

平成 20 年度CDM／JI事業調査

フィリピン・精米工場における 籾殻利用発電 CDM 事業調査

報告書

平成21年2月



日本技術開発株式会社

目 次

概要

第1章 フィリピンの基本情報	1
1.1. フィリピンの政治・経済・社会	1
1.1.1. 基礎データ	1
1.1.2. 国土・自然・人口	1
1.1.3. 歴史	3
1.1.4. 政治・行政	4
1.1.5. 外交	7
1.1.6. 経済	7
1.2. フィリピンのエネルギー事情	9
1.2.1. フィリピンのエネルギー資源	9
1.2.2. 電力概況	9
1.2.3. 電力需給	11
1.3. フィリピンの環境関連政策	12
1.4. フィリピンの CDM 政策	17
1.4.1. CDM 準備態勢のながれ	17
1.4.2. 温室効果ガス (GHG) 排出量実績・予測	17
1.4.3. 承認体制	19
1.4.4. 具体的な手続き方法	21
1.4.5. 承認基準	22
1.5. フィリピンの稲作事情	23
1.5.1. 生産量	23
1.5.2. 価格	25
第2章 プロジェクト概要	27
2.1. プロジェクトの概要	27
2.1. プロジェクト参加者	27
2.3. プロジェクトの背景	28
2.4. プロジェクトの持続可能な開発への貢献	29
第3章 調査内容	30
3.1. 調査課題	30
3.2. 調査実施体制	31

3.3. 調査内容	32
第4章 プロジェクトの実施計画	43
4.1. 精米工場の将来計画	43
4.2. プロジェクト領域	44
4.3. プロジェクト実施体制	44
4.4. プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間	45
4.5. プロジェクト実施スケジュール	45
第5章 籾殻発電システム	46
5.1. 全体計画	46
5.2. プラントシステム検討	46
5.2.1. ボイラー	46
5.2.2. タービン発電機	46
5.3. 燃料としての籾殻量	47
5.4. 籾殻処分量	47
第6章 予想される温室効果ガス(GHG)削減量	48
6.1. 方法論の適用及びモニタリング計画	48
6.1.1. 適用された方法論	48
6.1.2. 当該方法論を適用できる理由	48
6.1.3. モニタリング計画	49
6.2. 温室効果ガス(GHG)排出削減量算定	53
6.2.1. ベースラインシナリオ及びプロジェクトシナリオの検討	53
6.2.2. 化石燃料代替による GHG 排出削減量	53
6.2.3. メタン発生回避による GHG 排出削減量	59
6.2.4. 本プロジェクト実施による温室効果ガス(GHG)排出削減量	61
第7章 環境・社会影響分析	63
7.1. 環境影響分析	63
7.2. 社会影響分析	64
7.3. ステークホルダーへの説明会	65
第8章 事業性検討	67
8.1. 初期事業費	67
8.2. 税制	67

8.3. プロジェクトの収入	68
8.3.1. 軽油消費削減	68
8.3.2. グリッド電力消費削減	69
8.3.3. クレジット売却	69
8.4. プロジェクトの支出	70
8.4.1. 運営・維持管理費	70
8.4.2. 減価償却費	71
8.4.3. 税金及び借入金利息	71
8.4.4. CDM プロジェクト登録等	71
8.5. 資金計画	72
8.6. 経済性分析	72
8.7. 追加性の検討	75
8.8. 事業化に向けての見込み・課題	75
第9章 ホスト国におけるコベネフィットの実現	77
9.1. 背景	77
9.2. ホスト国における公害防止効果	77

添付資料

- ・ PDD (Project Design Document)

概 要

調査名

フィリピン・精米工場における籾殻利用発電 CDM 事業調査

団体名

日本技術開発株式会社

1. プロジェクトの概要

(1) ホスト国、地域

フィリピン・イサベラ州サンマニエル市

(2) プロジェクトの概要

本プロジェクトは、ルソン島中央部のサンマニエル市にある精米会社である Isabela La Suerte Rice Mill 社の 3 精米工場から排出される、未利用の廃棄物である籾殻（47,000t/年）を燃料として利用する、発電容量 2MW の発電プロジェクトである。

本プロジェクトの実施により、現在、精米工程に使用されているディーゼル発電電力及び公共グリッドからの給電電力を、カーボンニュートラルな精米後の籾殻をクリーンエネルギー源として利用することで代替する。さらに、一部埋立処分されて腐敗している籾殻からのメタンの排出を抑制することにつながる。

プロジェクト実施者として、日本技術開発㈱、Isabela La Suerte Rice Mill 社とフィリピンにおける CDM プロジェクトを実施している Trenzen Group 社.を予定している。プロジェクト開始時期は、2010 年 1 月を目標としている。

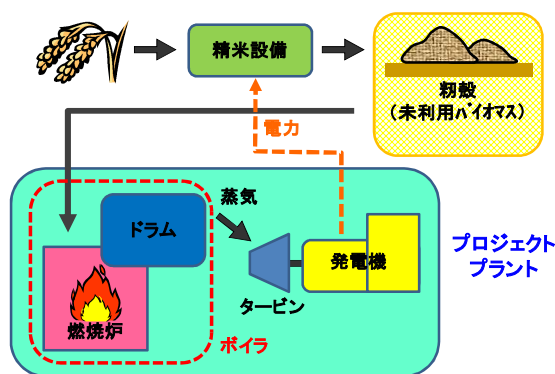


図-1 プロジェクト概念図

2. 調査内容

(1) 調査課題

- CDM ホスト国承認に関する状況
 - ・ 承認状況（承認日数、類似プロジェクト等）
 - ・ 政府の開発方針
- 精米工場の現状

- ・精米工程の現状
- ・精米作業の実績（稼働日数、稼働時間等）
- ・使用電源（化石燃料使用等）
- ・籾殻処分の状況（使用トラック台数、処分場の現状等）
- ベースライン方法論の適応
 - ・方法論の選択
 - ・プロジェクトバウンダリーの定義
 - ・ベースラインシナリオの特定
 - ・温室効果ガス（GHG）排出削減量の計算
 - ・モニタリング手法・計画の立案
- 発電システムの検討
 - ・発電システムの概念設計
 - ・ボイラーの選択
 - ・タービン発電機の選択
 - ・発電に利用される籾殻の量
- 事業性検討
 - ・プラント建設費の積算
 - ・プラント維持管理費の積算
 - ・プロジェクトの収入
 - ・事業性の評価のためのベンチマーク決定
 - ・追加性の証明
 - ・資金計画
- 事業化協議
 - ・プロジェクト実施体制
 - ・プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間
 - ・プロジェクト実施スケジュール
- 環境影響評価
 - ・ホスト国における環境影響評価に関する制度調査
 - ・プロジェクト実施に係る環境影響の検討
 - ・その他の間接影響
- 温暖化対策と公害対策のコベネフィット実現方法及び指標化

(2) 調査実施体制

●Tranzen Group Inc.（以下「Tranzen 社」）

フィリピンにおける CDM プロジェクトを開発・推進している会社であり、本調査では政府機関や現地業者との会議に参加した。

●Isabela La Suerte Rice Mill Corporation（以下「ILSRM 社」）

プロジェクトサイト（精米工場）を所有し、本調査ではサンマニユエル市との会議に参加し、必要なデータの収集を行った。

●Pasig Agricultural Development & Industrial Supply Corporation（以下「PADISCOR

社」)

ILSRM 社の精米機器を設計・納入している。PDD 作成では、精米工程に関するデータ収集を担当した。

●Falck Exp. Inc (以下「Falck 社」)

本調査では、現地調査の調整及びフィリピンでのエネルギー関連データの収集を担当した。

(3) 調査の内容

1) CDM ホスト国承認に関する状況

フィリピンの CDM 指定国家機関 (DNA) である環境天然資源省 (DENR: Dpartment of Environmant and Natural Resouces) へのヒアリング及びその Web サイトでの調査を行い、ホスト国承認に関する状況を調査した。また、ホスト国の CDM 承認の体制及び承認手順等についても整理を行った。

最新のフィリピン政府承認済みプロジェクトリスト (2008 年 6 月時点) によると、62 プロジェクトに対してホスト国承認のレターが発行されており、そのうち 20 プロジェクトが CDM 理事会の承認も得ている (2008 年 12 月末日時点)。また、約 8 割が廃棄物管理に分類されるプロジェクトである。本プロジェクトと類似する承認済みプロジェクトは、ILSRM 社提出の既存の 1MW 籾殻発電プロジェクトである (政府承認レター発行: 2007 年 4 月 25 日)。

本プロジェクトで導入したいと考えているメタン回避の方法論 (AMS-III.E.) に関しては、適切な方法論に従っていれば問題ないとのコメントを DENR より得られた。

2) 精米工場の現状

現地視察では、燃料となる籾殻の発生源である ILSRM 社の 3 精米工場 (本社工場、第 1 工場及び第 2 工場) での精米工程、運転状況、使用電源が調査された。3 精米工場の年間精米量は、合計で 216,000 t である。発生された籾殻量は年間合計 47,400 t で、総稲籾の重量の約 22% に相当する。本社工場の敷地内では 1MW 籾殻発電プラントと 350kW のディーゼル発電機が稼働し、合計 1,350kW が発電されている。また、本社工場に隣接する第 1 工場及び第 2 工場では、軽油価格が高騰したため、ディーゼル発電を使用せず、公共グリッドからの電力を購入している。また、現地調査では、本社工場で使用されているディーゼル発電機 (350kW) の燃料消費量及び公共グリッド電力使用料についても調査した。

既存の 1MW 籾殻発電プラントは、フィリピン開発銀行の融資を受けて、2007 年 5 月にプラント建設が完工し、同年 8 月より運転を開始している。この発電プロジェクトは CDM プロジェクトを目指しているもので、フィリピン政府の承認を 2007 年 4 月に、英国政府の承認を 2007 年 11 月に得ている。しかしながら、CDM 理事会の登録には至っていない。今回の調査で、この 1MW 籾殻発電プロジェクトが Validation 段階で中断していることが判明した。この 1MW プロジェクトでは、英国の CERs バイヤーが Validation の費用を負担する契約になっている。主な中断の理由は、英国の CERs バイヤーの Validator に対する費用の未払いである。現在、1MW 籾殻発電プラントは運転されているが、CER の獲得がなく運転は赤字状態である。ILSRM 社は、1MW 籾殻発電プラントの運転は、新規の公

共グリッドからの電力購入や新規のディーゼル発電機及び燃料の購入より、費用負担が小さいと判断している。現在、1MW プロジェクトの CDM 理事会への登録作業を再開している。

本プロジェクトは、信頼できるパートナー及びバイヤーを切望する ILSRM 社のアプローチから始まった。新プロジェクトでは、利用可能な将来の籾殻量を考慮し、スケールメリットが期待される 2MW の発電を計画している。

現地調査では、籾殻の処分状況についても調査した。3 精米工場で発生する 47,400 t/年の籾殻は、前述の 1MW 発電プラントで 23,100 t/年が使用されているが、残りの 24,300 t/年の半分がサンマニエル市の指定する最終処分場に処分され、残り半分が付近の河川沿いサイトに投棄処分されている。また、本社工場から、サンマニエル市の指定する最終処分場及び河川沿いの処分サイトまでの距離は 5~10km 程度である。籾殻を処分は、ILSRM 社が所有する 3 台のトラック（積載容量 1.5 トン）で 40~50 往復/日の運搬で行っている。

3) 予想される温室効果ガス(GHG)排出削減量

既存の 1MW プロジェクトの方法論は、化石燃料の代替のみでメタン発生回避を含んでいないが、本プロジェクトではメタン発生回避の方法論も導入する。また、現地調査により、3 精米工場で消費される電力が、化石燃料を使用するディーゼル発電及び公共グリッドからの給電により賄われている状況を確認した。河川沿いサイトに投棄処分されている籾殻は暴風雨の際に河川の下流へ押し流されることから、籾殻の腐敗によるメタン発生はサンマニエル市の指定する最終処分場においてのみ生じていると判断した。これらを基に、本プロジェクトのプロジェクトバウンダリーを決定し、ベースラインシナリオを作成した。最適な方法論を選定し、予想される温室効果ガス排出削減量も計算した。更に、モニタリング手法・計画を立案した。

その結果、本プロジェクトの実施により予想される温室効果ガス排出削減量は、プロジェクト期間 10 年の合計 186,756 tCO_{2e}、年間平均 **18,675 tCO_{2e}/年**である。

4) 発電システムの検討

本プロジェクトでは、本社精米工場の敷地内に、発電所建屋（ボイラー、タービン発電機、変送電設備）、籾殻供給・備蓄室、水処理設備、焼却灰備蓄室等を設置する。本プロジェクトで導入する主な技術要素は、ボイラー及びタービン発電機を選択である。

5) 事業性検討

本調査では、ボイラー、タービン発電機の購入費を含む初期投資額の積算を行った。2008 年 10 月時点の為替レートで、530 百万円と見積もられる。また、本プロジェクトの収入は、籾殻発電プラントで発電した電力の ILSRM 社への売電収入、と CERs の売却益である。

プロジェクトの初期投資額及び収入の積算の他に、CDM 登録及び CERs 発行手数料、税金、維持管理費等も加味し、本プロジェクトの経済性を検討した。その結果、CERs の売却益がない場合の内部利益率（IRR）は 9.1%で、ベンチマークとしたフィリピン国内銀

行の長期金利（10%）を下回り、CERs の売却益がある場合には IRR が 15.8%と採算性が向上する。

6) 追加性証明の検討

本調査では、本プロジェクトは小規模 CDM に分類されるため、追加性証明はプロジェクト実施に係る 1 つ以上のバリア（障壁）を証明できればよいことから、投資バリアの証明を行った。その結果、CERs の売却益がない（CDM として実施されない）場合は投資の魅力に乏しく、CERs の売却益により経済性が大きく改善されることが証明された。

本プロジェクトのサイト内で実施されている 1MW 粉殻発電プロジェクトが、国連に CDM 登録されずに運転開始している。本プロジェクトが BaU とみなされる懸念があるため、非公式であるが DOE から次のコメントを得た。「BaU とみなされるかどうかは、既存の 1MW 粉殻発電プロジェクトが国連に CDM 登録されていない状況であっても、CDM としてホスト国承認（2007 年 4 月承認済み）まで進んでいるという状況であれば問題ないのでは」、また「既存の 1MW プロジェクトが国連に CDM 登録された場合は、本プロジェクトの追加性も証明される」。本プロジェクトと類似する粉殻発電プロジェクトは、CERs の売却益なしでは事業性が悪いため、CDM 登録なしでは新たなプロジェクトは実施されないものと考えられる。

7) 事業化協議

本調査では、プロジェクト実施予定者である ILSRM 社、Tranzen 社及び日本技術開発とで、本プロジェクトの進め方を協議した。主な、協議内容は、実施スケジュール、実施体制、プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間、資金計画である。

資本金出資比率は、CDM プロジェクトに対しフィリピンで習慣的に適応される「鉱業法」を基に、フィリピン側 60%程度、日本側 40%程度と決定した。但し、両国側とも現在のプロジェクト出資者以外の少数企業の参加も認めることとした。資金調達は、プロジェクトの総コストの 30%を資本金出資、70%を銀行からの融資とする。融資先は、既存 1MW プロジェクトの融資先である「フィリピン開発銀行」を第一候補とすると決めた。また、CERs の売却先は、日本の NEDO から優先交渉することを再確認した。

ステークホルダーミーティングの開催及びフィリピン DNA へのホスト国承認については、フィリピン側出資者が責任を持って実施することを決めた。更に、本調査の終了後、プロジェクト実施のための SPC（合弁会社：特別目的会社）設立に向けて具体的な協議に移ることを確認した。

8) 環境影響評価

ホスト国における環境影響評価に関する法律、基準等を調査した。廃棄物発電プロジェクトに分類される本プロジェクトのプラント規模（2MW）では、初期環境調査書（IEE: Initial Environmental Examination）の提出による環境適合証明（ECC: Environmental Compliance Certificate）が必要である。また、本プロジェクト実施に係る環境影響及び社会影響として、温室効果ガス削減、廃棄物発生削減、電力供給、雇用創出、環境保全意識の普及啓発等が期待される。

9) 温暖化対策と公害対策のコベネフィット実現方法及び指標化

プロジェクトサイトのあるサンマニユエル市でも、予算不足等により廃棄物問題への対策はニーズが高い。本プロジェクト実施により、2MW の籾殻発電プラントで燃料として消費される 39,270 t/年の籾殻は、廃棄物としての埋立処分が回避されるため、廃棄物発生削減という公害防止効果として定量化できる。

3. プロジェクトの事業化

(1) プロジェクトバウンダリー及びベースラインの設定

プロジェクトバウンダリーは、既存の精米設備及びプロジェクトで建設する発電プラントとする。

現在、精米工場から発生しているバイオマスである籾殻の一部は、の同敷地内で稼働中の 1MW 発電に使用され、残りの籾殻は市の指定する最終処分場及び一般的な慣例として河川沿いに投棄処分されている。籾殻の処分場所（最終処分場及び河川沿い）は、プロジェクトの実施により処分場からのバイオマス腐敗によるメタン発生の回避がなされるため、プロジェクトバウンダリー外となる。また、プロジェクト実施により処分場所への籾殻の輸送からの温室効果ガス排出も削減されるため、プロジェクトバウンダリーに含む。プラントの建設予定地は精米工場の敷地内であり、輸送距離はほとんど無視できるため、プロジェクト実施による籾殻の輸送のための距離の増加はない。また、精米工場で使用する電力は、燃料として化石燃料の軽油が使用されているディーゼル発電機及び不安定な公共グリッドからの給電により賄われている。

以上の状況を本プロジェクトのベースラインシナリオとするが、河川沿いに投棄処分されている籾殻については、暴風雨の際に河川の下流へ押し流されることもあることから、籾殻の腐敗によるメタン発生は、市の指定する最終処分場においてのみ発生している状況をベースラインシナリオとする。

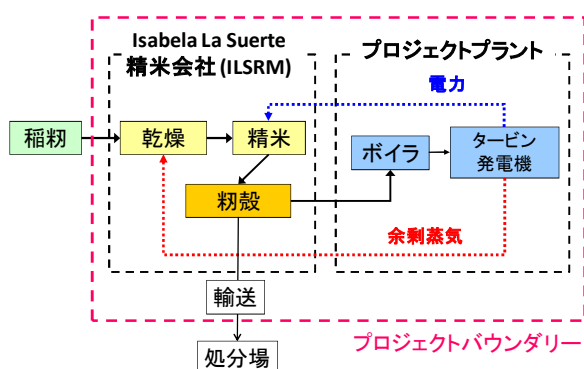


図-2 プロジェクトバウンダリー

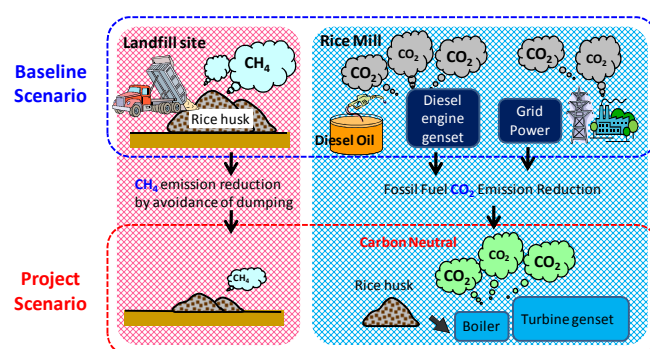


図-3 ベースラインシナリオとプロジェクトシナリオ

本プロジェクトでは、方法論は AMS-I.C. Thermal energy for the user with or without electricity（利用者のための熱エネルギー方法論）と AMS-III.E. Avoidance of methane production from decay of biomass through controlled combustion, gasification or mechanical/thermal treatment（管理燃焼、ガス化又は機械処理・熱処理によるバイオマスの腐敗からのメタン生成回避）を適用する。

方法論 AMS-I.C.は、家庭又は利用者に、化石燃料を利用するものに替えて、熱エネルギーを供給する再生可能エネルギー技術が対象であり、バイオマスに基づいた電力を生成する発電システムも当該カテゴリーに含まれる。また、方法論 AMS-III.E.は、管理燃焼等により、バイオマス等の腐敗からのメタン発生を回避するものである。

本プロジェクトは、精米工場で発生する籾殻を“管理燃焼”することにより「発電」を実施し、それらのプロジェクト活動により、現状、最終処分場に投棄処分されている籾殻の腐敗及びメタン発生を回避する。また、本プロジェクトの計画発電容量は 2MW であり、15MW 以下であることから、本プロジェクトは小規模 CDM プロジェクトである。したがって、上記の適用条件に該当するため、小規模方法論 AMS-I.C.及び AMS-III.E.が適用できる。

1) 化石燃料代替による温室効果ガス（GHG）排出削減量

y 年におけるベースライン排出量は以下の式で算出される。

$$BE_y = BE_{\text{power, fuel, y}} + BE_{\text{power, grid, y}}$$

BE_y : y 年中にプロジェクトによって代替される電力のベースライン排出量

$BE_{\text{power, fuel, y}}$: y 年中にプロジェクトによって代替される精米工場での化石燃料使用による電力のベースライン排出量

$BE_{\text{power, grid, y}}$: y 年中にプロジェクトによって代替される公共グリッド給電のベースライン排出量

精米工場での化石燃料使用による電力からのベースライン排出量は以下の式で算出される。

$$BE_{\text{power, fuel, y}} = Q_{y, \text{ diesel}} \times EF_{\text{diesel}}$$

Q_y : 年間軽油消費量

EF_{diesel} : 軽油の CO₂ 排出係数

$$= \underline{\underline{3,101 \text{ tCO}_2\text{e/year}}}$$

公共グリッド給電からのベースライン排出量はプロジェクト実施により代替される公共グリッドからの電力量にグリッドの排出係数を乗じて算出される。

$$BE_{\text{power, grid, y}} = EG_y \times EF_{y, \text{ grid}}$$

EG_y : プロジェクト実施により代替されるグリッドからの電力量

$EF_{y, \text{ grid}}$: グリッド排出係数

グリッド排出係数は、AMS-I.D.及び電気システムに関する排出係数計算ツール（Tool to calculate the emission factor for an electricity system）に規定される手続にしたがい、オペレーティングマージン（OM）とビルドマージン（BM）を統合したコンバインドマージン（CM）排出係数 $EF_{\text{grid, CM, y}}$ を求める。

求められたグリッドの排出係数は、

$$\begin{aligned} EF_{y, \text{ grid}} &= EF_{\text{grid, CM, y}} = EF_{\text{grid, OM, y}} \times W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid, BM, y}} \times W_{\text{BM}} \\ &= 0.672 \times 0.5 + 0.381 \times 0.5 \end{aligned}$$

$$= 0.526 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

プロジェクト開始予定の 2010 年における精米工場全体での電力需要は、3 工場あわせて 3,500kW ((24 時間、年間 300 日稼働を想定)と見込まれる。このうち、プロジェクトサイトとなる本社工場及び隣接する第 2 工場での電力需要は 3,100kW と見込まれるため、本プロジェクトの計画発電容量 2,000kW 及び既存の 1MW プラントから給電する計画である。

本社工場及び第 2 工場に必要な電力は、本社工場で使用されているディーゼル発電 350kW 以外はグリッドからの給電でまかなわれている。このため、本プロジェクトでは、ディーゼル発電 350kW 及びグリッドからの電力の 1,650kW 分を合わせた 2,000kW をプロジェクト実施により代替する。

したがって、公共グリッド電力からのベースライン排出量は、

$$\begin{aligned} BE_{\text{power, grid, y}} &= 1650 \times 24 \times 300 \times 0.526 \\ &= 6,249 \text{ tCO}_2\text{e/year} \end{aligned}$$

ベースライン排出量 BE_y からプロジェクト排出量 PE_y 及びリーケージ L_y を差し引いたものが GHG 排出削減量となる。

よって、AMS-I.C.により算出される、精米工場での化石燃料代替及びグリッド電源代替による GHG 排出削減量は、3,101 + 6,249 = 9,350 tCO₂e/year となる。

2) メタン発生回避による GHG 排出削減量

現状、既存の 1MW 発電に使用されない籾殻は、市の指定する処分場及び河川沿いに投棄処分されている。河川沿いに投棄処分されている籾殻については、暴風雨の際に河川の下流へ押し流されることもある。このことから、籾殻の腐敗によるメタン発生は、市の指定する最終処分場においてのみとし、『AMS-III.E.: 管理燃焼、ガス化又は機械処理・熱処理によるバイオマスの腐敗からのメタン生成回避』を用いて、ベースライン排出量を算出する。

y 年における籾殻腐敗によるベースライン排出量(BE_y)は以下の式で算出される。

$$BE_y = BE_{CH_4, SWDS, y}$$

BE_y : y 年中の籾殻腐敗によるメタン発生のベースライン排出量

BE_{CH₄, SWDS, y} : y 年中に処分場で発生するメタン量から算定される CO₂ 換算 GHG 排出量

BE_{CH₄, SWDS, y} は、『Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site』: 廃棄物処分場の埋立廃棄物からのメタン排出量決定ツール』を用いて算出される。

$$BE_{CH_4, SWDS, y} = \varphi \cdot (1-f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1-OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k_j \cdot (y-x)} \cdot (1 - e^{-k_j})$$

ϕ	: 計算モデルの不確実性のためのモデル補正係数 (IPCC デフォルト値:0.9)
f	: 処分場における現在のメタン回収、フレア燃焼、利用率 (=0)
GWP_{CH_4}	: メタンの温暖化係数 (IPCC デフォルト値:21)
OX	: 酸化係数 (IPCC デフォルト値:0)
F	: 埋立ガス中のメタン濃度 (IPCC デフォルト値:0.5)
DOC_f	: 分解される有機炭素の割合 (IPCC デフォルト値:0.5)
MCF	: メタン回収率 (IPCC デフォルト値:0.8)
$W_{j,x}$	: x年に埋立された廃棄物 j の埋立量 (=21,650t/年)
DOC_j	: 廃棄物 j の分解される有機炭素の割合 (IPCC デフォルト値:0.5)
k_j	: 廃棄物 j の分解係数 (IPCC デフォルト値:0.035)
j	: 廃棄物の種類 (IPCC デフォルト:Wood)
x	: クレジット期間中の対象年 (2010～2019 年)
y	: メタン発生が計算される年

プロジェクト排出量は、発電プラントでの化石燃料等の助燃剤燃焼、ベースラインシナリオでの処分場への運搬距離からプロジェクトシナリオでの発電プラントへの籾殻運搬距離の差による化石燃料使用増加、プロジェクトから排出される焼却残さ等の処分場やその他利用者への運搬距離増加による化石燃料使用増加等により算出される。

本プロジェクトの発電プラントでは化石燃料等の助燃剤燃焼等を行わないため、プロジェクト排出量はない。また、本プロジェクトの実施による籾殻焼却後の残さについては、周辺農家に肥料として無償で提供するため運搬のための化石燃料の使用が想定されるが、プロジェクト実施により、籾殻の処分場へ運搬が不要となるため、プロジェクト排出量の増加はないと判断される。さらに、発電プラント建設予定地と籾殻貯蔵倉庫は同敷地内で、発電プラントへの籾殻運搬距離はほぼ無視できる。

ベースライン排出量 BE_y からプロジェクト排出量 PE_y 及びリーケージ L_y を差し引いたものが GHG 排出削減量となる。よって、AMS-III.E.により算出される、メタン発生回避による GHG 排出削減量は、以下のとおりである。

表-1 メタン発生回避による GHG 排出削減量

稼働年	メタン発生回避による ベースライン 排出量 (tCO ₂ e)	助燃剤等の 燃焼による プロジェクト 排出量 (tCO ₂ e)	運送距離増加 による プロジェクト 排出量 (tCO ₂ e)	リーケージ (tCO ₂ e)	メタン発生回避 による GHG排出 削減量 (tCO ₂ e)
2010	1,876	0	0	0	1,876
2011	3,688	0	0	0	3,688
2012	5,438	0	0	0	5,438
2013	7,128	0	0	0	7,128
2014	8,759	0	0	0	8,759
2015	10,334	0	0	0	10,334
2016	11,855	0	0	0	11,855
2017	13,324	0	0	0	13,324
2018	14,742	0	0	0	14,742
2019	16,112	0	0	0	16,112
合計	93,256	0	0	0	93,256

リーケージについては、エネルギー生成設備が他の活動から移送してきたものである場合、あるいは既存の設備が他の活動に移送される場合は、リーケージを考慮しなければならないが、本プロジェクトの発電プラントは他の活動とは独立して新たに新設されるものであるため、リーケージは考慮しない。

(2) モニタリング計画

本プロジェクトでは、AMS-I.C.及びAMS-III.E.に従って、排出削減量の検証に必要なパラメーターモニタリングする。モニタリングは、プロジェクトプラントの各箇所及び発電機等での籾殻燃焼量や発電量を直接測定することを基本としている。モニタリング計画では、それらの値を計装機器により測定する方法を採用する。本プロジェクトでモニターすべき項目について下記に示す。

- ・ $Q_{product, y}$: 年間籾殻発生量
- ・ $Q_{consump, y}$: 年間籾殻消費量（プロジェクトプラントでの燃焼量）
- ・ $Q_{ash_product, y}$: 年間焼却灰発生量
- ・ $Q_{ash_dump, y}$: 年間焼却灰処分量
- ・ Q_{steam} : 蒸気量
- ・ P_{steam} : 蒸気圧力
- ・ T_{steam} : 蒸気温度
- ・ EGy : 年間発電電力量
- ・ H : 稼動時間
- ・ CTy : トラック積載平均量
- ・ プロジェクト活動の関連規制

また、単位発電量当たりの籾殻消費量を設備仕様等から事前に特定しておく必要があり、実際に発電された電力量と、籾殻消費量と単位発電量から算出される電力量を比較しなければならない。

(3) 温室効果ガス (GHG) 削減量

プロジェクト実施により予想される GHG 排出削減量は、化石燃料使用代替及びグリッド電源代替による GHG 排出削減量及びメタン発生回避による GHG 排出削減量を合わせて以下のようなになる。

表-2 プロジェクト実施により予想される GHG 排出削減量

稼働年	化石燃料使用代替 及びグリッド電源 代替による GHG排出削減量 (tCO ₂ e)	メタン発生回避 による GHG排出 削減量 (tCO ₂ e)	合計 (tCO ₂ e)
2010	9,350	1,876	11,226
2011	9,350	3,688	13,038
2012	9,350	5,438	14,788
2013	9,350	7,128	16,478
2014	9,350	8,759	18,109
2015	9,350	10,334	19,684
2016	9,350	11,855	21,205
2017	9,350	13,324	22,674
2018	9,350	14,742	24,092
2019	9,350	16,112	25,462
合計	93,500	93,256	186,756

プロジェクト期間 10 年合計 186,756 tCO₂e、年間平均 18,675 tCO₂e／年の GHG 排出削減量となる。

(4) プロジェクト期間・クレジット獲得期間

プロジェクト開始：2010 年 1 月（予定）

プロジェクト実施期間：10 年間（建設期間除く） 2010 年 1 月～2019 年 12 月

プロジェクト実施スケジュールでは、2009 年度初頭に SPC を設立し、CDM に関する承認手続きを行いながら、2009 年 6 月から建設を開始して 2010 年 1 月からの稼働を目標としている。

(5) 環境影響・その他の間接影響

プロジェクト規模（プラント規模、発電容量、面積等）に応じてグループ分類及び必要な環境影響に係る手続きが定められており、『REVISED PROCEDURAL MANUAL FOR DENR ADMINISTRATIVE ORDER NO. 30 SERIES OF 2003 (DAO 03-30)』に記載されている環境影響に係る手続きの基準によると、本プロジェクトは、廃棄物発電プロジェクトに分類され、発電容量に応じて以下のように要求水準が異なる。

- ・発電容量 ≥ 50MW → EIS 提出 ECC 受領
- ・1MW ≤ 発電容量 ≤ 50MW → IEE 提出 ECC 受領
- ・発電容量 ≤ 1MW → PDR 提出 CNC 受領

本プロジェクトの計画発電容量は 2MW であるため、IEE の提出が必要となる。申請書類に問題がなければ、申請から 2 ヶ月程度で ECC が発行される。

(6) 利害関係者のコメント

サンマニユエル市のコメントは、「環境基準等を順守すれば、本プロジェクトのような事業は歓迎する。米のブランド向上にも繋がることを期待する。籾殻等を含めた廃棄物問題

は、予算不足、地方政府の権限の制限等による対策不足の状況であり、プロジェクト実施による廃棄物問題改善と電力供給は非常に良い」であった。

フィリピンでは、「ステークホルダーコメント収集のガイドライン（仮）（INTERIM GUIDELINES ON THE CONDUCT OF STAKEHOLDERS' CONSULTATION UNDER DAO 2005-17）」を策定し、ステークホルダーへの説明会の開催に関する手引きが示されており、ガイドラインには、ステークホルダーコメント収集の記録として、最低限、参加者リスト、議事録、意見要約等の書類が必要と記載されている。

このため、CDM プロジェクトのしくみを含め、プロジェクト内容を周辺住民が理解しやすいように、地球温暖化や温室効果ガス等の説明を加え、プレゼン資料等を作成して SPC 設立後をめどに周辺住民説明会を開催することとする。

(7) プロジェクトの実施体制

- ・出資予定者：ILSRM 社、Tranzen 社、日本技術開発㈱
- ・PDD 作成者：日本技術開発㈱
- ・技術提供：日本技術開発㈱
- ・CER 買取者：NEDO 技術開発機構（予定）

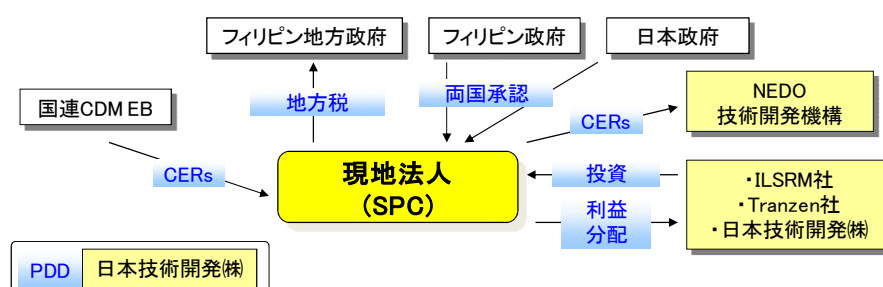


図-4 CDM プロジェクトの実施体制

(8) 資金計画

プロジェクト初期投資額のうち、資本金を除いた残りの 70%である 370 百万円をプロジェクトの SPC（合弁会社：特別目的会社）が「フィリピン開発銀行」より借入する計画である。返済期間は 5 年とする。

表-3 資金計画表

キャッシュフロー計算書	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
税引前当期利益		24	33	41	50	58	67	69	71	73	76
償却費(設備)		48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
借入金払込	370										
資本金払込	160										
1. キャッシュインフロー合計	530	72	81	89	98	106	114	117	119	121	123
法人税等支払い		-	-	-	-	-	-	-	7	7	8
借入金返済		74	74	74	74	74	0	0	0	0	0
EPC支払	450										
2. キャッシュアウトフロー合計	450	74	74	74	74	74	-	-	7	7	8
3. キャッシュフロー	80	-2	7	15	24	32	114	117	112	114	116
4. キャッシュフロー累計	80	78	84	99	123	155	270	386	498	612	728

(9) 経済性分析・追加性の証明

本プロジェクトは小規模 CDM に分類されるため、小規模 CDM の追加性証明は、投資バリア、技術バリア、一般的慣行バリア、その他バリアのうち、1 つ以上のバリア（障壁）が存在するためにそのままではプロジェクトが実施されないことが証明できればよいので、以下のストーリーで追加性の証明が可能と考える。既存の 1MW 発電プラントが稼働しているため、技術バリア及び一般的慣行バリアの存在を証明することは難しい。したがって、投資バリアの証明のために投資分析を行う。

既存の 1MW 発電プロジェクトは採算性がとれておらず、投資の魅力に乏しいため、そのままでは既存の 1MW 発電プロジェクトと同種の本プロジェクトの実施は難しい。本プロジェクトの経済性を CERs の売却益がない場合の IRR: 9.1%で、15 米ドル/CO₂t の CERs 売却益がある場合の IRR:15.8%と見積もられた。両者を比較すると、IRR に大幅な改善がみられ、本プロジェクトの CDM プロジェクトとしてのポテンシャルは高い。

●CERs 売却益なし IRR = 9.1% (8 年で回収)

●CERs 売却益あり IRR = 15.8% (6 年で回収)

本プロジェクトへの投資のベンチマークは、フィリピンの 10 年もの国債金利（7.5%前後（2008 年 3 月時点））、フィリピン開発銀行の長期金利（10%程度）から、最低ラインで 10%以上とした。CERs の売却益がない場合の IRR (9.1%) はベンチマークを下回るため、CDM プロジェクトでない場合は、実現可能性が低いと判断される。

以上より、少なくとも投資バリアが存在することが証明されるため、本プロジェクトの追加性は証明されると考える。

(10) 事業化の見込み・課題

1) 技術

本プロジェクトの事業化に向けて、技術的には海外技術に依存する部分はあるものの、既存のプラントが稼働しており、運転技術などの蓄積はあるため実現の可能性は高いものと思われる。

2) 金融情勢

世界的な金融危機が、フィリピン側出資者の資金計画に影響を与える可能性がある。一方、日本側出資者は、為替変動のリスクを考慮する必要がある。

3) CDM 登録に必要とされる期間

CDM 登録に至るまでに CDM 理事会等の審査手続きの長期化が懸念される。Validator の実績等を見ながら情報のやりとりなど CDM 登録に係る諸手続き等を円滑に行う必要がある。

4) 第 2 約束期間の動向

2013 年以降の動向によっては、CERs の売却益の低下が懸念される。

4. ホスト国におけるコベネフィットの実現

本プロジェクトは農業廃棄物残さである籾殻を利用した発電プロジェクトであり、プロジェクト実施によって処分されていた籾殻の有効利用により、廃棄物として発生していた籾殻の量が削減される。本プロジェクト実施により、**2MW** の籾殻発電プラントで燃料として消費される **39,270t/年**の籾殻は、廃棄物としての埋立処分が回避されるため、廃棄物発生量削減という公害防止効果として定量化できる。

さらに、本プロジェクト実施により、籾殻の腐敗による水質悪化、悪臭の発生の回避、また一部で行われている籾殻の野焼きによる大気汚染の削減なども挙げられ、バイオマスエネルギー発電による化石燃料での発電シェアの低減（化石燃料の使用削減）による大気汚染防止効果など、間接的に発生する大気汚染などの公害も抑制できるという改善効果ももたらされる可能性が示唆される。

以上

第 1 章 フィリピンの基本情報

1.1. フィリピンの政治・経済・社会

1.1.1. 基礎データ

我が国外務省のホームページ（各国・地域情報）よりフィリピン共和国（以下、フィリピン）に関する基礎データを表 1-1-1 に示す。

表 1-1-1 フィリピンに関する基礎データ（出典：外務省 HP）

一般事情	
面積	299,404km ² (日本の0.8倍)
人口	8,857万人(2007年8月実施 フィリピン国勢調査)
首都	マニラ(人口1,155万人)
人種	マレイ系主体 他に中国系、スペイン系、混血、少数民族
言語	国語はフィリピン語、公用語はフィリピン語と英語
宗教	カトリック(83%)、キリスト教(10%)、イスラム教(5%)
略史	1571年 スペイン統治開始 1946年 フィリピン共和国独立 1965年 マルコス大統領就任 2001年 アロヨ大統領就任
政治体制	
政体	立憲共和制
元首	グロリア・マカパガル・アロヨ大統領
議会	上・下二院制
政府	副大統領:マニエル・デ・カストロ 外務長官:アルベルト・ロムロ
経済	
主要産業	農林水産業(全就業人口の約37%が従事)
GDP	1,576億米ドル(2007年)
1人当たりGNP	1,777ドル(2007年)
経済成長率	7.3%(2007年)
物価上昇率	2.8%(2007年)
失業率	7.3%(2007年)

(2008年9月現在)

1.1.2. 国土・自然・人口

フィリピンはルソン島・ミンダナオ島等を中心に、大小合わせて約 7,000 の島々からなる島嶼国である。フィリピンの東にはフィリピン海が、西には南シナ海が、南にはセレベス海が広がる。日本とは、フィリピン海上で国境を接する（図 1-1-1）。

フィリピンの人口は、2004 年末で約 8,300 万人に達する。2000 年の国勢調査では、総人口のうち約 55%以上はルソン島に居住しており、次いでミンダナオ島（23.7%）、ビサヤ島（20.3%）とこの 3 地域が大半を占めている。これら地域の人口増加率はムスリム・ミンダナオ自治区が最も高く 3.86%、一方、マニラ首都圏は最も低く 1.06%であることから、都市部での人口成長率の増加というよりも、都市部への人口移動が、都市部における人口増加の要因と推測される。

人口の 8 割は、ローマ・カトリックであり、イスラム教徒は 5%、残りはプロテスタント、フィリピン独立教会、イグレスシア・ニ・クリスト等となる。民族構成はタガログ族 28%、セブアノ族 13%、イロカノ族 9%、残り 49%はビコール族 6%等である。言語はアストロネシア(マレーポリネシア)語族であり公用語は英語とフィリピノ語で、その他およそ 80 の言語がある。



図 1-1-1 フィリピンの位置図 (出典 : GEOGRAPHIC GUIDE)

フィリピンは 1 年を通して気温・湿度の高い熱帯モンスーン型気候に属する。フィリピンの気候は、雨季(6~10 月)と乾季(11~5 月)に分かれる。乾季はクールドライシーズン(11~2 月)とホットドライシーズン(3~5 月)に分けられる。他に 1 年中降雨があつて、雨季と乾季の区別がはっきりしない地方や、乾季の短い地方等がある。毎年熱帯性低気圧や台風の被害が出ている。年間平均気温は 27℃程度で年間を通じて寒暖の差がなく、1 年中平均気温前後で推移する。年間降水量は 1,700mm と日本よりも多く、特に 6~10 月の雨季降水量が非常に多い。

1.1.3. 歴史

スペインの歴史は前史、スペイン植民地時代（1565 年～1898 年）、米国植民地時代（1898 年～1946 年）、独立以後の時代（1946 年～現在）に大別される。各略史を以下に示す。

(1) 前史（～1565 年）

最初はネグリティ人、続いて南から来たマレー系の人々がフィリピン一帯に広がった。スペイン人来航直前の頃は中国や東南アジアとの交易で栄えイスラム教が広まったが、各領主は統一した国家を作るまでには至らなかった。1521 年、セブ島でマガリャンイス（マゼラン）殺害されたが、1565 年にはスペインのミゲル・ロペス・デ・レガスピがセブ島を征服したのを皮切りに、徐々に植民地の範囲を広げ、1571 年にはマニラ市を含む諸島の大部分がスペインの領土となった。

(2) スペイン植民地時代（1565 年～1898 年）

植民地時代にローマ・カトリックへの改宗が進み、領民を労役に使う大地主たちが地位を確立し、民衆の多くはその労働者となった。支配者であるスペインに対する反抗は幾度となく繰り返されたが、いずれも規模の小さな局地的なものであり容易に鎮圧されてしまった。独立運動が本格的になるのは、19 世紀末、フィリピン独立の父ホセ・リサールの活躍によるところが大きい。1898 年に米西戦争勃発により、アメリカ合衆国はエミリオ・アギナルドらの独立運動を利用するため支援。同年 6 月 12 日に独立宣言がなされる。

(3) 米国植民地時代（1898 年～1946 年）

アメリカは、スペインに勝利した後、フィリピンを植民地とする。その後フィリピン議会議員 M・ケソンの尽力で、米国議会は 1916 年ジョーンズ法でフィリピンに自治を認めた。1934 年米国議会はタイディングス・マクダフィー法で 10 年後の完全独立を認め、フィリピン議会もこれを承諾しフィリピン自治領に移行した。第 2 次世界大戦中に日本が占領し、1943 年にラウレルを大統領として独立した（第 2 共和国）。1945 年の日本敗戦に伴い米領に復帰した。1946 年に大統領マニエル・ロハスをたて独立した（第 3 共和国）。

(4) 独立以後（1946 年～現在）

独立後もアメリカの影響が強く、米軍に基地を提供したが、米軍のアジア駐留軍縮小及びピナトゥボ火山の噴火にともなう基地機能の低下により、米軍はフィリピンから撤退した。戦後はマルコス政権が長く続いたが、民衆の不満があり政権は崩壊した。その後、1998 年 ジョセフ・エストラダが大統領に就任し、その後 2001 年アロヨが大統領に就任した。

1.1.4. 政治・行政

政治体制は立憲共和制で、国家元首が大統領である。三権分立制度が確立して、立法府は上院と下院の二院制議会で、大統領等の弾劾権や戒厳令の取り消し権、閣僚等政府高官の人事承認権等がある。条約の批准は上院。司法は最高裁判所を中心に様々なシステムの下級裁判所があり、最高裁には違憲立法審査権等がある。また、正副大統領当選者の判定者でもある。行政の長は直接選挙で選ばれる大統領で任期は 6 年、再選禁止。大統領には法案拒否権や裁判官の任命権がある。

独立機関には憲法規定委員会として会計検査委員会、選挙管理委員会、公務員人事委員会がある。それぞれの委員長及び委員の任命は委員会の指名を受けて大統領が任命する。他に公務員の不正や汚職を調査、訴追するオンブズマン（行政監察官）制度が確立しており、行政監察院（オンブズマン事務局）が独立機関としてその任にあたる(図 1-1-2)。

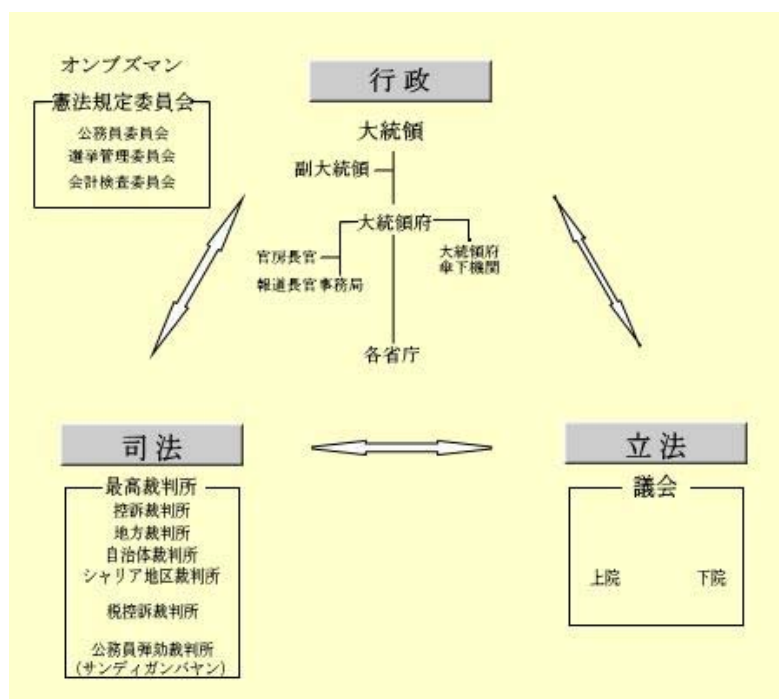


図 1-1-2 フィリピンの政治組織

憲法第 6 条により、立法権は上院と下院の二院制からなる議会に与えられる。また、憲法第 7 条により、行政権は大統領に与えられる。大統領は国民の直接選挙によって選ばれる。大統領の被選挙権は、国籍を有し読み書きができる 40 歳以上で選挙前 10 年間住民である者で、任期 6 年、再選禁止である。

憲法 8 条により司法権は最高裁判所と法律によって設置される下級裁判所に与えられる。議会により裁判所の管轄範囲等を決定される。法曹評議会が裁判官の候補者を提示し、大統領が任命する。最高裁の主な権限には違憲立法審査権や戒厳令布告及び人身保護令状の特権

の停止に関する根拠審査権等がある。また、正副大統領に関する選挙、集計、適格性に関する唯一の判定者でもある。

中央省庁は 1 府 20 省庁で編成され、大統領府は非常に多くの傘下機関を抱えるが、統廃合や移管等が頻繁に行われている(表 1-1-2)。

表 1-1-2 フィリピンの中央省庁

各機関	略称	英 名
大統領府	OP	Office of the President
報道長官事務局	OPS	Office of the Press Secretary
農業省	DA	Department of Agriculture
農地改革省	DAR	Department of Agrarian Reform
エネルギー省	DOE	Department of Energy
環境天然資源省	DENR	Department of Environment and Natural Resources
財務省	DOF	Department of Finance
予算管理省	DBM	Department of Budget and Management
社会福祉開発省	DSWD	Department of Social Welfare and Development
保健省	DOH	Department of Health
内務自治省	DILG	Department of Interior and Local Government
司法省	DOJ	Department of Justice
外務省	DFA	Department of Foreign Affairs
教育省	DepEd	Department of Education
労働雇用省	DOLE	Department of Labor and Employment
国防省	DND	Department of National Defense
公共事業道路省	DPWH	Department of Public Works and Highways
科学技術省	DOST	Department of Science and Technology
運輸通信省	DOTC	Department of Transportation and Communication
観光省	DOT	Department of Tourism
貿易産業省	DTI	Department of Trade and Industry
国家経済開発庁	NEDA	National Economic Development Authority

フィリピンの地方は、ルソン・ビサヤ・ミンダナオの 3 つのブロックに大別され、更に 17 の地方（1 首都圏、1 自治区、15 地方（Region））に分けられる。地方自治体としてはまず州、City（州都等の主要な市）、Municipality（市）に分かれ、それぞれの下に最小行政区のバラングイがある。なお、ムスリム・ミンダナオ自治区においては州を束ねる自治区政府が存在する(図 1-1-3)。全国に州は 79、City は 114、Municipality は 1,496、バラングイは 41,953 ある（2002 年 9 月現在）。

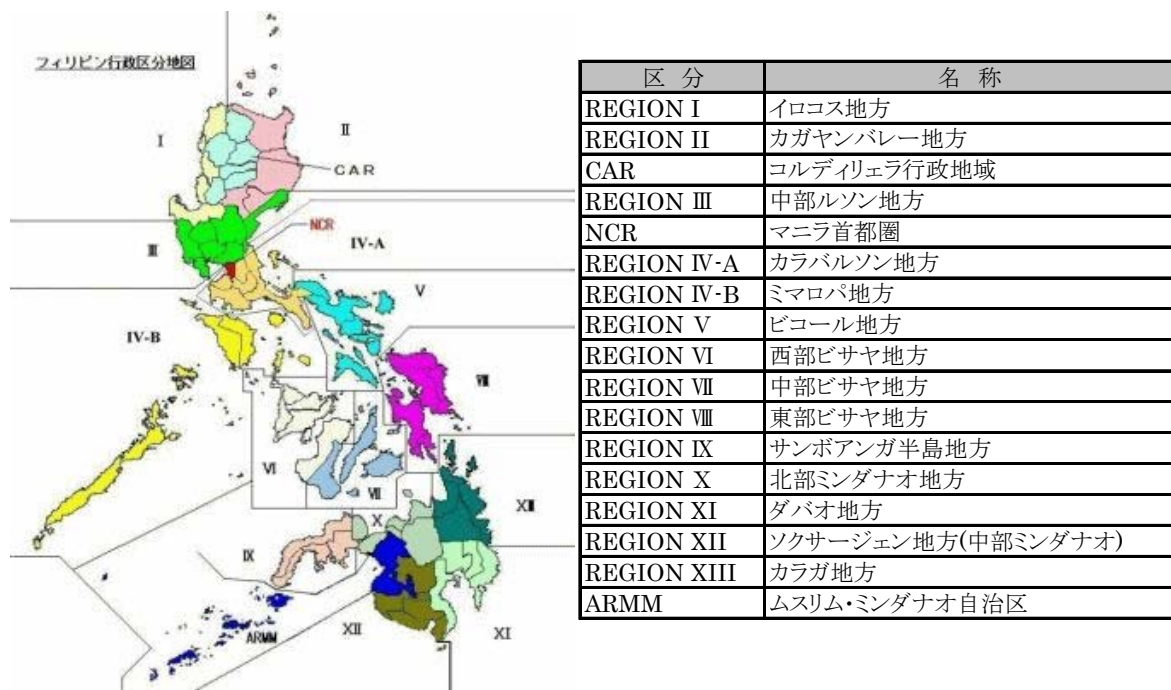
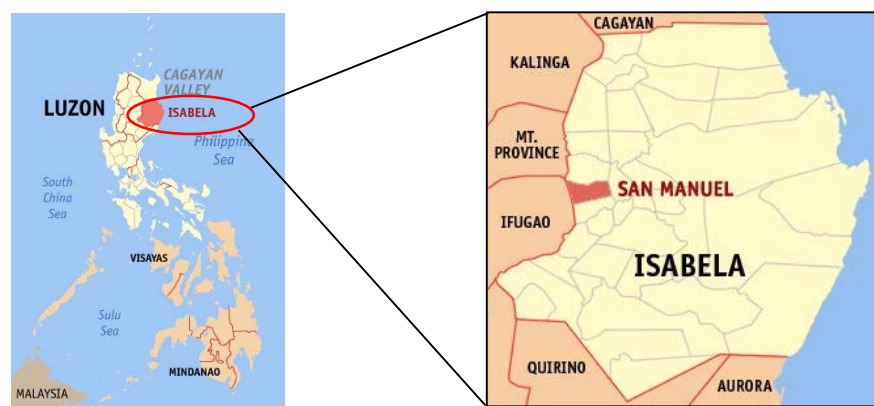


図 1-1-3 フィリピンの行政区区分

Region II のカガヤンバレー地方は、ルソン島北東部のバタネス州、カガヤン州、イサベラ州、ヌエバビスカヤ州、キリノ州の 5 州からなる。プロジェクトサイトは、このうち、イサベラ州のサンマニエル(San Manuel) Municipality に位置する。

イサベラ州は人口約 130 万人、カガヤンバレー地方で最も大きい州であり、今や北部地方でも第 1 の州である。35 の Municipality と 2 つの市を持つ。稲作及びトウモロコシの生産が盛んで最も大きな産業であり、近年は農作業及び精米などの設備も高度に機械化されつつある。

イサベラ州の中西部に位置するサンマニエル Municipality は人口約 2.7 万人、4 番目のインカムクラスに分類され、19 のバラングイを持つ。



(http://en.wikipedia.org/wiki/San_Manuel,_Isabela)

図 1-1-4 プロジェクトサイト位置図

1.1.5. 外交

我が国外務省（各国・地域情報）によれば、フィリピン外交の基本政策は、①2 国間及び地域的枠組みへの参加による安全保障政策の推進、②経済外交を通じた外資導入政策による経済・社会の発展、③海外出稼ぎ労働者の保護及び福利の推進である。

フィリピンは、2006 年 8 月より 1 年間、ASEAN 議長国をつとめ、同年 12 月の東アジア首脳会議（EAS）議長国でもあり、ASEAN 諸国との外交関係強化に熱心である他、豪州との海上保安対策を中心とする防衛協力、エネルギー政策及び海外出稼ぎ者の保護の観点から中東諸国との関係強化にも積極的に取り組んでおり、2006 年 5 月にはアロヨ大統領がサウジアラビアを国賓として訪問した。

2006 年は日本とフィリピンの国交正常化 50 周年であり、アロヨ大統領は、大統領令にて同年を 2 国間の「友好年」、国交を回復した 7 月 23 日を「友好の日」と宣言している。

オープニング行事として、本年 1 月、マニラでは日本側主催の和太鼓公演、東京ではフィリピン側主催クラシック・コンサートが行われ、その後も本年を通じ、日・比双方で各種記念行事が実施されることとなっている。これまで、外相の相互訪問、各種政策対話、文化行事等を実施しており、2 国間関係が多方面で緊密化している。

1.1.6. 経済

財政収支は 1998 年に赤字に転落し、その後、2002 年をピークに対 GDP 比 4～5%の赤字で推移している。

実質経済成長率は 5～7%で推移しており、6.1%を達成した 2004 年に比べ 2005 年は減速したが、2006 年から再度上昇し、2007 年には 7.3%と 31 年ぶりの高成長を達成している。1 人当たり GNP も順調に推移している一方、消費者物価上昇率は不安定な動きを見せている。失業率は 2004 年をピークに 2007 年は 7.3%に下げている。

このように、2007 年に入りフィリピンの経済成長率が近年の水準に比べ一段、上昇した背景には、アロヨ政権による財政改革により政府財政ポジションが近年、大きく改善し、それが同国への国際的信頼を高め、ペソの上昇を促し、さらにインフレ率および金利の低下に結びつくという好循環が実現されてきたことがあると見られている。

表 1-1-3 フィリピンの主要経済指標の推移（出典：日本貿易振興機構 HP）

項目	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年
実質GDP成長率 (%)	4.6	4.7	6.1	5.0	5.4	7.3
名目GDP総額 (億ドル)	771	793	864	988	1,175	1,440
1人当たりGNP (ドル)	1,034	1,038	1,100	1,158	1,352	1,625
消費者物価上昇率 (%、平均)	3.1	3.1	6.0	7.6	6.2	2.8
失業率 (%、平均)	11.4	11.4	11.8	11.4	8.0	7.3

現在の公的債務は4兆ペソ超で、特に国家電力公社の債務は深刻で、電力料金の値上げ、発電資産の売却及び送電部門の民営化による債務解消を図ろうとしているが、進捗状況は予定より大幅に遅れている。

2006年の経常収支は50億2,200万ドルの黒字になった。貿易・サービス収支（国際収支ベース）は、76億2,400万ドルの赤字だったが、在外フィリピン人労働者（OFW）からの本国向け送金が計上される移転収支が131億8,900万ドルの黒字であったことが主因である。経常収支は、4年連続の黒字を維持した。同年のOFWによる送金額は、前年比17%増で過去最高の124億4,810万ドルに達しており、フィリピンの国際収支構造を見る上でOFWからの資金送金の位置づけは大きい。

2006年の貿易額は、輸出入ともに過去最高を記録した。輸出は前年比14.9%増の474億1,012万ドル、輸入は同9.3%増の540億7,799万ドルと、初めて500億ドルを突破した。ただし、貿易収支は6年連続の赤字となるなど、依然として赤字体質から脱却できていない。輸出全体の約6割を占めるエレクトロニクス製品は、世界的なIT需要の回復を受けて、2006年の輸出を牽引した。輸入では、電子部品・半導体が最大輸入品目であるが、近年は国際的な原油価格の高止まりを背景に、石油製品のシェアが上昇している。また、裾野産業の脆弱性から、フィリピンではエレクトロニクス主要部品のほとんどを海外から輸入し、加工組立輸出する構造となっている（表1-1-4）。

表 1-1-4 フィリピンの貿易収支の推移（出典：日本貿易振興機構 HP）

(単位:億ドル)

項 目	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年
貿易収支 (国際収支ベース)	-2.2	-12.8	-7.0	-77.7	-67.3	-82.4
輸出額	352	362.2	396	411	470	503
対日輸出額	69.6	69.7	76.3	71.8	77.6	72.9
輸入額	354.3	375	403	441	515	553
対日輸入額	90.4	89.1	88.7	72.2	70.0	66.1

フィリピンの主要貿易国は日本、アメリカ、中国、シンガポール等となっている。輸出品目は電子・電気機器、輸送用機器等、輸入品目は通信・電気機器、電子部品、発電用重電機器等である。

1.2. フィリピンのエネルギー事情

1.2.1. フィリピンのエネルギー資源

2002 年～2006 年までのフィリピンのエネルギー自給率は 50%程度であるが、年々自給率が上昇している。2006 年のエネルギー内訳は、全エネルギーに対して輸入石油の依存度は 34%、石炭は 11%となっており、国内での自給率は石油、天然ガス、石炭を合わせても 11%となっている。このため、フィリピンエネルギー省（Department of Energy : DOE）は、エネルギー政策の支柱にエネルギー自給割合の増加を掲げ、2006 年には水力、風力、地熱、バイオマス等で全エネルギーの 44%を占めている。

表 1-2-1 フィリピンのエネルギー収支表

(単位：重油換算百万バレルMMBFOE)

項目	2002	2003	2004	2005	2006
国産エネルギー	137.02	140.96	143.83	146.84	148.65
輸入エネルギー	129.92	127.80	124.95	122.21	119.65
合計	266.94	268.76	268.78	269.05	268.30
成長率 (%)	1.36	0.68	0.01	0.10	-0.28
自給率 (%)	51.33	52.45	53.51	54.57	55.40

(出典：DOE Philippine Energy Plan 2007-2014)

更に、フィリピン政府は輸入化石燃料への依存から脱却するため、以下の目標を掲げている。

- ・国内産エネルギー資源の探鉱・開発・利用（特に、石油と天然ガス）
- ・再生可能エネルギーの開発強化
- ・代替エネルギー利用の増強（輸入石油から国内産天然ガス、ココナッツメチルエステル、エタノール、オートガス（自動車用液化石油ガス：LPG）へのシフト）
- ・他国との戦略的協調関係の構築
- ・省エネ及びエネルギー保全対策の強化

1.2.2. 電力概況

フィリピン全土の発電設備容量は 2007 年末時点で 15,937MW である。エネルギー資源別にみると、石炭が 26.4%と最も多く、次いで石油ベース 22.7%、水力 20.6%、天然ガス 17.8%、地熱 12.3%となっている。その他風力、太陽光等の再生可能エネルギーはわずか 0.16%である(表 1-2-2)。

表 1-2-2 フィリピン全土発電設備容量 (2007 年)

項目	発電設備容量 (MW)
石炭	4,213 (26.4%)
石油ベース	3,616 (22.7%)
天然ガス	2,834 (17.8%)
地熱	1,958 (12.3%)
水力	3,289 (20.6%)
その他再生可能エネルギー等	26 (0.2%)
計	15,937 (100.0%)

(出典 : DOE, Power Sector Situationer, 2007)

フィリピン全土の発電量を見ると、2006 年から 2007 年にかけて約 5.0%増加し、59,612GWh に達している。2007 年の化石燃料由来の発電量依存率は 68.4%となっている。

表 1-2-3 フィリピン全土発電量

(単位:MWh)

項目	2005	2006	2007	
石油ベース	6,141,444	4,664,799	5,148,006	
コンバインドサイクル	90,608	238,870	652,834 (1.1%)	
ディーゼル	5,716,977	4,152,144	4,161,675 (7.0%)	
ガスタービン	25,295	193	9,045 (0.0%)	
オイルサーマル	308,564	273,593	324,452 (0.5%)	
石炭	15,257,178	15,294,066	16,837,096 (28.2%)	68.4%
天然ガス	16,860,917	16,365,960	18,789,414 (31.5%)	
地熱	9,902,443	10,465,279	10,214,688 (17.1%)	
水力	8,386,773	9,939,413	8,563,433 (14.4%)	31.6%
風力	18,986	54,612	59,151 (0.1%)	
計	56,567,740	56,784,130	59,611,788 (100.0%)	

(出典 : DOE, Power Sector Situationer, 2007)

また、ルソン系統の発電量を見ると、2006 年から 2007 年にかけて約 5.8%増加し、全系統の発電量の 73%を占める 43,620GWh に達している。また、2007 年の化石燃料由来の発電量依存率は 81.2%となっている。

表 1-2-4 ルソン系統発電量

(単位:MWh)

項目	2005	2006	2007		
石油ベース	2,021,641	1,711,415	2,192,048		
コハインドサイクル	90,608	238,870	652,834	(1.5%)	
ディーゼル	1,910,774	1,315,067	1,348,033	(3.1%)	
ガスタービン	1,433	-	-	(0.0%)	
オイルサーマル	18,826	157,478	191,182	(0.4%)	
石炭	14,653,275	14,099,158	14,417,796	(33.1%)	81.2%
天然ガス	16,860,917	16,365,960	18,789,414	(43.1%)	
地熱	2,742,203	3,519,417	3,600,503	(8.3%)	18.8%
水力	4,331,224	5,492,271	4,562,309	(10.5%)	
風力	17,469	53,235	57,842	(0.1%)	
計	40,626,730	41,241,457	43,619,911	(100.0%)	

(出典 : DOE, Power Sector Situationer, 2007)

1.2.3. 電力需給

フィリピン全土の発電設備容量は 15,937MW、運転可能容量は 13,205MW で、2007 年時点ではピーク需要を満たす供給量が確保されている(表 1-2-5)。2007 年のピーク需要 8,986MW は 2006 年の 8,760MW から 2.6%増加している。ルソン系統のピーク需要はファン及びエアコン等の空調機器が使用される夏季におこる一方で、ビサヤ及びミンダナオ系統のピーク需要は 12 月におきている。

表 1-2-5 フィリピン全土ピーク需要 (2007 年)

項目	発電設備容量 (MW)	運転可能容量 (MW)	ピーク需要 (MW)
ルソン系統	12,172	10,029	6,643
ビサヤ系統	1,832	1,494	1,102
ミンダナオ系統	1,933	1,682	1,241
計	15,937	13,205	8,986

(出典 : DOE, Power Sector Situationer, 2007)

エネルギー需要は、2002 年の 189.7 MMBFOE から 2003 年には 195.9 MMBFOE と 3.2%増加している。今後の電力需要も年々着実な伸びが見込まれており、2005 年～2014 年までに 4.7%成長すると予測されている (図 1-1-5)。

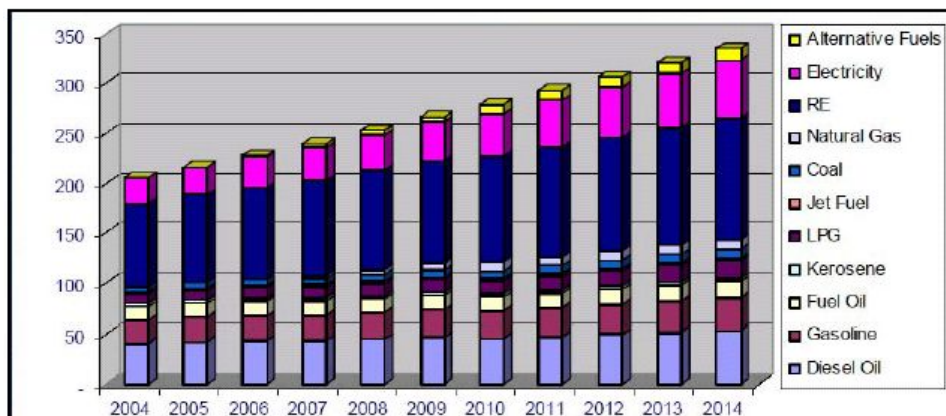


図 1-1-5 フィリピンの最終エネルギー需要予測：燃料別（単位：MMBF0E）（出典：DOE (2005)）

1.3. フィリピンの環境関連政策

1.3.1. 環境政策

(1) 環境行政の歩み

フィリピンにおける環境法は、1976年の大統領令984号に基づき国家公害制御委員会及び国家環境保護委員会が設置されたことに始まる。翌年には、大統領令1151号（フィリピン環境政策）及び1152号（フィリピン公害法典）が公布され、環境行政が開始された。1987年6月10日、アキノ大統領の誕生を機会にフィリピンの行政機構の大改革が行われ、大統領令192号によって環境天然資源省(DENR: Department of Environmental Natural Resources)が設置され、その中に環境管理局が設置され、現在の体制の基礎が整った。その後1990年に水の利用によって河川等の分類を行う管理令(DAO90-34)及びその分類ごとに排水規準を定める管理令(DAO90-35)が施行され、水質管理の強化が行われた。

しかしながら、1990年代以降、フィリピンにおける環境悪化が深刻化し、新たな対応を迫られていることに議会が気づき、近代的な環境保全のコンセプトを盛り込んだ新たな法律が次々と立法化された。

RA6969「有害物質及び有害核廃棄物規正法」（1990年）

RA8749「大気浄化法」（1999年）

RA9003「生態的固形廃棄物管理法」（2000年）

RA9275「水質浄化法」（2004年）

これらの法律を施行するために必要な施行規則(IRR: Implementing Rules and Regulations)は、それぞれの法令ごとに作成され、さらに施行規則を実施するために必要な多くの手続き規則や技術ガイドラインが作成されている。

(2) 環境行政組織

フィリピンにおける環境管理は、30 年余りの歴史を有しているが、現在は、1987 年に設立された環境自然資源省（DENR：Department of Environment and Natural Resources）が中心的役割を果たし、特にその内部機関である環境管理局（EMB：Environmental Management Bureau）が、政策的な環境管理計画の作成、各種管理令や手続き規則、技術ガイドラインの作成等を実施し、全国 16 ヶ所の EMB 地域事務所が環境関連法令の施行を実施している。環境影響評価制度等も EMB の内部部局である環境影響評価課が担当し、地域事務所が業務の窓口である。

(3) 環境基準

① 大気基準

大気汚染防止に関する大気的环境基準については、1999 年の法律 8749 号大気浄化法及び同法施行規則(DAO 2000-18)に規定されている。基準としては、望ましい（あるべき）大気の質に関する基準、工場等固定発生源の排出基準、自動車等の移動発生源からの排出基準がある。

表 1-3-1 国家大気質環境基準（一般項目）

(NCM:25°C、1atmの1m³)

項 目	短期			長期		
	(µg/NCM)	(ppm)	平均 曝露時間	(µg/NCM)	(ppm)	平均 曝露時間
浮遊粒子状物質						
TSP ※1	230	-	24時間	90	-	1年間
PM-10 ※2	150	-	24時間	60	-	1年間
二酸化硫黄	180	0.07	24時間	80	0.03	1年間
二酸化窒素	150	0.08	24時間	-	-	
光化学オキシダント	140	0.07	1時間	-	-	
〃（オゾン）	60	0.03	8時間	-	-	
一酸化炭素	35mg/Nm ³	30	1時間	-	-	
	10mg/Nm ³	9	8時間	-	-	
鉛	1.5	-	3ヶ月	1.0	-	1年間

※1: 中央直径が25～50µmを超えない浮遊粒子状物質の基準値

※2: 十分なモニタリングデータが収集されるまでの中央直径10µmを超えない
浮遊粒子状物質の暫定基準値 その後適切な指針値を設定する

表 1-3-2 特定排出源大気汚染物質全国排出基準

(NCM : 25℃、1atmの1m³)

項 目	(mg/NCM)
アンチモン及びその化合物	10
ヒ素及びその化合物	10
カドミウム及びその化合物	10
一酸化炭素	500
銅及びその化合物	100
硫化水素	87
鉛	10
水銀	5
ニッケル及び ニッケルカルボニルを除 くその化合物	20
窒素酸化物 (新設)	500
微粒子	200
五酸化リン	200
二酸化硫黄	700
亜鉛	100

② 水質基準

水質基準については、2004 年に水質浄化法 (RA9275) が成立し、その施行規則 (DAO 2005-10) は 2005 年 5 月に発効したばかりである。その法律に水質基準の改定を行うよう明記されているものの、1990 年の DAO である河川分類の基準 DAO 1990-34 号及び排水基準 DAO1990-35 号に規定されている基準が現在使用されている。

表 1-3-3 有害物質項目 (淡水 Class C (工業用水 1 級)、新設プラント)

項 目	数 値
ヒ素	0.2 (mg/L)
カドミウム	0.05 (mg/L)
六価クロム	0.1 (mg/L)
シアン化物	0.2 (mg/L)
鉛	0.3 (mg/L)
総水銀	0.005 (mg/L)
PCB	0.003 (mg/L)
ホルムアルデヒド	1.0 (mg/L)

表 1-3-4 一般項目（淡水 Class C（工業用水 1 級）、新設プラント）

項 目	数 値
色度	150 (PCU)
温度(上昇分)	3 (°C)
pH	6.5-9.0 (—)
COD	100 (mg/L)
沈殿性物質(1時間)	0.5 (mg/L)
BOD5	50 (mg/L)
SS	70 (mg/L)
TDS	- (mg/L)
界面活性剤	5.0 (mg/L)
油分(エーテル抽出法)	5.0 (mg/L)
フェノール類	0.1 (mg/L)
大腸菌	10,000 (MPN/100mL)

③ 有害廃棄物の管理や化学物質の管理

化学工場等の生産活動の結果排出される有害な産業系の廃棄物は、健康に重大な支障を及ぼすおそれがあることから、1990 年に RA6969「有害物質及び有害核廃棄物規正法」によって規制されている(フィリピン・ビジネスハンドブック(2006 年版)フィリピン日本人商工会議所)。

1.3.2. 固形廃棄物処理

(1) 固形廃棄物問題

フィリピン全土で発生する固形廃棄物（都市ごみ）は、2005 年で約 24 千トン/日と推定されている。マニラ首都圏は、そのうちの約 6 千トン/日を占める。このまま増加すると、発生する固形廃棄物量が、2010 年には約 29 千トン/日に達することが予想され、都市部を中心に分別排出を基本としたごみの減量化・資源化に対する取り組みが始められている。また、収集したごみを処分する処分場については、従来型のオープンダンピングは環境保全上悪影響が多いことから、投棄したごみの上に毎日土をかけ（覆土）、処分場から滲出してくる水を処理する衛生埋立てへの移行も計画されている。ごみの収集、運搬、処分等の一連の活動は、地方行政機関（LGUs）の業務とされているが、その予算の増額が不可欠であり、経済が発展し、固形廃棄物問題を改善することができるよう地方行政機関の財源の拡大を可能とするときが来ることが期待されている。

マニラ首都圏では、固形廃棄物処理に関しての業務は各自治体から民間委託の方向に推移しており、経済的に豊かな自治体の行政区内の中心部では、ごみの散乱はあまり見られなくなった。ただ、河川などへの不法投棄も少なくないことから、住民・事業者に対して今後とも教育・啓発を継続していかなくてはならない状況にある。

その一方で、各種工場から排出される産業系の有害廃棄物に対する対応は遅れており、適切な処理施設及び最終の受入施設が整備されていないことから、工場敷地内に保管せざるを得ない工場も増えており、施設整備の促進が急がれる。

(2) 固形廃棄物処理行政

廃棄物に関係する法令としては、1975年の大統領令第825号(PD825; Providing Penalty for Improper Disposal of Garbage and Other Forms of Uncleanliness and for Other Purposes)が廃棄物の不法投棄に関する罰則を定め、同第856号衛生法規(PD856; Code on Sanitation)が地方自治体の廃棄物の処理責任を規定している。この第856号では、飲料水、下水道及びごみ処理等の基準を定めている。さらに、1977年制定の大統領令第1152号の第5章において、廃棄物処理計画及び廃棄物処理の方法を規定している。

このような廃棄物問題の解決に向けて、マニラ首都圏における廃棄物中継基地、管理型処分場の建設が計画されており、その早急な推進が課題となっている。産業廃棄物については、共和国令第6969号(Republic Act; RA6969; Toxic Substances and Hazardous and Nuclear Wastes Control Act of 1990)が1990年に制定されたが、対策は遅れており、主要産業からの廃棄物の排出実態の調査、それに基づく処理計画の策定、処分場や処理施設の建設等、やはり早急な対策が必要とされている。現状では有害廃棄物の埋立は禁止されているがその処分施設がないために問題となっている。

基本的に固形廃棄物分別・収集は、特に土壌還元される有機性廃棄物や再利用可能な廃棄物は、バラングイ単位で実施し、再利用できない特殊廃棄物については市町村の責任となっている(フィリピン・ビジネスハンドブック(2006年版)フィリピン日本人商工会議所)。

1.4. フィリピンの CDM 政策

1.4.1. CDM 準備態勢のながれ

フィリピンは、1998年4月15日に京都議定書に署名、同年10月22日に締約している。更に、2003年11月に京都議定書を批准し、2004年6月25日に大統領令320号（Executive Order No.320）によって、環境天然資源省（DENR：Department of Environment and Natural Resources）がCDMの認定国家機関（DNA：Designated National Authority）として指定された（表1-4-1）。

表 1-4-1 フィリピンにおける CDM 準備態勢のながれ（出典：京都メカニズム情報プラットフォーム）

1991年5月	気候変動省庁委員会(IACCC)設立
1994年8月	国連気候変動枠組条約批准
1995年	ALGAS開始
1998年4月	京都議定書署名
1999年	国別GHGインベントリー作成
2003年9月	IETAマニラ会合ホスト
2003年11月	京都議定書批准
2004年6月	DNA設立

ALGAS: Asia Least-Cost Greenhouse Gas Abatement Strategy
(アジア最小コスト温室効果ガス削減戦略)

IACCC: Inter-Agency Committee on Climate Change (気候変動庁委員会)

IETA: International Emissions Trading Association (国際排出権取引協会)

IACCC (Inter-Agency Committee on Climate Change) 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及び国連気候変動枠組条約（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。

現在、フィリピンは、改善された国別温室効果ガス（GHG）インベントリの取組み、気候変動の緩和と気候変動の潜在的影響への適用のための行動計画、そして第2次国別報告書（あるいは気候変動枠組条約UNFCCCの締約国会議（COP）への意見）の準備の段階にある。

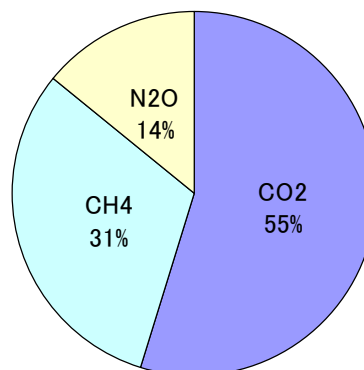
1.4.2. 温室効果ガス（GHG）排出量実績・予測

2003年3月、フィリピンは気候変動に関する第1次国別報告書を完成させ、UNFCCC事務局に提出している。第1次国別報告書には、主に1994年のフィリピンにおけるGHGインベントリの結果が記載されており、気候変動枠組条約締約国会議により規定されたガイドライ

ンを用いて、このインベントリではフィリピンがその年に二酸化炭素（CO₂）換算で年間100,738キロトンのCO₂を大気へ排出したことが示されている(表1-4-2)。

表1-4-2 GHG種類別GHG排出量(CO₂換算)

GHG	kiro-t/CO2e	%
CO ₂	55,157	55%
CH ₄	31,335	31%
N ₂ O	14,246	14%
HFC	-	-
PFC	-	-
SF ₆	-	-
total	100,738	-

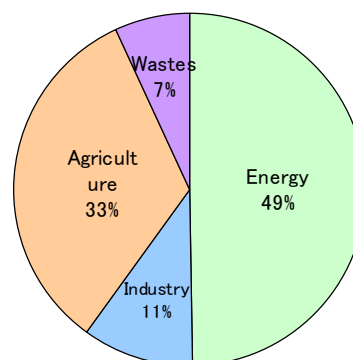


(出典：The Phillippines' Initial National Communication on Climate Change, December 1999)

また、上記のインベントリにおいてGHG排出に大きく寄与しているエネルギー、産業、農業、廃棄物の各部門のGHG排出量内訳では、エネルギー部門が約半分を占め、廃棄物部門が約7%であった(表1-4-3)。

表1-4-3 部門別GHG排出量(CO₂換算)

Source	kiro-t/CO2e	%
Energy	50,038	49%
Industry	10,603	11%
Agriculture	33,130	33%
Wastes	7,094	7%
LUCF	-126	-
total	100,739	-



※LUCF:Land Use Change and Foresty

(出典：The Phillippines' Initial National Communication on Climate Change, December 1999)

更に、GHG排出に大きく寄与している部門、つまり、エネルギー、産業、農業、廃棄物による将来のGHG排出量は、2008年までに、1994年レベルから94%増加して195,091キロトンになると推計されている。

1.4.3. 承認体制

フィリピンの CDM 承認体制を図 1-4-1 に示す。

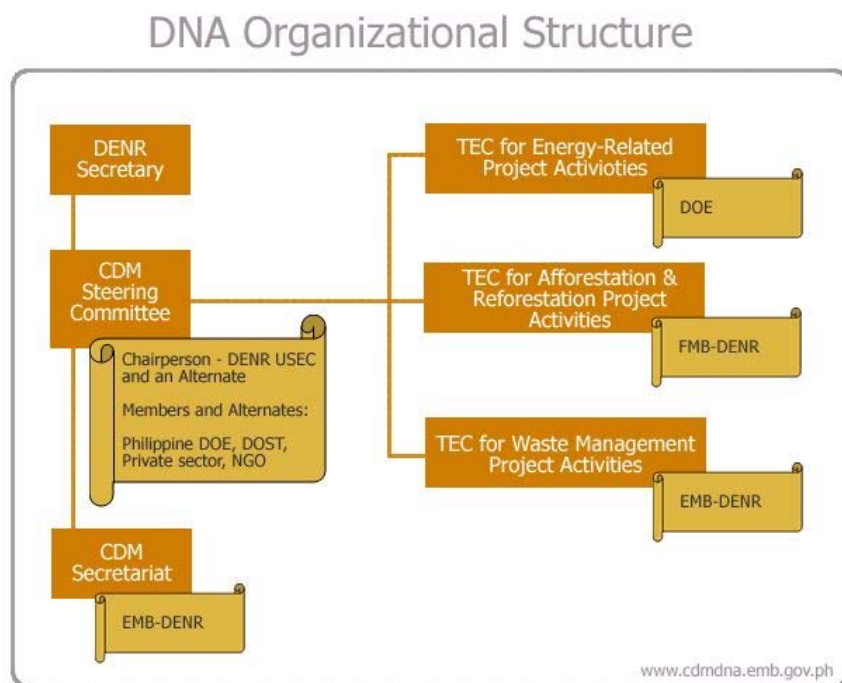


図 1-4-1 フィリピン CDM 承認体制

(出典：Clean Development Mechanism - Philippines ホームページ)

① 環境天然資源省 (DENR)

フィリピンにおける CDM の指定国家機関 (DNA : Designated National Authority) である環境天然資源省 DENR は、「天然資源及び綺麗で健全な自然環境の享受と維持の国家」というビジョンの実現へ向け、その持続可能な発展への貢献の一部として、関連する法律及び規則に従い、

- ・ UNFCCC の目的に貢献
- ・ 環境安全で健全な技術とノウハウの移転
- ・ 生物学的多様性の保存
- ・ 天然資源の持続可能な使用に貢献
- ・ 貧困の軽減

という CDM プロジェクト活動の促進及び奨励により、人為的变化に対して気候システムを保護する政令と方案を支援する。

具体には、その主な職責は以下の通りである。

- ・ 国内の CDM 政策の検討
- ・ CDM プロジェクトのクライテリア、指標、基準、システム、手続きの整備、また評

価方法の開発

- ・ CDM プロジェクトが UNFCCC に提出された場合、当該プロジェクトの評価と承認を引き受ける
- ・ CDM プロジェクト履行のモニター
- ・ CDM プロジェクトの発展に関する貢献
- ・ 効率的かつ効果的な履行に必要な際、技術評価委員会（Technical Evaluation Committee）を創設する権限を有する

② CDM 事務局（CDM Secretariat）

CDM 事務局は、DENR の環境管理局に事務局が置かれ、CDM 関連の窓口として申請書類の確認等を行う。主に提案された CDM プロジェクト活動のための国家認証プロセスの潤滑な実行の促進と、当該プロジェクト承認文書の申請状況等の情報提供を行っている。

③ CDM 運営委員会（CDM Steering Committee）

CDM 運営委員会は CDM 技術評価委員会の審査を再検討する責任を有し、省令 No.2005-17 の条項に従うフィリピン CDM の政策と枠組みの効果的な実行と改善について DENR 長官へ助言を行う機関である。

DENR 長官によって指名された DENR 次官が CDM 運営委員会の議長を務める。

④ 技術評価委員会（TEC: Technical Evaluation Committee）

技術評価委員会（TEC）は、提案された CDM プロジェクト活動が国家認証基準に適合するかどうかを評価する責任を有する専門的な委員会である。

エネルギー関連プロジェクト、植林及び再植林プロジェクト、及び廃棄物管理プロジェクトの各委員会があり、各々、エネルギー省（DOE: Department Of Energy）、森林管理局（FMB: Forest Management Bureau）、環境管理局（EMB: Environmental Management Bureau）が管轄する。

その他、DENR の補助的な機関として、CDM プロジェクトの利害関係者、投資者、及び、提案者を含めてフィリピンにおける CDM の実施と関係がある機関の連絡等をサポートする CDM ヘルプデスクや、投資家等にフィリピンの CDM の実行に関する情報を提供する公式オンラインウェブサイトである、環境管理局管轄の CDM 情報処理センター（CDM Information Clearingcenter）等がある。

1.4.4. 具体的な手続き方法

CDM プロジェクト申請は以下の手続きにより行われる(図 1-4-2)。

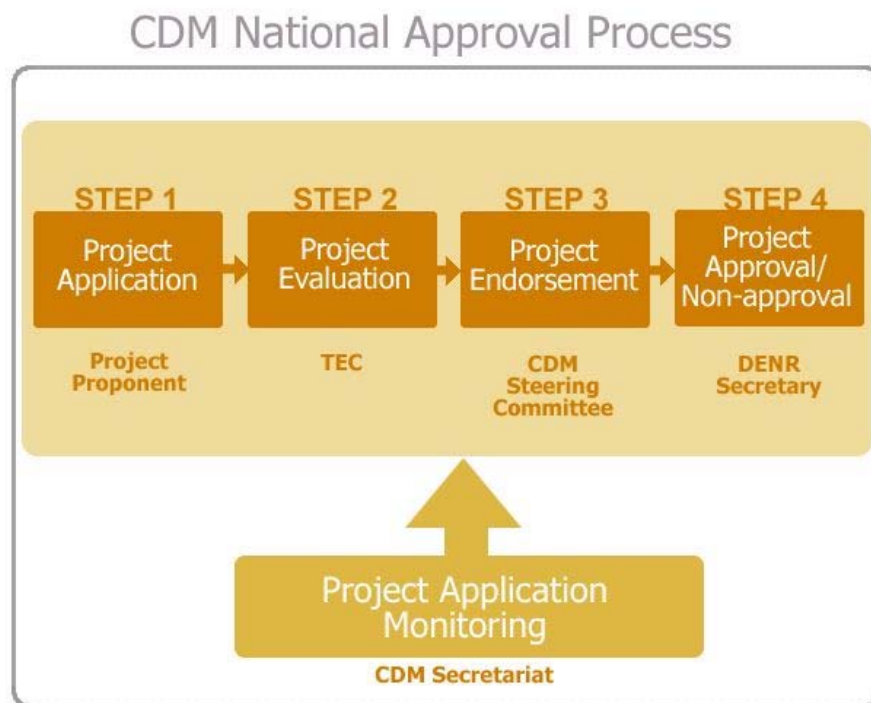


図 1-4-2 フィリピン CDM 国家認証手順

(出典：Clean Development Mechanism - Philippines ホームページ)

① STEP1：プロジェクト申請

プロジェクト申請者は、DENR の環境管理局管轄の CDM 事務局に、ホスト国承認のための申請書類を提出する。

CDM 事務局は申請書類の不備等を確認し、書類に不備がなければ、適正な認証費用を支払った後、申請書類が受理される。

② STEP2：プロジェクト評価

CDM 事務局は申請書類のレビューのため、適切な技術評価委員会 (TEC) へ申請書類を転送する。TEC は所定の時間枠内で、省令 No.2005-17 で定められた国家認証基準に基づき、申請書類を評価する。

この間、TEC はプロジェクト申請者からの追加情報あるいは書類の修正を要求することがある。

③ STEP3：プロジェクト審査

上記査定に基づき、TEC は CDM 事務局を通して、CDM 運営委員会での再検討のため

の評価報告書を CDM 運営委員会へ提出する。その後 CDM 事務局は直ちに CDM 運営委員会を招集するが、その審議の間に、CDM 運営委員会はプロジェクト申請者からの追加情報あるいは書類の修正を要求することがある。

④ STEP4：プロジェクト承認／非承認

DNA の長として、DENR 長官は CDM 運営委員会の審査報告書と他の参考書類を元に、プロジェクト承認の最終決定を行う。

非承認となった場合、プロジェクト提案者は DNA からの非承認レターの受領から 15 日以内に、補足書類と共に DNA での再考を申請してもよい。

以上の手続により、申請書類に不備がなければ、DNA の承認手続きは通常規模の CDM プロジェクトでは 20～25 営業日を要し、小規模 CDM プロジェクトでは 15～20 営業日を要する(表 1-4-4)。

表 1-4-4 DNA 承認～CDM 理事会登録に要する推定期間
(出典：Clean Development Mechanism - Philippines ホームページ)

CDM認証手順	要する時間	
	通常プロジェクト	小規模プロジェクト
DNA承認	20-25 営業日	15-20 営業日
有効化審査	1ヵ月	1ヵ月
UNFCCC パブリックコメント	1ヵ月	1ヵ月
CDM-EB 登録	8週間	4週間

Clean Development Mechanism – Philippines ホームページ上に公開されているこれらのステップは、段階的に実行される必要はなく、DNA 承認期間中に指定運営組織 (DOE) と共に、サイトを訪問して有効化審査をうけることも可能である。

1.4.5. 承認基準

DENR省令No.2005-17はフィリピンCDMのDNAであるDENRの国家認証基準を規定しており、提案するCDMプロジェクト活動に参加するためのプロジェクト参加者の法令遵守や、提案するプロジェクト活動のフィリピンの持続可能な発展への貢献等が必要とされている。具体的には、以下の事項が要求されている。

① 経済面

- ・ 様々な経済的機会の創出
- ・ 影響する利害関係者への適切な安全策と補償措置の提供
- ・ 再生可能エネルギー、廃棄物管理、再植林等の部門における、よりクリーンで、効率

- ・ 的、省エネルギーな専門的確証を有し、かつ環境友好的な技術の促進
- ・ 新しい財源の供給

② 環境面

- ・ フィリピンの環境政策及び基準の順守
- ・ 大気、水、土壌等の環境改善
- ・ 天然資源の持続可能な使用の促進

③ 社会面

- ・ 教育と訓練を通じた地元利害関係者のキャパシティ構築
- ・ 社会的弱者への現地資源とサービスの提供
- ・ 地場企業のCDMプロジェクトへの参加の奨励

また、承認の判断基準としてプロジェクトの追加性、経済的バリア、方法論、CERの価格等が挙げられるが、フィリピンDNAでは特にCERの最低価格は設けていない。

1.5. フィリピンの稲作事情

1.5.1. 生産量

フィリピン全土の米生産量は近年増加を続けており、2007年の生産量は約16百万トンにのぼる。作付面積も増加しているが、農業技術等の発展による単位面積当たりの収穫量が増加していることで、順調な生産増が続いている。

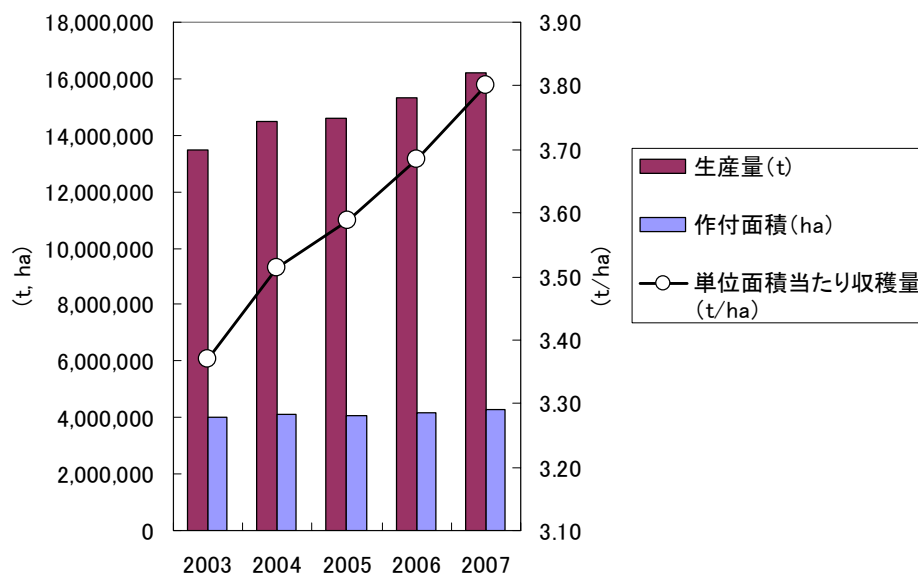


図 1-5-1 フィリピン全土の米生産量、作付面積、単位面積当たり収穫量の推移

生産量を地域別にみると、中央ルソン地域が最も多く 2007 年は全土の生産量の 18%を占めており、次いでカガヤンバレー地域が 12%を占めている。地域別に見ても概ね生産量は増加傾向にある。

表 1-5-1 地域別の生産量の推移

(単位：トン)

地域	2003	2004	2005	2006	2007
CAR (Cordillera Administrative Region)	300,776	355,877	354,429	397,340	436,311
Region I (Ilocos Region)	1,304,374	1,317,574	1,382,877	1,597,168	1,642,301
Region II (Cagayan Valley)	1,666,484	1,892,311	1,848,849	1,953,755	2,025,245
Region III (Central Luzon)	2,395,461	2,466,441	2,545,853	2,677,633	2,942,113
Region IV-A (CALABARZON)	376,534	402,066	392,323	358,364	391,418
Region IV-B (MIMAROPA)	818,182	799,768	785,309	829,867	877,180
Region V (Bicol Region)	761,048	943,214	981,918	888,772	991,430
Region VI (Western Visayas)	1,767,530	1,935,869	1,800,820	1,987,224	1,992,426
Region VII (Central Visayas)	193,287	228,896	208,838	245,131	251,802
Region VIII (Eastern Visayas)	674,096	721,932	788,857	830,287	948,827
Region IX (Zamboanga Peninsula)	524,077	546,925	562,557	514,201	553,759
Region X (Northern Mindanao)	489,872	465,872	459,010	461,289	501,892
Region XI (Davao Region)	459,444	480,371	470,086	476,411	427,184
Region XII (SOCCSKSARGEN)	1,025,035	1,097,135	1,090,105	1,146,220	1,186,688
CARAGA Administrative Region	344,706	351,629	385,963	408,774	455,838
ARMM (Autonomous Reg. of Muslim Mind.)	398,978	490,904	545,211	554,270	615,780
Philippines全土 計	13,499,884	14,496,784	14,603,005	15,326,706	16,240,194
作付面積 (ha)	4,006,421	4,126,645	4,070,421	4,159,930	4,272,889
単位面積当たり収穫量 (t/ha)	3.37	3.51	3.59	3.68	3.80

(出典：Country STAT Philippines, Bureau of Agricultural Statistics)

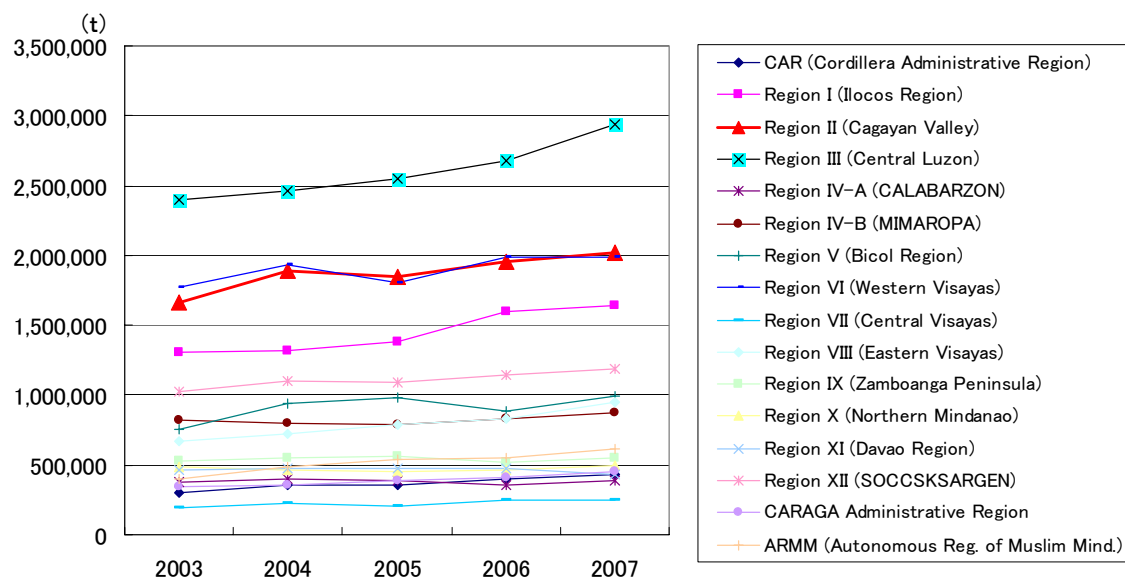


図 1-5-1 地域別の生産量の推移

本プロジェクトサイトのある、全国第 2 の米生産量であるカガヤンバレー地域の州別生産量内訳を以下に示す。

本プロジェクトサイトの位置するイサベラ州がカガヤンバレー地域で最も生産量が多く、地域生産量の約半分を占めている。なお、本プロジェクト対象の精米工場における年間精米量は 216,000 トンであり、イサベラ州の米生産量に対して約 20%のシェアを有している。

表 1-5-2 カガヤンバレー地域の州別米生産量の推移

(単位：トン)

項目	2003	2004	2005	2006	2007
Isabela	938,405	1,061,979	1,089,381	987,760	1,036,917
Cagayan	482,884	571,200	491,806	688,919	702,561
Nueva Vizcaya	198,891	201,397	207,357	221,401	228,122
Quirino	46,304	57,735	60,305	55,675	57,645
カガヤンバレー合計	1,666,484	1,892,311	1,848,849	1,953,755	2,025,245

(出典：Country STAT Philippines, Bureau of Agricultural Statistics)

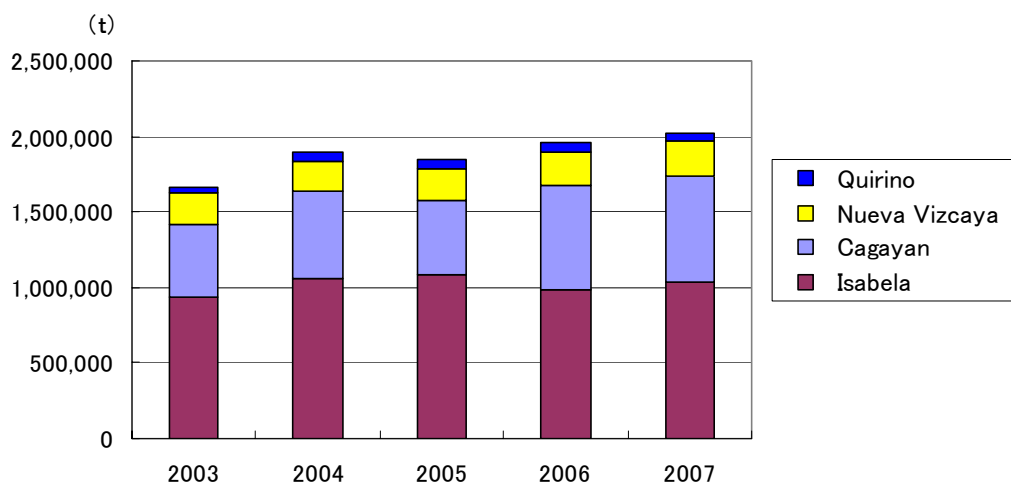


図 1-5-2 カガヤンバレー地域の州別米生産量の推移

1.5.2. 価格

フィリピン全体の米平均取引価格（農家、卸売、小売価格）の推移を以下に示す。近年の世界的な穀物価格の高騰、供給不足により、フィリピンにおいても価格上昇が続いており、ここ 5 年で 20%以上も上昇している。

表 1-5-3 フィリピンにおける米の平均取引価格の推移

(単位：ペソ/kg)

項目	2003	2004	2005	2006	2007
農家	9.2	9.7	10.8	10.9	11.5
卸売	18.3	19.1	20.9	21.4	22.6
小売	20.2	21.0	22.9	23.6	24.7

(出典：SEASONALLY ADJUSTED RICE PRODUCTION AND PRICES,
RICE & CORN SITUATION AND OUTLOOK, Bureau of Agricultural Statistics)

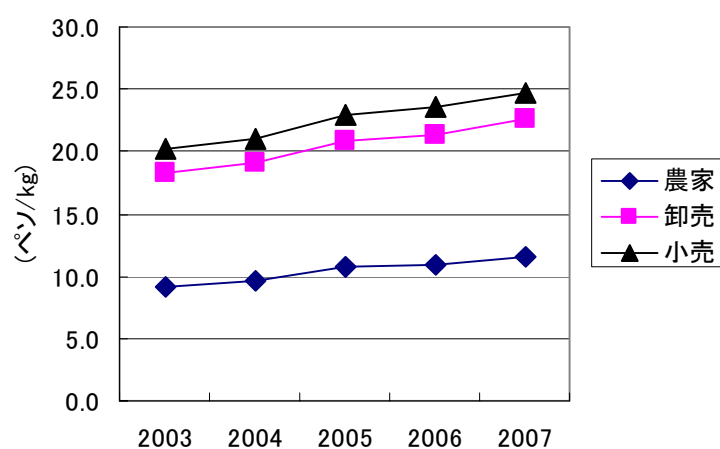


図 1-5-3 フィリピンにおける米の平均取引価格の推移

第2章 プロジェクト概要

2.1. プロジェクトの概要

本プロジェクトは、ルソン島中央部のサンマニエル市にある精米会社である Isabela La Suerte Rice Mill 社の 3 精米工場から排出される、未利用の廃棄物である籾殻（47,000t/年）を燃料として利用する、発電容量 2MW の発電プロジェクトである（図 2-1-1）。

本プロジェクトの実施により、現在、精米工程に使用されているディーゼル発電電力及び公共グリッドからの給電電力を、カーボンニュートラルな精米後の籾殻をクリーンエネルギー源として利用することで代替する。さらに、一部埋立処分されて腐敗している籾殻からのメタンの排出を抑制することにつながる。

プロジェクト実施者として、日本技術開発㈱、Isabela La Suerte Rice Mill 社とフィリピンにおける CDM プロジェクトを実施している Tranzen Group 社.を予定している。プロジェクト開始時期は、2010 年 1 月を目標としている。

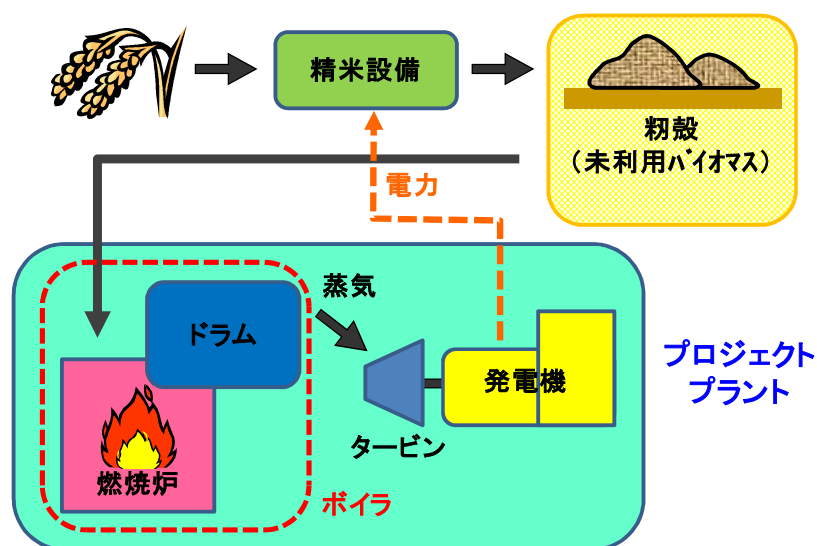


図 2-1-1 プロジェクト概念図

2.2. プロジェクト参加者

本プロジェクトでは、プロジェクト実施のため、共同出資による現地法人（合弁会社、SPC：特別目的会社）を設立する予定である。以下に、現地法人への共同出資を予定している本プロジェクトの参加者を示す。

●Isabela La Suerte Rice Mill Corporation（以下「ILSRM 社」）

ILSRM 社は、本プロジェクトの中心となる実施主体及び出資予定者である。同社は、イサベラ州サンマニエル市で 20 年以上のオーナー経営での精米事業を続けていたが、CDM 等の新事業を行うため、近年、株式会社として新しくスタートしている。ILSRM 社はマニラ首都圏を中心としてフィリピン全土に精米を出荷している。

本プロジェクトでは、ILSRM 社を中心とする SPC が、サンマニユエル市当局あるいは政府機関等からの、あらゆる許可及び本プロジェクトに必要な許認可の申請及び取得、電力売買契約の交渉、プロジェクトの実行のためのオフィス、人員の確保を行う。

●Tranzen Group Inc.（以下「Tranzen 社」）

Tranzen 社は、本プロジェクトの出資予定者である。Tranzen 社は、フィリピン国内における CDM プロジェクトを開発・推進している会社であり、フィリピン国内の多岐に渡るネットワークを有している。既に同社傘下企業の MMPC 社（Montalban Methane Power Corporation）は、フィリピン・マニラ首都圏近郊の Montalban 処分場においてメタン回収・発電 CDM の事業化にむけて推進しており、現在国連登録申請中である。本案件において、ILSRM 社からのプロジェクト開発の打診を受け、本プロジェクトでは、傘下企業での CDM 事業の知見を基に、CDM 関係機関との調整及び財務の調整等を行う。

●日本技術開発株式会社（以下「日本技術開発」）

日本技術開発は、本プロジェクトの出資予定者である。東京に本社を置き、1954 年に設立、1959 年よりコンサルティング業務を開始した。道路・交通、都市整備、資源・環境、防災・リニューアル、マネージメント等の分野を対象とした総合建設コンサルタントである。本プロジェクトでは、籾殻発生量データに基づいた GHG 排出削減量試算、PDD 作成を含めた本 FS 調査を実施し、CDM の専門知識及び技術的支援を行う。

2.3. プロジェクトの背景

フィリピンでは、大気汚染防止に関する法律（「Philippine Clean Air Act」）により、バイオマス及び廃棄物の非管理燃焼（野外での直接焼却等）を禁止しているが、管理された焼却処理は経済レベル等により現実的でないことと、特別な区画やオープンヤードに不法投棄のように野積み放置されているのが籾殻の一般的な処分方法であることより、放置された籾殻は自然分解され、腐敗している。

また、サイト周辺の電力グリッドはルソン系統であるが、電力供給は非常に不安定である。このため、ディーゼル発電単価（約 24 円/kWh）は、電力購入単価（約 20 円/kWh）より費用がかかるが、グリッドに接続されている精米工場においても、主要設備である精米機器の電力の一部は、ディーゼル自家発電によりまかなわれている状況にある。このような状況のなか、フィリピン政府は、再生可能エネルギーで、分散型エネルギーあるバイオマスエネルギー開発の必要性を痛感している。サイトのあるサンマニユエル市では米を”一村一品運動”の対象としており、精米過程で排出される籾殻の処分と安定的でクリーンな電力供給に対する現地ニーズは非常に高い。米生産業界でもクリーンエネルギーの供給のモデルとしてコージェネレーション発電に注目している。

本調査の企画立案は、Tranzen 社傘下企業の MMPC 社がフィリピン・マニラ首都圏近郊

の Montalban 処分場において実施するメタン回収・発電 CDM 事業（現在 国連 CDM 登録手続き中）等の CDM に関する国内実績から、LSRM 社から Tranzen 社にプロジェクト開発の打診があり、Montalban 処分場案件で FS 調査を実施した日本技術開発に打診があったものである。

- ・ 2008 年 1 月：「LSRM 社」より「Tranzen 社」に新プロジェクトの打診
- ・ 2008 年 3 月：「Tranzen 社」から「日本技術開発」に新プロジェクトの打診
- ・ 2008 年 5 月：「Tranzen 社」と「日本技術開発」とのプロジェクト打合せ
- ・ 2008 年 6 月：「Tranzen 社」と「日本技術開発」との FS 調査提案同意書調印

2.4. プロジェクトの持続可能な開発への貢献

再生可能エネルギーと温暖化というテーマは、最近セブで開催された ASEAN サミットで重要度の高い問題として取り上げられ、2007 年 1 月 15 日の「東アジアエネルギー保障宣言（代替エネルギー協定）」への署名に至った。このなかでフィリピン政府は、「エネルギー効率の増大と転換プログラム、水力、再生可能エネルギーシステム、バイオ燃料生産及び使用を通じた従来型燃料への依存軽減」、「環境変化を和らげるための効果的な政策及び方策を通じた温室効果ガス排出の削減」、「民間セクター参加型によるエネルギー資源及びインフラ開発への投資促進」を目標として掲げている。また、2008 年 6 月 11 日には、"An Act Promoting the Development, Utilization and Commercialization of Renewable Energy Resources and for Other Purposes"（再生可能エネルギー法）がついに下院を通過し、約 20 年に渡る再生可能エネルギー法案の発行に到達しようとしている状況である。

上記に示される政府の開発ニーズとして、特に従来型の化石燃料依存から代替エネルギーへの転換及び廃棄物量管理（削減）が示されており、本プロジェクトはこの開発ニーズを満たし、管理された廃棄物の燃焼と、腐敗バイオマスからのメタン排出回避による大気汚染の防止、かつ温室効果ガス排出削減に貢献する、「コベネフィッツ型 CDM」プロジェクトと位置づけられる。また、化石燃料使用の代替は、天然資源の持続可能な利用に貢献し、プロジェクトの実施による建設、維持管理等の人材の雇用機会創出、トレーニングや、地域の教育・訓練及び環境保護の普及啓発活動のモデルとなることによる貢献も想定される。技術開発への貢献では、本プロジェクトと同様のものがフィリピン全土に展開され、さらなる開発が促進されと考えられる。

また、プロジェクトサイトであるイサベラ州は大穀倉地帯であり、精米エリアの拡張、精米設備の更新・増設等による収穫増及び米のブランド向上への希望が高く、籾殻の有効利用による電力供給により再生可能資源の有効利用を行うことで持続可能な発展につながることを想定される。

第 3 章 調査内容

3.1. 調査課題

CDM プロジェクト実施に必要不可欠であり、本調査において明らかにすべき事項は以下のとおりであった。

●CDM ホスト国承認に関する状況

- ・承認状況（承認日数、類似プロジェクト等）
- ・政府の開発方針

●精米工場の現状

- ・精米工程の現状
- ・精米作業の実績（稼働日数、稼働時間等）
- ・使用電源（化石燃料使用等）
- ・籾殻処分の状況（使用トラック台数、処分場の現状等）

●ベースライン方法論の適応

- ・方法論の選択
- ・プロジェクトバウンダリーの定義
- ・ベースラインシナリオの特定
- ・温室効果ガス（GHG）排出削減量の計算
- ・モニタリング手法・計画の立案

●発電システムの検討

- ・発電システムの概念設計
- ・ボイラーの選択
- ・タービン発電機の選択
- ・発電に利用される籾殻の量

●事業性検討

- ・プラント建設費の積算
- ・プラント維持管理費の積算
- ・プロジェクトの収入
- ・事業性の評価のためのベンチマーク決定
- ・追加性の証明
- ・資金計画

●事業化協議

- ・プロジェクト実施体制
- ・プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間
- ・プロジェクト実施スケジュール

●環境影響評価

- ・ホスト国における環境影響評価に関する制度調査
- ・プロジェクト実施に係る環境影響の検討
- ・その他の間接影響

●温暖化対策と公害対策のコベネフィット実現方法及び指標化

3.2. 調査実施体制

●Tranzen Group Inc.（以下「Tranzen 社」）

ホスト国であるフィリピン国側のカウンターパートである『Tranzen 社』は、フィリピン国内における CDM 案件を開発・推進している会社であり、本案件において、精米会社である『Isabela La Suerte Rice Mill Corporation ;ILSRM 社』からのプロジェクト打診を受け、本調査では政府機関や現地業者との会議に参加した。

●Isabela La Suerte Rice Mill Corporation（以下「ILSRM 社」）

プロジェクトサイト（精米工場）を所有し、本調査ではサンマニユエル市との会議に参加し、必要なデータの収集を行った。

●Pasig Agricultural Development & Industrial Supply Corporation（以下「PADISCOR 社」）

ILSRM 社の精米機器を設計・納入している。PDD 作成では、精米工程に関するデータ収集を担当した。

●Falck Exp. Inc（以下「Falck 社」）

本調査では、現地調査の調整及びフィリピンでの法律及びエネルギー関連データの収集を担当した。

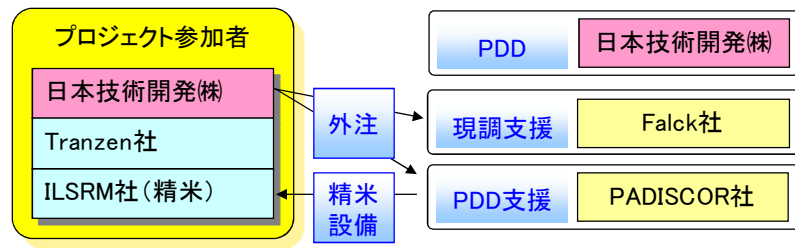


図 3-2-1 調査実施体制

3.3. 調査内容

3.3.1 CDM ホスト国承認に関する状況

フィリピンの CDM 指定国家機関（DNA）である環境天然資源省（DENR: Dpartment of Environmant and Natural Resources）へのヒアリング及びその Web サイトでの調査を行い、ホスト国承認に関する状況を調査した。また、ホスト国の CDM 承認の体制及び承認手順等についても整理を行った。

最新のフィリピン政府承認済みプロジェクトリストを表 3-3-1 に示す（2008 年 3 月時点）。DENR ヒアリング時の最新情報によると、62 プロジェクトに対してホスト国承認のレターが発行されており（2008 年 6 月時点）、そのうち 20 プロジェクトが CDM 理事会の承認も得ている（2008 年 12 月末日時点）。また、約 8 割が廃棄物管理に分類されるプロジェクトである。本プロジェクトと類似する承認済みプロジェクトは、ILSRM 社提出の既存の 1MW 籾殻発電プロジェクトである（政府承認レター発行：2007 年 4 月 25 日）。

本プロジェクトで導入したいと考えているメタン回避の方法論（AMS-III.E.）に関しては、適切な方法論に従っていれば問題ないとのコメントを DENR より得られた。

なお、ホスト国の CDM 承認の体制及び承認手順等については第 1 章に詳述した。

表 3-3-1 フィリピン政府承認済みプロジェクトリスト (2008 年 3 月時点)

No.	カテゴリ	規模	承認シター 発行日	プロジェクトタイトル	サイト位置	CERS (t/年)
1	エネルギー - 通常	小規模	05/12/16	33 MW Northwind Bangui Bay Project	Bangui Bay, Bangui, Ilocos Norte	56,788
2	廃棄物	小規模	06/06/30	Gaya Lim Farm, Inc. Methane Recovery and Electricity Generation	Brgy. San Juan de Mata, Tarlac City	3,130
3	廃棄物	小規模	06/06/30	Gold Farm Livestocks Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	Brgy. Sto. Sinai, Tarlac City	2,929
4	廃棄物	小規模	06/06/30	Gold Farm Livestocks Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	Km. 42 Pulog, Buhangin, Sta. Maria, Bulacan	3,656
5	廃棄物	小規模	06/06/30	Parainc Integrated Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	Brgy. Carlos, Peralanda, Nueva Ecija	7,582
6	廃棄物	小規模	06/06/30	Uni-Rich Agro-Industrial Corporation Methane Recovery and Electricity Generation	Brgy. Balinganaway, Tarlac City	2,929
7	エネルギー - 通常	小規模	06/06/30	20 MW Nasilo Geothermal Plant	Valencia, Negros Oriental	74,975
8	エネルギー - 通常	小規模	06/06/30	Wastewater Treatment Using a Thermophilic Anaerobic Digester at an Ethanol Plant	Lian, Batangas	95,896
9	廃棄物	小規模	06/10/19	D & C Concepcion Farms, Inc. Methane Recovery and Electricity Generation	Brgy. Pataq, Opol, Misamis Oriental	3,348
10	廃棄物	小規模	06/10/19	Gold-Lon Agricultural Development Corp. Methane Recovery and Electricity Generation	Brgy. Esipona, Pura, Tarlac	3,994
11	廃棄物	小規模	06/10/19	Cavite Pig City, Inc. and Confirmed Swine Feeding Operations Methane Capture and Combustion from Improved Animal Waste Management System Project	Brgy. San Francisco, General Trias, Cavite	28,092
12	廃棄物	小規模	07/01/22	Superior Hog Farms Methane Recovery - Version 2	Brgy. San Juan de Mata, Tarlac City	3,346
13	廃棄物	小規模	07/01/22	Bondoc Realty Methane Recovery and Electricity Generation Project	Brgy. Taguan, Candelaria, Quezon	1,785
14	エネルギー - 通常	小規模	07/01/22	San Carlos Renewable Energy Project	San Carlos City, Negros Occidental	37,658
15	エネルギー - 小規模	小規模	07/01/22	Spangpang 1 MW Mini-Hydropower Project	Municipality of Cantilan, Surigao del Sur	2,471
16	エネルギー - 小規模	小規模	07/01/22	First Farmers Holding Corporation Bagasse Cogeneration Plant, Version 1	Brgy. Dos Hermanas, Talisay City	123,001
17	エネルギー - 小規模	小規模	07/01/22	Sinter Cooler Waste Heat Recovery Power Generation	Phivdec Industrial Estate, Villanueva, Misamis Oriental	61,002
18	廃棄物	小規模	07/04/25	Excel Farm Methane Recovery and Electricity Generation Project	Brgy. Pinaod, San Ildefonso, Bulacan	12,947
19	廃棄物	小規模	07/04/25	Anigo Farm Methane Recovery and Electricity Generation Project	Brgy. Tumana, Sta. Maria, Bulacan	6,079
20	廃棄物	小規模	07/04/25	Lanatan Agro-Industrial, Inc. Methane Recovery and Electricity Generation - Ver. 2	Brgy. Lanatan, Bataan, Batangas	3,817
21	廃棄物	小規模	07/04/25	Rocky Farms, Inc. Methane Recovery and Electricity Generation Project	Circumferential Road, Antipolo City, Rizal	4,447
22	廃棄物	小規模	07/04/25	Anaerobic Digestion Swine Wastewater Treatment with On-Site Power Bundled Project (ADSW RP1001) - Opol Chona & Sunjin	Region 4 (CALABARZON) & Misamis Oriental	5,806
23	廃棄物	小規模	07/04/25	La Suerte Rice Husk-Fired Cogeneration Plant	District 1, San Manuel, Isabela	4,726
24	廃棄物	通常	07/04/25	Quezon City Controlled Disposal Facility: Biogas Emission Reduction Project	Payatas, Quezon City	116,339
25	廃棄物	小規模	07/04/25	Laguna de Bay Community Waste Mgt. Project - Methane Avoidance - Bundle 1	Municipalities in Laguna, Rizal and Cavite	6,056
26	廃棄物	小規模	07/04/25	Laguna de Bay Community Waste Mgt. Project - Methane Avoidance - Bundle 1	Muns. of Nacatlan & Sta. Cruz, Laguna	81,129
27	エネルギー - 通常	小規模	07/05/25	Hedcor Sibulan 42.5 MW Hydroelectric Power Project	Brgy. Sibulan, Sta. Cruz, Davao del Sur	100,134
28	エネルギー - 通常	小規模	08/01/02	FR Cement Corporation - Replacement of Fossil Fuel by Rice Husk Biomass in the Production of Portland Cement Project	Brgy. Duluyan, Teresa, Rizal	28,729
29	廃棄物	小規模	08/01/02	Makati South Sewage Treatment Plant Upgrade with On-Site Power	Magalanes Bio-Energy Corporation	2,788
30	廃棄物	小規模	08/01/02	Anaerobic Digestion Swine Wastewater Treatment with On-Site Power (RP 1003)/Sorsoro Ibaiba Development Cooperative	Brgy. Daqatan, Tayasan, Batangas	7,832
31	廃棄物	小規模	08/01/02	Anaerobic Digestion Swine Wastewater Treatment with On-Site Power (RP 1004)/Bonview Farms, Inc.	Brgy. Paritda, Norzagaray, Bulacan	17,705
32	廃棄物	小規模	08/01/02	Anaerobic Digestion Swine Wastewater Treatment with On-Site Power (RP 1006)/Asian Livestock Corp.	Brgy. Tanauan, Tanza, Cavite	5,790
33	廃棄物	小規模	08/01/02	Anaerobic Digestion Swine Wastewater Treatment with On-Site Power (RP 1006)/Asian Livestock Corp.	Brgy. Pilipila, Sta. Ignacia, Tarlac	2,844
34	廃棄物	小規模	08/01/02	Anaerobic Digestion Swine Wastewater Treatment with On-Site Power (RP 1005)/Cathay Farms	Brgy. Gumaod, Claveria, Misamis Oriental	9,313
35	廃棄物	小規模	08/01/02	Anaerobic Digestion Swine Wastewater Treatment with On-Site Power (RP 1005)/Cathay Farms	Brgy. Gayayaya, San Jose del Monte, Bulacan	8,259
37	廃棄物	小規模	08/01/02	Biomass Boiler Project in the Philippines	Quezon City and Muntinlupa City	54,832
38	エネルギー - 小規模	小規模	08/02/29	San Andres Producers Cooperative Biomass Steam Generation Project	Sito Parola, Brgy. San Andres, Cainta, Rizal	15,654
39	廃棄物	小規模	08/02/29	ACME Farms (ADSW RP 2001)	Brgy. Buhangin, Dalig, Teresa, Rizal	2,895
40	廃棄物	小規模	08/02/29	Coral Farms (ADSW RP 2003)	Teresa, Rizal	7,513
	廃棄物	小規模	08/02/29	Sia, Luisia Farms, Inc. (ADSW 2004)	Brgy. Ungot, Tarlac City, Tarlac	4,376
	廃棄物	小規模	08/02/29	Metro Clark Landfill Gas Capture System	Brgy. Kalandian, Capas Special Economic Zone, Capas, Tarlac	83,243
	廃棄物	小規模	08/02/29	Grace Farm (ADSW RP 2005)	Brgy. Sling Bata, Pardi, Bulacan	2,947
46	廃棄物	小規模	08/02/29	Unifery Farm (ADSW RP 2006)	Brgy. Kalyaan, Gerona, Tarlac	2,848
47	廃棄物	小規模	08/02/29	Golden Harvest Farm (ADSW RP 2008)	Brgy. Tibagan, Tarlac City, Tarlac	4,812
48	廃棄物	小規模	08/02/29	Purity Farm (ADSW RP 2009)	Brgy. Baras-baras, Tarlac City, Tarlac	1,930
49	廃棄物	小規模	08/02/29	Cecilia Stock Farm (ADSW RP 2010)	Brgy. Alviria, Tarlac City, Tarlac	2,360
50	廃棄物	小規模	08/02/29	Juliana Farm (ADSW RP 2011)	Brgy. Mahavag, Bunawan District, Davao City	7,041
51	廃棄物	小規模	08/02/29	Cathay Farm Ternate (ADSW RP 1008)	Brgy. Alambre, Toril District, Davao City	2,895
	廃棄物	小規模	08/02/29	Fi-Am Foods, Inc. (FFI) Methane Recovery and Electricity Generation Project	Sito Guliman, Brgy. Sto. Rosario, Capas Tarlac; Sitio Kawili-wili, Brgy. Cut-cut II, Capas, Tarlac; and Sitio Ding-ding, Brgy. Aranguren, Capas, Tarlac	11,943
52	エネルギー - 通常	小規模	08/03/11	Northern Negros Geothermal Power Project	Bagu, Negros Occidental	172,329
53	廃棄物	小規模	08/03/11	Montalban Landfill Methane Recovery and Power Generation	Sito Lukutan, Brgy. San Isidro, Rodriguez, Rizal	521,041
54	廃棄物	小規模	08/03/11	Pristine Environment's Organic Waste Composting in Vitas, Tondo, Manila	Zone 8, Tondo, City of Manila	54,526
55	廃棄物	小規模	08/03/11	Cebu City Landfill Gas and Waste to Energy Proj	Brgy. Inayawan, Cebu City	78,889

(出典：Clean Development Mechanism Philippines Web site)

3.3.2 精米工場の現状

(1) 精米工程の現状

ILSRM 社は、フィリピン中央部のマニラ首都圏から北に約 330km、フィリピンで最も米の生産量の多いカガヤンバレー地方のイサベラ州サンマニユエル市にある精米会社である。同社の前身は、1984 年に現社長の Richard P. Tan 氏の父である Reynald Tan 氏によって、開業された精米会社である LSRM (La Suerte Rice Mill) である。近年、事業の多角化を目指すため、社名を変更し、株式会社組織とした。現在、同社は本社工場と合わせて、隣接する第 1 工場及び約 2km 離れた第 2 工場の計 3 工場を有している。

現地視察では、燃料となる籾殻の発生源である ILSRM 社の 3 精米工場（本社工場、第 1 工場及び第 2 工場）での精米工程、運転状況、使用電源が調査された。



写真 3-3-1 稲作及び精米工場の様子

精米工程は、稲粃のふるい、選別、粃剥きから、数段階の研磨工程を経て、小石などの不純物を取り除き、最終的に袋詰めが行われる。これらの精米工程はすべて中央の監視システム（制御パネル）にて管理されている。

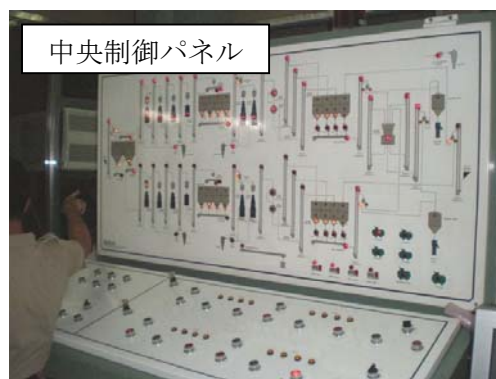
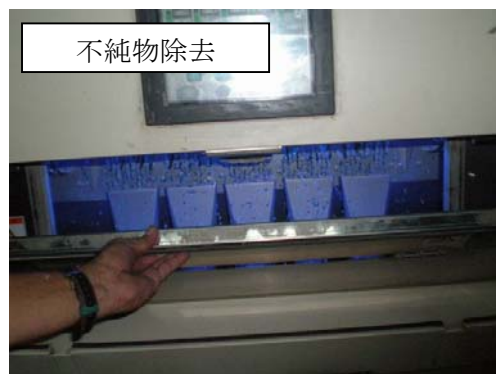


写真 3-3-2 精米工程

(2) 精米工程の稼働実績

現在の精米工程の稼働状況を表 3-3-2 に示す。各精米工場の年間精米量は、精米設備の設備容量に応じて投入される時間平均稲粳量と、設備の年間平均稼働時間から、3 工場合計で年間 216,000 t である。

3 精米工場から発生する粳殻量は年間合計 47,400 t となっており、総稲粳の重量の約 22% に相当する (表 3-3-3)。

表 3-3-2 精米工程の稼働状況 (年間精米量)

工場	時間あたり 精米量 (t/時)	稼働時間 (時間/年)	年間 精米量 (t/年)
本社工場	18	7,200	129,600
第1工場	10	7,200	72,000
第2工場	4	3,600	14,400
合計			216,000

(施設稼働記録より)

表 3-3-3 年間粳殻発生量

工場	年間 精米量 (t/年)	粳殻 発生量 (t/年)
本社工場	129,600	28,500
第1工場	72,000	15,900
第2工場	14,400	3,000
合計	216,000	47,400

} 粳殻 = 稲粳の約22%

(施設稼働記録より)

(3) 使用電源調査

精米工場で精米機器に使用される電力の消費量は表 3-3-3 のとおりである。現在、本社工場、第 1 工場及び第 2 工場、計 3 つの精米工場での合計電力消費量は 2,200kW である。この電力消費を賄う電源について現地調査を行った (表 3-3-4)。

表 3-3-4 電力消費量及び電源

工場	電力消費 (現在) (kW)	使用電源
本社工場	1,350	1MW 粕殻発電プラント
		350kW ディーゼル発電機
第1工場	600	グリッド (発電機なし)
第2工場	250	グリッド (発電機なし)
合計	2,200	

本社工場の敷地内では 1MW 粕殻発電プラントと 350kW のディーゼル発電機が稼働し、合計 1,350kW が発電されている。

また、公共グリッド電源は常に安定はしていないものの、本社工場に隣接する第 1 工場及び第 2 工場では、軽油価格が高騰したため、ディーゼル発電を使用せず、公共グリッドからの電力を購入している。現地調査では、本社工場で使用されているディーゼル発電機 (350kW) の燃料消費量及び公共グリッド電力使用料についても調査した。



写真 3-3-3 既存の 1MW 粕殻発電プラント

既存の 1MW 粕殻発電プラントは、フィリピン開発銀行の融資を受けて、2007 年 5 月にプラント建設が完工し、同年 8 月より運転を開始している。この発電プロジェクトは CDM プロジェクトを目指しているもので、フィリピン政府の承認を 2007 年 4 月に、英国政府の承認を 2007 年 11 月に得ている。しかしながら、CDM 理事会の登録には至っていない。今回の調査で、この 1MW 粕殻発電プロジェクトが Validation 段階で中断していることが判明した。この 1MW プロジェクトでは、英国の CERs バイヤーが Validation の費用を負担する契約になっている。主な中断の理由は、英国の CERs バイヤーの Validator に対する費用の未払いである。現在、1MW 粕殻発電プラントは運転されているが、CER の獲得がな

く運転は赤字状態である。ILSRM 社は、1MW 粃殻発電プラントの運転は、新規の公共グリッドからの電力購入や新規のディーゼル発電機及び燃料の購入より、費用負担が小さいと判断している。現在、1MW プロジェクトの CDM 理事会への登録作業を再開している。本プロジェクトは、信頼できるパートナー及びバイヤーを切望する ILSRM 社のアプローチから始まった。新プロジェクトでは、利用可能な将来の粃殻量を考慮し、スケールメリットが期待される 2MW の発電を計画している。

また、本社工場で使用されているディーゼル発電機（350kW）の平均燃料消費量は、施設の稼働実績より 3,760L/日である。施設の稼働日数（24 時間運転、300 日稼働）から、年間 1,128,000L の軽油がディーゼル発電機の燃料として使用されている。

なお、本プロジェクトサイトが位置するルソングリッドの状況については、第 6 章に詳述する。

(4) 粃殻処分状況

3 精米工場で発生する 47,400 t/年の粃殻は、前述の 1MW 発電プラントで 23,100 t/年が使用されているが、残りの 24,300 t/年の半分がサンマニユエル市の指定する最終処分場に処分され、残り半分が付近の河川沿いサイトに投棄処分されている。



写真 3-3-4 粃殻の投棄処分状況

本社工場から、サンマニユエル市の指定する最終処分場及び河川沿いの粃殻処分サイトまでの距離は 5～10km 程度である。ILSRM 社が所有する 5 台のトラックのうち、粃殻の処分用の 3 台（積載容量 1.5 トン）で 40～50 往復/日の運搬を行い、既存の 1MW プラントで消費されない粃殻を処分している。

3.3.3 予想される温室効果ガス（GHG）排出削減量

既存の 1MW プロジェクトの方法論は、化石燃料の代替のみでメタン発生回避を含んでいないが、本プロジェクトではメタン発生回避の方法論も導入する。天然環境資源省(DENR)へのヒアリングでは、1 MW プロジェクトのフィリピン国申請時に、メタン回避の方法論も検討すべきと助言したことがあり、メタン回避の方法論を導入に関しては、適切な方法論に従っていれば問題ないとのコメントが得られた。

また、現地調査により、3 精米工場で消費される電力が、化石燃料を使用するディーゼル発電及び公共グリッドからの給電により賄われている状況を確認した。河川沿いサイトに投棄処分されている籾殻は暴風雨の際に河川の下流へ押し流されることから、籾殻の腐敗によるメタン発生はサンマニユエル市の指定する最終処分場においてのみ生じていると判断した。これらを基に、本プロジェクトのプロジェクトバウンダリーを決定し、ベースラインシナリオを作成した。最適な方法論を選定し、予想される温室効果ガス排出削減量も計算した。更に、モニタリング手法・計画を立案した。

その結果、本プロジェクトの実施により予想される温室効果ガス排出削減量は、プロジェクト期間 10 年の合計 186,756 tCO₂e、年間平均 18,675 tCO₂e/年である（詳細は第 6 章に詳述）。

3.3.4 技術検討及び建設費積算

本プロジェクトでは、本社精米工場の敷地内に、発電所建屋（ボイラー、タービン発電機、変送電設備）、籾殻供給・備蓄室、水処理設備、焼却灰備蓄室等を設置する。本プロジェクトで導入する主な技術要素は、ボイラー及びタービン発電機を選択である。（システムの検討は第 5 章に詳述する）。

本調査では、ボイラー、タービン発電機の購入費を含む初期投資額の積算を行った（表 3-3-5）。2008 年 10 月時点の為替レートで、530 百万円と見積もられる。

- ・ 1 米ドル＝106 円
- ・ 1 フィリピンペソ＝2.3 円
- ・ 1 米ドル＝46 フィリピンペソ

表 3-3-5 建設費積算

(Rate: 1US\$= 46 Php)							
		項目	Unit	Php		US\$	
				Unit cost	Total	Unit cost	Total
1.機器	1	ボイラー Hamadaボイラー	1 lot			1,500,000	1,500,000
	2	タービン発電機 Shinko社	1 lot			1,000,000	1,000,000
		多段蒸気タービン	1 lot			-	-
		真空コンデンサ及び復水ポンプ	1 set			-	-
		タービンコントロールパネル	1 set			-	-
		安全制御計器	1 lot			-	-
	3	13.2kW 変電所	1 set				
		AC 発電機 2000kW	1 set			100,000	100,000
		発電機制御、スイッチギア及びシンクロパネル	1 set			50,000	50,000
		440V/13.2kV 昇圧変圧器 2MW	1 unit			80,000	80,000
		13.2kV 変圧器スイッチギアパネル	1 set			50,000	50,000
		440V 給電スイッチギアパネル 3500A	1 set			50,000	50,000
		系統再起動 / 所内スイッチギアパネル	1 set			50,000	50,000
	4	その他発電所設備及び機材	1 lot				0
		水処理システム RO膜処理 (2m3/hr)	1 set			50,000	50,000
		水処理システム 軟化装置等	1 set			50,000	50,000
		配管及び調整	1 set			50,000	50,000
		電線	1 lot			100,000	100,000
		鋼材	1 lot			100,000	100,000
小計				148,580,000 Php	3,230,000 US\$		
2.土木 建築		項目	Unit	Php		US\$	
				Unit cost	Total	Unit cost	Total
	1	ボイラー室	1 lot	10,000,000	10,000,000		
	2	タービン/ コントロール / 変圧器室	1 lot	8,000,000	8,000,000		
	3	基礎及び補助工	1 lot	5,000,000	5,000,000		
		ボイラー	1 lot	-	-		
		タービン発電機	1 lot	-	-		
		煙突	1 lot	-	-		
		粉じん除去機	1 lot	-	-		
		水タンク	1 lot	-	-		
		冷却塔	1 lot	-	-		
		13.2kV変電所設備	1 lot	-	-		
	4	道路工、排水工等	1 lot	3,000,000	3,000,000		
	小計				26,000,000 Php	565,217 US\$	
3. 材料 及び 設備費		項目	Unit	Php		US\$	
				Unit cost	Total	Unit cost	Total
	1	クリーニング及び輸送費	1 lot	5,000,000	5,000,000		
	2	人件費及び地代	1 lot	8,000,000	8,000,000		
	3	工具、クレーン、消耗品、塗装等	1 lot	10,000,000	10,000,000		
	4	補機及び材料					
		コンプレッサー	1 set	300,000	300,000		
		電源パネル	1 set	200,000	200,000		
		照明用変圧器75kV	1 set	200,000	200,000		
		絶縁材	1 lot	1,000,000	1,000,000		
		耐火材	1 lot	500,000	500,000		
	5	復水冷却システム					
		冷却塔	3 lot	2,000,000	6,000,000		
		冷却水ポンプ、調整	3 lot	400,000	1,200,000		
	6	系統再起動エンジン(停電用) 350kW	1 lot	1,500,000	1,500,000		
	7	粉炭供給コンベヤ及び備蓄設備	1 lot	10,000,000	10,000,000		
8	灰コンベヤ及び備蓄設備	1 lot	7,000,000	7,000,000			
9	深井戸、備蓄設備	1 lot	3,000,000	3,000,000			
10	損害保険	1 lot	1,500,000	1,500,000			
小計				55,400,000 Php	1,204,347 US\$		
合計 (1US\$=106円換算)			229,980,000 Php		4,999,564 US\$		
			529,953,784 円				

3.3.5 事業化協議

本調査では、プロジェクト実施予定者である ILSRM 社、Tranzen 社及び日本技術開発とで、本プロジェクトの進め方を協議した。主な、協議内容は、実施スケジュール、実施体制、プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間、資金計画である。

詳細な協議事項は以下に示すとおりである。

- 本調査では、プロジェクトの IRR は CERs なしで 9.1%、CERs ありで 15.8%と試算された。この経済学的数字を主要プロジェクト参加者で検討した。ベンチマークとして、フィリピン開発銀行の長期金利水準である 10%をあてはめると、本プロジェクトが CERs を獲得できる CDM プロジェクトとして、十分魅力あることを主要プロジェクト参加者で確認した。
- プロジェクト実施に向けた協議では、主に、プロジェクト出資者、出資比率、資金調達、本調査後のスケジュール等を取り決めた。
- 資本金出資比率は、CDM プロジェクトに対しフィリピンで慣例的に適応される鉱業法を基に、フィリピン側 60%程度、日本側 40%程度と決定した。但し、両国側とも現在のプロジェクト出資者以外の少数企業の参加も認めることとした。例えば、JEC 社は日本企業に本プロジェクトへの出資参加を求めることができる。
- 資金調達は、プロジェクトの総コストの 30%を資本金出資、70%を銀行からの融資とする。融資先は、既存 1MW プロジェクトの融資先であるフィリピン開発銀行を第一候補とすると決めた。
- CERs の売却先は、日本の NEDO から優先交渉することを再確認した。
- 本プロジェクトの PDD 作成は JEC 社が責任を持って実施し、ステークホルダーミーティングの開催及びフィリピン DNA へのホスト国承認については、フィリピン側出資者が責任を持って実施することを決めた。
- 更に、本調査の終了後、プロジェクト実施のための SPC（合弁会社：特別目的会社）設立に向けて具体的な協議に移ることを確認した。

3.3.6 事業性検討

プロジェクトの初期投資額及び収入の積算の他に、CDM 登録及び CERs 発行手数料、税金、維持管理費等も加味し、本プロジェクトの経済性を検討した。その結果、CERs の売却益がない場合の内部利益率（IRR）は 9.1%で、ベンチマークとしたフィリピン国内銀行の長期金利（10%）を下回り、CERs の売却益がある場合には IRR が 15.8%と採算性が向上する。

3.3.7 追加性証明の検討

本調査において、現地調査及びデータ分析等により、ベースライン設定、GHG 排出削減量、事業費積算結果等を踏まえ、本プロジェクトの CDM 事業としての追加性証明の検討を行った（詳細は第 8 章に詳述）。

本調査では、本プロジェクトは小規模 CDM に分類されるため、追加性証明はプロジェクト実施に係る 1 つ以上のバリア（障壁）を証明できればよいことから、投資バリアの証明を行った。その結果、CERs の売却益がない（CDM として実施されない）場合は投資の魅力に乏しく、CERs の売却益により経済性が大きく改善されることが証明された。

本プロジェクトのサイト内で実施されている 1MW 籾殻発電プロジェクトが、国連に CDM 登録されずに運転開始しており、本プロジェクトが BaU とみなされる懸念があるため、非公式であるが DOE から次のコメントを得た。「BaU とみなされるかどうかは、既存の 1MW 籾殻発電プロジェクトが国連に CDM 登録されていない状況であっても、CDM として宿主国承認（2007 年 4 月承認済み）まで進んでいるという状況であれば問題ないのでは」、また「既存の 1MW プロジェクトが国連に CDM 登録された場合は、本プロジェクトの追加性も証明される」。本プロジェクトと類似する籾殻発電プロジェクトは、CERs の売却益なしでは事業性が悪いため、CDM 登録なしでは新たなプロジェクトは実施されないものと考えられる。

3.3.8 環境影響評価

宿主国における環境影響評価に関する法律、基準等を調査した。廃棄物発電プロジェクトに分類される本プロジェクトの施設規模（2MW）では、初期環境調査書(IEE:Initial Environmental Examination)の提出による環境適合証明（ECC:Environmental Compliance Certificate）が必要である。

また、本プロジェクト実施に係る環境影響及び社会影響として、温室効果ガスの削減、廃棄物発生量削減、電源供給、雇用創出、普及啓発等が期待される（詳細は第 7 章に詳述）。

3.3.9 温暖化対策と公害対策のコベネフィット実現方法及び指標化

プロジェクトサイトのあるサンマニエル市でも、予算不足等により廃棄物問題への対策はニーズが高く、本プロジェクト実施により、2MW の籾殻発電プラントで燃料として消費される 39,270 t/年の籾殻は、廃棄物としての埋立処分が回避されるため、廃棄物発生量削減という公害防止効果として定量化できる（詳細は第 9 章に詳述）。

第4章 プロジェクトの実施計画

4.1. 精米工場の将来計画

ILSRM 社では、本社工場及び第 1 工場、第 2 工場を含めた設備の拡張・更新を計画しており、設備の拡張・更新は本プロジェクトの開始と同時期の 2010 年稼働が予定されている。

設備の拡張により電力消費及び発生する籾殻の量が増加することが想定されるため、本プロジェクトでは、2010 年から稼働する拡張・更新後の設備に必要な電力及び発生する籾殻量を、プロジェクト計画の数値諸元とする。

表 4-1-1 設備拡張・更新による電力消費の増加

工場	電力消費 (現在) (kW)	将来 電力消費 (kW)	備考
本社工場	1,350	1,000	精米設備拡張及び 米ぬか油プラント新設
第1工場	600	150	精米設備更新
第2工場	250	150	精米設備更新
合計	2,200	1,300	

表 4-1-2 設備拡張・更新による籾殻発生量の増加

工場	籾殻量 (t/年)
本社工場	28,500
第1工場	15,900
第2工場	3,000
合計(現在)	47,400
1MWプラントでの籾殻消費量	-23,100
精米工場拡張・更新による籾殻増加量	19,000
将来(2010年)時点での籾殻発生量(収支)	43,300

2010 年から稼働する拡張・更新後の本社工場及び第 1 工場での設備に必要な電力容量は 3,100kW であるため、既存の 1MW (1,000kW) 籾殻発電プラントからの電力供給分を除き、2,000kW 分を本プロジェクトの計画発電容量とする。

4.2. プロジェクト領域

本プロジェクトは、現在、精米機器に使用されているディーゼル発電及びグリッドからの給電電力を、カーボンニュートラルな精米後の籾殻をクリーンエネルギー源として熱電利用することで代替する。また、フィリピンの一般的な籾殻処分方法として、現在、埋立処分されて腐敗している籾殻からのメタンの排出を抑制することにつながる。

プロジェクトバウンダリーは、既存の精米設備及びプロジェクトで建設する発電プラントとする（図 4-2-1）。籾殻の処分場所（最終処分場及びオープンダンピングサイト）は、プロジェクトの実施により処分場からのバイオマス腐敗によるメタン発生回避がなされるため、プロジェクトバウンダリー外となる。また、プロジェクト実施により処分場所への籾殻の輸送からの温室効果ガス（GHG：Green house gas）排出も削減されるため、プロジェクトバウンダリーに含む。プロジェクトプラントの建設予定地は精米工場の敷地内であり、輸送距離はほとんど無視できるため、プロジェクト実施による籾殻の輸送のための距離の増加はない。

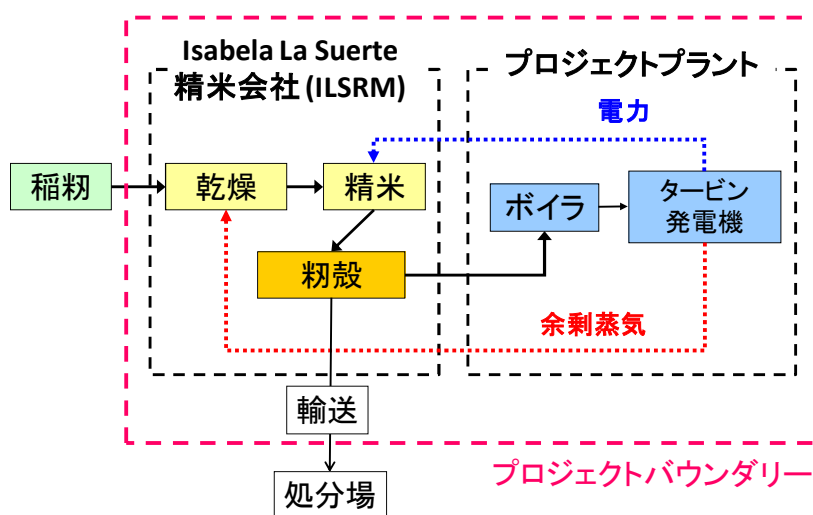


図 4-2-1 プロジェクトバウンダリー

4.3. プロジェクト実施体制

本 CDM プロジェクトを実施するため、フィリピン側と日本側が出資して現地法人を設立する予定である（図 4-3-1）。以下に参加企業の役割を示す。

- ・出資予定者：ILSRM 社、Tranzen 社、日本技術開発(株)
- ・PDD 作成者：日本技術開発(株)
- ・技術提供：日本技術開発(株)
- ・CER 買取者：NEDO 技術開発機構（予定）
- ・サイト管理者：ILSRM 社

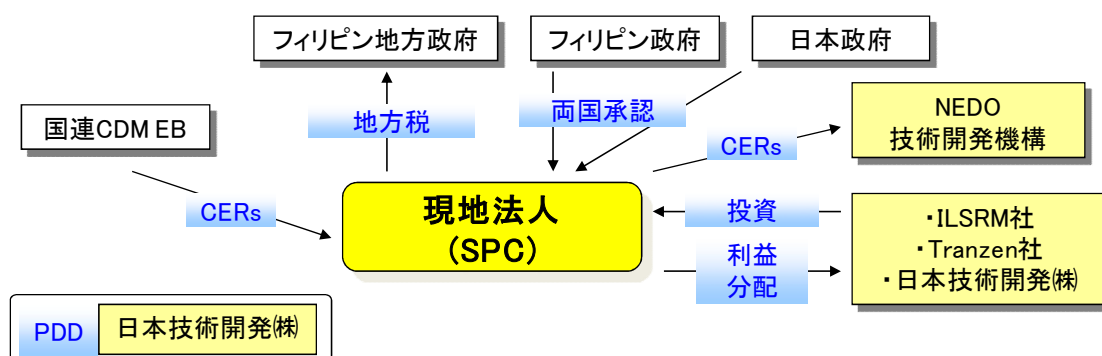


図 4-3-1 CDM プロジェクトの実施体制

4.4. プロジェクト実施期間／クレジット獲得期間

4.4.1. プロジェクト実施期間

プロジェクト開始：2010 年 1 月(予定)

プロジェクト実施期間：10 年間(建設期間除く) 2010 年 1 月～2019 年 12 月

プロジェクト開始日は、2009 年度初頭に SPC 設立を行い、CDM に関する承認手続きを行いながら、2009 年 6 月から建設開始して 2010 年 1 月の稼働を目標としている。

4.4.2. クレジット獲得期間

クレジット獲得開始：2010 年 1 月(予定)

クレジット獲得期間：10 年間 2010 年 1 月～2019 年 12 月

4.5. プロジェクト実施スケジュール

プロジェクトは以下のスケジュールで実施する計画である。

表 4-5-1 プロジェクト実施スケジュール

項目	2008	2009	2010	2019
(1) FS調査		■		
(2) PDD作成		■		
(3) SPC設立		■		
(4) フィリピン政府承認		■		
(5) 日本政府承認		■		
(6) 有効化審査		■		
(7) CDM登録		■		
(8) 設計		■		
(9) 工事		■		
(10) 運転			■	■

クレジット期間:10年

第5章 粉殻発電システム

5.1. 全体計画

本プロジェクトでは、本社精米工場敷地内に、発電所建屋、ボイラー、タービン発電機、変送電設備、発電所建屋、籾殻供給及び備蓄室（設備）、水処理設備、焼却灰コンベヤ及び備蓄室（設備）等を設置する。

主な工事内容は、燃焼・発電設備工事（建屋含む）、水処理設備工事、基礎工、道路・排水工、供給設備及び備蓄設備工事等である。

本プロジェクトプラントの籾殻発電システムフローを図 5-1-1 に示す。

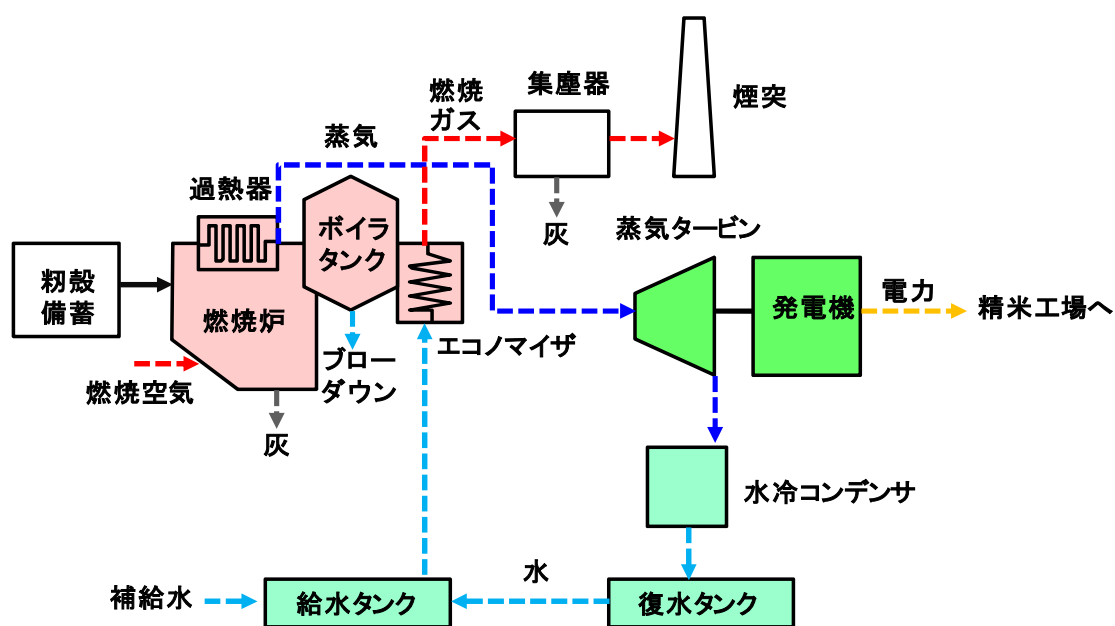


図 5-1-1 籾殻発電プラントシステムフロー

5.2. プラントシステム検討

5.2.1. ボイラー

籾殻は籾殻備蓄室に貯蔵され、籾殻供給コンベヤでボイラーのホッパーからボイラー燃焼室へ供給される。

ボイラー選定では、籾殻はシリカ分を多く含む等の特徴があるため、籾殻燃焼に対する実績、信頼性を十分に考慮すべきである。燃焼炉の形式は、流動床炉も考えられるが、東南アジア等ではストーカ炉が一般的であり、本プロジェクトでもストーカ炉を用いる計画である。

燃焼ガスは、過熱器、エコノマイザ等で水及び空気と熱交換された後、集塵器等を経て煙突から大気へ放出される。また、籾殻の燃焼により生じた焼却灰及び集塵器で収集された灰は、コンベヤで焼却灰備蓄室に移送される。

5.2.1. タービン発電機

ボイラーからの発生蒸気を蒸気タービン発電機に供給して電力を得る。蒸気タービンにて

発電をした蒸気は、コンデンサ（復水器）で凝縮され、再び復水タンクへ回収され、復水ポンプによりこれが繰り返される。この循環サイクルにおいては水質悪化・濃縮等を防ぐための補給水の供給が必要であり、補給水は井戸の掘削による取水を計画している。

コンデンサ及び発電設備内の各設備の冷却系統には、クーリングタワー（冷却塔）によるクローズド方式を採用し、ここにも補給水の供給が必要となる。

本プロジェクトでは多段式蒸気タービンを採用し、発電機（AC 発電機 2MW）と、タービン制御パネル及び安全制御計器等を合わせて設置する。

5.3. 燃料としての籾殻量

ILSRM 社の精米工場では、精米設備の拡張・更新により発生する籾殻の量が増加することが想定されるため、本プロジェクトでは 2010 年から稼働する拡張・更新後の精米設備から発生する籾殻量を加えて、本プロジェクトの燃料としての籾殻量の数値諸元とする。

現在、3 精米工場から発生する籾殻量は合計で年間 47,400 t（トン）になっているが、ここから現在稼働中の 1MW 籾殻発電プラントでの籾殻消費量の年間 23,100 t を差し引き、2010 年から稼働する拡張・更新後の精米設備から発生する年間籾殻量 19,000 t を加えると、2010 年時点で燃料として使用可能な籾殻量（プロジェクトが実施されない場合の籾殻処分想定量）は年間 43,300 t となる。

本プロジェクトで既存の 1MW 籾殻発電プラントより高効率の設備導入による籾殻消費効率の 15% 向上を見込むと、1MW あたりの籾殻消費量は年間 19,635 t となり、本プロジェクトで計画する 2MW プラントでの燃料としての籾殻消費量は、年間 39,270 t となる。

5.4. 籾殻処分量

上記より、2010 年時点でプロジェクトが実施されない場合の籾殻処分想定量は年間 43,300 t となる。現在、年間籾殻処分量の半分が市の指定する最終処分場に処分され、残り半分が一般的な慣例として付近の河川沿いに投棄処分されている。

したがって、本プロジェクトでは、プロジェクトが実施されなかった場合の 2010 年時点での籾殻処分量について、年間 43,300 t の半分である年間 21,650 t がサン・マヌエル市の指定する処分場に処分され、残り半分の年間 21,650 t が河川沿いに投棄処分されることが予想される。

第6章 予想される温室効果ガス(GHG)削減量

6.1.方法論の適用

6.1.1. 適用された方法論

本プロジェクトでは、方法論は AMS-I.C. Thermal energy for the user with or without electricity（利用者のための熱エネルギー方法論）と AMS-III.E. Avoidance of methane production from decay of biomass through controlled combustion, gasification or mechanical/thermal treatment（管理燃焼、ガス化又は機械処理・熱処理によるバイオマスの腐敗からのメタン生成回避）を適用する。

本方法論は「小規模方法論」であり、通常のCDMに比べて簡易な手続きとなる（小規模CDMプロジェクトに使用することができる簡易方法論の使用、PDD記載要件の簡素化等）。小規模CDMは、以下の表6-1-1に示すとおりのプロジェクトの内容により3つのカテゴリーに分類されており、上記小規模方法論AMS-I.C.は「タイプI」、AMS-III.E.は「タイプIII」のプロジェクトに適用される。

表6-1-1 小規模プロジェクトのタイプ

タイプI	再生可能エネルギープロジェクト
	最大出力（プラントの設備容量）が15MW以下のもの。 太陽光、風力、バイオガス、水力、地熱、廃棄物等に関するプロジェクトなどがある。
タイプII	省エネルギープロジェクト
	エネルギー供給側又は需要側における年間の削減エネルギー消費量が60GWh以下のもの。 産業・業務・家庭等に関するプロジェクトなどがある。
タイプIII	その他の（人為的な排出量を削減する）プロジェクト
	排出削減量が二酸化炭素換算で年間6万t以下のもの。 農業、燃料転換、低排出ガス車、メタン回収などに関するプロジェクトなどがある。

出典：財団法人 地球環境センター(Global Environmental Centre Foundation) HPより

また、方法論AMS-I.C.のセクトラル・スコープ（専門分野）は「1：エネルギー産業」、方法論AMS-III.E.のセクトラル・スコープは「13：廃棄物処理・処分」であり、本方法論AMS-III.E.の使用により認められる排出削減量は二酸化炭素換算で年間6万t以下に制限される。

6.1.2. 当該方法論を適用できる理由

本プロジェクトは適用される方法論のすべての適用性基準を満たしている。

方法論 AMS-I.C.は、家庭又は利用者に、化石燃料を利用するものに替えて、熱エネルギーを供給する再生可能エネルギー技術が対象であり、バイオマスに基づいた電力を生成する発電システムも当該カテゴリーに含まれる。

また、方法論 AMS-III.E.は、下記のプロジェクト活動により、バイオマス等の腐敗からのメタン発生を回避するものである。

- 管理燃焼
- ガス化
- 機械または熱処理

本プロジェクトは、精米工場で発生する籾殻を“管理燃焼”することにより「発電」を実施し、それらのプロジェクト活動により、現状、最終処分場に投棄処分されている籾殻の腐敗及びメタン発生を回避する。また、本プロジェクトの計画発電容量は2MWであり、15MW以下であることから、本プロジェクトは小規模 CDM プロジェクトである。したがって、上記の適用条件に該当するため、小規模方法論 AMS-I.C.及び AMS-III.E.が適用できる。

6.1.3. モニタリング計画

(1) モニタリング方法

本プロジェクトでは、AMS-I.C.及び AMS-III.E.に従って、排出削減量の検証に必要なパラメーターモニタリングする。モニタリングは、プロジェクトプラントの各箇所及び発電機等での籾殻燃焼量や発電量を直接測定することを基礎としている。モニタリング計画では、それらの値を計装機器により測定する方法を決定する。

(2) モニタリング項目

本プロジェクトでモニターすべき項目について下記に示す。

- ・ $Q_{product, y}$: 年間籾殻発生量
- ・ $Q_{consump, y}$: 年間籾殻消費量（プロジェクトプラントでの燃焼量）
- ・ $Q_{ash_product, y}$: 年間焼却灰発生量
- ・ $Q_{ash_dump, y}$: 年間焼却灰処分量
- ・ Q_{steam} : 蒸気量
- ・ P_{steam} : 蒸気圧力
- ・ T_{steam} : 蒸気温度
- ・ EG_y : 年間発電電力量
- ・ H : 稼動時間
- ・ CT_y : トラック積載平均量
- ・ プロジェクト活動の関連規制

また、単位発電量当たりの籾殻消費量を設備仕様等から事前に特定しておく必要があり、実際に発電された電力量と、籾殻消費量と単位発電量から算出される電力量を比較しなければならない。

本プロジェクトで使用するモニタリングシステムを図 6-1-1 に示す。

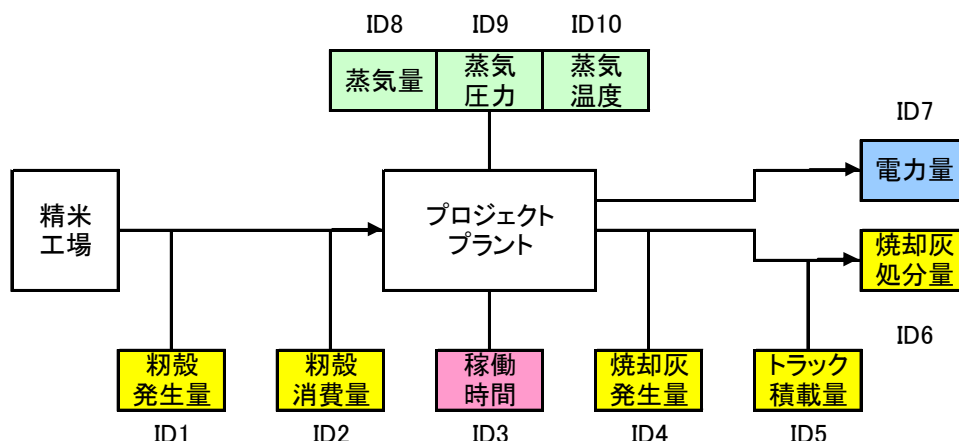


図 6-1-1 モニタリングシステム

モニタリング方法論に基づき、以下に各モニタリング項目のモニタリング計画を示す。

① ID1(籾殻発生量)・ID2(籾殻消費量)・ID3(稼働時間)・ID4(焼却灰発生量)・ID5(トラック積載容量)・ID6(焼却灰処分量)

籾殻発生量は精米工場の中央制御システム等で稼働実績をモニタリングし、籾殻消費量はボイラー燃焼炉への装填量をモニタリングする。プロジェクトプラントの稼働時間は施設の運転記録を制御システムで記録し、焼却灰発生量は灰ピットへの流入量を記録する。トラック積載容量は車両登録を行ってトラックスケール等で記録管理し、焼却灰を農家へ提供する場合、あるいは焼却灰を処分する場合も計量してモニタリングを行う。

② ID7(電力量)

電力量計で精米工場に供給される電力を測定する。電力量は、連続的に計測され、自動的に積算される。知りたいのは瞬時電力ではなく、積算電力量であるので、頻繁に目測して記録をとる必要はない。原則として、最低でも1週間に1回は、表示に異常がないかを確認し、1ヶ月に1回は記録をとるものとする。

③ ID8(蒸気量)・ID9(LFG 温度)・ID10(LFG 圧力)

蒸気量は蒸気流量計で測定する。流量計には多種多様なタイプがあり、差圧流量計（オリフィス等）、面積流量計（フロート等）、超音波式流量計、渦式流量計で測定が可能である。蒸気量と同時に圧力計と温度計が必要であり、価格が比較的安くても正確で、流量に多少の変動があっても精度が大幅に下がることがないもの、堅牢なもの、保守に手間のかからないものが適している。この要求に合致するものは、構造が簡単で機械的可動部がなく、測定範囲が広く、多くの流体（液体、気体、蒸気）に適用可能で、比較的高精度で高安定な渦式流量計である。

圧力計には、液柱式圧力計、重錘式圧力計、弾性式圧力計がある。本プロジェクトにおける圧力計に必要とされる性能は、価格が比較的安くても正確で、圧力に多少の変動があっても精度が大幅に下がることがないもの、堅牢なもの、保守に手間のかからないもの、演算器への出力が可能なものである。この要求に合致するものは弾性式圧力計である。

温度計には実に様々なものがあり、熱電対、抵抗式、サーミスタ式、放射式、ガラス管式、充満式、バイメタル式、水晶発振式、蛍光式、光ファイバー分布式、磁器式等がある。本プロジェクトにおける温度計に必要とされる性能は、価格が比較的安くても正確で、温度に多少の変動があっても精度が大幅に下がることがないもの、堅牢なもの、保守に手間のかからないもの、演算器への出力が可能なものである。この要求に合致するものは抵抗式である。

(3) モニタリング管理

① CDM モニタリング管理者

管理者がこのモニタリング計画に従って、データ収集作業を監督する。モニタリング管理者は、プロジェクト管理者に毎月、モニタリング作業と収集データを報告する。もし、モニタリング作業に不具合があった場合や収集データに問題が生じた場合は、モニタリング管理者は速やかにプロジェクト管理者に報告する。

② CDM プロジェクト・チーム

本プロジェクトの SPC（特別目的会社）が CDM プロジェクト・チームを設置する。このチームは、CDM プロジェクト運営のために、少なくとも毎月集まる予定である。CDM プロジェクト・チームのメンバーは、CDM モニタリング管理者、プロジェクト管理者、現場チーフエンジニア等からなる。CDM プロジェクト・チームの会議は例会の一部で、議事録が記録され、保管される。非常の場合は、各チーム・メンバーは対策のため、電話等で連絡を取り合う。

(4) 品質管理と品質保証

本プロジェクトで使用されるモニターの品質管理と品質保証を以下に示す。

① 測定機器のキャリブレーションと維持管理

- ・測定機器、その他センサー等は、定期的に製造元による点検を受ける。
- ・測定機器のキャリブレーションも、仕様書に従って定期的に行う。

② 矯正行為

- ・内部監査により、データ収集がガイドラインに従って実行されているかを確認する。
- ・定期的なミーティング、測定者間の専門的なミーティング等を持ち、矯正行為を実施する。

③ 現場監査

- ・ CDM プロジェクト・トチームは、定期的にサイト監査を行い、計測、データ収集がガイドラインに従って実行されているかを確認する。

④ 研修

- ・ 本プロジェクトが開始される前に、全従業員を対象とした研修を行う。プロジェクト管理者とモニタリング・スタッフを対象としたモニタリング計画の研修を行う。

⑤ 書類保管

- ・ 装置リスト（蒸気流量計、温度計、圧力計等の名称、製造番号、製造元、仕様書）
- ・ キャリブレーションリストと報告書（実行者、日付、手順、精度等）
- ・ メンテナンスリストと報告書（実行者、日付、手順等）
- ・ プロジェクト運転マニュアル
- ・ CDM プロジェクト・チームの会議議事録
- ・ 不具合報告書
- ・ 勤務表
- ・ 研修計画
- ・ 内部監査報告書
- ・ 年間モニタリング・レビュー

6.2. 温室効果ガス(GHG)排出削減量算定

6.2.1. ベースラインシナリオ及びプロジェクトシナリオの検討

現状、精米工場から発生しているバイオマスである籾殻の一部は、精米工場の同敷地内で稼働中の 1MW 発電に使用され、残りの籾殻は市の指定する最終処分場及び一般的な慣例として河川沿いに投棄処分されている。

また、精米工場で精米工程に使用する電力は、燃料として化石燃料の軽油が使用されているディーゼル発電機及び不安定なグリッドからの給電電力により賄われている。

以上の状況を本プロジェクトのベースラインシナリオとするが、河川沿いに投棄処分されている籾殻については、暴風雨の際に河川の下流へ押し流されることもあることから、籾殻の腐敗によるメタン発生は、市の指定する最終処分場においてのみ発生している状況をベースラインシナリオとする。

プロジェクトシナリオは、本プロジェクトがなければ既存の発電で消費されずに最終処分場に埋立処分されていたであろう籾殻を燃料とした、新規の発電プラントを建設・運転し、軽油消費によるディーゼルエンジン発電の電力及びグリッドからの給電電力を代替するとともに、最終処分場での籾殻の腐敗によるメタン発生を回避することとする（図 6-3-1）。

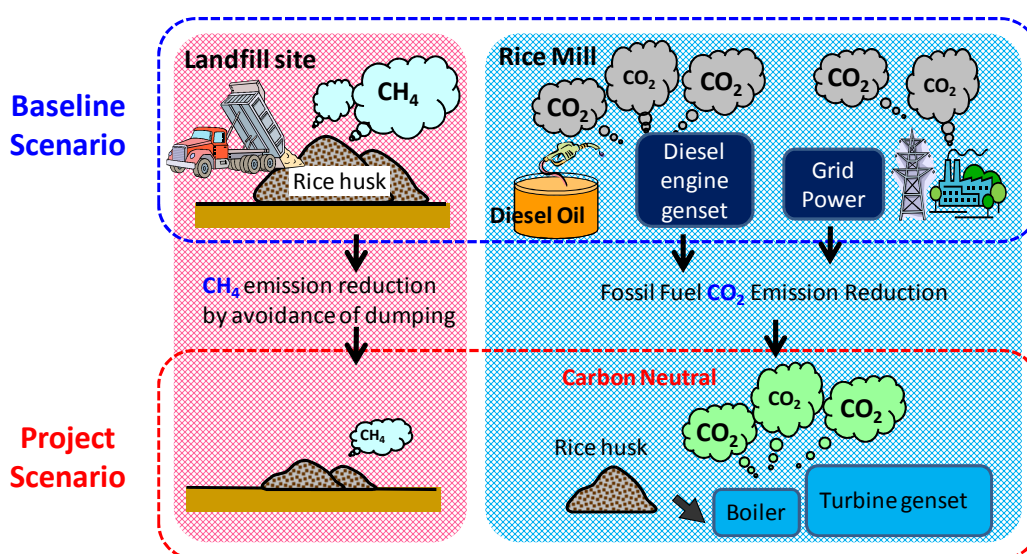


図 6-2-1 本プロジェクトのシナリオ

6.2.2. 化石燃料代替による GHG 排出削減量

(1) ベースライン排出量

『AMS-I.C.：利用者のための熱エネルギー方法論』を用いて、本プロジェクトが実施されない場合、つまり、籾殻ではなく化石燃料を用いた発電及びグリッドからの給電が継続して行われる場合のベースライン排出量を算出する。

現状では化石燃料は発電にのみ使用されているため、本プロジェクトのように化石燃料代

替の再生可能エネルギー技術の場合、簡易ベースラインとしてプロジェクトがなかった場合に利用されていたであろう技術、つまりディーゼルエンジン発電による燃料消費量に、代替される化石燃料歩排出係数を乗じて算出される。

また、グリッドからの給電電力のベースライン排出量は、再生可能技術で生産される発電量に、グリッドの CO₂ 排出係数を乗じて算出される。また、グリッドの CO₂ 排出係数は、小規模方法論 AMS-1.D：グリッド接続の再生可能発電にしたがって算出しなければならない。

よって、y 年におけるベースライン排出量(BE_y)は以下の式で算出される。

$$BE_y = BE_{\text{power, fuel, y}} + BE_{\text{power, grid, y}}$$

BE_y : y 年中にプロジェクトによって代替される電力からのベースライン排出量

BE_{power, fuel, y} : y 年中にプロジェクトによって代替される精米工場での化石燃料使用による電力からのベースライン排出量

BE_{power, grid, y} : y 年中にプロジェクトによって代替されるグリッド給電電力からのベースライン排出量

1) 精米工場での化石燃料使用による電力からのベースライン排出量

$$BE_{\text{power, fuel, y}} = Q_{y, \text{diesel}} \times EF_{\text{diesel}}$$

Q_y : 年間軽油消費量

EF_{diesel} : 軽油の CO₂ 排出係数

Q_{y, diesel} は、現在の軽油使用実績より、3,760L/日であることから、精米工場が稼働する 300 日分/年が年間消費量となるため、下記計算より年間 970t の軽油使用量となる。

$$Q_{y, \text{diesel}} = 3,760 \times 300 \times 0.86/1000 = 970 \text{ t/year}$$

また、軽油の CO₂ 排出係数 EF_{diesel} は IPCC ガイドライン(IPCC 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories)より、下記のように算出される。

$$EF_{\text{diesel}} = \text{軽油の排出係数} \times \text{Net calorific value (真発熱量)}$$

表 6-2-1 IPCC デフォルト値

Items	Value	Unit
CO ₂	74100	kg/TJ
CH ₄	3	kg/TJ
N ₂ O	0.6	kg/TJ
OX	1	-

(出典：IPCC ガイドライン)

軽油の排出係数は、

$$\begin{aligned}
 &= \text{CO}_2 \text{ 排出係数} \times \text{酸化係数} + \text{CH}_4 \text{ 排出係数} \times 21 + \text{N}_2\text{O} \text{ 排出係数} \times 310 \\
 &= 74,100 \times 1 + 3 / 1,000 \times 21 + 0.6 / 1,000 \times 310 = 74.35 \text{ tCO}_2\text{e/TJ}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{EF}_{\text{diesel}} &= \text{軽油の排出係数} \times \text{Net calorific value (発熱量} \rightarrow \text{軽油 : 43.0 (IPCC))} \\
 &= 74.35 \times 43.0 \text{ (TJ/10}^3\text{ t)} / 1000 = 3.197 \text{ (tCO}_2\text{e/tonnes fuel)}
 \end{aligned}$$

したがって、化石燃料使用による電力からのベースライン排出量 $\text{BE}_{\text{power, fuel, y}}$ は、

$$\begin{aligned}
 &= 970 \times 3.197 \\
 &= \underline{\underline{3,101 \text{ tCO}_2\text{e/year}}}
 \end{aligned}$$

2) グリッド給電電力からのベースライン排出量

グリッド給電電力からのベースライン排出量 $\text{BE}_{\text{power, grid, y}}$ はプロジェクト実施により代替されるグリッドからの給電電力量にグリッドの排出係数を乗じて算出される。

$$\text{BE}_{\text{power, grid, y}} = \text{EG}_y * \text{EF}_{y, \text{grid}}$$

EG_y : プロジェクト実施により代替されるグリッドからの給電電力量

$\text{EF}_{y, \text{grid}}$: グリッド排出係数

グリッド排出係数は、AMS-I.D.及び Tool to calculate the emission factor for an electricity system 「電気システムに関する排出係数計算ツール」に規定される手続にしたがい、オペレーティングマージン(OM)とビルドマージン(BM)を統合したコンバインドマージン(CM)排出係数 $\text{EF}_{\text{grid, CM, y}}$ を求める。

$$\text{EF}_{\text{grid, CM, y}} = \text{EF}_{\text{grid, OM, y}} \times w_{\text{OM}} + \text{EF}_{\text{grid, BM, y}} \times w_{\text{BM}}$$

$\text{EF}_{\text{grid, OM, y}}$: オペレーションマージン CO₂ 排出係数

$\text{EF}_{\text{grid, BM, y}}$: ビルドマージン CO₂ 排出係数

W_{OM} : オペレーションマージン排出係数荷重

W_{BM} : ビルドマージン排出係数荷重

- 風力発電、太陽発電プロジェクトの場合 : W_{OM} = 0.75, W_{BM} = 0.25

- その他プロジェクトの場合 : W_{OM} = 0.5, W_{BM} = 0.5

●オペレーティングマージン(OM)

プロジェクト対象サイトはルソン系統からの給電であるため、Tool to calculate the emission factor for an electricity system に従い、ルソン系統の直近 3 年間のデータを用いて OM を算出する。

表 6-2-2 ルソン系統の直近 3 年間の年間発電量

LUZON Grid	2005	2006	2007
Oil-Based	2,021,641	1,711,415	2,192,048
Combined-Cycle	90,608	238,870	652,834
Diesel	1,910,774	1,315,067	1,348,033
Gas Turbine	1,433	-	-
Oil Thermal	18,826	157,478	191,182
Coal	14,653,275	14,099,158	14,417,796
Natural Gas	16,860,917	16,365,960	18,789,414
Geothermal	2,742,203	3,519,417	3,600,503
Hydro	4,331,224	5,492,271	4,562,309
Wind	17,469	53,235	57,842
Total Generation	40,626,730	41,241,457	43,619,911

*Source: Department of Energy. PowerStats 2007

表 6-2-3 Simple OM の算出表

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)	(J)
Item	2005-2007 Average Electricity Generation	Heat Rate	Fuel Consumption Impact		Carbon Emission Factor	Unadjusted Annual Carbon Emission Impact	Combusti on Efficiency	Actual Carbon Emission Impact	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	Simple OM Emission Factor
Abbreviation	GEN		FCI	FCI	Carbon Emission Factor	CEI	COM EFF	Adjusted CEI	tCO2	EF Simple OM
Data Source	PDOE Powerstats	PDOE	(A) x (B)	$[(C) \times 1055] / 10^4$	IPCC	(D) x (E)	IPCC	(F) x (G)	(H) x (44/12)	(I) / (A/1000)
Unit	kwh/yr	BTU/kwh	BTU/yr	TJ/yr	tC/TJ	tC/yr	%	tC/yr	tCO2/yr	
Combined-Cycle	327,437,333	10,850	3.553E+12	3748.09	20.20	75,711.48	99	74,954.37	274,832.69	
Diesel	1,524,624,667	10,850	1.654E+13	17452.00	20.20	352,530.35	99	349,005.04	1,279,685.16	
Gas Turbine	477,667	14,400	6.878E+09	7.26	20.20	146.59	99	145.12	532.11	
Oil Thermal	122,495,333	10,850	1.329E+12	1402.17	21.10	29,585.86	99	29,290.00	107,396.67	
Coal	14,390,076,333	9,773	1.406E+14	148369.10	26.80	3,976,291.82	98	3,896,765.99	14,288,141.95	
Natural Gas	17,338,763,667	6,550	1.136E+14	119815.19	15.30	1,833,172.43	99.5	1,824,006.57	6,688,024.09	
Total	33,703,875,000								22,638,612.67	0.672

以上より、EF_{grid,OM,y} = 0.672

● ビルドマージン(BM)

Tool to calculate the emission factor for an electricity system に従い、ルソン系統で直近に建設された 5 つの発電所のデータから算出する。

表 6-2-4 ルソン系統で直近に建設された発電所

Plant	Date of Commision	Location	2007 Power Generation (MWh)
San Roque Hydro	May-2003	Benguet	728,751
San Lorenzo Natural Gas	Sep-2002	Sta.Rita, Batangas	3,652,594
Ilijan Natural Gas	Jun-2002	Ilijan, Batangas	7,799,563
Sta.Rita Natural Gas	Sep-2001	Sta.Rita, Batangas	7,337,257
North wind power	Jun-2005	Ilocos Sur	57,842
Total			19,576,007

表 6-2-5 BM 算出表

	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)	(J)
Item	2007 Electricity Generation	Heat Rate	Fuel Consumption Impact		Carbon Emission Factor	Unadjusted Annual Carbon Emission Impact	Combustion Efficiency	Actual Carbon Emission Impact	Annual Carbon Dioxide Emission Impact	Build Margin Emission Factor
Abbreviation	GEN	HR	FCI	FCI	Carbon Emission Factor	CEI	COM EFF	Adjusted CEI	tCO2	EF BM
Data Source	PDOE	PDOE	(A) x (B)	[(C)x1055] /10^12	IPCC	(D) x (E)	IPCC	(F) x (G)	(H) x (44/12)	(I) / (A)
Unit	MWh/yr	BTU/kwh	BTU/yr	TJ/yr	tC/TJ	tC/yr	%	tC/yr	tCO2/yr	
San Roque Hydro	728,751									
San Lorenzo Natural Gas	3,652,594	6,805	2.49E+13	26222.977	15.3	401,211.54	99	397,199.43	1,456,397.91	
Ilijan Natural Gas	7,799,563	6,550	5.11E+13	53896.930	15.3	824,623.03	99	816,376.80	2,993,381.61	
Sta.Rita Natural Gas	7,337,257	6,986	5.13E+13	54077.272	15.3	827,382.26	99	819,108.43	3,003,397.59	
North wind power	57,842									
Total	19,576,007								7,453,177.11	0.381

以上より、**EF_{grid,BM} = 0.381**

● グリッドの排出係数

$$\begin{aligned}
 \text{よって、} \mathbf{EF_{y, grid}} &= \mathbf{EF_{grid,CM,y}} = \mathbf{EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM}} \\
 &= 0.672 \times 0.5 + 0.381 \times 0.5 \\
 &= \mathbf{0.526}
 \end{aligned}$$

プロジェクト開始予定の 2010 年における精米工場全体での電力需要は、3 工場あわせて 3,500kW (24 時間、年間 300 日稼働を想定)と見込まれる(4.2.項参照)。このうち、プロジェクトサイトとなる本社工場及び隣接する第 2 工場での電力需要は 3100kW と見込まれるため、本プロジェクトの計画発電容量 2,000kW 及び既存の 1MW プラントから給電が行われることとする。

本社工場及び第 2 工場に必要な電力は、本社工場で使用されているディーゼル発電 350kW 以外はグリッドからの給電でまかなわれている。このため、本プロジェクトでは、ディーゼル発電 350kW 及びグリッドからの電力の 1,650kW 分を合わせた 2,000kW をプロジェクト実施により電源代替する。

したがって、グリッド給電電力からのベースライン排出量は、

$$\begin{aligned} BE_{\text{power, grid, y}} &= 1650 \times 24 \times 300 \times 0.526 \\ &= \underline{\underline{6,249 \text{ tCO}_2\text{e/year}}} \end{aligned}$$

(2) リークージ

エネルギー生成設備（発電設備等）が他の活動から移送してきたものである場合、あるいは既存の設備が他の活動に移送される場合は、リークージを考慮しなければならないが、本プロジェクトの設備は他の活動とは独立して新たに新設されるものであるため、リークージは考慮しない。

(3) GHG 排出削減量

ベースライン排出量 BE_y からプロジェクト排出量 PE_y 及びリークージ L_y を差し引いたものが GHG 排出削減量となる。

よって、AMS-I.C.により算出される、精米工場での化石燃料代替及びグリッド電源代替による GHG 排出削減量は、以下のとおりである。

表 6-2-6 化石燃料使用代替及びグリッド電源代替による GHG 排出削減量

稼働年	精米工場での化石燃料使用による電力からのベースライン排出量	グリッド給電電力からのベースライン排出量 (tCO ₂ e)	合計 (tCO ₂ e)
2010	3,101	6,249	9,350
2011	3,101	6,249	9,350
2012	3,101	6,249	9,350
2013	3,101	6,249	9,350
2014	3,101	6,249	9,350
2015	3,101	6,249	9,350
2016	3,101	6,249	9,350
2017	3,101	6,249	9,350
2018	3,101	6,249	9,350
2019	3,101	6,249	9,350
合計	31,010	62,490	93,500

6.2.3. メタン発生回避による GHG 排出削減量

(1) ベースライン排出量

現状、既存の 1MW 発電に使用されない籾殻は、市の指定する処分場及び一般的な慣例として河川沿い等に投棄処分されている。河川沿いに投棄処分されている籾殻については、暴風雨の際に河川の下流へ押し流されることもあるとのことから、籾殻の腐敗によるメタン発生は、市の指定する最終処分場においてのみメタン発生している状況に対し、『AMS-III.E.: 管理燃焼、ガス化又は機械処理・熱処理によるバイオマスの腐敗からのメタン生成回避』を用いて、ベースライン排出量を算出する。

y 年における籾殻腐敗によるベースライン排出量(BE_y)は以下の式で算出される。

$$BE_y = BE_{CH_4, SWDS, y}$$

BE_y : y 年中の籾殻腐敗によるメタン発生のベースライン排出量

BE_{CH₄, SWDS, y} : y 年中に処分場で発生するメタン量から算定される CO₂ 換算 GHG 排出量

BE_{CH₄, SWDS, y} は、『Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site』: 廃棄物処分場の埋立廃棄物からのメタン排出量決定ツール』を用いて算出される。

$$BE_{CH_4, SWDS, y} = \varphi \cdot (1-f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1-OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k_j(y-x)} \cdot (1-e^{-k_j})$$

φ : 計算モデルの不確実性のためのモデル補正係数 (IPCC デフォルト値: 0.9)

f : 処分場における現在のメタン回収、フレア燃焼、利用率 (=0)

GWP_{CH₄} : メタンの温暖化係数 (IPCC デフォルト値: 21)

OX : 酸化係数 (IPCC デフォルト値: 0)

F : 埋立ガス中のメタン濃度 (IPCC デフォルト値: 0.5)

DOC_f : 分解される有機炭素の割合 (IPCC デフォルト値: 0.5)

MCF : メタン回収率 (IPCC デフォルト値: 0.8)

W_{j,x} : x 年に埋立された廃棄物 j の埋立量 (=21,650t/年)

DOC_j : 廃棄物 j の分解される有機炭素の割合 (IPCC デフォルト値: 0.5)

k_j : 廃棄物 j の分解係数 (IPCC デフォルト値: 0.035)

- j : 廃棄物の種類 (IPCC デフォルト: Wood)
- x : クレジット期間中の対象年 (2010～2019 年)
- y : メタン発生が計算される年

上記計算により、 $BE_{CH_4, SWDS, y}$ は以下のように算出される。

表 6-2-7 メタン発生回避によるベースライン排出量

稼働年	メタン発生回避による ベースライン排出量 (tCO ₂ e)
2010	1,876
2011	3,688
2012	5,438
2013	7,128
2014	8,759
2015	10,334
2016	11,855
2017	13,324
2018	14,742
2019	16,112
合計	93,256

(2) プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、プロジェクトプラントでの化石燃料等の助燃剤燃焼、ベースラインシナリオでの処分場への運搬距離からプロジェクトシナリオでのプロジェクトプラントへの籾殻運搬距離の差による化石燃料使用増加、プロジェクトから排出される焼却残さ等の処分場やその他利用者への運搬距離増加による化石燃料使用増加等により算出される。

プロジェクトプラントでの化石燃料等の助燃剤燃焼等を行わないため、これによるプロジェクト排出量はない。

また、本プロジェクトの実施による籾殻焼却後の残さについては、周辺農家に肥料として無償提供しており GHG 排出量が増加しているが、プロジェクト実施により処分場への籾殻処分の運搬距離 10km が回避されるため、プロジェクト排出量の増加はない。

さらに、本プロジェクトサイトは、籾殻の発生源である精米工場と同じ敷地内で数十 m 程度であるため、プロジェクトプラントへの籾殻運搬距離はほぼ無視できる。

(3) リークージ

管理燃焼技術が他の活動から設備を移送してきたものである場合、あるいは既存の設備が他の活動に移送される場合は、リークージを考慮しなければならないが、本プロジェクトの設備は他の活動とは独立して新たに新設されるものであるため、リークージは考慮しない。

(4) GHG 排出削減量

ベースライン排出量 BE_y からプロジェクト排出量 PE_y 及びリーケージ L_y を差し引いたものが GHG 排出削減量となる。

よって、AMS-III.E.により算出される、メタン発生回避による GHG 排出削減量は、以下のとおりである。

表 6-2-8 メタン発生回避による GHG 排出削減量

稼働年	メタン発生回避 による ベースライン 排出量 (tCO ₂ e)	助燃剤等の 燃焼による プロジェクト 排出量 (tCO ₂ e)	運送距離増加 による プロジェクト 排出量 (tCO ₂ e)	リーケージ (tCO ₂ e)	メタン発生回避 による GHG排出 削減量 (tCO ₂ e)
2010	1,876	0	0	0	1,876
2011	3,688	0	0	0	3,688
2012	5,438	0	0	0	5,438
2013	7,128	0	0	0	7,128
2014	8,759	0	0	0	8,759
2015	10,334	0	0	0	10,334
2016	11,855	0	0	0	11,855
2017	13,324	0	0	0	13,324
2018	14,742	0	0	0	14,742
2019	16,112	0	0	0	16,112
合計	93,256	0	0	0	93,256

6.2.4. 本プロジェクト実施による GHG 排出削減量

化石燃料使用代替・グリッド電源代替による GHG 排出削減量及びメタン発生回避による GHG 排出削減量の合計が本プロジェクト実施による GHG 排出削減量である。

表 6-2-9 本プロジェクト実施による GHG 排出削減量

稼働年	化石燃料使用代替 及びグリッド電源 代替による GHG排出削減量 (tCO ₂ e)	メタン発生回避 による GHG排出 削減量 (tCO ₂ e)	合計 (tCO ₂ e)
2010	9,350	1,876	11,226
2011	9,350	3,688	13,038
2012	9,350	5,438	14,788
2013	9,350	7,128	16,478
2014	9,350	8,759	18,109
2015	9,350	10,334	19,684
2016	9,350	11,855	21,205
2017	9,350	13,324	22,674
2018	9,350	14,742	24,092
2019	9,350	16,112	25,462
合計	93,500	93,256	186,756

したがって、プロジェクト期間 10 年合計 186,756 tCO₂e、年間平均 18,675 tCO₂e／年の GHG 排出削減量となる。

第 7 章 環境・社会影響分析

7.1. 環境影響分析

7.1.1. 背景

フィリピンの環境影響評価制度は、1977 年の大統領令 1151 号によって定められた。全ての政府機関、民間団体、企業が、環境に影響を及ぼすおそれのある一定規模以上のプロジェクト、事業、その他の活動を実施する際に、その影響を事前に調査し、事業が周辺環境や周辺住民の健康等に悪影響を及ぼさないことを確認することを義務付けた制度である。

事業者は環境影響評価書（EIS:Environmental Impact Statement）あるいは初期環境調査書（IEE:Initial Environmental Examination）等の文書を作成し、DENR あるいは地域事務局へ事業許可申請を行う。各種環境基準等に適合していれば、プロジェクトの実施を認める環境適合証明（ECC:Environmental Compliance Certificate）等が発行される。

【プロジェクト分類】

グループⅠ：環境に重大な影響を与える恐れのあるプロジェクト

グループⅡ：環境に重大な影響を与える恐れのないプロジェクト（環境脆弱エリア）

グループⅢ：環境に重大な影響を与える恐れのないプロジェクト（非環境脆弱エリア）

グループⅣ：連続するエリアでプロジェクト単体の混合として実施されるプロジェクト

グループⅤ：非分類プロジェクト

プロジェクト規模（プラント規模、発電容量、面積等）に応じてグループ分類及び必要な環境影響に係る手続きが定められており、『REVISED PROCEDURAL MANUAL FOR DENR ADMINISTRATIVE ORDER NO. 30 SERIES OF 2003 (DAO 03-30)』に記載されている環境影響に係る手続きの基準によると、本プロジェクトは、廃棄物発電プロジェクトに分類され、発電容量に応じて以下のように要求水準が異なる。

- ・ 発電容量 $\geq 50\text{MW}$ → EIS 提出 ECC 受領
- ・ $1\text{MW} \leq \text{発電容量} \leq 50\text{MW}$ → IEE 提出 ECC 受領
- ・ 発電容量 $\leq 1\text{MW}$ → PDR 提出 CNC 受領

※ EIS : Environmental Impact Statement

ECC : Environmental Compliance Certificate

IEE : Initial Environment Examination

PDR : Project Description Report

CNC : Certificate of Non-Coverage

本プロジェクトの計画発電容量は 2MW であるため、IEE の提出が必要となる。申請書類に問題がなければ、申請から 2 ヶ月程度で ECC が発行される。

7.1.2. 環境影響予測と評価

(1) 大気環境

大気汚染防止に関する法律（「Philippine Clean Air Act」）により、バイオマス及び廃棄物の非管理燃焼（野外での直接焼却等）は禁止されている。しかし、管理された焼却処理は経済レベル等により現実的でないことと、特別な区画やオープンヤードに不法投棄のように野積み放置されているのが籾殻の一般的な処分方法であることより、放置された籾殻は自然分解され、腐敗している状況である。

このように、プロジェクトが実施されなければ、籾殻の腐敗により全く処理・回収されないCO₂の21倍の温暖化係数を持つ温室効果ガスであるメタンが直接大気へ放出される。

プロジェクト活動により、メタン発生が回避され、大気への直接放出が軽減されることで、大気環境が改善される。

一方、ボイラ等の機器は、その形式、運転及び維持管理により排気ガスを生み出し、微量の有機、有害なガスを排出することもある。しかし、プロジェクトが実施されない場合の環境影響と比較して、これらの影響は非常に小さく、高水準の排気管理、モニタリング及び維持管理によってコントロールされる。また、腐敗した籾殻から発生する悪臭も、籾殻の投棄処分の回避により最小化される。

(2) 騒音

プロジェクトサイトは郊外にあり、周辺には広大な田園が広がって、住民は近隣に居住していない。騒音の主な発生源と考えられるプロジェクトプラントは住民の生活圏から適切な距離を確保することは可能であり、ボイラ、タービン等の設備は建屋内に設置し、その他機器は屋外に設置するなど、低い騒音レベルで制御できるものと考えられる。

(3) 粉塵

プロジェクトの設備建設と土工事時に、粉塵の飛散が想定されるため、散水等により粉塵を防止することが必要である。

7.2. 社会影響分析

(1) 雇用開発

プロジェクトのプラントの建設期間中、及び運転期間中に雇用機会がもたらされる。

(2) 地域電源供給

本プロジェクトで発電する電力により電力グリッドからの給電量が削減され、地域公共電源への電力負荷を低下させることが可能となる。また、地域電源は、非常に不安定であるため、イサベラ州の主力産業である米生産の最終過程である精米工程の効率を下げてきた。安定電源の開発により、精米効率の向上が期待される。

(3) 技術移転

プロジェクト実施及び運営期間中には、地域の労働力の投入によって技術移転が可能となり、雇用された人員がその技術を直接習得することができる。

(4) 教育・啓発

本プロジェクトの実施により、地域住民への教育・訓練及び環境保護の普及啓発活動のモデルとして広く地域の持続可能な発展への貢献・市の広報的役割が期待される。

7.3. ステークホルダーへの説明会

フィリピンでは、「ステークホルダーコメント収集のガイドライン（仮）（INTERIM GUIDELINES ON THE CONDUCT OF STAKEHOLDERS' CONSULTATION UNDER DAO 2005-17）」を策定し、ステークホルダーへの説明会の開催に関する手引きを示している。

ガイドラインには、ステークホルダーコメント収集の記録として、最低限、下記の書類が必要と記載されている。

- 招待状
- 参加者リスト（住民、グループ各代表者の所属、氏名）
- 議事録（ステークホルダーのプロフィール、当日の写真、プレゼン資料を添付）
- 意見要約
- 意見聴取方法（アンケート等）
- サイトマップ／周辺マップ

また、このステークホルダーへの説明会が適正に行われたかどうかの評価基準として、下記事項が記載されている。

- ・ 案内状が適切か？
- ・ 多数決による方法か？あるいはそれ以外であればその手順は明確であるか？
- ・ ステークホルダーへの十分な情報提供がなされていたか？
- ・ 適任と認められる司会者か？
- ・ 女性や、若者、高齢者、身体障害者等の代表者が参加していたか？
- ・ 大きな場所、アクセスしやすい場所、参加しやすい開催時間か？
- ・ 公に理解しやすい言語による説明であったか？
- ・ プロジェクトにより影響を受ける公的な個人、団体が参加していたか？

このため、CDM プロジェクトのしくみを含め、プロジェクト内容を住民が理解しやすいように、地球温暖化や温室効果ガス等の説明を加え、主に下記の内容についてプレゼン資料等を作成して説明会を開催することとする。

- ・ 地球温暖化について
- ・ 温室効果ガスについて
- ・ CDM について
- ・ 本プロジェクトについて
- ・ FS 調査結果について
- ・ 地域の持続可能な発展への貢献について
- ・ プロジェクトスケジュール

第 8 章 事業性検討

8.1. 初期事業費

初期投資額は、530 百万円(1 米ドル = 106 円, 1 ペソ(Php)=2.3 円換算) (2008/10/01 時点) と見積もられる (詳細は 3 章に詳述)。

1) 機器 : 342 百万円

ボイラー、タービン発電機、AC 発電機 2000kW、変圧器、水処理システム、配管、電線、鋼材等

2) 土木建築 : 60 百万円

ボイラー室、タービン制御、変圧器室、基礎及び補助工 (煙突、粉じん除去器、冷却塔等)、道路工、排水工

3) 材料及び設備費 : 128 百万円

輸送費、人件費、工具、クレーン、塗装、コンプレッサー、電源パネル、冷却水ポンプ、停電用エンジン(350kW)、穀物供給コンベヤ及び備蓄設備、灰コンベヤ及び備蓄設備、深井戸、保険等

8.2. 税制

本プロジェクトに関連する主な税金は以下のものがある。

●法人税(Corporation Tax)

法人税は 2009 年 1 月より 30%に減税される (以前の法人税率は課税所得の 35%)。

●付加価値税(VAT)

プロジェクト実施の為に輸入・購入する機器・物品および提供を受けるサービスに対して 12%の付加価値税が課せられる。

なお、本プロジェクトの売電事業が DOE により「再生可能エネルギーを用いた電力の売電」と認められた場合、当該売電に掛かる VAT は「ゼロレート」となる為、建設期間中に支払った VAT については、返金または Tax Credit の対象となる。

これらに関し、本プロジェクトでは 2008 年 6 月 11 日に下院を通過した再生可能エネルギー法 (An Act Promoting the Development, Utilization and Commercialization of Renewable Energy Resources and for Other Purposes) が適用されることが想定されるため、以下の優遇措置を得られる可能性がある。

① 所得税免税：7 年間

プロジェクトの商業運転開始から 7 年間の所得税免税となる。

② 輸入税免除：10 年間

プロジェクトに使う再生可能エネルギー機器及び資材について、その機器を輸入する場合、それに係わる輸入税は免税となる。

③ 法人税率減税

所得税免税の 7 年間のあと、課税所得の 10%を法人税として支払う（通常の法人税率は 30%）。

④ 付加価値税免税

プロジェクトに係る調達等の付加価値税(Value Add TAX: VAT)が 0%となる（通常の VAT は 12%）。

⑤ 排出権の免税

プロジェクトからの排出権にかかる税が免税となる。

8.3. プロジェクトの収入

8.3.1 軽油消費削減：101 百万円／年

本プロジェクトで籾殻を燃料とする発電を実施することにより、現在 ILSRM 社の 3 精米工場でディーゼル発電機（350kW）に使用している年間 1,128,000L（3,760L／日）の軽油の消費が代替されるため、DOE の Oil Price Monitor 等より軽油単価 90 円/L 分の削減効果をプロジェクト収入と見込む（表 8-3-1）。

表 8-3-1 軽油消費削減による収入

稼働年	軽油消費削減量 (L/年)	軽油単価 (円/L)	軽油消費削減 による収入 (千円/年)
2010	1,128,000	90	101,520
2011	1,128,000	90	101,520
2012	1,128,000	90	101,520
2013	1,128,000	90	101,520
2014	1,128,000	90	101,520
2015	1,128,000	90	101,520
2016	1,128,000	90	101,520
2017	1,128,000	90	101,520
2018	1,128,000	90	101,520
2019	1,128,000	90	101,520
合計			1,015,200

8.3.2. グリッド電力消費削減：109 百万円／年

現在 ILSRM 社の 3 精米工場で公共グリッドから購入している電力のうち、本プロジェクトで籾殻を燃料とする発電を実施することにより代替される 1,650kW 分の電力消費が削減されるため、現在 3 精米工場がグリッドから購入している買電単価 8Php/kWh の半額 (4Php/kWh=9.2 円)で ILSRM 社と売電契約を締結することとし、本プロジェクトの収入と見込む (表 8-3-2)。

表 8-3-2 グリッド電力消費削減による収入

稼働年	給電容量 (kW)	稼働時間 (hr/日)	年間 稼働日数 (日/年)	売電単価 (円/kWh)	グリッド電力 消費削減 による収入 (千円/年)
2010	1650	24	300	9.2	109,296
2011	1650	24	300	9.2	109,296
2012	1650	24	300	9.2	109,296
2013	1650	24	300	9.2	109,296
2014	1650	24	300	9.2	109,296
2015	1650	24	300	9.2	109,296
2016	1650	24	300	9.2	109,296
2017	1650	24	300	9.2	109,296
2018	1650	24	300	9.2	109,296
2019	1650	24	300	9.2	109,296
合計					1,092,960

8.3.3. クレジット売却：17 百万円／年～40 百万円／年

本プロジェクトで発生する CO₂ クレジット (CERs) の全量について 15 米ドル/CO₂ トン (=1,590 円/CO₂ トン) でクレジット購入契約を締結することとした。また、発行される CERs のうち、2%が発展途上国支援の充当分として差引かれる (表 8-3-3)。

表 8-3-3 クレジット売却による収入

稼働年	GHG排出 削減量 (tCO ₂ e/年)	途上国 支援充当 2%	CERs 取得量 (tCO ₂ e/年)	CERs売却 単価 (円/tCO ₂ e)	CERs売却 による収入 (千円/年)
2010	11,226	-225	11,001	1,590	17,492
2011	13,038	-261	12,777	1,590	20,316
2012	14,788	-296	14,492	1,590	23,043
2013	16,478	-330	16,148	1,590	25,676
2014	18,109	-362	17,747	1,590	28,217
2015	19,684	-394	19,290	1,590	30,672
2016	21,205	-424	20,781	1,590	33,042
2017	22,674	-453	22,221	1,590	35,331
2018	24,092	-482	23,610	1,590	37,540
2019	25,462	-509	24,953	1,590	39,675
合計	186,756	-3,735	183,021		291,003

8.4. プロジェクトの支出

プロジェクトの支出は、運営・維持管理費(人件費、メンテナンス費用、その他経費等)、減価償却費、借入金利息、CDM-EB 登録費等からなる。

8.4.1. 運営・維持管理費

本プロジェクトでの運営・維持費は、人件費、メンテナンス費、その他の経費からなる。

●人件費：46 百万円／年

プロジェクト実施に係る人件費は、社長、プラントマネージャーをはじめ、計 18 名とした。また、各人員の 1 年当たりの人件費単価を表 8-4-1 に示す。

表 8-4-1 人件費単価

役職	担当	人数	サラリー (千円・年 /人)	サラリー 小計 (千円/年)	備考
社長	総括	1	10,000	10,000	
副社長	現場責任者	1	7,500	7,500	
プラントマネージャー	エンジニア	1	5,000	5,000	
サブマネージャー	エンジニア	2	3,000	6,000	
エンジニア	機械・電気	3	2,000	6,000	3チームシフト
オペレーター	プラント管理	6	1,500	9,000	3チームシフト
事務員	経理・総務	2	600	1,200	
警備員	警備	2	600	1,200	
合計				45,900	

上表より、年間の人件費を 46 百万円／年と見積もった。

●メンテナンス費：55 百万円／年

プロジェクトに必要となる主要なメンテナンス費は、タービン発電機(スเปアパーツ等含む)、ボイラ、配管・配電、粉砕供給設備、モニタリング設備等に関する維持補修・点検費用等であり、プロジェクト総事業費の約 10%程度を見込む。

●その他経費：25 百万円／年

事務所及びプラントの運営費(消耗品費、光熱費、通信費等)として、25 百万円／年を予算計上する。

●コスト除外項目

土地借用費用に必要な経費等はコストから除外する。

8.4.2. 減価償却費

減価償却は、プロジェクト実施期間が 10 年であることを鑑み、以下の条件で定額償却を行うこととする。

- ・ 残存簿価：0.00%
- ・ 償却年数：10 年間
- ・ 減価償却費：49.5 百万円／年（計 495 百万円）

8.4.3. 税金及び借入金利息

本プロジェクトへの課税及び借入金利息は、前述の優遇措置を考慮し、以下の通りとなる。

●法人税：7 年間免除及び 10%（2017～2019 年）

再生可能エネルギー法により、計 7 年間(2010～2016 年)の免税が適用され、その後 3 年間は法人税率 10%が適用される。

●借入金利息：8.0%

上記金利で 5 年返済とする。

8.4.4. CDM プロジェクト登録等

CDM プロジェクト実施者は CDM プロジェクト登録料及び CER 発行料を支払う必要がある。登録料及び CER 発行料は、CDM 理事会の CDM 制度の運営経費に当てられる。

●CDM プロジェクト登録料

プロジェクトのクレジット期間全体における平均年間排出削減量(本プロジェクトでは 18,302CO₂t/年) に対して、最初の 15,000CO₂ トンまでは 0.1 米ドル/CER、それを超える分については 0.2 米ドル/CER を計上する。登録料は最大 350,000 米ドルとされており、この登録料は下記の 1 年目に支払うべき CER 発行料の前払いとして支払うことになる。

●CER 発行料

毎年の CER 発行時に、その年に発行請求された CER について、上記同様の割合で最初の 15,000CO₂ トンまでは 0.1 米ドル/CER、それを超える分については 0.2 米ドル/CER を支払う。

上記条件より、CDM プロジェクト登録及び CER 発行に支払う費用は以下の通りとなる（表 8-4-2）。

表 8-4-2 プロジェクト登録料及び CER 発行量

	年	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	排出削減量(tCO ₂ e)		11,001	12,777	14,492	16,148	17,747
1	CDM登録料(百万円)	0.2	-0.1	-0.1			
2	CER発行料(百万円)		0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
	年	2015	2016	2017	2018	2019	
	排出削減量(tCO ₂ e)	19,290	20,781	22,221	23,610	24,953	
1	CDM登録料(百万円)						
2	CER発行料(百万円)	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	

プロジェクト実施1年目(2010年)の排出削減量に対する CER 発行料は 0.1 百万円と計算されるが、CDM 登録時に CDM プロジェクト登録料として、本プロジェクトのクレジット期間全体における平均年間排出削減量(18,302CO₂ トン/年)に応じた 0.2 百万米ドルを支払うため、1,2 年目の CER 発行料は控除され、残りの差額が 3 年目以降の CER 発行料から控除される。

8.5. 資金計画

以下に、投資計画と資金調達及び返済計画を示す。

●投資計画

プロジェクト初期投資額の 30%である 160 百万円を資本金とし、このうち、日本側は 40~50%の 64~80 百万円、フィリピン側は 60~50%の 96~80 百万円を SPC 設立時に出資する予定である。

●資金調達及び返済計画

プロジェクト初期投資額のうち、資本金を除いた残りの 70%である 370 百万円をプロジェクトの SPC (特別目的会社) が「フィリピン開発銀行」より借入する計画である。返済期間は 5 年とする (詳細は経済性分析シート参照)。

8.6. 経済性分析

本プロジェクトの経済性を CO₂クレジットがない場合と 15 米ドル/CO₂t の CO₂クレジットがある場合を比較すると、内部収益率 (IRR) に大幅な改善がみられ、本プロジェクトの CDM プロジェクトとしてのポテンシャルは高い (表 8-6-1、表 8-6-2)。

- ・ CO₂クレジットがない場合 : IRR = 9.1%
- ・ CO₂クレジット 15 米ドル/CO₂t の場合 : IRR = 15.8%

表 8-6-1 経済性分析シート (CERs なし)

収支計算表 : CO₂クレジットがない場合

Case1: クレジットなし		建設期間	稼働期間 (10年間)									
単位: 百万円		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
損益計算書												
1. 売上高合計			210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0
売電金額			101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0
			109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0
CERs			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. コスト			126.1	126.1	126.2	126.2	126.3	126.3	126.3	126.4	126.4	126.4
原料費			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
維持・補修費			55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0
人件費			46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
その他			25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
CER発行料			0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1. 売上高 - 2. コスト			83.9	83.9	83.8	83.8	83.7	83.7	83.7	83.6	83.6	83.6
3. 減価償却費			47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
営業利益			36.2	36.2	36.1	36.1	36.0	36.0	36.0	35.9	35.9	35.9
4. 支払利息			29.6	23.7	17.8	11.8	5.9	-	-	-	-	-
5. 繰越資産償却費			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
税引前当期利益			6.6	12.5	18.4	24.3	30.2	36.0	36.0	36.0	35.9	35.9
6. 法人税 (優遇措置適用)	10%									3.6	3.6	3.6
当期利益			6.6	12.5	18.4	24.3	30.2	36.0	36.0	32.4	32.4	32.3
キャッシュフロー計算書												
税引前当期利益			7	13	18	24	30	36	36	36	36	36
償却費 (設備)			48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
1. キャッシュインフロー合計			54	60	66	72	78	84	84	84	84	84
法人税等支払い			-	-	-	-	-	-	-	4	4	4
借入金返済			74	74	74	74	74	0	0	0	0	0
2. キャッシュアウトフロー合計			74	74	74	74	74	-	-	4	4	4
3. キャッシュフロー			-20	-14	-8	-2	4	84	84	80	80	80
バランスシート (貸借対照表)												
流動資産 (余剰資金)			-20	-33	-41	-43	-40	44	128	208	288	368
固定資産 (償却資産)			530	482	435	387	339	292	244	196	148	101
繰越資産			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計 (資産の部)			530	463	401	346	296	252	288	324	356	421
借入金 (当初借入)			370	296	222	148	74	-	-	-	-	-
不足資金借入金 (追加借入)			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
負債合計			370	296	222	148	74	-	-	-	-	-
資本金			160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
剰余金			7	19	38	62	92	128	164	196	229	261
資本合計			160	167	179	198	222	252	288	324	356	421
負債・資本合計 (負債及び資本の部)			530	463	401	346	296	252	288	324	356	421
借入金												
銀行	借入金残高		370	296	222	148	74	0	0	0	0	0
	元利合計返済金額			104	98	92	86	80	0	0	0	0
	元金分返済額			74	74	74	74	74				
	支払利息	8.00%		30	24	18	12	6	0	0	0	0
合計	借入金残高		370	296	222	148	74	0	0	0	0	0
	元利合計返済金額			104	98	92	86	80	0	0	0	0
	元金分返済額			74	74	74	74	74	0	0	0	0
	支払利息	8.00%		30	24	18	12	6	0	0	0	0
採算計算												
税引後キャッシュフロー			54	60	66	72	78	84	84	80	80	80
税引後キャッシュフローの累計[S]			54	115	181	253	330	414	498	578	658	738
[S] - 投下資本			-476	-415	-349	-277	-200	-116	-32	48	128	208
内部利益率[IRR] (利息除外、税金繰込)			#NUM!	#NUM!	-30%	-16.1%	-7.3%	-1.5%	2.6%	5.4%	7.5%	9.1%
(IRR計算データ)			-530	84	84	84	84	84	84	80	80	80
内部利益率[IRR] (利息除外、税引前)			#NUM!	#NUM!	-29.7%	-16.1%	-7.3%	-1.5%	2.6%	5.5%	7.7%	9.3%
(IRR計算データ)			-530	84	84	84	84	84	84	84	84	84

設定項目	
残存価値	10%
償却年数	10 年
初期投資額	530 百万円
資本金出資額	160 百万円
銀行借入金	370 百万円

←数値入力
←数値入力
←数値入力
←数値入力
←数値入力

表 8-6-2 経済性分析シート (CERs あり)

CO₂クレジット 15.0 US\$/tCO₂ の場合

単位:百万円	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
損益計算書											
1. 売上高合計		227.5	230.3	233.0	235.7	238.2	240.7	243.0	245.3	247.5	249.7
燃料削減		101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0
電気使用量削減		109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0	109.0
CO ₂ クレジット15US\$/tCO ₂		17.5	20.3	23.0	25.7	28.2	30.7	33.0	35.3	37.5	39.7
2. コスト		126.1	126.1	126.2	126.2	126.2	126.3	126.3	126.3	126.4	126.4
原料費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
維持・補修費		55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0
人件費		46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
その他		25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
CER発行料		0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
1.売上高 - 2.コスト		101.4	104.2	106.9	109.5	112.0	114.4	116.8	119.0	121.2	123.3
3. 減価償却費		47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7
営業利益		53.7	56.5	59.2	61.8	64.3	66.7	69.1	71.3	73.5	75.6
4. 支払利息		29.6	23.7	17.8	11.8	5.9	-	-	-	-	-
5. 繰越資産償却費		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
税引前当期利益		24.1	32.8	41.4	49.9	58.4	66.7	69.1	71.3	73.5	75.6
6. 法人税(優遇措置適用)	10%								7.1	7.3	7.6
当期利益		24.1	32.8	41.4	49.9	58.4	66.7	69.1	64.2	66.1	68.0
キャッシュフロー計算書											
税引前当期利益		24	33	41	50	58	67	69	71	73	76
償却費(設備)		48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
1. キャッシュインフロー合計		72	81	89	98	106	114	117	119	121	123
法人税等支払い		-	-	-	-	-	-	-	7	7	8
借入金返済		74	74	74	74	74	0	0	0	0	0
2. キャッシュアウトフロー合計		74	74	74	74	74	-	-	7	7	8
3. キャッシュフロー		-2	7	15	24	32	114	117	112	114	116
バランスシート(貸借対照表)											
流動資産(余剰資金)		-2	4	19	43	75	190	306	418	532	648
固定資産(償却資産)	530	482	435	387	339	292	244	196	148	101	53
繰越資産		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計(資産の部)	530	480	439	406	382	367	433	502	567	633	701
借入金(当初借入)	370	296	222	148	74	-	-	-	-	-	-
不足資金借入金(追加借入)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
負債合計	370	296	222	148	74	-	-	-	-	-	-
資本金	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
剰余金		24	57	98	148	207	273	342	407	473	541
資本合計	160	184	217	258	308	367	433	502	567	633	701
負債・資本合計(負債及び資本の部)	530	480	439	406	382	367	433	502	567	633	701
借入金											
銀行	借入金残高	370	296	222	148	74	0	0	0	0	0
	元利合計返済金額		104	98	92	86	80	0	0	0	0
	元金分返済額		74	74	74	74	74				
	支払利息	8.00%	30	24	18	12	6	0	0	0	0
合計	借入金残高	370	296	222	148	74	0	0	0	0	0
	元利合計返済金額		104	98	92	86	80	0	0	0	0
	元金分返済額		74	74	74	74	74	0	0	0	0
	支払利息	8.00%	30	24	18	12	6	0	0	0	0
採算計算											
税引後キャッシュフロー		72	81	89	98	106	114	117	112	114	116
税引後キャッシュフローの累計[S]		72	152	241	339	445	560	676	788	902	1,018
[S] - 投下資本		-458	-378	-289	-191	-85	30	146	258	372	488
内部利益率[IRR] (利息除外、税金繰込)		#NUM!	#NUM!	#NUM!	-8.4%	0.2%	6.0%	9.9%	12.5%	14.4%	15.8%
(IRR計算データ)	-530	101	104	107	109	112	114	117	112	114	116
内部利益率[IRR] (利息除外、税引前)		#NUM!	#NUM!	-22.2%	-8.4%	0.2%	6.0%	9.9%	12.6%	14.6%	16.1%
(IRR計算データ)	-530	101	104	107	109	112	114	117	119	121	123

設定項目	
残存価値	10%
償却年数	10 年
初期投資額	530 百万円
資本金出資額	160 百万円
銀行借入金	370 百万円

←数値入力
←数値入力
←数値入力
←数値入力
←数値入力

本プロジェクトへの投資の可能性は、IRR とフィリピン（ホスト国）での投資活動に適用される融資利率とのベンチマークによって評価される。フィリピンの 10 年もの国債金利は 7.5%前後であるが（2008 年 3 月時点）、フィリピン開発銀行の長期金利は 10%程度であり、これを勘案するとクレジット収入がない場合の IRR:9.1%はベンチマークを下回るため、CDM の枠組みを取入れなければこのプロジェクトは実現可能性が低いと考えられる。

8.7. 追加性の検討

本プロジェクトは小規模 CDM に分類されるため、小規模 CDM の追加性証明は、投資バリア、技術バリア、一般的慣行バリア、その他バリアのうち、1 つ以上のバリア（障壁）が存在するためにそのままではプロジェクトが実施されないことが証明できればよいので、以下のストーリーで追加性の証明が可能と考える。既存の 1MW 発電プラントが稼働しているため、技術バリア及び一般的慣行バリアの存在を証明することは難しい。したがって、投資バリアの証明のために投資分析を行う。

既存の 1MW 発電プロジェクトは採算性がとれておらず、投資の魅力に乏しいため、そのままでは既存の 1MW 発電プロジェクトと同種の本プロジェクトの実施は難しい。本プロジェクトの経済性を CERs の売却益がない場合の IRR: 9.1%で、15 米ドル/CO₂t の CERs 売却益がある場合の IRR:15.8%と見積もられた。両者を比較すると、IRR に大幅な改善がみられ、本プロジェクトの CDM プロジェクトとしてのポテンシャルは高い。

CERs クレジットなし IRR = 9.1% (8 年で回収)

CERs クレジットあり IRR = 15.8% (6 年で回収)

本プロジェクトへの投資のベンチマークは、フィリピンの 10 年もの国債金利（7.5%前後（2008 年 3 月時点））、フィリピン開発銀行の長期金利（10%程度）から、最低ラインで 10%以上とした。CERs の売却益がない場合の IRR（9.1%）はベンチマークを下回るため、CDM プロジェクトでない場合は、実現可能性が低いと判断される。

以上より、少なくとも投資バリアが存在することが証明されるため、本プロジェクトの追加性は証明されると考える。

8.8. 事業化に向けての課題・見込み

1) 技術

本プロジェクトの事業化に向けて、技術的には海外技術に依存する部分はあるものの、既存のプラントが稼働しており、運転技術などの蓄積はあるため実現の可能性は高いものと思われる。

2) 金融情勢

世界的な金融危機が、フィリピン側出資者の資金計画に影響を与える可能性がある。一方、日本側出資者は、為替変動のリスクを考慮する必要がある。

3) CDM 登録に必要とされる期間

CDM 登録に至るまでに CDM 理事会等の審査手続きの長期化が懸念される。Validator の実績等を見ながら情報のやりとりなど CDM 登録に係る諸手続き等を円滑に行う必要がある。

4) 第 2 約束期間の動向

2013 年以降の動向によっては、CERs の売却益の低下が懸念される。

2013 年以降の動向や最近の CERs 相場価格の下落などの影響はあるものの、それを踏まえた上でも事業性はあるものと判断され、第 1 約束期間内での CERs 創出に向けて、早々に SPC 設立及び事業実施に取り組む予定である。

第9章 ホスト国におけるコベネフィットの実現

9.1. 背景

本プロジェクト実施による公害防止の背景として、フィリピンでは、大気汚染防止に関する法律（「Philippine Clean Air Act」）により、バイオマス及び廃棄物の非管理燃焼（野外での直接焼却等）を禁止しているが、管理された焼却処理は経済レベル等により現実的でないことと、特別な区画やオープンヤードに不法投棄のように野積み放置されているのが籾殻の一般的な処分方法であることより、放置された籾殻は自然分解され、腐敗している。籾殻等の腐敗による悪臭に加え、河川沿いに投棄された籾殻が大雨時に河川へ流入している状況などがある。

本プロジェクトサイトのあるサンマニユエル市では、米を”一村一品運動”の対象としており、精米過程で排出される籾殻の処分と安定的でクリーンな電力供給に対する現地ニーズは非常に高い。また、予算不足、地方政府の権限の制限等による廃棄物問題への対策不足の声も聞かれ、廃棄物削減が特にプロジェクト実施に係る公害防止の現地ニーズとして高いことがうかがえる。

9.2. ホスト国における公害防止効果

本プロジェクトは農業廃棄物残さである籾殻を利用した発電プロジェクトであり、プロジェクト実施によって処分されていた籾殻の有効利用により、廃棄物として発生していた籾殻の量が削減される。

本プロジェクト実施により、2MW の籾殻発電プラントで燃料として消費される 39,270t/年の籾殻は、廃棄物としての埋立処分が回避されるため、廃棄物発生量削減という公害防止効果として定量化できる。

さらに、本プロジェクト実施により、籾殻の腐敗による水質悪化、悪臭の発生の回避、また一部で行われている籾殻の野焼きによる大気汚染の削減なども挙げられ、バイオマスエネルギー発電による化石燃料での発電シェアの低減（化石燃料の使用削減）による大気汚染防止効果など、間接的に発生する大気汚染などの公害も抑制できるという改善効果ももたらされる可能性が示唆される。

特に廃棄物分野は処分先である埋立処分場の管理・運営は、そのほとんどが国や自治体などの公共が実施しているが、発展途上国や地方の自治体など財政的に厳しい状況である国や地域だけでは廃棄物対策に予算が優先的に割り当てられないのが現状である。したがって、自治体で問題となっている現状を拾い上げ、情報公開していくことにより、CDM プロジェクトとしてクレジットが得られる有利性を活かして民間資金の投入を呼び込む方向へと進めることで、廃棄物問題改善と温暖化対策のコベネフィットが実現されると考える。