

## 参 考

## 【参考 1 方法論パネルに提出された方法論とパネルの勧告 概要和訳】 (バイオマスエネルギー、廃棄物、HFC から主要なものを選択)

### NO. 1

- (1) プロジェクト名： VALE DO ROSARIO バガス・コジェネレーション
- (2) ホスト国及び実施者： ブラジル： Ecoenergy Brasil Ltda.、 Usina Vale do Rosario
- (3) プロジェクトタイプ： 再生可能エネルギー（グリッド連系）
- (4) 開始時期： 2001年6月9日（25年間？）
- (5) 想定される CER 量： 713、990 tCO<sub>2</sub>（7年間）
- (6) プロジェクトの概要：

#### <プロジェクトの背景>

- ・ VALE DO ROSARIO 製糖工場は、ブラジルの製糖産業の中でリーダー的な存在であり、コジェネレーションの実施の観点から、ブラジル南部において第2の地位を占めている。
- ・ 同工場は、第1期として1990年から高効率蒸気タービンを導入してバガスによるコジェネレーションを実施し、発電の一部（4 MW 相当）を電力グリッドに売電していた。第1期は、1990～1994年である。
- ・ 第2期（1995～1997年）には、更に2つのボイラーとターボジェネレータを導入してコジェネレーションを実施し、12 MW 相当分をグリッドに売電していた。

#### <主なプロジェクト活動>

- ・ 第1、2期に継続して、再生可能エネルギーであるバガスを燃料としたコジェネレーションを実施し、グリッドに売電することにより、グリッドからの GHG 排出を削減する。
- ・ 第3期（2001年～）には15 MW の復水タイプのターボジェネレータ1基及び4 MW の補助ターボジェネレータ1基を導入し、続いて第4期（2003年～）25 MW の復水タイプのターボジェネレータ2基、4 MW の補助ターボジェネレータ2基を導入する。
- ・ コジェネレーションの導入は、温暖化防止のための持続可能なエネルギーを供給するのみでなく、ブラジルの製糖業の競争力を高める。

#### <GHG 削減量>

- ・ 第3期（2001年：31、662 tCO<sub>2</sub>/年、2002年：6、312 tCO<sub>2</sub>/年）
- ・ 第4期（2003年：104、452 tCO<sub>2</sub>/年、2003～2007年：各142、891 tCO<sub>2</sub>/年）

#### <その他>

- ・ バガスは、サトウキビの加工過程で生成する繊維状のバイオマスである。サトウキビの25%の重量、エネルギー含有量の約1/3を占める。サトウキビ1トン当たり300～400 kWh の発電が可能である。
- ・ バガスによる発電は、サンパウロ州のみでも700 MW を超えている。しかし、多くが工場内での自家消費である。
- ・ バリデーションは、TUV。

#### (7) プロジェクトの追加性の判断：

- ・ バガスによるコジェネレーションに関しては、通常は発電事業者（グリッド）へのアクセスが悪いため、エネルギー利用効率を向上させて売電をするインセンティブが働きにくい。そのため、工場での自家消費がほとんどである。
- ・ 一方、水力発電による電力供給が不安定になる乾季において、発電を補完することが可能なバガスによる発電は、投資家にとって魅力的なオプションとなっている。
- ・ しかし、財政的な障害やその他の障害により、バガスによるコジェネレーションが実施されにくいのが現状である。
- ・ バガスを効率よく利用してコジェネレーションを行う場合、効率を上げようとするほど、効率改善に必要なコストが高くなる。従って、既に、第1期、第2期と、コジェネレーションを導入している当該工場において、更なる効率改善及び売電を行おうとした場合に、炭素クレジットによる収入がなければ事業として成立しにくい。

#### (8) ベースラインの設定方法論と設定結果：

- ・ 提案された方法論：バガスコジェネレーションにおけるグリッドのマージナル電源
- ・ ベースラインの設定のアプローチは以下の2つ。
  - 第1アプローチ：OECD/IEA が提案している Build Margin、Operating margin、Combined Margin を参考とする。データが入手可能な場合は、それらを用いて Combined Margin により電力の排出係数を算定する。これは、現実に近いシナリオであり、排出削減量の算定に妥協はない。このアプローチを用いれば、第2アプローチ

を採用した場合に生じるであろう議論（何故一つの発電所に特定したか、できたか等）を避けることができない。但し、そのためにはデータが利用可能であり、適切に更新される必要がある。

第2アプローチ：最も妥当であると想定される発電所の排出係数とする。この場合、環境上のリスク（削減量の過剰見積もり等）が存在する（これが弱点である）。しかし、本プロジェクトはスケールが小さいので、環境上のリスクは少ない。ここでは、近年電力開発の主役となっている天然ガス火力発電とする。過剰見積もりに関しては、OECDの「利用可能な最適の技術（Best Available Technology）」を用いているので回避可能である。

注）PDDにおいて、上記の2つのアプローチのどちらを採用するかに関する明確な記述はないものの、GHG排出削減量の算定には、アプローチ2の排出係数を用いている。

- 第2アプローチにおいて天然ガス火力発電所の排出係数を利用する理由：
  - ブラジルの発電容量の約90%は水力発電であるが、近年は電力消費地に近接したサイトに開発の適地がない。渇水期における電力安定供給に向けた電力供給手段の多様化、短期間での投資回収を好む民間発電者は、主に化石燃料火力発電所（主に天然ガス）の建設に前向きであるとされている。
  - 第1アプローチでは、複雑なベースラインを設定するため、取引コストが高くなる。取引コストを廉価にするためにも第2アプローチがふさわしい。

#### (9) プロジェクトバウンダリーの設定方法論と設定結果：

- ベースラインの発電所：ベースラインのバウンダリーは、グリッド内の個々の発電所とする。
- バガスコジェネレーションプラント：プロジェクト活動のバウンダリーは、ベースラインのバウンダリーと一致する必要がある。バガスコジェネレーションプロジェクトはグリッド内のマージナルな電源を代替することから、プロジェクトバウンダリーは、プロジェクト活動が営まれるプロジェクトサイト全てを包含する。  
注1）プロジェクトバウンダリーの設定に関しては、上記の結果のみが記述されており、検討の経過や理由等は示されていない。  
注2）プロジェクトバウンダリーを上記のとおり設定しているが、ベースラインの排出係数には、天然ガス火力発電所の一般的な値（OECD）を用いている。
- 現在バガスを燃料として利用している消費者が、化石燃料を使用しないことに関して、Negative declaration を提出させ、リーケージがないことの証拠としている。

#### (10) モニタリング方法論と計画：

- プロジェクト活動に関するモニタリングは、以下の項目に関して行う。
  - M1：売却する電力量（MWh）
  - M2：単位エネルギーあたりの炭素含有量（tCO<sub>2</sub>/GJ）
  - M3：プロジェクト活動が実施される以前に売却された電力量（MWh）
- ベースライン排出量に関するモニタリングは、以下の項目に関して行う。
  - B1：グリッドのマージナル電源の単位エネルギー量あたりの炭素含有量（tCO<sub>2</sub>/MWh）
  - B2：単位エネルギーあたりの炭素含有量（tCO<sub>2</sub>/GJ）
  - B3：発電効率（%）
- モニタリングに関しては、電気計器類の詳細な説明、写真等がある。

#### (11) ベースライン方法論に関する方法論パネルレコメンデーション：

##### b（要求された修正を加えれば承認され得る）

コメント内容：

- Annex 3の方法論の文章の中で「アプローチ」という用語の用法をきちんと分けるべきである。General Approachの2.1における用法が正しい。Annex 3の2.2では、同用語が炭素排出係数を計算する二つの違った方法を紹介する時に異なる意味で使われている。CDM M&Pの間違った解釈を導かないようこの意味には別の用語を用いるべき。
- バガス・コジェネがある典型的な発電所を置き換えているという”second approach”を削除すべき。Annex 3をこの様に修正すべき。炭素排出係数の推定に使われる方法論は一つのみ承認可能。（Combined margin方式を利用した方）
- Combined margin方式を利用して排出係数を計算する際に、combined marginの中のoperating margin要素を計算する時に利用した燃料コストゼロ/must-run施設を除外する割合（%）を正当化しなければならない。Build marginコンポーネントの計算は、全発電所中の最近建設された20%もしくは最新5発電所の発電量で加重平均された排出係数を使うべき。
- Annex 3のSection 6では、プロジェクトがベースラインシナリオに含まれるかどうか（追加性）が明確に示されず、プロジェクトの追加性に関する結論を導くような国家の政策の傾向が説明されている。「方法論」としては、追加性の問題により実質的に答えるような手順（段階的な質問設定、バリアー分析等）を明確にすべき。PDDに

において、関連セクションでこのようなより中身のあるアプローチが使われることが望まれる。この際、この方法論の利用者が使うべき文献・政策・その他の出典が明らかにされるべきである。

- 5) Annex 3 Section 2.1 General Approach の中で、Para 48 のアプローチの選択が、バガスコジェネプロジェクトにふさわしいという正当な理由が述べられるべきである。

(12) モニタリング方法論に関する方法論パネルレコメンデーション :

- b (要求された修正を加えれば承認され得る) コメント内容 : モニタリングに、リーケージの可能性への対処が含まれるべき。

(13) 提案された新方法論に関する方法論パネルによる評価の詳細

ベースライン方法論

Section 2

方法論の解説 : プロジェクト実施者は以下の二つの[アプローチ]を提出した。

a) 第1アプローチ :

b) 第2アプローチ :

分析のほとんどは第1アプローチに関するものである。従って、適用条件が整っていれば第1アプローチを適用すべきである。Par.2.2 によれば、「combined margin」が使われている(第1アプローチ)。これは、現在稼働している全ての発電所の排出係数と CDM プロジェクトが実施されない場合に建てられたであろう全ての発電所の排出係数が平均されるということである。現在稼働中の発電所の排出係数からは全ての水力、太陽光、風力、バイオマス発電(ブラジルでは全発電量の 85%~90%にあたる)が除かれている。「第2アプローチ」が定義されているが、このベースラインは OECD の天然ガスコンバインドサイクルガスタービンの平均 BAT 水準の最低動作基準である。

Section 2.1 General Approach (Para 48/CDM M&P の) アプローチ選択は適切か。

このセクションでは二つが選択されている(48a と b)。Combined margin はこの二つの合体なので、その場合は適切。「第2アプローチ」の場合は、48b Economically attractive course of action に相当する。どちらもつかえるが、本方法論はどちらの適用が適切か説明していない。Annex 3 の中で、アプローチの選択に関する理由が明確にされていない。

Section 2.2 Overall Description 方法論の説明は妥当か。

Combined margin アプローチの概念の説明は妥当であるが、方法論の実際の適用については適切でない。方法論の適用方法を知るためには、参考文献にあたり、PDD で使われている排出係数の原典を探さなければならない。ベースライン設定の妥当性。ベースラインシナリオはプロジェクトが無い場合の人為的な GHG 排出を適切に表しているか。PDD に含まれる情報及び Annex3 のほかのセクションを検討し、使用されている排出係数の原典を辿ってみると、Combined margin アプローチが適切に適用されていないと思われる。一般的には、CDM プロジェクト活動に影響を受けない低コスト・must-run 電源を排除することは妥当かもしれないが、このアプローチはこのような電源が高いシェアを占めるブラジルの状況には合致しない。PDD が参照している文献も、ブラジルについては過剰なクレジットの付与を避けるためにも、水力を operating margin 要因の計算に含めることを推奨している。[第2アプローチ]については、天然ガス発電所が保守的なアプローチであるかが疑問。なぜならば、さまざまなシナリオによれば、ブラジルで現在から 2015 年までの間に追加される水力発電容量は同時期に追加されるガス発電容量の二倍になるといわれている。方法論はコジェネプロジェクトと名づけられているが、ベースラインはコジェネユニットによる発熱量を含んでいない。

Section 3 重要なパラメータ/仮定(排出係数、活動レベル等)、データソース :

方法論で使われる重要なパラメータは、

- ・ 分析対象のシステムに設置された発電所の発電量、ロードファクター、効率、燃料
- ・ 建設・計画中の発電所の発電量、ロードファクター、効率、燃料
- ・ 各ケースにおける燃料の炭素含有量
- ・ 各ケースにおける燃料のエネルギー量
- ・ 各燃料の炭素・エネルギー量に関する国・国際的に認められた係数

データの信頼性、正確さ、妥当性(専門家意見)

これについては Annex 3 で議論されているが、実際にはブラジルにおける combined margin に関する国際的出版物を使うことが示唆されている。従って、データの信頼性や正確さは出版者(機関)にゆだねられているため、直接的にデータの透明性や特徴を評価することができない。

重要な仮定(暗黙/明示) 特定された仮定 :

- ・ 全ての低コスト、must-run 発電所は operating margin から除外されている — 容認不可
- ・ 大規模な国では地域グリッドがより関連性が強い — 容認可

- ・ SSE グリッドの現状燃料構成 (operating margin 用)
- ・ SSE グリッドの将来的な燃料構成(build margin 用)
- ・ 第2アプローチにおける仮想発電所の効率。ブラジルにおける新設ガス発電所の効率に関する記述が矛盾している (OECD 平均 BAT より低い 50%)
- ・ コージェネユニットで発生する熱/蒸気量と発電との関連 (製糖工場の一時的閉鎖の場合は熱需要が存在しない)

#### 透明性：

本方法論は必ずしも透明性がない。方法論が実際にどのように使われたのか、またどちらの仮定が使われたのかを知るためには、PDD の参考文献の原典にまで当たらなければならない。国際機関による出版物の combined margin 計算をそのまま使っていることは、暗黙のうちにデータの質や透明性確保の責任をその国際機関に押し付けていることになり、プロジェクト実施者が出典データの不整合をいかにチェックするかということに言及していない。

**Section 4** ベースライン方法論に関連したプロジェクトバウンダリーの定義：プロジェクトバウンダリーの設定範囲は適切か。

- ・ グリッド全体をバウンダリーとすべき。
- ・ PDD ではリーケージとしか捕らえられていないバガス貯蔵の増加によるメタン発生はプロジェクトバウンダリーに含めるべき。この排出が重大かどうかを判断する十分な情報が提供されていない。
- ・ 送配電ロスが含まれていない。

**Section 5** 不確実性の評価：重要な仮定 (暗黙/明示)

不確実性は整理された形で特定されておらず、定量化もされていない。二つのベースラインアプローチに関して不確実性についての影響には触れていない。

**Section 6** ベースライン方法論がベースライン排出量の計算やプロジェクトの追加性をどのように取り扱っているか：

プロジェクトがベースラインシナリオではなく、追加的である説明が不十分。

- ・ プロジェクト追加性の理由は、事例に基づいた (anecdotal)、ブラジルのエネルギー政策や高効率のコージェネがブラジルの製糖業界では経済的に魅力が無いといったようなことに関する中身の薄い議論しかされていない。
- ・ Annex3 ではプロジェクト追加性を判断するための手順が示されず、PDD の関連箇所から結論を引いているだけである。
- ・ Section6 の文章と計算式が整合していない。

**Section 7** ベースライン方法論がリーケージをどう扱っているか：

- ・ 3 タイプのリーケージが同定されている。一つ目に関しては消費者からの保証書を取り付けている。二つ目に関しては貯蔵されたバイオマスからの排出は差し引かれなければならないが、ブラジルではそのような排出は稀だとしている。三つ目はモニタリング計画でカバーしている。

**Section 8** ベースライン方法論開発に際しての要件 (透明性・保守性をいかに確保したか)：

Combined margin 計算の際に保守性と透明性が欠けている。

**Section 9** ベースライン方法論の長所・短所：

Annex 3 Section 9 は、両アプローチの長所として簡潔さと低コストを上げているが、アプローチ間の選択の要件・透明性が無い。水力ベースのブラジル燃料構成を考えると、PDD に挙げられた長所は過剰クレジットの発生につながりかねない。

**Section 10** その他の事項への考慮：

国家的・分野別政策や状況は Annex 3 と PDD に概説されているが、公式出版物等による裏付けに欠けている。また、天然ガス発電容量の傾向を過大評価している。

他のプロジェクトタイプや地域編の適用可能性：

本方法論は、低コスト・must-run 電源の割合が高い地域にはクレジットの過剰発生につながりかねないため適用できない。

モニタリング方法論

Annex 4 の各セクションに対するコメント

Section 1：バガスコージェネプロジェクトへのモニタリング要件に関する適切な議論。

Section2：燃料の炭素含有率を追加すべき

Section3：リーケージがモニター項目に入っていない

Section4：仮定に関して触れていない。データ収集・保管方法のみ。

Section6：長所はきちんと説明されているが、短所は特定されていない。(短所は、リーケージ発生のモニタリング欠如、使用燃料の炭素含有量のモニター欠如)

## NO. 2

- (1) プロジェクト名： V & M DO BRASIL 燃料転換プロジェクト
- (2) ホスト国及び実施者： ブラジル: V & M DO BRASIL、EcoSecurities Ltd.、IFC-Netherlands Carbon Facility、豊田通商
- (3) プロジェクトタイプ： 製鉄所における燃料転換（石炭から木炭）、炭化炉からのメタン排出削減
- (4) 開始時期： 2001年10月（21年間）
- (5) 想定される CER 量： 20,505,857 tCO<sub>2</sub>（21年間）
- (6) プロジェクトの概要：

### <プロジェクトの背景>

- ・ 鉄鉱石の還元剤に、コークスではなく**木炭**を用いる方式は、ブラジルの製鉄業（中規模）の特徴であり、そのために自社で植林地を有している企業が多い。
- ・ 但し、近年はコークスとの価格競争、植林地の維持の過負荷から、木炭利用量が減少しており、その結果植林地の劣化が進んでいる。

### <主なプロジェクト活動>

- ・ 製鉄所（V & M DO BRASIL）の高炉において還元剤として利用されるコークスの代替に木炭を利用して、コークス製造過程及び利用に伴う CO<sub>2</sub> 排出量を削減する。
- ・ 還元剤に利用する木炭は、Forest Stewardship Council の基準に適合した植林地（自社）から産出される木材を用いて炭化炉にて製造する。
- ・ この炭化炉の改良（炭化時に発生するメタンを燃料として利用する）により、ベースラインケースに比較して、メタンの排出量の 70% を削減する。
- ・ 1、637 基ある炭化炉は、現在 904 基が稼働中であり、年間 300、000 トンの木炭を製造している。2004 年に 50%、2005 年に残りの 50% を改良する。

### <GHG 削減量>

- ・ GHG 削減量は、以下のとおり。

・ 燃料転換	15,807,498 tCO <sub>2</sub> （21年間）
・ メタン回収	4,698,359 tCO <sub>2</sub> （21年間）
・ 合計	20,505,857 tCO <sub>2</sub> （21年間）

### <その他>

- ・ バリデーションは、Det Norske Veritas Certification Ltd.（DNV）

### (7) プロジェクトの追加性の判断（PDD A4.4の記述）：

本プロジェクトがなかった場合に比較して、どのように追加的な GHG 削減を導くかに関して、以下のように記述している。

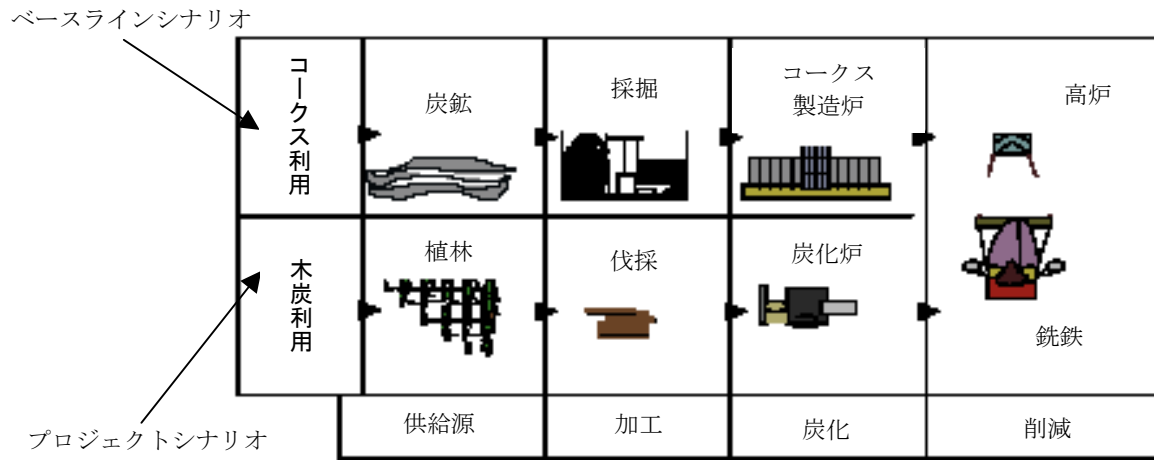
- ・ 本プロジェクトによる炭素クレジットのインセンティブがなければ、
  - － Minas Gerais における植林地は、森林伐採に伴う再植林が実施されず、今後 10 年間で劣化が加速する。
  - － 植林地の劣化は、木炭の供給不足を招き、木炭を還元剤として利用する製鉄業を徐々に衰退させ、最終的に停止させる。
  - － その結果、木炭に比較して CO<sub>2</sub> の排出量の多いコークスをベースとした製鉄業が優先する。

なお、ANNEX 3 の付録として「製鉄業と植林地の将来シナリオの決定」という資料を添付し、ブラジルの製鉄業の特徴としての木炭利用の歴史と現状、還元剤としてのコークスと木炭の比較について述べている。この中で、「植林地を健全に維持するためには、コークスを用いず木炭を還元剤に用いる方法による製鉄の実施が不可欠である。しかし、現実的にはコークスに押されて、このままでは木炭利用は停止する。」というストーリーを展開している。

### (8) ベースラインの設定方法論と設定結果：

- ・ ANNEX 3 において提案している方法論は「ブラジルの製鉄セクターに影響を及ぼす傾向に関する行動分析（Behavioural analysis）」。

- 一般的なアプローチに関しては、「既存、または過去の排出量の実績」としている。
- ベースラインシナリオ：2001年10月より、製鉄の還元剤として木炭ではなく、コークスを用いる。
- プロジェクトシナリオ：製鉄の還元剤として持続可能な管理を行っている植林地から生産する木炭を用いる。また、炭化工程では、メタンの排出を防止するために、炉の改修を行う。2004年に50%、2005年に50%改修する。



銑鉄製造工程の比較

(9) プロジェクトバウンダリーの設定方法論と設定結果：

- 以下のとおり、プロジェクトによる GHG 排出を、直接排出（サイト内と外）、間接排出（サイト内と外）に分類したうえでプロジェクトバウンダリーを設定している。

排出	プロジェクトシナリオ	ベースラインシナリオ
直接（サイト内）	・ 自社内の植林地の木材で木炭を製造し、還元剤として利用するため、CO <sub>2</sub> の排出はない <sup>12</sup> 。	・ コークスの利用に関連した CO <sub>2</sub> 排出。
直接（サイト外）	・ 木炭製造のための植林において使用する化石燃料からの CO <sub>2</sub> 排出。→除外	・ コークス製造の原料となる石炭の採掘、輸送に関連した CO <sub>2</sub> 排出。→除外
間接（サイト内）	・ 工場の照明やファンの運転で使用する電力からの CO <sub>2</sub> 排出。→除外	・ 工場の照明やファンの運転で使用する電力からの CO <sub>2</sub> 排出。→除外
間接（サイト外）	・ サイト（工場や炭化炉）への原料の輸送。→除外	・ サイト（工場やコークス製造炉）への原料の輸送。→除外

- 「石炭の輸送に関しては、輸入炭が多いため国を越えるリーケージを考慮する必要が生じる」として、バウンダリーから除外している。
- 「ブラジルにおける石炭の輸入量の減少が、石炭の国際的な価格低下を招き、結果として他地域における石炭の消費を増大させる」ことに言及している。
- 石炭の国際的な輸送に関しては、「国際的な輸送による排出の責任者（オーナーシップ）に関する定義がない」として、考慮していない。

<sup>12</sup> この植林地は、持続可能な林業経営を保証する FSC 認証を受けており、木炭は炭素中立（carbon neutral）とみることができる。

#### (10) モニタリング方法論と計画：

- ・ GHG に関連した項目のモニタリングは、以下に示す項目に関して、工場のスタッフが行う。
  - － 炭化に用いるバイオマスの重量 (ton)、木炭の重量 (ton)
  - － 第三者から購入する木炭の重量 (ton)
  - － 消費するコークスの重量 (ton)
  - － 製鉄所で消費する木炭の重量 (ton)
  - － 製鉄所で消費する木炭の炭素含有量 (ton)
  - － 製鉄所の鉄製品の生産量
- ・ GHG に関連しない項目に関しては、雇用の状況（新規雇用者等）、雇用者の健康の状況をモニタリングするとともに、社会・環境の質を、FSC の認証や ISO 14000 を指標としてモニタリングする。
- ・ リークエージは、石炭の採掘、輸送に関係した排出に関して述べ、上記 (9) の理由により考慮しないとしている。

#### (11) ベースライン方法論に関する方法論パネルレコメンデーション：

##### c (承認せず)

コメント内容：

- 1) 2003 年に提出されたプロジェクトに関するデータの日付が古すぎて適切でない。
- 2) 48(a)のベースライン選択は、石炭ベースのベースラインには適切でない。48(b)を用いるべき。(ただし、輸入石炭は国産木炭より高い可能性あり)
- 3) 選択できるベースラインは一つだけ（石炭ベースまたは木炭ベース）であるべき。
- 4) 提供されている経済情報が十分でない。V&M の木炭製造コストが図 3 の木炭コストと比較して非常に高い理由を述べるべき。
- 5) ベースラインシナリオにおいて植林地に何が起きたかを記述すべき。プロジェクト実施者は再植林によるクレジット獲得を計画していないにしても、プロジェクトの全体像を把握し、リークエージの可能性を判断するためにも、植林投資、植林地の現状（炭素ストック含む）、将来的な植林地からの木材、木炭生産に関しての情報が必要。
- 6) このプロジェクトのような「燃料転換防止」プロジェクトはプロジェクト開始日に関する理由付けを行うべき。
- 7) Annex 3 でプロジェクト活動と方法論をより明確に分けるべき。
- 8) プロジェクトバウンダリーとリークエージが適切に取り扱われていない。

#### (12) モニタリング方法論に関する方法論パネルレコメンデーション：

##### c (承認せず)

コメント内容：

モニタリング方法論はベースライン方法論への変更を反映するように修正されるべき。

#### (13) 提案された新方法論に関する方法論パネルによる評価の詳細

ベースライン方法論

##### Section 2

方法論の解説提案されている PDD の題名は「燃料転換」ではなく「燃料転換防止」。現在の植林状況及び石炭ベースの製鉄における燃料投入量を基に V&M ブラジルの将来的なベースラインが想定されている。

##### Section 2.1 General Approach：(Para 48/CDM M&P の) アプローチ選択は適切か。

使用されているアプローチの説明は以下の二つの側面で誤解を招く。

①48(a)アプローチを使っていると言うが、V&M 工場は既に何年も木炭を利用しており、過去/現状排出は想定されるベースラインの約三分の一程度である。よって、選択されたベースラインは特定の工場の過去/現在の排出、またはセクター・地域における過去・現在の平均排出を反映していない。(どちらにしてもベースラインはかなり低くなり、クレジット量も少なくなる)

②方法論の説明ではプロジェクト限定のベースラインだと言っているが、PDD 本文中では PCF の Plantar プロジェクトと同じだとしている (Plantar と V&M プロジェクトは必ずしも同様のプロジェクトではない) 実際に使われているアプローチは 48 (b) に近い。

ベースラインは「最も確からしいただ一つの」将来像 (つまり、石炭ベースの製鋼) に基づいている。この方法論は適切な場合もあるだろうが、新しいデータと傾向に基づく必要がある。新規植林や植林関連活動への V&M 社の投資情報がプロジェクト全体像を把握するために必要。

##### Section 2.2 Overall Description：方法論の説明は妥当か。

ベースライン設定までの方法は Annex 3 の Section 6 に詳細に記載されている。しかし、「プロジェクト活動」と「方法論」の区別が明確でない。明確なステップを踏んだ「方法論」(例えば追加性を判断するための論理立て、関連する数式等) が示されていない。(本プロジェクト活動についての数式は PDD の表 5 に記載) 更に、ベースラインスタディの表 8 にはプロジェクト排出量をベースライン排出量と記載してあり、混乱を招く。V&M 社の



植林活動に関する記述がベースラインレポートから欠如しているが、これは木炭製造やリーケージの可能性を判断するために必要不可欠な情報である。

ベースライン設定の妥当性。ベースラインシナリオはプロジェクトが無い場合の人為的な GHG 排出を適切に表しているか。複数のアプローチを使用することが適切であるという説明がない。似たような状況の工場のいくつかは木炭から石炭へ転換しているため、石炭への転換を想定するベースラインは可能である。しかし、木炭利用の製鉄へ投資するという CDM ではないプロジェクト投資判断例もある。例えば、新しい大規模な木炭ベースの鉄鋼工場を設立する計画がブラジルにあるという例もある。同じ市場状況に直面しながら、違う投資判断を下す会社もあるため、ベースラインシナリオの妥当性には疑問がある。

ベースライン設定の妥当性。ベースラインシナリオはプロジェクトが無い場合の人為的な GHG 排出を適切に表しているか。プロジェクトは炭焼き炉の効率化によるメタン排出削減のクレジットの獲得も計画しているが、石炭ベースラインには木炭製造は含まれないためにベースラインシナリオにおけるメタン排出はゼロである。現在の炭焼き炉の状態（経過年数、老朽化）に関する記述が欠如している。メタン排出削減に関しては、メタン排出を伴う炭焼き炉が一般的かどうか数年毎にベースラインを見直すとしているが、製鉄の木炭利用に関してはこのような見直しの条項は設定されていない。

### Section 3 重要なパラメータ/仮定（排出係数、活動レベル等）、データソース：

方法論で使われる重要なパラメータは、

- ・ V&M の木炭製造費用
- ・ 為替レートは R\$/US\$=2.35:1 以下で安定化する
- ・ 木炭と石炭の費用（US\$建て）は図 3 のような傾向が長期的に継続すると専門家の大部分が考えている
- ・ 製鉄工場における石炭と木炭の使用傾向を単純に延長すると、2050 年には木炭ベースの金属製造は消滅する
- ・ 提示されている排出係数
- ・ V&M による木炭製造許容可能性
- ・ 木炭製造に関する仮定の正当性は情報不足により判断不能
- ・ 為替レートの仮定は間違っていたことが立証されている
- ・ 2002 年から 2003 年にかけての為替レート変動により、ブラジル国内で製造された燃料は US\$ 支払いの輸入燃料よりも相対的に安い。
- ・ PDD 図 4 で示された傾向は信頼に足るものではない
- ・ 石炭製造の排出係数がどのように得られたか明確でない

V&M の方法論の説明には、DNV の Plantar プロジェクトのバリデーションから引用されているらしきものがあるが、出典が明らかにされていないため、判断不能。透明性重要な仮定である V&M の木炭製造コストの説明がない。PDD の図 3 では木炭コストは US \$ 40/トンとしており、V&M の製造コストの高さについて疑問が生じる。多くの仮定、要件、出典が記載されていることは透明性を向上させるが、多くの情報が整合性無く示されることは逆に透明性を妨げることにもなる。

### Section 4：ベースライン方法論に関連したプロジェクトバウンダリーの定義：プロジェクトバウンダリーの設定範囲は適切か。

- ・ 植林の炭素吸収と N<sub>2</sub>O 排出削減を含まないのは保守的である。
- ・ バウンダリーを説明する本文と図が不整合。

### Section 5 不確実性の評価：重要な仮定（暗黙/明示）

この方法論では、財務的/経済的な差が小さい場合に、他のありえるシナリオとベースラインシナリオを明確に区別することができない。

### Section 6 ベースライン方法論がベースライン排出量の計算やプロジェクトの追加性をどのように取り扱っているか：

プロジェクトがベースラインシナリオではなく、追加的である説明

- ・ このプロジェクトは、従来からのやり方を変えずにすることでクレジットを得ようとしているため、プロジェクトの追加性に関して納得できる理由付けが必要である。しかし、PDD の議論は 5 年前までの新規植林の傾向を示すいくつかのグラフと輸入石炭と国産木炭の経済的相対値のみに基づいている。実際、このような分析の問題点はベースライン設定時点から為替レートが大きく変わることであり、現実には 2003 年時点では石炭オプションは木炭よりも高くつく。
- ・ 方法論自体が、「経済的パラメータの変動の時間に伴う変動の大きさから、長期的な追加性を証明するのは困難」としている。

### Section 7 ベースライン方法論がリーケージをどう扱っているか：

- ・ ベースライン方法論は、負のリーケージは微小であり、正のリーケージが発生する可能性があるとしている（定量化していない）。
- ・ リーケージに関して更に調査が必要。しかし、プロジェクトバウンダリーが確定するまでは困難。プロジェクト活動による地域的な木炭不足や木炭利用による原生林への影響の議論が必要。

Section 8 ベースライン方法論開発に際しての要件（透明性・保守性をいかに確保したか）

Section 9 ベースライン方法論の長所・短所：

- ・ 本方法論の短所は、古いデータを使った経済計算に基づいていること、そして財務的/経済的な差が小さい場合に、他のあり得るシナリオとベースラインシナリオを明確に区別することができない。方法論自体が、「経済的パラメーターの変動の時間に伴う変動の大きさから、長期的な追加性を証明するのは困難」と述べている。
- ・ 実際に採用されたベースラインアプローチは 48(a)ではなく 48(b)である。48(a)であれば、メタン削減炭焼き炉が導入されるまで排出削減量はゼロ。

Section 10 その他の事項への考慮：

他のプロジェクトタイプや地域編の適用可能性：本方法論はこの地域の製鉄・製鋼業者にしか適応不可能。

モニタリング方法論

Annex4 の各セクションに対するコメント

Section2：

- ・ 「炭焼き炉へ投入される木材量」は「炭焼き炉へ投入される V&M 植林地からの木材量」へ変更されるべき。
- ・ 第3社へ売却される木炭量もモニターされるべき
- ・ 鉄鋼の炭素含有量もモニターされるべき・ 再植林された V&M 植林地モニターされるべき
- ・ プロジェクト開始時における植林地の炭素ストックが計算されるべき
- ・ 鉄鉱生産もモニターされるべき第2クレジット期間へプロジェクトベースラインの延長が可能かどうか判断するために、ブラジル及びミナスジェライスにおける木炭による製鋼量がモニターされるべき。

Section3：

- ・ 植林・伐採その他の林業活動からの化石燃料利用による排出量もモニターされるべき

Section4：

- ・ 透明性に欠ける。モデルとプロジェクト活動実施後の排出量計算の関係が不明確。

## NO. 11

- (1) プロジェクト名： 26MW バガス/バイオマスコジェネプロジェクト
- (2) ホスト国及び実施者： インド：SCM Sugar Limited (SCMSL)
- (3) プロジェクトタイプ： 再生可能エネルギー発電（小規模 CDM タイプ I）
- (4) 開始時期： プロジェクトは既に進行中（プラント・装置の発注日(2002.12.30.\*)より）。2004年4月に商業運転の開始予定。

\*出典：The Hindu Business Line (<http://www.blonnet.com>)

クレジット期間は7年×2回見直しもしくは10年（未定）

- (5) 想定される CER 量： 696、167tCO<sub>2</sub>（2004～2010年（7年間）の合計）

- (6) プロジェクトの概要：

### <プロジェクトの背景>

- ・ SCMSL はインド第2の製糖事業者である。製糖容量を3,500t/日から5,000t/日に拡大するのに合わせて、26 MW のコジェネプラントを導入する。

### <主なプロジェクト活動>

- ・ 26 MW のコジェネプラントを導入し、当該製糖工場のバガスと近隣農家の農業残渣を利用して、工場内に蒸気・電気の供給を行うと同時に、余剰電力を Karnataka 州 Power Transmission Corporation Limited (KPTCL) のグリッドに接続・配電して収入を得る。
- ・ プラント運転日数は340日/年。うちサトウキビ製糖期間（オンシーズン）270日。残り70日はオフシーズン。製糖シーズン中は19 MW 発電、余剰電力12.50 MW。オフシーズンは25.85 MW 発電、余剰電力23.85 MW。この余剰分を KPTCL グリッドに接続・配電する。
- ・ オフシーズン中には、バガス（33,858 MT）もしくは同等の農業残渣等のバイオマス（36,702 MT）を蓄積しておいたものを、コジェネ燃料として使用する。

### <GHG 削減量>

- ・ GHG 削減量は、以下のとおり。
  - ・ 電力代替 696,167 tCO<sub>2</sub>（7年間）プロジェクトによる GHG 排出はゼロ。

### <その他>

- ・ バリデーションは、TUV Sueddeutschland
- ・ 公的資金の利用はない。

#### (7) プロジェクトの追加性の判断：

- ・ インドの製糖工場では、本プロジェクトで導入する 87 kg/cm<sup>2</sup> (約 8.5 MPa) もの高圧蒸気コージェネを採用している例は国内でもほとんどなく、3~4 件程度である。
  - ・ プロジェクト実施者である SCMSL は、本プロジェクトを CDM とすることで、敢えて従来型技術よりも高コスト・高効率のバガス/バイオマスコージェネを採用した。
- これをもって、グリッドの火力発電を代替することが追加性である、と説明している。

#### (8) ベースラインの設定方法論と設定結果：

- ・ 一般的なアプローチ：「現存または過去の排出量の実績」。ベースライン排出量の算定には、全電源平均から大規模水力発電を除いたものを用いる。

##### <設定の考え方>

- ・ Karnataka 州の KPTCL グリッド全電源には、石炭、石油、ガス、水力、再生可能エネルギー（小/マイクロ水力含む）、バガス/バイオマスコージェネなど、多様なエネルギー源が含まれる。2001 年現在の KPTCL グリッドの電力構成は、火力 59.43%（うち石炭 91.35%、ディーゼル 8.65%）、水力 40.36%、再生可能エネルギー 0.21% である。
- ・ Karnataka 州では電力が約 9.1%、ピーク時は 13.2% 不足している。当該プロジェクト活動は、この不足をわずかながら補い、グリッド内の化石燃料による発電電力を置換する。
- ・ グリッド全電源のうち、州政府、中央政府及び民間が所有する大規模水力発電所は、低コストでクリーンなエネルギーを生産することから、「historically identified “must run”」プロジェクトであるとみなし、ベースラインから除外した。当該プロジェクトがこれらの must run プロジェクトを置換する可能性はほとんどない。
- ・ 保守的なベースライン算定のため、低コストの再生可能エネルギー発電はベースラインの算定に含めることとした。

##### <設定結果>

- ・ ベースライン排出量・排出係数は、全電源発電量、石炭・ディーゼル・ナフサの 3 種類の火力による発電量と比率、大規模水力発電量と比率から算定した。
- ・ 将来のオペレーティングマージン算定に当たって、プロジェクト期間である 7 年間に、第 10 次、11 次発電容量増大計画に即して発電所が新設され、インド国内の火力発電所の効率は 2% 改善するものと想定した。
- ・ その結果、ベースライン排出量は 89,000~106,300tCO<sub>2</sub>/年、7 年間の合計 696,167tCO<sub>2</sub> と算定された。なお、プロジェクトによる GHG 排出量はゼロであるため、プロジェクトによる排出削減量は、ベースライン排出量と等しい。

##### <リーケージ>

- ・ 近隣からバガス/バイオマスプロジェクトサイトまで運搬するトラックの燃料消費による排出がリーケージとなり、リーケージ分の排出量は 410 tCO<sub>2</sub> である（運搬距離 30km、4t ディーゼルトラック 9、176 往復、燃費 4 km/litre）。
- ・ 同様の排出は、石炭を炭鉱から発電所まで運搬する際にも生じるが、これは本プロジェクトの運搬距離よりもはるかに遠く、CO<sub>2</sub> 排出量も多い。保守的の見積として、Karnataka グリッドのベースライン算定にはこれらの石炭運搬によるリーケージは含めていないため、それよりも少ないバガス/バイオマス運搬によるリーケージは無視する。

#### (9) プロジェクトバウンダリーの設定方法論と設定結果：

- ・ プロジェクトバウンダリーは、燃料供給の点からグリッド接続の点までとする。ただし、ベースライン排出量算定のため、州の電力グリッドもバウンダリーに含める。
- ・ バウンダリーに含まれるのは、以下の要素である。
  - ・ 燃料貯蔵・加工、
  - ・ ボイラー
  - ・ 蒸気タービン
  - ・ その他の電力消費設備
  - ・ 低圧蒸気利用設備
  - ・ 近隣製糖工場からのバガス運搬及び近隣地域からのバイオマスの運搬
  - ・ Karnataka 州電力グリッド
- ・ バガス/バイオマス供給源は、バウンダリーに含めない。これらは工場内及び周辺地域から豊富に入手可能であり、地域及び国内のバイオマス資源需給にも影響を及ぼさない。

#### (10) モニタリング方法論と計画：

##### <モニタリング方法論>

- ・ 当該プロジェクトでは、さまざまなキーパラメーターを計測、記録、報告、モニター及び管理するため、最新のモニタリング・管理機器を採用する。
- ・ モニタリングする主要なパラメーターは、バガス/バイオマス燃料の質と量、全発電量、グリッド配電電力量などである。
- ・ 電力料金による収入は、プラントに設置したメーターで計測するグリッドに配電した電力単位をベースとし、

KPTCL の高圧変電所のメーターでチェックする。モニタリング・検証システムは、電力の配電を行う限り、主としてこれらのメーターで行う。

- これらのモニタリング・管理は全プラントの分散型管理システム（Distributed Control System : DCS）の一部となり、SCMSL 内部の基準とノルマに即して行われる。
- データの記録は、発電量、電力消費量、配電量は電氣的に記録されるが、バガス/バイオマスの使用量、カロリー、ボイラー効率、プラント熱効率は紙媒体に記録される。
- 全データの保管期間は2年間である。

#### (11) ベースライン方法論に関する方法論パネルレコメンデーション：

##### c（承認せず）

コメント内容：

プロジェクト活動がベースラインシナリオとはならないかどうかについての方法論が、示されていない：単に、適用する技術が、より炭素排出の少ないものであること（statement a、b、c、d section B.4 13 ページ）、及び技術が新しいものであること（statement f、g、h）、よりコストが高いものであること（statement e）に関する記述のみでは、追加性は示されない。また、その技術が、ベースラインと比較するとより効率的で、追加的な収入をもたらすものであることは示されているが、その追加的収入が投資に対するプラスの効果としては十分ではないかどうかについては言及されていない。

事後の算定：供給制限下で、供給サイドの採用技術を変更する中では、ベースライン方法論は、プロジェクト活動がなかった場合のベースライン排出量として、なぜ他の全発電所における事後平均排出量を採用するかについて、理由を説明するべきである。

#### (12) モニタリング方法論に関する方法論パネルレコメンデーション：

##### c（承認せず）

コメント内容：

提案されたモニタリング方法論は承認し得る方法論とデータソースを示しているが、燃料ミックスの事後モニタリングを提案しており、これは当面ベースライン方法論としては却下されている（ベースライン方法論却下理由3）。このため、提案されたモニタリング方法論は承認しない。

#### (13) 提案された新方法論に関する方法論パネルによる評価の詳細

ベースライン方法論 Section 2 方法論の解説提案されたベースライン方法論は“現在の全電源から must run を除いた加重平均排出量”である。

##### Section 2.1 General Approach

このセクションでは48(a)が選択されている。

(Para 48/CDM M&P の) アプローチ選択は適切か。

不適切である。グリッドからの排出回避を定義づける方法論は、提案されたプロジェクト活動とは関連性がない。当該地域のグリッドは、供給不足の状況にあり（全発電容量・ピーク時とも）、従って、既存の容量・発電所はすべて、提案者の用語を借りれば、“must run プロジェクト”である。提案されたプロジェクト活動は、新設される場合の電源を代替すると仮定すべきである。同様に、製糖工場が提案されたプロジェクト活動がない場合にどのように設計されるかを識別するためのベースライン方法論では、インドにおいて、類似の条件下（同様の売電ポテンシャル、同等の追加的投資、収入レベルのもの）で最近建設された、他の製糖工場について調査すべきである。

Section 2.2 Overall Description 方法論の説明は妥当か。ベースライン設定の妥当性。ベースラインシナリオはプロジェクトが無い場合の人為的な GHG 排出を適切に表しているか。

ベースライン方法論は将来想定される活動に関するシナリオについて、プロジェクト活動がなかった場合に生じらるであろう状況を合理的に説明するようなツールを示していない（製糖工場の設計、グリッドによる電力供給キャパシティの双方について）。そのかわり、単に想定される状況について仮定しているのみである。

##### Section 3 重要なパラメーター/仮定（排出係数、活動レベル等）、データソース：

重要な仮定（暗黙/明示）

- a. 特定2つの最も重要な仮定：1) 製糖工場は余剰電力をグリッドに売電するようには設計されなかった、2) グリッドに売電された余剰電力は、マージナルな電力（ベースロードではない部分）を削減した。
- b. 許容可能性プロジェクトがなければ、どのように工場が設計され、どの（電源による）発電が削減されたか、に関するデータの判断や特定が、なされていない。

## 透明性

透明性に関する改良が必要である。製糖工場設備の状況に関する情報（建設中か、既に運転されているかを含む）がドラフト CDM-PDD に示されていない。

データソースのリストは示されているが、それらのソースがどのようにベースラインの中で考慮されたか、どの出典がどのデータソースか、について明確ではない。仮定がどのようになされたかが示されていない。例えば、どのデータを、どのプラントについて、何年に、などである。ほとんどの出典は方法論の適用に当たって引用されているが、いくつかについては方法論の背景にある rationale に関するものである（平均炭素排出係数の算出にどのセクターを含めるか含めないかのクライテリアなど）。

発電容量のデータのみを利用しているが、実際のエネルギーアウトプットのデータの方が、グリッド下の各発電所の寄与率を、より正確に反映する。グリッドの加重平均算出に当たって、どのデータを利用したかについて、より透明性を高める必要がある。また、エネルギーアウトプットのデータを利用しないのであれば、発電容量のデータを利用することに関する判断を示すべきである。これらの炭素排出係数を適用した理由が、明確に示されていない。

**Section 4** ベースライン方法論に関連したプロジェクトバウンダリーの定義：プロジェクトバウンダリーの設定範囲は適切か。

- a. 対象ガスと発生源検討対象となったガスが、このセクションに示されていない。ただし、他のセクションから、CO<sub>2</sub>のみを定量化したことは、明らかに読み取れる。CO<sub>2</sub>のみに限定したことは、排出削減量の算定を若干保守的にするため、受け入れられる。
- b. 物理的説明プロジェクトバウンダリーとして、プロジェクトサイトの物理的境界を用いることは、受け入れられる。しかし提案されたベースライン方法論では、排出削減が行われるグリッドのバウンダリー設定に関する定義を示すようなツールや仮定が示されていない。地域（州）のグリッドが仮定されているが、何らの検討もなされていない。

**Section 5** 不確実性の評価：重要な仮定（暗黙/明示）

- a. 特定3つの合理的な不確実性が特定されている（Annexe 3 6 ページ）
- b. 許容可能性上記の不確実性に関する対応方法論は、示されていない。

**Section 6** ベースライン方法論がベースライン排出量の計算やプロジェクトの追加性をどのように取り扱っているか：

プロジェクトがベースラインシナリオではなく、追加的である説明提案された方法論は、ベースライン排出量の算定にフォーカスをあてている。ベースラインシナリオが特定され、関連する仮定が適切かつ合理的であれば、提案された計算方法論は許容可能である。プロジェクトの追加性に関する定義が、適切に示されていない。提案されたプロジェクト活動は追加的であると仮定されているが、その仮定の結果や合理性を明示するような方法論は、提示されていない。

**Section 7** ベースライン方法論がリーケージをどう扱っているか：

提案された方法論はリーケージを特定し、定量化しているが、その上で、非定量的仮定に基づき、リーケージによる排出分を除外している。当該方法論では、工場で用いる燃料の輸送のみをリーケージの発生源としているが、その他のリーケージについては言及していない。少なくとも、その可能性の有無については説明すべきである。

**Section 8** ベースライン方法論開発に際しての要件（透明性・保守性をいかに確保したか）：

提案された方法論は、透明性、保守性とも不十分である。プロジェクト活動がなかった場合（製糖工場、追加的発電容量とも）、何が生じ得るかに関する適切なポテンシャルシナリオのための情報収集について、透明性が不十分である。製糖工場のサトウキビ処理容量について、最近建設された工場よりも、国全体の工場（全般）に近いものとして設計されると仮定している点が、保守的ではない。リファレンスリストは示されているが、どのデータを引用したものかについて不明確である。

**Section 9** ベースライン方法論の長所・短所：

この方法論は、提案されたプロジェクト活動がない場合に生じ得る状況に関する、シナリオの選択肢（または1つのみのシナリオでも）の評価過程が不明確である。この方法論は、それらの妥当性と精度の評価に関する、ツールや手続きのない仮定に依拠している。この方法論は、将来の発電容量における燃料ミックスを考慮していないため、生じないであろう排出削減のクレジットを得てしまう可能性がある。これら（将来の燃料ミックス）はベースライン排出量算定の根拠として扱うべきである。

**Section 10** その他の事項への考慮：

国及びセクターにおける政策に関する記述が示されているが、これらの政策がベースラインにどのように影響し、これらをどのように取り扱ったかについて不明確である。

他のプロジェクトタイプや地域編の適用可能性：

## モニタリング方法論

Annex4 の各セクションに対するコメント

Section 1：グリッド売電部分に関する方法論全体の記述は、以下の2点をカバーしており、満足できるものである：1) バイオマスのみがプラントの燃料として用いられることを確保している、2) グリッドへの売電量を定量している。

Section2：以下のデータは排出削減の確保には不要である：D.3.1-2、 D.3.4-9。プラントに用いる全燃料タイプの検証をデータリストに追加すべきである。

Section3：ここで測定されたリーケージはベースライン方法論において除外されている。

Section4：適切な項目がモニタリングされているかどうかは、ベースライン方法論に大きく依存する。提案されたモニタリング方法論は適切だがおそらく不十分である。地域の電力供給における燃料ミックスや将来の発電容量追加に関するモニタリングの必要性が仮定されていない。

Section5：キーとなるデータポイントの質（変電所におけるグリッド売電量の計測）は、発電所によって保証される、と仮定することは問題ない。文書化された実際の売電量の検証を行えば、品質管理と実際の排出削減の保証をすることができる。

Section6：提案者が示すとおり、実測データを用いることで提案方法論を補強することができる。

Section7：適用できない。

## NO. 4

- (1) プロジェクト名： **Salvador da Bahia 処分場ガスプロジェクト**
- (2) ホスト国及び実施者： **ブラジル：VEGA Bahia Tratamento de Residuos S.A.**
- (3) プロジェクトタイプ： **メタンガス回収**
- (4) 開始時期： **01/01/03。プロジェクト期間は17年。  
クレジット期間：2003年1月1日より7年間（更新可能）**
- (5) 想定される CER 量： **520,920t CO<sub>2</sub>(1年目)~1,192,573 tCO<sub>2</sub>(17年目)**
- (6) プロジェクトの概要：

### <プロジェクトの背景>

- ・サルバドール・ダ・バイア処分場（正式には Aterro Metropolitano do Centro (AMC)は、ブラジル国サルバドール市の北東 20KM に位置する。プロジェクト面積は 250 万 m<sup>2</sup>だが、廃棄物処分場に指定されているのは 60 万 m<sup>2</sup>。処分場の処理能力は 1800 万 m<sup>3</sup>。年間 85 万トンの家庭ごみ(65%が有機物)を受け入れる。処分場の運営を行う VEGA 社はヨーロッパを中心に世界で 237 の処分場を運営する SUEZ Environment の子会社。
- ・プロジェクトは、廃棄物の分解を最適化することにより、処分場の寿命を延長させるもの。

### <主なプロジェクト活動>

- ・2000年にメタン破壊設備(6,250 m<sup>3</sup>/h、燃焼条件管理を伴う密閉燃焼設備)を導入する。(2020年には46,250 m<sup>3</sup>/hへ拡大予定)
- ・将来的に回収メタンを利用した発電も計画されているが、現時点では実施時期が明確でないため CER 獲得対象としては考慮しない。

### <GHG 削減量>

- ・GHG 削減量は、以下のとおり。
  - －メタン回収 520,920tCO<sub>2eq</sub>(1年目)~1,192,573 tCO<sub>2eq</sub>(17年目)。1年毎に回収量が増加していく。
  - －プロジェクトによる GHG 排出はゼロ。

### <その他>

- ・バリデーションは、ICF Consulting。
- ・公的資金の利用はない。

### (7) プロジェクトの追加性の判断：

- ・ブラジルではメタン・バイオガスの回収は殆ど行われず、また規制も存在しない。埋立処分方法及びメタン回収に関する法的枠組みは存在せず、唯一存在するブラジル技術標準協会 (ABNT) の基準も処分場ガス回収に関する技術的な基準を設定していない。
- ・サルバドール・デ・バイア市と VEGA Bahia 社間の契約では、処分場から排出されるメタンの 19~24%を回収・破壊するものとしている。
- ・本プロジェクトによって、メタン回収・破壊率は 75%~80%まで向上される。したがって、本プロジェクトはベースラインよりもメタン回収・破壊率を上げることにより追加的な GHG 排出削減を達成する。

### (8) ベースラインの設定方法論と設定結果：

- ・VEGA 社と市当局の間で交わされた契約文書に記されたメタンガス回収量をベースラインとする。

### <設定の考え方>

- ・当該契約書は、処分場の契約上の運営期間全てをカバーするもので、プロジェクトが行われなかった場合の実際

の状態（ベースライン）に相当し、全ての関係者の同意を得ているものである。

- ・ ブラジルではメタン・バイオガスの回収は殆ど行われず、また規制も存在しない。20%の回収率がベスト・プラクティスとされる。
- ・ 固形廃棄物に関する新法は既に何年にも渡り議論されているが、政策変換は見込まれない。唯一存在するブラジル技術標準協会（ABNT）の基準も処分場ガス回収に関する技術的な基準を設定していない。
- ・ 処分される廃棄物の質・量に変化があった場合及び埋立処分に関する法律（技術的指針を伴うもの）が出来た場合にはベースラインの見直しが必要である。

#### <設定結果>

- ・ GHG 排出削減量は、プロジェクトにより回収・破壊されたメタン量から、契約書に記載されるベースライン回収・破壊量を差し引いたもの。プロジェクトによる回収・破壊量は実際に計測される。

#### <リーケージ>

- ・ 閉鎖的なシステムなのでリーケージは発生しない。
- ・ プラスチックの分解によるメタン発生及びメタンガスを回収機器に送り込む際の電力消費に伴う CO<sub>2</sub>発生という GHG 発生の可能性が指摘されたが、両方とも影響は微小とされた。

#### (9) プロジェクトバウンダリーの設定方法論と設定結果：

- ・ プロジェクトバウンダリーは、処分場に限定される。

#### (10) モニタリング方法論と計画：

- ・ PCF プロジェクト（Latvia Liepaja LFG Project.）のモニタリング方法論を改良した。

#### (11) ベースライン方法論に関する Meth Panel レコメンデーション

判定結果： b（要求された修正を加えれば承認され得る）

#### コメント内容：

本方法論は処理場から発生するメタンの一定量を回収する契約が存在する場合に、メタン回収・燃焼を行うプロジェクト活動に適用できる。

#### 修正すべき項目：

- 1) 方法論のプレゼンテーションが明確・簡潔でない。  
Annex3 と 4 に要求される情報をしっかりとまとめるべき。また、ベースライン、モニタリング・検証について別々の書類として提出されるべきではない。
- 2) 現行契約に含まれるメタンガス回収は、率ではなく量で明示されるべきである。
- 3) 契約に定められる回収量は廃棄物処分量に伴い変化するので、廃棄物処分量とメタン回収義務量の関係を明示すべきである。
- 4) 追加的なメタン回収・燃焼にかかる追加的な必要投資額を明示すべきである。

- 5) （プロジェクトによる）発電分がベースラインに含まれるかどうかは明確でない。発電に利用されるメタン量が契約料よりも多い場合、このメタン燃焼分をベースラインに含める必要がある。プロジェクトによる発電で置換される電力分の CER を獲得しないことは明示されている。排出削減量の推定式は：

排出削減量 = メタン回収量 - （「契約上回収すべきメタン量」または「ベースライン発電に利用するメタン量」のうちの大きい方）

- 6) 契約上の回収義務量以上にメタンを回収・破壊した場合、プロジェクト実施者は収入を得るのかを明示する必要がある。
- 7) 「ベースラインスタディ」の Section11 に含まれる財務分析はより詳細に行われ、追加性の論拠を強化するために Annex3 に含まれるべきである。
- 8) Annex3 に含まれる感度分析の説明が必要である。
- 9) COP により承認されているメタンの GWP（23 ではなく 21）を用いて計算を行うべき。

#### (12) モニタリング方法論に関する Meth Panel レコメンデーション

判定結果： b（要求された修正を加えれば承認され得る）

#### コメント内容：

- ・ 本方法論は廃棄物処理場メタン回収・燃焼プロジェクトに適用できる。ただし、ガス流量計測・分析機器が当該プロジェクトの気候条件や処理場排出ガスに含まれるほかの汚染物質に対して適切であり、機器が定期的に較正されていることが条件である。

#### 修正すべき項目：

- ・ 燃焼排気筒におけるメタン排出量のモニタリングは提案されている年一回よりも頻繁に行われるべき。

### (13) 提案された新方法論に関する Meth Panel による評価の詳細

#### ベースライン方法論

##### Section 2.1 General Approach

- ・ プロジェクト参加者は CDM M&P のパラ 48(b)及び 48(c)をベースラインアプローチとして選択しているが、主に 48(c)を使っている。本方法論は、「過去 5 年間に行われた類似状況下のプロジェクトのうち上位 20%」から発生する排出量を基にしているが、非常に保守的に見積もられている（ブラジルの最高水準の処理場において発生するガスの約 26%が燃焼処理されていると仮定しているが、過去の世銀調査によればブラジルの処理場の 99.9%において燃焼処理が行われていないと仮定している）。
- ・ 48(b)を使っているとしているが、本方法論の中では投資の障害を考慮した上でプロジェクト活動が経済性のある活動かどうかの評価を行っていない。

##### Section 2.2 Overall Description 方法論の説明は妥当か。

###### プロジェクトの説明：

- ・ 現行契約下で義務付けられたメタン回収量と、本プロジェクト実施により回収・燃焼されるメタン量の差分を、本プロジェクトによる排出削減量とする、ベースラインシナリオの決定は妥当。
- ・ 将来的に発電に利用されるメタン量は、CER 獲得の対象としていない。電力はそれ自体価値のあるものであり、本 CDM プロジェクトが実施されない場合でも発電は行われると考えられる。

##### Section 3 重要なパラメーター/仮定（排出係数、活動レベル等）、データソース

- ・ ベースライン排出量の推定に必要な主要データは、ベースラインシナリオにおいて回収されたであろう割合（量ではない）である。この割合は、過去にはプロジェクト実施者と政府の環境当局との間の契約上の義務関係を定めるために決定されていた。この数字は、政府機関が営業権所有者の義務を定めるために見積もったものと考えればある程度の精度が期待できる。しかし、今後、本方法論をより適切に適用するためにも、この数字の決定方法に関する詳細情報が有用である。
- ・ ベースライン決定の根拠はプロジェクト実施者と政府機関の間の契約である。よって、このベースライン決定の透明性を確保するためには、その契約の関連部分が公開される必要がある。現時点では契約中の数字（ベースライン）がどのように計算されたのかに関する情報は一切含まれていないが、本方法論の根拠として必要な情報である。
- ・ 発電に利用されるメタンガスに関する追加的な情報が必要である。

##### Section 4 ベースライン方法論に関連したプロジェクトバウンダリーの定義：プロジェクトバウンダリーの設定範囲

###### は適切か。

- ・ ガス及び排出源、物理的境界線に関するバウンダリー設定は適切である。しかし、発電へのメタン利用に関しては考慮に入れる必要がある。

##### Section 5 不確実性の評価：重要な仮定（暗黙/明示）

- ・ 本方法論は、処分廃棄物の量を事後的に実績に沿って調整できるようにしてあり、廃棄物量の変動の可能性に対処している。
- ・ 廃棄物の構成に関する事後的調整には対応していない。
- ・ 処分場ガス回収基準の変更に関する不確実性に関して全く考慮していない。これは第 2 クレジット期間の更新申請をする時に考慮されるべきである。

##### Section 6 ベースライン方法論がベースライン排出量の計算やプロジェクトの追加性をどのように取り扱っている

###### か：

- ・ 明確である。
- ・ ベースライン決定の根拠であるプロジェクト実施者と政府機関の間の契約における回収義務量の計算根拠の説



明が必要。

- ・ 発電に利用されるメタンガスについては獲得 CER 量から差し引かれるべきである。

Section 7 ベースライン方法論がリーケージをどう扱っているか：

- ・ プロジェクト活動は閉鎖的なシステムなのでリーケージの可能性はない。

Section 8 ベースライン方法論開発に際しての要件（透明性・保守性をいかに確保したか）：

- ・ ベースライン設定方法論は透明性が高いが、契約回収量の算出根拠が明示されるべき。
- ・ 発電から得られる削減量分の CER を得ないことが保守性を高めているが、発電に利用されるメタン量が契約上の回収義務量を超えた場合には、この分の削減量は CER 計算から除外するべきである。

Section 9 ベースライン方法論の長所・短所：

長所：

ベースラインは CDM プロジェクト以前の契約に明示されており、明確で透明性が確保されていることが強みである。ただし、PDD の中では意義のはっきりしない感度分析が行われており、はっきりしない書き方となっている。

短所：

契約上のメタン回収義務量の決定過程及び将来的にこの数字がどのように調整されていくのか明らかでないこと。

Section 10 その他の事項への考慮：

- ・ 特になし。

他のプロジェクトタイプや地域への適用可能性：

- ・ 契約上にガス回収義務量が明示されている契約の存在する廃棄物処理場ガス回収プロジェクトには適用できるが、多くの契約ではこのような義務量を明示していない場合が一般的であるため、その場合は別の方法論を用いなければならない。

モニタリング方法論

他プロジェクトタイプ・地域への本方法論の適用可能性

- ・ モニタリング方法論は廃棄物処理場プロジェクトに適用できる。
- ・ 本方法論は廃棄物処理場メタン回収・燃焼プロジェクトに適用できる。ただし、ガス流量計測・分析機器が当該プロジェクトの気候条件や処理場排出ガスに含まれるほかの汚染物質に対して適切であり、機器が定期的に較正されていることが条件である。

## NO. 5

- (1) プロジェクト名： Nova Gerar 廃棄物処分場ガス発電プロジェクト
- (2) ホスト国及び実施者： ブラジル： S.A.Paulista, EcoSecurities
- (3) プロジェクトタイプ： メタンガス回収
- (4) 開始時期： 01/01/03。プロジェクト期間は 17 年。

クレジット期間：2003 年 1 月 1 日より 7 年間（更新可能）

- (5) 想定される CER 量： 520,920tCO<sub>2eq</sub>(1 年目)~1,192,573 tCO<sub>2eq</sub>(17 年目)
- (6) プロジェクトの概要：

### <プロジェクトの背景>

- ・ SAPaulista は 2001 年にリオデジャネイロ州にあるノーバ・イグアス市のマランバイア及びアドリアノポリスの二箇所の処分場を管理し、排出ガスのポテンシャルを調査する 20 年間の許可を得た。マランバイア処分場は 1986 年に操業開始、2002 年に閉鎖した。アドリアノポリス処分場は 2003 年初頭に創業を開始し、一日平均 2000 トンの一般廃棄物を受け入れる予定。SAPaulista はマランバイア処分場用地の閉鎖・修復（リハビリ）を行う義務を負う。
- ・ Nova Gerar 事業は、処分場ガス回収と、SAPaulista が運営する処分場の有効利用方を模索する。

### <主なプロジェクト活動>

- ・ ガス回収システム、浸出水排水システム及び各サイトに発電プラントと generator compound（想定最終発電容量

は 12MW) を導入する。

- ・ メタンガスにより発電された電力は系統へ供給される。
- ・ 発電に使用されないガスは燃焼される。
- ・ GHG 排出量は、系統への電力供給に伴う電源の代替によって削減されるが、この分は本プロジェクトの削減量には含めない。

#### <GHG 削減量>

- ・ GHG 削減量は、今後 21 年間で CO<sub>2</sub> 換算 1180 万トン。

#### <その他>

- ・ ODA の利用はない。
- ・ 周辺住民への健康リスク低下の SD 便益がある。
- ・ Nova Gerar プロジェクトは発電量の約 10%を地元 Nova Iguacu 当局へ寄付し、学校、病院や公的建物の照明に使われる契約となっている。

#### (7) プロジェクトの追加性の判断 :

- ・ 財務分析の結果、このプロジェクトは経済的に最も魅力的な選択肢ではないことが明らかであるため、本プロジェクトはベースラインプロジェクトではなく、追加的なプロジェクトである。

#### (8) ベースラインの設定方法論と設定結果 :

- ・ 「BAU が実現可能性のある唯一の代替的なシナリオである場合の簡略化財務分析 “Simplified financial analysis for an investment project where business-as-usual is the only other plausible alternative scenario” 」
- ・ ベースラインシナリオは、ブラジルのほぼ全ての処分場と同様に、現状のまま処分場からの排出ガスが大気中に放出される。
- ・ ベースライン・アプローチはマラケシュ合意の 48(b)に基づく。

#### <設定の考え方>

- ・ 投資プロジェクトは代替的な投資機会と比較検討されるため、48I(b) を適用するのが適切という考えに基づき、財務分析をベースライン方法論として採用。
- ・ CER 収入がない場合のプロジェクト財務分析を行い、その結果の IRR をブラジルにおける他の投資機会と比較した結果、本プロジェクトが経済的に魅力的な選択肢ではないことは明らか。
- ・ 唯一の実現性のあるシナリオは処分場排出ガスを利用しないことであり、処分場管理の現状及び廃棄物セクターの規制の現状を考慮した結果、これがベースラインシナリオとして採用された。

#### <設定結果>

- ・ ベースライン：処分場排出ガスの大気中への放出。将来的に排出ガスの回収処理が法律によって要求される場合や経済性が高まった場合は、モニタリング計画に従いベースラインシナリオが修正される。
- ・ 今後 7 年間の規制強化や廃棄物処理方法論の向上などに対応し、保守的であるために、本プロジェクトによる削減効果を 20%割り引いた。
- ・ 本プロジェクトのベースラインシナリオは 7 年ごとに見直される。

#### (9) プロジェクトバウンダリーの設定方法論と設定結果 :

- ・ プロジェクトバウンダリーは、処分場、処分場からのメタン漏洩、メタン燃焼、処分場敷地内でのメタン回収、発電及び電力使用、そして系統への電力供給が含まれる。

#### (10) モニタリング方法論と計画 :

- ・ 処分場排出ガス利用及び燃焼の直接監視と CER 計算。

#### (11) ベースライン方法論に関する Meth Panel レコメンデーション

判定結果 : b (要求された修正を加えれば承認され得る)

#### コメント内容 :

- ・ 本方法論は、廃棄物処理場に対する規制が存在しない (または存在しても強制力がない) 場合で、民間投資家によってプロジェクト活動資金が供給されている場合に適用できる。

#### 修正すべき項目 :

- 1) Annex 3, Annex 4 に含まれる方法論に関する情報の充実 : 本 PDD では、方法論に関する情報の多くがセクション A-E に含まれ、方法論に関する完全かつ複製可能な情報を載せるべき Annex 3,4 にいくつかの重要な情報が含まれていない。他のプロジェクトが本方法論を利用できるようにするためにも、いくつかの情報を Annex へ移動させることが必要。

例：

- a. プロジェクト及びシステム・バウンダリー設定の手順
- b. ベースライン排出量の計算

2) Annex 3 Section 6 の修正

- a. 京都議定書、CDM M&P、CDM 理事会決定のどれにも含まれない「環境追加性(environmental additionality)」という用語を削除する。CDM M&Pの間違った解釈を行っている Annex 3 Section 6 の Point 3 を削除する。
- b. Section 2.2 で行われているように、追加性は、方法論の適用を通じてプロジェクト活動がベースラインシナリオに含まれるかどうかを示すことで決定される。Section 6 にも記述するべき。

3) COP により承認されているメタンの GWP (23 ではなく 21) を用いて計算を行うべき。

4) Annex 3 Section 8 において、保守性の確保がいかに行われているかを明確にせよ。

以下の二つの「保守性」があるが、Annex の中ではっきりと記述されていない。

- a. 「保守的な IRR(ステップ 3)」：「(計算に) 利用される仮定が高めの IRR を導くものであれば、得られる IRR は保守的である」としている。これを適用する方法と担保するためのガイダンスを提供してほしい。仮定の保守性はどのように検証されるのか。計算に使われた数値の側に、Annex5 で使われる財務パラメーターの最高/最低値を表示することはできるか。
- b. 本プロジェクトは、「削減量の保守的な見積もり及び第1クレジット期間7年間の規制の変化に対応するために」排出削減量の計算に割引率 20%を適用しているとしている。ここで、
  - i. 割引率 (20%) の適用が「新方法論」の一部であるかどうかを明示し、そうである場合は Annex3 か 4 に含めること。
  - ii. 方法論の中に、合理的な範囲で予想できる政策・執行方法の変化を事前に評価する手順が含まれるべき。現在の方法論では、今後 7 年間に政策・執行方法の変化が予見されない場合にのみ保守的になる。

5) IRR(又は NPV)計算における閾値・手順をより明確に示すべき。

- a. Annex 3, 2.2 にある「ボーダーライン・ケース」を定義する条件を明示する。即ち、「プロジェクト活動が経済的に魅力的な選択肢ではないことを、計算された IRR(NPV)が明らかに示し」「この方法論が適用できない」のはどのような場合か。
- b. 同様に、「関連するセクター・国において類似のリスクプロファイルを持つ比較可能な投資機会において、通常受容可能な IRR(NPV)」(Annex 3,2.2) を決定する手順を定義せよ。
- c. 適切な財務分析の尺度が IRR ではなく NPV となるための条件を示せ。  
上記で、十分に明白であり、DOE が Annex のみを用いて明瞭に適用できるものであれば、定量的 もしくは定性的な条件が示されれば十分である。国債その他の目安となるレートがあれば Annex に明示するべきである。

6) 全ての計算式を IS 単位で表示するか、文書中に換算係数を示せ。

7) Annex 3 Section 2 Step 5 を書き直せ。

(12) モニタリング方法論に関する Meth Panel レコメンデーション

判定結果： b (要求された修正を加えれば承認され得る)

コメント内容：

- ・ 本方法論は廃棄物処理場ガス発電プロジェクトに適用できる。(ただし、発電によるクレジット獲得を目指さないもの。)

修正すべき項目：

- 1) generator heat rate 及び燃焼効率のモニタリングは、「異常に高い」数値のブレを把握するために、最低限半年に一度は (または燃焼オペレーションが停止するたび) 行うべき。「重大なブレ」が観測された場合、一ヵ月後にモニタリングを再度実施すべきである。
- 2) 規制・執行方法の変化をモニターする方法を明示せよ。
- 3) 気圧をモニタリング項目に含めるか、想定されているメタンの密度からの乖離が重大な誤差につながらないことを明示せよ。

### (13) 提案された新方法論に関する Meth Panel による評価の詳細

#### ベースライン方法論

##### Section 2.1 General Approach

- ・ CDM M&P のパラ 48(b)を選択しており、適切である。

##### Section 2.2 Overall Description 方法論の説明は妥当か。

- ・ 本方法論は7段階のプロセスを用いてベースラインシナリオの特定・説明を行っている。本方法論は、CER 収入を含めずに IRR を計算することで最も確からしいベースラインシナリオを特定している。IRR は保守的な仮定を置いて計算され、また代替的なシナリオと比較されている。計算された IRR が投資をひきつける水準に達していない場合、現状維持シナリオ (BAU) がベースラインと考えられる。

##### 方法論の説明の妥当性：

- ・ ベースライン方法論は諸シナリオの財務的な帰結を考慮しているが、「IRR (NPV) が経済的に魅力的な選択肢でないことが明らかでない場合は使用できない」。本方法論は、ボーダーラインケースの場合には適用できないことを示唆しているが、どこがボーダーラインなのか説明できていない。
- ・ ベースラインシナリオは、プロジェクト実施者が述べる制約の中では適切である。

##### Section 3 重要なパラメーター/仮定 (排出係数、活動レベル等)、データソース：

- ・ ベースラインを予測する上で重要な仮定は、「廃棄物処理場が閉鎖する時点で安全・悪臭等の理由によって処理場ガスシステムが設置されていると考える理由が存在しない」ことである。
- ・ 当初7年間のクレジット期間における処理場管理・規制の変更に対応するために、CER を 20%割引いている。その後はベースラインを再度構築する必要がある。
- ・ 必要なデータは容易に入手可能である。
- ・ 計算は、基礎的な財務計算である。

##### Section 4 ベースライン方法論に関連したプロジェクトバウンダリーの定義：プロジェクトバウンダリーの設定範囲は適切か。

- ・ プロジェクトバウンダリーは、処理場本体と新規導入機器及び系統へ供給される電力とされる。GHG、排出源の特定も適切。

##### Section 5 不確実性の評価：重要な仮定 (暗黙/明示) なし

##### Section 6 ベースライン方法論がベースライン排出量の計算やプロジェクトの追加性をどのように取り扱っているか：

- ・ 書類作成者が本 Section の意図を誤解していたように思える。「セクション E で使われる公式や算式」を記述すべきだが、その記述がない。
- ・ 前述のように CDM PDD の Point3 は CDM M&P を曲解しているので削除すべき。

##### Section 7 ベースライン方法論がリーケージをどう扱っているか：

- ・ ベースラインではリーケージは考慮されていない。新規導入機器の製造にかかるリーケージが予測されているが、微小であり無視し得るとの判断は妥当である。

##### Section 8 ベースライン方法論開発に際しての要件 (透明性・保守性をいかに確保したか)：

- ・ 本ベースライン方法論の開発に際して使用されている主要な条件は：
  1. 国内の現行処分場管理方法
  2. 処分場運営に係る法的要件
  3. 民間セクターが要求する投資の予想収益率
  4. ガス抽出・燃焼、浸出水除去、発電技術、保守管理、運営その他のインフラに係る費用
  5. 可能性があり、もっともらしい諸ベースラインシナリオ
  6. 処理場ガス発電電力の売電価格

- ・ 「保守性」確保のためにベースラインにおける発電による排出量は計算に含まれず、その分の CER は得ようとしていない。
- ・ ベースラインが事前的に決定されることから、法制度の変更の可能性を織り込んで CER が 20%割引かれている。
- ・ 方法論（及び必要データ）の簡便さが透明性確保につながっている。

#### Section 9 ベースライン方法論の長所・短所：

長所：簡便さ

短所：発電部分の CER 獲得を目指すプロジェクトには使えない

#### Section 10 その他の事項への考慮：

- ・ プロジェクト実施者によれば、獲得 CER 量の 20%割引によって、最初の 7 年間のクレジット期間中の国・セクター政策等は考慮されているとのこと。

他のプロジェクトタイプや地域への適用可能性：

- ・ 発電部分の CER 獲得を想定しない処理場ガスプロジェクトに適用可能。

モニタリング方法論

他プロジェクトタイプ・地域への本方法論の適用可能性

- ・ 発電部分の CER 獲得を想定しない処理場ガスプロジェクトに適用可能。

## NO. 10

- (1) プロジェクト名： 南アフリカ Durban 処分場ガス回収発電プロジェクト
- (2) ホスト国及び実施者： 南アフリカ：eThekweni Municipality
- (3) プロジェクトタイプ： メタンガス回収・発電
- (4) 開始時期： 2003 年 6 月 1 日以前。プロジェクト期間は 21 年。  
クレジット期間：2003 年 6 月 1 日以降、モニタリングシステムが整備された時点より 7 年間（更新可能）
- (5) 想定される CER 量： 3,204,032 トン 2003 年～2010 年の 7 年間。
- (6) プロジェクトの概要：

### <プロジェクトの背景>

- ・ 現在、ダーバン市では二つの廃棄物処理場部分的なメタン回収を行っており、一つの処理場では全くメタン回収を行っていない。

### <主なプロジェクト活動>

- ・ メタン回収システム：148 本の回収井戸によりメタンが回収され、発電に利用される。余剰分は燃焼される。現在のメタン回収・燃焼率は 7.4%から 2012 年までは 83%、以後 2025 年（商業的プロジェクト運営期間の終了時点）の 44.3%まで徐々に回収・燃焼率が低下する。
- ・ メタン発電：排ガス等に関して EU 基準に則ったスパークイグニッションエンジン発電機が各サイトに設置される。地域系統へ接続する。

### <GHG 削減量>

- ・ GHG 削減量は、最初のクレジット期間(7 年間)で 3,204,032 トン。

### <その他>

- ・ ODA 資金の利用はない。

#### (7) プロジェクトの追加性の判断：

- ・ 現状の処理場におけるメタン回収/燃焼処理状況は非常に悪く、近い将来この状況を大きく変えるような経済・技術・規制・その他のインセンティブが発生する可能性は低い。
- ・ 本プロジェクトの主活動である発電は、自治体による自家発電と位置付けられる。自治体は、国営電力会社からの電力購入価格の方が自ら発電するコストよりも 低いいため、本プロジェクトは経済的に魅力的な活動ではなく、ベースラインシナリオではない。

#### (8) ベースラインの設定方法論と設定結果：

- ・ “Cost and Investment Analysis for Electricity Auto-Generation” (e.g. by municipalities)  
「(自治体等による)自家発電の費用・投資分析」

##### <設定の考え方>

- ・ 48(b)に基づいた財務分析が本プロジェクトのような投資プロジェクトには適切。
- ・ 10段階のステップを経てベースラインシナリオが決定される。
  1. 財務分析手法が適用できる条件がそろっていること
  2. 地理的・システムの境界線の決定
  3. 6つの可能なシナリオを想定する
  4. 既存の処理場容量、費用面、廃棄物処理に関する法規制がシナリオ決定に重要な要因であることが判明。
  5. 6つのシナリオのうち4つを却下。
  6. 実現可能性のあるシナリオは BAU シナリオとプロジェクトシナリオのみと決定。
  7. プロジェクトにおける発電コストは US\$ 0.0422/kWh と計算。
  8. 現在の買電価格は、ピーク時 0.0156 /kWh、オフピーク時 0.00694 /kWh。南アフリカの今後 10 年間の長期的限界発電費用は US\$0.0225/kWh。
  9. 8 の結果より、短期/長期的に処理場における自家発電は自治体にとって投資の観点から経済的に魅力的な選択肢ではないことが判断される。
  10. ベースラインシナリオは現在の部分的なメタン回収・燃焼である。
- ・ 廃棄物処理関連法規の改正が行われる場合はこれをモニターし、ベースラインシナリオが改訂される。

##### <設定結果>

- ・ ベースラインシナリオではメタン回収・燃焼率は 7.4%。プロジェクトシナリオでは 2012 年までは 83%、以後 2025 年（商業的プロジェクト運営期間の終了時点）の 44.3%まで徐々に回収・燃焼率が低下する。
- ・ ベースライン排出係数の計算：国営電力会社 Eskom の年間 CO<sub>2</sub> 排出及び発電量データを基に計算された。
- ・ プロジェクト発電量×Eskom 平均排出係数＝電力代替による排出削減量。南アフリカは電力設備容量が過剰であり、本プロジェクトはピークロードではなくベースロードを減少させると考えられる。

##### <リーケージ>

- ・ 閉鎖的なシステムなのでリーケージは発生しない。
- ・ プラスチックの分解によるメタン発生及びメタンガスを回収機器に送り込む際の電力消費に伴う CO<sub>2</sub> 発生という GHG 発生の可能性が指摘されたが、両方とも影響は微小とされた。

#### (9) プロジェクトバウンダリーの設定方法論と設定結果：

- ・ 地理的なバウンダリーは3つのプロジェクト対象処理場に限定される。
- ・ システムバウンダリーは、ダーバンの自家発電システム及び買電オプションによって決定される。長期的な電力価格が関連してくる関係から、南アフリカの相互接続系統及び将来的な拡大部分もシステムバウンダリーに含まれる。

#### (10) モニタリング方法論と計画：

- ・ メタン回収・燃焼部分に関しては「処分場ガス利用/燃焼プロジェクトにおける排出削減の直接モニタリングと計算」（2003年4月に新方法論として提出済み）
- ・ 発電部分に関しては「系統全体の年間平均炭素排出係数の利用」

#### (11) ベースライン方法論に関する Meth Panel レコメンデーション

判定結果： b（要求された修正を加えれば承認され得る）

##### コメント内容：

- ・ 本方法論は処理場から発生するメタンについてベースラインと比較して追加的（例：国家政策の達成と比較して）な回収分を利用した発電プロジェクトの適用できる。

##### 修正すべき項目：

- 1) ベースライン回収率の 7.4%の根拠を明確にすべき（国家政策の遵守、契約、等）。3 処理場間で 7.4%がどのように配分されているか。
- 2) 本プロジェクトがベースロード電力を置換えていることを明確化する。
- 3) 全国グリッドと地域グリッドのどちらの排出係数を使っているか明確化する。
- 4) COP が承認したメタンの GWP は 21 であるため、23 ではなく 21 を使って全ての計算をやり直すべき。
- 5) 合理的な予想の範囲内の国家政策の変更を考慮するべき。
- 6) プロジェクト追加性の論拠である投資分析に長期限界費用（LRMC）を利用することの正当性を明確にし、どのようなタイプの投資家が LRMC を採用するかを特定するべき。

## (12) モニタリング方法論に関する Meth Panel レコメンデーション

判定結果： b（要求された修正を加えれば承認され得る）

### コメント内容：

- ・ 本方法論は廃棄物処理場メタン回収及び自家発電プロジェクトに適用できる。また、回収メタンの系統接続発電所における利用の場合も適用できる。

### 修正すべき項目：

- ・ ベースラインが%で表されている以上、モニタリングにおいてメタン回収に際して 7.4%が常に回収されていることを証明しなければならない。

## (13) 提案された新方法論に関する Meth Panel による評価の詳細

### ベースライン方法論

#### Section 2.1 General Approach

- ・ プロジェクト参加者は CDM M&P のパラ 48(a)をベースラインアプローチとして選択したがこれは発電部分のみ適用できる。本方法論はメタン回収部分（パラ 48(a)適用可能）と発電部分（パラ 48(b)適用可能）から構成されている。

#### Section 2.2 Overall Description 方法論の説明は妥当か。

##### プロジェクトの説明：

- ・ ベースラインメタン回収率(7.4%)の算定根拠が説明されていない。ホスト国において、統計的に優位なサンプル数の処理場におけるメタン回収状況をモニターするコントロールグループを設定する方法を取れば、数字の信頼性が向上する。
- ・ ベースライン方法論は政策変化の可能性に対応していなければならないが、これはメタン回収部分のみに影響し、発電部分には影響しない。

##### ベースライン方法論：

- ・ ベースライン方法論は、投資分析を用い、国営電力会社の電力供給にかかる長期限界費用より高い発電費用を示すことでプロジェクトの追加性を証明している。ベースラインシナリオは、置換される電力消費量が供給されている電力システム（主に石炭ベース）を考えれば妥当である。

#### Section 3 重要なパラメーター/仮定（排出係数、活動レベル等）、データソース：

- ・ 排出係数が高く、CER 獲得量が過大になる。国営電力会社 Eskom の 2001 年の売電量と排出量を用いて算出した 0.9327 tCO<sub>2</sub> /MWh は高すぎ、諸文献やビルド・マージン、PROBASE の PERSEUS モデル等を用いて計算した場合、排出係数は 0.85 tCO<sub>2</sub> /MWh から 0.90 tCO<sub>2</sub> /MWh の間にあり、保守的に見ればシステム平均で 0.85 tCO<sub>2</sub> /MWh が上限。従って、本方法論は CER 獲得量が保守的であることを証明できていない。
- ・ 透明性に関しては、法規制の遵守は必ずしもベースラインシナリオの特定方法として透明性が高くない。（7.4%という数字が法規制が要求する必要最低水準なのか？）法規制を遵守するために回収されなければならないメタン量を計算するのが保守的な方法である。

#### Section 4 ベースライン方法論に関連したプロジェクトバウンダリーの定義：プロジェクトバウンダリーの設定範囲は適切か。

- a. ガス及び排出源  
適切なバウンダリー設定である。
  - b. 物理的境界線
- ・ プロジェクトバウンダリーは、メタン回収については処理場、発電に関しては南アフリカのグリッドシステムである。

#### Section 5 不確実性の評価：重要な仮定（暗黙/明示）

重要な仮定は、

- ・ リークエージがないこと
- ・ 法規制の変更がないこと

Section 6 ベースライン方法論がベースライン排出量の計算やプロジェクトの追加性をどのように取り扱っているか：

- ・ ベースラインにおけるメタン排出量は事前に保守的・透明性のある方法で計算されるべきであり、モニターされた発電に利用されるメタン量によって確認されるべき。
- ・ 近い将来においては、政府がメタン回収に関する規制を導入するまではプロジェクトの追加性は存在する。
- ・ プロジェクトがベースラインシナリオではないことを示すための投資分析の利用は妥当。
- ・ プロジェクト活動が既に進行していることは本プロジェクトの追加性の妨げにはならない（CDM は 2000 年以降のプロジェクト活動を対象としている）
- ・ 「環境的追加性」という用語は使用すべきでない。

Section 7 ベースライン方法論がリーケージをどう扱っているか：

- ・ The methodology does not address leakage except recognising that related to manufacturers equipment.
- ・ Leakage is linked to baseline wells and leakage in system to auto-generators and can be proved to be insignificant.

Section 8 ベースライン方法論開発に際しての要件（透明性・保守性をいかに確保したか）：

- ・ 経済性の高い選択肢を特定するための経済分析は投資家の内部的なものであり、検証不可能である。
- ・ ベースラインシナリオの 7.4% のメタン回収率と、政府の規制が要求する 1% の基準との関連をより透明性をもって説明すべき。

Section 9 ベースライン方法論の長所・短所：

長所：追加性テスト  
短所：政策との関連性が希薄

Section 10 その他の事項への考慮：

- ・ 政策変更に関するモニタリングのシステムが含まれていない。

他のプロジェクトタイプや地域への適用可能性：

- ・ メタン回収部分は、現状要求される水準以上にメタンを回収するプロジェクトに適用できる。
- ・ 自家発電部分に係る方法論は、化石燃料による発電が最も経済性が高い国において適用可能。

## モニタリング方法論

他プロジェクトタイプ・地域への本方法論の適用可能性

- ・ モニタリング方法論はベースラインのインフラが既に設置され、いくらかのガス回収が行われている全ての処理場に適用できる。
- ・ 回収メタンと売電量のモニタリングはガス発電による系統電力の置換えが行われるプロジェクトに適用できる。

その他のコメント：

- ・ プロジェクト排出量に関するモニタリング方法論は CER 計算を簡素化できるが、自家発電所で燃焼されなかったメタンを含んでいない。

## No. 7

- (1) プロジェクト名： Ulsan での HFC 破壊プロジェクト
- (2) ホスト国及び実施者： 韓国： INEOS Fluor Japan Limited、Foosung Tech Corporation Co., Ltd.、UPC Corporation Ltd.
- (3) プロジェクトタイプ： メタンガス回収発電
- (4) 開始時期： 2004 年 4 月 1 日、クレジット期間 7 年
- (5) 想定される CER 量： 1.4MtCO<sub>2</sub>/年



(6) プロジェクトの概要 :

<プロジェクトの背景>

- ・ HFC23 は、HCFC22 の製造過程で生成される副産物であり、GWP が高い (11,700)。
- ・ 韓国をはじめ非附属書 I 国では HFC23 排出に関する規制は存在しないため、現状では HFC23 は大気中に放出されている。
- ・ HFC23 は、HCFC22 製造過程で HCFC22 の 3~4% の割合で生成される。(IPCC デフォルト値は 4%)。
- ・ HFC23 に混入した HCFC22 も同様に破壊される。HFC23 と HCFC22 の破壊過程では、副産物としてガス状の CO<sub>2</sub>, HCl と HF が排出される。このガスは冷却され、消石灰で中和され、安全に廃棄できる CaCl<sub>2</sub> 及び CaF<sub>2</sub> になる。冷却・中和された残りのガス (窒素・酸素・二酸化炭素) は大気中へ放出される。
- ・ INEOS Fluor Japan 社は、この確立された HFCs 破壊技術を有し、日本で自主的に HFCs の排出を削減している。同社は、韓国の Ulsan にある Ulsan Chemical Co. Ltd.社に同技術を移転することで HFC23 及び他の HFCs の排出削減を行う CDM プロジェクトを計画している。

<主なプロジェクト活動>

- ・ HCFC22 製造プラントに、副産物である HFC23 を破壊する機器を設置する。この技術は日本で開発されたもので、韓国では現在利用されていない。この技術移転によって、そのまま排出され続けたはずの HFC23 排出が削減される。
- ・ Ulsan 工場では、2003 年初頭より、HFC23 を回収・貯蔵しているが、この貯蔵施設も本プロジェクトのために追加的に設置されたものであり、貯蔵された HFC23 の破壊分も本プロジェクトに含める。

<GHG 削減量>

- ・ 1.4 MtCO<sub>2</sub>/年 (120 t-HFC23/年)

(7) プロジェクトの追加性の判断 :

- ・ プロジェクト追加性の判断の根拠は以下の 3 点。
  1. HFC23 排出に関する量的規制の不在。削減技術の複雑さ・高コストから近い将来量的規制が導入される可能性は低い。
  2. HFCs 排出規制が導入される場合を想定しても、本方法論では、導入された規制に準じた HFCs 量を割り引くことになっている。
  3. HFC 破壊設備は、経済的な便益を伴わない大規模な初期投資を必要とする。したがって、HFCs 排出に関する量的規制が導入されない限り Ulsan Chemical 社には本プロジェクトが提案する (または類似の) 設備を導入する商業的なインセンティブがない。故に、破壊設備を導入しないシナリオをベースラインと想定することが妥当である。
- ・ クレジット期間中もこの想定が適切であることの理由は、
  1. モントリオール議定書による韓国の HCFC22 製造からの大気中への排出のフェーズアウト期日は 2040 年であり、HCFC22 製造が続く限り HFC23 も副産物として必然的に製造される。
  2. HCFC22 増産計画があるが、プロジェクトが設置する破壊設備は増量後の HFC23 にも対応する容量がある。
  3. 同工場で発生する他の HFCs 及び他工場から運び込まれる HFCs を破壊する可能性もある。
- ・ HCFC22 一単位あたりの HFC23 発生量を意図的に増加させることによるクレジットの過剰請求を防ぐために Ulsan 工場における実績を cut-off ratio として設定し、HFC23 発生割合が同 ratio を上回る場合、その分のクレジットを請求しない方法を採用。
- ・ HFCs の破壊に伴い発生する他の温室効果ガス (二酸化炭素等) は、設備操業に必要なエネルギー消費から発生する温室効果ガスと共に排出削減量から差し引く。

(8) ベースラインの設定方法論と設定結果 :

- ・ 提案された方法論 : 規制の存在しない国における HFC 破壊に関するベースライン方法論
- ・ ベースラインの設定のアプローチは現行及び過去の排出実績に基づく。
- ・ 排出削減量は、実際に破壊した量で定義する。
- ・ ベースライン設定方法論は 2 部構成となっている。

[1] ベースライン排出量の決定

$$BE(t) [\text{ton CO}_2\text{-eq/yr}] = \sum_i QHFC_i [\text{ton HFC}_i/\text{yr}] \times GWP_i [\text{ton CO}_2\text{-eq/ton HFC}_i] \times r_i,$$

$r_i = 1$  [対象となる HFC 及びその副産物に量的規制がない場合 (現状)] または  
=規制の水準に即した割引率

[2] 適用条件

- (a) 破壊する HFC に対する 100% の製造規制がないこと
- (b) 主要製造物 (本プロジェクトの場合 HCFC22) に 100% の製造規制がないこと
- (c) 製造された HFC23 の HCFC22 に対する割合がカットオフパラメタより高い場合、カットオフパラメタを超えた部分のクレジットは請求しない

(d)リサイクルされているはずの HFC を破壊しないように、検証時にチェックすること

**(9) プロジェクトバウンダリーの設定方法論と設定結果：**

- ・ プロジェクトバウンダリーは、HFC 破壊設備。

**(10) モニタリング方法論と計画：**

- ・ ベースライン排出量に関するモニタリング項目：
  - ・ HFC 破壊量
  - ・ HCFC22 製造量
- ・ プロジェクト排出量に関するモニタリング項目：
  - ・ HFC 破壊からの CO<sub>2</sub>
  - ・ HFC 漏洩量
  - ・ 施設内エネルギー消費による CO<sub>2</sub> 排出量
- ・ プロジェクトバウンダリー外におけるプロジェクト排出量に関するモニタリング項目：
  - ・ 電力消費量
- ・ 発電炭素排出係数
- ・ その他、排出ガス・排水中に含まれる地域環境に影響を与える可能性のある物質をモニターする。
- ・ 上記モニタリング項目を用いて、ベースライン排出量から、プロジェクトバウンダリー内外からのプロジェクト排出量を差し引いてプロジェクト排出削減量が計算される。

**(11) ベースライン方法論に関する Meth Panel レコメンデーション**

判定結果： a (承認/微小な変更の後に承認)

**コメント内容：**

**修正点：**

- ・ いくつかの用語上及び文書構成の修正が求められている。
- ・ プロジェクトバウンダリーに蒸気発生設備からの CO<sub>2</sub> と焼却炉からの N<sub>2</sub>O を含むべきである。
- ・ カットオフパラメータのヴィンテージについて、より保守性を高めるように修正。

**(12) モニタリング方法論に関する Meth Panel レコメンデーション**

判定結果： b (要求された修正を加えれば承認され得る)

**コメント内容：**

**修正点：**

1. SectionE に記載されている GHG 排出量の計算式を Annex4 に記述すること。
2. 焼却炉から発生する N<sub>2</sub>O 排出量をモニターもしくは推計する検証可能な手順を示せ。
3. 焼却炉で利用される蒸気発生による CO<sub>2</sub> 排出量をモニターする検証可能な手順を示せ。
4. HFC23 計測に流量計が使用されるのか明示し、その場合は必要な修正を加え、理由を記述すること。
5. 国際的に承認された手順を踏んだ計測機器の較正を毎月実施するか、その必要がないことの理由を示せ。
6. 排水と一緒に失われる HFCs の毎月の記録を提出するか、その必要がないことの理由を示せ。

**(13) 提案された新方法論に関する Meth Panel による評価の詳細**

**ベースライン方法論**

**Section 2**

Section 2.1 General Approach (Para 48/CDM M&P の) アプローチ選択は適切か。

- ・ HFC 破壊による経済的便益が無い状況下では、CDM M&P 48(a)の選択は適切である。

Section 2.2 Overall Description 方法論の説明は妥当か。

- ・ 妥当である。

Section 3 重要なパラメータ/仮定 (排出係数、活動レベル等)、データソース：

- ・ 方法論で使われる以下の重要なパラメータは、正確かつ透明性をもって測定・監視できる。
- ・ 破壊施設への HFC 投入量

- ・ 破壊されずに残った HFC 量及び排水に含まれる HFC 量
- ・ 燃料、空気、蒸気量

Section 4 ベースライン方法論に関連したプロジェクトバウンダリーの定義：プロジェクトバウンダリーの設定範囲は適切か。

- ・ 破壊施設の蒸気消費に伴う排出を考慮していない。蒸気発生量を記録するべきであり、及びそれに際して排出される CO2（ボイラーで使われる燃料及びボイラー効率に依存）はプロジェクト排出量に含まれるべきである。

Section 5 不確実性の評価：重要な仮定（暗黙/明示）

- ・ CDM - PDD には、プロジェクト施設が完成する以前の HFCs 貯蔵開始の日付を明確にしていない。

Section 6 ベースライン方法論がベースライン排出量の計算やプロジェクトの追加性をどのように取り扱っているか：

- ・ CDM - PDD では追加性評価のための経済分析を Section2.2 で行い、Section6 では行っていない。

Section 7 ベースライン方法論がリーケージをどう扱っているか：

- ・ 本プロジェクトが将来的に他の施設からの HFC 廃棄物を受け入れる可能性に関して、以下の 3 つのリーケージの懸念があり、適切に考慮されていない。
  1. 直接的/Annex I 適切なトラッキングが実施されない場合、日本などの Annex I 国から韓国へ HFC が輸出され、現実の削減量を反映しない CER が発生する恐れがある。
  2. 間接的/Annex I 「本技術を移転することで韓国のフルオロカーボン業界の競争力が向上する」（経済的メリットのない技術移転を通じてどのように競争力が向上するのか明らかではないが）のであれば、排出制限が設けられている日本や他の Annex I 国から単に韓国等へ生産をシフトさせればいいのではないか？
  3. CERs のために廃棄物が発生することを防ぐ手段が十分ではない。
- ・ PDD では、「リサイクルされるはずだった HFCs が破壊設備で破壊される可能性がある」「事後的に検証を担当する OE が、廃棄物が発生する設備においてクレジット獲得のために廃棄物が発生したのでないことを検証する」とあるが、この検証を可能とするようなモニタリング項目が存在しない。場当たりのかつ事後的な検証手続きにこのような重大な懸案項目をゆだねることはプロジェクトのリスクと不確実性を大幅に拡大する。

Section 8 ベースライン方法論開発に際しての要件（透明性・保守性をいかに確保したか）：

- ・ HFC23 のカットオフ値に単年の実績を用いることは保守性を確保する上で十分ではない。IPCC（デフォルト）値を用いたキャップを設け、追加的な安全弁とすることが望ましい。

Section 9 ベースライン方法論の長所・短所：

- ・ コメントなし。

Section 10 その他の事項への考慮：

- ・ コメントなし。

他のプロジェクトタイプや地域への適用可能性：

- ・ コメントなし。

モニタリング方法論

- ・ コメントなし。

## 【参考 2 プロジェクトバウンダリー設定例】<sup>13</sup>

PDD 作成に当たって、最も重要な技術的課題の一つであるプロジェクトバウンダリーの設定について、望ましいと考えられる設定方法の例を以下に示す。方法論パネルに提出された No.2 のプロジェクトを例として用いた。

ここでは、プロジェクトバウンダリーの設定を、①温室効果ガス排出に関する影響の同定、②デシジョンツリーを利用した影響を考慮すべき活動の選択、③プロジェクトバウンダリーの決定、の 3 つのステップにより行う。特に、②のデシジョンツリーを利用することで、透明性の高い設定を行うことができる点が、ここで示す方法の特徴である。

### ① 温室効果ガス排出に関する影響の同定

まず、CDM プロジェクトにおいて温室効果ガス排出に関連した影響を生起させる活動を整理して、プロジェクトの影響関連フローとして図化する。

### ② デシジョンツリーを利用した影響を考慮すべき活動の選択

次に、直接影響に関してはデシジョンツリーA に、間接影響に関してはデシジョンツリーB に従って、影響を考慮すべき活動を選択して表にまとめる。

### ③ プロジェクトバウンダリーの決定

影響を考慮すべき活動を含むプロジェクトバウンダリーは、①で作成した図の中に描写する形で整理される。

なお、プロジェクトバウンダリーに包含するか否かを検討する必要がある、CDM プロジェクトに起因する人為的な GHG 排出に関しては、「直接影響」及び「間接影響」を以下のとおり定義している。

#### 直接影響：

プロジェクトの主目的の達成に直接的に関連する活動による GHG の排出・吸収を「直接影響」と定義する。直接影響は、プロジェクトの主目的となる活動に伴う「主目的による直接影響」と、主目的を達成するためにプロジェクト実施者が主体的に行う活動による「その他の直接影響」に分類される。

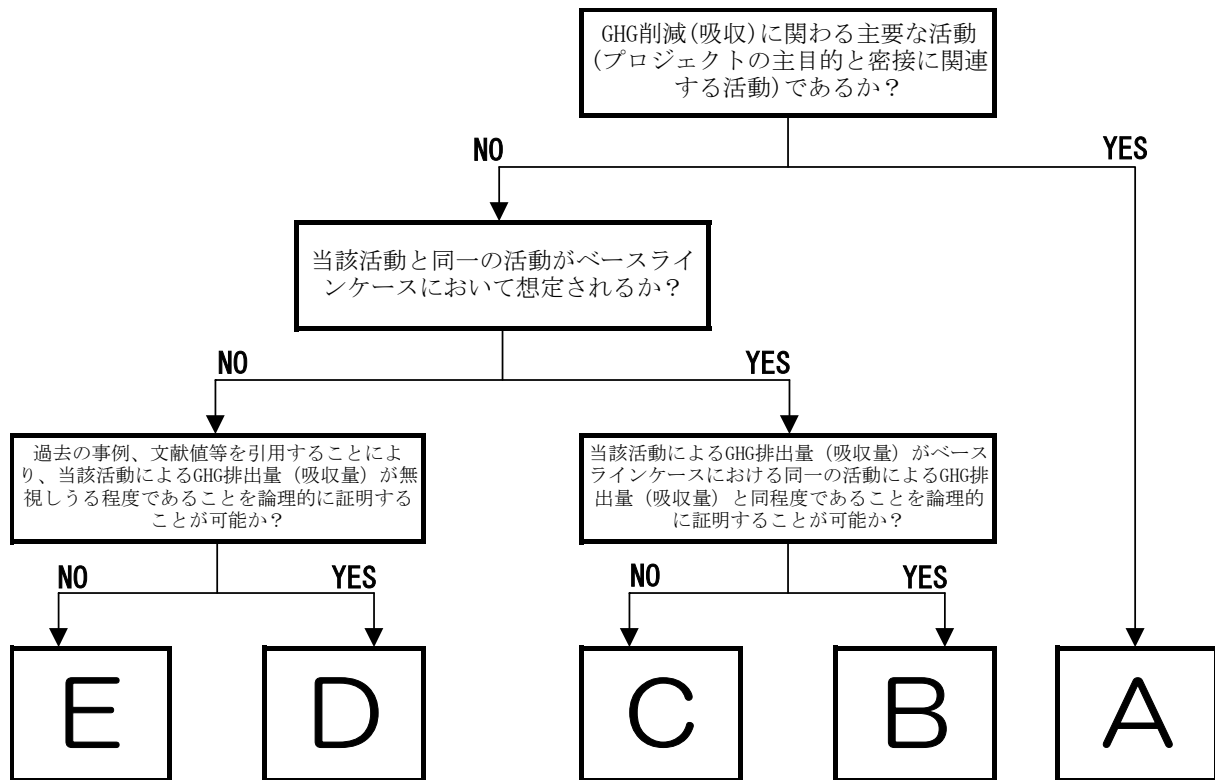
#### 間接影響：

プロジェクトの主目的には直接関連しないが、プロジェクトの実施工程やアウトプットに間接的に関連する活動又は現象による GHG の排出・吸収を「間接影響」と定義する。間接影響は、プロジェクトの主目的の達成が間接的に生起させる「主目的による間接影響」と、それ以外の「その他の間接影響」に分類される。

<sup>13</sup> プロジェクトバウンダリーを設定する際には、CO<sub>2</sub>の排出削減量・吸収増大量を保守的に算定する観点から、土地利用変化、植林等も含めて、直接影響・間接影響（リーケージ）を考慮することが望ましい。しかし、例に用いたバイオマス製鉄プロジェクトで、実際に新方法論として CDM 理事会に提出された案件（No.2、p81～85 参照）の PDD では、プロジェクトバウンダリーに原料となる木炭生産を行うための植林活動を包含していない。これは、当該植林活動を行う自社植林地が、持続可能な林業経営を保証する FSC 認証を受けており、木炭は炭素中立（carbon neutral）とみることができるためである。従って本項では、この案件に準じてバイオマス製鉄プロジェクトを「燃料転換プロジェクト」として扱い、植林に関連する活動としては伐採時の機械等の稼働のみを対象とした。

実際のところ、当該案件の PDD 上には、初期段階では同社保有の植林地からだけでは十分な木炭を供給できないため、第三者から木炭を購入する必要がある、と記載されている。これらの供給源となる林地が FSC 認証を受けているかどうかの記載は PDD 上にないため、新たな伐採が誘発されリーケージとなるおそれがあるものの、植林 CDM に関する詳細は COP9 で決定される予定であることから、本項では考慮しないこととした。

デシジョンツリーA：プロジェクトによる直接影響の考慮方法に関する判断フロー<sup>14</sup>

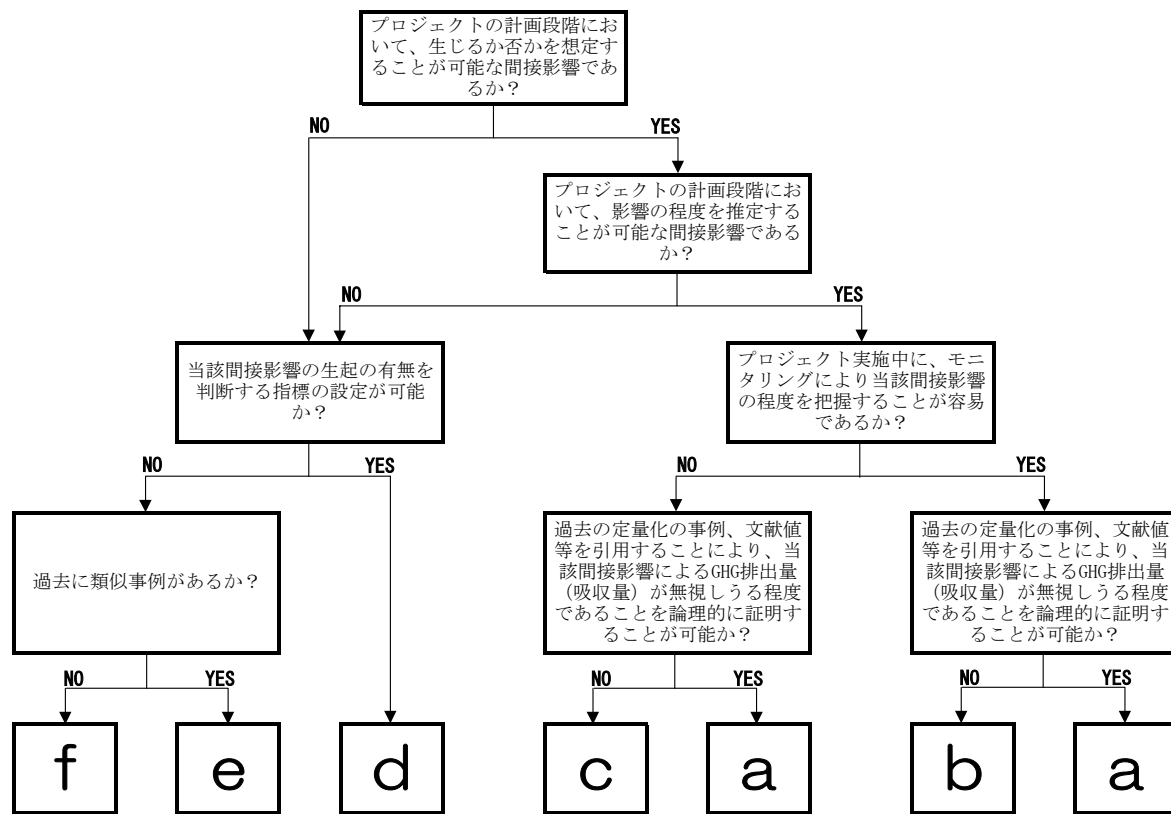


各分類における直接影響の考慮方法

分類	考慮方法
A	・ 当該直接影響に関する全ての GHG 排出量 (吸収量) を算定する。
B	・ 当該直接影響をプロジェクトバウンダリーに含めるが、プロジェクト排出量 (吸収量) の算定項目には含めない。
C	・ 当該直接影響をプロジェクトバウンダリーに含め、プロジェクト排出量 (吸収量) の算定項目に含める。
D	・ 当該直接影響に関する GHG 排出量 (吸収量) の過去の事例または文献値等により、当該直接影響による GHG 排出量 (吸収量) が全 GHG 排出量 (吸収量) に比較して無視しうることを確認後、プロジェクトバウンダリー及びプロジェクト排出量 (吸収量) の算定項目から除外する。
E	・ 当該直接影響をプロジェクトバウンダリーに含め、プロジェクト排出量 (吸収量) の算定項目に含める。

<sup>14</sup> 「平成 12 年度 CDM/JI に関する検討調査報告書」(平成 13 年 3 月、環境省) より抜粋。

デシジョンツリーB：プロジェクトによる間接影響の考慮方法に関する判断フロー<sup>15</sup>

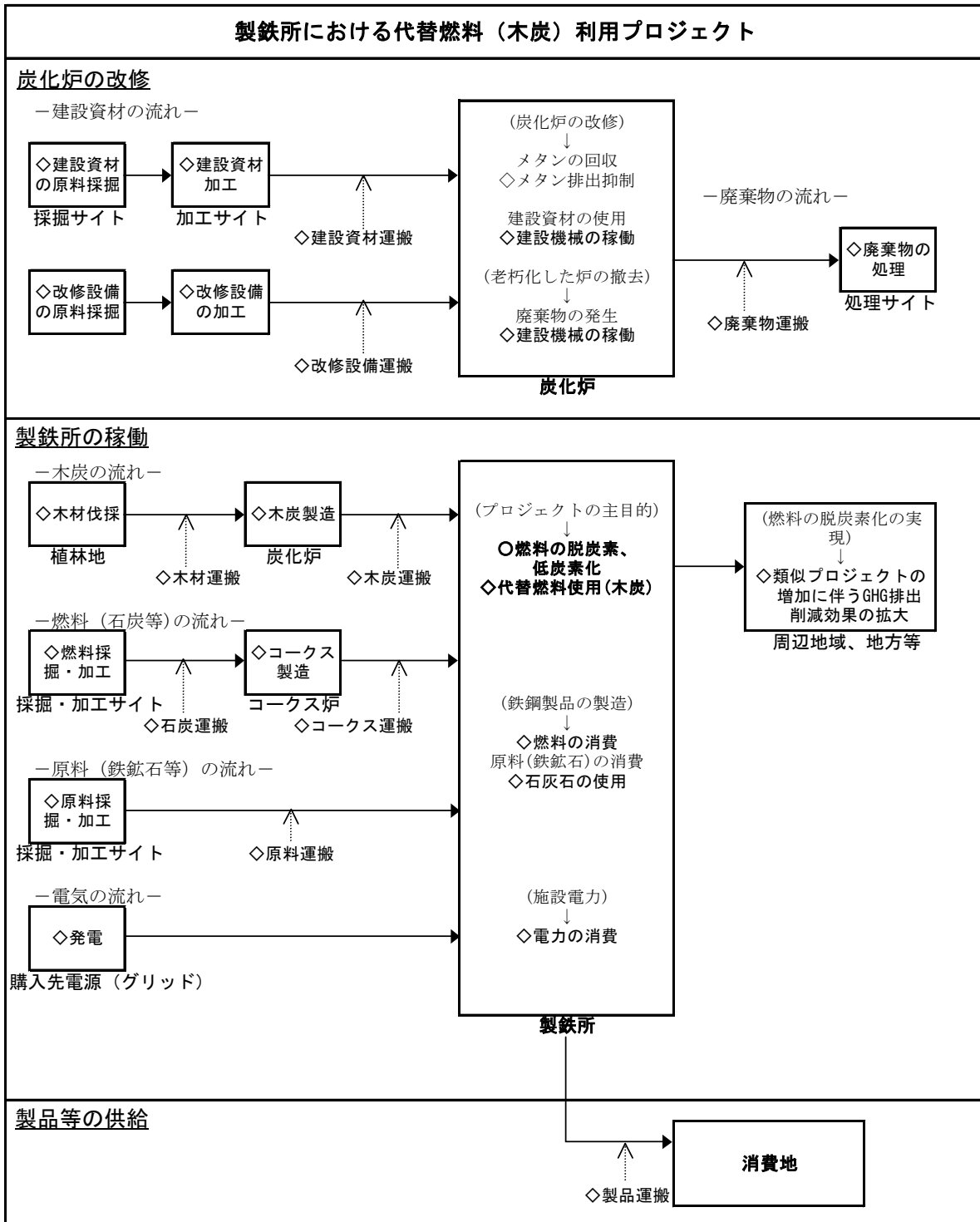


各分類における間接影響の考慮方法

分類	考慮方法
a	・ 当該間接影響に関する GHG 排出量（吸収量）の過去の事例または文献値等により、当該間接影響による GHG 排出量（吸収量）が全 GHG 排出量（吸収量）に比較して無視しうることを確認後、プロジェクトバウンダリー及びプロジェクト排出量（吸収量）の算定項目から除外する。
b	・ 当該間接影響をプロジェクトバウンダリーに包含し、算定式を設定して当該影響による GHG 排出量（吸収量）を算定する。加えて、モニタリング項目を設定して、プロジェクト実施中にモニタリングを行い、当該影響による実際の GHG 排出量（吸収量）を把握する。その結果をクレジット獲得時に反映する。
c	・ 当該間接影響をプロジェクトバウンダリーに包含し、過去の定量化の事例、文献値等により、当該間接影響による GHG 排出量（吸収量）が全 GHG 排出量（吸収量）に占める割合を想定し（例えば、全排出の 10%）、これを考慮不能な間接影響差引係数として設定して、クレジット獲得量に反映する。
d	・ 当該間接影響をプロジェクトバウンダリーに包含し、当該間接影響の生起の有無を判断する指標を設定する。プロジェクト実施中、または実施後に当該影響の生起が明白である場合は、過去の定量化の事例、文献値等を参考として、c 同様考慮不能な間接影響差引係数を設定して対応する。
e	・ 当該間接影響をプロジェクトバウンダリーに包含しないが、類似事例を参考として、当該影響の生じる可能性、程度等を留意事項として記述し、クレジット獲得時に確認する。
f	・ 当該間接影響をプロジェクトバウンダリーに包含しないが、ベースライン排出量の見直し時に再度本フローを用いて検討する。

<sup>15</sup> 「平成 12 年度 CDM/JI に関する検討調査報告書」（平成 13 年 3 月）より抜粋。

## プロジェクトの影響関連フロー



留意事項：「→」は、燃料、原料、電力、製品等の流れを示す。

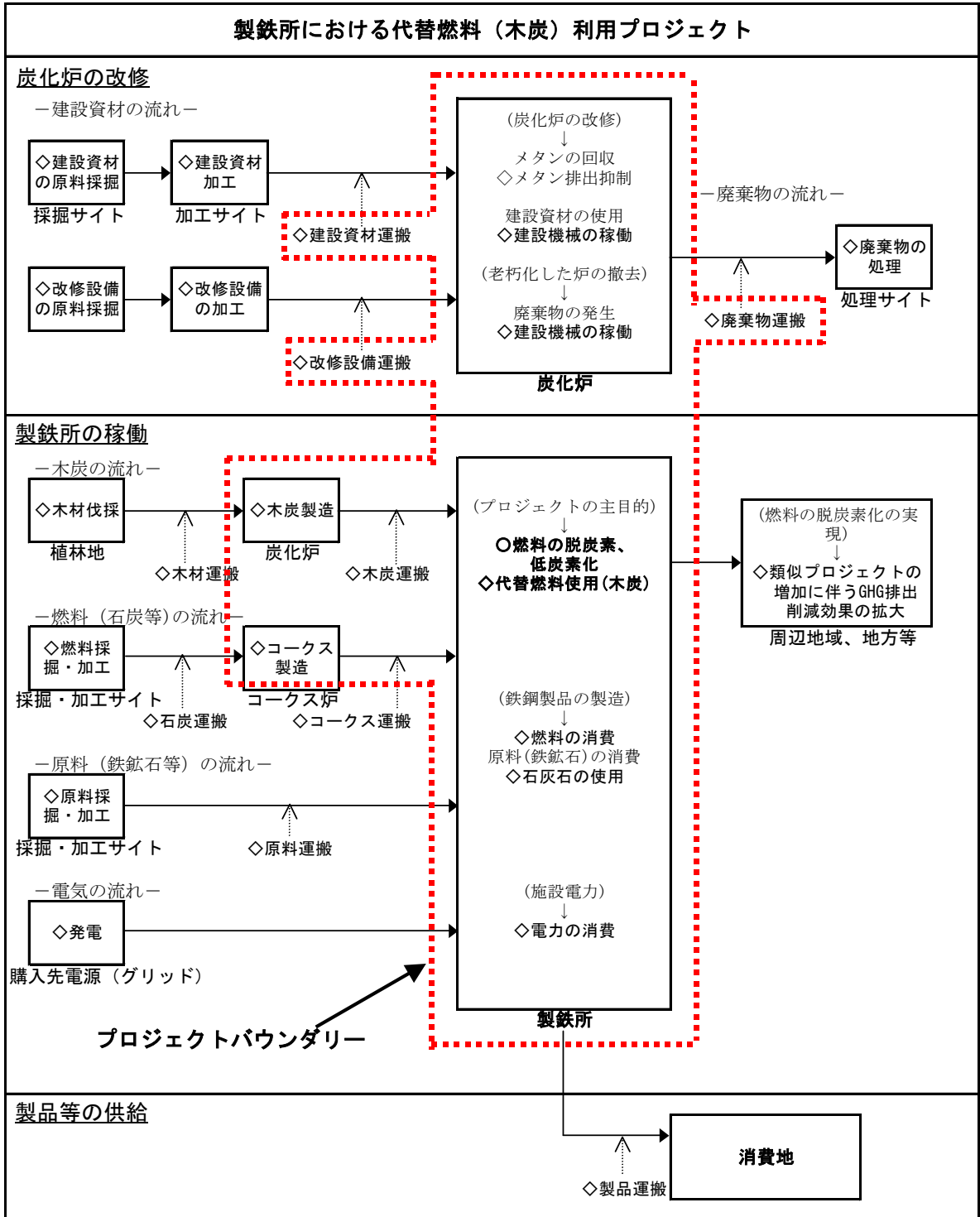
直接影響、間接影響のプロジェクトバウンダリーへの包含の判断

影響	影響項目	製鉄所における代替燃料（木炭）利用プロジェクト		分類 (A~E)	プロジェクト バウンダリー (○, ×)	
		GHG排出・吸収 に係る活動	活動の指標			
直接 影響	主目的 による 影響	燃料の脱炭素化、低炭素化	◇木炭の還元剤利用	木炭利用量	A	○
		メタンの回収	◇メタン排出抑制	炭化炉からのメタン排出量	A	○
	その他 の影響	化石燃料の消費	◇炭化炉回収設備の運搬	新たに発生する運搬手段による燃料使用量	D	×
			◇木炭の運搬	燃料消費量、燃料の運搬手段、燃料の供給元までの距離	B	○
			◇建設機械の稼働	工場の規模、建設機械の種類、燃料消費量等	E	×
			◇建設資材の運搬	建設資材使用量、建設資材の供給元までの距離	D	×
			◇廃棄物の運搬	廃棄物発生量、処理場までの距離	D	×
			◇燃料の消費	化石燃料（種類別）消費量	B	○
			◇石灰石の消費	石灰石消費量	B	○
電力の消費	◇電力の消費	電力消費量	B	○		

影響	影響項目	製鉄所における代替燃料（木炭）利用プロジェクト		分類 (a~f)	プロジェクト バウンダリー (○, ×)	
		GHG排出・吸収 に係る活動	活動の指標			
間接 影響	主目的 による 影響	化石燃料の消費	◇燃料の採掘、加工	燃料消費量、燃料の採掘方法・加工方法	a	×
			◇木材伐採	木炭製造に関係する木材伐採量	a	×
			◇木炭製造	木炭製造に関係する化石燃料消費量	b	○
	その他 の影響	化石燃料の消費	◇建設資材の原料採掘、加工	建設資材使用量、建設資材の原料の採掘方法、加工方法	a	×
			◇建設廃棄物の処理	建設廃棄物発生量	a	×
			◇原料の採掘、加工	原料（鉄鉱石）消費量	a	×
			◇原料の運搬	原料の供給元までの距離	a	×
			◇コークス原料採掘、加工	コークス消費量	a	×
			◇コークス製造	コークス製造量	b	○
			◇コークス運搬	コークス運搬距離	a	×
			◇製品の運搬	製品生産量、製品の消費先までの距離	a	×
	GHG排出の削減	◇類似プロジェクトの増加に伴うGHG排出削減効果の拡大	当該プロジェクトの省エネ効果、GHG排出削減効果	f	×	



# プロジェクトバウンダリー設定例



留意事項：「→」は、燃料、原料、電力、製品等の流れを示す。

### 【参考 3 電力の代替プロジェクトにおける CO<sub>2</sub> 排出係数の考え方について】 －Build margin、Operating margin、Combined margin－

以下に、CDM プロジェクトのうち、特に電力代替プロジェクトにおいて重要となる CO<sub>2</sub> 排出係数の設定方法について、OECD 等において議論されている考え方を紹介する。

Build margin、Operating margin、及び Combined margin は、ベースラインシナリオにおいて、当該 CDM プロジェクトが代替する発電所はどのようなものかを設定する際の考え方である。

#### **Build margin:**

CDM プロジェクトが、新たに建設される予定の発電所を代替するものではなくとも、その建設を遅延させることになる、という考え方である。このような遅延は、新たに追加される将来の全ての発電所に影響を与えるため、Build margin によるベースラインは、グリッドに追加される全ての発電所のタイプに反映されるべきである。Build margin では、最近建設された発電所の 20% を加重平均した排出係数、または直近に建設された 5 つの発電所を加重平均した排出係数のうちで、どちらか高い方を代替すると設定することが望ましい。

#### **Operating margin:**

Operating margin 効果とは、上記のような CDM プロジェクトの実施後の早い段階において、Build margin の効果が現れる前に用いられる。当該 CDM プロジェクトが、既存の発電所のいずれかからの発電量を代替する、と設定する。Operating margin に関するいくつかの方法が提案され、適用されてきている。もっとも正確な Operating margin の方法論は、ディスパッチのデータやモデルを利用するものである。データが存在し、資金も豊富であれば有用であるが、現実的にはそうでないことが多いため、広く適用することはできない。全ての発電所のデータを加重平均することは、最も簡便な方法ではあるが、不確実性が高い。従って、ここでは実践的な方法として、燃料費がかからない発電所 (zero fuel-cost) 及び運転することが必須の発電所 (must-run facilities) を除いたうえで、残り全ての発電所の加重平均による排出係数とすることが望ましい。これは、高度な技術を利用して算定した排出係数に近似している。

#### **Combined margin:**

多くの発電所関連プロジェクトは、Operating margin (短期的) と Build margin (長期的) の両方に影響するため、発電所関連のベースラインは、これらの影響の両方を考慮する必要がある。同時に、ベースラインの標準化方法論においては、透明性が高く、多くの非附属書 I 国に適用可能であることが要求される。つまり、データ及び資金の利用可能性、クレジット獲得期間に関する COP の決定、保守性、及びその他のクライテリアに適合する必要がある。これらの検討に基づき、ここでは、Combined margin approach (例えば、Operating margin と Build margin の平均) が、多くの電力関連プロジェクトの標準的な方法論として検討された。CDM のクレジット期間に関する COP の決定等を考慮して、以下に示す、効果的な Combined margin を検討した。

- ・ **プロジェクトの最初の 7 年間 (またはプロジェクト期間が 10 年間の場合) は Operating margin と Build margin の平均**
- ・ **第 2 (及び第 3) の 7 年間では、初年から 7 年目までに建設された発電所のデータに基づいた Build margin**

## 【参考 4 付属書 B-添付 3】

### 主要な小規模 CDM プロジェクト活動分野におけるベースライン及びモニタリングの簡素化手法素案<sup>16</sup>

付属書 B-添付 3 は、CDM 理事会の小規模 CDM パネルが作成した、小規模 CDM のベースライン・モニタリングの簡素化手法に関する提案の一部である (Annex B to attachment 3 Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories)。2002 年 8 月に開催された第 5 回 CDM 理事会において、同提案の付属書 A~C が一般のコメントを募るために公開され、さらに、メソドロジーパネルによる検討が行われた。本資料に示す版は、このとき (2002 年 8 月 9~23 日) に公開されたものの和訳である。

これ以降、メソドロジーパネルにおける検討、理事会における検討等を経て、いくつかの点で変更が行われ、2003 年 1 月に開催された第 7 回 CDM 理事会において、小規模プロジェクトの PDD ガイドラインと共に、「Appendix B 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」として決定された。原文は、CDM 理事会のホームページから入手可能である。

(<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/007/eb7ra06.pdf>)

#### A. 一般的指針

1. 本付属書には、メインテキストに含まれているプロジェクトバウンダリー、リーケージ、ベースライン及びモニタリングの決定に関する勧告に従って、主要な小規模 CDM プロジェクト活動分野におけるベースライン及びモニタリングの簡素化手法の素案が示されている。加えて、付属書は、設備の性能、プロジェクトバウンダリー、及びバイオマスプロジェクトに関して、以下のガイダンスを示している。

#### 設備の性能

2. 設備の性能を決定するために、プロジェクト参加者は、  
(a) 付属書 B に指定された適切な値を利用する。  
(b) (a)において指定された値が利用できないときは、設備のタイプに関する性能の当該国の標準を利用する。  
(c) (b)において指定された値が利用できないときは、ISO や IEC の標準のように、設備のタイプに関する性能の国際標準を利用する。  
(d) (c)において指定された値が利用できないときは、それらが国家または国際レベルの認証機関により試験され、認証されることを条件として、製造業者の規格を利用する。

3. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動において導入された設備に対して、独立組織により行われた試験結果による性能データを利用するオプションを有する。

#### プロジェクトバウンダリー

4. プロジェクトバウンダリーは、物理的なプロジェクト活動に限定される。外部から供給されるエネルギーを置換するプロジェクト活動は、外部のエネルギー供給の削減量に等しい CER を獲得する。

注) 本パネルは、この提案が CDM の様式及び手続き (M & P) に関する decision 17/CP.7 の付属書のパラグラフ 47 に示された「プロジェクト活動以外における、または不可抗力による活動レベルの減少に関する CER は獲得できないとする方法により、ベースラインが定義される」と矛盾しないことに合意した。また、本パネルは、これらの CER の所有権は、外部のエネルギー供給者ではなく、全てプロジェクト参加者が得るべきであることに合意する。

#### バイオマスプロジェクト

5. バイオマスプロジェクトは、その他のプロジェクトと同様に、バイオマスの伐採や輸送等のリーケージまたはライフサイクル的排出の計算を要求されないように取り扱われるべきである。しかし、「バイオマスの持続的利用」は要求されるであろう。

<sup>16</sup> 本和訳は、日本電機工業会気候変動対応検討委員会報告書「CDM に関する国際動向及び PDD 作成例」(2003 年 3 月) より抜粋したものである。

## タイプ I：再生可能エネルギープロジェクト

### A. ユーザー／家庭レベルの発電

#### 技術／対策

1. 本分野は、個々の家庭またはユーザーに対して少量の電力を供給する再生可能エネルギーに関する技術により構成される。これらの技術は、太陽光、風力、及び太陽光家庭システムや風力または太陽光蓄電器等、所有者が利用する電気を生産するその他の技術が含まれる。これらの再生可能エネルギー生産ユニット（による電気）は、計画中または既設の化石燃料火力発電（による電気）を置換するであろう。

2. 発電容量は、15MW 以下に特定されている。本分野におけるある技術に関しては、MW による容量は、あまり意味がない。そのようなケースでは、想定される年間の電力生産が、15GWh 以下である必要がある。

#### バウンダリー

3. 発電ユニット及び生産される電力を利用する設備の地形・地理的位置は、プロジェクトバウンダリーにおいて描写される。

解説：プロジェクトバウンダリーは、発電ユニットや電力利用設備が設置される地形・地理的な場所である。

#### ベースライン

4. プロジェクト参加者は、利用中の、またはプロジェクト活動がなかった場合に利用される技術を特定し、付録 A に示された「障害」を利用して、（プロジェクト活動がなければ）その技術が用いられないであろう理由を定量的に説明する必要がある。当該再生可能エネルギーに関する技術が、利用されたであろう技術に比較して高コストであることの証明は、定量的な説明の代替として提供される。

解説：プロジェクト参加者は、付録 A に示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。または、当該技術がベースラインの技術に比較して高コストであることを証明すれば、上記「障害」に関する説明は不用である。

5. 再生可能エネルギーに関する技術は、電力のアウトプットが計測されるため、簡易ベースラインは、生産される KWh に 50% の負荷率ジーゼル発電の排出係数を乗じるものであり、表 B-4 に関連する容量が示されている。

6. 電力のアウトプットが計測されない再生可能エネルギーに関する技術、及び液体の石油系燃料を用いる技術を代替する技術において、簡易ベースラインは、一般に用いられている技術の燃料消費、またはプロジェクト活動がない場合に用いられるであろう燃料の消費量に、置換される液体の石油系燃料の排出係数を乗じるものである。IPCC のデフォルト値を用いることができる<sup>17</sup>。

注）表 B-1 は、主要な小規模 CDM プロジェクト活動の簡易ベースラインである。しかし、本表のベースラインが適用される以前に、それ（ベースライン）は、さらに開発されなければならない。

<sup>17</sup> IPCC 1996 Revised Guideline 参照。

表 B-1

技術	削減される CO <sub>2</sub> 当量 (kgCO <sub>2</sub> 当量/年)
一般：家庭電化用小規模再生可能エネルギー	75**kg/年+エネルギー kg/年/Wh/日 (Wh/日で負荷されるエネルギー)
太陽光家庭システム (SHS)	75kg/年+4*Power kg/年/Wp. [kgCO <sub>2</sub> /年] (Power = PV モジュールの容量 (Wp.) 典型的な放射レベルである 5kWh/m <sub>2</sub> /日の場合、それぞれの PV-power は、1 日当たり 5Wh の電力を生成する。)
水力	75kg/年+2kg/年/W (設置される容量)
風力の蓄電	75kg/年+350:D <sup>2</sup> kg/年/m <sup>2</sup> (D = 回転翼の直径)

出典：Martens, van Rooijen, Bovee, Wijnants (2001), Standardised Baseline for Small-Scale CDM Activities, ECN-C-01-122.

### リーケージ

7. リーケージの計算の必要はなし。

### モニタリング

8. モニタリングは、以下のものから構成される。  
簡易ベースラインが電力の生産に基礎を置いている場合、全てのシステムまたはそのサンプルから生成される電力の計測。

または

(b) 表 B-1 が完成し理事会で承認されており、簡易ベースラインが表 B-1 示されている式で与えられた場合、それらが稼働中であることを保証するために（稼働中であることの証明は、レンタルやリースの支払いが代替可能）、全てのシステムまたはそのサンプルの年 1 回のチェック。

## B. ユーザー／企業による機械用エネルギー利用

注) 本分野は、第 3 回理事会ミーティング (2002 年 4 月 17 日) の報告書に添付されたプロジェクトタイプのリストの一部にはないものである。

### 技術／対策

1. 本分野には、個々の企業またはユーザーに対して機械用のエネルギーを供給する再生可能エネルギーに関する技術により構成される。これらの技術は、水力、風力、及び風力利用のポンプ、太陽光揚水ポンプ、水車、風車等所有者によりエネルギーのすべてが利用される力学的エネルギーを供給する、その他の技術が含まれる。これらの再生可能エネルギー生産ユニット (によるエネルギー) は、新規なもの、または既存の化石燃料の火力による機械用の出力源を置換するであろう。

2. 出力は、15MW 以下に特定されている。本分野におけるある技術に関しては、MW による容量は、あまり意味がない。そのようなケースでは、想定される年間の力学的エネルギーが、54 TJ (15GWh) 以下である必要がある。

### バウンダリー

3. 出力ユニット及び生産される力学的エネルギーを利用する設備の地形・地理的位置は、プロジェクトバウンダリーにおいて描写される。

解説：プロジェクトバウンダリーは、出力ユニット及びエネルギー利用設備が設置される地形・地理的な場所である。

### ベースライン

4. プロジェクト参加者は、利用中の、またはプロジェクト活動がなかった場合に利用される技術を特定し、付録 A に示された「障害」を利用して、(プロジェクト活動がなければ) その技術が用いられないであろう理由を定量的に説明しなければならない。当該再生可能エネルギーに関する技術が、利用

されたであろう技術に比較して高コストであることの証明は、定量的な説明の代替として提供される。

解説：プロジェクト参加者は、付録Aに示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。または、当該技術がベースラインの技術に比較して高コストであることを証明すれば、上記「障害」に関する説明は不用である。

5. ジーゼル出力設備に代替する、または代替したであろう再生可能エネルギーに関して、簡易ベースラインは、生成される力学的エネルギー（MJ）を（kWhに変換するために）3.6で除し、50%の負荷率及び表 B-4 に示された容量を用いたジーゼル出力設備に基づいて、置換される電力の排出係数を乗じる。

注）表 B-2 は、システムのアウトプットに基づいた、主要な小規模 CDM プロジェクト活動のための簡易ベースラインとして開発される。ベースラインの導出、及び計算には注意書きが必要である。

表 B-2（作成中<sup>18</sup>）

#### リーケージ

6. リーケージの計算の必要はなし。

#### モニタリング

7. モニタリングは、以下のものから構成される。

(a) 簡易ベースラインが生産されるエネルギーに基礎を置いている場合、全てのシステムまたはそのサンプルから生成されるアウトプットの計測。

または

(b) 表 B-2 が完成し理事会で承認されており、簡易ベースラインが表 B-2 示されている式で与えられた場合、それらが稼働中であることを保証するために（稼働中であることを証明は、レンタルやリースの支払いが代替可能）、全てのシステムまたはそのサンプルの年 1 回のチェック。

### C. ユーザーによる熱エネルギー利用

注）本分野は、第 3 回理事会ミーティング（2002 年 4 月 17 日）の報告書に添付されたプロジェクトタイプのリストの一部にはないものである。

#### 技術／対策

1. 本分野は、個々の家庭またはユーザーに対して化石燃料を（または非持続的な資源利用による薪炭を）直接代替するエネルギーを供給する再生可能エネルギーに関する技術<sup>19</sup>により構成される。これらの技術には、太陽光温水器及び乾燥器、ソーラークッカー、暖房設備、乾燥設備、及び化石燃料を直接代替する熱エネルギーを供給するその他の技術が含まれる。これらの再生可能エネルギーは、計画中または既設の化石燃料システム（または非持続的な資源利用による薪炭を）を置換するであろう。

注）薪炭材の置換をベースラインとして検討することの妥当性は、「持続可能な資源利用」の定義に依存するため、更なる分析が必要である。加えて、「持続可能なバイオマス」と「非持続可能なバイオマス」の相違点を定義する必要がある。

2. 出力は、15MW 以下に特定されている。本分野におけるある技術に関しては、MW による容量は、あまり意味がない。そのようなケースでは、想定される年間の力学的エネルギーが、54 TJ（15GWh）以下である必要がある。

<sup>18</sup> 2002 年 8 月時点

<sup>19</sup> : 電気温水器を置換する太陽光温水器など、電力を置換する技術、及びタイプ II（エネルギー効率向上）のプロジェクトに分類される化石燃料を間接的に置換する技術のこと。

### バウンダリー

3. 熱エネルギーを生成するユニット及び生産される熱エネルギーを利用する設備の地形・地理的位置は、プロジェクトバウンダリーにおいて描写される。

解説：プロジェクトバウンダリーは、熱エネルギー生産ユニットや利用設備が設置される地形・地理的な場所である。

### ベースライン

4. プロジェクト参加者は、利用中の、またはプロジェクト活動がなかった場合に利用される技術／燃料を特定し、付録 A に示された「障害」を利用して、(プロジェクト活動がなければ) その技術が用いられないであろう理由を定量的に説明しなければならない。当該再生可能エネルギーに関する技術が、利用されたであろう技術に比較して高コストであることの証明は、定量的な説明の代替として提供される。

解説：プロジェクト参加者は、付録 A に示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。または、当該技術がベースラインの技術に比較して高コストであることを証明すれば、上記「障害」に関する説明は不用である。

5. 液体石油燃料を利用する技術に代替する再生可能エネルギーに関して、簡易ベースラインは、プロジェクト活動がなかった場合における技術による燃料消費量に、置換される液体石油燃料の排出係数を乗じる。IPCC のデフォルト値が利用可能である。

6. 【薪炭材を代替する再生可能エネルギーに関する技術において、簡易ベースラインは、薪炭材の消費量に、置換される薪炭林材の排出係数を乗じる。】

注) 表 B-3 は、主要な小規模 CDM プロジェクト活動のための簡易ベースラインである。これらは、ベースラインとして適用される前に、さらに開発されなければならない。ベースラインの導出、及び計算には注意書きが必要である。

表 B-3

技術	削減される CO <sub>2</sub> 等量 (kgCO <sub>2</sub> 等量/年)
太陽光温水器	1.5 tCO <sub>2</sub> /100 ㍒温水 (インド)
ソーラークッカー	【3.6 tCO <sub>2</sub> /年 (薪炭材置換の場合 (ネパール))】 1.5 tCO <sub>2</sub> /年 (灯油置換の場合 (ネパール))
その他の技術	国別の排出係数

### リーケージ

7. リーケージの計算の必要はなし。

### モニタリング

8. モニタリングは、以下のものから構成される。

(a) 簡易ベースラインが生産されるエネルギーに基礎を置いている場合、全てのシステムまたはそのサンプルから生成される熱エネルギーの計測。

または

(b) 表 B-3 が完成し理事会で承認されており、簡易ベースラインが表 B-3 示されている式で与えられた場合、それらが稼働中であることを保証するために (稼働中であることを証明は、レンタルやリースの支払いが代替可能)、全てのシステムまたはそのサンプルの年 1 回のチェック。

## D. システム用の発電

### 技術／対策

1. 本分野は、少なくとも化石燃料火力発電機を1基含むシステムに対して電力供給する、太陽光、水力、潮流／波力、風力、地熱、及びバイオマスなどの再生可能エネルギーにより構成される。再生可能エネルギーの発電機は、新規であるか、または化石燃料火力発電機を代替する。
2. 追加される発電機が、再生可能エネルギーと非再生可能エネルギーの両方のコンポーネントを持つ場合、小規模 CDM プロジェクト活動に対する 15MW の適格性の制限は、再生可能エネルギーにのみ適用される。

### バウンダリー

3. プロジェクトバウンダリーは、再生可能エネルギー源の地形・地理的位置を包含する。

解説：プロジェクトバウンダリーは、再生可能エネルギー発電設備が設置される地形・地理的な場所である。

### ベースライン

4. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に利用される技術を特定し、付録 A に示された「障害」を利用して、(プロジェクト活動がなければ) その技術が用いられないであろう理由を定量的に説明する必要がある。当該再生可能エネルギーに関する技術が、利用されたであろう技術に比較して高コストであることの証明は、定量的な説明の代替として提供される。

解説：プロジェクト参加者は、付録Aに示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。または、当該技術がベースラインの技術に比較して高コストであることを証明すれば、上記「障害」に関する説明は不用である。

5. 埋立処分場からのガスまたは廃棄物からのガスに関するプロジェクトのケースでは、排出削減量は、燃料として利用されるメタンの排出量の CO<sub>2</sub> 等量から、ガスの燃焼による CO<sub>2</sub> 等量を減じたものとする。
6. 全ての化石燃料火力発電機が燃料油またはジーゼル油を用いるシステムでは、ベースラインは、表 B-4 に示されるように、最適な負荷にて運転される、適切な容量の近代的なジーゼル発電機の排出係数に対して、再生可能エネルギー発電機により生成される年間の kWh を乗じる。

表 B-4  
3 種類の異なるレベルの負荷率\*\*におけるジーゼル発電システムの排出係数  
(kgCO<sub>2</sub> 等量/kWh\*)

ケース	24 時間稼働の ミニグリッド	i) 時間限定 (4-6 時間/日) の ミニグリッド ii) 生産用アプリケーション iii) 揚水ポンプ	蓄電用ミニグリッド
負荷率 (%)	25%	50%	100%
3-12kW	2.4	1.4	1.2
15-30kW	1.9	1.3	1.1
35-100kW	1.3	1.0	1.0
135-200kW	0.9	0.8	0.8
>200kW***	0.8	0.8	0.8

\*) ジーゼルの換算係数 3.2kg CO<sub>2</sub>/kg を用いた (IPCC ガイドラインに従って)。

\*\*) 数値は、RETScreen International's PV 2000 model のオンラインマニュアルにおける燃料曲線から導かれる。http://retscreen.net/ からダウンロード可能。

\*\*\*) デフォルト値。



7. 全てのその他のシステムに関しては、ベースラインは、再生可能エネルギーの発電機より生成される kWh に、排出係数 (g CO<sub>2</sub>/kWh) を乗じて、以下のとおり計算される：

(a) オペレーティング（稼働）マージンとビルド（建設）マージンの平均値

(i) オペレーティングマージンは、既存及び計画中の発電所の稼働に対する、提案されたプロジェクト活動の影響を算定するものである。データやリソースの利用可能性が高い状態では、ディスパッチデータは有用であるが、広範囲には適用できない。実践的であり、同程度の正確性を示すものに、水力、地熱、低価格のバイオマス、及び太陽光による発電を除外した上で、全ての発電を加重平均する方法がある。これは、多くのケースにおいて、より高度な技術を利用したオペレーティングマージンに近似した結果をもたらす。

(ii) ビルドマージン（又は「直近の建設」）は、代替する発電所の建設に対する、提案されたプロジェクト活動の影響を算定するものである。推薦される計算方法は、20%に相当する最近建設された発電所、または直近の 5 基の発電所、として定義される発電容量の追加分の、加重平均による排出係数 (gCO<sub>2</sub>/kWh) の（二つの）うちどちらか高い方を選ぶ方法である。

(b) オペレーティングマージン（現状の発電ミックスの加重平均）；

(c) ディスパッチの分析（最近の観測データ）

解説：再生可能エネルギーの発電機より生成される kWh に乗じる排出係数 (g CO<sub>2</sub>/kWh) を求めるために、上記(a),(b),(c)のいずれかの方法を選択する。ビルトマージンに関しては、「全発電所数の 20%の基数に該当する最近建設された発電所の排出係数の平均」と「直近の 5 基の発電所における排出係数の平均」のうち、高い方を選択する。

#### リーケージ

8. リーケージの計算の必要はなし。

#### モニタリング

9. モニタリングは、再生可能エネルギーの技術から生成される発電の計測となる。

10. 埋立処分場のガスまたは廃棄物からのガスに関するプロジェクトのケースでは、発電機により燃料として利用されるメタンの量を計測する。

## タイプ II：エネルギー効率改善プロジェクト

### E. 供給側のエネルギー効率改善－送配電

#### 技術／対策

1. 本分野は、最大 15GWh/年までの、電気又は熱の配送と分配システムのエネルギー効率を改善する技術又は対策により構成される。例として、送電線の昇電圧、変圧器の交換、地域熱供給システムのパイプの断熱強化等が包含される。技術又は対策は、既存の配送または分配システムに適用されるか、配送と分配システムの拡張の一部となるであろう。

#### バウンダリー

2. エネルギー効率向上に関する対策が実施される送電及び/または配電システムの部分となる地形・地理的バウンダリーが、プロジェクトバウンダリーである。

解説：対策が実施される送配電網や設備を含む地形・地理的バウンダリーが、プロジェクトバウンダリーである。

## ベースライン

3. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に利用される技術を特定し、付録 A に示された「障害」を利用して、(プロジェクト活動がなければ) その技術が用いられないであろう理由を定量的に説明する必要がある。定量的な説明に代替するものとして、プロジェクト参加者は、旧型設備の更新のケースにおいてはプロジェクト活動の(投資)回収期間が[X]年以上であること、新規設備導入のケースにおいてはプロジェクト活動が(通常)用いられたであろう技術やプロセスに比較して送配電ロスを[Y] %以上低減することを示してもよい。

解説：プロジェクト参加者は、付録Aに示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。または、旧型設備の更新プロジェクトの場合は、プロジェクト活動の投資回収期間が[X]年以上であること、新規設備導入プロジェクトの場合は、プロジェクト活動が通常の技術やプロセスに比較して送配電ロスを[Y] %以上低減することを示しても良い。

4. エネルギーのベースラインは、プロジェクトバウンダリー内のエネルギーの技術的なロスであり、以下のいずれかで計算される：

(a) 計測による既存設備の性能

または

(b) 旧型設備の更新のケースにおいて、

- (i) 当該設備の形式に関する性能の当該国の標準値。
- (ii) (i)において指定された値が利用できないときは、ISO や IEC の標準のように、当該設備の形式に関する性能の国際標準値。
- (iii) (ii)において指定された値が利用できないときは、それらが国家または国際レベルの認証機関により試験され、認証されることを条件として、製造業者の規格値。

5. 新規設備の導入のケースでは、導入されたであろう設備に関するエネルギーのベースラインは、以下に基づき計算される：

- (i) 当該設備の形式に関する性能の当該国の標準値。
- (ii) (i)において指定された値が利用できないときは、ISO や IEC の標準のように、当該設備の形式に関する性能の国際標準値。
- (iii) (ii)において指定された値が利用できないときは、それらが国家または国際レベルの認証機関により試験され、認証されることを条件として、製造業者の規格値。

6. 排出量のベースラインは、エネルギーのベースラインに、カテゴリDと同様な方法で計算された排出係数 (gCO<sub>2</sub>/kWh) を乗じて求められる。

## リーケージ

7. リーケージの計算の必要はなし。

## モニタリング

8. プロジェクト活動のエネルギーの性能は、新規設備の技術的エネルギーロスが計測可能であれば<sup>20</sup>、その計測結果で表されるべきである。技術的なエネルギーロスが計測されたデータから決定できない場合、それらは、導入する設備の稼働時のテスト結果を用いて計算されることが望ましい。また、これらが利用可能でない場合は、パラグラフ 37 または 38 において決定された値を用いる。

<sup>20</sup> : 非技術的なロスが技術的なエネルギーロスに比較して小さい場合、効率向上に関する対策の実施後の技術的なエネルギーロスは、計測データが利用可能であれば、それによって決定することができる。効率向上によって影響を受けるシステムのある部分の末端から得られる電気または蒸気同様に、効率向上によって影響を受けるシステムのある部分から引き出される電気または蒸気が計測される。効率向上によって影響を受ける送電/配電のある部分が別途独立で計測されていない場合、技術的なエネルギーロスの低減は、既に計測されたシステムの一部におけるロスのパーセンテージで表すことが可能である。

## F. 供給側のエネルギー効率改善

### 技術／対策

9. 本分野は、最大 15GWh/年までのエネルギーまたは燃料の消費を低減することにより、化石燃料による電気または熱システムの生成機器の効率を向上させる技術または対策により構成される<sup>21</sup>。例として、発電所またはコジェネレーション設備における効率向上が挙げられる<sup>22</sup>。当該技術または対策は、既存の発電所、または新規発電設備の一部に適用してもよい。

### バウンダリー

10. エネルギー効率向上に関する対策の実施により影響を受ける化石燃料火力発電設備の地形・地理的なサイトが、プロジェクトバウンダリーである。

### ベースライン

11. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に利用される技術及びプロセスを特定し、付録 A に示された「障害」を利用して、(プロジェクト活動がなければ) その技術が用いられないであろう理由を定量的に説明する必要がある。定量的な説明に代替するものとして、プロジェクト参加者は、旧型設備の更新のケースにおいてはプロジェクト活動の(投資)回収期間が [X] 年以上であること、新規設備導入のケースにおいてはプロジェクト活動が(通常)用いられたであろう技術やプロセスに比較して効率を [Y] %以上改善することを示してもよい。

解説：プロジェクト参加者は、付録 A に示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。または、旧型設備の更新プロジェクトの場合は、プロジェクト活動の投資回収期間が [X] 年以上であること、新規設備導入プロジェクトの場合は、プロジェクト活動が通常の技術やプロセスに比較して効率を [Y] %以上改善することを示してもよい。

12. エネルギーのベースラインは、プロジェクトバウンダリー内のエネルギーの技術的なロスであり、旧型設備の更新のケースにおいては既存の(熱または電気の)生成機器のモニターされた性能により計算される。新規設備の導入のケースでは、(当該プロジェクトがなければ)導入されたであろう設備に関して、以下に基づいて計算される：

- (a) 当該設備の形式に関する性能の当該国の標準値。
- (b) (a)において指定された値が利用できないときは、ISO や IEC の標準のように、当該設備の形式に関する性能の国際標準値。
- (c) (b)において指定された値が利用できないときは、それらが国家または国際レベルの認証機関により試験され、認証されることを条件として、製造業者の規格値。

13. 排出量のベースラインは、エネルギーのベースラインに、生成機器に用いられる燃料の排出係数 ( $\text{gCO}_2/\text{kWh}$ ) を乗じて求められる。IPCC のデフォルト値を用いることができる。

### リーケージ

14. リーケージの計算の必要はなし。

### モニタリング

15. 削減されたエネルギー量は、生成機器が利用した燃料が含有するエネルギー量、及び生成機器により生成される電気または熱のエネルギー量である。このように、燃料生成量とアウトプットの両者を計測する必要がある。

16. 生成機器が利用する燃料の標準的な排出係数も必要となる。石炭の場合、排出係数は、もし石

<sup>21</sup> : 水力プロジェクトに関するタービンの置換など、非化石燃料の(電気または熱の)生成機器の効率向上は、再生可能エネルギープロジェクトと同様に取り扱われるべきである。効率の向上は算定または計測されるものだが、パーセンテージで表されるこの効率向上は、当該機器において計測されるアウトプットの計測結果に対して適用され、カテゴリーDのプロジェクトにしたがって計算される排出係数を乗じて求められる。

<sup>22</sup> : バイオマスのコジェネレーションプロジェクトは、タイプIの活動として考えられるべきである。

炭購入時の通常の作業に含まれたものであれば、購入する石炭のサンプルのテスト結果を利用すべきである。

## G. 特定技術に関する需要側のエネルギー効率改善プログラム

### 技術／対策

17. 本分野は、エネルギー効率の良い装置、電灯、安定器、冷蔵庫、モーター、送風機、空調機器、電気機器、その他を多くのサイトで採用することを促進するプログラムにより構成されている。これらの技術は、既存の設備を置換する、または新たなサイトに導入するものでも良い。1プロジェクトの合計のエネルギー削減量は、最大 15GWh/年を超えてはならない。

### バウンダリー

18. それぞれの対策（各装置）の導入される地形・地理的な場所が、プロジェクトバウンダリーである。

### ベースライン

19. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に利用される技術及びプロセスを特定し、付録 A に示された「障害」を利用して、（プロジェクト活動がなければ）その技術が用いられないであろう理由を定量的に説明する必要がある。定量的な説明に代替するものとして、プロジェクト参加者は、旧型設備の更新のケースにおいてはプロジェクト活動の（投資）回収期間が [X] 年以上であること、新規設備導入のケースにおいてはプロジェクト活動が（通常）用いられたであろう技術やプロセスと比較して効率を [Y] %以上改善することを示してもよい。

解説：プロジェクト参加者は、付録 A に示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。または、旧型設備の更新プロジェクトの場合は、プロジェクト活動の投資回収期間が [X] 年以上であること、新規設備導入プロジェクトの場合は、プロジェクト活動が通常の技術やプロセスと比較して効率を [Y] %以上改善することを示してもよい。

20. 置換されるエネルギーが化石燃料であれば、ベースラインは、燃料使用が既存の燃料である場合、または、実施されたであろう技術によって使用されたであろう燃料である場合は、燃料消費量に化石燃料の排出係数を乗じて計算される。IPCC のデフォルト値を用いることができる。

21. 置換されるエネルギーが電気であれば、ベースラインは、以下のように計算される：

エネルギー生産量 = [(電気の) 量 × 出力 × 稼働時間] × [1 + 技術的送配電ロス]

「(電気の) 量」とは導入される機器の数量、「出力」とは置換される機器へのエネルギー／電気のインプットで W (ワット) で表される。また、「稼働時間」とは機器が稼働する年平均の時間数、「技術的送配電ロス」とは導入される機器に供給される電気システムの技術的な送電時及び配電時の電力損失をさす。

旧型機器の更新のケースでは、「出力」は置換される機器の加重平均で求められる。新規導入では、「出力」は、市場の機器の加重平均で求められる。

22. エネルギーのベースラインは、カテゴリー D に従って計算される、置換された電力の排出係数 (gCO<sub>2</sub>/kWh) を乗じて求められる。

### リーケージ

23. リーケージの計算の必要はなし。

### モニタリング

24. 導入される機器が既存の機器を置換する場合、置換される機器の「出力」と数量が記録され、

モニターされる必要がある<sup>23</sup>。

25. モニタリングは、「出力」と「稼働時間」のモニタリング、または、適切な方法による導入された機器の「エネルギー使用量」のモニタリングのどちらかで行われる必要がある。採用可能な方法を以下に示す：

- (a) 導入機器のネームプレートデータや検査（結果）を用いて、導入機器（例えば電灯や冷蔵庫）のそれぞれの「出力」を記録する。稼働時間計測器（ランタイムメータ）を用いて導入機器のサンプル（5%程度）の運転時間を計測する。

または

- (b) 導入された機器の適切な（数または規格の）サンプルの「エネルギー使用量」を計測する。電灯等の稼働中の定常負荷を持つ技術に関しては、サンプルは少数とすることができるが、空調機器等の変動負荷を持つ技術に関しては、サンプル数は（電灯等に比較して）一定量（大量）の数量が必要である。

26. どちらのケースにおいても、モニタリングは、導入機器等が稼働状態であるかどうかを確認するために、計測していないシステムのサンプルに関して、年間（1度の）のチェックをする必要がある（レンタルやリースの支払いが継続中であること等、稼働が継続している証拠があれば、これに代替可能である）。

27. 技術的な送配電ロスに関して公開された値を利用しても良い。代替として、導入される機器類に電力供給を行うグリッドの技術的な送配電ロスをモニターしても良い。

## H. 産業用設備に対するエネルギー効率改善及び燃料転換

### 技術／対策

28. 本分野は、単独の産業用設備において実施されるエネルギー効率向上及び燃料転換の対策により構成される<sup>24</sup>。例として、エネルギー効率向上対策（高効率モーター等）、燃料転換対策（蒸気または圧縮空気から電気）、特定の産業プロセスにおける対策（溶鉱炉、紙乾燥、タバコの養生等）が挙げられる。対策は、既存の設備を代替する、または新たな機器が導入される。単独のプロジェクトのエネルギー消費の削減量の合計が、年間 15 GWh を超えないものとする。

### バウンダリー

29. プロジェクト活動により影響を受ける産業設備、プロセス、または装置の（設置されている）地形・地理的な場所が、プロジェクトバウンダリーである。

### ベースライン

30. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に利用される技術及びプロセスを特定し、付録 A に示された「障害」を利用して、（プロジェクト活動がなければ）その技術が用いられないであろう理由を定量的に説明する必要がある。定量的な説明に代替するものとして、プロジェクト参加者は、旧型設備の更新のケースにおいてはプロジェクト活動の（投資）回収期間が [X] 年以上であること、新規設備導入のケースにおいてはプロジェクト活動が（通常）用いられたであろう技術やプロセスと比較して効率を [Y] %以上改善することを示してもよい。

解説：プロジェクト参加者は、付録 A に示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。または、旧型設備の更新プロジェクトの場合は、プロジェクト活動の投資回収期間が [X] 年以上であること、新規設備導入プロジェクト活動の場合は、プロジェク

<sup>23</sup>：これは、置換に関して、例えば 40W の電灯が 100W の電灯と記載されるように、ベースラインを大きく押し上げることを避けるためにモニターされなければならない。

<sup>24</sup>：技術的には、燃料転換対策は、エネルギー効率を向上させることはないので、分野 B のプロジェクトと考えられる。単独の敷地におけるエネルギー効率向上対策のパッケージの一部である場合、それらは、このプロジェクト分野に包含されるであろう。

ト活動が通常の技術やプロセスに比較して効率を [Y] %以上改善することを示しても良い。

31 エネルギーのベースラインは、旧型設備の更新においては置換される既存の設備のエネルギー使用量、新規設備の導入のケースでは、(当該プロジェクトがなければ) 導入されたであろう設備のエネルギー使用量である。両者のケースでは、エネルギーのベースラインの電力部分は、産業設備に電力を供給する電力グリッドの技術的な送配電ロスにより補正される。

32. 排出量のベースラインにおける各エネルギー形態は、排出係数 (gCO<sub>2</sub>/kWh) を乗じる。代替される電力に関して、排出係数は、カテゴリーDのプロジェクトの規定に従って計算される。化石燃料に関しては、IPCC のデフォルト値を用いることができる。

#### リーケージ

33. リーケージの計算の必要はなし。

#### モニタリング

34. 旧型設備の更新のケースにおいては、モニタリングは以下のように行われる：

- (a) 置換 (導入) される設備の仕様書を文書化する。
- (b) 置換される既存設備のエネルギー使用量を計測する。
- (c) 設備の置換によるエネルギー消費削減量を計算する。

35. 新規設備の導入のケースにおいては、モニタリングは以下のように行われる：

- (a) 置換 (導入) される既存設備のエネルギー使用量を計測する。
- (b) 設備導入によるエネルギー消費削減量を計算する。

36. 技術的な送配電ロスに関して公開された値を利用しても良い。代替として、産業設備類に電力供給を行うグリッドの技術的な送配電ロスをモニターしても良い。

## I. 建築物におけるエネルギー効率改善及び燃料転換

#### 技術／対策

37. 本分野は、商業ビル、団体のビル、住宅用ビル、または学校区域や大学など同種のビルからなるグループ等、単独の建築物において実施されるエネルギー効率向上及び燃料転換の対策により構成される<sup>25</sup>。例として、エネルギー効率向上対策 (高性能電気機器、設備の断熱や最適調整)、燃料転換対策 (ガスから電気) が挙げられる。対策は、既存の設備を代替する、または新たな機器が導入される。単独のプロジェクトのエネルギー消費の削減量の合計が、年間 15 GWh を超えないものとする。

#### バウンダリー

38. 建築物が設置されている地形・地理的な場所が、プロジェクトバウンダリーである。

#### ベースライン

39. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に利用される技術及びプロセスを特定し、付録 A に示された「障害」を利用して、(プロジェクト活動がなければ) その技術が用いられないであろう理由を定量的に説明する必要がある。定量的な説明に代替するものとして、プロジェクト参加者は、旧型設備の更新のケースにおいてはプロジェクト活動の (投資) 回収期間が [X] 年以上であること、新規設備導入のケースにおいてはプロジェクト活動が (通常) 用いられたであろう技術やプロセスに比較して効率を [Y] %以上改善すること、及び (投資) 回収期間が [Z] 年以上であることを示してもよい。

解説：プロジェクト参加者は、付録Aに示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動

<sup>25</sup> : 技術的には、燃料転換対策は、エネルギー効率を向上させることはないので、分野 B のプロジェクトと考えられる。単独の敷地におけるエネルギー効率向上対策のパッケージの一部である場合、それらは、このプロジェクト分野に包含されるであろう。

がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。または、旧型設備の更新プロジェクトの場合は、プロジェクト活動の投資回収期間が [X] 年以上であること、新規設備導入プロジェクト活動の場合は、プロジェクト活動が通常の技術やプロセスに比較して効率を [Y] %以上改善すること、投資回収期間が [Z] 年以上であることを示しても良い。

40. エネルギーのベースラインは、旧型設備の更新においては置換される既存の設備のエネルギー使用量を、新規設備の導入のケースでは、(当該プロジェクトがなければ) 導入されたであろう設備のエネルギー消費量である。両者のケースでは、エネルギーのベースラインの電力部分は、建築物に電力を供給する電力グリッドの技術的な送配電ロスにより補正される。

41. 排出量のベースラインにおける各エネルギー形態は、排出係数 (gCO<sub>2</sub>/kWh) を乗じる。代替される電力に関して、排出係数は、カテゴリーDのプロジェクトの規定に従って計算される。化石燃料に関しては、IPCC のデフォルト値を用いることができる。

#### リーケージ

42. リーケージの計算の必要はなし。

#### モニタリング

43. 旧型設備の更新のケースにおいては、モニタリングは以下のように行われる：

- (a) 置換 (導入) される設備の仕様書を文書化する。
- (b) 設備導入の前後における建築物のエネルギー使用量を計測する。
- (c) 導入された対策によるエネルギー消費削減量を計算する。

44. 新規設備の導入のケースにおいては、モニタリングは以下のように行われる：

- (a) 建築物のエネルギー使用量を計測する。
- (b) 新規建築物のエネルギー消費削減量を計算する。

45. 技術的な送配電ロスに関して公開された値を利用しても良い。代替として、産業設備類に電力供給を行うグリッドの技術的な送配電ロスをモニターしても良い。

### タイプ III : その他のプロジェクト活動

注) パネルは、簡易ベースラインとモニタリング方法を提案する前に、本分野における検討がさらに必要であると考えられる。

## J. 農業

技術/対策

バウンダリー

ベースライン

リーケージ

モニタリング

## K. 化石燃料からの転換

### 技術／対策

46. 本分野は、産業用設備または発電設備における化石燃料の燃料転換である。燃料転換は、同様に効率も向上させる。定義によれば、旧式設備の更新のみが、この分野に含まれる。対策は、排出源からの人為的な排出を低減するとともに、二酸化炭素当量で削減量が 15,000 トン／年以下である必要がある。

### バウンダリー

47. 燃料転換により影響を受ける燃料燃焼によるが生じる地形・地理的な場所が、プロジェクトバウンダリーである。

### ベースライン

48. プロジェクト参加者は、付録 A に示された「障害」を利用して、(プロジェクト活動がなければ)燃料転換が行われないであろう理由を定量的に説明する必要がある。

解説：プロジェクト参加者は、付録 A に示されたさまざまな「障害」の中から、当該プロジェクト活動がなかった場合には当該技術が用いられなかったであろう理由にあてはまるものを最低一つ選択して、当該理由を定量的に説明する必要がある。

49. 排出のベースラインは、現在の設備の排出量で、アウトプット単位の排出量(例えば、 $\text{gCO}_2/\text{kWh}$ )で示される。燃料転換前後における、(電気または熱の)生成機器により使用される燃料の排出係数が必要である。IPCC のデフォルト値を用いることができる。

### リーケージ

50. リーケージの計算の必要はなし。

### モニタリング

51. モニタリングは、以下のように行われる：

(a) 燃料転換が実施される前に、適切な期間において、例えば地域熱供給プラントによる石炭使用量及び熱の生成量、発電機の石油の使用量及び生成された電気量など、燃料使用量とアウトプットをモニタリングする。

(b) 燃料転換が実施された後に、適切な期間において、例えば地域熱供給プラントによるガス使用量及び熱の生成量、発電機のガスの使用量及び生成された電気量など、燃料使用量とアウトプットをモニタリングする。

52. 石炭の場合、排出係数は、もし石炭購入時の通常の作業に含まれた作業であれば、購入する石炭のサンプルのテスト結果を利用するべきである。

## L. 運輸分野における排出削減

### 技術／対策

53. 本分野は、低 GHG 排出の輸送手段により構成される。対策は、排出源からの人為的な排出を低減するとともに、二酸化炭素当量で削減量が 15,000 トン／年以下である必要がある。

### バウンダリー

54. 低 GHG 排出の輸送手段が、プロジェクトバウンダリーである。

### ベースライン

55. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合の輸送手段の GHG 排出量を特定するとともに、付録 A に示された「障害」を利用して、(プロジェクト活動がなければ)低 GHG 排出量の輸



送手段が導入されないであろう理由を定量的に説明する必要がある。

56. プロジェクト参加者は、単位サービス当たりの低 GHG 排出の輸送手段における GHG 排出量(台/km または人/km またはトン/km) が少なくとも [X%]、プロジェクト活動により置換される輸送手段の GHG 排出量より低いことを示さなければならない。

57. ベースラインは、(プロジェクト活動がない場合に) 利用されたであろう輸送手段の単位サービス当たりのエネルギー使用量に、置換される輸送手段の数量を乗じ、さらに利用されたであろう輸送手段の燃料の排出係数を乗じる。

58. 燃料生産プロセスからの排出量が、輸送手段の排出量の [Y%] 以上である場合は、そのプロセスはベースラインに包含されるべきである。例えば、発電による排出は、電気自動車の排出として計算される必要がある。電力源からの排出は、カテゴリ-D のプロジェクトに従って算定される。

#### リーケージ

59. リーケージの計算の必要はなし。

#### モニタリング

60. モニタリングは、小規模 CDM プロジェクト活動のもとで導入された低 GHG 排出の輸送手段の数量、及び輸送手段のサンプルにおけるサービスの年間値を追跡する。

### M. メタン回収

#### 技術/対策

61. 本分野は、石炭採掘場、食品産業、埋立地、排水処理場、及びその他の施設からのメタンの回収である。対策は、排出源からの人為的な排出を低減するとともに、二酸化炭素当量で削減量が 15,000 トン/年以下である必要がある。

#### バウンダリー

62. メタン回収の地形・地理的な場所が、プロジェクトバウンダリーである。

#### ベースライン

63. プロジェクト参加者は、付録 A に示された「障害」を利用して、(プロジェクト活動がなければ)メタンの回収が実施されないであろう理由を定量的に説明する必要がある。

64. 排出量のベースラインは、プロジェクト活動がなかった場合に、クレジット期間において、回収されたであろう、または、大気中に放出されなかったであろうメタンの量である。

#### リーケージ

65. リーケージの計算の必要はなし。

#### モニタリング

66. 回収されたメタン及び燃料として使用された、または燃焼されたメタンの量をモニタリングする。メタン回収量を計算するためには、回収されるガスのメタン含有量の定期的な採取が必要となる。

### N. その他の小規模プロジェクト活動

#### 技術/対策

67. 本分野は、上記の A から M に適合するプロジェクト以外であり、M&P の小規模のクライテリア及び EB03 レポートによって限定された技術 (によるプロジェクトで) で構成される。プロジェクト活動は、旧式設備等の更新と新規対策である。

## バウンダリー

68. 対策が実施される場所が、プロジェクトバウンダリーである。

## ベースライン

69. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動が行われなかった場合に用いられた技術を特定するとともに、付録 A に示された「障害」を利用して、プロジェクト活動が実施されないであろう理由を定量的に説明する必要がある。

70. 排出量のベースラインは、プロジェクト活動がなかった場合に用いられるであろう技術に関連した排出量である。

71. 燃料生産プロセスからの排出量が、総排出量の 5%以上である場合は、そのプロセスはベースラインに包含されるべきである。例えば、発電による排出は、主要なエネルギー源として電力を使用する場合は考慮される必要がある。電力源からの排出は、カテゴリ D のプロジェクトに従って算定される。

## リーケージ

72. リーケージは、プロジェクトバウンダリーの外において生じる GHG 排出源からの人為的な排出の正味の変化であり、計測可能でプロジェクト活動に原因を帰するものと定義される。排出源からの人為的排出量の削減は、関連するプロジェクト分野に関して、Annex B の規定に従って、リーケージを補正する必要がある。理事会は、Annex B に追加されるその他のプロジェクト分野におけるリーケージの計算に関して検討する必要がある。

## モニタリング

73. モニタリングは、以下の事項をカバーする必要がある：

- (a) 置換される設備の（プロジェクト活動に関連する）特徴
- (b) 対策が実施された後の実際の排出量を計算するために必要なデータ
- (c) ベースライン排出量を計算するために必要なアウトプットや活動量等のデータ
- (d) 重要な場合は、リーケージ
- (e) 重要な排出量を閉める場合は、電力生産、燃料生産（または生産量の低下）に関連する排出量を計算するためのデータ
- (f) 適切な形で、サンプル抽出によるモニタリングを実施しても良い。

## 付属書B－付録A

1. プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に生じる事象を定量的に説明をする必要がある。プロジェクト活動が、障害を除去することによって、規制や政策に関する要件を満足するか、要件に対する適合性を向上させることを示すために、少なくとも、以下に示す事項の一つに、具体的かつ明確にあてはまる必要がある。

(a) 投資の障害：当該プロジェクト活動に代替する、投資上より実効性の高い代替案が、より多くの（GHG の）排出を生じさせたかもしれない。

(b) 技術の障害：当該プロジェクト活動の技術レベルに比較して低い技術、または新しい技術のパフォーマンスに関連したリスクが、より多くの（GHG の）排出を生じさせたかもしれない。

(c) 市場浸透性の低さによる障害：（当該プロジェクトが採用した技術に比較して）より市場浸透性の高い（市場性の高い）技術が、より多くの（GHG の）排出を生じさせたかもしれない。

(d) 現行の活動の障害：現行の活動が、より多くの（GHG の）排出を生じさせたかもしれない。

(e) 規制に関する障害：当該プロジェクト活動を実施しなければ、規制に関する障害が、より多くの（GHG の）排出を生じさせたかもしれない。

(f) 競争の不利に関する障害：当該プロジェクト活動を実施しなければ、非伝統的なプロジェクトは競争において不利であるため、より多くの（GHG の）排出を生じさせる伝統的なオプションが採用されたかもしれない。

(g) 管理に関する（人的、技術的）資源の障害：当該プロジェクト活動を実施しなければ、エネルギーや排出の基準の適合するための（人的、技術的）資源が限られているため、基準に適合せず、より多くの（GHG の）排出を生じさせたかもしれない。

(h) その他の障害：当該プロジェクト活動を実施しなければ、情報、組織、財政、制度上の障害、または新しい技術を吸収する能力等、プロジェクト実施者によって確認されたある特定の理由により、より多くの（GHG の）排出を生じさせたかもしれない。

2. プロジェクトの分野が特定されてる場合は、定量的な基準（例えば、返済期間）が、パラグラフ1の障害に関する定量的な説明の代替として、用いてもよい。

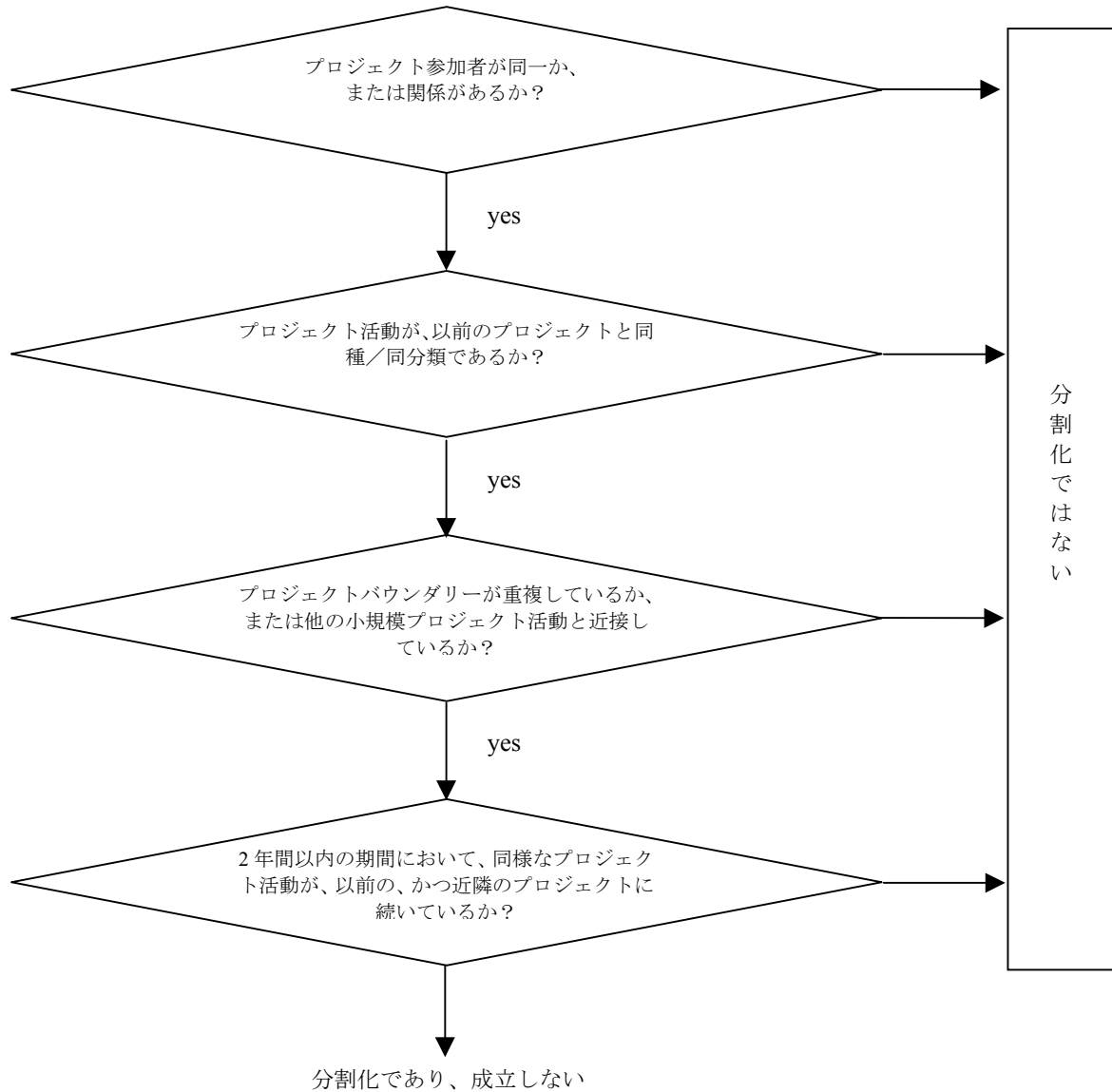
付属書B－付録B

頭字語及び略語	
EB	Executive Board：理事会
EE	Energy Efficiency：エネルギー効率
CER	Certified Emission Reduction：認証排出削減量
CO <sub>2</sub>	Carbon Dioxide：二酸化炭素
D	Diameter of rotor
BAU	Business as Usual
ESCO	Energy Service Company
GHG	Greenhouse Gas：温室効果ガス
IEC	International Electrotechnical Commission
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization
J	Joules
P	Peak
PV	Photovoltaic
T & D	Transmission and distribution：送配電
W	Watt
計測の単位	
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
m	metre
gCO <sub>2</sub>	Gram Carbon Dioxide
MJ	Mega joule (10 <sup>6</sup> joules)
kW	kilowatt

添付3-付属書C

プロジェクト分割化の発生の判断に関するデシジョンツリー

1. プロジェクト分割化は、大規模プロジェクトを複数の小規模プロジェクトに分割することである。(大規模プロジェクトを)一連の小規模に分割化したプロジェクトは、適格性を有しない。以下のデシジョンツリーは、提案された小規模プロジェクトが、大規模プロジェクトを分割化したものであるか否かを評価するものである。



**【参考 5 FELDA Lepar Hilir Palm Oil Mill Biogas Project in Malaysia  
Project Design Document】**

**FELDA Lepar Hilir Palm Oil Mill**

**Biogas Project in Malaysia**

**Project Design Document**

**Ver. 2.1**

**April 2003**

**Matsushita Electric Industrial Co., Ltd. (National/Panasonic)**

**EX CORPORATION**

**Kyushu Institute of Technology  
(KIT)**

## CONTENTS

A. General description of project activity .....	124
B. Baseline methodology .....	129
C. Duration of the project activity / Crediting period .....	133
D. Monitoring methodology and plan.....	133
E. Calculations of GHG emissions by sources .....	137
F. Environmental impacts .....	139
G. Stakeholders comments .....	139
Annex 1: Contact information on participants in the project activity .....	140
Annex 2: Information regarding public funding .....	143
Annex 3: New baseline methodology .....	143
Appendix 1: Abbreviation list.....	153
Appendix 2: Investigation of Greenhouse Gases from Palm Oil Industry for Potential Applications .....	154
Appendix 3: Calculating table of GHG emission reduction by the project activity.....	155
Appendix 4: Minute of the 1 <sup>st</sup> Steering Committee on CDM Project in Malaysian Palm Oil Industry .....	156
Appendix 5: Minute of the 2 <sup>nd</sup> Steering Committee on CDM Project in Malaysian Palm Oil Industry .....	160
Appendix 6: Attendee of the 1 <sup>st</sup> & 2 <sup>nd</sup> Steering Committee on CDM Project in Malaysian Palm Oil Industry .....	163

## A. General description of project activity

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

FELDA Lepar Hilir Palm Oil Mill Biogas Project in Malaysia

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

Wastewater treatment facility is amongst the most important component in the palm oil mill system. This is because the facility is to treatment palm oil mill effluent (POME) that is being generated in large volume during the production of crude palm oil (CPO). Owing to the chemical and physical properties of POME, the most efficient system used in the initial stage of the wastewater plant is the anaerobic treatment. The current system meets the requirement of the palm oil mill operator to safely discharge the treated POME. However, the system releases one of the greenhouse Gases (GHG),  $\text{CH}_4$  into the atmosphere as the by-products of anaerobic digestion of POME.

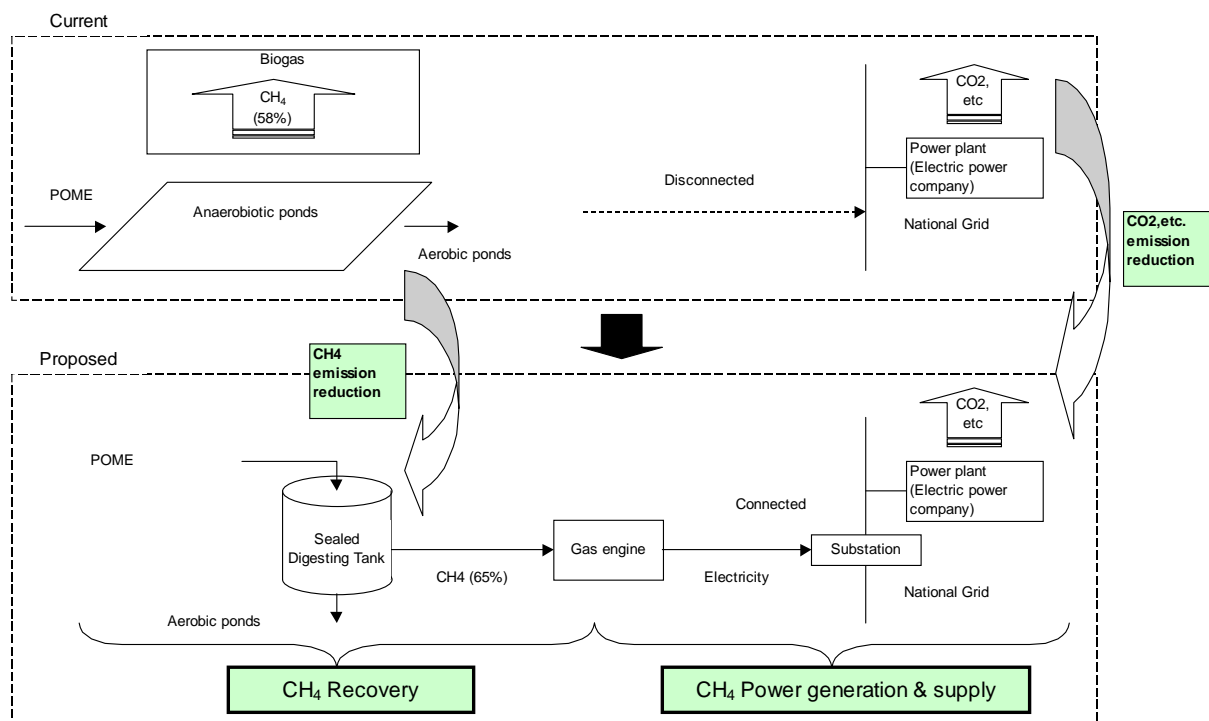


Fig. 1 Schematic diagram of the proposed project activity

#### ***(GHG emission reduction by CH<sub>4</sub> recovery)***

The proposed project activity is to recover the potential biogas ( $\text{CH}_4$ ) from the POME wastewater treatment facility by replacing the anaerobic lagoons with sealed digesting tanks.

#### ***(GHG emission reduction by CH<sub>4</sub> power generation & supply)***

Part of the project activity also will generate electric power from the combustion of the  $\text{CH}_4$  in the gas turbine. Power generated then is supplied to Tenaga Nasional Berhad (TNB – sole electric power company in Peninsular Malaysia), by the grid connection.

The significance of the project activity is as follows:

- 1) This project will be a symbol for business collaboration between Japan and Malaysia in the field of the global environmental issues.
- 2) This project activity will be in accordance with the Malaysian government policy that will facilitate



to introduce renewable energy up to 5% of total domestic energy demand by the end of 2005 according to the 8th Malaysia Plan 2001-2005.

- 3) This project activity will strongly support the sustainable development of the palm oil industry in Malaysia in view of the following 3 aspects.

**i) Environment**

The project will alleviate the undesirable smell of POME and provide cleaner environment.

**ii) Development**

The project will generate electricity, activate economy and bring investment.

**iii) Social economy**

The project will create more opportunity for better jobs.

**A.3. Project participants:**

Matsushita Electric Industrial Co., Ltd., the most comprehensive worldwide electric and electronic product manufacturer, potential Japanese business partner of this venture project

EX Corporation, the Japanese environmental planning consultant company, specializing in waste treatment and greenhouse gas reduction, CDM project activity advisor

Kyushu Institute of Technology, the Japanese university of technology, specializing in cutting-edge engineering filed such as computer science and environmental science, CDM project activity advisor

FELDA PALM INDUSTRIES SDN BHD, the largest Malaysian palm oil-based company, potential Malaysian business partner of this project

Universiti Putra Malaysia, the Malaysian university specialized in environmental biotechnology particularly in utilization of organic waste, CDM project activity advisor

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

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

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

Malaysia (Malaysian government ratified the Kyoto Protocol on September 4, 2002)





**Table 1 Brief overview of Lepar Hilir palm oil mill**

Items	Situation
Address	Karung Berkunci No.3, 26300 Gambang, Pahang State
Commissioned	1986
Possessed plantation area	24,600 hectares
FFB (Fresh Fruit Bunch) processing capacity	54t/h
FFB processed	259,890t (2002)
CPO Production	3,000~4,000t/month
Boiler capacity	18 t-steam/h (2 tubulous boilers in the mill)
Power generation capacity	650 kW (2 back pressure turbines in the mill)
POME treatment method	Anaerobic lagoon method (30,000m <sup>3</sup> x 4 ponds)
COD in POME	40,000-60,000 ppm
BOD treated POME before discharged	Less than 100 ppm
Electricity supply from TNB	None (The mill generates its own electricity from the combustion of oil palm fiber and shells as fuel. This is done inside the 2 steam boilers complemented with 2 steam turbines to generate power. Hence the mill is self-sufficient.)
Nearest TNB substation	TNB Lepar Hilir 3 substation (11 kV) (The substation is about 4km from Lepar Hilir palm oil mill and located in the residential area of the palm oil plantation settlers.)

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

- CH<sub>4</sub> recovery
- Electricity generation for a system

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

Scientifically, it has been proved that anaerobic digestion of POME will produce a mixture of biogas that is mainly CH<sub>4</sub> and carbon dioxide. Being originated from agricultural products and no chemical is added during the extraction of CPO, POME is the most suitable biowaste in the CH<sub>4</sub> fermentation. It also has been shown that CH<sub>4</sub> emitted from this process has a good potential in the power generation using a gas engine. The power generated then can be supplied to power company by grid connection if the mill is located in close proximity with the power grid or else the power can be consumed locally by the mill, small/medium scale industries or settlers' residential areas. At present there are 2 conventional systems used in treating POME, firstly lagoon system, second is the combination of lagoon and open digesting tanks. However, only a few of the mills are using the later system. The choice of the treatment system is largely depend on the availability of land and financial factor. In the instance of the mill using the combination of lagoon and open digesting tanks, with some modification to seal the tanks, CH<sub>4</sub> could be recovered.

Technically, the power generation process commencing from the CH<sub>4</sub> fermentation up to the combustion of CH<sub>4</sub>, we anticipate minimal constraints. This is because mostly of the technologies have been established and proven viable.

Therefore, this project activity will try to make full use of those existing technologies and aim to minimize the additional investment and maximize the cost benefit.

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

This project is based on two complementary activities, as follows:

- The collection of biogas generated from POME; and,
- The generation and supply of electricity to the regional grid, thus reducing the dependence of fossil fuels for electricity generation.

The baseline scenario is defined as the most likely future scenario in the absence of the proposed CDM project activity. The baseline scenario is the continued uncontrolled release of GHG to the atmosphere, similarly to most palm oil mills in Malaysia.

Recovery of biogas to generate electricity will result in the avoidance of CH<sub>4</sub> emissions to the atmosphere and the reduction of approximately 27,100t-CO<sub>2</sub>/y over 10 years. However, we anticipated that the baseline would increase in the future as GHG emission is positively correlated with the production of CPO. In the absence of the proposed project activity it unlikely that such biogas recovery and power generation systems will be implemented. This is because based on the current wastewater treatment system, the properties of the discharge POME is complying with the Department of Environmental regulations. Financial, the system is economically not viable. Moreover, the mill is having a surplus of energy from the fiber and shell using low efficiency boiler system. Even with the implementation of stricter water discharge regulation, the mill operators may only require minimal investment to modify the current wastewater treatment plant to meet the requirement. Thus the GHG emission will continue.

**A.4.5. Public funding of the project activity:**

The implementation of this project is not dependent on any Official Development Assistance resources or any other resources from any international development-funding agency.

## B. Baseline methodology

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

There is no methodology choice available on the UNFCCC website yet. However, as a general approach, “Existing actual or historical emissions, as applicable” and “Emissions from a technology that represents an economically attractive course of action, taking into account barriers to investment” are adopted in this project activity.

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

#### 1) Existing actual or historical emissions, as applicable

CH<sub>4</sub> emission from lagoons can be estimated by using empirical formula shown in E.4. and Annex 3.2). Apart from the above estimation, field assessment of CH<sub>4</sub> emission from the actual site as business per usual will also be carried out. This is supported by another field observation at Serting Hilir palm oil mill (the largest mill in FELDA company) to quantify the CH<sub>4</sub> emission more precisely in order to establish the baseline. (See Annex 3.2))

#### 2) Emissions from a technology that represents an economically attractive course of action, taking into account barriers to investment

With the assistance of CDM, economically the proposed project looks feasible. Firstly the raw materials such as POME, empty fruit bunch and shell are readily at available at the mill itself. Secondly, transportation problem will be automatically alleviated since all the biomass wastes are concentrated *in situ*. In terms of the technology to utilize the biomass for power generation, a combination between Malaysian experience in renewable energy research and Japanese technologies promises an attractive outcome at the end of the project. Moreover with the new policy drawn up by the Malaysian Government to encourage 5% of the electricity power should be generated from renewable energy, the setting up of power generation plant at Lepar Hilir palm oil mill looks viable.

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

### B.4. Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity (i.e. explanation of how and why this project is additional and therefore not the baseline scenario)

Here we described with no separation of B.3. and B.4.

#### 1) The possibility to recover CH<sub>4</sub> and supply the electric power as baseline scenario

Figure 3 shows the mass balance of the CPO production process in the power generation perspective. This figure also indicates the excessive biomass produced from the mill and their potential for power generation.

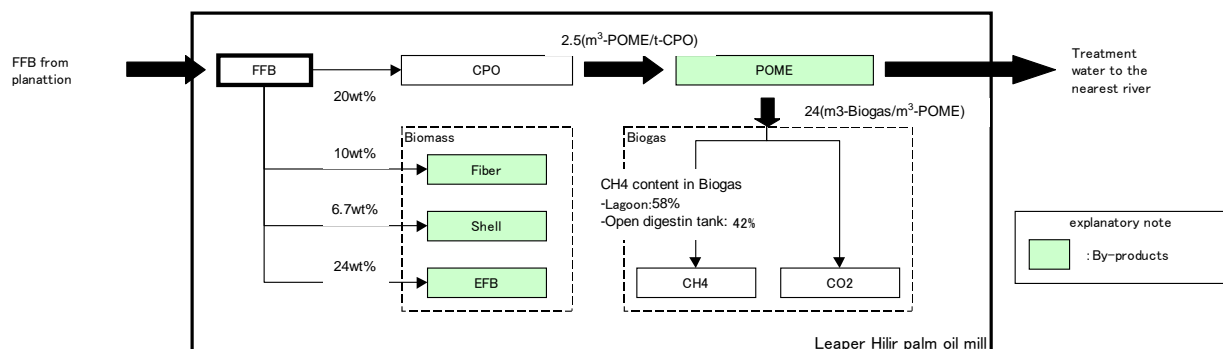
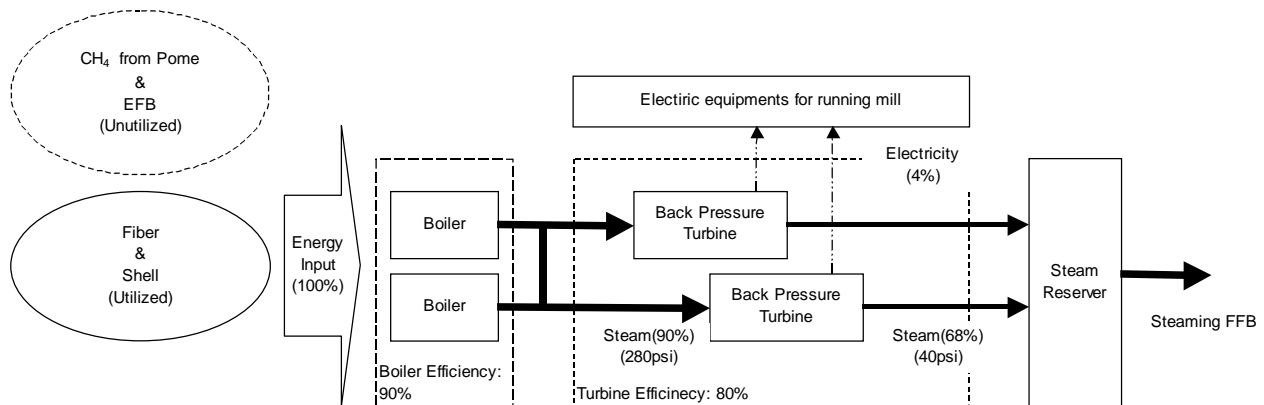


Fig. 3 By-products generated from Lepar Hilir mill

Currently, the power generated for the mill is from the fiber and shell only. Even then the amount used are significantly smaller compared to the actual amount produced annually. (See fig. 4). Apart from producing the electricity to the mill, the steam is also used in the sterilization of fresh fruit bunch. The power generation system comprises of 2 tubulous boilers and 2 back pressure turbines. At the same time, EFB and CH<sub>4</sub> are not being utilized for power generation. Only a small amount of EFB is being returned to the plantation for soil mulching while CH<sub>4</sub> is being released to the atmosphere.



**Fig. 4 Energy utilization in Lepar Hilir mill**

With the close proximity of the mill to the TNB Lepar Hilir 3 substation (11kV) at approximately 4km, the potential of supplying the electricity from the renewable energy is very promising. On the other hand due to high capital investment, neither CH<sub>4</sub> nor EFB power generation is economically attractive.

Based on our estimation, the Internal Rate of Return (IRR) of CH<sub>4</sub> power generation could not be calculated because of the operating revenue deficit and also the IRR of EFB power generation is very low value at 0.03 %.

Therefore, the possibility of recovering CH<sub>4</sub> and supplying the electric power as baseline scenario becomes unattractive without CDM.

**2) The possibility to change the POME treatment method from lagoons to open digesting tanks as baseline scenario**

Preliminary studies carried out indicate that the CH<sub>4</sub> content of the biogas mixture depends on the POME treatment methods. Results showed that 58% and 48% of the total biogas is CH<sub>4</sub> were detected from lagoon and open digesting tank methods respectively.

At Lepar Hilir palm oil mill, lagoon system is used to treat POME before safely discharged into the nearest river. There is no concern about implementation of new environmental standard on treated water discharge of below 50 ppm of BOD by the Department of Environment (DOE) to the mill site because it is fairly isolated and quite far away from residential area.

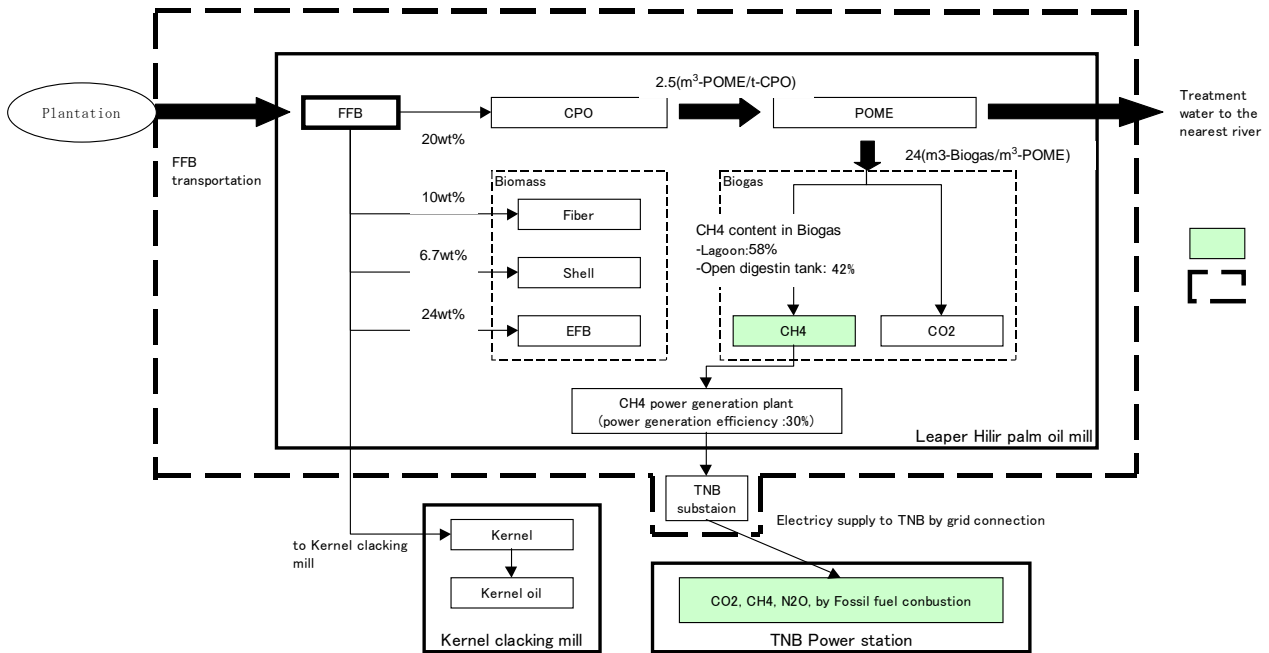
Hence there is little possibility to change the POME treatment method from lagoons to open digesting tanks as baseline.

The baseline scenario for the proposed project can thus be described as follows:

No CH<sub>4</sub> collection and change of the POME treatment method at Lepar Hilir mill and thus unimpeded release of CH<sub>4</sub> to the atmosphere until some future time when the collection of CH<sub>4</sub> becomes economically attractive course of action or change of the POME treatment to meet the stricter treated POME discharge level.

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

A schematic diagram of the project activity and system boundaries is presented in Fig.5. The project activity comprises FFB transportation from plantations, CH<sub>4</sub> collection system, the equipment for electricity generation and grid connection to the nearest TNB substation, Lepar Hilir 3 (11kV)



**Fig. 5 Diagram of project boundaries**

The table 2 shows a summary of the project boundary for the project activity.

**Table 2 Summary of project boundary**

Emissions	Project Scenario	Baseline Scenario
Direct on-site	100% of CH <sub>4</sub> from POME will be recovered by sealed digesting tanks.	CH <sub>4</sub> emission from lagoons.
	Emissions from electricity use for operation of mill – <b>excluded</b> , since it is carbon neutral by biomass such as fiber and shell from FFB	Emissions from electricity use for operation of mill – <b>excluded</b> , since it is carbon neutral by biomass such as fiber and shell from FFB
	Emissions from electricity use for back-up and staging mill– it is by diesel fuel but <b>excluded</b> because the emission will be negligibly small.	Emissions from electricity use for back-up and staging mill– it is by diesel fuel but <b>excluded</b> because the emission will be negligibly small.
	Transportation of FFB to project site – <b>excluded</b> because the emission could be negligibly small.	-
Direct off-site	Use of electricity generated from CH <sub>4</sub> , reducing CO <sub>2</sub> emissions in the electricity grid.	Emissions associated with use of grid electricity – in the interests of conservatism emission reductions arising from the displacement of more carbon intensive electricity will not be included in the projects volume of CERs
Indirect on-site	Emissions from electricity use for operation of CH <sub>4</sub> power generation system – <b>excluded</b> , since it is carbon neutral	-
	Emissions from construction of the project– <b>excluded</b> because the emission could be negligibly small.	-
Indirect off-site	-	-

**B.6. Details of baseline development**

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

14/02/2003

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

Dr. Yoshihito Shirai  
 Graduate School of Life Science and Systems Engineering  
 Kyushu Institute of Technology  
 2-4 Hibikino, Wakamatsu-ku, Kitakyushu, Japan  
 Telephone +81-93-695-6070  
 Fax +81-93-695-6005  
 E-mail: shirai@life.kyutech.ac.jp



**C. Duration of the project activity / Crediting period**

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

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

Estimated as 01/07/2004

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

10 years

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

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

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

Estimated as 01/07/2004

**C.2.2.2. Length (max 10 years):**

10 years

**D. Monitoring methodology and plan**

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

There is no methodology choice available on the UNFCCC website yet, but this project requires only a straightforward monitoring methodology.

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

For the evaluation of the effect from this project activity in Lepar Hilir palm oil plant, the following monitoring plan shall be performed. The project activity was laid out partly based on our experience in Serting Hilir palm oil mill.

i) Organization for verifying the effect of the project

Malaysia Methodological Services, the main body overseeing the CDM activity in Malaysia, or Department of Environment (DOE).

ii) Sampling and data collection method

On site sampling, Video analysis, discussion and bench study from mill data, others.

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

The following data will be collected.

**Table 3 Date to be collected in order to monitor emission from the project activity**

ID number <i>(Please use numbers to ease cross-referencing to table D.6)</i>	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
D3-1	FFB reception from FELDA plantation	t/year	m	Every FFB reception by truck	100%	Paper	10 years (Project period)	Data will be aggregated monthly and yearly
D3-2	FFB reception from other producers	t/year	m	Every FFB reception by truck	100%	Paper	10 years (Project period)	Data will be aggregated monthly and yearly
D3-3	POME yield from CPO produced	m <sup>3</sup> -POME/t-FFB	m	Once a day	100%	Paper	10 years (Project period)	Data will be aggregated monthly and yearly
D3-4	Biogas yield from POME	m <sup>3</sup> -Biogas/m <sup>3</sup> -POME	m	Once a day	100%	Paper	10 years (Project period)	Data will be aggregated monthly and yearly
D3-5	CH <sub>4</sub> fraction in biogas	m <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> -Biogas	m	Once a day	100%	Paper	10 years (Project period)	Data will be aggregated monthly and yearly
D3-6	Gross electricity produced	MWh	m	Once a day	100%	Paper	10 years (Project period)	Data will be aggregated monthly and yearly

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

This project activity leads to transboundary GHG emission from the transportation by the additional FFB to the baseline FFB reception. This emission is however insignificant and negligible as described in B.5.

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

The following data will be collected.

**Table 4 Relevant data necessary for determining the baseline**

ID number <i>(Please use numbers to ease cross-referencing to table D.6)</i>	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
D5-1	POME yield from CPO produced	m <sup>3</sup> -POME/t-FFB	m	Once a day	100%	Paper	10 years (Project period)	Data will be aggregated monthly and yearly
D5-2	Biogas yield from POME at Serting Hilir	m <sup>3</sup> -Biogas/m <sup>3</sup> -POME	m	Once a month	100%	Paper	10 years (Project period)	Data will be aggregated monthly and yearly
D5-3	CH <sub>4</sub> fraction in biogas at Serting Hilir	m <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> -Biogas	m	Once a month	100%	Paper	10 years (Project period)	Data will be aggregated monthly and yearly

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

Table 5 shows the QA/QC procedures are being undertaken for data monitored.

**Table 5 QA/QC procedures are being undertaken for data monitored**

Data (Indicate table and ID number e.g. D.4-1; D.4-2.)	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Are QA/QC procedures planned for these data?	Outline explanation why QA/QC procedures are or are not being planned.
D3-1	Low	Yes	Measurement by truck scale is and will be conducted at every FFB reception
D3-2	Low	Yes	Measurement by truck scale is and will be conducted at every FFB reception
D3-3	Low	Yes	It is and will be required to measure the FFB received and POME discharged once a day and submit the monitoring data once a month to DOE (Department of Environment) in the Ministry of Science, Technology and the Environment, then the measurement of POME is and will be conducted once a day by the flow meter installed just before cooling ponds
D3-4	Low	Yes	Biogas flow meter installed the CH <sub>4</sub> fermentation and storage plant will subject to regular maintenance. POME is monitored by above method
D3-5	Low	Yes	High concentration gas detector installed at the CH <sub>4</sub> fermentation and storage plant will subject to regular maintenance. Biogas is monitored by above method
D3-6	Low	Yes	Meters will be subject to a regular maintenance.
D5-1	Low	Yes	It is and will be required to measure the FFB received and POME discharged once a day and submit the monitoring data once a month to DOE (Department of Environment) in the Ministry of Science, Technology and the Environment, then the measurement of POME is and will be conducted once a day by the flow meter installed just before cooling ponds
D5-2	Low	Yes	High concentration gas detector installed at lagoons in Serting Hilir will be subjected to a regular maintenance as KIT-UPM joint research.
D5-3	Low	Yes	Biogas flow meter installed at lagoons in Serting Hilir will be subjected to a regular maintenance as KIT-UPM joint research.

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

Dr. Yoshihito Shirai  
 Graduate School of Life Science and Systems Engineering  
 Kyushu Institute of Technology  
 2-4 Hibikino, Wakamatsu-ku, Kitakyushu, Japan  
 Telephone +81-93-695-6060  
 Fax +81-93-695-6005  
 E-mail shirai@life.kyutech.ac.jp

**E. Calculation of GHG emissions by sources**

**E.1 Description of formulae used to estimate anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the project activity within the project boundary: (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)**

This project activity assumes the 100% CH<sub>4</sub> recovery and will not count the CO<sub>2</sub> emission from the biogas in accordance with the IPCC guideline as described in B.5. No GHG emissions are expected by the project activity.

**E.2 Description of formulae used to estimate leakage, defined as: the net change of anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases which occurs outside the project boundary, and that is measurable and attributable to the project activity: (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)**

This project activity leads to transboundary GHG emission from the transportation by the additional FFB to the baseline FFB reception. This emission is however insignificant and negligible as described in B.5.

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

No GHG emissions are expected by the project activity.

**E.4 Description of formulae used to estimate the anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the baseline: (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)**

Table 6-9 show the formulae formulas and parameters used to estimate the anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the baseline.

**Table6 Formula for estimating CH<sub>4</sub> emission from POME**  
(The reason to adopt the below formulas is shown in Annex 3 2))

CH <sub>4</sub> emission (t-CO <sub>2</sub> eq. /y)	=	CPO production(t) (=CPO yield (t-CPO /t-FFB) * FFB received (t/y))
		* POME yield in the CPO production (m <sup>3</sup> -POME/t-CPO)
		* Biogas yield from POME (m <sup>3</sup> -Biogas/m <sup>3</sup> -POME)
		* CH <sub>4</sub> fraction in biogas (m <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> -Biogas)
		* CH <sub>4</sub> density (t-CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> )
		*GWP (CH <sub>4</sub> )

**Table7 Parameters for estimating CH<sub>4</sub> emission from POME**  
(The reason to adopt the below parameters is shown in Annex 3 2))

Parameters	Value (2004-2013)	Unit
FFB received	15,000-274,300	t/year
CPO yield	0.2	t-CPO /t-FFB
POME yield in the CPO production	2.5	m <sup>3</sup> -POME/t-CPO
Biogas yield from POME	24	m <sup>3</sup> -Biogas/m <sup>3</sup> -POME
CH <sub>4</sub> gas fraction in biogas	0.58	m <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> -Biogas
CH <sub>4</sub> density	0.00071	t-CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub>
GWP (CH <sub>4</sub> )	21	-

**Table8 Formula for estimating GHG emission by fossil fuel consumption**  
(Details of the calculation process is shown in Appendix 3.)

GHG emission(t-CO <sub>2</sub> eq./y)=(CH <sub>4</sub> recovered (t-CH <sub>4</sub> /y)
* Heat value of CH <sub>4</sub> (MJ/t-CH <sub>4</sub> )
* Conversion coefficient from heat to electricity (kWh/MJ)

- \* Power generation efficiency (kWh/kWh)
- Electricity demand to operate CH<sub>4</sub> power generation plant (kWh)
- \*  $\sum$ (Emission factor of each gases (kg, mg-gas/kWh))
- \*GWP (each gases)

**Table9 Parameters for estimating GHG emission by fossil fuel consumption**  
(Details of the calculation process are shown in Appendix 3.)

Parameters	Value (2004-2013)	Unit
CH <sub>4</sub> recovered	831-1,519	t-CH <sub>4</sub> /year
Heat value of CH <sub>4</sub>	55.4*10E+3	MJ/t-CH <sub>4</sub>
Conversion coefficient from heat to electricity	0.278	kWh/MJ
Power generation efficiency	0.3	kWh/kWh
Electricity demand to operate CH <sub>4</sub> power generation plant	876	MWh/year
Electricity supply	2,959-6,137	MWh/year
Emission factor of CO <sub>2</sub>	0.623	kg-CO <sub>2</sub> /kWh
Emission factor of CH <sub>4</sub>	2.81	mg-CH <sub>4</sub> /kWh
Emission factor of N <sub>2</sub> O	3.74	mg-N <sub>2</sub> O/kWh
GWP (CO <sub>2</sub> )	1	-
GWP(CH <sub>4</sub> )	21	-
GWP(N <sub>2</sub> O)	310	-

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

In this project activity, no GHG emissions are expected as described in E.1, then the baseline emission equals the emission reductions of the project activity in E.4.

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

Table 10 shows the result of baseline emission estimation by using the formulas and parameters described in E.4.

**Table10 Baseline emissions from the project activity**  
(Details of the calculation process is shown in Appendix 3.)

Items	Unit/Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total (2004-2013)
Emission reduction by CH <sub>4</sub> recovery	t-CO <sub>2</sub> eq./y	28,465	27,922	27,587	26,566	25,173	24,202	23,672	21,535	15,566	18,517	239,206
Emission reduction by fossil fuel conversion	t-CO <sub>2</sub> eq./y	3,831	3,747	3,696	3,539	3,325	3,175	3,094	2,765	1,847	2,301	31,320
Total Emission reduction	t-CO <sub>2</sub> eq./y	32,296	31,670	31,283	30,105	28,498	27,377	26,765	24,300	17,413	20,818	270,526

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

As the Environment Impact assessment (EIA) in accordance with the Environmental Quality Act 1974 (ACT 127) applied over 10MW power plant, This project activity will generate the maximum electric power of approximately 0.8MW and should not be subjected to the EIA.

**F.2. If impacts are considered significant by the project participants or the host Party:.**

None

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

This project activity was designed based on the result of Clean Development Mechanism feasibility study (F/S) implemented by the Ministry of the Environment JAPAN. The steering committee of the F/S has been held regularly. During committee meeting local stakeholders were invited and their comments were compiled.

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

At the 1<sup>st</sup> Steering Committee on CDM Project in Malaysian Palm Oil Industry, Mr. Chow Kok Kee, a member of UNFCCC CDM Executive Board, made a statement that this CDM project seems to satisfy the Malaysian criteria of sustainable development for CDM project. Those criteria are as follows:

- (1) Environment  
The project will alleviate the undesirable smell of POME and provide cleaner environment.
- (2) Development  
The project will generate electricity, activate economy and bring investment.
- (3) Social economy  
The project will create more opportunity for better jobs.

At the 2<sup>nd</sup> Steering Committee, EX CORPORATION presented the CDM F/S on the biogas-biomass power generation at Lepar Hilir and Cini3. At the end of the presentation, it was agreed and understood by the steering committee that the biogas generation project at Lepar Hilir palm oil mill will proceed and be used as a CDM model.

*(Details of the 1<sup>st</sup> & 2<sup>nd</sup> Steering Committee is shown in Appendix 4, 5, 6)*

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

None

Annex 1

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

Organization:	Matsushita Electric Industries Co., Ltd. (National/Panasonic)
Street/P.O.Box:	1006 Kadoma
Building:	
City:	Kadoma City
State/Region:	Osaka
Postfix/ZIP:	571-8501
Country:	Japan
Telephone:	+81-6-6908-1121
FAX:	
E-Mail:	
URL:	<a href="http://www.matsushita.co.jp/">http://www.matsushita.co.jp/</a>
Represented by:	
Title:	Assistant Councilor
Salutation:	Mr
Last Name:	Yamamoto
Middle Name:	
First Name:	Kazunori
Department:	Environmental Auditing Group, Corporate Environmental Affairs Division
Mobile:	
Direct FAX:	+81-6-6909-1163
Direct tel:	+81-6-6906-2036
Personal E-Mail:	yamamoto.kazunori@jp.panasonic.com

Organization:	EX CORPORATION
Street/P.O.Box:	2-17-22
Building:	Mejiro-nakano bldg.
City:	Takada, Toshima-ku
State/Region:	
Postfix/ZIP:	171-0033
Country:	Japan
Telephone:	+81-3-5956-7503
FAX:	+81-3-5956-7523
E-Mail:	
URL:	<a href="http://www.exri.co.jp/">http://www.exri.co.jp/</a>
Represented by:	
Title:	General Manager
Salutation:	Mr
Last Name:	Suzuki
Middle Name:	
First Name:	Shinich
Department:	Environmental and Social Planning Department
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	+81-3-5956-7515
Personal E-Mail:	suzuki@exri.co.jp



Organization:	Kyushu Institute of Technology (KIT)
Street/P.O.Box:	2-4 Hibikino, Wakamatsu-ku
Building:	
City:	Kitakyushu City
State/Region:	
Postfix/ZIP:	808-0196
Country:	Japan
Telephone:	+81-93-695-6000
FAX:	+81-93-695-
E-Mail:	
URL:	<a href="http://www.kyutech.ac.jp/">http://www.kyutech.ac.jp/</a>
Represented by:	
Title:	Professor
Salutation:	Dr
Last Name:	Shirai
Middle Name:	
First Name:	Yoshihito
Department:	Graduate School of Life Science and Systems Engineering
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	+81-93-695-6060
Personal E-Mail:	Shirai@life.kyutech.ac.jp

Organization:	FELDA PALM INDUSTRIES SDN BHD
Street/P.O.Box:	Jalan Gurney Satu, 54000
Building:	Balai FELDA
City:	Kuala Lumpur
State/Region:	
Postfix/ZIP:	
Country:	Malaysia
Telephone:	+603-2692-8066
FAX:	
E-Mail:	
URL:	<a href="http://www.FELDA.net.my/">http://www.FELDA.net.my/</a>
Represented by:	
Title:	Head of Department
Salutation:	Mr
Last Name:	Subash
Middle Name:	
First Name:	Sunderaj
Department:	Engineering/Special Projects/R&D
Mobile:	
Direct FAX:	+603-2693-9130
Direct tel:	+603-2697-1070
Personal E-Mail:	s.subash@FELDA.net.my

Organization:	Universiti Putra Malaysia (UPM)
Street/P.O.Box:	Faculty of Food Science and Biotechnology
Building:	Universiti Putra Malaysia
City:	Serdang
State/Region:	Selangor
Postfix/ZIP:	43400
Country:	Malaysia
Telephone:	+603-89468358
FAX:	+603-89463552
E-Mail:	
URL:	<a href="http://www.upm.edu.my/">http://www.upm.edu.my/</a>
Represented by:	
Title:	Professor
Salutation:	Dr
Last Name:	Hassan
Middle Name:	
First Name:	Mohd Ali
Department:	Department of Biotechnology
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	+603-89468368
Personal E-Mail:	<a href="mailto:alihhas@putra.upm.edu.my">alihhas@putra.upm.edu.my</a>



We proposed the project boundary is from the FFB reception at Lepar Hilir mill from plantations until the connection of power generated from the mill to the nearest TNB substation, Lepar Hilir 3 (11kV).

Basic idea of transboundary emission by this project activity is shown in B.5.

In figure 1, estimation of CH<sub>4</sub> emission was based on the amount of FFB received for processing by the mill without any recovery. In addition, GHG emission is also attributed from the fossil fuel combustion.

The CH<sub>4</sub> and GHG emission were derived from formulas that are described later. Using these figures, the calculated the baseline emission can be estimated.

*(CO<sub>2</sub> emission from POME is not included in the baseline emission in accordance with the IPCC guideline because it is derived from biomass)*

## 1) Estimation of the amount of FFB received

The amount of FFB received at Lepar Hilir is a sum of the following amount.

- FFB from the FELDA plantation
- FFB form other FFB other producers

### a) FFB from the FELDA plantation

FFB are harvested and transported from the plantation estate called Scheme, located around each of the palm oil mill. One Scheme consists of several lots own by several individuals. FFB can be harvested generally after 3 years from planting. The economic life span of the palm trees is ranged from 25 to 30 years before replanting is carried out.

IBRD Report of the Time-series FFB yields data below shows that the largest amount of FFB is harvested about 10 years after planting.

**Table 1 Time-series FFB yields data**

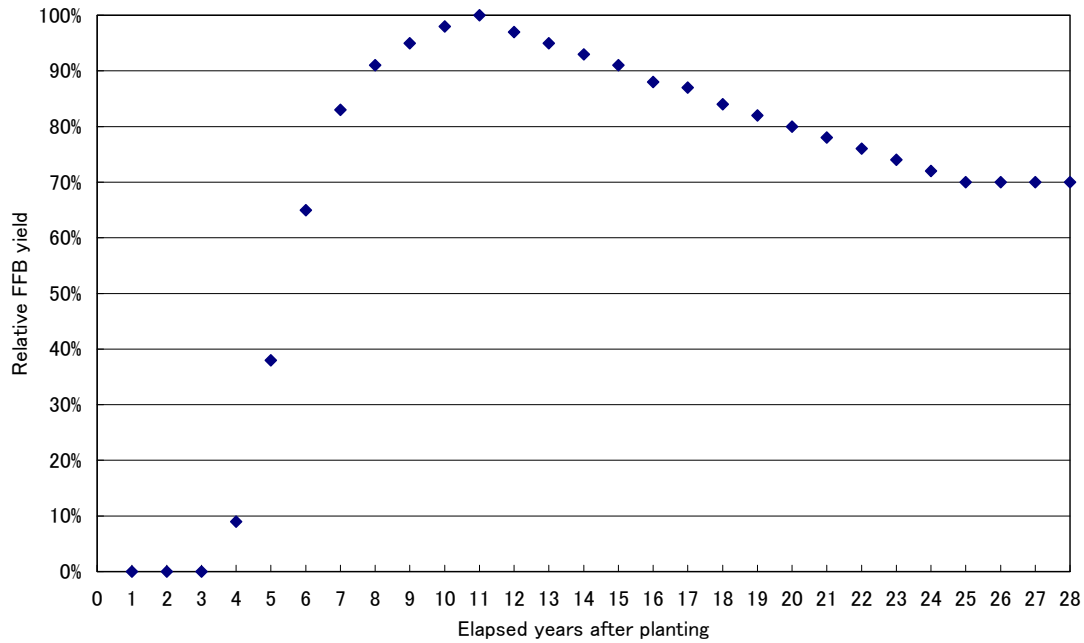
Elapsed years after planting	4 (First crop)	10	15	20
Crop yields (t/ha)	4.9	21.5	20.2	18.7
Relative yields (%)	23	100	94	87

\*Vegetation density: 148trees/ha, Ref.: IBRD

Based on the generally yield profile of the oil palm, FELDA is able to make an approximation of the FFB production, thus forecast the production of CPO at a designated mill. At present, FELDA has estimated the FFB and CPO production up to year 2019 using the Fig.2 model. The model assumes that the economic life is 28 years. The first FFB will commence at the 4<sup>th</sup> of planting and continues for the next 25 years. In general the yield profile will increase gradually until the production peak at 11<sup>th</sup> year. Then the yield will decrease at a constant rate until the 25<sup>th</sup> year. In the last 3 years, the FFB amount shall remain 70 percent of the peak year's figure.

As oil palm is a perennial crop, the FFB yield tend to fluctuate due to variation in the cultivation methods and environmental factors such as manuring, yield cycle rainfall and climate change.

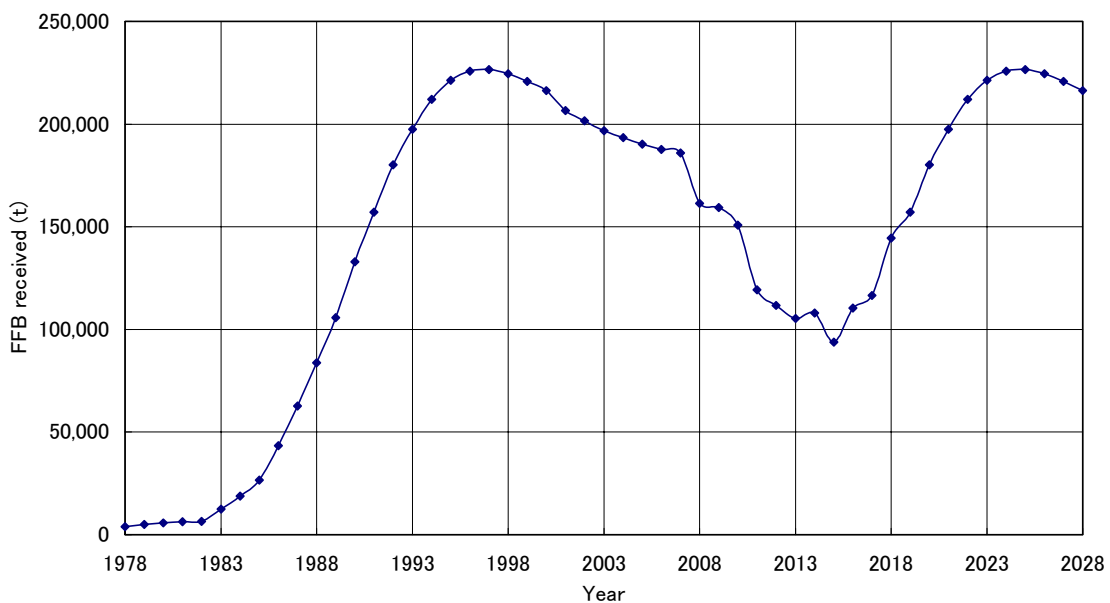
Chew of Applied Agricultural Research Sdn Bhd, shows the possibility of increasing the FFB yield to an average of 24-29t/ha/year by improving the soil nutritional balanced and moisture management.



**Fig. 2 Time-series FFB yield model (FELDA model)**

After considering the entire yield limiting factors, FELDA model in predicting the FFB yield baseline is adopted into the project activity. This largely because the model is considered to be conservative. During the course of the project the actual FFB yield data will be collected from FELDA plantation and will be compared with the estimation made earlier using the model.

Fig. 3 describes the estimated time-series receiving of FFB at Lepar Hilir



**Fig.3 FFB from FELDA plantation (Estimated by the FELDA model)**

Table 3 shows the the replanting areas that will be carried out until 2019 at the FELDA plantation from which the FFB is processed at Lepar Hilir.

**Table 3 Overview of the replanting at FELDA plantation**

Year	2001	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2019	Total
Replanting area (ha)	650	2,972	1,140	4,921	1,751	1,931	2,121	4,600	724	2,180	1,589	24,579
Percentage	2.6%	12.1%	4.6%	20.0%	7.1%	7.9%	8.6%	18.7%	2.9%	8.9%	6.5%	100.0%

Based on the FELDA FFB production model (Figure 2) and the replanting pattern (Table 3), the amount of FFB that will be processed in Lepar Hilir Mill is plotted in Figure 3. As shown a constant increase of FFB processed as the oil palm is maturing, follows by drastic decline attributed to the replanting of large hectare of old oil palm areas. It is explained that as in Fig. 2, although not at a constant speed, the receiving rate consecutively increase or decrease right after the initial planting and in the 28th year it falls from 70 % to 0% due to replanting

The highest tonnage of FFB processed will be recorded in 1997 at 230,000t. A staggered decline will be observed after the peak until 2015 where the FFB tonnage is below 100 000 tonnes. After the trough, the FFB yield starts to increase again as more than 60% of the areas have been replanted and more areas are coming to maturity. Lepar Hilir Mill is anticipated to reach it maximum processing capacity is in the 2025 at 230 000 tonnes.

#### b) FFB form other FFB producers

Currently FELDA is also purchasing FFB from non-FELDA plantations to optimize it's the mill capacity and the decline of CPO production caused by the decrease of FFB processed due to replanting.

The contribution of FFB from non-FELDA plantation is anticipated to continue and increase in the near future as a result of increase in planted areas with no new mill being developed. Especially in Peninsular Malaysia the opening of new mill is being strictly regulated due to few environmental reasons. For this study, the actual figures for the FFB originated non-FELDA plantations sent to Lepar Hilir mill were based on information received from other producers. No data was made available by FELDA. Therefore the estimation is from 2002 through 2012 based on input from the non-FELDA plantations.

Table 4 shows the estimated amount of received FFB from non-FELDA plantations at Lepar Hilir.

**Table 4 FFB from other producers (Estimated by FELDA)**

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Mean
FELDA	202,040	197,430	192,623	190,462	187,649	185,015	161,592	159,223	149,196	115,735	111,003	
Others	57,850	72,580	81,677	78,608	78,191	70,985	80,988	73,997	78,914	91,785	38,997	73,143
TOTAL	259,890	270,010	274,300	269,070	265,840	256,000	242,580	233,220	228,110	207,520	150,000	

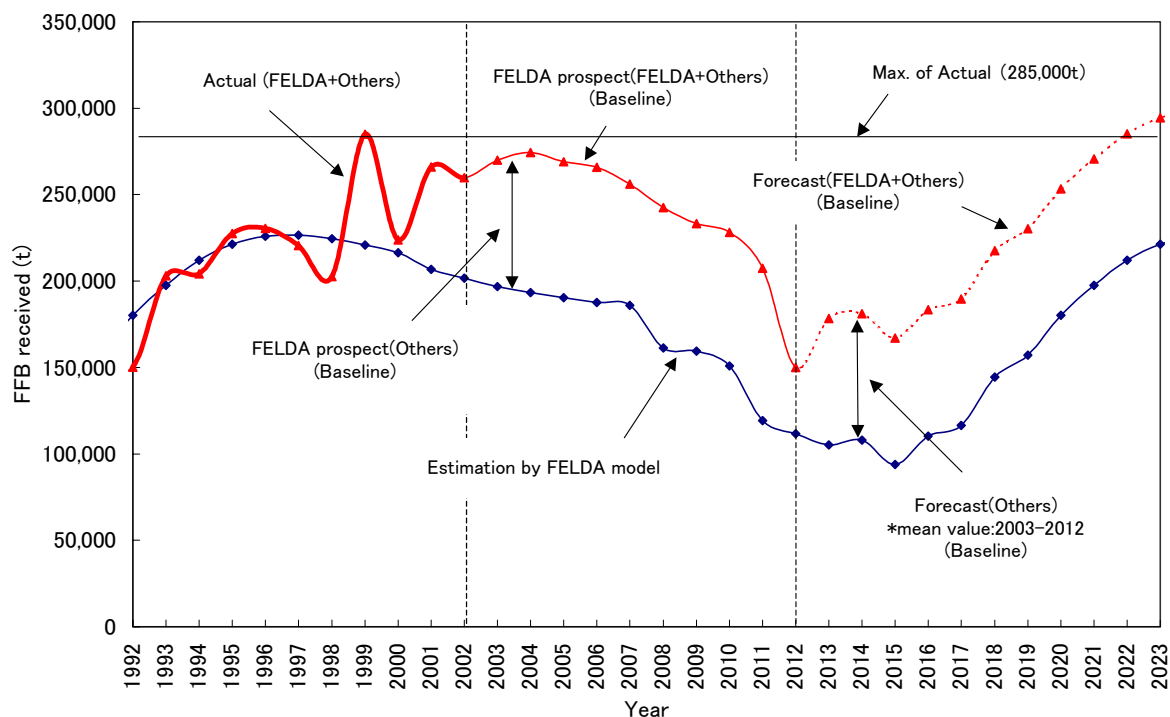
\*FFB from FELDA is estimated by the FELDA MODEL. (see Fig.2 and 3)

Similar pattern of FFB processed can also be seen with significant decline in FFB process in the next 5 years. To comfort such decline in FFB receive from the FELDA and non-FELDA plantation, FELDA will make utmost efforts to keep maximizing the mill capacity from other resources. .

In view of the above conditions, the baseline of the amount of FFB in this project is a basically the mean value of the estimated FFB for 11 years from 2002 through 2012.

However, it does not exceed the largest record in the past as the mill has little possibility to receive and process far more FFB than previously.

Fig. 4 shows the estimation of FFB received at Lepar Hilir.



**Fig. 4 FFB from FELDA and other producers**

**2) Estimation of CH<sub>4</sub> emission**

**a) Equation for CH<sub>4</sub> emission estimation**

As for CH<sub>4</sub> emission from POME, the calculation method is adopted from the first national report to the UNFCCC secretariat by Malaysian government.

**Table 5 Formula for estimating CH<sub>4</sub> emission from POME**

$\text{CH}_4 \text{ emission (t-CO}_2 \text{ eq. /y)}$ $= \text{CPO production(t) (=CPO yield (t-CPO /t-FFB) * FFB received (t/y))}$ $* \text{POME yield in the CPO production (m}^3\text{-POME/t-CPO)}$ $* \text{Biogas yield from POME (m}^3\text{-Biogas/m}^3\text{-POME)}$ $* \text{CH}_4 \text{ fraction in biogas (m}^3\text{-CH}_4\text{/m}^3\text{-Biogas)}$ $* \text{CH}_4 \text{ density (t-CH}_4\text{/m}^3\text{-CH}_4)$ $* \text{GWP (CH}_4)$
--

The calculation method is widely used in various research reports by the government such as “Feasibility study on grid connected power generation using biomass cogeneration technology (2000)” by Malaysia Energy Center (PTM), or the monographs by the authorities on palm oil research like Palm Oil Research Institute Malaysia: PORIM. Thus the approach is regarded as the principle formula of the project.

**b) Parameters used in the equation**

**i) POME yield from the CPO production**

As reported in various government reports and research publications, the ratio of every 1 tonne of CPO produced the mill will generate 2.5m<sup>3</sup> of POME has been widely adopted. However, due to lack of monitoring and different operational conditions of the mills in Malaysia, the ratio may be differed significantly. Therefore, for this project stringent observation is recommended to monitor and record the amount of FFB process and POME discharge respectively. Meanwhile, FFB and CPO relationship is represented by OER (Oil Extraction Rate: CPO acquisition out of FFB) at approximately 20%. Let 20% (0.2 t-CPO/t-FFB), CPO generation rate per POME will be 2.5m<sup>3</sup>-POME/t-CPO and POME generation rate per FFB will be 0.5m<sup>3</sup>-POME/t-FFB. It recaptures the condition when POME was generated as shown in Table 6.

Consequently  $0.5\text{m}^3\text{-POME/t-FFB}$  ( $=2.5\text{m}^3\text{-POME/t-CPO} \times 0.2 \text{ t-CPO/t-FFB}$ ) is adopted as the baseline setting data in this project by substituting for the value of Lepar Hilir from conservative viewpoint.

Table 6 shows the examined data at Lepar Hilir, Cini3, and Serting Hilir.

**Table 6 FFB received and POME generation (2002)**

Month	Lepar Hilir			Cini3			Serting Hilir		
	FFB (t)	POME (m3)	POME/FFB (m3/t)	FFB (t)	POME (m3)	POME/FFB (m3/t)	FFB (t)	POME (m3)	POME/FFB (m3/t)
1	21,250	12,580	0.59	13,390	6,695	0.50	17,930	8,581	0.48
2	17,000	13,287	0.78	11,320	5,660	0.50	19,000	9,152	0.48
3	18,440	13,664	0.74	12,090	6,045	0.50	21,150	9,360	0.44
4	15,910	13,815	0.87	11,100	6,438	0.58	20,300	9,862	0.49
5	14,940	15,041	1.01	13,245	6,675	0.50	22,110	10,960	0.50
6	20,210	15,203	0.75	11,930	5,828	0.49	26,600	13,148	0.49
7	21,490	15,360	0.71	12,265	6,343	0.52	29,290	14,803	0.51
8	24,900	18,945	0.76	17,405	8,664	0.50	32,550	16,307	0.50
9	28,700	16,830	0.59	18,225	9,391	0.52	31,071	15,647	0.50
10	28,850	16,289	0.56	18,000	9,353	0.52	31,090	15,595	0.50
11	24,100	14,877	0.62	14,100	7,470	0.53	28,340	12,558	0.44
12	21,900	12,287	0.56	12,455	6,574	0.53	20,750	10,317	0.50
<b>Total</b>	<b>257,690</b>	<b>178,178</b>	<b>0.69</b>	<b>165,525</b>	<b>85,136</b>	<b>0.51</b>	<b>300,181</b>	<b>146,290</b>	<b>0.49</b>

Source: FELDA PALM INDUSTRIES SDN BHD

As shown in table 6, the ratio between POME and FFB of Lepar Hilir resulted in higher figures because it included not only POME but also the washing water from other facilities. On the other hand, the value for Cini3 and Serting Hilir is fairly close to the mean value of  $0.5\text{m}^3\text{-POME/t-FFB}$ . However, it is not obvious whether the washing water is included in POME or not in Cini3 and Serting Hilir as this was not mentioned by the mills.

The project activity adopts the data at the moment, will verify the data by monitoring in the project period. If the monitoring result is different from the data, date back to the start and reset the data.

#### ii) Biogas yield from POME

It is also stated in a number of government reports and various literatures describing that biogas yield from POME is approximately 20 to 28 ( $\text{m}^3\text{-CH}_4/\text{m}^3\text{-Biogas}$ ). For this project upper limit of biogas yield ( $28 \text{ m}^3\text{-CH}_4/\text{m}^3\text{-Biogas}$ ) is adopted for estimation. Due to the large differences between upper and lower is about 1.4 times, thus  $\text{CH}_4$  can also be generated at 1.4 times more. This may have considerable influence over CDM projects.

At present fieldwork is being conducted to verify this figure for better estimation. If the monitoring result is different from the data, date back to the start and reset the data.

#### iii) $\text{CH}_4$ gas fraction in biogas

It also has been reported that biogas mixture content is 65%  $\text{CH}_4$  and 35 %  $\text{CO}_2$ . However the data was based on laboratory analysis not as business per usual.

In line with this, KIT(Kyushu Institute of Technology) – UPM(University Putra Malaysia) have been studying the  $\text{CH}_4$  fraction in biogas since 2001 at the Serting Hilir mill. The latest measurement in the lagoon and the open digesting tank is shown in Table 7.



**Table 7 Measured CH<sub>4</sub> gas fraction in biogas (mean value)**

Biogas emission	Mean CH <sub>4</sub> gas fraction and measurement period
Lagoon	58% (13weeks: Nov.-Jan.)
Open digesting tank	42% (27weeks: Jun-Dec.)

*Source: Result of KIT-UPM joint research*

*(Details of the measurement are shown in Appendix 2)*

Hence, the result is used for the baseline setting. The project activity adopts the data at the moment and will verify the data by monitoring during the course of the project. If the monitoring result is different from the baseline, the value will be adjusted accordingly.

**b) Baseline scenario on the POME treatment method**

As described in Chapter 2, a number of mills use anaerobic lagoon in combination with open digesting tanks to treat POME.

Table 7 shows that the CH<sub>4</sub> gas fraction in biogas varies between lagoon and open digesting tank. If any factors are believed to change the treatment method during the project period, it will be needed to reflect the change to the baseline scenario.

**i) Basis of POME treatment method selection**

In order to meet the effluent discharge standard of the POME into rivers, long retention time (volume/POME) in the lagoon is required to reduce the polluting strength of POME. However in view of land constraint, it is impossible to keep the required retention time thus open digesting tanks is more favorable. In other words, the treatment method is selected depending on the dimension of land availability for the mill construction.

**ii) Possibility to change the treatment method**

For all that FELDA has no precedent, it will be possible for the future to change the treatment method under consideration from the following two aspects;

***- More stringent effluent standard by strengthening environment standard***

DOE determines the effluent standard of POME treated water into rivers, generally under 100ppm BOD. DOE plans to set more stringent effluent standard in the sites where environmental impact is much concerned. A strict standard to keep BOD under 20ppm is already been applied to some of FELDA's mills.

In this instance, there is a possibility that lagoons will be replaced by open digesting tanks in order to meet the more stringent effluent standard.

***-Land availability and constraint***

With the current rate Malaysian growth, the development of new plantation areas and oil processing mills has lower priority compared to the opening of residential and industrial areas. Thus, land has become a limiting factor particularly in the plantation sector. Thus, land must be maximized for the production of FFB rather than to occupy a number of lagoons for POME treatment. In this scenario, the switching of treatment method from lagoon to open digesting tank may be the only alternative, at present.

At the selected mill, POME at is being treated in lagoon before being released into the river. At the present, the mill is not exposed to any of the above conditions. Thus the baseline of this project remains in lagoon only, or the baseline of CH<sub>4</sub> gas fraction in biogas is 58%.

### 3) Estimation of GHG emission by fossil fuel combustion

Here, the reduction of GHG emission is estimated in the event it is converted to biomass oriented fuel.

#### a) Grid connection method to electricity power plant

Electricity generated from biomass oriented fuel can be sold to TNB (Tenaga Nasional Berhad), the only one electric power company in Peninsular Malaysia, by means of connecting to their national grid. Fossil fuel will be converted to biomass oriented fuel in TNB's power plants, and as a result CO<sub>2</sub> emission may be reduced. There are two options to reduce CO<sub>2</sub> emission by connecting to the national grid;

- (1) Thermal power base – average reduce CO<sub>2</sub> emission on thermal power, which discharge CO<sub>2</sub> more than any other power supplies.
- (2) Mean power base –average reduce CO<sub>2</sub> emission on all the power supplies; e.g. thermal power, water power.

Option (1) is based on the idea that thermal power should firstly be reduced from the viewpoints of the CO<sub>2</sub> emission reduction, though, it is up to the power company to choose the option.

In this project Option (2) is selected as the conservative baseline. Its GHG emission factor is shown in Table 8.

Although the data is rather outdated, as TNB does not release the latest emission factor, it is adopted to the baseline setting at this time.

**Table 8 Mean emission factor in all power sources**

GHG	Emission Factor
CO <sub>2</sub>	0.623 kg-CO <sub>2</sub> /kWh
CH <sub>4</sub>	2.81 mg-CH <sub>4</sub> /kWh
N <sub>2</sub> O	3.74mg-N <sub>2</sub> O/kWh

Source 「Feasibility study on grid connected power generation using biomass cogeneration technology」 (2000, PTM)

TNB's national grid substation is located about 4 km from Lepar Hilir mill and it enables to estimate the GHG emission reduction.

#### b) Power generation efficiency

According to the reports of PTM or PORIM, 1m<sup>3</sup> biogas has the potential to generate approximately 1.8kWh, which is about 25% power generation efficiency of its heat value.

For comparison one of Japanese power companies responded that nearly 35 % power generation efficiency is maximally feasible from the technological terms of present CH<sub>4</sub> power generation. Thus the average of above value, 30 % power generation efficiency, is adopted as the baseline of this project.

#### 4) Other GHG emission

##### 1) Estimation of GHG emission from additional FFB transportation

There is a possibility to increase the amount of FFB received from the baseline amount in this project activity. In this case, following transboundary emissions are expected.

- (a) Increase of GHG emission by increasing FFB transportation volume to Lepar Hilir
- (b) Decrease of GHG emission by decreasing FFB transportation volume to other mills

(b) is caused by the decrease of FFB amount, which is supposed to be received at the other mills.

If the transportation volume of (1) exceeds that of (2), GHG emission increases. However it is difficult to estimate the difference of the transportation volume because the FFB will be received from many plantations which location and size are different.

This project activity does not take in account of the GHG emission based on the idea that the transportation volume of (1) and (2) is almost the same.

This project activity does not take into account of the GHG emission from the transportation by the additional FFB reception. We estimated the GHG emission based on the assumption as follows:

- Transportation volume increases considerably.
- The amount of FFB reception every year in the project period is past maximum record of FFB reception at Lepar Hilir, about 285,000t-FFB/year.
- Transportation distance is 100km one-way (200km there and back).

As the emission factors in Malaysia are not released, the emission factors in Japan were used by resorting to an expedient. Estimated GHG emission is shown at Fig.5. The GHG emission is about 1% of the baseline emission compared with Fig.6 as described later. As 100km transportation of FFB is physically impossible, the emission from transportation could be negligible.

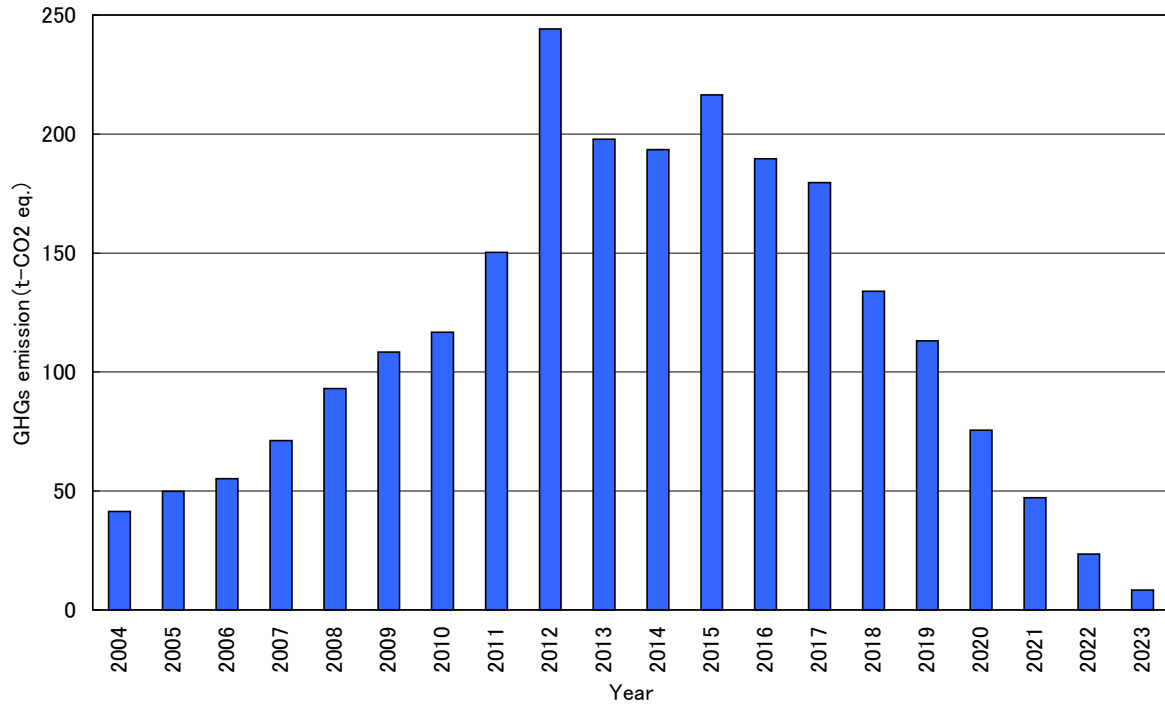
##### *(Conditions for estimating GHG from additional FFB transportation)*

- (1) Fuel of trucks: Diesel
- (2) Fuel consumption of trucks: 10km/L-Diesel
- (3) Load capacity of a truck: 20t-FFB/truck
- (4) GHG emission from truck transportation:  
(CO<sub>2</sub>) Emission factor \* Fuel consumption  
(CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) Emission factor \* Transportation distance

**Table 9 Emission factors used in the estimation**

Type of GHG	Emission factor
CO <sub>2</sub>	2.64kg-CO <sub>2</sub> /L-Diesel
CH <sub>4</sub>	0.000014kg-CH <sub>4</sub> /km
N <sub>2</sub> O	0.000025kg-N <sub>2</sub> O/km

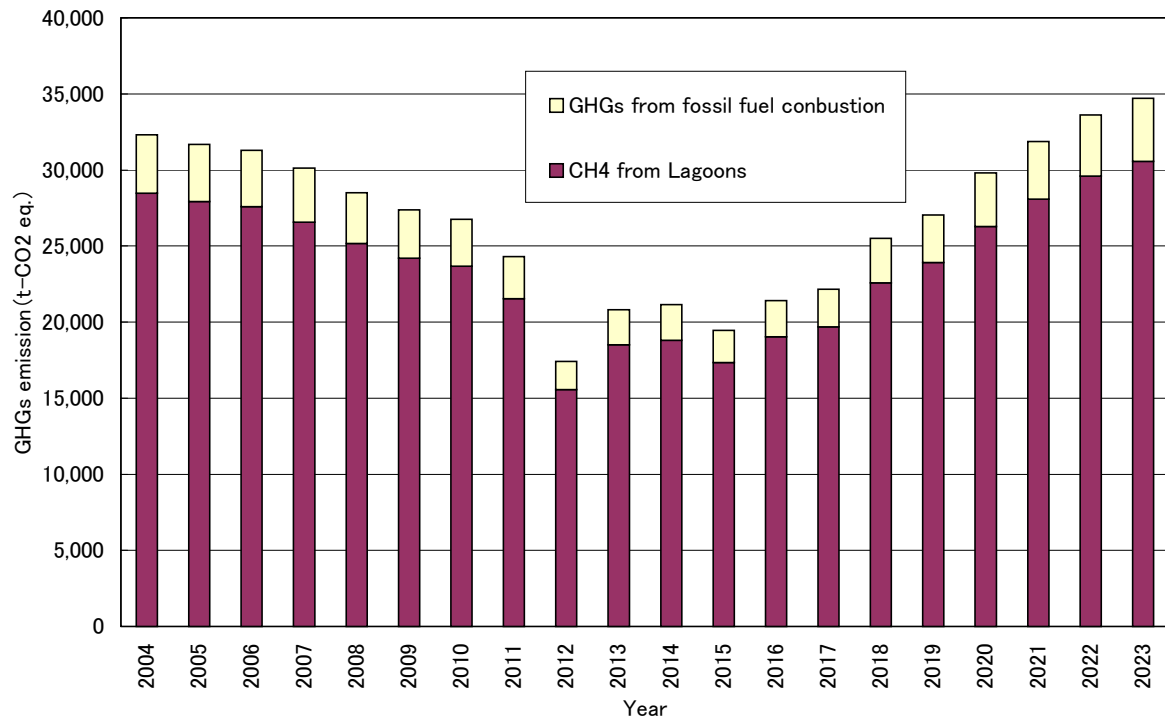
Sources: General study reports on the GHG emission estimation, 2002, the Ministry of Environment JAPAN



**Fig. 5 GHG emission from additional FFB transportation**

**5) Baseline emission**

In line with Chapters 1, 2, and 3 the baseline emission at Lepar Hilir is estimated for the period of 20 years from 2004 through 2023. The figure6 is regarded as the baseline emission for this project.



**Fig. 6 Baseline emission**

*(CO<sub>2</sub> emission from POME is not included in the baseline emission in accordance with the IPCC guideline because it is derived from biomass)*

Appendix 1

**Abbreviation list**

CPO	Crude Palm Oil
DNA	Designated National Authority
DOE	Department of Environment
EFB	Empty Fruit Bunch
FELDA	Federal Land Development Authority
FFB	Fresh Fruit Bunch
GHG	Greenhouse Gases
IRR	Internal Rate of Return
KIT	Kyushu Institute of Technology
OER	Oil Extraction Rate
POME	Palm Oil Mill Effluent
PORIM	Palm Oil Research Institute Malaysia
PTM	Pusat Tenaga Malaysia (Malaysia Energy Center)
TNB	Tenaga Nasional Berhad
UPM	Universiti Putra Malaysia

Appendix 2

**Investigation of Greenhouse Gases from Palm Oil Industry for Potential Applications**  
(Presented by University Putra Malaysia at the 2<sup>nd</sup> steering committee)

**Investigation of Greenhouse Gases from Palm Oil Industry for Potential Applications**

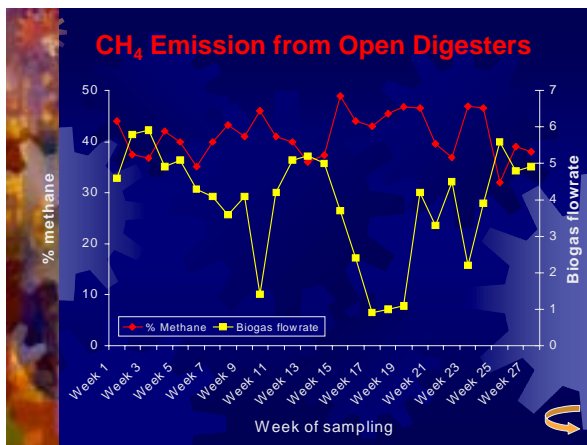
- **Stage 1** - Baseline of GHG emission from pond and open digester systems
- **Stage 2** – Generation of CH<sub>4</sub> from methane test plant
- **Stage 3** - Potential commercial application of methane and other chemicals

1  
2

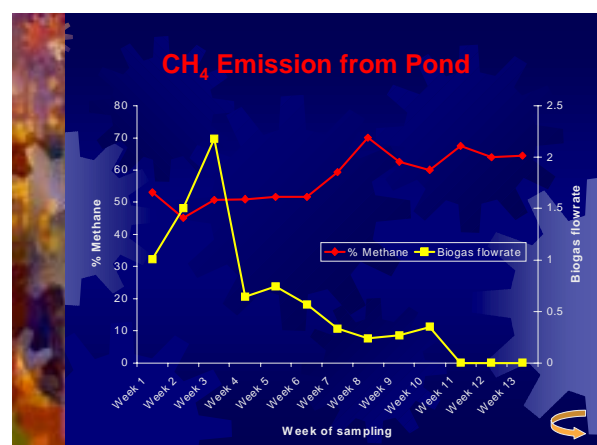
**Stage 1 – Baseline Study**

- Venue : Serting Hilir Palm Oil Mill
- Data recording : Weekly for 1 year
- Observation

System	Commenced	Updates
<u>Open digesters</u>	Jun 2002 (Week 27)	3.7 l/min/m <sup>2</sup> ; 42.0 % CH <sub>4</sub>
<u>Pond</u>	Nov 2002 (Week 13)	0.6 l/min/m <sup>2</sup> ; 57.8% CH <sub>4</sub>



3  
4



**Stage 2 – CH<sub>4</sub> Generation**

- Construction of CH<sub>4</sub> test plant – April 2003
- Optimization of CH<sub>4</sub> generation – Jun/July 2003

**Stage 3 – Utilization of CH<sub>4</sub> and other products**

- Commence end of 2003

5

Appendix 3

Calculating table of GHG emission reduction by the project activity

1. General data															
Items	Unit	Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Coefficient	Unit	Reference
FFB received	t/y		274,200	289,070	295,840	298,000	242,980	293,220	220,110	297,820	190,000	178,488			Baseline FFB received
CPD production	t/y		54,850	53,814	53,180	51,200	48,515	45,644	45,622	41,504	30,000	35,680	0.2	t-CPD/t-FFB	General yield
PCME discharge	m <sup>3</sup> /y		137,730	134,838	132,820	128,000	121,280	119,610	114,288	103,760	78,000	89,219	23	m <sup>3</sup> -PCME/t-CPD	PTM F/02/2003
Sludge generation	m <sup>3</sup> /y		5,291,800	5,225,840	5,193,080	5,072,000	5,010,080	4,788,640	5,737,320	4,490,240	4,900,000	5,141,295	24	m <sup>3</sup> -Sludge/m <sup>3</sup> -PCME	Mean value of 20-25
CH4 generation	m <sup>3</sup> /y		1,890,128	1,870,721	1,880,246	1,791,780	1,688,267	1,623,211	1,587,648	1,444,238	1,044,000	1,241,826	0.58	m <sup>3</sup> -CH4/m <sup>3</sup> -Sludge	Measured value in our research
	t/y		1,285	1,230	1,214	1,285	1,199	1,152	1,127	1,025	741	682	0.00011	t-CH4/m <sup>3</sup> -CH4	Theoretical value
Slack generation	t/y		17,820	17,490	17,280	16,640	15,760	15,158	14,827	13,468	8,750	11,584	0.05	t-slack/t-FFB	PTM F/02/2003
Fiber generation	t/y		37,020	36,324	35,880	34,560	32,740	31,485	30,795	28,011	20,250	24,080	0.128	t-fiber/t-FFB	PTM F/02/2003
CFD generation	t/y		45,830	44,571	43,820	41,440	38,210	35,970	34,740	49,805	36,000	42,605	0.24	t-CFD/t-FFB	PTM F/02/2003
CH4 heat value	Fu/y		75	74	73	70	66	64	62	57	41	49	35.4	MJ/kg	Theoretical value
Slack heat value	Fu/y		338	332	329	316	300	289	282	258	165	220	19	MJ/kg	PTM F/02/2003
Fiber heat value	Fu/y		407	400	396	380	360	346	338	308	223	285	11	MJ/kg	PTM F/02/2003
CFD heat value	Fu/y		305	301	298	289	274	266	260	236	218	257	8	MJ/kg	PTM F/02/2003
Total heat value	Fu/y		1,218	1,193	1,176	1,136	1,076	1,034	1,011	920	668	791			

2. CH4 recovery															
Items	Unit	Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Coefficient	Unit	Reference
CH4 emission (baseline)	m <sup>3</sup> /y		1,890,128	1,870,721	1,880,246	1,791,780	1,688,267	1,623,211	1,587,648	1,444,238	1,044,000	1,241,826	0.58	m <sup>3</sup> -CH4/m <sup>3</sup> -Sludge	Measured value in our research
	t/y		1,285	1,230	1,214	1,285	1,199	1,152	1,127	1,025	741	682	0.00011	t-CH4/m <sup>3</sup> -CH4	Theoretical value
	t-CCO2 eq/y		29,468	27,822	27,581	26,586	25,173	24,202	23,670	21,838	15,588	18,517	0.1	t-GHGP	SPOC Data
CO2 emission (baseline)	m <sup>3</sup> /y		1,382,470	1,356,110	1,339,634	1,280,240	1,220,600	1,175,420	1,145,674	1,045,809	756,000	688,227	0.43	m <sup>3</sup> -CO2/m <sup>3</sup> -Sludge	Measured value in our research
Excluded, because of carbon neutral	t-CCO2 eq/y		2,710	2,658	2,629	2,529	2,386	2,304	2,252	2,060	1,462	1,763	0.00194	t-CCO2/m <sup>3</sup> -CO2	Theoretical value
CH4 emission (project)	m <sup>3</sup> /y		2,339,540	2,086,748	2,073,850	1,999,000	1,892,124	1,819,116	1,770,258	1,816,858	1,170,000	1,281,815	0.65	m <sup>3</sup> -CH4/m <sup>3</sup> -Sludge	Laboratory data
	t/y		1,518	1,490	1,470	1,410	1,340	1,282	1,262	1,148	821	980	0.00011	t-CH4/m <sup>3</sup> -CH4	Theoretical value
	t-CCO2 eq/y		31,803	31,293	30,811	29,712	28,712	27,125	26,829	24,134	11,845	20,152	0.1	t-GHGP	SPOC Data
Rate of CH4 recovery			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			
CH4 emission (project)	t-CCO2 eq/y		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
CO2 emission (project)	m <sup>3</sup> /y		1,152,060	1,130,064	1,116,006	1,075,200	1,019,036	970,524	950,062	871,504	630,000	749,439	0.36	m <sup>3</sup> -CO2/m <sup>3</sup> -Sludge	Laboratory data
Excluded, because of carbon neutral	t-CCO2 eq/y		2,710	2,658	2,629	2,529	2,387	2,302	2,252	2,060	1,462	1,763	0.00194	t-CCO2/m <sup>3</sup> -CO2	Theoretical value
GHG emission (project)	t-CCO2 eq/y		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
GHG emission reduction (CO2E)	t-CCO2 eq/y		29,468	27,822	27,581	26,586	25,173	24,202	23,670	21,838	15,588	18,517			

3. GHG emission reduction by CH4 power generation and supply															
Items	Unit	Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Coefficient	Unit	Reference
CH4 recovery	t/y		1,518	1,490	1,470	1,410	1,340	1,282	1,262	1,148	821	980			
CH4 heat value	Fu/y		84	83	82	79	74	72	70	64	48	55	35.4	MJ/kg	Theoretical value
	MJ/h		0,627	0,424	0,311	0,265	0,486	0,185	7,889	1,208	5,254	6,250	8,762	Fu/y	
Rated power (theoretical basis)	kW		2,858	2,818	2,580	2,491	2,282	2,269	2,219	2,019	1,459	1,736	0.8	MJ/kWh	
Generating efficiency	%		30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%			Average value of 29%-30%
Rated power	kW		857	846	776	747	708	681	666	608	438	521			
Rated power demand for operation	kW		108	108	100	100	100	100	100	100	100	100			Assumption
Rated power supply to grid	kW		307	298	276	247	238	241	246	208	208	221			
Annual power supply	MWh/y		61,371	60,003	5,821	5,689	5,200	5,087	4,956	4,430	2,983	3,685	8760	Fu/y	
CO2 emission reduction	t-CCO2 eq/y		2,823	2,740	2,689	2,532	2,378	2,169	2,068	2,760	1,943	2,295	0.623	kg-CO2/MWh	PTM F/02/2003
CH4 emission reduction	t-CH4/y		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.6	mg-CH4/MWh	PTM F/02/2003
	t-CCO2 eq/y		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.1	t-GHGP	SPOC Data
NO2 emission reduction	t-NEO2/y		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.74	mg-NO2/kWh	PTM F/02/2003
	t-CCO2 eq/y		3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	210	t-GHGP	SPOC Data
GHG emission reduction (CO2E)	t-CCO2 eq/y		2,823	2,741	2,689	2,532	2,378	2,170	2,094	2,768	1,947	2,304			

4. Single-year GHG emission reduction (CO2E)														
Items	Unit	Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Average	
CH4 recovery	t-CCO2 eq/y		29,468	27,822	27,581	26,586	25,173	24,202	23,670	21,838	15,588	18,517	25,921	
GHG emission reduction by CH4 power generation & supply	t-CCO2 eq/y		3,820	3,741	3,690	3,530	3,205	3,170	3,094	2,768	1,947	2,304	3,191	
Total	t-CCO2 eq/y		32,288	31,563	31,271	30,116	28,378	27,371	26,764	24,300	17,535	20,821	29,112	

5. Accumulated GHG emission reduction (CO2E)														
Items	Unit	Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
CH4 recovery	t-CCO2 eq/y		29,468	30,301	31,170	31,521	32,714	33,910	35,106	36,312	37,518	38,724		
GHG emission reduction by CH4 power generation & supply	t-CCO2 eq/y		3,820	7,578	11,234	14,810	18,138	21,293	24,436	27,172	29,019	31,320		
Total	t-CCO2 eq/y		32,288	37,879	42,404	46,331	50,852	55,203	59,542	63,488	66,537	70,044		

## Appendix 4

### **Minute of the 1<sup>st</sup> Steering Committee on CDM Project in Malaysian Palm Oil Industry**

Date: 15 October 2002  
Time: 9:30-11:30  
Venue: Ministry of Science, Technology and the Environment  
Attendee: (See Appendix 5)

#### **1. Opening address form the chairperson (Mr. Chow on behalf of Dr. Nadzri)**

Mr. Chow was requested to chair the CDM meeting. On behalf of Dr. Nadzri, he apologized to the steering committee as Dr. Nadzri had to attend another urgent meeting. The meeting was initiated by an opening remark by Mr. Chow on the issue of green technology and potential international collaboration in the CDM project.

#### **2. Introduction of participants**

Even though it was a second gathering of the steering committee, there were a few new delegates from Malaysian and Japanese sides. Among them were Tokyo Electric Power Company, Mitsubishi Security, Ministry of Primary Industry, Ministry of Energy and Multimedia, SIRIM, Malaysian Energy Center and Economic Planning Unit.

#### **3. Result of 2001 study**

The main agenda of the meeting was the presentation of the current findings of the research project carried out at Serting Hilir Palm Oil Mill by Kyushu Institute of Technology and Universiti Putra Malaysia. The presentation was delivered by Professor Shirai. The follow-up discussion was largely arise from this presentation as follows:

##### ***3-1 THE ESTABLISHMENT OF GHG BASELINE IN CDM PROJECT***

**Question:** Dr. Yeoh Bee Ghin

- i. Why was the CH<sub>4</sub> content or biogas is lower than in the previous report?

**Answer:** Prof. Shirai & Dr. Ali

- Higher biogas content reported was due the size and nature of the experiment. The earlier studies conducted were mainly at the lab scale and in a closed system. Whereas these data were collected during the normal operation of the palm oil mill wastewater treatment plant (open digester and lagoon). Therefore factors such as oxygen contamination and mixing (even though minor) for the open system is inevitable. For the digester system mixing is more vigorous as evident from the active bubbling and recharging of new effluent. While in the lagoon system, large surface area may encourage the introduction of oxygen into the liquid phase.
- Therefore it is important for the CDM project to quantify the actual amount of GHG emission from the palm oil industry as per business as usual.

**Question:** Dr. Yeoh

- ii. Were there any microbiological studies conducted on the CO<sub>2</sub> generation?

**Answer:** Prof. Shirai

- CO<sub>2</sub> generation was not measured based on microbiological activities because the size of the lagoon and open digesting tank were too huge to study.

**Question:** Mrs. Wong

- iii. Are there any problems for baseline establishment?

**Answer:** Prof. Shirai

- Major field constraints in establishing the baseline are mainly limited points of sampling and study period.
- Ideally, CH<sub>4</sub> generation should be measured from material balance. This can be achieved using the information from the chemical properties of POME at the intake and discharge points. However, the content of CH<sub>4</sub> should first be verified because of the huge difference between the data obtained in our study (35% in tank case, 45% in lagoon case) and the data used in Malaysian national GHG inventory



(65%)

- Therefore more accurate measurement is needed to verify the content. To pursue this objective, we are now in the process of developing a new digital imaging system to measure the GHG emission. The new system is anticipated be more efficient in terms of time required and sampling.

**Response:** Mr. Chow

- Mr. Chow again emphasized on the usefulness of accurate measurement to set baseline settlement in CDM project.

**Question:** Dr. Ma

- iv. The result of the CH<sub>4</sub> content in biogas seemed to be low, is there any plan in the future to use selective thermophilic microorganism so that CH<sub>4</sub> could be increased and the hydraulic retention time be reduced?

**Answer:** Dr. Ali

- What we are interested now is to establish the current situation (business as usual)
- Dr. Ma's idea is very useful and valid mainly for power generation by biogas.

**Answer:** Prof. Shirai

- It's difficult to use the selective microorganism in the current study as the setting up of baseline is more crucial.

**Answer:** Prof. Ismail

- Completely different system from the existing open digesting tank should be introduced to the industry in order to use biogas for power generation.

**Answer:** Prof. Shirai

- Modern technology of CH<sub>4</sub> fermenter will be introduced with the cooperation from Sumitomo Heavy Industry.
- It is anticipated that with the new design the CH<sub>4</sub> content can be improved and retention time and polluting strength be reduced.

**Answer:** Mr. Subash

- In response to Dr. Ma's question, Mr. Subash stressed that the main objective of the current project is to establish the GHG baseline from the palm oil industry without any modification to the current system. The data collection should represent business as usual which is in the phase of the CDM project.
- Once the GHG baseline has been established and certified then the exploitation of the new 500m<sup>3</sup> pilot plant in the 2<sup>nd</sup> phase can be used for power generation.

### ***3-2 Malaysian criteria for sustainable development expected from CDM***

**Remarks:** Mr. Chow

- Malaysian criteria of sustainable development are as follows:

#### ***Environment***

The project will alleviate the undesirable smell of POME and provide cleaner environment

#### ***Development***

The project will generate electricity, activate economy and bring investment.

#### ***Social economy***

The project will create more opportunity for better jobs.

- This CDM project seems to satisfy those criteria.

### **4. Possibility of CDM project**

Q and A based on the explanation from Prof. Shirai, was as follows;

#### ***4-1 PROJECT BOUNDARY***

**Questions:** Mr. Suzuki.

- Proposed a study to investigation on each mill on the productivity and the location of mill to the nearest

- power grid in the year 2002-2003?
- Clarification is required on the project boundary whether it covers from the gathering of FFB from the field down to the discharging of palm oil mill effluent?

**Remarks:** Mr. Chow

- Project boundary should be confined to the wastewater treatment system mainly digesting tank and wastes.

#### **4-2 PROJECT COST ESTIMATION**

**Answer:** Prof. Shirai

- Analysis of the project commercialization in the 2001-2002 studies does not include the CER selling.

**Remarks:** Mr. Chow

- This study is based on the existing system with no modification to the system.

**Remarks:** Prof. Shirai

- Modern CH<sub>4</sub> fermentation system will be developed by the Japanese plant manufacturer, namely Sumitomo Heavy Industries and used for the CDM project at Serting Hilir Palm Oil Mill.

**Questions:** Mr. Chow

- Will the Japanese investors make an investment to the CDM project?

**Answer:** Dr. Shirai

- It was approximately estimated that US\$290,000 is needed for the construction of the closed digester system in Malaysia for the palm oil mills. The figure quoted is practical and based on the current scenario in Malaysia (similar figure to the F/S report)
- The cost estimation of this project is significantly low compared with the construction cost in Japan at the same scale.
- For the project to become competitive and attractive to the Japanese investors, the price of CER should be approximately US\$4.8-6.1/t-CO<sub>2</sub> credit which is within the current market price of US\$3-6 /t.
- However, the actual cost will only be finalized once the pilot plant has been commissioned. Therefore the next 1 year (2002-2003) is important in determining the total expenditure of the new CH<sub>4</sub> fermentation system.

**Remarks:** Mr. Chow

- For the co-generation project for the palm oil industry, the investment required is approximately US\$30-40 million dollar. Hence the figure quoted by Prof. Shirai for the CDM project is very favorable to Malaysia.

**Remarks:** Mr. Subash

- It is also an interest of FELDA to investigate the potential applications of biogas and biomass in the boiler system mainly for power generation.
- However, in the context of CDM project, the GHG reduction is the main primary objective.
- Whereas the exploitations of biogas or biomass for power generation is a secondary issue.
- For the mill to be qualified for independent power plant (IPP), the minimum electricity output is 5MW. This is made possible through the connection to the TNB grid.
- On the other hand, smaller mill may not be able to meet the minimum power generation. Therefore it may consume the electricity generated from the biogas or biomass for their own consumption such as small equipment or for aeration of the lagoon system.

**Question:** Mr. Chow

- Are there any ideas to bring investment from Japan?

**Remark:** Prof. Shirai

- Comments from Japanese companies are important.

**Answer:** Ms. Yoshitaka

- CH<sub>4</sub> emission reduction project is more attractive for the CO<sub>2</sub> reduction project because of the GWP.
- The revenue of CER of \$5,000/year for sealing the open digesting tanks is not so huge and does not

cover the cost of the project. We assume the structure of project finance of this project is 30% of equity investment and 70% of the investment from local banks or developing banks. \$5,000/year of CER revenue will be enhancement of return on the equity investment.

- ROE of biomass project is lower than the ROE of biogas project because CH<sub>4</sub> emission reduction is more effective than CO<sub>2</sub> (21 times).
- Biogas has a potential to be an attractive project to investors.
- About capital cost, Japanese technology is high but expensive. It sometimes doesn't meet the need of developing countries.
- This type of project could be suitable for project developers as well as investors in Malaysia.

**Remark:** Mr. Suzuki

- Cost estimation in the 2001-2002 studies did not include procedure cost such as PDD cost and monitoring cost.
- Total cost for CDM project will be estimated in the 2002-2003 studies.
- A new joint venture company is expected to be incorporated by Japanese and Malaysian companies to operate CDM project.

**Remark:** Mr. Chow

- More accurate assessment of project cost is needed for investors.
- About CDM project in palm oil industry, co-generation system in palm oil mills is studied.

**5.Adjourn**

## Appendix 5

### **Minute of the 2<sup>nd</sup> Steering Committee on CDM Project in Malaysian Palm Oil Industry**

Date: 14 February 2003  
Time: 9:30-11:30  
Venue: Ministry of Science, Technology and the Environment  
Attendee: (See Appendix 5)

#### **1. Opening address form the chairperson**

The meeting was initiated by an opening remark by Mr. Chow on the issue of utilizing the wastes and POME from palm oil industries in the CDM project.

#### **2. Introduction of participants**

Even though it was a second gathering of the steering committee, there were a few new delegates from Malaysian and Japanese sides. Among them were Tenaga Nasional Berhad (TNB), Global environment Centre Foundation (GEC) on behalf of Ministry of the Environment JAPAN, Matsushita Electric Industrial Co., Ltd. (Panasonic), and Sankyu Malaysia

#### **3. Current status report by EX Corporation, Japan**

The first agenda of the meeting was the presentation of the result of CDM feasibility study on FELDA palm oil mills by EX Corporation and Kyushu Institute of Technology. Mr. Nakamura with EX Corporation delivered the presentation. The follow-up discussion was largely arise from this presentation as follows:

- C1 : How do you take care of the leakage from the open digesting tank? (Mr. Chow)  
A1 : New design will include the sealing of the existing digesting tank or closed digesting tank (Prof. Shirai)
- C2 : What is the advantage of case 1? Why did the study choose case 1? (Prof. Ismail)  
A2 : i. Small investment in case 1 (Mr. Nakamura) ii. CER issue – larger CER because of the CH<sub>4</sub> GWP is 21 times as CO<sub>2</sub> with small investment, but low profit as business because of the small electric generation (Prof. Shirai)
- C3 : It is needed to consider the monitoring cost as it will reduce the profit (Mr. Chow)

#### **4. Latest research results by University Putra Malaysia, Malaysia**

The second agenda of the meeting was the presentation of the result of Investigation of Greenhouse Gases from Palm Oil Industry for Potential Applications. Mr. Shahrakbah with University Putra Malaysia delivered the presentation. The follow-up discussion was largely arise from this presentation as follows:

- C1 : Good potential of CH<sub>4</sub> as renewable energy as presented (Mr. Chow)
- C2 : Why CH<sub>4</sub> is higher in the pond ? (Prof. Ismail)  
A2 : This is as a result of less mixing in the pond creating better anaerobic level or condition for CH<sub>4</sub> fermentation. Mixing in the digester will introduce oxygen thus reducing the anaerobic level (Dr. Ali)
- C3 : Why during lunch time the flowrate is high ? (Mr. Chow)  
A3 : This is because the mill will introduce fresh effluent into the tank. This activity will cause a vigorous mixing of the effluent therefore releasing a lot of biogas (Mr. Shah)
- C4 : What type of fermenter or system that will be used at the pilot plant ? (Dr. Yeoh)  
A4 : Circulation in the tank will be achieved through the recycling of POME and biogas, no mechanical mixing will be installed. (Mr. Morinaga)
- C5 : What is the temperature of the effluent? (D. Yeoh)  
A5 : There will be no temperature control therefore the temperature is at the range of 40oC to 50oC, mesophilic condition (Mr. Shah)

#### **4. Future plan by Kyushu Institute of Technology, Japan**

The third agenda of the meeting was the presentation of UPM and KIT Plans under Memorandum of

Understanding hopefully with FELDA and Japanese Companies. Dr. Shirai with Kyushu Institute of Technology delivered the presentation. The follow-up discussion was largely arise from this presentation as follows:

- C1: How do you realize the future plan? (Mr. Chow)
- A1: As foothold, biogas power generation will be started as CDM project soon and then FELDA provided us area for pilot scale experiment to recover CH<sub>4</sub>. (Prof. Shirai)
- C2: The biogas power generation project will contribute to the regional environment improvement and the cost of project is not expensive for Malaysian side. (Mr. Chow)
- C3: Other value-added products such as acetone, butanol and ethanol can also be produced from POME as studied by MPOB. This is in line with future plan of CDM business proposal (Dr. Ma)
- A3: Biomass industry has a potential especially palm oil industry as the industry is supported by good network of roads and transportation and also the high concentration of biomass at the mill (Prof. Shirai).
- C4: This CDM biogas-biomass power generation is the first step toward to develop green business such as biomass projects in Malaysian palm oil industry. Could TNB purchase the electric power generated in our project at premier price, 0.16RM/kWh? (Mr. Suzuki)
- A4: There is a possibility, but cheaper is better. (TNB)

#### **6.CDM certification model project, Japan**

Mr. Ueno with Global Environment Centre (GEC) on behalf of the Ministry of Environment Japan (MOE) explained the outline of CDM certification Model project conducted by MOE. FELDA Lepar Hilir palm oil mill biogas project was selected in this model project. The follow-up discussion was largely arise from this presentation as follows:

- C1: In April, we will have public comments in Japan about the result of the model project, and if possible, would like to have public comments from Malaysian people through Government for example on the Website. (Mr. Suzuki)
- C2: It is important to conduct a survey on the public opinion of CDM project. The survey should be conducted at the proposed locality so that the community involved will have the say on the impact of the CDM project on their lives. Views must also represent the stakeholders of the company (Mr. Chow)
- C3: KIT will hold the symposium on sustainable palm oil industry and call Dr. Lester Brown, one of the world environment leaders, as panelist. We will have comments about our model project from Dr. Brown as a third party nothing to do with our project. (Prof. Shirai)
- C4: Public comments from stakeholders such as employee of the mill, people in local community, FELDA member, administration official, people in the palm oil industry, global environmental specialist, etc. are seems to be needed. (Mr. Chow)
- C5: MOSTE will invite the OE and give comments about the project. (MOSTE)
- C6: Public comments should be taken from local level rather than national level. (Mr. Subash)
- C7: Is it necessary to conduct environment impact assessment (EIA) for biogas power generation project? (Mr. Suzuki)
- A7: It's not necessary if the electricity generated is below 10 MW. But the environment impact study is required. (Mr. Subash)
- C8: Could you give us the information on Designated National Authority (NDA) of Malaysian government to approve CDM project? (Mr. Nakamura)
- A8: Malaysian CDM committee as DNA (Designated National Authority) soon will be set up and MOSTE is appointed as the leading organization in the body. Secretary General of MOSTE is proposed to chair and endorse the CDM project. (Mr. Chow)

- C9: It is necessary for OE to register to DNA to do work in this model case? (Ms. Yoshitaka)
- A9: The precise role has not determined yet. So it's not necessary so far. (Mr. Chow)
- C10: Could you give us your impression about the project effect to Malaysian renewable energy policy? (Mr. Nagai)
- A10: The project will contribute to the sustainability of Malaysia. (Mr. Chow)
- C11: Are there any possibilities to change the numerical target of renewable energy (5% of all national energy supply)?
- A11: No possibilities so far. (Mr. Chow)

### **7. Baseline issue of the CDM Biogas power generation project**

- C1: the Ministry of Environment JAPAN told that the baseline scenario of our project that lagoon or open digesting tank system will not be changed in next 10 years as business as usual (BAU) must be logically strengthened. If the baseline set very conservative such as introducing sealed digesting tanks as BAU it is difficult to be CDM project as business. (Prof. Shirai)
- C2: Unless some sort of technical assistance for POME digester, the baseline will be the same as current condition, lagoon or open digesting tank system, in next 10 years. (Dr. Ma)
- C3: We would like to discuss how we insist and convince our baseline to OE. (Prof. Shirai)
- C4: Based on the current scenario, the GHG baseline in the pond will not changed for the next 10-15 years. However, this is largely influence by the DO requirement on the treated effluent discharge to the waterways. If the mill is required to reduce the BOD level prior the discharge then new system wastewater treatment system (higher efficiency) must be installed to meet the regulation. In a way, it will affect the GHG. (Mr. Subash)
- C5: There are many related projects in Malaysia such as UNDP-PTM project and they all faces the baseline issue that the lagoon or open digesting tank system continues in next 10 – 15 years. (Dr. Yeoh)
- C6: Dynamic baseline is unsuitable for CDM project as regular fluctuation will affect the investment and cost of earlier project that is based on the previous baseline. Then the renewable crediting period (at most 7 years per period with 3 periods) are prepared to re consider the baseline 7 years after the settlement. (Mr. Chow)

### **8. Other Issue**

- C1: It was suggested that the next CDM meeting is held at the site of the pilot plant in August 2003. This will give better views to all the members about the current conditions of the palm oil industry. (Mr. Chow)

### **9. Adjourn**

Appendix 6

**Attendee of the 1<sup>st</sup> & 2<sup>nd</sup> Steering Committee on CDM Project in Malaysian Palm Oil Industry**

**1. Attendee from Malaysia**

Name	Title	Attendance	
		1st	2nd
Mr. Chow Kok Kee (Chair Person)	Malaysian Meteorological Service, Director General (Representative of the UNFCCC CDM Executive Board)	*	*
Mr. Lim Cheong Chuan	Ministry of Energy, Communications & Multimedia, International and Sustainable Energy Division, Energy Sector, Principal Assistant Secretary	*	
Mr. Norhana Abdul Majid	Ministry of Primary Industry	*	
Mr. Mohd Fauney Yusoft	Ministry of Science, Technology and the Environment , Department of Environment		*
Dr. Ma Ah Ngan	Palm Oil Research Institute Malaysia (PORIM), Director Engineering & Processing	*	*
Ms. Wong Hwee Kheng	Malaysia Energy Center (PTM), Energy Data Modeling and Consultancy Services, Research Officer	*	
Mr. Nik Mohd Aznizan Nik Ibrahim	Malaysia Energy Center (PTM)		*
Dr. B.G.Yeoh	Sirim Berhad, Environmental and Energy Technology Center, General Manager	*	*
Dr. Mohamed Ismail Abdul Karim	University Putra Malaysia, Institute of Bioscience, Deputy Director	*	*
Dr. Azni Hj.Idris P.M.C	University Putra Malaysia, Waste technology Center, General Manager	*	*
Dr. Jinap Selamat	University Putra Malaysia		*
Dr. Mohd. Ali Hassan	University Putra Malaysia	*	*
Dr. Shahrakbah Yacob	University Putra Malaysia	*	*
Mr. Subash Sunderaj	FELDA Palm Industries Sdn Bhd, Engineering/Special Projects/R&D, Head of Dept.	*	*
Mr. Zulfadhly Bin Zardi	TNB Research, Environment Unit, Researcher		*

## 2. Attendee from Japan

Name	Title	Attendance	
		1st	2nd
Dr. Yoshihito Shirai	Kyushu Institute of Technology, Graduate School of Life Science and Systems Engineering, Professor	*	*
Dr. Minato Wakisaka	Kyushu Institute of Technology, Graduate School of Life Science and Systems Engineering, Assistant	*	*
Mr. Kazuhiro Morinaga	Sumitomo Heavy Industries, Ltd., Engineering & Environment Group, Air Pollution Control Division, Sales Department, Deputy General Manager	*	*
Mr. Shinich Suzuki	EX Corporation, Environmental and Social Planning Department, General Manager	*	*
Mr. Takashi Nakamura	EX Corporation, Energy and Environmental Planning Division, Researcher	*	*
Mr. Noboru Watanabe	FELDA Palm Industries Sdn. Bhd., Senior Consultant	*	*
Ms. Mari Yoshitaka	Mitsubishi Securities Co., Ltd., Research Group, Clean Energy Finance Committee, Project Manager/Senior Analyst	*	*
Mr. Satoru Fujimagari	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd., Malaysia Branch, Managing Director	*	
Mr. Satoru Suetake	Tokyo Electric Power Company, Thermal Power Department, Overseas Project Group, Engineer	*	
Mr. Shoji Nagai	Tokyo Electric Power Company, Thermal Power Department, Overseas Project Group, Manager (TNB region)		*
Mr. Kazunori Yamamoto	Matsushita Electric Industrial Co., Ltd., Environment Auditing Group, Assistant Councilor		*
Mr. Haruki Ogawa	Matsushita Electric Industrial Co., Ltd., Environment Auditing Group, Assistant Councilor		*
Mr. Katumi Tomita	Matsushita Electric Industrial Co., Ltd., Business Promotion Group, Senior Coordinator		*
Mr. Hiroshi Hirata	Matsushita Environmental & Air-conditioning Engineering, Member of the Board, Director		*
Mr. Hirofumi Sakaguchi	Matsushita Environmental & Air-conditioning Engineering, Overseas Sales, General Manager		*
Mr. Toshifumi Noguchi	Matsushita Electric Industrial Co., Ltd., Malaysian Regional Office, Environmental Engineering Division, General Manager		*
Mr. Kazuya Kitae	Matsushita Electric Industrial Co., Ltd., Malaysian Regional Office, Environmental Engineering Division, General Manager		*
Mr. Yakayoshi Kanda	Sankyu (Malaysia) SDN. BHD., Managing Director		*
Mr. Kunihiro Ueno	Global Environment Centre Foundation, Project Division, Research Department, Assistant Manager		*



**【参考 6 Thermal Power Plant Repowering Project in Thailand  
Project Design Document】**

**Project Design Document**

**for**

**Thermal Power Plant Repowering Project in Thailand**

**February 2003**

## CONTENTS

A.	General description of project activity.....	167
B.	Baseline methodology .....	171
C.	Duration of the project activity / Crediting period.....	174
D.	Monitoring methodology and plan .....	175
E.	Calculations of GHG emissions by sources.....	179
F.	Environmental impacts .....	183
G.	Stakeholders comments .....	184

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

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

Y Thermal Power Plant Repowering Project.

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

#### **Outline of the Project**

The Y Power Plant is the largest power plant in Thailand. It has total output capacity of 3,680MW. This output accounts more than 20% of the total electric power output capacity of Thailand. Both of its unit #1 and unit #2 each has an output of 550MW and they went into operation in 1983 and 1984, respectively.

The amount of power generation to be produced in the next ten years is predicted to increase at the annual rate of 6.52%. Based on this rate of growth, the amount of power generation produced in fiscal year 2011 will reach 194,930GWh. Therefore, in addition to the aim of increasing ability to compete and raising the power plant efficiency, there will be a necessity for the Y #1 and #2 power plants to increase output from 550MW to 700MW. Thus, another implicit merit of the Repowering Project is that this plan will also play an important part in the Thai government plan for further developing electric power capabilities

The purpose of the project is to repower the existing units at Y Power Plant to improve the efficiency of their electricity production, and allow them to meet part of the growth in demand for electricity in Thailand. This will assist sustainable development in Thailand by increasing the amount of available electricity whilst minimizing the increase in fuel consumption, thus contributing towards economic growth at minimal environmental cost.

The reason that the Y Power Plant unit #1 and unit #2 have been selected as targets for repowering is that they have just the right capacity for the use of 200MW class maximum capacity, maximum efficiency gas turbines.

For repowering system options, the following system was selected;

Fully fired combined cycle system

Regarding the fully fired combined cycle system, it has a very high level of efficiency and the required equipment costs are relatively less expensive so that this system can be said to be superior in terms of cost.

#### **Probability of Diffusion of the Project Technology**

The plants in Thailand that fill the conditions for possible further introduction of the Project technology are as follow:

- Plants for which ten years have passed since initial completion of the facilities.
- Plants for which facilities for the supply of natural gas already exist, or for which such facilities are scheduled for construction in the future.
- Thermal power plants

In the case of power plants located in Thailand, there are 12 plants that meet this criterion. They have a total output capacity of 3867.5MW. Thus, there exists the possibility that these plants may become candidates for similar repowering projects.

Based on the calculation result of this Repowering Project, the total emission reduction is as follows;

920,378t•CO<sub>2</sub>/year

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

Project company

- (1) J Co., LTD.  
Japan
- (2) B POWER COMPANY  
Thailand

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

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

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

#### **A.4.2 Category(ies) of project activity**

At the time of writing this PDD, there was no list of approved project categories made available on the UNFCCC website. As an alternative, the project categories provided in the Simplified Modalities and Procedures for CDM Small-scale Project Activities<sup>26</sup> were referred to, and “Supply-side energy efficiency improvements – generation” was chosen as the most appropriate.

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

- 1) Fully Fired Gas Turbine Combined Cycle Plant is new technology in Thailand.
- 2) Technical Ability

B POWER COMPANY has built many electric power plants in the past, beginning with first-stage engineering and has long experience in many different related aspects of such projects, including such items as supervision of construction and supervision of on-site safety. In addition, in the area of rebuilding and improving existing plants, it has carried out such tasks as moving gas turbines.

In addition, it is carrying out ample management in such areas as keeping detailed operation and maintenance records, including efficiency of main equipment and plant efficiency.

The current repowering plan that is the subject of this report includes removal of existing equipment except of steam turbine generator units or their renovation and the introduction of gas turbines. Therefore, based on the pool of experience and actual performance that B POWER COMPANY has built in the past, it is safe to say that the company has ample ability to carry out the Project.

The design concept of Fully Fired Gas Turbine Combined Cycle Plant is different from that of general gas turbine combined cycle plant, that is, a gas

---

<sup>26</sup>Draft Simplified Modalities and Procedures for Small-scale CDM Project Activities, UNFCCC, <http://unfccc.int/cdm/ssc.htm>

turbine is installed in place of a F. D. F. and high temperature gas turbine exhaust is fed directly into a boiler, which effectively utilizes the calorific value of the gas turbine exhaust.

Fully Fired Gas Turbine Combined Cycle Plant shall bring the following new technology.

- Modification of Existing Boiler such as heating surface, burner and windbox
- Installation of Heat Exchanger such as a Duct Evaporator and H.P/L.P Stack Gas Coolers
- Removal of an Air Heater and a Forced Draft Fan

In accordance with an addition of such new technologies, the following additional skills are required to B POWER COMPANY's employees;

- the skill of operations (especially at the time of start-up and shut-down)
- the skill of the managing replacement for many kinds of Heat Exchangers besides Gas Turbine Hot Parts at every inspections

As mentioned below, it can be said that B POWER COMPANY's employees already have basic skills and technical knowledge/experiences for operations.

#### **Level of Ability to Adequately Staff the Project**

B POWER COMPANY headquarters staff and the personnel of all power plants consist of about 30,000 persons. The total work force of the Y Power Station is 1,400 persons, of which 1,000 are involved in operations and maintenance. The plant's extensive management systems cover all aspects of operations down to, and including, inventories of parts, storage facilities for tools and on-site maintenance facilities. In addition, many members of the company's staff have experience of construction project planning, supervising and executing gained during the 1980s and 1990s. In the current situation where the amount of electric power supplied by IPPs and SPPs is growing, the number of new power plants that are being constructed has dropped off so that there exists an adequate number of staff personnel capable of handling the Project that is the subject of this report.

### **Level of Company Systems Needed for Executing the Project**

In the event that this Project reaches the stage of actual execution, this will mean the introduction of new gas turbines. However, there are four combined cycle system operations at the Y Power Station so that the plant personnel have a large amount of experiences with this type of system. Thus, it is through that it will be possible for the related staff to carry out the repowering project construction and installation work (including inauguration of the project office) in a relatively short time.

Through its construction period and its training period, B POWER COMPANY's engineers, who are already skilled, can learn all skills required for this power station after repowering.

In order for B POWER COMPANY's employees to acquire the advanced skills for the above new technology, the following methods of technical transfer should be applied.

- On-the-Job training during the trial operation period
- Technical lectures, if necessary

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

The project, involving repowering units 1 and 2 of the existing Y power station to a combined cycle system, will result in a significant increase in efficiency for that plant, from 38% to 47.6%. With the increase in overall efficiency for units 1 and 2, the plant will be able to provide additional electricity equivalent to the electricity capacity increased by some adjustments of operation by the existing power plants within the same grid or newly constructed more large-scale power plant. Furthermore, the repowering will result in significant reduction of GHGs.

As identified in B.4, the repowering project is not given the priority in PDP compared to the more advanced large-scale power plant. Without CER revenue, this repowering project is unlikely to proceed.

The total emission reduction to be achieved by the project activity was estimated at 920,378. tonnes CO<sub>2</sub> equivalent per year.

#### **A.4.5 Public funding of the project activity**

We will not receive ODA for the development of repowering project.

## **B. Baseline methodology**

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

At the time of writing this PDD, there was no list of approved methodologies available on the UNFCCC website. The baseline methodology was instead selected in line with an approach recognised in the Marrakesh Accords.

Of the three approaches given in the Accords, the approach that gives a baseline representing “emissions from a technology that represents an economically attractive course of action, taking into account barriers to investment” – 48(b) – was selected.

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

There is currently a growing demand for electricity in Thailand. The project proposes to provide for 300MW of this demand through repowering. In order to determine what will happen in the absence of the proposed CDM project – i.e. the baseline scenario – it is assumed that in the absence of incentives or constraints to do otherwise, B POWER COMPANY will most likely choose the most financially viable alternative to meet the required capacity increase. Therefore, a methodology that applies an interpretation of 48(b) of the Marrakesh Accords is the most appropriate for this project.

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

According to the latest “Power Development Plan (PDP)” in Thailand, this repowering project for Y Power Plant have not been scheduled yet. And also there is no plan to construct 150MW class new power plant, which is equivalent to the increased capacity in this repowering project, at this stage.

On the other hand, it is expected that electricity demands in Thailand keep increasing for long period taking the economic growth in Thailand into account. Under such circumstances, PDP seems to indicate that new project for large sized thermal power plant are mainly scheduled in order to meet the electricity demand in the future.

Therefore, there is little possibility that repowering project for Y Power Plant is considered as base project in PDP at this moment.

Baseline scenario for this repowering project is to be defined as the result of consideration that how the increased capacity to be brought by repowering project can be compensated in case this repowering project is not carried out. The detailed method for its consideration is as follows;

Case 1 : to construct the new power plant in the same grid

Case 2 : to adjust the operation condition of the existing power plant in the same grid

First, as for Case 1(one), in order to make up for 150 MW x 2 of the increased capacity, coal firing power plant or gas firing power plant may be newly constructed. However, it seems that their capacity does not match PDP and are not realistic in terms of its financial and technical aspects. And also even if coal firing power plant or gas firing power plant is supposed to be constructed, it should be quite difficult to explain the mechanism that the net electricity output which generates from new plant is counted only for compensation of the shortage when this repowering project is not carried out. Therefore, it is judged that case 1(one) is not appropriate method.

**Second, renewable energy such as wind turbine does not seem to be feasible in financial matter and the biomas power plant is less reliable because it is unstable to supply power equivalent to this repowering project. So these renewable projects are not practical.**

Therefore, it is judged that the capacity to be increased by the repowering project should be compensated by case 2(two).

In such case, it is also considered that a certain power station in the same grid such as old power plants may be rehabilitated or renovated. However, it should be reasonable to consider that the above idea for baseline scenario is the most suitable because it is impossible to specify the appropriate power plants for such

rehabilitation or renovation and its detailed technical method at this stage.

Consequently, taking the above reasons into account, we decided to apply case 2(two) as baseline scenario for this repowering project.

In order to figure out emission amount of CO<sub>2</sub>, the following method is used based on the data of emission factor in World Bank;

- (1) To add up the total CO<sub>2</sub> amount of every power plant in B POWER depending on generating output classified by each fuel. The ratio of composition of fuel usage is supposed to be average.
- (2) To calculate the total CO<sub>2</sub> amount in case the repowering project is not carried out as shown in below  
(1) x 700 MW x 2 units / ( 1 - electric power consumed in power plant(%) ) x total operating hours per year x load factor / B POWER total power output (MWh)

**B.4 Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity (*i.e explanation of how and why this project is additional and therefore not the baseline scenario*)**

In the absence of the project activity, the most economically attractive option will be taken to cater for the increased demand for electricity, taking into account trends in the grid fuel mix.

As concluded in B.3 above, natural gas-fired combined cycle power generation will be the main current in electricity generating field. This proposed project is a repowering project involving the upgrade of much of the plant equipment, such that the Y plant itself will become a natural gas-fired combined cycle system.

CDM designation will increase the ability of the project to attract investors, with the higher status associated with CDM designation. It will also result in approx.USD 9,203,780per year from CER revenues, assuming a price of USD10 per tonne CO<sub>2</sub> equivalent. These factors will enhance the financial viability of the project, which will encourage the approval and implementation of the repowering project.



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

The following diagram represents the project boundary for the Y Power Plant project.

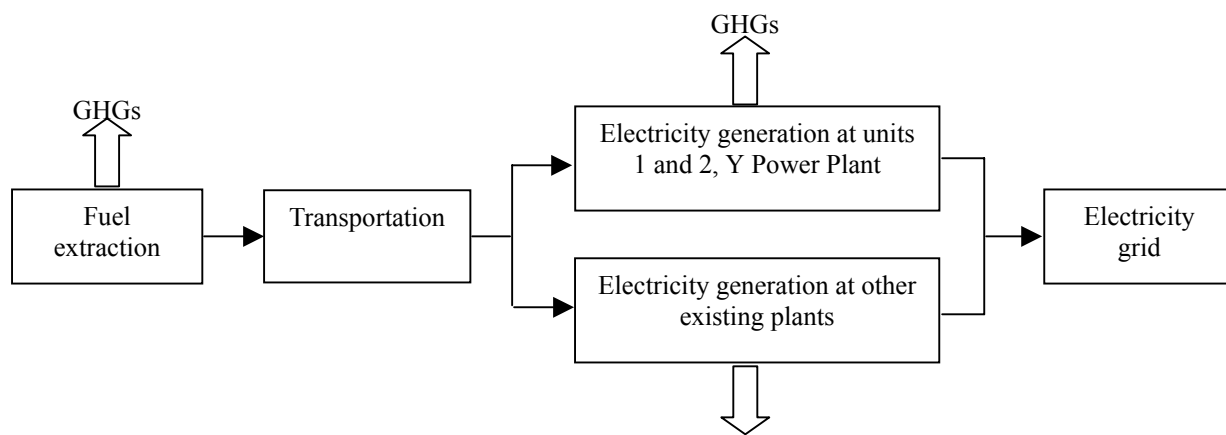


Figure 1: Project boundary (dotted lines indicate the project boundary)

The natural gas fuel is supplied to the Y Power Plant through a pipeline. Therefore, it is not necessary to include transportation emissions in the project boundary.

## B.6 Details of baseline development

### B.6.1 Date of completing the final draft of this baseline section:

31st / 03 / 2003

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

J Co., LTD.

<b>C. Duration of the project activity / Crediting period</b>
---

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

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

From 31st / May / 2006

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

25 years

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

Not applicable

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

**C.2.2.1 Starting date:**

31st / May / 2006

**C.2.2.2 Length (*max 10 years*):**

10 years

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

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

At the time of writing this PDD, there was no list of approved methodologies available on the UNFCCC web site. The suggested name for the monitoring approach used in this project is “*direct measurements and data/inventory management*”.

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

The monitoring approach for the project involves the direct measurements of all but one of the pertinent data required to ascertain the actual emission reductions resulting from the project activity. The remaining data, the calorific value of natural gas, is provided in fuel purchase contracts.

This approach was chosen due to its reliability – measurements are conducted continuously and logged, all of which are automated. The accuracy of the measurements is verified against commercial or other relevant records, as given in D.6 below.

It is believed that this two-tier approach for monitoring will leave little room for error, and is the most appropriate for this project.

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

Refer to attached table (D.3)

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

Not applicable

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

Refer to attached table (D.5)

### **D.6 Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for data monitored.**

Refer to attached table (D.6)

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

B POWER

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

ID number	Data type	Data unit	Measured (m), calculated (c) or estimated (e)	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/paper )	For how long is archived data to be kept?	Comment
1.	Annual Fuel Consumption	Kt/year	m	Hourly	100%	electronic	Minimum of 2 years after last CER issuance	
2.	Calorific Value of Natural Gas	KJ/t	m	Monthly	100%	electronic	Minimum of 2 years after last CER issuance	
3.	Annual Energy Consumption	KJ/year	c	Monthly	100%	electronic	Minimum of 2 years after last CER issuance	

Total power output, categorized by each fuel, within the same grid shall be monitored. These data will be monitored at both unit 1 and unit 2.

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

ID number	Data type	Data unit	Will data be collected on this item? (If no, explain).	How is data archived? (electronic/paper)	For how long is data archived to be kept?	Comment
1.	Generated Power Output	GWh	yes-measured	electronic	Minimum of 2 years after last CER issuance	

These data will be monitored at both unit 1 and unit 2.

D.6 Quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are being undertaken for data monitored

Data	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Are QA/QC procedures planned for these data?	Outline explanation why QA/QC procedures are or are not being planned.
D3-1	Low	Yes	Meters will undergo maintenance (calibration) subject to appropriate industry standards. The meter readings will be checked against fuel purchase receipts and inventory data.
D3-2	Low	Yes	Sampling results will be checked against the specified calorific value on the fuel purchase agreement.
D3-3	Low	Yes	Energy consumption will be back-calculated from the power transmission readings, using relevant plant efficiency and parasitic load values.
D5-1	Low	Yes	Meters will undergo maintenance (calibration) subject to appropriate industry standards. The meter readings will be checked against B POWER's internal sales record.

## E. Calculations of GHG emissions by sources

### E.1 Description of formulae used to estimate anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the project activity within the project boundary: (for each gas, source formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)

The two (2) new, advanced gas turbine-generator plants would be added to the existing power plants and the exhaust gas from these gas turbines would be used for combustion air in order to augment unit power output and to raise plant efficiency, i.e., fully fired type combined cycle power plant (fully fired type repowers).

In the case of the fully fired combined cycle power plant, the plant utilize gas turbine exhaust gas containing 14-15% oxygen in place of fresh air as the combustion air of the current boilers and recovers sensible heat from the exhaust gas. The output of the existing power plant would be raised from 550MW to 700MW each and the efficiency would rise by 38% to 47.6%.

For the fully fired type combined cycle power plants, the temperature range that utilizes effectivity combustion heat of the fuel (primary energy) will be greater than the former boiler/turbine plants. Therefore, it will be possible to achieve more efficient energy conversion and, thus, by implementing Project, it will also be possible to obtain increased energy saving effects.

#### (1) Annual quantity of electric power transmitted after completion of the Project

The following calculation method will be used to calculate the annual amount of power transmitted.

$$P = W (1 - r) \times T \times U \times N$$

P	: Annual electric power transmitted (MWh)
W	: Rated output (MW)
r	: Electric power consumed in power plant (%)
T	: Total hours per one year (365 day/year × 24 hours/day)
U	: Load factor
N	: Number of plants

Rated output (MW)	700 × 2
Electric power consumed in the power plant (%)	0.04
Total hours	8760
Load factor	0.85
Number of plants	2
Annual power transmitted (MWh)	10,007,424

$$P = 700 \text{ (MW)} \times (1 - 0.04) \times 8,760 \text{ (h)} \times 0.85 \times 2 \text{ (units)}$$

$$= 10,007,424 \text{ (MWh)}$$

#### (2) Annual Energy Consumption after Completion of the Project

The amount of annual energy can be calculated as follows:

$$Y = P \div [(1 - r) \times \eta] \times 3.6 \times 10^{-3}$$

Y	: Annual energy consumption (TJ/year)
P	: Annual electric power transmitted (MWh)
r	: Electric power consumed in power plant (%)
η	: Plant efficiency (%)

Rated output (MW)	700 × 2
Annual power transmitted (MWh)	10,007,424

Electric power consumed in the power plant	0.04
Electric energy conversion efficiency	0.476
Energy consumed (TJ/year)	78,840

$$Y = 10,007,424 \text{ (MWh)} \div [(1 - 0.04) \times 0.476] \times 3.6 \times 10^{-3}$$

$$= 78,840 \text{ (TJ/year)}$$

**(3) Calculation Method of CO<sub>2</sub> emission.**

Green gas (CO<sub>2</sub>) emission can be calculated by multiplying the annual energy (equal to annual electric power produced by new power system taken in the Project) by conversion factors of carbon dioxide. The conversion factor of carbon-dioxide which are defined by IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories Reference manual/1.4.1 Approaches for Estimating CO<sub>2</sub> emission is used for the calculation of CO<sub>2</sub> emission.

$$CO_2 = Y \times \gamma \times \rho \times \beta$$

In addition, the various conversion factors are defined by IPCC Guideline (Natural gas)

CO <sub>2</sub>	: Annual CO <sub>2</sub> emissions	(t•CO <sub>2</sub> /year)
Y	: Annual energy consumption	(TJ/year)
γ	: Conversion factor of carbon emission	15.3
ρ	: Carbon oxidation coefficient	0.995
β	: CO <sub>2</sub> carbon conversion coefficient	44/12

$$CO_2 = 78,840 \text{ (TJ/year)} \times 15.3 \times 0.995 \times 44/12 = 4,400,809 \text{ (t•CO}_2\text{/year)} \dots\dots(E.1)$$

In order to verify this figure of greenhouse gas emissions, default carbon emission factors for Electricity Generation should be used for the calculation of greenhouse gas emissions of 700MW×2 Gas Turbine Combined Cycle Plant.

The World Bank EM Model\* provides default CEFs for various types of electricity generation.

The relevant figures are reproduced in Table 1 .

(\*) 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>

Table 1: Carbon Emission Factors for Electricity Generation

Type	CEF in kgCO <sub>2</sub> /kWh
Hydro	0.000
Natural Gas - Single Cycle	0.610
Natural Gas - Combined Cycle	0.398
Heavy Oil	0.721
Gas S/T (Big)	0.481
Lignite	0.885
Imported Coal	0.930
Coal (small scale)	0.988
Oil (small scale)	0.613
Renewables	0.000

$$10,007,424 \text{ (MWh)} \div (1 - 0.04) \times 0.398 = 4,148,911 \text{ (t•CO}_2\text{/year)}$$

This figure is almost same as that one. Therefore the calculation method which was applied to this project is quite reasonable.

**E.2 Description of formulae used to estimate leakage, defined as: the net change of anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases which occurs outside the project**



**boundary, and that is measurable and attributable to the project activity: (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)**

The leakage is negligible small because it is assumed that the project activity should not be rearranged and the effect which is derived from the implementation is not complicated.

Therefore CO<sub>2</sub> = 0 .....(E.2)

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

E.1 + E.2 = 4,400,809 (t·CO<sub>2</sub>/year) .....(E.3)

**E.4 Description of formulae used to estimate the anthropogenic emissions by sources of greenhouse gases of the baseline: (for each gas, source, formulae/algorithm, emissions in units of CO<sub>2</sub> equivalent)**

The emission amount to be defined as baseline shall be calculated herein in accordance with the actual power output categorized by each fuel in Annual Report 2001. And the composition ratio of power production source between year 2006 and 2015 shall be decided based on Annual Report to be issued annually and, therefore, shall be monitored every year .

The reason to adopt the data of Annual Report instead of PDP is that Annual Report shall surely show the actual record of power output produced by all power plants of B POWER. On the other hand, since PDP is made based on the data about not only the current status but also the forecast of future demand, it may be changed due to the policy and the economic condition. Therefore, the data of actual record in Annual Report shall be used herein for the calculation of the baseline.

In case that this project is carried out, the consumption of Natural Gas will increase relatively. However, as diversity of fuel will be progressed in near future, the composition ratio of power output categorized by each fuel shall be kept according to the optimum combination decided by B POWER.

Total power output of B POWER from B POWER 2001 Annual Report (Unit : MWh)

Natural Gas	34,871,180	
Lignite	17,306,580	
Fuel Oil	3,110,610	
Hydro	6,310,550	
Diesel Oil	155,230	
Renewable Energy	1,740	
Total	61,755,890	①

In accordance with the World Bank EM Model, total CO<sub>2</sub> amount, in case the repowering project, is not implemented is calculated as follows ;

The electric power consumed in power plant (4%) is already taken into account.

(Unit : t·CO<sub>2</sub>/year)

(a) Natural Gas

$$34,871,180 \div 0.96 \times 0.398 = 14,457,010$$

(b) Lignite

$$17,306,580 \div 0.96 \times 0.885 = 15,954,503$$

(c) Fuel Oil

$$3,110,610 \div 0.96 \times 0.721 = 2,336,198$$

(d) Hydro

$$0$$

(e) Diesel Oil

$$155,230 \div 0.96 \times 0.613 = 99,121$$

(f) Renewable Energy  
0

$$(a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f) = 32,846,832 - (2)$$

Type	CEF in kgCO <sub>2</sub> /kWh
Hydro	0.000
Natural Gas - Single Cycle	0.610
Natural Gas - Combined Cycle	0.398
Heavy Oil	0.721
Gas S/T (Big)	0.481
Lignite	0.885
Imported Coal	0.930
Coal (small scale)	0.988
Oil (small scale)	0.613
Renewables	0.000

$$(2) \times 10,007,724 / (1) = 5,321,187 \text{tCO}_2/\text{Yr}$$

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

$$(E.4) - (E.3) = 5,321,187 - 4,400,809 = 920,378 \text{ (t} \cdot \text{CO}_2/\text{year)}$$

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

Refer to E.1 ~ E.5 above

(unit: t·CO<sub>2</sub>/year)

	Baseline Emissions	Project Emissions	Total Emission Reductions
Every Year	5,321,187	4,400,809	920,378

## **F. Environmental impacts**

### **F.1 Documentation on the analysis of the environmental impacts, including transboundary impacts**

The Y Power Plant repowering Project planning will serve an important role in the future supply of electric power in Thailand and also, at the same time, will help to raise the level of heat conversion and achieve improved efficiency in the use of energy resources.

The improvement Project planning contemplates the use of low pollution natural gas as fuels for the repowering approach for the plant.

The plan includes the use of gas turbines and also other equipment that will contribute to protecting the environment. Thus, the plan will include every possible measure to protect the surrounding environment.

- (1) Regarding the repowering plans, since the plan calls for using the existing site within the Y Power Plant grounds, there is no need to acquire or develop a site.
- (2) Regarding the re-power thermal generating plant, when natural gas is combusted, no SO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFCs, PFCs, SF<sub>6</sub> and smoke or soot are produced. In addition, as a measure to reduce the quantity of NO<sub>x</sub> emissions, the plan includes the use of a low NO<sub>x</sub> combustor to hold down the amount of NO<sub>x</sub> emissions.
- (3) With regard to the cooling water, the condensing equipment will be design keep the temperature of the water low. The intake and release of cooling water will be carried out at a low flow rate so that the affects on navigation of boats on the river will be kept to a minimum.
- (4) With regard to noise, types of equipment that are sources of noise, as necessary, will be placed inside buildings, or noise-muffling devices will be used, or sound barrier walls will be erected, to reduce the noise level. For equipment that are sources of vibration, as necessary, measures will be taken to strengthen the floor of the mounting area in order to reduce the amount of vibration.
- (5) The plan will include sufficient measures concerning maintaining and increasing the green vegetation with the plant.
- (6) During the construction period, suitable methods will be used for protection of the environment and the plan calls keeping the effects on the environment to an absolute minimum.
- (7) In addition, during the period of construction, and the initiation of operations, the conditions of environment will be monitored.
- (8) Efforts will be made to hold down the amount of CO<sub>2</sub> emissions by increasing the efficiency of the power generating equipment as part of the plan.
- (9) In addition to the point covered above, many other measures will be carried to keep the effects of the effects on the environment at an absolute minimum.

When these various features of the Project are subjected to a comprehensive evaluation, it can be seen that the effect on the surrounding environment of repowering Project plan will be very limited. Considering the importance of such factors for B POWER as the development of additional power generating resources and achieving economy in the use of energy resources by improvements in heat efficiency that will also to serve to protect natural resources, it is recommended that this Project plan be carried out in the near future.

**F.2 If impacts are considered significant by the project participants or the host Party:**

The impact assessment will be conducted at the next stage, based on the LAW on EIA in Thailand.

<b>G. Stakeholders comments</b>
---------------------------------

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

The stakeholder comments session will be conducted at the next stage, based on the relevant Thailand laws and EB requirements.

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

To be considered at the next stage.

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

To be considered at the next stage.