

温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査

マレーシアにおける椰子殻発電事業からの炭素クレジット  
獲得プロセスの実態調査

報 告 書

平成 15 年 3 月 19 日

三菱証券株式会社

## 概 要

### I. 目的

当プロジェクトは、椰子殻発電建設事業から、国際的に通用する炭素クレジットを獲得するための必要なプロセスを実際に行ない、その経験を通して CDM 手続構築のための資とすることを目的とする。

### II. プロジェクトの概要

当椰子殻発電事業から炭素クレジットを生み出すために以下のステップを実際に行う。なお、当事業自身のフィージビリティ・スタディは終了している。

- 1 プロジェクト設計書の作成
  - 事業の概要把握
  - 炭素クレジットの分析
  - ベースライン・スタディ
  - 温室効果ガス削減効果（炭素クレジット量）算定
  - モニタリング計画の策定 等
- 2 運営機関による炭素クレジットの適格性審査
- 3 ホスト国による CDM 事業の承認手続き
- 4 炭素クレジット投資家への文書作成及びアプローチ

### III. BBP 椰子殻発電事業の概要

#### A. 概要

本件の事業者である BumiBiopower は、粗パーム油工場である Pantai Remis Palm Oil Mill (PRPOM) に、約 6 MW の椰子の廃棄物燃焼による発電所を建設する。BumiBiopower は、本発電所から発電した電力について、マレーシア半島の電力会社(TNB)と売電契約を結ぶ。資金調達の一部として炭素クレジットの売却代金を期待している。また、将来的には粗パーム油工場からの廃水処理場からバイオガスを回収し、発電の補助燃料に使用する計画もある。

#### B. Project Developer

BBP は温室効果ガスの削減という京都議定書の目標実現と、マレーシアが国として再生可能エネルギーを石油、天然ガス、水力、火力に次ぐ第 3 のエネルギーとして大いにその利用を推進しようという政策目標に应运て 2000 年に設立された民間会社である。

## IV. 炭素クレジット価値の分析

### A. 背景

#### 1 椰子殻処理の現状

粗パーム油 (Crude Palm Oil: CPO) の抽出過程から 3 種類の廃棄物が排出されるが、本件はそのひとつの空果房 (Empty Fruit Bunch: EFB) を利用する。EFB は現在、ごく簡単な設備で焼却処分するか、または近隣の土地へ投棄処分し、一部は所内にそのまま積み上げてある。焼却については、マレーシアの 1974 年環境質法の 1998 年修正で野焼きが全面的に禁止されたため、プランテーションを所有する大手粗パーム油工場には EFB を園芸用マルチ(根覆い)に加工しての再利用を推進している所もある。大概、当工場のようにプランテーションを持たない工場にとって EFB の処理は難題であり、経営上も重要な問題である。

#### 2 マレーシアにとってのバイオマスエネルギーの重要性

マレーシアはバイオマス資源の豊富な国である。パーム油産業はその意味で最も恵まれている。2005 年までに発電燃料の 5% を再生可能エネルギーにする (およそ 700MW) という目標を掲げる同国にとって、粗パーム油産業に対する国の期待は大きい。一方で EFB などは大量に入手可能であるにも係わらず、十分に利用されていない。

### B. ベースライン・スタディ

本事業は、6 MW の再生可能エネルギー事業であるため、CDM 理事会の小規模 CDM 事業のガイドラインに定められた手続きで、プロジェクト設計書を作成した。BBP はベースライン期間を 7 年とし、更に最大で 2 度更改可能というオプションを選択している。当事業は生産した電力をマレーシアの電力会社へ売却する計画であるため、ガイドラインに従い、マレーシアの現在の系統電源における加重炭素排出係数で算定する。マレーシアは三つの電源系統に分かれており、BBP の事業サイトはマレーシア半島の電源系統に販売する。当事業で仮に算出したところ、前述のベースライン期間におけるマレーシア半島の電源に対する炭素排出係数は 0.480kg CO<sub>2</sub>/kWh と推定される。

発電所によって置き換えられる年間電力量は 41,870,400 kWh/年である。系統電源置き換えのベースライン排出量は表 1 の通りである。

表 1 系統電源置き換えのベースライン排出量

年度	炭素排出係数 1	予想発電量 2	ベースラインの排出量 (1×2)
単位	kgCO <sub>2</sub> /kWh	kWh/年	トン CO <sub>2</sub> /年
2000	0.480	41,870,400	20,097

### C. 事業からの排出量

IPCC ガイドラインにおいてバイオマス CO<sub>2</sub> 消費量はその再成長による吸収と同量であると規定している。そのため、当事業における椰子殻の燃焼による炭素排出量はプラスマイナス

スゼロと考えられる。当事業の排出予測には、椰子殻の輸送によって起こる発電所外での排出も組み込まなくてはならない。特筆すべきリーケージは発生しないと考えられる。

#### **D. 予想される温室効果ガス排出削減効果**

2005年から2011年の7年間の当事業における温室効果ガス排出削減効果は14万トンCO<sub>2</sub>相当である。

#### **E. モニタリング計画**

本件はマラケシュ合意のタイプ I.D.「系統電源への関係のための再生可能エネルギー発電」付録Bの「選択された小規模 CDM プロジェクト活動カテゴリーのための指示的簡略版ベースラインおよびモニタリング方法・第01版」にある「モニタリングは再生可能技術による発電の測定で為されなければならない。複式燃焼プラントの場合は、バイオマス燃料の投入量とそのエネルギー量をモニターしなければならない。」という部分が適用される。BBPはCDM事業者としてモニタリングをする責任があり、再生可能技術による発電を測定し、検証のために使用される商業用の処理記録を正確に管理しなければならない。

#### **V. マレーシア政府の当事業に対する CDM 承認**

マレーシアは、CDM に関する組織固めを行なうと共に、CDM プロジェクトの申請手続きに関しても徐々に構築しつつある。

#### **VI. 運営機関による適格性審査**

UNFCCC の CDM 理事会が指定する運営機関として申請している Det Norske Veritas (DNV) に弊社の作成したプロジェクト設計書 (PDD) の審査を依頼した。

当プロジェクトは京都議定書第12条に依拠する CDM プロジェクトに関連する条件を満たす可能性があり、さらに、PDD に設計され文書化されているように、当プロジェクトは、温室効果ガス (GHG) 排出を削減し、気候変動緩和のために実質的かつ重要な長期にわたる有益な結果をもたらす可能性が高いと評価されている。

#### **VII. 炭素クレジット投資家探し**

公式に JI/CDM の炭素クレジット購入を行なっている、世界銀行、オランダ政府、フィンランド政府の炭素クレジット購買プログラムについて概観し、炭素クレジット投資先を模索する。

フィンランド政府外務省は2003年2月に小規模 CDM 事業からの炭素クレジット (CER) の買取のパイロットプログラムを発表した。本パイロットプログラムを通して、3つから4つの事業を選定し、50万CO<sub>2</sub>トンの CER を買取る予定である。BBP は、本プログラムへの応募に、大きな関心を示しており、2003年3月末の公募締め切りまでにマレーシア政府より事業の承認が得られれば応募を検討する。

## **VIII. タイとマレーシアの CDM 案件実施の比較**

両国体制の大きな違いは、国家レベルの気候変動に関する委員会における環境担当省の地位である。タイは、委員会のメンバーの省庁数も多く、環境担当省は事務局である。一方、マレーシアは、環境担当省が気候変動に関する国家運営委員会の議長であり、CDM を含め国家の気候変動政策にかなりの権限を持つ。この組織力の違いが、CDM 推進に影響を与えていると思われる。

## **IX. まとめ**

ホスト国の求める新たな CDM 事業を発掘し実現化させるために、本調査で蓄積した炭素クレジット手続きに関するプロセスを、事業計画の初期段階から獲得と関連づけて事業の CDM 化を実施することが求められる。

## 目次

1. 目的 .....	1
2. 調査概要 .....	2
3. 現地調査 .....	4
4. プロジェクトの内容 .....	5
4.1 事業概要 .....	5
4.2 プロジェクトの目的および意義 .....	5
4.3 プロジェクト実施会社概要 .....	5
4.3.1 BumiBiopower (BBP) .....	5
4.3.2 エンジニアリング面のパートナー企業 .....	6
4.4 事業実施場所 .....	7
4.5 技術・建設・運営 .....	15
4.5.1 技術 .....	15
4.5.2 建設・運営 .....	26
4.5.3 スケジュール .....	26
4.6 資金計画 .....	26
4.6.1 資金の見積もり .....	26
4.6.2 財務計画 .....	27
5. マレーシア国の CDM に関わる基礎情報 .....	28
5.1 マレーシアの社会・経済状況 .....	28
5.2 CDM 事業に関わるマレーシア政府の政策 .....	29
6. 案件の全体評価 .....	47
6.1 マレーシアの開発計画と整合性 .....	47
6.1.1 SREP (Small Renewable Energy Power Program) .....	47
6.1.2 その他の優遇政策（優遇税制） .....	48
6.2 マレーシアの CDM 事業受け入れ具合 .....	48
7. プロジェクト設計書の作成 .....	49
7.1 小規模 CDM 事業 .....	49
7.1.1 小規模 CDM：再生可能エネルギー事業タイプの適用 .....	49
7.1.2 系統電源に電力を供給する再生可能エネルギー発電事業 .....	50
7.2 BBP の椰子殻発電事業のベースライン算定 .....	51

7.2.1 対象となる温室効果ガスの排出量試算の概要	51
7.2.2 プロジェクトのフローチャートと境界線	51
7.2.3 デバンドリング ( Debundling )	54
7.2.4 ベースライン排出量の算定	54
7.2.5 当プロジェクトの温室効果ガス排出について	57
7.2.6 温室効果ガス削減効果予測	59
7.2.7 当プロジェクトにおけるその他の排出削減	59
7.2.8 費用対効果	59
7.2.9 追加性	62
7.2.10 温室効果ガス以外に生じうる影響	63
7.3 モニタリング方法の確定	67
7.3.1 モニタリング計画範囲	67
7.3.2 モニタリングおよび検証計画	68
<b>8. マレーシア国の炭素クレジット承認手続</b>	<b>69</b>
8.1 マレーシアの CDM 承認プロセス	69
<b>9. 炭素クレジットの適格性</b>	<b>74</b>
9.1 CDM 事業適格性審査と指定運営機関	74
9.2 運営機関の選択	74
9.3 適格性分析のためのステップ	75
9.4 BBP 事業のデスク・レビュー評価	76
9.4.1 全体評価	76
9.4.2 プロジェクト計画の内容	76
9.4.3 プロジェクトのベースライン	77
9.4.4 プロジェクトの追加性	77
9.4.5 モニタリングおよび検証計画	78
9.4.6 対応	78
<b>10. 炭素クレジットの投資家向けの書類作成、投資先探し</b>	<b>79</b>
10.1 世界銀行の炭素基金 ( PROTOTYPE CARBON FUND )	79
10.2 オランダの CERUPT	80
10.3 フィンランドの小規模 CDM 事業からの炭素クレジット調達プログラム	81
10.3.1 プロポーザルの内容	82
10.3.2 対象プロジェクトのタイプ	82
10.3.3 CER の価格	82
10.3.4 文書の公開	82
10.3.5 事業プロポーザルの基準および評価	83
10.3.6 選定および評価プロセス	84
10.3.7 契約交渉方法	84
10.3.8 本プログラムへの応募	85

<b>11. タイとマレーシアの CDM 案件実施の比較</b> .....	<b>86</b>
11.1 ホスト国政府の体制.....	86
11.2 ホスト国における事業推進.....	87
11.3 CDM 事業のタイプ.....	87
<b>12. まとめ</b> .....	<b>88</b>

## **参考資料**



## 1. 目的

1997年12月に開催された気候変動に関する国際連合枠組条約第3回締約国会議（COP3）で、温室効果ガスによる地球温暖化防止のため、日本は2008年から2012年の平均排出量を1990年レベルより6%削減（先進国全体で5%削減）するという目標が課せられ、「京都議定書」として採択された。京都議定書には、目標達成の柔軟性措置として、先進国・途上国間の「クリーン開発メカニズム（CDM）」、先進国間の「共同実施（JI）」等の京都メカニズムを活用することが盛り込まれている。2001年11月マラケシュで開催されたCOP7において京都議定書の詳細ルールの詳細最終合意がなされた。その後我が国も2002年6月京都議定書を批准し、いよいよ削減目標達成のために具体的な活動を開始しなければならない。その活動の一つとして、CDM事業等からの炭素クレジットの獲得がある。

本調査案件の対象事業は、マレーシアの粗パーム（椰子）油生産工場において発生する廃棄物である椰子殻を燃料とする発電プラントの建設である。当発電所から生産されたエネルギーはマレーシアの電力会社（Tenaga Nasional Berhad: TNB）に売却する。この事業自体のフィージビリティ・スタディ（F/S）は終了している。

本調査では、椰子殻発電プラント建設事業から炭素クレジットを獲得するために必要なプロセスの一部を行ない、知見を蓄積する。また、平成13年度の温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査で実施したタイにおけるバイオマス発電事業案件での経験とを比較し、我が国の各途上国のCDM事業に対する協力関係を築く為の資とする。

## 2. 調査概要

本事業の事業主体は「BumiBiopower (BBP)」で、2000年12月に系統電源連係の再生可能エネルギー事業団体として創設された民間会社である。BBPは、クアランプールより北へ車で3時間半の所にある粗パーム油生産工場 Pantai Remis Palm Oil Mill (PRPOM) に、約6MWの椰子の廃棄物燃焼による発電事業を計画している。PRPOMは年間33万トンの生鮮果実を処理し、6万トンのパーム油を生産している。当生産工場はBBPの提案によりバイオマス発電を所内に導入することを決定した。PRPOMは、ここ数年マレーシアにおいて生鮮果実を最も多量に処理し、粗パーム油を生産している工場のひとつである。BBPは事業のF/Sを完了し、現在マレーシア電力会社(TNB)と売電契約を結び、事業の資金調達(補助金等を含む)を行なっている。また、資金調達の一部として炭素クレジットの売却代金を期待している。本案件では次頁の表1のうち、1から4の炭素クレジット投資家へアプローチの検討をする段階までを実施する。

本件におけるCDM事業からの炭素クレジット獲得は、以下の手順で行なわれる。

CDM事業として承認を受ける為の手続きのまず第一歩は、BBP事業の炭素クレジットの価値を分析するために、プロジェクト設計書(PDD)を作成することである。この設計書は、CDM理事会で公表されているプロジェクト設計書のテンプレートに基づいて構成される。

第二に、ホスト国における本事業のCDMとしての実現性、すなわち承認が得られるかどうかについて調査が行なわれる。

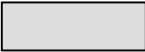
第三に、運営機関によるCDMの適格性審査が行なわれる。CDM事業を認証する指定運営機関(DOE)の指名はまだ実施されていないため、現在、DOEとして申請している機関に依頼をする。

そして、投資家向け書類作成の具体例として世界銀行が運営する炭素基金、オランダ政府およびフィンランド政府の炭素クレジット買取プログラムにアプローチするための検討を行なう。

これらの調査の結果から、我が国およびホスト国のCDM事業の手續構築における問題点や課題を抽出する。

表 1 CDM 事業からの炭素クレジット獲得ステップ

	項目内容	実施の主体者
1	炭素クレジットの価値分析(プロジェクト設計書: 案件評価、ホスト国のニーズとの整合性、ベースライン算定、モニタリング計画、パブリックコメント)	事業者又は炭素クレジット専門家
2	炭素クレジットの適格性分析(運営機関によるプロジェクト設計書の適格性評価)	運営機関(現時点で指定運営機関が存在しないため)
3	ホスト国の炭素クレジット承認手続	事業者およびホスト国政府
4	炭素クレジットの投資家向けの書類作成	事業者又は炭素クレジット専門家
5	指定運営機関によるプロジェクト設計書の適格性認証	指定運営機関
6	CDM 理事会における審査、承認	CDM 理事会
7	CDM 事業の登録	CDM 理事会、事業者
8	モニタリング活動	事業者
9	CDM 事業の検証	指定運営機関
10	CDM 事業の認証	指定運営機関
11	Certified Emission Reduction ( CER ) の発行	CDM 理事会

 本調査案件の対象

### 3. 現地調査

現地調査は、表2の機関を対象に、表3のスケジュールで実施した。

表2 マレーシアにおけるインタビュー先

部署名	役割	インタビューの内容
Ministry of Energy, Communication and Multimedia (MECM)	エネルギー、情報担当省	マレーシアのエネルギー政策
Malaysia Energy Center (Pusat Tenaga Malaysia: PTM)	MECM 管轄の研究所	PTM の CDM 事務局としての役割
Ministry of Science, Technology and Environment (MOSTE)	環境担当省庁 気候変動枠組み条約の フォーカルポイント	マレーシアの気候変動対策及び CDM 事業推進について
Malaysian Meteorological Service Department	気象庁	CDM 理事会メンバーである長官の Chow 氏に対し、マレーシアの CDM に関する今後の動向
BumiBiopower	本件事業者	事業推進に関する打ち合わせ 情報交換等
Pantai Remis Palm Oil Mill	本件事業サイト	事業に関する関心度等

表3 現地調査スケジュール

現地調査期間：2002年10月16日から19日まで

月日	訪問先
10月16日(火)	Malaysia Energy Center (PTM)
10月17日(水)	Ministry of Science, Technology and Environment (MOSTE) Malaysian Meteorological Service Department Ministry of Energy, Communication and Multimedia (MECM)
10月18日(木)	BumiBiopower
10月19日(金)	Pantai Remis Palm Oil Mill

## 4. プロジェクトの内容

### 4.1 事業概要

本件の事業者である BumiBiopower は、粗パーム油工場である Pantai Remis Palm Oil Mill ( PRPOM ) に、約 6 MW の椰子の廃棄物燃焼による発電所を建設する。BumiBiopower は、本発電所から発電した電力について、マレーシア半島の電力会社 ( TNB ) と売電契約を結ぶ。資金調達の一部として炭素クレジットの売却代金を期待している。また、将来的には粗パーム油工場からの廃水処理場からバイオガスを回収し、発電の補助燃料に使用する計画もある。

### 4.2 プロジェクトの目的および意義

本件は、温室効果ガスを排出しないバイオマス発電事業から系統電源へ電力を供給することにより、マレーシアの持続可能な成長に貢献するものである。本件のプランは、現在利用可能な技術の中でも最新で、かつ近隣に対する環境影響が最少であるものを採用している。

本件の財務計画において、京都議定書附属書 I 国からの公的資金は使用しておらず、年間約 2 万トン相当の CO2 排出削減が見込まれる。

### 4.3 プロジェクト実施会社概要

当事業推進のために必要な機能と担当企業の間を以下にまとめた。

#### 4.3.1 BumiBiopower Sdn Bhd ( BBP )

BBP は温室効果ガスの削減という京都議定書の目標実現と、マレーシアが国として再生可能エネルギーを石油、天然ガス、水力、火力に次ぐ第 3 のエネルギーとして大いにその利用を推進しようという政策目標に応じて 2000 年に設立された民間会社である。粗パーム油工場の廃棄物 / 廃液を有効利用するというのが同社の目的である。チェアマンの Dato' Prof. Dr. Noramly bin Muslim 氏は、エネルギー分野での経験が 23 年にもおよび、その間には原子力エネルギー分野、科学 / 技術調査や教育、コンサルティングなども経験している。また重要な役職として、University Kebangsaan Malaysia の科学部長や副学長、そしてウィーンの国際原子力機関 ( United Nations' International Atomic Energy Agency: IAEA ) の Deputy Director-General も勤めた。さらに同社の役員には、エンジニアリングの専門家で、

他社での役員経験が豊富な人材を揃えている。

#### 4.3.2 エンジニアリング面のパートナー企業

##### 1) COGEN Engineering Sdn Bhd

COGEN Engineering は、省エネおよびエネルギーの効率的な利用を専門とするエンジニアリング及びコンサルティングの会社であり、再生可能エネルギーの効率的利用や高レベルのコージェネ技術の普及に努めている。同社はマレーシアを基盤とし、その活動範囲は同国のみならずタイやインドネシアでも実績を上げている。

COGEN Engineering をリードするのはエンジニアリング・ディレクターの M.H. Lian 氏。同氏は機械・電気・電子エンジニアリングの広範かつ十分な知識を背景とした、第 1 次・2 次産業における効率的なエネルギーの生産および利用技術の専門家である。1985 年以来、マレーシアを基盤としてアセアン（ASEAN）各国でコージェネプラントなどの開発・設計・建設において活躍を続けている。加えて、粗パーム油や農工業分野におけるエネルギー利用やバイオマスエネルギーシステムに関するアドバイザリー業務も行なっている。同社がこれまで手がけたコージェネ・プロジェクトは米、砂糖、パーム油、木材など、エネルギーの効率的利用が不可欠な産業を網羅している。なお同社は、当プロジェクトの O&M（Operation & Maintenance: 運営・管理）契約者となる見込みである。

##### 2) Pentagon Engineering Sdn Bhd ( Pentagon )

バイオマス燃料による蒸気ボイラーの製造会社であり、当プロジェクトの評価の段階から BBP の戦略的なパートナーとして協力している。同社は 1980 年代半ばよりスチール加工およびボイラー製造を業とし、これまでに様々な容量規模の 6 基のバイオマス蒸気ボイラーを製造した実績を持つ。また、EPCC（エンジニアリング / 資材調達 / 建設 / 引渡し）事業ではマレーシアで長年発電所建設に係わっており、さらにパーム油工場におけるプロジェクト経験も豊富で、マレーシアとインドネシア両国で実績がある。

##### 3) Teknoemas Sdn Bhd

パーム油工場の EPCC で定評があり、マレーシアおよびインドネシアで活躍する同社は、Pentagon の招聘を受けて当プロジェクトにコンソーシアム参加をする。コンソーシアム名は「Pentagon-Teknoemas Consortium」である。

##### 4) Schneider Kessel GmbH

ドイツで 120 年の歴史を持つボイラー製造会社であり、Pentagon の技術パートナ

ーである。同社はすべてのボイラーシステムのエンジニアリング面および建設についての事柄をサポートする。同社の監督と品質管理の下、Pentagon は出来得る限りマレーシア国内でのボイラー製造に努める。

#### 4.4 事業実施場所

BBP は、クアランブールより北へ車で 3 時間半の所にある Pantai Remis Palm Oil Mill (PRPOM) に、約 6 MW の椰子の廃棄物燃焼による発電事業を計画している。(図 1 及び図 2 参照)

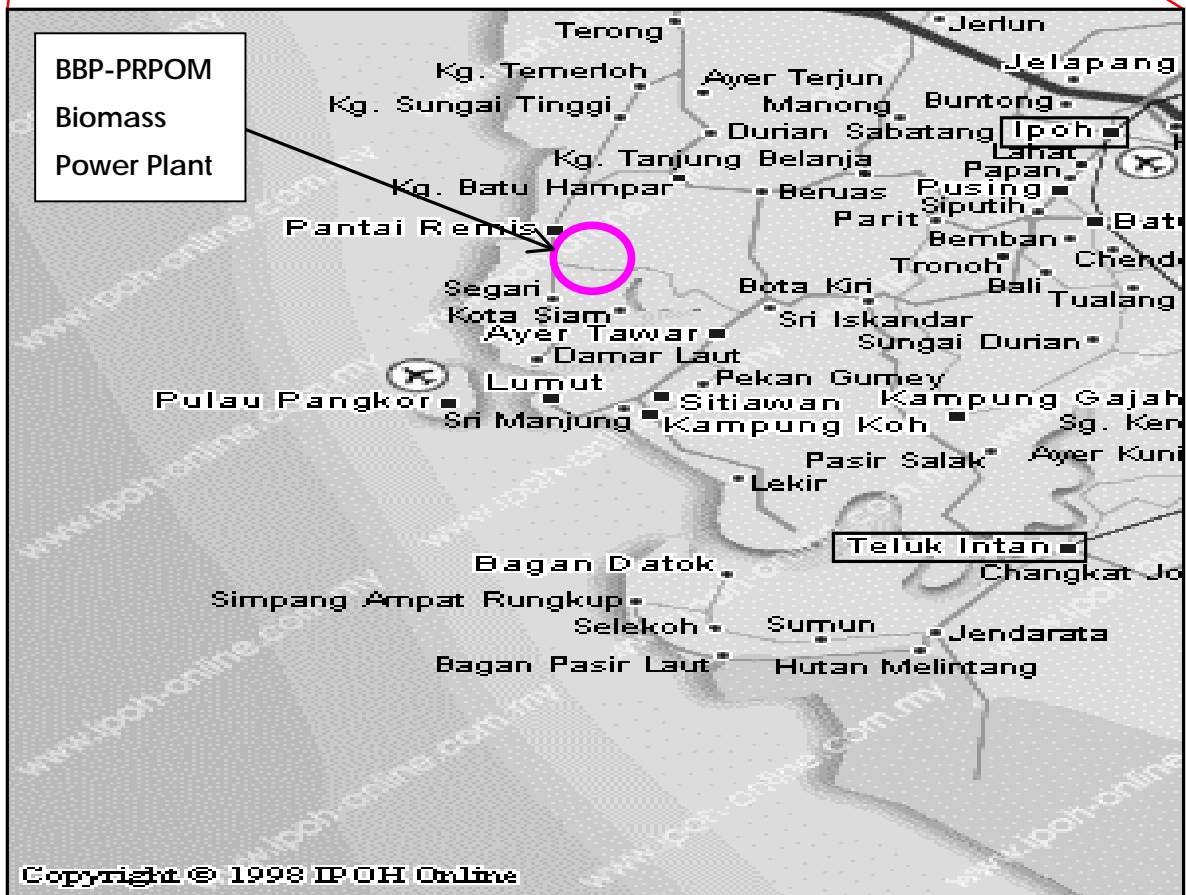
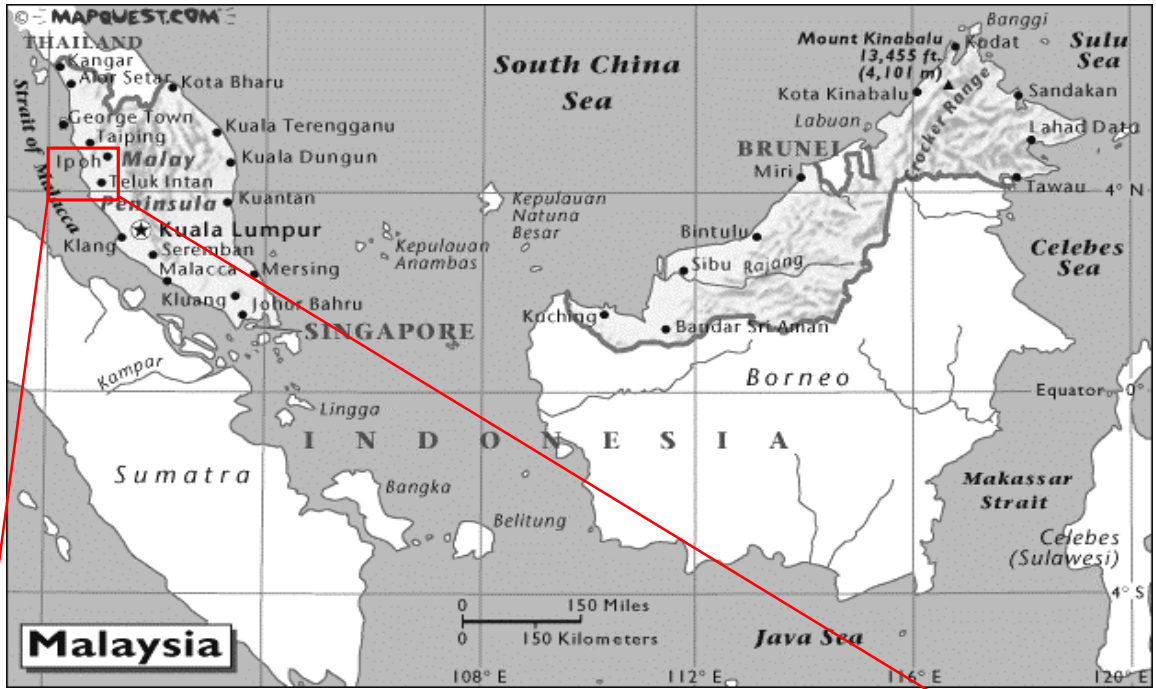


図 1 事業予定地



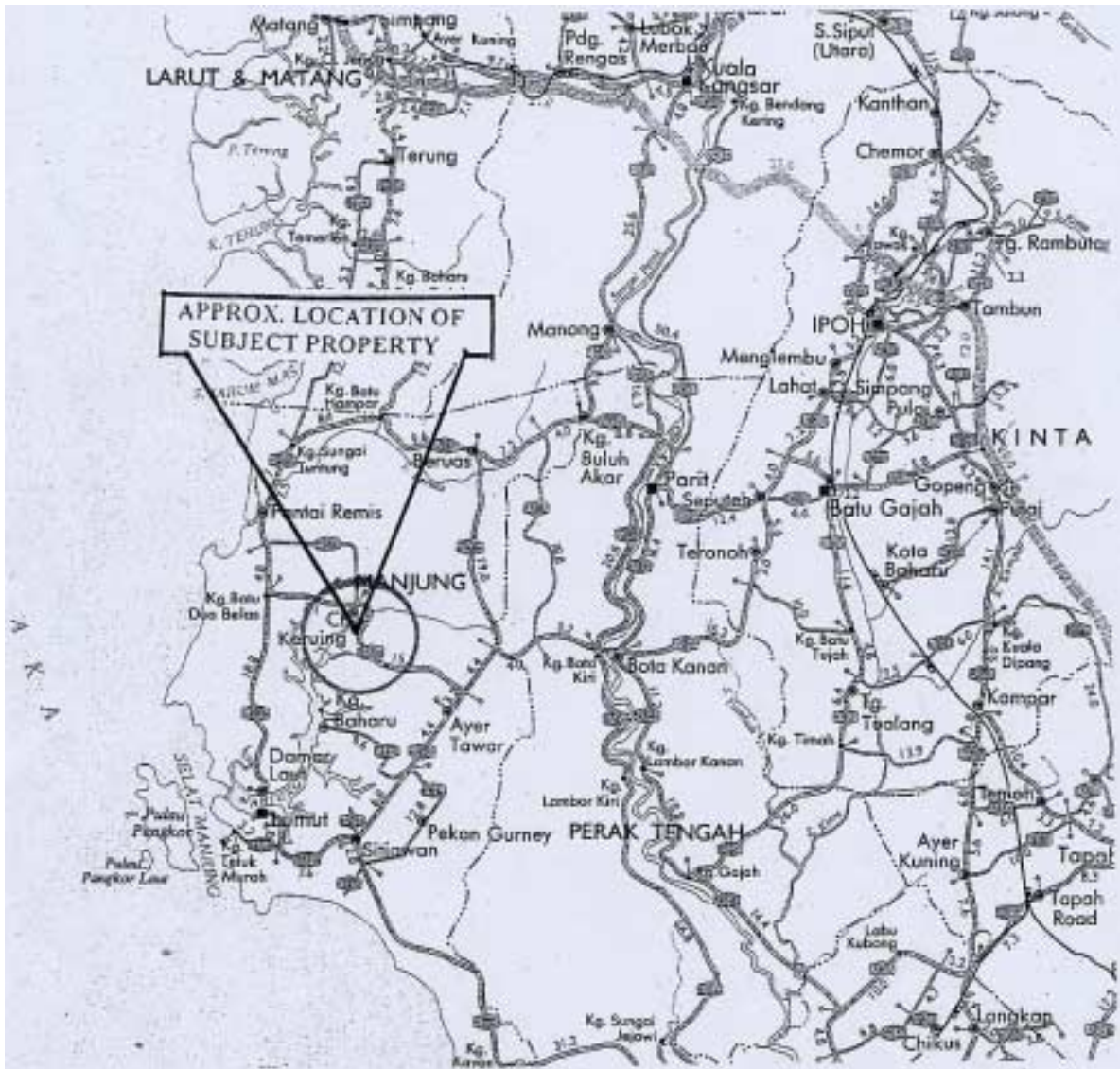


图 2 事業予定地周辺図



ボイラーの煙突

中果皮繊維

Pantai Remis Palm Oil Mill 全景



生鮮果房処理

Pantai Remis Palm Oil Mill 全景

EFB



生鮮果房 ( Fresh Fruit Bunch )

中果实



生鮮果房处理



中果皮繊維



ボイラー（燃料：中果皮繊維、殻）



空果房（ Empty Fruit Bunch ）及び殻の焼却炉の現状



焼却炉入口



ボイラー  
煙突

焼却炉  
煙突

廃水処理池からみた Pantai Remis Palm Oil Mill



粗パーム油

## 4.5 技術・建設・運営

### 4.5.1 技術

本プロジェクトの発電プラントは、Pantai Remis 粗パーム油工場において焼却または投棄されていた空果房（Empty Fruit Bunches: EFB）を乾燥して取り出した繊維（EFB 繊維）を再生可能燃料として活用するものである。EFB そのものは燃料湿分重量基準で水分含有量が 65%から 67%と高く、そのままでは焼却燃料には向かない。当プロジェクトでは EFB 繊維を同基準で 50%以下の状態まで乾燥させてから燃焼させる。なお、緊急時の予備燃料として椰子殻を使用する。（表 4 参照）

表 4 EFB および椰子殻の含湿率（乾燥前）

	含湿率	発熱量
主燃料 EFB	平均 65%	1,510 kCal/kg
	最大 67%	
予備燃料 椰子殻	平均 14%	3,580 k Cal/kg
	最大 20%	

#### 1) 当工場における廃棄物

当工場における生鮮果房（Fresh Fruit Bunch: FFB）の過去 3 年間の年平均処理量は 29 万トンから 33 万トンの間であった。2002 年については 33 万トンから 36 万トンの間になると見込んでいる。

当工場における粗パーム油（Crude Palm Oil: CPO）の抽出過程（図 3 参照）から、他の粗パーム油工場と同様、当工場から主に以下の 3 種類の廃棄物が排出されることが分かる。

空果房（Empty Fruit Bunch: EFB） – 中果実を取り出し後の残渣

中果皮繊維（Mesocarp Fiber） – 中果実から油を抽出した後の残繊維

殻（Shell） – 種（Nuts）を殻（Shells）と仁（Kernels）とに分離し、仁から仁油を抽出する。

当工場では現在上記 の殆ど全てをボイラー燃料として使っている。 は現在、全て所外のセメント工場へ月毎の契約に基づいて石炭に替わる燃料として販売している。 の EFB は現在、ごく簡単な設備で焼却処分するか、または近隣の土地へ投棄処分し、一部は所内にそのまま積み上げてある。焼却については、マレーシアの 1974 年環境質法の 1998 年修正で野焼きが全面的に禁止されたため、

プランテーションを所有する大手粗パーム油工場には EFB を園芸用マルチ（根覆い）に加工しての再利用を推進している所もある。大概、当工場のようにプランテーションを持たない工場にとって EFB の処理は難題であり、経営上も重要な問題である。

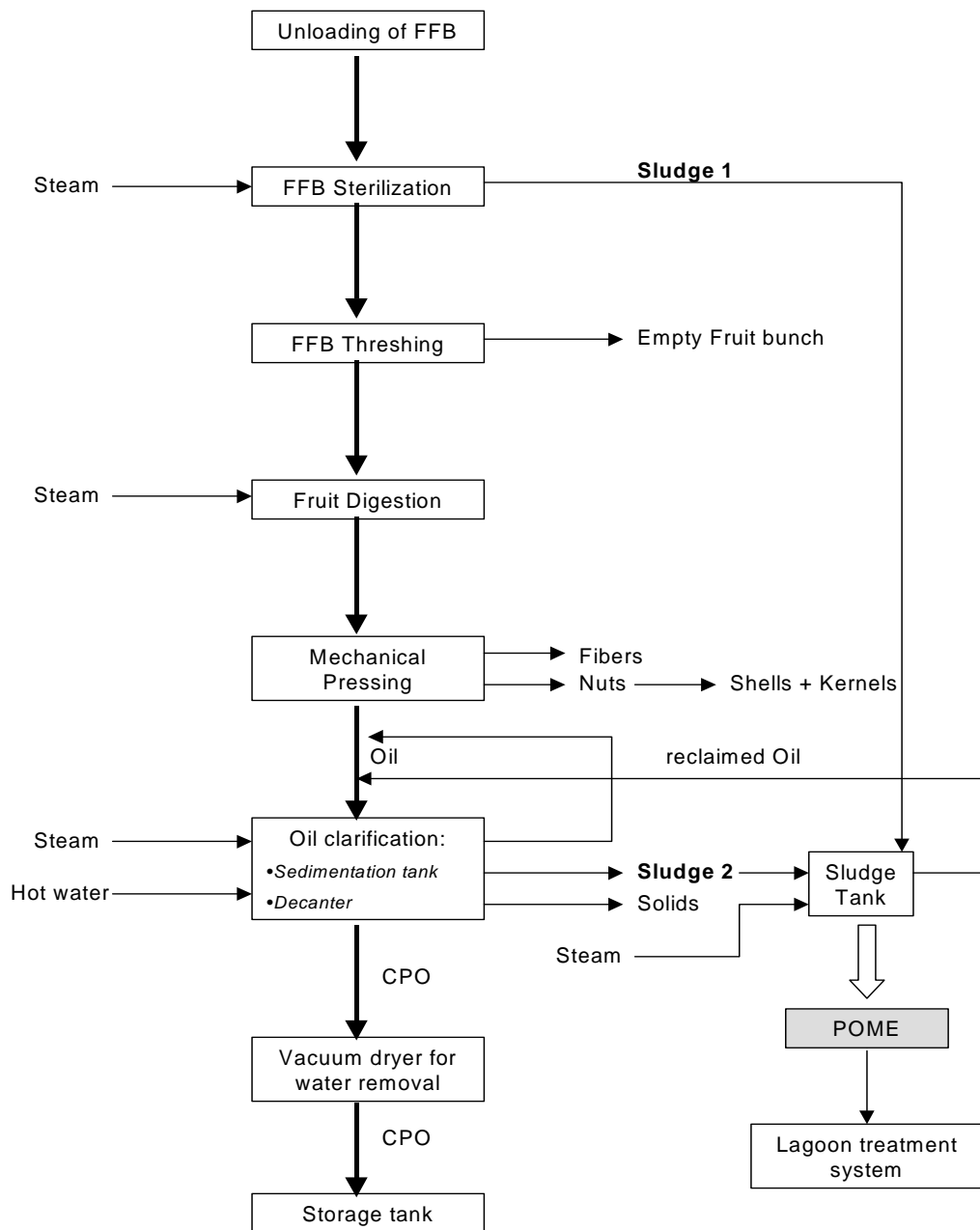


図 3 Pantai Remis 工場における粗パーム油の抽出過程

POME=Palm Oil Mill Effluent = パーム油工場廃液



## 2) プラントシステム及び構成

本発電プラントは、Pantai Remis 工場の敷地内に設置され(図4参照) バイオマス燃焼ボイラーシステム、蒸気タービン、補助施設で構成される。ボイラーはアウトドアタイプでシェルター及び、運営・日常業務を行うためのプラットフォームを必要とする。タービンは、鉄骨で被覆したタービンホールの中に配置される。その他システム制御ルーム、運営のためのファシリティ、倉庫、水処理施設、4週間分のバイオマス燃料を貯蔵する倉庫が必要となる。

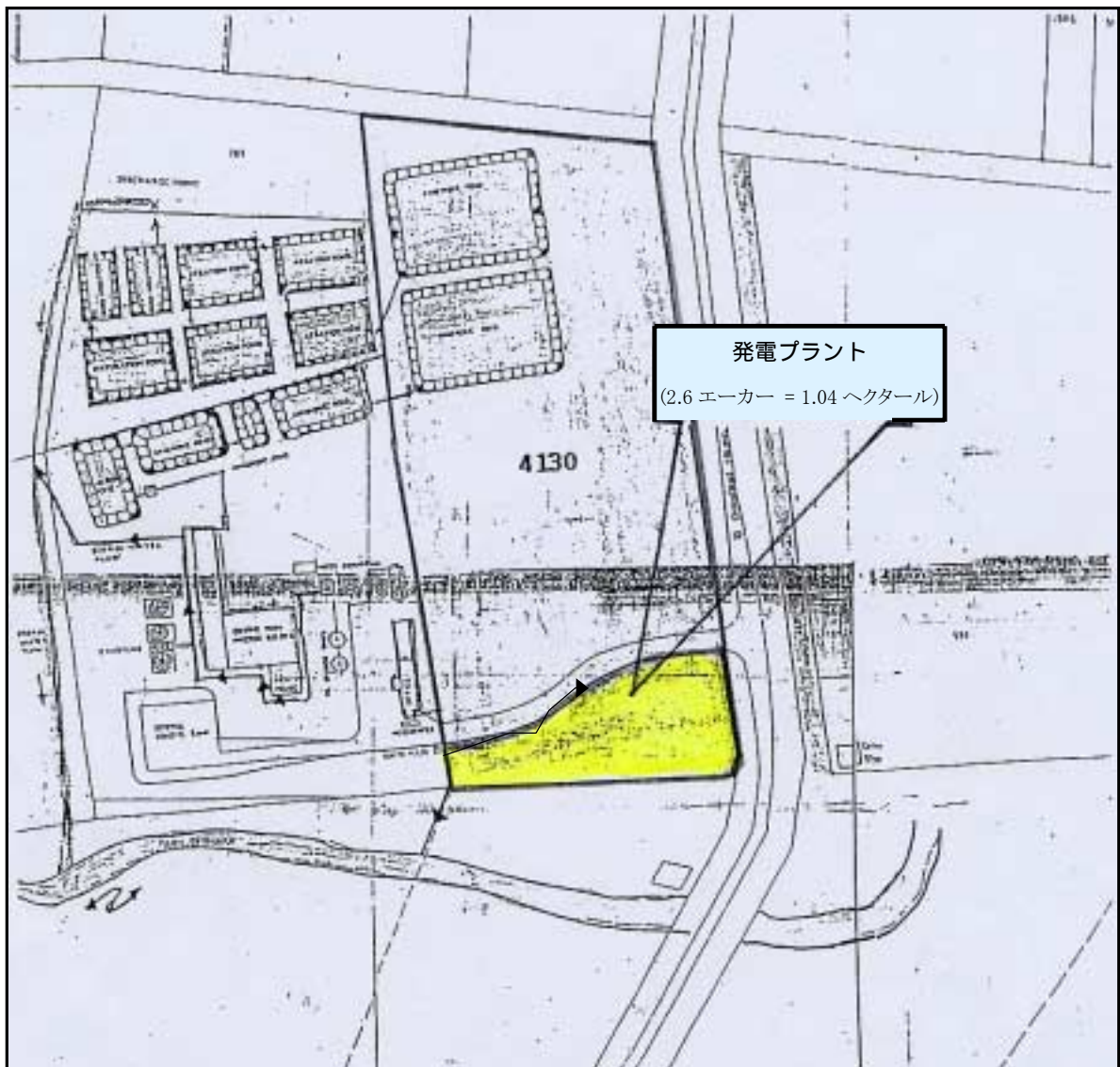


図 4 発電プラントの設置予想図

ボイラー及びタービン以外に必要な設備および作業は以下の通りである。プラント全体のイメージ図（図5）を参照されたい。

- ・ 主・補助冷却塔（Cooling Tower）
- ・ バイオマス燃料前処理取り扱い貯留システム
- ・ 灰処理システム
- ・ 防火システム
- ・ 圧縮システム
- ・ 蒸気水循環設備
- ・ パイプ設備
- ・ 土木工事
- ・ 源水の取水及び水処理システム
- ・ 逆浸透膜ボイラー水供給プラント
- ・ 中央制御開閉システム（Central Control System）
- ・ パワープラントにおける 11kV のスイッチヤード、トランスフォーマー（変圧器）、TNB11kV の電線に接続するために必要な電気設備
- ・ TNB 系統電源と接続するためのファシリティ
- ・ 安全装置 等

### 3) 発電プラントの必要容量

BBP は TNB との再生可能エネルギー電力売買契約（Renewable Energy Purchase Agreement: REPA）に基づき、年間目標操業時間 7,920 時間、電源供給目標は 43,200MWh としている。

タービンのピーク時の出力は、グロスで 6,300kW であり、ネットで 5,460kWe とするよう設計されている。平常時ではタービンがグロス 6,000kW でプラントのネットが 5,200kWe である。なお、以上の数値は、所内消費電力量がピーク時で 840kW、平常時で 800kW と仮定して算出されている。TNB への売電量は、ピーク時 5,460kW で最大出力率 100%とした場合、TNB への売電可能電力量は最大で 43,243GWh / 年である。

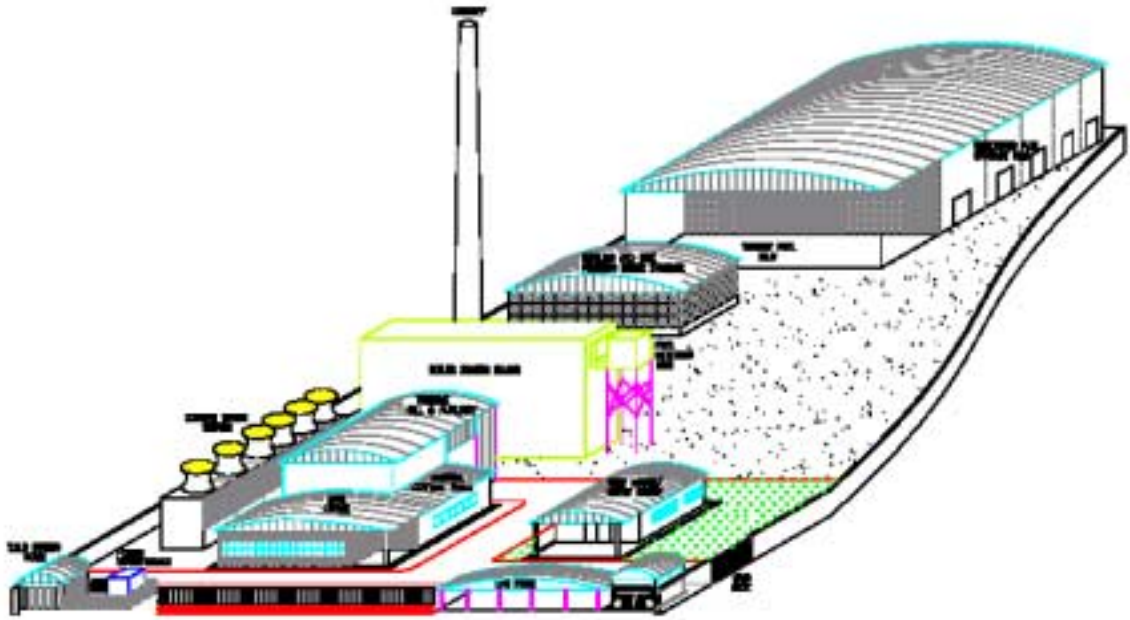


図 5 プラントイメージ図

#### 4) 当プロジェクトの蒸気タービンおよび発電機

本案件のボイラー製造会社である Pentagon によれば、当プロジェクトの蒸気タービンは、日本の株式会社荏原製作所製造の、高効率で信頼性の高い Ebara Industrial Turbine の導入を予定している。この導入で、当プロジェクトの発電プラントは、業界でも屈指の優秀な設備から成る大変バランスのよいプラントとなるであろうと思われる。

##### a) 機能

蒸気タービン発電機はボイラーで発生した熱エネルギーを蒸気タービン発電機が必要とする機械的エネルギーに転換する。発電機は、機械的エネルギーを電気のエネルギーに変換し、開閉所を経て発電機用昇圧変圧器に供給し、外部に送電するシステムである。

##### b) 主要目

蒸気タービン発電機システムは次の諸項目から構成される。設計仕様については表 5 を参照されたい。

- ・ 凝縮式蒸気タービン
- ・ 発電機及び励磁機
- ・ 主蒸気停止弁兼制御弁
- ・ 流体設備
- ・ 電気 / 流体式速度 / 負荷制御システム
- ・ パッキング・シート・システム
- ・ 潤滑油システム
- ・ タービン発電機制御システム
- ・ 保護装置
- ・ 発電機開閉器（開閉所）

##### c) システムの説明

蒸気タービンシステムの構成は以下の通りである。

- ・ 蒸気タービン
- ・ 停止・制御弁
- ・ 油圧制御用給油装置
- ・ 関連補助装置： 蒸気タービン潤滑油、制御油、シール及びドレン、発電機、発電機開閉機、制御システム

#### d) 蒸気の供給

- ・ 蒸気ボイラーから蒸気タービンへ、主蒸気管經由で供給する。
- ・ 高圧蒸気タービン停止・制御弁を経て蒸気タービンの高圧側に供給する。
- ・ タービン内の蒸気流はタービンを駆動し、直結している発電機回転子を駆動する。
- ・ 発電機出力電圧は、製造会社の標準による。発電機はタービンと速度調節用歯車ボックスを経て連結される。
- ・ 励磁システムは余剰能力を備えた製造会社の標準品である。

#### e) 発電機用開閉器

発電機用開閉器の出力は電線あるいは母線ダクトで発電機用開閉器と接続されている。発電機はシステムに対し、本開閉器を経由して同期するように調節されている。また、発電機用開閉器は昇圧変圧器に接続されている。

#### f) 設計基準

タービン発電機はピーク出力 6300kW で設計されている。

#### g) システムの設計基準

発電機は力率 0.8 で 6300kW の発電可能な条件を保持する。

表 5 タービン・発電機の設計仕様

タービン	発電機端末出力	6300 kW
	噴射端蒸気圧力	400 bar abs
	噴射端蒸気温度	400
	タービン蒸気流量	30,600 kg/hr
	タービン排気圧力	0.1 bar abs
	タービン回転数	7200 rpm
	発電機	力率 0.8 の容量 kVA
出力電圧、公称 kV		11
電気出力仕様		3 相、50 Hz

### 5) ボイラー

#### a) 機能

ボイラーはボイラー給水ポンプから供給された水の温度を高め蒸気として供給する。この蒸気は蒸気タービンに供給され最大の性能と効率を引き出す。

## b) ボイラーの主要構成機器

- ・ 蒸発器
- ・ 節炭器（エコノマイザー）
- ・ 過熱器（スーパーヒーター）
- ・ 空気予熱器
- ・ 補助設備および制御設備

## c) システムの説明

本ボイラーは水平摺動火格子システムを設備され、EFB 繊維および殻燃焼のための空圧式燃料散布着火システムを備えている。炉は水冷式で集合管寄せ部に節炭器、蒸発器、過熱器が設備されている。燃料散布機は椰子殻燃料が、火格子上に均一に散布するよう適切に調整し、着火、燃焼を促す。粗粒子状燃料は火格子上に落下し、薄くて、速い燃焼層の上で燃焼する。燃料は駆動中の火格子面積に平らに分散されるので、空気は火格子の下から通過して均一に分散する。火格子下の空間は、火格子で仕切られる。燃焼空気の一部は、2次燃焼用空気として、火格子の上部を通過して供給される。

振動火格子は、自動連続焼却灰排出を設計の段階で採用、高クロム鉄火格子と煉瓦で構成され、振動機システムに連結機で接続、火格子煉瓦には穴を設け、格子下の空気がここを通過して、格子煉瓦を冷却する。冷却機能は、40～50%の燃焼空気が格子下にあるように50～60%の空気のみが燃焼炎上部に向けられるように調整する。炉の前面と後面に設けた列状配列ノズルは燃焼炎上部の空気供給に対して機能する。燃料散布と燃焼モードは穴空き火格子の場合と類似している。この火格子の利点の主なものは、負荷変動に追従でき、自動焼却灰排出機の働きでバイオマス燃料の連続投入使用を可能にしていることである。

水冷却燃焼炉の安定燃焼は、燃料湿分重量基準で50%以下の状態で達成できる。予熱空気を使うと、着火前の乾燥時間を短縮できるため、拡散式ストーカー炉には必須の条件である。空気温度の設計値は燃料湿分に直接影響され変動する。

過熱器は最小の汚れ効果のある配管による熱伝導式となろう。過熱器出口は、単一主蒸気ラインにパイプ接続される。エロージョン（侵食）を最小に抑えるため、過熱器配管へのガス速度は9 m/secを超えないように制御する。過熱蒸気温度は、過熱低減水を噴霧して調節する。

ボイラーの外側の炉壁は、鋼製充填材と溶接接続した配列配管群で形成され

水冷却熱吸収面で構成される。背面支持構造として、配管による水壁に筋交いやガイドを設け、完全な振動防止を施工する。

ボイラー炉は過熱器あるいは水壁要素のような火災の緩衝機構なしに炉自体として、燃料の完全燃焼が行なわれるように設計される。材料エロージョン（侵食）を最小限に抑え、燃料ガス温度が冷却するまでの十分な滞留時間を確保するために、炉内のガス速度は 6.5 m/sec を超過しないように設計する。

過剰燃焼空気システムは、燃焼ガス温度を最小にし、NO<sub>x</sub> の排出量をコントロールするために設計に組み入れられる。

低温燃焼ガスは、燃焼炉の悪臭を軽減し、過熱器部分でスラグ（燃焼滓）量を最小化して、熱伝導系入り口の温度が灰の熔融温度以下になることを保証している。

配管群にスラグが蓄積しないように、引き出し可能な煤（すす）用ブロワーが熱伝導部に設置される。引き出し可能な壁面ブロワーはまた、燃焼炉壁から蓄積した灰を除去し、蒸気は煤用ブロワーと壁面ブロワーの両者の媒体として活用される。

灰は燃焼炉の 2 つの仕切り部屋から、それぞれの炉底部にある灰ホッパーを経由して取り出し、両ホッパーの灰は水冷却スクリー・コンベヤーで排出される。

過熱器には蒸気を補助蒸気システムに供給するための接続がなされている。

EFB 繊維の燃焼中に、コイル型蒸気加熱器は 1 次予熱空気の昇温用に、空気加熱機の前に設備する。コイル加熱器への蒸気は補助蒸気システムから供給される。

ボイラー設備の性能について表 6 にまとめた。発電プラントのシステムフローについては、図 6 を参照されたい。

表 6 ボイラー設備の性能表

ボイラー設備		
蒸気圧力	設計値	47 bar , g
	運転値	42 bar , g
蒸気温度	過熱器出口	405
蒸気蒸発器	MCR	32,000 kg/hr
排気システム	平衡ドラフト方式	
燃焼方式	圧空散布式前後移動火格子	
使用燃料	EFB 繊維 (主燃料) 殻 (貯蔵燃料)	
ボイラー性能		
ボイラー形式	単ードラム高燃焼炉、大気開放接続	
供給水温度	節炭器入り口	105
	節炭器出口	140
空気温度	空気加熱器入り口	30
	空気加熱器出口	165
	蒸気加熱器出口	250
電 源	50 Hz 415V	
伝熱面積	1,000 m <sup>2</sup>	
ボイラー効率	86 %	
EFB 繊維	ネット発熱量	9,420 kJ/kg
	燃料消費@MCR	11,000 kg/hr
灰塵排出	集塵機出口	200 mg/Nm <sup>3</sup>



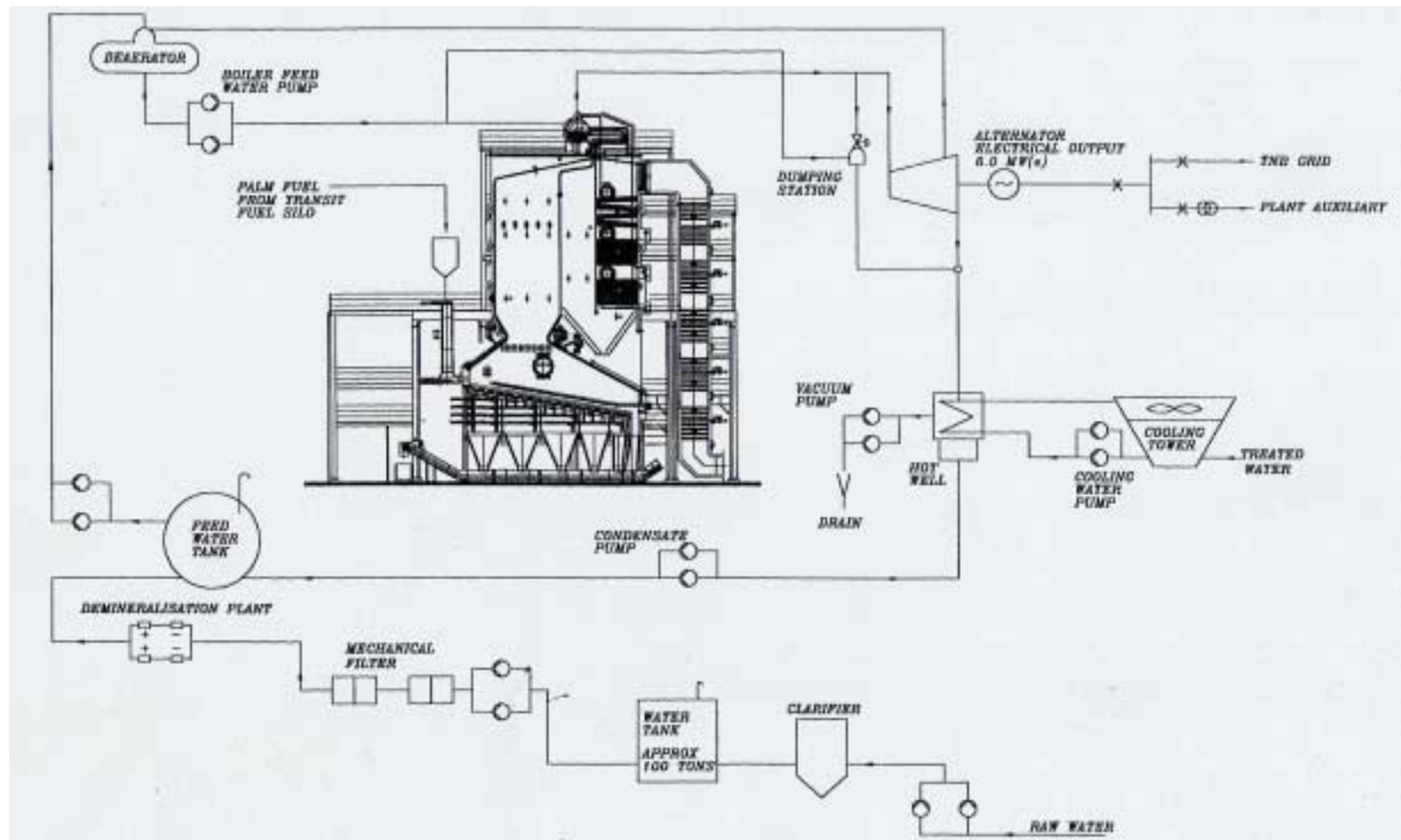


図 6 発電プラントのシステムフロー

#### 4.5.2 建設・運営

実際のプラント建設と運営は、国際的な2つの契約に基づいて行なわれる予定である。建設に関する契約は EPCC (Engineering, Procurement, Construction and Commissioning: エンジニアリング・調達・建設・引渡し) であり、運営に関する契約は O&M (Operation & Maintenance) である。

EPCC の契約者は、設備のパフォーマンス、発電の実際出力量、燃料の消費割合、設備の信頼性、稼働率、排出量を保証する義務がある。また、EPCC 契約においては建設コストは一括払いである上、価格は固定されており、完成期日と共に保証されている。また、EPCC 契約者は以下のような場合において、BBP に対してその損害を弁済する事に合意している。

- 当プロジェクトのプラント能力が予定していた保証発電量に満たなかった場合かつ/または保証した効率を上げられなかった場合。
- 工事の完成が遅延した場合。

当プロジェクトでは Pentagon Engineering Sdn Bhd が EPCC 契約を結ぶ見込みである。BBP は COGEN Engineering Sdn Bhd と O&M 契約を結び、その契約はオープンブック方式を採用する。

#### 4.5.3 スケジュール

事業のスケジュールは以下の通りである。

電力購買契約	2002 年前期
資金調達終了日	2004 年前期
建設着手日	2004 年前期
運用開始日	2005 年前期

### 4.6 資金計画

#### 4.6.1 資金の見積もり

事業の総コストはおよそ 3 千 145 万リングット (約 9 億 4 千 350 万円、1 リンギット = 約 30 円) である。BBP はマレーシア政府より小規模電力事業者としてライセンスを取得し、TNB と 2001 年 9 月に再生可能エネルギー電力売買契約 (REPA) を結んでいる。TNB はこの契約の中で、21 年間で 1 kWh 当たり 16.7 セン (約 5 円、1 セン = 0.01 リンギット) で買い取る。TNB はマレーシア半島においては唯一、IPP (独立電力事業者) から電力を買い取ることができる会社である。通常、TNB は IPP から 1 kWh 当たり、11 センから 14 センで買い取ってい

る。

なお、PTM によると、マレーシアでバイオマスを使用した 10MW の発電能力のある発電所の場合、その建設コストは 4 千から 5 千万リンギットといわれている。

#### 4.6.2 財務計画

本事業の資金調達は、銀行借入を 75%、自己資本投資 25% で計画している。BBP は政府系金融機関から、2 千 345 万リンギット、つまり総コストの 75% にあたるローンの申し出を受けている。ローンの組み立ては以下の通りであるが、まだ最終決定はされていない。

8 年間で 1 千万リンギット、そのうち 2 年間は無利子で貸与し、年間 5% の利子が基礎となっている。

12 年間で 1 千 345 万リンギットで、そのうち 2 年間は無利子で貸与し、年間 6.5% の利子が基礎となっている。

残りの 25% の資金に関しては、BBP の株主及びその他の投資家から、現金によって注入される予定である。

## 5. マレーシア国の CDM に関わる基礎情報

### 5.1 マレーシアの社会・経済状況

1998 年の実質 GDP 成長率は、1997 年の東アジア経済危機の影響でマイナス 7.4% であったが、その後は再びプラスに転じた。1999 年に 5.8%、2000 年には 8.5% をマークしたが、その後減速を始めた米経済の影響を減らすべく、2001 年 3 月には財政刺激策の拡大と消費促進を主要目標とした新経済対策を発表した。2002 年 10 月には、景気下支えを狙った予算案を発表し、内需主導の経済成長を打ち出した。2001 年の成長率は 0.4% であった。

国家開発においては、2020 年までにマレーシアを先進工業国に仲間入りさせるべく、「ビジョン 2020」という経済社会開発構想を 1991 年に打ち出している。さらに、2001 年には持続可能な成長路線と回復力と競争力を持つ経済の確立を目標に、第 3 次長期総合計画(2001～2010 年の経済と社会の基本的運営方針)と第 8 次マレーシア計画(対象期間は 2001～2005 年)を発表している。これは知識と技術集約型の経済基盤を打ちたて、産業の生産性や効率性を向上させるのが目的である。そのため、すでに前計画期間の 1996 年にはマルチメディア・スーパーコリドー(MSC)という通信インフラ整備計画が計画されている。さらに、マレーシアの豊富な動植物資源を基に、「バイオ・バレー・マレーシア」というバイオテクノロジー産業の育成計画もある。

マレーシアの 2000 年国勢調査の結果は以下の通りである。国土の総面積はおよそ 33 万平方キロメートル、全人口はおよそ 2 千 300 万人である。州別で最も人口増加率が高かったのはセランゴール州(4.19 百万人)で 6.1%、以下サバ州の 4.0%、ウイラヤ・ペルセクツアン・ラブアン州の 3.6%、ジョホール州の 2.6%と続く。反対に低かった州はペラク(0.4%)、ペリス(0.8%)、ケランタン(0.9%)である。また、都市への人口集中が進み、都市人口の占める割合は前回調査の 50.7%から 62.0%へ跳ね上がった。

また人口全体において、マレーシア国民が 94.1%を占め、そのうち 65.1%がブミブトラ(土地の子)と呼ばれるマレー系の人々で、以下中国系 26.0%、インド系 7.7%である。これは前回 1991 年調査ではそれぞれ 60.6%、28.1%、7.9%であった。なお、マレーシアの人口の 60%が沿岸地域に集中する。

マレーシアの主要経済指標について表 7 に示す。

表 7 マレーシアの主要経済指標

		1997年	1998年	1999年	2000年	2001年
基礎データ	人口(百万人)	21.7	22.2	22.7	23.3	23.3
	実質GDP(億ドル)	507	480	507	551	553
	一人当り名目GNP(ドル)	4,376	3,093	3,238	3,516	n.a.
	実質経済成長率(GDP、%)	7.3	7.4	5.8	8.5	0.4
	消費者物価上昇率(%)	2.7	5.3	2.8	1.6	1.4
	為替レート(RM/US\$)	3.88	3.8	3.8	3.8	3.8
	失業率(%)	2.4	3.2	3.4	3.1	3.9
	対外債務残高(億ドル)	447	426	425	415	447
	外貨準備高(億ドル)	217	262	308	289	299
デット・サービス・レシオ(%)	5.5	6.7	5.9	6.1	6.2	
国際貿易	輸出(億ドル)	571	755	846	982	880
	輸入(＼)	570	601	654	822	739
	収支(＼)	1	154	192	160	141
対日貿易	輸出(百万ドル)	7,164	7,957	9,813	12,834	11,711
	輸入(＼)	12,502	11,804	13,632	17,240	14,211
	収支(＼)	5338	3847	3819	4406	2500
国家財政	歳入(億ドル)	169	149	154	167	234
	歳出(＼)	152	162	179	214	240
	収支(＼)	17	13	25	47	6
投資	外国投資合計(百万ドル)	2,957	3,443	3,228	3,633	3,298
	日本からの投資(百万ドル)	558	499	264	950	1,318

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

## 5.2 CDM 事業に関わるマレーシア政府の政策

### 1) マレーシアの気候変動政策・方針

#### a) 気候変動条約に関するマレーシア政府の位置づけ

マレーシア政府は、1994年7月17日に気候変動枠組み条約を批准し、2000年に閣議で Malaysia Initial National Communication (MINC) を承認して UNFCCC 事務局に2000年8月22日に提出した。このMINCは科学技術および環境省 (Ministry of Science, Technology and Environment: MOSTE) が作成し、温室効果ガスのインベントリー、環境及び持続可能資源管理、気候変動の影響などの政策についてまとめている。その後、1997年には京都議定書に署名し、2002年に9月4日に同議定書を批准した。このような経緯からも、マレーシアはCDMに対して積極的に関わってきたといえる。

## b) 気候変動条約担当省庁の動き

CDM 事業に関連のある省庁の動きについてインタビューを行なった。

### i) MOSTE (Ministry of Science, Technology and Environment)

気候変動枠組み条約のフォーカルポイントであり、CDM 事業の承認手続き構築の中心である。詳細は第 8 章「マレーシア国の産業クレジット承認手続き」で述べることとする。

### ii) PTM (Malaysia Energy Center = Pusat Tenaga Malaysia)

PTM はマレーシアのエネルギー関連の CDM 事務局に任命されている。マレーシア政府が京都議定書に 2002 年 9 月 4 日に批准した一週間後に CDM 事務局に指名された。マレーシア政府は、経済発展と環境保全を共に推進するために CDM が活用できることを認識している。

### iii) MECM (Ministry of Energy, Communication and Multimedia、エネルギー・通信・マルチメディア省)

MECM は、情報技術と通信技術の一体化に伴い、それまでのエネルギー・電気通信・郵政省を改組して 1998 年 11 月に発足した。MECM は CDM に関しては MOSTE への支援という立場で、マレーシア国内における再生可能エネルギー及び省エネルギー事業の促進を進めている。

## 2) マレーシアのエネルギー政策

第 8 次マレーシア計画において、エネルギー部門では 5 つの戦略が掲げられている。

- ガス及び再生可能エネルギーの利用を促進すると共に、十分かつ安全な燃料供給を確保する。
- 生産性及び効率性の向上を図りつつ十分かつ安全に電力供給量を確保する。
- 増加する地方の電力需要を満たすと共にエネルギー関連産業やサービスを開発する。
- マレーシアをエネルギー関連エンジニアリングサービスの（東南アジア）地域のセンターとする。
- 工業及び商業セクターにおけるエネルギーの効率的な利用を奨励する。

そして、以上の政策を実現するために MECM が掲げる具体目標は以下の通りである。

#### 供給の安定

燃料の種類、調達先および技術の多様化と、国産エネルギー資源の有効活用の最大化、および不測の事態に備えた最適準備容量の確保（＝最適な予備電力の確保と、送配電網および配電量の向上）

#### 十分な供給量の確保

需要や適正エネルギー価格の予測および需要に対応するための計画策定

#### 効率的な供給

電力供給業界における競争原理の促進

#### 費用対効果の高い供給

競争を奨励し、コストをかけず電力コンピューターソフト「WASP」などを用いて需要に対応するための指示的供給計画を提供

#### 持続可能な供給

再生可能エネルギーおよびコージェネの開発を可能な限り奨励

高品質の供給（高調波を低減し、電圧の急変とスパイクを無くし、電圧変動を低減する）

料金体系の多様化を伴った顧客の要求に応える品質の確保

#### エネルギー利用の効率化

ベンチマークの決定、検査、資金的インセンティブ、年度ごとのインセンティブ、技術開発、ESCO( Energy Service Companies )の助成、ラベル認定、格付、適正価格、エネルギーマネージャーの任命など

#### 環境負荷の最小化

環境負荷をモニタリングし、利用および転換の効率向上および再生可能エネルギーの利用を促進

なお、 の「ESCOの助成」とは、エネルギー効率の向上を目的とした、エネルギー供給企業および特定産業向けの 8 百万リングット規模の貸し付け計画（Energy Efficiency Projects Lending Scheme for Energy Service Companies (ESCOs) and Industries）である。この計画はマレーシアの産業のエネルギー効率向上プロジェクト（Malaysian Industrial Energy Efficiency Improvement Project: MIEEIP）によって実施されるもので、2002 年 5 月に立ち上げられた。PTM（マレーシアエネルギーセンター）の代理として Malaysian Industrial Development Finance Berhad が実際のファンド・マネージメントを行なう。期間はグレースピリオド 12 ヶ月を含む 1 年から 6 年、年率 4% である。特定産業とは MIEEIP のエネルギー監査対象である木材、食品、ゴム、パルプおよび紙、鉄鋼業、セメント、ガラスそしてセラミックの各産業であり、そのエクイティの 70% 以上をマレーシア人が保有する企業でなければならない。

a) マレーシア国の発電量増加の必要性

第7次から第8次マレーシア計画期間における資源燃料別商業エネルギー最終需要見通しは表8のとおりである。

表8 資源燃料別商業エネルギー最終需要<sup>1</sup> 1995～2005年

資源燃料	1995		2000		2005		年平均成長率(%)	
	PJ <sup>2</sup>	%	PJ	%	PJ	%	第7次	第8次
石油製品	676.0	72.8	804.3	68.9	1,139.1	67.0	3.5	7.2
天然ガス <sup>3</sup>	81.1	8.8	120.0	10.3	184.8	10.9	8.2	9.0
電力	141.3	15.2	205.0	17.6	320.0	18.8	7.7	9.3
石炭及びコークス	29.8	3.2	37.8	3.2	55.9	3.3	4.9	8.1
<b>合計</b>	<b>928.2</b>	<b>100.0</b>	<b>1,167.1</b>	<b>100.0</b>	<b>1,699.8</b>	<b>100.0</b>	<b>4.7</b>	<b>7.8</b>
人口一人あたり消費量 (Gigajoules)	44.3		50.1		66.4		2.5	5.8

1 末端消費者へ届けられた商業用エネルギー量（但し発電用ガス、石炭、石油燃料を除く）

2 joule は各々のエネルギー形態の物理的な熱量を示すエネルギーの単位

1 megajoule=10<sup>6</sup>joules、1 gigajoule(GJ)=10<sup>9</sup>joules、1 petajoule(PJ)=10<sup>15</sup>joules、1 PJ=0.0239Mtoe（石油換算百万トン）、1toe=7.6バレル

3 非電力セクターにより供給原料として消費された天然ガスも含む。

(出典：マレーシア第8次計画)

第8次マレーシア計画期間（2001年から2005年）においては、表8の如く商業向けエネルギーでは7.8%の伸びを見込んでいる。また、国民生活の向上に伴って人口一人あたりのエネルギー消費量は2005年には66.4GJに増大すると見込んでいる。エネルギー・ミックスの面では、石油依存からのシフトが進み、天然ガス発電による電力需要は年に9.0%増加するであろう。さらに、電気エネルギー需要は年率9.3%で増大し、2005年にはエネルギー需要全体に占める割合が18.8%に増加するとみられている。これは人口一人あたり電力消費量でみると2005年には3,472.5kWhと、7.3%の増加となる。石油精製品は7.2%増大するとみられてはいるが、枯渇エネルギー政策及び燃料多様化政策により、商業エネルギー需要全体に対する割合でみると、2000年度の68.9%から67%に減少するであろう。

表9はセクター別のエネルギー需要を示す。鉱業、製造業及び運輸業セクターは引き続きエネルギー消費量のトップを占める見込みである。殊に、運輸業界は年率8.7%の増大となる。これは、製造業及び建設業界からの輸送及び配送サービスの需要の高まり、また、Port of Klang of West Portが地域の貨物センターとして、Port of Tanjung Pelepasが貨物積み替え拠点として、



KLIA（クアラルンプール国際空港）が航空拠点として成長していることに起因する。さらに、クアラルンプール中央部と KLIA を結ぶ鉄道の敷設などのインフラストラクチャー整備によってもエネルギー需要が増大するだろう。

なお、2001 年から 2005 年までの家庭及び商業セクターによるエネルギー需要の伸びは年 7.6%と見込まれている。

表 9 セクター別産業向け最終エネルギー需要 1995～2005 年

セクター	1995		2000		2005		年平均成長率(%)	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	第 7 次	第 8 次
鉱工業・製造業・建設業	337.5	36.4	432.9	37.1	650.0	38.2	5.1	8.5
運輸	327.8	35.3	422.8	36.2	642.5	37.8	5.2	8.7
家庭及び商業	118.8	12.8	147.8	12.7	213.2	12.5	4.5	7.6
非エネルギー <sup>1</sup>	125.4	13.5	142.8	12.2	165.2	9.7	2.6	3.0
農業及び林業	18.7	2.0	20.8	1.8	28.9	1.8	2.2	6.8
<b>合計</b>	<b>928.2</b>	<b>100.0</b>	<b>1,167.1</b>	<b>100.0</b>	<b>1,699.8</b>	<b>100.0</b>	<b>4.7</b>	<b>7.8</b>

1 天然ガス、アスファルト、潤滑油、産業用供給原料、油脂を含む。

(出典：マレーシア第 8 次計画)

以上、マレーシアの電力を含むエネルギー需要は、2020 年には先進工業国の仲間入りを目指すという「ビジョン 2020」政策が推し進められれば、今後益々増加して行くであろう。

#### b) マレーシア国におけるバイオマスエネルギーの重要性

マレーシアは、気候変動がもたらす負の影響について認識している。温暖化により、まずゴム、油ヤシ、ココア、米などの主要農産物が影響を受ける。地域によっては干ばつで栽培が不可能になり、また沿岸地域では洪水によって油ヤシプランテーションの 6%、ゴムプランテーションの 4%が失われることになる見通しである。その他自然現象の面ではマングローブ林の消滅およびそのために起こる森林の減少、水不足等多岐にわたる。

一方、電力の需要と供給バランスにも影響は必至であり、沿岸地域における発電施設の保守、発電能力のアップや気温上昇による電力消費量の増大に備えるためのコストは膨大なものとなる。

このためマレーシア気象庁は他省庁と協力して全国的な気候変動調査・分析に力を入れている。さらに政府は、小学校入学前から大学レベルまでの期間にわたる環境教育の長期戦略を立てた。

政府は気候変動枠組条約の批准に伴い、気候変動問題を扱う機関として MOSTE を頂点とする National Climate Committee を設立した。その下に様々な関連機関が参加しているが、事務局はマレーシア気象庁が務める。前述の MINC の作成には、MOSTE を座長とする運営委員会を設置。UNFCCC の気候変動枠組み条約第 2 回締約国会議 (COP2) における決議 10/CP2 に基づいて、実際の作成は Institute of Strategic and International Studies Malaysia に委託された。

マレーシア政府は、再生可能エネルギー (Renewable Energy: RE) の重要性を理解し、これまでの石油、水力、石炭、天然ガスに続く第 5 のエネルギーとして注目している。エネルギー部門が温室効果ガス (GHG) 排出に最も影響していることに加えて、「ビジョン 2020」政策により、先進工業国の仲間入りを目指す同国としては、再生可能エネルギーの利用価値を見過ごすことはできない。第 7 次マレーシア計画の期間中には、同国における RE の可能性を評価し、法律や規制および資金面での枠組を研究して RE の利用を奨励するために「第 5 の燃料」としての再生可能エネルギーに関する戦略開発のためのプロジェクトに着手した。そのため、2005 年までに全系統電源供給量の 5% を再生可能エネルギー燃料によって発電することを目標とすべく、小規模再生可能エネルギー発電プログラム (Small Renewable Energy Power Program: SREP 詳細は 6.1 を参照) を立ち上げた。持続可能な開発を実現し、利用エネルギー資源の多様化によって石油への依存度を減らし国内天然資源を温存しようとするマレーシアにとって、この第 5 のエネルギーは重要な意味を持つ。前述の 5% 目標の具現化を目指す動きの一つとして、2002 年 9 月にはマレー半島における発電シェアの 60% 以上を占める TNB の最高経営責任者、Datuk Plan Sukuro 氏が RE 生産者から RE をやや高めの設定価格で買取ると宣言し、SREP 制度によって民間企業 2 社が TNB の電力買取り契約を締結済みである。特にバイオマスエネルギーに関しては、マレーシアの豊富なバイオマス資源を背景に、その取組みは本格化しつつある。マレーシアの主なバイオマス資源と、それらを発電に利用した場合の発電量予測を表 10 に示す。

表 10 バイオマス資源の潜在発電能力（1999 年）

セクター	年間生産量 (kton)	年間発電可能量 <sup>1</sup> (GWh)	潜在的最大出力 <sup>2</sup> (MW)
精米工場	424	263	30
木材産業	2,177	598	68
粗パーム油工場	17,980	3,197	365
バガス	300	218	25
POME <sup>3</sup>	31,500	1,587	177
<b>合計</b>	<b>72,962</b>	<b>5,863</b>	<b>665</b>

注記：精米工場からのバイオマスは主に籾殻。粗パーム油工場からの廃棄物には EFB(54%)、繊維(33%)、シェル(13%)を含む。木材廃棄物は製材工場、合板工場、モールディング工場からのものを含む。含まれない物は稲藁、油ヤシの幹・葉、森林に残った伐採クズである。1 および 2 はすべてのバイオマス資源が利用されたと仮定して算出。3 は粗パーム油工場の廃液。

( 出典：PTM”Malaysia Biomass-based Power Generation and Cogeneration in the Palm Oil Industry” )

表 10 から明らかなように、粗パーム油工場からのバイオマス燃料はマレーシアで一番豊富な再生可能エネルギー資源である。

### 3) マレーシアの温室効果ガス（GHG）インベントリー

#### a) GHG インベントリー

MINC では、今後も GHG 排出の対策を講じない場合と、エネルギー効率を高めた場合とでのエネルギー部門からの CO<sub>2</sub> 排出量を予測している。表 11 及び図 7 に示す通りマレーシアの CO<sub>2</sub> 排出量、エネルギー部門からの排出量は約 3 倍の増加が見込まれる。

表 11 2000 年から 2020 年の CO<sub>2</sub> 排出予想

	実測値(Gg)		予測値(Gg)		
	1994	1995	2000	2010	2020
エネルギー効率利用対策なし	84,415.25	95,235.75	132,990	211,662	341,491
エネルギー効率利用対策あり	84,415.25	95,235.75	132,561	198,315	294,470

( 出典：Malaysia Initial National Communication )

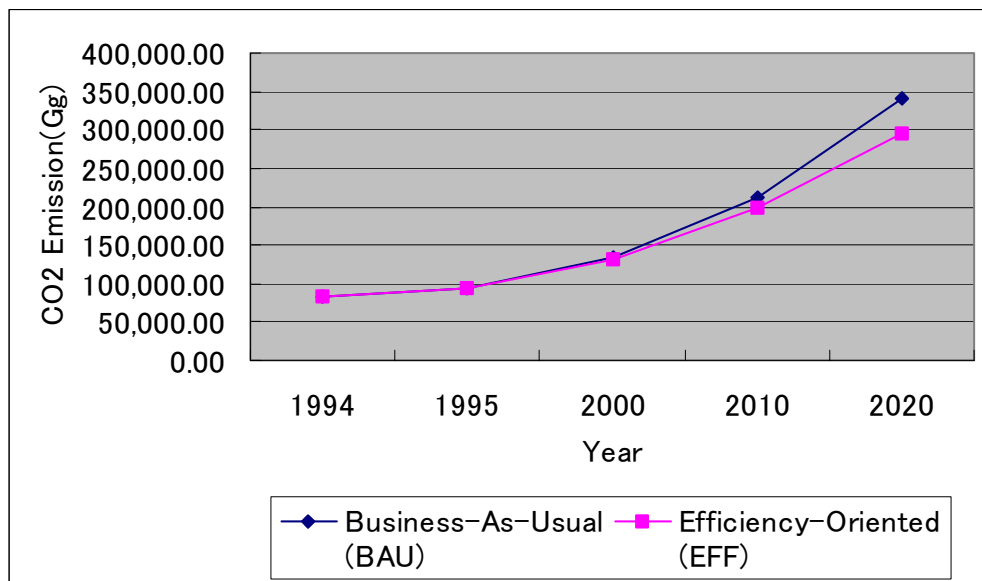


図 7 エネルギー部門からの CO2 排出量の予測グラフ

( 出典 : Malaysia Initial National Communication )

**b) 産業別・ガス種類別温室効果ガス排出量**

マレーシアにおける 1994 年の産業別 GHG 排出量を CO2 換算したのが表 12 である。また、同年の産業別 GHG 排出・吸収量を表 13 に示す。

表 12 1994 年度マレーシア産業別 GHG 排出量

セクター		排出(Gg) (A)	GWP* (B)	CO <sub>2</sub> 換算量(Gg) C = (A×B)
エネルギー	CO <sub>2</sub>	84,415	1	84,415
	CH <sub>4</sub>	635	21	13,335
	N <sub>2</sub> O	0.35	290	102
小計				97,852
工業プロセス	CO <sub>2</sub>	4,973	1	4,973
小計				4,973
農業	CH <sub>4</sub>	329	21	6,909
	N <sub>2</sub> O	0.054	290	16
小計				6,925
土地利用法の 変化および林業	CO <sub>2</sub> (排出)	7,636	1	7,636
	CO <sub>2</sub> (吸収)	-68,717	1	-68,717
	CH <sub>4</sub>	0.13	21	3
	N <sub>2</sub> O	0.001	290	0.3
小計				7,639
廃棄物	CO <sub>2</sub>	318	1	318
	CH <sub>4</sub>	1,267	21	26,607
小計				26,925
合計(排出のみ)				144,314
ネット合計(吸収分差引き後)				75,597

\* 地球温暖化係数 (Global Warming Potential) と呼ばれる、CO<sub>2</sub> を基準として様々な GHG の温室効果を示す値。温室効果を見積もる期間により変化する。

( 出典 : Malaysia Initial National Communication )

表 13 1994 年度マレーシア産業別 GHG 排出・吸収量

排出源および吸収源		1994					
		CO2		CH4		N2O	
カテゴリー		Gg	%	Gg	%	Gg	%
1.エネルギー	燃料燃焼	84,415	86.7				
	炭坑からの逸散排出			0.13	0.006		
	石油およびガスシステムからの逸散排出			593	26.6		
	伝統的バイオマス燃料の燃焼			42	1.9	0.35	86.4
2.工業プロセス	セメント生産	4,973	5.1				
3.農業	家畜の腸内醗酵および肥料管理			75	3.4		
	洪水を受けた稲田			252	11.3		
	農業残留物の焼却			2.3	0.1	0.054	13.3
4.廃棄物	一般家庭および商業廃液処理			1,043	46.8		
	産業廃液処理			3.5	0.16		
		318	0.3	220	9.8		
5.土地利用法の変化と林業	森林および他の木質バイオマスストック(シンク)における変化	-68,717	-				
	森林および他の草原の転換	7,636	7.8				
	森の野焼き			0.13	0.006	0.001	0.3
合計(排出のみ)		97,342	100	2,231	100	0.405	100
ネット合計(シンク吸収分差引き後)		28,625					

注: (i) (-)は吸収分(シンク)を示す

(ii) 国際船燃料庫からのCO2排出量合計: 785.55Ggはエネルギー部門から差し引き済。

( 出典 : Malaysia Initial National Communication )

1994年におけるマレーシアのGHG排出量の合計はCO<sub>2</sub>換算にして1億4,400万トンであった。森林などによる吸収分を差し引いたネットでは7,600万トンで、国民一人あたりでみると3.7トンである。

## CO<sub>2</sub>

CO<sub>2</sub>の排出については、表13にあるようにエネルギー、製造業(セメント)および土地の利用目的の変化と林業に負うところが大きく、その合計は97,342Ggである。表13から各セクター別のCO<sub>2</sub>排出量を取り出して図8に示す。

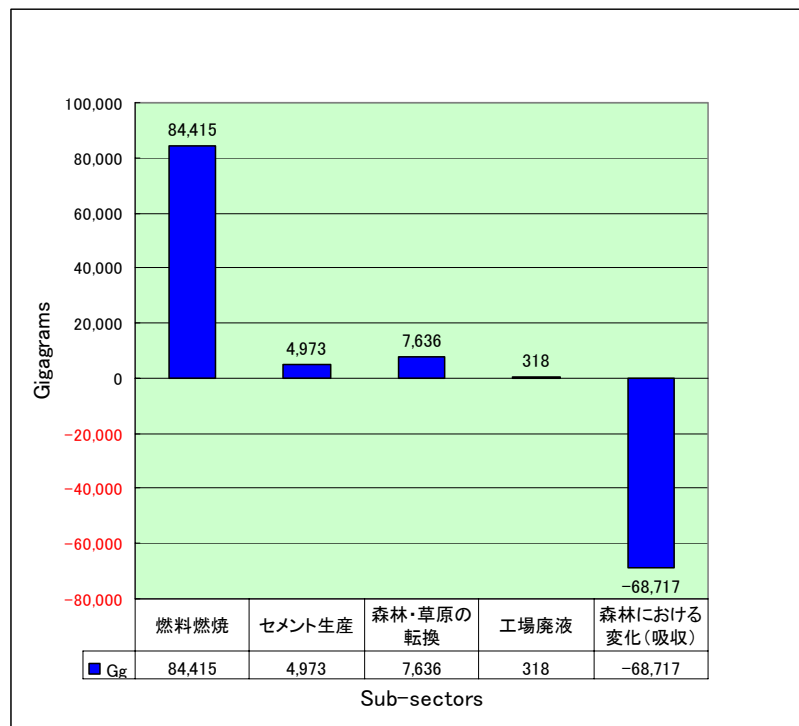


図8 各セクター別CO<sub>2</sub>排出量(1994年)

(出典: Malaysia Initial National Communication)

最終的なエネルギー使用における部門別(電力を除く)CO<sub>2</sub>排出量は表14のとおりである。

表 14 最終的なエネルギー使用における部門別（電力を除く）CO2 排出量

(Gg)											
	天然ガス	航空ガソリン	LPG	モーター用油	ATF	ケロシン	ディーゼル油	燃料油	石炭及びコークス	合計	%
家庭および商業	493	0	1,833	0	0	438	71	180	0	3,014	7
工業	1,131	0	588	34	0	15	9,413	4,220	2,681	18,083	41
運輸	12	14	0	11,855	2,884	0	6,549	61	0	21,375	49
農業	0	0	0	0	0	0	1,293	3	0	1,296	3
合計	1,636	14	2,421	11,889	2,884	453	17,326	4,464	2,681	43,768	100

注: ATF=航空タービン燃料 LPG=液化石油ガス

( 出典 : Malaysia Initial National Communication )

特記すべきは表 14 の最終エネルギー使用からの CO2 排出量合計が 43,768Gg であるのに比して、表 12 の第 1 次エネルギー供給部門（燃料の燃焼）からの排出量は 84,415Gg と、倍近い値になっている点である。これは後者が、すべての燃料がエネルギー変換された後に最終使用者へ渡されるというトップ・ダウンの考え方を元に行っているためである。この差はおそらく、エネルギーの二次的供給先へと変換されたという事および変換と配電途中でロスが生じた事、そして統計上の若干の誤差が原因と考えられている。

さて、表 15 のとおり、他国との比較では、CO2 換算でマレーシアの排出量は比較的少ない方ではあるが、同国が「ビジョン 2020 政策」により先進工業国の仲間入りを目指していることから、楽観は許されないであろう。

表 15 マレーシアの CO2 排出量の他国との比較

国	年	GHG排出(百万トン)
マレーシア	1990	138.0
	1994	144.0
タイ	1990	225.0
オーストラリア	1990	572.0
日本	1990	1,215.9
	1994	1,276.1
アメリカ	1990	5,895.9
	1994	6,130.8

注記：排出量は CO2 換算にて示し、主要な GHG (CO2、CH4 及び N2O) を含む。

( 出典 : Malaysia Initial National Communication )



メタンガス (CH<sub>4</sub>)

メタンガスの排出は、セメント工業以外のすべての部門でみられ、その合計は2,231Ggであった。表13から各セクター別のCH<sub>4</sub>排出量を取り出したものを図9に示す。

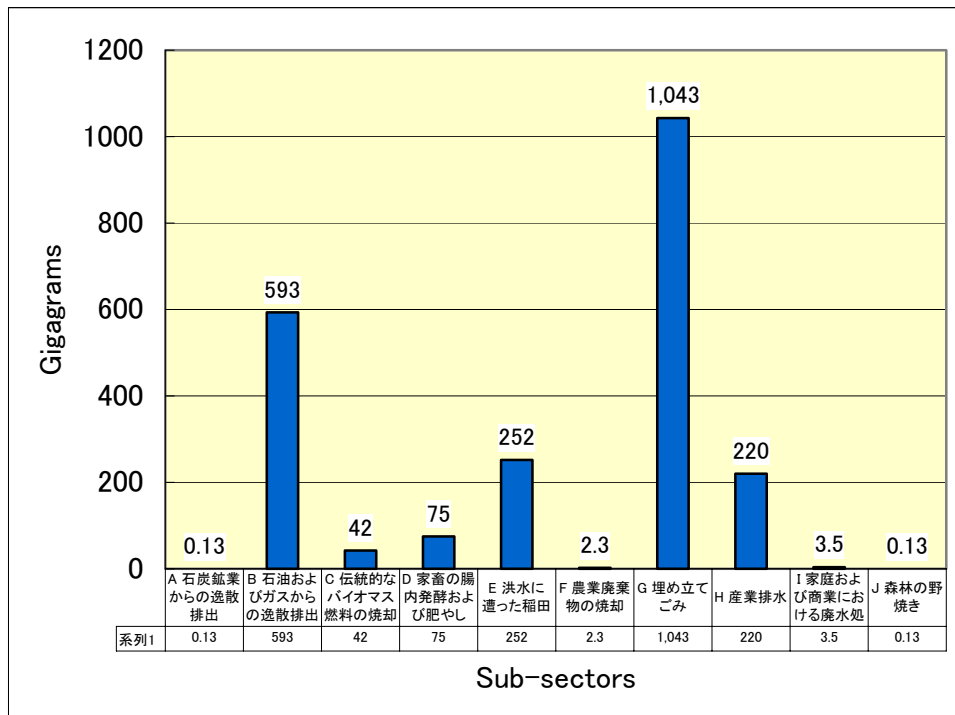


図9 各セクター別CH<sub>4</sub>排出量(1994年)

(出典：Malaysia Initial National Communication)

## 亜酸化窒素

亜酸化窒素は主にエネルギー、農業、土地利用の変化、林業の4部門から排出されている。表13から各セクター別のN<sub>2</sub>O排出量を取り出したものを図10に示す。

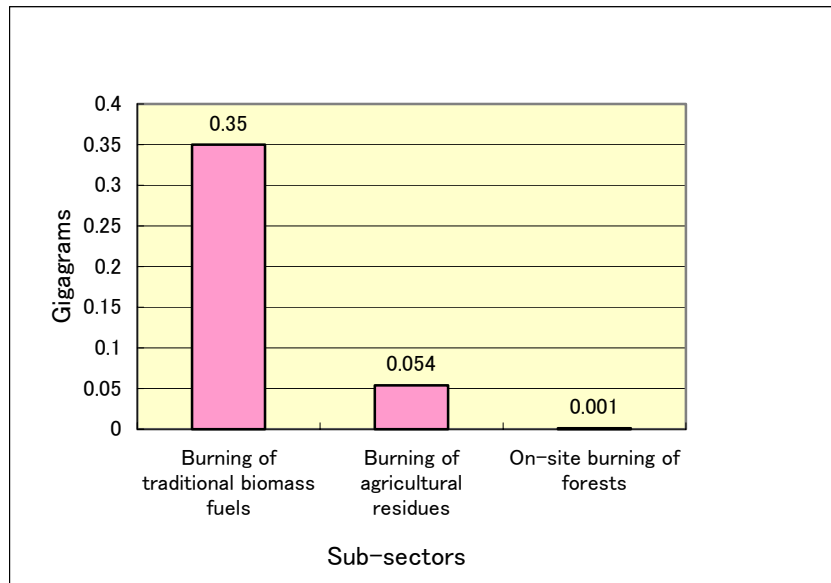


図10 各セクター別N<sub>2</sub>O排出量(1994年)

(出典: Malaysia Initial National Communication)

### c) エネルギー部門における気候変動の影響

#### i) エネルギーセクターにおける気候変動の影響

エネルギーセクターにおいては、同国のサーマル発電所の大部分が沿岸地域にあるため、水位上昇による沿岸地域の侵食・水没は深刻な問題である。それらを含め、考えられる影響は以下の通りである。

- 海面上昇による発電所の防護措置或いは安全な場所への移築など高コストの対策の必要
- 海水温上昇によるサーマル発電所用冷却水の確保難による影響(稼働効率の低下、生産コストの増加 MINC の試算では、海水温 1 上昇により 110MW の発電所で生産コストが 8% 増大)
- 気温上昇によるガスタービンへの影響(現在のガスタービンは周囲の平均気温 30 で稼働するように設計されており、MINC の試算では気温が 1 上がれば 135MW のガスタービンの出力は 2% 低下)
- 降雨パターンの変化と干ばつによる水力発電施設への影響(降雨量の低下は言うまでも無く、干ばつが起きれば家庭消費向けの水資源が、発電向け

のそれより優先することから、1998年時点で全体の14%（2,000MW）を占める水力発電が影響を受ける。反対に、降雨量の増加は、堆積物による沈泥現象を招いて沿岸近くの発電所の冷却システムや石炭処理システムに影響する。

さらに、電力消費面では、平均気温が2 から4 上昇すればエアコン等の使用の増加により電力消費量が増大する。以下、気候変動による電力業界への影響を表16にまとめる。

表 16 気候変動による電力業界への影響

気候変動	影響	影響による単位あたりコスト	影響のコスト見積り額	適応方法または緩和方法
気温が1 上昇する毎に	ガスタービン出力が2%低下 <sup>1</sup>	ガスタービンで110MWに付き年間0.67百万リングットの損失 <sup>2</sup>	容量6,600MWあたり年間およそ40百万リングット	吸気冷却
	水力タービン出力が2%低下	水力タービンで100MWに付き年間0.9百万リングットの損失	容量2,000MWあたり付年間およそ18百万リングット	降雨の促進
水温が1 上昇する毎に	蒸気タービン出力が8%低下 <sup>3</sup>	蒸気タービンで110MWに付き年間2.6百万リングットの損失 <sup>4</sup>	容量4,000MWあたり年間およそ95百万リングット	空冷コンデンサー
海面が1m上昇する毎に	発電所が面する砂浜の侵食	対象は数ヶ所の発電所に限られる。現在沿岸の侵食問題を抱える発電所1箇所に付き年間2百万リングットがこの問題の緩和のために費やされている。		防波堤
				発電所の移転
	腐食	発電所1カ所に付き年間3百万リングット	6つの発電所に付き年間18百万リングット	電気防食、塗装

注記 <sup>1</sup> 設定気温30 、1日に12時間あたり平均1 の上昇

<sup>2</sup> 負荷率70%

<sup>3</sup> 設定海水温32 、1日に12時間あたり平均1 の上昇

<sup>4</sup> 負荷率70%

( 出典 : Malaysia Initial National Communication )

## ii) 石油およびガス業界における気候変動の影響

考えられる影響は以下の通りである

- 海面の上昇による新油田・ガス田の開発および生産への影響(海底から採掘した原料の輸送方法の変更や、既存の受入れ設備の水没に伴う新設備の建設。採掘設備の保護など、コストも高く危険を伴う。)
- 沿岸地域の海上ターミナル、港、精製所への影響(海岸地帯の崩壊や洪水などによる事業の遅れや収入の低下)
- 台風の発生数増加による影響(採掘所、輸送船、受入れ港での業務を阻害)
- 平均気温および水温の上昇によるガスの液化業務への影響(水温上昇に対する水冷却システムの調整、気温上昇に対するパイプ設備・熱交換器等の温度上昇と生産効率の低下)

石油およびガス業界への影響を表 17 にまとめる。

表 17 石油およびガス業界への影響

気候変動	影響	適応方法または緩和策
海水面の上昇	沖合の船着き設備の水没	コストはかかるが、沖合のプラットフォームの高さを高くする
	沿岸にある設備の浸水 船積み・積み下ろし作業の中断 港本来の機能の低下	防波堤の建設/浚渫工事
降水量の増加(洪水)	沿岸設備の操業への影響 廃水処理プラントの氾濫	送水ポンプの設置・灌漑システムの改善
	土壌および地下水の汚染	汚染地域の浄化
熱帯性低気圧の増加	沖合ターミナルでの乗務員の交代の遅延 貨物配達の遅延の増加	予定の変更
気温及び水温の上昇	冷却水システムの効率低下	既存の冷却システムの改善
	補給水の必要量の増加	屋外冷却システムの一部使用
	輸送用燃料消費量の増加	より効率の良い空調システムの使用

(出典：Malaysia Initial National Communication)

## 4) マレーシアの粗パーム油の生産とシェルの供給に関する状況

マレーシアはバイオマス資源の豊富な国である。表 10 から分かるように、パーム油産業はその意味で最も恵まれている。2005 年までに発電燃料の 5% を再生可能エネルギーにする(およそ 700MW) という目標を掲げる同国にとって、粗パーム油産業に対する国の期待は大きい。一方で EFB などは大量に入手可能で

あるにも係わらず、十分に利用されていない。最重要産業省(Ministry of Primary Industries Malaysia)の Deputy Minister である Y.B.Datuk Anifah Bin Haji Aman 氏も、「大まかに言って、パーム油は油ヤシから採れるバイオマス資源全体のおよそ10%を占めるにすぎない。残った大量の資源、すなわち EFB、葉、幹などの再利用法についてはまだまだ研究の余地がある。」と述べている。<sup>1</sup>

**a) 油ヤシ廃棄物の供給可能量**

油ヤシからの廃棄物利用状況は表 18 の通りである。当プロジェクトの Pantai Remis Palm Oil Mill ( PRPOM ) のようにプランテーションを持たない工場では、EFB は全く利用されていない。PTM では、油ヤシの主要廃棄物の供給量を表 19 のように予測している。

表 18 粗パーム油工場から出る廃棄物の典型的な量およびその再利用法

廃棄物	形態	量 ( 生鮮果房 1 トンあたり )	粗パーム油工場での現在の再利用目的	
			プランテーションを有する工場	プランテーションを持たない工場
空果房 ( EFB )	固体	0.23	マルチング	再利用せず
中果皮繊維	固体	0.12	ボイラー燃料	ボイラー燃料
シェル	固体	0.07	ボイラー燃料	ボイラー燃料
POME*	液体	0.67	肥料	再利用せず
POME のバイオガス	ガス		再利用せず	再利用せず

\* Palm Oil Mill Effluent = パーム油工場廃液

( 出典 : PTM ”Malaysia Biomass-based Power Generation and Cogeneration in the Palm Oil Industry (Phase 1)” )

<sup>1</sup> 2001 年 6 月 11 日 ”National Seminar on Strategic Directions for The Sustainability of The Palm Oil Industry” 開会式スピーチより抜粋。

表 19 粗パーム油産業からのバイオマス廃棄物量予測

(単位百万トン)

年	FFB	EFB	繊維	シェル	POME*
2000	49.8	11.5	6.0	3.5	33.4
2003	54.9	12.6	6.6	3.8	36.8
2005	58.3	13.4	7.0	4.1	39.1

\* Palm Oil Mill Effluent = パーム油工場廃液

(出典：PTM ”Malaysia Biomass-based Power Generation and Cogeneration in the Palm Oil Industry (Phase 1)”)

また、油ヤシは毎年植え替えが行なわれ、通常年に約 10 万ヘクタールが植え替えの対象となっている。このため、バイオマス燃料は安定的に供給されるだろう。

## 6. 案件の全体評価

### 6.1 マレーシアの開発計画との整合性

前述したように、マレーシアは気候変動による負の影響を理解し、化石燃料依存体質からの脱却のためにエネルギーミックスの多様化を推進し、天然資源の温存と、よりクリーンな大気状態を目指している。また、再生可能エネルギーについてはその利用を積極的に進めることを第 8 次マレーシア計画でも示しており、そのために SREP のような具体的促進策 (6.1.1) を実施している。同国はゴムやパーム油業界などからのバイオマス資源が豊富であり、その活用技術の開発にも力を入れている。

#### 6.1.1 SREP (Small Renewable Energy Power Program)

SREP は 2001 年 5 月から実施された「小規模再生可能エネルギー発電プログラム」で、政府が目指すバイオマスおよびバイオガスによる発電事業の強化促進を実現するために設定された。ここでは PTM のパンフレット「Renewable Energy-A Public Sector Initiative」及び「Renewable Energy-A Private Sector Initiative」からその概要を抜粋する。当制度は全国系統電源と結ばれた小規模再生可能エネルギー (Renewable Energy : RE) 発電事業者が売電を行ないかつ速やかに収入を得られるようにするのが目的である。

RE による電力買上げ契約を結ぶ独立発電事業者は、売電価格について直接大手電力事業者との交渉が可能となる。価格は『適正市場価格ベース』および『購入者は緊急の技術的事態の間以外に発電された電力を買上げ、実際に引取られた電力のみに対して支払う』という形で決まる。

また、RE 発電電力事業者は、21 年間のライセンスを得ることが出来るが、系統電源への販売可能電力量は最大 10MW までである。とはいえ、これは発電能力を 10MW に制限するのではなく、あくまでも系統電源への販売量についての規制である。

SREP プログラム促進のために参入手続は簡便になっている。エネルギー・通信・マルチメディア省 (MECM) の電力およびガス供給局内に事務局を設け、事業者はこの事務局へ申請すれば良い。

RE 発電事業者が系統電源へ繋げるためには、RE に関する特別委員会 (Special Committee On Renewable Energy : SCORE) の定める表 20 のような資格が必要である。コージェネ発電の場合は更に優遇がある。

価格については、最近の政府調査によれば、既存の系統電源連結 RE 事業 (特に既存の RE 発電プラントで配電網に連結可能な場合) が存立可能となる電力買取り価格の平均は 1kWh につき 14 センから 17 センである。

なお、MECM の SREP ガイドラインによれば、対象となる RE 発電プラントのエクイティのうち、最低 30% はブミプトラ (マレー人) が保有していなければなら

ない。また、外資の参入は全エクイティの最大 30%までとされている。

表 20 SREP により系統電源への売電を希望する RE 発電事業者資格

RE 資源	最大〔販売〕容量	RE 発電所在地	価格	ライセンス期間
バイオマス	10MW	最も近い系統電源の中位ボルト連結地点から 10km 以内	関連するユーティリティ業者との適正市場価格ベースでの売買契約	21 年間
バイオガス				
太陽光				
自治体廃棄物				
小規模水力				
風力				

( 出典 : PTM パンフレット“Renewable Energy – A Private Sector Initiative”2002 )

### 6.1.2 その他の優遇政策 ( 優遇税制 )

2001 年予算ではバイオマス発電を奨励し、バイオマス発電事業者に以下のような税制インセンティブを設定している。

- a) 期間 5 年間で税法上の収入に対する所得税の 70%免除または 5 年間に生じた資本的支出の投資税 60%を税法上の所得の 70%を限度として控除。
- b) RE プロジェクトのために輸入された非国内産の機械や設備に対する関税および消費税の控除。国内産のものを設置・利用の場合は消費税の控除。

以上のインセンティブは 2002 年 10 月 28 日から 12 月末日までに受領した申請に対して有効である ( その後 2005 年末まで延長された )。

## 6.2 マレーシアの CDM 事業受け入れ具合

マレーシアが京都議定書を批准し、CDM 事務局を設置している為、すでに CDM 承認の用意が整っている。「8.マレーシア国の炭素クレジット承認手続」の項を参照のこと。



## 7. プロジェクト設計書の作成

### 7.1 小規模 CDM 事業

CDM 事業の承認手続きを実施するためには、プロジェクト設計書(PDD)の作成、運営機関のバリデーションなどに多大なコスト(トランザクションコスト)がかかる。特に、途上国の再生可能エネルギー事業などは小規模で村落地帯の電化を開発政策の一つとして掲げている国が多く、このような小規模事業に対して CDM を適用するための多大なトランザクションコストは CDM 事業推進の妨げとなる。

2000 年オランダ・ハーグで開催された COP6 において、ブロンク議長の提案で、再生可能エネルギー及び省エネルギーなどで小規模のプロジェクトを優遇し、小国での CDM プロジェクトを実施しやすいものとする事が盛り込まれた。2001 年 7 月ボンでの COP6 再開会合での政治合意(ボン合意) さらに同年 11 月でのモロッコ・マラケシュでの COP7 にて京都議定書の詳細ルール決定(マラケシュ合意)がなされた。マラケシュ合意では、小規模の CDM 事業に対して、プロジェクト設計書の簡素化、CO2 削減量の算定基準の簡略化が決まり、小規模事業をいくつか合わせて同時申請することができる「バンドリング」などが決定した。CDM 理事会には、小規模 CDM パネルが設置され詳細な手続きを提案し、CDM 理事会に答申する。CDM 理事会は小規模 CDM のプロジェクト設計書のガイドラインとして「選択された小規模 CDM プロジェクト活動カテゴリーのための指示的簡略版ベースラインおよびモニタリング方法・第 01 版」を 2003 年 1 月 24 日に UNFCCC の CDM のホームページにて公表した。小規模 CDM には以下の 3 タイプがある。

タイプ I : 最大発電容量が 15MW (又は同量相当分) までの再生可能エネルギープロジェクト

タイプ II : エネルギーの供給又は需要サイドにおける年間の削減エネルギー消費量が 15GWh (又は同量相当分) までの省エネルギープロジェクト

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であって、排出量が二酸化炭素換算で年間 15 キロトン未満のもの

#### 7.1.1 小規模 CDM : 再生可能エネルギー事業タイプの適用

3 タイプの小規模 CDM 事業のうち、本調査の対象事業は 15MW 以下の再生可能エネルギー事業であるため、タイプ I に属する。小規模 CDM のガイドラインによると、タイプ I の再生可能エネルギー事業の中には以下の 4 つのカテゴリーがある。

- I.A. 電力使用者による発電事業
- I.B. 電力使用者のための力学的エネルギー事業
- I.C. 電力使用者のための熱エネルギー事業
- I.D. 系統電源に接続する再生可能エネルギー発電事業

I.A. から I.C. は、再生可能エネルギー発電事業から得た電力を直接使用者に供給するものである。本調査の対象事業は、バイオマスエネルギー利用の 6MW の再生可能エネルギー事業で、マレーシアの系統電源に電力を販売するので I.D. に属する。

### 7.1.2 系統電源に電力を供給する再生可能エネルギー発電事業

タイプ I.D. に属する事業は太陽光、水力、潮力、風力、地熱、バイオマスなどの再生可能エネルギーを電力送電システムに提供するものである。

#### 1) ベースライン

I.D. タイプの事業に対するベースライン算定方法は以下の 3 つがあり、適当と判断されるものを選択する。

- a) 送電システムのユニットで発電する燃料源が化石燃料またはディーゼル油の場合、ベースラインは再生可能エネルギー事業によって生産される年間の kWh 数に、最適負荷率で運転される能力で、ディーゼルにより生産される電力の排出係数を乗じたものとする。その場合の排出係数は表 21 に示す。

表 21 ディーゼル発電システムにおける 3 段階負荷率別炭素排出係数 ( kgCO<sub>2</sub>equ/kWh )

ケース	24 時間稼働 小規模グリッド	1) 一時的な稼働 (4~6 時間/ 日) の小規模グリッド 2) 生産活動に利用 3) 水ポンプ	逐電装置付き小規模 グリッド
負荷率 (%)	25%	50%	100%
<15kW	2.4	1.4	1.2
>=15 <35kW	1.9	1.3	1.1
>=35 <135kW	1.3	1.0	1.0
>=135 <200kW	0.9	0.8	0.8
>200kW	0.8	0.8	0.8

( 出典: Appendix B1 of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities, INDICATIVE SIMPLIFIED BASELINE AND MONITORING METHODOLOGIES FOR SELECTED SMALL-SCALE CDM PROJECT ACTIVITY CATEGORIES, Annex 6 Report of the Seventh Meeting of the Executive Board )

b) その他のシステムの場合は、ベースラインは再生可能エネルギー事業によって生産される年間の kWh 数に、透明で保守的な概算のオペレーティング・マージン、及びビルド (Build)・マージンの平均の排出係数を乗じる。概算のオペレーティング・マージンとは既存及び/または将来の発電所の運営にどのような影響があるかということである。水力、地熱、風力、低コストのバイオマス、原子力、太陽光を除いた発電システムの全ての発電源の加重平均排出係数 (kgCO<sub>2</sub>/kWh) である。また、ビルド・マージンとは、最も最近に建設された 5 つの発電所、または建設された発電所のうちの最も最近のプラントの 20%の加重平均排出係数 (kgCO<sub>2</sub>/kWh) である。

c) 現在の系統電源における加重炭素排出係数 (kgCO<sub>2</sub>/kWh)

## 2) リークージ

リークージについては、再生可能エネルギー技術機器が他の事業から移譲される場合、リークージを算定する必要があるとしている。さらに、小規模 CDM 事業のプロジェクト設計書のガイドラインではバイオマス利用をする場合には、リークージについて考慮するように指導している。

## 3) モニタリング

再生可能エネルギーの発電量をメーターで測定することにより、削減排出量をモニタリングする。焼成多層プラントの場合、バイオマスの投入量及びエネルギー含有量をモニターする。

本案件では、CDM 理事会の小規模 CDM 事業のガイドラインに定められた手続きで、小規模 CDM 事業用プロジェクト設計書のテンプレートに従って、プロジェクト設計書を作成した。(参考資料 2 参照)

## 7.2 BBP の椰子殻発電事業のベースライン算定

### 7.2.1 対象となる温室効果ガスの排出量試算の概要

本事業は、バイオマスエネルギーによる CO<sub>2</sub> 排出ゼロの発電によって温室効果ガスの削減に役立つものであり、年間 2 万トンの CO<sub>2</sub> 排出が削減できると見込まれている。

### 7.2.2 プロジェクトのフローチャートと境界線

プロジェクトの境界線は図 11 のフローチャート中に点線で示してある。EFB の

使用についてはリーケージの項(7.2.53)で考察する。また、当事業ではパーム油生産工場の廃水処理場から排出しているメタンガスを回収し、エネルギーとして使用することを計画しているが、当PDDには含めないこととする。

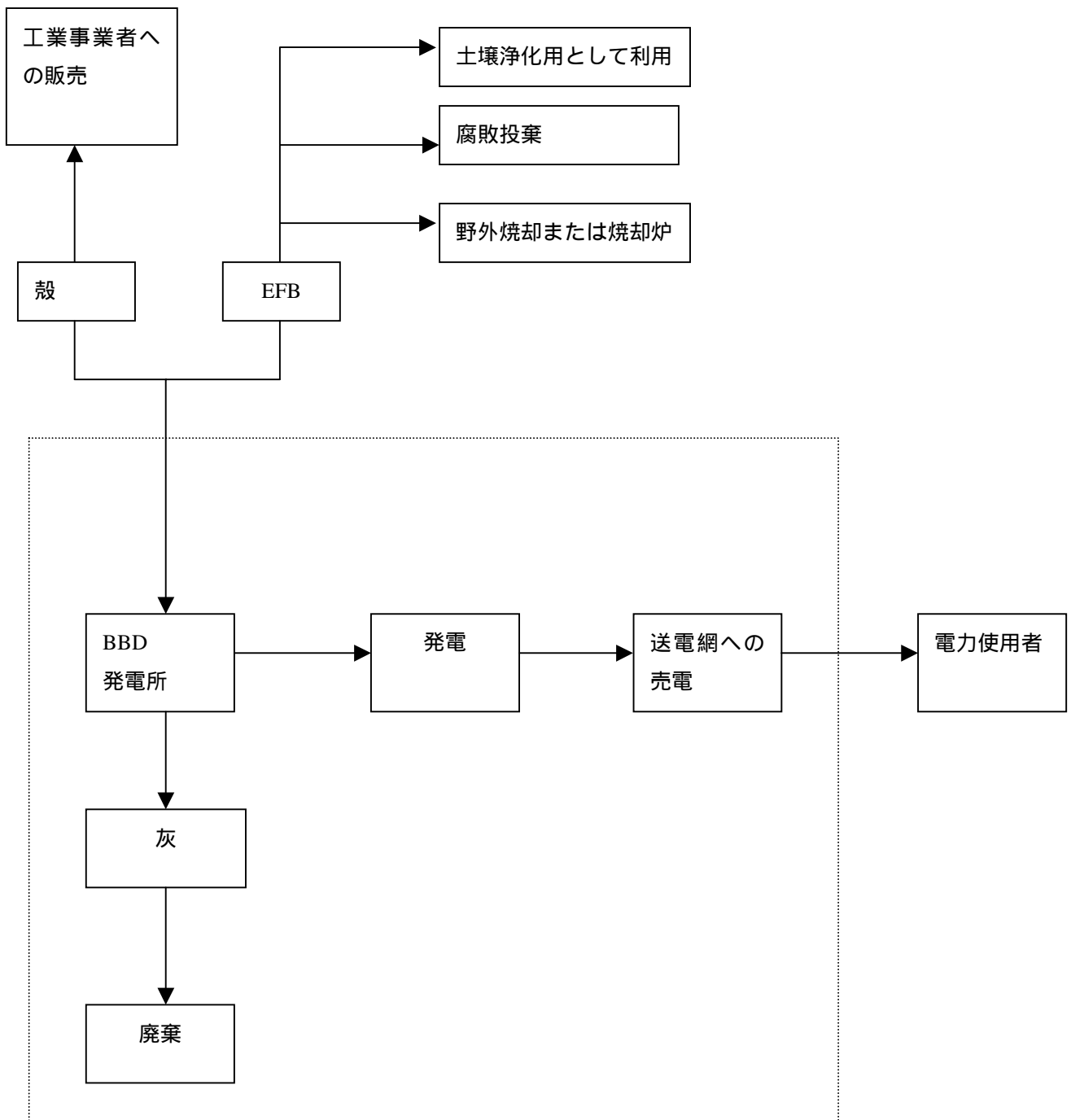


図 11 事業のフローチャートと境界線

### 7.2.3 デバンドリング (Debundling)

本事業は UNFCCC で定義されている小規模 CDM 事業の基準に合致しており、大規模 CDM 事業を分割したものではない。Bumibiopower (BBP) は、現在 Pantai Remis Palm Oil Mill (PRPOM) に対して、工場からの廃水処理場からバイオガスを回収する事業の計画があり、現在 F/S を進めている。本バイオガス回収事業が実施されれば、回収されたバイオガスを当バイオマス発電に利用することも考えられている。バイオガスはバイオマスと同等と定義されるため、将来的に利用されても CDM 事業としての変更はない。また、バイオガス回収事業では年間約 3 万 5 千トン CO<sub>2</sub> 相当が排出削減されると予測される。BBP は、バイオガス回収事業を CDM 事業にする可能性を検討するが、その際、通常規模の CDM として別途プロジェクト設計書を作成するであろう。

### 7.2.4 ベースライン排出量の算定

#### 1) ベースラインとプロジェクト事業の運営期間

##### a) クレジット期間

BBP との協議の結果、BBP は 10 年間で更新なしのオプションではなく、7 年間で最大 2 回までの更新可能な方を選択した。当初のベースライン継続期間は 7 年で、2004 年から 2010 年までである。クレジット期間を 7 年間とした理由は、政府が EFB の焼却を禁止しているとはいえ現状焼却は続いており、例え焼却が完全に廃止されても、パーム油生産工場主は埋立て地で処理、マルチング (根覆い)、コンポスト化などの処理方法を行ない、バイオマス発電が 7 年後に BAU (Business As Usual) に含まれないだろうと予想されるからである。

##### b) プロジェクトの運営期間

BBP は TNB と 21 年の電力売却契約を結んでいる。そのため、当プロジェクトは 21 年間は継続する。

#### 2) 算定基礎となるベースライン温室効果ガス排出削減量

##### a) 発電に関するベースライン決定の重要パラメーター

当プロジェクトは、マレーシア半島の電力会社である TNB に売電をする。マレーシアの系統電源は、マレーシア半島、サバ州、サラワク州の 3 つに分かれている。マレーシア国全体では、2000 年度の発電量は 70,220GWh、そのうちマレーシア半島が約 92%、サラワク州が 4.7%、サバ州が 3.3% である。当プロジェクトはマレーシア半島で実施されることから、マレーシア半

島の系統電源のみについて考えることができる。小規模 CDM 事業の分野で、再生可能エネルギー発電を系統へ連結する場合のベースラインについては 7.1.2 1) で示した選択肢があり、このうちデータが取得可能な方法を選ぶ。マレーシア政府の経済計画庁 (Economic Planning Department: EPU) 及び PTM が、2000 年度のマレーシア半島の全国系統電源発電量のデータを発表しており、7.1.2 1) c) 現在の系統電源における加重炭素排出係数を選択する。

#### b) 系統燃料構成

マレーシアの EPU が作成した第 8 次開発計画によるとマレーシア半島の 2000 年度の総発電量を発表している (表 22 参照)。正確性を期するため、TNB から 2000 年度の総発電量の情報を入手した (表 23 参照)。本総発電量は、TNB の発電量と IPP の発電量の総計である。

表 22 マレーシア半島の 2000 年度の総発電量 ( 1 )

燃料タイプ	発電の割合(%)	総発電量 (GWh)
石油	3.3	2,101
石炭	7.8	4,967
ガス	81.4	5,183,877
水力	7.4	4,712
その他	0.1	63
総計	100	63,684

( 出典 : 第 8 次マレーシア開発計画、エネルギーのセクション ( Chapter 11 ) )

表 23 マレーシア半島の 2000 年度の総発電量 ( 2 )

Type	TNB ( Gwh )	IPP ( Gwh )	Total	%
Hydro	5,950.72	0.00	5,950.72	9.35
Natural Gas – Open Cycle	18,505.84	1,199.75	19,705.59	30.97
Natural Gas – Combined Cycle	4,700.35	26,219.33	30,919.68	48.59
Diesel Oil	17.96	8.23	26.19	0.04
Heavy Oil	1,473.95	0.00	1,473.95	2.32
Coal	5,558.82	0.00	5,558.82	8.74
Others		-		0.00
Minihydro	n/a	n/a		0.00
Co-generation	n/a	n/a		0.00
Renewables	n/a	n/a		0.00
Total	36,207.63	27,427.31	63,634.94	100

( 出典 : TNB Transmission Division )

**c) 発電タイプ別炭素排出係数**

世界銀行の「EM モデル」<sup>2</sup>から、発電タイプ別炭素排出係数のデフォルト値を表 24 のように得ることができる。

表 24 発電タイプ別の炭素排出係数

タイプ	炭素排出係数 (kg CO2/kWh)
重油 (蒸気タービン、大規模)	.721
ディーゼル油	.717
石炭 (蒸気タービン、大規模)	.930
天然ガス-コンバインド・サイクル型	.398
天然ガス-オープン・サイクル型	.610
水力	0
再生可能エネルギー	0

(資料: 世界銀行 EM Model V. 1)

**d) ホスト国の系統電源における炭素排出係数**

表 23 各燃料タイプ別の発電量の割合に表 24 の炭素排出係数を乗じ、合計することによりマレーシア半島の系統電源全体の炭素排出係数を算出する。

表 25 2000 年度のマレーシア半島の系統電源炭素排出係数

燃料タイプ	系統電源加重 (1) (%)	炭素排出係数 (2) (kg CO2/kWh)	(1)×(2)
重油 (蒸気タービン、大規模)	2.32	0.721	0.0167
ディーゼル油	0	0.717	0.000
石炭 (蒸気タービン、大規模)	8.74	0.93	0.0812
天然ガス-コンバインド・サイクル型	48.59	0.398	0.1933
天然ガス-オープン・サイクル型	30.97	0.61	0.1889
水力	9.35	0	0.0000
その他	0	0	0.0000
計	100	—	<b>0.4801</b>

2000 年度のマレーシア半島における系統電源の炭素排出係数は、**0.480kgCO2/kWh** と算定される。

<sup>2</sup> Version 1. 世銀その他の資金提供により Oeko 研究所と Kassel 大学が開発。



#### e) 電力のベースライン排出量

電力のベースライン排出量は、炭素排出係数に BBP の発電所がつくる電力量を乗じて求められる。

BBP は年間 41,870,400kWh を TNB に売電する予定である。年間 330 日間操業し、発電ピーク時は 1 日 8 時間で 5,460kWh、通常時は 1 日 16 時間で 5,200kWh の発電をする。

$$\begin{aligned} & 5,460\text{kWh} \times 8 \text{ 時間} + 5,200\text{kWh} \times 16 \text{ 時間} \\ & = 43,680 + 83,200 \\ & = 126,880\text{kWh/日} \\ & 126,880\text{kWh/日} \times 330 \text{ 日} \\ & = 41,870,400\text{kWh/年} \end{aligned}$$

上記の予想発電量に表 25 で算定した系統電源の炭素排出係数を乗じて、年間の排出量を算定する。

表 26 系統電源置き換えのベースライン排出量

年度	炭素排出係数 1	予想発電量 2	ベースラインの排出量 (1×2)
単位	kgCO <sub>2</sub> /kWh	kWh/年	トン CO <sub>2</sub> /年
2000	0.480	41,870,400	20,097

### 7.2.5 当プロジェクトの温室効果ガス排出について

#### 1) 事業所内における排出

当プロジェクトの事業所内における CO<sub>2</sub> 排出はゼロである。IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) の国家温室効果ガス・インベントリー・ガイドラインは、バイオマスの CO<sub>2</sub> 消費量はその再成長による吸収に等しいと規定している<sup>3</sup>。このガイドラインに従えば、BBP のパーム油生産発電で排出される CO<sub>2</sub> の量は、原料となる椰子の成長過程で吸収した CO<sub>2</sub> の量に匹敵することになる。つまり、当プロジェクトは炭素排出においてプラスマイナスゼロである。

バイオマス燃料を燃焼することにより年間 2000 トンの灰が生産される。この灰は、6 トントレイラーで一日 1、2 回、PRPOM の工場の敷地内にある灰処理池に

<sup>3</sup> Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Workbook

運ばれる。廃水処理に使用されていた池は、当事業期間の 21 年間に生産される灰を処理するのに十分な大きさを持っている。池はプラントから 500m から 1000 m 以内にある。EFB 及び殻の焼却による灰は、マレーシア当局の廃棄物処理規制の対象になっていない。灰の運搬に伴う CO<sub>2</sub> 排出量は年間 181kgCO<sub>2</sub>/年から 724 kgCO<sub>2</sub>/年で微量であるため、CO<sub>2</sub> 削減量算定ではカウントしない(表 27 参照)。

表 27 灰処理に関するデータ及び計算方法

年間操業日数	330
一日の処理回数	1 回から 2 回
一回の走行距離	0.5km から 1km
年間の処理回数	年間 330 回から 660 回
年間の走行距離	165km (最小) から 660km (最大)
重量トラックの排出係数	1.097kgCO <sub>2</sub> /km <sup>4</sup>
灰運搬に伴う CO <sub>2</sub> 排出量	181 から 724 kgCO <sub>2</sub> /年

## 2) 事業所外への直接排出

パーム油生産所から BBP の発電所まで、EFB と殻はベルトコンベヤーで運ばれる。ベルトコンベヤーを動かす為の電力は、当発電所で発電した電力を使用する。このため、事業所外での直接排出はないと思われる。

## 3) リークージ (間接的排出効果)

本事業におけるリークージはないと考えられる。その理由は以下の通りである。

### a) 評価のポイント

当プロジェクトが、燃料として使うバイオマスの現状とどのように置き換われるかを考察する。バイオマス燃料が化石燃料使用と置き換わる一方で、他方、バイオマスが不足することにより、炭素排出量の多い燃料を使用する者が別にいる場合、その分の温室効果ガス排出量は当プロジェクトの削減効果から差し引かねばならない。

本件においては、BBP が隣接の Pantai Remis Palm Oil Mill (PRPOM) と年間 75,145 トンの EFB と年間 14,594 トンの殻を供給を受ける契約を結ぶ。PRPOM からのバイオマス燃料の供給に不足の事態が生じた場合、BBP は他のパーム油工場から EFB と殻を調達しなければならない。EFB と殻は他の工場からも供給が可能である。当事業のサイト 35km 以内には 9 つのパーム油工場が存在し、およそ年間 262,2000 トンの EFB と 79,800 トンの殻の BBP への供給が可能である。これらの工場から燃料を運搬する為に起こる排出

<sup>4</sup> IPCC Guidelines

(運搬のためのトラック) がリーケージとして考えられる。しかしながら、これは不可抗力な状況であり遠隔で起こりうる可能性である。PRPOM は現在年間 36 万トンの FFB を処理し、その結果 82,800 トンの EFB と 25,200 トンの殻が排出され、今後 PRPOM の生産量増加の計画もあることから、本事業に十分な燃料が供給されると考えられる。従って、リーケージの発生する確率は極めて低いと考えられる。

## 7.2.6 温室効果ガス削減効果予測

7.2.4. および 7.2.5. の算定結果を踏まえ、表 28 に当プロジェクト稼働時の排出削減効果予測を示した。

表 28 本案件における温室効果ガス排出削減量

(千 tCO<sub>2</sub>e)

番号	項目	年度							総計
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
(1)	発電のベースライン排出	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	140.49
(2)	ベースラインによる総排出量	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	140.49
(3)	事業所内の排出量	0	0	0	0	0	0	0	0
(4)	事業所外の排出量	0	0	0	0	0	0	0	0
(5)	リーケージ排出分	0	0	0	0	0	0	0	0
(6)	プロジェクト実施による総排出量 (3)+(4)+(5)	0	0	0	0	0	0	0	0
(7)	プロジェクト実施による総排出削減量 (2)-(6)	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	140.49

## 7.2.7 当プロジェクトにおけるその他の排出削減

当プロジェクトが実現しなければ、EFB の一部は焼却されずにパーム油生産所の裏で山積みされ腐敗してしまい、メタンガスが発生する。メタンガスは CO<sub>2</sub> の 21 倍の温室効果があるため、温室効果ガス排出削減に貢献できる。しかしながら、EFB は、現在焼却による処理が殆どで山積みされる量は少ないため、当事業では当削減効果を算定しない。

## 7.2.8 費用対効果

費用対効果に関してプロジェクト設計書の要件には含まれていないが、追加性の項目で、投資に関するバリアーについて述べる ((7.2.9.1) 参照のこと)。投資家には、1) 炭素クレジットのみに投資するタイプ (炭素クレジットの買取り)

2) 事業そのものに投資をし炭素クレジットは事業収益の一部とみる(みない)タイプ、3)両方に投資するタイプなどが考えられる。1)のタイプの投資家は、プロジェクト設計書で炭素クレジットの価値を評価し、事業収益はその事業の持続性を評価するための指標とする。2)のタイプの投資家は、プロジェクトの収益性を投資概要で評価し、炭素クレジットの収益は副次的なものとして評価する。これらの見通しから費用および収益を測定し、炭素クレジット当たりの価値を算定する。

## 1) CO2 排出削減量 1 トン当たりの費用対効果

### a) 本プロジェクトのキャッシュフロー分析

電力による年間収入                      約 6,878 千 RM ( 1 RM = 32 円 )  
= 約 2 億 2 千万円

初期費用 31,450 千 RM ( 10 億 640 万円 ) で

減価償却 ( 1 年目 30%、2 年目以降 70% ) すると、残存価値は  
1 億 8 千万ドル - 1 億 8 千万ドル ÷ 125% = 約 3 千 600 万ドル

年間経費                                      約 1,800 千 RM = 約 5,760 万円

年間燃料経費                                約 384 千 RM = 約 1,230 万円

保険料                                        約 432 千 RM = 約 1,382 万円

上記の数字を元にプロジェクトのおおよそのキャッシュフローを表 29 に示した。

この結果から、本プロジェクトの株主資本内部収益率は約 15.44%となる。通常、マレーシアの電力事業の場合 25%ぐらいであると言われているが、当プロジェクトはそれを下回る。下回る分が炭素クレジットによる調達が必要なコストである。

### b) キャッシュフローを元にした CO2 1 トン当たりの費用対効果は以下の通りである。

自己資本 ( 7,862 千 RM ) × ( 25% - 15.44% ) = 786.2 千 RM ( 株主資本コスト )  
786.2 千 RM ÷ 20,140 トン CO2e = 39RM/t-CO2 相当  
= 10 ドル/トン CO2 ( 1 ドル = 3.8RM )

表 29 BBP 事業のキャッシュフロー予測 (US ドル)

	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
資金調達																						
自己資金	-7,862,500																					
銀行借入れ	-23,587,500																					
合計	-31,450,000																					
資本的支出 (資本コスト込み)	-31,450,000																					
電力代金収入		6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000	6,878,000
年間経費		2,616,000	2,643,000	2,670,000	2,698,000	2,726,000	2,755,000	2,784,000	2,814,000	2,844,000	2,874,000	4,805,000	2,936,000	2,968,000	3,000,000	3,033,000	4,966,000	3,100,000	3,134,000	3,169,000	3,204,000	0
利払い		1,312,000	1,171,000	1,021,000	863,000	696,000	518,000	376,000	278,000	174,000	63,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
税控除、法人税等														701,000	1,086,000	1,077,000	535,000	1,058,000	1,048,000	1,038,000	1,029,000	0
ローン支払いスケジュール		2,453,000	2,595,000	2,744,000	2,902,000	3,069,000	3,247,000	1,457,000	1,555,000	1,659,000	1,770,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ネットキャッシュフロー	-31,450,000	497,000	469,000	443,000	415,000	387,000	358,000	2,261,000	2,231,000	2,201,000	2,171,000	2,073,000	3,942,000	3,209,000	2,792,000	2,768,000	1,377,000	2,720,000	2,696,000	2,671,000	2,645,000	6,878,000
現在価値(割引率 9%)	5,761,544																					
IRR (内部収益率) 税払い後	2.66%																					
株主IRR(株主資本内部収益率)	15.44%																					

### 7.2.9 追加性

小規模 CDM 事業のプロジェクト設計書のガイドラインは、提案されている事業が実施されない場合に起こりうる、人的に排出される温室効果ガスの削減状況について記述するように指示している。この状況については、ガイドラインの添付資料（小規模 CDM 事業の簡素手続き、付属資料 B、添付資料 A）に追加性の根拠がリストされている。その根拠とは、1）投資に関するバリアー、2）技術的バリアー、3）実施普及のバリアー、4）その他のバリアーの4つである。当事業におけるバリアーについて根拠別に以下にまとめる。

#### 1) 投資に関するバリアー

マレー半島の発電の 80%近くは、天然ガスを燃料としており、そのうちオープン・サイクルが 30.97%、コンバインド・サイクルが 48.49%を占める。ガス発電は採算性の面では当プロジェクトより優れてはいるが、GHG 排出量は当プロジェクトよりはるかに多い。炭素排出係数での比較では、オープン・サイクルは 0.61kgCO<sub>2</sub>/kWh、コンバインド・サイクルは 0.398kgCO<sub>2</sub>/kWh であるのに対し、再生可能燃料では 0kgCO<sub>2</sub>/kWh である。

#### 2) 技術的バリアー

EFB は、中果皮繊維やシェルに比べて現在の再利用率は極端に少ない。現状では EFB の再利用に最適な技術は存在せず、燃焼具合や温度調節機能もない単純構造の焼却炉で焼却するか野焼きをするか、或いはそのまま投棄して腐敗するまゝになっており、そこからの GHG 排出管理は不可能である。

当プロジェクトはマレーシアで初めて、EFB 焼却に最適な高等技術を用いてその再利用を推し進めるものである。広範な分析とドイツのボイラー会社からのコンサルテーションを得て、EFB 焼却灰のガラス化温度が低いなどの EFB 燃焼に伴う障害を克服するには、拡散式ストーカー炉が最適な技術であると考えられる。

#### 3) 実施普及のバリアー

EFB と椰子殻を発電に使用する事により、当プロジェクト活動は効率的に旧式の化石燃料発電を代替し、GHG 排出量削減に寄与する。同時にこのような活動は、石油や天然ガス一辺倒から再生可能燃料へとエネルギー資源を多様化させるというマレーシア政府の政策にも合致している。BBP と PRPOM は、再生可能エネルギー売買契約（REPA）を結ぶ事に成功した初の企業である。つまり両社は、再生可能エネルギー資源として非常に潜在的価値の高いバイオマス発電開発における先駆者となるのである。

#### 4) その他のバリアー

マレー半島系統電源連係のためのバイオマス発電の開拓者として、当プロジェクトの推進、特にプランニング、設計そして技術開発に BBP と PRPOM とともに多くの資金と労力をかけてきた。しかしながらその規模が相対的に小さいことによる歳入の低さと初期コストの高さとが相まって、同様の規模の典型的な IPP 事業に比してその ROE( Return on Equity )は通常より低いものになってしまうであろう。

### 7.2.10 温室効果ガス以外に生じうる影響

#### 1) 環境影響評価

##### a) マレーシアの環境規制

マレーシアの基本となる環境法は 1974 年環境質法 ( The Environmental Quality Act 1974: EQA1974 )であり、それに続く修正法 Act A636、A953、A1030 を含めて最も包括的な連邦レベルの法律である。これらは、公害の防止・減少・管理を定め、その施行機関は環境局 ( Department of Environment: DOE ) で、Director General ( 長官 ) of Environmental Quality の監督下にある。

この EQA をより現実に則した形で実施するために業界別の定めがあり、パーム油業界に対しては The Environmental Quality ( EQA ) ( Prescribed Premises ) ( Crude Palm Oil ) Regulations 1977 がある。また、業界に特化しない法律でパーム油業界に関係するのは The Environmental Quality ( Clean Air ) Regulations 1978 および The Environmental Quality ( Scheduled Wastes ) Regulations 1989 がある。

この他にも連邦、州、地方自治体の定める関係法がパーム油業界におよぶが、これらは特定の事柄ごとに定められ、業界別に策定されるものではない。

1975 年 4 月 15 日に施行された 1974 年環境質法は、その時代の社会的環境問題を解決すべく制定されたものである。当時は成長著しいパーム油業界およびゴム業界からの廃棄物汚染が激しくなったため、それらを規制することに主要な目的があった。その後、この法律は時代の要請に合わせて 1985 年、1996 年、1998 年の 3 回にわたり修正されている。

最初の修正では環境影響評価 ( Environmental Impact Assessment: EIA ) 制度の導入が目的である。なお、すでに 1980 年の第 3 次マレーシア計画 ( 1976 年から 1980 年 ) では、「持続可能な開発」の実現のために EIA の必要性が謳われている。

2 回目の修正では有害廃棄物と製品の管理と規制を効果的に行なうのが目的であった。そして 3 回目には違反者に対する捜査や罰則を強化し、環境監査に関する規定や環境基金の設置が決められた。

環境質評議会議長を務めた Sham Sani 教授によれば、パーム油廃棄物の総量

に比例して徴収される排水許可料の収入が 12 年間で 88%の減少を示すほど水質は改善されたとの事である。

なお、出力 10MW未満の発電所に対しては、EIA 実施は義務付けられておらず、当プロジェクトもその義務はない。<sup>5</sup>

#### b) BBP のプラントの環境影響評価

前述の通り、当プロジェクトに EIA 実施の義務はないが、現在のマレーシアの基準に比してより厳しいドイツの基準をクリアするようになっている。

表 30 当プロジェクトの EPC 契約にある排出量基準

排出物質・音	EPC 契約基準	マレーシア基準	備考
NOx	300ppm 未満	石炭燃料の場合 350ppm。バイオマスには規制情報無し	
SOx	100ppm 未満	石炭の場合 640ppm。バイオマスには規制情報無し	
廃液	該当無し	表 31 参照	廃液は既存の粗パーム油工場の廃液システムに戻すため。
塵	200ppm 未満	200ppm 未満	
灰の粒子	保証無し	規制無し	
騒音	規制遵守	マレーシアには環境への騒音基準はなく、職場における騒音基準のみ規定されており、耳栓か耳あての着用義務が生じるレベルは、 1 日 7 時間労働未満で 91dB 1 日 7 時間から 8 時間労働で 90dB 1 日 8 時間労働を越える場合で 80dB なお、104dB を越える騒音を出すことは禁止されている。また 80dB を越える工場に勤務する労働者には、耳栓または耳あてを供給しなければならない。	

バイオマス燃料を低温燃焼させると、N<sub>2</sub>O（亜酸化窒素）の発生が懸念されるが、マレーシアの環境質法には N<sub>2</sub>O の規制がない。また COGEN Engineering からは、当プロジェクトからの N<sub>2</sub>O 排出量はごく僅かであるとの回答を得ている。

<sup>5</sup> The Environmental Quality Act 1974 の第 34 条 A "Report on impact on environment resulting from prescribed activities"および Environmental Quality (Prescribed Activities) (Environmental Impact Assessment) Order 1987 Schedule13(a)



表 31 マレーシアの 1979 年環境質規制（下水および産業排水）  
〔第 8 条の（1）（2）および（3）〕

Parameter	Unit	Standard	
		*A	**B
a) Temperature	°C	40	40
b) pH Value	-	6.0-9.0	5.5-9.0
c) BOD5 at 20 C	mg/l	20	50
d) COD	mg/l	50	100
e) Suspended Solids	mg/l	50	100
f) Mercury	mg/l	0.005	0.05
g) Cadmium	mg/l	0.01	0.02
h) Chromium, Hexavalent	mg/l	0.05	0.05
i) Arsenic	mg/l	0.05	0.10
j) Cyanide	mg/l	0.05	01.0
k) Lead	mg/l	0.10	0.5
l) Chromium, Trivalent	mg/l	0.20	1.0
m) Copper	mg/l	0.20	1.0
n) Manganese	mg/l	0.20	1.0
o) Nickel	mg/l	0.20	1.0
p) Tin	mg/l	0.20	1.0
q) Zinc	mg/l	2.0	2.0
r) Boron	mg/l	1.0	4.0
s) Iron (Fe)	mg/l	1.0	5.0
t) Phenol	mg/l	0.001	1.0
u) Free Chlorine	mg/l	1.0	2.0
v) Sulphide	mg/l	0.50	0.50
w) Oil and Grease	mg/l	Not Detectable	10.0

\*A：集水域内の内水への流入 \*\*B：A で規定した以外の内水への流入

## 2) パブリック・コメント

当事業は政府当局からは EIA を要求されない。そのため、当事業に対する EIA で要求されるレベルのパブリックコメントは実施しない。

BBP はマレーシアにおいて、初の再生可能エネルギー事業の販売契約会社の一つとして、メディアで大きく取り上げられ、現地の住民や自治体から歓迎されている。

CDM 理事会のメンバーでもあるマレーシア気象庁の Chow 氏によれば、EIA を必要とせず、サイトの近隣にコミュニティが少ない場合、事業に関わる従業員等にインタビューをするなど、ホスト国の中央政府より、むしろサイト近辺の関係者にインタビューすることが重要であるとのことである。

BBP は、2003 年 3 月に実施予定であるバリデーションまでに PRPOM の従業員及び地方自治体の担当者等からコメントを得る予定である。

### 3) プロジェクトの対象地域外の普及・適応効果

マレーシアのパーム油業界において、再利用が困難な廃棄物は EFB と POME(粗パーム油工場廃液)である。理由は、EFB の水分含有量が多いこと(平均 65%、最高 67%)、POME は未だそのメタンガス回収技術が完全には確立されていないことにある。当プロジェクトのボイラー性能は高く、水分含有量が 50%までの燃料なら安定燃焼が可能であるので、その意味でも当プロジェクトの持つ意義は大きい。

現状のまま中果皮繊維と椰子殻を燃料として粗パーム油工場が系統電源およびコージェネ発電連係で発電していった場合の発電能力と発電量の予測は、表 32 の通りである。

表 32 バイオマス発電能力および発電量の予測

年	発電量予測 (GWh)	粗パーム油 工場のグロス 発電量 (GWh)	粗パーム油 工場のネット 発電量 (GWh)	粗パーム油 工場の発電 能力 (MW)	全国の発電 量に占める 割合 (%)
2000	70553.3	1878.7	981.5	214.5	1.4
2003	85784.1	2069.7	1081.3	236.3	1.3
2005	95938.0	2197.0	1147.8	250.8	1.2

(出典：PTM "Malaysia Biomass-based Power Generation and Cogeneration in the Palm Oil Industry (Phase 1) )

しかしながら、PTM は、粗パーム油業界が EFB や POME からのバイオガスを燃料としてどこまで利用できるかによって、同業界の潜在的発電能力は 2005 年までに 270MW から最大で 665MW までに広げる事が可能とみている。270MW のレベルには、すべての中果皮繊維と椰子殻の再利用が実現すれば到達可能であり、この場合の余剰発電量は、国の総発電量の 1.4%を占めるとのことである。これに加えて、全 EFB のうちの 25% (現在、75%はプランテーション付きの工場で再利用されており、残り 25%は破棄されている) が燃料として再利用されれば、全体で 312MW が発電可能となり、余剰発電量は 1.8%を占める。さらに加えて POME からのバイオガスを回収・利用できれば、余剰発電量は国の総発電量の 3.8%を占める。そして、すべての EFB、中果皮繊維、椰子殻および POME からのバイオガスを再利用できれば、発電能力は最大の 665MW に達し、この場合の余剰発電量は国全体の 5%を占めるに至ると PTM は述べている。

マレーシアのみならず、パーム油生産量の多いインドネシアなどでも、椰子殻発電による温室効果ガス排出削減事業としての普及効果は期待できる。

## 7.3 モニタリング方法の確定

本件は地元系統電源への売電を目的とした小規模再生可能エネルギー発電事業である。したがって、マラケシュ合意の付録 B「選択された小規模 CDM プロジェクト活動カテゴリーのための指示的簡略版ベースラインおよびモニタリング方法・第 01 版」タイプ I.D.「系統電源への連係のための再生可能エネルギー発電」にある、「モニタリングは再生可能技術による発電の測定で為されなければならない。複式燃焼プラントの場合は、バイオマス燃料の投入量とそのエネルギー量をモニターしなければならない」という部分が適用される。

### 7.3.1 モニタリング計画範囲

当プロジェクト活動で使用するボイラーはバイオマス燃料のみを使用するので、複式燃焼ではない。したがって、本 PDD ではバイオマス燃料投入量およびそのエネルギー量をモニターする必要はないと考える。再生可能エネルギー発電に関してモニターすべきデータは、BBP がマレー半島系統電源へ売電した電力量の検針である。これに加えて、BBP はマレー半島 (PM) の系統電源の炭素排出係数 (Carbon Emission Factor: CEF) 発電ベースライン排出およびリーケージをモニターする。本件におけるベースラインおよびプロジェクトの排出量決定の重要要素は、以下の 3 つである。

#### 1) TNB へ売電される電力量

当プロジェクト活動では二つのそれぞれ独立した測定システムを用いて当プロジェクトの発電プラントから PM 系統電源へ売電した電力量を記録する。システムのうちの一つが主要システムで、もう一つは主要システムの結果の再チェック用である。両システム共、現在一般市場で入手可能な最高レベルの基準をクリアした、較正精度の高い測定器を使用する。正式な検針は BBP と TNB から公認検針員が参加して実施・認証する。検針は電子的に行われる。

#### 2) 系統電源の炭素排出係数

BBP は PM 系統電源の全燃料ミックスデータをモニターする。同データは TNB から入手でき、TNB が毎年データを刷新する毎に PM 系統電源の排出加重平均を再計算して、常に正しい炭素排出係数を使用するようにする。

#### 3) 発電ベースライン排出

最新の数値にしたがって、当プロジェクトの発電ベースライン排出量は次の要領で再計算されることになる。

$$\text{当プロジェクトからの発電量(kWh/年)} \times \text{PM 系統電源排出の加重平均値(kgCO}_2\text{/kWh)} = \text{GHG 排出ベースライン (kgCO}_2\text{/kWh)}$$

### 7.3.2 モニタリングおよび検証計画

BBP のモニタリング及び検証計画の内容を表 33 に示す。

表 33 BBP のモニタリング及び検証計画

データのタイプ	データの内容	単位	数値の種類*	記録頻度	モニターするデータ割合 (%)	データ採取方法	データ保管期間	コメント
量	系統電源への売電	MWh	m	月毎	100	電子的	直近 C E R 発行後、最低 2 年間	
量	P M 系統電源の燃料ミックス	GWh	e	年毎	100	紙ベース	直近 C E R 発行後、最低 2 年間	
量	P M 系統電源の C E F	kgCO <sub>2</sub> /kWh	c	年毎	100	電子的	直近 C E R 発行後、最低 2 年間	
量	発電ベースライン排出量	kgCO <sub>2</sub>	c	年毎	100		直近 C E R 発行後、最低 2 年間	
量	リーケージからの排出量 (燃料の運搬)	kgCO <sub>2</sub>	c	P R P O M で燃料の不足が生じた時のみ	100	電子的	直近 C E R 発行後、最低 2 年間	

\* 測定値 (m)、計算値 (c)、見積もり (e)

## 8. マレーシア国の炭素クレジット承認手続

マレーシアは、アジア諸国においては最も承認手続きの構築が進んでいる国といえよう。

### 8.1 マレーシアの CDM 承認プロセス

マレーシアの CDM 実施について、科学技術および環境省 (MOSTE) の事務次官 Dr. Nadzri と気象庁長官の Dr. Chow Kok Kee にインタビューを実施した。両氏ともマレーシアの CDM に備えた体制作りには重要な役割を担っている。Dr. Nadzri は CDM の指定国家機関 (Designated National Authority) の長を兼任し、Dr. Chow 長官率いる気象庁は気候変動に関する国家運営委員会の事務局として活動する。また、Dr. Chow は UNFCCC の CDM 理事会の Alternate Director でもある。また、MECM (エネルギー・通信・マルチメディア省) において、エネルギーセクター部門国際および持続可能なエネルギー部の Principal Assistant Secretary である Lim Cheng Chuan 氏と Navasothy M. Francis 氏にもインタビューの機会を得た。両氏はエネルギーに関する CDM 技術委員会委員でもある。また、両氏とも当プロジェクトを CDM プロジェクトとして申請することについて歓迎の意を表され、激励してくれた。マレーシアの CDM に関わる組織と役割について表 34 及び図 12 に示す。

表 34 マレーシアの CDM に備えた国内体制

機関	位置付け・役割等
気候変動に関する国家運営委員会 ( National Steering Committee on Climate Change )	MOSTE の次官が委員長を勤め、そのメンバーは政府、民間、NGO から成る。1994 年、国会によって設立された。MOSTE が議長を務める。
CDM に関する国家運営委員会 ( National Steering Committee on CDM )	2002 年 5 月に設立。MOSTE の Deputy Secretary General が議長を務める。各省の大臣がメンバーである。
技術委員会	委員会は二つあり、それぞれエネルギー関係と林業関係に分かれる。エネルギー技術委員会は MECM が担当する。
CDM 事務局	MECM がマレーシアエネルギーセンター (PTM) をエネルギーセクターのための CDM 事務局として任命している。PTM は CDM に関する情報の普及、研修、マーケティング、情報データベースの作成、プロジェクト開発サポート初期スクリーニングおよび CDM プロジェクトとしての申請のための技術評価を実施する。

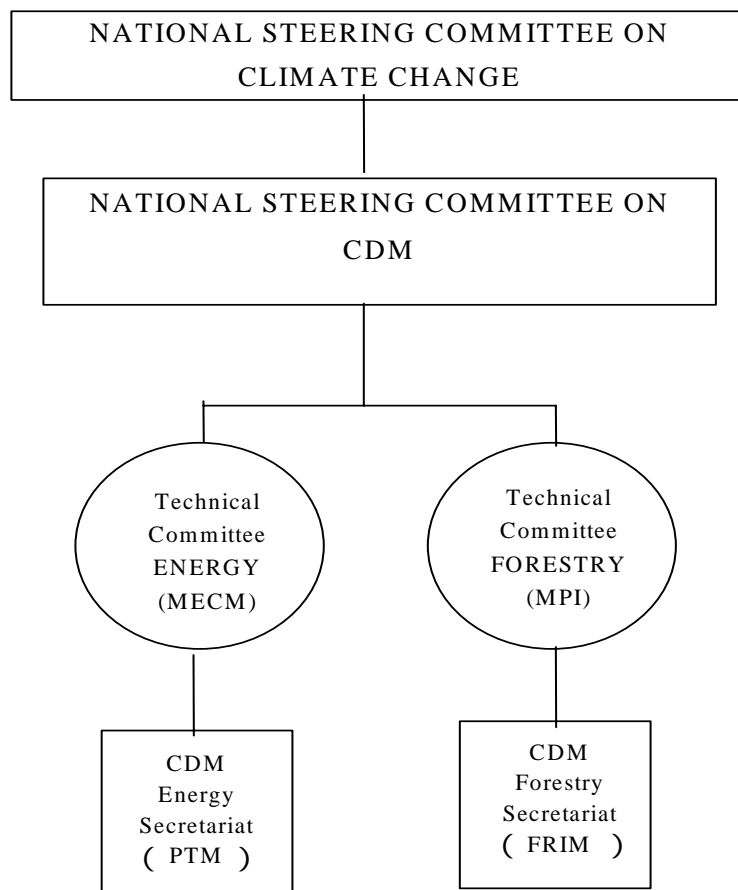


図 12 マレーシアの CDM に関連する組織

( 出典 : PTM )

### 1) National Steering Committee on Climate Change

気候変動に関する委員会が形成されており、MOSTE が議長を務め、気象庁 ( Malaysian Meteorological Service Department ) が事務局である。メンバーの省庁は以下の通りである。

1. Ministry of Science, Technology and Environment
2. Economic Planning Unit, Prime Minister's Department
3. Attorney General's Office
4. Ministry of Finance
5. Ministry of Transport
6. Ministry of Primary Industries
7. Ministry of Energy, Communications and Multimedia
8. Ministry of International Trade and Industry
9. Ministry of Agriculture

10. Ministry of Education
11. Ministry of Foreign Affairs
12. Malaysian Meteorological Service Department
13. Centre for Environment, Technology and Development, Malaysia

## 2) CDM 事務局の役割

PTM の CDM 事務局としての役割については、表 35 を参照されたい。

表 35 PTM の CDM 事務局の役割

機能	内容
情報データベース作成	プロジェクト・ポートフォリオ、 パートナー・マーケティング・データ パートナー・マッチング・データ 適切技術データ
情報普及・研修	ウェブサイトの開発、ニュースレター、 セミナー、研修マニュアル作成
政策開発サポート	地域ネットワーキング、コンセンサス・ ビルディング、政策に関する文書作成
プロジェクト開発サポート	CDM 事業パッケージ化 プロジェクト開発 手法の基準化
OE サポート	国家による認証、セミナー
クレジット配分に関するサポート	モデル契約書、交渉能力向上サポート
マーケティング	ウェブ構築、ロードショウ

## 3) CDM に関する国内手続き

マレーシアは、CDM に関する組織固めを行なうと共に、CDM プロジェクトの申請手続きに関しても構築しつつある。CDM プロジェクトのサイクル(案)については、PTM から入手した図 13 を参照されたい。CDM プロジェクトの申請は、MOSTE に提出すると適切な CDM 技術委員会へと送られる。CDM に関するエネルギー技術委員会はプロジェクトごとに委員会を開催する。2002 年 10 月のインタビューの時点では、これらの手続きは確立しているわけではなく、“Learning By Doing”で手続き構築を行なう意図がある為、1 案件ずつ MOSTE によって吟味されているということである。

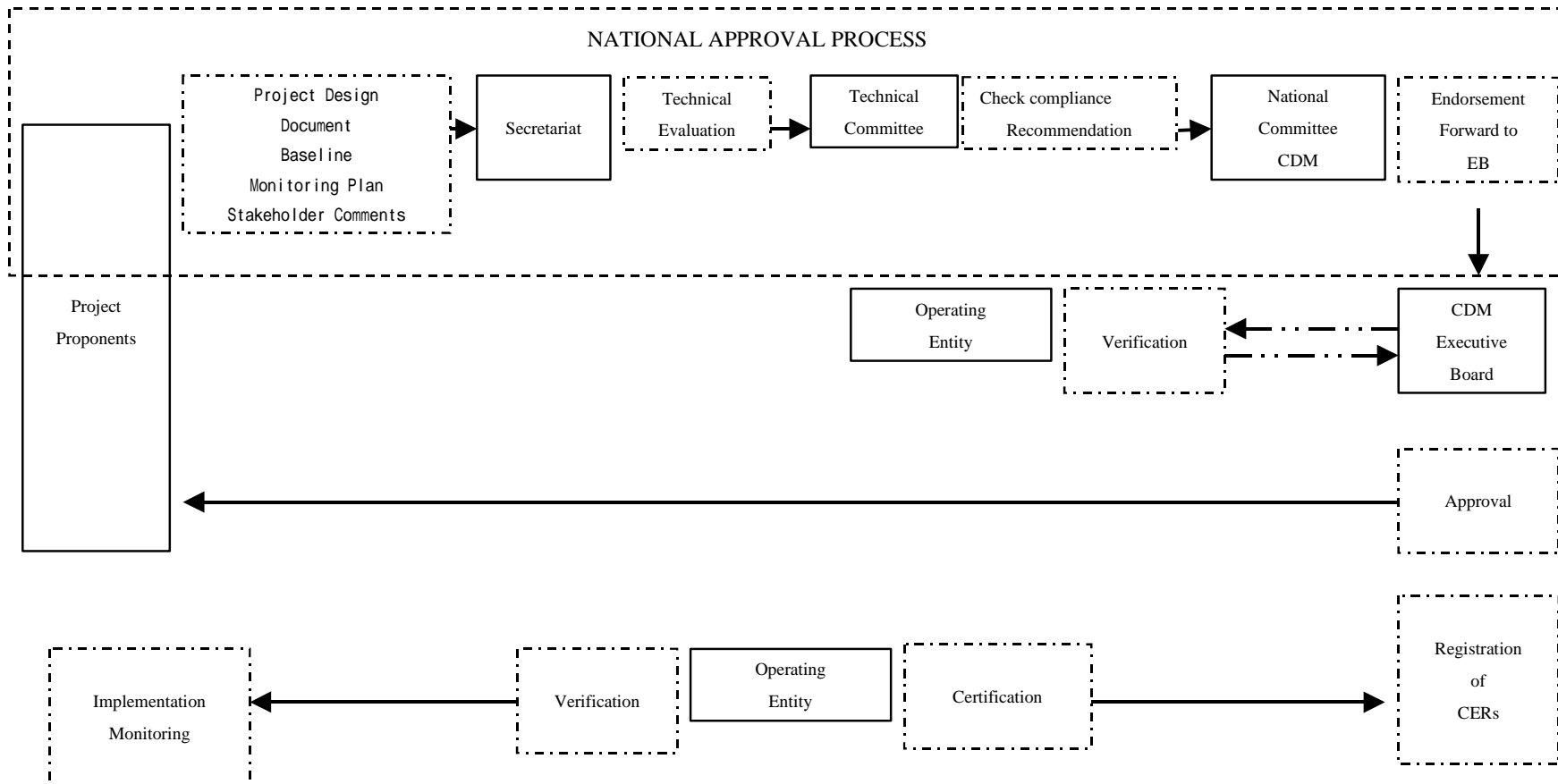
申請の書類に関して、MOSTE ではプロジェクト・アイデア・ノート (PIN) の提出を求めている。特に定まった様式はないが、PIN は事業者が PDD 作成などの時間及び費用等を事前に負担させることなく、政府の承認を与える由である。但し、すでに PDD が作成されていれば、直接 PDD を MOSTE に提出し審査を受ける事が可能である。

MOSTE でのインタビューによると、CDM プロジェクトの審査において以下の 2 点に重点が置かれるとのことである。

- 事業の主旨がマレーシアの持続可能な発展に貢献するか  
(バイオマス発電は最も有望である。)
- プロジェクトが(財政的に)持続可能であるか



### CDM Project Cycle (Proposed)



☒ 13 CDM Project Cycle ( Proposed )

## 9. 炭素クレジットの適格性

### 9.1 CDM 事業適格性審査と指定運営機関

CDM 事業から炭素クレジット (CER) を獲得するには、まず炭素クレジットの価値分析 (ベースライン・スタディ、モニタリング計画)、パブリックコメント等を含むプロジェクト設計書 (PDD) を作成する必要がある。次に、CDM 理事会が指定した指定運営機関 (DOE) により CDM 事業としてのバリデーション (有効化審査) を受けなければならない。指定運営機関は、2002 年 12 月までには決定されるはずであったが見送られ、現在はまだ指定されていない。

指定運営機関は、CDM 理事会に CDM 事業として登録を申請する前に CDM 事業者の提出するプロジェクト設計書の内容が CDM 要件を満たしているかどうかについて、スクリーニングを行なう。これをバリデーション (有効化審査) という。この審査によりプロジェクトが CDM 事業として有効とされれば、CDM 理事会で審議にかけられる。指定運営機関に申請している機関は、(UNFCCC CDM ホームページより) 2003 年 2 月時点で以下の 10 社である。

1. Japan Quality Assurance Organisation (JQA)
2. Japan Audit and Certification Organisation for Environment and Quality
3. Det Norsk Veritas Certification Ltd. (DNV Certification Ltd)
4. Chuo Sustainability Research Institute Co., Ltd. (CSRI)
5. TÜV Süddeutschland Bau und Betrieb GmbH (TÜV Süddeutschland)
6. Tohatsu Evaluation and Certification Organization Co., Ltd. (TECO)
7. Japan Consulting Institute (JCI)
8. Asahi & Co.
9. Société Générale de Surveillance (SGS)
10. BVQI Holdings Ltd.

### 9.2 運営機関の選択

本件では、CDM 理事会が手続を確立した際に、有効となる炭素クレジットを取得するためにバリデーション (有効化審査) を依頼する。現時点では、まだ DOE が決定されておらず、DOE として 10 社が申請している。そのうちの一社である Det Norske Veritas (DNV) に依頼をした。世界的には CDM の認証を行なっている第三者認証機関はいく

つかあるが、DNV を選択した理由は 1) DOE に立候補していること、2) すでに弊社のタイのバイオマス発電事業の審査及びその他の審査の経験が豊富であること（表 36 参照）、3) 小規模 CDM 事業ということで通常規模の CDM 事業よりコストを低く見積もったことなどが上げられる。

表 36 DNV のこれまでの CDM に関する主な実績

顧客	活動内容
世界銀行炭素基金	ブラジル、再生可能エネルギー事業 CDM 有効化審査
世界銀行炭素基金	チリ、水力発電事業 CDM 有効化審査
世界銀行炭素基金	炭素基金 有効化審査マニュアル作成
世界銀行炭素基金	ラトビア、廃棄物処理事業 パイロット有効化審査
世界銀行	メキシコ、ILUMEX プロジェクト・パイロット検証、認証
スイス政府	AIJ プロジェクト有効化審査および検証
オランダ政府	検証、認証、ベースラインのガイドライン作成
BP アモコ	ベースライン検証
電源開発	タイ、ゴムの木廃材発電事業 CDM 有効化審査
三菱証券	タイ、籾殻発電事業 CDM 有効化審査
Factor Mgmt	インド、風力発電事業 CDM 有効化審査

### 9.3 適格性分析のためのステップ

DNV の提案書によると有効化審査には以下のような項目がある。

京都議定書 12 条の CDM の基準に適合しているか

マレーシア政府の事業要件を充たしているか

事業に関わる参加者からの同意やホスト国政府からの承認の確認

社会・環境問題等を含む持続可能な発展の要件を充たしているか

これに加えて

事業の健全性

プロジェクト設計書の完成度および適合度

予定されている事業の O&M、技術、エンジニアリング

事業管理者の質の確度

モニタリング計画の完成度および適合度

CO2 排出削減量の算定方法

CO2 排出削減量算定に使用されたデータの質等も審査する。

平成 13 年度の調査において適用した手法と同様、3 段階に分けてバリデーションの実施を依頼した。

事業のデスク・レビュー評価 (Desk-top Review)

現地での調査、インタビューおよび最初の適格性評価 (Full Validation)

最終的な適格性評価 (Formal Validation)

DNV が の段階を経てパブリックコメントを DNV の Web サイトで実施し、「ホスト国の承認が未済な点を除けば CDM としての有効化審査終了」の旨のレポートを提出によりバリデーションは終了する予定である。

本件に対する DNV の提案は、各々のステップでのタスクについては殆ど昨年度実施したタイのバイオマス発電事業の場合と同様であったが、最初のデスク・レビューのステップに、「考案されたプロジェクト設計書を DNV の Web サイトに掲載し、ステークホルダーコメントを受ける」と付け加えられていた。DNV が第 1 ステップのデスク・レビューの段階でプロジェクト設計書を Web サイトに載せるとするのは、現地調査などが済み、バリデーターが殆どの審査を終了した段階でパブリックコメントを受けているので、コメントを反映する姿勢が伺えないという批判を避けるためである。なお、本件は現地調査をパブリックコメントの事前に行うこととした。

#### 9.4 BBP 事業のデスク・レビュー評価

DNV は、弊社作成のプロジェクト設計書 (参考資料 3 参照) に関し、書類上で理屈に合わない点がないかのチェックを行なう。当案件で作成した PDD に関する DNV のデスク・レビュー評価は以下の通りである。原文および訳文を参考資料として添付した(参考資料 4 および 5)。

##### 9.4.1 全体評価

当プロジェクトは京都議定書第 12 条に依拠する CDM プロジェクトに関連する条件を満たす可能性があり、さらに、PDD に設計され文書化されているように、当プロジェクトは、温室効果ガス (GHG) 排出を削減し、気候変動緩和のために実質的かつ重要な長期にわたる有益な結果をもたらす可能性が高い。

##### 9.4.2 プロジェクト計画の内容

当プロジェクトは発電能力がグロスでおよそ 6.3MW の発電プラントを建設してバイオマス発電を行なうものである。すなわち、近接する粗パーム油工場から大量に入手可能な空果房 (EFB) とシェルを燃料とするのである。最大発電容量が

15MW 未満の再生可能エネルギープロジェクトであるため、当プロジェクトは、CDM のための様式および手続きについての 17/CP.7 決議の第 6 項 ( c ) の ( i ) に依拠する「小規模 CDM プロジェクト」に適合する。

当プロジェクト計画のエンジニアリングは合理的な水準を確保している。GHG 排出削減以外の、社会的および環境的影響についても述べられており、全体として当プロジェクトは当該地域の環境的および社会的状況を向上させるであろう。

再生可能エネルギーを促進し、粗パーム油産業からのバイオマス廃棄物を利用する事により、当プロジェクトはマレーシアの持続可能な開発に貢献する可能性がある。DNV はマレーシアの持続可能な開発における優先事項について更なる調査を進め、当プロジェクトの持続可能な開発への貢献を確認する所存である。

#### 9.4.3 プロジェクトのベースライン

当プロジェクトは、小規模 CDM プロジェクト活動用の様式および手続きの簡略版に定義されている「系統電源への連係のための再生可能エネルギー発電 (タイプ ID)」にあたる。当プロジェクトはこのプロジェクトカテゴリーのために提案された簡略版ベースライン方法のうちの一つを適用している。すなわち、再生可能エネルギー発電所によって発電される kWh に、現在の全発電ミックスから加重平均された排出 (単位は kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) により算出された排出係数を掛けて求められている。

このベースライン方法は正しく適用されており、選択されたベースラインシナリオに対して出された仮定は健全かつ控えめである。DNV はマレー半島の系統電源における発電燃料ミックスをさらに調査し、本 PDD のベースラインについて確認する。

#### 9.4.4 プロジェクトの追加性

PDD に示された投資バリアー、技術的バリアーおよび事業の普及に対するバリアーから判断して、当プロジェクト活動は予想されるベースラインシナリオと異なる方向性を示しており、このプロジェクトにより追加的な排出削減ができそうである。DNV は CDM がなかった場合における当プロジェクトの実施障壁をさらに調査する事により、当プロジェクトの環境的追加性を確認していくこととする。

#### 9.4.5 モニタリングおよび検証計画

当プロジェクトは、系統電源への連係プロジェクト用の再生可能エネルギー発電のために提案された簡略版モニタリング方法を適用している。モニタリング計画は、関連する指標をモニターし報告することを規定している。すなわち、バイオマス発電プラントからの発電とマレー半島の系統電源による炭素排出度合いを測定することである。マレー半島の系統電源からの炭素排出度合いは、炭素排出係数ベースラインを設定するために定期的にモニターされることになる。

#### 9.4.6 対応

2003年3月13日より、現地にてDNVの現地調査が実施される予定である。本件は小規模 CDM 事業であるため、バリデーションも簡素化することで現在考えられている訪問先は、MOSTE、PTM、TNB、BumiBiopower であり、サイト視察、つまり Pantai Remis パーム工場への視察は実施しない。

## 10. 炭素クレジットの投資家向けの書類作成、投資先探し

わが国が 2002 年 6 月に京都議定書を批准して以来、国内の排出権に関する企業活動が活発化してきた。これまで、国内企業の排出権取引としては、先進国または経済移行国との共同実施（Joint Implementation: JI）をベースとし試験的に行われていたにすぎないが、ブラジル国等との CDM の炭素クレジット取引が実施されつつある。特に、CDM に関する事業に注目が集まっている。

当対象案件が、小規模 CDM 事業として最終バリデーションによって適格であると審査されれば、CDM の炭素クレジット投資家にアプローチを検討する予定である。本項では、公式に JI/CDM の炭素クレジット購入を行なっている、世界銀行、オランダ政府、フィンランド政府の炭素クレジット購買プログラムについて概観し、炭素クレジット投資先を模索する。

### 10.1 世界銀行の炭素基金（Prototype Carbon Fund）

炭素クレジットの買取りで先駆的な存在が、世界銀行のプロトタイプ・カーボン・ファンド（Prototype Carbon Fund：PCF）である。PCF は炭素クレジット市場の促進を目的に、先進国政府や民間企業から出資を募り、CDM および JI のプロジェクトから炭素クレジットを購入し、その炭素クレジットを出資者に分配する仕組みである。

PCF はエネルギー事業を中心に投資されている。これに加え、途上国で吸収源活動を実施する「バイオ炭素基金」、CDM を通じた小規模事業の実施を目指す「コミュニティ開発炭素基金」を創設した。バイオ炭素基金とは、大気中の温室効果ガス低減や生物多様性維持などに使用する資金を、各国の企業などが基金として蓄える。投資対象として耕作方法の改良や植林などへ投資し、貧困地域の土壌の炭素吸収能力を引き上げ、温暖化の抑制と土壌品質の向上を目指すとされている。早ければ 2003 年 5 月に 4000 万～5000 万ドルでスタートし、最終的に 1 億ドル（約 122 億円）規模を目指す。東京電力・中国電力・四国電力・沖縄電力、三井物産の日本企業 5 社を含む 14 の企業と政府が出資を検討している。

PCF は、アジアにおける CDM プロジェクトの割合を向上させる為に、National Strategy Study（途上国における CDM 政策立案援助）を実施している途上国においてキャパシティ・ビルディングと案件発掘および炭素クレジット組成を同時に推進するという方法をとっている。但し、PCF の炭素クレジット購入価格は契約時に固定されるため、市場価格が上がることを期待する途上国の一部の事業者から歓迎はされていないようである。

## 10.2 オランダの CERUPT

オランダ政府環境省が、柔軟性措置による温室効果ガス排出削減目標の達成手法として、CDM プロジェクトから生じる CO<sub>2</sub> 排出削減量 (CERs) を調達するプログラムを 2002 年開始した。これが、CERUPT (Certified Emission Reduction Unit Procurement Tender) である。環境省の CERUPT は、CDM から得られる炭素クレジットを買取る目的で実施され、プロジェクトの選定から落札までの実際の買取り手続は、Senter が行なう。Senter は、経済省の方策に基づいて資金援助を行なう機関である。Senter は経済省が実施している ERUPT (Emission Reduction Unit Procurement Tender) の窓口ともなっている。第一選択フェーズの締切りは 2002 年 1 月末であった。この CERUPT プログラムを通して、第一回目の入札で最低 300 万トンの CO<sub>2</sub> 削減を達成する。CDM 事業のカテゴリーは、再生可能エネルギー、CO<sub>2</sub> 他、排出燃料の置き換え、コージェネ等のエネルギー効率向上、廃棄物処理等で、植林は除く。

2002 年 1 月末時点での応募については、全体の 33% が中央アメリカ、12% が南アメリカ、41% がアジア、そして 14% がアフリカからであった。1 事業からの CO<sub>2</sub> 排出削減量は 4 万 7 千トン～800 万トンの間であり、CO<sub>2</sub> トン当たり平均 3.5 ユーロで提示された。応募事業全体の 65% は、再生可能エネルギー事業である。このうち第二フェーズに進んだ事業は Senter より資金が提供され、プロジェクト設計書を作成し、随時 Senter の Website にてパブリックコメントを受けた。(表 37 参照)



表 37 CERUPT : パブリックコメントを受けた事業

国	事業タイプ	プロジェクト名
ブラジル	バイオマス	Catanduva Sugarcane mill
ジャマイカ	風力発電	Wigton Wind Farm
パナマ	水力発電	Increase of Hydroelectric Power Generation Fortuna
インド	風力発電	Wind electricity in Tamil Nadu
インド	バイオマス・風力発電	15 MW Biomass-wind Project, Tamil Nadu
インド	風力発電	14.45 MW wind project, Tamil Nadu
ボリビア	エネルギー効率向上	High efficient power generation Sucre
ウガンダ	水力発電	Bujagali Hydropower Project
エルサルバドル	地熱発電	Geothermal Energy Project
パナマ	水力発電	Esti hydro-electric power plant
中国	風力発電	Inner Mongolia Huitengxile Wind Farm
パナマ	水力発電	Bayano Hydroelectric Project
コスタリカ	水力発電	El Encanto Hydroelectric Project
コスタリカ	埋立地ガス回収・エネルギー化	Rio Azul Landfill Gas to Energy Project
コスタリカ	水力発電	Penas Blanca Hydroelectric Project
ペルー	水力発電	Huanza Hydropower Project
インド	バイオマス発電	Electricity from biomass in Rajasthan
ブラジル	埋立地ガス回収	Tremembé Landfill gas recovery project

CERUPT においては、Senter が事業タイプ毎に入札価格の上限を設けた。再生可能エネルギー事業は上限が低く設定された。それにもかかわらず、表 37 に示す通り、検討されている事業の殆どが再生可能エネルギー事業である。2003 年 2 月現在に至っても落札事業は決定されず、第 2 回 CERUPT も予定されていない。残念ながら、CERUPT は今後継続される見通しが少ないと言われている。理由は第 1 回 CERUPT におけるプロジェクト設計書の公開で多種多様のパブリックコメントが寄せられ、その対処に多大な労力が支払われているからである。このため、Senter にて直接 CER を購入するより、資金を提供し CER の買取を委託する形が望ましいと考えられているようである。将来的に CERUPT が再開された場合には、本事業の炭素クレジットの販売先として検討する。

### 10.3 フィンランドの小規模 CDM 事業からの炭素クレジット調達プログラム

フィンランド政府外務省は 2003 年 2 月に小規模 CDM 事業からの炭素クレジット (CER) の買取のパイロットプログラムを発表した。本パイロットプログラムを通して、

3つから4つの事業を選定し、50万CO<sub>2</sub>トンのCERを買取る予定である。本プログラムに関して、外務省は事業者への提案要領、プロジェクト・アイデア・ノート（PIN）のテンプレート（参考資料6参照）、フィンランドのCDM/JIプログラムに関するガイドライン（参考資料7参照）、契約条件等に関するプログラムのガイドラインを発行している。応募の締め切りは2003年3月31日である。

### 10.3.1 プロポーザルの内容

本プログラムの事業提案者は、事業からのCER量とCO<sub>2</sub>トン当たりの価格申し出表とPIN（参考資料6参照）またはプロジェクト設計書をプロポーザルとして提出する。小規模CDM事業のプロジェクト設計書作成にはUNFCCCのテンプレートを使用し、これに加えて、事業主の詳細情報、スタッフ状況、ホスト国情報、事業財務スキーム、電力売買契約、ビジネスプラン、事業実施能力などの補助情報を加えるよう指示している。事業が技術的に実施可能であるかは、実施スキーム及び人事配置等で評価する。また、事業のスポンサーは、事業推進チームの構成、チームリーダーの履歴等を提出しなければならない。なお、プロポーザルにかかわる費用は事業スポンサーが持つ。

### 10.3.2 対象プロジェクトのタイプ

本プログラムの対象となる事業は以下の通りである。

- 1) 小規模CDM事業のみ。
- 2) 吸収源プロジェクトは除外。
- 3) 事業資金はODAの流用でないもの。

### 10.3.3 CERの価格

事業者は、提供できるCERの量、CO<sub>2</sub>トン当たりの価格（ユーロ）、CERによる資金調達総額を提出する。フィンランド外務省は、バリデーション、ベリフィケーション（検証）、サーティフィケーション（認証）にかかわる費用を提供する。CERの買取金額の支払いは、CERの引渡し時に行われる。この支払い金額に関しては、買取側にいかなる手数料、税金も発生しない。前払いに関しては一部のケースについてはありうるが、その場合はかなりの担保が必要となるであろう。その保証は、しかるべき銀行から承認されたものであり、フィンランドの規則「Uniform Rules for Demand Guarantees of the International Chamber of Commerce」が基本となる。

### 10.3.4 文書の公開

本プログラムは政府調達であるため、個人のプライバシーにかかわる情報以外は

すべて公開される。

### 10.3.5 事業プロポーザルの基準および評価

プロジェクトの評価基準は、まず CER 単位当たりの価格である。ホスト国は京都議定書を批准している必要があり、事業はホスト国から CDM 事業として承認を得なければならない。正式の承認でなくとも、ホスト国政府からの裏付け文書、事業容認文書等でもよいとしており、プロポーザルに添付しなければならない。これらに加えて、以下のような事業の基準が設定されている。

#### 1) 事業の適格性

事業は京都議定書 12 条を満たさなくてはならず、事業の環境的追加性、持続可能な発展への寄与度、ステークホルダーコメントなどの適格性に関する基準は当該プログラムのガイドライン ( Clean Development Mechanism (CDM) and Joint Implementation (JI) Pilot Programme-Operational Guidelines ) に詳細が記載されている。事業はホスト国の地域の持続可能な発展に寄与しなくてはならない。特に地方の環境および衛生に対するインパクト、ステークホルダーの参加、雇用創出、資源の持続可能な利用、研修機会等が検討される事項として挙げられている。

#### 2) ベースラインおよび実施手配

提案されるベースラインは、信頼性が高く透明性があり、保守的で測定可能なものでなければならない。小規模 CDM の簡素手続きに定められているベースライン、またはホスト国が政策枠組みの中で定められているベースラインを使用する。リーケージについて、可能な限り分析をする。また、事業スポンサーの技術的、環境的管理能力、財務能力、気候変動枠組み条約および京都議定書の 12 条に関する知識が求められる。

#### 3) バリデーシヨンの終了

CDM 理事会により指定された運営機関によるバリデーシヨンが終了し、適格であると判断されたら、最終 CER 売買契約前には、CDM 理事会で CDM 事業として登録されなければならない。

#### 4) 事業の財務状況

事業のバランスシート、キャッシュフロー、損益分岐表、電力買取契約書、などの財務状況を示す。

#### 5) 投資リスク

プロポーザルには、技術面、環境面、衛生面、安全面のリスクについて簡単な分析を添付する。

#### 6) 技術移転

技術が当該国で利用可能であるか、どの技術移転が必要であるかプロポーザルに記載する。

#### 7) コスト効率

CER に対して、予測されるキャピタルコストが実施可能なものでなければならず、当該事業が経済的にも社会的にも利益のある必要がある。債権者からの文書などを提示する。

### 10.3.6 選定および評価プロセス

事業選定および評価プロセスは 10.3.5.で示された基準によって行われる。評価は外務省内の評価チームが行う。インタビューは実施しない。評価プロセスは以下の手順で行われる。

- 1) プロポーザルを公募し、評価をする。
- 2) CER の申し出価格の低い事業から昇順でショートリストを作成する。最も低価格を申し出たプロポーザルを選び出発点とする。
- 3) 10.3.5.で示した事業基準に照らし合わせて、事業の適格性を分析する。
- 4) もし、選択されたプロポーザルが价格的にも事業基準的にも適格だと判断された場合、事業スポンサーと契約交渉を開始する。不適格と判断された場合、リストの次の事業と交渉開始する。
- 5) 契約交渉、バリデーション、登録の順番に行われる。契約交渉が終了しなければバリデーション、登録には至らず、リストの次のプロジェクトとの交渉に入る。
- 6) 評価チームによる最終評価スコアリング終了後、事業主に契約手続きの推薦状が送られる。

### 10.3.7 契約交渉方法

選択された事業からの CER 買取契約はフィンランド外務省およびフィンランド環境研究所で行われる。フィンランド CDM/JI パイロットプログラムの代表者が事業主と連絡をする。契約に関する一般的な条件等は、Operational Guidelines of the Finnish CDM/JI Pilot Programme に記載されている。

基本的に CER に対する対価は、CER の受け渡し時に支払われる。いくつかの特別なケースに関しては前払いもあり得るが、CER の総買取り価格の 50% までである。すべての前払いは、前払い額の 15% を超える担保によって裏付けられなければならない。

すべての前払いは、受け渡される CER に基づいて支払われる金額から差し引かれ、担保は、CER の外務省への受け渡しによって前払い分の債権が相殺されてから 2 ヶ月は有効である。売り手は、CER 受け渡し前に現金にて外務省に対して前払い金を返すこともできる。

買取および CER の移譲は、ホスト国政府の承認が必要である。このため、契約調印は、ホスト国政府からの承認書受け取り確認後に行われる。必要であれば、フィンランド政府とホスト国間で覚書を結ぶこともあり得る。

契約書は、事業が適格だと認証され、CDM 理事会に登録されて初めて調印が行われる。

#### **10.3.8 本プログラムへの応募**

英国のエンバイロメンタル・ファイナンス誌によれば、潜在的には小規模 CDM 事業は 200 を超えると言われており、CDM 理事会に提出される CDM 事業の多くは小規模であるといわれている。本プログラムは、小規模 CDM 事業の CER 調達にのみに焦点を当てている。小規模 CDM 事業は、手続きが簡素化されているため、フィンランド政府は、オランダ政府の CERUPT における CER 調達の煩雑性、困難性等から学び、小規模 CDM 事業に絞ったと見られる。BBP は、本プログラムへの応募に大きな関心を示しており、2003 年 3 月末の公募締め切りまでにマレーシア政府より事業の承認が得られれば応募を検討する。

## 11. タイとマレーシアの CDM 案件実施の比較

弊社は、平成 13 年度温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査において、「タイのバイオマス発電プロジェクトにおける炭素クレジット獲得プロセスの実態調査」を実施した。本年度の同調査において、マレーシアのバイオマス発電プロジェクトの炭素クレジット獲得プロセスを実施した。バイオマス発電事業という共通項のある両調査を通じて、タイとマレーシアでの CDM 案件実施について比較した。

### 11.1 ホスト国政府の体制

タイは、共同実施活動（AII）の経験もあり、2001 年から 2002 年のヨハネスブルグサミット（持続可能な開発に関する世界サミット）の前まではアジア諸国の中では CDM に関して積極的な国であり、同サミットにおいて京都議定書に批准する準備を行っていた。また、気候変動枠組み条約のフォーカルポイントである環境省の Office of Environment Policy and Planning（OEPP）は、世界銀行から支援を受けて作成した CDM 国家ストラテジー・スタディ（詳細は平成 13 年度報告書参照）を普及させるべく、国内の事業者向けのワークショップを開催し国内キャパシティ・ビルディングに努めていた。

しかしながら、2002 年 9 月、タイの閣僚がすべての京都議定書に関わる取引を認めないとコメントし、未だ京都議定書に署名はしていない。当コメントは正式に行われたものではない。しかし、国内 NGO などからの「CDM の森林事業がタイの土地所有及び管理権を脅かすものだ」という批判が、首相及び国会のメンバーの耳に入り、CDM に対して門戸を閉ざした形となった。その後、閣議の議事録によると「個別に閣議レベルで CDM の可否を決定」とのことであるが、OEPP は国外からの問い合わせには慎重であり、大きな進捗は見られていない。

CDM の森林事業に関しては、詳細ルールの設定は COP9 以降となる。アジアの国々では、森林事業に関して慎重になる国は多い。なぜなら、自国の土地について他国から指示されるのを好まないからである。フィリピン等は CDM 事業対象から除外している。

マレーシアは中国等と同様、炭素クレジットの取引価格の低さについて問題視し、当初 CDM に対して慎重姿勢であった。しかし、マレーシアは経済発展と環境保全を共に推進していくことに CDM が活用できることを強く認識し、2002 年 11 月、マラケシュ合意前の 2002 年 9 月 4 日に京都議定書に批准した。それ以来、明確な CDM 事業承認基準を設け国内事業者に CDM 事業を奨励している。

両国体制の大きな違いは、国家レベルの気候変動に関する委員会における環境担当省の地位である。タイは、委員会のメンバーの省庁数も多く、環境担当省は事務局である。一方、マレーシアは、環境担当省が気候変動に関する国家運営委員会の議長であり、CDM を含め国家の気候変動政策にかなりの権限を持つ。この組織力の違いが、CDM 推進に影響を与えていると思われる。

## 11.2 ホスト国における事業推進

バイオマス発電事業のような再生可能エネルギー事業推進に最も重要なのは、ホスト国における事業実施のインセンティブである。タイ、マレーシアは共に再生可能エネルギー事業に関する優遇措置があるため、再生可能エネルギー事業への投資促進の原動力となる。このようなインセンティブがない場合、民間事業者の再生可能エネルギー事業への投資は困難である。フィリピンではエネルギー省が再生可能エネルギー事業等の促進を政策として打ち出しているが、電力のプレミアム価格での買取りの優遇措置がない。

次に重要なのは、現地事業者の CDM に対する理解度である。タイの場合、OEPP が CDM 国家ストラテジー・スタディのワークショップ等を開催し、民間事業者の理解度アップに努めていたが、内容はマクロ的な説明が多い。事業者にとってどのようなメリット、デメリットがあり、どのような手続きを踏まなくてはならないのか等の具体的説明には及ばない。

弊社は、2002 年 2 月にマレーシアのパーム・オイル・ボードと共催で、パームオイル業者を対象に CDM セミナーを実施した。この段階では CDM は民間部門にはまだ馴染みのないものであった。昨年後半より、PTM などがワークショップを開催し、マレーシアの排出ベースライン、具体的な手続き等について説明を開始している。このような民間事業者を対象としたキャパシティ・ビルディングは、CDM 事業を円滑に実施するために不可欠であろう。

## 11.3 CDM 事業のタイプ

11.1 で述べた通り、タイ国においては森林関連の事業は非常に難しい。その点、マレーシアはマレーシア森林研究所 (FRIM) を森林関連の CDM 事務局として任命しており、森林関連の CDM 事業推進は可能といえよう。

## 12. まとめ

マレーシアは、アジア諸国の中で最も CDM に関する体制、手続きが進んでいる国のひとつであろう。本案件の対象事業は、マレーシアの大きな環境問題のひとつであるパーム油生産からの廃棄物処理問題解決の一助になるとして、ホスト国政府からの期待も大きい。また、本件は小規模 CDM 事業であり、通常規模の CDM に比べ手続きが簡素化されているため、初めて CDM を実施する事業者にとって推進しやすい。平成 13 年度に作成したタイのバイオマス発電事業のプロジェクト設計書と比べ、当調査のプロジェクト設計書に対する労力、コストはかなり削減されたといえよう。

平成 13 年度及び平成 14 年度と引き続いて、系統電源に連結するバイオマス燃料を利用した発電事業からの炭素クレジット取得手続きを違うホスト国において調査し、経験を蓄積することができた。その結果、このようなケースでの CDM 事業に関する手続きについてはかなり豊富な知識とノウハウを会得できたと思われる。

前年度調査の「まとめ」で提示した課題について以下に考察し、今後の課題を整理する。

### 1. ホスト国のキャパシティ・ビルディング

CDM を持続可能な開発に利用するアジア諸国が増加している。ホスト国においては CDM に関するキャパシティ・ビルディングを目的としたワークショップを開催するなど、その努力により、ホスト国政府関係者間では CDM はかなり浸透しつつある。今後は、民間事業者への具体的手続きに関するキャパシティ・ビルディングが必要とされるであろう。

### 2. トランザクション・コスト

小規模 CDM 事業は、UNFCCC の簡素化手続きにより、トランザクション・コスト削減ができる。しかし、ホスト国の事業者にとって、バリデーション、モニタリング、ベリフィケーション、レジストレーション(登録)のコストは依然として大きな負担であり、マレーシアでは自国に運営機関(National Operational Entity)の設置を検討すべきではないかという意見もあるほどである。やはり以上のような費用については、更なる軽減策が必要である。

### 3. ホスト国のニーズ「エネルギー生産」と「廃棄物処理」

マレーシアにおいては、発電力量の増加より廃棄物処理の面でバイオマス利用が歓迎される。マレーシアのみならず、アジア諸国から期待の高い事業のひとつは、廃棄物処理に伴うバイオマス、バイオガス利用事業である。しかしながら、埋立て処理場からメタンガス回収等のバイオガス利用事業に関するベースラインの算定は確立されておらず、



今後の検討課題であるといえよう。

本調査は、事業そのものの F/S 調査がすでに終了した段階から開始している為、案件の性格、資金調達、追加性の面など CDM 事業になりやすい案件として選択することができた。さらに、小規模 CDM 事業であるため炭素クレジット獲得の手続きはかなり円滑に進むと思われる。しかしながら、このような筋のよい案件を探すのは容易ではない。通常、CDM 事業を推進するためには、事業の F/S 調査の費用に加え炭素クレジット手続き費用が必要となる。これらのアップフロントでの費用をむやみに費やすことを避けるために、まず概算で CO2 排出削減量を算定し、CER の市場価格から炭素クレジットの獲得により、事業にどれほどの便益があるかを考慮した上で、F/S 調査または炭素クレジット手続き開始を決定する。

ホスト国の求める新たな CDM 事業を発掘し実現化させるために、本調査で蓄積した炭素クレジット手続きに関するプロセスを、事業計画の初期段階から獲得と関連づけて事業の CDM 化を実施することが求められる。

一方、炭素クレジットがバリデートされたとしても、実際に事業運営が開始され、モニタリング、検証手続きが有効に実施されなければ炭素クレジットは引き渡されない。今後は、実際に事業を実施しモニタリング、検証等の炭素クレジットの受け渡しまでの経験と実績を積むことにより、炭素クレジットの獲得を確実なものとするのが肝要である。

## 表 一 覧

表 1	CDM 事業からの炭素クレジット獲得ステップ	3
表 2	マレーシアにおけるインタビュー先	4
表 3	現地調査スケジュール	4
表 4	EFB および椰子殻の含湿量	15
表 5	タービン・発電機の設計仕様	21
表 6	ボイラー設備の性能表	24
表 7	マレーシアの主要経済指標	29
表 8	資源燃料別商業エネルギー最終需要 <sup>1</sup> 1995 年～2005 年	32
表 9	セクター別産業向け最終エネルギー需要 1995 年～2005 年	33
表 10	バイオマス資源の潜在発電能力 (1999 年)	35
表 11	2000 年から 2020 年の CO2 排出予想	35
表 12	1994 年度マレーシア産業別 GHG 排出量	37
表 13	1994 年度マレーシア産業別 GHG 排出・吸収量	38
表 14	最終的なエネルギー使用における部門別 (電力を除く) CO2 排出量	40
表 15	マレーシアの CO2 排出量の他国との比較	40
表 16	気候変動による電力業界への影響	43
表 17	石油およびガス業界への影響	44
表 18	粗パーム油工場から出る廃棄物の典型的な量およびその再利用法	45
表 19	粗パーム油産業からのバイオマス廃棄物量予測	46
表 20	SREP により系統電源への売電を希望する RE 発電事業者資格	48
表 21	ディーゼル発電システムにおける 3 段階負荷率別炭素排出係数( kgCO <sub>2</sub> equ/kWh )	50
表 22	マレーシア半島の 2000 年度の総発電量 ( 1 )	55
表 23	マレーシア半島の 2000 年度の総発電量 ( 2 )	55
表 24	発電タイプ別の炭素排出係数	56
表 25	2000 年度のマレーシア半島の系統電源炭素排出係数	56
表 26	系統電源置き換えのベースライン排出量	57
表 27	灰処理に関するデータ及び計算方法	58
表 28	本案件における温室効果ガス排出削減量	59
表 29	BBP 事業のキャッシュフロー予測 ( US ドル )	61
表 30	当プロジェクトの EPC 契約にある排出量基準	64
表 31	マレーシアの 1979 年環境質規制 ( 下水および産業排水 ) [ 第 8 条の ( 1 ) , ( 2 ) および ( 3 ) ]	65

表 32	バイオマス発電能力および発電量の予測.....	66
表 33	BBP のモニタリング及び検証計画.....	68
表 34	マレーシアの CDM に備えた国内体制.....	69
表 35	PTM の CDM 事務局の役割.....	71
表 36	DNV のこれまでの CDM に関する主な実績.....	75
表 37	CERUPT : パブリックコメントを受けた事業.....	81

## 図 一覧

図 1	事業予定地	8
図 2	事業予定地周辺図	9
図 3	Pantai Remis 工場における粗パーム油の抽出過程	16
図 4	発電プラントの設置予想図	17
図 5	プラントイメージ図	19
図 6	発電プラントのシステムフロー	25
図 7	エネルギー部門からの CO <sub>2</sub> 排出量の予測グラフ	36
図 8	各セクター別 CO <sub>2</sub> 排出量 (1994 年)	39
図 9	各セクター別 CH <sub>4</sub> 排出量 (1994 年)	41
図 10	各セクター別 N <sub>2</sub> O 排出量 (1994 年)	42
図 11	事業のフローチャートと境界線	53
図 12	マレーシアの CDM に関連する組織	70
図 13	CDM Project Cycle (Proposed)	73

## 文献リスト

Malaysia Initial National Communication

Ministry Of Science, Technology And The Environment, July 2000

Malaysian Oil Palm Statistics 2000: 20th Edition

Malaysian Oil Palm Statistics 2001: 21st Edition

Oil Palm Industry Economic Journal, Volume 2 Number 1/2002

"Proceedings of The 2000 National Seminar on Palm Oil Milling,  
Refining Technology, Quality and Environment"

- Malaysia Palm Oil Board

"Environmental Impact Assessment (EIA): Procedure and  
Requirements in Malaysia"

Environmental Requirements: A Guide For Investors

Municipal solid Waste, Sewage Treatment and Disposal Projects

"Industrial Processes & The Environment (Handbook No. 3)

Crude Palm Oil Industry", Department of Environment, Malaysia

"Environmental Quality Act 1974 (Act 127)& Subsidiary  
Legislation (as at 5th June 2002)"

Ministry Of Science, Technology And The Environment

Annual Report 2001

Energy Efficiency: a Public Sector Initiative

Energy Efficiency: a Private Sector Initiative

Renewable Energy: A Public Sector Initiative

Renewable Energy: A Private Sector Initiative

ENERGYSMART: Issue 0009 Sept. 2002

PTM (Pusat Tenaga Malaysia)"

"Proceedings of the BIOFUEL '98

1998 PORIM INTERNATIONAL BIOFUEL AND LUBRICANT  
CONFERENCE"

Palm Oil Research Institute of Malaysia)"

## 参 考 资 料

## 参考資料一覧

- 参考資料 1 小規模 CDM 一般ガイドライン
- 参考資料 2 小規模 CDM 一般プロジェクト設計書ガイドライン
- 参考資料 3 BumiBiopower Biomass Pantai Remis Plant Project プロジェクト設計書
- 参考資料 4 DNV によるデスクリビュー
- 参考資料 5 DNV によるデスクリビュー（翻訳）
- 参考資料 6 フィンランド小規模 CDM の炭素クレジット買取プログラム( プロジェクト・アイデア・ノートのテンプレート)
- 参考資料 7 フィンランド小規模 CDM の炭素クレジット買取プログラム・購買契約に関する条項

# 參考資料 1



## Appendix B<sup>1</sup> of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities

### INDICATIVE SIMPLIFIED BASELINE AND MONITORING METHODOLOGIES FOR SELECTED SMALL-SCALE CDM PROJECT ACTIVITY CATEGORIES

#### A. General guidance

1. This appendix contains indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories, including recommendations for determining the project boundary, leakage, baseline and monitoring.
2. In accordance with paragraphs 15 and 16 of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities (annex II to decision 21/CP.8 contained in document FCCC/CP/2002/7/Add.3), project participants involved in small-scale CDM project activities may propose changes to the simplified baseline and monitoring methodologies specified in this appendix or propose additional project categories for consideration by the Executive Board. Project participants willing to submit a new small-scale project activity category or revisions to a methodology shall make a request in writing to the Board providing information about the technology/activity and proposals on how a simplified baseline and monitoring methodology would be applied to this category. The Board may draw on expertise, as appropriate, in considering new project activity categories and/or revisions of and amendments to simplified methodologies. The Executive Board shall expeditiously, if possible at its next meeting, review the proposed methodology. Once approved, the Executive Board shall amend appendix B.
3. In accordance with paragraph 28 of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities, a simplified baseline and monitoring methodology listed in this appendix may be used for a small-scale CDM project activity if project participants are able to demonstrate to a designated operational entity that the project activity would otherwise not be implemented due to the existence of one or more barrier(s) listed in attachment A of this appendix.
4. The appendix reflects the following guidance regarding equipment performance, project boundary, biomass projects, leakage and use of Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) default values for emission coefficients.
5. Equipment performance: To determine equipment performance, project participants shall use:
  - (a) The appropriate value specified in appendix B;
  - (b) If the value specified in sub-paragraph (a) is not available, the national standard for the performance of the equipment type (project participants shall identify the standard used);
  - (c) If the value specified in sub-paragraph (b) is not available, an international standard for the performance of the equipment type, such as International Organization for Standardization (ISO) and International Electrotechnical Commission (IEC) standards (project participants shall identify the standard used);
  - (d) If a value specified in sub-paragraph (c) is not available, the manufacturer's specifications provided that they are tested and certified by national or international certifiers.
6. Project participants have the option of using performance data from test results conducted by an independent entity for equipment installed under the project activity.

---

<sup>1</sup> This appendix has been developed in accordance with the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities (contained in annex II to decision 21/CP.8, see document FCCC/CP/2002/7/Add.3) and it constitutes appendix B to that document. For the full text of the annex II to decision 21/CP.8 please see <http://unfccc.int/cdm/ssc.htm>.

7. Project boundary: The project boundary shall be limited to the physical project activity. Project activities that displace energy supplied by external sources shall earn certified emission reductions (CERs) for the emission reductions associated with the reduced supply of energy by those external sources.
8. Biomass projects: In the case of project activities using biomass, leakage shall be considered.
9. In the cases where leakage is to be considered, it shall be considered only within the boundaries of non-Annex I Parties.
10. In the case of project participants using IPCC default values for emission coefficients, these shall be the most up-to-date values available in the “IPCC Good Practice and Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories” and the “Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”. A link providing more updated information on IPCC default values for emission coefficients is available on the page for small-scale CDM project activities on the UNFCCC CDM web site: <http://unfccc.int/cdm/ssc.htm>.

## CONTENTS

- I. TYPE I - RENEWABLE ENERGY PROJECTS
  - I.A. Electricity generation by the user
  - I.B. Mechanical energy for the user
  - I.C. Thermal energy for the user
  - I.D. Renewable electricity generation for a grid
- II. TYPE II - ENERGY EFFICIENCY IMPROVEMENT PROJECTS
  - II.A. Supply side energy efficiency improvements – transmission and distribution
  - II. B. Supply side energy efficiency improvements – generation
  - II.C. Demand-side energy efficiency programmes for specific technologies
  - II.D. Energy efficiency and fuel switching measures for industrial facilities
  - II.E. Energy efficiency and fuel switching measures for buildings
- III. TYPE III - OTHER PROJECT ACTIVITIES
  - III. A. Agriculture
  - III. B. Switching fossil fuels
  - III. C. Emission reductions by low-greenhouse gas emitting vehicles
  - III. D. Methane recovery and avoidance

### Attachments:

Attachment A

Attachment B: Acronyms, abbreviations and units of measure

## TYPE I - RENEWABLE ENERGY PROJECTS

*Note: Categories I.A, I.B and I.C involve renewable energy technologies that supply electricity, mechanical and thermal energy, respectively, to the user directly. Renewable energy technologies that supply electricity to a grid fall into category I.D.*

### I.A. Electricity generation by the user

#### Technology/measure

1. This category comprises renewable technologies that supply individual households or users with a small amount of electricity. These technologies include solar power, hydropower, wind power, and other technologies that produce electricity all of which is used on-site by the user, such as solar home systems, solar water pumps, and wind battery chargers. The renewable generating units may be new or replace existing fossil fuel fired generation. The capacity of these renewable energy generators shall not exceed 15 MW.
2. Combined heat and power (co-generation) systems are eligible under categories I.C and I.D.

#### Boundary

3. The physical, geographical site of the generating unit and the equipment that uses the electricity produced delineates the project boundary.

#### Baseline

4. The energy baseline is the fuel consumption of the technology in use or that would have been used in the absence of the project activity. The project participants may use one of the following energy baseline formulae:

- (a) Option 1:

$$E_B = \sum_i (n_i \cdot c_i) / (1 - l)$$

#### Where

$E_B$  = annual energy baseline in kWh per year.

$\sum_i$  = the sum over the group of "i" renewable energy technologies (e.g. residential, rural health center, rural school, mills, water pump for irrigation, etc.) implemented as part of the project.

$n_i$  = number of consumers supplied by installations of the renewable energy technology belonging to the group of "i" renewable energy technologies during the year.

$c_i$  = estimate of average annual individual consumption (in kWh per year) observed in closest grid electricity systems among rural grid connected consumers belonging to the same group of "i" renewable energy technologies. If energy consumption is metered,  $c_i$  is the average energy consumed<sup>2</sup> by consumers belonging to the group of "i" renewable energy technologies.

$l$  = average technical distribution losses that would have been observed in diesel powered mini-grids installed by public programmes or distribution companies in isolated areas, expressed as a fraction.<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> Potential oversizing of the power capacity installed or energy generated by the CDM project activity shall not be reflected in the baseline and emissions reduction calculation. For this reason, the energy value taken into account shall be the energy consumed. It cannot be the electricity output, except if the project participant justifies that it represent a reasonable estimate of the energy that would have been generated by a diesel generator larger than 35 kW and operating with a load factor of at least 50% to provide similar electricity services.

<sup>3</sup> A reasonable default value for distribution losses on low voltage rural distribution grid could be 20%.

OR

(b) Option 2:

$$E_B = \Sigma_i O_i / (1 - l)$$

**Where**

$E_B$  = annual energy baseline in kWh per year

$\Sigma_i$  = the sum over the group of “i” renewable energy technologies (e.g. solar home systems, solar pumps) implemented as part of the project.

$O_i$  = the estimated annual output of the renewable energy technologies of the group of “i” renewable energy technologies installed (in kWh per year)

$l$  = average technical distribution losses that would have been observed in diesel powered mini-grids installed by public programmes or distribution companies in isolated areas, expressed as a fraction.

5. If the project participants wish to use a different formula to determine  $E_B$ , the proposal needs to be accepted in accordance with the modalities for new methodologies for small-scale project activities (see paragraph 2 of the general guidance (section A) above).

6. The emissions baseline is the energy baseline calculated in accordance with paragraph 4 above times the CO<sub>2</sub> emission coefficient for the fuel displaced. IPCC default values for emission coefficients may be used. A default value 0.9 kg CO<sub>2</sub>equ/kWh, which is derived from diesel generation units, may be used.

**Leakage**

7. If the renewable energy technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

**Monitoring**

8. Monitoring shall consist of:

(a) An annual check of all systems or a sample thereof to ensure that they are still operating (other evidence of continuing operation, such as on-going rental/lease payments could be a substitute).

OR

(b) Metering the electricity generated by all systems of a sample thereof.

***I.B. Mechanical energy for the user***

**Technology/measure**

9. This category comprises renewable energy technologies that supply individual households or users with a small amount of mechanical energy. These technologies include hydropower, wind power, and other technologies that provide mechanical energy, all of which is used on-site by the household or user, such as wind-powered pumps, solar water pumps, water mills and wind mills.

10. Where generation capacity is specified, it shall be less than 15MW. If the generation capacity is not specified, the estimated diesel-based electricity generating capacity that would be required to provide the same service or mechanical energy shall be less than 15 MW. In the case of irrigation where diesel-fuelled pumps are used directly, the cumulative rating of diesel-fuelled pumps shall not exceed 15 MW. The size of a diesel-based generator or a diesel pump that would be required shall be justified.

## **Boundary**

11. The physical, geographical site of the renewable energy technology and the equipment that uses the mechanical energy produced delineates the project boundary.

## **Baseline**

12. The simplified baseline is the estimated emissions due to serving the same load with a diesel generator consumption saved times the emission coefficient for diesel. The diesel emissions displaced annually are calculated either as:

(a) The power requirements times hours of operation per year times the emission factor for diesel generator systems in Table I.D.1

OR

(b) The diesel fuel consumption per hour times hours of operation per year times the default value for the emission coefficient for diesel fuel (3.2 kg CO<sub>2</sub> per kg of diesel fuel).

## **Leakage**

13. If the renewable energy technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

## **Monitoring**

14. Monitoring shall consist of:

(a) Recording annually the number of systems operating (evidence of continuing operation, such as on-going rental/lease payments could be a substitute); and

(b) Estimating the annual hours of operation for the equipment that uses the mechanical energy produced, if necessary using sampling methods. Annual hours of operation can be estimated from total output (tonnes of grain milled) and output per hour if an accurate value of output per hour is available.

## ***I.C. Thermal energy for the user***

### **Technology/measure**

15. This category comprises renewable energy technologies that supply individual households or users with thermal energy that displaces fossil fuel or non-renewable sources of biomass. Examples include solar thermal water heaters and dryers, solar cookers, energy derived from biomass for water heating, space heating, or drying, and other technologies that provide thermal energy that displaces fossil fuel. Biomass-based co-generating systems that produce heat and electricity for use on-site are included in this category.

16. Where generation capacity is specified by the manufacturer, it shall be less than 15MW. For co-generation systems to qualify under this category, the sum of all forms of energy output shall not exceed 45 MW<sub>thermal</sub>. E.g., for a biomass based co-generating system the rating for the primary boiler shall not exceed 45 MW<sub>thermal</sub>.

### **Boundary**

17. The physical, geographical site of the renewable energy technologies generating the thermal energy and the equipment that uses the thermal energy produced delineates the project boundary.

### **Baseline**

18. For renewable energy technologies that displace technologies using fossil fuels, the simplified baseline is the fuel consumption of the technologies that would have been used in the absence of the project activity times an emission coefficient for the fossil fuel displaced. IPCC default values for emission coefficients may be used.

19. For renewable energy technologies that displace non-renewable sources of biomass, the simplified baseline is the non-renewable sources of biomass consumption of the technologies times an emission coefficient for the non-renewable sources of biomass displaced. IPCC default values for emission coefficients may be used.

20. For renewable energy technologies that displace electricity the simplified baseline is the electricity consumption times the relevant emission factor calculated as described in category I.D, paragraphs 28 and 29.

### **Leakage**

21. If the renewable energy technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

### **Monitoring**

22. Monitoring shall consist of:

(a) Metering the energy produced by a sample of the systems where the simplified baseline is based on the energy produced multiplied by an emission coefficient.

OR

(b) Metering the thermal and electrical energy generated for co-generation projects;

OR

(c) If the emissions reduction per system is less than 5 tonnes of CO<sub>2</sub> a year:

(i) Recording annually the number of systems operating (evidence of continuing operation, such as on-going rental/lease payments could be a substitute); and

(ii) Estimating the annual hours of operation of an average system, if necessary using survey methods. Annual hours of operation can be estimated from total output (e.g. tonnes of grain dried) and output per hour if an accurate value of output per hour is available.

## ***I.D. Renewable electricity generation for a grid***

### **Technology/measure**

23. This category comprises renewables, such as photovoltaics, hydro, tidal/wave, wind, geothermal, and biomass, that supply electricity to an electricity distribution system that is or would have been supplied by at least one fossil fuel or non-renewable biomass fired generating unit.

24. If the unit added has both renewable and non-renewable components (e.g. a wind/diesel unit), the eligibility limit of 15MW for a small-scale CDM project activity applies only to the renewable component. If the unit added co-fires [non-]renewable biomass and fossil fuel, the capacity of the entire unit shall not exceed the limit of 15MW.

25. Biomass combined heat and power (co-generation) systems that supply electricity to a grid are included in this category. To qualify under this category, the sum of all forms of energy output shall not

exceed  $45 \text{ MW}_{\text{thermal}}$ . E.g., for a biomass based co-generating system the rating for the primary boiler shall not exceed  $45 \text{ MW}_{\text{thermal}}$ .

### **Boundary**

26. The project boundary encompasses the physical, geographical site of the renewable generation source.

### **Baseline**

27. In the case of landfill gas, waste gas, wastewater treatment and agro-industries projects, recovered methane emissions are eligible under category III.D. If the recovered methane is used for electricity generation the baseline shall be calculated in accordance with paragraph 28 or 29 below. If the recovered methane is used for heat generation it is eligible under category I.C.

28. For a system where all fossil fuel fired generating units use fuel oil or diesel fuel, the baseline is the annual kWh generated by the renewable unit times an emission coefficient for a modern diesel generating unit of the relevant capacity operating at optimal load as given in Table I.D.1.



**Table I.D.1**  
**Emission factors for diesel generator systems (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh\*) for three different levels of load factor\*\***

Cases:	Mini-grid with 24 hour service	i) Mini-grid with temporary service (4-6 hr/day) ii) Productive applications iii) Water pumps	Mini-grid with storage
Load factors [%]	25%	50%	100%
<15 kW	2.4	1.4	1.2
>=15 <35 kW	1.9	1.3	1.1
>=35 <135 kW	1.3	1.0	1.0
>=135 <200 kW	0.9	0.8	0.8
> 200 kW***	0.8	0.8	0.8

\*) A conversion factor of 3.2 kg CO<sub>2</sub> per kg of diesel has been used (following revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories)

\*\*) Figures are derived from fuel curves in the online manual of RETScreen International's PV 2000 model, downloadable from <http://retscreen.net/>

\*\*\*) default values

29. For all other systems, the baseline is the kWh produced by the renewable generating unit multiplied by an emission coefficient (measured in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) calculated in a transparent and conservative manner as:

- (a) The average of the “approximate operating margin” and the “build margin”, where:
  - (i) The “approximate operating margin” is the weighted average emissions (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) of all generating sources serving the system, excluding hydro, geothermal, wind, low-cost biomass, nuclear and solar generation;
  - (ii) The “build margin” is the weighted average emissions (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) of recent capacity additions to the system, defined as the lower of most recent 20% of plants built or the 5 most recent plants;

OR,

- (b) The weighted average emissions (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) of the current generation mix.

### **Leakage**

30. If the renewable energy technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

### **Monitoring**

31. Monitoring shall consist of metering the electricity generated by the renewable technology. In the case of co-fired plants, the amount of biomass input and its energy content shall be monitored.

<b>TYPE II - ENERGY EFFICIENCY IMPROVEMENT PROJECTS</b>
---

<i><b>II.A. Supply side energy efficiency improvements – transmission and distribution</b></i>
--

### **Technology/measure**

32. This category comprises technologies or measures to improve the energy efficiency of an electricity or district heating transmission and distribution system by up to the equivalent of 15 GWh per year. Examples include upgrading the voltage on a transmission line, replacing a transformer, and increased insulation of the pipes in a district heating system. The technologies or measures may be applied to existing transmission or distribution systems or be part of an expansion of a transmission or distribution system.

### **Boundary**

33. The project boundary is the physical, geographical boundary of the portion of the transmission and/or distribution system where the energy efficiency measures are implemented.

### **Baseline**

34. For retrofit projects, the energy baseline is the technical losses of energy within the project boundary calculated as either:

(a) The measured performance of the existing equipment;

OR

(b) The performance of the existing equipment as determined using a standard selected in accordance with paragraphs 5 and 6 of the general guidance (section A) above.

35. In the case of new facilities the energy baseline is the technical losses of energy within the project boundary calculated using a performance standard for the equipment that would otherwise have been installed selected in accordance with paragraphs 5 and 6 of the general guidance (section A) above.

36. The emissions baseline is the energy baseline multiplied by an emission coefficient. If the energy displaced is electricity, the emissions coefficient (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) shall be calculated as described in paragraphs 28 and 29 for category I.D. For measures implemented to improve the efficiency of a district heating system, the emissions coefficient is that of the fossil fuel used by the system. IPCC default values for emission coefficients can be used.

### **Leakage**

37. If the energy efficiency technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

### **Monitoring**

38. The energy performance of the project activity shall be the measured technical energy losses of the equipment installed unless such losses cannot be metered.<sup>4</sup> If the technical energy losses cannot be determined from metered data, they shall be calculated using the test results when the installed equipment is commissioned, and if these are not available use the value determined in paragraphs 34 or 35 as appropriate.

## ***II. B. Supply side energy efficiency improvements – generation***

<sup>4</sup> When non-technical energy losses are small relative to technical energy losses, technical energy losses after implementation of the efficiency measures can be determined from metered data if available. The electricity or steam delivered to the portion of the system affected by the efficiency improvements as well as the electricity or steam received at the end of the portion of the system affected by the improvements are metered. If the portion of the transmission/distribution system affected by the energy efficiency improvements is not already separately metered, the reduced technical energy losses could be expressed as a percentage of the losses on a portion of the system that is already metered.

### **Technology/measure**

39. This category comprises technologies or measures to improve the efficiency of fossil fuel generating units that supply an electricity or thermal system by reducing energy or fuel consumption by up to the equivalent of 15 GWh per year.<sup>5</sup> Examples include efficiency improvements at power stations and district heating plants and co-generation.<sup>6</sup> The technologies or measures may be applied to existing stations or be part of a new facility.

### **Boundary**

40. The project boundary is the physical, geographical site of the fossil fuel fired power station unit affected by the efficiency measures.

### **Baseline**

41. The energy baseline is the technical losses of energy within the project boundary. In the case of retrofit measures, the energy baseline is calculated as the monitored performance of the existing generating unit. In the case of new facilities, the energy baseline is calculated using a standard for the equipment that would otherwise have been installed selected in accordance with paragraphs 5 and 6 of the general guidance (section A) above.

42. The emissions baseline is the energy baseline multiplied by an emission coefficient for the fuel used by the generating unit. IPCC default values for emission coefficients may be used.

### **Leakage**

43. If the energy efficiency technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

### **Monitoring**

44. Energy savings shall be measured after implementation of the efficiency measures, by calculating the energy content of the fuel used by the generating unit and the energy content of the electricity or steam produced by the unit. Thus both fuel use and output need to be metered.

45. A standard emission coefficient for the fuel used by the generating unit is also needed. IPCC default values for emission coefficients may be used. In the case of coal, the emission coefficient shall be based on test results for samples of the coal purchased if such tests are part of the normal practice for coal purchases.

## ***II.C. Demand-side energy efficiency programmes for specific technologies***

### **Technology/measure**

46. This category comprises programmes that encourage the adoption of energy-efficient equipment, lamps, ballasts, refrigerators, motors, fans, air conditioners, appliances, etc. at many sites. These technologies may replace existing equipment or be installed at new sites. The aggregate energy savings by a single project may not exceed the equivalent of 15 GWh per year.

### **Boundary**

---

<sup>5</sup> Efficiency improvements to non-fossil fuel generating units, such as turbine replacement for hydro projects, shall be treated in the same way as renewable energy projects. The efficiency improvement is calculated or measured, this improvement, expressed as a percentage, is applied to the measured output of the unit and multiplied by the emission factor calculated in accordance with category I.D projects.

<sup>6</sup> Biomass co-generation projects shall be considered as category I.C or I.D activities.

47. The project boundary is the physical, geographical location of each measure (each piece of equipment) installed.

### Baseline

48. If the energy displaced is a fossil fuel, the energy baseline is the existing fuel consumption or the amount of fuel that would be used by the technology that would have been implemented otherwise. The emissions baseline is the energy baseline multiplied by an emission coefficient for the fossil fuel displaced. IPCC default values for emission coefficients may be used.

49. If the energy displaced is electricity, the energy baseline is calculated as follows:

$$E_B = \sum_i (n_i \cdot p_i \cdot o_i) / (1 - l)$$

### Where

$E_B$  = annual energy baseline in kWh per year

$\sum_i$  = the sum over the group of “i” devices replaced (e.g. 40 W incandescent bulb, 5hp motor), for which the replacement is operating during the year, implemented as part of the project.

$n_i$  = the number of devices of the group of “i” devices replaced (e.g. 40 W incandescent bulb, 5hp motor) for which the replacement is operating during the year.

$p_i$  = the power of the devices of the group of “i” devices replaced (e.g. 40 W, 5 hp). In the case of a retrofit programme, “power” is the weighted average of the devices replaced. In the case of new installations, “power” is the weighted average of devices on the market.

$o_i$  = the average annual operating hours of the devices of the group of “i” devices replaced.

$l$  = average technical distribution losses for the grid serving the locations where the devices are installed, expressed as a fraction.

50. The energy baseline is multiplied by an emission coefficient (measured in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) for the electricity displaced calculated in accordance with provisions of paragraphs 28 and 29 for category I.D projects.

### Leakage

51. If the energy efficiency technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

### Monitoring

52. If the devices installed replace existing devices, the number and “power” of the replaced devices shall be recorded and monitored.<sup>7</sup>

53. Monitoring shall consist of monitoring either the “power” and “operating hours” or the “energy use” of the devices installed using an appropriate methodology. Possible methodologies include:

(a) Recording the “power” of the device installed (e.g., lamp or refrigerator) using nameplate data or bench tests of a sample of the units installed and metering a sample of the units installed for their operating hours using run time meters.

OR

(b) Metering the “energy use” of an appropriate sample of the devices installed. For technologies that represent fixed loads while operating, such as lamps, the sample can be small while for

---

<sup>7</sup> This shall be monitored while replacement is underway to avoid, e.g. that 40W lamps are recorded as 100W lamps, greatly inflating the baseline.

technologies that involve variable loads, such as air conditioners, the sample may need to be relatively large.

54. In either case, monitoring shall include annual checks of a sample of non-metered systems to ensure that they are still operating (other evidence of continuing operation, such as on-going rental/lease payments could be a substitute).

55. Published values for technical transmission and distribution losses may be used. Alternatively, technical transmission and distribution losses for the grid that supplies energy to the equipment installed may be monitored.

## ***II.D. Energy efficiency and fuel switching measures for industrial facilities***

### **Technology/measure**

56. This category comprises any energy efficiency and fuel switching measure implemented at a single industrial facility. This category covers project activities aimed primarily at energy efficiency; a project activity that involves primarily fuel switching falls into category III.B.<sup>8</sup> Examples include energy efficiency measures (such as efficient motors), fuel switching measures (such as switching from steam or compressed air to electricity) and efficiency measures for specific industrial processes (such as steel furnaces, paper drying, tobacco curing, etc.). The measures may replace existing equipment or be installed in a new facility. The aggregate energy savings of a single project may not exceed the equivalent of 15 GWh per year.

### **Boundary**

57. The project boundary is the physical, geographical site of the industrial facility, processes or equipment that are affected by the project activity.

### **Baseline**

58. The energy baseline consists of the energy use of the existing equipment that is replaced in the case of retrofit measures and of the facility that would otherwise be built in the case of a new facility. In both cases, the electricity component of the energy baseline is adjusted for technical transmission and distribution losses for the electrical grid serving the industrial facility.

59. Each energy form in the emission baseline is multiplied by an emission coefficient (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh). For the electricity displaced, the emission coefficient is calculated in accordance with provisions or paragraphs 28 and 29 for category I.D projects. For fossil fuels, the IPCC default values for emission coefficients may be used.

### **Leakage**

60. If the energy efficiency technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

### **Monitoring**

61. In the case of retrofit measures, monitoring shall consist of:

- (a) Documenting the specifications of the equipment replaced;

---

<sup>8</sup> Thus, fuel switching measures that are part of a package of energy efficiency measures at a single location may be part of a project activity included in this project category.

(b) Metering the energy use of the industrial facility, processes or the equipment affected by the project activity;

(c) Calculating the energy savings using the metered energy obtained from subparagraph (b).

62. In the case of a new facility, monitoring shall consist of:

(a) Metering the energy use of the equipment installed;

(b) Calculating the energy savings due to the equipment installed.

63. Published values for technical transmission and distribution losses may be used. Alternatively, technical transmission and distribution losses for the grid that supplies the industrial facility may be monitored.

## ***II.E. Energy efficiency and fuel switching measures for buildings***

### **Technology/measure**

64. This category comprises any energy efficiency and fuel switching measure implemented at a single building, such as a commercial, institutional or residential building, or group of similar buildings, such as a school, district or university. This category covers project activities aimed primarily at energy efficiency; a project activity that involves primarily fuel switching falls into category III.B.<sup>9</sup> Examples include technical energy efficiency measures (such as efficient appliances, better insulation and optimal arrangement of equipment) and fuel switching measures (such as switching from oil to gas). The technologies may replace existing equipment or be installed in new facilities. The aggregate energy savings of a single project may not exceed the equivalent of 15 GWh per year.

### **Boundary**

65. The project boundary is the physical, geographical site of the building(s).

### **Baseline**

66. The energy baseline consists of the energy use of the existing equipment that is replaced in the case of retrofit measures and of the facility that would otherwise be built in the case of a new facility. In both cases, the electricity component of the energy baseline is adjusted for technical transmission and distribution losses for the electrical grid serving the building(s).

67. Each energy form in the emission baseline is multiplied by an emission coefficient. For the electricity displaced, the emission coefficient is calculated in accordance with provisions of paragraphs 28 and 29 for category I.D projects. For fossil fuels, the IPCC default values for emission coefficients may be used.

### **Leakage**

68. If the energy efficiency technology is equipment transferred from another activity, leakage calculation is required.

### **Monitoring**

69. In the case of retrofit measures, monitoring shall consist of:

---

<sup>9</sup> Thus, fuel switching measures that are part of a package of energy efficiency measures at a single location, may be part of a project activity included in this project category.

- (a) Documenting the specifications of the equipment replaced;
  - (b) Metering the energy use of the building(s) before and after the replacement equipment is installed;
  - (c) Calculating the energy savings due to the measures installed.
70. In the case of a new facility, monitoring shall consist of:
- (a) Metering the energy use of the building(s);
  - (b) Calculating the energy savings of the new building(s).
71. Published values for technical transmission and distribution losses may be used. Alternatively technical transmission and distribution losses for the grid that supplies the building(s) may be monitored.

**TYPE III - OTHER PROJECT ACTIVITIES**

**III. A. Agriculture**

*Note: The Executive Board recognizes that activities under this category are possible; however it considers that more work is needed on this category before proposing simplified baseline and monitoring methodologies.*

**Technology/measure**

**Boundary**

**Baseline**

**Leakage**

**Monitoring**

**III. B. Switching fossil fuels**

**Technology/Measure**

72. This category comprises fossil fuel switching in existing<sup>10</sup> industrial, residential, commercial, institutional or electricity generation applications. Fuel switching may change efficiency as well. If the project activity primarily aims at reducing emissions through fuel switching, it falls into this category. If fuel switching is part of a project activity focussed primarily on energy efficiency, the project activity falls in category II.D or II.E. Measures shall both reduce anthropogenic emissions by sources and directly emit less than 15 kilotonnes of carbon dioxide equivalent annually.

**Boundary**

73. The project boundary is the physical, geographical site where the fuel combustion affected by the fuel-switching measure occurs.

**Baseline**

---

<sup>10</sup> This does not preclude project participants from proposing, in accordance with paragraphs 7 and 8 of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities, simplified baselines for switching of fossil fuels for new applications.

74. The emission baseline is the current emissions of the facility expressed as emissions per unit of output (e.g., kg CO<sub>2</sub>equ/kWh). Emission coefficients for the fuel used by the generating unit before and after the fuel switch are also needed. IPCC default values for emission coefficients may be used.

#### **Leakage**

75. No leakage calculation is required.

#### **Monitoring**

76. Monitoring shall involve:

(a) Monitoring of the fuel use and output for an appropriate period (e.g., a few years, but records of fuel use may be used) prior to the fuel switch being implemented - e.g. coal use and heat output by a district heating plant, liquid fuel oil use and electricity generated by a generating unit (records of fuel used and output can be used *in lieu* of actual monitoring);

(b) Monitoring fuel use and output after the fuel switch has been implemented - e.g. gas use and heat output by a district heating plant, gas use and electricity generated by a generating unit.<sup>11</sup>

77. In the case of coal, the emission coefficient shall be based on test results for periodic samples of the coal purchased if such tests are part of the normal practice for coal purchases.

### ***III. C. Emission reductions by low-greenhouse gas emitting vehicles***

#### **Technology/measure**

78. This category comprises low-greenhouse gas emitting vehicles. A project activity in this category shall both reduce anthropogenic emissions by sources and directly emit less than 15 kilotonnes of carbon dioxide equivalent annually.

#### **Boundary**

79. The project boundary is the low-greenhouse gas emitting vehicles that are part of the project activity.

#### **Baseline**

80. The baseline is the energy use per unit of service for the vehicle that would otherwise have been used times the average annual units of service per vehicle times the number of vehicles affected times the emission coefficient for the fuel used by vehicle that would otherwise have been used. If electricity is used by the vehicles, the associated emissions shall be estimated in accordance with paragraphs 28 and 29 for category I.D project activities.

#### **Leakage**

81. No leakage calculation is required.

#### **Monitoring**

---

<sup>11</sup> The necessary data are probably readily available, but may need to be organized into appropriate records and be supported by receipts for fuel purchases.



82. Monitoring shall track the number of low-emission vehicles operated under the small-scale CDM project activity and the annual units of service for a sample of the vehicles. Emissions from electricity generation shall be taken into account for electric vehicles.

### ***III. D. Methane recovery and avoidance***

#### **Technology/measure**

83. This project category comprises methane recovery from coalmines, agro-industries, landfills, wastewater treatment facilities and other sources. Measures shall both reduce anthropogenic emissions by sources and directly emit less than 15 kilotonnes of carbon dioxide equivalent annually.

84. CO<sub>2</sub> emissions from combustion of non-biogenic methane shall be accounted for in the project activity.

#### **Boundary**

85. The project boundary is the physical, geographical site of the methane recovery facility.

#### **Baseline**

86. The emission baseline is the amount of methane that would be emitted to the atmosphere during the crediting period in the absence of the project activity.

87. The baseline shall cover only the capture and flaring that would not have happened in the absence of the project activity.

88. In the case of landfill gas, waste gas, waste water treatment and agro-industries projects: If the recovered methane is used for electricity generation, the project activity is also eligible under category I.D. If the recovered methane is used for heat generation it is also eligible under category I.C. In these cases project participants may submit one single project design document for all of the components of the project activity.

#### **Leakage**

89. No leakage calculation is required.

#### **Monitoring**

90. The amount of methane recovered and used as fuel or combusted shall be monitored. Periodic samples of the methane content of the gas recovered may be needed to calculate the amount of methane recovered.

## **Attachment A to Appendix B**

1. Project participants shall provide an explanation to show that the project activity would not have occurred anyway due to at least one of the following barriers:

(a) Investment barrier: a financially more viable alternative to the project activity would have led to higher emissions;

(b) Technological barrier: a less technologically advanced alternative to the project activity involves lower risks due to the performance uncertainty or low market share of the new technology adopted for the project activity and so would have led to higher emissions;

(c) Barrier due to prevailing practice: prevailing practice or existing regulatory or policy requirements would have led to implementation of a technology with higher emissions;

(d) Other barriers: without the project activity, for another specific reason identified by the project participant, such as institutional barriers or limited information, managerial resources, organizational capacity, financial resources, or capacity to absorb new technologies, emissions would have been higher.

## Attachment B to Appendix B

### ACRONYMS, ABBREVIATIONS AND UNITS OF MEASURE

<i>Acronyms and abbreviations</i>	
EB	Executive Board
EE	Energy efficiency
CER	Certified emission reduction
CO <sub>2</sub>	Carbon dioxide
BAU	Business as usual
ESCO	Energy service company
GHG	Greenhouse gas
IEC	International Electrotechnical Commission
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization
PV	Photovoltaic
T&D	Transmission and distribution
<i>Units of measure</i>	
h	Hour
d	Day
y	Year
k	Kilo (10 <sup>3</sup> )
M	Mega (10 <sup>6</sup> )
G	Giga (10 <sup>9</sup> )
T	Tera (10 <sup>12</sup> )
g	Gramme
W	Watt
m	Metre
J	Joule

## 參考資料 2

## Appendix A<sup>1</sup> to the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities

**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM  
SIMPLIFIED PROJECT DESIGN DOCUMENT  
FOR SMALL SCALE PROJECT ACTIVITIES (SSC-PDD)  
Version 01 (21 January, 2003)**

### Introductory Note

1. This document contains the clean development mechanism project design document for small-scale project activities (SSC-PDD). It elaborates on the outline of information in appendix B “Project Design Document” to the CDM modalities and procedures (annex to decision 17/CP.7 contained in document FCCC/CP/2001/13/Add.2) and reflects the simplified modalities and procedures (herewith referred as simplified M&P) for small-scale CDM project activities (annex II to decision 21/CP.8 contained in document FCCC/CP/2002/7/Add.3).
2. The SSC-PDD can be obtained electronically through the UNFCCC CDM web site (<http://unfccc.int/cdm/ssc.htm>), by e-mail ([cdm-info@unfccc.int](mailto:cdm-info@unfccc.int)) or in print from the UNFCCC secretariat (Fax: +49-228-8151999).
3. Explanations for project participants are in italicized font (*e.g. explanation*).
4. The Executive Board may revise the SSC-PDD if necessary. Revisions shall not affect small-scale CDM project activities validated prior to the date at which a revised version of the SSC-PDD enters into effect. Versions of the SSC-PDD shall be consecutively numbered and dated. The SSC-PDD will be available on the UNFCCC CDM web site in all six official languages of the United Nations.
5. In accordance with the CDM modalities and procedures, the working language of the Board is English. The completed SSC-PDD shall therefore be submitted to the Executive Board in English.
6. Small-scale activities submitted as a bundle, in accordance with paragraphs 9 (a) and 19 of the simplified M&P for small-scale CDM project activities, may complete a single SSC-PDD provided that information regarding A.3 (*Project participants*) and A.4.1 (*Location of the project activity*) is completed for each project activity and that an overall monitoring plan is provided in section D.
7. A small-scale project activity with different components eligible to be proposed<sup>2</sup> as a small-scale CDM project activity may submit one SSC-PDD, provided that information regarding subsections A.4.2 (*Type and category(ies) and technology of project activity*), and A.4.3 (*brief statement on how*

---

<sup>1</sup> This appendix has been developed in accordance with the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities (contained in annex II to decision 21/CP.8, see document FCCC/CP/2002/7/Add.3) and it constitutes appendix A to that document. For the full text of the annex II **to decision 21/CP.8** please see <http://unfccc.int/cdm/ssc.htm>.

<sup>2</sup> In paragraph 7 of simplified M&P for small-scale CDM project activities, on clarifications by the Executive Board on small-scale CDM project activities, the Board agreed that in a project activity with more than one component that will benefit from simplified CDM modalities and procedures, each component shall meet the threshold criterion of each applicable type, e.g. for a project with both a renewable energy and an energy efficiency component, the renewable energy component shall meet the criterion for “renewable energy” and the energy efficiency component that for “energy efficiency”.

*anthropogenic emissions of greenhouse gases (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed CDM project activity) and sections B (Baseline methodology), D (Monitoring methodology and plan) and E (Calculation of GHG emission reductions by sources) is provided separately for each of the components of the project activity.*

8. If the project activity does not fit any of the project categories in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities, project proponents may propose additional project categories for consideration by the Executive Board, in accordance to paragraphs 15 and 16 of the simplified M&P for small-scale CDM project activities. The project design document should, however, only be submitted to the Executive Board for consideration after it has amended appendix B as necessary.

9. A glossary of terms may be found on the UNFCCC CDM web site or from the UNFCCC secretariat by e-mail ([cdm-info@unfccc.int](mailto:cdm-info@unfccc.int)) or in print (Fax: +49-228-8151999).

## **CONTENTS**

- A. General description of project activity
- B. Baseline methodology
- C. Duration of the project activity / Crediting period
- D. Monitoring methodology and plan
- E. Calculation of GHG emission reductions by sources
- F. Environmental impacts
- G. Stakeholders comments

### **Annexes**

Annex 1: Information on participants in the project activity

Annex 2: Information regarding public funding

## **A. General description of project activity**

### **A.1 Title of the project activity:**

### **A.2 Description of the project activity:**

*(Please include in the description*

*- the purpose of the project activity*

*- the view of the project participants on the contribution of the project activity to sustainable development (max. one page).)*

### **A.3 Project participants:**

*(Please list Party(ies) and private and/or public entities involved in the project activity and provide contact information in annex 1 of this document.)*

*(Please designate one of the above as the official contact for the CDM project activity.)*

### **A.4 Technical description of the project activity:**

#### **A.4.1 Location of the project activity:**

**A.4.1.1** Host country Party(ies):

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

**A.4.1.3** City/Town/Community etc:

**A.4.1.4** Detailed description of the physical location, including information allowing the unique identification of this project activity *(max one page)*:

#### **A.4.2 Type and category(ies) and technology of project activity**

*(Please specify the type and category of the project activity using the categorization of appendix B to the simplified M&P for small-scale CDM project activities, hereafter referred to as appendix B. Note that appendix B may be revised over time and that the most recent version will be available on the UNFCCC CDM web site.*

*In this section you shall justify how the proposed project activity conforms with the project type and category selected (for simplicity, the rest of this document refers to “project category” rather than “project type and category”).*



*If your project activity does not fit any of the project categories in appendix B, you may propose additional project categories for consideration by the Executive Board, in accordance with paragraphs 15 and 16 of the simplified M&P for small-scale CDM project activities. The final SSC-PDD project design document shall, however, only be submitted to the Executive Board for consideration after the Board has amended appendix B as necessary.)*

*(This section should include a description of how environmentally safe and sound technology and know-how is transferred to the host Party, if such a transfer is part of the project.)*

**A.4.3 Brief statement on how anthropogenic emissions of greenhouse gases (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed CDM project activity:**

*(Please state briefly how anthropogenic greenhouse gas (GHG) emission reductions are to be achieved (detail to be provided in section B.) and provide the estimate of total anticipated reductions in tonnes of CO<sub>2</sub> equivalent as determined in section E. below.)*

**A.4.4 Public funding of the project activity:**

*(Indicate whether public funding from Parties included in Annex I is involved in the proposed project activity. If public funding from one or more Annex I Parties is involved, please provide information on sources of public funding for the project activity in annex 2, including an affirmation that such funding does not result in a diversion of official development assistance and is separate from and is not counted towards the financial obligations of those Parties.)*

**A.4.5 Confirmation that the small-scale project activity is not a debundled component of a larger project activity:**

*(Please refer to appendix C to the simplified M&P for the small-scale CDM project activities for guidance on how to determine whether the proposed project activity is not a debundled component of a larger project activity.)*

## **B. Baseline methodology**

### **B.1 Title and reference of the project category applicable to the project activity:**

*(Please refer to the UNFCCC CDM web site for the most recent list of the small-scale CDM project activity categories contained in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities.)*

### **B.2 Project category applicable to the project activity:**

*(Justify the choice of the applicable baseline calculation for the project category as provided for in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities.)*

### **B.3 Description of how the anthropogenic GHG emissions by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the proposed CDM project activity (i.e. explanation of how and why this project is additional and therefore not identical with the baseline scenario)**

*(Justify that the proposed project activity qualifies to use simplified methodologies and is additional using attachment A to appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities.)*

*(National policies and circumstances relevant to the baseline of the proposed project activity shall be summarized here as well.)*

### **B.4 Description of the project boundary for the project activity:**

*(Define the project boundary for the project activity using the guidance specified in the applicable project category for small-scale CDM project activities contained in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities.)*

### **B.5 Details of the baseline and its development:**

**B.5.1** Specify the baseline for the proposed project activity using a methodology specified in the applicable project category for small-scale CDM project activities contained in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities:

**B.5.2** Date of completing the final draft of this baseline section (DD/MM/YYYY):

**B.5.3** Name of person/entity determining the baseline:

*(Please provide contact information and indicate if the person/entity is also a project participant listed in annex 1 of this document.)*

## **C. Duration of the project activity and crediting period**

### **C.1 Duration of the project activity:**

#### **C.1.1 Starting date of the project activity:**

*(For a definition of the term “starting date”, please refer to the UNFCCC CDM web site).*

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

### **C.2 Choice of the crediting period and related information:** *(Please underline the selected option (C.2.1 or C.2.2) and provide the necessary information for that option.)*

*(Note that the crediting period may only start after the date of registration of the proposed activity as a CDM project activity. In exceptional cases, the starting date of the crediting period can be prior to the date of registration of the project activity as provided for in paragraphs 12 and 13 of decision 17/CP.7 and in any guidance by the Executive Board, available on the UNFCCC CDM web site.)*

#### **C.2.1 Renewable crediting period (at most seven (7) years per crediting period)**

**C.2.1.1** Starting date of the first crediting period *(DD/MM/YYYY):*

**C.2.1.2** Length of the first crediting period *(in years and months, e.g. two years and four months would be shown as: 2y-4m.):*

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

**C.2.2.1** Starting date *(DD/MM/YYYY):*

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

## **D. Monitoring methodology and plan**

*(The monitoring plan shall incorporate a monitoring methodology specified for the applicable project category for small-scale CDM project activities contained in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities and represent good monitoring practice appropriate to the type of project activity.)*

*The monitoring plan shall also provide information on the collection and archiving of the data specified in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities to:*

- Estimate or measure emissions occurring within the project boundary;*
- Determine the baseline, as applicable;*
- Estimate leakage, where this needs to be considered.*

*Project participants shall implement the registered monitoring plan and provide data, in accordance with the plan, through their monitoring reports.*

*Operational entities will verify that the monitoring methodology and plan have been implemented correctly and check the information in accordance with the provisions on verification. This section shall provide a detailed description of the monitoring plan, including an identification of the data to be collected, its quality with regard to accuracy, comparability, completeness and validity, taking into consideration any guidance contained in the methodology, and archiving of the data collected.*

*Please note that monitoring data required for verification and issuance are to be kept for two years after the end of the crediting period or the last issuance of CERs for this project activity, whichever occurs later.*

*An overall monitoring plan that monitors performance of the constituent project activities on a sample basis may be proposed for bundled project activities. If bundled project activities are registered with an overall monitoring plan, this monitoring plan shall be implemented and each verification/certification of the emission reductions achieved shall cover all of the bundled project activities.)*

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

*(Please refer to the UNFCCC CDM web site for the most recent version of the indicative list of small-scale CDM project activities contained in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities.)*

*(If a national or international monitoring standard has to be applied to monitor certain aspects of the project activity, please identify this standard and provide a reference to the source where a detailed description of the standard can be found.)*

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

*(Justify the choice of the monitoring methodology applicable to the project category as provided for in appendix B.)*

**D.3 Data to be monitored:**

*(The table below specifies the minimum information to be provided for monitored data. Please complete the table for the monitoring methodology chosen for the proposed project activity from the simplified monitoring methodologies for the applicable small-scale CDM project activity category contained in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities.*

*Please note that for some project categories it may be necessary to monitor the implementation of the project activity and/or activity levels for the calculation of emission reductions achieved.*

*Please add rows or columns to the table below, as needed)*

ID number	Data type	Data variable	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper)	For how long is archived data to be kept?	Comment

**D.4 Name of person/entity determining the monitoring methodology:**

*(Please provide contact information and indicate if the person/entity is also a project participant listed in annex 1 of this document.)*

## **E. Calculation of GHG emission reductions by sources**

### **E.1 Formulae used:**

*(In E.1.1 please provide the formula used to calculate the GHG emission reductions by sources in accordance with the applicable project category of small-scale CDM project activities contained in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities.)*

*In case the applicable project category from appendix B does not indicate a specific formula to calculate the GHG emission reductions by sources, please complete E.1.2 below.)*

#### **E.1.1 Selected formulae as provided in appendix B:**

*(Describe the calculation of GHG emission reductions in accordance with the formula specified for the applicable project category of small-scale CDM project activities contained in appendix B of the simplified M&P for small-scale CDM project activities.)*

#### **E.1.2 Description of formulae when not provided in appendix B:**

**E.1.2.1** Describe the formulae used to estimate anthropogenic emissions by sources of GHGs due to the project activity within the project boundary: *(for each gas, source, formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)*

**E.1.2.2** Describe the formulae used to estimate leakage due to the project activity, where required, for the applicable project category in appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities *(for each gas, source, formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)*

**E.1.2.3** The sum of E.1.2.1 and E.1.2.2 represents the project activity emissions:

**E.1.2.4** Describe the formulae used to estimate the anthropogenic emissions by sources of GHG's in the baseline using the baseline methodology for the applicable project category in appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities: *(for each gas, source, formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)*

**E.1.2.5** Difference between E.1.2.4 and E.1.2.3 represents the emission reductions due to the project activity during a given period:

### **E.2 Table providing values obtained when applying formulae above:**

**F. Environmental impacts**

**F.1** If required by the host Party, documentation on the analysis of the environmental impacts of the project activity: *(if applicable, please provide a short summary and attach documentation)*

**G. Stakeholders comments**

**G.1** Brief description of the process by which comments by local stakeholders have been invited and compiled:

**G.2** Summary of the comments received:

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

Annex 1

**CONTACT INFORMATION FOR PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY**

*(Please repeat table as needed)*

Organization:	
Street/P.O.Box:	
Building:	
City:	
State/Region:	
Postcode/ZIP:	
Country:	
Telephone:	
FAX:	
E-Mail:	
URL:	
Represented by:	
Title:	
Salutation:	
Last Name:	
Middle Name:	
First Name:	
Department:	
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	

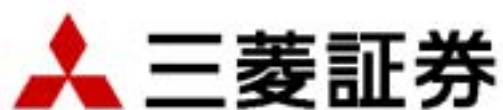
Annex 2

**INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING**

-----



## 參考資料 3



Project Design Document

for

Small-Scale CDM Activity

---

**Bumibiopower  
Biomass Power Plant Project**

---

*February 2003*

**Mitsubishi Securities  
Clean Energy Finance Committee**

**<CONTENTS>**

<b>A.</b>	<b>PROJECT ACTIVITY</b>	<b>1</b>
<b>B.</b>	<b>BASELINE METHODOLOGY</b>	<b>7</b>
<b>C.</b>	<b>CREDITING PERIOD</b>	<b>13</b>
<b>D.</b>	<b>MONITORING METHODOLOGY AND PLAN</b>	<b>14</b>
<b>E.</b>	<b>CALCULATION OF GHG EMISSIONS BY SOURCES</b>	<b>18</b>
<b>F.</b>	<b>ENVIRONMENTAL IMPACTS</b>	<b>21</b>
<b>G.</b>	<b>STAKEHOLDERS COMMENTS</b>	<b>22</b>

**ANNEXES**

<b>Annex 1:</b>	<b>Information on Participants in the Project Activity</b>	<b>23</b>
<b>Annex 2:</b>	<b>Information regarding Public Funding</b>	<b>24</b>

**APPENDICES**

<b>Appendix 1:</b>	<b>Fuel Supply</b>	<b>25</b>
--------------------	--------------------	-----------

## A. GENERAL PROJECT DESCRIPTION

### A.1 Project Title

Bumibiopower (Pantai Remis) (BBP-PR) Biomass Power Plant Project (The Project or the Project Activity)

### A.2 Description of Project Activity

The purpose of the Project Activity is to generate electricity utilizing biomass as fuel. BBP will construct a power plant with approximately 6.3 MW gross generating capacity in the northwest of the Malaysian Peninsula. The Project will supply 41,870,400 kWh/year to the Peninsular Malaysia grid under a 21-year Renewable Electricity Purchase Agreement (REPA) with Tenaga Nasional Berhad (TNB), the largest utility company in the country.

Biomass is abundantly available from palm oil milling in the form of empty fruit bunches (EFB) and shells. To supply electricity to TNB, the Project Activity requires an estimated annual 75,145 tonnes EFB and 14,594 tonnes shells for fuel. Under a 21-year fuel supply agreement, adjacent Pantai Remis Palm Oil Mill (PRPOM) will sell all its available EFB and shells to the BBP-PR power plant.<sup>1</sup> The biomass will be transported from PRPOM to the power plant via conveyor belt.

In the future, the fuel for the Project may also include biomass-derived methane to be recovered from the wastewater of PRPOM. Section A.4.5 discusses this plan, presently under consideration, in greater detail.

#### A.2.1 Contribution to Sustainable Development

At current consumption rates, Malaysia's primary indigenous energy resources, oil and natural gas, are expected to be depleted soon and the country may potentially become an oil importer by the year 2008. To reduce overall dependence on conventional sources of energy, the government has formulated policies and programs to encourage and stimulate the development of other energy resources, particularly renewable energy (RE). Both the Eighth Malaysia Plan (2001-2005) and the Third Outline Perspective Plan – OPP3 (2001-2010) recognize renewable energy as the country's "Fifth Fuel" alongside oil, gas, hydro, and coal. The contribution of renewable energy to the total electricity generation mix is targeted to be 5% by 2005 and 10% by 2010.<sup>2</sup>

Renewable energy in Malaysia is abundantly available from two primary sources: biomass residues from the palm oil and wood industries, and energy from the sun. A recent government study concludes that renewable energy resources in Malaysia will amount to more than MYR 500 billion (USD 131.6 billion) between 2000-2020, underscoring its vast, yet untapped, potential. Ninety percent (90%) of this renewable energy potential is expected to come from biomass and solar energy.

In line with this recent policy framework, the Small Renewable Energy Power Programme (SREP) of the Ministry of Energy, Multimedia and Communication

---

<sup>1</sup> See Appendix 1 Fuel Supply Data

<sup>2</sup> The Eighth Malaysia Plan 2001-2005, p. 333 and the Third Outline Perspective Plan – OPP3 (2001- 2010), Economic Planning Unit, Office of the Prime Minister

## PRIVATE & CONFIDENTIAL

(MEMC) encourages private developers to use biomass for power generation. Under the SREP, a small, independent, renewable energy power producer can apply to sell electricity to the utility company through the Distribution Grid System. The utility company purchases power by signing a standardized Renewable Energy Electricity Purchase Agreement (REPA) at a tariff of between MYR 0.14 to MYR 0.17 per kWh on a “willing-seller, willing buyer” and “take and pay” basis. Under the REPA, a power plant can be larger than 10MW in size but can only export up to a maximum of 10 MW to the grid.<sup>3</sup>

Malaysia is the world’s largest producer and exporter of palm oil. Currently, 60% or 3.5 million hectares of the country’s cultivated land are under oil palm cultivation. In 2001, 360 palm oil mills processed 63 million tonnes of fresh fruit bunch (FFB) producing 11.8 million tonnes of crude palm oil (CPO), resulting in the following solid waste residues: 14 million tonnes of empty fruit bunch (EFB), 8.5 million tonnes of palm fibre, and 4.3 million tonnes of palm shell. Only CPO is sold as a primary commodity. Most palm oil mills burn all of their fibre and some shells as boiler fuel to produce steam for CPO extraction and electricity for internal use. While some mills may have excess power to service their immediate communities, none produces enough electricity to feed into the grid. On the other hand, while EFB is used as soil conditioner in some estates and plantations, mulching and composting are time-consuming and costly endeavors for most millers. Consequently, a disproportionately large quantity of EFB produced by the palm oil industry is unused. The most common practices of disposing of unwanted EFB are: burning in simple incinerators, burning in the open, put in landfills, or left to rot in massive piles, all of which pose environmental problems.<sup>4</sup> Given the large quantity of EFB produced in Malaysia, lack of landfill space, and a recent ban on open burning of solid agricultural waste in line with the Clean Air Act, the disposal of EFB remains a serious problem for the country.

By using biomass to displace fossil fuel in power generation, the Project Activity will contribute to the development of renewable sources as Malaysia’s “Fifth Fuel”. The controlled combustion of EFB and shells in the plant’s boiler offers a more environmentally beneficial manner of disposal of unused residues than open-air burning or decaying. In addition, the use of domestically available biomass as an energy resource helps conserve foreign exchange by reducing the need to import coal to meet the country’s growing energy requirements.

---

<sup>3</sup> Renewable Energy– Malaysia’s Fifth Fuel Option: A Public Sector Initiative, and A Private Sector Initiative, Centre for Education and Training in Renewable Energy and Energy Efficiency, 2002

<sup>4</sup> “Oil Palm Based Project Types: Biomass, Biogas and Biodiesel”, Ma Ah Ngan, Malaysian Palm Oil Board, Abstract presented at “First Industry Workshop: Carbon Finance for the Palm Oil Sector”, 25-26 February 2002, Bangi, Malaysia

### **A.3 Project Participants**

**Project Company** - Bumibiopower (Pantai Remis) Sdn. Bhd. (BBP-PR), 100% owned by Bumibiopower Holdings Sdn. Bhd., a renewable energy power plant developer in Malaysia.

**CDM Consultant** – Clean Energy Finance Committee, Mitsubishi Securities

**Official Contact for CDM Project Activity** - Clean Energy Finance Committee, Mitsubishi Securities

### **A.4 Technical Description of Project Activity**

#### **A.4.1 Location**

**A.4.1.1 Host Country** – Malaysia

**A.4.1.2 State** – Perak

**A.4.1.3 Town, District** – Pantai Remis, Sri Manjung

Figure 1: Maps of Malaysia, Project Activity location



#### A.4.1.4 Description of physical location

The Project will be located on 2.6 acres of land adjacent to the Pantai Remis Palm Oil Mill (PRPOM) in Pantai Remis, Sri Manjung, Perak, northwest Malaysia. PRPOM was built in the 1980s to process fresh fruit bunch (FFB) from small growers in the vicinity of Sri Manjung District. Within a 35 km radius from the proposed BBP-PR power plant, there are 9 other palm oil mills processing a combined annual throughput of 1,170,000 tonnes of FFB.

Pantai Remis is a traditional fishing village. The country's largest naval base and major industrial parks are located in Lumut, a town about 15 km from Pantai Remis. Malaysia's largest gas fueled combined-cycle project, Segari - 1600MW and the largest coal fired power plant, Jana Manjung - 2100MW are located within the Sri Manjung District.

#### A.4.2 Type and Category and Technology

The BBP Project is **Type I.D. – Renewable Electricity Generation for a Grid** project under Annex B of Clean Development Mechanism Draft Simplified Project Design Document for Small Scale Project Activities (SSC-PDD) Version 01.

The Project Activity conforms with the project type and category selected because it uses renewable biomass as fuel to generate electricity for the Peninsular Malaysia grid.

Since the rating for the primary boiler is 28MW<sub>thermal</sub>, the Project Activity qualifies under this category.

The plant's boiler is designed for biomass fuel only, using advanced spreader stoker combustion technology from Germany. While this advanced technology is proven and currently available in the international market, the Project Activity will be the first to use it in Malaysia. This will result in significant transfer to the host country of the newest and most appropriate technology for EFB combustion.

#### A.4.3 Reduction of Green House Gas Emissions

The Project will use biomass, empty fruit bunches (EFB) and shells, as fuel for power generation. The renewable electricity generated will be sold to the Peninsular Malaysia grid through TNB, effectively displacing fossil-fuel based electricity.

The Project will generate approximately 20,140 tonnes CO<sub>2</sub> emission reductions annually.

#### A.4.4 Public Funding

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



#### **A.4.5 Debundling**

The Project is a small-scale project that is not a debundled component of a larger project activity.

For the sake of transparency, it is noted that Bumibiopower is investigating the potential for extracting biogas from the anaerobic digestion of effluent generated at the adjacent Pantai Remis Palm Oil Mill. The feasibility study for this possible methane recovery and avoidance project has not yet been completed. If the wastewater project is implemented and can supply biogas on economically beneficial terms, the Project's plant will use biogas for less than 40% of the total fuel required for power generation. The fuel diversification being considered will not affect the Project Activity's contribution to GHG reduction. Whether in solid or gaseous form, the fuel for the Project Activity will continue to be entirely based on carbon-neutral biomass.

The wastewater methane recovery and avoidance project, if it is implemented, will have its own contribution to GHG reduction by capturing methane that would otherwise be released into the air. In terms of CO<sub>2</sub> equivalent, the contribution is expected to be of the order of 35,000 tonnes CO<sub>2</sub>e/year, an amount that exceeds the criteria for small-scale CDM. Bumibiopower confirms that should it decide to pursue the CDM potential, it would prepare the project as a regular CDM project activity (as opposed to small-scale) and develop a separate PDD for it.

## **B. BASELINE METHODOLOGY**

### **B.1.1 Project Category**

Type I.D. – Renewable Electricity Generation for a Grid.

### **B.2 Baseline Calculation**

The baseline calculation chosen for the Project is item 29 (b) Annex B – Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small-Scale CDM Project Activity Categories wherein the kWh produced by the renewable generating unit is multiplied by an emission coefficient (measured in kgCO<sub>2</sub>/kWh) calculated as the weighted average emissions (in kgCO<sub>2</sub>/kWh) of the current generation mix.

The option offered by 29 (b) was chosen because data for the current generation mix of the Peninsular Malaysia grid is readily available from public documents, whereas data on the “approximate operating margin” and “build margin” needed for 29 (a) is difficult to gather.

### **B.3 Additionality**

#### **B.3.1 Investment barrier**

Electricity generation in Peninsular Malaysia is dominated by natural gas with open cycle accounting for 30.97% and combined cycle for 48.49%. Although gas-fueled power plants are financially more viable than the Project Activity, they also result in higher GHG emissions. The CEFs for open cycle gas and combined cycle gas, are 0.61 kgCO<sub>2</sub>/kWh and 0.398 kgCO<sub>2</sub>/kWh respectively, compared to 0 kgCO<sub>2</sub>/kWh CEF for renewable fuels.<sup>5</sup>

#### **B.3.2 Technological barrier**

As discussed in Section A.2, there has been little use for EFB, a solid waste residue of the palm oil milling process. There is practically no technology involved in the current practice of disposing of EFB which is burned in simple incinerators, without any combustion or temperature controls, or in the open-air, or left in massive piles to decay, resulting in uncontrolled GHG emissions.

The Project Activity will be the first in Malaysia to utilize the most advanced technology suitable for EFB combustion. Following extensive analysis and consultation with the German boiler designer, spreader stoker is deemed to be the most suitable technology for the unique characteristics of EFB as fuel such as low "vitrifying" temperature of the ash.

---

<sup>5</sup> See Tables 1 & 2 in Section B.5

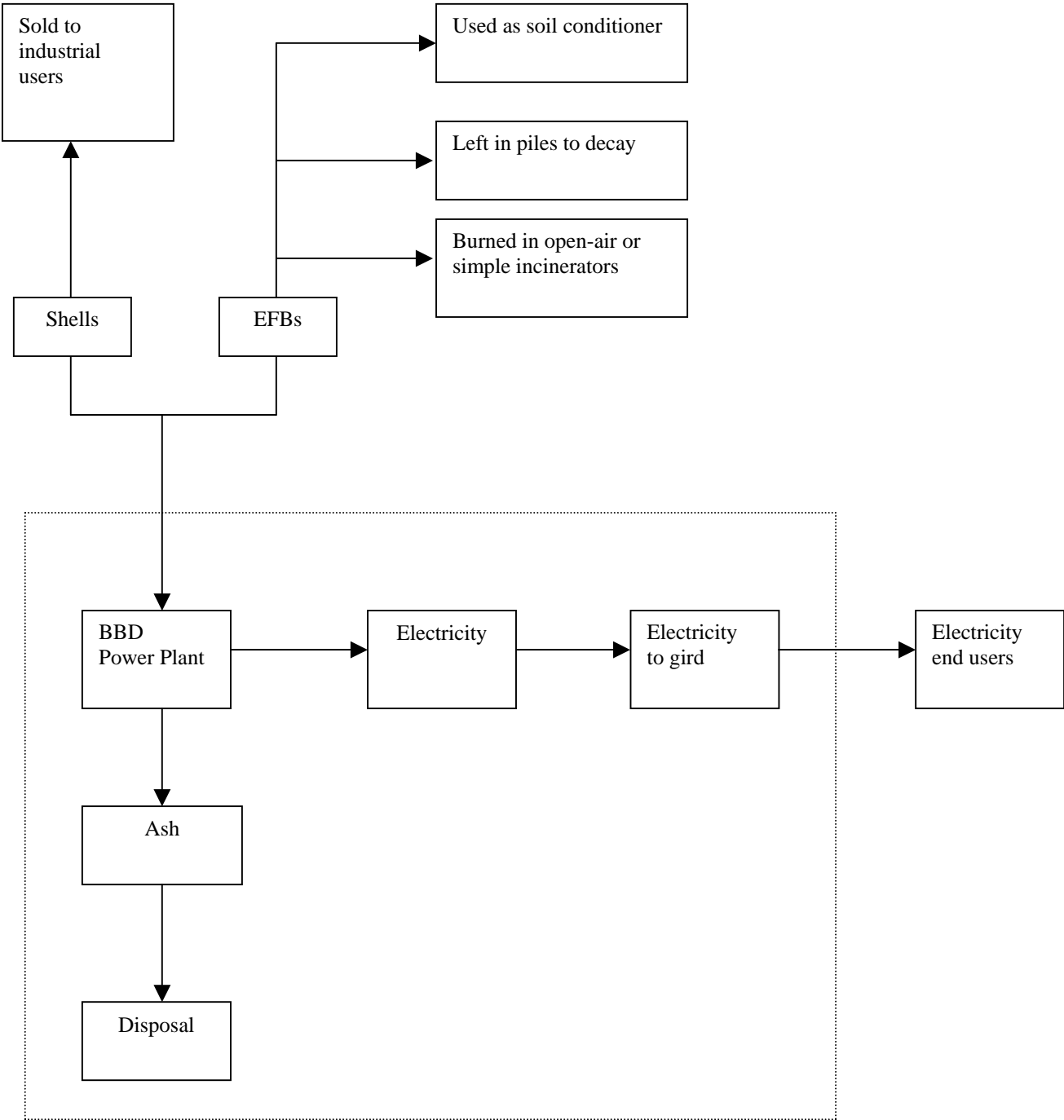
### **B.3.3 Barrier due to prevailing practice**

By using EFB and shells as fuel for power generation, the Project Activity effectively displaces conventional fossil fuel-based electricity which has higher GHG emissions. At the same time, it also contributes to the national policy of diversification of energy sources away from oil and gas towards renewables. BBP-PR is the first to receive a Renewable Energy Purchase Agreement (REPA) and thus, the first Malaysian energy producer to develop the vast potential of biomass as a renewable energy resource.

### **B.3.4 Other barriers**

As the first independent power producer in Malaysia to utilize renewable biomass for generating electricity for the Peninsular Malaysia grid, BBP-PR has employed much time, human and financial resources in this pioneering effort, particularly in planning and engineering design. The amount of work involved for the Project Activity far exceeds plans and designs for a power plant using non-renewable natural gas, the dominant fuel for power generation in the country. However, due to the relatively small size of the plant, the revenue base is too small to absorb planning and design costs. The high initial cost combined with a small revenue base results in an ROE which is below normal levels for similarly sized conventional IPP projects in Malaysia.

B.4 Project Boundary



## B.5 Details of the Baseline and Its Development

### B.5.1 Methodology

Three grids account for the 70,220 GWh total electricity generated in Malaysia in 2000: Peninsular Malaysia (PM) - 92%, Sarawak - 4.7%, and Sabah - 3.3%.<sup>6</sup> Power generation is dominated by three main utility companies: Tenaga Nasional Berhad (TNB), Sarawak Electricity Supply Corporation (SESCO), and Sabah Electricity Sdn. Bhd. (SESB).

Since the Project Activity will sell electricity to the Peninsular Malaysia grid, the PM grid is its natural baseline. The baseline emissions represent the volume of GHG that would be emitted to provide the same amount of electricity to the PM grid without the Project Activity.

As described in item 29 (b) Annex B – Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small-Scale CDM Project Activities, the Project Activity's baseline is calculated by multiplying the electricity (kWh) produced by the renewable generating unit by the weighted average emissions (in kgCO<sub>2</sub>/kWh) of current generation mix.

#### B.5.1.1 Grid fuel composition

The fuel mix of electricity generation for the Peninsular Malaysia grid is shown in Table 1.

**Table 1: Fuel Mix of Electricity Generation for Peninsular Malaysia Grid in 2000<sup>7</sup>**

Type	TNB (GWh)	IPP (GWh)	Total (GWh)	Weight %
Hydro	5,950.72	0.00	5,950.72	9.35
Natural Gas - Open Cycle	18,505.84	1,199.75	19,705.59	30.97
Natural Gas - Combined Cycle	4,700.35	26,219.33	30,919.68	48.59
Diesel Oil	17.96	8.23	26.19	0.04
Heavy Oil	1,473.95	0.00	1,473.95	2.32
Coal	5,558.82	0.00	5,558.82	8.74
Others				0
Mini-hydro	n/a	n/a		0
Co-generation	n/a	n/a		0
Renewables	n/a	n/a		0
Total	36,207.63	27,427.31	63,634.94	100

<sup>6</sup> National Energy Balance Malaysia 2000, Ministry of Energy, Communications and Multimedia, Table G, p.7

<sup>7</sup> System Planning, Transmission Division, Tenaga Nasional Berhad (TNB)

### B.5.1.2 Carbon Emission Factors (CEFs) by Generation Type

The World Bank EM Model<sup>8</sup> provides default CEFs for various types of electricity generation. The relevant figures are reproduced in Table 2.

**Table 2: Carbon Emission Factors for Electricity Generation**

Type	CEF (kgCO <sub>2</sub> /kWh)
Hydro	0
Natural Gas - Open Cycle	0.61
Natural Gas - Combined Cycle	0.398
Diesel Oil	0.717
Heavy Oil	0.721
Coal	0.93
Others	
Mini-hydro	0
Co-generation	0.549
Renewables	0

### B.5.1.3 Weighted average emissions for electricity generation in Peninsular Malaysia grid

The weighted average emissions for the current generation mix of the Peninsular Malaysia grid in 200 is **0.481** - the sum of the products of the weight of each fuel type in the grid and the CEF for each fuel type as shown in the Table 3.

**Table 3: Weighted Average Emissions for Electricity Generation of PM Grid (2000)**

Fuel Type	(1) Weight in PM Grid (%)	(2) CEF (kgCO <sub>2</sub> /kWh)	(1) X (2) Weighted CEF (kgCO <sub>2</sub> /kWh)
Hydro	9.35	0	0
Natural Gas - Open Cycle	30.97	0.61	0.1889
Natural Gas - Combined Cycle	48.59	0.398	0.1933
Diesel Oil	0.04	0.717	0
Heavy Oil	2.32	0.721	0.0167
Coal	8.74	0.93	0.0812
Others			
Mini-hydro	0	0	0
Co-generation	0	0.549	0
Renewables	0	0	0
<b>Total</b>	<b>100.00</b>		<b>0.48</b>

<sup>8</sup> Version 1. Developed by Oeko Institute and University of Kassel, sponsored by the World Bank et.al  
<http://www.worldbank.org/html/fpd/em/model/model.stm>

**B.5.1.4 Electricity Baseline Emissions**

As described in Section A.2, based on it's REPA with TNB, the Project will supply **41,870,400 kWh/year**, effectively replacing the same amount of electricity.

$$\begin{aligned}
 &5,460 \text{ kWh} \times 8\text{hrs/day (Peak)} + 5,200 \text{ kWh} \times 16\text{hrs/day (Off-Peak)} \\
 &= 43,680 \text{ kWh/day (Peak)} + 83,200 \text{ kWh/day (Off-Peak)} \\
 &= 126,880 \text{ kWh/day} \times 330 \text{ days in operation/year}^9 \\
 &= 41,870,400 \text{ kWh/year}
 \end{aligned}$$

The Project's baseline GHG emissions, approximately **20,181 tonnesCO<sub>2</sub>/year**, are obtained by multiplying the renewable electricity (kWh) generated by the weighted average emissions of the current generation mix of the PM Grid.

(1) Electricity Generated by Project (kWh/year)	X	(2) Weighted Average Emissions of PM Grid (kgCO <sub>2</sub> /KWh)	=	<b>BASELINE GHG EMISSIONS (kgCO<sub>2</sub>/year)</b>
41,870,400	X	0.48	=	20,097,792 kgCO <sub>2</sub> /year or <b>20,097 tonnesCO<sub>2</sub>/year</b>

**B.5.2 Date of completing final draft of this baseline section**

6 February 2003

**B.5.3 Name of entity determining baseline**

Clean Energy Finance Committee, Mitsubishi Securities

---

<sup>9</sup> Bumibiopower data

**C. DURATION OF THE PROJECT ACTIVITY / CREDITING PERIOD**

**C.1 Duration**

C.1.1 Starting Date – dd June 2004

C.1.2 Expected Operational Lifetime - 21 years

**C.2 Renewable crediting period (7 years)**

C.2.1 Starting date of first crediting period – dd June 2004

C.2.2 Length of first crediting period – 7 years



## **D. MONITORING METHODOLOGY AND PLAN**

### **D.1 Name and reference of approved methodology applied to the Project Activity**

Item 31, Monitoring for Type I.D. – Renewable Electricity Generation for a Grid, Annex B – Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small-Scale CDM Project Activity Categories, Version 01: “Monitoring shall consist of metering the electricity generated by the renewable technology. In the case of co-fired plants, the amount of biomass input and its energy content shall be monitored.”

### **D.2 Justification**

The Project Activity will generate electricity from renewable biomass for the Peninsular Malaysia grid.

### **D.3 Data to be monitored**

Since the Project Activity’s boiler is designed for biomass only, it is not a co-fired plant. Thus this PDD assumes that the amount of biomass input and its energy content need not be monitored. The data to be monitored in relation to the electricity generated by the renewable technology will be the meter readings of electricity exported by the BBP power plant to the PM grid.

In addition, BBP will also monitor the Peninsular Malaysia grid CEF, electricity baseline emissions, and leakage.

#### **D.3.1.1 Baseline Emissions**

##### **D.3.1.1.1. Electricity exported to TNB**

The Project Activity will have two separate sets of metering systems to record the amount of electricity exported from the BBP-PR power plant to the PM grid. The first is the main system, while the second one serves as a counter-check to the main. Both systems will be calibrated in accordance with standards for the highest class of commercially available metering systems. Monthly official meter readings shall be jointly conducted and approved by authorized personnel from both BBP-PR and TNB. The readings from BBP-PR’s meters will be recorded electronically. TNB will also keep their own records of the meter readings. BBP-PR's invoice shall be paid by TNB within 30 days from date of invoice.

##### **D.3.1.1.2. Grid CEF**

BBP-PR will regularly monitor the fuel mix data of the Peninsular Malaysia grid as shown in Table 1 Section B.5.1.1. Currently, the data is available from TNB and is updated annually. Using the default CEFs for various types of fuel for electricity generation as shown in Table 2 Section B.5.1.2, BBP-PR will re-calculate the

weighted average emissions of the PM grid when the fuel mix data is updated using the formula detailed in Table 3 Section B.5.1.3.

**D.3.1.1.3. Electricity baseline emissions**

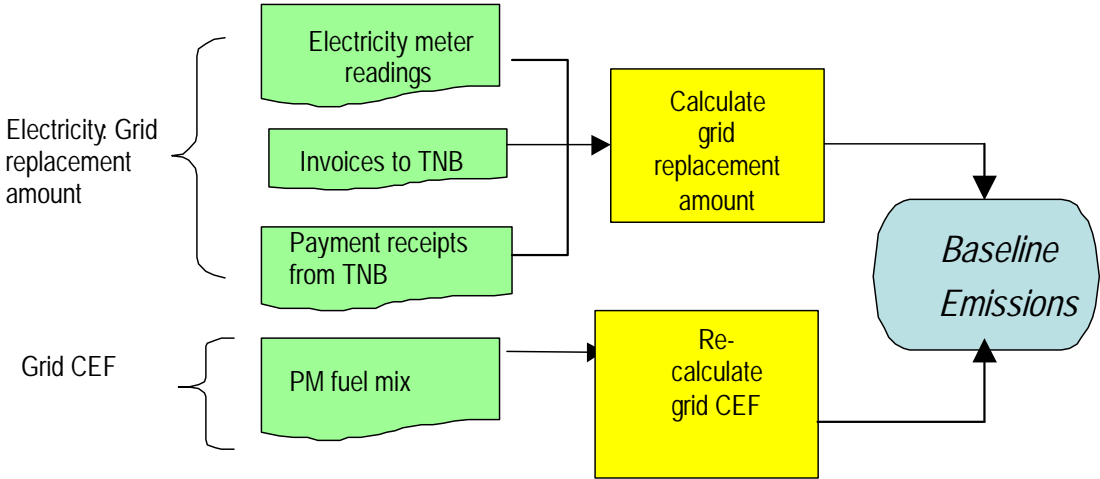
On the basis of the updated figures obtained in Section D.3.1.1.2, electricity baseline emissions for the Project will be re-calculated by the following formula:

$$\begin{array}{l} \text{(1) Electricity Generated} \\ \text{by Project (kWh/year)} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{(2) Weighted Average} \\ \text{Emissions of PM Grid} \\ \text{(kgCO}_2\text{/kWh)} \end{array} = \begin{array}{l} \text{BASELINE} \\ \text{GHG EMISSIONS} \\ \text{(kgCO}_2\text{/year)} \end{array}$$

D.3.1.1.4. **Baseline emissions calculation flowchart**

The process of baseline determination is summarized in the following diagram.

**Figure 2: Calculating Baseline Emissions**



**PRIVATE & CONFIDENTIAL**

**D.3.1.1.5. Data to be Monitored**

**Table 4: Data to be Monitored**

<b>ID number (Relevant PDD Section)</b>	<b>Data type</b>	<b>Data variable</b>	<b>Data unit</b>	<b>Measured (m), calculated (c), or estimated (e)</b>	<b>Recording frequency</b>	<b>Proportion of data to be monitored</b>	<b>How is data archived? (electronic/paper)</b>	<b>For how long is archived data to be kept?</b>	<b>Comment</b>
D.3.1.1.1	Quantitative	Electricity delivered to the grid	MWh	m	Monthly	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	
B.5.1.1	Quantitative	Fuel mix of PM grid	GWh	e	Yearly	100%	Paper	Minimum 2 years after last CER issuance	
B.5.1.3	Quantitative	PM grid CEF	kgCO <sub>2</sub> /kWh	c	Yearly	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	
B.5.1.4	Quantitative	Electricity baseline emissions	kgCO <sub>2</sub>	c	Yearly	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	
E.1.2.2	Quantitative	Emissions from leakage – transport of fuel	kgCO <sub>2</sub>	c	On need basis – only if there is shortfall in supply from PRPOM	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	

**D.4 Entity determining the monitoring methodology**

Clean Energy Finance Committee, Mitsubishi Securities

## E. CALCULATION OF GHG EMISSION REDUCTIONS BY SOURCES

### E.1 Formula used

See E.1.2 below.

#### E.1.1 Selected formula as provided in Annex B

No formula is provided in Annex B.

#### E.1.2 Description of formula when not provided in Annex B

##### E.1.2.1 GHG emissions from biomass combustion

The IPCC Guidelines stipulate that biomass combustion is assumed to equal its regrowth<sup>10</sup>. Based on these guidelines, the volume of CO<sub>2</sub> produced by combusting biomass fuel, EFB and shells, in the Project's boiler is considered equal to the amount of CO<sub>2</sub> absorbed by the oil palm as it grows. Although BBP-PR plans to use old newspapers to start the boiler several times a year, newspaper is also considered biomass. Therefore, total biomass combustion for the Project Activity is deemed carbon neutral.

##### E.1.2.2 GHG emissions from ash disposal

The combustion of biomass fuel in the BBP-PR power plant will produce about 2,000 tonnes of ash a year. The ash will be deposited onto a 6 tonne trailer to be towed once or twice a day to an ash disposal pond within the Pantai Remis Palm Oil Mill (PRPOM) compound, approximately 500 to 1000 meters away. The numerous old ponds in the area, previously used for waste water treatment purposes, will be sufficient to hold all the ash produced over the Project's lifetime. The ash produced from the combustion of EFB and shells is accepted by the Malaysian authorities to be "non-scheduled waste" which is non-toxic and therefore does not require special handling, treatment, or disposal.

The transportation of ash to the holding ponds results in emissions of only about 181 kgCO<sub>2</sub> /year to 724 kgCO<sub>2</sub> /year, which is minimal and therefore considered nil.

**Table 5: Ash Disposal Data & Calculations**

Days of operation/year	330
Trips to holding pond/day	1 to 2
Distance traveled/day	0.5 km to 1 km
Trips to holding pond/year	330 to 660/year
Distance traveled/year	165 km (minimum) to 660 km (maximum)/year
Emission factor for heavy truck	1.097kgCO <sub>2</sub> /km <sup>11</sup>
Ash transportation emissions	181 to 724 kgCO <sub>2</sub> /year

<sup>10</sup> Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Workbook

<sup>11</sup> IPCC Guidelines

### E.1.2.3 Leakage

The Project Activity's renewable energy technology is new equipment being installed for the first time. Therefore no leakage calculation is required, per item 30 Annex B – Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small-Scale CDM Project Activity Categories.

Although there is a fuel supply agreement for all the available EFB and shells produced by adjacent PRPOM to be supplied to the BBP-PR power plant, a shortfall from PRPOM would result in potential leakage. EFB and shells would then have to be sourced from others suppliers. As discussed in Section A.4.1.4, within a 35 km radius from the proposed BBP-PR power plant there are 9 other palm oil mills, with a combined annual throughput of 1,170,000 tonnes of FFB, that could potentially supply an estimated annual total of 269,100 tonnes EFB and 81,900 tonnes shells. Emissions are likely to occur from transporting biomass fuel from these alternative sources. However, this situation is likely to occur only under “force majeure” conditions, and is therefore considered a remote possibility. PRPOM's current throughput of fresh fruit bunch (FFB) is 330,000 tonnes/year resulting in 75,900 tonnes EFB and 23,100 tonnes shells which more than adequately meets the Project Activity's fuel requirements.<sup>12</sup>

## E.2 Person Determining Monitoring Methodology

Clean Energy Finance Committee, Mitsubishi Securities

### E.2.1.1 Project emissions

The project activity has no GHG emissions.

### E.2.1.2 Formula to estimate GHG emissions by sources

The formula for estimating GHG emissions due to the project activity within the project boundary is the sum of CO<sub>2</sub> equivalent generated by the following sources: direct project emissions - biomass combustion, combustion of newspaper for start up, ash disposal, and leakage.

CO <sub>2</sub> from biomass combustion	+	CO <sub>2</sub> from newspaper combustion	+	CO <sub>2</sub> from ash disposal	+	CO <sub>2</sub> from leakage	=	<b>Project Emissions</b>
<b>0</b>	<b>+</b>	<b>0</b>	<b>+</b>	<b>0</b>	<b>+</b>	<b>0</b>	<b>=</b>	<b>PROJECT Emissions</b>

<sup>12</sup> See Appendix 1 Fuel Supply Data

E.2.1.3 Emission reductions due to the Project

Table 6 summarizes the expected emission reductions when the Project is implemented.

**Table 6: Emission Reduction Estimates**

(tonnes CO<sub>2</sub>)

No	Item	Relevant section of the report	Year							Total
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
(1)	Electricity baseline	B.6	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	140,679
(2)	Project emissions	E.1.2.1	0	0	0	0	0	0	0	0
(3)	Leakage	E.1.2.2	0	0	0	0	0	0	0	0
(4)	Total project emissions	(2)+(3)	0	0	0	0	0	0	0	0
(5)	Total reduction from the Project	(1)-(4)	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	<b>20,097</b>	140,679

**F. ENVIRONMENTAL IMPACTS**

F.1 Environmental Considerations

The legislation related to the prevention, abatement, control of pollution, and enhancement of the environment in Malaysia is the Environment Quality Act, 1974 which is administered by the Director General of Environmental Quality, Department of Environment, Ministry of Science, Technology and The Environment (MOSTE). While power plants using biomass as fuel with less than 10MW capacity, such as the Project Activity, are not included in the list of prescribed Power Generation and Transmission activities requiring Environmental Impact Assessment (EIA)<sup>13</sup>, they are still required to comply with Malaysian environmental regulations and standards.

The engineering design of the Project Activity follows German standards. Table 7 compares the Malaysian standard requirements with the performance guaranteed by the EPC contractor.

**Table 7: Environmental Requirements**

Environmental Considerations	Malaysian Standard Requirements	Performance Guaranteed by EPC Contractor
NOx	350ppm for coal plant <sup>14</sup>	below 300ppm
SOx	640ppm for coal plant <sup>14</sup>	below 100ppm
Dust	400ppm for "Others" category	below 200ppm
Noise	WHO recommended level of not greater than 65dB(A) at factory boundary and not exceeding 55 and 45 dB (A) at residential/buffer zone boundary during day and night time respectively <sup>15</sup>	85dB at 1 meter distance from plant equipment; EFB shredding station will have additional acoustic protection to ensure noise level will not be more than 85dB

<sup>13</sup> Environmental Requirements: A Guide for Investors, Department of Environment, Ministry of Science, Technology and the Environment, 7<sup>th</sup> edition, November 2000

<sup>14</sup> No standard requirement for biomass plant

<sup>15</sup> No standard requirement for biomass plant. Standard requirement for heavy industry requires minimum distance from fence of industry to nearest residential area to be 500 meters. BBP-PR power plant is located in remote rural area, not surrounded by any residential areas.



**G. STAKEHOLDERS COMMENTS**

Public participation sessions for the Project Activity are scheduled to take place the first week of March 2003.

G.1 Brief description of the process by which comments by local stakeholders have been invited and compiled:

G.2 Summary of the comments received:

G.3 Report on how due account (what action) was taken of any comments received:

**ANNEX 1**  
**Project Participants**

Project Company: **Bumibiopower (Pantai Remis) Sdn. Bhd.**  
Contact Person: Mr. Lian Man Hoong  
Position: Executive Director

Company Address: Unit 331, Level 3, Block A2, Leisure Commerce Square  
No. 9, Jalan PJS 8/9, 46150 Petaling Jaya  
Selangor, Malaysia

Tel: (60-3) 78773932  
Fax : (60-3) 78775932  
E-mail: biopower@tm.net.my

CDM Consultant: **Clean Energy Finance Committee, Mitsubishi Securities,  
Co. Ltd.**  
Contact Person: Mr. Junji Hatano  
Position: Chairman, Clean Energy Finance Committee

Company Address: Mitsubishi Building  
2-5-2 Marunouchi, Chiyoda-ku  
Tokyo 100-0005, Japan

Tel: (81 3) 6213 6860  
Fax: (81 3) 6213 6175  
E-mail: [hatano-junji@mitsubishi-sec.co.jp](mailto:hatano-junji@mitsubishi-sec.co.jp)

**ANNEX 2**  
**Information Regarding Public Funding**

Not applicable – Project Activity's financial plans do not include funding from Annex 1 countries.

## APPENDIX 1 Fuel Supply

Based on years of analysis conducted by the Malaysia Palm Oil Board (MPOB), the following solid residues result from processing fresh fruit bunches (FFB): <sup>16</sup>

<b>Residue from Processing FFB</b>	<b>%</b>
Mesocarp Fibre	15
Empty Fruit Bunches	23
Shells	7

Since the Project Activity will not use mesocarp fibre as fuel, the following tables are limited to data on EFB and shells.

### **Availability of Biomass fuel from Pantai Remis Palm Oil Mill <sup>17</sup>**

*Based on estimate of 330,000 tonnes / year FFB throughput*

<b>Biomass Fuel</b>	<b>Tonnes/ year</b>
Empty Fruit Bunches	75,900
Shells	23,100

### **Availability of Biomass fuel from 9 other mills within 35 km radius <sup>13</sup>**

*Based on conservative estimate of combined 1,170,000 tonnes / year FFB throughput*

<b>Biomass Fuel</b>	<b>Tonnes/ year</b>
Empty Fruit Bunches	269,100
Shells	81,900

---

<sup>16</sup> Malaysia Palm Oil Board

<sup>17</sup> Bumibiopower data

## 參考資料 4



---

# PRELIMINARY VALIDATION FINDINGS

---

## VALIDATION OF THE BUMIBIOPOWER BIOMASS POWER PLANT PROJECT IN MALAYSIA

REPORT No. 2003-0207

REVISION No. 01

DET NORSKE VERITAS



## PRELIMINARY VALIDATION FINDINGS

Date of first issue: 2003-02-14	Project No.: 28624520
Approved by:  Trygve Røed Larssen Senior Vice President	Organisational unit: DNV Certification
Client: Clean Energy Finance Committee, Mitsubishi Securities, Co. Ltd.	Client ref.: Junji Hatano

DET NORSKE VERITAS AS

DNV Certification

Veritasveien 1,  
1322 HØVIK, Norway  
Tel: +47 67 57 99 00  
Fax: +47 67 57 99 11  
<http://www.dnv.com>  
Org. No: NO 945 748 931 MVA

## Summary:

DNV is currently validating the Bumibiopower Biomass Power Plant project, Malaysia, on the basis of UNFCCC criteria for CDM projects, as well as criteria given to provide for consistent project operations, monitoring and reporting. UNFCCC criteria refer to the Kyoto Protocol criteria and the CDM rules and modalities as agreed in the Bonn Agreement and the Marrakech Accords.

DNV has reviewed the draft Project Design Documentation (PDD) submitted by Mitsubishi Securities and this document summarises DNV's preliminary findings.

Report No.: 2003-0207	Subject Group: Environment	
Report title: Validation of the Bumibiopower Biomass Power Plant Project in Malaysia		
Work carried out by: Michael Lehmann		
Work verified by:		
Date of this revision: 2003-02-14	Rev. No.: 01	Number of pages: 2

## Indexing terms

Climate Change  
Kyoto Protocol  
Clean Development Mechanism

- No distribution without permission from the client or responsible organisational unit, i.e. free distribution within DNV after 3 years
- Strictly confidential
- Unrestricted distribution



## 1 INTRODUCTION

Mitsubishi Securities has commissioned DNV to validate the Bumibiopower Biomass Power Plant Project (hereafter called “the project”) in Pantai Remis, Malaysia.

DNV is currently validating the project on the basis of UNFCCC criteria for CDM projects, as well as criteria given to provide for consistent project operations, monitoring and reporting. UNFCCC criteria refer to the Kyoto Protocol criteria for the CDM, the CDM rules and modalities as agreed in the Marrakech Accords and the draft simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities.

DNV has reviewed the draft Project Design Documentation (PDD) /1/ submitted by Mitsubishi Securities and this document summarises DNV’s preliminary findings. Please note that the below findings do not represent a preliminary validation opinion. A preliminary validation opinion will first be issued upon completion of the review of the PDD and other supporting documents and the follow-up interviews with Malaysian stakeholders in March 2003.

## 2 PRELIMINARY FINDINGS

The project is likely to fulfil the relevant requirements for CDM projects according to Art. 12 of the Kyoto Protocol, and the project is, as designed and documented, likely to result in the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions that are real, measurable and give long-term benefits related to the mitigation of climate change.

### 2.1 Project Design

The project involves the construction of a power plant with approximately 6.3 MW gross generating capacity which will generate electricity utilizing biomass, i.e. empty fruit bunches (EFB) and shells which are abundantly available from a neighbouring palm oil mill. Being a renewable energy project activity with an output capacity of less than 15 MW, the project qualifies as a small-scale CDM project activity according to category (i) defined in paragraph 6, subparagraph (c) of decision 17/CP.7 on the modalities and procedures for the CDM.

The project design engineering reflects good practice. Social and other environmental effects than the reduction of GHG emissions are described, and the project is overall likely to improve environmental and social conditions in the region.

By promoting renewable energy and by using biomass residues from the palm oil industry, the project will likely contribute to sustainable development in Malaysia. DNV will confirm the project’s contribution to sustainable development by further investigating Malaysia’s sustainable development priorities.

### 2.2 Project Baseline

The project is a *Renewable Electricity Generation for a Grid* project activity (Type I.D) as defined in the draft simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities. The project applies one of the simplified baseline methodologies proposed for this project activity category, i.e. the kWh produced by the renewable generating unit is multiplied by an





---

**PRELIMINARY VALIDATION FINDINGS**

---

emission coefficient calculated from the weighted average emissions (in kg CO<sub>2</sub>equ/kWh) of the current generation mix.

The baseline methodology has been applied correctly and the assumptions made for the selected baseline scenario appear sound and conservative. DNV will confirm this by further investigating the fuel mix of electricity generation for the Peninsular Malaysia grid.

### **2.3 Project additionality**

Given the presented investment barriers, technological barriers and barriers due to prevailing practice, the project activity does not represent a likely baseline scenario and the project will likely result in additional emission reductions. DNV will confirm the project's environmental additionality by further investigating barriers for the project to be implemented in the absence of the CDM.

### **2.4 Monitoring Plan**

The project applies the simplified monitoring methodology proposed for *Renewable Electricity Generation for a Grid* project activities. The monitoring plan provides for monitoring and reporting of the relevant indicators, i.e. the metering of the electricity generated by the biomass power plant and the carbon emission intensity of the Peninsular Malaysia grid, which will be regularly monitored for establishing baseline carbon emission factors.

## **3 REFERENCES**

- /1/ Mitsubishi Securities: Project Design Document (PDD) for Small-Scale CDM Activity: Bumibiopower (BBP) Biomass Power Plant Project, 12 February 2003.

- o0o -

## 參考資料 5



---

# PRELIMINARY VALIDATION FINDINGS

---

## VALIDATION OF THE BUMIBIOPOWER BIOMASS POWER PLANT PROJECT IN MALAYSIA

REPORT No. 2003-0207

REVISION No. 01

DET NORSKE VERITAS



## PRELIMINARY VALIDATION FINDINGS

Date of first issue: 2003-02-14	Project No.: 28624520
Approved by:  Trygve Røed Larssen Senior Vice President	Organisational unit: DNV Certification
Client: Clean Energy Finance Committee, Mitsubishi Securities, Co. Ltd.	Client ref.: Junji Hatano

DET NORSKE VERITAS AS

DNV Certification

Veritasveien 1,  
1322 HØVIK, Norway  
Tel: +47 67 57 99 00  
Fax: +47 67 57 99 11  
http://www.dnv.com  
Org. No: NO 945 748 931 MVA

### Summary:

DNV is currently validating the Bumibiopower Biomass Power Plant project, Malaysia, on the basis of UNFCCC criteria for CDM projects, as well as criteria given to provide for consistent project operations, monitoring and reporting. UNFCCC criteria refer to the Kyoto Protocol criteria and the CDM rules and modalities as agreed in the Bonn Agreement and the Marrakech Accords.

DNV has reviewed the draft Project Design Documentation (PDD) submitted by Mitsubishi Securities and this document summarises DNV's preliminary findings.

DNV は現在、マレーシアのBBP バイオマス発電プラントプロジェクトを評価中である。評価は UNFCCC の CDM プロジェクトクライテリアや、しっかりしたプロジェクト運営、モニタリングおよび報告のためのクライテリアに基づいて実施されている。UNFCCC クライテリアは、京都議定書の CDM 用クライテリア、マラケシュ協定で合意された CDM の規則と様式ならびに小規模 CDM プロジェクト活動用の簡略版様式および手続き（ドラフト）のことを指している。

DNV は三菱証券から提出を受けた PDD ドラフトを検討し、本書面でもって DNV の予備的コメントの概要を述べるものである。

Report No.: 2003-0207	Subject Group: Environment	
Report title: Validation of the Bumibiopower Biomass Power Plant Project in Malaysia		
Work carried out by: Michael Lehmann		
Work verified by:		
Date of this revision: 2003-02-14	Rev. No.: 01	Number of pages: 2

### Indexing terms

Climate Change  
Kyoto Protocol  
Clean Development Mechanism

- No distribution without permission from the client or responsible organisational unit, i.e. free distribution within DNV after 3 years
- Strictly confidential
- Unrestricted distribution



## 1 はじめに

三菱証券は DNV に、マレーシアの Pantai Remis における BBP バイオマス発電プロジェクト(以下「当プロジェクト」)のバリデーションを委託した。

DNV は現在、当プロジェクトを UNFCCC の CDM プロジェクトクライテリアや、しっかりしたプロジェクト運営、モニタリングおよび報告のためのクライテリアに基づいて評価中である。UNFCCC クライテリアは、京都議定書の CDM 用クライテリア、マラケシュ協定で合意された CDM の規則と様式ならびに小規模 CDM プロジェクト活動用の簡略版様式および手続き(ドラフト)のことを指している。

DNV は三菱証券より提出されたプロジェクトデザイン・ドキュメント(PDD)の1を検討した。本報告書はその PDD に対する予備的コメントをまとめたものである。ただし、以下のコメントは予備的バリデーションの意見ではない事に留意されたい。予備的バリデーションの意見は、PDD および他の補足書類の検討、そして 2003 年 3 月実施予定のマレーシアの利害関係者への面談が完了してから初めて出されることになる。

## 2 予備的コメント

当プロジェクトは京都議定書第 12 条に依拠する CDM プロジェクトに関連する条件を満たす可能性があり、さらに、(PDD に：訳者注)設計され文書化されたように、当プロジェクトは、温暖化ガス(GHG)排出を削減し、気候変動緩和のために実質的且つ重要な長期にわたる有益な結果をもたらす可能性が高い。

### 2.1 プロジェクト計画

当プロジェクトは発電能力がグロスでおよそ 6.3MW の発電プラントを建設してバイオマス発電を行なうものである。すなわち、近接する粗パーム工場から大量に入手可能な空果房(EFB)とシェルを燃料とするのである。出力量が 15MW 未満の再生可能エネルギープロジェクトであるため、当プロジェクトは、CDM のための様式および手続きについての 17/CP.7 決議の第 6 段落および補足的段落で定義する所のカテゴリー(i)に依拠する「小規模 CDM プロジェクト」に適合する。

当プロジェクト計画のエンジニアリングは合理的な水準を確保している。GHG 排出削減以外の、社会的および環境的影響についても述べられており、全体として当プロジェクトは当該地域の環境的および社会的状況を向上させるであろう。



## PRELIMINARY VALIDATION FINDINGS

再生可能エネルギーを促進し、粗パーム油産業からのバイオマス廃棄物を利用する事により、当プロジェクトはマレーシアの持続可能な開発に貢献する可能性がある。DNVはマレーシアの持続可能な開発における優先事項について更なる調査を進め、当プロジェクトの持続可能な開発への貢献を確認する所存である。

## 2.2 プロジェクトのベースライン

当プロジェクトは、小規模 CDM プロジェクト活動用の様式および手続きの簡略版に定義されている「系統電源への連係のための再生可能発電（タイプ ID）」にあたる。当プロジェクトはこのプロジェクトカテゴリーのために提案された簡略版ベースライン方法のうちの一つを適用している。すなわち、再生可能発電所によって発電される kWh に、現在の全発電ミックスから加重平均された排出(単位は kg CO<sub>2</sub>equ/kWh)により算出された排出係数を掛けて求められている。

このベースライン方法は正しく適用されており、選択されたベースラインシナリオに対して出された仮定は健全且つ控えめである。DNVはマレー半島の系統電源における発電燃料ミックスをさらに調査し、本 PDD のベースラインについて確認する。

## 2.3 プロジェクトの追加性

PDD に示された投資バリア、技術的バリアおよび事業の普及に対するバリアから判断して、当プロジェクト活動は予想されるベースラインシナリオと異なる方向性を示しており、このプロジェクトにより追加的な排出削減ができそうである。DNVは CDM がなかった場合における当プロジェクトの実施障壁をさらに調査する事により、当プロジェクトの環境的追加性を確認していくこととする。

## 2.4 モニタリング計画

当プロジェクトは、系統電源への連係プロジェクト用の再生可能発電のために提案された簡略版モニタリング方法を適用している。モニタリング計画は、関連する指標をモニターし報告することを規定している。すなわち、バイオマス発電プラントからの発電とマレー半島の系統電源による炭素排出度合いを測定することである。マレー半島の系統電源からの炭素排出度合いは、炭素排出係数ベースラインを設定するために定期的にモニターされることになる。

## 3 REFERENCES 参考

- /1/ Mitsubishi Securities: Project Design Document (PDD) for Small-Scale CDM Activity: Bumibiopower (BBP) Biomass Power Plant Project, 12 February 2003.

## 參考資料 6

# Finnish CDM/JI Pilot Programme Project Idea Note (PIN)

*[Country: Project Name]*

*[Project Proponent]*

*[Date submitted]*

## **1. Technical Summary of Project**

- 1.1 Type of Project:
  - 1.1.1. Greenhouse Gases Targeted (CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>/N<sub>2</sub>O/HFCs/PFCs/SF<sub>6</sub>):
  - 1.1.2. Type of Activities (Abatement/CO<sub>2</sub> Sequestration):
  - 1.1.3. Field of Activities (Renewable Energy/Alternative Energy/Energy Efficiency/Demand Side Management/Fuel Switching/Waste Management/Land Use, Land Use Change and Forestry):
- 1.2 Project Objective:
- 1.3 Brief Description of Project:
- 1.4 Technology to be Employed:
- 1.5 Brief Description of Technology (provide examples of where the proposed technology was previously used):

## **2. Project Proponent**

- 2.1. Name of Organisation:
- 2.2. Organisational Category (Government/Government Agency/Municipality/Company /NGO):
- 2.3. Address:
- 2.4. Contact Person:
- 2.5. Phone/Fax:
- 2.6. E-mail:
- 2.7. Function of Proponent in the Project (Sponsor/Operational Entity/Intermediary/Technical Advisor):
- 2.8. Project Sponsors (please list all):

## **3. Location of Project**

- 3.1. Country (including the status of UNFCCC and Kyoto Protocol signature/ratification):
- 3.2. State/Region/Municipality (including endorsement of the project by the local authorities):
- 3.3. Brief Description of Location:

## **4. Expected Schedule**

- 4.1. Earliest Project Start Date:
- 4.2. Current Status (Under Discussion/Planning/In Preparation/Advanced in Preparation, i.e. already discussed with government):
- 4.3. Time Required Before Becoming Operational:



4.4. Project Lifetime (technical lifetime of the project):

## **5. Financing Sought**

5.1. Project Financing:

5.1.1. Total Project Cost Estimate in €:

5.1.2. Financing (other than Finnish Pilot Programme) to be sought or already identified:

5.2. Requested Pilot Programme Contribution:

5.3. Expected Schedule for Pilot Programme Contribution:

5.4. Brief Description of Other Financial Considerations:

## **6. Expected Environmental Benefits**

6.1. Estimate of Greenhouse Gases Abated/CO<sub>2</sub> Sequestered (in metric tons of CO<sub>2</sub> equivalent emissions):

6.1.1. before 2008:

6.1.2. during 2008 – 2012:

6.1.2. during entire Project Lifetime:

6.2. Baseline (or Reference) Scenario:

6.3. If financial analysis is available for the proposed project, please describe

(a) forecast financial internal rate of return (FIRR) before injection of Pilot Programme funds

(b) forecast FIRR after injection of Pilot Programme funds

In both cases, please report key assumptions in the analysis.

6.4. Specific Global & Local Environmental Benefits Expected:

6.5. Relevance for Host Country Socioeconomic and Environmental Priorities:

# Comments and Instructions

## **1. Technical Summary of Project**

- 1.1.1 Greenhouse gases targeted are those covered under the Kyoto Protocol (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFCs, PFCs, and SF<sub>6</sub>)
- 1.1.2 Explain which abatement or sequestration processes would take place because of the project

A brief paragraph of maximum 10 lines should be provided for items 1.2 – 1.5.

- 1.3. Project should be replicable and/or facilitate technology transfer for the country.
- 1.4. Technology to be applied must be an established and commercially feasible one in somewhere other than the country in consideration.
- 1.5. Project proposal should contain examples of the technology applied in the past in order to show its commercial feasibility.

## **3. Location of Project**

- 3.1. Country where the project is located should be a signatory to the UNFCCC. (<http://www.unfccc.int/> and go to shortcut 'parties').

## **4. Expected Schedule**

- 4.3. Project should be operational (producing climate benefits) before January 2008.

## **5. Financing Sought**

- 5.2. The Pilot Programme only finances the additional component of a project, which makes it climate-friendly and which would not be realised in the absence of the Pilot Programme contribution.
- 5.3. The Pilot Programme contribution is provided, in principle, on delivery of Emission Reductions, but up-front financing may be provided to support project implementation. This will be negotiated on a case-by-case basis.
- 5.4. The Pilot Programme will not provide finance for the baseline component of the project. The baseline component of the project should be financed by other sources.

## **6. Expected Environmental Benefits**

Please provide a brief paragraph of maximum 10 lines for each item 7.1. – 7.4.

- 6.1. Emissions reductions should be reported in **metric tons of CO<sub>2</sub> equivalent emissions** (1 tC corresponds to 3.67 tons of CO<sub>2</sub>.) The IPCC Global Warming Potentials (GWP) calculated over a 100-year time horizon should be used in converting other GHGs to CO<sub>2</sub> equivalent emissions.
- 6.2. Baseline or reference scenario should represent the most likely Business-as-Usual scenario in the country if the project is not realised (e.g. with regards to fuels mix, planned expansion of electricity grid, etc.). It is important to note that the baseline scenario is not the present state of affairs but a projection towards the future.

## 參考資料 7

# FINNISH CDM/JI PILOT PROGRAMME

## OFFER FOR CERTIFIED EMISSION REDUCTIONS (CERs) Clean Development Mechanism (CDM)

Project proponents are asked to fulfill the Offer for Certified Emission Reductions and submit it to the representatives of the Finnish CDM/JI Pilot Programme, preferably together with the Project Design Document.

This legally binding offer (Part I) together with the general terms and conditions for Emission Reductions Purchase Agreement (ERPA) in Part II of this document form the basis of the negotiations for an ERPA.

### DEFINITIONS

#### ***CDM Executive Board***

= the international authority for the Clean Development Mechanism

#### ***Certification or Certificate***

= a written statement by an operational entity that, during a specified time period, the project achieved the indicated amount of reductions in greenhouse gas emissions.

#### ***Greenhouse Gas***

= the six gases listed in Annex A to the Kyoto Protocol, which are carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), methane (CH<sub>4</sub>), nitrous oxide (N<sub>2</sub>O), hydrofluorocarbons (HFCs), perfluorocarbons (PFCs), and sulphur hexafluoride (SF<sub>6</sub>).

#### ***Emission Reduction (ER)***

= reduction in emissions of greenhouse gases achieved by the project in excess of the applicable baseline.

#### ***Host Country***

= the country in which the CDM project takes place.

#### ***Independent Third Party***

= entity that is independent and impartial from the buyer, host country, seller and any other partners and was not previously engaged in project related activities.

#### ***Monitoring***

= activities through which a person/entity collects and records data that allows the assessment of the reduction in the emissions of greenhouse gases resulting from the project.

#### ***Operational Entity***

= an independent third party accredited by the CDM Executive Board in accordance with standards and procedures of the Kyoto Protocol.

#### ***tCO<sub>2</sub>e***

= metric tonne of carbon dioxide equivalent.

#### ***Validation***

= assessment by an operational entity of the project design, including its baseline, with a view to determining its compliance with the Kyoto Protocol.

#### ***Verification***

= the periodic independent review and ex post determination by an operational entity of the monitored reductions in greenhouse gas emissions that the project has achieved during a specified period.

## 1. PROJECT DESCRIPTION

[Name, type of project, location, a very short description]

## 2. PROJECT PROPONENT/SELLER

Seller:

Other Partners:

## 3. PURCHASER:

The Ministry for Foreign Affairs of Finland as the authority currently responsible for the implementation of the Finnish Pilot Programme.

## 4. HOST COUNTRY

Name:

Contacts [national CDM authority]:

*Note that the host country must have ratified the Kyoto Protocol.*

## 5. AMOUNT AND PRICE OF CERs OFFERED

The seller offers to the purchaser \_\_\_\_\_ tons of CO<sub>2</sub>e to be generated by the project.

The emission reductions are offered at a purchase price of Euro (€) \_\_\_\_\_ per ton of CO<sub>2</sub>e of emission reductions delivered, the total maximum payment being Euro (€) \_\_\_\_\_.

The payments shall be made to \_\_\_\_\_.

*Note that the maximum amount of tCO<sub>2</sub>e purchased should be based on low conservative estimate. An option may be used to purchase additional emission reductions.*

*The purchase price must be calculated in Euro excluding the cost of validation and registration of the project as well as the verification and certification of the emission reductions. As the payment schedule and possible prepayments will be negotiated on a case-by-case basis, the purchase price must be calculated assuming that no advance payments will be made.*

## 6. ADVANCE PAYMENT SOUGHT

**Advance payment** sought Euro \_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_ per cent of purchase price.

## 7. CREDITING PERIOD

The length of crediting period sought will be

- a) 10 years
- b) 3 x 7 years

*When using option (b) the crediting period will have to be renewed at the end of each 7-year period. An operational entity will determine the validity of the original project baseline, which may have to be updated taking into account new data.*

## 8. PROPOSED SCHEDULE FOR DELIVERY OF CERs AND PAYMENTS

*Note that all emission reductions generated by the project have to be delivered to the Ministry for Foreign Affairs of Finland until the total emission reductions have been delivered.*

	Year	ERs to be delivered (tCO <sub>2</sub> )	Cumulative	Payment (€)	Cumulative
	2003				
	2004				
	2005				
	2006				
	2007				
	2008				
	2009				
	2010				
	2011				
	2012				
	2013				
	2014				
	2014				
	2015				
	2016				
	2017				
	2018				
	2019				
	2018				
	2019				
	2020				
	2021				
	2022				
	2023				
	2024				
	2025				
	2026				
<b>Total</b>					

## 9. ADDITIONAL EMISSION REDUCTIONS

Select as applicable:

a) Any emission reductions generated by the project in excess of those committed to the Ministry for Foreign Affairs of Finland will belong to the seller. The seller has the right to enter into contracts with other parties for the sale of these additional emission reductions.

**OR**

b) The seller offers the Ministry for Foreign Affairs of Finland an option to purchase additional emission reductions from the project at the price of €\_\_\_\_\_ per tCO<sub>2</sub>e.

The maximum amount of additional emission reductions offered is \_\_\_\_\_ tCO<sub>2</sub>e.

The option is valid until \_\_\_\_\_[ date ].

*All additional emission reductions purchased must be monitored, verified and certified.*

**10. PROJECT IMPLEMENTATION**

The project will be implemented in accordance with the schedule specified in \_\_\_\_\_

The project is expected to be operational and generating emission reductions by \_\_\_\_\_. [date]

**11. DISSEMINATION OF INFORMATION**

The seller accepts that the Finnish Pilot Programme / Ministry for Foreign Affairs of Finland is allowed to disclose such information regarding the project as required by law, the Convention on Climate Change or the Kyoto Protocol. They are also allowed to disclose other non-proprietary, non-confidential information regarding the project.

The Project Design Document and its annexes as well as the business plan, if available, will be submitted to the operational entity validating the project. During the validation, the PDD and its annexes will be made open to public comments through the internet in accordance with the requirements adopted under the Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol. At this stage, only information concerning business secrets may be omitted. Information related to the determination of whether the emission reductions by the project are additional, baseline methodology, its application and the assessment of environmental and social impacts of the project cannot be considered as such proprietary or confidential information.

**12. CO-OPERATION IN VALIDATION**

The seller affirms that it shall fully cooperate, at no extra cost, with the Ministry for Foreign Affairs of Finland, the host country, CDM Executive Board and any operational entity validating the project.

Such co-operation may include, inter alia, the preparation of the relevant information and granting the validator access to the project site on an agreed schedule, and to information and data pertaining to emission reductions as well as the performance of the project and company.

The seller also affirms that it will ensure full co-operation for the purposes of validation, at no extra cost to the Ministry for Foreign Affairs of Finland or to the validator, by any of its partners and/or authors of the Project Design Document.

### 13. BINDING OFFER

This document constitutes a legally binding offer by \_\_\_\_\_ [seller] to the Ministry for Foreign Affairs of Finland.

The offer shall be valid until \_\_\_\_\_.[date].

\_\_\_\_\_ [seller] affirms that during the validity of this offer it or any of its partners shall not enter discussions or negotiations with any third party interested in acquiring emission reductions from the project without the prior written consent by a representative of the Ministry for Foreign Affairs of Finland / the Finnish CDM/JI Pilot Programme.

### 14. SIGNATURE

Date

Place

\_\_\_\_\_  
Authorized Signature

Name: \_\_\_\_\_

Title: \_\_\_\_\_

Phone: \_\_\_\_\_

E-mail: \_\_\_\_\_

PLEASE MAIL A SIGNED HARDCOPY OF THE OFFER TO:

Finnish Environment Institute  
Ismo Ulvila / Kati Kulovesi  
Mechelininkatu 34 a  
P.O Box 140  
FIN-00251 Helsinki, Finland.

---



---

## **GENERAL TERMS AND CONDITIONS FOR EMISSION REDUCTIONS PURCHASE AGREEMENT**

The Emission Reductions Purchase Agreement (ERPA) between the seller and the Ministry for Foreign Affairs of Finland shall be based on the general terms and conditions indicated below.

### **VALIDATION**

The project shall be subject to validation in accordance with the requirements adopted under Article 12 of the Kyoto Protocol. The objective of the validation is to determine that the project fulfills all the relevant criteria for a CDM project.

The validation will be arranged by the Ministry for Foreign Affairs of Finland in case the project and the project design document are preliminarily approved by the Steering Committee of the Finnish CDM/JI Pilot Programme.

### **REGISTRATION**

After validation the project seeks registration from the Executive Board of Clean Development Mechanism. Registration means the formal acceptance of the project as a CDM project under Article 12 of the Kyoto Protocol.

**Successful registration of the project and a Letter of Approval from the project host country confirming its consent to the transfer of emission reductions from the registered project are preconditions for signing the emission reductions purchase agreement**

### **MONITORING**

The seller is responsible for ensuring that all emission reductions generated by the project are subject to careful and continuous monitoring in accordance with the monitoring and verification plan and the Kyoto Protocol.

The seller shall submit monitoring reports concerning each calendar year to the Ministry for Foreign Affairs of Finland by 31 January of the subsequent year.

### **VERIFICATION AND CERTIFICATION**

The emission reductions generated by the project during the crediting period will be subject to periodic verification and certification in accordance with the monitoring and verification plan and the requirements adopted under the Kyoto Protocol.

Unless otherwise agreed, the Ministry for Foreign Affairs of Finland will be responsible for arranging the periodic verifications and certifications, contracting an operational entity for that purpose and paying all related costs.

After each verification and certification, the operational entity will be instructed to issue a verification report and a certificate indicating the number of tCO<sub>2</sub>e that the project has achieved during the relevant period. The operational entity will submit these to the CDM Executive Board for the issuance of a corresponding number of CERs.

The Ministry for Foreign Affairs of Finland may decide to waive any periodic verification and certifications. In such case the payment due will be made based on the monitoring report concerning the relevant period. Any under or overpayment will be reconciled after the subsequent certification.

## ISSUANCE AND TRANSFER OF CERs

The certificate forms the basis for the issuance of CERs by the CDM Executive Board. The seller and Ministry for Foreign Affairs of Finland shall jointly request that the agreed amount of CERs be forwarded to the such registry accounts or accounts as the Ministry for Foreign Affairs of Finland designates.

## TERMS OF PAYMENT

**Payment on Delivery:** The payments will be made in Euro **only upon delivery** of the emission reductions purchased, i.e., **upon issuance of Certified Emission Reductions by the CDM Executive Board** and the receipt by the Ministry for Foreign Affairs of Finland of an acceptable invoice from the seller.

**Advance payment:** In some cases it may be possible to negotiate that a proportion of the purchase price will be paid in advance. The decision will be made at the discretion of the Ministry taking into account the circumstances of the project and the risks involved. The advance payment cannot exceed 50 per cent of the purchase price.

**Security:** Any possible advance payment must be **backed by security** exceeding by 15 per cent the amount of the advance payment. For security the Ministry for Foreign Affairs of Finland accepts only first demand guarantees based on the Uniform Rules for Demand Guarantees of the International Chamber of Commerce, and issued by bank, insurance company or other financing establishment subject to the approval by the Ministry.

Any and all advance payments will be subtracted in equal sums from payments made based on the delivery of emission reductions. The security must remain valid for at least two months after the advance payment has been credited by delivering to the Ministry the corresponding emission reductions. The security may thus be released in installments prior to the termination of the ERPA as the advance payment is being credited through the delivery of emission reductions from the project. The seller may also release the security prior to the delivery of the corresponding emission reductions by crediting the advance payment to the Ministry in cash.

In case of non-delivery of the agreed emission reductions, the Ministry shall have the right to **reclaim** any and all advance payments for which the corresponding emission reductions have not been delivered. The suspension or termination of the ERPA due to a force majeure event does not affect this right.

**Discounting:** In case advance payment is made, the value of such payment will be discounted. The discount rate used will be 5 per cent and the formula used is  $FV=AP * (1 + r)^{n-1}$ . This means that the future value (FV) of the payment depends on the advance payment (AP) and the time the payment was made. The price (P) will be higher when early payment is needed and price P is lower when payments are planned later. The discounting will be done only for the first year of the payments.. Payments on delivery are not discounted.

The Ministry for Foreign Affairs of Finland will bear expenses related to the emission reductions purchased charged by the CDM Executive Board under Article 12 of the Kyoto Protocol. **The emission reductions purchased must be delivered to Finland free of any other charges or taxes.**

## GENERAL OBLIGATIONS OF THE SELLER

- Satisfy all obligations in respect of licenses, permits, consents, concessions and authorizations required to implement and operate the project.

- Acquire and maintain the legal rights of use of all lands, facilities and infrastructure necessary to implement and operate the project and provide promptly equipment, funds, facilities, materials, utilities and other resources required for the implementation and operation of the project.
- Implement and operate the project with due diligence and efficiency and in accordance with sound and ethical administrative, financial, environmental, social and technical practices and in compliance with the Host Country legislation.
- Insure and keep insured with financially sound and reputable insurers acceptable to the Ministry for Foreign Affairs of Finland all of its assets and business related to the project against those risks that would be insured by a prudent company engaged in a business of the nature and scope of the project, including any further insurance required by the applicable law.
- Fully co-operate with the Ministry for Foreign Affairs of Finland, the host country and any operational entity and take such action as reasonable and appropriate to ensure the generation, verification, certification, issuance and transfer of emission reductions to Finland.
- Grant any operational entity and authorized representative of Finland or the Host Country, at no extra cost, access to the project site and relevant information for the purposes of the implementation of the ERPA.
- Immediately inform the Ministry for Foreign Affairs of Finland if the project is hindered or in danger of being hindered risking the generation and/or delivery of the emission reductions.

## **EVENTS OF DEFAULT**

The following list of events constitutes a default by the seller:

- The project implementation is significantly behind the schedule by an agreed date.
- The project fails to begin creating emission reductions by an agreed date.
- The project fails to deliver at least seventy [70] per cent of the emission reductions due by an agreed date [approximately in the middle of the crediting period] OR for two consecutive years.
- The project fails to deliver the total emission reductions by an agreed date,
- Violation of any terms and conditions imposed by the host country in accordance with its domestic legislation that would, in the reasonable opinion of the Ministry, adversely affect the generation and quality of emission reductions by the project or transfer of such emission reductions.
- Breach of an obligation other than the failure to deliver emission reductions on schedule,
- Any representation or warranty proves to have been misleading or false in any material respect, when made,
- Gross violation or willful misconduct or criminal conduct established by a court,
- The dissolution, disestablishment, liquidation, insolvency or bankruptcy of the seller or such changes in its ownership structure that seriously affect its ability to carry out the ERPA and no alternative satisfactory arrangements are made.

The following list of events constitutes a default by the Ministry for Foreign Affairs of Finland:

- failure to make a payment in accordance with the ERPA
- failure to arrange for the verification and certification unless the Ministry makes the payment due based on the monitoring report concerning the relevant period

## **REMEDIES**

Each party has 60 days following the delivery of a written notice of default to cure the identified defaults to the reasonable satisfaction of the other party. A failure to do so shall give rise to a right to pursue any one or more of the following remedies available under the ERPA or the applicable law.

### **Remedies available to Ministry for Foreign Affairs of Finland:**

- suspension of payments until the event that gave rise to suspension has ceased to exist,
- reduction pro rata the volume of emission reductions purchased during later years,
- termination of the agreement upon written notice to the seller.

*Note that the non-delivery of the agreed emission reductions generally also results in an obligation by the seller to pay the market value of the missing CERs.*

### **Remedies available to the seller:**

- suspension of the delivery of emission reductions until the situation that gave rise to suspension has ceased to exist,
- termination of the agreement upon by written notice to the Ministry for Foreign Affairs of Finland.

## **NON-DELIVERY OF AGREED EMISSION REDUCTIONS**

In case the seller does not deliver the total amount of CERs specified in the ERPA, it will be required to pay to the Ministry for Foreign Affairs of Finland the market value of the emission reductions not delivered. The market value will be determined by the Ministry for Foreign Affairs of Finland using the middle of three quotes from selected independent brokers.

This obligation does not apply where the failure to deliver the total emission reductions is caused by an event of default by the Ministry for Foreign Affairs of Finland or force majeure

## **FORCE MAJEURE**

In the event of force majeure, the fulfillment of the obligations of both the Ministry for Foreign Affairs of Finland and the seller shall be suspended in whole or in part without either being deemed to be in breach of the Agreement provided that they take all reasonable steps to limit the effects of force majeure. The Party invoking force majeure shall promptly inform the other Party and submit reasonable evidence in writing.

Both parties are entitled to terminate the ERPA in case it is evident that its implementation would be postponed by more than twelve months as a result of force majeure.

A force majeure is a situation beyond the reasonable control of the Parties and includes events such as wars, revolutions, riots, civil wars, fires, floods and natural disasters. *Certain specific events may need to be included and/or excluded taking into consideration the nature of the project and the specific circumstances.*

The withdrawal by the host country from the Convention on Climate Change and/or the Kyoto Protocol or such changes in its policy regarding CDM that prevent the delivery of CERs from the project, shall be regarded as force majeure events and may thus result in the suspension or termination of the ERPA.

The suspension or termination of the ERPA due to a force majeure does not affect the right of the Ministry for Foreign Affairs of Finland to reclaim such advance payments, using the security if necessary, for which the corresponding CERs have not been delivered.

## **APPLICABLE LAW AND DISPUTES**

The ERPA shall be governed by the laws and regulations of the Republic of Finland.

Any disputes that cannot be amicably settled shall be submitted to such binding dispute resolution process as specified in the ERPA.

## **INFORMATION**

The seller and the Ministry for Foreign Affairs of Finland shall, from time to time and at the request of any one of them, exchange information with regard to the progress of the project and their respective obligations under the ERPA. They shall promptly inform each other of any event or situation which may affect the project.

Both the seller and the Ministry for Foreign Affairs of Finland are allowed to disclose such information regarding the project and the ERPA as required by law, the Convention on Climate Change and/or the Kyoto Protocol.

Both the seller and the Ministry for Foreign Affairs of Finland may also disclose or divulge other non-proprietary information regarding to the project to third parties. Information related to the determination of whether the emission reductions by the project are additional, baseline methodology, its application and the assessment of environmental and social impacts of the project cannot be considered as such proprietary or confidential information.

The seller and the Ministry for Foreign Affairs of Finland will own jointly all documents related to the project, including the Project Design Document, until all contracted emission reductions have been delivered.

## **LIABILITY**

The Ministry for Foreign Affairs of Finland shall not in any way be liable to indemnify to any third party in respect of any claim, demand, debt or damage arising out of actions carried out by the seller or any possible subcontractor, damages caused by the implementation of the project and/or costs arising from actions and negligence contravening legal and/or social obligations in Host Country.

---

