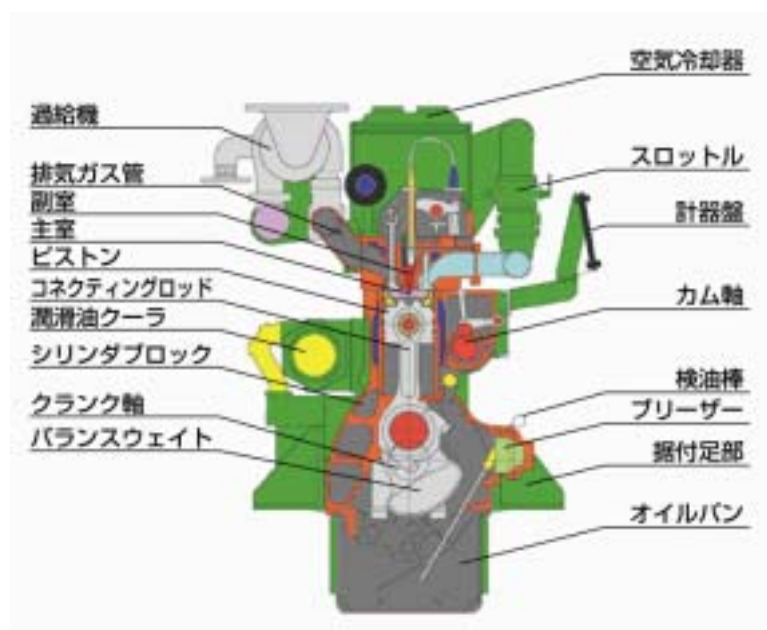


図 23 ガスエンジンの構造

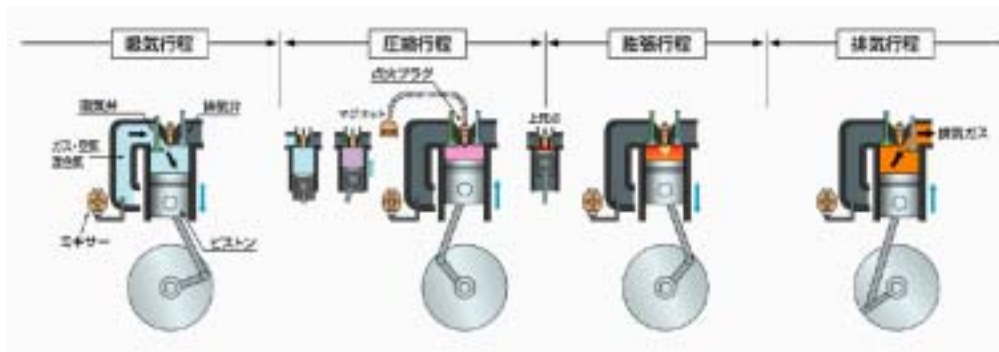


図 24 ガスエンジンの原理と工程

ガスエンジンは、エンジン発電機がユニット化されている場合が多く、建設期間が短い特徴を持っている一方、往復動機関であるためガスタービン等の回転機関に比べて、振動や騒音のレベルが高いという問題点もある。

6.2.4 ディーゼルエンジン

使用する燃料が LFG のみであれば運転することはできない。ディーゼルエンジンでは圧縮して高温となった空気に液体燃料（重油や軽油）を吹き込み、その時におきる自己着火をもとにした爆発でピストンを押し下げるものであり、LFG を燃料として利用する場合には吸入する空気の中へ LFG を混合して使用するもので、通常のディーゼルエンジンの吸入空気が「吸入空気+LFG」となったものと考えることができる。

ディーゼルエンジンの最大の特徴、利点は発電効率が低いということであるが、往復動機関としての振動や騒音の問題も抱えている。今回のように燃料が LFG の場合に液体燃料と併用してディーゼルエンジンで使用するメリットは、性状や流量が変動する LFG に対して安定した出力を保証できるという点にある。

6.3 エネルギー変換システムの決定

前項で述べたように現状の技術状況を考慮すると、エネルギー効率の観点から内燃機関、特に往復動機関（レシプロエンジン）を使った発電システムが実用的であると考えられる。

図 25 は市販されている各種原動機のデータをもとにエネルギー効率と機関出力をエンジンの種類別に分類したものである。

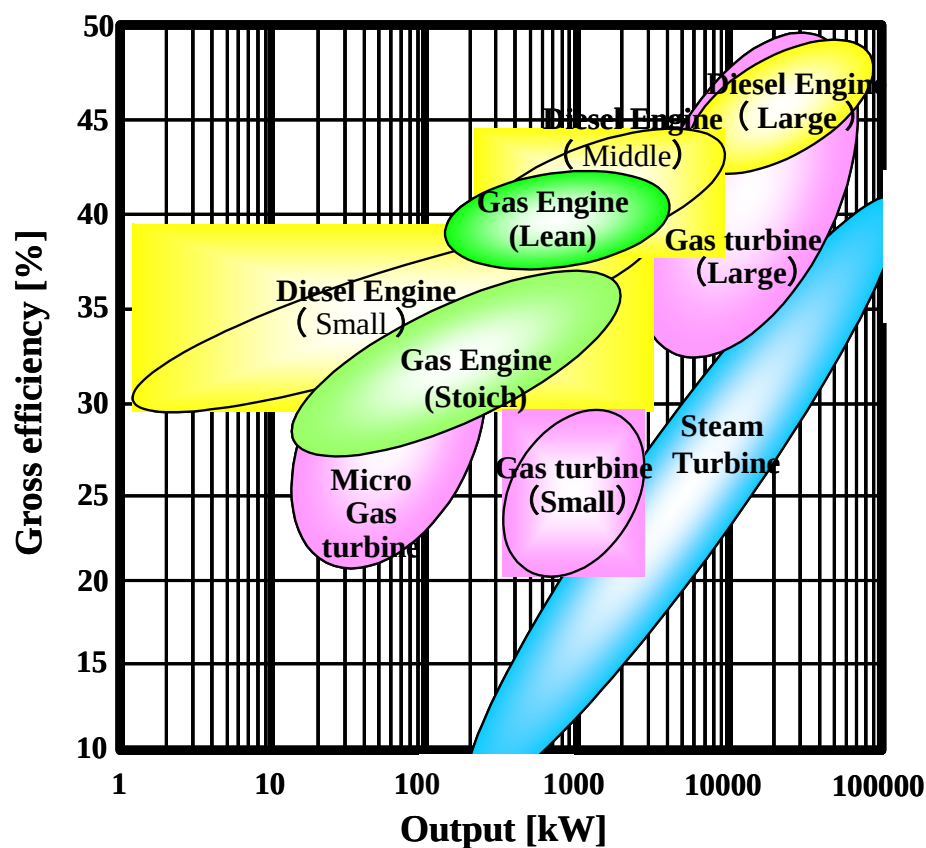


図 25 エネルギー変換設備の効率比較

今回、パヤタス埋立地 1 エリアあたりの LFG ガス発電プラントの発電規模は 1,000 kW 規模が最適という調査結果がでており、適正規模 1,000 kW クラスの熱効率を比較すればガスエンジンのエネルギー効率が高いことがわかる。

効率の高いディーゼルエンジンをベースにした LFG 混焼エンジンも考えられるが、補助燃料として液体燃料が必要であり、軽油等の確保や、CO₂削減が主目的の CDM の趣旨に沿わない等の問題があり、今回の検討からは除外することとする。

将来的には L F G を改質して水素を作り燃料電池を使つての発電も可能であるが、現時点では燃料電池のコストが高く経済的に成り立たない。

以上の検討結果から、ガスエンジンを使った発電システムが本プロジェクトにおいては最も適切であると言える。

6.4 ガスエンジン燃料としての LFG の検討

LFG の平均的発熱量 (LHV) は約 4,300～5,200 kcal/Nm³ ということで、通常の畜産糞尿等のメタン発酵によるバイオガス (平均 LHV : 5,000～6,000 kcal/Nm³、メタン濃度 58～70%) に比較して低カロリーである。図 26 は無過給式ガスエンジンによる燃料中のメタン濃度変更による安定出力範囲を示したものであるが、LFG ガスのメタン濃度 50～60% では安定した定格運転が可能なメタン濃度範囲を下回る領域があり、定格出力確保できない恐れがある。

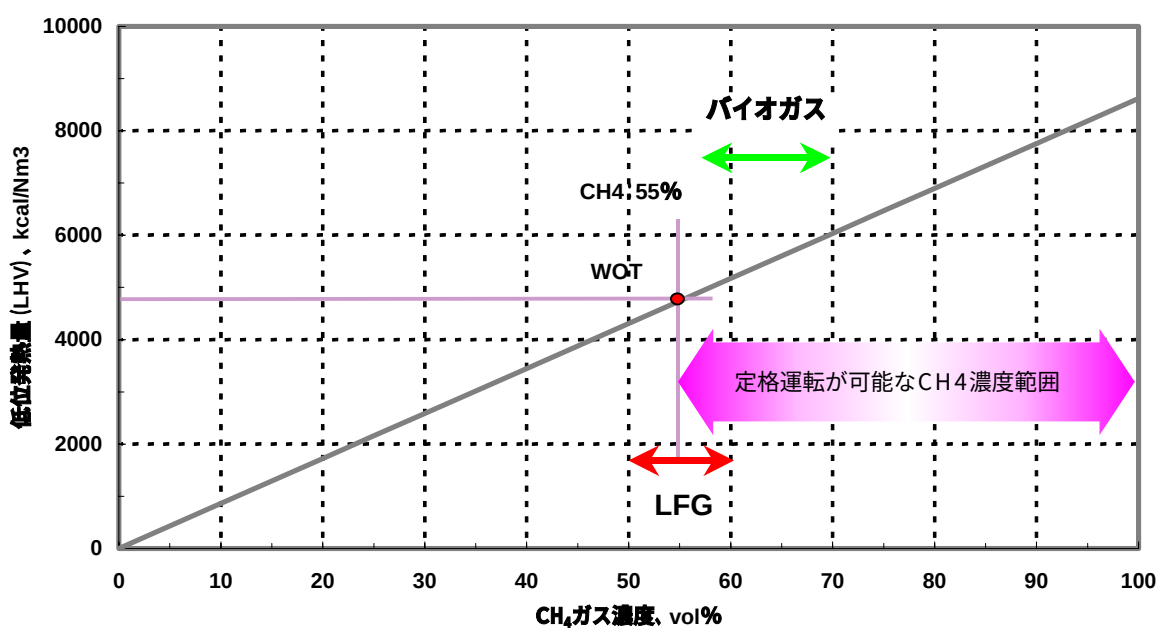


図 26 無過給式ガスエンジンにおける安定出力範囲の一例

すなわち、終末期に近い井戸でメタン濃度が 55 %を下回る場合には負荷を下げる等の処置が必要な場合も考えられる。

パヤタス埋立地からの LFG 発生は約 7 から 10 年程度と考えられており、恒久的な発電施設ではなく移動が可能な小型のエンジン発電装置が望ましい。また、図

17、18 で説明したようにガスの発生量の経時変化に対応するためには複数台の発電機を組合わせたシステム構成が好ましく、定期的なメンテナンス、安定的な発電を考慮して複数台のエンジン発電機を組合わせた発電施設が適していると考えられる。

エンジンは通常定格出力近辺において最高の性能を発揮するよう設計されており、低い負荷の状態で使用することは無駄の多い使用方法である。つまり、大容量のエンジン発電機 1 台を小容量で使用するのではなく、複数台のエンジンを設置することで、不必要となった容量分はエンジンを停止し、稼動分のエンジンをフル運転するというものである。一つの廃棄物埋め立て処理場で不要となったエンジン発電時は順次他の処理場へ移動することができるし、メンテナンス時にもすべての電力供給を停止する必要はない。

以上のことから一ヶ所の発電規模を 1,000 kW 程度として考えると、移動の容易さを考え 250 kW から 350 kW 程度の発電機を 4 台もしくは 3 台程度組合わせた図 27 のようなシステムが適していると考えられる。

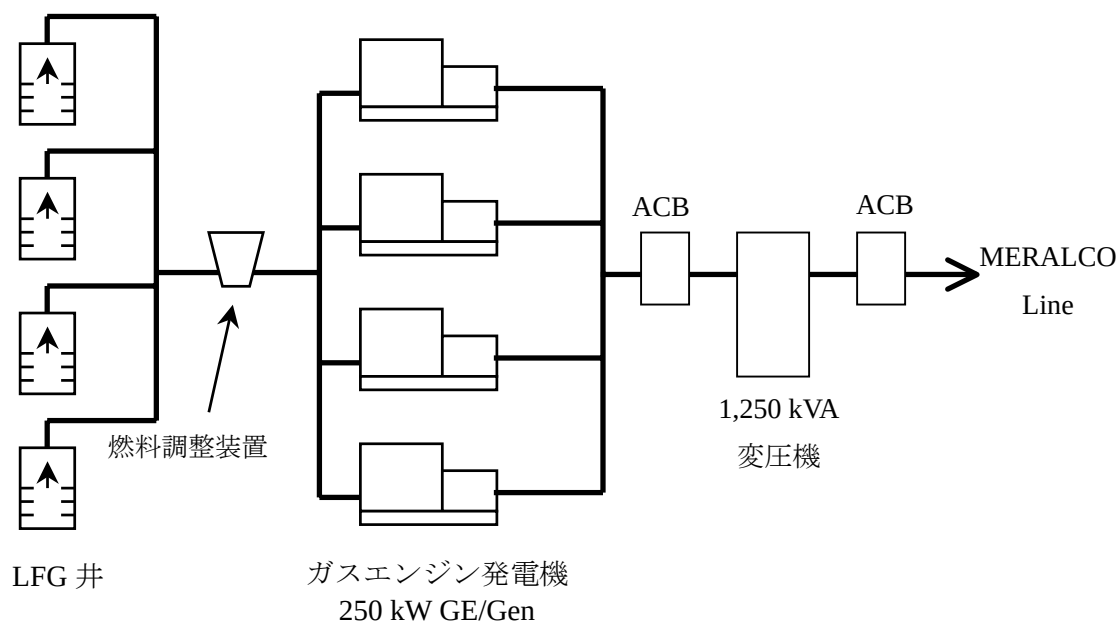


図 27 小規模分散型 LFG 発電設備の概略

なお、図 27 にはエンジン発電機の燃料配管入り口に燃料調整装置が示されている。これはエンジンの構造によって供給圧力が必要な場合があるため記載したもので、不要の場合もある。エンジンの機種選定後に設置を具体的に検討する必要がある。

本プロジェクトのような LFG を燃料とする発電においては、最先端技術を駆使したシステムを採用するより、従来技術ではあっても信頼性のあるものを使用することが望ましい。このような観点から日本国内のメーカーの発電システムを見ると、ヤンマー（株）並びに三菱重工業（株）に、容量面、技術面で適用できるガスエンジン発電システムが存在する。

6.5 本プロジェクトのエネルギー回収システム

現在の技術開発によって、より小規模のガス発電ユニットが埋立地ガスによる発電に利用可能になってきている。また、埋立地ガスを電力に変換するのに相対的に効率が良くとされる内燃エンジンは、今では 25～35% という高効率を達成できるようになっている。内燃エンジンでは、その電力容量の種類（例えば、マン社には、55 kW という製品がある）の多様化も著しく、本プロジェクト期間中、パヤタスの埋立地ガスの増減に対応するモジュールとして使用するのに適したものがある。

系統電源との関係のために、MERALCO の 1,250 kVA 変圧器が本プロジェクトサイト敷地内にあり、PNOC EC は本プロジェクトにおいて、前述のような 250 kW の発電機を 4 台組み合わせたシステムの導入を検討している。

6.6 運用およびメンテナンスについて

エンジン発電機の稼動開始後は、定期的なメンテナンスが必要となる。

通常、エンジンや発電機メーカーでは決められた項目を決められた時期に点検をしたり、部品等の交換を実施することを定めている。これらは一定の条件の下で、性能や品質を保証するために定めたもので、燃料についても規格に定められたものを規定して（例えば 13A ガスとして）様々な項目を定めることが通例である。

そこで今回の LFG のようなガスを使用する場合には、ベースとなるエンジンのメンテナンスを実施することに加えて、特定の項目については項目の追加や、メンテナンス頻度を増やす必要がある。これらについてはエンジンの構造や材質によって異なってくるため具体的な検討が必要であるが、一般的には下記の項目を考慮する必要がある。

- ・ ガスフィルター 目詰まりの状況
- ・ ガスミキサー 目詰まりの状況および腐食
- ・ 吸排気バルブ バルブクリアランスおよび腐食
- ・ 点火プラグ ギャップ、腐食
- ・ 潤滑油 性状および油量

6.7 パヤタス埋立地に最適な埋立地ガス回収システム

6.7.1 システムの概要

パヤタス埋立地から発生する LFG を利用した発電事業は、下記のとおり考えられる。

- ・ 発電容量（総容量）： 1,000 kW
- ・ 発電機容量 × 設置台数： 250 kW × 4 台 或いは 350 kW × 3 台
- ・ 原動機： ガスエンジン

エンジン発電機は現地配管の無い（極力少ない）ユニットタイプが考えられる。

6.7.2 システム設置に先立つ検討事項

システム設置前に、以下の点の検討を要する。

- ・ エンジンの機種選定後、供給ガス圧力に関する検討
(エンジンによってはコンプレッサーの設置が必要となるため)
- ・ メンテナンスの体制、項目および費用の検討
(発電稼動後には必ずメンテナンスが必要であるため)

6.7.3 稼動後の課題

システム稼動後には、LFG の成分分析や、現地の環境調査を定期的を実施することが必要である。今回、硫化水素や水分も含めてガスの成分調査が実施されているが、これらは発電機稼動後も定期的なサンプリング調査が継続されることが望ましい。状況変化や季節変動など考慮しておく必要がある。

7. 資金計画

7.1 資金の見積もり

基礎調査に置けるコストを先進国の類似プロジェクトのデータを参考に見積もると、ごみの特性分析では、分析される量や試験の程度により、25 万～70 万ペソ、ガスの回収試験（ポンプ試験）では、試験用井戸の大きさや数によって 245 万～325 万ペソが必要となる。さらに、ポンプ試験の実施費用は期間や設備の状況にして 30 万～70 万ペソほど掛かると予測され、基礎調査の費用総計はおよそ 380 万～500 万ペソとなる。PNOC EC は、フィリピンにおける輸入化石燃料による火力発電プラントの予備調査に通常掛かる費用をはるかに超える額を本プロジェクトのために費やしたが、相対的に本プロジェクトの規模は小さいものになるので、電力収入のみによってこれをカバーすることは見込めないであろう。

埋立地ガス回収システムの 1 kWe 当たりのコストは、およそ表 24 の様に見積もられている。

表 24 各装置のコスト

(US ドル/kWe)

装置名	コスト
回収システム	200～400
吸引システム	200～300
エネルギー利用システム	850～1,200
企画および設計	250～350
合計	1,550～2,250

(出典：PNOC EC, “Payatas Gas Extraction Project: Final Report”)

7.2 採算性を検討するための基礎ケースとその結果

財務分析のために使用する本プロジェクトの基礎ケースでは、事業は PNOC EC の 100% 出資により賄われるとする。なお、表中のプラントコスト合計にはガス回収システムの設置費用と発電プラントの建設、運営、保守費用を含む。また、電力価格は、電力規制委員会 (Electricity Regulatory Commission) が認可した、現在のルソン系統電源における NPC の電力卸値、2.40 ペソ/kWh (0.04 US ドル/kWh) を用いた。電力卸値は、ペソの下落が続き、1999 年の平均価格より 1 ペソ近く下

がっている。想定基礎ケースを表 25 に示す。

表 25 PNOC EC 発電プラント基礎ケース

プラント規模	1.0 MW
プラントコスト合計	2,250,000 US ドル
売電価格	2.40 ペソ/kWh
プロジェクト期間	10 年間
エクイティ	100%
プラント効率	25 - 30%
発熱量	500 BTU/standard ft3
稼働時間	年間 8,000 時間
外国為替レート	55 ペソ/US ドル

(出典：PDD)

上記の条件に基づいて算出したところ、本プロジェクトのキャッシュ・フロー分析は大きく分けて以下の 3 つの IRR 結果を示している。

- 1) エクイティ 100%の場合：IRR -8.33%
- 2) エクイティ 100%で、さらに海外または国内の支援機関から 59%の補助金を得た場合：IRR 12%
- 3) エクイティ 25%で、残り 75%を利率 2%の長期低利貸付（ソフト・ローン）でまかなった場合：IRR 12.09%

上記 1) の IRR -8.33%では、割引き率を 12%として NPV（正味現在価値）がおよそ -7,200 万ペソ（およそ 131 万ドル）となる。これでは、PNOC EC が商業ベースに乗る事業と判断する最低レベルの IRR 20%にも、指標銘柄である 10 年物フィリピン国債の利回り 12%にも満たないことになる。

また、2) では、確かに指標銘柄レートの 12%は確保できるが、59%もの補助金を必要とし、やはり PNOC EC の判断基準には満たない。

そして 3) の方法では、ODA 等のソフト・ローンを利用しなければならず、CDM プロジェクトとしては適当ではない。

さらに、2) や 3) の場合では、売電価格を 3.4 ペソ/kWh かそれ以上に引き上げる必要があると試算されているが、前述の卸値 2.4 ペソ/kWh から引き上げるのは困難である。

以上のことから、本プロジェクトは投資家にとって収益的魅力を持たないことが分かる。

最後に考えられる方法は、CER を申請し、GHG 排出削減分を 4～10 US ドル/CO₂ トンで売却するものである。試算では、CER を申請して炭素クレジットを 5.0 US ドル/CO₂ トンで売却した場合には、IRR が 13.76%に改善する。したがって、本プロジェクトが CDM プロジェクトとして承認され炭素クレジットを得られれば、先進的で GHG の削減に貢献できる事業が実行でき、その意義は大きい。この試算結果を、上記 1) のケースと共に添付資料 7 に示した。

8. 案件の全体評価

8.1 フィリピンの開発計画との整合性

フィリピンは、エネルギーの多様化を図るために国内産エネルギー資源の開発・利用に積極的である。したがって、新・再生可能エネルギー（New and Renewable Energy: NRE）の利用にも非常に前向きである。

8.1.1 インセンティブとなる優遇政策・制度

フィリピンは、NRE の開発に積極的である。電力業界改革法（RA9136）では、NRE プロジェクト事業者は、同業界に自由にアクセスし営業することが出来、業界慣行であった厳しい規制もそれほど受けない。従って、電力売買契約（Power Purchase Agreement: PPA）に縛られることなく、最良のオファーをする者が政府の電力料交渉などの制約や規制を受けずに業界の仲間入りが可能となる。ただし、一般廃棄物の埋立地ガスをエネルギー利用する本プロジェクトのような事業は、採算性の確保が困難なため、この分野への参入を促進する原動力には乏しいと思われる。

RA9003 が廃棄物に関わる事業について LGU（地方自治体）や企業、非公開企業、NGO などに与えているインセンティブは以下のようなものがある。

- ・ 税制優遇
- ・ 国産主要設備に対する税額控除
- ・ 地方政府が技術的能力を育成し、廃棄物の処理および処分施設を持つコミュニティに対するインセンティブを設定するための助成金交付

また、審議中の下院法案 4329、New and Renewable Energy (NRE) Bill があり、これは新および再生可能エネルギーの開発と利用を目指すものである。この法案が与える影響としては、以下のようなものがある。

- 社会的・環境的に望ましいかという観点から、NRE 資源および技術の開発を国策として優遇する。
- NRE 事業者および地元製造業者に財政的奨励制度を提供する。
- NRE 計画の実施における枠組を構築する。
- 発電における NRE の比率の強化。

- NRE の商業化における消費者の参加を促すため、グリーン価格を設定する。
- 再生可能資源のポートフォリオの形成。
- 装置の信頼性向上のため、ハイブリッド設備の承認。
- NRE システム、設備、製品およびサービスのための規格と試験手順の確立。

一方、これは再生可能エネルギーに限ったものではないが、より具体的なものとして、貿易産業省の下部組織である、Board of Investments (BOI) の投資奨励策がある。毎年 BOI から出される Investment Priorities Plan に基づき、優遇の対象となる分野の事業を奨励するものである。本プロジェクトに関係するであろう優遇内容は、租税猶予である。BOI の財政上の奨励策として、以下の様に規定されている。

租税猶予対象となる事業および猶予期間

- 先進的な新規の事業に対して 6 年間
- 先進的でない新規事業に対して 4 年間
- 拡大事業に対して 3 年間
(包括的規定として、免除は販売収入または量の増加分に制限される。)
- 開発が浅い分野における新規または拡大事業に対し、資格に係わらず 6 年間
- 近代化事業に対して 3 年間
(包括的規定として、免除は販売収入または量の増加分に制限される。)

本プロジェクトの場合、上記 a に該当すると思われる。この他、輸入資本設備に対する関税の軽減の対象にもなると見込まれる。

8.2 フィリピンの CDM 事業導入への取組み

8.2.1 政府の姿勢

フィリピン国の CDM に対する姿勢は、以下のようになっている。

- 1) プロジェクト活動は京都議定書に参加する先進国により、GHG 排出量を削減する国内活動に対する補足的なものとして実施されるべきこと。
- 2) エクイティを CDM の基本的判断基準とすべきこと (京都議定書非附属書 I 国の権利を危うくするものであってはならず、先進国と開発途上国との間に不公平が永続してはならない)。

- 3) 参加プロジェクトの適格性の基準について、フィリピン政府は、实际的で計測可能かつ長期にわたる GHG 排出削減につながると同時に、ホスト国としての持続可能な開発における優先事項に寄与するような事業を支援する立場をとる。さらにそのプロジェクトにより真の技術移転が行なわれて、ホスト国が必要とされる技術を認識し吸収するための内発的能力を持てるようになるべきである。
- 4) フィリピンは現在、炭素シンクを CDM プロジェクトの対象外とする。その理由は、炭素シンクの定量化が不確実であること、技術移転が期待できないこと、効果が一時的なものであること、そして土地利用および土地利用法の転換政策に関わる事項であることが挙げられる
- 5) ベースライン設定は、プロジェクト毎に、透明性と標準的な方法によって実施され、インフレとリーケージを避けるようにすること
- 6) プロジェクトの検証は、単独で十分に COP/MOP に対して説明責任を果たし得る独立機関に委ねること。
- 7) プロジェクトのファイナンスは、海外開発援助（ODA）や GEF、その他すべての先進国に対する債務に追加的なものであること。
- 8) 開発途上国が自国内の適応プロジェクトに使うことの出来る適応基金は、CDM プロセスによって発生した資金で設置されねばならない。

8.2.2 フィリピンの CDM 承認プロセス

弊社が現地調査等で得た情報によれば、CDM プロジェクトの承認業務を行なう指定国家機関（DNA）は IACCC になる可能性が高いが、省庁間の調整はまだ完全にはまとまっていない。

したがって、現段階では構想の域を出ないが、おおよそ図 28 のような組織編成になる可能性がある。また、この構成は、マレーシアのそれと類似している。

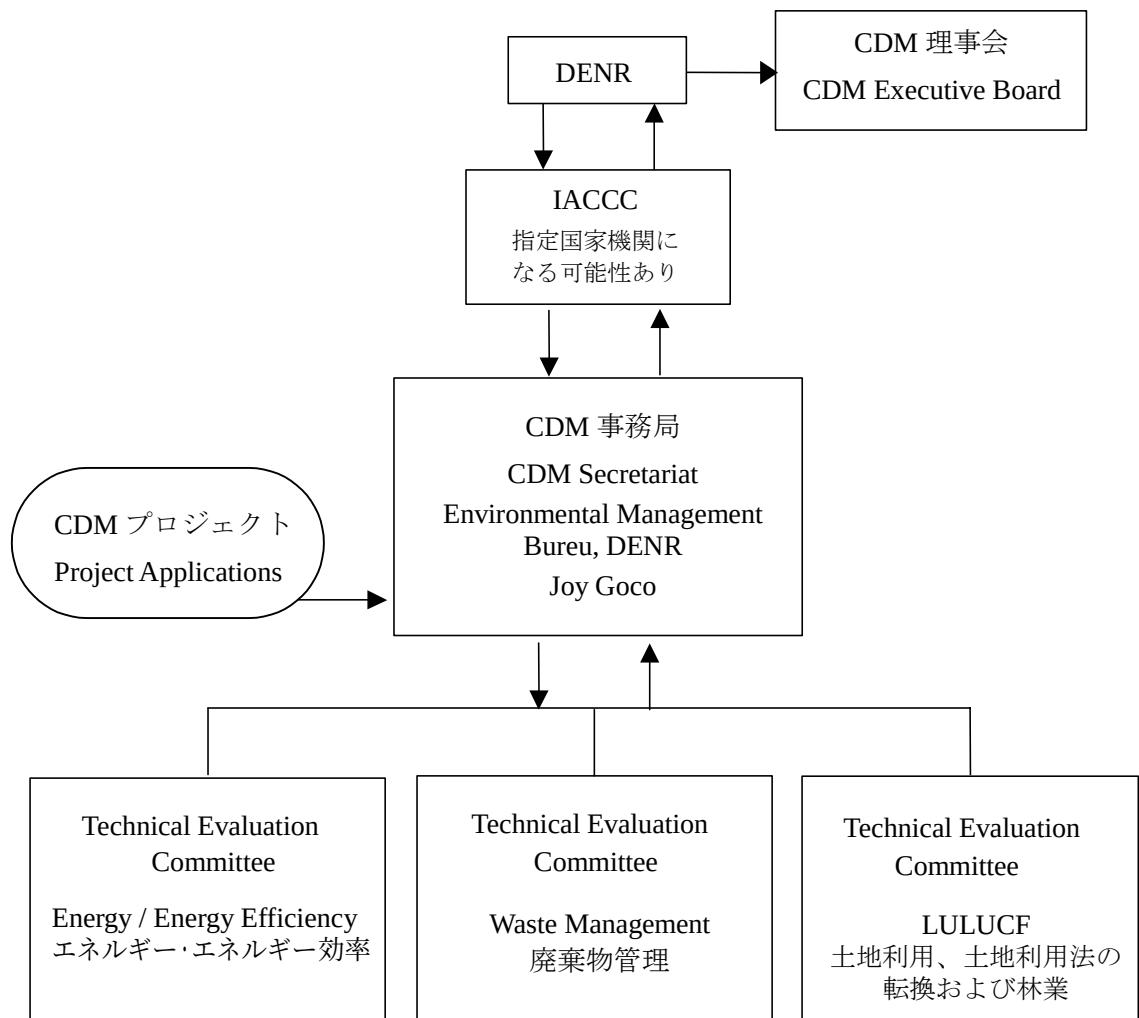


図 28 フィリピンの CDM 事業承認組織（構想段階）

（出典：弊社情報ソースによる）

9. プロジェクト設計書（PDD）の作成

プロジェクト設計書（添付資料 8）は、以下の 7 つのセクションで構成される。

セクション A. 事業の概要

セクション B. ベースライン方法論

セクション C. 事業およびクレジット期間

セクション D. モニタリング方法論及び計画

セクション E. 温室効果ガス排出削減量の算定

セクション F. 環境影響

セクション G. ステークホルダー・コメント

すでに、セクション A、C、F については「5. プロジェクトの内容」で述べているので、ここでは PDD の主要部分であるセクション B、D、E について説明する。

9.1 本プロジェクトのベースライン方法論

9.1.1 CDM 理事会が承認した埋立地ガスに関わる方法論

これまでに UNFCCC の CDM 理事会によって承認された埋立地ガスに関わる新しいベースライン方法論は 4 件ある（表 26）。

表 26 埋立てガスに関わる承認済みベースライン方法論

登録番号	事業名	事業国
NM0004	Salvador da Bahia Landfill Gas Project	ブラジル
NM0005	NovaGerar Landfill Gas to Energy Project	ブラジル
NM0010	Durban Landfill Gas to Electricity Project	南アフリカ共和国
NM0021	Cerupt Methodology for Landfill Gas Recovery: Onyx Landfill Gas Recovery Project	ブラジル

いずれのプロジェクトも、埋立地ガスを回収する点では共通している。NM0010 は系統電源への売電を含んでいる点で本プロジェクトと類似している。4 件の比較を表 27 にまとめた。

表 27 承認済み埋立地ガス回収事業のベースライン比較表

事業名	NM0004 Salvador da Bahia landfill gas project	NM0005 NovaGerar landfill gas to energy project	NM0010 Durban landfill gas to electricity project	NM0021 Onyx landfill gas recovery project
CER以外による収入源	なし	系統電源への売電		
		「埋立地ガス中のメタンを 燃焼・発電し、電気を系統 電源に売却する。」	「発電かつ地域系統電源に 供給することで、火力発電 所（主に石炭）からの発電 を代替する。」	「将来、系統電源に電力 を供給することを計画し ている。」
CERの獲得源	メタンガス回収のみ	メタンガス回収のみ	メタンガス回収 系統電源電力代替	メタンガス回収のみ
追加性のチェック	契約的合意 「契約された以上のメタ ンガスの破壊に必要とさ れるいかなる投資または 経費は追加的であり、CER 以外の対価は考えられな い。」	IRR（内部収益率） 「プロジェクトの実施は経 済的観点から鑑みて妥当性 がないということを考慮す れば、唯一残されるベース ライン・シナリオはオブ ション1、つまり、埋立地 ガスの処理を行わないとい う現状維持の継続であ る。」	コスト比較 「南アフリカの現在の電力 購入価格および発電の長期 限界費用をコミュニティ に課せられる将来の電力価 格の算出として用いる。こ の算出に基づけば、投資的 観点から鑑みると、埋立地 ガスの利用というオプショ ンは自治体にとって現在と 将来にわたって経済的に 適ったオプションではな い。」	投資コスト （現在、メソドロジー・ パネルはIRRと感度分析を 行うように求めている。） 「爆発の危険を防ぐため に大気に通風するという 案1はSASA埋立地におい て最もコストが低いオプ ションであり、ベースラ インシナリオとして選ば れる。」
ベースライン・メタン ガス排出量の推定	First Order Decay Model FOD法による			
温室効果ガス排出削減 量の算出	メタンガス回収			
	回収されたメタンガス量	同じ推定方法：MWh → エネルギー量 → 同等のメ タンガス量 → tCO ₂ e		回収されたメタンガス量
		系統電源の代替：該当な し 「現段階において系統電源 の電力代替に伴う温室効果 ガス排出量削減量を考慮し ない。よってプロジェクト のこの部分に関わる方法論 は提示しない。」	系統電源電力の代替：電 力代替量 x 系統電源CEF （二酸化炭素排出係数） 「国内の系統電源で削減さ れた温室効果ガス削減量は ベースラインとプロジェク ト排出量の差である。」	
埋立地に関する規制	「メタンガス、バイオガ スの回収をほとんど求め られず、回収に関する規 制はない。」	「現在、ブラジルの法律 は、埋立地ガスの回収・処 理を求めている。ブラジ ルで現在運営されている埋 立地で発生したガスを回 収、活用、またはフレアー する計画はない。」	「現在、DWAf（南アフリカ 水・森林省）が認可事業者 に対し、ガスを回収しフレ アーすることを求める 動きはない。このような規 制は埋立地事業者にとって 大きなコスト負担となるか らである。」	「ブラジルの法律は埋立 地ガスをフレアすること を求めている。埋立地 ガスのフレアリング、ガ スの抽出、発電は強制的 に求められていないばか りかブラジルで一般的に 行われていない。」

表 27 の CER 獲得源が示すとおり、南アフリカ共和国ダーバンの埋立地ガス回収・利用プロジェクト (NM0010) 以外の 3 件は、系統電源電力への売電計画はあるものの、系統電源における化石燃料による発電の代替を温室効果ガス排出削減量として算入していない。本プロジェクトは系統電源における化石燃料による発電の代替を温室効果ガス排出削減量として考慮し且つ削減量として算出する事にしており、南アフリカ共和国ダーバンの埋立地ガス回収・利用プロジェクト (NM0010) のベースライン方法論が本プロジェクトへの適用可能性が高いと考える。

9.1.2 ダーバンプロジェクト (NM0010) の方法論

CDM 理事会で承認された方法論は、承認メソドロジーとして、理事会で決められている形式に則って新たに一般化される。例えば、ダーバンのプロジェクトの場合、方法論が提出された際、NM (New Methodology) で始まる番号が与えられ、方法論の名称は「(地方自治体による) 系統電源発電 (に供給する) ための費用および投資分析」と呼ばれている。一般化されれば、この方法論には AM (Approved Methodology) から始まる番号や名称が新たに与えられるであろう。2004 年 2 月 16 日現在ではまだ一般化されていない。一般化されている埋立地ガスに関わるベースライン方法論は、NM0004 (AM0002) および NM0005 (AM0003) の二つである。

ベースラインの設定方法において、CDM プロジェクトが無い状態、つまりビジネス・アズ・ユージュアル (BAU) が続く場合と、CDM プロジェクトを実施した場合の GHG 排出削減量を比較して、対象プロジェクトの追加性を示し、且つ対象プロジェクトの実施期間中における法的枠組の変化を注意深く見守っていくようにするといった流れのものが大半であるといえる。

一方、ダーバンで提案している方法論では、マラケシュ合意のベースライン設定のオプション 48(b)にある”emission from a technology that represents and economically attractive course of action, taking into account barriers to investment”を適用して構築されている。そして、48(b)が想定しているアプローチが、「経済的な道理にかなった行為が将来最もありそうなベースラインシナリオを決定する」と解釈するとすれば、このアプローチを投資または財務分析を用いて運用できる様にするのが適当だと判断しているのである。

この方法論が他のプロジェクトに適用されるに際して、CDM 理事会のメソドロジーパネルは、埋立地から発電を目的とした追加的なメタンガスを回収するプロ

ジェクトに対して適用されるとしている。追加的とは、国の規制の遵守などベースラインシナリオで回収されるメタンの量に対して、さらに追加的な量の回収をするという事である。

このダーバンの事業では、系統電源に電力を販売し、再生可能エネルギーに代替する部分と、埋立地から回収するガス部分について炭素クレジットを算定している。それぞれのベースライン方法論について、メソドロジーパネルは以下のよう

- 1) 発電の部分のベースラインについては、系統電源の加重平均炭素排出係数を適用する。ただし、これは発電のピーク・ロードよりもベース・ロードの GHG 排出量が多い場合に限る。
- 2) バイオガス回収の部分のベースラインは、地域の規制が基礎となる。現行の実施状況または契約上の合意が地域の規制内容以上のものである場合には、現行の実施状況をベースラインとして設定すべきである。

9.2 選択されたベースライン方法論の本プロジェクトへの適用

PDD のセクション B では、本プロジェクトに関するベースラインの方法論について記載する。本プロジェクトは、NM0010 で承認されている「発電のために利用される埋立地ガスからのメタンガス回収に関するベースライン方法論」を適用する（セクション B.1）。

9.2.1 本プロジェクトが前述の新方法論に合致するか

セクション B.2 では、本プロジェクトが承認済み NM0010 のベースライン方法論の条件を満たしているかどうかを議論する。本プロジェクトは以下の 2 点から見て、適用可能と考えられる。

- A. 国の規制の遵守などのベースラインシナリオで回収されるメタンの量に対して、さらに追加的な量のメタン回収をする。
- B. 現在および将来の化石燃料ベースの発電プロジェクトに比して、本プロジェクトはかなり高い投資コストを必要とする。

但し、フィリピンのパヤタス埋立地ガスのエネルギー利用プロジェクトと、南アフリカのダーバンにおける埋立地ガスの発電プロジェクトとの間には若干の相

違点があるので、以下に述べる。

1) 投資分析

ダーバンのケースでは、プロジェクト主体が自治体であるため、投資の魅力を判断するために、原価比較がその判断材料となる。対照的に、本プロジェクト主体である PNOC EC は民間企業であるので、経済性および投資の選択肢を判断するには IRR（内部収益率）が適当であると考ええる。承認された埋立地ガス回収のベースライン方法論である AM0003 は、投資分析に IRR を用いている。本事業は投資分析に関して AM0003 を適用する。

2) 系統電源炭素排出係数（Carbon Emission Factor: CEF）

ダーバンのプロジェクトでは、発電および送電会社である、プロジェクトから電力を買い取る企業が、CEF を公式に算出している。しかしながら、本プロジェクトのホスト国、フィリピンにおいては、発電会社が同様な形でデータを作成しておらず、主要なフィリピンの系統電源（ルソン、ビサヤ、ミンダナオ）の燃料ミックスに関するデータをエネルギー局（DOE）が提供をしているものの、CEF は算出して公表していない。したがって、本プロジェクトが所在するルソン系統電源の CEF を、IEA（国際エネルギー機関）のエネルギー消費データ及び IPCC デフォルト値を用いて算出する。

9.2.2 本プロジェクトにおけるベースラインシナリオの決定過程

PDD のセクション B.3 では、ベースラインシナリオが決定されるまでの過程を述べる。本プロジェクトは、NM0010 のベースライン方法論を適用し、以下に述べる段階を経てベースラインシナリオを決定する。

ステップ 1. 本プロジェクトの地理的およびシステムの境界線を決定する。
(PDD のセクション B.5.参照)

ステップ 2. 将来の展開として幾つかのシナリオを検討する。ここでは、次の 3 つのシナリオを検討する。

シナリオ A - ビジネス・アズ・ユージュアル（BAU シナリオ）

一般廃棄物管理法（Ecological Solid Waste Management Act: RA9003）にしたがい、パヤタス埋立地の、野積み状態から管理埋立地への転換が進められていくケース。自然発火を防ぎ、ごみの山を安定させようとする場合、ケソン市は排気管をサイト中に設置して LFG の受動排気を行なうこ

とになる。しかしながら、RA9003 では LFG の回収やフレア燃焼、またその利用のいずれも義務付けていないため、そのような対策はパヤタスで実施されないであろう。したがって、LFG は管理されることなく大気中に排出される。

さらに、ケソン市が 2007 年までにパヤタス埋立地を閉鎖した後、10 年間にわたって閉鎖後のメンテナンスを実施することを考えてみても、やはりこれも RA9003 が閉鎖後の埋立地のガス管理対策を義務付けていないため、やはりそのような対策が取られる事はないであろう。したがって閉鎖後も LFG が野放図に排出され続け、時間が経つにつれて徐々に排出量が減少して行くという経過を辿ることになる。

シナリオ B

PNOC EC は、ケソン市と協力して LFG を積極的に回収してフレア燃焼させ、かつ発電燃料として利用するシステムに投資するケース（すなわち、本プロジェクト）。電力は MERALCO へ販売される。このシナリオは LFG の大気中への排出量を削減し、炭素排出係数の高い燃料によって発電された電力を僅かながら代替する。

シナリオ C

2007 年に閉鎖される埋立地の代替として、ケソン市がパヤタスの敷地内、または管轄区域内の別の場所にガス管理対策を施した衛生埋立地を建設するというケース。衛生埋立地の LFG はフレア燃焼されるかまたは利用されるが、それは経済的に実現可能性がある場合に限る。このケースでは、LFG の野放図な排出は軽減され、発電利用も行なえばさらに軽減されることもあり得る。

ステップ 3. それぞれのシナリオについて、廃棄物管理に関する法律の要求事項が重要な要素であることを確認する。

ステップ 4. 実現可能性の低いシナリオの削除

RA9003 とその実施における障害を分析した上で、上記の 3 つのシナリオから実現可能性の低いシナリオを削除する。

つい最近まで、フィリピンの一般廃棄物の管理は様々な法律によってばらばらに規制されており、国家的な枠組や戦略が明確ではなかった。例えば、1991 年

RA7160 (Local Government Code) では地方政府が一般廃棄物およびその収集、運送および処分について責任を持たされていた。しかしながら、この法律の下では、一般廃棄物管理に関する基本的インフラも制度的能力も地方政府に与えられる事はなかった。結果として、多くの地方政府が街中や空地にごみを投棄するという処理方法をとってしまった。ごみの再生利用についても、全国的に一般廃棄物の10%が堆肥化されたほかは、僅かな量がリサイクルされるにとどまった。また、衛生埋立地や管理埋立地で処理されるごみは2%だけであり、さらにそれらの埋立地も不適切な方法で運営され、公衆衛生や環境を守る事に配慮されていない。残りのごみはすべて野積み埋立地へ投棄されている。マニラ首都圏地域は、マリキナとマラボンを除いてパヤタスの管理されていない埋立地やカルモナとサンマテオの埋立地でごみを処分していた。後者二つの埋立地が閉鎖されたため、マニラ首都圏は現在、他の野積み埋立地や衛生埋立地にそのごみを処分している。現在、ケソン市のパヤタス埋立地はケソン市のごみだけを受け入れている。

2000年12月、フィリピン上院はRA9003を可決した。2001年1月に大統領がこれに署名し、2002年に法律が施行された。RA9003はそれまでに前例のない、統合された環境にやさしい国家的枠組と廃棄物管理をフィリピンにもたらし、制度的メカニズムや、地方政府のための廃棄物管理目標、そして罰則基準を規定した。この法律で以下のことが定められている。

- ・ ごみの排出者が分別をし、堆肥化やリサイクルが可能なものとそれ以外のものに分ける。
- ・ 野積み埋立地の建設を中止する一方、管理埋立地や衛生埋立地の建設を、法の施行から3年以内に推進する。
- ・ 野積み埋立地そしてゆくゆくは野積み型の管理埋立地に替わるものとして、ガス管理対策を備えた衛生埋立地を建設する。

このRA9003に関する施行令(IRR)は、法律の実施方法などを規定している(PDDのAPPENDIX 1参照)。

さて、RA9003は包括的な法律であると同時に、非常に意欲的な内容である。その目標の実行と達成は、フィリピン社会のどのセクターにとっても、大きな挑戦となる。しかしながら、ごく一部の地方自治体を除き、各市町村における廃棄物の回収・処理サービスのパフォーマンスは低い。その原因として、適正ではあるが費用対効果の高い管理方法に対する理解不足、予算不足、実行能力不足、国と地方との費用分担の枠組みが不適正な事、政治的意志の不足、そして規制の実施がきちんと為されていないことが挙げられる。

この他、地方政府には、堆肥化工場、管理埋立地、衛生埋立地の建設を阻む問題がある。それは、これまで欠陥工事やいい加減な運営によって衛生埋立地に対する市民からの信頼が得られない事、いわゆる「ウチの裏庭ではお断り（Not-in-my-backyard）」といった心理が働いている事と、全国的に埋立て用地が不足している事である（特にマニラ首都圏地域）。マニラ首都圏開発庁までもが、カビテ県のカルモナとリサル県のサンマテオで運営していた埋立地の閉鎖に追い込まれた。その原因は、衛生埋立地として設計されたにも係らず、建設・運営ともに正しく実施されなかったため、深刻な環境的および社会的害をもたらしたためである。

RA9003 の他、地方政府に影響する法律に大気浄化法（RA8749）があり、1999年 7 月より施行されている。この法律は、フィリピンの包括的な大気汚染コントロールおよびその管理プログラムに関する義務について述べている。その実施規則および規制では特に、大気の質を大幅に悪化させる量の汚染物質の排出を、車および産業に対して禁止する事を義務付けている。だが一方、一般廃棄物の埋立地に対しては、何ら義務づけされていない。

現存の法律が実行されず、正しく運用されないでいることは、フィリピンにおいて恒常的な問題である。フィリピンの法曹協会によると、同国には 1999 年制定の RA8749 および 2001 年の RA9003 に加えて、130 もの環境関連法があり、「我が国の法律書は、遵守しない病に伏せている環境法に溢れている」²と述べている。

以上の事柄に加えて、都市特有の問題が、RA9003 の遵守を困難にしている。まず、2007 年に埋立地の閉鎖が実施されたとしても、パヤタスには物理的に新たに衛生埋立地を造るスペースが無く、ケソン市は他に衛生埋立用地を手当てできていない。したがって、シナリオ C が起こる確率はきわめて低いと言わざるを得ない。このため、衛生埋立地がケソン市に造られるという事は、RA9003 の存在に基づくだけでは実現しないであろう。

さらに、ベースラインシナリオを考える上で、以下の 2 点が特記される。

a) ケソン市が市内の一般廃棄物の処理に追い付くために新たな衛生埋立地を建設したとしても、閉鎖されたパヤタス埋立地は、徐々に減少するとはいえ、埋立地ガスを放出し続けることになる。また、RA9003 が管理埋立地の閉鎖期限を設定

² “Seeing Green,” Doris Gaskell Nuyda, Philippine Daily Inquirer, 7 November 2003.

しているとはいえ、閉鎖後に義務付けられているのは覆土と廃水と緑化のみであり、閉鎖後の埋立地ガスの回収と利用については何も定められていない。

b) たとえケソン市が RA9003 に則って衛生埋立地を建設したとしても、その新施設は、パヤタスで現在起きているのとはほぼ同様に、メタンを放出し続けるであろう。関連する実施規則および規制は、経済的に実現可能性がある場合に限り、ガスのフレア燃焼や利用を義務付けているにすぎない。しかしながら、埋立地ガスの回収と利用事業は、CDM の支援が無ければ、経済的に実施不可能なものなのである。

ステップ 5. シナリオ A と B が起こりそうであると確定する。

ステップ 6. シナリオ A と B の比較のための財務分析

まず、炭素クレジットの収入を見込まない事業の IRR を計算する。この計算には、BAU のシナリオ A から、本事業のシナリオ C にアップグレードするために必要な費用、追加的な投資、すなわち、運営、維持ののコストを含む。事業の財務的利益は、回収したガスを利用して発電した電力の販売収入である。この事業の実施可能性は、フィリピンのエネルギーセクターの発展度、系統への電力販売価格によるところが大きい。そこで、この事業の投資の観点からの経済性について財務分析を行う。

3つの投資シナリオに対してキャッシュフロー分析を行った。

- 1) 100%エクイティ（自己資本）
- 2) 100%エクイティ（自己資本）で 59%の海外や国内開発機関からのグラント
- 3) 25%エクイティおよび 75%の借入で 2%の利率のソフトローン

これらの 3つのシナリオに関して、当事業主体が財務的に事業決断をするためのパラメータとしては、企業内での商業事業実施の目安である IRR 20%、およびフィリピン国債 10 年物の利率の 12%ベンチマークがある。

PNOC EC の投資には、発電プラントの建設・運営・保守に加えて、ガスの抽出・回収システムの設置費用が含まれる（添付資料 7）。

上記の 3つのシナリオに関するキャッシュフロー分析の結果は、以下の通りで

ある。

- 1) IRR - 8.33%
- 2) IRR 12%
- 3) IRR 12.09%

シナリオ 3)の IRR は、事業主体のベンチマークを超えるシナリオではある。しかし、これはソフトローン、すなわち ODA を含むものである。また、このシナリオは、電力を 1 kWh あたり 3.48 ペソで販売すると仮定しており、他のシナリオ 1) および 2) の場合は、現時点での市場価格である 2.40 ペソで試算している。PNOC EC によると、このシナリオ 3) は、事業主体のベンチマークである 12%を超えるための理想的なシナリオではあるが、このような高い電力価格と ODA 獲得を期待するのは現実的ではないとしている。また、シナリオ 2) は、価格は市場価格であるが、ODA を考慮した場合のシナリオである。

ステップ 7. シナリオ A の選択

IRR -8.33%は、PNOC EC が設定する、商業事業実施における 20%の目安をはるかに下回るものであり、ベンチマークとなるフィリピン国債 10 年物の利率 12%にも満たない。したがって、本プロジェクト（シナリオ B）は経済的魅力に乏しく、BAU のシナリオ A はベースラインシナリオになると言える。BAU シナリオは以下の事柄に影響を受ける。

- ・ パヤタス野積み埋立地に適用される RA9003 基準の実施
- ・ LFG 利用による発電の経済性

ステップ 8. 本プロジェクトのベースラインシナリオを決定する。

本プロジェクトのベースラインシナリオは以下のようになる。

「RA9003 にしたがって、現在パヤタス埋立地は野積み埋立地から管理埋立地へ転換されつつある。ケソン市から出される一般廃棄物は引き続きパヤタス埋立地に 2007 年まで捨てられる事となる。自然発火の防止や廃棄物の層の物理的安定化のためには、ケソン市は埋立地ガス排気のためのパイプを当該サイト中に設置することになるだろう。しかしながら、法で義務付けられていないために、この埋立地ガスはフレア燃焼されることもなければ利用されることもない。よって、埋立地ガスは引き続き大気中に排出され、発電に利用されることはない。」

9.2.3 本プロジェクトが追加的なため、ベースラインシナリオではない事の説明

PDD のセクション B.4 では、追加性についての記載が求められる。

本プロジェクトが実施されない場合、野積み埋立地に対して埋立地ガスの管理を要求する法律が無い場合、排気されたガスは燃やされず、発電利用もされない。したがって、何らの緩和処置もされない埋立地ガスはすべて大気中に排出されつづき、埋立地ガスの発電利用による化石燃料発電の代替も行なわれない。この予想される状態についての論証のため、本プロジェクトがベースラインシナリオになり得ない原因として以下の3つを挙げる。

1) 投資バリア

フィリピンの発電は輸入燃料に頼っており、特に石油は全体の 40.8%、石炭は9%である。化石燃料を使用する発電は本プロジェクトよりも存続可能性が高いと同時に、より多くの GHG を排出する。さらに、同国の主要な国内エネルギー源である地熱は、その大部分が本プロジェクトの実施が予定されているルソン地域ではなく、ビサヤ地域にある。

本プロジェクトはおよそ 225 万 US ドルの資本投入を必要とすると見込まれる。現在、PNOC EC は、本プロジェクトを 100%エクイティにて資金調達する計画である。MERALCO へ埋立地ガスによる電力を販売するフィリピン初の独立発電業者として、PNOC EC は多くの時間と人材と資金を使って、先駆者としての努力をしてきており、特に企画・設計に力を入れてきた。本プロジェクトに注ぎ込まれた労力は、同国で現在主流である輸入化石燃料を利用する発電プラントの企画・設計に要するものをはるかに上回る。しかしながら、本プロジェクトのプラントが比較的小規模であるため、収入ベースはあまりにも小さく、計画および設計の費用をカバーすることは不可能である。少ない収入ベースと膨大な初期費用を合わせた IRR -8.33%というレベルは、PNOC EC の商業プロジェクトや同国の他の典型的な独立発電事業者のプロジェクトよりもはるかに低い。

2) 技術的バリア

本プロジェクトの為に PNOC EC は水平ライニングと水平井戸によるガス抽出と回収システムを設計した。他国で一般的な垂直システムと比較すると、この水平井戸のデザインと技術は、フィリピンの気候に適しており、また、同国都市部の廃棄物の特徴にも合致している。水平井戸設

計と技術が、パヤタスにおいて同国初の利用となる訳だが、これは同国の他の一般廃棄物埋立地すべてに適用可能である。

また、本プロジェクトはこれまでより小さい（250kW）内燃ガスエンジン（4 サイクル縦型水冷ガスエンジン）をモジュラー（移動式）エネルギー発生ユニットとして使用する予定である。パヤタス埋立地が利用されている間は、LFG は先ず増加傾向を示し、閉鎖と共に減少傾向に転ずるため、エネルギーの産出にモジュラーユニットを使用することは適切と思われる。この方式の技術導入はフィリピンでは初めてである。

3) 輸入燃料による一般的な方法

本プロジェクトは、フィリピンで初めて LFG を発電に商業利用するものであり、現在一般的な、炭素含有の多い輸入化石燃料を用いた方法を有効に置換えるものである。よって、輸入石油や石炭から国産資源へシフトし、エネルギー資源の多様化を図ろうというフィリピンの政策に合致する。

このように、本プロジェクトは投資および技術的バリアによって、ベースラインシナリオとはなり得ないことになる。本プロジェクトによる GHG 排出量の削減は、1. 埋立地ガスを積極的に回収・利用して発電およびフレア燃焼のために燃料として使用する。2. 埋立地ガスから取り出した再生可能エネルギーによって、化石燃料発電による電力を代替するという 2 点により、フィリピンにおける一般廃棄物管理および大気汚染の政策の実現に合致している。しかしながら、このような GHG 排出量の削減は、CDM プロジェクト活動がなければ起こり得ないことであるので、本プロジェクトには追加性があると言える。

9.2.4 本プロジェクト活動のシステムバウンダリー

PDD のセクション B.5 では、事業のシステムバウンダリーを記載する。システムバウンダリーは埋立地ガスの回収、発電、MERALCO への送電を含む（図 29）。

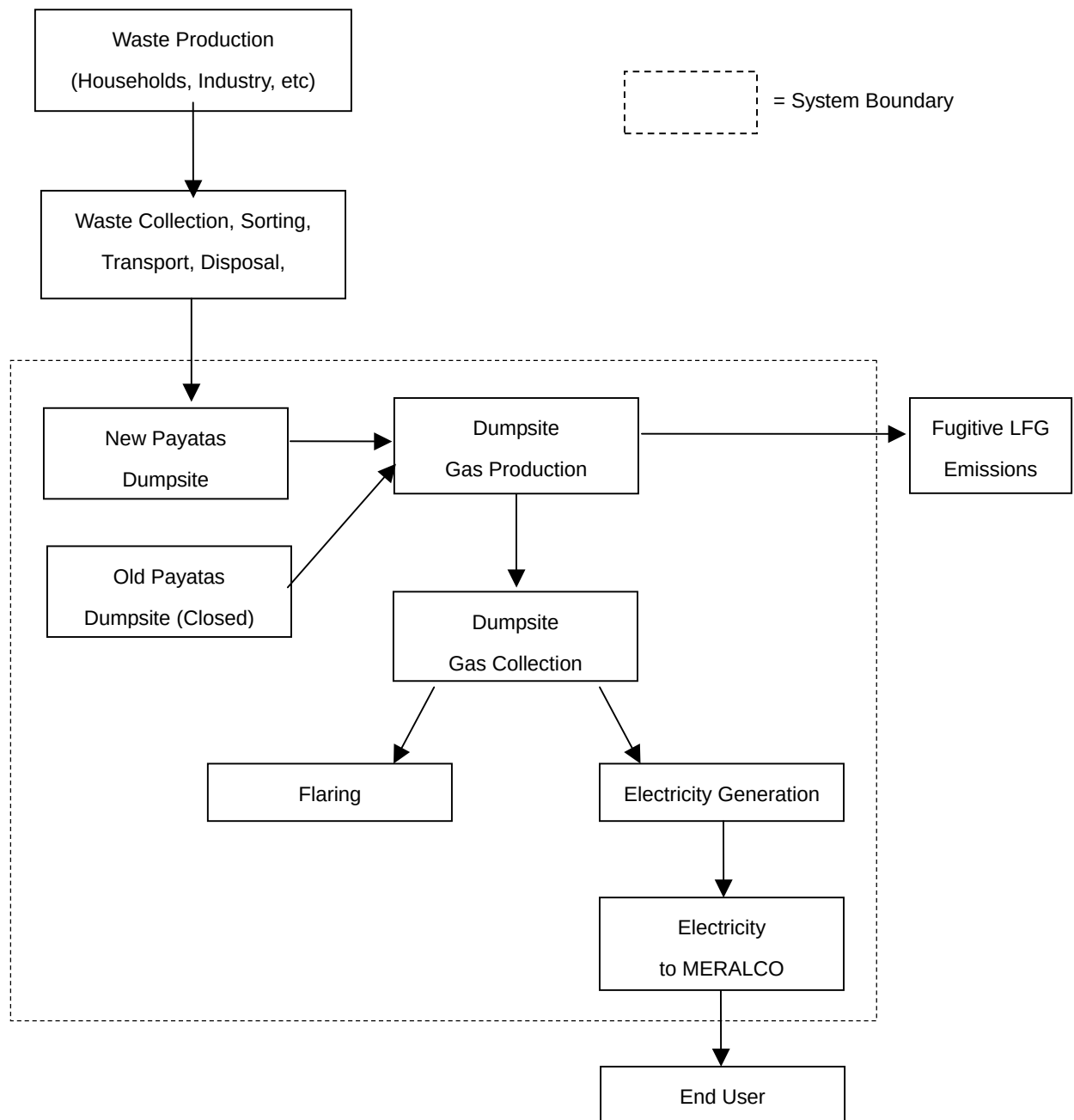


図 29 本プロジェクトのシステムバウンダリー
(出典 : PDD)

9.3 本プロジェクトのモニタリング計画

PDD のセクション D では、本プロジェクトに関するモニタリング計画について記載する。本事業のモニタリング計画は、CDM 理事会で承認されている NM0010 「発電のために利用される埋立地ガスからのメタンガス回収に関するモニタリング計画」を適用する（セクション D.1）。

NM0010 のモニタリング計画は、系統電源をへ売電するために回収された埋立地ガスによって発電する場合に埋立地ガスをモニターするというケースに適用される。

モニタリング計画は京都議定書の CDM の定めに従い、プロジェクトのパフォーマンスに関連する重要な指標を計測し記録することにより、系統的な事業成果の監視をするためのものである。このモニタリング計画は、現行および将来における化石燃料発電に比して、より多額の投資コストのかかる新規の埋立地ガス事業に運用可能である。

9.3.1 モニタリング計画の運用

このモニタリング計画には、以下の事柄についての必要条件と指示が含まれている。

- ・ CER の算出のために、適切なモニタリングシステムを確立し保持する事
- ・ そのプロジェクトが持続可能な開発の重要指標に合致するかチェックする事
- ・ 必要な計測および管理操作を実施する事
- ・ 独立した第三者による検査と CER の認証に備える事

そしてモニタリング計画は、プロジェクトの詳細な企画に、重要な情報として組みこまれていなければならない、また、プロジェクトの操作マニュアルに含まれねばならない。

9.3.2 本プロジェクトのモニタリング

PDD のセクション D.2 で、本プロジェクトに対して適当と思われるモニタリング計画、その選択理由の妥当性について記載する。本プロジェクトは、NM0010 と同様に、発電利用およびフレアで燃焼されたメタンの量を正確に測ることが重要である。

埋立地ガスの回収と利用事業では、大気中に放出されなかったメタンの量を直接的にモニターする事ができる。なぜなら、排出削減量については、回収され燃焼されたメタンの量は、大気中に排出されなかったメタンの量と同じなので、それはそのまま排出削減量となるのである。したがって、ベースラインとプロジェクト実施による排出量の比較から導き出す必要はない。モニタリングと排出削減量の計算方法もベースライン排出量の情報に依存せずとも導き出せるのである。

系統電源代替による削減量は、系統に販売する発電量に年間の平均炭素排出係数を乗じることにより算定される。本プロジェクトが所在するルソン系統の平均炭素排出係数を IEA（国際エネルギー機関）のデータを利用し、IPCC のレファレンスマニュアルのデフォルト係数およびルソン系統の現在の燃料ミックスを用いて算出する。

9.3.3 本プロジェクトでモニターされる項目

PDD のセクション D.3 において、本プロジェクトでモニターされる項目について、それぞれどのようにデータをモニターするかの方法について、定められた表に記載する（表 28）。

表 28 本プロジェクトでモニターされる項目

ID 番号 *1	データ タイプ	データ変数	データ 単位	数値の種 類*2	記録頻度	モニターする データ割合(%)	データ採取方法	データ保管期間	コメント
1	量	井戸からの 埋立地ガスの流量	m ³	m	継続的	100%	電子ベース	2年間及びクレジット期間中	
2	量	フレアへの 埋立地ガスの流量	m ³	m	継続的	100%	電子ベース	2年間及びクレジット期間中	
3	量	フレア効率	%	m & c	半年毎	n/a	電子ベース	2年間及びクレジット期間中	
4	量	埋立地ガスの メタン含有量	%	m & c	継続的	100%	電子ベース	2年間及びクレジット期間中	
5	量	発電機の熱消費率	GJ/ MWh	m & c	半年毎	n/a	電子ベース	2年間及びクレジット期間中	
6	量	総発電量	MWh	m	継続的	100%	電子ベース	2年間及びクレジット期間中	
7	量	系統へ純電力送出量	MWh	m	継続的	100%	電子ベース	2年間及びクレジット期間中	
8	量	ルソン系統の 炭素排出係数	kgCO ₂ / kWh	c	1年毎	100%	電子ベース	2年間及びクレジット期間中	

*1 プロジェクト設計書のセクション D.6 と整合性をとる。

*2 測定値 (m)、計算値 (c)、見積もり (e)

また、一般廃棄物管理に係わる規制などに起こり得る変更のモニタリングは、ベースラインシナリオに大きな影響を及ぼすため、注意深く実施する必要がある（セクション D.5 データ D.5-1）。本プロジェクトでは、RA9003 の将来的な変更や修正について随時モニターし、電子記録として、最後の CER が発行されてから 2 年間保存する事になっている。また、セクション D.4 にシステムバウンダリー以外に重大な排出源がある場合はそれについてのデータ収集を記載することになっているが、本プロジェクトについては、設備の設置工事などに伴う排出は本プロジェクト以外の別のプロジェクトの設備を設置する際にも排出するため、重大な排出とは考えていない。

9.3.4 モニターされるデータに関して実施される品質管理（QC）及び品質保証（QA）

PDD のセクション D.6 では、セクション D.3 から D.5 までに含まれている項目について、それぞれ品質管理及び品質保証について手続きの有無などについて、定められた表に記載する（表 29）。

表 29 各データに関して実施される品質管理（QC）及び品質保証（QA）

データ	データの 不確実性	データに対する QC/QA 手続きの計画	計画されている QA/QC の概要、 計画されていないデータ
D.3-1	低	有	流量測定計の産業標準レベルのメンテナンス
D.3-2	低	有	流量測定計の産業標準レベルのメンテナンス
D.3-3	低	有	定期的なメンテナンスの産業標準レベルでの実施。フレア効率は、標準効率よりも著しくずれていると観察される場合、半年毎またはそれ以上の頻度で補正する。
D.3-4	低	有	ガス分析器の産業標準レベルのメンテナンス
D.3-5	低	有	定期的なメンテナンスの産業標準レベルでの実施。ヒート率は、標準率よりも著しくずれていると観察される場合、半年毎またはそれ以上の頻度で測定する。
D.3-6	低	有	メーターの産業標準レベルのメンテナンス。メーター表示はインベントリー・データと販売電力受け取りによりチェックすることができる。
D.3-7	低	有	メーターの産業標準レベルのメンテナンス。メーター表示はインベントリー・データと販売電力受け取りによりチェックすることができる。
D.3-8	低/中	無	DOE の年次報告書の正確度による。
D.5-1	低	有	ベリフィケーションの際、規制による要求事項をレビューする。

9.4 本プロジェクトの温暖化ガス排出削減量

PDD のセクション E では、セクション B で論じたベースラインの手法などを用い、本プロジェクトで削減できる GHG 排出削減量を算定する。

9.4.1 プロジェクトバウンダリー内で発生する温暖化ガス排出量の算定公式

セクション E.1 では、プロジェクトバウンダリー内で発生する GHG 排出量の算定公式を記載する。しかしながら、本プロジェクトは直接、GHG 排出削減量をモニターするため、公式な記載はしない。また、埋立地ガスから回収したメタンをフレア燃焼させ、または発電燃料として燃焼させると CO₂ が発生するので、その分について算定する必要があると考えられる。しかしながら、IPCC ガイドラインには、以下のように述べられている。

「年毎に生え変わるバイオマス資源（例：穀物、森林）に由来する有機物の分解は、ごみから放出される CO₂ の主要な発生源である。したがって、このような CO₂ の排出は、バイオマスの生の物質が持続可能なかたちで産出されていない場合を除き、ネットの排出量としては扱わない。」³

したがって、本プロジェクトで燃やすメタンは、バイオマス由来のものであり、バイオマスはその成長過程で CO₂ を吸収しているため、本プロジェクトの炭素排出量は、カーボン・ニュートラルであると考ええる。

9.4.2 リークージ （セクション E.2）

本プロジェクトのリークージとして、プロジェクトバウンダリー外で本プロジェクトがなければ発生しないであろう、埋立地ガス回収およびエネルギー利用システム施設の建設による CO₂ の排出が考えられる。しかしながら、この排出量は問題にするような量ではなく、また、本プロジェクトが実施されなくとも、別の場所で他の発電事業が実施されれば、いずれにしても発生する可能性のあるものである。したがって、本プロジェクトによってモニタリングすると決められて直接モニターされる排出量の他に、認められる排出量の増加は起こらないと考える。さらに、本プロジェクトが排出削減量の直接モニタリングを採用するため、間接的な排出が削減量の算出に影響することはない。

³ Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Reference Manual

9.4.3 本プロジェクトによる排出削減量の算出（セクション E.5）

本プロジェクトのモニタリングは、排出を回避されたメタンの量と、代替された系統電源の電力量をベースに考える。以下にその手順を述べる。

ステップ 1：発電機におけるメタンの燃焼

$$\begin{array}{lclclcl} \text{A. 本プロジェクトによる} & & & & \text{B. 発電機の熱消費率} & = & \text{C. 入力されたエネルギー量} \\ \text{総年間発電量} & \times & & & (\text{GJ/MWh}) & & (\text{GJ}) \\ (\text{MWh}) & & & & & & \end{array}$$

次に上記 C を、係数 0.037 (GJ/m³ CH₄) と 0.000714 (tCH₄/m³ CH₄) を用いて、エネルギー量をメタン換算する。

$$\begin{array}{lclclcl} \text{C. 入力された} & \div & \text{変換係数} & \times & \text{変換係数} & = & \text{D. 発電に利用され} \\ \text{エネルギー量} & & & & & & \text{たメタンの量} \\ (\text{GJ}) & & 0.037 & & 0.000714 & & (\text{tCH}_4) \\ & & (\text{GJ/m}^3 \text{ CH}_4) & & (\text{tCH}_4/\text{m}^3 \text{ CH}_4) & & \end{array}$$

続いて、D のメタンの量を CO₂ 換算する。

$$\begin{array}{lclclcl} \text{D. 発電に利用され} & \times & \text{メタンの地球温暖化係数*} & = & \text{発電により削減される} \\ \text{たメタンの量} & & 21 & & \text{年間 CO}_2 \text{ 排出量} \\ (\text{tCH}_4) & & & & (\text{tCO}_2 \text{ 相当}) \end{array}$$

* なお、メタンの地球温暖化係数については、2004 年 2 月の第 9 回 CDM メソドロジーパネルにおいて、メタンを燃焼させた時に CO₂ 排出削減量を計算する場合、燃焼後に発生する CO₂ 分を差引くことを推奨している。（すなわち、メタン 1 トンを燃焼させると CO₂ を 2.75 トン排出するので、CO₂ 削減量はメタン燃焼量の 21 - 2.75 = 18.25 倍とする。）

今後の CDM 理事会の決定に合わせて、修正する必要があるが、本件は 21 倍で算定する。

以下 2005 年のデータを元に発電による CO₂ 排出削減量を計算する

$$\begin{array}{lclclcl} 8,000,000 & \times & 12,600 & = & 100,800 \\ (\text{kWh}) & & (\text{kJ/kWh}) & & (\text{GJ}) \\ \\ 100,800 & \div & 0.037 & \times & 0.000714 & = & 1,945 \\ (\text{GJ}) & & (\text{GJ/m}^3 \text{ CH}_4) & & (\text{tCH}_4/\text{m}^3 \text{ CH}_4) & & (\text{tCH}_4) \\ \\ 1,945 & \times & 21 & = & 40,849 \\ (\text{tCH}_4) & & & & (\text{tCO}_2 \text{ 相当}) \end{array}$$

PDD の APPENPIX 4 にクレジット期間の各年の計算結果を添付している。

ステップ2：メタンのフレア燃焼

年間のフレア燃焼による GHG 排出削減量は、以下のように算出する。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{フレアされた} & & \times & \text{ガス分析器によるメタン含有率} & \times & \text{フレア効率} & = & \text{E. 燃焼されたメタンの} \\ \text{LFG 量} & & & (\%) & & (\%) & & \text{ネット量} \\ (\text{m}^3) & & & & & & & (\text{m}^3) \end{array}$$

次に、上記 E のメタン量を、係数 0.000714 (tCH₄/m³ CH₄) を用いて換算する。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{E. 燃焼されたメタンの} & & \times & \text{変換係数} & = & \text{F. フレア燃焼されたメタンの量} \\ \text{ネット量} & & & & & (\text{tCH}_4) \\ (\text{m}^3) & & & 0.000714 & & \\ & & & (\text{tCH}_4/\text{m}^3 \text{CH}_4) & & \end{array}$$

上記 F を CO₂ 換算する。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{F. フレア燃焼された} & & \times & \text{メタンの地球温暖化係数} & = & \text{フレア燃焼により} \\ \text{メタンの量} & & & & & \text{削減される CO}_2 \text{ 排出量} \\ (\text{tCH}_4) & & & 21 & & (\text{tCO}_2 \text{ 相当}) \end{array}$$

2005 年のデータを元に、フレア燃焼による CO₂ 排出削減量を計算する。

$$\begin{array}{ccccccc} 4,149,991 & & \times & 50 & \times & 97 & = & 2,022,154 \\ (\text{m}^3) & & & (\%) & & (\%) & & (\text{m}^3) \end{array}$$

$$\begin{array}{ccccccc} 2,022,154 & & \times & 0.000714 & = & 1,444 \\ (\text{m}^3) & & & (\text{tCH}_4/\text{m}^3 \text{CH}_4) & & (\text{tCH}_4) \end{array}$$

$$\begin{array}{ccccccc} 1,444 & & \times & 21 & = & 30,320 \\ (\text{tCH}_4) & & & & & (\text{tCO}_2 \text{ 相当}) \end{array}$$

以上、ステップ2の算定については、PDD の APPENDIX 4 に本プロジェクトのクレジット期間中における CH₄ 燃焼による CO₂ 排出削減量がまとめている。

ステップ3：系統電源の代替

本プロジェクトにより発電された電力量 (kWh) に系統電源の現行燃料ミックスの炭素排出係数の加重平均値 (kgCO₂/kWh) を乗じて、本プロジェクトのベースライン排出量を求める。

$$\begin{array}{ccccc} \text{ベースライン排出量} & = & \text{本プロジェクトで発電さ} & \times & \text{系統電源の炭素排出係数} \\ (\text{kgCO}_2/\text{年}) & & \text{れた電力量} & & \text{加重平均値} \\ & & (\text{kWh}/\text{年}) & & (\text{kgCO}_2/\text{kWh}) \end{array}$$

本プロジェクトは系統電源に年間平均 5,597,422 kWh を 10 年間に亘って供給する。この系統電源に販売する電力量は、以下の数式にて求められる。

$$\begin{array}{ccccc} \text{ガス回収量} & \div & \text{1MW 発電プラントの} & = & \text{発電容量} \\ (\text{m}^3) & & \text{ガス最大利用量} & & (\text{MW}) \\ & & (\text{m}^3) & & \end{array}$$

2005 年及び 2010 年は以下のとおりとなる。

$$\begin{array}{ccccc} \text{2005 年} & & & & \\ 5,423,298 & \div & 5,423,298 & = & 1 \\ (\text{m}^3) & & (\text{m}^3) & & (\text{MW}) \end{array}$$

$$\begin{array}{ccccc} \text{2010 年} & & & & \\ 3,846,911 & \div & 5,423,298 & = & 0.71 \\ (\text{m}^3) & & (\text{m}^3) & & (\text{MW}) \end{array}$$

詳しくは、PDD の APPENDIX 5 を参照のこと。

本プロジェクトの操業時間は年間 8,000 時間である。したがって、2005 年と 2010 年の本プロジェクトの発電する電力量は以下の通りである。（主にコンプレッサーに使用する電力量、年間平均 69,456 kWh を差引く。）

2005 年

$$\begin{array}{ccccccc} 1,000 & \times & 8,000 & - & 69,456 & = & 7,930,544 \\ (\text{kW}) & & (\text{時間/年}) & & (\text{kWh/年}) & & (\text{kWh/年}) \end{array}$$

2010 年

$$\begin{array}{ccccccc} 710 & \times & 8,000 & - & 69,456 & = & 5,610,544 \\ (\text{kW}) & & (\text{時間/年}) & & (\text{kWh/年}) & & (\text{kWh/年}) \end{array}$$

本プロジェクトにより発電された電力量に、電力販売先であるルソン系統電源の炭素排出係数の加重平均値を乗じることにより、ベースライン排出量が求められる。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{本プロジェクトの} & & \text{ルソン系統電源の炭素} & & & & \\ \text{発電した電力量} & \times & \text{排出係数加重平均値*} & = & \text{ベースライン排出量} & & \\ (\text{kWh/年}) & & (\text{kgCO}_2/\text{kWh}) & & (\text{kgCO}_2/\text{年}) & & \\ \\ 5,597,422 & \times & 0.655 & = & 3,666,311 & & \\ (\text{kWh/年}) & & (\text{kgCO}_2/\text{kWh}) & & (\text{kgCO}_2/\text{年}) & & \end{array}$$

* 算出方法は「9.4.3.1 ルソン系統電源の炭素排出係数」で述べる

9.4.3.1 ルソン系統電源の炭素排出係数

ルソン系統電源の炭素排出係数の加重平均値の算定方法は、PDD の APPENDIX 6 に示している。

2003 年 1 月から 11 月のフィリピンにおける、3 系統での総発電量は 48,467 GWh である。そのうち、ルソン 72%、ビサヤ 15%、ミンダナオ 13%⁴と分けられる。フィリピンの発電は国営電力会社（NPC）が担っている。DOE の資料によるとルソンの系統電源の燃料ミックスは表 30 に示す通りである。

⁴ 2004-2013 Philippine Power Development Plan, Department of Energy www.doe.gov.ph

表 30 2003 年度ルソン系統電源の燃料ミックス⁵

燃料タイプ	割合 (%)
石油	8
水力	11
地熱	7
石炭	38
天然ガス	36
合計	100

ルソン系統の炭素排出係数は、フィリピンで公式に算定されておらず、DOE が各系統の電力構成についてデータを毎年公表している。⁶

本 PDD では、IEA が公表している各国の燃料消費量のデータと IPCC のガイドラインで定義されている燃料タイプ毎のデフォルト排出係数を用いて、フィリピンの系統電源の炭素排出係数を算定する。例えば、フィリピンの石炭の炭素排出係数は以下のように計算される。

$$\begin{aligned}
 \text{CO}_2 \text{ 排出} &= \text{燃料消費量 (IEA)} \times \text{純発熱量 (IPCC デフォルト値)} \times \text{炭素排出係数 (IPCC)} \times \text{酸化因子 (IPCC)} \times 44/12 \\
 &= (3,989 \times 10^3 \text{ toe}) \times 41.868 \text{ TJ}/10^3 \text{ toe} \times 26.8 \text{ tC/TJ} \times 0.98 \times 44 \text{ tCO}_2 / 12 \text{ tC} \\
 &= 16,083,426 \text{ tCO}_2
 \end{aligned}$$

個々の燃料タイプの CEF (tCO₂/MWh) は、CO₂ の排出量をそれぞれの燃料タイプ毎の発電量で除して求められる。

$$\begin{aligned}
 \text{石炭の CEF} &= 16,083,426 \text{ tCO}_2 / 18,789,000 \text{ MWh} \\
 &= 0.856 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}
 \end{aligned}$$

⁵ 2004-2013 Philippine Power Development Plan, Department of Energy www.doe.gov.ph

⁶ 同上

同様に他の化石燃料についても計算し、水力、地熱の CEF はゼロとなる（表 31）。

表 31 フィリピンの発電における CEF

	燃料 (’000 toe) ⁷	発電量 (MWh) ⁸	エネルギー量 (TJ) ⁹	CEF (tC/TJ) ¹⁰	酸化率	CO2 排出 (tCO2)	仮定事項	CEF (tCO2/MWh)
石油	2,504	9,866,000	104,837	21.1	0.99	8,029,816	残留オイル	0.814
水力	611	7,104,000	25,581	0	0	0		0
地熱	8,977	10,442,000	375,849	0	0	0		0
石炭	3,989	18,789,000	167,011	26.8	0.98	16,083,426	無煙炭	0.856
ガス	11	35,000	461	15.3	0.995	25,708	天然ガス (ドライ)	0.735
合計		46,236,000				24,138,950		

上記で算定した CEF を用いて、2003 年 1 月から 11 月までのルソン系統の発電に関する炭素排出の加重平均値を算定すると、0.655 kgCO₂/kWh となる（表 32）。

表 32 2003 年 1 月から 11 月までのルソン系統の発電に関する炭素排出の加重平均値

燃料タイプ	(1) 系統での比重 (%)	(2) CEF (kgCO ₂ /kWh)	(1) × (2) 加重平均 CEF (kgCO ₂ /kWh)
石油	8	0.814	0.065
水力	11	0	0
地熱	7	0	0
石炭	38	0.856	0.325
天然ガス	36	0.735	0.264
合計	100		0.655

従って、系統電源を代替する分のベースライン排出量は表 33 のようになる。

⁷ “Energy Balances of Non-OECD Countries, 2000-2001”, International Energy Agency

⁸ 同上

⁹ Table 1-1 IPCC Workbook

¹⁰ Table 1-1 IPCC Reference Manual

表 33 系統電源代替分のベースライン排出量

年	発電容量	プラントの 稼働時間	総発電量	事業で使用する 電力量	系統への純電 力量	ルソン系統の 排出係数	系統電源 代替排出量
	MW	時/年	kWh	kWh	kWh	kgCO ₂ /kWh	kg CO ₂ /年
2005	1.00	8,000	8,000,000	69,456	7,930,544	0.655	5,194,507
2006	1.00	8,000	8,000,000	69,456	7,930,544	0.655	5,194,507
2007	1.00	8,000	8,000,000	69,456	7,930,544	0.655	5,194,507
2008	1.00	8,000	8,000,000	69,456	7,930,544	0.655	5,194,507
2009	0.96	8,000	7,656,640	69,456	7,587,185	0.655	4,969,606
2010	0.71	8,000	5,674,644	69,456	5,605,188	0.655	3,671,398
2011	0.52	8,000	4,199,944	69,456	4,130,489	0.655	2,705,470
2012	0.39	8,000	3,114,566	69,456	3,045,110	0.655	1,994,547
2013	0.29	8,000	2,312,329	69,456	2,242,873	0.655	1,469,082
2014	0.21	8,000	1,710,652	69,456	1,641,196	0.655	1,074,983
Total			56,668,775		55,974,218		36,663,113

9.4.4 本プロジェクトによる排出削減量

PDD のセクション E.6 では本プロジェクト実施による CO₂ 排出削減量の予測を記載する（表 34）。

表 34 CO₂ 排出削減量予測

No	項目	年										合計
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
(1)	発電時のメタン燃焼	40,849	40,849	40,849	40,849	39,095	28,975	21,445	15,903	15,903	8,735	289,354
(2)	フレア燃焼されるメタン量	30,320	29,853	29,502	11,622	0	0	0	0	0	0	101,297
(3)	発電代替分ベースライン排出量	5,195	5,195	5,195	5,195	4,970	3,671	2,705	1,994	1,469	1,074	36,663
(4)	ベースライン排出量合計	76,363	75,896	75,545	57,665	44,065	32,646	24,151	17,898	13,276	9,810	427,314
(5)	プロジェクト実施による排出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(6)	排出削減量	76,363	75,896	75,545	57,665	44,065	32,646	24,151	17,898	13,276	9,810	427,314

10. ステークホルダーからのコメント

2003 年 12 月 5 日、PNOC EC は、パヤタス埋立地管理事務所 POG (Payatas Operations Group) において、周辺に住むスカベンジャーの人々をはじめとする関係者に対し、本プロジェクトに関するヒアリングを行なった。弊社もその現場にオブザーバーとして参加した。

主催者および参加者の概要は以下のとおりである。

ヒアリング主催者	POG PNOC EC
オブザーバー	三菱証券株式会社
ヒアリング参加者所属団体 (参加者数合計 23 名)	Homeless People Federation of the Philippines (HPFP) Payatas Junkshop Scavenger Association (PAJOSA) Payatas Scavenger Association Inc. (PSAI) Payatas Scavenger Alliance Group (PSAG) Payatas Recycling Exchange (PARE) Payatas Recycling Movement (PRM) Alyansa ng Maralita sa Payatas Estate (AMPAT) Vicentian Missionaries Social Development Foundation Inc. (VMSDFI) Payatas Parent Association for Children Rehabilitation Inc. (PPACRI)

本プロジェクトの詳細や疑問について誠意のこもった説明が PNOC EC からあったあと、参加者からも活発に質問や発言があった。主な質問およびそれに対する回答は以下のとおりである。

問： このプロジェクトは住民や埋立地で働く人々にどのような影響を及ぼすか。

答： 本プロジェクトは以下のように埋立地の環境保全や安全に役立つものである。

- ・ 有毒な埋立地ガスを回収して発電に利用する事による環境負荷を軽減
- ・ 自然発火の防止
- ・ 浸出汚水の排水整備が行われ、ごみの層が安定し崩落を防止する
- ・ 埋立地の使用期間の延長

問： 埋立地の従業員が本プロジェクトに果たす役割にはどんなものがあるか。

答： 本プロジェクトは地元コミュニティ全体の協力を必要とする。従業員については、

警備や建設時の搬入・搬出の監督、プラントの準備・建設・運営の支援業務などが考えられる。

問： 雨季や乾季の発電量はどうか。

答： 予備調査によれば、2007 年まで埋立地が使用されれば、気候に関わらず 10 年間は 1MW の発電が可能である。

問： 埋立地から恒常的に発生するガスによりどのような病気になるのか。また、そのような病気が突発的に発生することがあるか。

答： 埋立地から出るガスで病気になる事はない。また、本プロジェクトで埋立地ガスを回収すれば、環境負荷は軽減される。

問： 子供達や近隣の教育センターの安全は確保されるか。

答： プロジェクトサイトは子供達からも教育センターからも遠いところにあるので、安全に問題はない。

問： このプロジェクトから得られる便益は何か。または恩恵を受ける人々は誰か。

答： 地元コミュニティの誰もが受益者である。本プロジェクトの発電により、電気代が安くなる可能性もある。ただし、本プロジェクトは埋立地の管理埋立地への転換事業の一部であり、他にどのような便益が考えられるかについては、POG と調整していく。

問： このプロジェクトの開始時期はいつか。

答： 本プロジェクトは 2001 年に実施されたガスの予備調査に続くものである。

PNOC EC はこれらの質問に誠実に対応し、参加者からたいへん良い反応を得ることができた。実際の参加者の出席簿（参加者が署名したもの）が添付資料 9 である。



PNO EC による現地住民への説明会

11. マレーシアとの CDM への対応の比較

弊社は、平成 14 年度温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査において、「マレーシアにおけるバイオマス発電プロジェクトからの炭素クレジット獲得プロセスの実態調査」を実施した。本年度のフィリピンの調査実施での経験に基づいて、フィリピンとマレーシアでの CDM 案件実施状況について比較する。

11.1 ホスト国政府の体制

マレーシアは、2002 年 9 月 4 日に京都議定書に批准し、経済発展と環境保全を共に推進していくことに CDM を活用することを強く認識し、積極的に CDM を国内事業者に奨励している。MOSTE（科学・技術・環境省）が DNA（指定国家機関）となり、CDM 事業承認の手続きが構築されている。

フィリピンも、マレーシアに遅れること 1 年、2003 年 11 月 20 日に京都議定書を批准した。現在、DNA（指定国家機関）の設置とともに、事業の評価などの具体的なシステムが必要となる状況にいる。フィリピンには IACCC という政府横断的な気候変動に関する協議会があり、今のところ IACCC が DNA となり、DNA の事務局を DENR が担当すると考えられている。このフィリピンの CDM 事業承認手続きの組織構想は、マレーシアの組織構成と大変酷似している。

マレーシアの CDM の体制は、CDM 事業の承認ができる段階になっているが、フィリピンはこれからというところである。しかし、フィリピンの公用語が英語であるため、各先進国から多くの援助を受け、すぐに追いつけることができるであろう。フィリピンは、マレーシアほど環境関連の担当官庁の CDM に関しての決定権が強いわけではないが、エネルギー省（DOE）などとの横の関係を強めながら CDM を推進しているといえる。

11.2 ホスト国における事業推進とインフラ整備状況

ホスト国において、バイオマス発電事業のような再生可能エネルギー事業を実施するために重要なのは、事業実施のインセンティブである。タイ、マレーシアと違って、フィリピンには再生可能エネルギーの買取りに関する優遇措置がない。

フィリピンはエネルギー省が再生可能エネルギー事業等の促進を政策として打ち出しているが、電力のプレミアム価格での買取りなどの優遇措置がなく、民間事業者からそのような措置への要望が高い。従って、再生可能エネルギー事業への投資促進の原動力がないのである。このようなインセンティブがない場合、民間事業者の再生可能エネルギー事業への投資は困難である。

次に重要なのは、現地事業者の CDM に対する理解度である。フィリピンではすでに CDM 関連の様々なワークショップ及びコンファレンスが開催されている（表 35）。しかしながら、これらのワークショップでは、一般的な気候変動、CDM の概念及びルールなどの解説が中心で、CDM の実際に基づいた内容のものは行われていない。例えば、エネルギー関連の CDM 事業承認のレビューを担当するであろう DOE にインタビューを行うと、以下のような問題点が浮かび上がった。

- ・ DOE の関係者が CDM 案件の承認における DOE の役割を広く捉えすぎている傾向がある。
- ・ 京都議定書発効に関わる不確実性に鑑み、CDM 案件承認の環境を整えることは緊急の課題ではない、との気持ちを持っている DOE 関係者が少ない。

表 35 フィリピンで行われた CDM 関連のセミナー及びワークショップの一覧

日時	表題	組織/スポンサー
2004 年 2 月 5-6 日	Forum on Emerging Opportunities and Risks in CDM	DBP, DOE, DENR, CCIC, JCCPricewaterhouse Coopers
2003 年 12 月 12 日	Plenary Assembly of NEDO Study Mission – Needs Assessment on Climate Technology Initiatives	NEDO
12 月 3 日	Energy Technology Conference	Energy Mgmt Assoc of Phils
12 月 2 日	World Energy Council Regional Workshop on Cross-Border GHG Reduction Projects Fast-track CDM to Promote Renewable Energy Projects	World Energy Council, Energy Council of the Philippines
10 月 21-23 日	International Conference on Tropical Forests, Climate Change, and Carbon Sequestration	Environmental Forestry Program, Univ of Phils, UNEP, GEF
9 月 17-18 日	PowerTech Philippines Business Forum 2003	Private sector
9 月 10-12 日	Southeast Asia Forum on GHG Market Mechanisms & Sustainable Development	ADB, IETA, Dev Bank Japan, Jpower, JBIC, WBCSD, UNDP,
8 月 26-28 日	Workshop on Environmental Friendly Production Improvement in Asian Countries	NEDO, ICETT, DENR, PCCI
7 月 3-4 日	Public Briefing & National Workshop on CDM (held in Cebu)	CCIC, UNEP
4 月 2 日	Philippine Business Forum on Climate Change & Market Mechanisms	UNDP, CCIC, UNCTAD, WBSD, PBE
3 月 18 日	Round Table on Clean Development Mechanism for NGO's	UNEP, CCIC, RISO, DENR
2 月 25 日	Consultation Workshop on the CDM Operational Framework Project Proposal	Netherlands Embassy, UNDP IACCC, DENR
2002 年 12 月 9 – 11 日	National Workshop on Capacity Development for the Clean Development Mechanism (CDM)	Netherlands Embassy, CCIC, IACCC, UNEP, UNDP
12 月 4 日	Clean Development Mechanisms (sic) (CDM): “Transforming the Energy Economy in the Philippines”	AIM Policy Center, DOE, DENR, Philippine Geothermal, Inc., PHILREA, Energy Council of the Phils. Inc.
10 月 9 日	Orientation Seminar on Clean Development Mechanism	UNEP, DENR, IACCC
9 月 17 日	Climate Change and Clean Development Mechanism: Addressing the Issues of Equity, Effectiveness and Sustainability – A Roundtable Discussion	Philippine Network on Climate Change (PNCC), WWF Philippines

これらのワークショップ開催の中にあつて、フィリピンの政府、事業者、NGO にとって CDM 事業の実務経験に基づいたプログラムが必要とされている。

アジアのホスト国の DNA 及び CDM 事業承認に関するキャパシティ・ビルディングに、これまでオランダ、デンマーク、ドイツ等の附属書 I 国が資金提供をしている。例えば、デンマークは、マレーシアにおいて、エネルギー関連の CDM 事

業のテクニカル・コミッティである PTM にコンサルタントを配し、具体的な案件の審査方法の構築について支援している。

マレーシアはマレーシア森林研究所（FRIM）を森林関連の CDM 事業窓口に指定しているため、森林関連の CDM 事業推進は可能といえるが、実際にマレーシア政府に承認を求めて提出されている CDM 案件は、太陽光、バイオマス、バイオガスなどのエネルギー関連の事業である。弊社が平成 14 年度に CDM 事業実施可能性調査を実施した 8MW の椰子殻発電は、承認審査に入っている。

フィリピンもタイ、マレーシアと同様、CDM プロジェクトとして有望な事業の条件として、廃棄物処理、バイオ燃料関連などを挙げている。しかしながら、これらの案件の PDD を作成するのに必要なベースライン関連のデータはまだ完備されておらず、国家の炭素排出係数の策定、CDM 事業のスクリーニングのためのチェックリストなどが必要と思われる。

12. むすび

フィリピンは、京都議定書批准前から、国際機関及び先進国の支援を受け、CDM 活用の準備をすすめている。アジア諸国の中で最も CDM に関する体制、手続きが進んでいるのはマレーシアであるが、フィリピンの追いつきは顕著である。

本事業の F/S 調査実施、PDD の作成を通して、カウンターパートである PNOC EC をはじめ、環境省およびエネルギー省の担当官庁から、本事業を CDM 化するに当たり、多くの支持を頂くことができたのは心強い限りである。フィリピンにおいて、廃棄物埋立地の問題はアジアのどの国よりも深刻であり、本事業を成功させたいという意気込みが感じられる。本調査で作成した PDD は、新規メソドロジの申請を予定していないため、今後は正式にバリデーションを受け、なるべく早いうちに CDM 理事会に申請することを目指す。

本 PDD 作成で最も苦勞した点は、埋立地ガス事業のメソドロジが乱立する中で、承認済みの方法論をいかに適用するかを考えることであった。新規メソドロジを申請すれば、その承認だけに数ヶ月かかってしまい、それだけトランザクションコストを必要とする。しかし、事業によっては、事業計画上、そのような時間やコストをかけることのできないものもある。一方、ホスト国にとっても、承認した事業が CDM 理事会で否定されることを好まないため、方法論も含めバリデーターによる審査などの良好な結果が得られるまで承認は出さない傾向にある。速やかにホスト国の事業承認が進むためにも、今後の CDM の課題として、CDM 理事会における方法論の整備がキーとなるであろう。

弊社は平成 13、および 14 年度に、バイオマス燃料を利用した発電事業からの CDM 事業実施可能性調査、PDD の作成を 3 つのホスト国において実施することにより、様々な経験を蓄積することができた。その副次効果として、各事業の CDM 手続きを進めることにより、ホスト国の当事者も経験を積み、各国において当タイプの CDM 事業に関する手続きが確立していくように思われる。実際の事業を通して、各国の政府担当者、事業者が経験を積むことは、ホスト国の CDM に関する啓蒙活動につながるといえる。ホスト国での CDM に関するキャパシティ・ビルディングを目的としてワークショップが盛んに開催されているが、受身やお仕着せの教育ではなく、自国の実際のケースに基づいた具体的手続きを経験できるようなキャパシティ・ビルディングが効果的と思われる。

また、フィリピンのように、再生可能エネルギーなどに特段の優遇措置がない場合、民間企業が事業を実施するのは困難であるが、埋立てガス回収事業のように地球温暖化係数が高い GHG 削減は事業推進のインセンティブに十分なりえと考えられる。それでもなお、

事業の資金調達は大きな課題である。PDD では、追加性を主張しなくてはならないため、事業のリスクの高さをアピールしなければならないが、一方で金融機関や投資家は、そのようなリスクの高い事業に出資したくない。炭素クレジットを目的とした投資だけでは、初期投資をすべてカバーできないのが現実であろう。このような状況を打開するために、今後は、環境省などの CDM 事業実施支援補助などの利用について、現地側に周知させることにより、積極的に日本のパートナーを求めることを促し、日本とホスト国の双方向のマッチングが必要と思われる。

最後に、アジア諸国から期待の高い事業のひとつは、廃棄物処理に伴うバイオマス、バイオガス利用事業等であることは顕著である。特に、埋立て処理場からメタン回収等のバイオガス利用事業等はアジアの諸国にとって最も歓迎される事業である。これらの事業に関するベースラインの算定方法が CDM 理事会で整備され、より多くの CDM 事業の普及が今後期待される。

表一覧

表 1	調査スケジュール
表 2	フィリピンの基礎情報
表 3	フィリピン第一次エネルギー消費量（1999-2000 年）
表 4	系統システムのピーク電力需要量予測（GDP 低成長ベースケース）
表 5	新・再生可能エネルギー需要予測
表 6	NRE の種類別貢献度（2000 年）
表 7	新・再生可能エネルギー潜在的供給能力
表 8	フィリピンの GHG 排出インベントリー（1994 年）
表 9	土地利用法転換及び林業を除くセクターからの GHG 排出量（1994 年）
表 10	エネルギーセクター内下位部門の GHG 排出量の内訳（1994 年）
表 11	廃棄物セクターからの GHG 排出量の内訳（1994 年）
表 12	2008 年までの石炭・石油・天然ガスの消費量およびその GHG 排出量予測
表 13	廃棄物セクター内下位部門からの GHG 排出量の基準値および予測
表 14	フィリピンの廃棄物マネジメント状況一覧（2001 年）
表 15	廃棄物の発生源と種類
表 16	本プロジェクトのスケジュール
表 17	パヤタス埋立地のごみ構成
表 18	世界の発電事業に利用可能な埋立地ガス
表 19	一般廃棄物から発生する埋立地ガス成分量の変動範囲
表 20	パヤタス埋立地のガス成分濃度
表 21	ガス成分構成比と濃度
表 22	硫化水素濃度（ppm）
表 23	炭素クレジット期間のメタンガス回収スケジュール
表 24	各装置のコスト
表 25	PNOC EC 発電プラント基礎ケース
表 26	埋立てガスに関わる承認済みベースライン方法論
表 27	承認済み埋立地ガス回収事業のベースライン比較表
表 28	本プロジェクトでモニターされる項目
表 29	各データに関して実施される品質管理（QC）及び品質保証（QA）
表 30	2003 年度ルソン系統電源の燃料ミックス
表 31	フィリピンの発電における CEF
表 32	2003 年 1 月から 11 月までのルソン系統の発電に関する炭素排出の加重平均値
表 33	系統電源代替分のベースライン排出量
表 34	CO ₂ 排出削減量予測
表 35	フィリピンで行われた CDM 関連のセミナー及びワークショップの一覧

図一覧

- 図 1 フィリピンの地図および本プロジェクトサイトの位置
- 図 2 フィリピンの行政単位
- 図 3 フィリピンの経済成長
- 図 4 フィリピンの対日貿易の推移
- 図 5 GDP 成長による電力需要の推移予測
- 図 6 国産エネルギー生産予測（2002～2011 年）
- 図 7 土地利用法の転換および林業以外のセクターからの GHG 排出
- 図 8 IACCC の機構
- 図 9 RA9003 が定めた廃棄物に関わる体制
- 図 10 マニラ首都圏の一般廃棄物構成比率（1999 年）
- 図 11 パヤタス埋立地の場所
- 図 12 埋立地ガスの成分の標準的な展開
- 図 13 パヤタス基本地図
- 図 14 LFG ガス成分経時変化（使用中の埋立地 EW-1）
- 図 15 LFG ガス成分経時変化（使用中の埋立地 EW-3）
- 図 16 LFG ガス成分経時変化（古い埋立地 EW-2）
- 図 17 LFG 発生量（使用中の埋立地）
- 図 18 LFG 発生量（古い埋立地）
- 図 19 蒸気タービン発電システム
- 図 20 ガスタービン構造
- 図 21 ガスタービンの原理と工程
- 図 22 ガスタービンのヒートバランス
- 図 23 ガスエンジンの構造
- 図 24 ガスエンジンの原理と工程
- 図 25 エネルギー変換設備の効率比較
- 図 26 無過給式ガスエンジンにおける安定出力範囲の一例
- 図 27 小規模分散型 LFG 発電設備の概略
- 図 28 フィリピンの CDM 事業承認組織（構想段階）
- 図 29 本プロジェクトのシステムバウンダリー

参考文献リスト

外務省 HP 国別情報

<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/philippines/data.html>

大野拓司・寺田勇文 著 『現代フィリピンを知るための 60 章』 明石書店 (2001 年)

大野俊 著 『観光コースでないフィリピン—歴史と現在・日本との関係史』 高文研 (1997 年)

環境省地球環境局 『平成 14 年度 CDM/JI に関する検討調査報告書』 (平成 15 年 3 月)

経済産業省 『京都メカニズム利用ガイド』 Version 1.0、(2002 年 1 月)

Inside News of the Philippines HP

<http://www.t-macs.com>

フィリピン政府 HP

http://www.boi.gov.ph/basicfacts_ecoind.html

『日本とアセアン各国の主要貿易相手国・地域トップ 10(2000 年)』ASEAN-JAPAN CENTRE,

<http://www.asean.or.jp>

“Philippines Energy Plan 2002-2011” Department of Energy (DOE), Republic of the Philippines

“The Philippines’ Initial National Communication on Climate Change” Department of Environment and Natural Resources (DENR), Republic of the Philippines

“Philippines Case Study: Report from the UNIDO project UC/RAS/01/107: “Capacity Mobilization to Enable Industrial Projects under the Clean Development Mechanism” United Nations Industrial Development Organization, 2002

“Philippines ENVIRONMENT MONITOR 2001: Solid Waste” The World Bank Group, 2001

“Ecological Solid Waste Management Act of 2000 (Republic Act 9003)” Environmental Management Bureau, National Solid Waste Management Commission,

<http://www.emb.gov.ph/nswmc/ra9003/RA9003new.html>

“Investment with incentives” Board of Investments (BOI),

<http://www.boi.gov.ph>

“Durban Landfill-Gas-to-Energy Project: NM0010 revised edition”

http://cdm.unfccc.int/methodologies/UserManagement/FileStorage/FS_311161298

“Nova Gear Landfill Gas to Energy Project: NM0005”

http://cdm.unfccc.int/methodologies/UserManagement/FileStorage/FS_274031754

“Assessment of Resources, Best Practices and Gaps in Gender, Science and Technology in the Philippines” Asia Pacific Gender Equity in Science and Technology

<http://www.unesco.or.id>

添 付 資 料

添付資料 一覧

添付資料 1	ケソン市と PNOC EC との覚書
添付資料 2	パヤタス埋立地の管理埋立地への転換承認
添付資料 3	埋立地ガス分析手順
添付資料 4	パヤタス埋立地地形図
添付資料 5	パヤタス埋立地ガスの成分分析
添付資料 6	パヤタス埋立地ガス発生量予想
添付資料 7	キャッシュフロー分析
添付資料 8	プロジェクト設計書 (PDD)
添付資料 9	ヒアリング議事録及び参加者出席簿

添付資料 1

MEMORANDUM OF UNDERSTANDING

KNOW ALL MEN BY THESE PRESENTS:

This **MEMORANDUM OF UNDERSTANDING (MOU)** is entered into and executed by and between:

PNOC EXPLORATION CORPORATION, a corporation duly organized and existing under and by virtue of the laws of the Republic of the Philippines, with principal office address at Building 1, Energy Center, Merritt Road, Fort Bonifacio, Taguig, Metro Manila, and represented herein by its President and Chief Executive Officer, **RUFINO B. BOMASANG**, hereinafter referred to as "**PNOC EC**,"

-and-

The **LOCAL GOVERNMENT OF QUEZON CITY**, a local government unit of the Republic of the Philippines, with principal office address at Quezon City Hall, Diliman, Quezon City, and represented herein by its Honorable Mayor, **FELICIANO BELMONTE JR.**, and hereinafter referred to as "**QC LGU**."

WITNESSETH THAT:

WHEREAS, **PNOC EC**, is a government owned and controlled corporation engaged in the exploration, exploitation and development of economically viable energy sources from volatile substances, including hydrocarbons of various origin, in the Philippines;

WHEREAS, **QC LGU** is a government unit whose responsibilities include, among others, the formulation and implementation of policies, standards, programs and projects for the proper and sanitary disposal of waste for Quezon City;

WHEREAS, **QC LGU** is managing the operations of an ongoing open dumpsite located in Payatas, Quezon City as well as the closure of an abandoned dumpsite in the same area;

WHEREAS, as part of its environmental and safety program for Payatas, **QC LGU** is currently trying to address concerns relating to the mitigation of the impact of the operation of its dumpsites on the environment, particularly the landfill gas being emitted therefrom;

WHEREAS, **PNOC EC** has expressed interest in conducting, jointly with **QC LGU**, testing activities for the possible utilization of the methane gas being generated at the Payatas open dumpsites for power generation, hereinafter referred to as the **Project**;

WHEREAS, **QC LGU** has agreed to pursue the implementation of the **Project** jointly with **PNOC EC** under certain terms and conditions;

NOW, THEREFORE, for and in consideration of the aforecited premises and considerations, **PNOC EC** and **QC LGU** hereby formalize their agreements and understandings for the conduct of the **Project** as follows:

I. OBJECTIVES

1. The **Project** shall:

1.1 Utilize appropriate technology for extraction of methane gas;

1.2 Demonstrate the environmental and social benefits of methane gas extraction and utilization by:

1.2.1 The installation of an appropriate collection and flare unit for mitigation of methane gas in the Payatas Open Dumpsites.

1.2.2 Providing of a design for a Pilot Power Plant utilizing the methane gas.

2. It is likewise agreed upon and understood that the effort is meant to help develop and/or enhance ongoing efforts in the country, to promote and establish the capacity to cope with the post-closure requirements of dumpsites and, particularly, the know-how and expertise in gas extraction and utilization.

II. PROJECT ACTIVITIES AND TIMETABLES

1. The activities and timetables that shall be undertaken in the implementation of the **Project** under consideration herein shall be as stated in the schedule attached hereto as *Annex "1"*.
2. The results, conclusions and recommendations of the **Project** shall be jointly owned by **PNOC EC** and **QC LGU**. They shall not be disclosed to third parties without the mutual agreement of **PNOC EC** and **QC LGU**.

III. PROJECT MANAGEMENT AND RELATIONSHIPS

1. To facilitate the implementation of the **Project**, a Project Management Office (PMO) shall be constituted to consist of representatives of the **Parties** herein. Aside from facilitating the supervision and coordination of project activities, the PMO shall serve as the clearing house where problems and issues that may arise, and which need to be jointly resolved, shall be referred to and jointly decided upon.
2. Due to the technical nature and involvements of the **Project**, the PMO shall be headed by a representative of **PNOC EC** and assisted by a representative of **QC LGU**, as Co-Head. The membership of the PMO's committees and/or working groups, including clerical staff, shall be provided for jointly by the **Parties**.
3. The **QC LGU** shall furnish the necessary administrative and logistical support to the **Project Team** that shall deploy to the **Project**. This shall include the provision of an adequate office and working environment and on-site security, as well as any labor necessary to effect the implementation of the **Project**.
4. **PNOC EC** shall be solely responsible for its own personnel and such other parties as it may designate to facilitate the conduct of the **Project**, provided that it shall inform **QC LGU** of such assignments and/or designations.
5. **QC LGU** shall be fully responsible in facilitating the conduct of relationships with the local communities and such other agencies as may be required.

IV. RESPONSIBILITIES OF THE PARTIES

ACTIVITIES	PNOC EC	QC LGU
1. Gas Testing		
1.1 Preparation and Installation of LFG collection system	Provide technical assistance in design and construction of LFG Collection System	Implement the Project and supervise the construction of Methane Gas Collection System
1.2 Testing for gas resource	Operate gas testing plant Provide technical support and maintenance	Participate in sample-taking/training Organize and provide 24-hour security on-site
2. Social and Environmental Impact		
2.1 Social and Environmental Impact Study		Address social, environmental, health, safety and gender issues related to landfill management Data collection as recommended by the PMO
3. Business Plan		
3.1 Market Analysis	Identification of markets Enter into contracts with stakeholders (QC LGU and buyers) if the market is secured	Assist PNOC EC with stakeholders Data collection as recommended by the PMO Identification of stakeholders and their needs
3.2 Economic Analysis	Identify financial criteria to be met for the power plant Compute alternatives	
3.3 Design and Specification		
3.3.1 Process Design	Design of gas collection system	
3.3.2 Project plan for implementation of downstream project	Decide on timing and scale of downstream project	Decide on timing and scale of downstream project
3.3.3 Equipment specification and cost	Identify local supply of services, piping material, paint and instrumentation Selection of plant equipment	
4. Submission of Final Report		
	Prepare and finalize report	

V. PROJECT IMPLEMENTATION

1. QC LGU shall be responsible for the implementation of the **Project** and agrees to hold **PNOC EC** free from any obligations arising therefrom.
2. **PNOC EC** shall, however, be responsible for the provision and operation of necessary testing equipment and payment of salaries and remuneration of its staff assigned to the **Project**.

VI. NON-EXCLUSIVITY

It is agreed upon and understood that the privilege herein granted by **QC LGU** to **PNOC EC** for the conduct of this **Project** is not exclusive. **QC LGU** may allow other interested parties to conduct similar studies, provided that **QC LGU** shall inform **PNOC EC** of such arrangements prior to its entering into them. However, within three (3) months from **PNOC EC**'s submission of the Final Report, and should the Final Report show the economic and technical feasibility of a power plant, **PNOC EC** shall have the first priority to construct and operate the pilot power plant mentioned in Clause 1, 1.2.2 of this **MOU** utilizing the methane gas emitted at the Payatas open dumpsites, subject to the applicable laws. **PNOC EC** shall, within the said three-month period, indicate its desire to avail of this right by submitting a Letter of Intent to **QC LGU**.

VII. PUBLICITY

During the term of this **MOU**, the **Parties** shall jointly coordinate and agree on the contents of any press statement or public information materials that may be released pertaining to the **Project**.

VIII. CONFIDENTIALITY

The **Parties** likewise agree to treat the discussions to be held pursuant to this **MOU** as confidential, and shall not disclose their content to any Third Party, other than through the procedures set out in Clause VII of this **MOU**, provided, that each **Party** shall have the right to inform its Directors, Officers and employees who have a clear need to know the content of the discussions, as well as its shareholders, outside consultants and advisors and, provided further, that any such disclosure to outside consultants and advisors shall be made on a strictly confidential basis.

IX. GOVERNING LAW AND DISPUTE RESOLUTION

The understandings and agreements herein entered into shall be governed and construed in accordance with the laws of the Republic of the Philippines. In case any dispute arises out of the interpretation or implementation of the provisions of this **MOU**, the **Parties** shall exert their best efforts and negotiate in good faith to amicably settle the matter. If such dispute has not been resolved within ten (10) calendar days from the time attempts to settle the controversy were initiated, and if the dispute arose between the **QC LGU** and **PNOC EC**, the matter shall be settled through arbitration in accordance with Presidential Decree No. 242, which prescribes the procedure for administrative settlement or adjudication of disputes, claims and controversies between or among government offices, agencies and instrumentalities, including government owned or controlled corporations. In case resort to litigation becomes necessary and proper, it is hereby agreed that such action shall be filed in a court of competent jurisdiction in Quezon City, to the exclusion of all other venues.

X. EFFECTIVITY

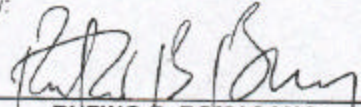
This **Memorandum of Understanding** shall take effect upon its signing by the **Parties** and the ratification by the City Council of **QC LGU** and shall automatically terminate upon the completion of the **Project**, unless it is earlier terminated upon mutual agreement of the **Parties**.

IN WITNESS WHEREOF, the Parties hereto have hereunto set affixed their signature this _____ day of _____, 2002, at _____
AUG 09 2002

PNOC EXPLORATION CORPORATION

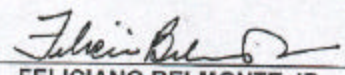
**LOCAL GOVERNMENT OF
QUEZON CITY**

By:



RUFINO B. BOMASANG
President and CEO

By:

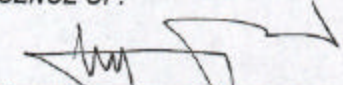


FELICIANO BELMONTE JR.
Mayor

SIGNED IN THE PRESENCE OF:



THELMO A. CUNANAN
Chairman, PNOG



JAMEEL JAYMALIN
Head, Payatas Administration Group

ACKNOWLEDGMENT

REPUBLIC OF THE PHILIPPINES)
MAKATI CITY) s.s.

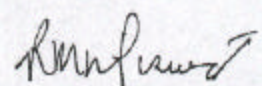
BEFORE ME, this AUG 09 2002 2002, personally appeared **RUFINO B. BOMASANG**, with Community Tax Certificate No. 11952298 issued at Makati City on 19 March 2002, in his capacity as President and CEO of **PNOC EC**, and **FELICIANO BELMONTE, JR.**, with Community Tax Certificate No. 00000101 issued at Quezon City on 02 January 2002, in his capacity as Mayor of the **Quezon City LGU**, known to me to be the same persons who executed the foregoing instrument, and that they acknowledged to me that the same is their free and voluntary act and deed, as well as the free and voluntary act and deed of the entity that they respectively represent.

This **Memorandum of Understanding** consisting of five (5) pages including this page on which this Acknowledgment is written has been signed by the **Parties** and their instrumental witnesses on each and every page hereof.

WITNESS MY HAND AND NOTARIAL SEAL on the date and place first above written.

Doc No. 985
Page No. 196
Book No. 2
Series of 2002.

Memorandum of Understanding (Payatas)
PNOC EC - Quezon City LGU


ROSE MARY E. N. PISUENZA
NOTARY PUBLIC
UNTIL DEC. 31 2003
P.T.R. NO. 6743709/1-09-02/MAX:
I.B.P. NO. 542668/12-06-DU/CAPIZ

添付資料 2



Republic of the Philippines
Department of Environment and Natural Resources
Visayas Avenue
Tel. Nos. (032) 929-81
929-82

MR. LOUIE SARATEA

AUG 09 2003

fax # 427-84-43

HON. FELICIANO BELMONTE JR.
Mayor
Quezon City

Dear Mayor Belmonte:

This has reference to your proposal to convert the Payatas Dumpsite into a Controlled Dump Facility. The proposal would involve the improvement on the operational parameters as well as the integration of developmental and rehabilitation works within the existing disposal site. It further addresses remediation measures that will improve environmental conditions in the dumpsite.

In this regard, we find the said undertaking in line with the objectives of RA 9003. However, the following measures should be instituted in the operation and development of the controlled dump facility:

1. Conversion to controlled dumpsite should follow an engineering design and plan;
2. Adequate drainage system/diversion canal should be maintained to avoid "gully" piping or scouring of the slope due to surface run-off and storm drain outfall into the surface of the waste containment area;
3. Slope stabilization measures and optimum elevation should be established to prevent collapse and slope failure.
4. Leachate entrapment/collection and treatment system should be installed to prevent wastewater impoundment along the toe of the active disposal cells;
5. Monitoring wells on various elevations (upstream and downstream) should be established to cover across portions on both disposal cells as part of constant monitoring on groundwater.
6. Dredging and clean-up of the surface water surrounding the site should be undertaken. Sufficient litter fence along the periphery of the disposal area should be installed to avoid scattering of wind-blown wastes and perimeter fence should be constructed to restrict unauthorized entry to the site;
7. The operation of the facility must follow a fill sequence plan to ensure the orderly placement of wastes and in order to prevent the indiscriminate disposal of incoming wastes. The size of the working face should be confined to a small area as possible so that least amount of cover material will be required;
8. Daily soil cover of at least 6" in thickness should be applied at the end of the working day to minimize the production of leachate, control odor and prevent the proliferation of vermins and vectors;
9. Burning of solid waste should be strictly prohibited and avoided;

Let's Go Green!

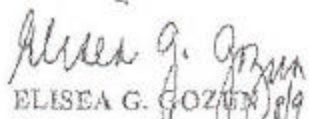
10. Efforts should be made to promote and operationalize schemes on waste reduction and recovery such as waste recycling and composting;
11. Waste picking activities should be controlled so as to allow various operational activities, such as daily soil covering, erosion control, among others; and
12. A bi-monthly progress report on the project status should be submitted to the Department. The Department from time to time may monitor the operation of the facility.

Likewise, the city government shall exert all effort to address the public sensitivity requirements of the project. In which case, the appropriate Municipal/Sanggunian Resolution should be drawn up with multi-sectoral participation.

Please take note that along with our mandate to provide technical assistance on ecological solid waste management, we are also mandated to enforce the applicable environmental regulations once any of the above-measures are not complied with.

For your proper guidance

Very truly yours,


ELISEA G. GOZUM
Secretary and
Chairperson, National Solid Waste
Management Commission

Cc: Office of the Secretariat
National Solid Waste Management Commission

Environmental Management Bureau
National Capital Region

添付資料 3

METHOD 3C – DETERMINATION OF CARBON DIOXIDE, METHANE, NITROGEN, AND OXYGEN FROM STATIONARY SOURCES

1. Applicability and Principle

1.1 *Applicability.* This method applies to the analysis of carbon dioxide (CO₂), methane (CH₄), nitrogen (N₂) and oxygen (O₂) in samples from municipal solid waste landfills and other sources when specified in an applicable subpart.

1.2 *Principle.* A portion of the sample is injected into a gas chromatograph (GC) and the CO₂, CH₄, N₂ and O₂ concentrations are determined by using a thermal conductivity detector (TCD) and integrator.

2. Range and Sensitivity

2.1 *Range.* The range of this method depends upon the concentration of samples. The analytical range of TCD's is generally between approximately 10 ppmv and the upper percent range.

2.2 *Sensitivity.* The sensitivity limit for a compound is defined as the minimum detectable concentration of that compound, or the concentration that produces a signal-to noise ratio of three to one. For CO₂, CH₄, N₂ and O₂, the sensitivity limit is in the low ppmv range.

3. Interferences

Since the TCD exhibits universal response and detects all gas components except the carrier, interferences may occur. Choosing the appropriate GC or shifting the retention times by changing the column flow rate may help eliminate resolution interferences.

To assure consistent detector response, helium is used to prepare calibration gases. Frequent exposure to samples or carrier gas containing oxygen may gradually destroy filaments.

TEDLAR BAGS

Tedlar bags are manufactured from PVF (Tedlar) film. They are generally considered inert and can be used to collect samples containing common solvents, hydrocarbons, chlorinated solvents, and many other classes of compounds. They are commonly used to collect low level sulfur gases, but only if the bag fittings are non-metallic (polypropylene, Teflon, or nylon). Sample hold time varies for different classes of compounds:

24 Hours

- Sulfur gases (especially hydrogen sulfide and methyl mercaptan)
- Chemically active compounds like 1, 3-Butadiene

72 Hours

- Chlorinated solvents and aromatic compounds
- Atmospheric gases like oxygen, nitrogen, carbon dioxide, etc.

The surface of a Tedlar bag is a work in progress. The surface of a new bag is essentially free of VOCs at the single digit ppbv level. Once used, however, the surface has been exposed to moisture and possibly organic compounds. It may irreversibly adsorb many VOCs at the low ppbv level. A series of purges with high purity gas will not remove VOCs from the surface.

Deactivated Tedlar Bags

The deactivation of Tedlar bags has been reviewed in the literature and is written into several sampling methods. The technique is straightforward. The bag is first filled with sample, then emptied and refilled. This process only “deactivates” the bag if the sample remains in the bag for a period of at least 6 hours.

Air Toxics has published a method for deactivating the surface of Tedlar bags used for collecting reduced sulfur samples. The bag is first filled with an inert gas and deactivating agent is injected into a bag. The surface is deactivated over the next 6 hours. The bag is often shipped at this point. Prior to sampling, the gas is removed from the bag. This deactivated bag has a five-day shelf life. The primary advantage of using a deactivated bag for collecting sulfur samples is that it extends the holding time to 72 hours, three times longer than when using an un-deactivated bag. Our Client Services Department will be happy to go over the technique and arrange to ship deactivated bags.

ATL can provide a variety of Tedlar bag sizes. The most common sizes available are 1L, 3 L, and 10L.

添付資料 4

surveyed dump limits

Old Dump Volume: 2.10 million cu.m.

modeled isopach

new isopach produced by subtracting
old top from present top surface



modeled isopach

New Dump Volume: 1.18 million cu.m.

surveyed dump limits

PAYATAS GAS EXTRACTION PROJECT

Garbage Isopach Maps

NO. 1000000	Scale
NO. 1000000	Scale

 **Philippine National Oil Company**
Exploration Corporation
Energy Services, Research, Development, Production, Refining, Marketing

添付資料 5

STATIONARY SOURCE EMISSION MONITORING REPORT

OF

**PAYATAS DUMP SITE
(Old & New Site)**

Quezon City, Metro Manila

(December 02, 2003)

SUBMITTED TO: ENGR. ROLLY V. OLIQUINO JR.

POSITION: DRILLING ENGINEER

Prepared for:

**PHILIPPINE NATIONAL OIL COMPANY (PNOC)
EXPLORATION CORPORATION**

**2/F PNOC Bldg. 1
Energy Center, Fort Bonifacio
Taguig, 1634 Metro Manila**

Prepared by:

**CRL Environmental Corporation
Bldg. 7457 Jose Topacio St.
Clark Field (CSEZ) Pampanga
Tel: (02) 740-6219; (045) 599-3943
Fax: (045) 5993963**



**CRL Environmental
Corporation**

Bldg. 7457 Jose Topacio St.
Clark Field (CSEZ) Pampanga, Philippines
U.S.A.: (562) 989-4045

Lab Tel : (632) 740-6219
Lab Tel : (6345) 599-3943
Lab Fax : (6345) 599-3963

Office Tel : (632) 840-4071
Cellphone : (0917) 892-1171
Office Fax : (632) 816-0329

1. INTRODUCTION

Philippine National Oil Company (PNOC) Exploration Corporation hired the services of CRL Environmental Corporation to conduct sampling and analysis of the Payatas Dump Site for its five (5) stations pipeline exhaust. The project includes the testing of the pipe gas emission of its "Methane Gas Testing and Extraction Project" in terms of Fixed Gases (Methane, Nitrogen, Oxygen and Carbon Dioxide), Hydrogen Sulfide and water vapor content.

This report presents the emission test results conducted by CRL Environmental Corporation at Payatas Dump Site located at Quezon City, Metro Manila last December 02, 2003.

2. AIR QUALITY TEST

2.1 STACK GAS MONITORING

2.1.1 Test Objective

The objective of the air monitoring tests conducted by CRL is to collect representative samples of gases from the pipe installed in the Payatas Dump Site. The tests conducted are for the firm's effort to know the gas concentration generated from the decomposition of organic matter on the dumping site for the company's study in utilizing the area as a source of methane gas to be used as a fuel for power generation.

2.1.2 Test Dates and Personnel Involved

The representative "Source" Sampling was performed by the CRL technical team on December 2, 2003.

CRL Team

1. Ronald A. Agabin- CRL Air Team Officer
2. Glen S. Bonus – CRL Field Engineer
3. Devy D. Daro – CRL Field Technician

Observers:

1. Engr. Rolly V. OLiquino – PNOC drilling Engineer



3. REPORT

3.1 Methods of Sampling and Analysis

The testing methodologies used were referenced either from the United States Environmental Protection Agency (US-EPA) Code of Federal Regulations, 40 CFR, Subpart 60 Appendix A, Department of Environment and Natural Resources - Environmental Management Bureau (DENR-EMB) Air Quality Monitoring Manual, Philippine Standard Methods for Air and Water Analysis Volume 3. The parameters sampled were Fixed Gases (methane, oxygen, nitrogen and carbon Dioxide), Hydrogen Sulfide and Water vapor.

3.1.2 GRAB SAMPLING (TO 14) - Gas Analysis for the Determination of Fixed Gases applying ASTM D1946 using especially prepared bag (Tedlar Bag) by Gas Chromatography (GC).

Principle of Sampling - A gas sample is extracted from the stack using single-point integrated sampling using SKC Handy Sampler and Tedlar bag material. The SKC sampler is equipped with a calibrated ball type flow meter powered by external/internal power sources. It is attached to a tubing into the tedlar bag. The tedlar bag is made of an inert material namely TEDLAR and a trademark of Dupont U.S.A., which specifically designed for sampling gaseous materials. The sample is then properly sealed & labeled and submitted to laboratory for analysis using Gas Chromatography (GC) Method.

3.1.3 ABSORPTION IN LIQUIDS FOR GASEOUS POLLUTANTS – HYDROGEN SULFIDE

Principle of sampling - A known volume of air (1.0 li/min) is sampled with a wet-chemical system where a constant air sample passes through a suitable reagent (absorbing reagent) that is reactive to the specific pollutant desired. As the air sample passes thru the bubbler rack, the air diffuses forming air bubbles and slowly reacts to the chemical reagent forming a complex ion. The samples are then analyzed using Colorimetry- Methylene Blue.

4. SAMPLING SITES / LOCATIONS

1. Station 1 – Jameel Old Dump
2. Station 2 – Jerry New Dump
3. Station 3 – Cheryl New Dump
4. Station 4 – Danny New Dump
5. Station 5 – Rolly New Dump



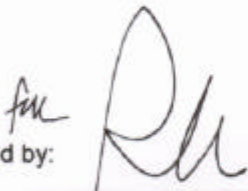
5. RESULTS AND DISCUSSION

Table 1 presents the tabulated results of the gas monitoring and analysis performed for the five (5) units sampling pipes. (Please see attached laboratory results for reference.)

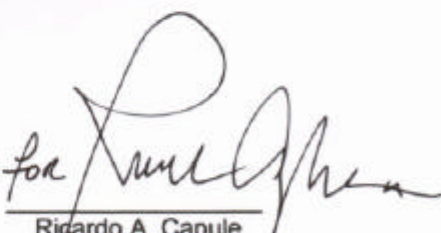
Table 1 Measured Methane, Hydrogen Sulfide , Fixed Gases including water vapor for five(5) units sampling pipes.

Location	Methane %	Hydogen Sulfide ug/Ncm	Oxygen/ Argon %	Nitrogen %	Carbon Dioxide %	Water Vapor ppm
Jameel Old Dump	49	4,370	3.4	13	33	0.56
Jerry New Dump	60	6,030	ND	ND	37	0.55
Cheryl New Dump	60	8,730	ND	ND	38	0.55
Danny New Dump	58	6,620	ND	ND	39	0.52
Rolly New Dump	51	7,610	3.2	11	31	1.0

Prepared by:


Walter G. Fiesta
Field Engineer

Noted by:


Ricardo A. Capule
Manager
Air Quality Monitoring Dept.



**CRL Environmental
Corporation**

Bldg. 7457 Jose Topacio St.
Clark Field (CSEZ) Pampanga, Philippines
U.S.A.: (562) 989-4045

Lab Tel : (632) 740-6219
Lab Tel : (6345) 599-3943
Lab Fax : (6345) 599-3963

Office Tel : (632) 840-4071
Cellphone : (0917) 892-1171
Office Fax : (632) 816-0329

ANNEX A

**CERTIFICATE OF LABORATORY
ANALYSIS**



***CRL Environmental
Corporation***

Bldg. 7457 Jose Topacio St.
Clark Field (CSEZ) Pampanga, Philippines
U.S.A.: (562) 989-4045

Lab Tel : (632) 740-6219
Lab Tel : (6345) 599-3943
Lab Fax : (6345) 599-3963

Office Tel : (632) 840-4071
Cellphone : (0917) 892-1171
Office Fax : (632) 816-0329

15 December 2003

PNO

2/F PNO Bldg. 1, Energy Center,
Taguig, Metro Manila

ATTN: **Mr. Rolly V. Oliquino, Jr.**

Client's Project: Payatas Dump Site
Lab. No.: 7559-001/005

Enclosed is(are) the result(s) for sample(s) received by CRL Environmental Corporation and tested for the parameters in the enclosed chain of custody.

Thank you for the opportunity to service the needs of your company. Please feel free to call me at (045) 599-3943 or (02) 740-6219 if we can be of further service to you.

Very truly yours,



MARIA CARMELA Q. CAPULE
Operations Manager



**CRL Environmental
Corporation**

Bldg. 7457 Jose Topacio St.
Clark Field (CSEZ) Pampanga, Philippines
U.S.A.: (562) 989-4045

Lab Tel : (632) 740-6219
Lab Tel : (6345) 599-3943
Lab Fax : (6345) 599-3963

Office Tel : (632) 840-4071
Cellphone : (0917) 892-1171
Office Fax : (632) 816-0329

Client: PNOC
Attn: Mr. Rolly V. Oliquino, Jr.

Client's Project: Payatas Dump Site

Date Received: 02-Dec-03
Matrix: Vapor
Units: mg/L

ASTM D4888 (Water Vapor)

Lab No.:	7559-001			7559-002		7559-003		7559-004		7559-005	
Sample I.D.:	Stn. 1 Jameel Old Dump			Stn. 2 Jerry New Dump		Stn. 3 Cheryl New Dump		Stn. 4 Danny New Dump		Stn. 5 Rolly New Dump	
Date Sampled:	12/02/03			12/02/03		12/02/03		12/02/03		12/02/03	
Date Analyzed :	12/11/03			12/11/03		12/11/03		12/11/03		12/11/03	
QC Batch #:	031211WV01			031211WV01		031211WV01		031211WV01		031211WV01	
Dilution Factor:	2.0			2.5		2.5		2.0		5.0	
ANALYTE	PQL	DLR	Result	DLR	Result	DLR	Result	DLR	Result	DLR	Result
Water Vapor	0.10	0.20	0.56	0.25	0.55	0.25	0.55	0.20	0.52	0.50	1.0

PQL = Practical Quantitation Limit

DLR = Detection Limit for Reporting (PQL x Dilution Factor)

Reviewed By:


Chas C. Arroyo
QA Manager
PRC License No.: 6701

Date: December 15, 2003

Approved By:


Maria Carmela Q. Capule
Operations Manager
PRC License No.: 7663

Date: December 15, 2003

This report pertains only to the samples investigated and does not necessarily apply to other apparently identical or similar materials. This report is submitted for the exclusive use of the client to whom it is addressed. Any reproduction of this report or use of this Laboratory's name for advertising or publicity purpose without authorization is prohibited.



**CRL Environmental
Corporation**

Bldg. 7457 Jose Topacio St.
Clark Field (CSEZ) Pampanga, Philippines
U.S.A.: (562) 989-4045

Lab Tel : (632) 740-6219
Lab Tel : (6345) 599-3943
Lab Fax : (6345) 599-3963

Office Tel : (632) 840-4071
Cellphone : (0917) 892-1171
Office Fax : (632) 816-0329

Client: PNOC
Attn: Mr. Rolly V. Oliquino, Jr.

Client's Project: Payatas Dump Site

Date Sampled: 02-Dec-03
Date Received: 02-Dec-03
Date Analyzed: 03-Dec-03
Matrix, Units: Air, ug/Nem
Analyst: MDM

Lab No.	Sample I.D.	Analysis	Results	MDL	DLR
7559-001	Stn. 1 Jameel Old Dump	Colorimetry - Methylene Blue (Hydrogen Sulfide)	4,370	1.0	40
7559-002	Stn. 2 Jerry New Dump	Colorimetry - Methylene Blue (Hydrogen Sulfide)	6,030	1.0	40
7559-003	Stn. 3 Cheryl New Dump	Colorimetry - Methylene Blue (Hydrogen Sulfide)	8,730	1.0	40
7559-004	Stn. 4 Danny New Dump	Colorimetry - Methylene Blue (Hydrogen Sulfide)	6,620	1.0	40
7559-005	Stn. 5 Rolly New Dump	Colorimetry - Methylene Blue (Hydrogen Sulfide)	7,610	1.0	40

MDL = Method Detection Limit

DLR = Detection Limit for Reporting (MDL x Dilution Factor)

Reviewed By: _____



Chas C. Arroyo
QA Manager
PRC License No.: 6701

Date: December 12, 2003

Approved By: _____



Maria Carmela Q. Capule
Operations Manager
PRC License No.: 7663

Date: December 12, 2003

This report pertains only to the samples investigated and does not necessarily apply to other apparently identical or similar materials. This report is submitted for the exclusive use of the client to whom it is addressed. Any reproduction of this report or use of this Laboratory's name for advertising or publicity purpose without authorization is prohibited.



**CRL Environmental
Corporation**

Bldg. 7457 Jose Topacio St.
Clark Field (CSEZ) Pampanga, Philippines
U.S.A.: (562) 989-4045

Lab Tel : (632) 740-6219
Lab Tel : (6345) 599-3943
Lab Fax : (6345) 599-3963

Office Tel : (632) 840-4071
Cellphone : (0917) 892-1171
Office Fax : (632) 816-0329

Client: PNOC
 Attn: Mr. Rolly V. Olliquino, Jr.

Client's Project: Payatas Dump Site

Date Received: 02-Dec-03
 Matrix: Air
 Units: % v/v

ASTM D1946 (Fixed Gases)

Lab No.:		7559-001		7559-002		7559-003		7559-004		7559-005	
Sample I.D.:		Stn. 1 Jameel Old Dump		Stn. 2 Jerry New Dump		Stn. 3 Cheryl New Dump		Stn. 4 Danny New Dump		Stn. 5 Rolly New Dump	
Date Sampled:		12/02/03		12/02/03		12/02/03		12/02/03		12/02/03	
Date Analyzed :		12/05/03		12/05/03		12/05/03		12/05/03		12/05/03	
QC Batch #:		031205GC8A1		031205GC8A1		031205GC8A1		031205GC8A1		031205GC8A1	
Dilution Factor:		1.0		1.0		1.0		1.0		1.0	
ANALYTES	PQL	DLR	Results	DLR	Results	DLR	Results	DLR	Results	DLR	Results
Oxygen / Argon	0.50	0.50	3.4	0.50	ND	0.50	ND	0.50	ND	0.50	3.2
Nitrogen	1.0	1.0	13	1.0	ND	1.0	ND	1.0	ND	1.0	11
Methane	0.001	0.001	49	0.001	60	0.001	60	0.001	58	0.001	51
Carbon Dioxide	0.01	0.01	33	0.01	37	0.01	38	0.01	39	0.01	31

ND = Not Detected (Below DLR)

PQL = Practical Quantitation Limit

DLR = Detection Limit for Reporting (PQL x Dilution Factor)

Reviewed By: 
 Chas C. Arroyo
 QA Manager
 PRC License No.: 6701

Date: December 15, 2003

Approved By: 
 Maria Carmela Q. Capule
 Operations Manager
 PRC License No.: 7663

Date: December 15, 2003

This report pertains only to the samples investigated and does not necessarily apply to other apparently identical or similar materials. This report is submitted for the exclusive use of the client to whom it is addressed. Any reproduction of this report or use of this Laboratory's name for advertising or publicity purpose without authorization is prohibited.



**CRL Environmental
 Corporation**

Bldg. 7457 Jose Topacio St.
 Clark Field (CSEZ) Pampanga, Philippines
 U.S.A.: (562) 989-4045

Lab Tel : (632) 740-6219
 Lab Tel : (6345) 599-3943
 Lab Fax : (6345) 599-3963

Office Tel : (632) 840-4071
 Cellphone : (0917) 892-1171
 Office Fax : (632) 816-0329

添付資料 6

パヤタス埋立地ガス発生量予想

1. 前提条件

1.1 First Order Decay 方式（IPCC Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, Chapter 6 WASTE）を採用。公式は以下の通り。

$$\text{ある年のメタンの排出量 (m}^3\text{/年)} = L_0 \times R \times (e^{-kc} - e^{-kt})$$

- L_0 : ゴミ 1 トンあたりのメタンの潜在的な最大発生量。
保守的な値である一般廃棄物 1 トン当たり 80 m³/ton とする。
(IPCC ガイドラインでは、 L_0 はごみの構成によって様々であり、正確な値をだすのは難しく、100 m³/ton 以下から 200 m³/ton の範囲であるとしている。)
- R : 平均年間ごみ受け入れ量（下記 1.3 参照）。
 k : メタン発生的一次反応率、0.3（本文参照）。
 c : 埋立地が閉鎖してからの時間（下記 1.3 参照）。
 t : 埋立地がゴミ受け入れを開始してからの時間（下記 1.3 参照）。

1.2 メタンガスの発生の予測について、以下の 3 つのセグメントに分けて計算し、その合計をパヤタス埋立地の総ガス発生量予想とする。

- セル 1 : 1973 年に開始し 2002 年に閉鎖された旧埋立地
セル 2 : 1984 年からごみが投入されはじめた新埋立地で、ゴミの山崩れによって悲劇が起こった 2000 年に一旦閉鎖され、その上にはゴミを積み上げないセル。
セル 3 : 新埋立地で 2000 年に閉鎖された後、同年からゴミの受け入れを再開したセル。

1.3 上記 3 つのセグメントの年間の平均ゴミ受け入れ量は、以下の通りである。

	年間ゴミ受け入れ量 (m ³ /トン)	受け入れ開始年	受け入れ停止年
セル 1	105,000	1973	2000
セル 2	38,300	1984	2000
セル 3	127,700	2000	2007

2.1 セル1におけるメタン発生量予想（1973年から2016年）

年度	年	ゴミ投棄量 (トン)	各年のメタン 排出量 (CH4トン)	ゴミ投棄年																										
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1974	1		0.0	0.0																										
1975	2	105000	1555.1	0.0	1555.1																									
1976	3	105000	2707.1	0.0	1152.0	1555.1																								
1977	4	105000	3560.6	0.0	853.5	1152.0	1555.1																							
1978	5	105000	4192.8	0.0	632.3	853.5	1152.0	1555.1																						
1979	6	105000	4661.2	0.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1																					
1980	7	105000	5008.2	0.0	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1																				
1981	8	105000	5265.3	0.0	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1																			
1982	9	105000	5455.7	0.0	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1																		
1983	10	105000	5596.8	0.0	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1																	
1984	11	105000	5701.3	0.0	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1																
1985	12	105000	5778.7	0.0	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1															
1986	13	105000	5836.1	0.0	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1														
1987	14	105000	5878.5	0.0	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1													
1988	15	105000	5910.0	0.0	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1												
1989	16	105000	5933.3	0.0	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1											
1990	17	105000	5950.6	0.0	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1										
1991	18	105000	5963.4	0.0	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1									
1992	19	105000	5972.9	0.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1								
1993	20	105000	5979.9	0.0	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1							
1994	21	105000	5985.1	0.0	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1						
1995	22	105000	5989.0	0.0	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1					
1996	23	105000	5991.8	0.0	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1				
1997	24	105000	5994.0	0.0	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1			
1998	25	105000	5995.5	0.0	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1		
1999	26	105000	5996.7	0.0	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1	
2000	27	105000	5997.5	0.0	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0	1555.1
2001	28	105000	4443.1	0.0	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5	1152.0
2002	29	105000	3291.5	0.0	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3	853.5
2003	30	105000	2438.4	0.0	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4	632.3
2004	31	105000	1806	0.0	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0	468.4
2005	32	105000	1338	0.0	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1	347.0
2006	33	105000	991	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4	257.1
2007	34		734	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1	190.4
2008	35		544	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5	141.1
2009	36		403	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4	104.5
2010	37		299	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4	77.4
2011	38		221	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5	57.4
2012	39		164	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5	42.5
2013	40		121	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3	31.5
2014	41		89.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3	23.3
2015	42		66.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8	17.3
2016	43		49.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.1	2.9	3.9	5.2	7.0	9.5	12.8

2.2 セル2におけるメタン発生量予想（1985年から2016年）

年度	年	ゴミ投棄量(トン)	各年のメタン排出量 (CH4トン)	ゴミ投棄年															
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1985	1	38300	567.2	567.2															
1986	2	38300	987.5	420.2	567.2														
1987	3	38300	1298.8	311.3	420.2	567.2													
1988	4	38300	1529.4	230.6	311.3	420.2	567.2												
1989	5	38300	1700.2	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2											
1990	6	38300	1826.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2										
1991	7	38300	1920.6	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2									
1992	8	38300	1990.0	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2								
1993	9	38300	2041.5	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2							
1994	10	38300	2079.6	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2						
1995	11	38300	2107.8	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2					
1996	12	38300	2128.8	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2				
1997	13	38300	2144.3	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2			
1998	14	38300	2155.8	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2		
1999	15	38300	2164.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2	
2000	16	38300	2170.6	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2	567.2
2001	17	38300	1608.0	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3	420.2
2002	18	38300	1191.2	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6	311.3
2003	19	38300	882.5	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8	230.6
2004	20	38300	653.8	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6	170.8
2005	21	38300	484.3	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8	126.6
2006	22	38300	358.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5	93.8
2007	23	38300	265.8	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5	69.5
2008	24	38300	196.9	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1	51.5
2009	25	38300	145.9	0.4	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2	38.1
2010	26	38300	108.1	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9	28.2
2011	27	38300	80.1	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5	20.9
2012	28	38300	59.3	0.2	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5	15.5
2013	29	38300	43.9	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5	11.5
2014	30	38300	32.5	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3	8.5
2015	31	38300	24	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7	6.3
2016	32	38300	18	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.6	3.5	4.7

2.3 セル3におけるメタン発生量予想（2001年から2016年）

				ゴミ投棄年						
年度	年	ゴミ投棄量(トン)	各年のメタン排出量 (CH ₄ トン)	1	2	3	4	5	6	7
2001	1	127700	1891.3	1891.3						
2002	2	127700	3292.4	1401.1	1891.3					
2003	3	127700	4330.3	1038.0	1401.1	1891.3				
2004	4	127700	5099.3	768.9	1038.0	1401.1	1891.3			
2005	5	127700	5668.9	569.6	768.9	1038.0	1401.1	1891.3		
2006	6	127700	6090.9	422.0	569.6	768.9	1038.0	1401.1	1891.3	
2007	7	127700	6403.6	312.6	422.0	569.6	768.9	1038.0	1401.1	1891.3
2008	8	127700	4743.9	231.6	312.6	422.0	569.6	768.9	1038.0	1401.1
2009	9	127700	3514.3	171.6	231.6	312.6	422.0	569.6	768.9	1038.0
2010	10	127700	2603.5	127.1	171.6	231.6	312.6	422.0	569.6	768.9
2011	11	127700	1928.7	94.2	127.1	171.6	231.6	312.6	422.0	569.6
2012	12	127700	1428.8	69.8	94.2	127.1	171.6	231.6	312.6	422.0
2013	13	127700	1058.5	51.7	69.8	94.2	127.1	171.6	231.6	312.6
2014	14	127700	784.2	38.3	51.7	69.8	94.2	127.1	171.6	231.6
2015	15	127700	580.9	28.4	38.3	51.7	69.8	94.2	127.1	171.6
2016	16	127700	430.4	21.0	28.4	38.3	51.7	69.8	94.2	127.1

2.4 炭素クレジット期間のメタン発生量予想（セル1から3の合計）

年	各セルの合計 (トン)	m3
2005	7,492	10,488,271
2006	7,441	10,417,703
2007	7,404	10,365,426
2008	5,485	7,678,896
2009	4,063	5,688,666
2010	3,010	4,214,268
2011	2,230	3,122,006
2012	1,652	2,312,839
2013	1,224	1,713,393
2014	907	1,269,313

3. 炭素クレジット期間のメタンガス回収量予想

発電所は年間 8,760 時間（24 時間 x365 日）のうち 8,000 時間操業し、操業している時間は、回収されたガスはフレアされる。しかし、年間の残りの 760 時間については、フレアされずに大気に戻す予定であるため、実際のガス回収量は以下の通りである。

年	各セルの合計 (トン)	m3
2005	6,841	9,574,786
2006	6,795	9,510,795
2007	6,761	9,462,801
2008	5,009	7,015,111
2009	3,710	5,191,342
2010	2,749	3,847,512
2011	2,034	2,847,639
2012	1,508	2,111,732
2013	1,120	1,567,801
2014	907	1,159,853

添付資料 7

1MW 発電事業のキャッシュフロー分析

	ガス使用量 発電容量 発電量			売電価格	売電による 収益	未利用の 機器 に よる収益	収益計	資本的 支出	資本	償却	運営費	減価償却	コスト計	Gas Royalty 0.09 ペソ/kWh	課税所得	法人税 0.32%	粗利 2%	所得税	純利益	ネット キャッシュ フロー
年	(m3)	(MW)	(kWh)	(ペソ/kWh)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)			(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)
								123750	123750				123,750.00	-	-123,750.00			-	-123,750.00	-123,750.00
2005	5,423,598	1.00	8,000,000	2.4	19,200.00	-	19,200.00			-	7,950.24	12,375.00	20,325.24	720.80	-1,846.04	-360.08	225.00	-	-1,846.04	10,528.97
2006	5,423,298	1.00	8,000,000	2.4	19,200.00	-	19,200.00			-	7,948.20	12,375.00	20,323.20	720.80	-1,844.00	-359.42	225.04	-	-1,844.00	10,531.01
2007	5,423,598	1.00	8,000,000	2.4	19,200.00	-	19,200.00			-	7,946.67	12,375.00	20,321.67	720.80	-1,842.47	-358.93	225.07	-	-1,842.47	10,532.54
2008	5,423,298	1.00	8,000,000	2.4	19,200.00	-	19,200.00			-	7,868.64	12,375.00	20,243.64	720.80	-1,764.44	-333.96	226.63	-	-1,764.44	10,610.57
2009	5,190,530	0.96	7,656,640	2.4	18,375.94	-	18,375.94			-	7,505.98	12,375.00	19,880.98	689.86	-2,194.90	-481.61	217.40	-	-2,194.90	10,180.10
2010	3,846,911	0.71	5,674,644	2.4	13,619.15	6,600.00	20,219.15			-	5,705.35	12,375.00	18,080.35	511.29	1,627.51	-1,427.59	158.28	818.28	809.23	13,184.23
2011	2,847,194	0.52	4,199,944	2.4	10,079.87	-	10,079.87			-	4,365.61	12,375.00	16,740.61	378.41	-7,039.15	-2,131.44	114.29	114.29	-7,153.44	5,221.56
2012	2,111,402	0.39	3,114,566	2.4	7,474.96	3,300.00	10,774.96			-	3,379.55	12,375.00	15,754.55	280.62	-5,260.22	-2,649.47	81.91	411.91	-5,672.12	6,702.88
2013	1,567,556	0.29	2,312,329	2.4	5,549.59	-	5,549.59			-	2,650.73	12,375.00	15,025.73	208.34	-9,684.48	-3,032.36	57.98	57.98	-9,742.46	2,632.54
2014	1,159,672	0.21	1,710,652	2.4	4,105.56	-	4,105.56			-	2,104.11	12,375.00	14,479.11	154.13	-10,527.68	-3,319.53	40.03	40.03	-10,567.70	1,807.30

事業 IRR	-8.33%
正味現在価値	-72,657.44
割引率	12%

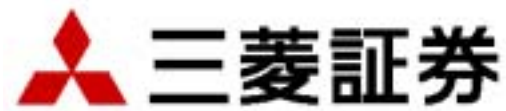
1MW 発電事業のキャッシュフロー分析

CER（炭素クレジット） 1 tCO2 当たり 5 US ドル の収入がある場合

	ガス 発電 発電量			売電 売電による 未利用の 収益計				炭素 炭素 炭素 収益合計				資本的 資本 償却 運営費 減価償却 コスト計						Gas Royalty 0.09 ペソ/kWh 課税所得 法人税 0.32% 粗利 2% 所得税 純利益						ネット キャッシ ュ フロー		
年	(m3)	(MW)	(kWh)	(ペソ /kWh)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(tCO2)	US ドル /tCO2	ペソ /tCO2	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	(千ペソ)	
														123,750	123,750			123,750.00	-	-123,750.00		-	-123,750.00	-123,750.00		
2005	5,423,598	1.00	8,000,000	2.4	19,200.00	-	19,200.00	76,363.00	5.00	275.00	20,999.83	40,199.83				-	7,950.24	12,375.00	20,325.24	720.80	-1,846.04	-360.08	225.00	-	-1,846.04	31,528.79
2006	5,423,298	1.00	8,000,000	2.4	19,200.00	-	19,200.00	75,896.00	5.00	275.00	20,871.40	40,071.40				-	7,948.20	12,375.00	20,323.20	720.80	-1,844.00	-359.42	225.04	-	-1,844.00	31,402.40
2007	5,423,598	1.00	8,000,000	2.4	19,200.00	-	19,200.00	75,545.00	5.00	275.00	20,774.88	39,974.88				-	7,946.67	12,375.00	20,321.67	720.80	-1,842.47	-358.93	225.07	-	-1,842.47	31,307.41
2008	5,423,298	1.00	8,000,000	2.4	19,200.00	-	19,200.00	57,665.00	5.00	275.00	15,857.88	35,057.88				-	7,868.64	12,375.00	20,243.64	720.80	-1,764.44	-333.96	226.63	-	-1,764.44	26,468.44
2009	5,190,530	0.96	7,656,640	2.4	18,375.94	-	18,375.94	44,065.00	5.00	275.00	12,117.88	30,493.82				-	7,505.98	12,375.00	19,880.98	689.86	-2,194.90	-481.61	217.40	-	-2,194.90	22,297.98
2010	3,846,911	0.71	5,674,644	2.4	13,619.15	6,600.00	20,219.15	32,646.00	5.00	275.00	8,977.65	29,196.80				-	5,705.35	12,375.00	18,080.35	511.29	1,627.51	-1,427.59	158.28	818.28	809.23	22,980.16
2011	2,847,194	0.52	4,199,944	2.4	10,079.87	-	10,079.87	24,151.00	5.00	275.00	6,641.53	16,721.40				-	4,365.61	12,375.00	16,740.61	378.41	-7,039.15	-2,131.44	114.29	114.29	-7,153.44	11,977.38
2012	2,111,402	0.39	3,114,566	2.4	7,474.96	3,300.00	10,774.96	17,898.00	5.00	275.00	4,921.95	15,696.91				-	3,379.55	12,375.00	15,754.55	280.62	-5,260.22	-2,649.47	81.91	411.91	-5,672.12	12,036.74
2013	1,567,556	0.29	2,312,329	2.4	5,549.59	-	5,549.59	13,276.00	5.00	275.00	3,650.90	9,200.49				-	2,650.73	12,375.00	15,025.73	208.34	-9,684.48	-3,032.36	57.98	57.98	-9,742.46	6,341.42
2014	1,159,672	0.21	1,710,652	2.4	4,105.56	-	4,105.56	9,810.00	5.00	275.00	2,697.75	6,803.31				-	2,104.11	12,375.00	14,479.11	154.13	-10,527.68	-3,319.53	40.03	40.03	-10,567.70	4,545.07

事業 IRR	13.76%
正味現在価値	6,864.16
割引率	12%

添付資料 8



**Project Design Document
for**

**PNOC EC Payatas
Landfill Gas to Energy Project
in the Philippines**

March 2004

**Mitsubishi Securities
Clean Energy Finance Committee**

CONTENTS

A. General Description of Project Activity	3
B. Baseline Methodology	12
C. Duration of the Project Activity / Crediting Period	23
D. Monitoring Methodology and Plan	24
E. Calculation of GHG Emissions by Sources	29
F. Environmental Impacts	35
G. Stakeholders Comments	36
Annexes	
Annex 1: Information on Participants in the Project Activity	37
Annex 2: Information Regarding Public Funding	39
Annex 3: New Baseline Methodology	40
Annex 4: New Monitoring Methodology	41
Annex 5: Baseline Data	42
Appendices	
Appendix 1: Ecological Solid Waste Management Act of 2000	42
Appendix 2: Philippine Clean Air Act of 1999	52
Appendix 3: Philippine National Air Standards	54
Appendix 4: Calculation for Methane Used for Electricity Generation & Flaring	60
Appendix 5: Methane Used for Electricity Generation	62
Appendix 6: Details of Electricity Baseline and its Development	63
Appendix 7: Public Participation	66

A. GENERAL DESCRIPTION OF PROJECT ACTIVITY

A.1 Title of the project activity

PNOC Exploration Corporation (PNOC EC) Payatas Landfill Gas to Energy Project in the Philippines (the Project or the Project Activity)

A.2 Description of the project activity

The Project will utilize landfill gas (LFG), recovered from the Payatas dumpsite in Quezon City in the Philippines, for electricity generation. PNOC EC will install a gas extraction and collection system and build a 1 MW power plant in Payatas. The electricity generated by the Project will be sold to the Manila Electric Company (MERALCO), which services Metro Manila and is also the country's largest utility company. Excess recovered LFG will be flared.

Solid waste management is one of the most pressing environmental concerns of cities and municipalities in the Philippines today. Out of a population of 82 million, it is estimated that there are over 30 million city dwellers in the Philippines. In the National Capital Region or Metro Manila, 10 million people generate over 8,000 tons of municipal solid waste (MSW) every day.¹ Population growth, continuing migration into urban areas, rising living standards, and inadequate solid waste management have caused many environmental problems in densely populated urban areas. The social and environmental problems in Payatas typify those of the country's waste disposal sites, particularly uncontrolled emissions of greenhouse gases (GHG) into the atmosphere, fires due to spontaneous combustion, uncontrolled draining of leachate into bodies of water, and erosion of the massive garbage piles.

Landfill gas is produced during the decomposition of solid wastes in landfills and dumps.² In the Philippines, waste disposal sites are estimated to account for 12 percent of the methane released to the atmosphere.³ Quezon City, the largest city in Metro Manila, accounts for 20% to 25% of municipal solid waste (MSW) generated in Metro Manila daily. The Payatas dumpsite currently receives 1,470 tons/day (7,000 cubic meters/day) of MSW.⁴ As of October 2002, an estimated 2.46 million cubic meters of MSW was in place at the dumpsite. By its scheduled closure in 2007, Payatas is expected to have an estimated 52.3 million cubic meters of potential LFG.

In 2002, imported oil accounted for 40.8% and imported coal 9% of the primary energy mix. Indigenous energy production came from geothermal 7%, hydropower 4.8%, natural gas 4.4%, coal 1.5%, oil 1.5%, and other renewables 31.1% (biomass, mainly wood waste). The Philippine Energy Plan (2004-2013) outlines the government's policies and programs to further reduce

¹ Metro Manila Development Authority (MMDA) data

² This PDD uses the term "landfill gas (LFG)" in accordance with Chapter 6 of the Revised 1966 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual: 'Landfill gas is known to be produced both in managed "landfill" and "open dump" sites.'

³ Asia Least-cost Greenhouse Gas Abatement Strategy (ALGAS), Philippines, ADB/GEF/UNDP, October 1998.

⁴ Payatas Operations Group (POG), Office of the Mayor, Quezon City

reliance on imports and to encourage and stimulate the development of indigenous resources, particularly renewable energy. The target is an average of 50% self-sufficiency within the next ten years and 55% by 2013.⁵

In addition to geothermal and hydro, the government is also promoting the use of other indigenous renewable sources such as solar, wind, biomass, especially for off-grid electricity generation.⁶ Methane derived from MSW is also a vast untapped source of indigenous renewable energy. The Department of Environment and Natural Resources (DENR) estimates equivalent CO₂ emissions from MSW to be 9 million tons in 2000 and will reach 31 million tons in 2025. Consequently, landfill gas recovery and utilization projects offer potential CDM opportunities in the Philippines.⁷

When implemented, the Project will be the first in the Philippines to utilize LFG for electricity generation on a commercial basis. It will assist Quezon City in mitigating the uncontrolled emissions of GHG, preventing on-site fires, controlling leachate drainage, as well as physically stabilizing the Payatas dumpsite. As a pioneering effort by PNOC EC, the Project will contribute significant environmental, social, and economic benefits through the development of:

1. appropriate technology for methane gas extraction;
2. expertise in gas extraction and utilization as a means for managing post-closure requirements of dumpsites;
3. methane as a new, indigenous, renewable energy resource for the country.

A.3 Project participants

PNOC Exploration Corporation (PNOC EC) is the Project developer. Established in 1976 for oil and gas exploration, the company is a subsidiary of state-owned Philippine National Oil Company (PNOC). PNOC EC operates various onshore and offshore oil and gas exploration activities in many parts of the Philippines, including the country's first natural gas power plant in Isabela. It is now actively searching for and developing other indigenous energy sources.

The Quezon City (QC) local government unit (LGU), is owner and operator of the Payatas dumpsite. The Payatas Operations Group (POG) under the Office of the Mayor, oversees on-site operations.

PNOC EC and Quezon City signed a Memorandum of Understanding in August 2002 to develop the Project. A 100kW test plant is expected to be operational in March 2004. Following extended testing to confirm the amount of methane, PNOC EC will provide the designs for the Project and is expected to sign the contract for the Project with owner/operator QC LGU.

⁵ Philippine Energy Plan (2004-2013), Department of Energy. <http://www.doe.gov.ph>

⁶ Ibid.

⁷ "Climate Change and the Clean Development Mechanism in the Philippines", Ms. Joyceline A. Goco – Energy Management Bureau, Department of Environment and Natural Resources and Head of Secretariat, Interagency Committee on Climate Change, 26 August 2003.

The Clean Energy Finance Committee, Mitsubishi Securities Co. Ltd. is the CDM Adviser to the Project.

A.4 Technical description of the project activity

A.4.1 Location of the project activity

A.4.1.1 Host country Party(ies):

Republic of the Philippines

A.4.1.2 Region/State/Province etc.

Metro Manila

A.4.1.3 City/Town/Community etc.

Payatas, Quezon City

Figure 1 – Map of Philippines, National Capital Region, and Payatas Dumpsite



A.4.1.4 Detail on physical location, including information allowing the unique identification of this project activity

The Project will be located in the Payatas dumpsite in northeast Quezon City.

Of the nine cities and eight municipalities that comprise Metro Manila, Quezon City (QC) is the largest, with an area of 15,106 hectares and population of 2.3 million. QC accounts for 20% to 25% of the estimated 8,000 tons of MSW produced daily in Metro Manila. The Payatas dumpsite currently receives 1,470 tons/day (7,000 cubic meters/day) of MSW.⁸

The Payatas dumpsite has been receiving Metro Manila's municipal solid waste for almost 30 years. From the start, it attracted scavengers who earn a living by picking waste. The waste pickers then became illegal settlers in the same location, living in appalling, unsanitary conditions. Due to the adverse environmental and health conditions, Payatas was always under threat of closure. Attempts to close it down sometime in 1999 were strongly resisted by both the settlers and middlemen who depended on the dump for their livelihood. In July 2000, tragedy struck when heavy rains caused 60,000 cubic meters of waste to slide, killing 250 people belonging to 700 poor families.⁹

Two adjacent sites actually comprise the Payatas dump. The first, known as the old site, opened in 1973. Spanning 11 hectares with garbage piled 40 meters high, this was the site of the tragic collapse. It is now completely covered by soil and closed. Opened in 1984, the second or new site covers 9.7 hectares with garbage piled 32 meters high. It was also closed immediately after the 2000 tragedy. However, due to lack of alternative disposal sites, the new site was re-opened and continues to be an active dumpsite, but only accepts waste generated in Quezon City.

On 9 August 2003, the Department of Environment and Natural Resources (DENR) granted the Quezon City LGU a permit to convert Payatas from an open dump to a controlled dump.¹⁰

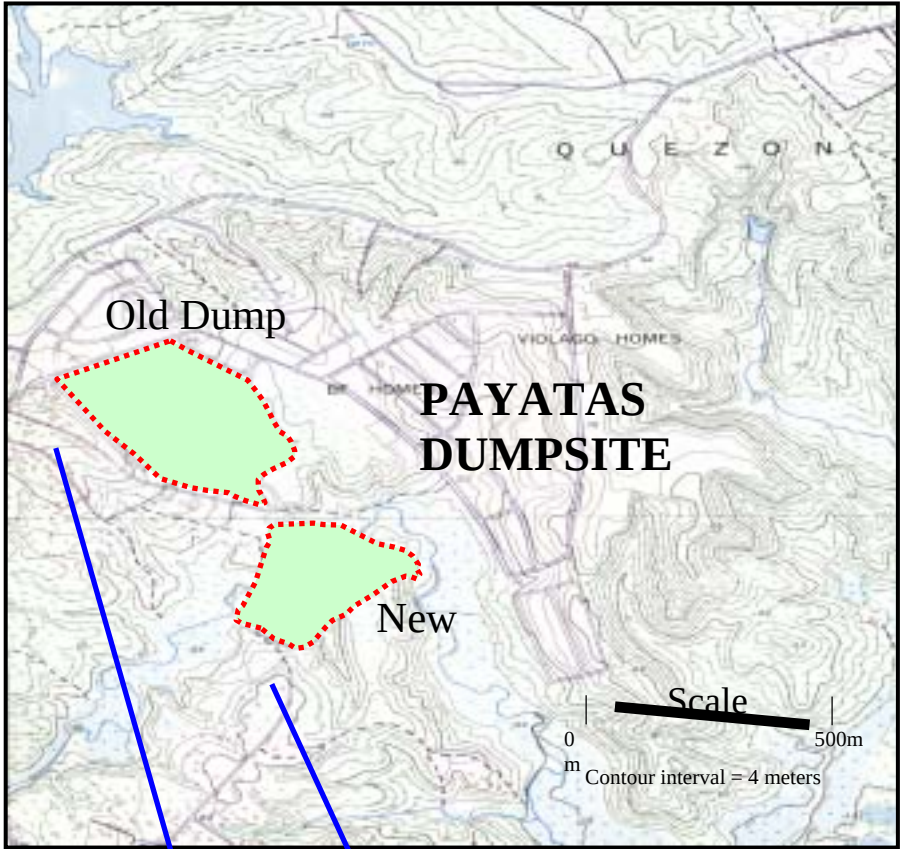
Figure 2 shows a simple topographic map and recent photo of the Payatas dumpsite.

⁸ Feasibility Study for Payatas Gas Extraction Project, PNOC EC, January 2004

⁹ Philippines Environment Monitor 2001, The World Bank Group, December 2001.
<http://www.worldbank.or.ph/monitor>

¹⁰ There are 3 types of managed disposal sites in the Philippines: open dumpsite, controlled dumpsite, and sanitary landfill. Open dumps have no environmental safeguards, pose major public health threats, and affect the landscape of a city. Controlled dumps are an improvement over open dumps but do not provide full protection against environmental and public health hazards. Waste is placed, compacted, and covered on an area of land in a controlled fashion. The site is fenced, scavenging is organized, waste is covered by soil daily, fires are extinguished, and stormwater is re-routed around the site so it does not mix with the waste. In contrast, sanitary landfills are designed, built, and operated with full environmental controls including a liner, leachate treatment, and gas control system.

Figure 2 – Payatas Dumpsite



A.4.2 Category(ies) of project activity

The categories applicable to this Project are Scope 13 as “Waste management and disposal”.

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

As in most developing countries in Asia, solid waste reaching open dumpsites in the Philippines is high in moisture and organic content, thus high in leachate, and low in calorific value.¹¹ Collected mostly from residential areas and some commercial establishments, MSW entering the Payatas dumpsite in 2001 was estimated to be 60% organic.¹² The Payatas dumpsite, as well as other dumpsites and landfills in the Philippines, represent a field that rapidly generates landfill gas (LFG). Similar to an enhanced bioreactor, the conditions in the dumpsite optimize the formation of methane through rapid biodegradation of organic waste. Table 1 summarizes characteristics of raw waste dumped in Payatas.

Table 1 – Payatas Raw Waste¹³

<i>Components</i>	<i>% Composition</i>	<i>% Moisture</i>	<i>% Volatile Combustible Matter</i>	<i>% Ash</i>	<i>% Fixed Carbon</i>
Hard Plastics	10.07	1.11	94.87	0.07	3.95
Styrofoam	0.72	2.76	95.88	0.04	1.32
Paper	6.83	25.18	56.54	0.39	17.89
Foam	2.16	1.02	89.11	0.07	9.80
Textile		11.69	61.36	0.31	26.64
Yard Waste	52.88	56.58	31.50	0.65	11.27
Organic (food)		58.95	30.57	0.74	9.74
Film Plastic	15.11	36.07	57.93	0.26	5.75
Metal	2.16	0.07	-	-	-
Glass & Ceramics	6.47	-	-	-	-
Diaper	3.60	-	-	-	-

**Results were based on the analyses performed by UP Engineering Alumni Foundation Inc., Environmental Engineering Unit*

Dumpsite gas extraction and recovery

Applying its extensive oil and gas experience, PNOC EC will design for the Project an extraction and recovery system for LFG using horizontal lines and wells. Rather than the traditional

¹¹ Philippines Environment Monitor 2001, The World Bank Group, December 2001.
<http://www.worldbank.or.ph./monitor>

¹² Feasibility Study for Payatas Gas Extraction Project, PNOC EC, January 2004

¹³ Ibid.

vertical system for LGF¹⁴, PNOC EC believes this horizontal design and technology is more appropriate for the characteristics of Philippine MSW as discussed above, and also for the country's climactic conditions: tropical temperatures with heavy rains during the monsoon season resulting in continuous influx of rainwater into the Payatas dumpsite. When conventional vertical wells were used in a test on another site, the Carmona Sanitary Landfill, high leachate levels and low gas extraction rates were observed. In contrast, PNOC EC's test horizontal wells in Payatas yielded extraction rates as high as 140 m³/hr and lower leachate levels due to the effectiveness of horizontal pipes for draining.

Since gas from decomposing garbage exists at all levels of Payatas, a series of horizontal wells will be strategically placed throughout the dumpsite. The wells will be connected by a series of pipes leading to larger, header pipes that deliver the gas to the processing and conversion stations. A partial vacuum will be created by blowers or fans at the processing station, causing landfill gas to migrate toward the wells. Pipes 70-meter long will be placed at a maximum distance of 40 meters from each other. Buried 3 meters below the surface, each slotted 4"φ¹⁵ pipe will be enclosed by 0.5 meter x 0.5 meter of 1" gravel to prevent fine material from plugging the ¼" x 6" slits and ensure continuous flow of gas. The pipes will be joined with 6"φ, 2 meter-long pipes at 6-meter intervals. To prevent oxygen from entering the extraction wells during the application of vacuum pressure, the gravel will be covered with a plastic sheet. For durability, 90mm high-density polyethylene (HDPE) pipes will be used for the buried horizontal wells, and the surface pipelines. A total of approximately 1,127.5 meters of horizontal wells will be installed in both the old and new dumpsites.

In addition to extracting and collecting the generated gas, the wells will also serve as leachate drainage pipes that could be interconnected for controlled discharge. A U-tube will be installed at the end of the wells at the periphery of the dump to prevent gas from escaping while leachate is allowed to drain.

Gas Pumping and Processing Station

The gas pumping station will contain all the necessary equipment for proper delivery, metering, and regulation of the dumpsite gas. The station will have a roots-type compressor, capable of pumping 2000 m³/hr and differential pressure of 200 mbars. It will have manual control and check valves, piping and flange connections and fittings, gas sampling ports, pressure and temperature indicators, filters, flow meters, condensate traps, an electric control unit, and gas analyzers.

An enclosed flare unit equipped with a combustion chamber will provide complete oxidation with sufficient excess air. Flame arrestors and temperature controls will protect the gas conduits, leading to the proportioning mixers, from the ignition source. The flare unit will also have a motorized quick shut valve and thermocouples.

Gas Utilization System

¹⁴ Vertical systems are used in sanitary landfills in temperate areas such as the United States, Europe, Australia, and New Zealand.

¹⁵ The symbol φ stands for diameter.

PNOC EC will install a 1MW power plant using four 250kW reciprocating internal combustion engines (ICs). Reciprocating ICs are capable of achieving efficiencies of 25% to 35% conversion of landfill gas to electricity, operate over a wide range of speeds and loads, are easy to install, and thus require a shorter time for plant construction. These smaller-sized engines can be used as modular units which are suitable for Payatas since the volume of LFG is expected to increase while the site is still in use, then gradually decrease following closure.

The results gathered from the 100kW test plant, expected to be operational in March 2004, will provide the basis for the final design 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 Project's anthropogenic greenhouse gas (GHG) emission reductions will come from:

- The active collection, flaring, and utilization of LFG from the Payatas dumpsite for electricity generation. Otherwise, the LFG would be emitted uncontrollably into the atmosphere, and
- the sale of the generated electricity to MERALCO, displacing fossil fuel-based electricity.

The Project will generate an estimated 427,314 tons CO₂ emission reductions over 10 years.

A.4.5 Public funding of the project activity:

The financial plans for the Project will not involve public funding from Annex I countries.

B. BASELINE METHODOLOGY

B.1 Title and reference of the methodology applied to the project activity:

Baseline methodology for methane recovery from landfill gas used for electricity generation (NM0010).

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

The Project satisfies the conditions under which the chosen baseline methodology, NM0010, is applicable to other potential CDM project activities:

- A. It will recover methane, additional to that recovered in fulfillment of national policy, from landfill gas for electricity generation.
- B. It will be a more costly investment compared to current and future fossil fuel-based generation projects.

There are, however, some minor differences between the Payatas Landfill Gas to Energy Project in the Philippines and the Durban, South Africa Landfill Gas to Electricity Project:

Investment Analysis

The baseline is the scenario that represents 48 (b) of the Marrakech Accords: “Emissions from a technology that represents an economically attractive course of action, taking into account barriers to investment”. Unlike Durban which is a municipality which aims to minimize costs, PNOC EC is a corporation that bases its investment decisions on maximizing profit. Due to the type of developer/investor of the Project, it is more appropriate to use internal rate of return (IRR) to determine the economic attractiveness of the Project, rather than cost analysis used for the Durban project. It is noted that IRR for investment analysis was used in AM0003, an approved baseline and monitoring methodology for landfill gas capture.

Grid CEF

In South Africa, the main generation and transmission company provides the carbon emission factors (CEFs). In the Philippines, such data is not available in the same form from comparable sources. While the Department of Energy provides data on the fuel mix for the major Philippine grids, it does not determine CEFs. Therefore, CEFs for the Philippine grids will be calculated using International Energy Agency (IEA) fuel consumption data and IPCC default factors.

B.3 Description of how the methodology is applied in the context of the project activity:

In the context of the Project, the NM0010 baseline methodology is applied to determine the baseline scenario as outlined through the following steps:

1. The geographic and system boundaries for the Project were determined as described in B.5.
2. Several scenarios were identified as future developments:

Scenario A– Business as Usual

In compliance with the law known as the Ecological Solid Management Act or Republic Act (RA) 9003, Payatas will continue being converted from an open dump to a controlled dump. To prevent spontaneous combustion and stabilize the massive pile, the Quezon City LGU will undertake passive venting of LFG through vent pipes to be spread throughout site. However, since the law does not require collection, flaring, nor utilization of LFG for open and controlled dumps, these activities will not be undertaken in Payatas. LFG will still be emitted uncontrollably into the atmosphere.

Furthermore, the Quezon City LGU will close the Payatas dumpsite by 2007 and provide post-closure maintenance for 10 years. Since the law also does not require gas control measures for closed controlled dumpsites, uncontrolled LFG emissions will still continue, but gradually decrease over time.

Scenario B

PNOC EC in cooperation with the Quezon City LGU will invest in a system that actively collects the LFG for flaring and for use as fuel for electricity generation (the proposed Project Activity). The electricity will be sold to MERALCO. This scenario greatly reduces the amount of LFG emissions into the atmosphere and marginally replaces electricity generated by more carbon-intensive fuels.

Scenario C

As an alternative to the closed dumpsite in 2007, the Quezon City LGU will establish a new solid waste disposal facility, a sanitary landfill with gas control measures within Payatas or another site within its jurisdiction. The LFG from the sanitary landfill will be either flared or utilized, only if economically feasible. Uncontrolled LFG emissions will be minimized, with a possibility of further reductions through electricity generation.

3. Regulatory requirements governing waste management, existing landfilling capacity, and financial considerations were identified as key factors that might influence the realizations of the above scenarios.
4. Based on the analysis on current Philippine regulations below, the implausible alternative was eliminated.

Ecological Solid Waste Management Act, RA 9003 and Barriers to Its Implementation

Until recently, solid waste management in the Philippines was covered piecemeal through several laws; there was no clear national framework nor strategy. For example, under the Local Government Code (RA 7160) of 1991, LGUs were made responsible for solid waste, collection, transportation, and disposal. However while the law existed, it did not give LGUs the basic tools nor institutional capacity for solid waste management.¹⁶ Consequently, many LGUs resorted to such disposal practices as dumping the waste on the curb or in vacant lots. Nationally 10 percent of MSW is composted and a small portion is recycled. Only 2 percent is disposed of in sanitary landfills or controlled dumps, most of which are operationally inadequate and do not protect either public health or the environment. The rest is thrown in open dumps. Except for Marikina and Malabon, the Metro Manila region used to dispose of its waste in the Payatas open dump, and the Carmona and San Mateo landfills. With the closure of the two landfills, Metro Manila now disposes of its garbage in open and controlled dumpsites in other locations. The Payatas dumpsite in Quezon City now only accepts waste generated in Quezon City.¹⁷

In December 2000, the Philippine Congress passed the Ecological Solid Management Act, also known as Republic Act (RA) 9003. Signed by the President in January 2001 and made effective in 2002, RA 9003 provides an unprecedented, integrated, environmentally-friendly national framework for solid waste management. It also gives provisions for institutional mechanisms, waste management targets for the local government units, and penal measures. Under this Act:

- waste segregation at the source into compostable, non-recyclable, recyclable, special and other waste becomes mandatory.
- no open dumps are to be established, and all open dumps are to be converted to controlled dumps within three (3) years from effectivity.
- as an alternative to open dumps, and eventually controlled open dumps, sanitary landfills with gas control measures are to be established.¹⁸

Relevant excerpts from the Implementing Rules and Regulations of RA 9003 are attached as Appendix 1.

Although RA 9003 is very comprehensive, it is also very ambitious. Implementation and achievement of targets will be a major challenge for all sectors of Philippine society. Apart from a handful of LGUs, the performance of cities and municipalities in solid waste collection and disposal services has been very poor due to limited understanding of

¹⁶ Environmental Management Bureau, Department of the Environment and Natural Resources

¹⁷ Philippines Environment Monitor 2001, The World Bank Group, December 2001.
<http://www.worldbank.or.ph/monitor>

¹⁸ <http://www.emb.gov.ph/nswmc/ra9003/RA9003new.htm>

appropriate and cost-effective practices, inadequate budgets, weak capacity, inadequate framework for cost sharing between the national and local governments, lack of political will, and weak enforcement of regulations.

Several other related factors have compelled many local governments to abandon or defer plans to establish composting plants, controlled dumps, and sanitary landfills: negative public sentiment over sanitary landfills due to faulty construction and poor operations, the “Not-In-My-Backyard” syndrome, and lack of acceptable landfill sites nationwide, particularly in Metro Manila. Even the Metro Manila Development Authority was forced to capitulate to strong public demand to close the two landfills it operated: Carmona in Cavite Province and San Mateo in Rizal Province. These were designed as sanitary landfills, but were not constructed nor operated properly, resulting in serious environmental and social hazards.¹⁹

Another legislation which affects local government units is the Philippine Clean Air Act or RA 8749, which took effect on July 1999. RA 8749 describes the requirements for a comprehensive air pollution control and management program for the Philippines. Its implementing rules and regulations contain specific requirements that prohibit vehicular and industrial sources from emitting pollutants in amounts that cause significant deterioration of air quality. However, there are no requirements nor standards imposed on any of the six greenhouse gases under the UNFCCC since they are not considered pollutants. There is also no requirements nor standards that apply to MSW dumpsites. Relevant excerpts are attached as Appendix 3.

Non-implementation and non-enforcement of existing legislations are persistent problems in the Philippines. According to the Integrated Bar of the Philippines, in addition to the Clean Air Act of 1999 and Solid Waste Management Act of 2001 there are 130 environment-related laws: “Our books overflow with environmental laws languishing in the sickbed of non-compliance.”²⁰

In addition to the above, there are city-specific issues with regards to establishment of a sanitary landfill that make full compliance with RA 9003 difficult. First of all, even if closure of the controlled dump does occur in 2007, there is physically no space within Payatas to accommodate a sanitary landfill. Second, no other site within the QC has been yet identified for a sanitary landfill. Scenario C becomes unlikely. Therefore, the establishment of an alternative sanitary landfill for Quezon City cannot be assumed on the basis of the existence of RA 9003 alone.

Nonetheless, whether or not QC establishes a sanitary landfill to accommodate its MSW, the closed Payatas dumpsite will still continue emitting LFG, although at a decreasing rate. While RA 9003 stipulates a deadline for the closure of controlled dumps and post-closure requirements of soil cover, drainage, and vegetation; there are no specific requirements for gas recovery and utilization.

Given these circumstances, Scenario C is not considered a plausible scenario.

¹⁹ Philippines Environment Monitor 2001, The World Bank Group, December 2001.
<http://www.worldbank.or.ph/monitor>

²⁰ “Seeing Green,” Doris Gaskell Nuyda, Philippine Daily Inquirer, 7 November 2003.

5. Thus, the list of alternatives is reduced to only two plausible scenarios: Scenario A, Business-as-Usual and Scenario B, the proposed Project.
6. A conservative IRR for the Project, excluding CER revenues, is calculated. The calculation uses the incremental investment, as well as costs of operation, maintenance, and all other costs of upgrading the BAU scenario to the proposed Project. It includes all revenues to be generated by the Project activity except carbon revenues.

The potential financial returns from the Project will come from the sale of electricity generated using methane extracted from the Payatas dumpsite. The feasibility of the Project is affected by developments in the electric power industry in the Philippines and depends mainly on the price at which the electricity is to be sold. It is necessary to conduct a financial analysis to determine whether the Project is an economically attractive course of action.

Financial Analysis

PNOC EC conducted cash flow analyses for 3 investment scenarios:

- 1) 100% equity (base case)
- 2) 100% equity with 59% grant from a foreign or local aid institution
- 3) 25% equity / 75% debt consisting of a soft loan with 2% interest.

For all 3 investment scenarios, the key financial parameters are the company's hurdle rate of 20% for its commercial projects and 12% benchmark rate for Philippine 10-year bonds.

A first order rate equation and the Scholl-Canyon Model were used to estimate the gas production and extraction rates of the dump.

The key technical and economic assumptions and key assumptions on gas extraction for are summarized in Table 2 and Table 3, respectively.

Table 2 – Key Technical & Economic Assumptions

PNOC EC Power Plant	
Plant Size	1.0 MW
Total Plant Cost	USD 2,250,000 ²¹
Electricity Price	PHP 2.40 /kWh ²²
Project Life	10 years
Plant Efficiency	25-30%
Heating Value of Gas	500 BTU/standard ft ³
Operating Hours	8,000 hours/year
Foreign Exchange Rate	PHP 55 / USD 1

Table 3 – Key Assumptions on Gas Production & Extraction

	Old Site	New Site	New Site
Potential Methane Generation Capacity of Refuse (m3/tonne)	80	80	80
Proportion of methane in landfill gas	50%	50%	50%
Average Annual Refuse Acceptance Rate (tonne/year)	105,000	38,300	127,700
Cell Opened in Year	1973	1984	2000
Cell Closed in Year	2000	2000	2007
Methane generation constant	0.30	0.30	0.30
Abstraction Efficiency	50%	50%	50%

²¹ Includes installations costs for gas extraction and collection systems, and construction, operation, maintenance of the power plant.

²² Electricity Regulatory Commission-approved NPC wholesale price for the Luzon grid is currently PHP 2.40/kwh or USD0.04/kWh.

The cash flow analyses show the following IRR for PNOC EC's investment scenarios:

- 1) 100% equity: negative 8.33% IRR
- 2) 100% equity with 59% grant a foreign or local aid institution: 12% IRR
- 3) 25% equity / 75% debt consisting of a soft loan with 2% interest: 12.09% IRR

In order for the Project to be as qualified under the Clean Development Mechanism, investment scenario 3 was not considered appropriate.

The 12% benchmark rate for Philippine 10-year bond is attainable in investment scenario 2, but only with a 59% grant. However, the company's hurdle rate of 20% for its commercial projects is not achieved.

Investment scenario 1, the base case with 100% equity, yields the worst IRR of negative 8.33%, far below the company's hurdle rate of 20% for its commercial projects and 12% benchmark rate for Philippine 10-year bonds

7. Since the base case yields an IRR that is far below the key financial parameters for PNOC EC, the Project is financially unattractive and not the baseline scenario.

Thus, the remaining BAU scenario is deemed the most likely baseline scenario.

The BAU scenario will most likely continue and be influenced by the following conditions:

- Implementation of provisions of Ecological Solid Waste Management Act or RA 9003 applicable to the Payatas open dumpsite
- Financial attractiveness of LFG utilization for electricity generation.

8. The baseline scenario for the Project can be described as follows:

In compliance with RA 9003, Payatas is currently being converted from an open dumpsite to a controlled dump. Municipal solid waste generated by Quezon City will continue to be deposited in Payatas until 2007. To prevent spontaneous combustion and to physically stabilize the massive pile, the Quezon City LGU will install pipes throughout the site for passive venting of the gas. However since the law does not require collection, flaring, nor utilization of LFG for open nor controlled dumpsites,²³ the vented gas will not be collected for flaring nor will it be utilized for electricity generation. Thus, uncontrolled LFG emission into the atmosphere will continue and there will be no electricity generated.

B.4 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

²³ The Implementing Rules and Regulations of RA 9003 do not require any gas control system for open nor controlled dumps. Therefore, flaring is deemed not required. See Appendix 1.

project activity (i.e. explanation of how and why this project is additional and therefore not the baseline scenario)

In the absence of the Project, the LFG produced in the Payatas open dumpsite will be vented passively. Since there is no law governing gas control in open nor controlled dumpsites, the vented gas will not be flared nor used for power production. Unmitigated LFG emissions into the atmosphere will continue. Furthermore, the displacement of fossil fuel-based electricity with renewable energy from landfill gas will not take place.

The Project is not the baseline scenario due to the following barriers:

Investment barrier

Electricity generation in the Philippines is dominated by imported fuels with oil accounting for 40.8 % and coal 9 %. While fossil fuel power plants are financially more viable than the Project, they also result in higher GHG emissions. In addition geothermal, the largest indigenous energy source, is located mainly in the Visayas region, not in Luzon where the Project is located.

The Project requires a capital investment of approximately USD 2.25 million. At the moment, PNOC EC plans to fund the Project through 100% equity. As the first independent power producer in the Philippines to utilize LFG for generating electricity to be sold to MERALCO, PNOC EC has employed much time, human and financial resources in this pioneering effort, particularly in planning and engineering design. The amount of work involved for the Project far exceeds plans and designs for a power plant using imported fossil fuels, the dominant fuels for power generation in the country. However, due to the relatively small size of the plant, the revenue base is too small to absorb planning and design costs. The high initial cost combined with a small revenue base results in negative 8.33 % IRR that is significantly lower than the company's commercial projects or other conventional IPP projects in the Philippines.

Technological barrier

As discussed in Section A.4.3, for the Project PNOC EC has designed a gas extraction and recovery system using horizontal lines and wells. Compared to the conventional vertical systems for LFG extraction used here and in other countries, this horizontal design and technology is more appropriate for the climactic conditions of the Philippines and also for the unique characteristics of MSW generated in the country's urban areas. The horizontal design and technology which will be fully utilized in Payatas for the first time can be applied to other solid waste disposal sites throughout the country.

The Project will also be the first to use the smaller-sized (250 kW) reciprocating internal combustion engines as modular energy generating units. The use of modular units to generate energy is deemed appropriate since the volume of Payatas LFG is expected to first increase while the site remains in use, then gradually decrease following its closure.

Prevailing practice of using imported fuels

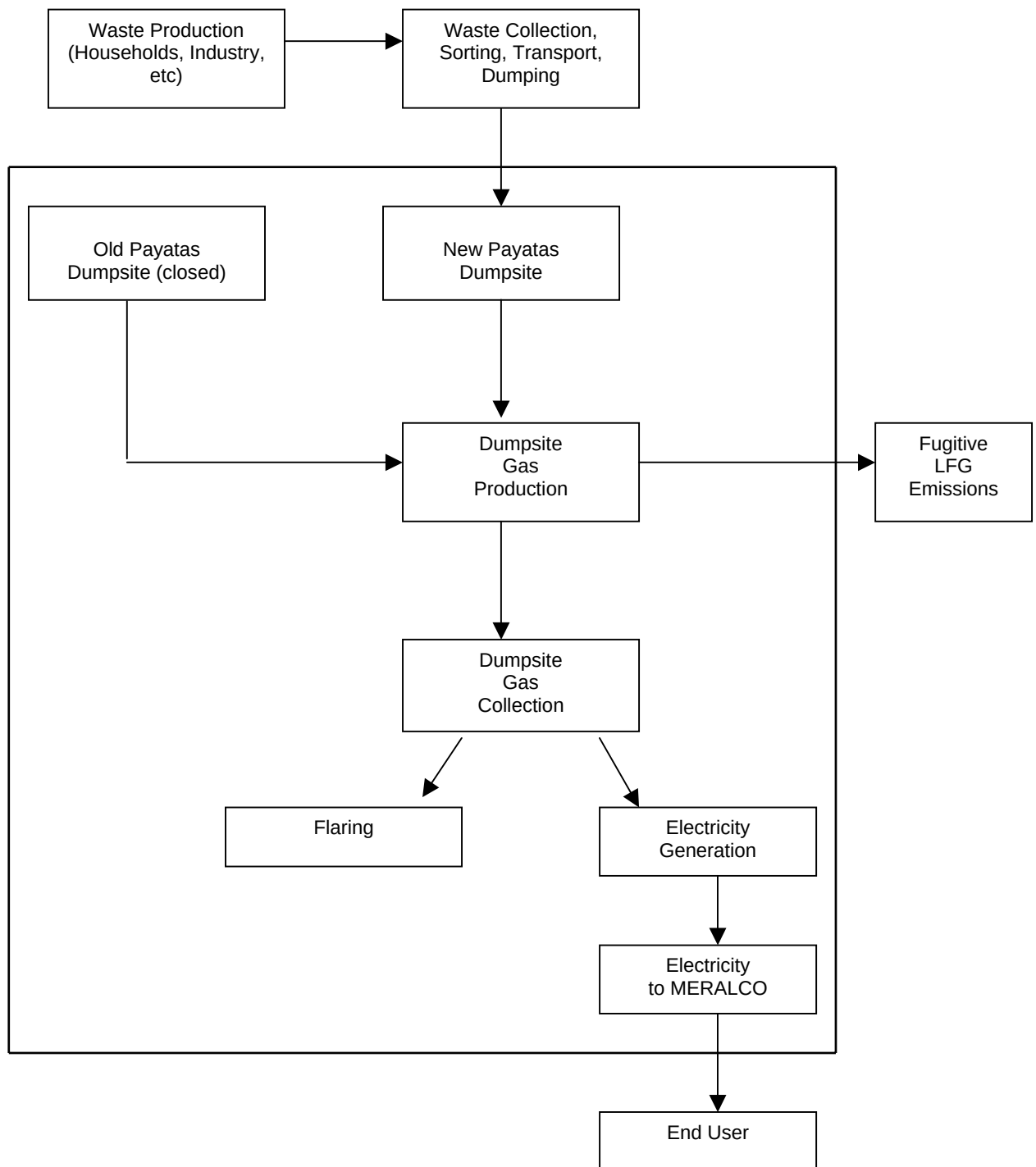
The Project will be the first in the Philippines to commercially utilize the vast potential of LFG as a renewable fuel for electricity generation, effectively displacing the prevailing practice of using more carbon intensive imported fossil fuels. Thus, it contributes to the national policy of diversification of energy sources away from imported oil and coal towards indigenous resources.

The Project is not the baseline scenario due to investment and technological barriers, and prevailing practice. Its expected GHG emissions reductions through 1) the active collection and use of LFG as fuel for electricity generation and for flaring, and 2) the displacement of fossil fuel-based electricity by renewable energy from landfill gas, are additional to the fulfilment of national policies on solid waste management and air pollution. Since these reductions would not take place in the absence of the CDM project activity, the Project is additional.

B.5 Description of how the definition of the project boundary related to the baseline methodology is applied to the project activity:

The physical boundary of the Project is the Payatas dumpsite. The systems boundary includes landfill gas collection, electricity generation, and transmission to MERALCO .

Figure 3 – Project and Systems Boundaries



B.6 Details of baseline development

B.6.1 Date of completing the final draft of this baseline section (*DD/MM/YYYY*):

B.6.2 Name of person/entity determining the baseline:

Clean Energy Finance Committee
Mitsubishi Securities Company Ltd.
Tokyo, Japan
Tel: (81-3) 6213-6860
E-mail: hatano-junji@mitsubishi-sec.co.jp

Mitsubishi Securities is the CDM adviser to the Project. The firm is not a project participant.

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 DD/MM/2005

C.1.2. **Expected operational lifetime of the project activity: (*in years and months, e.g. two years and four months would be shown as: 2y-4m*)**

10 years

C.2 **Choice of the crediting period and related information:**

C.2.2. **Fixed crediting period (*at most ten (10) years*):**

C.2.2.1. **Starting date:**

Estimated DD/MM/2005

C.2.2.2. **Length (max 10 years): (*in years and months, e.g. two years and four months would be shown as: 2y-4m*)**

10 years

D. MONITORING METHODOLOGY AND PLAN

D.1. Name and reference of approved methodology applied to the project activity:

Monitoring methodology for methane recovery from landfill gas used for electricity generation (NM0010)

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

The methodology is applicable in the case of monitoring landfill gas recovered and fed into a power plant that sells electricity to the grid. The methodology can be applied to all landfill projects where the new project will be more costly to invest compared to current and future fossil based generation projects.

For a landfill gas capture project, it is most appropriate to accurately measure the methane combusted in flares and generators, and therefore, the emission reductions attributable to the project. LFG collection and utilization projects can directly monitor the emissions not released to the atmosphere. The emissions reductions achieved by the project do not have to be derived from a comparison between baseline and project emissions, because every ton of methane collected and combusted equals one ton of methane not released to the atmosphere, and thus one ton of methane emission reduced. A monitoring and emission reduction calculation method can be established that does not rely on information about baseline emissions. The proposed monitoring and calculation method can also be expected to be more accurate than an attempt to derive emission reductions as the difference between monitored or estimated baseline and project emissions.

The emission reductions achieved through displacement of grid electricity are estimated by multiplying the amount of electricity, measured in kWh, delivered to the grid in a year by the average grid emission factor for that year, measured as kgCO₂/kWh. The average grid emission rate, specifically the Luzon grid to which the power plant will be connected, is calculated utilizing data from the International Energy Agency, default factors from the IPCC Reference Manual and the current generation mix of the Luzon grid. This grid emission rate is determined in accordance with 29 (b) in Appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities. Please see Section E.5 and Appendix 6 for more details of the calculations.

D.3. Data to be collected in order to monitor emissions from the project activity, and how this data will be archived:

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.6)	Data type	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/ paper)	For how long is archived data to be kept?	Comment
1	quantitative	Flow of landfill gas from project wells	m ³	m	Continuous	100%	Electronic	2 years and duration of the project crediting period in files	
2	quantitative	Flow of landfill gas to flares	m ³	m	Continuous	100%	Electronic	2 years and duration of the project crediting period in files	
3	quantitative	Flare efficiency	%	m & c	Semi-annual	n/a	Electronic	2 years and duration of the project crediting period in files	
4	quantitative	Methane content of landfill gas	%	m & c	Continuous	100%	Electronic	2 years and duration of the project crediting period in files	
5	quantitative	Generator heat rate	GJ/ MWh	m & c	Semi-annual	n/a	Electronic	2 years and duration of the project crediting period in files	
6	quantitative	Gross electricity produced	MWh	m	Continuous	100%	Electronic	2 years and duration of the project crediting period in files	
7	quantitative	Net electricity delivered to the grid	MWh	m	Continuous	100%	Electronic	2 years and duration of the project crediting period in files	
8	quantitative	Emission intensity of Luzon grid	kgCO ₂ /kWh	c	Annually	100%	Electronic	2 years and duration of the project crediting period in files	

D.4. Potential sources of emissions which are significant and reasonably attributable to the project activity, but which are not included in the project boundary, and identification if and how data will be collected and archived on these emission sources.

Only the construction of the landfill gas collection and utilization system will lead to some CO₂ emissions that would not have occurred in the absence of the Project. These emissions are however considered insignificant and would likely occur if alternative power generation capacity were to be constructed at alternative sites. No increase in emissions is discernable other than those targeted and directly monitored by the project. Moreover, since the project employs direct monitoring of emission reductions, indirect emissions will not change the calculation.

D.5 Relevant data necessary for determining the baseline of anthropogenic emissions by sources of GHG within the project boundary and identification if and how such data will be collected and archived.

Baseline determination is not applicable, because the project directly monitors and calculates emission reductions. However, the baseline scenario is subject to monitoring in order to determine the effect of any changes to the current waste management regulations may have on the Project.

ID number (Please use numbers to ease cross-referencing to table D.6)	Data type	Data variable	Data unit	Will data be collected on this item? (If no, explain).	How is data archived? (electronic/paper)	For how long is data archived to be kept?	Comment
1	qualitative	Changes in waste management regulation		Yes	Electronic	Minimum of 2 years after last CER issuance.	

D.6 Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for data monitored. *(data items in tables contained in section D.3., D.4. and D.5 above, as applicable)*

Data	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Are QA/QC procedures planned for these data?	Outline explanation why QA/QC procedures are or are not being planned.
D.3-1	Low	Yes	Flow meters will undergo maintenance subject to appropriate industry standards.
D.3-2	Low	Yes	Flow meters will undergo maintenance subject to appropriate industry standards.
D.3-3	Low	Yes	Regular maintenance will be done subject to appropriate industry standards. Flare efficiency will be calibrated semi-annually or more often if significant deviations from standard efficiency are observed.
D.3-4	Low	Yes	Gas analyzer will undergo maintenance subject to appropriate industry standards to ensure accuracy.
D.3-5	Low	Yes	Regular maintenance will be done subject to appropriate industry standards. Heat rate will be checked semi-annually or more often if significant deviations from standard heat rate are observed.
D.3-6	Low	Yes	Meters will undergo maintenance subject to appropriate industry standards. The meter readings will be checked against sales receipts and inventory data.
D.3-7	Low	Yes	Meters will undergo maintenance subject to appropriate industry standards. The meter readings will be checked against sales receipts and inventory data.
D.3-8	Medium/Low	No	Based on accuracy of annual reports of the Department of Energy
D.5-1	Low	Yes	Regulatory requirements will be reviewed each time at verification.

D.7 Name of person/entity determining the monitoring methodology:

Clean Energy Finance Committee
Mitsubishi Securities Company Ltd.
Tokyo, Japan
Tel: (81-3) 6213-6860
E-mail: hatano-junji@mitsubishi-sec.co.jp

Mitsubishi Securities is the CDM adviser to the Project. The firm is not a project participant.

E. CALCULATION OF GHG EMISSIONS BY SOURCES

E.1 Description of formulae used to estimate anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the project activity within the project boundary:

This is not applicable, because the Project directly monitors and calculates emission reductions. Please see the comment under E.3 below, and description of the calculation procedure in E.5.

The combustion of methane in engines and flares will lead to a conversion of methane emissions to CO₂ emissions. According to the IPCC guidelines²⁴, “decomposition of organic material derived from the biomass sources (e.g., crops, forests) which are regrown on an annual basis is the primary source of CO₂ released from waste. Hence, these CO₂ emissions are not treated as net emissions from waste [...unless...] biomass raw materials are not being sustainably produced”. Consistent with the guidelines, carbon dioxide emissions from biomass – the food waste fraction of MSW – was deemed carbon neutral.

As to the emission reduction from grid electricity displacement, this is calculated by multiplying the amount of electricity delivered to the grid by the appropriate carbon emission rate.

E.2 Description of formulae used to estimate leakage, defined as: the net change of anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases which occurs outside the project boundary, and that is measurable and attributable to the project activity:

Please see D.4

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

Not applicable, because the project directly monitors and calculate emission reductions. The only discernable difference between baseline and project emissions comes from the collection and combustion of the methane in LFG, which is monitored and calculated directly.

E.4 Description of formulae used to estimate the anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the baseline:

Not applicable, because the project directly monitors and calculate emission reductions.

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

The monitoring plan provides for the calculation of emission reductions from avoided methane emissions and from displaced grid electricity. These are calculated in the following way:

²⁴ p 6.1, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual

STEP 1 – Methane combustion in electricity generators

$$\begin{array}{ccccc} \text{Gross Annual Electricity} & & \text{Generator Heat} & & \text{Total Energy} \\ \text{Produced by the Project} & \text{X} & \text{Rate} & = & \text{Input} \\ \text{(MWh)} & & \text{(GJ/MWh)} & & \text{(GJ)} \end{array}$$

Convert energy input (GJ) to equivalent tons of methane, using factors $0.037 \text{ GJ/m}^3 \text{ CH}_4$ and $0.000714 \text{ tCH}_4/\text{m}^3 \text{ CH}_4$:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Total energy} & & \text{Conversion Factor} & & \text{Conversion Factor} & & \text{Mass of methane} \\ \text{input} & / & 0.037 \text{ GJ/m}^3 \text{ CH}_4 & \text{X} & 0.000714 \text{ tCH}_4/\text{m}^3 \text{ CH}_4 & = & \text{utilized for generation} \\ \text{(GJ)} & & & & & & \text{(tCH}_4\text{)} \end{array}$$

Convert methane to its CO₂ equivalent:

$$\begin{array}{ccccc} \text{Mass of methane} & & \text{Global Warming} & & \text{Annual CO}_2 \text{ emissions} \\ \text{utilized for generation} & \text{X} & \text{Potential of methane} & = & \text{reduced through} \\ \text{(tCH}_4\text{)} & & \text{of 21} & & \text{electricity generation} \\ & & & & \text{(tCO}_2 \text{ equivalent)} \end{array}$$

To illustrate the above calculation, we use the data for 2005:

$$\begin{array}{ccccc} 8,000,000 \text{ kWh} & \text{X} & 12,600 \text{ kJ/kWh} & = & 100,800,000,000 \text{ kJ} \\ & & & = & 100,800 \text{ GJ} \end{array}$$

Convert energy input (GJ) to equivalent tons of methane, using factors $0.037 \text{ GJ/m}^3 \text{ CH}_4$ and $0.000714 \text{ tCH}_4/\text{m}^3 \text{ CH}_4$:

$$100,800 \text{ GJ} / 0.037 \text{ GJ/m}^3 \text{ CH}_4 \text{ X } 0.000714 \text{ tCH}_4/\text{m}^3 \text{ CH}_4 = 1,945 \text{ tCH}_4$$

Convert tons of methane to its CO₂ equivalent:

$$1,945 \text{ tCH}_4 \text{ X } 21 = 40,849 \text{ tCO}_2\text{e}$$

Please refer to Appendix 4 for a complete calculation of Step 1 over the crediting period.

The CO₂ emission reductions from methane combustion in flares will be calculated on an annual basis as shown below:

STEP 2 – Methane combustion in flares

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Volume of LFG} & & \text{Methane content of} & & \text{Flare} & & \text{Net volume of} \\ \text{channelled to flares} & \times & \text{LFG from gas analyzer} & \times & \text{efficiency} & = & \text{methane combusted} \\ (\text{m}^3) & & (\%) & & (\%) & & (\text{m}^3) \end{array}$$

Convert net volume of methane combusted to equivalent tons of methane, using factors $0.000714 \frac{\text{tCH}_4}{\text{m}^3 \text{CH}_4}$:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Net volume of} & & \text{Conversion factor} & & & & \text{Mass of methane} \\ \text{methane combusted} & \times & 0.000714 \text{ tCH}_4 / \text{m}^3 \text{CH}_4 & = & & & \text{combusted in flares} \\ (\text{m}^3) & & & & & & (\text{tCH}_4) \end{array}$$

Convert tons of methane to its CO₂ equivalent:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Mass of methane} & & \text{Global Warming} & & & & \text{Annual CO}_2 \text{ emissions} \\ \text{combusted in flares} & \times & \text{Potential of methane} & = & & & \text{reduced through} \\ (\text{tCH}_4) & & \text{of 21} & & & & \text{flaring} \\ & & & & & & (\text{tCO}_2 \text{ equivalent}) \end{array}$$

To illustrate the above calculation, we use the data for 2005:

$$4,149,991 \text{ m}^3 \quad \times \quad 50\% \quad \times \quad 97\% \quad = \quad 2,022,154 \text{ m}^3 \text{CH}_4$$

Convert net volume of methane combusted to equivalent tons of methane, using factors $0.000714 \frac{\text{tCH}_4}{\text{m}^3 \text{CH}_4}$:

$$2,022,154 \text{ m}^3 \text{CH}_4 \quad \times \quad 0.000714 \text{ tCH}_4 / \text{m}^3 \text{CH}_4 \quad = \quad 1,444 \text{ tCH}_4$$

Convert tons of methane to its CO₂ equivalent:

$$1,444 \text{ tCH}_4 \quad \times \quad 21 \quad = \quad 30,320 \text{ tCO}_2 \text{ equivalent}$$

Please refer to Appendix 4 for a complete calculation of Step 2 over the crediting period.

For quality assurance, a confirmation method will be utilized with a different set of monitored data. This method provides for the monthly collection of the following two metered variables: Volume of landfill gas flared and volume of gas extracted from production wells. It also provides the monthly laboratory values for the methane content in landfill gas. The following data provides for the calculation of emission reductions in the following way:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{LFG volume} & & \text{Flare} & & \text{LFG volume} & & \text{Proportion of} \\ \text{channelled} & \times & \text{efficiency} & / & \text{collected} & = & \text{LFG combusted} \\ \text{to flares} & & & & & & \\ (\text{m}^3) & & (\%) & & (\text{m}^3) & & (\%) \end{array}$$

Calculate the volume of LFG combusted by multiplying the proportion of LFG combusted with the total LFG collected by the project.

$$\begin{array}{ccccccc} \text{LFG volume} & & & & \text{Proportion of} & & \text{Volume of} \\ \text{collected} & \times & & & \text{LFG combusted} & = & \text{combusted LFG} \\ (\text{m}^3) & & & & (\%) & & (\text{m}^3) \end{array}$$

Calculate the amount of methane utilized:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Volume of} & & \text{Methane content} & & \text{Conversion Factor} & & \text{Mass of} \\ \text{combusted} & \times & \text{of LFG from gas} & \times & 0.000714 \text{ tCH}_4 / \text{m}^3 \text{CH}_4 & = & \text{methane} \\ \text{LFG} & & \text{analyser} & & & & \text{combusted} \\ (\text{m}^3) & & (\%) & & & & (\text{tCH}_4) \end{array}$$

Convert tons of methane to its CO₂ equivalent:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Mass of methane} & & & & \text{Global Warming} & & \text{Annual CO}_2 \text{ emissions} \\ \text{combusted} & \times & & & \text{Potential of methane} & = & \text{displaced} \\ (\text{tCH}_4) & & & & \text{of 21} & & (\text{tCO}_2 \text{ equivalent}) \end{array}$$

Electricity Displacement

Based on 29 (b) in Appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities, the Project Activity's baseline is calculated by multiplying the electricity (kWh) produced by the renewable generating unit by the weighted average emissions (in kgCO₂/kWh) of the current generation mix. Thus,

$$\text{Baseline Emissions (kgCO}_2\text{/year)} = \text{Electricity Generated by the Project (kWh/year)} \times \text{Weighted Average of the Grid (kgCO}_2\text{/kWh)}$$

The Project will produce an average of 5,666,878 kWh/year, but it will utilize 69,456 kWh/year, primarily for its gas compressor. This will result in an average of 5,597,422 kWh/year supplied to the grid over a ten-year period. The amount of electricity sold to the grid is calculated as follows:

Gas utilization amount (m ³)	/	Maximum gas usage of 1 MW power plant (m ³)	=	Electricity Produced (MW)
For the year 2005: 5,423,298 m ³	/	5,423,298 m ³	=	1.00 MW or 1,000 kW
For the year 2010: 3,846,911 m ³	/	5,423,298 m ³	=	0.71 MW or 710 kW

Please see Appendix 5 for more details.

The power plant will be operating 8,000 hours per year, thus:

For the year 2005:					
1,000 kW	X	8,000 hours/year	-	69,456 kWh/year	= 7,930,544 kWh/year
For the year 2010:					
710 kW	X	8,000 hours/year	-	69,456 kWh/year	= 5,605,188 kWh/year

It was also established that the weighted average carbon emissions of the Luzon grid to which the Project supplies electricity is 0.655 kgCO₂/kWh. Please see Appendix 6 for the calculation. Thus, the Project's baseline emissions are calculated as follows:

Electricity Generated by Project (kWh/year)	X	Weighted Average Emissions of Luzon Grid (kgCO ₂ /KWh)	=	BASELINE EMISSIONS (kgCO ₂ /year)
5,597,422 kWh/year (average over 10-year period)	X	0.655	=	3,666,311 kgCO ₂ /year or 3,666 tons CO ₂ /year

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

Table 3: Emission Reduction Estimates

(tons CO ₂ e)												
No	Item	Year										Total
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
(1)	Methane combustion in electricity generation	40,849	40,849	40,849	40,849	39,095	28,975	21,445	15,903	11,807	8,735	289,354
(2)	Methane combustion in flares	30,320	29,853	29,502	11,622	0	0	0	0	0	0	101,297
(3)	Electricity baseline emissions	5,195	5,195	5,195	5,195	4,970	3,671	2,705	1,994	1,469	1,074	36,663
(4)	Total baseline emissions	76,363	75,896	75,545	57,665	44,065	32,646	24,151	17,898	13,276	9,810	427,314
(5)	Project activity emissions	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(6)	Emission reductions	76,363	75,896	75,545	57,665	44,065	32,646	24,151	17,898	13,276	9,810	427,314

F. ENVIRONMENTAL IMPACTS

F.1. Documentation on the analysis of the environmental impacts, including transboundary impacts

A Memorandum of Agreement between the Department of Environment and Natural Resources (DENR) and the Department of Energy (DOE) excludes power plants with less than or equal to 1MW capacity, such as the Project, from the list of energy projects requiring an Environmental Impact Statement (EIS).²⁵ The Project is still required to comply with the relevant provisions of the Ecological Solid Waste Management Act of 2000 (RA 9003) and the Philippine Clean Air Act of 1999 (RA 8749), attached respectively as Appendices 1 and 2.

It should be noted that none of the greenhouse gases under the UNFCCC are considered pollutants and therefore not included in the Philippine national air quality standards which are attached as Appendix 3.

F.2. If impacts are considered significant by the project participants or the host Party

No significant negative environmental impacts are expected to result from the Project. On the other hand, by collecting and combusting landfill gas, the Project will contribute greatly to reducing uncontrolled LFG emissions into the atmosphere, preventing on-site fires, controlling leachate drainage, as well as physically stabilizing the Payatas dumpsite.

²⁵ Memorandum of Agreement on Streamlining of Environmental Impact Statement (EIS) Process for Energy Projects, the Department of Environment and Natural Resources (DENR) and the Department of Energy (DOE), August 1999.

G. STAKEHOLDERS COMMENTS

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

As part of the process to gather stakeholders' comments for the Project, PNOC EC consulted with the Department of Energy, Department of Environment and Natural Resources on the national level and with the Quezon City local government unit on numerous occasions.

In coordination with the Payatas Operations Group (POG), PNOC EC invited members of the Payatas dumpsite community to a public consultation for the Project. The event took place on Friday, 5 December 2003 at the POG office at the dumpsite. Twenty-five community leaders attended the forum, representing the various sectors, associations, and cooperatives – urban poor, scavengers, recyclers, junk shops, transport, parish/missionary, school, and the QC LGU. The session was conducted in English and Filipino. The list of participants and minutes are attached as Appendix 7.

PNOC EC gave a slide presentation on the Project. During the meeting, participants were invited to express their opinions through an open question and answer session.

G.2. Summary of the comments received:

In general, the participants were knowledgeable and involved in the on-going conversion of Payatas from an open to a controlled dumpsite, and aware of the 100kW test plant. They were supportive of the Project. Community members were particularly interested in the Project's environmental, health, and safety impacts, participation of dumpsite workers (scavengers), employment opportunities, and other benefits.

There were no negative comments on the Project.

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

The questions asked and answers provided are included in the minutes of the consultation, attached as Appendix 7. PNOC EC expressed willingness to keep the community informed and involved in the Project through the Payatas Operations Group of the Office of the Mayor of Quezon City.

ANNEX 1

Contact Information on Participants in the Project Participants in the Project Activity

(Please copy and paste table as needed)

Organization:	PNOC Exploration Corporation
Street/P.O.Box:	Merritt Road, Fort Bonifacio
Building:	Building 1, Energy Center
City:	Taguig, Metro Manila
State/Region:	
Postfix/ZIP:	
Country:	Philippines
Telephone:	
FAX:	
E-Mail:	
URL:	
Represented by:	
Title:	President and Chief Executive Officer
Salutation:	Mr.
Last Name:	Bomasang
Middle Name:	
First Name:	Rufino
Department:	
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	

Organization:	Mitsubishi Securities Co., Ltd. (CDM Advisor)
Street/P.O.Box:	2-5-2 Marunouchi, Chiyoda-ku
Building:	Mitsubishi Building, 10 th Floor
City:	Tokyo
State/Region:	
Postfix/ZIP:	
Country:	Japan
Telephone:	(81-3) 6213-6860
FAX:	
E-Mail:	hatano-junji@mitsubishi-sec.co.jp
URL:	http://www.mitsubishi-sec.jp/english_fs.html
Represented by:	
Title:	Chairman
Salutation:	Mr.
Last Name:	Hatano
Middle Name:	
First Name:	Junji
Department:	Clean Energy Finance Committee
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	

ANNEX 2

Information Regarding Public Funding

The financial plans for the Project will not involve public funding from Annex I countries.

ANNEX 3

New Baseline Methodology

Not applicable

ANNEX 4

New Monitoring Methodology

Not applicable

ANNEX 5

Table: Baseline Data

(Please provide a table containing the key elements used to determine the baseline (variables, parameters, data sources etc.). For approved methodologies you may find a draft table on the UNFCCC CDM web site. For new methodologies, no predefined table structure is provided.)

APPENDIX 1

Ecological Solid Waste Management Act of 2000 or Republic Act 9003

The Ecological Solid Management Act, otherwise known as Republic Act, signed in January 2001, emphasizes the necessity for adopting an integrated environmentally-friendly national framework for solid waste management. It gives provisions for institutional mechanisms, comprehensive and sustainable waste management targets for the local government units, and also penal measures. Under this Act:

- waste segregation at the source into compostable, non-recyclable, recyclable, special and other waste becomes mandatory.
- no open dumps are to be established, and all open dumps are to be converted to controlled dumps within three (3) years from effectivity.
- as an alternative to open dumps, and eventually controlled open dumps, sanitary landfills with gas control measures are to be established.²⁶

Relevant excerpts on Open Dumpsites, Controlled Dumpsites, Sanitary Landfills from Implementing Rules and Regulations of RA 9003²⁷

RULE XIII OPERATIONS OF CONTROLLED DUMPSITES

Section 1. Controlling the Operation of Open Dumpsites

No open dumpsites shall be established and operated by any person or entities, including the LGUs, will be allowed. Within three (3) years following the effectivity of the Act, all open dumpsites shall be converted to controlled dumpsites to operate only within five (5) years and beyond the said period shall consider these facilities as deemed closed and phased out. The Commission through the Department shall issue subsequent guidelines that will classify controlled dumpsites according to the following considerations:

- a) Volume of wastes received;
- b) Types and character of wastes received; and
- c) Cost requirements for operating the facilities.

Section 2. Minimum Requirements for Operation of Controlled Dumpsites

The following minimum requirements shall be applied in siting, designing and operation of controlled dumpsites:

²⁶ <http://www.emb.gov.ph/nswmc/ra9003/RA9003new.htm>

²⁷ <http://www.emb.gov.ph/nswmc/IRR/irrnew.htm>

- a) Daily cover consisting of inert materials or soil of at least 6 inches in thickness shall be applied at the end of the working day; where there is a lack of onsite soil material, other alternative materials may be used subject to the prior written approval of the enforcement authority and the Department;
- b) Drainage and runoff control shall be designed and managed such that storm water does not come in contact with waste and that discharge of sediments into the receiving body of water is minimized. Appropriate erosion protection shall be installed at storm discharge outfalls;
- c) Provision for aerobic and anaerobic decomposition shall be instituted to control odor;
- d) Working areas shall be minimized and kept at no more than a ratio of 1.5 square meter (sqm) or less per ton/day (tpd) of waste received on a daily basis, e.g. 30 sqm working area for a 20 tpd facility;
- e) Security fencing shall be provided to prevent illegal entries, trespassing and large animal entries. Large animals shall include but not limited to adult domesticated or feral animals such as dogs, cats, cattle, pigs, carabaos and horses. Provisions for litter control including the use of litter fences and daily picking of litter shall be included;
- f) Basic record keeping including volume of waste received daily, special occurrences such as fires, accidents, spills, unauthorized loads (maintain record of unauthorized and rejected loads, name and address of hauler and generator of such unauthorized waste), and daily waste inspection logs;
- g) Provision of maintained all-weather access roads;
- h) Controlled waste picking and trading, if allowed by owner/operator, in order to facilitate daily covering and compliance to Subsections (a) through (e) above;
- i) Provision of at least 0.60 m final soil cover at closure, and post-closure maintenance of cover, drainage and vegetation; Post-closure maintenance shall be for a period of ten (10) years;
- j) Site shall not be located in flood plains and areas subject to periodic flooding and it shall be hydro-geologically suitable, i.e., adequate separation or clearance between waste and underlying groundwater and any surface body of water shall be provided. Engineering controls shall be provided otherwise.
- k) Open dumpsites that do not comply with siting requirements of this Section shall be closed immediately. A replacement facility shall be, at a minimum, a controlled dump and shall meet the requirements of Rule XIII, and other applicable provisions of the IRR.

RULE XIV OPERATIONS OF SANITARY LANDFILLS

Section 1. Minimum Considerations for Siting and Designing Sanitary Landfills

The following guidelines, standards and criteria shall be applied in siting and designing sanitary landfills:

- a) The location of the facility shall be consistent with the overall land use plan of the LGU.
- b) The site shall be accessible from major roadways and thoroughfares, provided that if it is not accessible, the project design shall include means of access.
- c) The site shall have an adequate quantity of earth cover material that is easily handled and compacted; as an alternative, an offsite guaranteed source of cover material shall be identified.
- d) If the site is located within two (2) kilometers of an airport runway, it shall not pose a bird hazard to aircraft. The Owner/Operator shall institute a bird control program so as to prevent hazards to aircraft if bird population becomes significant due to the operation of the landfill. The site shall comply with other requirements for safety of flying aircraft in terms of height of structures, such as provisions for obstruction lights, if required.
- e) Locations of public water supply intakes located within one (1) kilometer from the facility, including active public drinking water supply wells, shall be shown on a facility map.
- f) The facility shall not be constructed within 75 meters from a Holocene fault or known recent active fault.
- g) If significant archaeological and cultural resources are present at the site, such resources shall be protected and preserved.
- h) If the site is a habitat of listed endangered species, mitigation measures for protection of the species as required by applicable laws shall be included in the project proposal.
- i) The site shall be chosen with regard to the sensitivities of the community's residents. The Sangguniang Bayan/Lungsod of the host LGU shall adopt a resolution confirming compliance with the pertinent siting, design criteria and standards. The resolution shall be deemed as having fully satisfied the public sensitivity requirement of this section.
- j) Except as provided in Section 1 (m) of Rule XIV, for landfills located in sensitive resources areas, landfills shall be provided with a base liner system consisting of clay and/or geosynthetic membranes (geomembrane). If clay is used, it shall have a minimum thickness of 0.75m and permeability of 1×10^{-6} cm/sec or less. Geomembranes shall be at least 1.5 mm thick with a permeability of 1×10^{-14} cm/sec or less; Geosynthetic Clay Liners (GCL) shall have a thickness of at least 6.4 mm and a permeability of 1×10^{-9} cm/sec or less. If composite liner is used (clay under geo-membrane), the thickness of the clay liner may be reduced to 0.60 m. The overlying geomembrane shall have the same properties as stated above. In the design of geosynthetic liners, international standards (e.g. Geosynthetic Research Institute, or applicable ASTM standards) shall be

used for its design and specifications in terms of properties, manufacturing and construction quality assurance and testing procedures.

- k) Leachate collection and removal system shall be provided and designed such that leachate buildup in the landfill will be minimized. For design purposes, an allowable leachate level of not more than 0.60 meter over the liner system shall be maintained. If leachate is discharged to a receiving body of water, the discharge shall meet effluent discharge and water quality criteria prescribed by DENR.
- l) Leachate storage facilities shall be designed with containment systems to prevent leachate from spillage and its migration into underlying groundwater or nearby surface body of water. For leachate impoundment ponds, the design shall include a geomembrane liner system, underlain by a low permeability soil layer of at least 0.30 m thick. The geomembrane liner shall be at least 1.5 mm thick with a permeability of 1×10^{-14} cm/sec or less; Liner specifications, CQA and engineering certification requirements shall be per provisions of Section 1 (m) of Rule XIV. Adequate freeboard including allowance for rainfall volume and other safeguards shall be provided to prevent pond overflowing.
- m) The site shall be located in an area where the landfill's operation will not detrimentally affect environmentally sensitive resources such as aquifers, groundwater reservoir or watershed area, by provision of the following special mitigation measures and additional criteria:
 - 1. The facility shall be a minimum 50 meters away from any perennial stream, lake or river.
 - 2. The site shall be evaluated for presence of geologic hazards, faults, unstable soils, its foundation stability, and its hydrogeologic character. The site shall not be located in a floodplain.
 - 3. It shall be provided with a composite base liner system consisting of a minimum 1.5 millimeter (mm) thick high density polyethylene liner (HDPE) underlain by a soil liner with a minimum thickness to 0.60 meter (m) and maximum permeability of 1×10^{-6} centimeter/second (cm/sec).
 - 4. A Geosynthetic Clay Liner (GCL) with a minimum thickness of 6.4 mm and permeability of 1×10^{-9} cm/sec or less, may be substituted for the soil liner. Likewise, the design of the final cap shall be equivalent to its liner system in terms of permeability. The thickness of the final cover system shall be at least 1.5 m including a minimum 0.60 m thick soil foundation layer, its final cap, a drainage layer, and a vegetative layer of at least 0.30 m thick. If the thickness of the equivalent final cap makes the entire cover system less than 1.5 m thick, the deficiency shall be made up by increasing the thickness of the foundation layer.
 - 5. Strict liner and final cap construction quality assurance (CQA) and testing shall be performed by a third party experienced in earthwork, clay and geosynthetic liner installation, quality assurance supervision, testing and inspection. The lead CQA person, as a minimum qualification or experience, must have supervised the installation of at least 100,000 square meters each of clay and geosynthetic liner system; the CQA person or firm shall submit a construction completion report within 60 days of liner or final cap construction completion to the Department,

certifying that construction of each liner system was performed and completed in accordance with its plans and specifications. The CQA report shall be certified by a registered Civil or Geotechnical Engineer or other registered Engineer, provided that the certifying Engineer shall have at least designed or supervised the installation of soil and geosynthetic liners of quantities similar to those of the lead CQA person.

- n) The design of the landfill shall be statically stable and shall be able to withstand the effects of a ground acceleration generated by an earthquake of 100-year or more recurrence interval.
- o) A separation of at least two (2.0) meters shall be maintained between the top of the liner system and underlying groundwater.
- p) A temporary impoundment for drainage runoff shall be provided with a detention time sufficient for sediment removal and/or reduction, prior to its discharge.
- q) The site shall be large enough to accommodate the community's waste for a period of five (5) years or more during which people must internalize the value of environmentally sound and sustainable waste disposal.
- r) The site chosen shall facilitate developing a landfill that will satisfy budgetary constraints, including site development, operation for many years, closure and post-closure care and possible remediation costs.
- s) Operating plans shall include provisions for coordinating with recycling and resource recovery projects.
- t) Designation of a separate containment area for household hazardous wastes.
- u) A gas control system shall be provided when the volume of waste in the landfill has reached 0.5 million metric tons. The owner/operator shall consider recovery and conversion of methane gas into usable energy if economically viable. Prior to installation of gas control facilities, perimeter boundary gas monitoring shall be performed in accordance with Section 2(b) of Rule XIV.
- v) Groundwater monitoring wells shall be placed at appropriate locations and depth for taking water samples that are representative of groundwater quality and for predicting groundwater flow.
- w) Cover shall consist of a daily soil cover at least 6 inches in thickness applied at the end of each workday. Alternative Daily Cover (ADC), maybe used provided that the owner/operator can demonstrate to the Department in writing, the equivalency of the proposs4ed ADC in controlling infiltration, vector, odor and litter based on technical research or studies. In areas within the landfill that will not be used for at least 180 days, an additional interim soil cover of 6 inches thick shall be placed over the existing daily cover. The final cover shall consist of, from bottom to top, the foundation layer (consisting of 0.60m thick soil layer including interim cover), a final cap with an

equivalent permeability as that of its liner system. A drainage layer and a vegetative layer. Installation of final cover shall be completed within six (6) months from the last receipt of waste.

- x) Closure of the landfill shall be completed within one year of cessation of landfill operation.
- y) Post-closure care shall be for a period of fifteen (15) years. DENR shall establish post-closure guidelines and requirements for financial assurance mechanisms within one year.
- z) Small facility exemption from specific standards of this Section. The DENR will establish criteria for exemption within one (1) year from approval of the IRR.
- aa) All technical reports, technical documents, plans and specifications pertaining to the engineering of the facility shall be certified and sealed by a licensed Engineer with relevant experience and expertise.

Section 2. Minimum Considerations for Operating Sanitary Landfills

In the operation of sanitary landfills, each site operator shall maintain the following minimum operating requirements:

- a) Disposal site records of, but not limited to:
 - 1. Records of weights or volumes accepted in a form and manner approved by the Department. Such records shall be submitted to the Department upon request, accurate to within ten percent (10%) and adequate for overall planning purposes and forecasting the rate of site filling;
 - 2. Records of excavations which may affect the safe and proper operation of the site or cause damage to adjoining properties;
 - 3. Daily logbook or file of the following information: fire, landslides, earthquake damage, unusual and sudden settlement, injury and property damage, accidents, explosions, receipt or rejection of non-permitted wastes, flooding and other unusual occurrences;
 - 4. Record of personnel training; and
 - 5. Copy of written notification to the Department, local health agency, and fire authority of names, addresses and telephone numbers of the operator or responsible party of the site.
- b) Water quality monitoring of surface and ground waters and effluent, and gas emissions shall be performed in frequencies prescribed by the Department on a project by project basis; Parameters for groundwater, effluent and surface waters shall be as prescribed by the Department in the facility's permit. For landfills sited under Section 1m of Rule XIV of this IRR, groundwater, perimeter gas monitoring and receiving surface water monitoring shall be on a quarterly basis and treated leachate effluent discharge shall be monitored for pH, 5-day Biochemical Oxygen Demand (BOD5) and Total Suspended Solids (TSS) concentrations on a weekly basis or when discharged if discharge is not on a

daily basis, and shall not exceed limits prescribed by the Department according to the classification of the receiving body of water. Other parameters to be monitored and their respective frequencies shall be in accordance with the facility's permit. Owners/Operators of Section 1m of Rule XIV facilities shall submit monitoring and inspection reports on a quarterly basis to the designated enforcement authority with a copy furnished to the Department and other relevant agencies. The report shall be certified as to its correctness and accuracy by the owner/operator or his designated (in writing) representative. For other facilities, reporting frequencies shall be specified by the Department but in no case will it be more frequent than quarterly basis unless the facility is in a state of verification/assessment monitoring.

- c) Groundwater Sampling Protocol – The DENR shall establish requirements and guidelines within one year from approval of this IRR.
- d) Background Groundwater quality Monitoring Statistical Data Evaluation and Establishment of Concentration Limits for contaminant Indicators – The DENR shall establish requirements and guidelines within one year from approval of IRR.
- e) Detection Groundwater Monitoring Data Statistical Analysis, Verification Monitoring – The DENR shall establish requirements and guidelines within one year from approval of IRR.
- f) Assessment Monitoring and Corrective Action – The DENR shall establish requirements and guidelines within one year from approval of IRR.
- i) Documentation of approvals, all reports, certification, plans and specifications, as built drawings, determinations and other requirements by the Department and other pertinent and relevant documents shall be kept in the facility's operating record.
- j) Signs:
 - 1. Each point of access from a public road shall be posted with an easily visible sign indicating the facility name and other pertinent information as required by the Department;
 - 2. If the site is open to the public, there shall be an easily visible sign at the primary entrance of the site indicating the name of the site operator, the operator's telephone number and hours of operation; and easily visible sign at an appropriate point shall indicate the schedule of charges and the general types of materials which will be accepted or not;
 - 3. If the site is open to the public, there shall be an easily visible road sign and/or traffic control measures which direct traffic to the active face and other areas where wastes or recyclable materials will be deposited; and
 - 4. Additional signs and/or measures may be required at a disposal site by the Department to protect personnel and public health and safety.
- i) The site shall be designed to discourage unauthorized access by persons and vehicles by using a perimeter barrier or topographic constraints. Areas within the site where open storage or ponding of hazardous materials occurs shall be separately fenced or otherwise

secured as determined by the Department. The Department may also require that other areas of the site to be fenced to create an appropriate level of security.

- j) Roads within the permitted facility boundary shall be designed to minimize the generation of dust and the tracking of materials onto adjacent public roads. Such roads shall be kept in safe condition and maintained such that vehicle access and unloading can be conducted during inclement weather.
- k) Sanitary facilities consisting of adequate number of toilets and handwashing facilities shall be available to personnel at or in the immediate vicinity of the site.
- l) Safe and adequate drinking water supply for the site personnel shall be available.
- m) The site shall have communication facilities available to site personnel to allow quick response to emergencies.
- n) Where operations are conducted during hours of darkness, the site and/or equipment shall be equipped with adequate lighting as approved by the Department to ensure safety and to monitor the effectiveness of operations.
- o) Operating and maintenance personnel shall wear and use appropriate safety equipment as required by the Department.
- p) Personnel assigned to operate the site shall be adequately trained in subject pertinent to the site operation and maintenance, hazardous materials recognition and screening and heavy equipment operations, with emphasis on safety, health, environmental controls and emergency procedures. A record of such training shall be placed in the operating record.
- q) The site operator shall provide adequate supervision of a sufficient number of qualified personnel to ensure proper operation of the site in compliance with all applicable laws, regulations, permit conditions and other requirements. The operator shall notify the Department and local health agency in writing of the names, addresses, and telephone number of the operator or responsible party. A copy of the written notification shall be placed in the operating record.
- r) Any disposal site open to the public shall have an attendant present during public operating hours or the site shall be inspected by the operator on a regularly scheduled basis, as determined by the Department.
- s) Unloading of solid wastes shall be confined to a small area as possible to accommodate the number of vehicles using the area without resulting in traffic, personnel, or public safety hazards. Waste materials shall normally be deposited at the toe of the fill, or as otherwise approved by the Department. For practical purposes, a working area shall be limited to 1.5 square meter or less per ton/day (tpd) of waste received on a daily basis, e.g. 30 sqm working area for a 20 tpd facility.
- t) Solid waste shall be spread and compacted in layers with repeated passages of the landfill equipment to minimize voids within the cell and maximize compaction. The loose layer

shall not exceed a depth approximately 0.60 m or two feet before compaction. Spreading and compacting shall be accomplished as rapidly as practicable, unless otherwise approved by the Department.

- u) Covered surfaces of the disposal area shall be graded to promote lateral runoff of precipitation and to prevent ponding. Grades shall be established of sufficient slopes to accost for future settlement of the fill surface. Other effective maintenance methods may be allowed by the Department.
- v) Cover material or native material unsuitable for cover, stockpiled on the site for use or removal, shall be placed so as not to cause problems or interfere with unloading, spreading, compacting, access, safety, drainage or other operations.

APPENDIX 2

Philippine Clean Air Act of 1999 or Republic Act 8749²⁸

The Philippine Clean Air Act or R.A. 8749, which took effect on July 1999, describes the requirements for a comprehensive air pollution control and management program for the Philippines. Its implementing rules and regulations contain specific requirements that prohibit vehicular and industrial sources from emitting pollutants in amounts that cause significant deterioration of air quality. The Environmental Management Bureau of DENR is mainly responsible for its implementation and enforcement.

Relevant excerpts on Alternative Fuels, Ecological Waste Management, and Greenhouse Gases from RA 8749

Section 11. Air Quality Control Techniques - Simultaneous with the issuance of the guideline values and standards, the Department, through the research and development program contained in this Act and upon consultation with the appropriate advisory committees, government agencies and LGUs, shall issue, and from time to time, revise information on air pollution control techniques. Such information shall include:

- a) Best available technology and alternative methods of prevention, management and control of air pollution
- b) Best available technology economically achievable which shall refer to the technological basis/standards for emission limits applicable to existing, direct industrial emitters of non-conventional and toxic pollutants; and
- c) Alternative fuels, processes and operating methods which will result in the elimination or significant reduction of emissions.

Such information may also include data relating to the cost of installation and operation, energy requirements, emission reduction benefits, and environmental impact or the emission control technology.

The issuance of air quality guideline values, standards and information on air quality control techniques shall be made available to the general public: *Provided*, That the issuance of information on air quality control techniques shall not be construed as requiring the purchase of certain pollution control devices by the public.

Section 20. Ban on Incineration. - Incineration, hereby defined as the burning of municipal, bio-medical and hazardous wastes, which process emits poisonous and toxic fumes, is hereby prohibited: *Provided, however*, That the prohibition shall not apply to traditional small-scale method of community/neighborhood sanitation "siga", traditional, agricultural, cultural, health, and food preparation and crematoria: *Provided, further*, That existing incinerators dealing with bio-medical wastes shall be phased out within three (3) years after the effectivity of this Act: *Provided, finally*, That in the interim, such units shall be limited to the burning of pathological and infectious wastes, and subject to close monitoring by the Department.

Local government units are hereby mandated to promote, encourage and implement in their

²⁸ http://www.emb.gov.ph/Frameset_Download.htm

respective jurisdiction a comprehensive ecological waste management that includes waste segregation, recycling and composting.

With due concern on the effects of climate change, the Department shall promote the use of state-of-the-art, environmentally-sound and safe non-burn technologies for the handling, treatment, thermal destruction, utilization, and disposal of sorted, unrecycled, uncomposted municipal, bio-medical and hazardous wastes.

Section 31. *Greenhouse Gases.* -The Philippine Atmospheric, Geophysical and Astronomical Service Administration (PAGASA) shall regularly monitor meteorological factors affecting environmental conditions including ozone depletion and greenhouse gases and coordinate with the Department in order to effectively guide air pollution monitoring and standard-setting activities.

The Department, together with concerned agencies and local government units, shall prepare and fully implement a national plan consistent with the United Nations Framework Convention on Climate Change and other international agreements, conventions and protocols on the reduction of greenhouse gas emissions in the country.

APPENDIX 3

Philippine National Air Standards, Excerpt from Implementing Rules and Regulations of Philippine Clean Air Act of 1999 (RA 8749)²⁹

PART II NATIONAL AMBIENT AIR QUALITY GUIDELINES

Rule VII. National air quality

Section I National Ambient Air Quality Guideline Values

- (a) Pursuant to Section 12 of Republic Act 8749, the initial set of National Ambient Air Quality Guideline Values necessary to protect public health and safety and general welfare shall be as follows:

Table 1
National Ambient Air Quality Guideline Values

Pollutants	Short Term ^a			Long Term ^b		
	µg/NCM	ppm	Averaging Time	µg/NCM	ppm	Averaging Time
Suspended Particulate Matter ^c – TSP	230 ^d		24 hours	90		1 year ^e
PM-10	150 ^f		24 hours	60		1 year ^e
Sulfur Dioxide ^c	180	0.07	24 hours	80	0.03	1 year
Nitrogen Dioxide	150	0.08	24 hours			
Photochemical Oxidants as Ozone	140 60	0.07 0.03	1 hour 8 hours			
Carbon Monoxide	35 mg/NCM 10 mg/NCM	30 9	1 hour 8 hours			
Lead ^g	1.5		3 months ^g	1.0		1 year

^a Maximum limits represented by ninety-eight percentile (98%) values not to exceed more than once a year.

^b Arithmetic mean.

^c SO₂ and Suspended Particulate matter are sampled once every six days when using the manual methods. A minimum of twelve sampling days per quarter or forty-eight sampling days each year is required for these methods. Daily sampling may be done in the future once continuous analyzers are procured and become available.

^d Limits for Total Suspended Particulate Matter with mass median diameter less than 25-50 µm.

^e Annual Geometric Mean.

^f Provisional limits for Suspended Particulate Matter with mass median diameter less than 10 µm and below until sufficient monitoring data are gathered to base a proper guideline.

^g Evaluation of this guideline is carried out for 24-hour averaging time and averaged over three moving calendar months. The monitored average value for any three months shall not exceed the guideline value.

²⁹ Ibid.

Part VII POLLUTION FROM STATIONARY SOURCES

RULE XXV Stationary Sources - General

Section 1 National Emission Standards for Source Specific Air Pollutants

For any trade, industry, process, fuel-burning equipment or industrial plant emitting air pollutants, the concentration at the point of emission shall not exceed the limits set in Table 2.

Table 2
National Emission Standards for Source Specific Air Pollutants (NESSAP)

POLLUTANT	STANDARD APPLICABLE TO SOURCE	MAXIMUM PERMISSIBLE LIMITS (mg/NCM)	METHOD OF SAMPLING^a	METHOD OF ANALYSIS^a
Antimony and its Cmpds.	Any source	10 as Sb	USEPA Methods 1 through 5 or 29	AAS ^b or per sampling method
Arsenic and its Cmpds.	Any source	10 as As	USEPA Methods 1 through 5 or 29	AAS ^b or per sampling method
Cadmium and its Cmpds.	Any source	10 as Cd	USEPA Methods 1 through 5 or 29	AAS ^b or per sampling method
Carbon Monoxide	Any industrial source	500 as CO	USEPA Method 3 or 10	Orsat Analysis or NDIR
Copper and its Cmpds.	Any industrial source	100 as Cu	USEPA Methods 1 through 5 or 29	AAS ^b or per sampling method
Hydrofluoric Acid and Fluoride Compounds	Any source other than manufacture of Aluminum from Alumina	50 as HF	USEPA Method 13 or 14 as appropriate	As per sampling method
Hydrogen Sulfide	i) Geothermal power plants ii) Geothermal Exploration And Well Testing iii) Any source other than (i) and (ii)	^{c, d} ^e 7 as H ₂ S	USEPA Method 11, 15 or 16 as appropriate	Cadmium Sulfide Method or per sampling method
Lead	Any trade, industry or process	10 as Pb	USEPA Methods 1 through 5 or 12 or 29	AAS ^b or per sampling method
Mercury	Any source	5 as elemental Hg	USEPA Methods 1 through 5 or 29 or 101	AAS ^b / Cold-Vapor Technique or Hg Analyzer

POLLUTANT	STANDARD APPLICABLE TO SOURCE	MAXIMUM PERMISSIBLE LIMITS (mg/NCM)	METHOD OF SAMPLING ^a	METHOD OF ANALYSIS ^a
Nickel and its Cmpds. Except Nickel Carbonyl ^f	Any source	20 as Ni	USEPA Methods 1 through 5 or 29	AAS ^b or per sampling method
NO _x	1) Manufacture of Nitric Acid 2) Fuel burning steam generators a) Existing Source b) New Source i) Coal-fired ii) Oil-fired 3) Diesel-powered electricity generators 4) Any source other than (1), (2) and (3) a) Existing Source b) New Source	2,000 as acid & NO ₂ calculated as NO ₂ 1,500 as NO ₂ 1,000 as NO ₂ 500 as NO ₂ 2,000 as NO ₂ 1,000 as NO ₂ 500 as NO ₂	USEPA Methods 1 through 4 and Method 7	Phenol-disulfonic acid Method or per sampling method
Particulates	1) Fuel Burning Equipment a) Urban ^g and Industrial Area ^h b) Other Area ⁱ 2) Cement Plants (kilns, etc.) 3) Smelting Furnaces 4) Other Stationary Sources ^j	150 200 150 150 200	USEPA Methods 1 through 5	Gravimetric per sampling method
Phosphorus Pentoxide ^k	Any source	200 as P ₂ O ₅	USEPA Methods 1 through 5 or 29	Spectrophotometry or per sampling method
Sulfur Oxides	1) Existing Sources a) Manufacture of Sulfuric Acid and Sulf(on)ation Process b) Fuel Burning Equipment c) Other Stationary Sources ^l 2) New Sources a) Manufacture of Sulfuric Acid and Sulf(on)ation Process b) Fuel Burning Equipment c) Other Stationary Sources ^l	2,000 as SO ₃ 1,500 as SO ₂ 1,000 as SO ₃ 1,500 as SO ₃ 700 as SO ₂ 200 as SO ₃	USEPA Methods 1 through 4 and 6 or 8 as appropriate	As per sampling method
Zinc and its Compounds	Any source	100 as Zn	USEPA Methods 1 through 5 or 29	AAS ^b or per sampling method

^a Other equivalent methods approved by the Department may be used.

^b Atomic Absorption Spectrophotometry.

^c All new geothermal power plants starting construction by 01 January 1995 shall control H₂S emissions to not more than 150 g/GMW-Hr.

^d All existing geothermal power plants shall control H₂S emissions to not more than 200 g/GMW-Hr.

^e Best available control technology for air emissions and liquid discharges. Compliance with air and water quality standards is required.

^f Emission limit of Nickel Carbonyl shall not exceed 0.5 mg/NCM.

^g Urban Area means a poblacion or central district of cities or municipalities having at least 50,000 population, or twin political subdivisions with contiguous boundary which essentially form one community whose population is more than 50,000 inhabitants. Inside these centers or population are some scattered industrial establishments.

^h Industrial Area means a well-defined, exclusive land use area in various stages of development that are primarily established for industrial subdivisions, manufacturing and other industry mixes with provisions for common support infrastructures, facilities and services such as roads, water supply, power supply, communication systems, housing, storm drainage, sanitary sewerage systems, industrial wastewater treatment facilities, etc. These areas which are usually from 200 to 500 hectares in size as registered with the (Housing and Land Use Regulatory Board (HLURB) or any other duly authorized government entities as industrial estates, parks or area. Export processing zones also fall under this category of land use.

ⁱ Other Areas means all areas other than an urban or industrial area.

^j Other Stationary Sources (particulates) means a trade, process, industrial plant, or fuel burning equipment other than thermal power plant, industrial boilers, cement plants, incinerators, smelting furnaces.

^k Provisional guideline.

^l Other Stationary Sources (sulfur oxides) refers to existing and new stationary sources other than those caused by the manufacture of sulfuric acid and sulfonation process, fuel burning equipment and incineration.

RULE XXVI Source Specific Ambient Air Quality Standards

Section I National Ambient Air Quality Standards

For any industrial establishment or operation, the discharge of air pollutants that result in airborne concentrations in excess of the National Ambient Air Quality Standards shown in Table 3 shall not be permitted. Sampling shall be done at the location of highest expected concentration. Location shall be determined using dispersion modeling. Bureau-approved techniques shall be followed in developing sampling plans. For example, the Bureau's Air Quality Monitoring Manual specifies that sampling shall be done at an elevation of at least two (2) meters above the ground level, and shall be conducted either at the property line or at a downwind distance of five (5) to twenty (20) times the stack height, whichever is more stringent. However, the Bureau may approve the adoption of a different procedure in the choice of the location of the monitoring equipment depending upon the physical surrounding and other relevant factors in the area where the sampling is to be conducted.

Table 3
National Ambient Air Quality Standards for Source Specific Air Pollutants from
Industrial Sources/Operations

Pollutants	Concentration ^a		Averaging Time (min)	Method of Analysis/Measurement ^c
	µg/NCM	Ppm		
Ammonia	200	.028	30	Nesslerization / Indo Phenol
Carbon Disulfide	30	0.01	30	Tischer Method
Chlorine and Chlorine cmpds expressed as CL ₂	100	0.03	5	Methyl Orange
Formaldehyde	50	0.04	30	Chromotropic Acid method or MBTH Colorimetric method
Hydrogen Chloride	200	0.13	30	Volhard Titration with Iodine solution
Hydrogen Sulfide	100	0.07	30	Methylene Blue
Lead	20		30	AAS ^b
Nitrogen Dioxide	375	0.20	30	Griess-Saltzman
	260	0.14	60	
Phenol	100	0.03	30	4-Aminoantipyrine
Sulfur Dioxide	470	0.18	30	Colorimetric-Pararosaline
	340	0.13	60	
Suspended Particulate Matter – TSP PM-10	300	--	60	Gravimetric
	200	--	60	Gravimetric
Antimony	0.02 mg/NCM	--	30	AAS ^b
Arsenic	0.02 mg/NCM	--	30	AAS ^b
Cadmium	0.01 mg/NCM	--	30	AAS ^b

Pollutants	Concentration ^a		Averaging Time (min)	Method of Analysis/Measurement ^c
	µg/NCM	Ppm		
Asbestos	2 x 10 ⁶ Particulates/NCM (over 5 micrometer in size)	--	30	Light Microscopy
Sulfuric Acid	0.3 mg/NCM	--	30	Titration
Nitric Acid	0.4 mg/NCM	--	30	Titration

^a Ninety-eight percentile (98%) values of 30-min. sampling measured at 25°C and one atmosphere pressure.

^b Atomic Absorption Spectrophotometry.

^c Other equivalent methods approved by the Department through the Bureau may be used.

APPENDIX 4

Calculation for Methane Used for Electricity Generation and Flaring

Methane Combustion in Electricity Generation

Year	Capacity Used	Power Plant Operation	Gross Electricity Produced	Generator heat rate (based on Durban)	Energy Input	Conversion of GJ to m ³ CH ₄	Conversion of m ³ to tons CH ₄	Conversion to CO ₂ equivalent
	MW	hours/year 8,000	kWh	12,600	GJ	m ³ 0.037	tons 0.000714	tons 21
2005	1.00	8,000	8,000,000	12,600	100,800	2,724,324	1,945	40,849
2006	1.00	8,000	8,000,000	12,600	100,800	2,724,324	1,945	40,849
2007	1.00	8,000	8,000,000	12,600	100,800	2,724,324	1,945	40,849
2008	1.00	8,000	8,000,000	12,600	100,800	2,724,324	1,945	40,849
2009	0.96	8,000	7,656,640	12,600	96,474	2,607,396	1,862	39,095
2010	0.71	8,000	5,674,644	12,600	71,501	1,932,446	1,380	28,975
2011	0.52	8,000	4,199,944	12,600	52,919	1,430,251	1,021	21,445
2012	0.39	8,000	3,114,566	12,600	39,244	1,060,636	757	15,903
2013	0.29	8,000	2,312,329	12,600	29,135	787,442	562	11,807
2014	0.21	8,000	1,710,652	12,600	21,554	582,546	416	8,735
Total			56,668,775					289,354

Methane Combustion in Flaring

Year	Surplus Gas (flared)	Methane Fraction in LFG	Volume of CH ₄ combusted in flares	Flare Efficiency	Net volume of CH ₄ combusted in flares	Conversion of m ³ to tons CH ₄	Conversion to CO ₂ equivalent
	m ³		m ³		m ³	tons	tons
2005	4,149,991	0.50	2,084,695	0.97	2,022,154	1,444	30,320
2006	4,086,009	0.50	2,052,554	0.97	1,990,978	1,422	29,853
2007	4,038,023	0.50	2,028,449	0.97	1,967,596	1,405	29,502
2008	1,590,716	0.50	799,076	0.97	775,103	553	11,622
2009	-	0.50	-	0.97	-	-	-
2010	-	0.50	-	0.97	-	-	-
2011	-	0.50	-	0.97	-	-	-
2012	-	0.50	-	0.97	-	-	-
2013	-	0.50	-	0.97	-	-	-
2014	-	0.50	-	0.97	-	-	-
Total							101,297

APPENDIX 5

Methane Used for Electricity Generation

	Gas Extraction	Maximum Gas Usage of 1 MW Power Plant	Gas Utilization	Surplus Gas (flared)	Capacity Used
Year	scf	scf	scf	scf	MW
2005	338,128,560	191,550,877	191,550,877	146,577,683	
2006	335,868,720	191,550,877	191,550,877	144,317,843	
2007	334,173,840	191,550,877	191,550,877	142,622,963	
2008	247,734,960	191,550,877	191,550,877	56,184,083	
2009	183,329,520	191,550,877	183,329,520	-	
2010	135,872,880	191,550,877	135,872,880	-	
2011	100,562,880	191,550,877	100,562,880	-	
2012	74,574,720	191,550,877	74,574,720	-	
2013	55,366,080	191,550,877	55,366,080	-	
2014	40,959,600	191,550,877	40,959,600	-	
Total	1,846,571,760	1,915,508,772	1,356,869,189	489,702,571	

Convert standard cubic feet into cubic meters:

Year	m ³	m ³	m ³	m ³	MW
2005	9,573,289	5,423,298	5,423,298	4,149,991	1.00
2006	9,509,307	5,423,298	5,423,298	4,086,009	1.00
2007	9,461,320	5,423,298	5,423,298	4,038,023	1.00
2008	7,014,014	5,423,298	5,423,298	1,590,716	1.00
2009	5,190,530	5,423,298	5,190,530	-	0.96
2010	3,846,911	5,423,298	3,846,911	-	0.71
2011	2,847,194	5,423,298	2,847,194	-	0.52
2012	2,111,402	5,423,298	2,111,402	-	0.39
2013	1,567,556	5,423,298	1,567,556	-	0.29
2014	1,159,672	5,423,298	1,159,672	-	0.21
Total	52,281,194	54,232,978	38,416,455	13,864,739	

APPENDIX 6

Details of the electricity baseline and its development:

In accordance with 29 (b) in Appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities, the baseline for the Project is defined as the kWh produced by the renewable generating unit multiplied by an emission coefficient (measured in kgCO₂/kWh) calculated as the weighted average emissions (in kgCO₂/kWh) of the current generation mix.

Electricity Generation

Three grids account for the 48,467 GWh total electricity generated in the Philippines in January to November 2003: Luzon - 72%, Visayas - 15%, and Mindanao - 13%.³⁰ The government-owned National Power Corporation dominates power generation.

Grid fuel composition

The fuel mix of electricity generation for the Luzon grid is shown in Table 1 provided by the DOE.

Table 1: Fuel Mix of Electricity Generation for Luzon Grid in January – November 2003³¹

Type	Weight (%)
Oil-based	8%
Hydropower	11%
Geothermal	7%
Coal	38%
Natural Gas	36%
Total	100%

No data is publicly available for the grid carbon emission factor or actual fuel consumption specific to the Luzon grid. DOE publishes only the grid composition.³²

³⁰ 2004-2013 Philippine Power Development Plan, Department of Energy www.doe.gov.ph

³¹ Ibid

³² Ibid

Carbon Emission Factors (CEFs) by Generation Type

The PDD estimates the CEFs using data from the International Energy Agency detailing fuel consumption for each generation type, and carbon emission factors provided by IPCC guidelines. For example, the CEF for coal is calculated as follows:

$$\begin{aligned}
 \text{CO}_2 \text{ emission} &= [\text{fuel consumption (IEA)}] \times [\text{net calorific value (IPCC)}] \times [\text{carbon emission factor (IPCC)}] \times [\text{oxidation factor (IPCC)}] \times [44/12] \\
 &= [3,989 \times 10^3 \text{ toe}] \times [41.868 \text{ TJ}/10^3 \text{ toe}] \times [26.8 \text{ tC}/\text{TJ}] \times [0.98] \times [44 \text{ tCO}_2/12 \text{ tC}] \\
 &= 16,083,426 \text{ tCO}_2
 \end{aligned}$$

The individual CEF (tCO₂/MWh) will then be calculated with the CO₂ emission (tCO₂) divided by the electricity generated (MWh) by that fuel type.

$$\begin{aligned}
 \text{CEF} &= 16,083,426 \text{ tCO}_2 / 18,789,000 \text{ MWh} \\
 &= 0.856 \text{ (tCO}_2/\text{MWh)}
 \end{aligned}$$

Similar calculations are carried out for other types of fossil fuel-based power generation, while a CEF of zero is assigned to hydro and geothermal.

The relevant figures are reproduced in Table 2.

Table 2: Carbon Emission Factors for Electricity Generation

	Fuel Consumption ('000 toe) ³³	Electricity Generated (MWh) ³⁴	Energy Content (TJ) ³⁵	CEF (tC/TJ) ³⁶	Oxidation factor ³⁷	CO2 emission (tCO2)	Assumption	Individual CEF (tCO2/MWh)
Petroleum	2,504	9,866,000	104,837	21.1	0.99	8,029,816	residual fuel oil	0.814
Hydro	611	7,104,000	25,581	0	0	0		0
Geothermal	8,977	10,442,000	375,849	0	0	0		0
Coal	3,989	18,789,000	167,011	26.8	0.98	16,083,426	anthracite	0.856
Gas	11	35,000	461	15.3	0.995	25,708	natural gas (dry)	0.735
Total		46,236,000				24,138,950		

³³ "Energy Balances of Non-OECD Countries, 2000-2001", International Energy Agency

³⁴ Ibid

³⁵ Table 1-1 IPCC Workbook

³⁶ Table 1-1 IPCC Reference Manual

³⁷ Table 1-6 IPCC Reference Manual

Weighted Average Emissions for electricity generation in Luzon Grid

The weighted average emissions for the current generation mix of the Luzon grid as of January to November 2003 is estimated to be 0.655 kgCO₂/kWh which is the sum of the products of the weight of each fuel type in the grid and the CEF for each fuel type as shown in the Table 3.

Table 3: Weighted Average Emissions for Electricity Generation of Luzon Grid (January – November 2003)

Fuel Type	(1) Weight in Grid (%)	(2) CEF (kgCO ₂ /kWh)	(1) X (2) Weighted CEF (kgCO ₂ /kWh)
Oil-based	8%	0.814	0.065
Hydropower	11%	0	0
Geothermal	7%	0	0
Coal	38%	0.856	0.325
Natural Gas	36%	0.735	0.264
Total	100%		0.655

Thus, the Project's electricity baseline emissions, based on the formula stated in E.5, are calculated as follows:

Table 4: Grid Electricity Displacement

	Capacity Used	Power Plant Operation	Gross Electricity Produced	Electricity Utilized by Project	Net Electricity Delivered to Grid	Weighted Average Emissions of Luzon Grid	Electricity Baseline Emissions
Year	MW	hours/year 8,000	kWh	kWh	Kwh	kgCO ₂ /KWh	kg of CO ₂ /yr
2005	1.00	8,000	8,000,000	69,456	7,930,544	0.655	5,194,507
2006	1.00	8,000	8,000,000	69,456	7,930,544	0.655	5,194,507
2007	1.00	8,000	8,000,000	69,456	7,930,544	0.655	5,194,507
2008	1.00	8,000	8,000,000	69,456	7,930,544	0.655	5,194,507
2009	0.96	8,000	7,656,640	69,456	7,587,185	0.655	4,969,606
2010	0.71	8,000	5,674,644	69,456	5,605,188	0.655	3,671,398
2011	0.52	8,000	4,199,944	69,456	4,130,489	0.655	2,705,470
2012	0.39	8,000	3,114,566	69,456	3,045,110	0.655	1,994,547
2013	0.29	8,000	2,312,329	69,456	2,242,873	0.655	1,469,082
2014	0.21	8,000	1,710,652	69,456	1,641,196	0.655	1,074,983
Total			56,668,775		55,974,218		36,663,113

APPENDIX 7

Public Consultation

Payatas Operations Group Office
Payatas, Quezon City
5 December 2003

A. Participants

	Organization/Association	Number of Representatives
1	Payatas Operations Group (POG), Office of the Mayor, Quezon City	2
2	Baranggay ³⁸ Payatas	1
3	Payatas Scavenger Association Group (PSAG)	3
4	Alyansa ng Maralitang sa Payatas Estate (AMPAT - Scavengers Sector)	1
5	Payatas Recycling Movement (PRM) /Payatas Scavengers Association Inc. (PSAI)	1
6	Payatas Recycling Exchange (PARE) / Payatas Scavengers Association Inc. (PSAI)	1
7	Payatas Alliance Recycling	2
8	Payatas Recycling Movement (PRM)	1
9	Payatas Junkshop Scavenger Association (PAJOSA) 1	1
10	Payatas Junkshop Scavenger Association (PAJOSA) 2	1
11	Junk Shop	2
12	REN Transport Corp.	1
13	Food Court	1
14	Paaralang Pangtao (School)	1
15	Payatas Parent Association for Children Rehabilitation Inc. (PPACRI) / Vencentian Missionaries Social Development Foundation Inc. (VMSDFI)	4
16	Vencentian Missionaries Social Development Foundation Inc. (VMSDFI) / ILPP	1
17	Homeless People Federation of the Philippines (HPFP)	1
	Total	25

³⁸ The baranggay is the smallest political unit in the Philippines, equivalent to a village.

APPENDIX 7

Public Consultation (continued)

C. Minutes of the Public Consultation

Meeting started 10 AM.

1. Introduction by Col. Jaymalin, Payatas Operations Group
2. Consultation objectives by E. S. Garcia, PNOC EC
3. Presentation: PNOC EC background information and project objectives by S.E. Chua, PNOC EC

Questions raised during the open forum:

4. **Question:** What will be the effect of the project to the residents in the community and the people working in the dumpsite?

Answer: The project will have positive effects to the environment and safety of the dumpsite. It will mitigate the adverse environmental impact of the gas emitting from the dump as this will be collected and used for generating electricity. It will also eliminate fires in the dumpsite especially during the dry season and as the leachate will be drained properly, it would stabilize the dump or prevent landslides as what happened before. This could even extend the usable life of the dump.

5. **Question:** What will be the role or participation of the workers in the dumpsite to the project?

Answer: The project needs the support and cooperation of the whole community. For those people working directly in the dumpsite, they could, among others, oversee the equipment that will be brought in and the project facility to prevent pilferage, assist in policing the dumpsite and support the preparations, construction and plant operations.

6. **Question:** What is the capacity of the plant during rainy and dry seasons?

Answer: Based on the preliminary studies and testing conducted, the plant can maintain the proposed 1mW capacity for 10 years provided dumping will continue until 2007 and is regardless of the weather conditions.

7. **Question:** What sicknesses that could emerge or breakout as a result of the gas that is continuously emitting from the dumpsite?

Answer: The gas or gasses being generated from the dumpsite are basically non-toxic and does not cause harm or diseases. In addition, the project, as mentioned earlier, will lessen the negative environmental impact of the gas generated as this will be collected and used for power.

APPENDIX 7

Public Consultation (continued)

8. **Question:** Will the safety of the children or the educational center nearby the dumpsite be compromised by the project?

Answer: The safety of the children as well as the center will not be compromised as its location is distant from the project site.

9. **Question:** Who will benefit or the beneficiaries of the project?

Answer: Everybody in the community will benefit from the project as mentioned earlier. As far as the electricity that will be generated, this might result in cheaper and more reliable electricity in the area. However, it is important to note that the PNOC EC project is just a part of a bigger project which is the conversion of the existing dumpsite to a controlled one. PNOC EC will coordinate with the POG on what other benefits that await the community and workers in the dumpsite.

10. **Question:** When is the start of the project?

Answer: The project is a continuation of the gas production testing conducted in 2001.

Meeting adjourned at 11:30 AM.

Prepared by: R. V. Oliquino (sgd), PNOC EC

Approved by:

E. S. Garcia (sgd), PNOC EC

添付資料 9

MINUTES OF THE CONSULTATION
(Proposed 1MW Payatas Dumpsite Power Plant)
Payatas Operations Group Office
Payatas, Quezon City
December 5, 2003

Attendees:

Payatas Operations Group
Col. Jameel Jaymalin
Luis Sabater

PNOC Exploration Corporation
Eriberto S. Garcia,
Suzette E. Chua
Rolly V. Oliquino

Mitsubishi Securities Company, Ltd.

Others (refer to attendance sheet)

1. Introduction by Col. Jaymalin
2. Consultation objectives by E. S. Garcia
3. Presentation: PNOC EC background information and project objectives by S.E. Chua

Questions raised during the open forum:

4. Question: What will be the effect of the project to the residents in the community and the people working in the dumpsite?

Answer: The project will have positive effects to the environment and safety of the dumpsite. It will mitigate the adverse environmental impact of the gas emitting from the dump as this will be collected and used for generating electricity. It will also eliminate fires in the dumpsite especially during the dry season and as the leachate will be drained properly, it would stabilize the dump or prevent landslides as what happened before. This could even extend the usable life of the dump.

5. Question: What will be the role or participation of the workers in the dumpsite to the project?

Answer: The project needs the support and cooperation of the whole community. For those people working directly in the dumpsite, they could, among others, oversee the equipment that will be brought in and the project facility to prevent pilferage, assist in policing the dumpsite and support the preparations, construction and plant operations.

6. Question: What is the capacity of the plant during rainy and dry seasons?

Answer: Based on the preliminary studies and testing conducted, the plant can maintain the proposed 1mW capacity for 10 years provided dumping will continue until 2007 and is irregardless of the weather conditions.

7. Question: What sicknesses that could emerge or breakout as a result of the gas that is continuously emitting from the dumpsite?

Answer: The gas or gasses being generated from the dumpsite are basically non-toxic and does not cause harm or diseases. In addition, the project, as mentioned earlier, will lessen the negative environmental impact of the gas generated as this will be collected and used for power.

8. Question: Will the safety of the children or the educational center nearby the dumpsite be compromised by the project?

Answer: The safety of the children as well as the center will not be compromised as its location is distant from the project site.

9. Question: Who will benefit or the beneficiaries of the project?

Answer: Everybody in the community will benefit from the project as mentioned earlier. As far as the electricity that will be generated, this might result in cheaper and more reliable electricity in the area. However, it is important to note that the PNOC EC project is just a part of a bigger project which is the conversion of the existing dumpsite to a controlled one. PNOC EC will coordinate with the POG on what other benefits that await the community and workers in the dumpsite.

10. Question: When is the start of the project?

Answer: The project is a continuation of the gas production testing conducted in 2001.

Meeting adjourned at 11:30 AM.

Prepared by:

Approved by:

R. V. Oliquino (sgd)

E. S. Garcia (sgd)



Payatas Gas Extraction and Utilization Project
PUBLIC CONSULTATION
 POG OFFICE, Payatas, Quezon City
 December 5, 2003

ATTENDANCE SHEET

Name	Agency/Company	Signature
1. Raron Pacheco	Junk Shop	R Pacheco
2. ERNESTO D. PEREZ	PAYATAS ALLIANCE RECYCLING INC.	[Signature]
3. VIRGILIO R. Manaya	PSAG	Manaya
VIRGIE M. AYENITU	PSALG	[Signature]
TIRSO PABAYLO	PADOSA II	[Signature]
Leonora D. Perez	Payatag	[Signature]
Juan. Plan & Tiller	Payatag Alliance Recycling Inc.	[Signature]
VUKO B. VUKO IN	PSAT	[Signature]
RIZALDY ARIVAN	PAQE PSAT	[Signature]
Ofelia L. Bagapko	HPFP	Bagapko
Cecilia P. Villanar	PPACRI/Vincentian	[Signature]
Asuncion Osabel	PPACRI/Vincentian	[Signature]
JOSE NEMITO C. MARANA	REN TRANSPORT CORP.	[Signature]
Lilia R. Japason	PPACRI/Vincentian	[Signature]
[Signature]	PPACRI/VMSDFI	[Signature]
LeFicia B. Reyes	Paaralang Pantas	[Signature]
Angeminda D. Masao	Ampat-Savanger	[Signature]
Edith dela Cruz	PRM. (Payatas Recycling Movement)	[Signature]
IB JOEL O BULAN	PBJOSA	[Signature]
REYNALDO G. UNGRIA	BRGY. PAYATAS. REP.	[Signature]
Emmanuel B. Conde	Food Mount ASST.	[Signature]
Renia C. Conde	Junk - Shop	[Signature]
Fr. Joel Y. Bernards	VMSDFI / ILDP	[Signature]

Abbreviated Words:

PSAG	:	Payatas Scavenger Alliance Group
PAJOSA	:	Payatas Junkshop Scavenger Association
PARE	:	Payatas Recycling Exchange
PSAI	:	Payatas Scavenger Association Inc.
PRM	:	Payatas Recycling Movement
AMPAT	:	Alyansa ng Maralita sa Payatas Estate
HPFP	:	Homeless People Federation of the Philippines
VMSDFI	:	Vicentian Missionaries Social Development Foundation Inc.
PPACRI	:	Payatas Parent Association for Children Rehabilitation Inc.