

概要版

1. 調査の目的

本事業は、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、粗パーム油の生産工程で発生する廃棄物等を利用した発電・売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、再生可能エネルギーの創出を通じて対象国の持続可能な発展に資することを目的とする。

2. プロジェクトの概要

(1) 目的と事業内容

本計画は、パームオイル工場から発生する空房 (Empty Fruit Bunch 以下、EFB) 及びパームオイル廃液 (Palm Oil Mill Effluent 以下、POME) から発生するメタンを燃料として発電を行い電力公社である TNB へ売電するというものである。対象工場である Sungai Tong 工場は、現在のパームオイル (Crude Palm Oil, 以下 CPO) 工場規模 36t/h を 2006 年に 60t/h へと拡張し、今後は約 30 万 t/y の果房 (Fresh Fruit Bunch 以下、FFB) を加工が見込まれる大規模工場である。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。また、パームオイル工場では大量の有機分を含む POME を嫌気処理している開放型ラグーンからは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状況からも Sungai Tong 工場を所有する TDM Plantation Sdn Bhd は EFB と POME という無価値の廃棄物から、再生可能エネルギーを創出する本計画に対して意欲を示した。そこで、本事業ではカウンターパートからの要望の強い EFB の有効利用に主眼をおき、下記の 2 ケースについて事業実施可能性を検討し、より事業性の高いケースの CDM 事業計画を策定することとした。

ケース 1 : EFB 発電 + POME からのメタン回収・発電事業

ケース 2 : EFB 発電

(2) プロジェクト技術の概要

Sungai Tong 工場では搾油工程で発生する繊維 (Fiber) をボイラー燃料として利用している。しかし一部が余剰状態にあるため、より安定的な燃料確保を行うことを目的として余剰 Fiber も EFB 発電燃料として利用し、EFB と Fiber の混焼方式を想定した。POME に対しては、閉鎖型高温発酵槽でメタンを回収とガスエンジンを用いた発電を想定した。

本事業で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され、技術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。

表 1 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	ボイラー燃料として利用、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

表 2 EFB 発電機器構成

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、ボイラー本体、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 3 メタン回収・発電機器構成

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、汚泥混合機、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、汚泥引抜ポンプ
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、温水ボイラー、余剰ガス燃焼装置、温水ポンプ、計器類

(3)CDM 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。

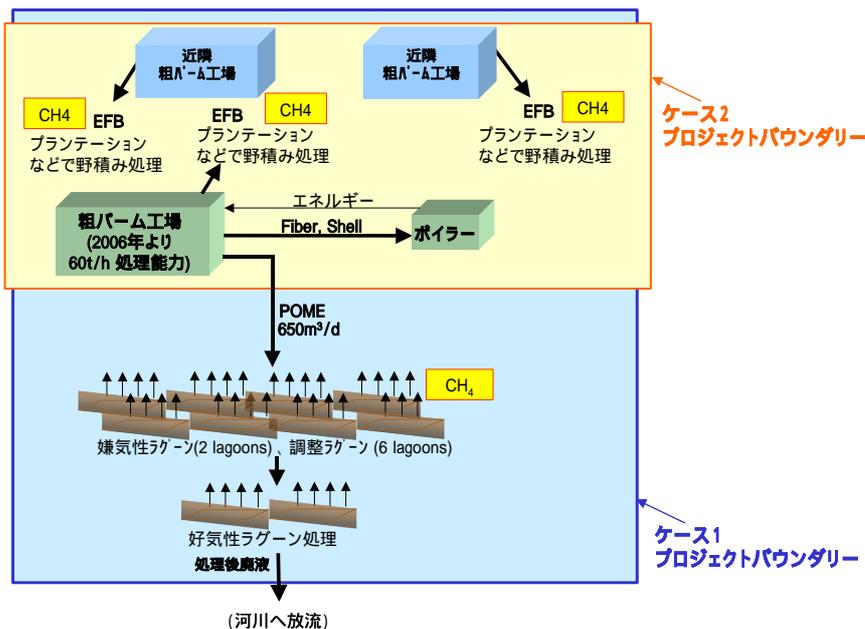


図 1 プロジェクトバウンダリー (ベースラインシナリオ)

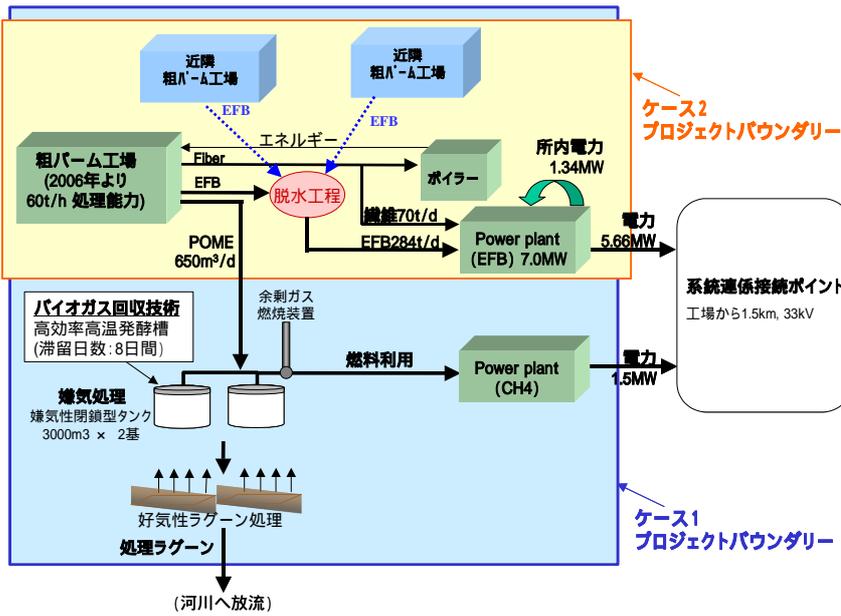


図2 プロジェクトバウンダリー (プロジェクトシナリオ)

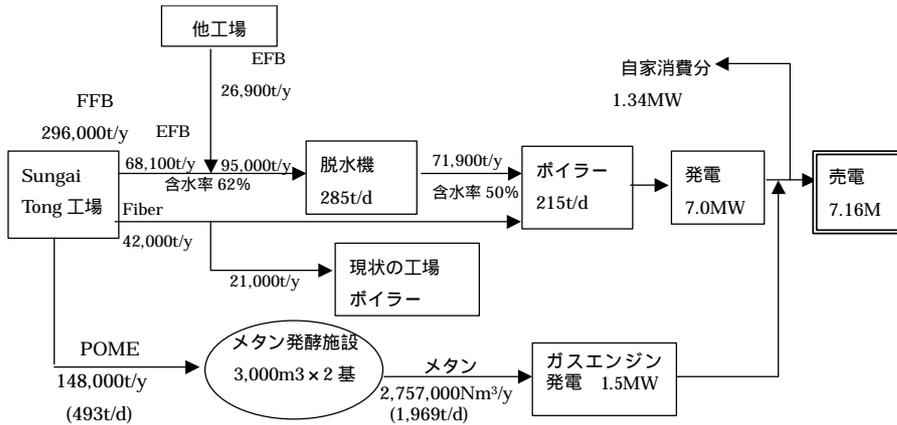


図3 ケース1における物質収支

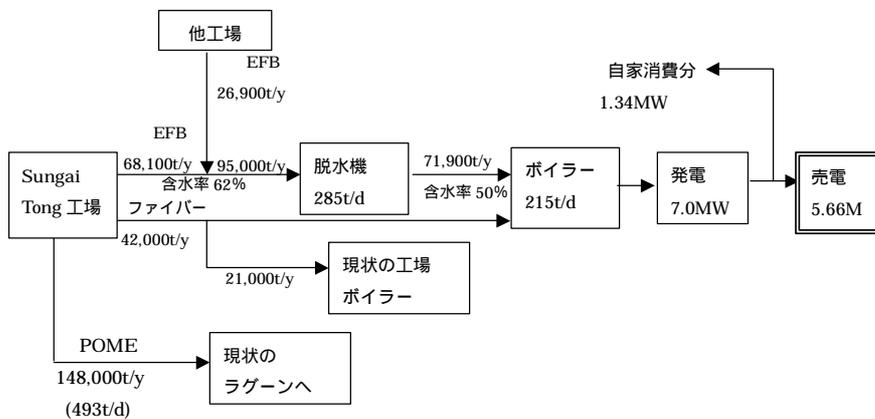


図4 ケース2における物質収支

3. ベースラインシナリオと追加性の証明

(1) ベースラインシナリオ

本事業における EFB、廃液に関するベースラインは現行の処理方式がベースラインとなることを想定した。

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せず、今後もその見込みはない。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少なく、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。

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。

（追加性の証明については PDD 要約を参照）

4. 温室効果ガス排出量算定のための方法論

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 以下であり、また売電量も 10MW 未満を想定していることから、小規模方法論の適用条件を満たすため、下記の 3 方法論の組み合わせにより、温室効果ガス削減量算定手法を検討した。

- ・ III.H. 廃液からのメタン回収
- ・ 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
- ・ I.D. 系統接続再生可能発電

本事業による温室効果ガス削減効果の算定式の概略を下記に示す。

廃液からのメタン回収による排出削減量

$$\begin{array}{l} \text{廃液処理における} \\ \text{排出削減量} \\ \text{(t_CO}_{2\text{eq}}) \end{array} = \begin{array}{l} \text{廃液処理における} \\ \text{ベースライン排出量} \\ \text{(t_CO}_{2\text{eq}}) \end{array} - \begin{array}{l} \text{廃液処理における} \\ \text{プロジェクト排出量} \\ \text{(t_CO}_{2\text{eq}}) \end{array} - \begin{array}{l} \text{リーケージ} \\ \text{(t_CO}_{2\text{eq}}) \end{array} \cdots (i)$$

EFB からのメタン発生回避による排出削減量

EFB からのメタン発生回避によるベースライン排出量は小規模方法論タイプ III.E.に基づき、(ii)で求められる。

$$\text{EFB の腐敗からのメタン発生量 (t_CO}_{2\text{eq}}) = \text{メタン発生可能量 (t_CH}_4) \times \text{メタンの温暖化係数} \dots (ii)$$

ここでメタン発生可能量は、有機分の分解は廃棄年に全て分解されるのではなく、発酵が徐々に行進するという概念に基づいた First Order Decay モデルを採用して行う。

$$\text{EFB 発電によるプロセス外発生量 (t_CO}_{2\text{eq}}) = \text{非化石起源炭素に起因する排出量 (t_CO}_{2\text{eq}}) + \text{輸送増加に起因する排出量 (t_CO}_{2\text{eq}}) + \text{電力・軽油使用による排出量 (t_CO}_{2\text{eq}}) \dots (iii)$$

これより、EFB からのメタン発生回避による排出削減量は(ii)、(iii)より、(iv)で求められる。

$$\text{EFB 発電による排出削減量 (t_CO}_{2\text{eq}}) = \text{EFB の腐敗からのメタン発生量 (t_CO}_{2\text{eq}}) - \text{EFB の腐敗からのプロセス外発生量 (t_CO}_{2\text{eq}}) - \text{リーケージ (t_CO}_{2\text{eq}}) \dots (iv)$$

再生可能エネルギーの系統接続による排出削減量

系統接続による排出削減量は小規模方法論タイプ I.D.に基づき、(iv)で求められる。

$$\text{系統電源からのメタン発生量 (t_CO}_{2\text{eq}}) = \{ \text{導入プラント発電容量 (kW)} \times \text{稼働時間 (h/y)} \} \times \text{系統電源 CO}_2 \text{ 排出係数 (kgCO}_{2\text{eg}}/\text{kWh}) - \text{リーケージ (t_CO}_{2\text{eq}}) \dots (v)$$

各ケースの排出削減量は以下のように算定する。なお、リーケージは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のみ発生する。

[ケース 1 : EFB 発電 + メタン回収・発電] (i) + (iv) + (v)

[ケース 2 : EFB 発電] (iv) + (v)

(3) モニタリング計画

実施すべきモニタリング項目は採用する小規模方法論に基づき以下に整理される。

表 4 廃液からの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)	・ 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)	・ 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	・ 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	・ 装置稼働時間

間×燃焼プロセスの効率)	・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、校正	・プラントの運転状況の確認

表5 EFBからのメタン発生回避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) 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	・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	・バイオマス成分
(3) 補助燃料使用量のモニタリング	・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	・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	・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	・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	・バイオマス輸送距離増加量
(8) プロジェクト実施者は、プロジェクト活動がなければ、プロジェクトにより燃焼されるバイオマスが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	・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。	・排出削減量を確認

表6 系統接続によるエネルギー代替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) 発電された再生可能エネルギー量のモニタリング	・送電端電力量

5. プロジェクト効果

(1) 温室効果ガス排出削減効果

温室効果ガス削減量の算定方法に基づき、各ケースにおける温室効果ガス削減量は以下に示す結果となった。

表7 温室効果ガス削減量（ケース1：EFB発電+メタン回収・発電）

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		
	廃液からのメタン回収・発電		EFB発電・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	
	嫌気性ガス	系統電源	メタン発生回避	系統電源	メタン発生回避	メタン発生回避			系統電源	メタン発生回避
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

表 8 温室効果ガス削減量（ケース 2：EFB 発電）

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	メタン発生回避			
	t_CO ₂ eq	t_CO ₂ eq	t_CO ₂ eq			
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	

(2) エネルギー代替効果

TNB 及び Energy Commission から得られたデータ（2004 年）を用いて算出した半島マレーシア全電源平均 CO₂ 排出係数 0.589tCO₂eq/kWh を用いて算出すると、系統接続によるエネルギー代替効果は以下の結果が得られた。

表 9 エネルギー代替効果

	EFB 発電		メタン発電	
	MWh/y	MWh (7 年)	Toe/y	toe (7 年)
代替電力（売電量）	45,280	316,960	8,640	60,480
代替エネルギー（石油換算）	12,762	89,334	2,435	17,045t

6. プロジェクト実施計画

(1) 事業性の検討

本事業のコストを試算したところ初期投資額、維持管理費は下表に示す結果となった。

表 10 ランニングコスト

項目	ケース 1 (百万円/y)	ケース 2 (百万円/y)	備考
メンテナンス費	62.6	103.7	初期投資額の 3% (当初 2 年間は 1%)
原料調達	8.1	8.1	RM10/t_EFB で外部より購入
薬品	4.4	4.4	
人件費	2.3	2.3	作業員 17 人、技術者 2 人
潤滑油	4.8	4.8	
消耗品	3.6	3.6	
損害保険費用	8.3	13.8	初期投資額の 0.4%
一般管理費	1.8	1.8	人件費の 80%
合計	95.9	142.5	

表 11 初期投資額（ケース 1：EFB 発電 + メタン回収・発電）

工事項目	ケース 1		ケース 2	
	日本支払い (百万円)	現地支払い (百万円)	日本支払い (百万円)	現地支払い (百万円)
ボイラー及び付属品	650	630	650	630
ガスタービン及び付属品	360	24	360	24
EFB 前処理設備	60	10.5	60	10.5
バイオガス関係機械設備	650	720	-	-
土工工事	-	48	-	48
据付工事	24	195	24	195
所内受変電工事	25	12	25	12
送電工事	- 現時点不含	- 現時点不含	- 現時点不含	- 現時点不含
その他、諸経費	40	6.6	40	6.6
小計	1,809	1,646.1	1,159	926.1
合計		3,455.1		2,085.1

また、下記の条件で事業性を評価したところ、CER の販売価格によって図 5 に示す結果が得られた。これより、ケース 1 の事業化は極めて厳しいこと、また、ケース 2 に対しては、比較的可能性はあるものの、現在の条件での事業性は十分ではないことが明らかとなった。

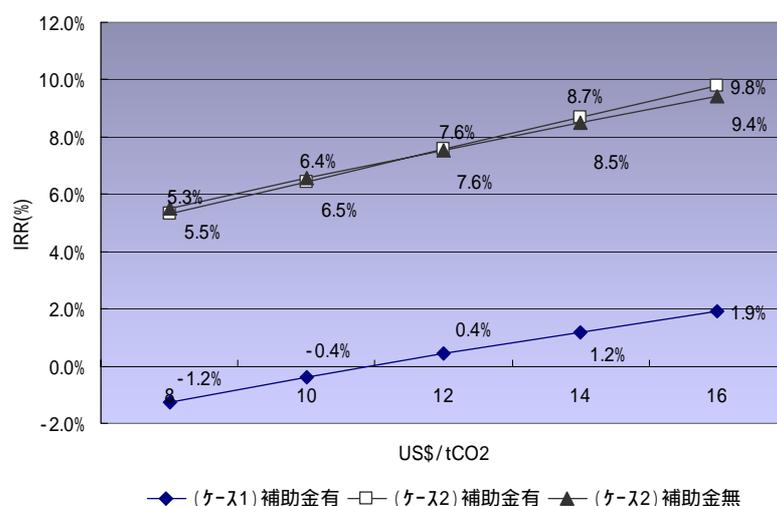


図 5 今回の積算結果にもとづいた事業性の試算結果

以上の結果を受けて、事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。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。

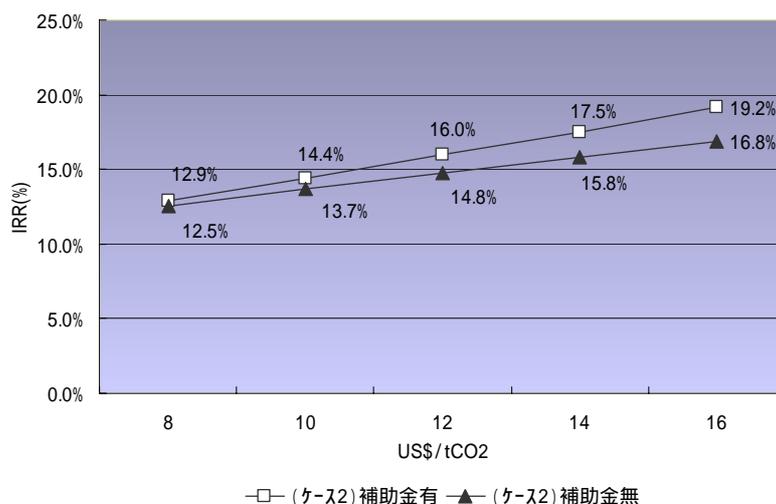


図 6 初期コストを低減した場合の事業性の試算結果

(2) プロジェクト実施体制

本事業は下図に示す実施体制で行うことを想定している。この SPC が TNB 社と売電契約を結ぶとともに、炭素クレジットの販売に関しては(株)ガスアンドパワーインベストメント (GPI)へ販売するスキームで交渉する予定である。

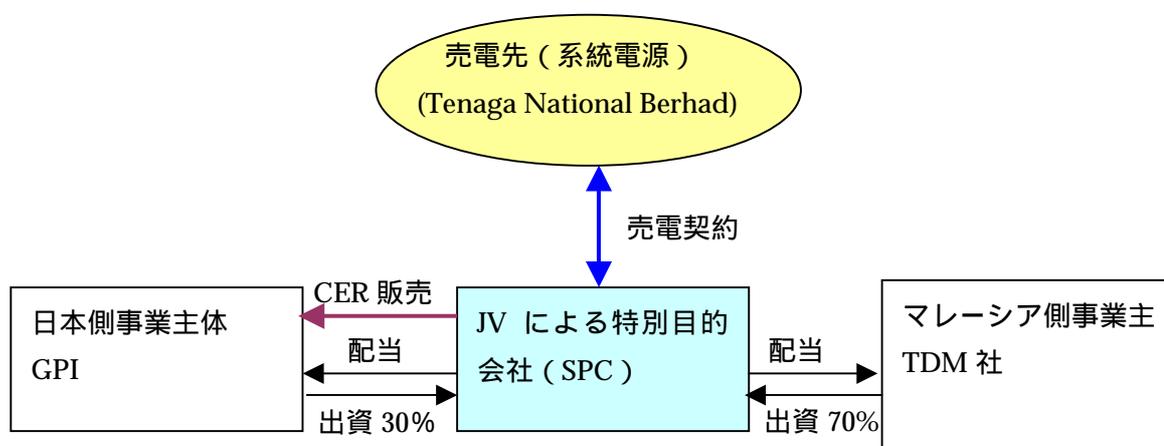


図 7 プロジェクト実施体制

(3) プロジェクト実施スケジュール

今後、ケース 2 を想定して事業コストの低減に向け取り組み、2007 年 5 月に建設を開始し 2008 年 4 月からの事業開始を目指している。

(4) 資金計画・資金調達の見込み

初期投資額は 20.85 億円 (ケース 2) となった。出資は、GPI とホスト国カウンターパートである TDM 社から行うことを考えており、その他に国際協力銀行からの融資、及び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を想定・検討している。

7. 事業実施に向けた課題

今後、本 CDM 事業の実現へ向けて下記の検討を引き続き行っていく。

✓ 積算の見直しを踏まえた事業性の確認

本事業の実現可能性を高めるためには、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。ヨーロッパメーカー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引き続き検討する。

✓ 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

本調査では売電価格を 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が得られるようにトレンガヌ州政府の協力も得て、TNB に対して協力依頼をしていくことが考えられる。

✓ TDM 社との協議及び事業実施に向けた合意形成

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。

✓ 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。DNA、CDM 理事会に CDM 事業申請をする。