

平成 17 年度 C D M / J I 事業調査

マレーシア・トレンガヌ州パームオイル工場

メタン・固形廃棄物混焼発電事業調査

報告書

平成 18 年 3 月

株式会社 エックス都市研究所

目 次

略語

概要版

PDD 要約

序．調査の概要

第 1 章 プロジェクト実施にかかる基礎情報

1.1. マレーシア国のエネルギー事情	1-1
1.1.1. 一次エネルギー源別構成の現状と推移	1-1
1.1.2. エネルギー源別発電量	1-2
1.2. マレーシアのエネルギー関連政策	1-3
1.2.1. SREP 制度の概要	1-3
1.2.2. SREP 事業認定の手順	1-4
1.2.3. 再生可能エネルギー発電事業に関する税制優遇措置	1-6
1.3. マレーシアにおけるパーム産業	1-7
1.3.1. パームオイル産業の概要	1-7
1.3.2. 粗パームオイル工場	1-7
1.3.3. カーネルオイル工場	1-8
1.3.4. 精製工場	1-8
1.4. CDM に関する制度及び取組状況	1-10
1.4.1. DNA 体制	1-10
1.4.2. CDM 承認のクライテリア	1-11
1.4.3. CDM 事業承認・実施手続き	1-13
1.4.4. スクリーニングチェック項目	1-18
1.4.5. 事業承認状況	1-21
1.5. CDM を巡る状況	1-22

第 2 章 プロジェクトの概要

2.1. 目的と事業内容	2-1
2.1.1. 背景及び目的	2-1
2.1.2. 事業の内容	2-1
2.2. サイトの選定	2-4
2.2.1. プロジェクトサイトの概要	2-4
2.2.2. サイト選定理由	2-5
2.3. プロジェクト技術の概要	2-10
2.3.1. システム概要	2-10
2.3.2. EFB 発電技術	2-10
2.3.3. POME からのメタン回収・発電技術	2-15
2.3.4. 系統連系技術	2-17
2.4. プロジェクトバウンダリー	2-26
2.5. ホスト国の持続可能な発展への本事業の貢献	2-27

第 3 章 ベースラインシナリオ

3.1. ベースラインシナリオ設定及び追加性の証明	3-1
3.1.1. ベースラインの設定	3-1
3.1.2. 追加性の証明	3-1
3.2. ベースライン方法論	3-4
3.2.1. POME からのメタン回収	3-5

3.2.2	EFB（空房）からのメタン発生回避	3-9
3.2.3	再生可能エネルギーの系統接続.....	3-12
3.2.4	排出削減量の算定	3-13
第4章 モニタリング方法論及び計画		
4.1.	廃液からのメタン回収.....	4-1
4.1.1	モニタリング方法論.....	4-1
4.1.2	モニタリング計画	4-2
4.2.	EFB からのメタン発生回避	4-3
4.2.1	モニタリング方法論.....	4-3
4.2.2	モニタリング計画	4-3
4.3.	再生可能エネルギーの系統接続	4-5
4.3.1	モニタリング方法論.....	4-5
4.3.2	モニタリング計画	4-5
第5章 プロジェクト効果		
5.1.	温室効果ガス削減効果.....	5-1
5.1.1.	廃液からのメタン回収による削減効果.....	5-1
5.1.2.	EFB（空房）からのメタン発生回避による削減効果.....	5-6
5.1.3.	再生可能エネルギーの系統接続.....	5-10
5.1.4.	排出削減効果の算定.....	5-12
5.2.	エネルギー代替効果.....	5-15
5.2.1.	メタンによるエネルギー代替効果.....	5-15
5.2.2.	EFB 発電によるエネルギー代替効果.....	5-15
5.3.	その他の効果.....	5-17
第6章 プロジェクト事業計画		
6.1.	事業性検討のための前提条件.....	6-1
6.1.1.	コスト等に係る前提条件.....	6-1
6.2.	事業性の検討.....	6-5
6.2.1.	ケースの設定.....	6-5
6.2.2.	物質収支.....	6-5
6.2.3.	事業性の検討.....	6-7
6.3.	プロジェクト実施体制.....	6-15
6.4.	資金計画、資金調達の見込み.....	6-16
6.5.	プロジェクト実施スケジュール.....	6-17
第7章 事業実施に向けて		
7.1.	事業実施に伴う環境影響等.....	7-1
7.1.1.	事業実施に伴う環境影響.....	7-1
7.1.2.	その他の間接影響.....	7-2
7.2.	利害関係者のコメント.....	7-3
7.3.	方法論の改訂に伴う事業スキームの見直し.....	7-5

資料編

プロジェクト設計書（Project Design Document）

略 語

- BOD : Biochemical Oxygen Demand (生物化学的酸素要求量)
- CDM : Clean Development Mechanism (クリーン開発メカニズム)
- CER : Certified Emission Reduction (炭素クレジット)
- COD : Chemical Oxygen Demand (化学的酸素要求量)
- CPO : Crude Palm Oil (粗パームオイル)
- DNA : Designated National Authority (指定国家機関)
- DOE : Designated Operational Entity (指定運営組織)
- EC : Energy Commission (エネルギー委員会)
- EFB : Empty Fruit Bunch (パームオイル空房)
- FFB : Fresh Fruit Bunch (パームオイル果房)
- FRIM : Forest Research Institute Malaysia (マレーシア森林研究所)
- GHG : Greenhouse Gas (温室効果ガス)
- IPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change (気候変動に関する政府間パネル)
- IRR : Internal Rate of Return (内部収益率)
- JI : Joint Implementation (共同実施)
- MCF : Methane Conversion Factor (メタン変換率)
- PDD : Project Design Document (プロジェクト設計書)
- POME : Palm Oil Mill Effluent (パームオイル工場廃液)
- PTM : Pusat Tenaga Malaysia (マレーシアエネルギー委員会)
- TNB : Tenaga National Berhad (マレーシア電力公社)
- UNFCCC : United Nation Framework Convention on Climate Change (国連気候変動枠組み条約)

本編

序. 調査の概要

1 . 調査の背景及び目的

本調査業務は、クリーン開発メカニズム(Clean Development Mechanism; 以下 CDM)として、温室効果ガスの排出削減につながる効果の高いプロジェクトを発掘するとともに、CDM 等に係る国内及び国際ルール作りに必要な知見を蓄積することを目的として、当該プロジェクトの実現可能性について調査し、プロジェクト設計書 (Project Design Document; 以下 PDD) の作成を行った。

2 . 事業概要

マレーシア・トレンガヌ (Terengganu) 州に立地するSungai Tongパームオイル工場において廃液処理方式を転換することにより廃液 (Palm Oil Mill Effluent; 以下 POME) 処理工程で発生するメタンを回収し、工場で発生する空房 (Empty Fruit Bunch; 以下EFB) とともに発電利用する発電CDM事業計画の検討。

3 . 調査の内容

本調査の主な内容は下記の通りである。

(1) 事前調査

本調査を実施するにあたり、調査項目全般にわたり文献調査及び専門家ヒアリングなどによる事前調査の実施及び現地調査手法に関する検討。

(2) 現地調査

(3)~(10)を行うにあたり必要となる下記情報について、現地カウンターパートの協力を得て実施。

- ・ マレーシア国基本情報 (エネルギー事情 / エネルギー関連政策、環境政策および環境基準、CDM 事業国内承認体制 等)
- ・ 対象工場の概要 (規模、主要設備、エネルギー供給環境、生産実績 / 計画、生産フロー、廃棄物処理実態 等)
- ・ 近隣工場の環境 (規模、対象工場との距離、EFB 処理実態 等)
- ・ 廃液 COD 値分析調査

(3) ベースライン方法論に関する調査

UNFCCC で承認された方法論の利用可能性及びその妥当性についての検討。また、プロジェクト領域の定義とリーケージの可能性に関する検討、及びプロジェクトがベースラインと比較して、温室効果ガスを追加的に削減することの論証。

(4) プロジェクト実施期間/クレジット獲得期間に関する調査

想定される事業準備期間、施設建設期間などから事業開始時期の検討。また、事業主体、現地カウンターパートとの協議により、妥当なクレジット期間の検討。

(5) モニタリング手法/計画に関する調査

UNFCCCで承認された方法論の利用可能性及びその妥当性について検討するとともに、採用したモニタリング方法論に基づき、モニタリング計画及び品質管理/品質保証についても検討。

(6) 温室効果ガス排出量計算に関する調査

採用したベースライン方法論を用いて、当該事業により実現されると考えられる温室効果ガス排出量を算定。

(7) 環境影響に関する調査

当該事業実施に伴う環境影響の分析（プロジェクト領域外を含む）。また、マレーシア国における環境影響評価に関する制度に関する調査の実施。

(8) その他の間接影響に関する調査

当該事業実施に伴う間接影響に関して、社会的、文化的、経済的側面等における間接影響の検討。

(9) 利害関係者のコメントに関する調査

本事業に関連する主に下記に挙げる利害関係者へのヒアリング調査の実施。

- ・ トレンガヌ州政府
- ・ TDM 社 Sungai Tong 工場

(10) 資金計画に関する調査

本事業を実施するために必要な経費や収入を試算するとともに、マレーシア国における外資投入割合の上限などを考慮した上で、CDM/JI 事業として具体化するための資金計画の立案、及びプロジェクトの事業性評価。

(11) その他の調査

CDM 理事会を巡る国際動向や、類似の CDM 事業の承認/実施状況など、事業実施に関連する周辺情報を収集し、適宜、計画へ反映させた。

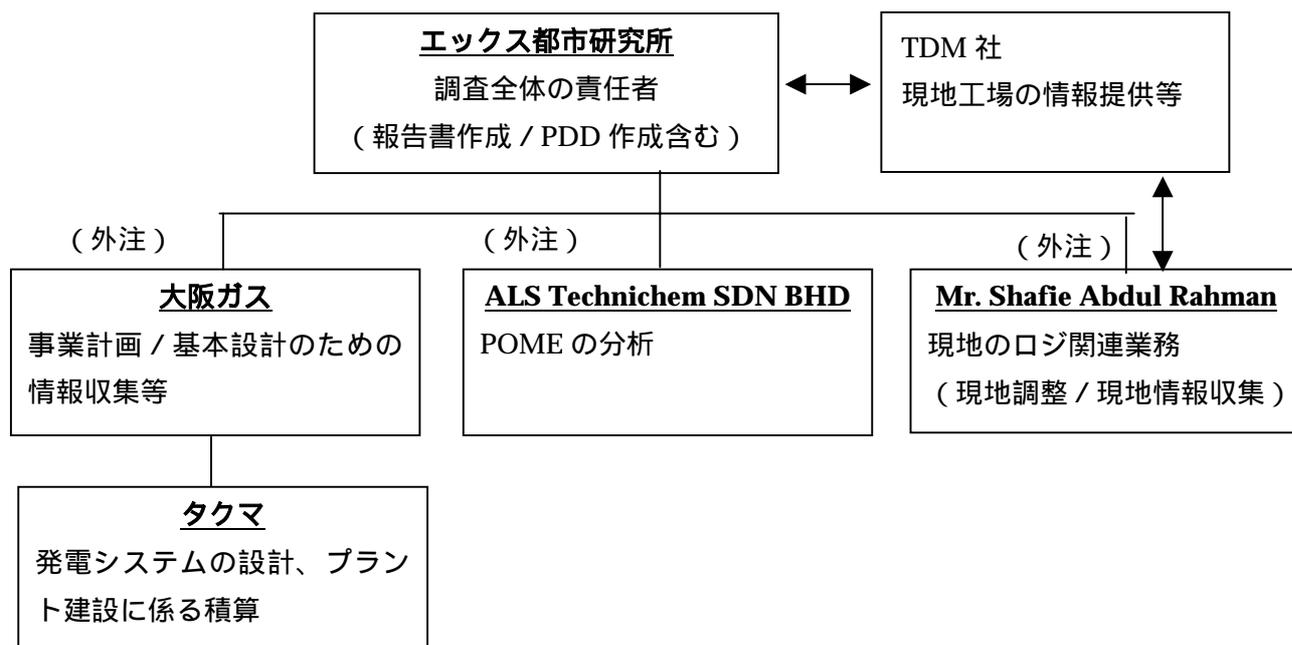
(12) PDD の作成

調査結果に基づき PDD を作成。

4. 調査の実施方法

本調査は、現地調査を実施してマレーシアに係る CDM 事情やエネルギー関連動向を把握した。また、現地 Sungai Tong 工場では POME の性状を把握するためのサンプル調査や工場長を含む関係者との意見交換などを行うとともに、現地カウンターパート企業の協力を得て、現地工場の稼働データなどの実態調査を実施した。

本調査に係る実施体制を以下に示す。



日本側調査団

株式会社エックス都市研究所：

本調査全体の責任者として、現地のローカルコンサルタントである Shafie 氏を通じて現地情報の収集等を行うとともに、ホスト国カウンターパート企業である TDM 社との協議、指定国家機関 (Designated National Authority; 以下 DNA) や電力公社 (Tenaga National Berhad; 以下 TNB) 及びマレーシアエネルギーセンター (Pusat Tenaga Malaysia; 以下 PTM) 等の関係機関との協議を行った。またベースデータとなる POME のサンプリングを行い分析を実施するとともに、CDM の検討に必要なベースライン方法論、モニタリング方法論を検討し、PDD を作成した。

大阪ガス株式会社：

本事業の事業実施主体として、ホスト国カウンターパート企業である TDM 社、TNB、DNA、及び PTM 等の関係機関との協議に参加、事業実現化への意思表示を行い、事業化に向けた課題をクリアするための調整等を実施した。また、本事業で導入予定のメタン発酵システ

ムの基本設計を担当し、現地にて廃液を採取・国内で分析を行うとともに、工場の稼働状況の情報収集を実施した。

タクマ：

大阪ガス株式会社からの支援要請を受けて、本事業で導入予定の EFB 発電システム及び売電に係る技術的課題についての検討を実施した。現地カウンターパートである TDM 社の協力を得て、工場内システムスペックの確認、及び近隣の変電所におけるシステムの確認なども行った。また、TNB へのヒアリングを行うことにより、売電事業実施にかかる技術的課題点を抽出した。

現地カウンターパート

TDM 社：

対象工場を所有し、本事業にかかるシステム設計に必要なデータ取得への協力、及び必要な情報の提供を行った。

Shafie Abdul Rahman 氏：

現地コンサルタントとして、TDM との調整を行うとともに、トレンガヌ州における EFB の流通価格やパームオイル事業者の EFB 提供意思など日本人では情報収集しにくい現地情報やエネルギー関連情報収集を依頼した。

ALS Technickem SDN BHD

セランゴール州にある分析会社であり、TDM 社 Sungai Tong 工場で採取した POME の COD の分析を依頼した。

第1章 プロジェクト実施にかかる基礎情報

1.1. マレーシア国のエネルギー事情

1.1.1. 一次エネルギー源別構成の現状と推移

マレーシアの 2003 年における一次エネルギー供給源の割合を図 1-1 に示す。2003 年では 56,655 10³toe となっており、我が国の (517Mt) の 11%の規模である。その内訳は石油が 48.7%を占め、次いで天然ガス 38.6%、石炭 7.2%、再生/廃棄物エネルギー4.6%の順である。

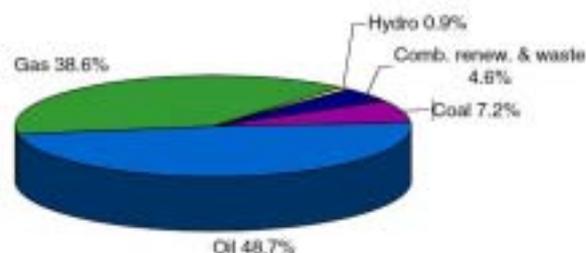


図 1-1 マレーシアにおける一次エネルギー供給のシェア (2003 年)

(出典) IEA エネルギー統計

また 1971 年から 2003 年までのエネルギー源の推移を図 1-2 に示す。

1971 年当時はほとんどが石油をエネルギー源としていたが、エネルギー需要の増大に伴い 1977 年から天然ガスが利用され、増大したエネルギー需要のかなりの部分を供給していることが分かる。また、石炭は 1988 年頃から需要の増加に伴いシェアも少しずつ拡大させている。

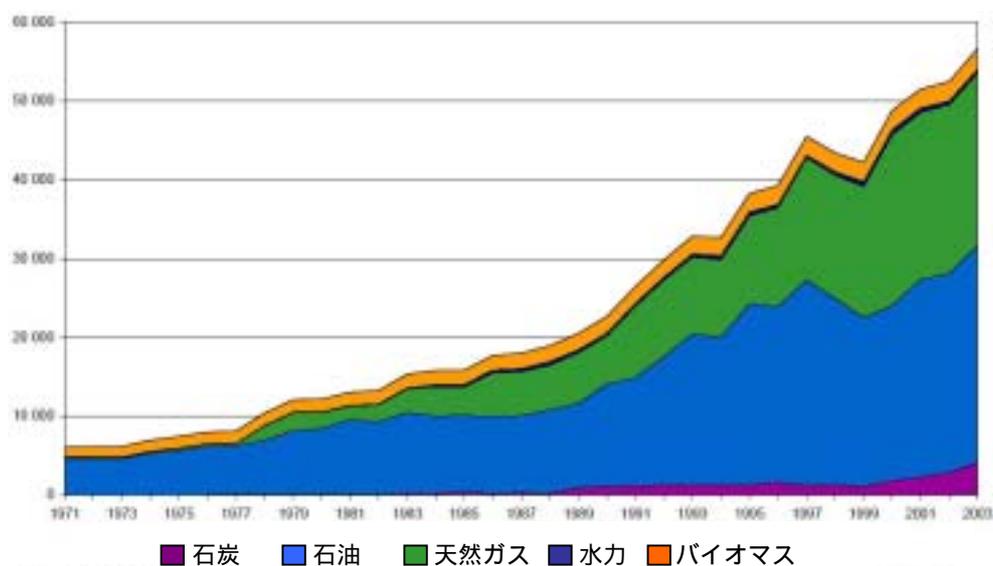


図 1-2 マレーシアにおける一次エネルギー源の推移 (1971 年~2003 年)

(出典) IEA エネルギー統計

1.1.2. エネルギー源別発電量

エネルギー源別発電量を図 1-3 に示す。1980 年代から発電量も急激な伸びを示しているが、1980 年代前半までは石油が大半を占め、水力発電がそれを補っていたが、80 年代後半からは天然ガスの利用が目立ち始めると共に、近年では石炭の使用も延びている。2003 年の発電量は 78,427GWh であり、天然ガスの割合が高く、次いで石炭、そして水力、石油となっている。

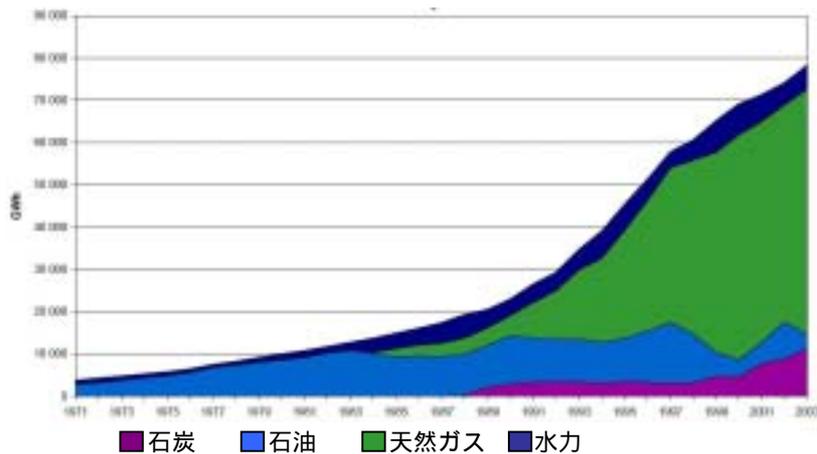


図 1-3 エネルギー源別発電量
(出典) IEA エネルギー統計

1.2. マレーシアのエネルギー関連政策

1.2.1. SREP 制度の概要

マレーシア政府は第 8 次計画及び第 3 次長期総合計画 (The Third Outline of Perspective Plan, OPP3) において、再生可能エネルギーを、石炭、石油、天然ガス、水力発電に次ぐ第 5 のエネルギー源として位置づけ、その開発・利用促進に取り組むことを謳っている。マレーシア政府は、再生可能エネルギーの利用に向けて小規模発電事業者に対して売電価格等の面でインセンティブを付与するための制度として、2001 年 5 月 11 日に Small Renewable Energy Power Programme(SREP)事業の実施を発表した。SREP 事業管轄局であるエネルギー委員会 (以下 Energy Commission) でのヒアリングによると、これまでに約 60 の SREP 事業が承認を受けたものの、電力公社 (TNB) との売電交渉で望ましい売電価格が得られない等の理由から、2005 年時点で実際に事業として稼働しているのは 1 事業のみであり、現在、承認が有効である事業は 17 事業、ライセンスを保有する事業は 6 事業である。承認事業のうち、バイオマスが 14 事業 (合計 105MW)、バイオガス 2 事業 (合計 5MW)、小水力 1 事業 (2MW) で、合計発電規模は 112MW となっている。

SREP 事業ガイドライン

政府の再生可能エネルギー促進政策を支援するために設置された再生可能エネルギー特別委員会 (Special Committee on Renewable Energy, SCORE) によって、SREP 事業に関して以下のガイドラインが公表されている。

SREP はバイオマス、バイオガス、都市廃棄物、太陽光、小規模水力、風力の全タイプの再生可能なエネルギー源に対して適用される
事業者は、事業に関連する公益事業体と自ら交渉し、売電価格を含む再生可能電力購入協定 (Renewable Electricity Purchase Agreement, REPA) を締結しなければならない。売電価格は、売り手・買い手双方の自主性に則り、take and pay 方式に基づいて決定される
再生可能エネルギー発電事業者は、プラント発注日から有効な 21 年間のライセンスの発行を受けることとなる
系統接続、関連する施設補強 (電線、変圧器、スイッチギア、その他の保護装置) 計測器にかかるコストは全て再生可能エネルギー発電事業者が責任を負う
小規模再生可能発電プラントは、最も近隣の接続ポイントから 10km 以内とする。水力発電事業に関してはこの限りではない
小規模再生可能発電プラントのスタンバイ料金は課税対象ではない。しかし、バックアップ電源を事業者から要請された場合には、一般的な電気料金で徴収される

コジェネレーション技術を伴う発電は、特別に優遇される
 系統連係を想定した小規模再生可能発電プラントの最大容量は 10MW
 とする。発電プラントそのものは 10MW 以上であってもよいが、系統へ
 の送電は 10MW を越えてはならない
 小規模再生可能発電プラントは、系統接続のための承認を得てから 12
 ヶ月以内に接続準備を完了しなくてはならない。これは系統接続を計画
 している既存のプラントに対しても該当する。しかし、新プラントで新
 規ボイラーやターボ発電機の設置が必要となる事業に関しては 24 ヶ月
 以内の開始も可能とする。実施開始までに必要とされる建設期間は事業
 者と公益事業体との間の REPA 署名日からカウントされる
 再生可能発電事業の資本のうち、30%をブミプトラが保有しなければなら
 ず、外資系機関/会社が許可される最大資本割合は 30%である

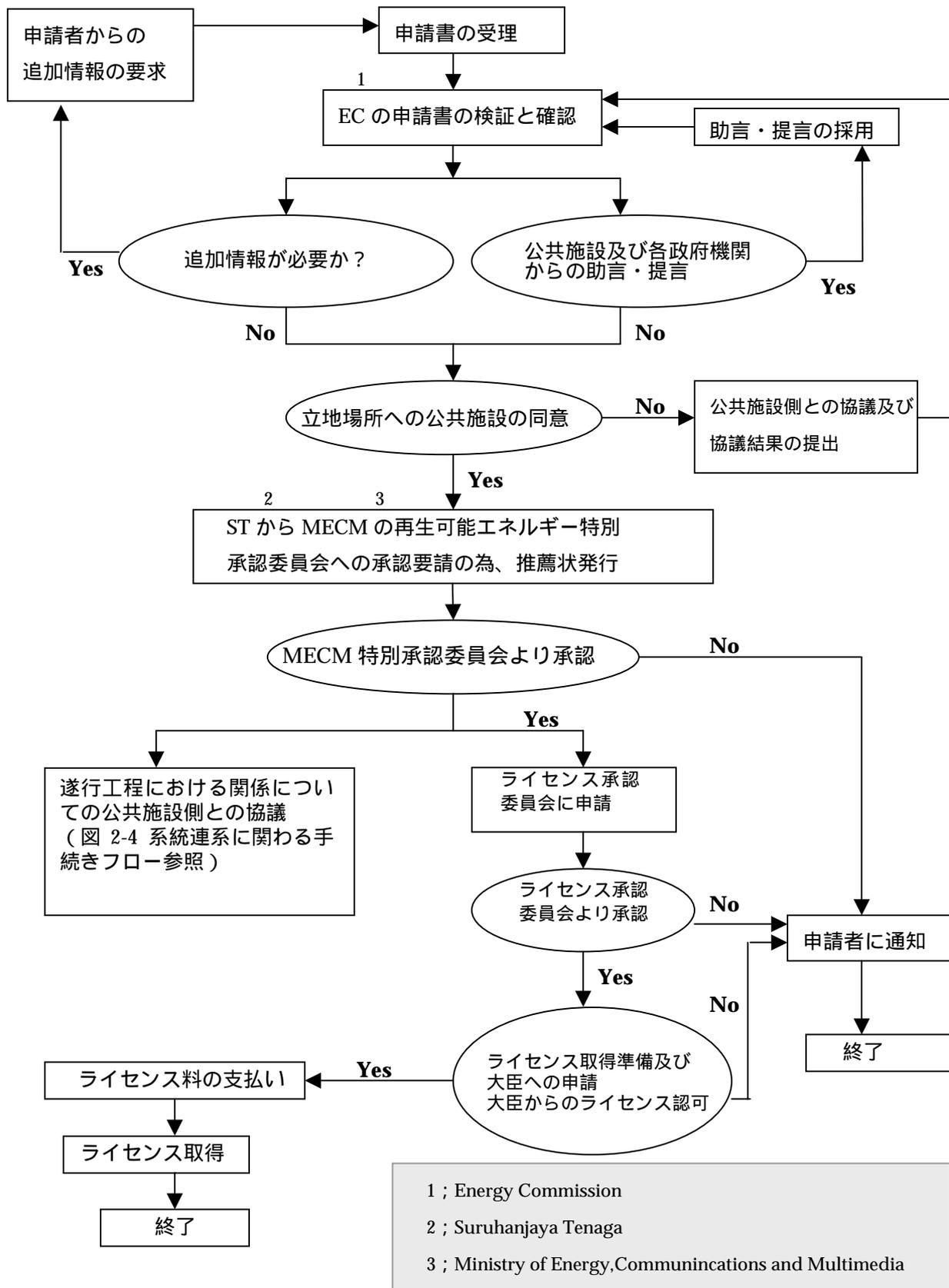
表 1-1 再生可能エネルギーライセンス取得事業者

事業者	タイプ	規模	燃料 MW	発電実績 GWh/y	ライセンス 取得日
1 Bumibiopower Sdn. Bhd	蒸気タービン	6	パーム椰子殻	-	2001/10/13
2 Jana Landfill Sdn. Bhd.	ガスタービン	2	処分場ガス	861	2001/10/13
3 Palm Energy Sdn. Bhd.	蒸気タービン	8	パームオイル 廃棄物	-	2003/9/6
4 TSH Bio Energy Sdn. Bhd.	蒸気タービン	10	パームオイル 廃棄物	-	2003/10/14
5 Potensi Gaya Sdn. Bhd.	蒸気タービン	6	パーム椰子殻	-	2003/10/14
6 Alaf Ekspresi Sdn. Bhd.	蒸気タービン	7	パームオイル 廃棄物	-	2003/10/14

(出典) Energy Commission

1.2.2. SREP 事業認定の手順

SREP 事業申請を行うためには、事業者は現地法人格を有している必要がある。Energy Commission が公表している SREP 事業認定の手順、及び系統接続のために必要な手続きのフローを以下に示す。



(出典) SREP Guideline

図 1-4 SREP 申請手続きフロー

1.2.3. 再生可能エネルギー発電事業に関する税制優遇措置

マレーシアでは、バイオマス発電、水力発電（10MW 以下）、太陽光発電等の再生可能エネルギー発電事業を実施しようとする事業者であって、2005 年末までにマレーシア工業開発庁申請し、一年以内に事業実施をするものに対して税制優遇措置が取られていたが、再生可能エネルギー事業実施に対するインセンティブを向上させるため、優遇措置が強化されるとともに、申請期間も 2010 年末までに延長された¹。改定された優遇措置内容を下記に示す。

- ・ 10 年間の税法上の収入に対する所得税の 100%に対して免税措置をとるパイオニアステータスが付与される、もしくは 10 年間に生じた投資額相当分を、税法上の収入の 70%を限度として投資税の控除対象とする
- ・ 事業実施のために輸入された外国製の設備に対する輸入税及び消費税の控除。また、マレーシア製のものに対しては消費税が控除される

¹ Budget Commentary & Tax Information 2006

1.3. マレーシアにおけるパーム産業

1.3.1. パームオイル産業の概要

世界の主なパームオイル生産国における生産量を表 1-2 に示す。2004 年における世界のパームオイル生産量は 3,065 万 t であるが、マレーシア及びインドネシアの 2 国だけで生産量合計の 85%を占める。マレーシアは世界生産量のうち 46%を占め世界最大のパームオイル生産量を誇っている。

マレーシアパームオイルボード (MPOB) によると、2004 年におけるマレーシアの油ヤシのプランテーション面積は 387 万 5,327ha あり、粗パームオイル 13,976 千 t のほかに、粗パームカーネルオイル 1,644 千 t、オレオケミカル製品 1,798 千 t 等を生産している。生産した粗パームオイルは精製等を行い、精製パームオイルやパームカーネル油、パームカーネルケーキ、オレオケミカル製品や最終製品等 17,360 千 t を海外に輸出し、RM300 億の外貨を稼いでいる。

表 1-2 世界の主なパームオイル生産国の粗パームオイル生産量の推移

(単位:千 t)

国名	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1.マレーシア	10,554	10,842	11,804	11,909	13,354	13,976
2.インドネシア	6,250	7,050	8,080	9,370	10,530	12,100
3.ナイジェリア	720	740	770	775	785	790
4.タイ	560	525	625	600	640	668
5.コロンビア	500	524	548	528	527	632
6.その他	2,041	2,187	2,157	2,210	2,273	2,485
合計	20,625	21,868	23,984	25,392	28,109	30,651

(出典) MPOB 統計資料

1.3.2. 粗パームオイル工場

粗パームオイル工場は、プランテーションから搬入された果房 (Fresh Fruit Bunch; 以下、FFB) を大量の蒸気で加熱・殺菌し、繊維質の房から油分の採れる実の部分を取り出し、更に種であるカーネルと分離して、精製前の状態の粗パームオイルを抽出する工場である。半島マレーシアではプランテーション拡大が制限されつつあるが、サバ州、サラワク州ではプランテーションの開発が盛んに行われており、新規工場も多数登録され、全体として工場数は増加傾向にある。

2004 年時点で 381 工場が稼働しており、4 工場が休止している。また、2004 年度に新たに 18 工場が承認され、37 工場が建設 (稼働) 予定である。

表 1-3 マレーシアにおける粗パームオイル工場数

State	Mills Approved		Total Mills approved As At End of 2004							
			Existing Mills				Mills Under Planning And Construction		Total	
	No.	Capacity	No.	Capacity	No.	Capacity	No.	Capacity		
Johore	1	180,000	68	15,365,400	1	216,000	2	612,000	71	16,193,400
Kedah	2	216,000	4	740,000			3	312,000	7	1,052,000
Kelantan	1	96,000	9	1,619,200			1	96,000	10	1,715,200
Malacca			3	552,000					3	552,000
N.Sembrian	1	75,000	14	2,973,400			1	75,000	15	3,048,400
Pahang	1	120,000	66	13,469,200	3	580,800	3	408,000	72	14,458,000
Penang			3	438,000					3	438,000
Perak			45	8,498,400			1	144,000	46	8,642,400
Selangor			26	3,859,200					26	3,859,200
Terengganu			12	2,715,200					12	2,715,200
P.Malaysia	6	687,000	250	50,230,000	4	796,800	11	1,647,000	265	52,673,800
Sabah	8	1,140,000	101	23,602,200			14	2,040,000	115	25,642,200
Sarawak	4	480,000	30	5,908,400			12	1,748,000	42	7,656,400
Sabah/Sarawak	12	1,620,000	131	29,510,600	0	0	26	3,788,000	157	33,298,600
MALAYSIA	18	2,307,000	381	79,740,600	4	796,800	37	5,435,000	422	85,972,400

(出典) MPOB 統計資料

1.3.3. カーネルオイル工場

カーネル工場は、粗パームオイル工場から集められるカーネル(種)を破碎してカーネルオイルを抽出する工場であり、工場数は粗パームオイル工場に比べて少なく、2004年時点で41工場が稼働しており、8工場が休止している。

表 1-4 マレーシアにおけるカーネル工場数

State	In Operation		Not In Operation		Total Approved	
	No.	Capacity	No.	Capacity	No.	Capacity
Johore	11	1,248,000	4	73,500	15	1,321,500
Selangor	9	1,305,600	1	52,500	10	1,358,100
Other States	10	1,163,000	3	126,000	13	1,289,000
P.Malaysia	30	3,716,600	8	252,000	38	3,968,600
Sabah/Sarawak	11	1,342,500	0	0	11	1,342,500
MALAYSIA	41	5,059,100	8	252,000	49	5,311,100

(出典) MPOB 統計データ

1.3.4. 精製工場

精製工場は粗パームオイル工場で抽出された精製前である粗パームオイルを、製品用途に応じて精製する工場である。2004年時点で、マレーシア全土で48工場が稼働し、5工場が

休止中、新規に 10 工場が稼働予定である。

表 1-5 マレーシアにおける精製工場数

State	In Operation		Not In Operation		Under Planning		Total	
	No.	Capacity	No.	Capacity	No.	Capacity	No.	Capacity
Johore	17	6,975,400	0	0	0	0	17	6,975,400
Penang	3	532,000	2	16,200	0	0	5	548,200
Perak	3	789,000	2	216,000	1	825,000	6	1,830,000
Selangor	10	2,482,000	1	240,000	1	60,000	12	2,782,000
Other States	3	624,000	0	0	0	0	3	624,000
P.Malaysia	36	11,402,400	5	472,200	2	885,000	43	12,759,600
Sabah	9	4,169,000	0	0	4	1,574,000	13	5,743,000
Sarawak	3	1,090,500	0	0	4	1,004,000	7	2,094,500
Sabah/Sarawak	12	5,259,500	0	0	8	2,578,000	20	7,837,500
MALAYSIA	48	16,661,900	5	472,200	10	3,463,000	63	20,597,100

(出典) マレーシア工業開発庁統計資料

1.4. CDM に関する制度及び取組状況

1.4.1. DNA 体制

マレーシア政府は CDM を利用した温室効果ガス削減事業の実施を通じた外国からの投資増加、環境面及び経済面の効果を期待して、2002 年 9 月 4 日に京都議定書に批准した。

表 1-6 京都議定書に関するマレーシア政府の動向

年月	事項
1994 年 7 月	気候変動枠組条約批准
1999 年 3 月	京都議定書署名
2002 年 9 月	京都議定書批准
2003 年 3 月	天然資源・環境省が DNA に認定される
2003 年 8 月	CDM 国家委員会が CDM に関する国家クライテリアを承認
2005 年 8 月	CDM 国家委員会が CDM に関する新国家クライテリアを承認

DNA の役割を担う天然資源・環境省環境保護管理局は、CDM を含めた気候変動対策、及び環境政策全般を統括している。マレーシアでは、プロジェクト実施者は、技術委員会に PIN (Project Idea Note) を提出し、PIN の承認を得てから正式なプロジェクトの登録申請をするように推奨されている。技術委員会は申請プロジェクトの分野によって担当機関が異なり、エネルギー関連のプロジェクトは PTM、植林プロジェクトはマレーシア森林研究所 (Forest Research Institute of Malaysia; 以下 FRIM) が担当機関となっている。

プロジェクト審査の段階では、DNA が持続的開発の国家クライテリアとの整合性検証を行う。DNA である天然資源・環境省環境保護管理局の下で気候変動問題を検討するのが、気候変動に関する国家運営委員会 (National Steering Committee on Climate Change; NSC-CC) であり、同委員会の下で CDM に関する議論を行うのが、CDM 国家委員会 (National Committee on CDM; NC-CDM) である。

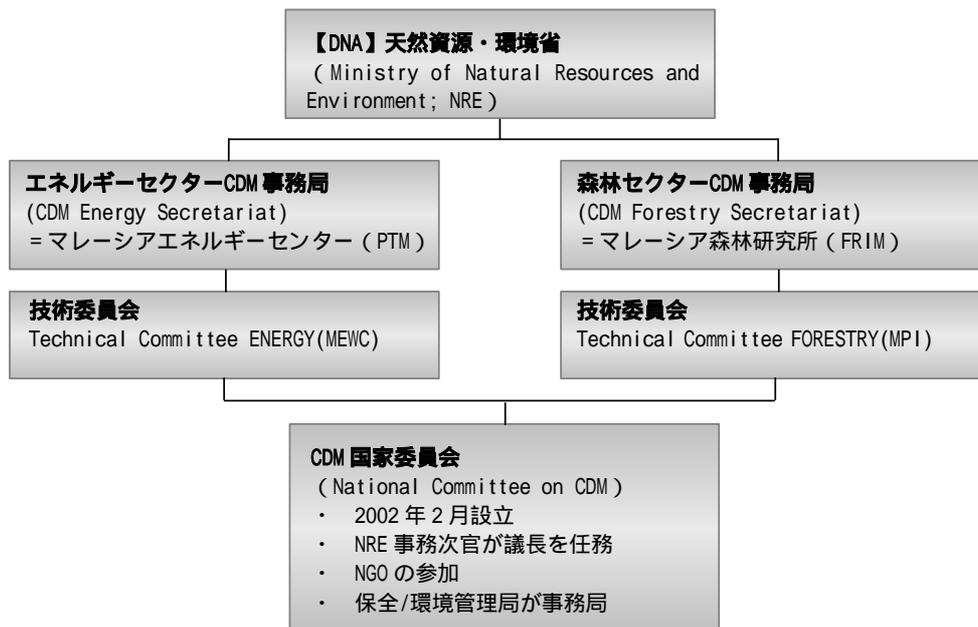


図 1-5 マレーシアにおける DNA 体制
(出典) Malaysia CDM Information Handbook

1.4.2. CDM 承認のクライテリア

(1) CDM 国家クライテリア

気候変動に関する国家運営委員会の下に設置された CDM 国家委員会は、2005 年 8 月 8 日、マレーシアにおける CDM プロジェクト承認のための新国家クライテリアとして、以下の 5 つの基準を定めた。

- 基準 1 : マレーシア政府の持続可能な発展政策に合致し、それに向けて直接的な効果をもたらすものであること (表 1-7 参照)
- 基準 2 : プロジェクトの実施にマレーシアと附属書 I 国の参加が含まれていること
- 基準 3 : 技術移転効果、または技術の向上をもたらすこと
- 基準 4 : CDM 理事会が求めている下記 3 項目を全て満たすこと
 - ・ 自主的な参加であること
 - ・ 気候変動の緩和に関連する実質的で測定可能かつ長期的な便益をもたらすこと
 - ・ プロジェクトがなかった場合に比べて、追加的な排出削減を達成すること
- 基準 5 : プロジェクト実施者は CDM プロジェクトの遂行能力があることを示すこと
 - ・ マレーシア法人格を有していること
 - ・ 資本規模が最低 RM100,000 であること
 - ・ プロジェクト資金調達先の見込みが立っていること

表 1-7 持続可能な開発に関する指標

大項目	小項目	指標
環境面	大気環境	温室効果ガス削減効果のインパクト 地域待機環境に対するプロジェクトの影響 (SO _x , NO _x 微粒分子の排出) 大気汚染物質、有害物質の影響
	水質	地表水、地下水、沿岸水、海水に対するプロジェクトの影響
	生物多様性	ローカルの生物多様性に対するプロジェクトの影響
	土壌環境	土壌環境に対するプロジェクトの影響 プロジェクトの立地は地滑りの危険がないか(危険がある場合にはプロジェクトは環境問題の要因となり得る)
	土地利用変化	プロジェクト領域の内部、もしくは周辺に、湿地や水脈等生態系の観点から重要もしくは慎重を期する区域を含まないか プロジェクト領域の内部、もしくは周辺に、国際条約、法律、条例等で規定された保護区域を含まないか
経済面	競争力	技術向上の効果(よりクリーンな技術、効率向上技術、環境配慮型技術)
	雇用	雇用創出効果(数・質)
社会面	地域社会	地域社会の生活への影響(貧困削減) プロジェクトはエネルギーサービスに対するコミュニティのアクセスを高めるかどうか 地域社会に対するプロジェクトの影響(健康、地域の歴史的建造物・文化遺産の保全等)
エネルギー ²	資源利用効率	プロジェクトは天然資源利用効率を向上させるか
	天然資源の持続可能な利用	プロジェクトは再生可能エネルギー資源の利用を促進するか

(出典) Malaysia CDM Information Handbook

(2) エネルギー分野の小規模プロジェクト承認クライテリア

気候変動に関する国家運営委員会は、2003年8月15日にエネルギー分野における小規模CDMプロジェクトに対しては国家クライテリアを以下のように定めた。

基準1: 以下に示すエネルギー分野の持続可能な発展戦略のうち、少なくとも一つに合致すること

- ・ 燃料供給の安定性確保、天然ガスや再生可能エネルギーの利用促進
- ・ 電力供給の安定性確保、発電能力の向上
- ・ エネルギー関連産業の発展、現地調達率の向上
- ・ マレーシアのエネルギー関連のエンジニアリングサービスの改善
- ・ 特に工業・商業部門におけるエネルギー利用効率の改善
- ・ エネルギー分野における持続可能な発展への配慮の促進

基準2: マレーシアの環境法や環境規制を遵守していること

² エネルギー分野のプロジェクトの場合のみに適用

- 基準 3： プロジェクトが国内技術を含む利用可能な最善の技術を採用していることを説明すること
- 基準 4： プロジェクト実施者はプロジェクト遂行能力があることを、以下の手法で説明すること
- ・ マレーシア法人格を有していること
 - ・ 資本規模が最低 RM100,000 であること
 - ・ プロジェクト資金調達先の見込みが立っていること

1.4.3. CDM 事業承認・実施手続き

マレーシアにおける CDM 事業承認及び実施に関する手続きは下記の流れで行われる。

Stage 1：PIN (Project Idea Note) の作成

プロジェクト実施者は DNA である天然資源・環境省環境保護管理局に PIN を提出することを要求される。PIN は担当セクターごとの事務局に送られる（エネルギープロジェクトの場合は PTM、森林セクターからのプロジェクトの場合は FRIM）。DNA は、1.4.4.に示すチェックリストに従い予備的スクリーニングを行う。

Stage 2：条件付レターの発行

CDM 事業実施には DNA からの事業承認が必要となる。DNA 事務局はより詳細に情報を求めるためプロジェクト実施者と直接連絡を取る場合がある。必要な場合、事務局はタスクフォースの支援で技術的評価を実施する。CDM 技術委員会は事務局による技術的評価及び勧告をレビューし、それらを CDM 国家委員会に送る。提案されたプロジェクトに対して、CDM 国家委員会が国家クライテリアを満たしていると判断した場合には、DNA により条件付き承認レター（Conditional letter of approval）が発行される。

なお、PIN の審査はプロジェクト承認に際しての課題点・問題点をプロジェクト検討の初期段階で明らかにし事業者が適切な対応を取ることを可能にするとともに、事業者が PIN の提出を経ずに PDD を提出し DNA によって事業承認を却下される場合のコスト及び労力を低減させるための措置であり、事業者自身がプロジェクト承認の確度が高いと判断した場合には、PIN の承認を省略することも可能である。

Stage 3：PDD (Project Design Document) の作成

PDD は CDM プロジェクトとして国際的に承認を得るために必要とされる情報を含む。PDD の中で解決される主な問題点は、以下の通り。

- ✓ 追加性の証明 CDM がなければ、そのプロジェクトが実施されなかったことを論理的に説明すること
- ✓ ベースラインの設定 プロジェクトによる GHG 排出削減量算定のために、ベースラインシナリオを設定すること
- ✓ モニタリング計画 実際に排出削減が行われたことを実証するために、プロジェクト実施段階でのモニタリング計画を記述すること

Stage 4：指定運営組織（Designated Operational Entity）による PDD の有効化審査

プロジェクト実施者の PDD 作成後、DOE が有効化審査を行う。DOE は PDD 中に記載された情報を検証するとともに、提案プロジェクトが CDM プロジェクトとしての国際基準に準じているかの審査を行う。CDM プロジェクトの実施にあたり、プロジェクト実施者は、有効化審査(validation)及び検証(verification)のそれぞれに対して異なる DOE を選定する必要がある(小規模 CDM の場合は一つの DOE が有効化・検証の両方を行うことができる)。

Stage 5：ホスト国承認レター

有効化された PDD は DNA へ提出される。最終的な承認レターを得るための条件は、プロジェクトが PDD 作成、有効化を経ていることである。プロジェクト実施者は、プロジェクトに関するより詳細な情報及び説明を求められることがある。

Stage 6：クレジットに関する契約

ホスト国承認レターを取得後、プロジェクト事業者は温室効果ガス排出削減量購入協定(Emission Reduction Purchase Agreement; 以下 ERPA)のための交渉を行う。ERPA はクレジット販売側と購入側とのデリバリーと購入に関する標準的な契約関係であり、クレジット保有、支払い、デリバリー、及び取引におけるリスク管理に関する法的事項を全て含むものである。

Stage 7：CDM 理事会での登録

DOE はプロジェクト実施に係る承認を得るために、有効化した PDD と国家承認レターを CDM 理事会に対して提出する。登録とは有効化したプロジェクトを理事会が CDM プロジェクトとして正式に受付けることを指す。しかし、理事会はこの段階において事業承認に先立ち事業の見直しを要求することができる。

Stage 8：モニタリング

モニタリングに関する必要事項を下記に記す。

- ・ プロジェクトの実施状況を示す指標を、実測と記録とによってシステムティックに観察する手法
- ・ 事業実施後の Verification の根拠となる

- ・ モニタリング計画は国際的に認知されたモニタリング方法に基づき、ベースライン排出量やプロジェクト排出量の推計に必要な情報収集が可能なものでなければならない
- ・ モニタリング計画は潜在的なリーケージを特定し、実測を行わなくてはならない
- ・ モニタリング計画は品質保証 / 品質管理 (QA/QC) 手法も確立し、必要に応じて提案するモニタリング計画を実施するためのトレーニングも含まなくてはならない
- ・ モニタリング計画は PDD に含まれなくてはならない
- ・ モニタリング計画の策定はプロジェクト実施者、外部の専門機関のいずれが行ってもよいが、計画が決定された後は、プロジェクト実施者によって実施され、プロジェクトの追跡システムの不可欠な要素となる
- ・ モニタリング計画は将来的な検証の基礎となるものである

Stage 9 : 検証・認証 (Verification/Certification)

検証 (Verification) は、ガイドラインや当初の有効化審査において求められた条件に従ってクレジットがどれだけ発生したかを確認するために DOE が実施する独立かつ定期的を実施する検査のことである。認証 (Certification) は、ある特定期間にプロジェクトが達成し、検証された温室効果ガス削減量に対して OE が発行する保証書のことを指す。

Stage 10 : CER の発行 (Issuance of CER/Certification)

DOE が CER 発行要請を行うための書類である検証・認証報告書を UNFCCC に提出する。その後、CER の発行が妥当であると判断されると、理事会の指示に基づき当該モニタリング期間における CER の発行が行われる。

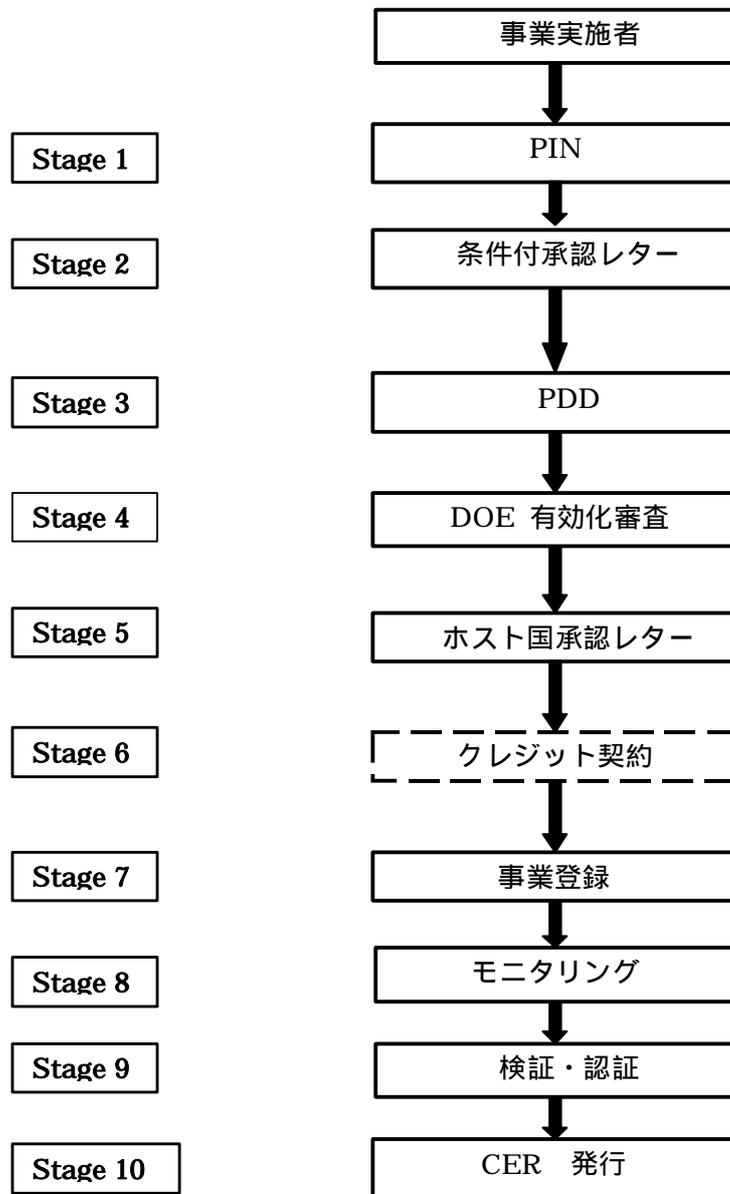


図 1-6 CDM プロジェクトフロー

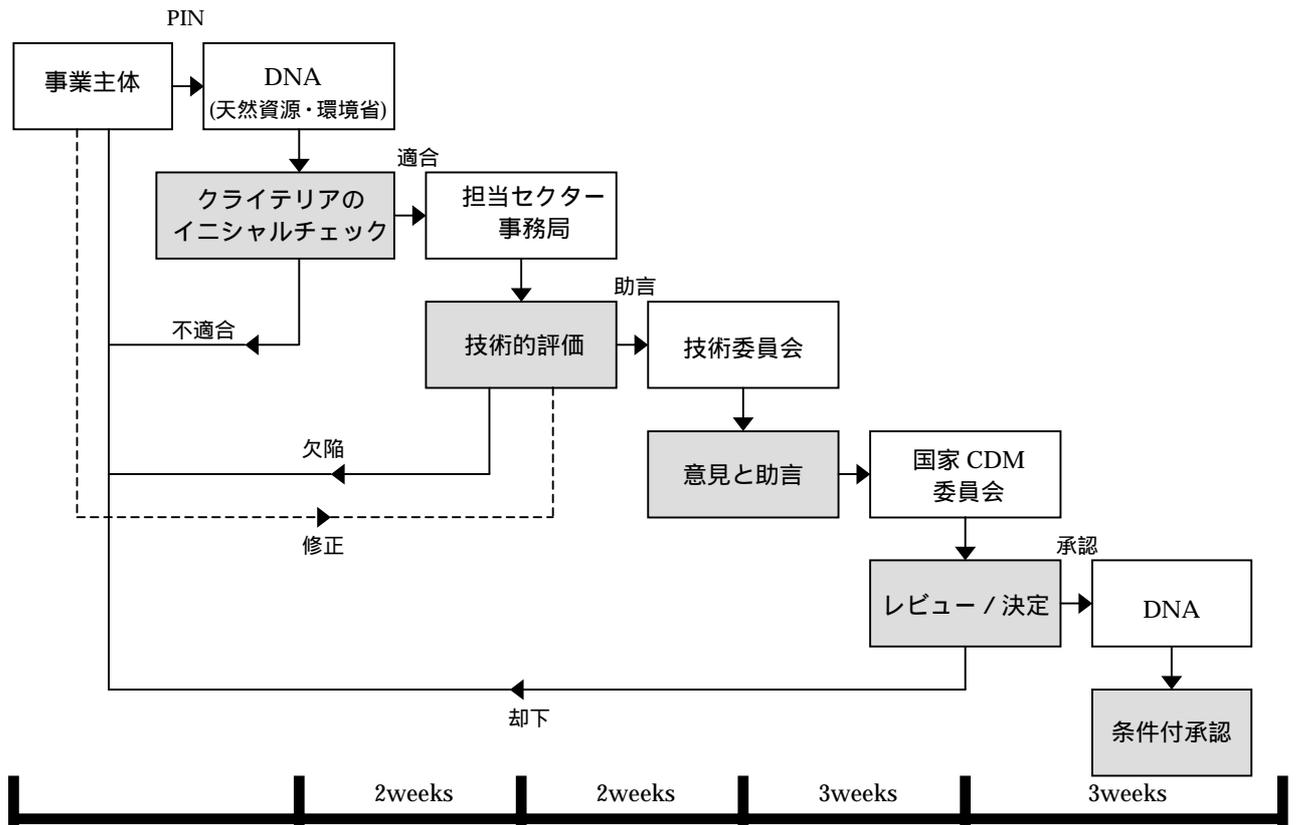


図 1-7 PIN の承認プロセス

(出典) Malaysia CDM Information Handbook に一部加筆

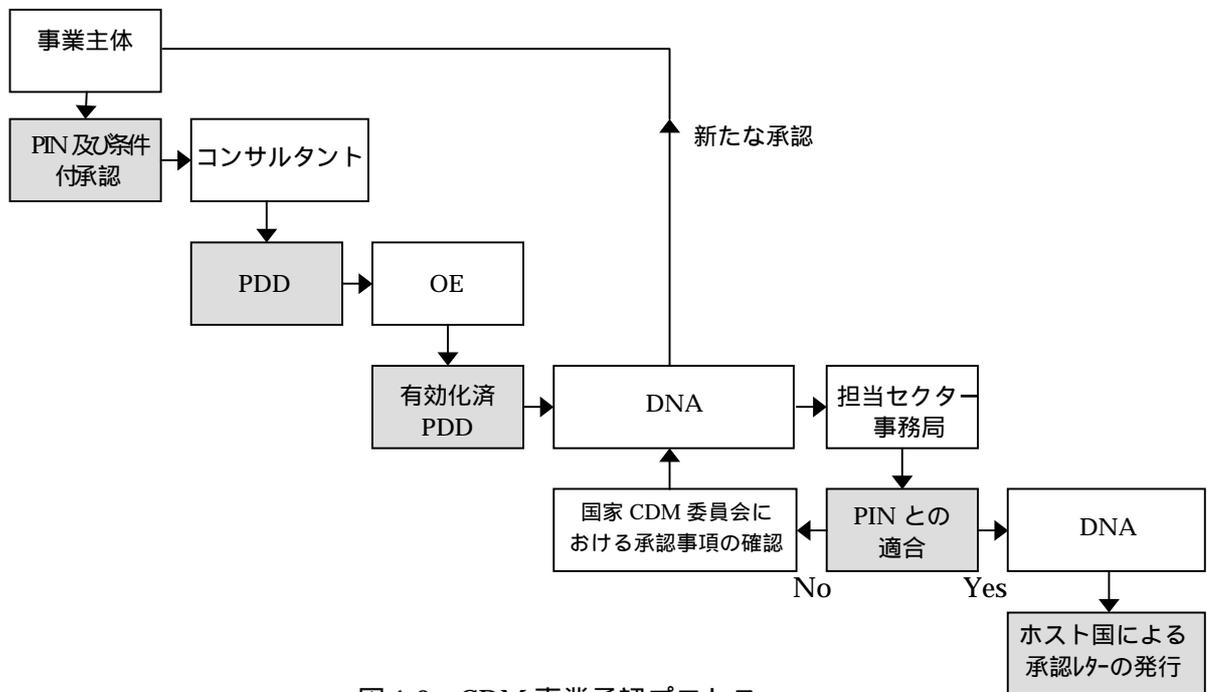


図 1-8 CDM 事業承認プロセス

(出典) Malaysia CDM Information Handbook

1.4.4. スクリーニングチェック項目

プロジェクトは、下記のチェック項目³によりプロジェクトの妥当性を評価される。

(1) 対象ガス：プロジェクトは京都議定書で規定される温室効果ガスを含んでいるか

京都議定書では、下記の6ガスを温室効果ガスとして定義しているため、プロジェクトは下記に挙げるガスのうち、一つ以上について削減するものでなければならない。

- ✓ 二酸化炭素 (CO₂)
- ✓ メタン (CH₄)
- ✓ 酸化二窒素 (N₂O)
- ✓ ハイドロフルオロカーボン類(HFCs)
- ✓ パーフルオロカーボン類(PFCs)
- ✓ 六フッ化硫黄 (SF₆)

(2) 持続可能な開発目標に対する貢献：プロジェクトはマレーシアの CDM 国家クライテリアに合致しているか

プロジェクトは、2005年8月に承認された新 CDM 国家クライテリアに定義される5つの基準を満たさなくてはならない(1.4.2.参照)。

なお、小規模 CDM 事業の場合は、基準1に関しては特別な資料を提出する必要はなく、基準2~4に関しては、DNAの承認レター発行に先立って下記に示す資料の提出が求められることとなる。

基準1	基準2	基準3	基準4	基準5
特になし	補足資料の提出	指標に即した資料の提出	有効化されたプロジェクト設計書	補足資料の提出

(3) プロジェクトタイプ：プロジェクトは京都議定書及び CDM 理事会で CDM 適用外と分類されたものではないか。

第一約束期間において、適用外とされている原子力エネルギー、植林/再植林以外の土地利用変化によるプロジェクトは CDM 適用外である。

³ Malaysia CDM Information Handbook

(4) 機関：プロジェクトを提出し、CER 獲得の意思のある機関であるかどうか

自治体、公的機関、財団、金融機関、民間企業のいずれの事業形態であっても、ホスト国及び投資国に認可された事業体であれば CDM プロジェクトの実施が可能である

(5) ODA の非流用：プロジェクトの資金調達に ODA 資金が投入されているか、その場合、ODA は CER 獲得にも利用されているか

プロジェクトが公的資金源を利用する場合、投入される資金は ODA の流用であってはならない。また、公的資金は付属書 I 国の資金的義務とは異なる資金源でなければならない

(6) その他の環境影響：プロジェクトは環境影響評価を実施したか。また、全ての環境上許可されたものであるか

プロジェクトは環境的に深刻な負荷を与えるものであってはならず、もし深刻な影響が見込まれる場合には通常、環境影響評価を実施することが求められる

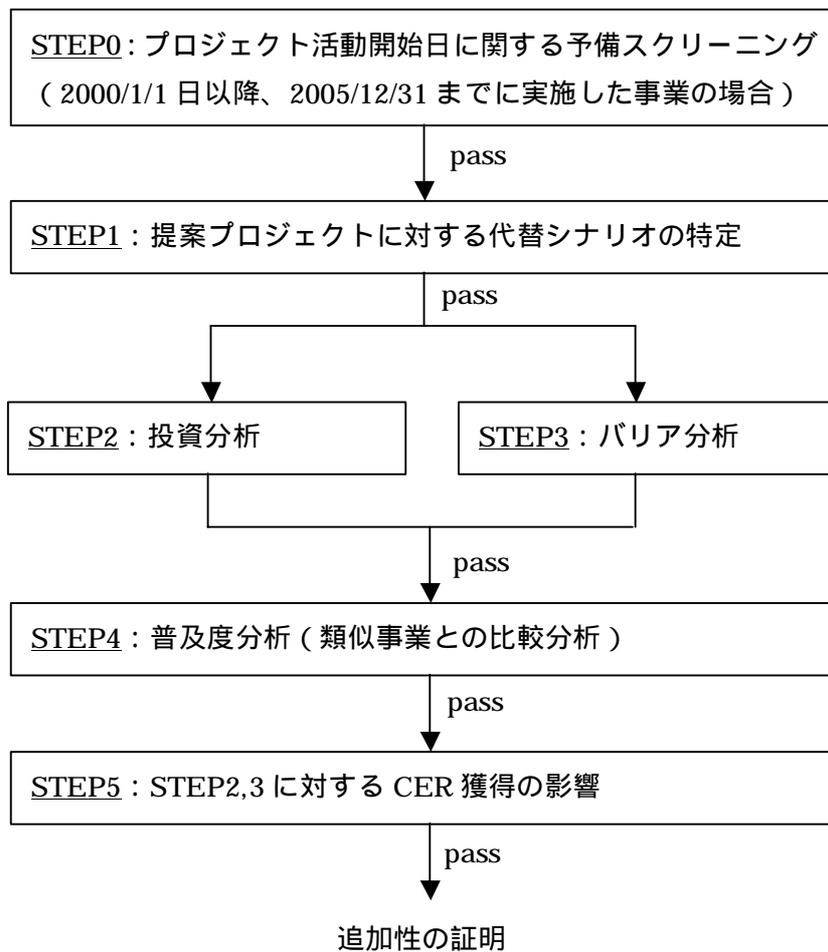
(7) 費用対効果：プロジェクト準備にかかるコストはプロジェクト実施 1 年目、もしくは 2 年目に回収可能か

プロジェクト準備のための下記項目にかかるコストが 2 年目までに回収可能な程度の事業性が求められる

- ✓ 事業可能性調査費
- ✓ プロジェクト設計書作成費
- ✓ 有効化審査
- ✓ 法的手続きにかかる費用 (ERPA 等)
- ✓ 登録料
- ✓ ホスト国政府承認にかかる費用

(8) 追加性：プロジェクトは以下のフローで追加性を証明することができるか

CDM プロジェクトは、CDM プロジェクトがない場合に発生していただろう温室効果ガスを追加的に削減するものでなくてはならない。



1.4.5. 事業承認状況

マレーシアでは、以前より効率改善分野、再生可能エネルギー分野を CDM 重点領域としてきた。その一方で運用制度や方法論の承認が進んでいない森林セクターに対して優先度を下位に位置づけていたが、2005 年 11 月に吸収 CDM の方法論が初めて承認されたこと等、事業実施にかかる制度が整いつつあることを受けて、同国政府はエネルギー分野のプロジェクト同様に吸収源プロジェクトに対しても事業化推進を行う方針転換を行っているところである。

また、マレーシアには国家クライテリア基準 2 の中で、附属書 I 国をプロジェクト参加者に含まなければならないことを明記しており、非附属書 I 国のみでプロジェクトを実施するいわゆるユニラテラル CDM は認めていない。これは 2020 年に先進国入りを目指すマレーシアにとって、自国のみでの削減が可能であることを実証してしまうことが第二約束期間における数値目標設定に際して不利に働くことに対する警戒からと考えられる。

2006 年 2 月時点で 5 件の CDM 事業がマレーシア政府承認を受けており、うち 1 件が製造業であり、残りの 4 件が小規模事業（バイオマス 3 件、埋立処分場メタン 1 件）である。

表 1-8 主な CDM プロジェクトタイプ

分野	プロジェクトタイプ
再生可能エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> ・ バイオマス発電（系統連携 / 自家発電） ・ バイオガス発電 ・ 太陽光発電（太陽熱温水、太陽光発電） ・ 小規模水力
エネルギー効率改善	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電効率改善（コジェネレーション発電効率改善） ・ ボイラー効率改善（より効率的な熱及び蒸気システム） ・ 燃料転換
森林	<ul style="list-style-type: none"> ・ 植林 ・ 再植林
廃棄物管理	<ul style="list-style-type: none"> ・ 廃棄物を利用した発電及び熱利用 ・ 埋立処分場からのガス回収 ・ 嫌氣的廃液処理
運輸	<ul style="list-style-type: none"> ・ 車両の燃費改善 ・ 低排出燃料への転換

（出典）http://www.ptm.org.my/CDM_website/projects/index.htmを翻訳

表 1-9 承認 CDM 事業

規模	承認件数	プロジェクトタイプ
大規模 CDM 事業	1	製造業
小規模 CDM 事業	3	バイオマスエネルギー利用
	1	埋立処分場からのガス回収

（出典）PTM

1.5. CDM を巡る状況

2005 年 2 月の京都議定書発効後、先進国の削減目標達成へ向けた取り組みは、活発さを増し、2006 年 3 月 9 日現在で CDM 事業登録件数は 139 件を数えた。2006 年 3 月現在既に発行された CER 量は約 450 万 tCO₂/y、発行要請が行われている CER 量は 600 万 tCO₂/y を超えている。この一年間で、カーボンクレジットビジネスは現実のものとなり、今後も益々加熱していくものと見られている。

マレーシアでは小規模方法論タイプ I.C を適用した「Biomass Energy Plant-Lumut」が 2006 年 2 月にマレーシア初の UNFCCC 登録事業となった。6 つのパーム工場から EFB、カーネルシェル、中果皮繊維を集めて燃料とし、コジェネレーションを行うものである。

本事業と同種のスキームの登録事業はまだないが、類似案件として⁴タイプ I.D.「系統接続再生可能発電」を適用した案件で有効化審査を終え、UNFCCC のホームページに掲載されたものは既に 189 件、うち 45 件が登録されており、タイプ III.E「制御的燃焼によるバイオマスの腐敗に伴うメタン発生回避」は 22 件が UNFCCC のホームページでパブリックコメントのために公開されているが、登録案件は出ていない。タイプ III.E は木屑を対象としたブラジルの案件が目立つが、EFB を対象とした案件は 6 件を数える。タイプ III.H.「廃液処理におけるメタン回収」については、2006 年 3 月 3 日に新たなカテゴリーとして承認されたものであるが、タイプ III.H.の承認前は同種事業はタイプ III.D.「メタン回収」に分類されていた。このカテゴリーを適用した案件は 30 件パブリックコメントを召集し、うち 1 件が既に事業登録を受けている。

⁴ 3 章参照

第2章 プロジェクトの概要

2.1. 目的と事業内容

2.1.1. 背景及び目的

世界最大のパームオイル生産国マレーシアにおいて、パームオイル産業は外貨獲得手段や雇用確保の面で同国経済にとって重要な産業となっている。一方で、パームオイルの生産工程では工場から高濃度の有機分を含む POME が排出される。POME は通常工場敷地に隣接したラグーンで自然発酵処理され、その過程で温室効果ガスであるメタンが大気中に大量に放出されている。その量はマレーシア全体では年間約 20 万 t、CO₂ 換算すると年間約 420 万 t 程度と推定される。

パーム工場からは大量の固形廃棄物も発生する。このうち含水率が低く燃料として適したやし殻（以下 Shell）及び繊維（以下 Fiber）の一部は、工場の所要電力創出のために有効利用される。しかし、含水率が高いことに加えてカリウム分を多く含む空房（Empty Fruit Bunch; 以下 EFB）は、炉内にスケールが発生する要因になるとして燃料利用は避けられており、ごく一部はボード用原料等としてマテリアル利用されているが、近隣のプランテーションにマルチングの名目で投棄されている場合が多いのが現状である。

一方、マレーシア政府は第 8 次マレーシア計画の中で 2005 年末までにエネルギー総需要量の 5% を再生可能エネルギーによって供給するという目標を掲げていたが、達成の見込みは未だ立っておらず、再生可能エネルギーの供給を促進する CDM 事業に対して高い優先順位を与えている。

このような状況にあり、今後のパームオイル産業は生産性拡大、効率性改善を目指すとともに、環境配慮型運営を実践することにより今後のマレーシアの持続可能な発展に貢献することが求められている。

そこでトレンガヌ州 Sungai Tong 地区に立地するパームオイル会社 TDM 社と連携し、粗パームオイルの生産工程で発生する廃棄物等を利用した発電事業を実施することにより、CDM 事業として炭素クレジットを獲得するとともに、対象国の持続可能な発展に資することを目的として本調査を行った。

2.1.2. 事業の内容

(1) カウンターパートの意向

本調査のカウンターパートはトレンガヌ州政府が 80% 出資しているパームオイル会社 TDM 社である。対象工場である Sungai Tong 工場は、現在のパームオイル工場規模 36t/h を 2006 年に 60t/h へと拡張することを決定し、既に施設の一部改造を実施しているところである。これにより、2006 年からは約 30 万 t/y の果房を加工する大規模工場となる。

Sungai Tong 工場ではパームオイルの固形副産物である EFB の処理負担を問題視している一方、かつて EFB を利用したクッション生産に失敗した経験を有することから具体的な対策を講じることができていなかったため、EFB を燃料とする再生可能エネルギー事業の計画に対して非常に積極的な態度を示した。一方、パームオイル工場では大量の POME を開放型ラグーンで嫌

気処理しているため、大量のメタンを大気中に放出するとともに、硫化水素に起因する臭気を放っている。現在排出されているメタンを回収しエネルギー利用することは、温室効果ガス削減の観点からも、化石燃料使用量削減の観点からも意義が大きいと考えられる。TDM 社からも現在有効利用が図られていない POME から有価物が得られることは望ましいとして、本事業検討へ全面的な協力する意向が示された。

(2) 実施内容と体制

事業実施にあたっては、株式会社タクマが EFB 発電技術、大阪ガス株式会社が高温メタン発酵処理技術を提供し、大阪ガスの子会社であるガスアンドパワーインベストメント（以下 GPI）が投資を行うことを想定している。また CER（Certified Emission Reduction）の獲得手法に関しては、GPI と TDM 社による特別目的会社（SPC）を立ち上げ、CER は SPC が事前に設定した価格によって全量大阪ガスに販売するというスキームである。

そこで本事業では対象工場からの要望の特に強い EFB の有効利用に主眼をおき、下記の 2 ケースについての事業検討を行った。

ケース 1：EFB 発電 + POME からのメタン回収・発電

ケース 2：EFB 発電

なお、ケース 1 に対する最適システムを検討するため、本調査ではメタンガスと EFB の混焼方式、及びそれぞれの専焼方式とを想定し比較検討を行った。その結果、混焼方式では表 2-1 に示すように発電系を共有化することによる運転要素、管理施設数の削減メリットが得られるが、燃焼系制御の困難さ及び補助燃料利用というデメリットを有することがわかった。これらメリットとデメリットの比較により、専焼方式に対する混焼方式の優位性を評価したところ、本検討においては後者のデメリットの影響が大きいという結果が得られた。さらに、スーパーヒート方式による効率改善も検討を行ったが、本事業においては EFB 燃焼量に対するバイオガス燃焼量の割合が小さいため、バイオガス燃焼部分の効率改善によるメリットは相対的に小さくなり、高コストのスーパーヒートの適用は妥当ではないと判断した。

つまり混焼方式は、燃料ごとに発電系を分ける EFB の直接燃焼発電とバイオガスのガスエンジン独立型発電の方式に比較して、設備コスト及び実際の運用面においてもメリットが見出せない結果となった。その最大要因は EFB 量に比べてメタン熱量が小さく、熱出力上、発電に大きな影響がないことから、メリット以上に維持管理や設備要素の増加等をもたらすことであった。したがって、本調査では EFB、メタンの各燃料に対して独立の発電システムをとることが最適であるとの考えに基づき検討を行った。

表 2-1 発電システム比較

燃焼方式	混焼方式		ガスエンジン独立発電型案 (本事業採用方式)
	直接燃焼案	スーパーヒート案	
方法	脱硫バイオガスを直接 EFB ボイラ燃焼室内で補助燃料を用いてバーナー燃焼させ混焼する方式 補助燃料あり	直接燃焼案に対して、EFB ボイラと別置にバイオガス焚き独立蒸気過熱器を設けて高効率混焼を行う方式 補助燃料あり	バイオガスと EFB をそれぞれ別焼する方式 補助燃料なし
燃焼制御 (負荷制御)	バイオガス定量燃焼 EFB 燃焼のみ自動燃焼制御	過熱器出口蒸気温度制御でバイオガス燃焼量制御	バイオガス定量燃焼 EFB 燃焼のみ自動燃焼制御
追加設備	バイオガス脱硫装置 (H ₂ S < 50ppm) ガスバーナー及び保安装置	独立過熱器 ガス燃焼炉(バーナー含) ガス燃焼(自動燃焼制御)	バイオガス脱硫装置 (H ₂ S < 50ppm) ガスエンジン
利点	<ul style="list-style-type: none"> 発電部を共通とすることによる運転要素・管理施設数の削減 	<ul style="list-style-type: none"> 発電部を共通とすることによる運転要素・管理施設数の削減 スーパーヒート導入による総発電出力の増加 100kW 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料の性状に合わせた燃焼が可能
導入の課題	<p>混焼による燃焼系の制御の困難化</p> <ul style="list-style-type: none"> ガスバーナー火炎が EFB 燃焼未燃・煤灰の溶融障害等の要因となる可能性がある 燃焼温度過高や輻射熱により EFB 燃焼層において局部燃焼が発生する可能性がある 	<p>混焼による燃焼系の制御の困難化</p> <ul style="list-style-type: none"> ガスバーナー火炎が EFB 燃焼未燃・煤灰の溶融障害等の要因となる可能性がある 燃焼温度過高や輻射熱により EFB 燃焼層において局部燃焼が発生する可能性がある <p>その他</p> <ul style="list-style-type: none"> ガス発生熱量と EFB 熱量に対してバイオガス発生熱量が小さいことから、制御等が煩雑になる割にメリットが小さい 蒸気を大量に用いるため水質の高度処理が必要となる 追い炊きによる過熱蒸気系の高温化を図る場合、送気管、タービン耐圧等メリットよりも得られるメリットよりもコスト増が大きくなる 	<ul style="list-style-type: none"> 課題は特にないが、バイオガス、EFB の発電系を分けるシステムであり、混焼による効率改善効果が得られない

2.2. サイトの選定

2.2.1. プロジェクトサイトの概要

TDM 社はトレンガヌ州に 2 工場を有する。(その他、TDM 社近辺に他社 4 工場、トレンガヌ州には 12 工場が立地)

[Terrengganu 州 TDM 社所有 2 工場位置]

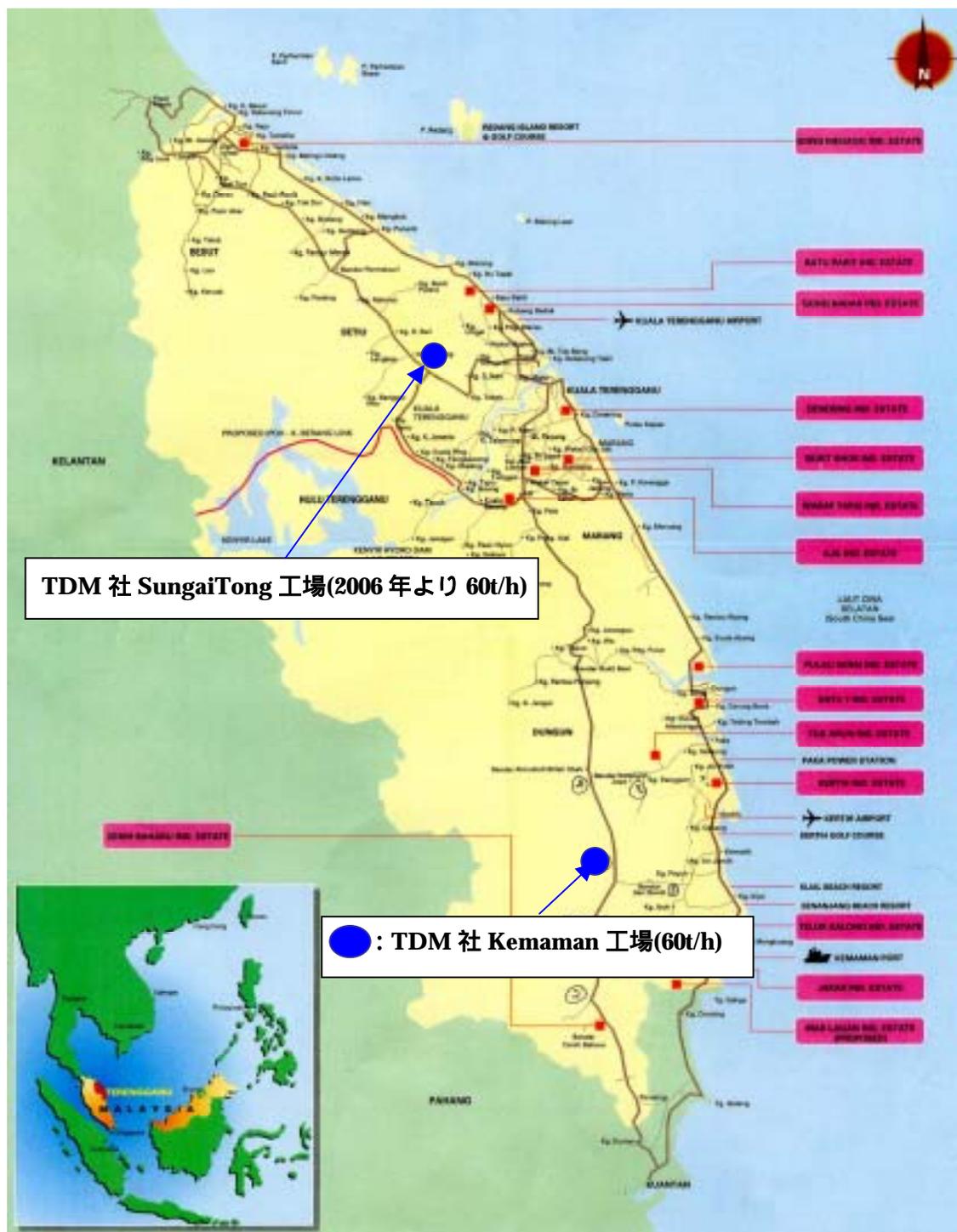


図 2-1 TDM 社工場

2.2.2. サイト選定理由

本調査に先立ち実施した現地調査では、TDM 社をカウンターパートとして選定した理由及び、TDM 社の所有する 2 工場(Sungai Tong 工場、Kemaman 工場)のうち Sungai Tong 工場を対象工場に選定した理由を下記に示す。

(1) TDM 社の選定理由

- ・ 事前の打診に対して事業に対する興味が示されたこと
- ・ 所有する工場は 2 工場と少ないが、両工場とも大規模であったこと(Sungai Tong 工場は規模拡張中)
- ・ TDM 社の経営はトレンガヌ州政府の影響力が大きいですが、今年 5 月 23 日に実施したトレンガヌ州政府との意見交換では、州政府としてパームオイル工場の環境対策を推進したいこと、未利用バイオマス(EFB、POME)の付加価値を高めたいことから本事業に対して積極的な支援を提供する意思が示されたこと

(2) Sungai Tong 工場を選定した理由

- ・ Sungai Tong 工場は工場敷地から 1.5 k m 程度の距離に系統連係が可能と考えられる 11kV/33kV 接続ポイント(サブステーション)があり、送電線の敷設コストがほとんどかからないことが見込まれたこと
- ・ Kemaman 工場は周辺に大規模工場地帯があり、電力需要の高さが期待されたが、電力供給が可能なサイトが近隣に存在しなかったこと



(TDM 社プランテーション)



(Sungai Tong 工場)



(EFB)



(嫌気性ラグーン)



(Fiber)



(工場内 TNB 変電所)



(工場から 1.5km の TNB 変電所)



(工場から 1.5km の TNB 変電所)

2.3. プロジェクト技術の概要

2.3.1. システム概要

本プロジェクトは、オイルパーム搾油工程で発生する有機性廃棄物の適正処理を通じて電気エネルギー転換を図り利用するものである。適用する基本的な発電技術は、直接燃焼（ランキンサイクル）汽力発電とメタン発酵によるバイオガス化 - 発電方式の二つの方式で構成する。

本プロジェクトでエネルギー転換の対象とする廃棄物は、既設パームオイル搾油工程で排出する EFB を主に、自家発電用に消費されている Fiber、Shell の余剰分、及び POME である。各々の適用する発電方式と利用する廃棄物との関係を表 2-2 に示す。

表 2-2 廃棄物と発電方式

発電方式	廃棄物	エネルギー転換形態
直接燃焼 - 汽力発電	EFB・Fiber・Shell	ボイラ燃料として利用、蒸気を熱媒体とするランキンサイクルによる発電
メタン発酵 - ガスエンジン発電	POME	有機性廃水の嫌気発酵により発生するバイオガスを燃料とするエンジン発電

適用技術の選定には次の点を考慮した。

- ・当該廃棄物のエネルギー転換において商用実績または類似の実績が多数存在すること
- ・工場廃棄物の性格上、物性、組成の変動に対し、所定の発電性能が十分に保証可能なこと
- ・発電所建設予定地の取扱環境に順応可能なこと。即ち維持管理、保守、建設等の条件に適合していること

2.3.2. EFB 発電技術

(1) EFB（及び Fiber）計画量

パームオイルの収穫量は季節変動があるため、系統電源への安定的な電力供給を行うために、燃料をどの程度、そしていかに確保するかが本事業を成功させるための重要な要素となる。本事業では、安定的な燃料供給を行うために Sungai Tong 工場内で発生する EFB を発電燃料として利用するとともに、近隣の粗パーム工場からも未利用の EFB を調達することを想定する。外部からの調達量は、Sungai Tong 工場における平均 EFB 発生量の 40%に相当する量として計画を行った。TDM 社提供データによると、Sungai Tong 工場における 1997 年～2004 年までの FFB 受入量の平均値は 177,469t/y であった。

表 2-3 Sungai Tong 工場における FFB 受入量¹

	受入実績 (t/y)
1999	192,247
2000	191,205
2001	174,510
2002	153,535
2004	175,850
平均値	177,469

(出典) TDM 社提供資料より

現状では、Sungai Tong 工場の FFB 処理規模は 36t/h であるが、本年 2006 年より暫定的に 60t/h 規模に拡大を行っている。規模拡大は本事業開始を想定している 2008 年には完了していることが見込まれるため、プロジェクト実施時の FFB 受入計画の策定に際しては、現状の実績に規模拡大割合(60/36)を乗じて求めることとした。その結果、年間 FFB 受入量は 296,000t/y と推計された。また、これに FFB トン当たりの EFB 発生率 0.23²を乗じることにより平均的 EFB 発生量を求めると 68,100t/y となった。また、68,100t/y の 40%相当量である 26,900t/y を外部から調達することが見込まれた。

一方、Sungai Tong 工場では、含水率が低く燃料としての利用価値の高い Shell 及び Fiber を搾油工程のエネルギー源として用いているが、Fiber の一部は余剰状態となっている。そこで、本事業では、EFB のほかに余剰となっている日量 70t_Fiber/d (21,000t_Fiber/y) の Fiber を燃料の一部として用いることとした。

以上より、ボイラーに投入するバイオマス量は下記のようになった。

表 2-4 EFB 計画量

		年間 EFB 量 (t/y)	一日当たり EFB 量 (t/d)
EFB	工場内発生量	68,100	204
	外部からの調達見込み量	26,900	81
	合計	95,000	285
Fiber		21,000	70

(2) 外部からの EFB 調達の可能性

近隣工場からの EFB 調達量を 26,900t/y という計画に対して、その現実性について検討した結果を以下に示す。

¹ 2003 年データは欠損

² Oil Palm and the Environment ~ A Malaysian Perspective

一般的にパームの収穫量には季節変動があり、安定的な発電計画を行うためには、それについても考慮する必要がある。図 2-1 は 1997 年から 2004 年までの Sungai Tong 工場における受入実績（平均値）の月変動である。これより、最も低収穫期の 2 月～3 月で、月間 1 万 t 程度の FFB 量が搬入されている。これを EFB 量に換算したのが図 2-2 であるが、これを日量換算³すると最も少ない時期で月間 2,300t、日量にして約 90t の EFB が Sungai Tong 工場から排出されていることとなった。一方、TDM 社では 2006 年に現状の処理規模 36t/h を 60t/h へ拡大するために、パームオイルのプランテーションを拡大させているが、そこからの FFB 収穫量も同様の季節変動を行うと考えると、最も少ない月の EFB 排出量は日量約 150t と見込まれた。

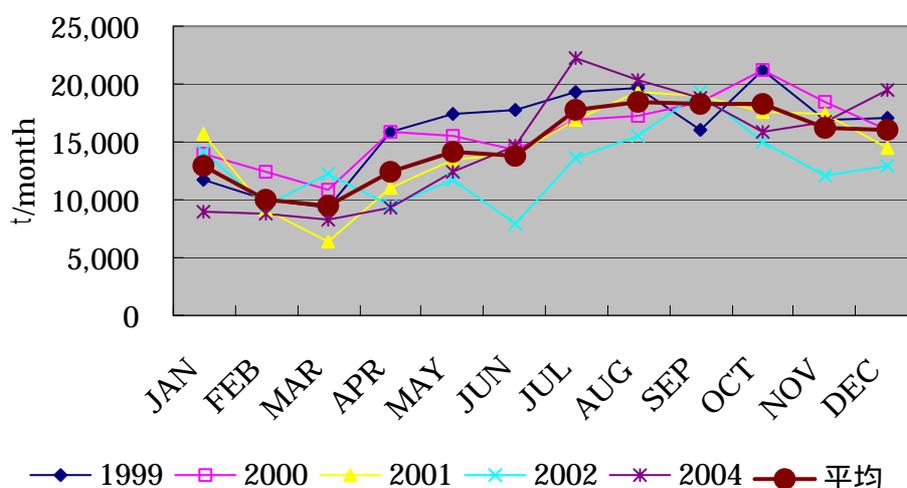


図 2-1 Sungai Tong 工場における FFB 処理量 (1997-2004)

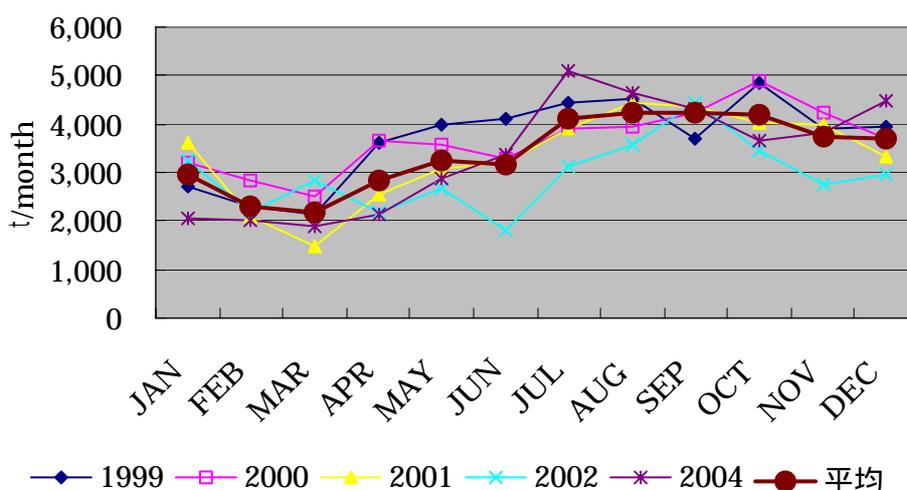


図 2-2 Sungai Tong 工場における EFB 処理量 (1997-2004)

³ 月 25 日稼働と想定

一方、Sungai Tong 工場の近隣には 11 のパームオイル工場があり、近隣の他工場に対して、EFB の提供可能性についてヒアリング調査を実施したところ、表 2-5 に示す結果が得られた。大半の EFB は未利用であるが、中には肥料原料等として有償または運搬費用程度の費用が賄われるよう販売を行っているところもある。

EFB の合計発生量は約 112 t/h あり、現在販売契約が結ばれていない EFB 量を「販売可能 EFB 量」と把握すると、約 78 t/h ある。粗パーム工場では、通常平均 17 時間、繁忙期には 24 時間稼働をするの一般的と考えられるが、低収穫期で一日 10 時間程度しか稼働しないような時期でも近隣工場では、780t/d の EFB が排出されているということになる。例えば、p.2-12 で述べたように Sungai Tong 工場において EFB の発生量が最も少ない月の EFB 排出量は 150t/d である。これに対して EFB 必要量は 285t/d であるため、両者の差分である 135t/d の EFB を外部から調達しなければならないことになる。下表のうち、Sungai Tong 工場から最も近い 2 工場（Felda Palm Oil Industries Kg. Chalok 工場及び Kilang Sawit Bukit Kepah 工場）からの EFB 発生量は 10 時間で各 90t/d、合計で 180t/d となるため、EFB 発電プラントを稼働させるのに十分な EFB 量が調達できることとなる。これより、本事業の EFB 発電規模からすると FFB の低収穫期（1 月～3 月）であっても EFB の賦存量としては十分にありと考えられた。

表 2-5 トレンガヌ州内のパーム工場と EFB 購入可能性

工場名	場所・会社	工場規模		EFB 購入可能性	Sungai Tong 工場からの距離
		tFFB/h	tEFB/h		
1	Felda Palm Industries Sdn Bhd	Kg. Chalok (Felda)	40 t/h	9t/h	有 30 km (20 min)
2	Felda Palm Industries Sdn Bhd	Jerangau (Felda)	27 t/h	6t/h	有 60 km (1 hr)
3	Felda Palm Industries Sdn Bhd	Jerangau Barat (Felda)	60 t/h	14 t/h	他社との販売契約有 (~2007) 65 km (1 hr, 15 min)
4	Felda Palm Industries Sdn Bhd	Kerteh (Felda)	60 t/h (designed)	14 t/h	他社との販売契約有 (応相談) 70 km (1 hr, 20 min)
5	Felda Palm Industries Sdn Bhd	Neram, Kuantan (Felda)	54 t/h	12 t/h	有 100 km (2 hrs, 30 min)
6	Kilang Sawit Bukit Kepah	Kuala Brang, Trg	40 t/h	9t/h	有 25 km (20 min)
7	Kilang Sawit Jabor	Kg. Jabor, Kemaman	25 t/h	6 t/h	他社との販売契約有り (応相談/量次第) 97 km (2 hrs 15 min)
8	Kilang Sawit Kemaman	Kemaman, (TDM)	60 t/h	14 t/h	有 90 km (2 hrs)
9	Kilang Sawit Panji Alam	Ulu Chukai, Kemaman, (Ketengah)	60 t/h 実績 [△] - _ス は 45t/h	10 t/h 実績 [△] - _ス	有 90 km (2 hrs)
10	Kilang Sawit Risda	Durian Mas, Dungun, (Risda)	35 t/h	8t/h	有 70 km (1 hr, 30 min)
11	Kilang Sawit Rakyat Ketengah Perwira	Cheneh Baru (Kump.Ladang Trg)	45 t/h	10 t/h	有 90 km (2 hrs)

FFB 当たりの EFB 発生率は 23%

(3) 導入システム仕様

以上に基づき、本事業における EFB (及び Fiber) 発電システムの概要は下表に示される。
 なお、燃料は EFB と Fiber との混焼システムの導入を想定した。

表 2-6 燃料性状

発電端出力	7,000 kW		
送電端出力	5,660 kW		
送電端電力仕様	電圧 33 kV、周波数 50Hz、3相、4線		
送電先種別	公共電力系統 (TNB)		
直接燃焼発電 の計画燃料	EFB		
	低位発熱量	7.76 MJ/kg	
	元素組成 (%d.b.)	C	46
		H	6
		O	39
		N	1.01
		S	0.13
		Cl	0.36
		Ash	7.5
	到着ベース水分	62% w b	
	日平均受入量	284 t/d	
	Fiber		
	低位発熱量	10.23 MJ/kg	
	元素組成 (%db)	C	48
H		5	
O		40.8	
N		1.2	
S		0.14	
Cl		0.36	
Ash		4.5	
到着ベース水分	35% w b		
日平均受入量	70 t/d		
環境基準	煤塵	0.1 g/Nm ³ 煙突出口 O ₂ = 6%	
	白煙	リンゲルマン濃度検出値以下	
	NO _x 、SO _x	規制なし	

表 2-7 EFB 等発電施設機器構成

EFB 前処理設備	受入フィーダー、破碎機、脱水機、搬送設備
ボイラ設備	燃焼機、ボイラ本体、過熱器、節炭器、通風設備、煙道風道、煙突、灰出装置、給水加熱器、薬注装置、給水処理装置、集塵器、給水ポンプ、煤吹装置、連続ブロー装置、制御装置、操作盤
蒸気タービン発電機	蒸気タービン、減速機、復水器、潤滑油装置、冷却塔、冷却水ポンプ、復水ポンプ、薬注装置、現場操作盤、発電機、励磁機、冷却器、直接燃焼電源装置、発電機盤、同期盤

表 2-8 性能・主要機器仕様

方式	直接燃焼汽力発電方式、(BTG)		
前処理	EFB 脱水処理		
ボイラ	ボイラ形式	自然循環水管ボイラ	
	蒸気発生量	31.7 t/h (SH 出口)	
	蒸気圧力	3.24 MPa(SH 出口)	
	蒸気温度	355 (SH 出口)	
	燃焼方式	逆送移床火格子燃焼	
	通風方式	平衡通風	
	計画燃料	EFB 100%専焼、Fiber100%専焼 またはこれらの混焼	
蒸気タービン発電機	タービン	形式	横置一軸多段タービン、復水式
		出力	発電端 5,500 kW
		復水温度	47
		冷却塔	1,800 m ³ /h
	発電機	形式	横型ブラッシュレス同期発電機、空冷式
		定格出力	6,470 kVA
		電圧・周波数	6.6kV、 50Hz
		力率	85% 遅れ
		速度	1,500 rpm
		極数・相	4p, 3ph

2.3.3. POME からのメタン回収・発電技術

(1) POME 計画量

FFB1t 当たりの POME 発生率を 0.5、年間工場稼働日数を 300 日、2.3.2.で求めた FFB 受入推計値 296,000t/y を用いて、POME 発生量を算定すると 493 m³/d となる。

$$\begin{aligned}
 \text{一日当たり POME 発生量 (m}^3\text{_POME/d)} &= \frac{\text{FFB 年間受入量 (t_FFB/y)} \times \text{POME 発生率 (m}^3\text{_POME/t_FFB)}}{\text{年間稼働日数 (d/y)}} \\
 &= \frac{296,000 \times 0.5}{300} \\
 &= 493
 \end{aligned}$$

一方、廃液処理は工場の繁忙期に大量に廃液が発生した場合際にも、廃液処理槽に投入された多量の有機分を許容できるような設計を行う必要がある。そこで、Sungai Tong 工場の時間当たりの FFB 処理能力 60t/h に、稼働率 90%として 24 時間操業した場合を想定して、廃液発生量を算定したところ以下に示すように約 650 m³_POME/d が得られた。そこで、本事業における廃液処理システム設計を 650 m³_POME/d に基づき行うこととした。

$$\begin{aligned}
 \text{システムの POME 処理能力 (m}^3\text{_POME/d)} &= \frac{\text{対象工場の FFB 処理能力 (t_FFB/h)} \times \text{稼働率} \times \text{POME 発生率 (m}^3\text{_POME/t_FFB)}}{\text{最大稼働時間 (h/d)}}
 \end{aligned}$$

$$= 60 \times 0.9 \times 0.5 \times 24$$

$$= 648$$

(2) 導入システム仕様

POME は、大阪ガスの技術である高効率閉鎖型高温発酵槽でメタンを回収し、ガスエンジンを用いた発電を想定した。Sungai Tong 工場における POME の COD 値は、実測試験の結果、平均約 50,000ppm となったが、安全側で計画を策定するため 30,000 ~ 50,000ppm として設計を行った。

表 2-9 計画廃水等の条件及び性能・主要機器仕様

方式	嫌気発酵 ガスエンジン発電方式	
日平均廃水量	650 m ³ /d	
廃水温度	50 ~ 60	
廃水の水質	BOD	23,000 ~ 35,000 ppm
	COD	30,000 ~ 50,000 ppm
	pH	4.3 ~ 4.5
	SS	2.1 %
発酵性能	発酵槽温度	55
	バイオガス発生量	20,475 m ³ N/d
	ガス中 CH ₄ 成分	61 %Vol
	発酵槽滞留日数	8 日
	脱離処理水量	641 t/d
発酵槽容積	3,000 m ³ × 2 槽	
ガスタンク容量	1,000 m ³	
発電機	出力	1,500 kW
	電圧・周波数・相	6.6 kV、50Hz、3 ph
	力率	85%遅れ

表 2-10 メタン発酵・発電施設機器構成

受入前処理設備	原水移送ポンプ、スクリーン、洗浄ポンプ、計量槽、污泥混合機、前処理ポンプ
発酵設備	発酵槽供給ポンプ、発酵槽、加温熱交換器、膨張タンク、污泥引抜ポンプ
脱水設備	消化液供給ポンプ、遠心分離機
バイオガス利用設備	フィルター、脱硫塔、ガスタンク、ガスエンジン発電機、温水ボイラ、余剰ガス燃焼装置、温水ポンプ、計器類

2.3.4. 系統連系技術

公共電力系統である Tenaga National Bhd(TNB)への売電を目的とする本発電所は、TNB が指示する系統との協調連系が義務付けられる。協調に関わる技術細部は日本国内の通例と同様に今後の協議を通じて決定するが概要は以下の通り

- ◆ TNB と本発電所間の連系分界点は、本発電所から約 1.5km の既存 Sungai Tong 変電所とする
- ◆ TNB 発電所内電圧は 6.6kV、Sungai Tong 分界点までの送電電圧は 33kV とする
- ◆ 発電所の故障、または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行う保護協調、及び保護装置の設置する。これらは協議により連係形態に準じた規定数、分界点等定められた個所に設置する

(1) 系統連系関連工事

発電サイトの建設費の他に、系統連系に必要な設備（送電線敷設、TNB 変電所内の変電設備等）の施工も、売電事業者側が費用を負担し、実施まで行う。

実施に当たっての送電線ルートへの用地調整等も売電事業者が行う必要がある。

以下に発電事業者の所掌範囲を示す。

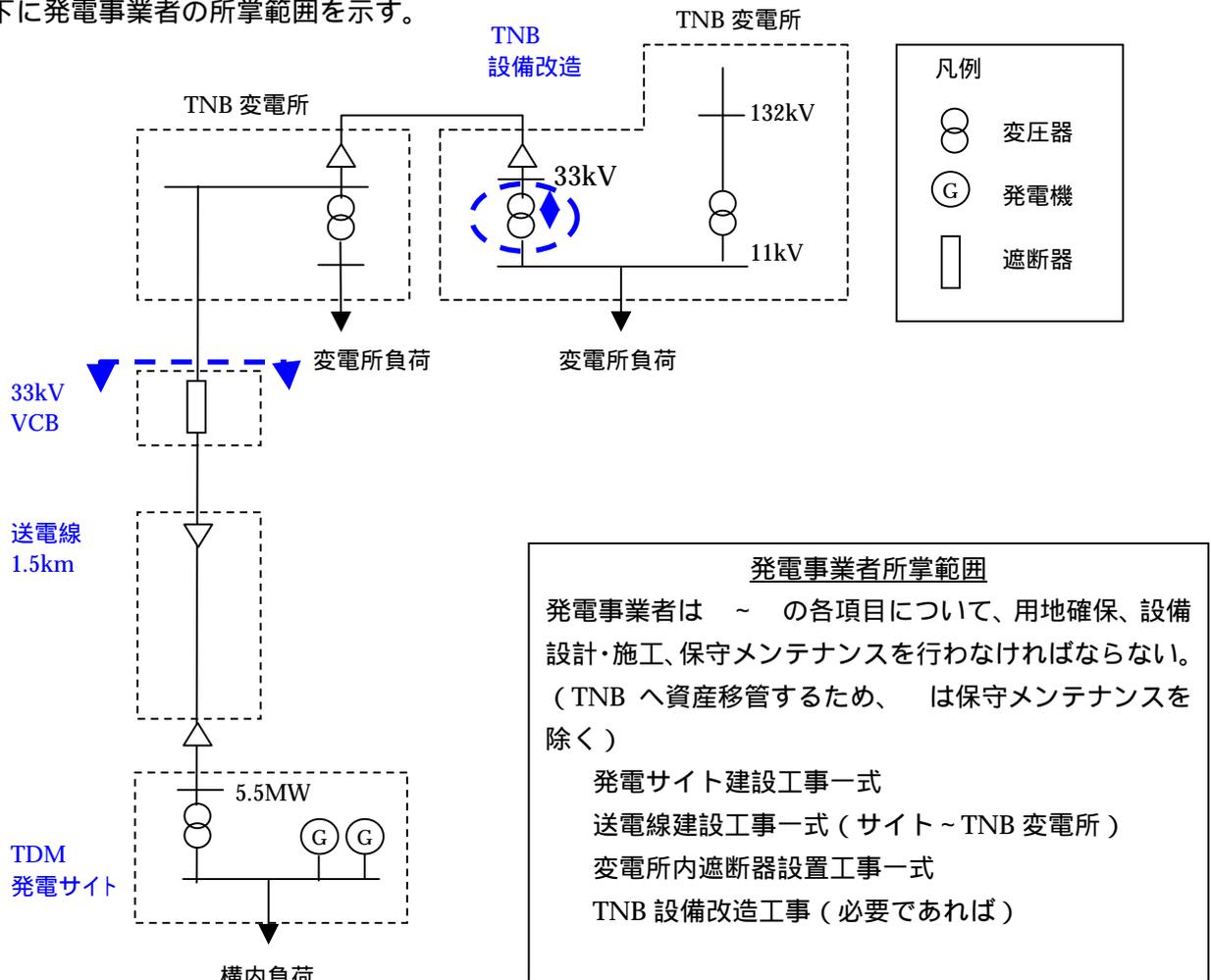


図 2-3 発電事業者所掌範囲(例)

以下に、系統連系に必要な手続きのフローを示す。

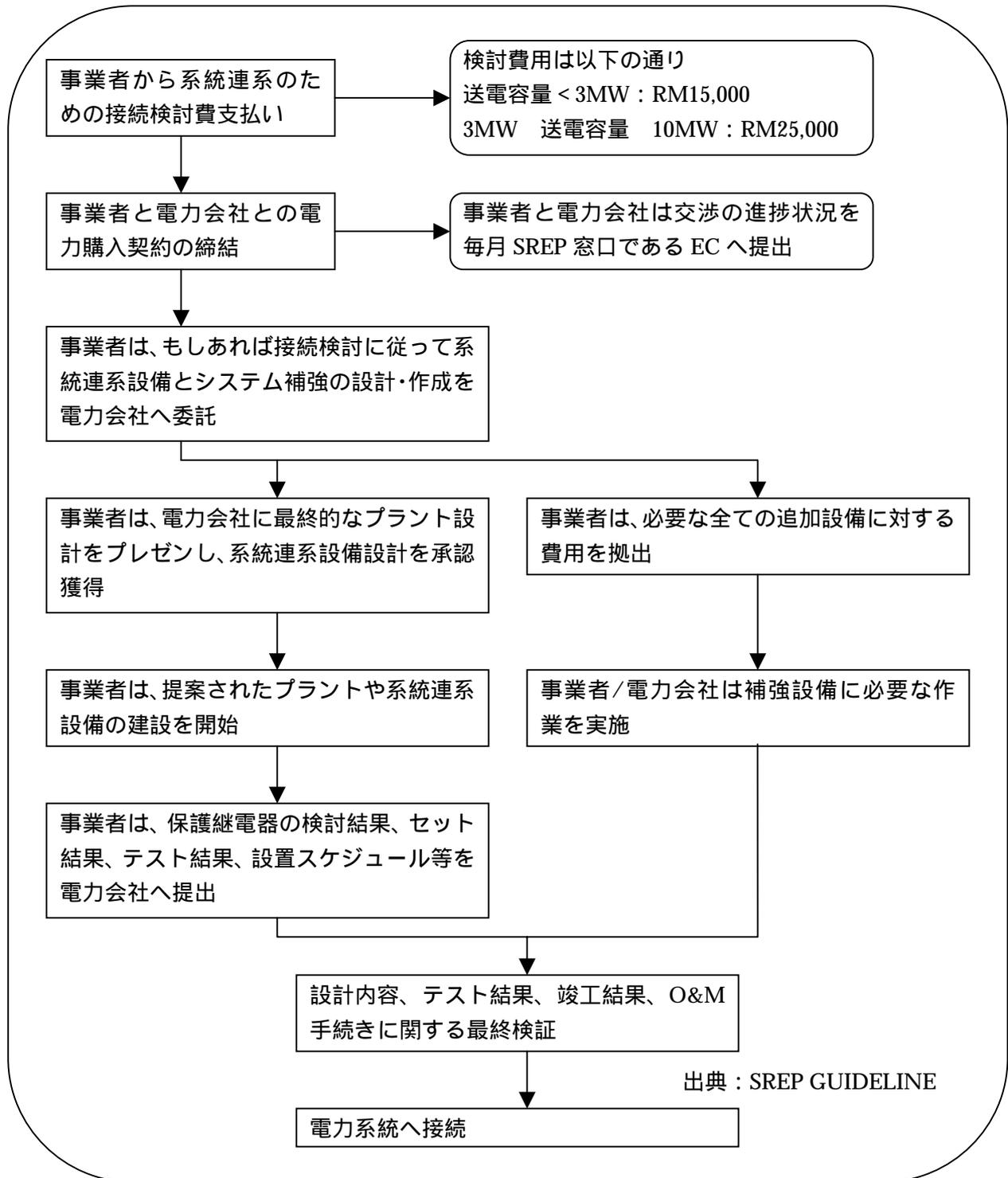


図 2-4 系統連系に関わる手続きフロー

(2) 送電線ルート

プラント予定地点から最近接の TNB 変電所までの直線距離は約 1.5km である。SREP のガイドラインに、「接続点からプラントまでの距離は 10km 以内」とあるので、SPEP 申請については特に問題はない。

また、送電線ルートは TDM の敷地であるため地権確保の手続きは不要である可能性が高い。

(3) 送電線の仕様

TNB の送電系統は、500kV、275kV、132kV、66kV から構成されており、配電系統では 33kV、11kV、6.6kV、415/240V が採用されている。SREP のガイドラインには「33kV から 11kV で接続すること」との記述がある。本計画では系統への送電量を 5.5MW と計画しているため、ケーブルコストを勘案し送電電圧を 33kV とする。また、TNB へのヒアリングを行った結果、TNB では架空線であれば 2 回線の敷設を推奨している。(地中線は 1 回線で可)

(4) 送電電力

TNB へのヒアリングの結果、Sungai Tong 変電所への 5.66MW の送電について、現時点では明確な回答はできないが、送電可能となる可能性がある、という見解を得ることができた。そこで本調査では Sungai Tong 変電所への送電が可能であることを前提として実施する。

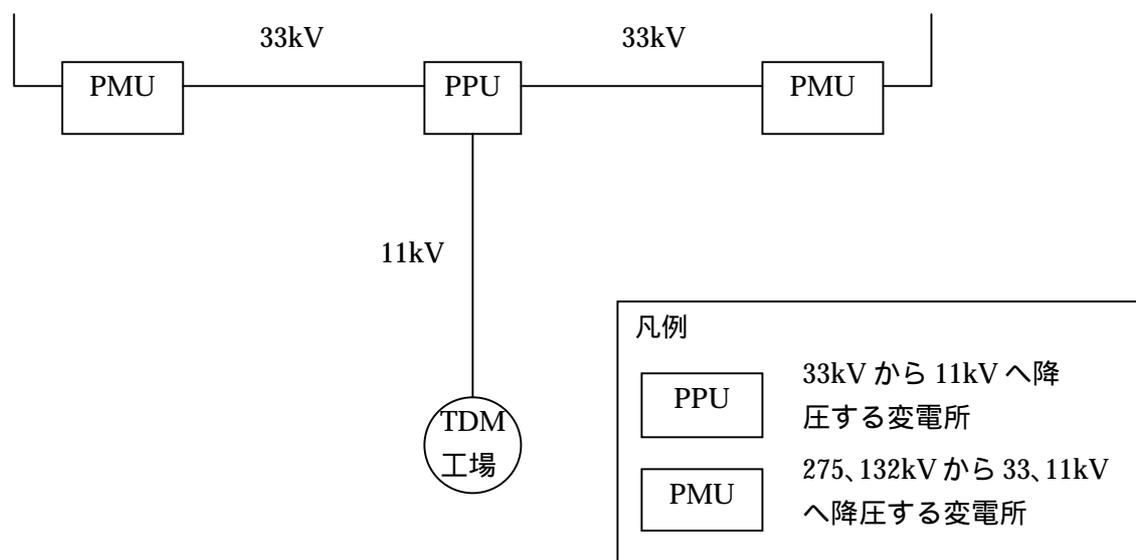
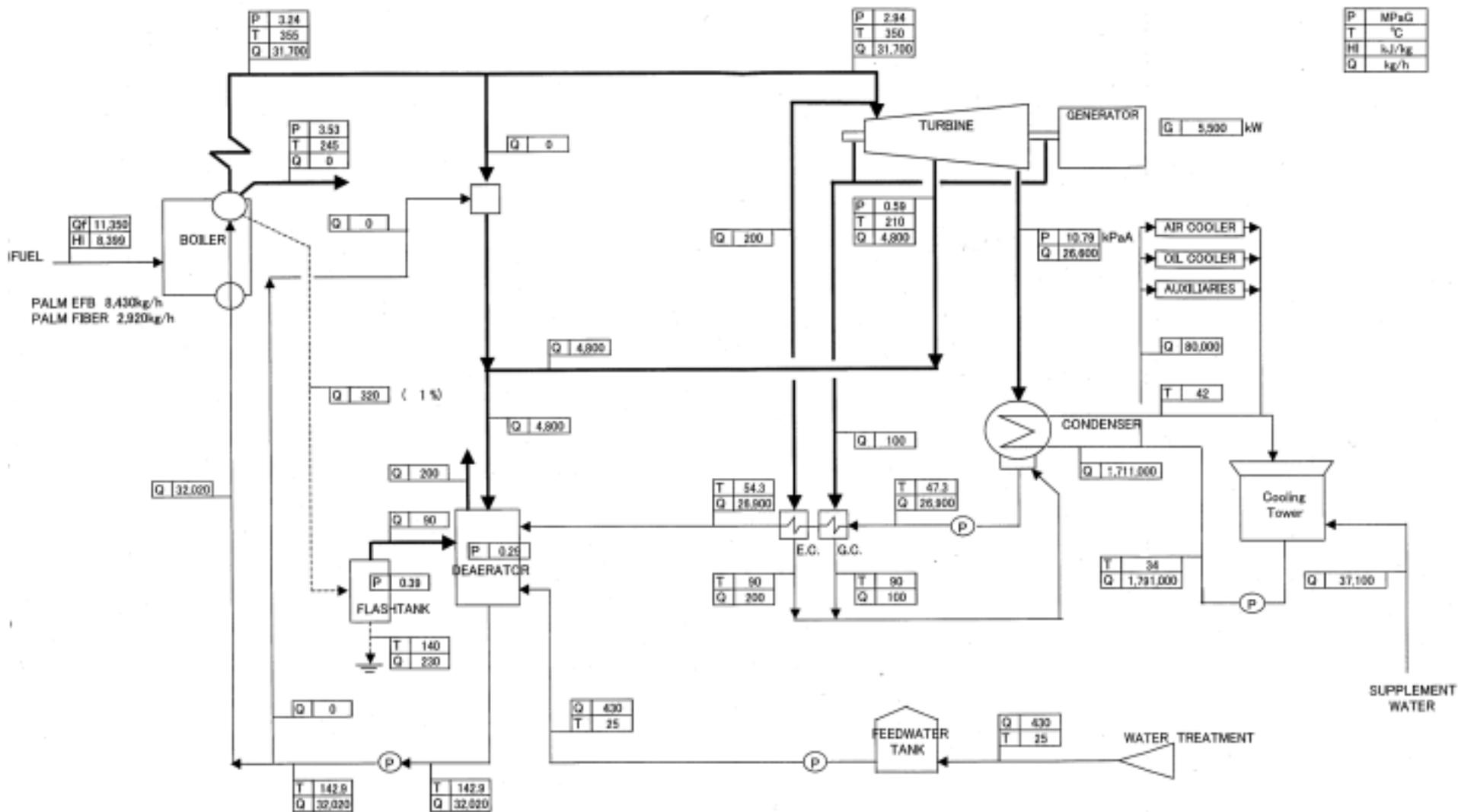


図 2-5 現状の TNB 送電系統図 (Sungai-Tong 工場周辺)

以下に、本事業で導入する発電システムの配置図、フローシート、システムの物質収支を参考資料として記載する。

图 2-9 直接燃烧发电热收支

2-21



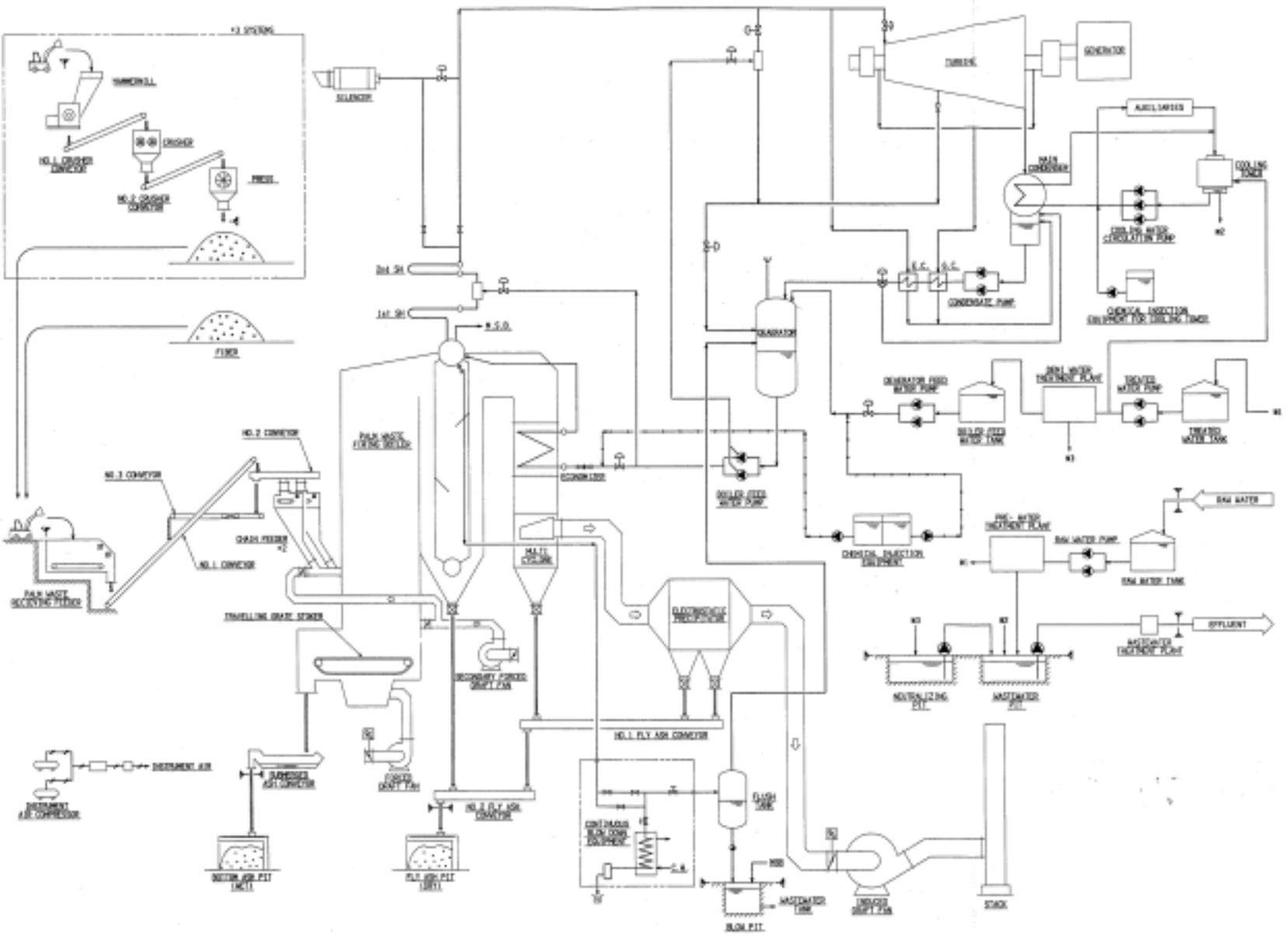
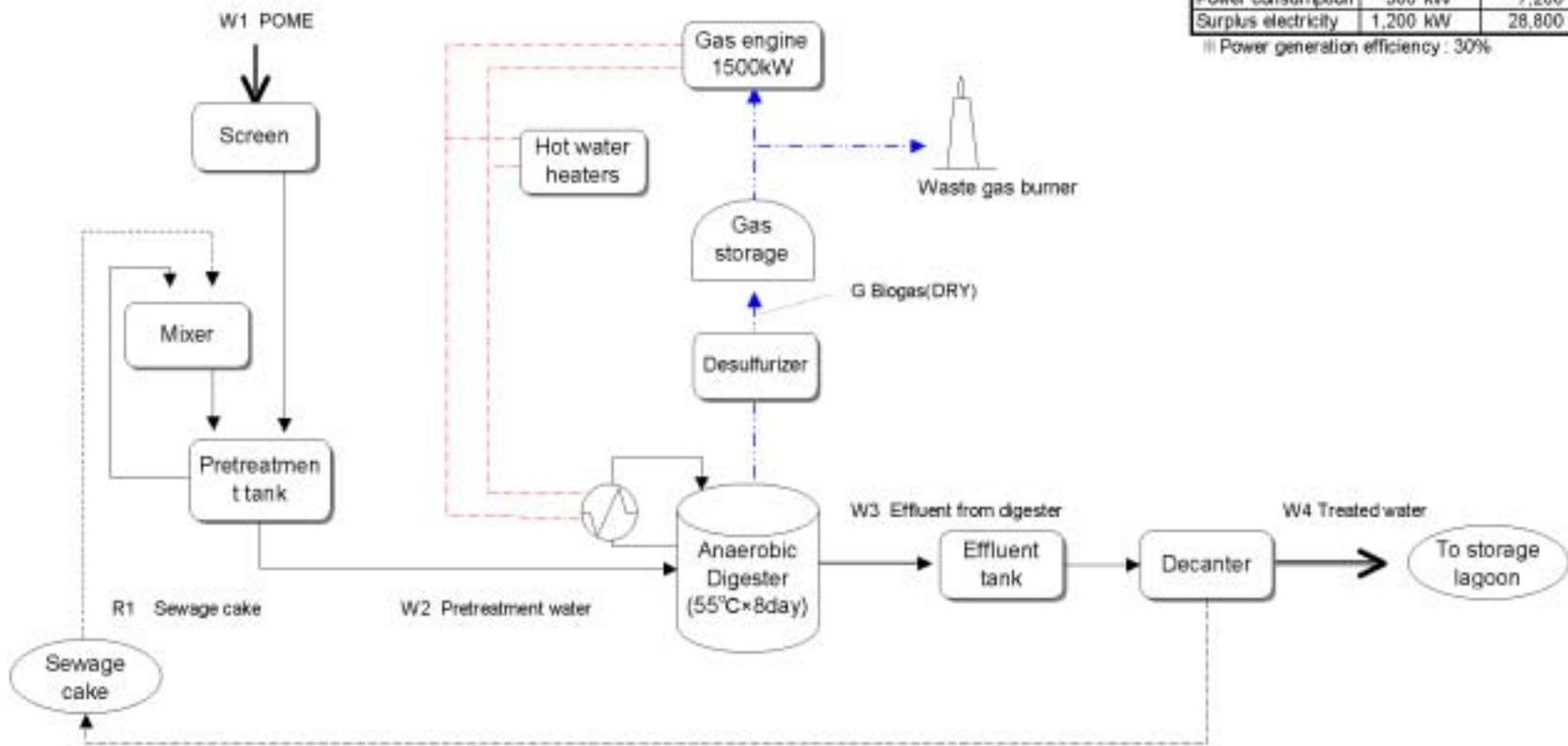


図 2-7 直接燃焼発電フローシート

Mass & Energy balance



Electric power		
Power generation	1,500 kW	36,000 kWh/d
Power consumption	300 kW	7,200 kWh/d
Surplus electricity	1,200 kW	28,800 kWh/d

Power generation efficiency: 30%

No.	W1	W2	R1	G		W3	W4
Amount(t/d)	850	715	85	20.475	CH ₄	706.0	641.0
SS (%)	2.1	3.5	17.0	m ³ /day	61%		

substrate	—————
biogas	- - - - -
Hot water	· · · · ·
sewage cake	· · · · ·

図 2-8 メタン発酵-ガスエンジン発電物質収支

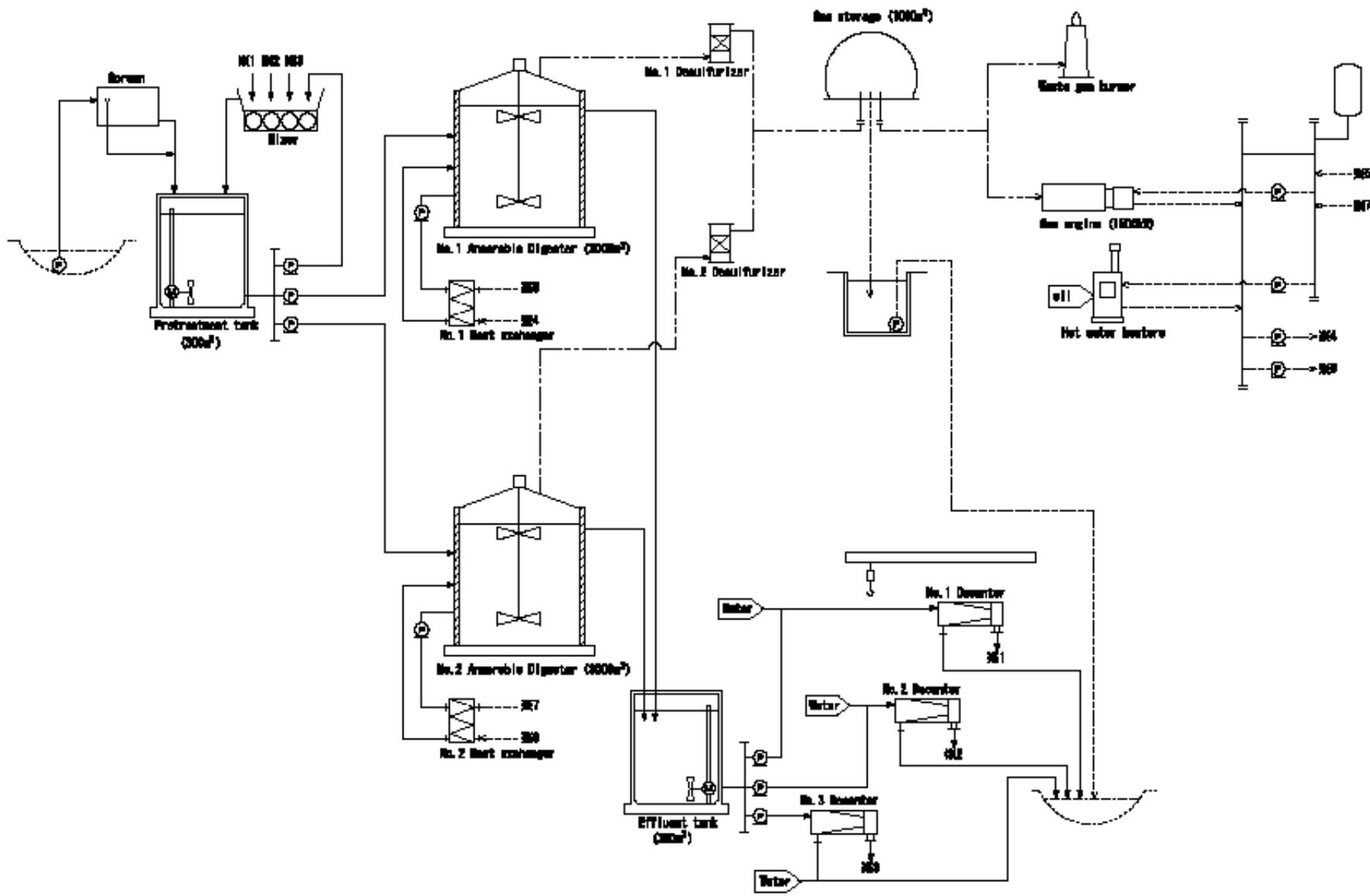


図 2-9 メタン発酵-ガスエンジン発電フローシート

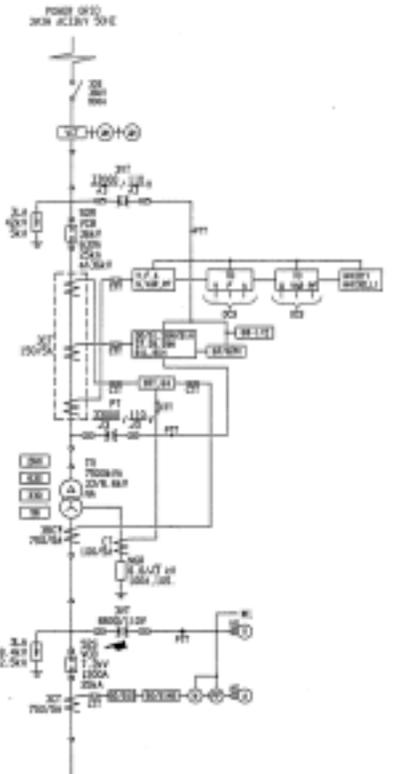
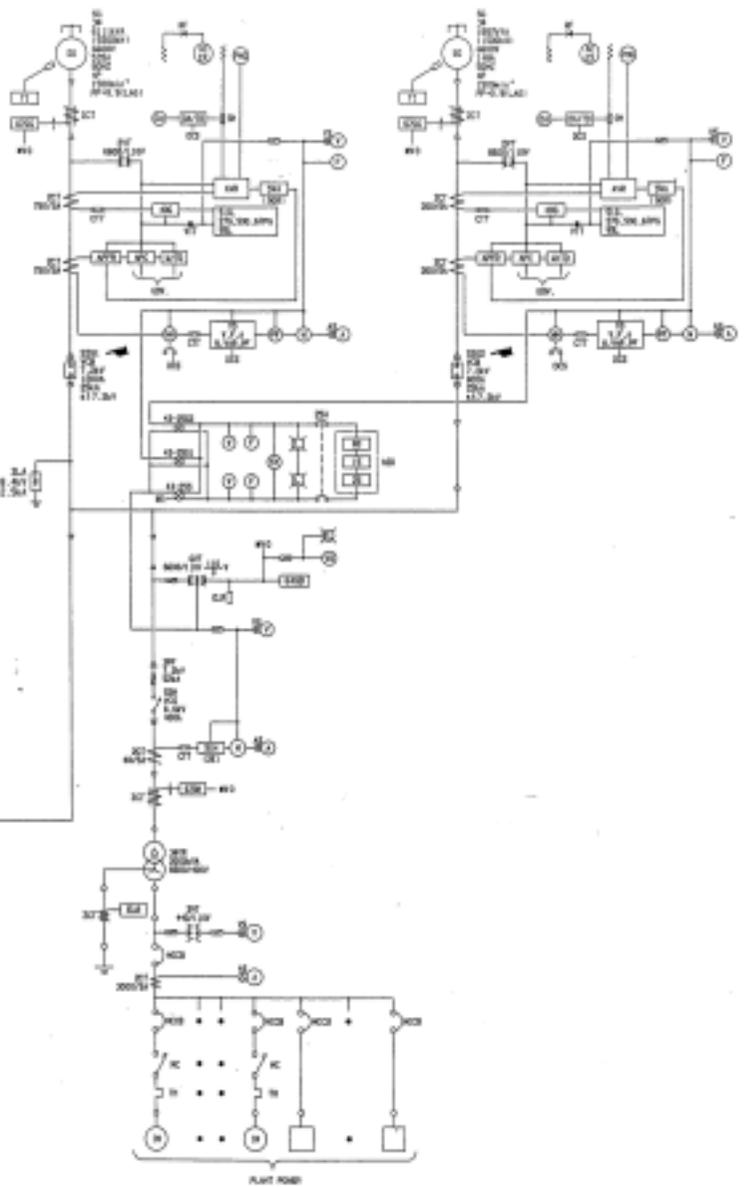


図 2-10 発電所内単線結線図

2.4. プロジェクトバウンダリー

以下に各ケースのプロジェクトバウンダリーを示す。バウンダリーは工場内、EFB 廃棄地で構成される。各ケースで発電した電力は系統電源を通じて国営電力会社 TNB 社に売電する。

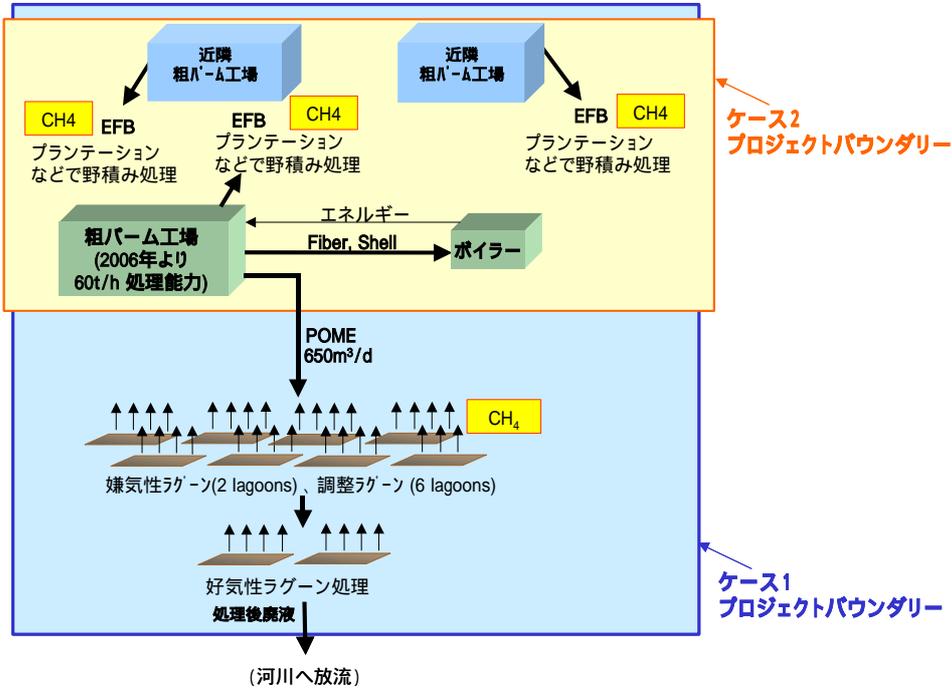


図 2-11 プロジェクトバウンダリー (ベースラインシナリオ)

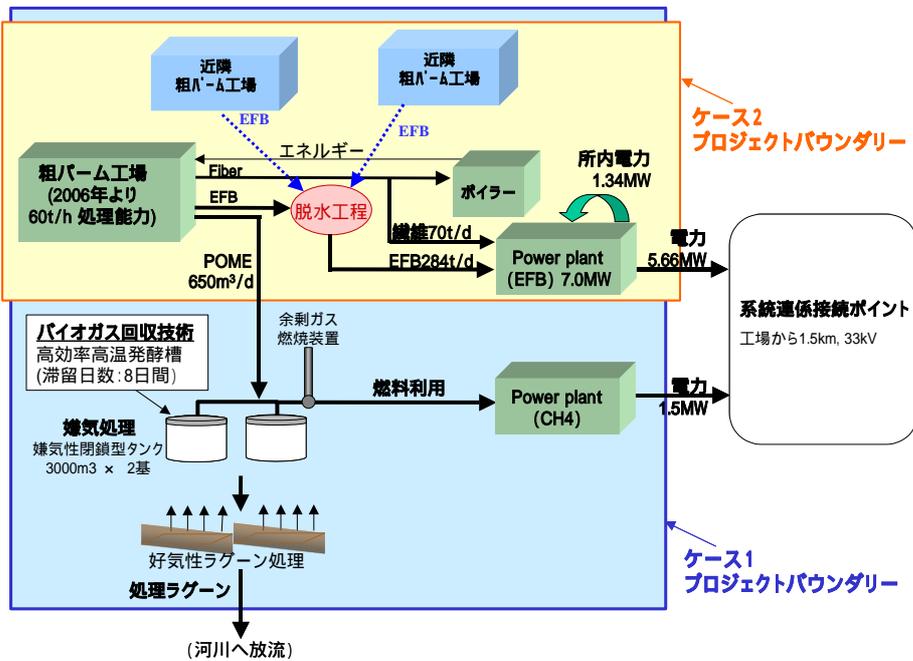


図 2-12 プロジェクトバウンダリー (プロジェクトシナリオ)

2.5. ホスト国の持続可能な発展への本事業の貢献

本事業は小規模事業の要件を満たすと考えられるため、マレーシアにおけるエネルギー分野の小規模 CDM プロジェクト承認のための国家クライテリアに対する本事業の適合性を示す。

基準 1 下記に挙げるエネルギー分野の持続可能な発展戦略のうち、一つ以上に合致すること

- (a) ガスと再生可能なエネルギー利用を促進するとともに、燃料供給の安全性を確実にする。
- (b) 電力供給の安定性を確実なものとするとともに、供給効率の向上を図る
- (c) エネルギー産業 / サービスの振興とエネルギーの自立化に向けた関連国内産業の強化
- (d) エネルギー関連エンジニアリングサービスにおけるアジア地域の中心としての役割の強化
- (e) 特に工業・商業セクターにおける効率的なエネルギー利用を奨励する
- (f) エネルギー部門の持続可能な開発における環境配慮を重視する

[適合性]

本事業は、マレーシア政府が掲げた再生可能エネルギー導入目標の達成に寄与すべく再生可能エネルギーを安定的に供給することにより、(a) ~ (c)を満たすほか、廃液からのバイオガス回収、カリウムを多く含む EFB とメタンからの発電が可能な最適と考えられる技術の移転を含むため、(d),(e)も満たすと考えられる。とりわけ、固形廃棄物の脱水により、従来パーム工場周辺に環境負荷をもたらしていた黒煙の排出抑制が行えることは(f)に合致する。以上のことから、本事業は持続可能な発展に寄与すると言える。

基準 2 マレーシアの環境法や環境規制を順守すること

[適合性]

マレーシアにおける“Environmental Quality Act of 1974”では、10MW を超える発電施設建設に関しては、環境影響評価の実施を義務付けているが、本提案事業はケース 1 の場合は 8.5MW、ケース 2 では 7.0MW でいずれも 10MW を下回るため、環境影響評価実施対象とはならない。また、廃液に関しては、新規発酵施設と既存施設の組合わせ利用によって排水基準は環境規制を順守するようにするほか、本事業は周辺環境に対する騒音、大気汚染物質の飛散等の原因とはならないため、基準 2 は満たされる。

基準 3 プロジェクトがローカル技術を含む利用可能な最善の技術を採用していることを説明すること

[適合性]

本事業は、大阪ガスによる高温廃液処理技術、EFB 発電を含むシステム全体設計については株式会社タクマが実施することにより、本分野における最新技術を適

用するものである。また、建設に関してはコスト、技術力を考慮した上で、ローカル事業者を含む最適な技術を活用することを想定しているため、本事業は基準3を満たす。

基準4 プロジェクト提案者にプロジェクト遂行能力があることを、以下により説明すること

マレーシアで企業登録されていること

最低 RM10 万の資本金を払い込むこと

プロジェクト資金調達先の見込みがあること

[適合性]

本事業は下記を想定しているため、基準4を満たす

本事業では、ホスト国、投資国の各関係企業によりマレーシアで企業登録される SPC を設立することを予定している

基準を満たす資本規模で SPC を設立

資金調達先に関しては、今後の調査で詳細検討を実施することになるが、一部は大阪ガス子会社の GPI が出資を行い、残りに関しては日本政府による CDM 施設補助費の活用、JBIC 制度融資等のソフトローンの活用を想定しており、資金調達には大きな障害はないと考えている

トレンガヌ州政府は、粗パームオイル工場から発生する POME の効率的な処理による河川水質の向上が必要と考えているが、そのための費用負担等を懸念している。また、粗パームオイル工場側はこれまで価値がなかった副産物に経済的価値が生まれるだけでなく、EFB の処理にかかる経済的・環境的成本低減を図れること、広大なラグーンの維持管理負担が少なくなること、さらに現在従業員住宅等に買電している負担が軽減されること等から本事業に対して極めて積極的であり、カウンターパート、地域への貢献度が高いと考えられることから、ホスト国の持続可能な発展への寄与度は高いと言える。

第3章 ベースラインシナリオ

3.1. ベースラインシナリオ設定及び追加性の証明

3.1.1. ベースラインの設定

本事業における EFB、廃液に関するベースラインは下記に示すように、現行の処理方式がベースラインとなることを想定する。

(1) EFB（空房）のベースライン

マレーシアにおける EFB の焼却処理は 2003 年に施行された野焼き禁止法により禁止されているが、プランテーションでの野積み処理を禁止する法規制は存在しない。また、今後もそのような規制が行われる見込みはない。また、EFB の有効利用方法はさまざま検討されているが、商業ベースで成り立っているものは無いに等しく、対象工場及び EFB の調達を検討している近隣工場では、野積み処理されているのが現状である。今後もそのような処理方法が続くと考えられることから、EFB は野積み処理の継続がベースラインシナリオとなる。

(2) 廃液処理のベースライン

対象工場は、マレーシアにおける工業用排水基準 50ppm を遵守している。また今後、排水基準の引上げは見込まれない。一方、工場の規模拡大に併せて対象工場では新規の開放型廃液処理施設（ラグーン）の導入を昨年完了したところである。ラグーンの導入は本 CDM 事業計画が提案される前のことであったため、本 CDM 事業が実施される際には、新設処理施設の一部を閉鎖することになる。つまり、CDM 事業を想定しない場合には、廃液のラグーン処理がベースラインシナリオとなる。

3.1.2. 追加性の証明

(1) 小規模 CDM 事業の追加性証明手法

CDM 事業としての妥当性を示すために、本事業がベースラインシナリオでないことを示す追加性の確立を行う必要がある。小規模 CDM 事業については、CDM 理事会は発行する「小規模 CDM プロジェクトに関する簡素化された様式及び手順」の付属書 B（2005 年 9 月 30 日改訂版）より、下記に挙げる 4 種のバリアのうち一つ以上に該当することを示すことによる追加性の証明が求められる。

- ✓ 投資バリア：
プロジェクト活動に比して、より経済的に実行可能な代替シナリオがより多くの排出を生じさせただろうと考えられること

- ✓ 技術バリア：
当該プロジェクト活動で適用される新技術のパフォーマンスの不確実性に起因するリスクや、市場でのシェアの低さによって、技術的に先進的でない代替技術が採用されることにより、より多くの排出を生じさせたかもしれないこと
- ✓ 一般的な普及に伴うバリア：
現状で普及している活動や既存の法規制、政策的要請がより多くの排出を生じさせただろうと考えられること
- ✓ その他のバリア：
当該プロジェクトの活動を実施しなければ、制度上の障壁や、限られた情報、管理上の資源、組織の能力、財政、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、より多くの排出が生じただろうと考えられること

(2) 追加性の証明

本事業に関するバリアを以下に説明する。

投資バリア：

本調査では、下記の2ケースに関する事業性の評価を行った。

- ケース1：EFB 発電 + メタン回収・発電
- ケース2：EFB 発電

その結果、クレジット販売益を考慮しない場合の10年間のIRR（内部収益率）は、両ケースとも負の値をとり、事業性が極めて低いことから、新規事業としての投資対象とはなり得ないことが明らかとなる一方で、クレジット収益を見込んだ場合、事業性が改善された（具体的な事業性の分析については、6章を参照）。このことにより、本事業の実施に関する投資バリアの存在が明らかとなった。

技術バリア：

本事業で提案する廃液からのメタン回収・発電事業、及び EFB 発電事業はマレーシアではほとんど実施されていない事業である。マレーシア政府はバイオマス発電を促進しているものの、稼働の安定性に対する技術的困難さも一因となり事業の普及が進んでいない。このような一般的にリスクの高いと判断される事業に対して、ホスト国による炭素クレジット

ト獲得のインセンティブがなければ、実施は困難である。したがって、本事業の実施に関する技術バリアの存在が明らかとなった。

一般的な普及に伴うバリアの証明

表 3-1 は本調査で把握されたマレーシアにおいて稼動中の本 CDM 事業の類似案件であるが、いずれも CDM 事業を想定せずに事業として成功している事例とは言いがたい。このことから、マレーシアでは CDM の活用を想定せずに稼動する EFB 発電施設及びメタン発酵 / ガス回収施設の存在は極めて稀なケースであると考えられ、一般的慣行とは言えないことから、本事業の実施に関する一般的慣行に伴うバリアの存在が明らかとなった。

表 3-1 マレーシアにおいて稼動中の本 CDM 事業類似案件

	施設名	現状
EFB 発電施設	TSH Bio Energy Sdn. Bhd	2004 年に稼動開始。マレーシアにおける CDM 承認一号案件であるが、2005 年 12 月に UNFCCC への CDM 事業登録申請を取り下げた。取下げ理由は定かではないが、当初より操業の不安定さが問題視されていた。現在の稼動状況は不明
メタン発酵 / ガス回収施設	FELDA Seriting Hilir 工場	CDM 事業を視野に入れたモデルプラントを 2004 年より稼動。2005 年より回収ガスを利用した発電を開始
	Sime Darby 社 Tennemaran 工場	1970 年代よりメタンガス回収を想定した発酵槽を稼動させており、一時期はガスの販売も行っていたが現在はガスの利用は図られていない

以上より、本事業の実施に関して、3 種のバリアが明らかとなったため、本事業の追加性が証明された。

3.2. ベースライン方法論

本事業は、下記の三つの要素により温室効果ガス削減を達成するものである。それぞれの温室効果ガス削減量の算定に該当する小規模方法論とその適用条件を下記に示す。

<各要素と方法論>

- POME からのメタン回収
方法論 : 「III.H.廃液処理におけるメタン回収」
適用 : 嫌気性ラグーン等、メタン回収を含まない廃液処理方式を、メタン回収・燃焼方式に転換するプロジェクトであり、また、プロジェクト活動による直接的な排出量が年間 15,000tCO₂ 未満であること

- EFB からのメタン発生回避
方法論 : 「III.E.制御的燃焼によるバイオマスの腐敗に伴うメタン発生回避」
適用 : 廃棄場にて放置され嫌気的に分解されていだろうバイオマスを、管理的に焼却処理することにより、メタン発生を回避する。プロジェクト活動により人為的排出量の削減を行い、また、プロジェクト活動による直接的な排出量が年間 15,000tCO₂ 未満であること

- 再生可能エネルギーの系統接続
方法論 : 「I.D.系統接続再生可能発電」
適用 : 最大発電容量は 15MW 以下の再生可能エネルギー事業

各方法論を適用した POME、EFB を対象とした同様のプロジェクトで、これまでに事業登録されたものはないが、過去数ヶ月で多数のプロジェクトが既に有効化審査を経てパブリックコメント受付のために UNFCCC ホームページで公開されている。

本事業はプロジェクトの実施による温室効果ガスの排出量が 15,000tCO_{2eq}/y 以下であることが見込まれ¹、また発電量も 7MW を想定していることから、上記に挙げる小規模方法論の適用条件を満たすと考えられるため、上記の 3 方法論をベースライン方法論として採用することとした。

しかし、本調査実施中の 2006 年 3 月 3 日付で、下記 3 方法論に関する改訂が行われ、特に

¹ 第 5 章参照

III.E.に対して従来の方法論に比べて保守性の高い方法が適用された。III.E の排出削減量に影響を与える大きな修正点としては、改訂前の方法論では IPCC の Tier1 方式に則ってバイオマスが発生した年にメタン発酵が生じて大気中にメタンが排出されるとする簡易計算法であったのに対して、改訂後の方法論では廃棄物の腐敗率を考慮した First order decay model の適用を義務付けるものとなった。これにより、本事業で獲得が見込まれる排出削減量は大幅に低減する結果となった。具体的な排出削減量の算定については 5 章を参照されたい。

3.2.1. POME からのメタン回収

(1) プロジェクトバウンダリー

廃液処理の行われている物理的・地理的位置を含む領域

(2) ベースライン

ベースライン排出量は、プロジェクト活動がなかった場合にクレジット期間中に大気中に排出されるメタン量であり、メタンの単純回収及びフレア処理された分のみを含む²。

(3) リークージ

適用技術が他の事業で使用されているものを転用する場合、もしくは既存機器の他の事業に転用される場合には、リークージを考慮に入れる必要がある。

(4) 算定方法

廃液処理におけるメタン削減量は、方法論に基づき下記の手法により求めることができる。

ベースライン発生量の推計

本事業のベースラインシナリオは、方法論に記載される「メタン回収を伴わない既存の嫌気性廃液処理システム、もしくは(及び)嫌気性汚泥処理システムに対して、メタン回収・燃焼を導入する場合³」に該当する。

POME からのメタン回収におけるベースライン排出量は下記で求められる。

$$BE_{y,\text{effluent}}(t_CO_{2\text{eq}}/y) = BE_{y,w,\text{untreated}}(t_CO_{2\text{eq}}/y) + BE_{y,s,\text{untreated}}(t_CO_{2\text{eq}}/y)$$

² メタンの発電利用による排出削減については、「3.2.3.再生可能エネルギーの系統接続」で記述

³ パラグラフ 5(iii)

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
BE _{y,effluent}	t_CO _{2eq} /y	廃液からの年間ベースライン排出量	方法論に基づき算出
BE _{y,w,untreated}	t_CO _{2eq} /y	廃液に含まれる分解性有機物質の処理過程における排出量	方法論に基づき算出
BE _{y,s,untreated}	t_CO _{2eq} /y	汚泥に含まれる分解性有機物質の処理過程における排出量	方法論に基づき算出

本事業では汚泥処理は想定していないため、上記のうち、廃液からのメタン発生量（BE_{y,w,untreated}）のみを対象にベースライン排出量を算定する。

$$\begin{aligned}
 BE_{y,w,untreated} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) &= Q_{y,ww} \text{ (m}^3/y) \times COD_{y,ww,untreated} \text{ (t/m}^3) \\
 &\times B_{0,ww} \text{ (kgCH}_4/\text{kgCOD)} \times MCF_{ww,untreated} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) \times GWP_{CH_4}
 \end{aligned}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
Q _{y,ww}	m ³ /y	年間廃液処理量	サイト固有の値
COD _{y,ww,untreated}	t/m ³	メタン回収システム（発酵槽）に投入される廃液の化学的酸素要求量	サイト固有の値
B _{0,ww}	kgCH ₄ /kgCOD	メタン生成容量	IPCC デフォルト値（低い値 0.21 を適用）
MCF _{ww,untreated}	-	廃液の嫌気性処理におけるメタン変換率	嫌気性システムの IPCC デフォルト値は 1.0
GWP _{CH₄}	-	メタンの地球温暖化係数	21

プロジェクト排出量の推計

プロジェクト排出量は下式で求められる。

$$\begin{aligned}
 PE_y \text{ (t_CO}_{2eq}/y) &= PE_{y,power} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) + PE_{y,ww,treated} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) \\
 &+ PE_{y,s,final} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) + PE_{y,fugitive} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) + PE_{y,dissolved} \text{ (t_CO}_{2eq}/y)
 \end{aligned}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
PE _{y,effluent}	t_CO _{2eq} /y	年間プロジェクト排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,power}	t_CO _{2eq} /y	電力・軽油使用による年間排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,ww,treated}	t_CO _{2eq} /y	処理後の廃液に含まれる分解性有機物質の処理過程における年間排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,s,final}	t_CO _{2eq} /y	最終汚泥の嫌氣的分解に伴う年間排出量	方法論に基づき算出

PE _{y,fugitive}	t_CO _{2eq} /y	廃液からのメタン回収・フレアシステムにおけるメタン漏洩に起因する年間排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,dissolved}	t_CO _{2eq} /y	処理水に溶解したメタンに起因する年間排出量	方法論に基づき算出

汚泥が管理焼却される場合、メタン回収を伴う埋立処分場に廃棄される場合、肥料として土地に散布される場合、本項目は無視してよい。また、最終汚泥の最終的な処理方法は、クレジット期間中モニタリングしなくてはならない。

i) 好気性ラグーンからの排出量 (PE_{y,w,treated})

プロジェクトシナリオでは、廃液処理工程に閉鎖型発酵槽を導入することによってメタンを回収・利用するため、発酵槽処理によりメタン放出が抑制されると考えてよい。その一方で、プロジェクトシナリオでは、処理後の廃液が河川放流基準を確実に満たすように、閉鎖型発酵槽処理後にラグーンで廃液の再処理を行う。つまり、この工程が入ることにより、発酵槽において処理しきれなかった分解性有機物質がラグーンで処理され気体となって大気中に排出される。通常はこのようなラグーン処理は好気処理手法を用いるのが一般的で、発生する気体の主要成分は植物起源の CO₂ となるため温室効果ガス排出量にカウントする必要はないと考えられる。しかし、サイトごとに好気度を確認することは難しいため保守性の観点から、方法論では 0.5⁴を採用するよう記載されている。

算定方法は、ベースライン排出量と同様に、ラグーンに流入した COD 総量をパラメータとして求める。

$$PE_{y,w,treated} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) = Q_{y,ww} \text{ (m}^3/y) \times COD_{y,ww,treated} \text{ (t/ m}^3) \times B_{0,ww} \text{ (kgCH}_4/\text{kgCOD)} \times MCF_{ww} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) \times GWP_{CH_4}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
Q _{y,ww}	m ³ /y	年間廃液処理量	サイト固有の値
COD _{y,ww,treated}	t/ m ³	メタン回収システム (発酵槽) 処理後廃液の化学的酸素要求量	サイト固有の値
B _{0,ww}	kgCH ₄ /kgCOD	メタン生成容量	IPCC デフォルト値 (0.25)
MCF _{ww,treated}	-	廃液の嫌気性処理におけるメタン変換率	デフォルト値として 0.5 を推奨
GWP _{CH₄}	-	メタンの地球温暖化係数	21

⁴ IPCC ガイドラインでは、嫌気システムでは 1.0、好気システムでは 0 をデフォルト値としている

ii) 最終汚泥の嫌氣的分解に伴う年間排出量 (PE_{y,s,final})

本事業では適用されないが、最終汚泥が発生する場合の排出量算定方法は下記の通りである。

$$PE_{y,s,final} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) = S_{y,final} \text{ (t/y)} \times DOC_{y,s,final} \times DOC_F \times F \times 16/12 \times GWP_{CH_4}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
S _{y,final}	t/y	メタン回収システム(発酵槽)処理システムにおける最終汚泥年間発生量	サイト固有の値
DOC _{y,s,final}	-	分解性有機物質含有率	サイト固有の値をモニタリングするか、IPCC デフォルト値(0.3)を適用
DOC _F	-	分解性有機物質中、バイオガスへの転換率	IPCC デフォルト値(0.77)
F	-	埋立処分場における発生ガス中のメタン含有率	IPCC デフォルト値(0.5)
GWP _{CH₄}	-	メタンの地球温暖化係数	21

iii) 漏洩に起因する年間排出量 (PE_{y,s,fugitive})

嫌気性発酵槽や配管などからの漏洩メタンやフレアによる回収ガス燃焼後の排ガスに含まれる未燃焼メタンによる排出量を、下式を用いて算定に含める。

$$PE_{y,fugitive} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) = (1 - CFE_{ww}) \times ME_{y,ww,untreated} \text{ (t/y)} \times GWP_{CH_4}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
CFE _{ww}	-	廃液処理における回収効率及びフレア効率	IPCC デフォルト値(0.9)
ME _{y,ww,untreated}	t/y	廃液からのメタン排出潜在量	方法論に基づき算出
GWP _{CH₄}	-	メタンの地球温暖化係数	21

ここで、廃液からのメタン発生可能量 (ME_{y,ww,untreated}) は下式で求められる。

$$ME_{y,ww,untreated} \text{ (t/y)} = Q_{y,ww} \text{ (m}^3/y) \times COD_{y,ww,untreated} \text{ (t/m}^3) \times B_{0,ww} \text{ (kgCH}_4/\text{kgCOD)} \times MCF_{ww,untreated}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
Q _{y,ww}	m ³ /y	年間廃液処理量	サイト固有の値

$COD_{y,ww,untreated}$	t/ m ³	メタン回収システム（発酵槽）処理前廃液の化学的酸素要求量	サイト固有の値
$B_{0,ww}$	kgCH ₄ /kgCOD	メタン生成容量	IPCC デフォルト値（保守性の観点から 0.25 を適用）
$MCF_{ww,untreated}$	-	廃液の嫌気性処理におけるメタン変換率	嫌気性システムの IPCC デフォルト値は 1.0

iii) 溶解メタンに起因する年間排出量（ $PE_{y,dissolved}$ ）

廃液中に溶解し、回収されずに大気中に放出されるメタン量は下式で求めることができる。

$$PE_{y,dissolved} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) = Q_{y,ww} \text{ (m}^3/y) \times [CH_4]_{y,ww,treated} \text{ (t/m}^3) \times GWP_{CH_4}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
$Q_{y,ww}$	m ³ /y	年間廃液処理量	サイト固有の値
$[CH_4]_{y,ww,treated}$	t/m ³	廃液からのメタン排出潜在量	好気システムでは 0, 嫌気システムでは実測値もしくは、IPCC デフォルト値(10e ⁻⁴)を適用
GWP_{CH_4}	-	メタンの地球温暖化係数	21

3.2.2. EFB（空房）からのメタン発生回避

(1) プロジェクトバウンダリー

下記項目に対する物理的・地理的領域

- ✓ バイオマスが廃棄され、メタン発生回避が行われる場所
- ✓ 管理的焼却によるバイオマス処理が行われる場所
- ✓ バイオマスや焼却残渣の輸送区間

(2) ベースライン

ベースラインシナリオでは、バイオマス（本事業では EFB）がプロジェクトバウンダリー内で腐敗し、大気中にメタンを排出する。ベースライン排出量はプロジェクト活動によって燃焼処理される EFB が、プロジェクトが実施されなかった場合に野外で腐敗し発生するメタン量である。計算には IPCC デフォルト値を用いる。

(3) リークエージ

適用技術が他の事業で使用されているものを転用する場合、もしくは既存機器の他の事業に転用される場合には、リークエージを考慮に入れる必要がある。

(4) 算定方法

ベースライン排出量の推計

プロジェクト活動がなかった場合にプロジェクト領域内でバイオマスの腐敗により大気中に排出されていたメタン量である。年間メタン発生可能量(methane generation potential)は、IPCC のガイドラインに基づき小規模方法論 III.G.に記載されている下記の手法で求める。また、ベースライン排出量には国家及び地域の安全基準や法規制に則して除去されるメタン排出量は除外しなくてはならない。

$$BE_{y,decay} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) = MB_y \text{ (t/y)} \times GWP_{CH_4} - MD_{y,reg} \text{ (t/y)} \times GWP_{CH_4}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
$BE_{y,decay}$	t_CO _{2eq} /y	年間ベースライン排出量	方法論に基づき算出
MB_y	t/y	年間メタン発生可能量	方法論に基づき算出
$MD_{y,reg}$	t/y	安全基準や法規制により破壊が求められるメタン量	方法論に基づき算出
GWP_{CH_4}	-	メタンの地球温暖化係数	21

ここで、 MB_y は下記の手法で求める。

$$MB_y \text{ (t/y)} = \frac{16}{12} \times F \times DOC_F \times MCF \times \sum_{x=1}^y \sum_{j=A}^D A_{j,x} \times DOC_j \times (1 - e^{-k_j}) \times e^{-k_j \cdot (y-x)}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
F	-	発生ガス中のメタン体積割合	デフォルト値 (0.5)
DOC_j	-	廃棄物タイプ j の分解性有機炭素割合	表 3-1 参照
DOC_F	-	分解性有機炭素のガス化率	IPCC デフォルト値 (0.77)
MCF	-	メタン変換率	IPCC デフォルト値 (1.0)
$A_{j,x}$	t/y	廃棄物タイプ j の年間廃棄量	21
k_j	-	廃棄物タイプ j の腐敗速度	表 3-1 参照
j	-	廃棄物タイプ	表 3-1 参照
x	-	廃棄開始年 (1 年目から y 年まで)	
y	-	排出量カウント対象年	

表 3-1. 廃棄物タイプ別腐敗率及び IPCC デフォルト DOC 値

廃棄物タイプ A - E	パーセント DOC _j (重量)	腐敗率(k _j)
A. 紙・繊維製品	40	0.023
B. 庭・公園の廃棄物、その他の腐敗しやすいもの(食品を除く)	17	0.023
C. 食品廃棄物	15	0.231
D. 木材廃棄物 ¹⁾	30	0.023
E. 不活性物質	0	0

¹⁾リグニンのCを除く

プロジェクト排出量の推計

プロジェクト排出量は下式で求められる。

$$PE_{y,decay} (t_CO_{2eq}/y) = PE_{y,comb} (t_CO_{2eq}/y) + PE_{y,transp} (t_CO_{2eq}/y) + PE_{y,power} (t_CO_{2eq}/y)$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
PE _{y,decay}	t_CO _{2eq} /y	年間プロジェクト排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,comb}	t_CO _{2eq} /y	非バイオマス起源炭素の燃焼に起因する排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,transp}	t_CO _{2eq} /y	輸送増加に起因する排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,power}	t_CO _{2eq} /y	電力・軽油使用による年間排出量	方法論に基づき算出

非バイオマス起源炭素燃焼に起因する排出量(PE_{y,comb})

廃棄物中に含まれる非バイオマス起源炭素の燃焼、及び補助燃料の使用に起因する排出量は下式で求められる。

$$PE_{y,comb} (t_CO_{2eq}/y) = \frac{Q_{y,non-biomass}}{(t/y)} \times 44/12 + \frac{Q_{y,fuel}}{(t/y)} \times E_{y,fuel}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
Q _{y,non-biomass}	t_C/y	廃棄物中の非バイオマス炭素燃焼量	プロジェクト固有の値
Q _{y,fuel}	t/y	補助燃料使用量	プロジェクト固有の値
E _{y,fuel}	t_CO _{2eq} /t_fuel	補助燃料の二酸化炭素排出係数	該当燃料に対する IPCC デフォルト値

輸送増加に起因する排出量(PE_{y,transp})

輸送量の増加に起因する排出量は下式で求められる。

$$PE_{y,transp} (t_CO_{2eq}/y) = \left(\frac{Q_y}{(t/y)} \right) \div \frac{CT_y}{(t/truck)} \times \frac{DAF_w}{(km/truck)} \times \frac{EF_{CO_2}}{(kgCO_2/km)} \\ + \left(\frac{Q_{y,ash}}{(t/y)} \right) \div \frac{CT_{y,ash}}{(t/truck)} \times \frac{DAF_{w,ash}}{(km/truck)} \times \frac{EF_{CO_2}}{(kgCO_2/km)}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
Q_y	t/y	廃棄物年間燃焼量	プロジェクト固有の値
$Q_{y,ash}$	t/y	焼却残渣平均発生量	プロジェクト固有の値
CT_y	t/truck	廃棄物輸送トラック平均積載量	プロジェクト固有の値
$CT_{y,ash}$	t/truck	残渣輸送トラック平均積載量	プロジェクト固有の値
DAF_w	km/truck	廃棄物輸送にかかる増加距離	プロジェクト固有の値
$DAF_{w,ash}$	km/truck	残渣輸送にかかる増加距離	プロジェクト固有の値
EF_{CO_2}	kgCO ₂ /km	輸送燃料利用による CO ₂ 排出量	IPCC デフォルト値もしくは地域的な値を適用

3.2.3. 再生可能エネルギーの系統接続

(1) プロジェクトバウンダリー

再生可能エネルギーを創出する施設のある物理的・地理的位置を含む領域

(2) ベースライン

ベースラインは再生可能エネルギー発電ユニットによる発電量 (kWh) に、以下に示すような透明性が高く、保守的な手法で算定された排出係数(kgCO_{2eg}/kWh)を乗じて算定する。

手法 1 : 「Appropriate Operating Margin」と「Build margin」の平均値

Appropriate Operating Margin . . .

水力、地熱、風力、安価なバイオマス、原子力、及び太陽光発電を除いた、システムに供給する全ての発電源の加重平均で求められる排出係数

Build margin . . .

新規に建設されシステムに追加された施設のうち最近建設された 20%の施設、または最近建設された 5 施設のうち大きい方の加重平均排出係数

手法 2 : 現在の系統電源構成の加重平均で求められる排出係数

(1) リークージ

発電施設が他の事業で使用されているものを転用する場合、もしくは既存の施設が他の事業に転用される場合には、リークージを考慮に入れる必要がある。

(2) 算定方法

系統電源からのベースライン排出量は、次式で求められる。

$$BE_{y,grid} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) = \frac{Electricity_y \text{ (kW)}}{\text{ (kW)}} \times \frac{T_y \text{ (h/y)}}{\text{ (h/y)}} \times \frac{CEF_y \text{ (kgCO}_{2eg}/kWh)}{\text{ (kgCO}_{2eg}/kWh)}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
BE _{y,grid}	t_CO _{2eq} /y	系統電源からの年間ベースライン排出量	方法論に基づき算出
Electricity _y	kW	導入プラント発電容量	プロジェクト固有の値
T _y	h/y	導入プラント稼働時間	プロジェクト固有の値
CEF _y	kgCO _{2eg} /kWh	系統電源 CO ₂ 排出係数	方法論に基づき算出

3.2.4. 排出削減量の算定

排出削減量 (ER_y) は、3.2.1.~3.2.3.で求めるベースライン排出量と、プロジェクト排出量とリークージ排出量の和との差分で求められる。各ケースにおける排出削減量算定式を以下に記す。

(1) ケース1：EFB 発電 + メタン回収・発電

$$ER_y \text{ (t_CO}_{2eq}/y) = \frac{BE_{y,effluent}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} + \frac{BE_{y,dacay}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} + \frac{BE_{y,grid}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} - \left(\frac{PE_{y,effluent}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} + \frac{PE_{y,dacay}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} + \frac{Leacage_{y,effluent}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} + \frac{Leacage_{y,dacay}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} + \frac{Leacage_{y,grid}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} \right)$$

(2) ケース2：EFB 発電

$$ER_y \text{ (t_CO}_{2eq}/y) = \frac{BE_{y,dacay}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} + \frac{BE_{y,grid}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} - \left(\frac{PE_{y,dacay}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} + \frac{Leacage_{y,dacay}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} + \frac{Leacage_{y,grid}}{\text{ (t_CO}_{2eq}/y)} \right)$$

第4章 モニタリング方法論及び計画

第3章で本事業への適用性を評価した3つの小規模CDM方法論におけるモニタリング方法論及びそれに基づいたモニタリング計画を本章に記載する。

4.1. 廃液からのメタン回収

4.1.1. モニタリング方法論

「方法論 III.H.廃液からのメタン回収」では、下記の項目をモニタリング対象とすることを定めている。

(1) メタン燃焼量に関するモニタリング

- ◆ 回収後、燃料利用された、もしくは燃焼されたメタン量（流量計を用いた継続モニタリング）
- ◆ 燃焼ガスのメタン含有率（ガス流量中での継続分析、もしくは95%確率で定期的なサンプル分析）

その他、メタン密度を求めるための温度・圧力を決定しなくてはならない。

(2) 燃焼操作に関するモニタリング

- ◆ 燃焼操作の最適化のために定期的な管理
- ◆ 燃焼効率（ガスがフレア中で燃焼するのに要する時間×燃焼プロセスの効率）
- ◆ 機器の正確性を確保するために、流量計、サンプル機器、ガス分析系の定期的な維持管理、検査、較正

なお、本事業が該当する「メタン回収を伴わない既存の嫌気性廃液処理システムに対して、メタン回収・燃焼を導入」の場合、プロジェクトによる排出削減量は、実際に回収・焼却されたメタン量の計測により Ex-post（事後計測）で決定される。

表 4-1 方法論タイプ III.H.におけるメタン回収に関するモニタリング

方法論におけるモニタリング対象	モニタリング項目
(1) 回収後、燃料利用された、もしくは燃焼されたメタン量（流量計を用いた継続モニタリング）	<ul style="list-style-type: none"> ・ バイオガス流量(ガスエンジン入口) ・ バイオガス流量(フレア装置入口)
(2) 燃焼ガスのメタン含有率（ガス流量中での継続分析、もしくは95%確率で定期的なサンプル分析）	<ul style="list-style-type: none"> ・ バイオガス中のメタン含有率(ガスエンジン入口) ・ バイオガス中のメタン含有率(フレア装置入口)
(3) 燃焼操作の最適化のために定期的な管理	<ul style="list-style-type: none"> ・ プラントの運転状況の確認
(4) 燃焼効率（ガスがフレア中で燃焼するのに要する時間×燃焼プロセスの効率）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 装置稼働時間 ・ 排ガス組成分析
(5) 機器の正確性を確保するために、流量計、サンプル機器、ガス分析系の定期的な維持管理、検査、較正	<ul style="list-style-type: none"> ・ プラントの運転状況の確認

4.1.2. モニタリング計画

本事業では、「方法論 III. H.メタン回収」のモニタリング対象として明記されている「回収・利用されたガス量」、「ガス中のメタン含有率」、及びプラントの作動に関する項目に基づきモニタリングを実施する。モニタリング対象となる項目を下表に示す。

表 4-2 廃液からのメタン回収に関するモニタリング

No	モニタリング項目	データソース	単位	データ収集方法	記録頻度	モニタリングカバー率	データ集積方法
1	バイオガス流量 (ガスエンジン入口)	実測	Nm ³ /h	ガス流量計による実測	継続的	100%	電子データ
2	バイオガス流量 (フレア装置入口)	実測	Nm ³ /h	ガス流量計による実測	継続的	100%	電子データ
3	バイオガス中のメタン含有率 (ガスエンジン入口)	実測	%	ガスクロマトグラフィまたはガス検知機による実測	最低年4回	100%	電子データ
4	バイオガス中のメタン含有率 (フレア装置入口)	実測	%	ガスクロマトグラフィまたはガス検知機による実測	最低年4回	100%	電子データ
5	フレア装置の燃焼効率 (1)装置稼働時間 (2)排ガス組成分析	実測/計算	%	(1)メーターによる稼働時間計測 (2)ガス検知機による実測	継続/ 最低年4回	100%	電子データ
6	プラントの運転状況の確認	実測	-	技術者による確認	最低年4回	-	電子データ

4.2. EFB からのメタン発生回避

4.2.1. モニタリング方法論

「III.E.管理的燃焼によるバイオマスの腐敗に伴うメタン発生回避」ではモニタリングについて対象とすべき項目を特定している。表 4-3 は、方法論内の記述と照らして、実際に CDM 事業実施の際に必要なと考えられるモニタリング項目を整理したものである。

表 4-3 方法論タイプ III.E.でのモニタリング対象と対応するモニタリング項目

方法論におけるモニタリング対象	モニタリング項目
(1) 年間の燃焼バイオマス量、及び/またはその他有機物のモニタリング	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃焼バイオマス量 ・ 近隣工場からのバイオマス搬入量
(2) バイオマス成分のサンプル分析	<ul style="list-style-type: none"> ・ バイオマス成分
(3) 補助燃料使用量のモニタリング	<ul style="list-style-type: none"> ・ 補助燃料使用量
(4) 燃焼バイオマス中の非バイオマス炭素量のサンプリングによるモニタリング	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃焼バイオマス中の非バイオマス炭素量
(5) トラックの平均積載量のモニタリング	<ul style="list-style-type: none"> ・ トラック積載量
(6) 電気使用量 / 軽油を用いた発電量のモニタリング	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電気使用量 / 軽油を用いた発電量
(7) ベースラインシナリオとプロジェクトシナリオにおけるバイオマス輸送距離のモニタリング	<ul style="list-style-type: none"> ・ バイオマス輸送距離増加量
(8) プロジェクト実施者はプロジェクトにより燃焼されるバイオマスがプロジェクト活動がなければメタン回収を伴わない廃棄場に廃棄されていたことを、毎年実証する必要がある	<ul style="list-style-type: none"> ・ 近隣工場におけるバイオマス利用状況の確認
(9) プロジェクトに関連した排出量の年間合計をモニタリングし 15ktCO _{2eq} 以下であることを確認すること。モニタリング結果が 15ktCO _{2eq} 以上である場合には、小規模 CDM プロジェクトとして認められない。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 排出削減量を確認

4.2.2. モニタリング計画

表 4-3 を受けて、バイオマス腐敗に伴うメタン発生回避量に関するモニタリング項目は下表に示される。

表 4-4 EFB からのメタン発生回避に関するモニタリング項目

No	モニタリング項目	データソース	単位	データ収集方法	記録頻度	モニタリングカバー率	データ集積方法
1	燃焼バイオマス量	実測	t/y	軽量機による計測	毎日	100%	電子データ
2	近隣工場からのバイオマス搬入量	実測	t/y	軽量機による計測 /伝票	毎日	100%	電子データ
3	バイオマス成分	実測	-	分析器による実測	1回/年	-	電子データ
4	補助燃料使用量 本事業では使用 を想定していない	実測	t/y	メーターによる計測	使用した 際に計測	100%	電子データ
5	燃焼バイオマス中 の非バイオマス炭 素量 本事業では混入 を想定していない	実測	t/y	軽量機による計測	毎日	100%	電子データ
6	電気使用量 / 軽油 を用いた発電量 本事業では使用 を想定していない	実測	MWh/y	メーターによる計測	使用した 際に計測	100%	電子データ
7	トラック積載量	実測	t/台	軽量機による計測	1回/年	100%	電子データ
8	バイオマス輸送距 離増加量	推計	km	道路網及び地形図 による確認	1回/年	100%	電子データ
9	近隣工場における バイオマス利用状 況の確認	-	-	ヒアリング調査	1回/年	100%	電子データ

4.3. 再生可能エネルギーの系統接続

4.3.1. モニタリング方法論

「I.D.系統接続再生可能発電」ではモニタリングについて、下記の項目をモニタリング対象とするように記載している。

- (1) 発電された再生可能エネルギー量のモニタリング
- (2) 混焼プラントでは、バイオマス及び化石燃料投入量のモニタリング

4.3.2. モニタリング計画

本事業では化石燃料との混焼は想定していないため、4.3.1.(1)のみをモニタリングの対象とする。

表 4-5 再生可能エネルギーの系統接続に関するモニタリング項目

No	モニタリング項目	データソース	単位	データ収集方法	記録頻度	モニタリングカバー率	データ集積方法
1	電力供給量	実測	MWh	メーターによる計測	継続的	100%	電子データ

第5章 プロジェクト効果

5.1. 温室効果ガス削減効果

5.1.1. 廃液からのメタン回収による削減効果

(1) ベースライン排出量の推計

POME 処理におけるベースライン排出量を推計するにあたり、最も基本となる FFB 受入量を以下の手順で推計する。

[FFB 受入量の算定]

対象工場となる Sungai Tong 工場の現在の FFB 処理能力は 36t_FFB/h であるが、2007 年より生産規模を拡大し処理能力を 60t_FFB/h とする計画があり、現在、施設拡張の作業段階に入っている。したがって、本プロジェクト開始時（2008 年を想定）には工場の生産能力が現在と異なることから、ベースライン排出量の算定では、Sungai Tong 工場において入手可能な直近 5 年間の FFB 受入量実績¹に基づき生産量拡張割合を考慮してプロジェクト期間中の FFB 受入量を推計したところ、296,000t/y となった²。

[嫌気処理前 POME の COD 値 (COD_{y,ww,untreated}) の設定]

ベースライン排出量の算定のためには、POME 処理量及び廃液の COD 濃度が必要となる。そこで本調査では POME の COD 濃度の測定調査を実施した。実測調査はプロジェクト実施時に発酵槽に廃液が流入するポイントの COD 濃度を実測することが目的であるため、サンプルの採取はプロジェクト実施時に発酵槽へ通じる配管を引く予定の地点（工場で発生した廃液がクーリングポンドを経て調整池に流入する地点）で行った。測定結果は表 5-1 に示す通りである。

表 5-1 POME の COD 濃度

採取日時	サンプル 1 (ppm)	サンプル 2 (ppm)	平均 (ppm)
2005/10/3 18:00	40,000	45,000	42,500
2005/10/3 20:00	51,000	53,000	52,000
2005/10/3 22:00	48,000	48,000	48,000
2005/10/4 0:00	47,000	52,000	49,500
2005/10/4 2:00	69,000	66,000	67,500
2005/10/4 4:00	48,000	46,000	47,000
2005/10/4 6:00	52,000	47,000	49,500
2006/1/5 14:00	37,800	38,900	38,350
2006/1/5 15:00	46,400	47,600	47,000
平均値			49,039

¹ 1999 年～2004 年データ（2003 年データは欠損）

本調査におけるベースライン排出量算定には、実測された COD 濃度の平均値より、0.050t/m³を用いる。

[FFB1t 当たりの POME 発生量の設定]

また、果房 1t あたりの廃液発生量に関しては、Sungai Tong 工場における実測値がないため、マレーシアの標準的な値である 0.5(m³_POME /t_FFB)を用いることとした。

[ベースライン排出量 (BE_{y,ww,untreated}) の算定]

上記の値を用いて、ベースライン排出量は、下式により求められる。

$$\begin{aligned}
 BE_{y,ww,untreated} &= Q_{y,ww} \times COD_{y,ww,untreated} \\
 (t_CO_{2eq}/y) & \quad (m^3/y) \quad \times \quad (t/ m^3) \\
 & \quad \times \quad B_{0,ww} \quad \times \quad MCF_{ww,untreated} \quad \times \quad GWP_CH_4 \\
 & \quad \quad (kgCH_4/kgCOD) \quad \quad (t_CO_{2eq}/y) \\
 &= 148,000 \quad \times \quad 0.050 \\
 & \quad \times \quad 0.21 \quad \times \quad 1.0 \quad \times \quad 21 \\
 &= \underline{32,634}
 \end{aligned}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
Q _{y,ww}	m ³ /y	年間廃液処理量	148,000 (=296,000*0.5)
COD _{y,ww,untreated}	t/ m ³	メタン回収システム(発酵槽)に投入される廃液の化学的酸素要求量	0.050
B _{0,ww}	kgCH ₄ /kgCOD	メタン生成容量	IPCC デフォルト値 (低い値 0.21 を適用)
MCF _{ww,untreated}	-	廃液の嫌気性処理におけるメタン変換率	嫌気性システムの IPCC デフォルト値は 1.0
GWP_CH ₄	-	メタンの地球温暖化係数	21

(1) プロジェクト排出量の推計

3.2.1.に基づき、POME からのメタン回収によるプロジェクト排出量を下記 5 項目の和として求める。

(a) 電力・軽油使用による年間排出量

² 第 2 章参照

- (b) 処理後の廃液に含まれる分解性有機物質の処理過程における年間排出量
- (c) 最終汚泥の嫌氣的分解に伴う年間排出量
- (d) 廃液からのメタン回収・フレアシステムにおけるメタン漏洩に起因する年間排出量
- (e) 処理水に溶解したメタンに起因する年間排出量

ここで、本事業は化石燃料を用いて発電した電力の使用は想定していないこと、処理後の廃液は河川へ放流することから、(a)、(c)は算定から除外し、(b)、(d)、(e)を対象にプロジェクト排出量を算定する。

[好気性ラグーンからの排出量 (PE_{y,ww,treated}) の算定]

好気性ラグーンからの排出量の算定のために、好気性ラグーンに流入する POME の COD 値の推計を行う。プロジェクトシナリオにおいてラグーンに流入する POME の COD 値は、嫌気処理後の POME の COD 値、すなわち、発酵槽で分解し切れなかった分の COD 値である。ここでは、発酵槽における COD 分解率を 80%とし、COD 値を下式で求める。

$$\begin{aligned}
 \text{COD}_{y,ww,treated} &= \text{COD}_{y,ww,untreated} \times (1 - \text{COD 分解率}) \\
 &= \frac{0.050}{(\text{t_COD} / \text{m}^3\text{POME})} \times (1 - 0.8) \\
 &= \frac{0.010}{(\text{t_COD} / \text{m}^3\text{POME})}
 \end{aligned}$$

算定方法は、ベースライン排出量と同様にラグーンに流入した廃液量、COD 値をパラメータとして求める。

$$\begin{aligned}
 \text{PE}_{y,ww,treated} &= \text{Q}_{y,ww} \times \text{COD}_{y,ww,treated} \\
 (\text{t_CO}_{2\text{eq}}/\text{y}) &= (\text{m}^3/\text{y}) \times (\text{t} / \text{m}^3) \\
 &\times \frac{\text{B}_{0,ww}}{(\text{kgCH}_4/\text{kgCOD})} \times \frac{\text{MCF}_{ww}}{(\text{t_CO}_{2\text{eq}}/\text{y})} \times \text{GWP_CH}_4 \\
 &= 148,000 \times 0.010 \\
 &\times 0.25 \times 0.5 \times 21 \\
 &= \underline{3,885}
 \end{aligned}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
$Q_{y,ww}$	m^3/y	年間廃液処理量	148,000 (=296,000*0.5)
$COD_{y,ww,treated}$	t/m^3	メタン回収システム(発酵槽)処理後廃液の化学的酸素要求量	0.010
$B_{0,ww}$	$kgCH_4/kgCOD$	メタン生成容量	IPCC デフォルト値 (0.25)
$MCF_{ww,treated}$	-	廃液の嫌気性処理におけるメタン変換率	デフォルト値として 0.5 を適用
GWP_{CH_4}	-	メタンの地球温暖化係数	21

[漏洩に起因する年間排出量 ($PE_{y,s,fugitive}$) の算定]

漏洩に起因する年間排出量を求めるために、まず POME からのメタン発生可能量 ($ME_{y,ww,untreated}$) は下式で求める。

$$\begin{aligned}
 ME_{y,ww,untreated} \quad (t/y) &= Q_{y,ww} \quad (m^3/y) \times COD_{y,ww,untreated} \quad (t/m^3) \times B_{0,ww} \quad (kgCH_4/kgCOD) \times MCF_{ww,untreated} \\
 &= 148,000 \quad \quad \quad 0.050 \quad \quad \quad 0.25 \quad \quad \quad 1.0 \\
 &= 1,850
 \end{aligned}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
$Q_{y,ww}$	m^3/y	年間廃液処理量	148,000 (=296,000*0.5)
$COD_{y,ww,untreated}$	t/m^3	メタン回収システム(発酵槽)処理前廃液の化学的酸素要求量	0.050
$B_{0,ww}$	$kgCH_4/kgCOD$	メタン生成容量	IPCC デフォルト値(保守性の観点から 0.25 を適用)
$MCF_{ww,untreated}$	-	廃液の嫌気性処理におけるメタン変換率	嫌気性システムの IPCC デフォルト値は 1.0

上記で求めた ($ME_{y,ww,untreated}$) を用いて漏洩に起因する年間排出量 ($PE_{y,s,fugitive}$) を下式で求める。

$$\begin{aligned}
 PE_{y,fugitive} \quad (t_CO_{2eq}/y) &= (1 - CFE_{ww}) \times ME_{y,ww,untreated} \quad (t/y) \times GWP_{CH_4} \\
 &= (1 - 0.9) \times 1,850 \times 21 \\
 &= \underline{3,885}
 \end{aligned}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
CFE _{ww}	-	廃液処理における回収効率及びフレア効率	IPCC デフォルト値 (0.9)
ME _{y,ww,untreated}	t/y	廃液からのメタン排出潜在量	1,850
GWP_CH4	-	メタンの地球温暖化係数	21

[溶解メタンに起因する年間排出量 (PE_{y,dissolved}) の算定]

廃液中に溶解し、回収されずに大気中に放出されるメタン量は下式で求めることができる。

$$\begin{aligned}
 PE_{y,dissolved} &= Q_{y,ww} \times [CH_4]_{y,ww,treated} \times GWP_{CH_4} \\
 (t_CO_{2eq}/y) &= (m^3/y) \times (t/m^3) \times 21 \\
 &= 148,000 \times 10e^{-4} \times 21 \\
 &= \underline{311}
 \end{aligned}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
Q _{y,ww}	m ³ /y	年間廃液処理量	148,000 (=296,000*0.5)
[CH ₄] _{y,ww,treated}	t/m ³	廃液からのメタン排出潜在量	好気システムでは 0, 嫌気システムでは実測値もしくは、IPCC デフォルト値(10e ⁻⁴)を適用
GWP_CH4	-	メタンの地球温暖化係数	21

[プロジェクト排出量の算定]

POME からのメタン回収によるプロジェクト排出量は下式で求められる。

$$\begin{aligned}
 PE_y &= PE_{y,ww,treated} + PE_{y,fugitive} + PE_{y,dissolved} \\
 (t_CO_{2eq}/y) &= (t_CO_{2eq}/y) + (t_CO_{2eq}/y) + (t_CO_{2eq}/y) \\
 &= 3,885 + 3,885 + 311 \\
 &= \underline{8,081}
 \end{aligned}$$

(2) リークージ

本事業では他の事業で使用されている施設の転用、もしくは既存の施設を他の事業へ転用することを想定していないため、算定に含めるべきリークージは発生しない。

5.1.2. EFB（空房）からのメタン発生回避による削減効果

本調査で用いる方法論 III.E.は 2006 年 3 月 3 日の改定により、IPCC Good Practice の Tier1 による算定方法ではなく、より保守的な First Order Decay Model を採用することが義務付けられた。このことにより、メタン発生回避により獲得される CER 量が大幅に低減することとなった。

本事業で発電に用いる燃料は、粗パーム工場で発生する EFB(285t/d)及び繊維(70t/d)である。EFB は含水率が 60%以上ありカリウムを多く含有することから燃料としての利用価値が低く、ベースラインシナリオでは野積み処理され、結果としてメタンを大気中へ排出している。これに対して、含水率が 35%程度と低く燃焼しやすく燃料としての利用価値の高い Fiber はベースラインシナリオにおいて EFB のように野積み処理されることなく燃料利用が図られると考えられる。したがってメタン発生回避量の推計からは、発電プラントで焼却される Fiber は除外する。

(1) ベースライン排出量の算定

ベースライン排出量は、プロジェクト活動がなかった場合にプロジェクト領域内でバイオマスの腐敗により大気中に排出されていたメタン量である。3.2.2.に基づき、ベースライン排出量を下記の手順で求める。

[メタン発生可能量 (MB_y) の算定]

まず、メタン発生可能量である MB_y を下記の手法で求める。

$$\begin{aligned}
 \text{MB}_y \quad (\text{t/y}) &= 16/12 \quad \times \quad F \quad \times \quad \text{DOC}_F \quad \times \quad \text{MCF} \\
 &\times \sum_{x=1}^y \sum_{j=A}^D A_{j,x} \quad \times \quad \text{DOC}_j \quad \times \quad (1 - e^{-kj}) \quad \times \quad e^{-kj \cdot (y-x)} \\
 &= 16/12 \quad \times \quad 0.5 \quad \times \quad 0.77 \quad \times \quad 1.0 \\
 &\times \sum_{x=1}^y 95,000 \quad \times \quad 0.3 \quad \times \quad (1 - e^{-0.023}) \quad \times \quad e^{-0.023 \cdot (y-x)}
 \end{aligned}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
F	-	発生ガス中のメタン体積割合	デフォルト値 (0.5)
DOC _j	-	廃棄物タイプ j の分解性有機炭素割合	デフォルト値 (0.3) 表 5-2 参照
DOC _F	-	分解性有機炭素のガス化率	IPCC デフォルト値 (0.77)
MCF	-	メタン変換率	IPCC デフォルト値 (1.0)
A _{j,x}	t/y	廃棄物タイプ j の年間廃棄量	95,000
k _j	-	廃棄物タイプ j の腐敗速度	デフォルト値 (0.023) 表 5-2 参照
j	-	廃棄物タイプ	D.木材廃棄物と想定 表 5-2 参照
x	-	廃棄開始年 (1年目から y 年まで)	
y	-	排出量カウント対象年	

表 5-2 廃棄物タイプ別腐敗率及び IPCC デフォルト DOC 値

廃棄物タイプ A - E	パーセント DOC _j (重量)	腐敗率(k _j)
A. 紙・繊維製品	40	0.023
B. 庭・公園の廃棄物、その他の腐敗しやすいもの(食品を除く)	17	0.023
C. 食品廃棄物	15	0.231
D. 木材廃棄物 ¹⁾	30	0.023
E. 不活性物質	0	0

¹⁾リグニンの C を除く

ベースライン排出量は、上式で求めるメタン発生可能量 (MB_y) から、法規制などで焼却が義務付けられているバイオマスに起因する排出量 (MD_{y,reg}) を差し引いたものとして求められる。本事業では、該当する法規制は存在しないためベースライン排出量は MB_y のみとなり、表 5-3 に示す結果となった。

$$BE_{y,decay} (t_CO_{2eq}/y) = MB_y (t/y) \times GWP_CH_4 - MD_{y,reg} (t/y) \times GWP_CH_4$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
MB _y	t/y	年間メタン発生可能量	方法論に基づき算出
MD _{y,reg}	t/y	安全基準や法規制により破壊が求められるメタン量	方法論に基づき算出
GWP _{CH₄}	-	メタンの地球温暖化係数	21

表 5-3 ベースライン排出量

年次	排出量(tCO _{2eq} /y)
1	6,986
2	13,812
3	20,484
4	27,004
5	33,376
6	39,602
7	45,688
8	51,634
9	57,446
10	63,125
11	68,676
12	74,100
13	79,401
14	84,581
合計	665,915

(2) プロジェクト排出量の算定

改訂された方法論ではプロジェクト排出量として以下の項目の算定を求めている。

$$PE_{y,decay} (t_CO_{2eq}/y) = PE_{y,comb} (t_CO_{2eq}/y) + PE_{y,transp} (t_CO_{2eq}/y) + PE_{y,power} (t_CO_{2eq}/y)$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
PE _{y,decay}	t_CO _{2eq} /y	年間プロジェクト排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,comb}	t_CO _{2eq} /y	非バイオマス起源炭素の燃焼に起因する排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,transp}	t_CO _{2eq} /y	輸送増加に起因する排出量	方法論に基づき算出
PE _{y,power}	t_CO _{2eq} /y	電力・軽油使用による年間排出量	方法論に基づき算出

[非バイオマス起源炭素燃焼に起因する排出量(PE_{y,comb})]

廃棄物中に含まれる非バイオマス起源炭素の燃焼、及び補助燃料の使用に起因する排出量であるが、本事業では非バイオマス起源燃料及び化石燃料の使用を想定していないため、本項目は算定には含まない。

[輸送増加に起因する排出量(PE_{y,transp})]

EFB の輸送距離の増大に起因する排出量を下式に基づき算出する。

$$\begin{aligned}
PE_{y,transp} &= \frac{Q_y}{(t/y)} \div \frac{CT_y}{(t/truck)} \times \frac{DAF_w}{(km/truck)} \times \frac{EF_{CO_2}}{(tCO_2/km)} \\
&+ \frac{Q_{y,ash}}{(t/y)} \div \frac{CT_{y,ash}}{(t/truck)} \times \frac{DAF_{w,ash}}{(km/truck)} \times \frac{EF_{CO_2}}{(tCO_2/km)} \\
&= 26,900 \div 5 \times 100 \times 1.1*10^{-3} \\
&+ 2,425 \div 5 \times 20 \times 1.1*10^{-3} \\
&= 356 + 11 \\
&= 367
\end{aligned}$$

焼却残渣については 2,708t/y と想定され、それらはプランテーションに肥料として散布することが見込まれるため、実質的な輸送距離の増大はないと考えられる。しかし、ここでは保守性の観点から 20km の輸送距離の増大を招くと仮定して算定を行う。また工場内で発生する EFB に関しては工場内で焼却処理を行うため、輸送距離の低減はあっても増加を招くことはないと考えられる。一方、他工場からの調達を想定している 26,900t/y の EFB に関して Terrenganu 州内で EFB の搬入の可能性のある工場から Sungai Tong までの距離は最大で片道 97km³であるが、現実的には輸送時間・燃料コスト等を考慮し Sungai Tong 工場から 25km にある Kilang Sawit Bukit Kepah 工場及び 30km の距離にある Felda Kg. Chalok 工場からの EFB 調達を想定し、増加する輸送距離は往復で 60km とする。その結果、輸送距離の増加によって、上記のように 367t/y 弱程度の排出量が生じるという結果となった。

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
Q _y	t/y	廃棄物年間燃焼量 (輸送距離増大分)	26,900 (表 2-4 参照)
Q _{y,ash}	t/y	焼却残渣平均発生量	2,708 年間焼却量 95,000t (含水率 62%) の灰分割合は乾重量 7.5%より算定
CT _y	t/truck	廃棄物輸送トラック平均積載量	5
CT _{y,ash}	t/truck	残渣輸送トラック平均積載量	5
DAF _w	km/truck	廃棄物輸送にかかる増加距離	60
DAF _{w,ash}	km/truck	残渣輸送にかかる増加距離	20
EF _{CO2}	kgCO ₂ /km	輸送燃料利用による CO ₂ 排出量	1.1*10 ⁻³ (IPCC ガイドライン heavy duty diesel vehicle デフォルト値)

³ (p.2-13) 表 2-5 Terrenganu 州内のパーム工場と EFB 購入可能性参照

[電力・軽油使用による年間排出量(PE_{y,power})]

本事業では、外部からの電力購入及び化石燃料による発電を想定していないため、本項目は算定に含まない。

[プロジェクト排出量の算定]

EFB からのメタン発生回避によるプロジェクト排出量は下式で求められる。

$$\begin{aligned}
 PE_{y,decay} &= PE_{y,comb} + PE_{y,transp} + PE_{y,power} \\
 (t_CO_{2eq}/y) &= (t_CO_{2eq}/y) + (t_CO_{2eq}/y) + (t_CO_{2eq}/y) \\
 &= 0 + 367 + 0 \\
 &= \underline{367}
 \end{aligned}$$

(3) リークージ

本事業では他の事業で使用されている施設の転用、もしくは既存の施設の他の事業への転用を想定していないため、算定に含めるべきリークージは発生しない。

5.1.3. 再生可能エネルギーの系統接続

(1) ベースライン排出量

ベースラインは再生可能エネルギー発電ユニットによる発電量 (kWh) に、以下に示すような透明性が高く、保守的な手法で算定された排出係数(kgCO_{2eg}/kWh)を乗じて算定する。

系統電源からのベースライン排出量は、次式で求められる。

$$BE_{y,grid} = \frac{Electricity_y}{(kW)} \times \frac{T_y}{(h/y)} \times \frac{CEF_y}{(kgCO_{2eg}/kWh)}$$

算定に用いるパラメータ

パラメータ	単位	説明	備考
BE _{y,grid}	t_CO _{2eq} /y	系統電源からの年間ベースライン排出量	方法論に基づき算出
Electricity _y	kW	導入プラント発電容量	メタン発電 : 1.2 EFB 発電 : 5.66
T _y	h/y	導入プラント稼働時間	8,000
CEF _y	kgCO _{2eg} /kWh	系統電源 CO ₂ 排出係数	方法論に基づき算出

上式の各パラメータの算定を以下の手順で行う。

[系統電源の排出係数（CEF_y）の推計]

系統電源の排出係数の推計には、オペレーティングマージン、ビルドマージン、とそれぞれの平均で得られるコンバインドマージンの2つの概念を用いる。しかし、ビルドマージンの算出に必要なデータ入手は困難である場合が多く、本調査において TNB 社及び Energy Commission にデータ依頼を行ったが入手することができなかった。

また、本事業による発電量はグリッドにおける総発電量の 50%未満であることから、Simple OM の手法を用いて、半島マレーシアにおけるグリッドの燃料別加重平均排出係数を求めるのが妥当であると考えられるため、マレーシア全国の電源ミックスにおける燃料ごとの燃料使用量及び発電量から CO₂ 排出係数を推計した。

一方、PTM へのヒアリングにより、半島マレーシアにおける系統電源の排出係数の最新値として 0.631 という数値を得たが、現在公式データとしての承認を得るための動きはあるものの、現時点では公式値として認められるに至っていない。今後、PTM から公式値が発表された場合には、排出係数としてその値を適用することとし、本調査では TNB 及び Energy Commission から得られた 2004 年データに基づき算定を行った。

表 5-3 CO₂ 排出係数

タイプ	系統への売電量			構成比 (d) %	炭素 排出係数 (e) tC/TJ	効率 (f) %	炭素 酸化率 (g) -	エネルギー 変換率 (h) TJ/kWh	CO ₂ 排出係数 (i)=(e)/(f)*(g)* (h)*44/12*100 kgCO ₂ /kWh	加重平均 CO ₂ 排出係 (j)=(d)*(i) kgCO ₂ /kWh
	TNB (a) GWh	IPP (b) GWh	合計 (c)=(a)+(b) GWh							
水力	4,710	-	4,710	5.9%	-	-	-	0.0000036	-	-
天然ガス (ガスタービン)	3,404	273	3,677	4.6%	15.3	28%	0.995	0.0000036	0.718	0.033
天然ガス (コンバインドサイクル)	9,747	38,642	48,389	60.7%	15.3	41%	0.995	0.0000036	0.490	0.298
火力 (天然ガス/オイル)	3,838	-	3,838	4.8%	15.3	35%	0.995	0.0000036	0.574	0.028
石炭	18,966	-	18,966	23.8%	26.2	35%	0.980	0.0000036	0.968	0.230
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
										0.589

1:(a),(b), (f) TNB 及び Energy commission (2004)

2:(e),(g) 1996 IPCC Guidelines for Greenhouse Gas Inventories Reference Manual

3:火力（天然ガス/オイル）に対しては、保守性の観点から IPCC デフォルト値（天然ガス）を適用

[ベースライン排出量の推計（メタン発電）]

本調査では Sungai Tong 工場の POME を採取し、本事業で用いる閉鎖型嫌気発酵槽の発酵条件と同様の条件で、メタン発生量の実測実験を行った。その結果を用いて、本事業における一日当たりのメタン発生量を 20,475m³N/d と想定し、メタン発電に用いるガスエンジンの定格の発電量を 1.5MW と定めた。

メタンは工場内で発生する廃液の有機分濃度及び廃液発生量で規定され、外部からメタン

発酵の原料を調達することも不可能であることから、工場の稼働状況に大きく依存する。そこで、低収穫期に稼働率が低下することを勘案しガスエンジン稼働率を 80%として排出削減量の推計を行う。

$$\begin{aligned}
 \text{系統電源からの CO}_2 \text{ 排出量 (t_CO}_2\text{eq)} &= \text{発電容量 (MW)} \times \text{プラント稼働率} \times \text{プラント稼働時間 (h/y)} \times \text{系統電源 CO}_2 \text{ 排出係数 (kgCO}_2\text{/kWh)} \\
 &= 1.5 \times 0.8 \times 7200 \times 0.589 \\
 &= \underline{5,089}
 \end{aligned}$$

[ベースライン排出量の推計 (EFB 発電)]

EFB は含水率が高く嵩高であるため、輸送コストやストックヤードコストはかかるが、パームの収穫量の影響により工場内で原料調達が困難な場合には、外部からの調達が可能である。このことから本事業では、EFB 原料が不足した場合には、外部から EFB を調達することにより発電量を安定化させる。したがって、メタン発電とは異なり排出量の算定には計画売電量である 5,660kW を常に達成することを想定し算出する。また、少しでもボイラーの稼働率を上げるために CPO が休止している日もプラントを稼働させることを前提として、稼働時間は年間 8000 時間とする。

$$\begin{aligned}
 \text{系統電源からの CO}_2 \text{ 排出量 (t_CO}_2\text{eq)} &= \text{発電容量 (MW)} \times \text{プラント稼働時間 (h/y)} \times \text{系統電源 CO}_2 \text{ 排出係数 (kg_CO}_2\text{/kWh)} \\
 &= 5.660 \times 8000 \times 0.589 \\
 &= \underline{26,670}
 \end{aligned}$$

(2) リークージ

本事業では他の事業で使用されている施設の転用、もしくは既存の施設の他の事業への転用を想定していないため、算定に含めるべきリークージは発生しない。

5.1.4. 排出削減効果の算定

本事業では、EFB 発電とメタン回収・発電という 2 要素で構成されている。コストパフォーマンスの観点から、これら両要素を取り入れた場合と、いずれか一方のみを実施した場合との 3 ケースについての温室効果ガス排出削減効果は、5.1.1.~5.1.3.で求めた結果を用い

て下記のようになる。

排出削減量は、5.1.1.~5.1.3.で求めるベースライン排出量とプロジェクト排出量とリーケージ排出量の和との差分で求められる。本事業は EFB 発電及びメタン発電の両者を行う場合と、EFB 発電のみを行う場合の 2 ケースについて検討を行ったことから、以下に両ケースの排出削減量を算定する。

(1) ケース 1 : EFB 発電 + メタン回収・発電

$$ER_y(t_CO_{2eq}/y) = BE_{y,effluent}(t_CO_{2eq}/y) + BE_{y,dacay}(t_CO_{2eq}/y) + BE_{y,grid}(t_CO_{2eq}/y) - (PE_{y,effluent}(t_CO_{2eq}/y) + PE_{y,dacay}(t_CO_{2eq}/y) + Leacage_{y,effluent}(t_CO_{2eq}/y) + Leacage_{y,decay}(t_CO_{2eq}/y) + Leacage_{y,grid}(t_CO_{2eq}/y))$$

ケース 1 では、更新までの第一クレジット期間中（7 年間）に、578,567t_{CO_{2eq}} の温室効果ガス削減効果が見込まれる結果となった。

表 5-4 温室効果ガス削減量（ケース 1）

年次	ベースライン排出量				プロジェクト排出量		リーケージ	排出削減量 合計
	廃液からのメタン回収・発電 嫌気性メタン		EFB 発電・メタン発生回避 メタン発生回避		廃液からのメタン回収・発電 EFB 発電・メタン発生回避			
	T _{CO_{2eq}}	t _{CO_{2eq}}						
2008	32,634	5,089	6,986	26,670	8,081	367	0	62,931
2009	32,634	5,089	13,812	26,670	8,081	367	0	69,757
2010	32,634	5,089	20,484	26,670	8,081	367	0	76,429
2011	32,634	5,089	27,004	26,670	8,081	367	0	82,949
2012	32,634	5,089	33,376	26,670	8,081	367	0	89,321
2013	32,634	5,089	39,602	26,670	8,081	367	0	95,547
2014	32,634	5,089	45,688	26,670	8,081	367	0	101,633
合計	228,438	35,623	186,952	186,690	56,567	2,688	0	578,567

(2) ケース 2 : EFB 発電

$$ER_y(t_CO_{2eq}/y) = BE_{y,dacay}(t_CO_{2eq}/y) + BE_{y,grid}(t_CO_{2eq}/y) - (PE_{y,dacay}(t_CO_{2eq}/y) + Leacage_{y,decay}(t_CO_{2eq}/y) + Leacage_{y,grid}(t_CO_{2eq}/y))$$

ケース 2 では、更新までの第一クレジット期間中（7 年間）に、371,073t_{CO_{2eq}} の温室効果

ガス削減効果が見込まれる結果となった。

表 5-5 温室効果ガス削減量（ケース 2）

年次	ベースライン排出量		プロジェクト排出量	リークage	排出削減量 合計
	EFB 発電・メタン発生回避		EFB 発電・ メタン発生回避		
	メタン発生回避	系統電源			
	t_CO _{2eq}				
2008	6,986	26,670	367	0	33,289
2009	13,812	26,670	367	0	40,115
2010	20,484	26,670	367	0	46,787
2011	27,004	26,670	367	0	53,307
2012	33,376	26,670	367	0	59,679
2013	39,602	26,670	367	0	65,905
2014	45,688	26,670	367	0	71,991
合計	186,952	186,690	2,688	0	371,073

5.2. エネルギー代替効果

5.2.1. メタンによるエネルギー代替効果

排出削減量の算定方法と同様に、ガスエンジン稼働率を 80%、年間稼働時間を 7200 時間と想定しメタン発電による発電量を求めると 8,640MWh となった。これによる代替エネルギー効果は、2,435toe/y となり、更新までのクレジット期間（7 年）で合計 60,480MWh、17,045toe/y の効果が見込まれる結果となった。

$$\begin{aligned} \text{年間発電量} &= \text{発電容量} \times \text{プラント稼働時間} \times \text{プラント稼働率} \\ (\text{MWh/y}) &= 1.5 \times 7,200 \times 0.80 \\ &= \underline{8,640} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{石油換算代替} &= \text{年間発電量} \times \text{発電端投入熱量換算係数} \times \text{toe 換算係数} \\ \text{エネルギー量} &= 8,640 \times 11.80 \div 41.868 \\ (\text{メタン発電}) &= \underline{2,435} \\ (\text{toe/y}) & \end{aligned}$$

5.2.2. EFB 発電によるエネルギー代替効果

排出削減量の算定方法と同様に、プラントの年間 8,000 時間の安定稼働を想定し、本事業における EFB 発電によるエネルギー代替効果を下式で求めると、45,280MWh、12,762toe/y となり、更新までのクレジット期間（7 年）で合計 316,960MWh、89,334toe/y の効果が期待される。

$$\begin{aligned} \text{年間発電量} &= \text{発電容量} \times \text{プラント稼働時間} \\ (\text{EFB 発電}) &= 5.660 \times 8,000 \\ (\text{MWh/y}) &= \underline{45,280} \end{aligned}$$

石油換算代替 エネルギー量 (EFB 発電) (toe/y)	=	年間発電量 (MWh/y)	×	発電端投入熱 量換算係数 @効率 30.5% (GJ/MWh)	×	toe 換算係数 (GJ/toe)
	=	45,280	×	11.80	÷	41.868
	=	<u>12,762</u>				

5.3. その他の効果

本事業の実施により、下記の効果が期待される。

▪ 技術面の効果

本事業で導入される技術はすべて、日本の民間事業者が保有する技術である。これまでにマレーシアで導入された EFB 発電プラントは操業面で問題を抱えている場合が多い。その理由のひとつとして、EFB 前処理の乾燥工程で既存のボイラーを活用しているという点が挙げられる。通常ボイラーはパーム工場稼働時間しか稼働しないのに対して、系統連系を行う場合には EFB 発電は 24 時間稼働となる。つまり、発電は 24 時間だが、燃料となる EFB の前処理は年平均 17 時間程度しか動かさないことになる。これに対して、本事業で採用するシステムは、脱水工程に変えることにより発電プラントで得られる電力を所内消費用に利用することを可能とした。また乾燥システムにおいては白煙や異臭の公害対策が必要となるのに対して、脱水システムではそのような公害要因を伴わないというも利点のひとつである。またメタン発酵技術は、大阪ガスが 7 日間という非常に短い滞留時間で効率的に高濃度有機廃水 (POME) 処理が可能であることを確認した高温・高効率発酵技術を用いる。この技術はホスト国では導入実績のないと考えられる技術である。建設時にはこれら日本の保有する技術に基づき、ホスト国建設事業者が建設を実施することを想定しているため、本事業はホスト国へ技術移転に資するものである。

▪ 社会経済面の効果

本事業は、再生可能エネルギーの開発によりホスト国におけるエネルギー資源の多様化に貢献する。また、日本企業の投資を呼び込ることによる経済の活性化が図られるほか、雇用の創出 (19 名) にも貢献する。

▪ 普及効果

マレーシアでは 2004 年時点で 381 の粗パーム工場が稼働しており、それらの工場から年間約 1,600 万 t の EFB が発生している。系統接続が可能となるサイトは地理的に限定されるものの、近隣に電力需要があれば直接需要地への売電も可能となることから、他工場への本事業の普及効果が期待される。

第6章 プロジェクト事業計画

6.1. 事業性検討のための前提条件

6.1.1. コスト等に係る前提条件

(1) 施設建設費

本調査により得られたケース 1、ケース 2 に必要となる設備の内訳、及び必要となる初期費用の試算結果を表 6-1、表 6-2 に示す。ケース 1 では約 35 億円、ケース 2 では約 21 億円の施設費用が見込まれた。

表 6-1 前提条件 ケース 1：EFB 発電 + メタン回収・発電

工事項目	細目	日本支払い (百万円)	現地支払い (百万円)
気力関係機械設備 ボイラ及び付属品	ボイラ圧力部 非圧力部 燃焼機 集塵器、風道煙道、煙突 灰出装置、給水ポンプ類 送風機類、給水加熱器 薬注装置、給水処理装置 圧力配管工事 電気計装設備	650	630
気力関係機械設備 IG 及び付属品	タービン発電機 冷却塔	360	24
気力関係機械設備 前処理施設	EFB 前処理設備 搬送設備	60	10.5
バイオガス関係 機械設備	受入前処理設備 発酵設備 脱水設備 ガスエンジン設備	650	720
土工工事	杭打工事、 基礎工事 建築工事・クレーン	-	48
据付工事	据付監理・運転指導員含む	24	195
所内受変電工事		25	12
送電工事	発電所-TNB 分界点	- 現時点不含	- 現時点不含
諸経費	輸出経費 (FOB・輸送) 諸経費	40	6.6
小計		1,809	1,646
合計			3,455

除外：事業主負担の輸入関税等諸課税、地業工事、通話設備、消火設備、排水受入槽改造、取水工事（凝集沈殿処理）、既設ラーゲン改造工事、EFB 受入ランプ建設工事、現地保管費、許認可経費

契約条件：RM 部は契約時 契約金額の 30% を先払、姿完成時 30%、検収時 40% 払

RM1 = 30 円換算

表 6-2 前提条件 ケース 2：EFB 発電

工事項目	細目	円建 (百万円)	現地支払い (百万円)
気力関係機械設備 ボイラ及び付属品	ボイラ圧力部 非圧力部 燃焼機 集塵器、風道煙道、煙突 灰出装置、給水ポンプ類 送風機類、給水加熱器 薬注装置、給水処理装置 圧力配管工事 電気計装設備	650	630
気力関係機械設備 IG 及び付属品	タービン発電機 冷却塔	360	24
気力関係機械設備 前処理施設	EB 前処理設備 搬送設備	60	10.5
土工工事	杭打工事、 基礎工事 建築工事・クレーン	-	48
据付工事	据付監理・運転指導員含む	240	195
所内受変電工事		25	12
送電工事	発電所 TNB 分界点	- 現時点不含	- 現時点不含
諸経費	輸出経費 (FOB・輸送) 諸経費	40	6.6
小計		1,159	926
合計			2,085

除外：事業主負担の輸入関税等諸課税、地業工事、通話設備、消火設備、排水受入槽改造、取水工事（凝集沈殿処理）、既設ラーゲン改造工事、EFB 受入ランプ建設工事、現地保管費、許認可経費

契約条件：RM 部は契約時 契約金額の 30%を先払、姿完成時 30%、検収時 40%払

RM1 = 30 円換算

(2) 保守費

定期保守費（部品交換等を含む補修費、定期検査費用）は、建設後 2 年目までは、設備投資額の 1%相当、その後は補修頻度が上がるため、投資額の 3%程度が見込まれる。

建設後 2 年以内 機器設備投資額の 1%相当

建設後 2 年以降 機器設備投資額の 3%相当

(3) 運転員

タクマの試算により、本プラント導入に必要な運転員は表 6-3 の通り、合計 19 名となる。

表 6-3 運転員人数

担当	単位	雇員人数
ボイラ運転員（機械系）	1人/シフト	4人
電気関係運転員（電気系）	1人/シフト	4人
水処理関係運転員（化学系）	1人/日	1人
運転補助員（作業員）	2人/シフト	8人
EFB受入管理等	1人/日	2人
	合計	19人

(4) 維持管理費（年）

消耗品等の維持管理費は表 6-4 の通り、年間 1,275 万円となる。

表 6-4 維持管理費内訳

	費用（万円/年）	備考
用水・冷却補給水	無料	
薬品	435	定格出力の補給水時として
潤滑油	480	8,000h 稼働時
消耗品	360	ガス・記録紙等
合計	1,275	

RM1 = 30 円換算

(5) EFB 購入費

本事業では発電設備の EFB 受入計画量と Sungai Tong 工場内で発生する EFB 量の差分を外部の工場から調達することを想定する。本事業では 5.1.2. で示したように、年間 95,000 トンの EFB を発電利用することを計画しており、平年では年間約 26,900 トンの EFB を外部から調達することが見込まれる。ヒアリング調査により、現在 EFB の販売契約をしている工場における販売価格は 10RM/tEFB よりは大幅に低価格であるとの情報が得られている。ここで、EFB 販売価格として仮に 10RM/tEFB で EFB を調達した場合の購入コストを試算する。

表 6-5 EFB 調達コスト

	価格
EFB 単価（RM/tEFB）	10
EFB 購入量（tEFB/y）	26,900
購入価格（万円/y）	8.1

RM1 = 30 円換算

(6) EFB 処理費用

現在、Sungai Tong 工場では、EFB の処理（輸送、廃棄）に RM10/tEFB のコストをかけて

いる。EFB 発電事業実施後は、EFB の輸送も廃棄の必要もなくなるため、Sungai Tong 工場
で調達する EFB に関しては、処理費用として RM10/tEFB を回収することを想定した。

表 6-5 EFB 処理費用（収益）

	価格
EFB 処理単価 (RM/tEFB)	10
EFB 処理量 (tEFB/y)	68,100
処理費 (収益) (万円/y)	20.3

RM1 = 30 円換算

(7) 売電価格

売電価格は TNB 社との REPA 交渉で最も重要な事項のひとつである。マレーシアは電力供給実績に基づき支払いが行われるテイク・アンド・ペイ方式を採用している。TNB が売電契約を締結する場合には、通常、購入する年間電力量の最大値の遂行目標が定められ、目標が達成できなかった場合には、契約した売電単価に対する割引が課せられる。

サバ州では、電力需要の高まりから SREP 事業者に対する買取価格は最大 RM0.21/kWh (6.3 円/kWh) と優遇されているが、半島マレーシアでは、最大 RM 0.17/kWh (1RM が 30 円として、5.1 円/kWh) である。本事業では、最大価格が得られない可能性を考慮して RM0.165/KWh を想定して試算を行った。

(8) 資金調達

資金調達では、GPI による自己資本を全体の 5%と想定し、その他はできるだけ低利のソフトローンを想定する。JBIC へのヒアリングによれば、本件に対して、CDM 事業という特別枠での融資制度はないものの、途上国の持続可能な発展に資する本邦企業活動の側面支援の一環として、1~2%の低利で最大 100%までの融資の可能性が示唆された。また、本調査の委託者である地球環境センターや日本政府のクレジット買取機関となった NEDO などの CDM 実施支援(施設補助)についても、獲得の可能性のあるものについては検討を進める。

表 6-6 資金調達手法

資金源	内訳
自己資本	初期コストの 5%
政府補助金 (地球環境センター、NEDO)	第一約束期間中に発行が見込まれる CER に対して 得られる補助金額
JBIC 制度融資 (利息 1.5%を想定、為替 US\$115/円)	初期コストから、自己資本、補助金を差し引いた額

6.2. 事業性の検討

6.2.1. ケースの設定

本調査では、以下の2ケースを検討対象として、事業性の検討を行った。

ケース1: EFB 発電 + メタン回収・発電

ケース2: EFB 発電のみ

各ケースにおける発電規模及び年間クレジット獲得量を表 6-7、及び表 6-8 にそれぞれ示す。

表 6-7 各ケースにおける発電規模

	ケース 1	ケース 2
売電量合計	53,920MWh/y	45,280MWh/y
内訳	メタン発電の売電量:8,640MWh/y EFB 発電の売電量 45,280MWh/y	EFB 発電の売電量 45,280MWh/y

表 6-8 7年間のクレジット獲得量

年次	ケース 1	ケース 2
2008	62,931	33,289
2009	69,757	40,115
2010	76,429	46,787
2011	82,949	53,307
2012	89,321	59,679
2013	95,547	65,905
2014	101,633	71,991
合計	578,567	371,073

6.2.2. 物質収支

上記を踏まえ、ケース1及びケース2の物質収支をそれぞれ図 6-2 及び図 6-3 に示す。

メタン発酵処理によって回収するメタンは、混焼ではなくガスエンジンにより発電することを想定している。

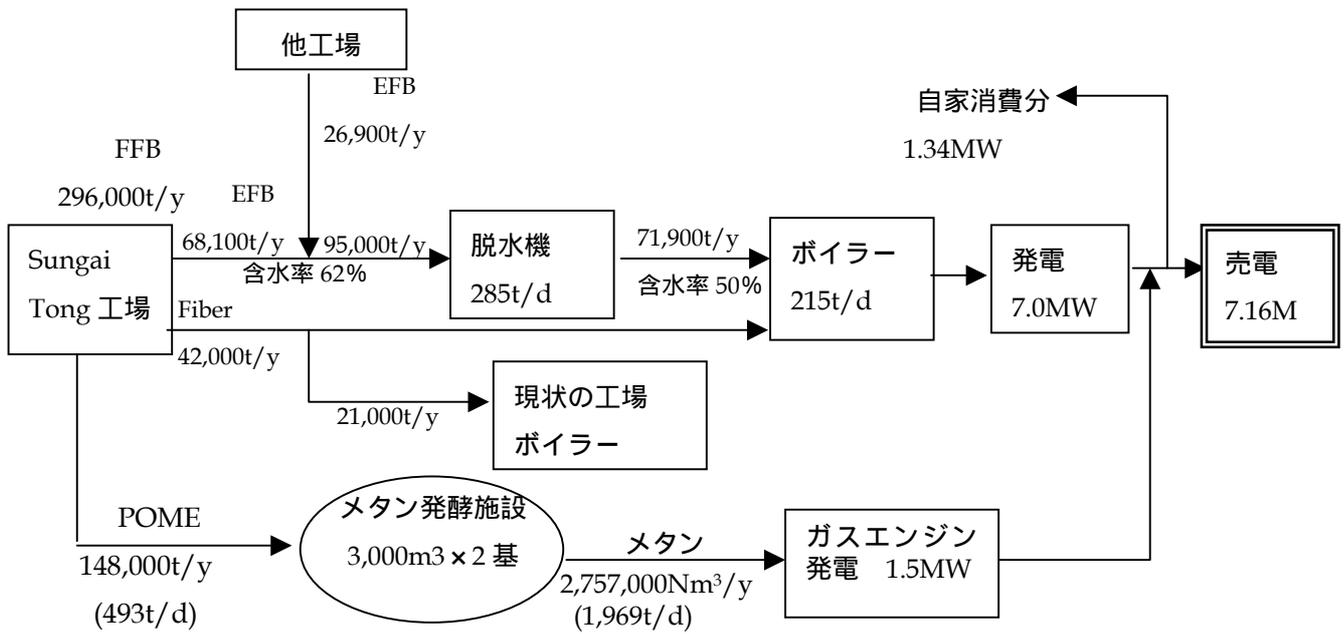


図 6-1 ケース 1 における物質収支

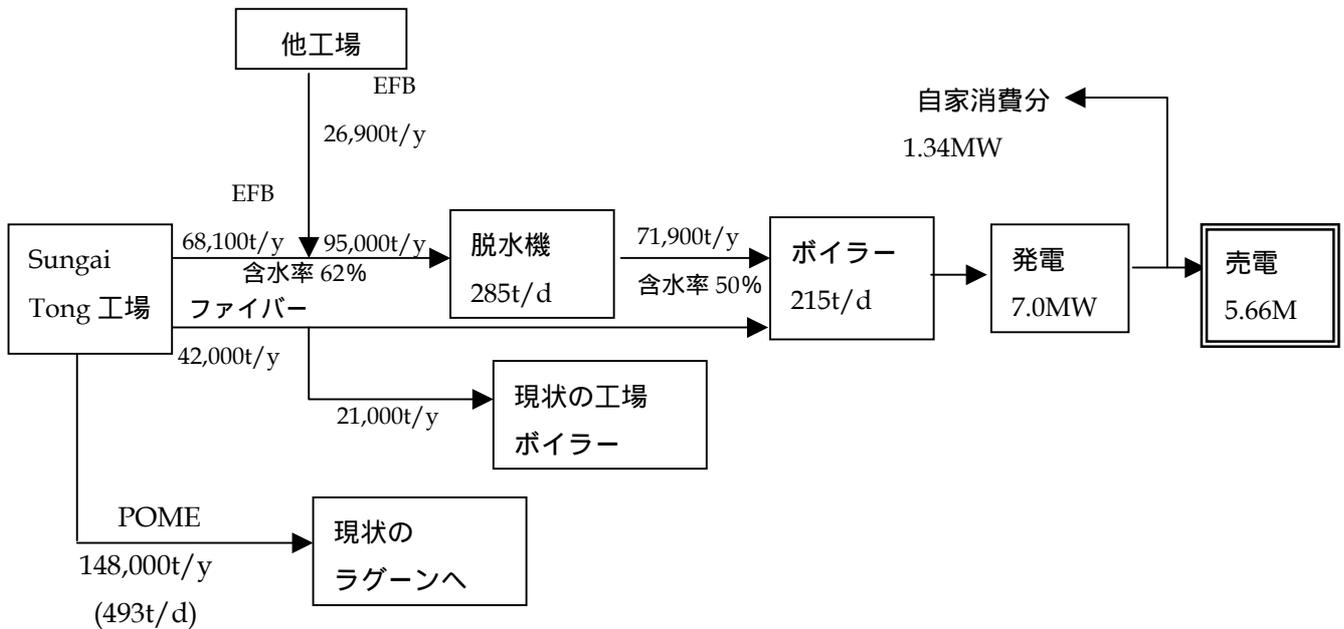


図 6-2 ケース 2 における物質収支

6.2.3. 事業性の検討

ケース1 (EFB 発電 + メタン回収・発電) 及びケース2 (EFB 発電) における事業性の試算結果を図 6-3 に示す。

ケース1 では、日本政府による補助金を想定しても 14 年間(クレジット期間×2回)の IRR は、US\$8/tCO₂ の場合-1.2%、仮に US\$16/tCO₂ で売却できた場合にも 1.9%と事業化はほぼ不可能な結果を示した。一方、ケース2 では US\$8/tCO₂ の場合 5.5%、仮に US\$16/tCO₂ で 9.8%、補助金がない場合には US\$8/tCO₂ の場合 5.6%、仮に US\$16/tCO₂ で 9.4%という結果が得られ、通常の投資対象としての魅力は十分でないが、ケース1 に対して比較的、事業化の可能性を見出せる結果となった。

しかしながら、現在、欧州における EUETS におけるクレジット価格は Euro25 ~ 28/tCO_{2eq} と高値で推移している一方で、CER 価格は 5~10/tCO_{2eq} 程度で推移していることから、現在のコスト条件で、現状のクレジット価格帯での CER 販売を想定した場合は、本事業の事業性の確保は困難である。

また、日本政府補助金の活用による事業性の向上を期待したが、本事業による CER 獲得量は、事業立上げ当初が最も少なく、その後、漸増していくことから、得られる補助金額が相対的に小さい水準に留まるため、本事業においては事業性の向上にあまり寄与しない結果となった。

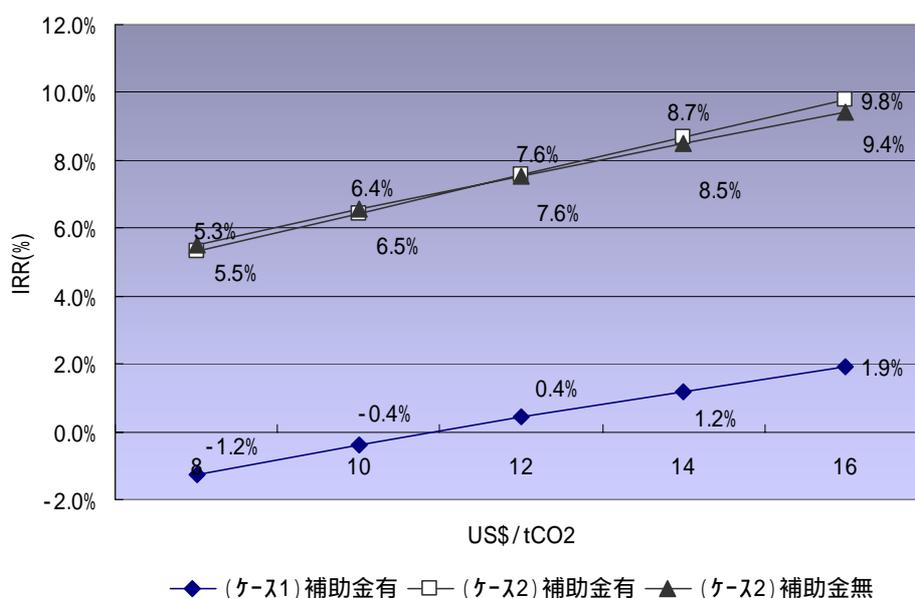


図 6-3 今回の積算結果にもとづいた事業性の試算結果

以上の結果を受けて、業化対象として有望なケース 2 に対して、初期コストを仮に 15 億円まで低減させた場合の IRR (14 年) を下図に示す。

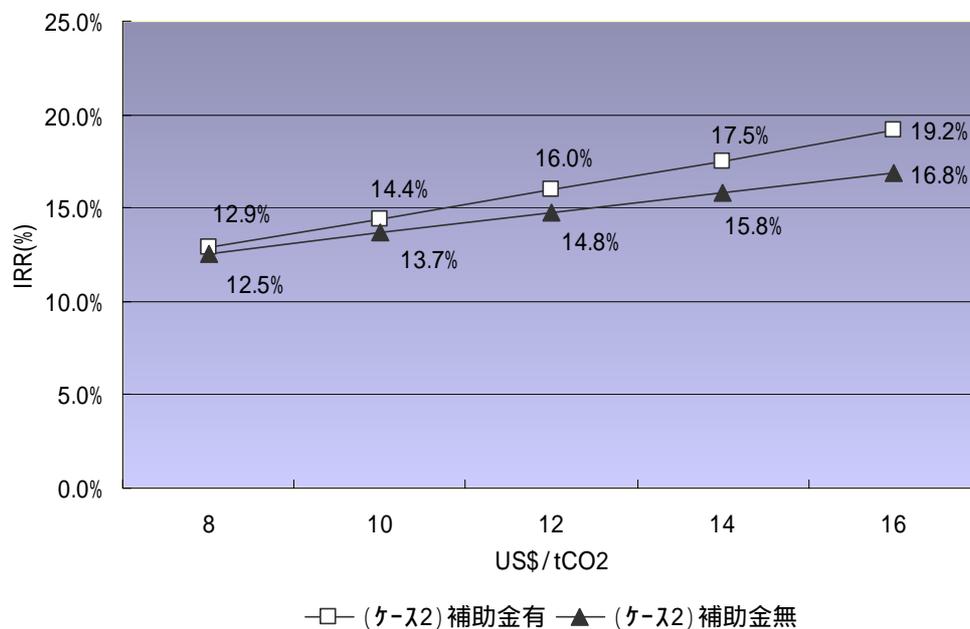


図 6-4 初期コストを低減した場合の事業性の試算結果

初期コストの低減などによる事業性向上の努力を行えば、US\$10/tCO₂ の場合 14.4% (14 年) と事業化の可能性も十分にある値が得られた。本事業の実現のためには、投資対象としての更なる魅力向上が望まれることから、今後はコスト低減を主眼に事業の前提条件を精査し、事業可能性を引き続き検討していくこととなった。

表 6-9 [ケース1：EFB 発電+メタン回収・発電 補助金有 CER10 ドル/CO₂]

【資金調達手法】

補助金	JBIC融資	自己資金	CER価格	税引前IRR	税引後IRR	投資回収年数
10.2%	84.8%	5.0%	10.0	-0.1%	-0.4%	-

年次	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
事業年度	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

【損益計算書】(単位：百万円)

売上高 <合計>	267	267	267	267	267	267	380	387	394	401	407	407	407	407
売電収益	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267
CER売却益	-	-	-	-	-	-	113	120	127	134	141	147	153	160
コスト <合計>	73	73	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
維持管理費	72	72	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
一般管理費	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
減価償却費	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
営業利益	-	-14	-14	-83	-83	-83	30	37	44	51	58	58	58	58
支払利息	40	35	31	26	22	18	13	9	4	-	-	-	-	-
税引前当期利益	-	-53	-49	-114	-109	-105	12	24	35	47	58	58	58	58
法人税等	28.00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16	16
当期利益	-	-53	-49	-114	-109	-105	12	24	35	47	58	41	41	41

【キャッシュフロー計算書】

cash in														
税引前当期利益		-53	-49	-114	-109	-105	12	24	35	47	58	58	58	58
償却費(設備)		207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
資金調達合計		154	158	94	98	102	220	231	243	254	265	265	265	265
法人税等支払		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16	16
初期投資	3,455													
資本金払込	173													
融資借入	2,931													
借入金返済	-	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	0	0	0
補助金	351													
税引後キャッシュフロー		-139	-135	-200	-195	-191	-74	-62	-51	-39	-28	249	249	249

【貸借対照表】

流動資産(余剰資金)		-139	-274	-474	-669	-859	-933	-995	-1,046	-1,085	-1,113	-864	-616	-367
固定資産(償却資産)	3,455	3,248	3,040	2,833	2,626	2,419	2,211	2,004	1,797	1,589	1,382	1,175	967	760
繰延資産	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計(資本の部)	3,455	3,109	2,766	2,360	1,957	1,559	1,278	1,009	751	504	269	310	352	393
借入金(当初借入)	2,931	2,638	2,345	2,052	1,759	1,466	1,173	879	586	293	-	-	-	-
負債合計	2,931	2,638	2,345	2,052	1,759	1,466	1,173	879	586	293	-	-	-	-
資本金	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173
剰余金	-	-53	-102	-216	-325	-430	-418	-394	-359	-312	-255	-213	-172	-130
資本合計	173	119	70	-43	-153	-257	-245	-221	-186	-140	-82	-40	1	42
負債・資本合計	3,104	2,758	2,416	2,009	1,606	1,208	927	658	400	154	-82	-40	1	42

【採算計算】

税引後キャッシュフロー	-139	-135	-200	-195	-191	-74	-62	-51	-39	-28	249	249	249	
税引後キャッシュフローの累計	-139	-274	-474	-669	-859	-933	-995	-1,046	-1,085	-1,113	-864	-616	-367	
税引後キャッシュフローの累計-投下資本	-3,243	-3,378	-3,578	-3,773	-3,964	-4,037	-4,099	-4,150	-4,189	-4,217	-3,969	-3,720	-3,471	
内部利益率 [IRR] (利息除外、税金繰込)											-6.59%			
(IRR計算データ)	-3,104	194	194	124	124	124	237	244	251	258	265	249	249	249
内部利益率 [IRR] (利息除外、税引前)											-6.59%			
(IRR計算データ)	-3,104	194	194	124	124	124	237	244	251	258	265	265	265	265

表 6-10 [ケース 1 : EFB 発電+メタン回収・発電 補助金有 CER14 ドル/CO₂]

【資金調達手法】

補助金	JBIC融資	自己資金	CER価格	税引前IRR	税引後IRR	投資回収年数
10.2%	84.8%	5.0%	14.0	1.6%	1.2%	-

年次	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
事業年度	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

【損益計算書】(単位:百万円)

売上高 <合計>		267	267	267	267	267	425	435	445	454	464	464	464	464
売電収益		267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267
CER売却益	-	-	-	-	-	-	158	168	178	187	197	206	215	224
コスト <合計>		73	73	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
維持管理費		72	72	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
一般管理費		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
減価償却費		207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
営業利益	-	-14	-14	-83	-83	-83	75	85	95	104	114	114	114	114
支払利息		40	35	31	26	22	18	13	9	4	-	-	-	-
税引前当期利益		-53	-49	-114	-109	-105	57	72	86	100	114	114	114	114
法人税等	28.00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	32	32
当期利益		-53	-49	-114	-109	-105	57	72	86	100	114	82	82	82

【キャッシュフロー計算書】

cash in														
税引前当期利益		-53	-49	-114	-109	-105	57	72	86	100	114	114	114	114
償却費(設備)		207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
資金調達合計		154	158	94	98	102	265	279	293	307	321	321	321	321
法人税等支払		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	32	32
初期投資	3,455													
資本金払込	173													
融資借入	2,931													
借入金返済	-	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	0	0	0
補助金	351													
税引後キャッシュフロー		-139	-135	-200	-195	-191	-28	-14	0	14	28	289	289	289

【貸借対照表】

流動資産(余剰資金)		-139	-274	-474	-669	-859	-888	-902	-902	-888	-860	-570	-281	8
固定資産(償却資産)	3,455	3,248	3,040	2,833	2,626	2,419	2,211	2,004	1,797	1,589	1,382	1,175	967	760
繰延資産	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計(資本の部)	3,455	3,109	2,766	2,360	1,957	1,559	1,323	1,102	895	702	522	604	686	768
借入金(当初借入)	2,931	2,638	2,345	2,052	1,759	1,466	1,173	879	586	293	-	-	-	-
負債合計	2,931	2,638	2,345	2,052	1,759	1,466	1,173	879	586	293	-	-	-	-
資本金	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173
剰余金	-	-53	-102	-216	-325	-430	-373	-301	-215	-115	-1	81	163	245
資本合計	173	119	70	-43	-153	-257	-200	-128	-42	58	172	254	336	417
負債・資本合計	3,104	2,758	2,416	2,009	1,606	1,208	973	751	544	351	172	254	336	417

【採算計算】

税引後キャッシュフロー		-139	-135	-200	-195	-191	-28	-14	0	14	28	289	289	289
税引後キャッシュフローの累計		-139	-274	-474	-669	-859	-888	-902	-902	-888	-860	-570	-281	8
税引後キャッシュフローの累計 - 投下資本		-3,243	-3,378	-3,578	-3,773	-3,964	-3,992	-4,006	-4,006	-3,992	-3,964	-3,675	-3,385	-3,096
内部利益率 [IRR] (利息除外、税金織込)											-4.72%			
(IRR計算データ)	-3,104	194	194	124	124	124	282	292	302	312	321	289	289	289
内部利益率 [IRR] (利息除外、税引前)											-4.72%			
(IRR計算データ)	-3,104	194	194	124	124	124	282	292	302	312	321	321	321	321

表 6-11 [ケース 2 : EFB 発電 補助金有 CER10 ドル/CO₂]

【資金調達手法】

補助金	JBIC融資	自己資金	CER価格	税引前IRR	税引後IRR	投資回収年数
12.9%	82.1%	5.0%	10.0	7.0%	6.4%	-

年次	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
事業年度	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

【損益計算書】(単位:百万円)

売上高	<合計>	245	245	245	245	245	320	327	334	341	347	347	347	347
売電収益		245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
CER売却益		-	-	-	-	-	76	83	90	96	103	109	115	122
コスト	<合計>	54	54	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
維持管理費		52	52	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
一般管理費		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
減価償却費		125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
営業利益		65	65	24	24	24	99	106	113	120	126	126	126	126
支払利息		23	21	18	15	13	10	8	5	3	-	-	-	-
税引前当期利益		42	45	6	8	11	89	99	108	117	126	126	126	126
法人税等	28.00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35	35	35
当期利益		42	45	6	8	11	89	99	108	117	126	91	91	91

【キャッシュフロー計算書】

cash in														
税引前当期利益		42	45	6	8	11	89	99	108	117	126	126	126	126
償却費(設備)		125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
資金調達合計		167	170	131	133	136	214	224	233	242	252	252	252	252
法人税等支払		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35	35	35
初期投資	2,085													
資本金払込	104													
融資借入	1,713													
借入金返済	-	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	0	0	0
補助金	268													
税引後キャッシュフロー		-4	-1	-41	-38	-35	43	52	62	71	80	216	216	216

【貸借対照表】

流動資産(余剰資金)		-4	-6	-46	-84	-120	-77	-24	38	109	189	405	621	838
固定資産(償却資産)	2,085	1,960	1,835	1,710	1,585	1,460	1,334	1,209	1,084	959	834	709	584	459
繰延資産	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計(資本の部)	2,085	1,956	1,829	1,664	1,500	1,340	1,258	1,185	1,122	1,068	1,023	1,114	1,205	1,296
借入金(当初借入)	1,713	1,541	1,370	1,199	1,028	856	685	514	343	171	-0	-0	-0	-0
負債合計	1,713	1,541	1,370	1,199	1,028	856	685	514	343	171	-0	-0	-0	-0
資本金	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
剰余金	-	42	87	92	101	111	200	299	407	524	651	742	833	924
資本合計	104	146	191	197	205	216	305	403	511	629	755	846	937	1,028
負債・資本合計	1,817	1,688	1,561	1,395	1,232	1,072	990	917	854	800	755	846	937	1,028

【採算計算】

税引後キャッシュフロー		-4	-1	-41	-38	-35	43	52	62	71	80	216	216	216
税引後キャッシュフローの累計		-4	-6	-46	-84	-120	-77	-24	38	109	189	405	621	838
税引後キャッシュフローの累計 - 投下資本		-1,821	-1,822	-1,863	-1,901	-1,936	-1,893	-1,841	-1,779	-1,708	-1,628	-1,412	-1,195	-979
内部利益率 [IRR] (利息除外、税金織込)											1.81%			
(IRR計算データ)		-1,817	190	190	149	149	224	231	238	245	252	216	216	216
内部利益率 [IRR] (利息除外、税引前)											1.81%			
(IRR計算データ)		-1,817	190	190	149	149	224	231	238	245	252	252	252	252

表 6-12 [ケース 2 : EFB 発電 補助金有 CER14 ドル/CO₂]

【資金調達手法】

補助金	JBIC融資	自己資金	CER価格	税引前IRR	税引後IRR	投資回収年数
18.0%	77.0%	5.0%	14.0	9.3%	8.7%	-

年次	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
事業年度	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

【損益計算書】(単位:百万円)

売上高 <合計>		245	245	245	245	245	351	360	370	379	389	389	389	389
売電収益		245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
CER売却益		-	-	-	-	-	106	116	125	135	144	153	162	170
コスト <合計>		54	54	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
維持管理費		52	52	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
一般管理費		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
減価償却費		125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
営業利益		65	65	24	24	24	130	139	149	158	168	168	168	168
支払利息		22	19	17	14	12	10	7	5	2	-	-	-	-
税引前当期利益		44	46	7	9	12	120	132	144	156	168	168	168	168
法人税等	28.00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	47	47
当期利益		44	46	7	9	12	120	132	144	156	168	121	121	121

【キャッシュフロー計算書】

cash in														
税引前当期利益		44	46	7	9	12	120	132	144	156	168	168	168	168
償却費(設備)		125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
資金調達合計		169	171	132	134	137	245	257	269	281	293	293	293	293
法人税等支払		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	47	47
初期投資	2,085													
資本金払込	104													
融資借入	1,605													
借入金返済	-	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	0	0	0
補助金	375													
税引後キャッシュフロー		8	11	-29	-26	-24	85	97	109	121	132	246	246	246

【貸借対照表】

流動資産(余剰資金)		8	19	-10	-36	-60	24	121	230	351	483	728	974	1,220
固定資産(償却資産)	2,085	1,960	1,835	1,710	1,585	1,460	1,334	1,209	1,084	959	834	709	584	459
繰延資産	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計(資本の部)	2,085	1,968	1,853	1,700	1,548	1,399	1,359	1,330	1,314	1,310	1,317	1,437	1,558	1,679
借入金(当初借入)	1,605	1,445	1,284	1,124	963	803	642	482	321	161	0	0	0	0
負債合計	1,605	1,445	1,284	1,124	963	803	642	482	321	161	0	0	0	0
資本金	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
剰余金	-	44	90	96	105	117	237	369	513	669	837	958	1,078	1,199
資本合計	104	148	194	200	210	221	341	473	618	774	941	1,062	1,183	1,303
負債・資本合計	1,710	1,593	1,478	1,324	1,173	1,024	983	955	939	934	941	1,062	1,183	1,303

【採算計算】

税引後キャッシュフロー		8	11	-29	-26	-24	85	97	109	121	132	246	246	246
税引後キャッシュフローの累計		8	19	-10	-36	-60	24	121	230	351	483	728	974	1,220
税引後キャッシュフローの累計 - 投下資本		-1,701	-1,691	-1,720	-1,746	-1,770	-1,685	-1,588	-1,480	-1,359	-1,227	-981	-735	-490
内部利益率 [IRR] (利息除外、税金繰込)											4.32%			
(IRR計算データ)	-1,710	190	190	149	149	149	255	265	274	284	293	246	246	246
内部利益率 [IRR] (利息除外、税引前)											4.32%			
(IRR計算データ)	-1,710	190	190	149	149	149	255	265	274	284	293	293	293	293

表 6-13 [ケース 2 : EFB 発電 補助金無 CER10 ドル/CO₂]

【資金調達手法】

補助金	JBIC融資	自己資金	CER価格	税引前IRR	税引後IRR	投資回収年数
0.0%	95.0%	5.0%	10.0	6.5%	6.5%	-

年次	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
事業年度	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

【損益計算書】(単位:百万円)

売上高 <合計>	283	291	298	306	313	320	327	334	341	347	347	347	347	347
売電収益	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
CER売却益	38	46	54	61	69	76	83	90	96	103	109	115	122	
コスト <合計>	54	54	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
維持管理費	52	52	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
一般管理費	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
減価償却費	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
営業利益	-	104	111	77	85	92	99	106	113	120	126	126	126	126
支払利息		27	24	21	18	15	12	9	6	3	-	-	-	-
税引前当期利益		77	88	57	67	77	87	97	107	117	126	126	126	126
法人税等	0.00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
当期利益		77	88	57	67	77	87	97	107	117	126	126	126	126

【キャッシュフロー計算書】

cash in														
税引前当期利益		77	88	57	67	77	87	97	107	117	126	126	126	126
償却費(設備)		125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
資金調達合計		202	213	182	192	202	213	223	232	242	252	252	252	252
法人税等支払		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
初期投資	2,085													
資本金払込	104													
融資借入	1,981													
借入金返済	-	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	0	0	0
補助金	-													
税引後キャッシュフロー		4	15	-16	-6	4	15	24	34	44	53	252	252	252

【貸借対照表】

流動資産(余剰資金)		4	18	2	-4	0	15	39	74	118	171	423	674	926
固定資産(償却資産)	2,085	1,960	1,835	1,710	1,585	1,460	1,334	1,209	1,084	959	834	709	584	459
繰延資産	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計(資本の部)	2,085	1,964	1,835	1,712	1,581	1,460	1,349	1,249	1,158	1,077	1,005	1,132	1,258	1,384
借入金(当初借入)	1,981	1,783	1,585	1,387	1,188	990	792	594	396	198	-0	-0	-0	-0
負債合計	1,981	1,783	1,585	1,387	1,188	990	792	594	396	198	-0	-0	-0	-0
資本金	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
剰余金	-	77	164	221	288	365	453	550	658	774	901	1,027	1,154	1,280
資本合計	104	181	269	325	392	470	557	655	762	879	1,005	1,132	1,258	1,384
負債・資本合計	2,085	1,964	1,835	1,712	1,581	1,460	1,349	1,249	1,158	1,077	1,005	1,132	1,258	1,384

【採算計算】

税引後キャッシュフロー	4	15	-16	-6	4	15	24	34	44	53	252	252	252	252
税引後キャッシュフローの累計	4	18	2	-4	0	15	39	74	118	171	423	674	926	
税引後キャッシュフローの累計 - 投下資本	-2,081	-2,067	-2,083	-2,089	-2,085	-2,070	-2,046	-2,011	-1,967	-1,914	-1,662	-1,411	-1,159	
内部利益率 [IRR] (利息除外、税金織込)											1.67%			
(IRR計算データ)	-2,085	229	236	202	210	217	224	231	238	245	252	252	252	252
内部利益率 [IRR] (利息除外、税引前)											1.67%			
(IRR計算データ)	-2,085	229	236	202	210	217	224	231	238	245	252	252	252	252

表 6-14 [ケース 2 : EFB 発電 補助金無 CER14 ドル/CO₂]

【資金調達手法】

補助金	JBIC融資	自己資金	CER価格	税引前IRR	税引後IRR	投資回収年数
0.0%	95.0%	5.0%	14.0	8.5%	8.5%	-

年次	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
事業年度	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

【損益計算書】(単位:百万円)

売上高 <合計>	298	309	320	330	341	351	360	370	379	389	389	389	389
売電収益	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
CER売却益	54	65	75	86	96	106	116	125	135	144	153	162	170
コスト <合計>	54	54	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
維持管理費	52	52	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
一般管理費	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
減価償却費	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
営業利益	-	119	130	99	109	120	130	139	149	158	168	168	168
支払利息	27	24	21	18	15	12	9	6	3	-	-	-	-
税引前当期利益	92	106	78	92	105	118	131	143	155	168	168	168	168
法人税等	0.00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
当期利益	92	106	78	92	105	118	131	143	155	168	168	168	168

【キャッシュフロー計算書】

cash in													
税引前当期利益	92	106	78	92	105	118	131	143	155	168	168	168	168
償却費(設備)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
資金調達合計	217	231	203	217	230	243	256	268	281	293	293	293	293
法人税等支払	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
初期投資	2,085												
資本金払込	104												
融資借入	1,981												
借入金返済	-	198	198	198	198	198	198	198	198	198	0	0	0
補助金	-												
税引後キャッシュフロー	19	33	5	19	32	45	58	70	82	95	293	293	293

【貸借対照表】

流動資産(余剰資金)	19	52	57	76	108	153	210	280	363	457	750	1,043	1,335
固定資産(償却資産)	2,085	1,960	1,835	1,710	1,585	1,460	1,334	1,209	1,084	959	834	709	584
繰延資産	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
資産合計(資本の部)	2,085	1,979	1,887	1,767	1,661	1,567	1,487	1,419	1,364	1,322	1,291	1,459	1,626
借入金(当初借入)	1,981	1,783	1,585	1,387	1,188	990	792	594	396	198	-0	-0	-0
負債合計	1,981	1,783	1,585	1,387	1,188	990	792	594	396	198	-0	-0	-0
資本金	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
剰余金	-	92	198	276	368	473	590	721	864	1,020	1,187	1,355	1,522
資本合計	104	196	302	380	472	577	695	825	968	1,124	1,291	1,459	1,626
負債・資本合計	2,085	1,979	1,887	1,767	1,661	1,567	1,487	1,419	1,364	1,322	1,291	1,459	1,626

【採算計算】

税引後キャッシュフロー	19	33	5	19	32	45	58	70	82	95	293	293	293
税引後キャッシュフローの累計	19	52	57	76	108	153	210	280	363	457	750	1,043	1,335
税引後キャッシュフローの累計 - 投下資本	-2,066	-2,033	-2,028	-2,009	-1,977	-1,932	-1,875	-1,805	-1,722	-1,628	-1,335	-1,042	-750
内部利益率 [IRR] (利息除外、税金繰込)										3.87%			
(IRR計算データ)	-2,085	244	255	224	235	245	255	265	274	284	293	293	293
内部利益率 [IRR] (利息除外、税引前)										3.87%			
(IRR計算データ)	-2,085	244	255	224	235	245	255	265	274	284	293	293	293

6.3. プロジェクト実施体制

本プロジェクトの実施体制を図 6-4 に示す。

本事業は日本側事業主体として大阪ガスグループの投資会社である GPI を想定し、TDM 社とともに SPC を設立することを予定している。GPI は大阪ガスグループのクレジット獲得目標達成のため、CDM 事業に対する投資を積極的に検討している。以下に GPI の概要を記す。

株式会社ガスアンドパワーインベストメントの概要

- 設立 : 平成 12 年 6 月 29 日
- 資本金 : 2,148 百万円
- 所在地 : 〒541-0047 大阪府中央区淡路 4-4-11 アーバネックス淡路町ビル 6F
- 事業内容 : ・国内外におけるエネルギー供給事業および、これらに関する調査、企画、開発、投資
・エネルギー利用並びに環境改善に関するコンサルタント事業

SPC の設立にあたり、マレーシアの電気事業法により外国資本は 30% までの出資しか認められていない。今後、SPC が TNB 社と売電契約を結ぶとともに、CER の販売に関しては GPI へ販売するよう交渉を進めていく予定である。

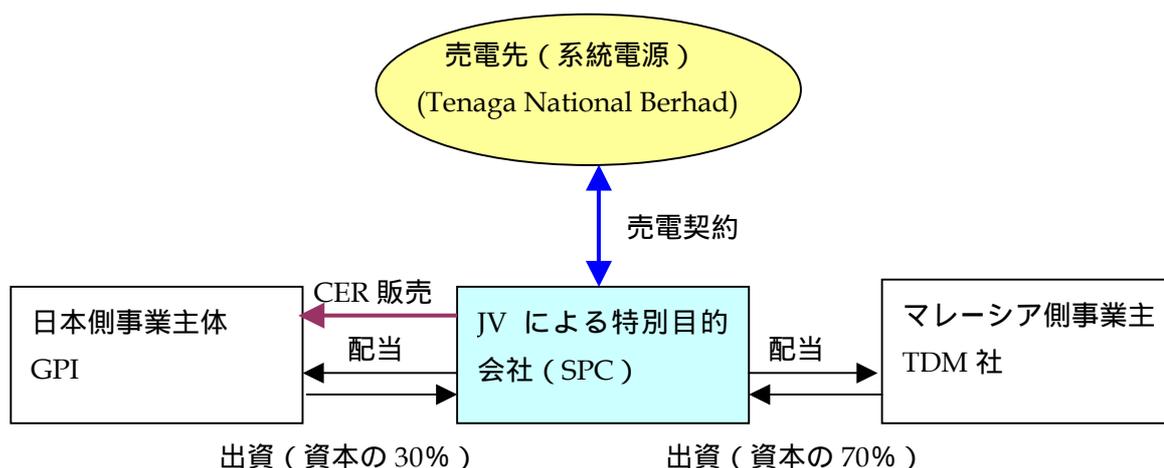


図 6-5 プロジェクト実施体制

6.4. 資金計画、資金調達の見込み

ここでは、より事業化の可能性の高いケース 2 の EFB 発電事業実施に向けた資金調達手法について述べる。表 6-2 より初期投資額は 20.85 億円と想定され、出資は日本側出資者である GPI とホスト国カウンターパートである TDM 社から、初期投資額の 5%程度の出資を想定している。

また、日本政府機関による CDM 事業実施補助制度を利用することも検討しているが、本事業においては事業立上げ当初の CER 量が相対的に小さいため、IRR の上昇といった事業性向上効果は見られなかった。日本政府からはこれまで 6 件に対して 1/2 の施設補助交付が決定されており、本事業に関しても初期投資額の低減のため、本制度を活用を検討する。

その他、利用可能なソフトローンとして国際協力銀行（以下、JBIC）や市中銀行からの融資による調達も検討している。JBIC からの制度融資としては、投資金融の利用可能性が高いが、投資金融の利用が可能な場合、SPC が JBIC からの直接融資を受ける、JBIC から融資を受けた日本側プロジェクト参加者が SPC へ融資を行う、どちらかの方法が想定される。JBIC は、開発途上国における環境保全・改善に貢献するプロジェクトに対して、国際金融等業務・海外経済協力業務のなかの金融ツールを活用した融資を行っており、日本のプラントの持ち出し案件でなければ、日本企業の海外進出を支援するという趣旨で事業費から出資金を除いた分についてほぼ 100%の融資が可能との回答を得ている。金利については、カントリーリスク、事業者の担保等の諸条件により設定されているが、マレーシアのカントリーリスクは低いこと、また日本のエネルギー会社グループ会社なので与信上の問題もないことから、1~2%での貸付が可能と好意的なコメントを受けており、事業化する場合には JBIC からの資金を調達できる可能性が十分にあると考えられる。

6.5. プロジェクト実施スケジュール

プロジェクト実施に向けたスケジュールを表 6-14 に示す。

- ✓ TDM との事業化に向けた合意形成に関する協議は、プラントコスト低減の検討に併せて、今後も引き続き行っていくことが合意された。
- ✓ 協議の中で、事業を実施する方向性に関する合意形成が図れた後、直ちに PIN を作成し、マレーシアの PTM と協議を行う。
- ✓ TDM との事業化合意後に、SPC の立上げを行い、この設立を受けて SREP 申請を Energy Commission に対して行う。
- ✓ マレーシアにおける CDM 事業の承認基準に資本金の規模が RM10 万以上とされているため、CDM 事業としての承認見込みが立った段階で、資本拡大を行う。
- ✓ マレーシア政府の承認レター取得後 UNFCCC へ登録申請を行う。

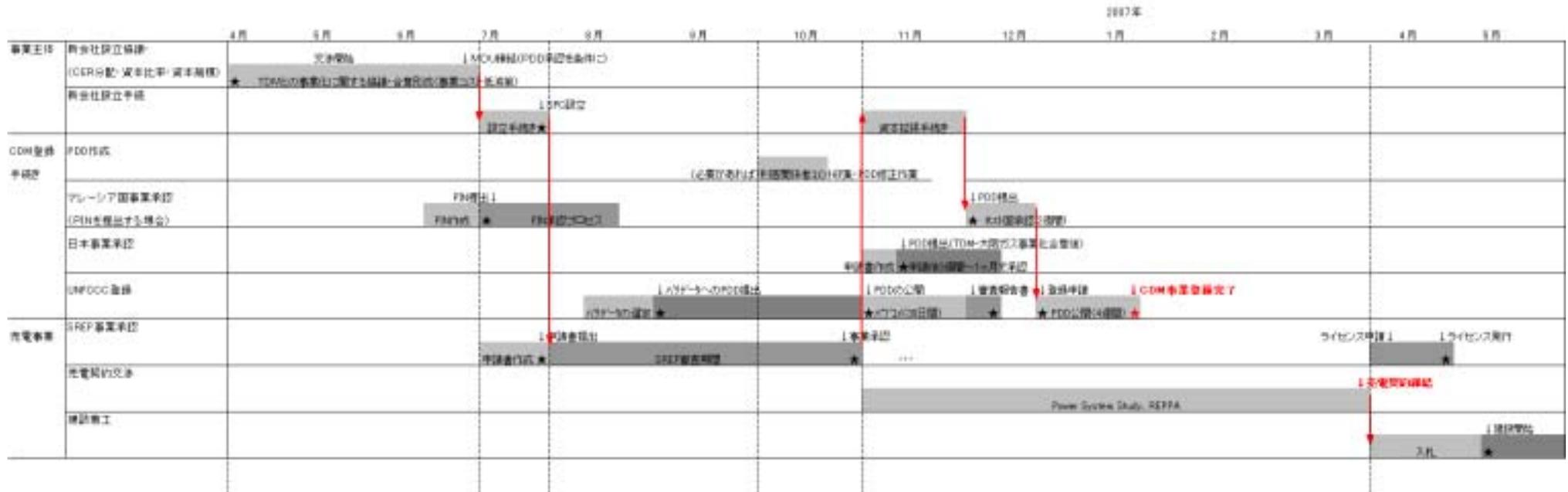
REPA の締結及び SREP ライセンスの獲得にどの程度の時間を要するかが事業開始時期の重要な決定要因となるが、一般的な事業に要する期間をヒアリングした結果、建設開始が 2007 年 5 月頃となることを見込まれ、建設期間を 11 ヶ月とすると事業開始は 2008 年 4 月と想定された。第一約束期間は 2008 年より開始するため、迅速な事業化形成の対応が必要である。

なお、建設期間については次のように想定した。

表 6-13 設計期間（単位：暦日数）

作業項目	日数
設計	60
製作・調達	120
据付・土建工事	120
試運転・指導	30
合計	330

表 6-14 今後の事業スケジュール



第7章 事業実施に向けて

7.1. 事業実施に伴う環境影響等

7.1.1. 事業実施に伴う環境影響

(1) プラス面の影響

本事業導入によって、野外に野積みされる EFB が減少することから、EFB の腐敗に伴う臭気等、大気質や汚水による河川の水質等への影響が緩和される。また、EFB は場合によっては谷底等にダンピングされるなど、環境影響の大きい処理形態がなされている場合もあることから、今後、本事業が普及した際には EFB の不適正処分の減少に貢献すると考えられる。

(2) マイナス面の影響

本事業の導入によって、燃焼に伴う大気汚染物質が排出される。具体的には黒煙、固形粒子濃度等の影響が考えられるため、マレーシア国における大気汚染物質排出基準に合致するよう十分な対策を行う。

表 7-1 対策が必要な主な項目とその環境基準

対策が必要な主な項目	基準	備考
黒煙	リンゲルマン・チャート No.2	固形燃料を使用する燃焼設備
固形粒子濃度	0.4g/Nm ³	その他の工程で発生する固形粒子濃度
硫化水素	5ppm 以下	あらゆる排出源
窒素酸化物	2.0g/Nm ³	燃焼工程等硝酸製造以外の排出源

1 時間ごとに 5 分以内であれば排出基準を超えてもよいが 24 時間につき 15 分を超えてはならない。

(出典) Environmental Quality(Clean Air)Regulation. 1978

EFB 発電施設の稼動に伴い騒音・振動が発生するが、マレーシアには労働環境を除くと一般的な工場騒音に対する具体的な規制はないこと、現在工場で FFB 処理に伴い発生する騒音・振動に比べて小さなものと考えられることから、騒音・振動は大きな問題とはならないと考えられる。

最も留意すべきものは、他工場からの EFB の搬入に伴うトラック交通の増加であろう。FFB の搬入量が少ないときに外部から 140t/d 程度の EFB を搬入するを予想しているが、1 台当たり 5t の積載量を想定すると、1 日約 30 台の交通量の増加となる。Sungai Tong 工場周辺は、工業団地などはないものの交通量は少なくないことから、1 日 30 台の交通量の増加は、現状に比較して影響は小さいと考えられる。なお、トラックによる EFB の搬入にあたっては、EFB がトラックの荷台から外に投げ出されないよう輸送方法には留意することとする。

ところで、環境影響評価については、1987 年に出された環境影響評価規則(Environmental Impact Assessment Order)で規定される 19 分野の事業のうち、本事業は「発電・送電」分野に該当すると考えられる。化石燃料を用いた場合の規定であるが、10MW 以上が対象となっており、本事業は 10MW 未満であることから、環境影響評価対象事業には該当しない。

7.1.2. その他の間接影響

(1) プラス面の影響

本事業における温室効果ガス削減効果や燃料代替効果以外のプラス面の効果としては、資源の節約及び観光業への寄与が挙げられる。

(a) 資源の節約

石油や天然ガスといった化石燃料の使用を抑制する効果がある。石油換算すると、年間 12,762toe の節約効果、45,280MWh の電力創出効果が期待される。

(b) 観光業への寄与

EFB 発電事業はマレーシアでは現在 TSH 社が実施しているが、この事業も一時期トラブルによって十分な稼働ができていないとされていた。バイオマス発電がマレーシア国内で注目される中で、うまく稼働することができれば成功事例としてマレーシア国内外から多くの関心と呼ぶこととなるであろう。本事業サイトは、トレンガヌ空港から 40 分程度、クアラルンプールから車でも 5 時間もかからない距離にある。トレンガヌ州はマレーシアの中では相対的に貧困な州に位置づけられているが、人造湖等の観光資源もあり、本事業によって観光業への波及効果が期待される。

(2) マイナス面の影響

本事業は、EFB や Fiber といったこれまで経済的価値がなかったものに対して経済的価値を創出することになる。資源の有効利用を図ることは、一方でパームオイル産業の経営者にとって、熱帯林を開発してパームオイルのプランテーションを拡大させていこうとするインセンティブを与えることになるであろう。第 1 章で示したとおり、本事業の有無にかかわらずパームオイルの世界的なニーズの高まりから、パームオイル事業はマレーシアにおいても年々拡大している。このような状況の中で、パームオイルプランテーションの持続可能な運営や、熱帯林の保全とどのように折り合いをつけるかは大きな課題である。

7.2. 利害関係者のコメント

本事業に対して、以下の利害関係者からコメントを聴取している。

(1) DNA

天然資源・環境省環境保護管理局 Principal Assistant Secretary Chong Poon Chai 氏から、本事業はマレーシアの持続可能な発展に資するものであり、CDM 事業として問題はない。今後モトレンガヌ州政府と連携し、調査に終わらず事業申請まで進むことの期待が表明された。

(2) トレンガヌ州政府

トレンガヌ州政府のインフラ開発局の局長 Hon. Wan Hisham Bin Dato' Wan Salleh 氏は、本事業に対しては大いに興味があるが、全ては事業性次第であると述べた上で、本調査に対する全面的な協力の申し出と、調査結果を踏まえた上で具体的に日本側と協議を行いたい意向が示された。

(3) TDM 社

TDM プランテーション社 Khalid Husain 氏 (CEO 代理) からコメントを聴取したところ、現在、廃棄物として処理コストを要する廃液や EFB を有効利用し、利益をもたらす本事業は同社にとって非常にメリットが大きいということが確認された。特に EFB は現在野積み状態となっているため工場としては EFB 処理にかかるコストを低減させたい思いがあり、EFB を燃料利用する本事業に対する同社の大きな期待が示された。

また同社 Sungai Tong 工場の工場長の Hassan 氏は、現状の EFB 処理状況を問題視しており、同工場を所有する TDM 社と同様に、本事業に対して大きな期待感を持っていた。しかし、工場の安定的な稼働も重要であるため、本調査による成果として、本格事業化のための技術的課題の洗い出しにも期待しているとのことであった。

(4) TNB 社

TNB トレンガヌ支社の Nazdi 氏からは、トレンガヌ支社再生可能エネルギー事業に関して、国策と合致するため歓迎することを確認した。一方で、売電契約についてはクアラランプールの TNB 本社に決定権があるため、TNB 本社と協議を進めるよう示唆された。TNB トレンガヌ支社は系統連携に向けて具体的な系統連携場所、容量等の技術的課題に関しても検討するとして、本事業に関して極めて協力的な姿勢であった。

また、TNB 本社からも本事業の系統連携に関する責任者が、プロジェクトサイトまで同行し、ともに課題を確認した。その結果、Sungai Tong 工場が発電した 7MW に対し

て、現状では周辺地域での需要は高くない。しかし、2006年に学校等の需要地との電力ネットワークを作ることとを予定していることから、近隣の電力需要増に伴い、同工場から最も近い接続ポイントにおける系統連系の可能性が示唆された。この検討を行うためには、TNBでモデルを用いた検討が必要となるため、事業者から正式にTNBに対して検討を依頼することが必要であることを確認した。

7.3. 方法論の改訂に伴う事業スキームの見直し

(1) 事業性の向上に向けて

本調査では、積算結果が当初の見込み額より大きく上回ったこと、方法論の改訂に伴い期待していた CER 獲得量が大幅に減少したことから、現状の前提条件では事業の実施に伴うリスクが大きいと考えられる。

主なリスクとして、主に下記の 5 点が挙げられる。

- CER 価格及び CER 量の認証リスク(特にベースラインの見直しが行われる 7 年後)
- 売電価格に係るリスク
- EFB 確保に係るリスク(近隣工場との低価格での長期契約の取付け)
- 施設の運転管理に係るリスク
- 第二約束期間における CDM ルールの取り扱いに関するリスク

現状ではこれらの全てのリスクに対してトレンガヌ州政府の政治力を考慮し比較的好条件を期待して事業性を評価しているが、実際の事業化する際にはこれらのリスクについて詰められるものについては詳細に詰めていくことになる。それでも残されるリスクに対して対応できるような事業計画とするために、下記に挙げる収益増大及びコスト低減のための方策が必要とが考えられる。

積算の見直しを踏まえた事業性の確認

事業性を高めるためには、さらなる設備コストの低減及びランニングコストの見直しが必要条件となる。場合によっては、ヨーロッパメーカーの技術も視野に入れて、信頼性があり安定的な発電を実現し、かつ安価なシステムの導入可能性を検討する。

発電プラントの規模拡大による売電・CER 収益増

本事業ではケース 2 において 7MW の発電規模を想定しているが、Sungai Tong 工場周辺の数工場との間で EFB 長期購買契約の見込みが立てば、より大きな規模での発電の実施の可能性もあるため、発電プラントの規模拡大の可能性について今後引き続き検討を行う。

よりよい売電条件を獲得するための方策

本事業では売電価格を RM0.165/kWh を想定しているが、本事業のために TNB との協議を行い最も有利な売電価格に設定してもらうことが望ましい。さらに、接続するグリッドまでの敷設費用は事業者負担となるため、なるべく事業用地から近いグリッドに接続できるよう TNB と協議が必要である。トレンガヌ州はオフショアのガス田からの輸送パイプをク

アラルンプールに敷設する等 TNB に協力してきたことから、TNB に対して政治力を持つといわれている。したがって、本事業の状況についてトレンガヌ州の理解を得て、トレンガヌ州から TNB に対して協力依頼をしていくことが考えられる。

また、必要な EFB の収集量の確保にあたってはトレンガヌ州の役割と明確に位置づけ、州内の TDM 近隣のパームオイル事業者に対して協力を求めていくことが妥当と考えられることから、そのような方向性で TDM 社及びトレンガヌ州の協力を求めることが必要である。

(2) TDM 社との協議及び事業実施に向けた合意形成

上記(1)の状況を踏まえて、日本側事業主体として事業化を決断した後、TDM 社と本調査結果を踏まえて事業実施に向けた合意形成を図る必要がある。具体的には、事業リスクのヘッジ方法と事業収益や CER の配分に関する事項、SPC の設立に関する事項、事業スケジュール、資金調達を含む事業化に向けた役割分担と責任の明確化、等が挙げられる。

(3) PIN 作成、SPC の立上げ

TDM 社と CDM 事業を実施する方向性で確認できた段階で、PIN を作成し TDM 社によって PTM に提出し、本事業に対する理解と協力を得ることが必要である。PTM からの助言を踏まえて、PDD の修正を行い DNA に CDM 事業申請をする。

なお、マレーシアでは RM2 で会社設立できるが、CDM 事業として承認を得るためには RM10 万が必要となる。SPC の立上げに際しては、このようなことも考慮して資金計画と事業化スケジュールを検討する。

最後に、従来より有機分を多く含む POME からのメタン回収・発電 CDM 事業は、CDM 事業としてのポテンシャルはあるものの設備コストとの兼ね合いから、今回の検討では事業化が困難との結果が得られた。EFB の焼却によるメタン発生回避は CDM 事業としての魅力が大きかったことから、既に数事業が有効化審査を終え、事業登録に向けて UNFCCC の Website で PDD を公開済みであるが、今回の方法論の改訂を受けて、EFB の CDM 事業化も新たな障害に直面しているといえる。今後、CDM 事業に関して、我が国の技術を生かして日本の交渉力を高めるためには、信頼性が高く、そして安価な技術の開発が望まれる。

資料編

プロジェクト設計書
(Project Design Document)



**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
SIMPLIFIED PROJECT DESIGN DOCUMENT
FOR SMALL-SCALE PROJECT ACTIVITIES (SSC-CDM-PDD)
Version 02**

CONTENTS

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

Annexes

- Annex 1: Information on participants in the project activity
- Annex 2: Information regarding public funding

**Revision history of this document**

Version Number	Date	Description and reason of revision
01	21 January 2003	Initial adoption
02	8 July 2005	<ul style="list-style-type: none">• The Board agreed to revise the CDM SSC PDD to reflect guidance and clarifications provided by the Board since version 01 of this document.• As a consequence, the guidelines for completing CDM SSC PDD have been revised accordingly to version 2. The latest version can be found at http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents.

**SECTION A. General description of the small-scale project activity****A.1. Title of the small-scale project activity:**

>>

Grid EFB Connected Power Generation Project in Terengganu States, Malaysia

A.2. Description of the small-scale project activity:

>>

Purpose

This project activity aims at greenhouse gas (GHG) emission reduction by utilization of empty fruit bunches (EFB), which are a waste product generated by crude palm oil (CPO) mills, to generate power and sell it to the national grid. The project is located at Sungai Tong mill in Terengganu State, Malaysia which is owned by TDM plantation Sdn Bhd, a 100% subsidiary company of TDM Bhd, of which Terengganu State government owns 80%.

Background

Fresh Fruit Bunches (FFB) are brought to the CPO mills from plantations, then generally soaked by vapor and CPO is extracted. In this milling process, an enormous amount of solid by-products; EFB, fiber, and shell are generated. Among the by-products, fibers and shells which have relatively high energy value are usually utilized on site as boiler fuel. However, EFB has not been utilized because of its lower energy value, its bigger size (much bigger than fiber and shell) and high kalium content which may cause scale inside the boiler furnace. The Malaysian Environmental Quality Act of 1974 was amended in 1998 and prohibits open burning. Any person who contravenes this shall be liable to a fine or imprisonment, or both. EFB used to be combusted in incinerators at the CPO mills, but this no longer allowed by the Department of Environment, in order to prevent air pollution. Due to the above situations, EFB has been disposed in the plantations and left to decay anaerobically.

Contribution to Sustainable Development

The Malaysian Government regards renewable energy as a fifth source of energy after coal, oil, natural gas and hydro power, and has been promoting its utilization. This project activity aims to achieve sustainable development in Malaysia as well as GHG emission reduction through the following components:

a) GHG emission reduction through methane avoidance from EFB decay

The project will achieve 371,073 tCO_{2eq}/y of methane emission avoidance through controlled combustion of EFB for generating power. The project will utilize the EFB generated at Sungai Tong mill site (68,100t/y) and carried from neighboring mills (26,900t/y) which would otherwise have been disposed in plantations and left to decay anaerobically. Disposal of EFB has been regarded as a very serious problem in Malaysia not only because it results in high costs, but also it can pose various environmental problems such as water pollution, fire hazards, insect pests, odor and also lack of land availability. Thus, this project activity contributes to sustainable development in the host country.

b) GHG emission reduction through EFB power generation for the grid

The project will provide renewable electricity with a capacity of 7MW and 5.66 MW which will be exported to the national grid. It will displace 45,280 MWh of grid electricity annually which is equivalent to 12,762 toe. The project will be implemented from April 2008 under the national scheme called SREP (Small Renewable Energy Programme) which the Malaysian Government has been promoting. A 21 year contract between the Tenaga Nasional Berhad power company in Peninsula Malaysia will be assumed for the Renewable Electricity Purchase Agreement (REPA) for this project.

**A.3. Project participants:**

>>

Please list project participants and Party(ies) involved and provide contact information in Annex 1. Information shall be indicated using the following tabular format.

Name of Party involved (*) (host indicates a host Party)	Private and/or public entity(ies) project participants (*) (as applicable)	Kindly indicate if the Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No)
Malaysia (host)	TDM Plantations Sdn Bhd	No
Japan	Gas and Power Investment CO., LTD (GPI)	No

(*) In accordance with the CDM modalities and procedures, at the time of making the CDM-PDD public at the stage of validation, a Party involved may or may not have provided its approval. At the time of requesting registration, the approval by the Party(ies) involved is required.

Note: When the PDD is filled in support of a proposed new methodology (forms CDM-NBM and CDM-NMM), at least the host Party(ies) and any known project participant (e.g. those proposing a new methodology) shall be identified.

A.4. Technical description of the small-scale project activity:**A.4.1. Location of the small-scale project activity:****A.4.1.1. Host Party(ies):**

>>

Host party of this project is Government of Malaysia.

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

>>

The project is located in Terengganu State.

A.4.1.3. City/Town/Community etc:

>>

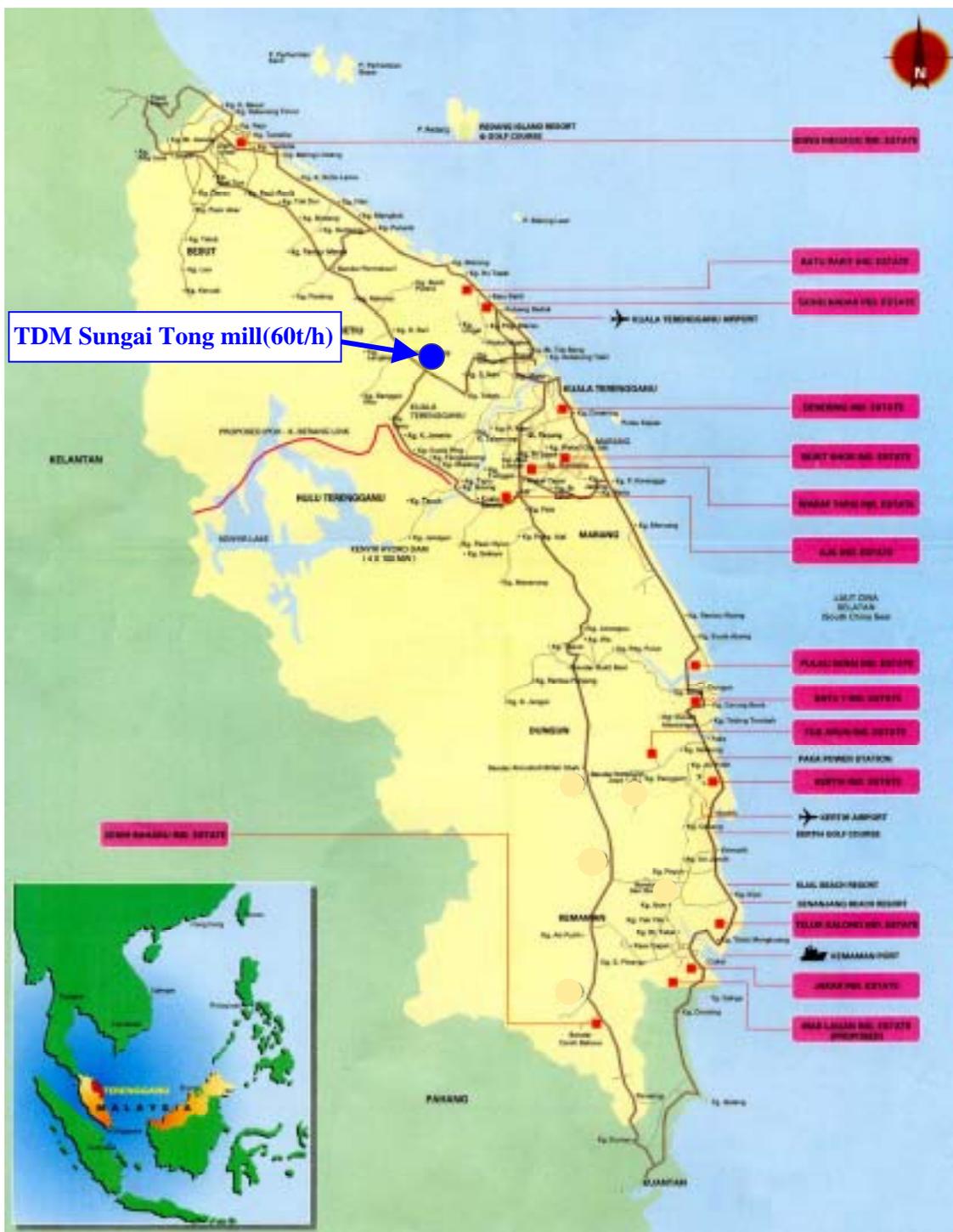
The physical address is of the project site is:

2150 Setiu, Terengganu, Malaysia

A.4.1.4. Detail of physical location, including information allowing the unique identification of this small-scale project activity(ies):

>>

The project is located in the premises of the TDM Sungai Tong Palm Oil Mill. The mill is located approximately 30km from Kuala Terengganu town which has 898,825 population. There is a 33/11kv grid distribution substation 1.5km from the mill, to which the project will be transmitting the electricity.



A.4.2. Type and category(ies) and technology of the small-scale project activity:

>>

This project falls within categories I.D. and III.E. in Appendix B as described below.



- Type I.D. Renewable electricity generation for a grid
This project activity involves the installation of new power generation units with a capacity of 7.0MW, of which 5.66MW will be exported to the national grid. The source of power is EFB which is biomass waste generated in the palm oil milling process. The project falls within category I.D. because it satisfies the definitions given in the simplified baseline and monitoring methodology for the category as follows:
 - renewable energy generation units, such as photovoltaics, hydro,tidal/wave, wind, geothermal, and renewable biomass, that supply electricity to and/or displace electricity from an electricity distribution system that is or would have been supplied by at least one fossil fuel fired generating unit(I.D. Version 08 Paragraph 1)
 - Project activities adding renewable energy capacity should consider the following cases:
 - 1) Adding new units;
 - 2) Replacing old units for more efficient units.To qualify as a small scale CDM project activity, the aggregate installed capacity after adding the new units (case 1) or of the more efficient units (case 2) should be lower than 15 MW (I.D. Version 08 Paragraph 4)

- Type III.E. Avoidance of methane production from biomass decay through controlled combustion
This project uses EFB as fuel for renewable power generation which is currently unutilized and disposed of in plantations and left to decay anaerobically. By utilization of EFB, the project will result in avoidance of methane generation. Annual emissions from this project are expected to be 367 tCO₂. Thus, the project activity falls within III.E. because it satisfies the definitions given in the simplified baseline and monitoring methodology for the category as follows:

Project that avoids the production of methane from biomass or other organic matter that would have otherwise been left to decay anaerobically in a solid waste disposal site without methane recovery. Due to the project activity, decay is prevented through controlled combustion. (III.E. Version 08 Paragraph 1)

- Total annual project activity related emissions shall be less than equal to 15 kilo tonnes of CO₂ equivalent annually. (III.E. Version 08 Paragraph 4)

[Description of technologies to be applied to the project activity]

One of the technological features of the project is the EFB preprocessing technology, in particular the dewatering system. Existing EFB power plants usually apply dry systems for EFB preprocessing. Dry systems usually utilize waste heat from existing boilers which supply energy to CPO mills. This system often faces energy scarcity because the energy can be supplied only while the CPO mill operates. The advantage of the dewatering system is that it allows stable operation of the system because its energy is supplied by the EFB power plant which operates 24 hours a day.

Another feature is the EFB boiler which equipped the technology bi-drum, natural circulated, water tube boiler whose combustion system is called travelling stoker firing. This boiler can combust the fuel like EFB whose combustion response is low.

This boiler can also be built with the parts that are available locally and operation will be conducted by local counterpart staff. It is important for the success of the project that plant operation can be done locally at low cost, because if the project requires frequent support from outside, it will increase running costs and lower project viability. The boiler also does not need special treatment against air pollutants or toxic wastes.

Therefore, this project activity can make a contribution to sustainable development in the host country as well as GHG emissions reduction.



A.4.3. Brief explanation of how the anthropogenic emissions of anthropogenic greenhouse gas (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed small-scale project activity, including why the emission reductions would not occur in the absence of the proposed small-scale project activity, taking into account national and/or sectoral policies and circumstances:

In Malaysia, open burning of EFB is banned by the Environmental Quality Act 1974 which was amended in 1998. Any person who contravenes this shall be liable to a fine or to imprisonment, or to both. Meanwhile, there is no legislation or regulation that prohibits EFB disposal in the plantations, nor is there expected to be in the future.

Moreover, although much research has been done on the effective material utilization of EFB, there have been almost no commercially successful projects to date. Also there is almost no EFB power generation project which runs successfully without CDM, due mainly to technological and financial barriers. Under this situation, palm oil producers near Sungai Tong mill have continued to dispose of EFB and leave it to decay anaerobically in their plantations. In this manner, in the absence of this project activity, EFB disposal will continue and an enormous amount of methane will be generated.

In light of the above, the project, which will utilize EFB for power generation, will result in a reduction of 186,952 tCO_{2eq}/y in methane emissions from EFB decay, and a total reduction of 371,073 tCO_{2eq}/y in carbon dioxide emissions during the 7 year crediting period.

For the purpose of conservativeness and transparency in calculation, only EFB from mills that currently leave EFB at their own disposal sites (mostly their plantations) is counted as a source of methane generation in the baseline scenario. In other words, EFB from mills where they do not dispose of EFB at their plantations will be omitted in the estimate of methane emission avoidance.

A.4.3.1 Estimated amount of emission reductions over the chosen crediting period:

>>

The expected GHG emission reduction during the first crediting period (1 April 2008-30 March 2015) by the project is shown as follows:

Table GHG emission reduction

Year	Baseline emissions		Project emissions	Leakage emission	Annual estimation of emission reductions in tonnes of CO _{2e}
	Biomass decay (tCO _{2eq} /y)	Displaced electricity (tCO _{2eq} /y)	Transportation increase (tCO _{2eq} /y)	(tCO _{2eq} /y)	Emission reduction (tCO _{2eq} /y)
Year 1	6,986	26,670	367	0	33,289
Year 2	13,812	26,670	367	0	40,115
Year 3	20,484	26,670	367	0	46,787
Year 4	27,004	26,670	367	0	53,307
Year 5	33,376	26,670	367	0	59,679
Year 6	39,602	26,670	367	0	65,905
Year 7	45,688	26,670	367	0	71,991
Total	186,952	186,690	2,688	0	371,073

A.4.4. Public funding of the small-scale project activity:

>>

This project does not involve any public funding as described in Annex 2.

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

>>

The project activity is not a debundled component of a larger project activity and will not be applied to register another project activity under the following conditions (Appendix C1 of the Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM project activities):

- With the same project participants;
- In the same project category and technology/measure;
- Registered within the previous 2 years; and
- Whose project boundary is within 1 km of the project boundary of the proposed small-scale activity at the closest point

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

>>

The project is applicable to the following two categories:

Type I.D. Renewable electricity generation for a grid, and

Type III.E. Avoidance of methane production from biomass decay through controlled combustion

B.2 Project category applicable to the small-scale project activity:

>>

This project activity is applicable to the project activity categories Type I.D. and Type III.E. as described in A.4.2.

1)I.D.

For baseline emission calculation, option (b) of the paragraph 7 of Type I.D. using the data obtained by TNB/Energy Commission. The figures and assumptions used in the GHG emission reduction calculation for this project are provided in the table below:

parameter	unit	description	data source/comment
BE _{v,grid}	t_CO _{2eq} /y	Annual baseline emission from a grid	calculated based on I.D.
Electricity _v	kW	power generation capacity of the plant	5.66
T _v	h/y	Operating hours of the plant	8,000
CEF _y	kgCO _{2eg} /kWh	CO ₂ emission factor of grid electricity	calculated based on I.D.

2)III.E.

Baseline emission calculation of methane generation potential is based on Type III.E. The concrete calculation method is described in E.1.1.4. The figures and assumptions used in the GHG emission reduction calculation for this project activity is provided in the table below:

parameter	unit	description	data source/comment
PE _{v,decav}	t_CO _{2eq} /y	Project activity direct emissions in the year “y”	calculated based on III.E.
PE _{y,comb}	t_CO _{2eq} /y	Emissions through combustion of non-biomass carbon in the year “y”	calculated based on III.E.
PE _{ytransp}	t_CO _{2eq} /y	Emissions through incremental transportation in the year “y”	calculated based on III.E.
PE _{y,power}	t_CO _{2eq} /y	Emissions through electricity or diesel consumption in the year “y”	calculated based on III.E.
Q _y	t/y	quantity of waste combusted in the year “y” (Increased amount only)	26,900 Calculated by quantity of EFB(95,000t/y) combusted minus EFB generated at the project mill(68,100t/y)
Q _{y,ash}	t/y	quantity of combustion residues produced in the year “y”	2,708 Calculated by ash content of EFB(7.5%DM) and amount of combustion (95,000t/y, water content 62%□
CT _y	t/truck	average truck capacity for waste transportation	5 Assumed in a conservative manner



$CT_{y,ash}$	t/truck	average truck capacity for combustion residues transportation	5 Assumed in a conservative manner
DAF_w	km/truck	average incremental distance for waste transportation	60 Assumed in a conservative manner based on the distance for the furthest mill from which EFB may be carried(30km for one-way)
$DAF_{w,ash}$	km/truck	average distance for combustion residues transportation	20 Assumed in a conservative manner
EF_{CO2eq}	tCO ₂ /km	CO ₂ equivalent emission factor from fuel use due to transportation	Calculated by EF_{CO_2} , EF_{CH_4} , EF_{N_2O} , GWP_{CH_4} and GWP_{N_2O}
EF_{CO_2}	tCO ₂ /km	CO ₂ emission factor from fuel use due to transportation (tCO ₂ /km, IPCC default values or local values can be used.)	$1.1 \cdot 10^{-3}$ IPCC guideline default value for “heavy duty diesel vehicle”
EF_{CH_4}	tCH ₄ /km	CH ₄ emission factor from fuel use due to transportation (tCH ₄ /km, IPCC default values or local values can be used.)	$6.0 \cdot 10^{-8}$ IPCC guideline default value for “heavy duty diesel vehicle”
EF_{N_2O}	tN ₂ O/km	N ₂ O emission factor from fuel use due to transportation (tN ₂ O 2/km, IPCC default values or local values can be used.)	$3.1 \cdot 10^{-8}$ IPCC guideline default value for “heavy duty diesel vehicle”
GWP_{CH_4}	-	Global warming potential of CH ₄	21 (IPCC default value)
GWP_{N_2O}	-	Global warming potential of N ₂ O	310 (IPCC default value)
F	-	fraction of methane in the landfill gas	Default <input type="checkbox"/> 0.5 <input type="checkbox"/>
DOC_j	-	per cent of degradable organic carbon (by weight) in the waste type j	Default <input type="checkbox"/> 0.3 <input type="checkbox"/> Please see the table below
DOC_F	-	fraction of DOC dissimilated to landfill gas	IPCC default <input type="checkbox"/> 0.77 <input type="checkbox"/>
MCF	-	Methane Correction Factor	IPCC default <input type="checkbox"/> 1.0 <input type="checkbox"/>
$A_{j,x}$	t/y	amount of organic waste type j land filled in the year x	85,100 Assumed by the power capacity (7.0MW)
k_j	-	decay rate for the waste stream type j	IPCC Default <input type="checkbox"/> 0.023 <input type="checkbox"/> for and straw waste
J	-	waste type distinguished into the waste categories (from A to D), as illustrated in the table below	D. Assumed as wood and straw waste
Y	-	year for which LFG emissions are calculated	
MB_y	t/y	Methane generation potential	calculated based on III.E.
$MD_{y,reg}$	t/y	methane emissions that would have to be removed to comply with national or local safety requirement or legal regulations	calculated based on III.E.

Table. Waste stream decay rates (k_j) and associated IPCC default values for DOC_j

Waste stream A to E	Per cent DOC_j (by weighr)	Decay-rate (k_j)
A <input type="checkbox"/> Paper and textiles	40	0.023
B <input type="checkbox"/> Garden and park waste and other (non-food) putrescibles	17	0.023
C <input type="checkbox"/> Food waste	15	0.231
D <input type="checkbox"/> Wood and straw waste ¹⁾	30	0.023
E <input type="checkbox"/> Inert material	0	0

¹⁾ Excluding lignin-C

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

>>

This project will not result in a BAU scenario because of the following barriers:

-Investment barrier

Usually EFB power generation system needs larger investment compared to the systems that burn either conventional biomass or fossil fuel. The IRR (Internal Rate of Return) of this project without CER sales is 0.5% (14 years: 2 crediting periods). The financial viability of the project will be improved when it is conducted under CDM and supplementary revenue is available, but without such support, the project activity without CER sales is not commercially viable.

-Technical barrier

Malaysian Government is actively promoting biomass power generation, however, very few EFB power generation projects have been implemented partially due to the difficulty in achieving a stable operation of the power system. It is obvious that this project which has higher risk is difficult to be implemented without incentives for CER acquisition by invest country. Therefore, it is apparent that there is a technological barrier for implementing this project activity.

-Barrier due to prevailing practice

There is no legislation or regulation that enforces EFB power generation or controlled combustion of EFB in Malaysia. Meanwhile, EFB open burning is banned by the Environmental Quality Act 1974 which was amended in 1998. Thus it is obvious that EFB combustion cannot be a natural course of action. Moreover, there is no EFB power generation implemented in Malaysia which did not assume to be a CDM projects. Difficulties in operation have restricted the growth of this form of power generation.

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

>>

The project boundary for each case is illustrated in the following figures. The boundary includes the physical and geographical sites where EFB would have been disposed and the avoided methane emission occurs in absence of the proposed project activity, where the treatment of EFB combustion takes place, and in the itineraries between the transportation of EFB and combustion residues occurs.

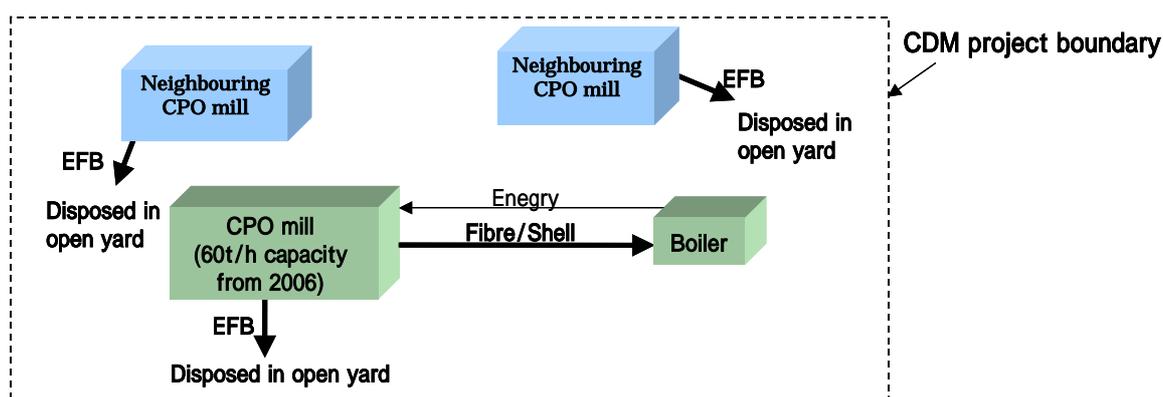


Fig. Project Boundary of Baseline Scenario

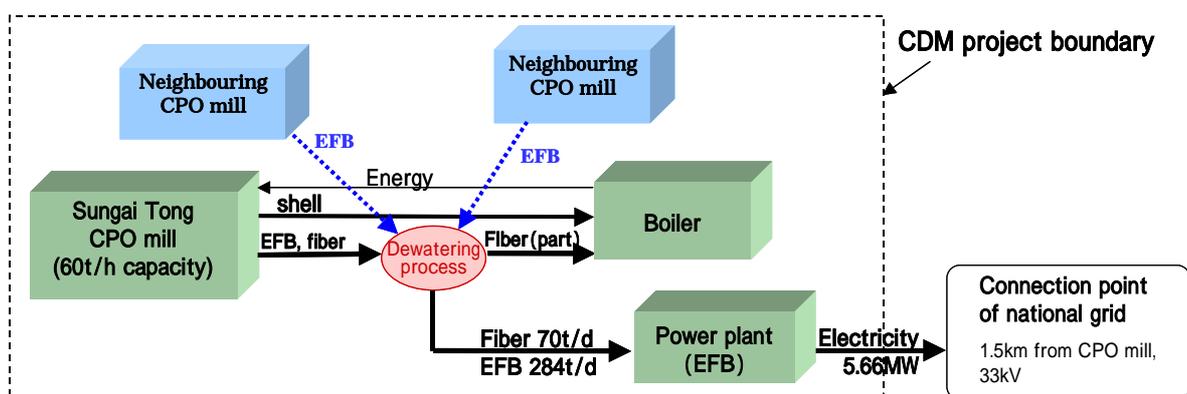


Fig. Project Boundary of Project Scenario

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

>>

The baseline for renewable electricity generation for the grid is based on Type I.D. of annex B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities (version 08). The baseline emission coefficient (measured in kg CO₂equ/kWh) of grid electricity is determined in a transparent and conservative manner, that is the weighted average emissions (in kg CO₂equ/kWh) of the current generation mix.

The baseline for avoidance of methane emissions through controlled combustion of EFB is based on methodology AMSIII.E. of annex B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities (version 08). Baseline methane emissions from EFB decay are calculated in a transparent and conservative manner based on first-order decay model.



Date of completion:

8 March 2006

Name of person/entity determining the baseline:

Ms. Ai Kawamura

Consultant

Sustainable Society Group

EX CORPORATION (City & Environment Planning, Research & Consulting)

Address: 17-22, Takada 2 chome, Toshima-ku, Tokyo 171-0033, Japan

Tel: +81-3-5956-7503

Fax: +81-3-5956-7523

Email: Kawamura@exri.co.jp

**SECTION C. Duration of the project activity / Crediting period:****C.1. Duration of the small-scale project activity:**

>>

C.1.1. Starting date of the small-scale project activity:

>>

The definition of the starting date of the project activity is the implementation of construction.

Starting date: 01/05/2007

C.1.2. Expected operational lifetime of the small-scale project activity:

>>

21 years

Power purchase agreement between electric company (TNB) will be valid for 21 years based on small renewable power programme which is promoted by the Government of the host country.

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

>>

C.2.1. Renewable crediting period:

>>

21 years

C.2.1.1. Starting date of the first crediting period:

>>

The definition of the starting date of the first crediting period is the commencement of EFB power generation plant.

Starting date: 01/04/2008

C.2.1.2. Length of the first crediting period:

>>

7 years

C.2.2. Fixed crediting period:

>>

C.2.2.1. Starting date:

>>

C.2.2.2. Length:



SECTION D. Application of a monitoring methodology and plan:

>>

D.1. Name and reference of approved monitoring methodology applied to the small-scale project activity:

>>

This project is applicable to the following two monitoring methodologies:

Type I.D. Renewable electricity generation for a grid, and

Type III.E. Avoidance of methane production from biomass decay through controlled combustion

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

>>

As described in A.4.2., justification for application of small scale methodologies (Type I.D. and Type III.E.) to this project activity is given below:

- Type I.D. Renewable electricity generation for a grid
 - This project installs renewable biomass energy generation unit that supplies electricity to an electricity distribution system that is supplied by at least one fossil fuel fired generating unit.
 - The total output of the power plant to be installed does not exceed 15 MW.

- Type III.E. Avoidance of methane production from biomass decay through controlled combustion
 - This project avoids the production of methane from biomass that would have otherwise been left to decay anaerobically in a solid waste disposal site without methane recovery. Due to the project, decay is prevented through controlled combustion.
 - Measures will both reduce anthropogenic emissions by sources, and directly emit less than 15 kilo tonnes of carbon dioxide equivalent annually.

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

>>

ID	Data variable	Unit	Measured (m), calculated (c), estimated (e),	Recording frequency	Proportion of data to be monitored	How will the data be archived? (electronic/ paper)	For how long is archived data kept?	Comment
1	Amount of biomass combusted	t/y	M	Daily	100%	Electronic electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	
2	Amount of biomass transported from other mills	t/y	M	Daily	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	
3	Composition of biomass	-	M	Once a year	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	
4	Amount of auxiliary fuel used	t/y	M	Daily	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	This project activity will not involve auxiliary fuel for running the system.
5	Amount of non- biomass carbon in the waste combusted	t/y	M	Daily	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	This project activity will not involve non-biomass carbon.
6	Average truck capacity	t/vehicle	M	Once a year	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	
7	Amount of power consumed and/or generated	MWh	M	Daily	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	This project activity will not involve any power or power generation utilizing fossil fuel.
8	Distance for transporting	Km	M	Once a year	100%	electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	
9	If EFB is utilized in neighboring CPO mills	-	M	Once a year	100%	Electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	If EFB in other mills are utilized and not disposed in plantation areas, BaU scenario that EFB is left to decay in plantation may not be valid.
10	Electricity	MWh	M	Daily	100%	electronic	Minimum 2 years after last CER issuance	

**D.4. Qualitative explanation of how quality control (QC) and quality assurance (QA) procedures are undertaken:**

>>

ID	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Explain QA/QC procedures planned for these data, or why such procedures are not necessary.
1	Low	Amount of biomass will be measured by a scale. Scale will undergo maintenance / calibration subject to appropriate industry standards.
2	Low	Amount of biomass transported from other mills will be measured by a scale. Scale will undergo maintenance / calibration subject to appropriate industry standards.
3	Low	Composition of biomass will be analyzed in an outside laboratory. The laboratory should be recognized as a reliable organization.
4	Low	Amount of auxiliary fuel used should be measured by a meter. Meters will undergo maintenance / calibration subject to appropriate industry standards
5	Low	Amount of non-biomass carbon in the waste combusted should be measured by a meter. Meters will undergo maintenance / calibration subject to appropriate industry standards
6	Low	Average truck capacity will be monitored utilizing scale. Scale will undergo maintenance / calibration subject to appropriate industry standards.
7	Low	Amount of power consumed and/or generated will be monitored meter. Meters will undergo maintenance / calibration subject to appropriate industry standards.
8	Low	Distance for transporting will be checked using map data.
9	Low	If EFB is utilized in neighboring CPO mills will be monitored by Quality control for the existence and enforcement of relevant regulations and incentives is beyond the bounds of the project activity, In stead, the DOE will verify the evidence collected.
10	Low	Electricity will be measured by meter. Flow meters will undergo maintenance / calibration subject to appropriate industry standards.

D.5. Please describe briefly the operational and management structure that the project participant(s) will implement in order to monitor emission reductions and any leakage effects generated by the project activity:

>>

Basically, the actor that is responsible for monitoring work of emission reductions and any leakage effects generated by the project activity, including project management, registration, measurement and reporting, is the SPC. To assure the credibility of monitoring results, the SPC must have the monitoring record validated by the third party, where appropriate. The monitoring equipment should be properly calibrated and maintained throughout the project period. The project participants conduct proper operation in terms of monitoring, maintenance of equipment, as well as management.

With regard to monitoring methods and emergency preparedness activities that are not included in the current SOP's, a manual will be prepared and training will be held for the workers who actually conduct monitoring work.



Given these conditions, the management structure of this project is concluded as established and reliable.

Table Management structure of monitoring work

Actor to be responsible	Roles in monitoring work
SPC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Monitoring, measurement ▪ Registration ▪ Where appropriate, reporting to third party who can authorize the data ▪ Calibration and maintenance of equipment

D.6. Name of person/entity determining the monitoring methodology:

>>

Ms. Ai Kawamura

Consultant

Sustainable Society Group

EX CORPORATION (City & Environment Planning, Research & Consulting)

Address: 17-22, Takada 2 chome, Toshima-ku, Tokyo 171-0033, Japan

Tel: +81-3-5956-7503

Fax: +81-3-5956-7523

Email: Kawamura@exri.co.jp

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

>>

E.1.1 Selected formulae as provided in appendix B:

>>

The detail description of emission reduction calculation by the project is given by E.1.1.1. to E.1.1.5. as follows:

E.1.1.1 Formulae used to estimate anthropogenic emissions by sources of GHGs due to the project activity within the project boundary:

>>

a) Electricity generation for a grid

Project emission due to electricity generation is not required to be calculated based on Type I.D.

b) EFB combustion

Project emission due to electricity generation is calculated based on Type III.E as follows:

$$\frac{PE_{y,decay}}{(t_CO_{2eq}/y)} \quad \frac{PE_{y,comb}}{(t_CO_{2eq}/y)} + \frac{PE_{y,transp}}{(t_CO_{2eq}/y)} + \frac{PE_{y,power}}{(t_CO_{2eq}/y)}$$

Description of parameters used for calculation

parameter	unit	description	data source/comment
PE _{y,decay}	t_CO _{2eq} /y	Project activity direct emissions in the year “y”	calculated based on III.E.
PE _{y,comb}	t_CO _{2eq} /y	Emissions through combustion of non-biomass carbon in the year “y”	calculated based on III.E.
PE _{y,transp}	t_CO _{2eq} /y	Emissions through incremental transportation in the year “y”	calculated based on III.E.
PE _{y,power}	t_CO _{2eq} /y	Emissions through electricity or diesel consumption in the year “y”	calculated based on III.E.

[Emissions through combustion of non-biomass carbon (PE_{y,comb})]

This item includes emissions through combustion of the non-biomass carbon content of the biomass and consumptions of auxiliary fuel for the incineration process. However, this item is not necessary for calculation because the project does not involve these fuels for combustion.

[Emissions through incremental transportation (PE_{y,transp})]

Emissions through incremental EFB transportation can be calculated by the following formula.

$$\frac{PE_{y,transp}}{(t_CO_{2eq}/y)} = \frac{Q_y}{(t/y)} \div \frac{CT_y}{(t/truck)} \times \frac{DAF_w}{(km/truck)} \times \frac{EF_{CO_2eq}}{(tCO_2/km)}$$

$$\frac{PE_{y,transp}}{(t_CO_{2eq}/y)} = \frac{Q_{y,ash}}{(t/y)} \div \frac{CT_{y,ash}}{(t/truck)} \times \frac{DAF_{w,ash}}{(km/truck)} \times \frac{EF_{CO_2eq}}{(tCO_2/km)}$$

$$+ \frac{17,000}{t/y} \div \frac{5}{t/truck} \times \frac{60}{km/truck} \times \frac{1.1 \cdot 10^{-3}}{tCO_2/km}$$

$$+ \frac{2,425}{t/y} \div \frac{5}{t/truck} \times \frac{20}{km/truck} \times \frac{1.1 \cdot 10^{-3}}{tCO_2/km}$$



$$357 + 10$$

$$367$$

Where, EF_{CO_2eq} is calculated as follows;

$$EF_{CO_2eq} \text{ (tCO}_2\text{/km)} = EF_{CO_2} \text{ (tCO}_2\text{/km)} + EF_{CH_4} \text{ (tCH}_4\text{/km)} \times GWP_{CH_4} + EF_{N_2O} \text{ (tN}_2\text{O/km)} \times GWP_{N_2O}$$

$$= 1.1 \times 10^{-3} \text{ (tCO}_2\text{/km)} + 6.0 \times 10^{-8} \text{ (tCH}_4\text{/km)} \times 21 + 3.1 \times 10^{-8} \text{ (tN}_2\text{O/km)} \times 310$$

$$= 1.1 \times 10^{-3} \text{ (tCO}_2\text{/km)} + 1.26 \times 10^{-5} \text{ (tCO}_2\text{/km)} + 9.61 \times 10^{-6} \text{ (tCO}_2\text{/km)}$$

$$= 1.1 \times 10^{-3} \text{ (tCO}_2\text{/km)}$$

The quantity of combustion residues is estimated as 2,708t/y and it will be distributed to the plantations as fertilizer, so incremental transportation requirements are minimal. However, to be conservative, the incremental distance is assumed to be 20km. With regard to the transportation increment of EFB combusted, for the EFB generated in the project mill does not require additional transportation because it is generated and combusted on site. The incremental distance for EFB carried from other mills (26,900t/y) is assumed to be 60km (30km for one-way) because there are CPO mills within 30km where EFB is available. Emissions through incremental transportation are estimated as 367 (t_{CO₂eq}/y).

Description of parameters used for calculation

parameter	unit	Description	data source/comment
Q_y	t/y	quantity of waste combusted in the year "y" (Increased amount only)	26,900
$Q_{y,ash}$	t/y	quantity of combustion residues produced in the year "y"	2,708 Calculated by ash content of EFB(7.5%DM) and amount of combustion (95,000t/y, water content 62%)
CT_y	t/truck	average truck capacity for waste transportation	5
$CT_{y,ash}$	t/truck	average truck capacity for combustion residues transportation	5
DAF_w	km/truck	average incremental distance for waste transportation	60
$DAF_{w,ash}$	km/truck	average distance for combustion residues transportation	20
EF_{CO_2eq}	tCO ₂ /km	CO ₂ equivalent emission factor from fuel use due to transportation	Calculated

**a) Electricity generation for a grid($BE_{y,grid}$)**

Baseline emission due to electricity generation is calculated based on Type I.D.

Baseline emissions are obtained as the amount of renewable electricity generated(kWh) multiplied by the emission factor($kgCO_{2eq}/kWh$) which is calculated in a conservative and transparent manner as shown below:

Baseline emissions from grid electricity generation are calculated by the following equation:

$$BE_{y,grid} \text{ (t_CO}_{2eq}/y) = \text{Electricity}_y \text{ (kW)} \times T_y \text{ (h/y)} \times CEF_y \text{ (kgCO}_{2eq}/kWh)$$

Description of parameters used for calculation

parameter	unit	description	data source/comment
$BE_{y,grid}$	t_CO _{2eq} /y	Annual baseline emission from a grid	calculated based on I.D.
Electricity _y	kW	power generation capacity of the plant	5.66
T _y	h/y	Operating hours of the plant	8,000
CEF _y	kgCO _{2eq} /kWh	CO ₂ emission factor of grid electricity	calculated based on I.D.

Each item will be calculated by the following steps based on the parameters above.

[CO₂ emission factor of grid electricity CEF_y]

As described in B.2. option (b) The weighted average emissions of the current generation mix are applied to the for the calculation of the CO₂ emission factor of grid electricity.

According to PTM (Pusat Tenaga Malaysia), the latest figure for CEF_y calculated by them is 0.631. However, this figure has not been officially authorized by the Malaysian DNA. Therefore, CEF_y for this project activity is calculated as follows:

Table Calculation of CO₂ emission factor

Type	Electricity generation for a grid			Ratio (d)	CEF (e)	Efficiency (f)	Oxydation ratio (g)	Energy conversion factor (h)	CO2 emission factor (i)=(e)/(f)*(g)* (h)*44/12*1000	Weighted average CO2 emission factor (j)=(d)*(i)
	TNB (a)	IPP (b)	Total (c)=(a)+(b)							
Hydro	4,710		4,710	5.9%	-	-	-	0.0000036	-	-
Natural Gas(Gas turbin)	3,404	273	3,677	4.6%	15.3	28%	0.995	0.0000036	0.718	0.033
Natural Gas(combined cycle)	9,747	38,642	48,389	60.7%	15.3	41%	0.995	0.0000036	0.490	0.298
Thermal(Natural gas/oil)	3,838		3,838	4.8%	15.3	35%	0.995	0.0000036	0.574	0.028
Coal	18,966		18,966	23.8%	26.2	35%	0.980	0.0000036	0.968	0.230
Others	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
										0.589

Note1:(a),(b), (f) Tenaga National Berhad and Energy commission (Actual data in 2004)

Note2:(e),(g) 1996 IPCC Guidelines for Greenhouse Gas Inventories Reference Manual

Note3:IPCC default for Natural gas is used for Thermal(Natural gas / Oil) for the purpose of conservativeness

Once the official CEF_y is released, the above figure will be displaced by the official one.

[Baseline emission (renewable power generation)]

In this project activity, amount of EFB combusted will be stabilized through EFB purchase from neighbouring mills. Therefore, the power generation capacity is assumed to be constant at 5.66MW.



$$\begin{aligned}
 & \text{CO}_2\text{e emissions from a grid (t_CO}_{2\text{eq}}) \\
 & \square \text{ power generation capacity (MW)} \times \text{ Operating hours of the plant (h/y)} \times \text{ CO}_2 \text{ Emission factor of a grid electricity (kg_CO}_2\text{/kWh)} \\
 & \square 5.660 \times 8,000 \times 0.589 \\
 & \square \underline{26.670}
 \end{aligned}$$

b) EFB combustion (BE_{y,decay})

Baseline emissions are the amount of methane from the decay of the biomass content of the waste treated in the project activity. Baseline emissions due to electricity generation are calculated based on Type III.E.

[Methane generation potential MB_y,]

Based on the instruction in the Type III.E. Methane generation potential (MB_y) is obtained by the following equation define in the Type III.G. (Land fill methane recovery)

$$\begin{aligned}
 & \text{MB}_y \text{ (t/y)} \\
 & \times \sum_{x=1}^y \sum_{j=A}^D A_{j,x} \\
 & \times \frac{16}{12} \times F \times \text{DOC}_F \times \text{MCF} \\
 & \times \sum_{x=1}^y 95,000 \times 0.3 \times (1 - e^{-k_j}) \times e^{-k_j(y-x)} \\
 & \times \frac{16}{12} \times 0.5 \times 0.77 \times 1.0
 \end{aligned}$$

Description of parameters used for calculation

parameter	unit	Description	data source/comment
F	-	fraction of methane in the landfill gas	Default □ 0.5 □
DOC _j	-	per cent of degradable organic carbon (by weight) in the waste type j	Default □ 0.3 □ Pease see the table below
DOC _F	-	fraction of DOC dissimilated to landfill gas	IPCC default □ 0.77 □
MCF	-	Methane Correction Factor	IPCC default □ 1.0 □
A _{j,x}	t/y	amount of organic waste type j land filled in the year x	95,000
k _j	-	decay rate for the waste stream type j	Default □ 0.023 □ Pease see the table below
j	-	waste type distinguished into the waste categories (from A to D), as illustrated in the table below	D. Assumed as wood and straw waste Pease see the table below
x	-	year since the landfill started receiving wastes: x runs from the first year of landfill operation (x=1) to the year for which emissions are calculated (x=y)	



y	-	year for which LFG emissions are calculated	
---	---	---	--

Table. Waste stream decay rates (k_j) and associated IPCC default values for DOC_j

Waste stream A to E	Per cent DOC _j (by weight)	Decay-rate (k _j)
A <input type="checkbox"/> Paper and textiles	40	0.023
B <input type="checkbox"/> Garden and park waste and other (non-food) putrescibles	17	0.023
C <input type="checkbox"/> Food waste	15	0.231
D <input type="checkbox"/> Wood and straw waste ¹⁾	30	0.023
E <input type="checkbox"/> Inert material	0	0

¹⁾ Excluding lignin-C

Baseline emissions will be Methane generation potential $\square MB_y$, \square excluding methane emissions that would have to be removed to comply with national or local safety requirements or legal regulations. Methane emissions that would have to be removed to comply with national or local safety requirements or legal regulations will not occur in this project activity because there is no such a law or regulation to force EFB combustion. Therefore, $BE_{y,decay}$ is calculated only MB_y as shown in the equation below:

$$BE_{y,decay} (t_{CO_2eq}/y) = MB_y (t/y) \times GWP_{CH_4} - MD_{y,reg} (t/y) \times GWP_{CH_4}$$

Description of parameters used for calculation

parameter	unit	description	data source/comment
MB_y	t/y	Methane generation potential	calculated based on III.E.
$MD_{y,reg}$	t/y	methane emissions that would have to be removed to comply with national or local safety requirement or legal regulations	calculated based on III.E.
GWP_{CH_4}	-	Global warming potential for methane	21 (IPCC default)

Table Annual total baseline emissions

Year	Annual emissions(tCO _{2eq} /y)
1	6,986
2	13,812
3	20,484
4	27,004
5	33,376
6	39,602
7	45,688
8	51,634
9	57,446
10	63,125
11	68,676
12	74,100
13	79,401
14	84,581
Total	665,915



E.1.1.5 Difference between E.1.2.4 and E.1.2.3 represents the emission reductions due to the project activity during a given period:

Emission reduction achieved by the project activity during the first crediting period(7 years) is 371,073t_CO_{2eq}

$$ER_{(t_CO_{2eq})} = BE_{,dacaday}(t_CO_{2eq}) - BE_{,grid}(t_CO_{2eq}) - (PE_{,dacaday}(t_CO_{2eq}) + Leacage_{,dacaday}(t_CO_{2eq}) + Leacage_{,grid}(t_CO_{2eq}))$$

Year	Baseline emissions		Project emissions	Leakage emission		Annual estimation of emission reductions in tonnes of CO _{2e}
	BE _{,dacaday} (tCO _{2eq} /y)	BE _{,grid} (tCO _{2eq} /y)		PE _{,dacaday} (tCO _{2eq} /y)	Leacage _{,dacaday} (tCO _{2eq} /y)	
Year 1	6,986	26,670	367	0	0	33,289
Year 2	13,812	26,670	367	0	0	40,115
Year 3	20,484	26,670	367	0	0	46,787
Year 4	27,004	26,670	367	0	0	53,307
Year 5	33,376	26,670	367	0	0	59,679
Year 6	39,602	26,670	367	0	0	65,905
Year 7	45,688	26,670	367	0	0	71,991
Total	186,952	186,690	2,688	0	0	371,073

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

>>

Not applicable.

E.1.2.1 Describe the formulae used to estimate anthropogenic emissions by sources of GHGs due to the project activity within the project boundary:

>>

Not applicable.

E.1.2.2 Describe the formulae used to estimate leakage due to the project activity, where required, for the applicable project category in appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities

>>

Not applicable.

E.1.2.3 The sum of E.1.2.1 and E.1.2.2 represents the small-scale project activity emissions:

>>

Not applicable.

E.1.2.4 Describe the formulae used to estimate the anthropogenic emissions by sources of GHGs in the baseline using the baseline methodology for the applicable project category in appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities:

>>

Not applicable.



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

>>

Not applicable.

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

>>

**SECTION F.: Environmental impacts:****F.1. If required by the host Party, documentation on the analysis of the environmental impacts of the project activity:**

>>

No significant adverse environmental impact will arise from the project due to following reasons:

- No exploitation or destruction of natural resources and ecosystem arise from the project, since the project is carried out within the site of the existing project factory.
- The project is expected to contribute to reduction of water pollutant emissions from EFB by combusting it to generate power. Furthermore, it will also contribute to the mitigation of air pollutants and greenhouse gas emissions through replacement of national grid electricity generated by fossil fuel combustion.

The Malaysian Government requires environmental impact assessment (EIA) to be conducted for the development of power plants with installed capacity of more than 10MW. However, since the installed capacity of power plant in the project is only 7.0MW, EIA is not required for the project.

SECTION G. Stakeholders' comments:**G.1. Brief description of how comments by local stakeholders have been invited and compiled:**

>>

Comments are collected by individual interviews.

(Stakeholders' comments are to be invited once the project plan goes more in detail.)

G.2. Summary of the comments received:

>>

TDM Plantation Sdn. Bhd.

At the current situation, the cost of EFB disposal is considered very high in terms of both financial and environmental aspect. However, they do not know any effective measure to utilize EFB. They showed their grate expectation for EFB power generation as a effective measure to solve the current problem and also increase their profit..

TNB Bhd.

Their recognition that renewable electricity supply from Sungai Tong mill to the grid is in accordance with the National Policy to promote renewable energy utilization was confirmed. There is a plan to build a school near Sungai Tong and it is expected that the electricity demand around the area will increase. Therefore, TNB is ready to receive the electricity from this project.

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

>>

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

Host country participant

Organization:	TDM Plantation SDN. BHD.
Street/P.O.Box:	
City:	21500 Setius
State/Region:	Terengganu
Postfix/ZIP:	
Country:	Malaysia
Telephone:	+60-(0)9-624 7290
FAX:	+60-(0)9-624 6472
URL:	
Represented by:	
Title:	Mill Manager
Salutation:	HJ.
Last Name:	Osman
Middle Name:	B.
First Name:	Hassan
Department:	
Personal E-Mail:	hassan@miosh.net

Annex I country participant

Organization:	Gas and Power Investment CO., LTD.
Street/P.O.Box:	
City:	4-4-11, Awajimachi, Chuo-ku
State/Region:	Osaka
Postfix/ZIP:	541-0047
Country:	Japan
Telephone:	+81-(0)6-6205-4838
FAX:	+81-(0)6-6205-4762
URL:	
Represented by:	
Title:	Managing Director
Salutation:	Mr.
Last Name:	Shito
Middle Name:	
First Name:	Etsuo
Department:	
Personal E-Mail:	shito@osakagas.co.jp



Technical Advisor

Organization:	EX Corporation
Street/P.O.Box:	
City:	17-22, Takada 2 chome, Toshima-ku
State/Region:	Tokyo
Postfix/ZIP:	171-0033
Country:	Japan
Telephone:	03-5956-7503
FAX:	03-5956-7523
URL:	http://www.exri.co.jp
Represented by:	
Title:	General Manager
Salutation:	Mr.
Last Name:	Suzuki
Middle Name:	
First Name:	Shinichi
Department:	Sustainable Society Group
Direct tel:	03-5956-7514
Personal E-Mail:	suzuki@exri.co.jp



Annex 2

INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING

This project does not involve any public funding.
