

平成19年度環境省委託事業

平成19年度CDM/JI事業調査

ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査

報 告 書

本編

平成20年3月

株式会社 東 芝

1.	プロジェクトの基礎的事項	1
1.1	プロジェクトの背景、概要、調査目的	1
1.2	ベトナム及び現地の概要	2
1.2.1	ベトナムの概要	2
1.2.2	ベトナムの電気事業	9
1.2.3	ベトナムにおける CDM の現状	16
1.2.4	ベトナムにおける農業及びキャッサバ芋生産の現状	21
1.3	調査の実施体制	23
2.	プロジェクトの内容	24
2.1	サイトの概要	24
2.1.1	タイニン省の概要	24
2.1.2	実施サイトの位置	24
2.1.3	TRUONG THINH 社の概要	26
2.1.4	TRUONG THINH 社での澱粉生産	27
2.1.5	TRUONG THINH 社の廃水処理の現状	30
2.1.6	設備設置予定地	36
2.2	プロジェクトの内容	37
2.2.1	プロジェクトの概要	37
2.2.2	ホスト国の持続可能な開発への貢献	40
2.2.3	プロジェクト参加者	41
2.2.4	承認方法論の適用	41
2.2.5	プロジェクトバウンダリー	45
2.2.6	ベースラインの設定	46
2.2.7	追加性の証明	47

2.2.8	プロジェクト実施前における GHG 削減量の計算.....	49
2.2.9	クレジット獲得期間.....	54
2.2.10	モニタリング計画.....	55
2.2.11	プロジェクト実施後における GHG 削減量の推定.....	55
2.2.12	環境影響及びその他の間接影響.....	56
2.2.13	利害関係者コメント.....	58
3.	事業化に向けて.....	59
3.1	プロジェクトの実施体制.....	59
3.2	プロジェクト実施案の検討とその資金計画.....	59
3.3	経済性分析及び事業化に向けての課題.....	60
3.3.1	主要器機及び試算条件.....	60
3.3.2	IRR 試算結果.....	61
3.3.3	事業化に向けての検討.....	62

1. プロジェクトの基礎的事項

1.1 プロジェクトの背景、概要、調査目的

2008年1月、国連気候変動枠組条約第3回締約国会議において採択された京都議定書の第一約束期間に入った。昨年末のバリ会議以後、2013年以降の国際枠組みづくりの議論に注目が集まっているが、まずはこの第一約束期間において、我が国が「クリーン開発メカニズム(CDM)」「共同実施(JI)」を通じて果たすべき役割は大きい。

ベトナム社会主義共和国は、京都議定書の非附属書I国に該当し、温室効果ガス削減目標は割り当てられていない。しかし、継続的な経済発展とともに環境汚染問題も顕著になり始めている。

農村部の主力産業のひとつであるタピオカ澱粉加工工場では高濃度の有機廃水が発生し、廃水は広大な開放ラグーンで処理されているが、これらのラグーンでは臭気や土壌への浸透による地下水源汚染等の環境問題とともに、ラグーンでの嫌気反応による温室効果ガス発生の問題がある。それらの問題に対して当社の有機排水処理技術を活用することを目指し、昨年、平成18年度CDM/JI事業調査『ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査』として、タイニン省にあるタピオカ澱粉加工工場VIETMA社の調査を行った。VIETMA社におけるプロジェクトは、平成18年度の調査結果を活かして順調に実施へと進み、現在は設備建設の段階に入っている。

今回の調査の対象も昨年度と同じくタピオカ澱粉加工工場であるが、前回に比べて、さらにもうひとつ意義がある。それは、ベトナムでは急速な商業の発達や生活水準の上昇等により電力消費量は増加傾向にあり、電力事業における温室効果ガスの発生の増加は無視できないことである。タピオカ澱粉加工工場でも生産設備の稼動に多くの電力を消費するが、本調査において設置を検討するメタンガス回収プラントでは、回収したメタンガスをエネルギー源として発電を行い、工場の生産設備へ電力を供給する。これにより電力供給事業者から受電する電力量を削減することができ、その結果、削減した電力量に相当する発電所での温室効果ガスの発生を無くすことができる。

本調査では、タピオカ澱粉加工工場の既設ラグーンからのメタンガス発生を低減させるとともに、消費電力量の削減に伴う温室効果ガス発生の削減も含めてCDMプロジェクトの事業性を検討し、実施に向けた課題を明確にする。

1.2 ベトナム及び現地の概要

1.2.1 ベトナムの概要

(1) 地理¹

ベトナム社会主義共和国（首都ハノイ）はインドシナ半島の東側に南北約 1,650km に及ぶ細長い本土と南シナ海の南沙諸島や西沙諸島などの群島からなる。国土面積は約 33 万 km² で、日本の九州を除いた面積に相当する。国土の北側は中国と国境を接し、東側は南シナ海、西側はラオス、カンボジアと隣接している。また、国土の 73%が山脈で形成され、平野は北部の紅河デルタや南部のメコンデルタと海岸線に沿ってわずかに広がっている。



図 1-1 ベトナム社会主義共和国²

¹ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

² 日本貿易振興機構（ジェトロ）ビジネスガイド ベトナム 1994 より引用

(2) 気候³

北部の紅河デルタにある首都ハノイは亜熱帯に属し、夏と冬に寒暖の差がある。夏は30℃近くまで気温が上昇し、高温多湿となる。冬は最低気温が15℃程度で北東モンスーンがもたらす湿気により霧雨が降る。

一方、南部のメコンデルタにあるカマウは一年を通じた平均気温が27℃～29℃で、夏と冬の寒暖の差は3℃程度しかない。気候区分は熱帯に属し、雨季のピークとなる8月の月間降雨量は約400mmに達し、2月の乾季の降雨量は3mm程度しかない。この地域は様々な農業が盛んで野菜、果樹、稲の三期作などが展開されている。

以下に北部のハノイ、中部のダナン、南部のカマウにおける月別の降雨量と平均気温の推移を示す。

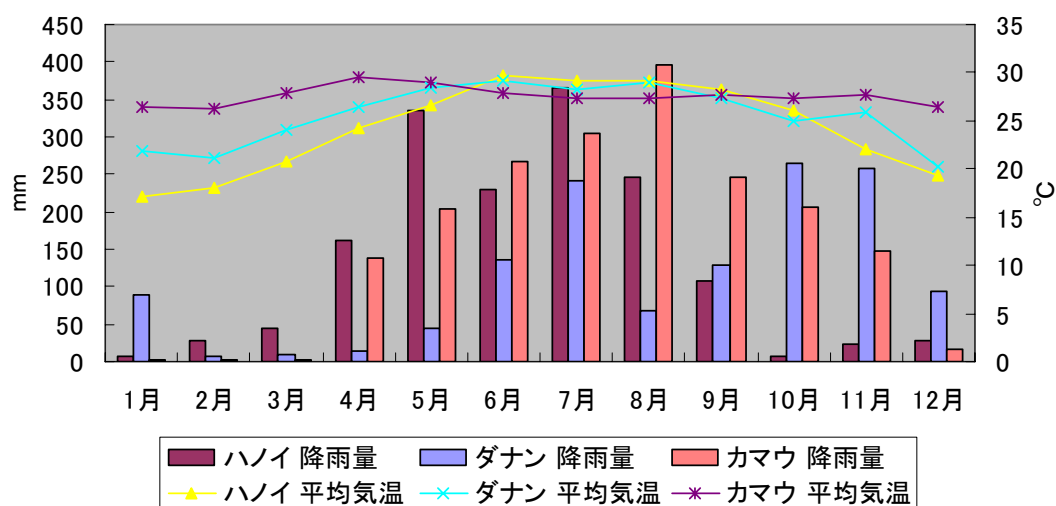


図 1-2 ベトナムにおける月別降水量と平均気温 (2004 年)⁴

³ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

⁴ ビスタ ピー・エス 2004 年度版ベトナム統計年鑑 より引用

(3) 歴史⁵

紀元前 1000 年頃のベトナムには青銅器文化や高度な稲作文化が繁栄していた。紀元前 100 年頃から千年もの間、中国属領時代が続きそれ以降も繰り返し中国への抵抗と属領化が絶えず続いた。こうした歴史がベトナム民族の強靱な独立心を育んだと言える。中国属領時代に儒教や仏教の教えが伝播し、現在のベトナム社会の生活習慣や思考方法に影響を与えている。

ベトナムは 16 世紀後半、北のハノイを拠点とする鄭氏（ティン氏）と中部のフエを拠点とする阮氏（グエン氏）の二大氏族に分裂していた。グエン氏は外国人商人の渡来を奨励し主力商品である生糸の貿易を行うためホイアンを貿易港として利用し繁栄していた。当時のベトナムは生糸輸入や銀・銅の輸出先として日本が最大の貿易相手国であったが、日本で鎖国が始まると貿易量が激減した。そのため農業だけに依存していても自ずと国を維持できなくなるため、ベトナムの南進が始まる。また、南部開拓の屯田兵として明清交代で流れ着いた亡命中国人を利用し、チャム族を一掃、クメール族の領土だったプレイ・ノコール（現ホーチミン市）を 1698 年には平定した。さらにメコンデルタ全域までの支配地域を 100 年の年月をかけて広げ、ほぼ現在のベトナムの国土が形成されるに至った。

19 世紀後半にはグエン朝が欧米列強による「開国」要求を拒否したことから、1858 年にフランスによる侵略が始まる。フランスは、北部（トンキン）、中部（アンナン）、南部（コーチシナ）に分けベトナムを分割統治し、1887 年にカンボジア、1893 年にラオスも統合し、フランス・インドシナ連邦を誕生させた。フランスは北部の鉱山開発やコメ、コーヒー、ゴムの生産などを進め、統治体制を強化した。1930 年にインドシナ共産党（ホーチミンが主導）が誕生し、民族解放と独立を目指した活動が始まるが、日本軍が 1945 年 3 月に進駐し、ベトナムは日本の支配下となる。日本に抵抗する統一戦線組織としてベトミンが結成され、日本の降伏直後に 8 月革命が起き全土が解放された。しかし、フランスが植民地支配の継続を望み傀儡政権が南部に樹立され、第 1 次インドシナ戦争が始まった。1954 年のディエン・ビエン・フーの戦いでフランスが敗れ、ジュネーヴ協定を経てベトナムは完全に植民地支配から解放された。その 2 年後に南北のベトナムは統一選挙を実施予定であったが、米国の介入で南部にベトナム共和国を成立させてしまう。その結果、泥沼の戦争が米国と始まり、約 20 年後の 1975 年に終戦を迎える。翌年南北統一選挙が行われ正式にベトナム社会主義共和国として南北が統一された。

しかし、急激な社会主義化によって農業生産量が急激に落ち込み、コメの輸出国から輸入国へ転落。また、1979 年に中越戦争が勃発し、以後中越国交は 10 年以上の間断絶となる。政治的、経済的に国際社会から孤立したベトナムは、国家運営の行き詰まりと経済的な困窮により、1986 年にドイモイ政策が打ち出され、社会主義に市場経済を取り入れた経済開放政策に大きく方向を変えた。

⁵ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

(4) 人口⁶

公開されている最新の情報である 2006 年の統計によると、ベトナムの人口は 8,416 万人で人口密度は 254 人/km² である。ベトナム人（キン族）の割合は 86% であり、その他政府認定ベースで 53 の少数民族から構成されている。

(5) 宗教⁷

ベトナムの宗教は、大乘仏教(80%)、カトリック(7.5%)、ガオダイ教(新興宗教 2.5%)、ホアハア教、プロテスタント、イスラム教、道教などである。過去においては宗教活動に対して制限があったが、ドイモイ政策実施後、宗教活動は非公式に容認された。1993 年に当時共産党書記長だったド・ムオイ氏が信仰の自由を保証することを公言したことで、完全に宗教活動が解禁され、ベトナム外務省は 2001 年 2 月、国内に宗教弾圧は存在しないことを明言している。

(6) 言語⁸

ベトナム語（公用語）

元来ベトナム語は文字を持たないしゃべり言葉として発達し、単音節言語で声調により意味を使い分けており、6 段階ある声調や 10 を超える母音など、難解といわれていたが、ベトナム語の約 7 割は漢字に変換できる漢越語であることから、この点で日本人にとっては学習し易い言葉である。

13 世紀にチューノム（字喃）という文字が中国の漢字を独自に組替えて作られたが、中国の漢字よりも難解であったため、一般市民には定着しなかった。17 世紀に入りイエズス会士が布教のためにベトナム語のローマ字表記「クオック・グー（国語）」が発明され 1945 年の独立後、社会主義政権のもとで初等教育整備によりクオック・グーは一般大衆の間で急速に広まった。

外国語の主流は英語。ただし、一般大衆のほとんどは意思疎通をベトナム語で行っている。1980 年代まで外国語と言えばロシア語、フランス語、英語が主流であったが、1990 年代の対外経済関係の拡大によって中国語や日本語などへの人気が高まっている。

⁶ General Statistics Office of Vietnam HP より引用

⁷ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

⁸ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

(7) 労働事情

労働人口は引き続き増加傾向にあり、2006年では約4,300万人になった。そのうち一次産業が56%、サービス業が25%、製造業が19%と依然割合は高いが、農業人口は2002年に2,320万人、2004年に2,300万人、2006年に2,260万人と年々減少している。失業率は1998年の6.9%をピークに減少し続け、2006年には4.8%と改善傾向にある。⁹

労働組合に加盟している労働者は約1,000万人の賃金労働者のうち約420万人で、組合が組織化されている企業は、全国約6万2,000の企業のうち1万5,795（全体の25.1%）となっている。

ホーチミン市労働・傷兵・社会局によると、毎年平均約1,000人の労働者を海外に送り出しているが、労働輸出された労働者の約20%しか帰国後就職できない状況である。熟練労働者不足に悩むベトナムの企業にとって、海外派遣労働者は貴重な人材であるはずだが、就職斡旋システムも未整備のままである。現在、帰国後の海外派遣労働者の復職斡旋については、派遣機関による自主的な取組みに委ねられており、スレコ労働力輸出機関（Cong ty Suleco）が帰国労働者の専門に応じて復職斡旋を行っているほか、労働者派遣ビジネス旅行総合会社（Cong ty Sovilaco）では帰国労働者の名簿を作成して、求人があれば紹介することになっている。¹⁰

(8) 政治情勢および基本政策

ベトナムの政治情勢は、共産党一党体制（党員は約248万人）の社会主義共和国だが、中部高原で少数民族による反政府騒ぎが報じられるが、基本的には安定している。安定の理由としては共産党指導部がバランスの取れた集団指導体制を採っているためであると言われている。

ドイモイ政策（1986年）以降ベトナムでは、国家と党の機能分離を明確化する方針が決定されたが、党が国家・社会の管理・運営に関しての基本方針や方向性を決定する役割を担っている。他の社会主義国家と同様に党が優先されるので、国家の役職よりも党の役職が上位に位置づけられる。5年ごとに開かれる共産党大会で採択された基本方針は、国家の運営を以後5年間左右すると言われている。

国家（一院制、議員の任期は5年）は憲法制定権と立法権を有し年2回召集される。過去において国家は共産党によって決定された事項を追認する機関であったが、ドイモイ政策以降は徐々に国会重視の姿勢が明らかになってきている。

政府は、国会の執行機関及び行政機関として、国家の政治、経済、社会、国防、治安、文化と諸外国との外交を統一的に行い、また、各地方の行政機関である人民委員会を指揮、指導、監督も行う。内閣は首相と3～4名の副首相、各省大臣及び国家機関長で構成され、現在、約20の省及び国家機関が設置されている。

⁹ General Statistics Office of Vietnam HP より引用

¹⁰ 平成18年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

地方行政は3層で構成され、第1層として、「省」(Province)と「中央直轄特別市」(City Under Central Authority)がある。2003年11月に法が改正され、現在は59の省と5つの中央直轄特別市(ハノイ、ハイフォン、ダナン、カントー、ホーチミンシティ)が存在する。第2層は、省の下に「省直轄市」・「郡」・「市」があり、中央直轄特別市の下に「特別区」・「郡」・「市」がある。また、第3層は、省直轄市及び市の下に「区」・「村」が、郡の下に「町」・「村」が、特別区の下に「区」が置かれる。それぞれの地方行政には、人民評議会(People's Council)と人民委員会(People's committee)が設置されており、人民評議会は地方議会としての役割を担い、憲法、法律の施行や開発計画の策定、予算の承認を行っている。人民委員会は人民評議会の執行機関とされ、中央省庁組織に対応した専門部局(Department)になっている。¹¹

2007年7月、国会で省庁再編案が可決され、8月に第二次ズン内閣が信任された。省庁再編では、26の省庁が4つ削減され22になった。工業省と商業省が統合し「工商省」となり、水産省が農業農村開発省へ統合、体育スポーツ委員会・文化情報省・観光総局を統合し「文化・スポーツ・観光省」が設立、郵政通信省に文化情報省の出版・メディア部門を移管し「情報通信省」となった。

ベトナムは1977年に国連に加盟。2008年1月から2年間は、リビア、ブルキナファソ、コスタリカ、クロアチアと共に非常任理事国を務めている。

日本・ベトナム間では、両国の企業が相手国に投資しやすい環境を整備することを目的とした日越投資協定が2004年に発効されている。2007年1月に日越経済連携協定(EPA)の交渉を開始し、年内の妥結を目標としていたが、現在も交渉継続中である(2008年3月現在)。¹²

(9) 経済情勢

長い間ベトナムは戦乱に巻き込まれ、その結果、産業基盤の整備が遅れていた。旧ソ連をモデルとした社会経済主義を戦後に採用してきたが、ドイモイ政策以降、この社会主義体制を維持しながら市場経済化を目指し改革への路線を歩んでいる。今日のベトナムは着実に市場経済化が進展し、輸出増加や在海外のベトナム人(越僑)の資金流入、ODAの増加等により2000年以降7%前後の高い成長を達成しており、2007年の成長率は8.5%であった。この経済成長に伴い、2006年より始まった「2006-2010年社会経済発展5ヵ年計画」の23の目標のうち、2007年の時点で10を達成した。

Japan External Trade Organisation (JETRO) の2007年のレポートの投資環境ランキングにおいて、ベトナムは中国・タイに続き3位にランクインしている。2007年の社会投資額は昨年の16.4%増の290億ドルで、これはGDPの40.6%に当たる。

¹¹ 平成18年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

¹² JETRO HP より引用

ベトナムは ASEAN（1995 年 7 月加盟）、AFTA（1996 年 1 月加盟）、APEC（1998 年 11 月加盟）等の地域経済統合にも参加、2006 年 11 月に開催された APEC 首脳会議のホスト国も努めた。¹³

2007 年 1 月、150 番目の加盟国として WTO に正式に加盟した。これにより外資の市場参入が可能となり、さらに輸入関税が引き下げられ経済活動が活発化した。

2008 年 1 月、ベトナム国内・外資企業の最低賃金が引き上げられた。1 ヶ月当たりの最低賃金を引き上げたもので、最も高い地域であるハノイとホーチミンで国内企業が 38%上昇の 62 万ドン、外資企業が 15%上昇の 100 万ドンとなった。¹⁴

表 1-1 2006 年 ベトナムの経済状況¹⁵

主要産業	農林水産業、鉱業
一人当り GDP	835 ドル (2007)
経済成長率	8.5% (2007)
物価上昇率	6.6%
貿易額	(1)輸出 398.2 億ドル (2)輸入 448.9 億ドル
主要貿易品目	(1)輸出 原油、衣料品、履物、水産物 (2)輸入 機械・設備部品、石油製品、生地
貿易相手国	(1)輸出 米国、日本、オーストラリア (2)輸入 中国、シンガポール、台湾

¹³ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

¹⁴ JETRO HP より引用

¹⁵ JETRO HP より引用

1.2.2 ベトナムの電気事業

(1) 概況

ベトナムでは、持続的な社会経済発展を支えるために電力の安定供給を最重要課題のひとつと位置づけている。ベトナムの国民一人当たりの電力消費量は、東南アジアで低いレベルであるが、急速な商業の発達、大都市間の移動、生活水準の上昇により増加傾向にある。

特に日本との関係では、2003年両国政府で立ち上げた「日越共同イニシアチブ」の電力事業に関する行動計画には、主に、①電力分野に通常の「外資参入割合規制」(20%)を適用しない(電力法にも規定しない)、②「産業用電力料金」を周辺国と遜色ないレベルに引き上げると共に、産業用から他の用途(需要家)への内部補填を減らす、③確実かつ質の高い(電圧変動の少ない)電力供給を行うよう引続き努力する、④「電力開発マスタープラン」に沿った主要発電所の開発をスケジュール通りに進める、などがある¹⁶。

(2) 電力供給体制¹⁷

電力供給は主にベトナム電力公社(EVN: Electricity of Viet Nam)が行うが、事業者による売電事業も存在する。EVNは総合企業体であり、いくつかの子会社を保有するとともに、電源開発計画の作成や電気料金の改定案の作成などを行っている。子会社にはEVNが100%保有する直轄企業と合弁方式の独立採算企業に分けられる。

EVNの直轄企業には、①500kV、220kV、110kV系統の運用や発電所の運転指令を行う中央給電指令所、②中央給電指令所の支持に従って発電機を運転し、EVNが作成した保守計画に従って発電機を管理する発電所、③500kV、220kV、110kV系統の送電設備を運用管理する送電会社、④電源開発計画の策定、設備に関する調査研究などを行うエネルギー研究所がある。

EVNの独立採算企業には、①110kV以下の送配電線の運転・保守・料金収集などを行う配電事業者(図1-3)、②発送配電プロジェクトの計画、設計、管理(コンサルタント業務)などを行う電力設備調査・設計会社、③電力機器の組立・製造・修理を担当する電力機器製造会社がある。

電力系統は1994年に南北を縦断する500kV送電線が建設され、北部、中部、南部が連系された。他の系統は220kV、110kV、66kVの送電電圧により構成される。

なお、タイニン省にある本プロジェクトの実施サイトの系統接続では、PC2が窓口となる。

¹⁶ 海外電力調査会「海外諸国の電気事業 第1編 追補版 2006年」(2006年12月)より引用

¹⁷ 海外電力調査会「海外諸国の電気事業 第1編 追補版 2006年」(2006年12月)より引用

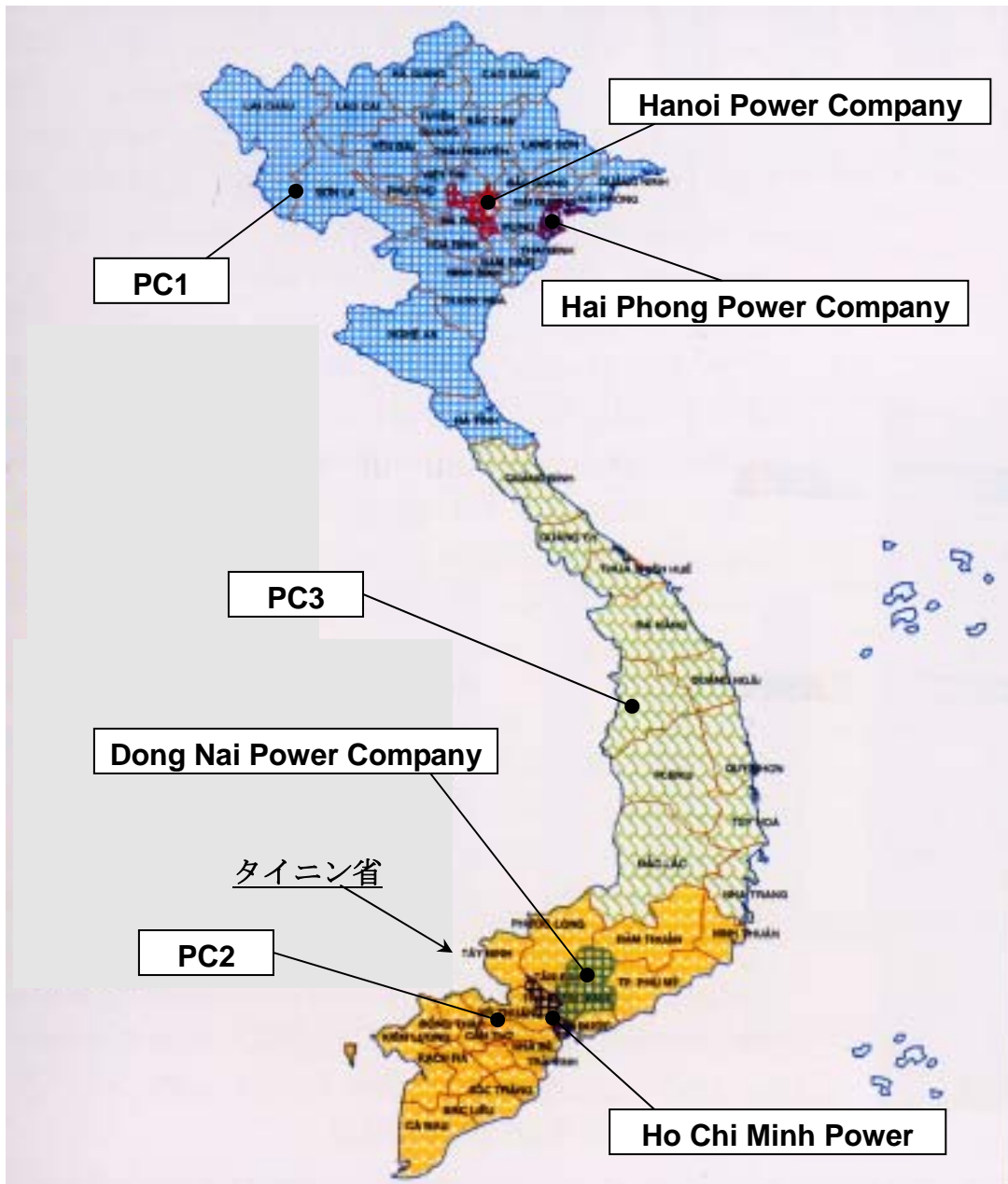


図 1-3 EVN 傘下の Distribution Company¹⁸

¹⁸ EVN Report 2004-2005 より引用

(3) エネルギー資源¹⁹

ベトナムはエネルギー輸出国である。エネルギー資源としては、南部の沖合いに油田やガス田、北部に石炭が存在する他、河川も多く水力資源も豊富である。

(a)石炭

石炭の埋蔵量は1.5億トンと推定され、世界有数の無煙炭生産国である。石炭の大部分が無煙炭で、高品質のものは原料炭として輸出、それに劣る品質のものは主に発電やセメント用として使用される。

(b)石油

石油の確認埋蔵量は約31億バレルと推定されている。生産量のほとんどは日本、シンガポール、韓国などに輸出されている。今後も生産量は2020年まで年平均2,500~4,000万トンの範囲で増加すると予想されている。南部にはいくつかの操業中の油田があり、欧米・ロシアなど海外企業と共同で操業している。今後も多くの油田開発が予定されている。

(c)天然ガス

豊富な天然ガス資源を有し、随伴ガスを含めると確認埋蔵量は2,350億m³と推定されている。天然ガスの生産量は1990年後半から急増しており、今後も増加すると予想される。生産される天然ガスは全て国内で消費されており、電力や化学肥料などの工業用として使用される。ガス田は南部メコンデルタ沿岸に多く存在する。近年、発電用ガスパイプラインも整備され、今後も増える計画である。大部分はEVNの発電所に供給される予定である。

(d)水力

水力資源は豊富であると考えられていたが、近年、居住地の拡大、森林保全、などの周辺環境の変化にともない新たな開発可能地点は減少し、発電可能な包蔵水力は550億kWhと予想されている。

(e)新エネルギー

風力、太陽光、地熱などの新エネルギーはEVN傘下のエネルギー研究所を中心に研究・開発が進められている。合計出力は、太陽光発電が800kW、バイオマス発電が15万kW、小水力発電が6.4万kW（系統連系分）、地熱発電が約20万kWとなっている。現段階では多くの場合で、採算性に課題があり、投資家の注目を集めるには至っていない様である。

¹⁹ 海外電力調査会「海外諸国の電気事業 第1編 追補版 2006年」(2006年12月)より引用

(4) 電源構成

図 1-4 に電源構成を示す²⁰。電源には主に水力とガスタービンが用いられており、総発電量の約 6 割を占める。残り 3 割強が独立電力生産者(IPP)と石炭火力である。

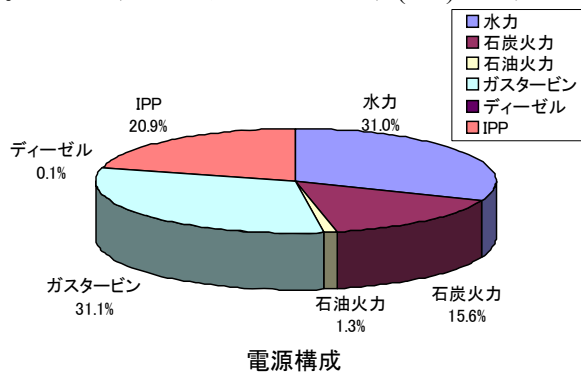


図 1-4 ベトナムの電源構成

(5) 一次エネルギーの用途

石炭、石油、天然ガスの用途の分析には International Energy Agency (<http://www.iea.org>) に掲載されている 2004 年のデータを用いた²¹。

(a) 石炭

石炭はベトナムの北部で質の良い無煙炭が生産されている。石炭の利用状況は図 1-5 石炭の利用状況に示す通り、約 4 割が輸出され約 6 割が発電利用と国内消費に利用される。国内消費内訳では、7 割以上が産業部門で使用されている。

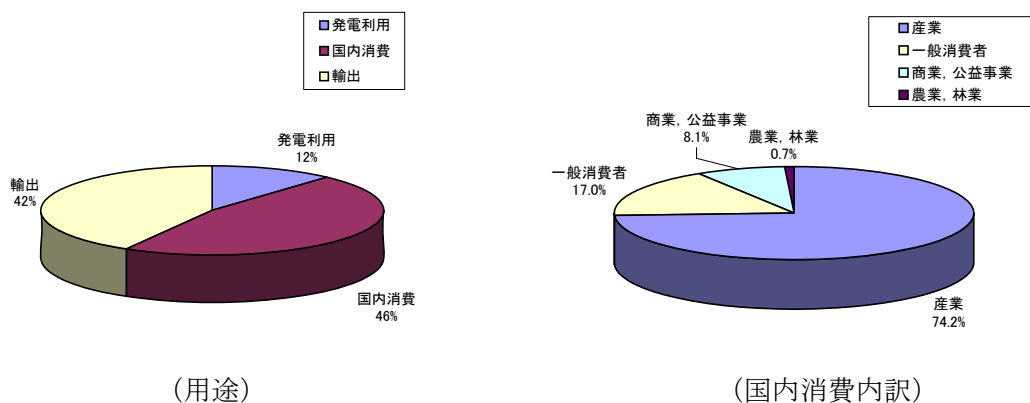


図 1-5 石炭の利用状況

²⁰ EVN Report 2004-2005 より引用

²¹ International Energy Agency (<http://www.iea.org>) より引用

(b)石油

石油は殆どが輸入されている。石油の利用状況は図 1-6 に示す通り、国内消費が殆どを占める。国内消費内訳では輸送部門と産業部門で 85%を占め、残りを商業・公益事業、農業・林業、一般消費者で消費している。

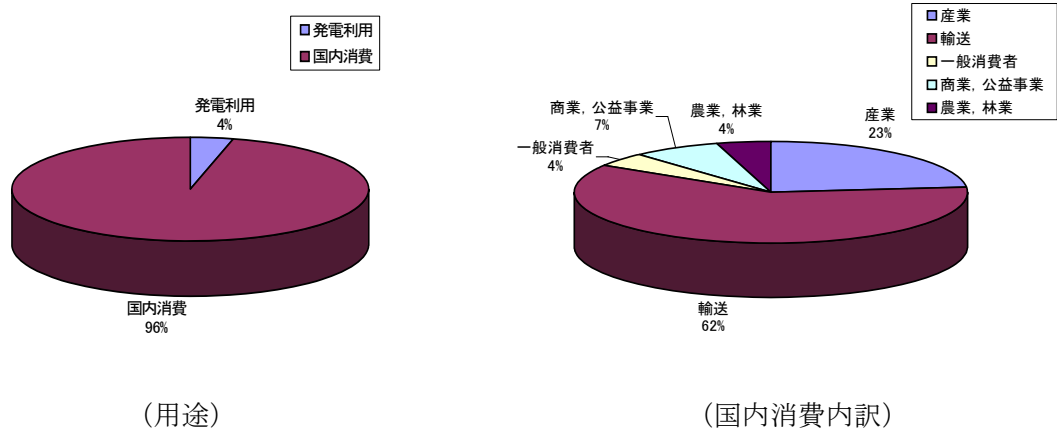


図 1-6 石油の利用状況

(c)天然ガス

天然ガスは自国で生産され、図 1-7 の通り 99%以上が発電用として利用され、残りが国内消費となる。国内消費では全て産業部門で使用されている。

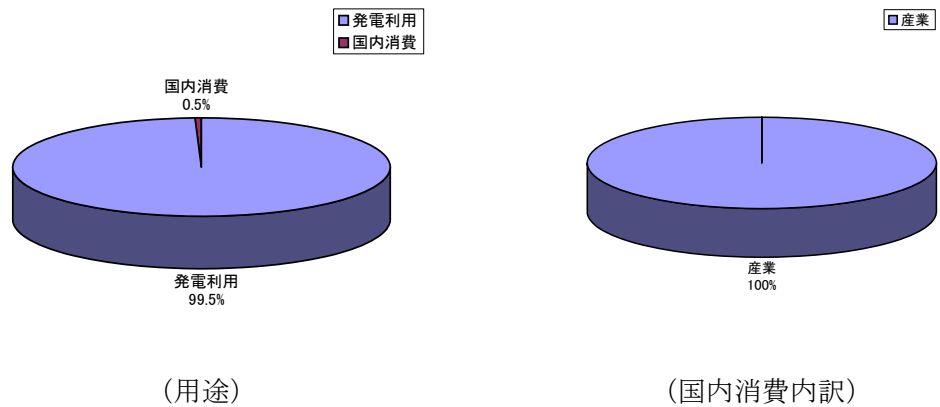


図 1-7 天然ガスの利用状況

(6)CO₂ 排出原単位の算出

EVN、およびエネルギー研究所へのヒアリングを行い CO₂ 排出原単位の算出に用いる operating margin と build margin に必要な情報を収集し、それぞれの排出原単位を算出した。その結果を表 1-2～表 1-4 に示す。

原単位の算出には表中に示した CDM 方法論ツールに記載された効率の標準値を用いた。標準値を選定するため、最新設備の適用技術を EVN にて調査し、ベトナム国内の発電方式毎の最新適用技術をエネルギー研究所にて調査した。

表 1-2 の原単位はベースライン計算用のもので、2004 年～2006 年の発電が旧式の技術で実施されたと仮定した場合の計算で、CO₂ 排出が最も多く見積もられている。一方、表 1-3 の原単位はプロジェクト計算用のもので、2004 年～2006 年の発電が最新の技術で実施されたと仮定した場合の計算で、CO₂ 排出が最も少なく見積もられている。

表 1-2 operating margin 排出原単位と算出データ（ベースライン計算用）（2004～2006 年平均）

Type of plants	Applied technology	EG (MWh)	η Average net energy conversion efficiency of power unit in year (%)	EF CO ₂ Emission Factor (kg-CO ₂ /TJ)	CEF CO ₂ Emissions Factor (kg-CO ₂ /kWh)	OMsimple Average Operating Margin CO ₂ Emissions Factor (kg-CO ₂ /kWh)
Hydro (Excluding)						
Coal-thermal (Other Bit.)	Subcritical (after 2000)	7,982,667	39.0	94,600	0.87	
Fuel Oil-thermal	Steam turbine (after 2000)	626,667	39.0	77,400	0.71	
Diesel oil thermal	Steam turbine (after 2000)	46,333	39.0	74,100	0.68	
Natural Gas	Steam turbine (after 2000)	16,331,333	37.5	56,100	0.54	
Total	$\Sigma P =$	24,987,000				0.650
Data Source	Select the most conservative condition from EB35 Report Annex I In the case of EG increase	ELECTRICITY OF VIETNAM 2004-2005 EVN Annual Report 2005-2006 EVN Corporate Profile 2006-2007	Default value EB35 Report Annex12 "Tool to calculate the emission factor an electricity system" Annex I	Default value 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Vol.2 Table1.4 Table2.2	Calculation CEF=EF*3.6/η/10,000	Calculation

表 1-3 operating margin 排出原単位と算出データ（プロジェクト計算用）（2004～2006 年平均）

Type of plants	Applied technology	EG EG(MWh)	η Average net energy conversion efficiency of power unit in year (%)	EF CO ₂ Emission Factor (kg-CO ₂ /TJ)	CEF CO ₂ Emissions Factor (kg-CO ₂ /kWh)	OMsimple Average Operating Margin CO ₂ Emissions Factor (kg-CO ₂ /kWh)
Hydro (Excluding)						
Coal-thermal (Other Bit.)	Supercritical (after 2000)	7,982,667	45.0	94,600	0.76	
Fuel Oil-thermal	Open cycle (after 2000)	626,667	39.5	77,400	0.71	
Diesel oil thermal	Open cycle (after 2000)	46,333	39.5	74,100	0.68	
Natural Gas	Combined cycle (after 2000)	16,331,333	60.0	56,100	0.34	
Total	$\Sigma P =$	24,987,000				0.481
Data Source	Select the most conservative condition from EB35 Report Annex I In the case of EG decrease	ELECTRICITY OF VIETNAM 2004-2005 EVN Annual Report 2005-2006 EVN Corporate Profile 2006-2007	Default value EB35 Report Annex12 "Tool to calculate the emission factor an electricity system" Annex I	Default value 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Vol.2 Table1.4 Table2.2	Calculation CEF=EF*3.6/η/10,000	Calculation

表 1-4 build margin 排出原単位と算出データ

Year of operation	Names of plants	Type of plants	Applied	EG (MWh)	η Average net energy conversion efficiency of power unit in year (%)	EF CO ₂ Emission Factor (kg-CO ₂ /TJ)	CEF CO ₂ Emissions Factor (kg-CO ₂ /kWh)	BM Build Margin CO ₂ emissions factor (kg-CO ₂ /kWh)
2006	Cao Ngan	Coal(Other Bit.)	CFBS	445,000	40.0	94,600	0.85	
2006	Se San 3	Hydro		1,190,000			0.00	
2006	Se San 3A	Hydro		345,000			0.00	
2004	Na Duong	Coal(Other Bit.)	CFBS	744,000	40.0	94,600	0.85	
2004	Phu my 4	Gas	Combined-cycle	3,142,000	60.0	56,100	0.34	
2004	Phu my 2.2	Gas	Combined-cycle	5,004,000	60.0	56,100	0.34	
2003	Phu my 2.1	Gas	Combined-cycle	5,843,000	60.0	56,100	0.34	
Total				16,713,000				0.342
Data Source	Report from National Load Dispatching Center of EVN				Default value EB35 Report Annex12 "Tool to calculate the emission factor an electricity system" Annex 1	Default value 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Vol.2 Table1.4 Table2.2	Calculation CEF =EF*3.6/ η /10,000	Calculation
Note	Total EG is over 20% of total generation (MWh) in 2006 CFBS:Atmospheric Circulating Fluidised Bed Combustion							

表 1-2 と表 1-4 から、ベースライン計算に用いる CO₂ 排出原単位(CEF)は下記となる。

$$CEF_{\text{grid BL}} = (0.650+0.342)/2=0.496 \text{ (kg-CO}_2\text{/kWh)}$$

同様に、表 1-3 と表 1-4 から、プロジェクト計算に用いる CO₂ 排出原単位(CEF)は下記となる。

$$CEF_{\text{grid PJ}} = (0.481+0.342)/2=0.412 \text{ (kg-CO}_2\text{/kWh)}$$

1.2.3 ベトナムにおける CDM の現状^{22,23}

(1) CDM 関連の背景²⁴

ベトナム政府は国連気候変動枠組条約（UNFCCC）を 1992 年 6 月 11 日調印、1994 年 11 月 16 日に批准した、京都議定書（KP）は 1998 年 12 月 3 日調印、2002 年 9 月 25 日に批准した。2003 年 3 月に DNA（Designated National Authority、ベトナムでは CNA=CDM National Authority と称す）として天然資源環境省（MONRE: The Ministry of Natural Resources and Environment）国際協力部（ICD: The International Cooperation Department）が CDM の実施等機関として指定された。

ベトナム政府は持続可能な社会、経済成長のために国連気候変動枠組条約、京都議定書を責任持って実行していくことが必要であり、CDM 活用によりベトナムにとって有効な価値や便益が創出されることを認識している。CDM 活用のためにキャパシテビルディング、人材育成が急務であることも認識している。キャパシテビルディング、人材育成はこれまでオランダ政府、国連環境計画（UNEP）、日本政府等の支援を受けて実施してきており着実に成果を出してきているところである。

2006 年 12 月 12 日に MONRE より CDM 規定が発表されたが、これは今まで公表されていた政府承認手続きなどが明文化されたもので、内容的には従来行われてきたものと変わらないとのことである。

(2) CDM プロジェクト実施体制・承認手続き

ベトナム政府の CDM プロジェクトの承認手続きを図 1-8 に示す。CDM 国家諮問理事会はここ最近 7 月、9 月、11 月、2 月と 2 ヶ月に一回の割合で開催され、そこで CDM プロジェクトの承認が行われている。²⁵ベトナムでは PDD を申請後、約 50 日以内で LOA が得られる。²⁶

本プロジェクトの場合、環境影響報告書（EIA: Environmental Impact Assessment）は所轄のタイニン省天然資源環境局（DONRE）へ申請し承認を得る必要がある。

²² Vietnam CDM project pipeline: ministry of natural resources and environment (international cooperation department) HA NO1, 2007 より引用

²³ 京都メカニズム情報プラットフォームより引用

²⁴ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

²⁵ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

²⁶ The latest CDM activities in Vietnam and opportunities for investment, MONRE, 19 Mar 2008 より引用

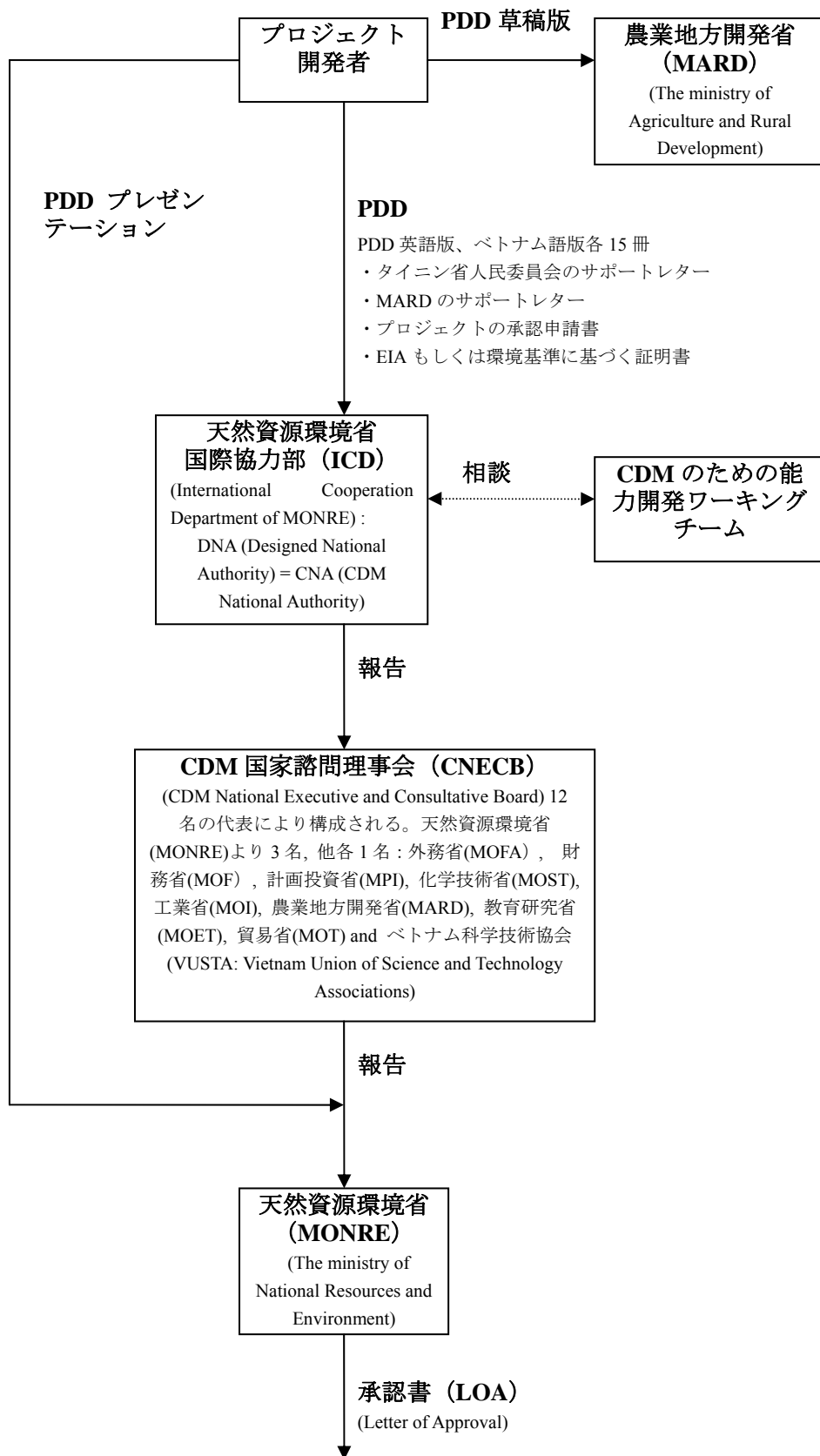


図 1-8 CDM プロジェクト承認手続き

(3) CDM クライテリア²⁷

ベトナムの CDM クライテリアとして CDM プロジェクトを審査する場合に最初に適用される絶対的クライテリアと、関係機関、ステークホルダーとの会議に適用される優先的クライテリアがある。

(a)絶対的クライテリアとして3分野ごとに CDM クライテリアが規定されている。

・持続可能性

①国の持続可能発展目標に合致すること

②国の持続可能発展目標の分野、省に合致すること

・追加性

①環境影響の追加性（地球温暖化ガス削減）があること

②財務の追加性（ODA 活用しないこと）があること

・実行可能性

①政府支援の保証があること

②環境変化緩和に関する実現、測定可能、長期の便益があること

(b)優先的クライテリアとして次のように CDM クライテリアが規定されている。

・持続可能性

経済的持続可能性	国民所得の創出	・国民所得の成長 ・排出権収入
	外部経済	・技術移転 ・輸入代替
環境的持続可能性	地球温暖化効果 GHG による	・GHG（地球温暖化ガス）削減
	大気汚染無し	・大気汚染が無いこと ・水質汚染が無いこと
	廃棄物 エコシステム	・廃棄物排出率 ・森林によるカバー範囲変更 ・土壌汚染
社会制度的持続可能性	貧困の根絶	・バイオ転換による好影響 ・地方での雇用創出 ・貧困家庭の削減
	生活の質	・国民所得

²⁷ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

実行機関の適応性

- ・生活状況の改善
- ・公共部門
- ・民間部門

・商業の成長性
国際需要、投資魅力

・実行可能性
中央、地方関係当局の強い支援獲得及び投資魅力の向上
適切なインフラ及び人的資源の確保

(4) 期待される CDM プロジェクト分野

次の分野が CDM プロジェクト開発、実現において期待される。

- ①再生可能エネルギー
- ②エネルギー効率、転換、省エネルギー
- ③燃料転換
- ④コジェネレーション
- ⑤埋立地、炭鉱、排水処理場でのメタン回収、利用
- ⑥油田随伴ガス回収、利用
- ⑦新規植林、再植林

(5) 他国との協力関係²⁸

ベトナムは CDM を通じての健全な環境技術の移転、発展を強化するために日本の国際協力銀行 (JBIC) と 2005 年 3 月 9 日協力契約、オーストリアとは覚書を 2005 年 12 月 7 日締結している。

(6) CDM プロジェクト動向²⁹

The latest CDM activities in Vietnam and opportunities for investment, MONRE, 19 Mar 2008
によるとベトナム DNA によって承認された PDD は 33 件あり、そのうちの 27 件が水力発電プロジェクトである。その他のプロジェクト 6 件について、以下に示す。

(a) Ba-Ria ブンタウ省におけるラドン油田随伴ガス回収、利用プロジェクト

- ・ 10 年間で 674 万 CO₂ トン排出
- ・ CDM 理事会で 2006 年 2 月 4 日登録された。
- ・ 2008 年 2 月 28 日に 4,486,500CER が CDM 理事会より発行された。

²⁸ 平成 18 年度 CDM/JI 事業調査 ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査報告書 より引用

²⁹ The latest CDM activities in Vietnam and opportunities for investment, MONRE, 19 Mar 2008 より引用

- (b)タンホア省のビール工場エネルギー有効利用増加の改造モデルプロジェクト
 - ・ 10年間で 12.1 万 CO₂ トン排出
- (c) Ba-Ria ブンタウ省におけるシャバンゴム工場の嫌気性排水処理とエネルギー回収プロジェクト
 - ・ 10年間で 9.4 万 CO₂ トン排出
- (d) Quang Ninh 省における Ha Long 市の固形廃棄物処理場プロジェクト
 - ・ 10年間で 5.1 万 CO₂ トン（1シフト）、10.2 万トン（2シフト）排出
- (e)ホーチミン市における埋め立て場ガス回収プロジェクト
 - ・ 7年間で 212 万 CO₂ トン排出
- (f) ハノイ市における埋め立て場ガス回収プロジェクト
 - ・ 7年間で 229 万 CO₂ トン排出

1.2.4 ベトナムにおける農業及びキャッサバ芋生産の現状

(1) ベトナムにおける農業の現状³⁰

ベトナムの国土面積 3,300 万ヘクタールのうち農業・林業などの一次産業用地が占める割合は、74%である 2,500 万ヘクタールにも及ぶ。内訳は図 1-9 の通り、半分以上が農地である。

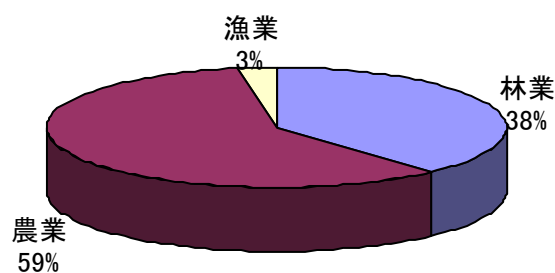


図 1-9 一次産業用地の内訳

(タイニン省は農業の割合が 69%で 64 省（うち 5 中央直轄特別市）の中で 8 番目。)

(2) キャッサバ芋生産の事情

ベトナムでのキャッサバの総生産高は増加の一途を辿っており、2000 年と比較すると 2006 年には 290%増加の 7,714 千トンになった。作付面積についても増加しており、2006 年の 475 千ヘクタールは 2000 年の二倍となっている。

タイニン省の総生産高は 1,119 千トン、作付面積は 45 千ヘクタールで省別第一位。タイニン省だけで国内の約 14.5%のキャッサバ芋を生産している。

2006 年での全世界の生産量は 2 億 2600 万トンで、上位 3 カ国はナイジェリア 20.0%、ブラジル 11.8%、タイ 10.0%となっている。ベトナムは 7 位で、全世界の 3.4%のキャッサバ芋を生産している。

³⁰ General Statistics Office of Vietnam HP より引用

(3) 澱粉製造の状況³¹

キャッサバ生産量の上位国であるブラジル、タイ、インドネシア(4位)、ベトナムのキャッサバ澱粉輸出量を以下に示した。キャッサバ芋の生産量ではブラジルが上位だが、キャッサバ澱粉の輸出量はタイが圧倒的に多い。インドネシアも生産量に比べ澱粉輸出量は大変少ないが、これは芋の一次消費が主流で澱粉の生産に力を入れているわけではないことを示している。ベトナムは比較的澱粉輸出量が多く、31万トンのほとんどを中国に輸出している。

表 1-5 キャッサバ澱粉の国別輸出量

国	輸出量(2007年)	主な輸出先
ブラジル	11,700 トン	米国(39%)、ベネズエラ(28%)
タイ	1,293,300 トン	インドネシア(20%)、台湾(18%)、中国(18%)
インドネシア	3,400 トン	台湾(89%)
ベトナム	307,600 トン(2005年)	中国(71%)

³¹ World Trade Atlas より引用

1.3 調査の実施体制

(1) 調査事業者

株式会社 東芝

(2) 現地のカウンターパート

TRUONG THINH Co., Ltd

プロジェクト実施サイトであるタピオカ澱粉加工工場。本調査事業においては、政府機関・関係機関との協議、サイト調査、施設計画等業務の他、参加企業が行う調査を統括する。

(3) 参加企業

社団法人 日本プラント協会

PDD の構成確認・英文チェック

COCOMO 社

現地調査のサポート業務

PDD(D 項:環境影響、E 項:利害関係者コメント)に関する情報収集

ベトナム国内の調査及び情報収集

2. プロジェクトの内容

2.1 サイトの概要

本プロジェクトは、ベトナム社会主義共和国のタイニン省にあるタピオカ澱粉加工工場 TRUONG THINH 社にて実施する計画である。プロジェクト実施サイトの概要を以下に示す。

2.1.1 タイニン省の概要

タイニン省はベトナム南部に位置し、ベトナム最大の都市ホーチミン市の北西に隣接している。タイニン省は北側及び西側をカンボジアと国境を接しており、東側はビンフック省、南側ロンアン省と省境を接している。

表 2-1 (2006 年) タイニン省の概要³²

位置	北緯 11 度 20 分, 東経 106 度 10 分 (省都タイニン市)
省都	タイニン市
面積	4035.9 km ² (35/61 番目)
人口	1,047,100 人 (37/64 番目)
人口密度	259 人/ km ² (34/61 番目)
行政区	市 : Tay Ninh 郡 : Ben Cau, Chau Thanh, Duong Minh Chau, Go Dau, Hoa Thanh, Tan Bien, Tan Chau, Trang Bang
気温	年間平均 26.9°C (最高 39.9°C, 最低 15.3°C) ※2005 年データ

タイニン省は、省都の近郊とホーチミン市に近接する南部では人口密度が比較的に高く、南部地域では工業団地の設置もされているが、南部以外の地域は農村部で、米、キャッサバ、サトウキビ、ゴムなどの生産が行われている。

2.1.2 実施サイトの位置³³

本プロジェクトの実施予定サイトは、キャッサバ芋を加工してタピオカ澱粉を生産する TRUONG THINH 社で、タイニン省北部の Tan Chau 郡に位置している。

³² General Statistics Office Of Vietnam より引用

³³ Viet Nam/Administrative Atlas (NHA XUAT BAN BAN DO) より引用

タイニン省の位置を図 2-1 に、実施サイトの位置を図 2-2 に示す。

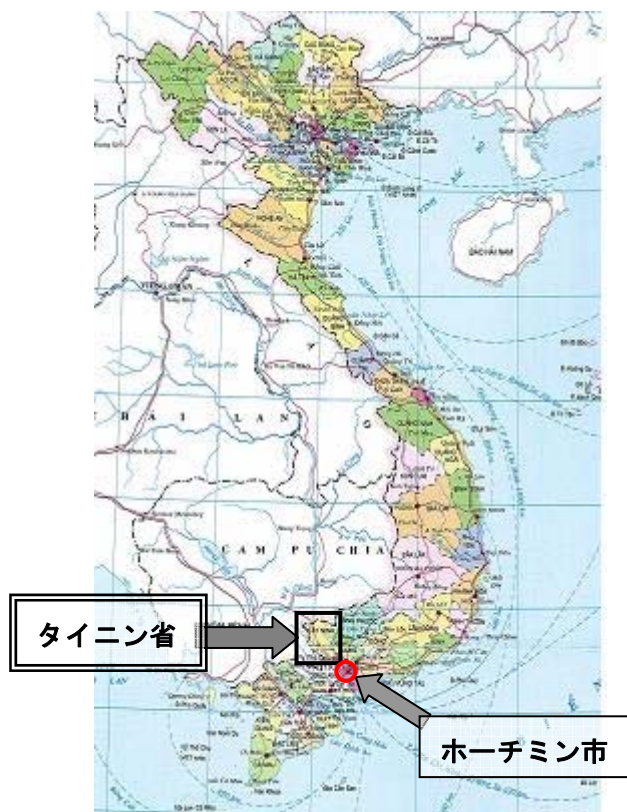


図 2-1 タイニン省の位置



図 2-2 実施サイトの位置

2.1.3 TRUONG THINH 社の概要

TRUONG THINH 社は、ホールディングカンパニーである DAWU RUBBER TAPIOCA STARCH CORPORATION (以下 DAWU 社と記載する)の子会社であり、150t/day のタピオカ澱粉を生産する能力を有する。

DAWU 社はタピオカ澱粉製造会社を 4 社所有しており、TRUONG THINH 社は 4 社中の最初の工場として 2003 年 6 月に操業を開始した。DAWU 社の組織図を図 2-3 に、TRUONG THINH 社の概要を表 2-2 に、外観を図 2-4 に示す。

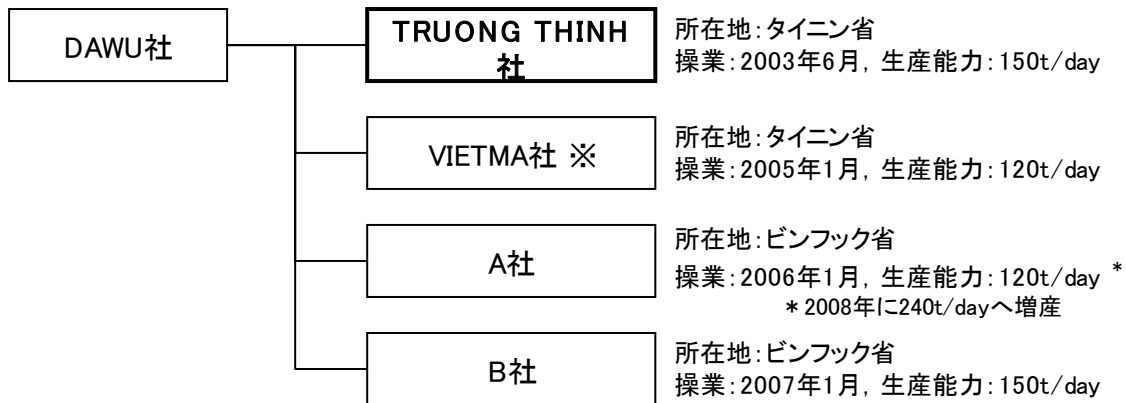


図 2-3 DAWU 社の組織図

※平成 18 年度 CDM/JI 事業調査ベトナム・タピオカ澱粉加工工場メタンガス回収事業調査にて報告済

表 2-2 TRUONG THINH 社の概要

住所	Village 1, Suoi Ngo commune, Tan Chau district, Tay Ninh province
設立	2002 年
操業	2003 年
オーナー	Mr. Vu Van Thieu (CEO of DAWU Corp.)
CDM 実施責任者	Mr. Phuong
従業員数	110 人
敷地面積	20 ha (内 遊休地: 8 ha)
澱粉生産能力	150t/day
澱粉生産量	8800t/month (2007 年の月平均)



図 2-4 TRUONG THINH 社の外観

2.1.4 TRUONG THINH 社での澱粉生産

(1) 澱粉生産プロセス

TRUONG THINH 社では、キャッサバを加工してタピオカ澱粉を生産している。

原料のキャッサバは、トラックスケールで計量後、比重測定して選別され、皮むき・洗浄工程に送られる。皮むき・洗浄工程では工程水を使用しており、芋洗浄廃水が発生する。

洗浄されたキャッサバは破碎・粉碎された後、分離・ろ過工程でまず比重の小さい繊維質などが分離される。分離された繊維質などはスラッジとしてトラックで搬出された後、天日乾燥され飼料として売却されている。

その後の遠心分離工程では最終的に澱粉が分離され、脱水・乾燥工程を経て製品となる。これらの澱粉の分離を行う工程では多量の工程水が使用されており、澱粉を除く固形分を伴って工程廃水として系外へ排出される。

生産プロセスの最終工程である乾燥工程では、分離した澱粉を熱風によって乾燥させているが、乾燥用空気を加熱する加熱炉の燃料として TRUONG THINH 社では石炭が使用されている。操業開始当初、TRUONG THINH 社では重油を燃料とする熱風発生炉を使用していたが、近年の燃料油高騰への対応として 2006 年 8 月に石炭を燃料とする石炭加熱炉が新設されており、9 月以降は燃料として石炭が使用されている。

TRUONG THINH 社の澱粉生産プロセスを図 2-5 に示す。

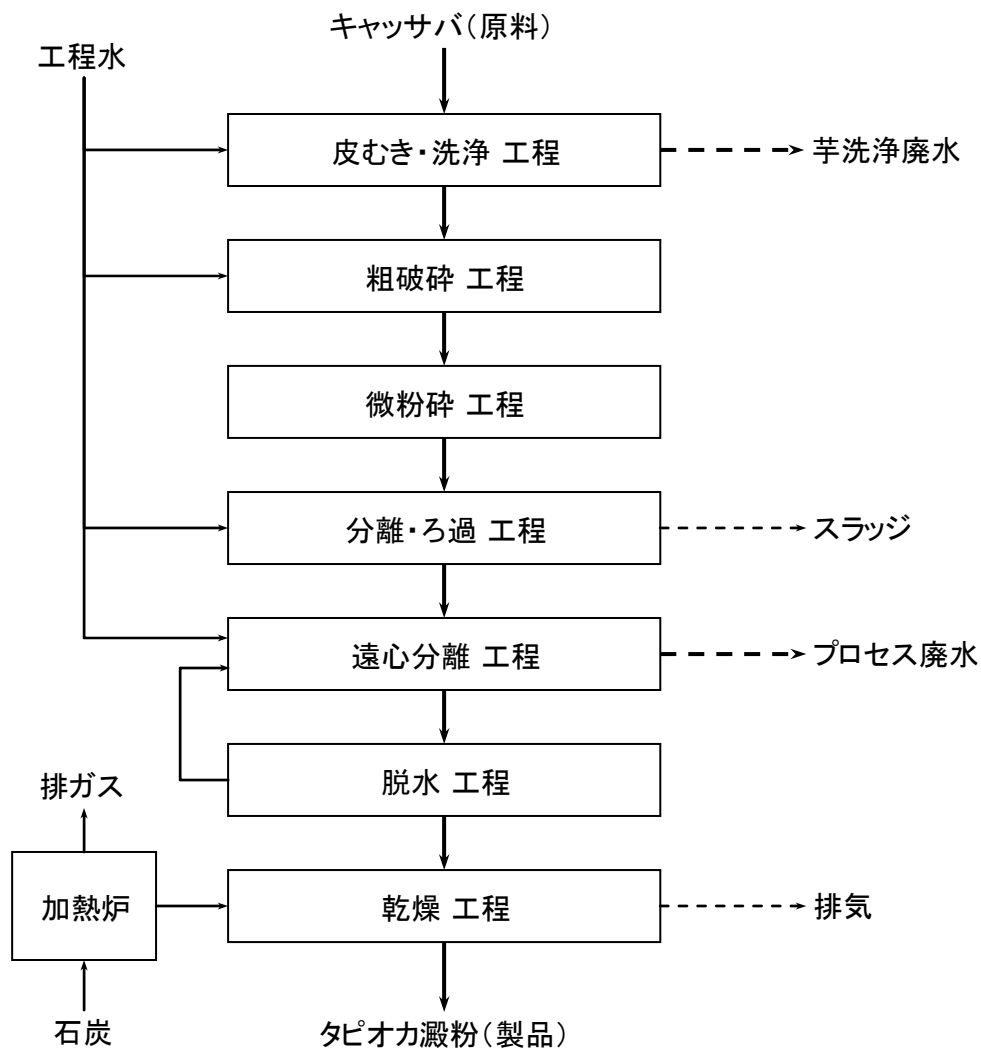


図 2-5 澱粉製造プロセス

また、図 2-6 ～ 図 2-9 に TRUONG THINH 社の石炭加熱炉，原料となるキャッサバ芋及び製品澱粉，工場内部の状況を示す。



図 2-6 TRUONG THINH 社の石炭加熱炉

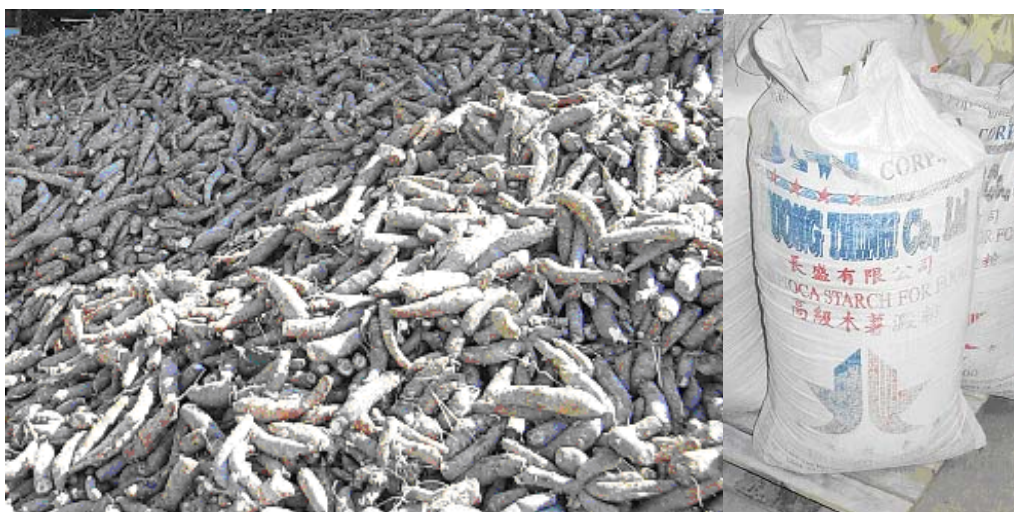


図 2-7 キャッサバと TRUONG THINH 社の製品澱粉



図 2-8 TRUONG THINH 社工場の内部

(2) TRUONG THINH 社の操業

TRUONG THINH 社は 2003 年 6 月に操業を開始した工場である。

現在工場は昼シフト 8:00～18:00、夜シフト 22:00～翌 8:00 の 2 交代制で操業している。18:00～22:00 の間はベトナム国内の電力使用量が多く現在は工場を停止しているが、原料芋の入荷状況や製品澱粉の市場動向に合わせ、随時 3 交代制 24 時間稼働も行っている。

2.1.5 TRUONG THINH 社の廃水処理の現状

タピオカ澱粉の生産プロセスからは、洗浄工程からの洗浄廃水と澱粉分離工程からの工程廃水の 2 種類の廃水が発生している。

(1) 既設廃水処理施設のプロセス

TRUONG THINH 社では、生産プロセスから排出される廃水は全て開放型のラグーンで処理されている。ラグーンは現在 4 箇所設けられている。

TRUONG THINH 社では、生産プロセスから排出される汚濁濃度が非常に高い廃水が直接ラグーンに流入していることから、ラグーン内部は嫌気的な条件になっていると考えられ、表面にはメタンガス生成によると考えられる気泡の発生が多く認められた。

図 2-9 に既設廃水処理施設のプロセスを示す。

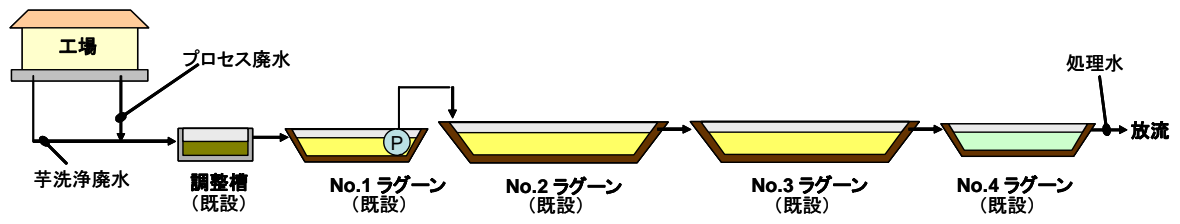


図 2-9 TRUONG THINH 社既設廃水処理施設のプロセス

図 2-10 に、既設廃水処理施設を構成するラグーンの状態を示す。



図 2-10 TRUONG THINH 社の No.2 ラグーンの状態

(2) TRUONG THINH 社の操業データ

TRUONG THINH 社では、2007 年 4 月～9 月の期間で工場のオーバーホールが行われたため、試運転を経て 9 月下旬から工場操業が再開されたものの、部分的な改修が引き続き実施されており、定常的な生産に入ったのが 11 月に入ってからとなった。

このため、2006～2007 の月別平均澱粉生産量は約 1700 トンであるが、今後は毎月 3000 トン程度の生産量が見込めそうである。

工場の 2006～2007 の平均データを図 2-3 に、月別生産量のグラフを図 2-11 に示す。

表 2-3 Truong Thinh 工場データ

年間平均澱粉生産量	(t-starch/year)	20,484
平均電力使用量	(kWh/year)	3,810,416
電力消費(製品澱粉当り)	(kWh/t-starch)	185.0
石炭使用量(製品澱粉当り)	(kg/t-starch)	34

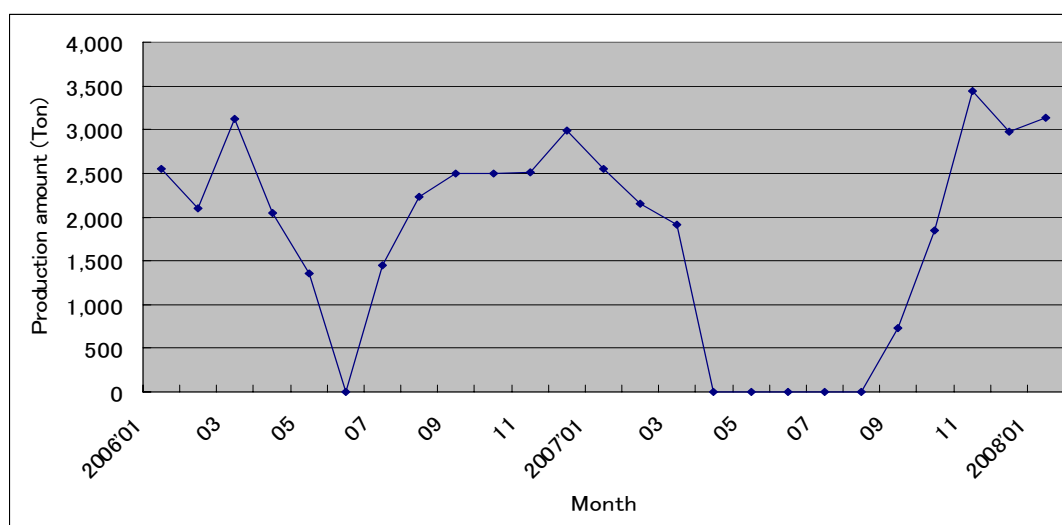


図 2-11 TRUONG THINH 月別澱粉生産量

(3) 廃水の発生量

タピオカ澱粉の生産工程では、前述のように多量の工程水が使用されており、分離・ろ過工程で分離されるスラッジと製品となる澱粉を除く残りが、工程水とともに廃水として排出される。

以前はプロセス廃水の一部が芋洗浄廃水とともに排出される配管構成になっていたが、

2007年12月までに芋洗浄廃水とプロセス廃水の排出配管を完全に分離する改修が行われた。これを受けてプロセス廃水の全てが集合する配管に電磁流量計を取り付け、プロセス廃水の水量を計測した。その結果を表 2-4 に示す。

表 2-4 工程廃水の流量 (計測期間:07年12月21日~08年3月13日)

期間中の合計生産量	(t-starch)	6084.3
期間中の合計廃水量	(m ³)	130100
廃水流量(製品澱粉当り)	(m ³ /t-starch)	21.4
年間廃水量	(m ³ /year)	438358

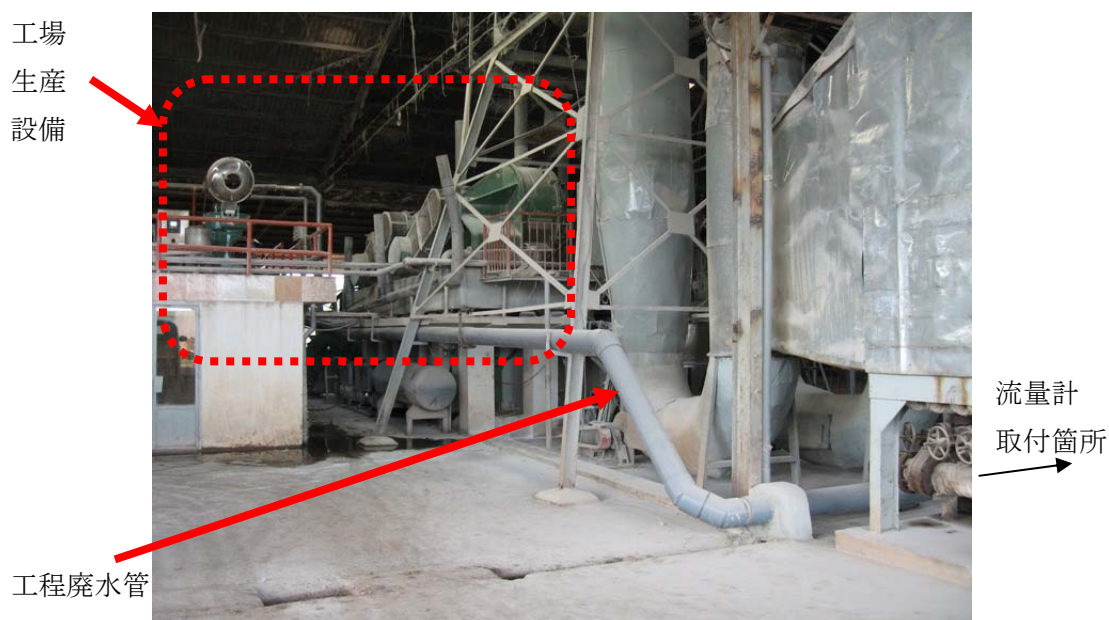


図 2-12 電磁流量計取付場所



図 2-13 電磁流量計の取付および設定



圖 2-14 電磁流量計

(4) 廃水水質

工場からの廃水は、芋洗浄廃水が灰褐色、工程廃水は薄黄色を呈しており、特に工程廃水では多量の固形分の混入が確認された。

廃水水質は工場の生産状況や原料芋の性状などによって変動することを想定し、廃水の水質調査は複数回実施した。尚、廃水水質は、容器にサンプリングしたものを分析機関に持ち込んで分析する手法をとった。

芋洗浄廃水、工程廃水ともに廃水温度は 30℃を超えており、廃水が流入しているラグーンでのメタン発生は、比較的高いレベルにあることが想定される。

廃水の水質調査結果を表 2-5 に示す。

表 2-5 廃水分析結果

サンプリング日		2008/12/11		2008/1/14		2008/2/20		2008/3/1	
廃水		芋洗浄 廃水	工程 廃水	芋洗浄 廃水	工程 廃水	芋洗浄 廃水	工程 廃水	芋洗浄 廃水	工程 廃水
pH	-	5.61	5.76	5.41	6.42	-	4.10	-	5.42
COD	mg/l	5148	36700	2824	9088	1032	11795	-	9644
BOD	mg/l	2950	19800	1260	7000	830	9000	-	7650
SS	mg/l	2380	29540	-	1752	-	2080	-	2178

本プロジェクトで対象とする工程廃水の平均 COD は 16,807mg/L となる。

2.1.6 設備設置予定地

(1) 選定条件

プロジェクト設備の設置予定地は次の条件のもとに選定した。

- ・ 工場廃水の排出源から近いこと。
- ・ メタン発酵設備で処理された廃水の排出先となる既設ラグーンに近いこと。
- ・ 工場敷地内で、既設の設備の移転を伴わずに建設できるスペースがあること。
- ・ 設備間の配管、ケーブル、ケーブルピットの敷設に支障がないこと。
- ・ 設備で使用する電力の供給源に近く、ケーブルの敷設に支障がないこと。
- ・ バイオガスを工場設備に送る必要があるため、工場設備に近いこと。
- ・ 地質調査、ボーリング調査の結果、設備の建設が可能であること。(掘削、地下水対策が実施可能であること。)

(2) 設置予定地

工場の既設設備配置の概要とプロジェクト設備の設置予定地を図 2-15 に示す。

図の通り、西端には工場の生産設備があり、廃水は Sedimentation Pond を経由して東側のラグーンへ排出されている。中央のラグーンの南側に南北約 60m、東西約 300m の未使用の土地があり、前述の条件からこの場所が適切と考えている。

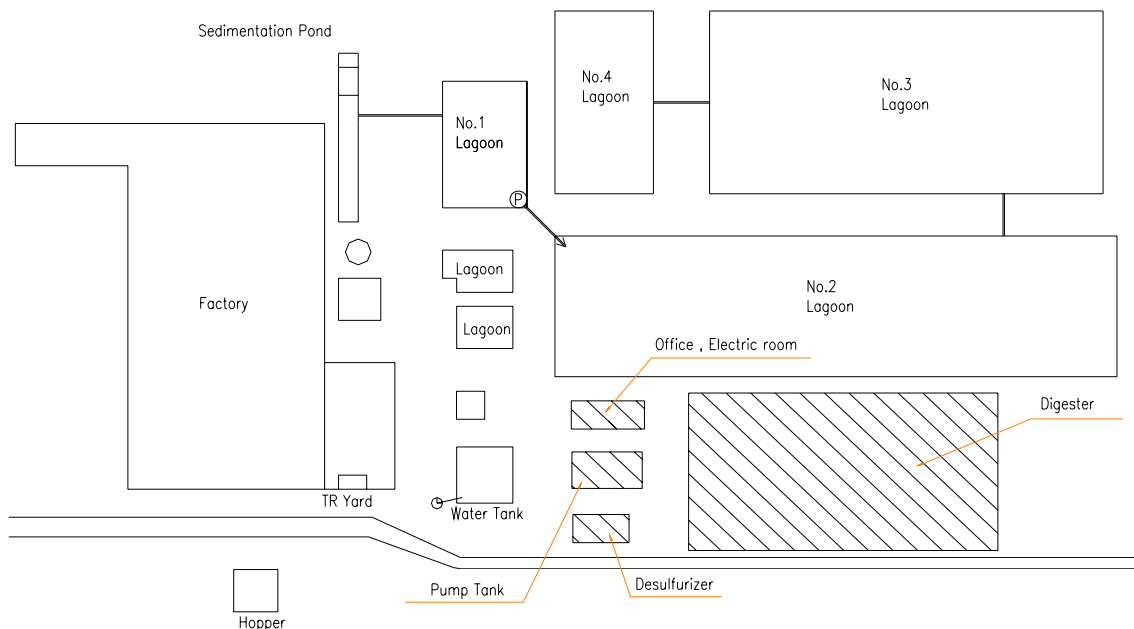


図 2-15 設備設置予定地

2.2 プロジェクトの内容

2.2.1 プロジェクトの概要

(1) プロジェクトの概要

この提案プロジェクトは、ベトナム タイニン省にあるタピオカ澱粉加工工場 TRUONG THINH 社において開放型のラグーンで構成されている既設の廃水処理設備を改善し、ラグーンから大気へ放散しているメタンと、工場での燃料消費及び電力消費に伴う化石燃料由来の二酸化炭素排出を削減する CDM プロジェクトである。

TRUONG THINH 社ではキャッサバ芋から澱粉を生産しており、生産工程から固形分を多く含んだ有機物濃度の高い廃水が排出されている。TRUONG THINH 社では、この廃水を処理するために廃水処理設備を設置しているが、既設の廃水処理設備は開放型のラグーンで構成される設備であり、高有機物濃度の廃水がラグーンで長期間貯留されることにより、ラグーンからは多量のメタンガスが自然発生し大気に放散している。

本プロジェクトでは、廃水のメタン発酵処理を行って流入する廃水に含まれる有機物を分解してメタンガスを発生・回収するダイジェスターと、ダイジェスターで発生・回収するメタンガスを燃料として発電を行う発電機、および余剰ガスを燃焼処理するガスフレアを設置する。

ダイジェスターは槽内を嫌気的な条件に維持することで廃水中の有機物の大部分を分解する設備であり、ダイジェスターが既設ラグーンの前段に設置されることでラグーンに流入する有機物が減少し、ラグーンから自然発生するメタンガスが低減する。回収するメタンガスは、発電機やガスフレア、及び後述するガス加熱炉などで燃焼し二酸化炭素に転換する。

また発電機は、ダイジェスターで発生・回収するメタンガスを燃料とし、発電した電力は工場へ供給する。工場では電力会社の系統から電力供給を受けており、工場での消費電力は現状全てが電力会社からの購入で賄われているため、発電機からの電力を工場の電力系統と系統連系することで、発電機から供給される電力分だけ電力会社からの購入電力が自動的に低減され、電力会社における発電に伴う二酸化炭素排出が低減する。

ところで、TRUONG THINH 社では分離した澱粉を乾燥し製品化するため、石炭を燃焼する石炭加熱炉から熱供給しており、石炭加熱炉での石炭燃焼に伴い二酸化炭素が発生している。従って、ダイジェスターで発生・回収するメタンガスを燃料として熱エネルギーを生成するガス加熱炉を設置することにより、既設の石炭加熱炉での石炭消費を低減することが可能となり、石炭燃焼に伴う二酸化炭素排出が低減される。そこで本報告書では、発電機とともにガス加熱炉の設置も想定することとする。

TRUONG THINH 社の生産プロセスからは、皮むき・洗浄の工程からの洗浄廃水と、遠心分離を行って澱粉を抽出する工程からのプロセス廃水の 2 種類の廃水が発生するが、

前述の通り芋洗浄廃水は COD 濃度が低く、芋洗浄廃水を対象とした場合、プロジェクトで設置する設備の規模に対する事業収入が低く事業的な効果が見込めないことから、本プロジェクトではプロセス廃水のみを対象とすることとする。

尚、TRUONG THINH 社の生産プロセスではこの他に分離・ろ過工程からスラッジが発生しており、天日乾燥した後に飼料として売却されている。但し、このスラッジは、本プロジェクトで対象とする廃水とは別の系統から発生するもので、プロジェクト実施前後でその発生量・質に変化がないことから、本プロジェクトのバウンダリーには含まれない。

(2) 適用技術

メタン発酵の方式としてはダイジェスター, UASB, EGSB などが広く知られているが、タピオカ澱粉加工工場から排出される廃水は前述の通り多くの固形分を含有しており、また水質の変動も見られることから、本プロジェクトでは、固形分を含んだ廃水を受け入れ分解・除去でき、また処理の安定性が高いダイジェスターを採用することとする。

本プロジェクトで採用するダイジェスターは高い運転安定性を有する設備で、運転管理が容易なことが特徴である。従って、従来メタン発酵設備の運転に関する技術・知識を有していない現地の労働者でも、安定した運転を継続することが可能である。ダイジェスターの仕様を表 2-6 に示す。

表 2-6 ダイジェスターの仕様

方式	完全混合型
発酵温度	中温発酵
滞留時間	15～20 日
COD 除去率 (目標値)	85%
SS 除去率 (目標値)	50%

(3) プロジェクト設備のプロセス

本プロジェクトは、開放ラグーンで構成される既設の廃水処理設備に、メタン発酵設備、ガス精製設備、エネルギー利用設備を増設することで実施される。プロジェクト設備のプロセスを図 2-16 に示す。

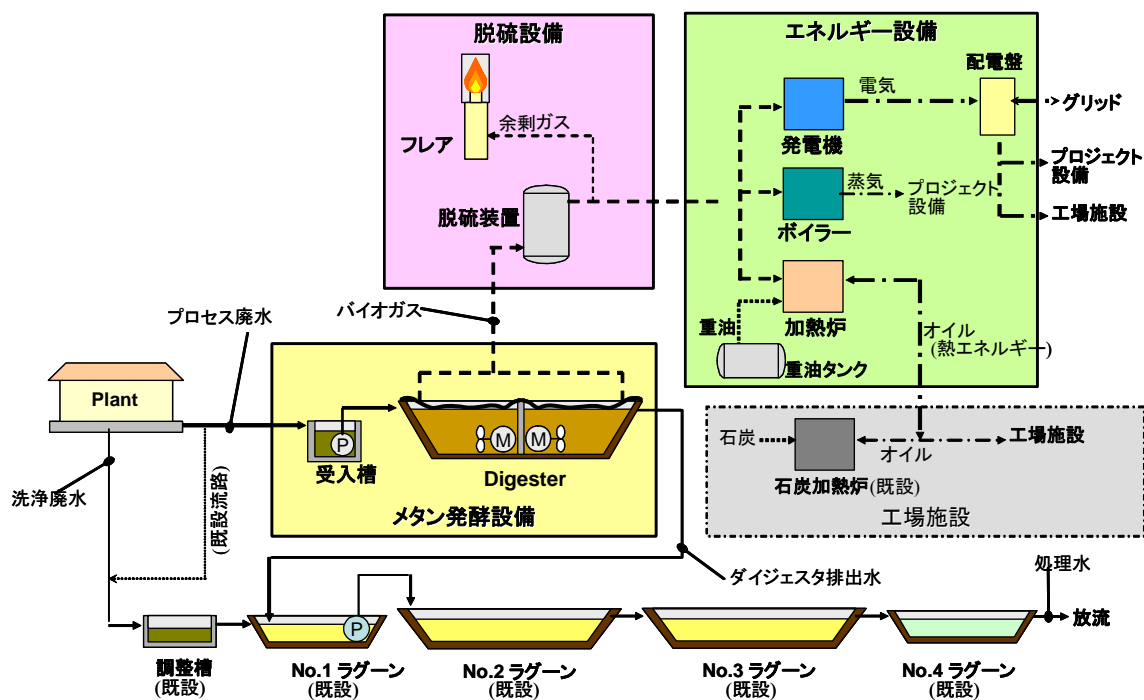


図 2-16 プロジェクト設備のプロセス

工場から排出された廃水は、本プロジェクトで新たに設置するメタン発酵設備に導入される。

メタン発酵設備では、導入された廃水を受入タンクで流量・濃度変動を調整した後ダイジェスターを使用してメタン発酵を行う。ダイジェスターでは、廃水に含まれる有機成分を嫌気性条件下で分解し、メタンを主成分とするバイオガスを生成する。(メタンガスは、メタン発酵の過程で同時に生成される二酸化炭素と混合した状態で生成されるため、本項ではこれを総称してバイオガスと称する。) 廃水は、ダイジェスターにおけるメタン発酵処理によって含有する有機成分の約 80%が分解・除去された後、既設のラグーンに流入する。

廃水は固形分を含有しているが、その大部分はダイジェスターで分解・可溶化されメタンガスに転換し、分解しきれない固形分とメタン発酵に関わる微生物の一部は、ダイジェスターからの流出水とともに既設のラグーンに流入する。

ダイジェスターで生成されるバイオガスはガス精製設備に送られる。ガス精製設備では、バイオガスに含まれる硫化水素などの不純物が除去される。ここで不純物の除去を

行うことにより、バイオガスをエネルギー利用する際の機器の運転安定性を高め、プロジェクト設備を長期間健全に運転することが可能となる。

ガス精製設備で生成されたバイオガスは、一部がボイラーに供給され、ダイジェスター加温用の熱源として消費される。

また残りのバイオガスは、発電機の燃料として使用され工場の消費電力の一部を賄う他、澱粉生産工程で使用されるガス加熱炉の燃料として使用され、既設の石炭加熱炉で使用されている石炭を低減する。

メタン発酵設備で生成・回収するバイオガスは原則として全てボイラーと発電機、ガス加熱炉で使用されエネルギーに転換されるが、これらのガス利用設備が運転されず、かつ余剰のバイオガスが発生する場合は、フレア設備で燃焼処理される。

2.2.2 ホスト国の持続可能な開発への貢献

本プロジェクトは、次に挙げる事項によって、ベトナムの持続性に関わるクライテリアに適合し、ホスト国の持続可能な開発に貢献する。

(1) 環境の持続可能性に対する貢献

- 本プロジェクトは、既設開放ラグーンからのコントロールできないメタン放散の低減に貢献する。また、回収するメタンを電気・熱エネルギーの生成に利用することで、従来、電気・熱エネルギーを生成するために使用している化石燃料を代替し、温室効果ガス削減と、ひいては地球温暖化防止に貢献する。
- 本プロジェクト実施により、既設開放ラグーンに流入する有機物量が減少する。これにより既設開放ラグーンでの処理負荷が軽減して開放ラグーンから排出される放流水の水質が改善し、周辺水環境の改善に貢献する。
- 本プロジェクトの実施は、開放ラグーンから発生している臭気軽減に貢献する。

(2) 経済的持続可能性に対する貢献

- 本プロジェクトでは、ダイジェスターで生成・回収するメタンガスを熱生成に使用する。この再生可能エネルギーは工場で活用され、工場の省エネルギー化を促進する。これにより工場の生産効率が向上し、経済的な貢献が期待される。

(3) 社会的持続可能性に対する貢献

- 本プロジェクトの実施により、ベトナムのタピオカ澱粉工場では一般的でないダイジェスターを使用した廃水の処理技術が移転される。

- 同時に、現地のスタッフはダイジェスターの運転やメンテナンスに関わる技術を習得することができる。これらの技術の移転は、人材育成を通じて将来の廃水処理改善を促進する。

タイニン省には約 90 箇所のタピオカ澱粉工場が存在しているが、すべての工場でラグーンのみでの廃水処理を行っている。本プロジェクト実施によって上記のプロジェクト効果が実証され、これらの工場へも同様のプロジェクトが展開されると、上記の持続可能性はさらに広範囲に拡大する。

2.2.3 プロジェクト参加者

本プロジェクトへの参加予定者は以下の通りである。

- ベトナム(ホスト国)：TRUONG THINH 社
- 日本：株式会社 東芝

2.2.4 承認方法論の適用

(1) 適用方法論

本プロジェクトは、比較的規模が小さいプロジェクトとなることが想定されるため小規模 CDM の適用を想定し、承認方法論適用の検討を行った。

小規模 CDM は 2006 年 9 月の CDM 理事会第 26 回会議において定義の変更が合意されており、現在の小規模 CDM の適用範囲は表 2-7 に示す通りである。

表 2-7 小規模 CDM の適用範囲

タイプ	カテゴリー	適用範囲
I	再生可能エネルギープロジェクト	最大発電容量 15MW 以下
II	エネルギー効率改善プロジェクト	需要側・供給側における最大エネルギー消費削減量 60GWh/yr
III	その他のプロジェクト	排出削減量 60ktCO ₂ /yr 以下

小規模 CDM のカテゴリーの内、本プロジェクトに適用されるカテゴリーは以下の通りである。

- III.H. (廃水処理でのメタン回収)：
ダイジェスターを設置し既設のラグーンからのメタン排出を削減する部分
- I.C. (利用者の熱エネルギー)：

生成するバイオガスを加熱炉でエネルギー利用する部分

- I.D. (グリッド接続の再生可能発電) :

生成するバイオガスを活用して発電を行う部分

従って、本プロジェクトを小規模 CDM として実施する場合、以下の 2 つの方法論が併用されることとなる。

- AMS III.H. / Version 09 (改定 : EB38)
- AMS I.C. / Version 13 (改定 : EB38)
- AMS I.C. / Version 13 (改定 : EB36)

(2) 承認方法論適用の確認

(a) AMS III.H.

カテゴリ III に関わる小規模 CDM を実施する場合、排出削減量 60ktCO₂/yr 以下であることが条件となる。

本プロジェクトにおけるカテゴリ III に関わる排出削減量は 21,928 tCO₂/yr になると予想され(後述)、60ktCO₂/yr 以下の条件を満足することから、本プロジェクトはカテゴリ III の小規模 CDM に適用できることが確認された。

ここで、承認方法論 AMS III.H.の適用性について確認する。AMS III.H.を適用する場合の基準と本プロジェクトの適用状況を表 2-8 に示す。

表 2-8 AMS III.H.における適用基準への適用状況

A.MS-III.H.の適用性評価基準	ベースラインの排水処理は嫌気性ラグーンである
1.このプロジェクトは下記のいずれかの方法で廃水からメタンを回収する:	-
(i)嫌気性排水処理システム及びメタン回収・燃焼システムの代用としての好気性排水又は汚泥処理システムの導入。	不適: ベースラインの排水処理シナリオは嫌気性ラグーンを含む。
(ii)既存の排水処理システム(汚泥処理システム無し)への嫌気性汚泥処理システム及びメタン回収・燃焼システムの導入。	不適: このプロジェクトは汚泥処理システムを導入しない。
(iii)既存の汚泥処理システムへのメタン回収・燃焼システムの導入。	不適: 既存の汚泥処理システムは無い。
(iv)既存の嫌気性リアクタ、ラグーン、浄化槽または工場などの嫌気性排水処理システムへのメタン回収・燃焼システムの導入。	適用: ベースラインの排水処理シナリオは嫌気性ラグーンを含む。
(v)未処理の廃水への嫌気性排水処理システム及びメタン回収・燃焼システム(汚泥処理システムはどちらでもよい)の導入。	不適: 未処理の廃水は無い。
(vi)既存の排水処理システム及びメタン回収システムへの段階的な排水処理システム及びメタン回収・燃焼システム(汚泥処理システムはどちらでもよい)の導入(例:メタン回収なしの嫌気性ラグーンで処理されていた廃水に、嫌気性リアクタ及びメタン回収システムを導入して段階的に処理をする)。	不適: このプロジェクトは段階的な排水処理の導入を含まない。
2.上記の方法で回収したメタンは、燃焼させる代わりに以下の利用方法に適用してもよい: (a)直接、発熱または発電に利用;または (b)アップグレードバイオガスして瓶詰めした後、発熱または発電に利用;または (c)アップグレードして配給した後、発熱または発電に利用: (i)重要なトランсмисシヨン規制のない天然ガス配電へのアップグレードバイオガスの注入;または (ii)特定のエンドユーザへ、専用配管でのアップグレードバイオガスの輸送;または (d)水素生産。	適用: 回収したメタンは直接、発熱または発電に利用する。
3.回収したメタンを2(a)の方法で使用する場合、タイプIの対応するカテゴリを使用することができる。	適用: タイプI.C:このプロジェクトでは回収されたメタンを発熱に使用するので、I.Cを適用する。 および/または タイプI.D:このプロジェクトでは回収されたメタンを発電に使用するので、I.Dを適用する。
4.回収したメタンを水素生産に利用する場合(2(d)参照)、対応するカテゴリAMS III.Oを使用する。	不適: このプロジェクトでは水素生産は適用されない。
5.2(b)のケースで、もし瓶詰めされたバイオガスをプロジェクト範囲外に販売する場合、バイオガスの最終用途について販売業者とエンドユーザの間で契約を結んで保障する。その場合、最終消費での燃料置換による排出削減は請求できない可能性がある。ただし、瓶詰めバイオガスの最終消費までがプロジェクト範囲に含まれていて、クレジット期間に燃料置換によるCO2削減量がモニタリングされる場合、対応する方法論に適用できる。(例:AMS I.C)	不適: このプロジェクトでは瓶詰めバイオガスは適用されない。
6.2(c i)のケースで、天然ガスの配電の範囲がホスト国内の場合、天然ガスの置換による排出削減はこの方法論に適用される。	不適: このプロジェクトではアップグレードバイオガスは適用されない。
7.2(c ii)のケースでは、対応するタイプIの方法論に基づいて(例:AMS I.C)、燃料の置換による排出削減を請求できる。	不適: このプロジェクトではアップグレードバイオガスは適用されない。
8.2(b)、(c)の場合に、水による吸収を通して(メタンの回収のあるなしに関わらず)、国家規制(規制がある場合)または最低96%(体積ベース)のメタン含有量のバイオガスにアップグレードする場合にのみ、方法論を適用する。これらの条件は、回収したバイオガスが最終利用において燃焼され完全に破壊されるという保証に必要である。	不適: このプロジェクトでは瓶詰め、もしくはアップグレードしたバイオガスは適用されない。
9.タイプIIIの基準の適用は60 kt(CO2eq)/年以下の削減量の場合に制限されている。	適用: 排出削減量は60 kt(CO2eq)/年以下である。

(b) AMS I.C.

カテゴリーI に関わる小規模 CDM を実施する場合、最大発電容量 15MW 以下(熱利用を行う場合は合計 45MW 以下)であることが条件となる。

本プロジェクトでは、発電機、ボイラー、ガス加熱炉の設置を想定しているが、それぞれの機器の容量は以下の通りとなる。

表 2-9 エネルギー生成用機器の最大容量

機器	想定される最大容量	備考
発電機	500kW	工場の消費電力を全て賄う容量を想定した場合
ボイラー	1200kW	ダイジェスター加温に必要な出力
ガス加熱炉	2,900kW	既設石炭加熱炉の出力
合計	4,600kW	

以上から、それぞれの機器の最大容量を想定した場合でも合計出力は 4.6MW となり、上限値 45MW を大幅に下回ることから、本プロジェクトはカテゴリーI の小規模 CDM に適用できることが確認された。

尚、実際の各機器の容量は、実際のバイオガス発生量に合わせて選定されるため、表 2-9 に示した最大容量を超えることはない。

ここで、承認方法論 AMS I.C.の適用性について確認する。AMS I.C.を適用する場合の基準と本プロジェクトの適用状況を表 2-10 に示す。

表 2-10 AMS I.C.における適用基準への適用状況

A.MS- I.C.の適用性評価基準	ベースラインは石炭燃焼である
1. このカテゴリーは、化石燃料に代わる熱エネルギーを個々の家庭またはユーザに提供する、再生可能エネルギー技術を含む。例えば太陽光エネルギーを利用した温水機、乾燥機、調理器具、再生可能なバイオマスエネルギーを利用した温水機、暖房、乾燥機、および他の石化燃料に代わる熱エネルギーを提供する技術など。熱と電気を発生させるバイオマスベースのコジェネレーションシステムもこのカテゴリーに含まれる。	適用: ・化石燃料に代わるエネルギーをユーザに提供する ・コンポーネント1で回収したメタンから発熱させる
2. 製造業者に指定された発熱容量は45MW未満である。	適用: 発熱容量は45MW未満である。
3. 焼成システムのため、プロジェクト活動に影響されたすべてのシステムの総設備容量(化石燃料使用量に限定する)は45MWthを超えないものとする。発熱(例:蒸気または工程熱)や発電のための化石燃料の使用を避けるか、または代替エネルギーを利用するコジェネレーションプロジェクトはこの方法論を使用する。この場合、プロジェクトの容量は発熱容量(45MW)とする。	適用: 焼成システムのため、プロジェクト活動に影響されたすべてのシステムの総設備容量(化石燃料使用量に限定する)は45MWthを超えないものとする。
4. 既存の再生可能エネルギー施設に再生可能エネルギーユニットを増設するプロジェクトの場合、増設されたユニットの総容積は45MW未満とし、既存の施設と明確に区	不適: 既存の再生可能エネルギー施設は無い。

(c) AMS I.D.

承認方法論 AMS I.D.の適用性について確認する。AMS I.D.を適用する場合の基準と本プロジェクトの適用状況を表 2-11 に示す。

表 2-11 AMS I.D.における適用基準への適用状況

AMS-I.D.の適用性評価基準	ベースラインはグリッドを使用している
1.このカテゴリは再生可能エネルギー(光電池、水力、潮力、風力、地熱、再生可能バイオマスなど)を供給、および/または、少なくとも1つ以上の化石燃料で発電している配電システムの電気と置換するエネルギーシステムを含む。	適用: ・コンポーネント1で回収したメタンから発電する ・発生した電力をグリッドの電力と置換する
2.新たに設置されたユニットが再生可能エネルギーと非再生可能エネルギーを両方含む場合(例:風力/ディーゼルユニット)、小規模のCDMプロジェクトの15MWの適用制限は再生可能エネルギーだけに適用される。ユニットが化石燃料を同時焼成する場合、全体の容量は15MWを超えないものとする。	不適: 非再生可能エネルギーは使用しない。
3.発電と発熱とを行う(コジェネレーション)システムはこのカテゴリには適用しない。	不適: プロジェクトで使用する再生可能エネルギーシステムでは発電のみ行う。
4.既存の再生可能エネルギー施設に新たに増設する場合、プロジェクトによって増設される再生可能エネルギーユニットの容量は15MW以下とし、既存の施設と明確に区別できるようにする。	不適: 既存の再生可能エネルギー施設はない。
5.このカテゴリは、既存の再生可能エネルギー施設の改装、または変更を含む。小規模プロジェクトの資格を得るため、変更もしくは改装されたユニットの総生産量は15MWを超えないものとする。	不適: 既存の再生可能エネルギー施設はない。

2.2.5 プロジェクトバウンダリー

適用性を確認した承認方法論 AMS III.H.と AMS I.C.に従ってプロジェクトバウンダリーを決定する。本プロジェクトのプロジェクトバウンダリーを図 2-17 に示す。

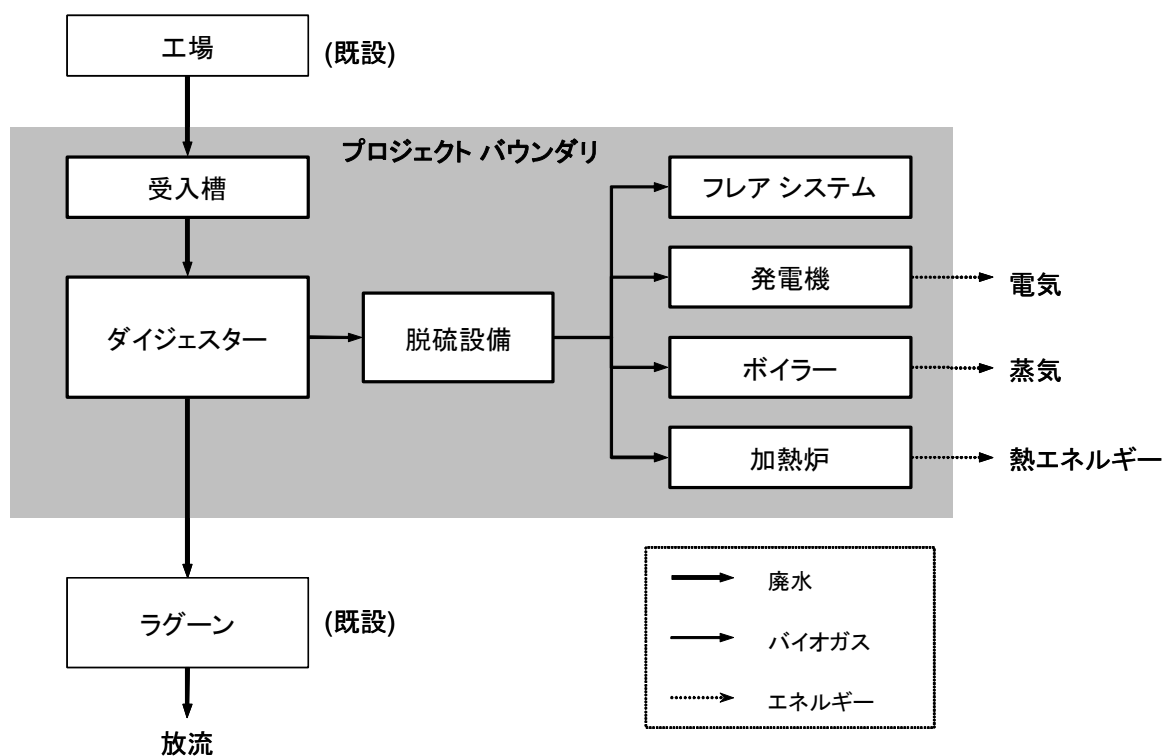


図 2-17 プロジェクトバウンダリー

2.2.6 ベースラインの設定

(1) AMS III.H.

承認方法論 AMS III.H.に従ってベースラインの設定を行う。

このケースでは、ベースラインシナリオは工場から排出する廃水を処理する施設として既設の開放ラグーンが維持されることとなり、有機廃水がラグーンに長期間貯留されることによりメタンガスが発生し大気へ拡散する状態が継続する。

AMS III.H.には6種類のベースラインシナリオが記載されているが、本プロジェクトでは、(iv) メタン回収・燃焼を伴わない既設の嫌気性廃水処理システムがベースラインシナリオとして適用される。

(2) AMS I.C.

承認方法論 AMS I.C.に従ってベースラインの設定を行う。

このケースでは、TRUONG THINH 社では澱粉生産工程での熱源として石炭の使用が継続することがベースラインシナリオとなる。

TRUONG THINH 社では工場操業当初、澱粉生産工程での熱源として重油を燃料とする熱風炉が使用されていたが、燃料コストの問題で廃却され現在の石炭加熱炉が導入された経緯がある。

(3) AMS I.D.

承認方法論 AMS I.D.に従ってベースラインの設定を行う。

このケースでは、TRUONG THINH 社では工場での消費電力は電力会社からの電力で賄われる状態が継続することがベースラインシナリオとなる。

ベトナムでは時間帯別の電気料金が設定されており、電気使用量が多くなる夕方 18:00～22:00 の時間帯の電気料金が最も高く設定されている。TRUONG THINH 社では、この電気代が高い時間帯での工場操業を考慮してディーゼル発電機を導入しているが、燃料となるディーゼル油の費用負担と発電機のメンテナンスコスト負担を考慮すると電力会社の電気料金よりも高くなることから、ディーゼル発電機の使用を取りやめている。

2.2.7 追加性の証明

プロジェクト活動の追加性の検証を下記の通り実施した。

(1) 法的バリア

現在のタピオカ工場の廃水処理設備には工場設備としての法規制が適用され、ベトナムにおける 2006 年制定の最新の規制値は COD が 80mg/l 以下（河川への放出時点）である。

TRUONG THINH 社では、現地の環境を管轄するタイニン省の天然資源環境局 (DONRE : Department of Natural Resources and Environment) から EIA (Environmental Impact Assessment) の承認を受けており、環境面での問題は抱えていない。また、TRUONG THINH 社は広大な遊休地を所有しており、将来法規制が強化された場合でも複数のラグーンの新増設で法規制に対応可能である。

尚、法律は強化されたばかりであり、当面は法規制強化の動きは無い。

(2) 投資バリア

本事業を行うタピオカ澱粉工場の IRR の計算に用いる生産高とプロジェクト実施に必要な投資は下記表の通りである。なお、ビジネスにおいてクリアすべき IRR は 6.875% (ベトナム国債 : 10 年債, クーポン(利回り)) である。

表 2-12 IRR 試算条件

項目	価格
初期投資 (設備のエンジニアリング, 調達, 建設に関 わるコストを含む)	2.57 millionUS\$
運転・メンテナンスコスト (人件費, 管理費, 電気代等のランニングコ ストを含む)	399,800 US\$/年
エネルギー供給による収入	197,530 US\$/年
CER 売却価格	0, 15 US\$/tCO ₂

上記データに沿い IRR を CER 無有で算出した。ここでは CER 取引価格を 15US\$/tCER として評価を行った。

IRR の試算結果を表 2-13 に示す。

表 2-13 IRR 試算結果

CER 有無	無	有 (CER 取引価格 : 15US\$/tCO ₂)
IRR(%)	算出不可	9

※IRR はプロジェクト実施 10 年目の数値

これにより CER 無し時には IRR が小さくプロジェクトが BAU で無いことと、CER に
より投資メリットが生じることが確認された。

上記の分析から、「本事業は追加的である」ことが分かる。

2.2.8 プロジェクト実施前における GHG 削減量の計算

(1) カテゴリーIII (AMS III.H.)での排出削減量

(a) プロジェクト排出量

- ① プロジェクト設備における電力消費に伴う CO₂ 排出

$$\begin{aligned} PE_{y,\text{power}} \text{ (tCO}_2\text{/y)} &= PC_y \text{ (MWh/y)} \times CEF_{\text{grid}} \text{ (tCO}_2\text{/Wh)} \\ &= 578 \times 0.496 \\ &= 287 \text{ (tCO}_2\text{/y)} \end{aligned}$$

尚、

PC_y : プロジェクト設備での電力消費(MWh/y)

CEF_{grid} : ベトナムにおけるグリッドの CO₂ 排出係数(tCO₂/Wh)

- ② 処理された廃水中の有機物の分解による排出

$$\begin{aligned} PE_{y,\text{ww,treated}} \text{ (tCO}_2\text{/y)} &= Q_{y,\text{ww}} \text{ (m}^3\text{/y)} \times GWP_{\text{CH}_4} \text{ (-)} \times B_{o,\text{ww}} \text{ (kgCH}_4\text{/kgCOD)} \\ &\quad \times COD_{y,\text{ww,treated}} \text{ (t/m}^3\text{)} \times MCF_{\text{ww,final}} \text{ (-)} \\ &= 438358 \times 21 \times 0.21 \times 0.00003 \times 1.0 \\ &= 58 \text{ (tCO}_2\text{/y)} \end{aligned}$$

尚、

$Q_{y,\text{ww}}$: 処理される廃水量(m³/y)

$COD_{y,\text{ww,treated}}$: 海・川・湖に排出される最終の処理水の COD 濃度(t/m³)

$B_{o,\text{ww}}$: 廃水からのメタン生成能力(kgCH₄/kgCOD)

$MCF_{\text{ww,final}}$: メタン転換係数(-)

GWP_{CH_4} : メタンの地球温暖化係数(-)

- ③ 最終スラッジの嫌氣的な腐敗による排出

本プロジェクトにおけるプロジェクト設備では、新たなスラッジの発生は無いため本項目は該当しない。

$$PE_{y,s,\text{final}} \text{ (tCO}_2\text{/y)} = 0$$

- ④ メタン回収及びフレアシステムでのメタン放出による排出

$$\begin{aligned} MEP_{y,\text{ww,treatment}} &= Q_{y,\text{ww}} \text{ (m}^3\text{/y)} \times B_{o,\text{ww}} \text{ (kgCH}_4\text{/kgCOD)} \times COD_{y,\text{removed},j} \text{ (t/m}^3\text{)} \\ &\quad \times MCF_{\text{ww,treatment}} \\ &= 438358 \times 0.21 \times 0.014286 \times 1.0 \\ &= 1315 \text{ (tCH}_4\text{/y)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
PE_{y,\text{fugitive}} (\text{tCO}_2/\text{y}) &= PE_{y,\text{fugitive,ww}} (\text{tCO}_2/\text{y}) + PE_{y,\text{fugitive,s}} (\text{tCO}_2/\text{y}) \\
&= (1 - CEF_{\text{ww}}) \times MEP_{y,\text{ww,treatment}} \times GWP_{\text{CH}_4} (-) + 0 \\
&= (1 - 0.9) \times 1315 \times 21 + 0 \\
&= 2762 (\text{tCO}_2/\text{y})
\end{aligned}$$

尚、

$PE_{y,\text{fugitive,ww}}$: 嫌気性廃水処理でのメタン回収及びフレアでの排出(tCO_2/y)

$PE_{y,\text{fugitive,s}}$: 嫌気性スラッジ処理でのメタン回収及びフレアでの排出(tCO_2/y)

※本プロジェクトでは新たなスラッジ排出は無い。

CEF_{ww} : 廃水処理におけるメタン回収・メタン燃焼装置の効率(-)

$MEP_{y,\text{ww,treatment}}$: 廃水処理プラントでのメタン排出能力(tCH_4/y)

$COD_{y,\text{removed,j}}$: プロジェクトで導入するメタン回収を伴った廃水処理システム”j”にて除去される COD 濃度(t/m^3)

⑤ 処理された廃水に溶解するメタンからの排出

$$\begin{aligned}
PE_{y,\text{dissolved}} (\text{tCO}_2/\text{y}) &= Q_{y,\text{ww}} (\text{m}^3/\text{y}) \times [\text{CH}_4]_{y,\text{ww,treated}} (\text{tCH}_4/\text{m}^3) \times GWP_{\text{CH}_4} \\
&= 438358 \times 0.0001 \times 21 \\
&= 921 (\text{tCO}_2/\text{y})
\end{aligned}$$

尚、

$[\text{CH}_4]_{y,\text{ww,treated}}$: 処理された排水中に溶解するメタン濃度(tCH_4/m^3)

⑥ バイオガスのアップグレード及び圧縮に伴う排出

$$PE_{y,\text{upgrading}} (\text{tCO}_2/\text{y}) = 0 (\text{tCO}_2/\text{y})$$

本プロジェクトでは、バイオガスのアップグレード、圧縮は行わない。

⑦ パイプラインからのリーケージ

$$PE_{y,\text{leakage,pipeline}} (\text{tCO}_2/\text{y}) = 0 (\text{tCO}_2/\text{y})$$

本プロジェクトでは、バイオガスのアップグレード、パイプラインを使った輸送は行わない。

⑧ プロジェクト排出量

$$\begin{aligned}
PE_y &= PE_{y,\text{power}} + PE_{y,\text{ww,treated}} + PE_{y,\text{s,final}} + PE_{y,\text{fugitive}} + PE_{y,\text{dissolved}} \\
&\quad + PE_{y,\text{upgrading}} + PE_{y,\text{leakage,pipeline}} \\
&= 287 + 58 + 0 + 2762 + 921 + 0 + 0 \\
&= 4028 (\text{tCO}_2/\text{y})
\end{aligned}$$

(b) ベースライン排出量

① 既設廃水処理プラント(ラグーン)でのメタン排出能力

$$\begin{aligned} \text{MEP}_{y,\text{ww,treatment}} (\text{tCH}_4/\text{y}) &= Q_{y,\text{ww}} (\text{m}^3/\text{y}) \times \text{COD}_{y,\text{ww,untreated}} (\text{t}/\text{m}^3) \times B_{\text{o,ww}} (\text{kgCH}_4/\text{kgCOD}) \\ &\quad \times \text{MCF}_{\text{ww,treatment}} (-) \\ &= 438358 \times 0.016777 \times 0.21 \times 0.8 \\ &= 1236 (\text{tCH}_4/\text{y}) \end{aligned}$$

尚、

$\text{MCF}_{\text{ww,final}}$: 既設廃水処理システムのメタン転換係数(-)

② ベースライン排出量

$$\begin{aligned} \text{BE}_y (\text{tCO}_2/\text{y}) &= (\text{MEP}_{y,\text{ww,treatment}} + \text{MEP}_{y,\text{s,treatment}}) \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} (-) \\ &= (1236 + 0) \times 21 \\ &= 25956 (\text{tCO}_2/\text{y}) \end{aligned}$$

尚、

$\text{MEP}_{y,\text{s,treatment}}$: スラッジ処理システムでのメタン排出能力(tCH_4/y)

※本プロジェクトでは新たなスラッジ排出は無い。

(c) 排出削減量

① リークエージ

本プロジェクトでは、リークエージは関係しない。

$$\text{Leakage}_y = 0 (\text{tCO}_2/\text{y})$$

② 排出削減量

$$\begin{aligned} \text{ER}_y &= \text{BE}_y - (\text{PE}_y + \text{Leakage}_y) \\ &= 25956 - (4028 + 0) \\ &= 21928 (\text{tCO}_2/\text{y}) \end{aligned}$$

(2) カテゴリーIでの排出削減量

(a) ベースライン排出量(発電分 : AMS I.D.)

$$\begin{aligned} \text{BE}_{y,\text{power}} (\text{tCO}_2/\text{y}) &= \text{EG}_{y,\text{power}} (\text{MWh}/\text{y}) \times \text{CEF}_{\text{grid}} (\text{tCO}_2/\text{Wh}) \\ &= 2400 \times 0.412 \\ &= 989 (\text{tCO}_2/\text{y}) \end{aligned}$$

尚、

$\text{EG}_{y,\text{power}}$: 発電によって代替される電力消費(MWh/y)

(b) ベースライン排出量(石炭代替分 : AMS I.C.)

$$\begin{aligned} BE_{y,ff}(\text{tCO}_2/\text{y}) &= HG_{y,ff}(\text{TJ}/\text{y}) \times EF_{\text{CO}_2 \text{ coal}}(\text{tCO}_2/\text{TJ}) / \eta_{th} \\ &= Q_{y,coal}(\text{kt-coal}/\text{y}) \times NCV_{coal}(\text{TJ}/\text{kt}) \times EF_{\text{CO}_2 \text{ coal}}(\text{tCO}_2/\text{TJ}) / \eta_{th} \\ &= 0.6965 \times 20.91 \times 94.6 / 1.0 \\ &= 1377 (\text{tCO}_2/\text{y}) \end{aligned}$$

尚、

$Q_{y,coal}$: バイオガスに代替される石炭消費量(kt-coal/y)

NCV_{coal} : 石炭の単位熱量(TJ/kt)

EF_{coal} : 石炭の熱量あたり CO_2 排出係数(t CO_2 /TJ)

η_{th} : 既設石炭加熱炉の効率

(c) 排出削減量

発電分のベースライン排出量と石炭代替分の排出削減量の合計が、カテゴリ-I (AMS I.C., AMS I.D.)におけるベースライン排出量となる。

$$\begin{aligned} BE_{y,energy}(\text{tCO}_2/\text{y}) &= BE_{y,ff}(\text{tCO}_2/\text{y}) + BE_{y,power}(\text{tCO}_2/\text{y}) \\ &= 989 (\text{tCO}_2/\text{y}) + 1377 (\text{tCO}_2/\text{y}) \\ &= 2366 (\text{tCO}_2/\text{y}) \end{aligned}$$

また本プロジェクトでは、バイオマス由来のメタンで発電及び石炭を代替することから、プロジェクト排出量は0となる。

$$\begin{aligned} PE_{y,energy}(\text{tCO}_2/\text{y}) &= PE_{y,ff}(\text{tCO}_2/\text{y}) + PE_{y,power}(\text{tCO}_2/\text{y}) \\ &= 0 (\text{tCO}_2/\text{y}) \end{aligned}$$

従って、排出削減量は下記の通りとなる。

$$\begin{aligned} ER_{y,energy}(\text{tCO}_2/\text{y}) &= BE_{y,energy} - PE_{y,energy} \\ &= 2366 (\text{tCO}_2/\text{y}) \end{aligned}$$

(3) プロジェクト全体での排出削減量

本プロジェクト全体での排出削減量は、表 2-14 に示す通り合計で 40,978 t CO_2 /y となる。

表 2-14 プロジェクトの排出削減量

	カテゴリーIII (AMS III.H.)	カテゴリーI (AMS I.C., AMS I.D.)
ベースライン排出量	25,956 (tCO ₂ /y)	2,366 (tCO ₂ /y)
プロジェクト排出量	4,028 (tCO ₂ /y)	0 (tCO ₂ /y)
リーケージ	0 (tCO ₂ /y)	0 (tCO ₂ /y)
排出削減量	21,928 (tCO ₂ /y)	2,366 (tCO ₂ /y)
(合計)	24,294 (tCO ₂ /y)	

2.2.9 クレジット獲得期間

固定クレジット期間のクレジット獲得期間(2009年10月～2019年9月)を想定すると、全体での獲得クレジットは表 2-15 に示す通りとなる。

表 2-15 獲得クレジット

Year	期待される プロジェクト 排出量 (t/CO ₂ e)	期待される ベースライン 排出量 (t/CO ₂ e)	リーケージ (t/CO ₂ e)	期待される全体の GHG 排出削減量 (t/CO ₂ e)
2009	1,015	7,137	0	6,122
2010	4,028	28,322	0	24,294
2011	4,028	28,322	0	24,294
2012	4,028	28,322	0	24,294
2013	4,028	28,322	0	24,294
2014	4,028	28,322	0	24,294
2015	4,028	28,322	0	24,294
2016	4,028	28,322	0	24,294
2017	4,028	28,322	0	24,294
2018	4,028	28,322	0	24,294
2019	3,013	21,185	0	18,172
Total (tCO ₂ e)	40,280	283,220	0	294,940

2.2.10 モニタリング計画

プロジェクトの実施によって発生する GHG を正確に把握するため、承認方法論に従ってモニタリング計画を作成した。

図 2-18 に、本プロジェクトにおけるモニタリングプランを示す。

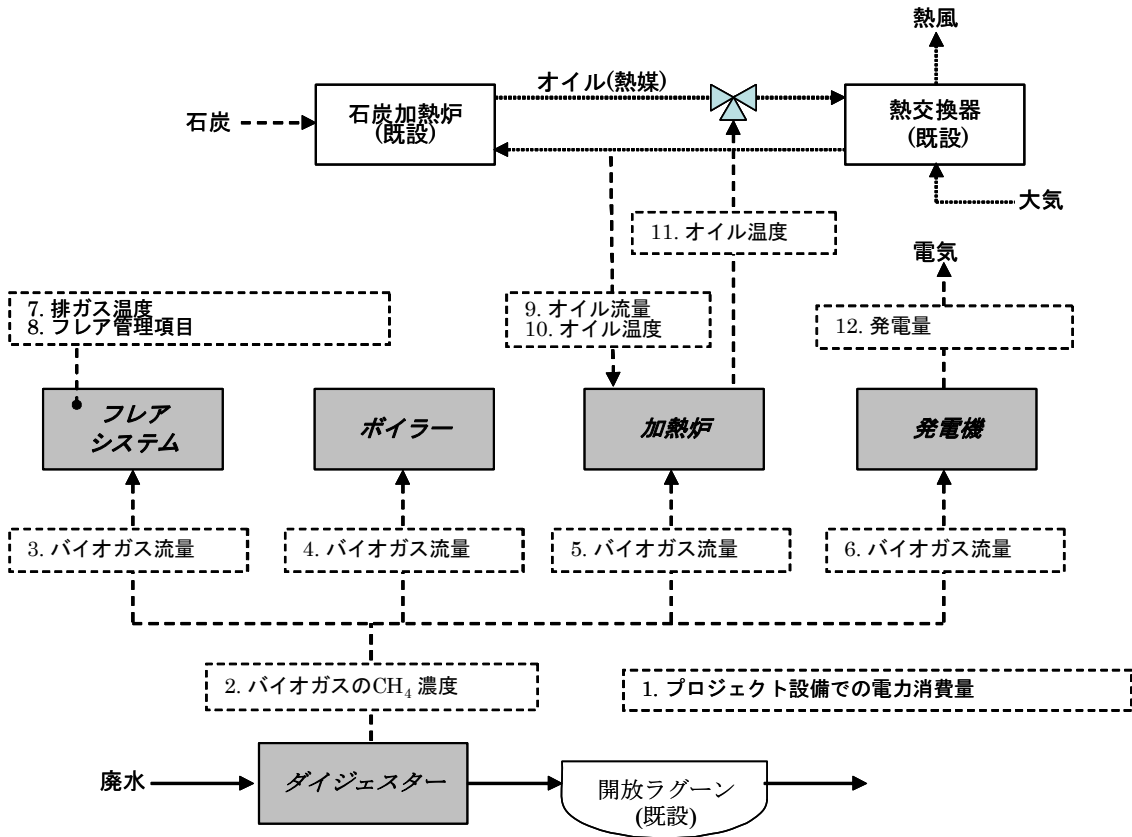


図 2-18 モニタリングプラン

2.2.11 プロジェクト実施後における GHG 削減量の推定

プロジェクト実施後は、モニタリングの結果に基づき GHG 削減量を計算する。

ここで、承認方法論 AMS III.H.では、プロジェクト実施によって回収し燃料として利用または燃焼処理するメタンの総量をモニタリングで把握し、これを排出削減量とすることが定められている。

本プロジェクトは小規模 CDM を適用する計画で、プロジェクト実施後も各カテゴリーの基準を満足する必要があることから、前述した方法論記載の計算式に基づくプロジェクト実施前の排出削減量計算の他、モニタリング結果に基づくプロジェクト実施後の排出削減量の推定が必要となる。

そこで、当社の経験値に基づいて実際に処理を行った場合のバイオガス発生量を推定し、プロジェクト実施後のモニタリング結果に基づく排出削減量を試算した。試算の概要を表 2-16 に示す。

表 2-16 プロジェクト実施後の排出削減量の試算

項目	試算値
バイオガス発生量	15,481 Nm ³ /day
バイオガス中のメタン濃度	60%
ボイラーでのバイオガス消費量	3,514 Nm ³ /day
発電機でのバイオガス消費量	6,723 Nm ³ /day
ガス加熱炉でのバイオガス消費量	3,453 Nm ³ /day
フレアで燃焼するバイオガス量	1,791 Nm ³ /day
カテゴリIIIでの排出削減量	31,133 tCO ₂ /yr
カテゴリIでの排出削減量	2,569 tCO ₂ /yr
プロジェクト全体での排出削減量	33,702 tCO ₂ /yr

これによりプロジェクト実施後を想定した排出削減量は、実施前を想定した計算結果よりも大幅に増える可能性があることがわかった。

しかし本プロジェクトの場合、プロジェクト実施後を想定した場合でもカテゴリIIIの上限値 60ktCO₂/y を超えることはなく、小規模 CDM の条件を満足できることがわかった。

2.2.12 環境影響及びその他の間接影響

(1) 環境影響

工場からの廃水は、本プロジェクトで設置するダイジェスターによって廃水中の汚濁物が予め除去された後、開放ラグーンに排出されるため、開放ラグーンからの臭気発生は軽減される。また開放ラグーン貯留液の底部からの地下浸透による地下水汚染の軽減効果も期待される。

臭気軽減によりプロジェクト実施地点における作業環境が向上する他、地下水質改善により周辺環境の改善にも貢献する。

(2) その他の間接影響

周辺で農業用水、生活用水などとして使用されている地下水の水質が改善されることにより、周辺住民の衛生改善効果が期待される。

また、本プロジェクト実施により、ベトナムにおけるタピオカ澱粉加工工場の

省エネルギー化が実現されることで、タピオカ澱粉工場の経営効率が改善し、将来ベトナム農村地域の経済発展、都市部との格差是正に貢献することが期待できる

(3) 環境影響評価

ベトナムでは、プロジェクトの実施にあたって EIA (Environmental Impact Assessment) レポートを作成し、省の人民委員会と天然資源環境局(DONRE : Department of Natural Resources and Environment)の承認レターを取得することが必要である。尚、ベトナムにおいて CDM プロジェクトの承認を取得するために要求される EIA レポートの内容は、2006 年に制定された新しい環境保護法での要求と同じである。

EIA レポートを作成する段階では、プロジェクトが実施される Suoi Ngo 村人民委員会と、村住民を代表する組織である Suoi Ngo 村祖国戦線からコメントを得ることが必要である。EIA レポートが完成し、省人民委員会と天然資源環境省に提出されると、人民委員会が評価委員会を組織してレポートの評価を行う。通常 30 日間の評価期間の後、省知事から承認証明書が付与される。

本プロジェクトに関する EIA レポートでは、プロジェクト設備の建設や運転によって発生する大気汚染、水質汚染などの環境影響は小さく、プロジェクト実施により環境影響は低減できると考えられる。

EIA レポートでの環境影響評価の概要(ネガティブインパクト)を表 2-17 に示す。

表 2-17 環境影響評価(ネガティブインパクト)

項目	想定される影響	対策
建設時の環境影響 ▶ 資材の輸送 ▶ 現場作業員の増加 ▶ 設備の建設	大気汚染 水質汚染 騒音 臭気	<ul style="list-style-type: none"> ● 密閉型トラックによる資材輸送 ● ピーク時の輸送負荷抑制 ● 散水(暑い日, 風のある日)
運転時の環境影響 ▶ ダイジェスター ▶ フレアシステム	水質汚染 水環境汚染 大気汚染	<ul style="list-style-type: none"> ● フレアシステムの煙突高さ(工場より高くし拡散させる) ● 廃水水質(入・出)の監視 ● 固形残渣の乾燥場への遅滞なき輸送

本プロジェクト実施による環境への貢献(ポジティブインパクト)は、以下の通りである。

- ラグーンからのメタン排出低減 :
 工場従業員の労働環境改善, 周辺住民の居住環境改善

- ラグーンへの流入水の水質改善：水質汚染の軽減
- 石炭燃焼による CO₂ 及び硫黄酸化物の排出低減：大気汚染の軽減

2.2.13 利害関係者コメント

利害関係者コメント取得にあたっては、ベトナム語版の PDD(ドラフト)を作成し、TRUONG THINH 社の確認を経て、タイニン省人民委員会に提出することが必要である。人民委員会では、関係する機関などからコメントを収集し、収集したコメントを取り纏めて TRUONG THINH 社へ送付する。

尚、タピオカ澱粉生産の管轄省庁である農業農村開発省(MARD：Ministry of Agriculture and Rural Development)に対しても以同様の手続きが必要である。

各機関との面会を通じて得られたコメントの概要を以下に示す。

(1) 農業農村開発省

本プロジェクトは、澱粉加工工場において嫌気性ダイジェスターを設置し、回収するメタンガスを石炭の代替燃料として使用するもので、タイニン省の環境改善、再生可能エネルギーの活用推進に貢献するものである。

本プロジェクトで使用する処理技術はタイニン省や他の省の澱粉加工工場にも適用することができる。

(2) タイニン省人民委員会及び関連する機関

本プロジェクトは、タイニン省において CDM が適用される最初のタピオカ澱粉加工工場であり、サポートする。本プロジェクトの実施による環境への悪影響は無く、タイニン省の経済発展に貢献するものである。

(3) TRUONG THINH 社

本プロジェクトの実施に協力する。可能な限り早いプロジェクト実施を望んでいる。

現地の利害関係者からは、本プロジェクトの実施を否定する意見は出されておらず、TRUONG THINH 社がある Suoi Ngo 村人民委員会及び Suoi Ngo 村祖国戦線を含む全ての利害関係者から、プロジェクト実施への期待が寄せられた。

※社会主義国であるベトナムでは、周辺住民のコメントは代表組織である祖国戦線のコメントに代表される。

3. 事業化に向けて

3.1 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトは、東芝とベトナム／TRUONG THINH 社の共同事業として実施する。共同事業における役割を表す体系図は以下の通り。

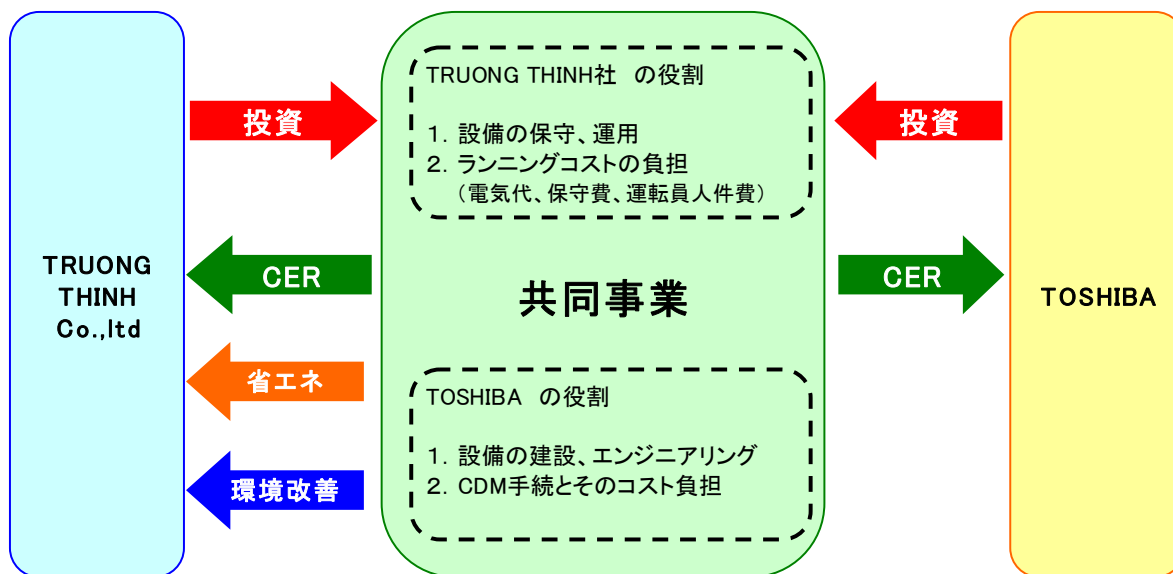


図 3-1 CDM 共同事業の実施体系図

3.2 プロジェクト実施案の検討とその資金計画

今回のプロジェクトに関し、発生するメタンガスのうち設備使用を差し引いた有効利用可能部分について、3つのケースを想定して事業性の比較検討を行った。

- (A案) ガス加熱炉を設置して既設石炭加熱炉で消費している石炭を代替するとともに、残りのガスを燃料に発電を行う 500kW 程度のガスエンジン発電機を設置し、有効利用可能なガスのほとんど全てをエネルギー生成に活用するケース。
- (B案) ガス加熱炉を設置せず、工場及びプロジェクト設備で消費する電力を発生するメタンガスによる発電で賄うケース。石炭代替は行わない。
- (C案) 発電機を設置せず、加熱炉の設置によって石炭代替のみを行うケース。ある程度の規模で余剰ガスが発生するが、これはフレアで焼却する。

初期投資としては以下の項目を想定した。

- (1) 設備建設費

- メタン発酵設備
 - 脱硫設備
 - エネルギー設備：ボイラー，ガスエンジン発電機，加熱炉
- (2) 事業設立費用 他
- 事業設立に関わる事務手続き費
 - CDM 登録に関わる費用 など

各案における共同事業設立のための初期投資費用を、表 3-1 に示す。

表 3-1 初期投資額

項目	単位	A案	B案	C案
		発電+石炭代替	発電のみ	石炭代替のみ
設備建設費	USD	2,522,000	2,542,000	2,022,000
事業設立費用 他	USD	45,000	45,000	45,000
初期投資合計	USD	2,567,000	2,587,000	2,067,000

各ケースについて初期投資を比較すると、発電機の容量が最も大きいB案の初期投資が最大となり、発電機を設置しないC案が最も小さくなる。初期投資に占める発電機コストの割合が大きいことがわかる。

3.3 経済性分析及び事業化に向けての課題

3.3.1 主要器機及び試算条件

3.2 項で設定した各案について事業収入及び事業支出を算出し、事業実施による IRR を試算する。事業収入及び事業支出として次の項目を想定した。

(1) 事業収入

- CER 売却収入
- Truong Thinh 社への電力供給に伴う収入
(Truong Thinh 社と長期の電力売買契約を締結。)
- ガス売却収入
(Truong Thinh 社に石炭代替分と同等の熱単価でガスを売却。)

(2) 事業支出

- 減価償却費
- 設備メンテナンス費

- 設備電気代
- 人件費
- CDM 手続き

尚、CER の転売については、(独) 新エネルギー・産業技術総合開発機構による、「クレジットを既に取得又は今後取得する見込みのある事業者との間で転売によるクレジット購入契約を締結する、間接取得型クレジット取得事業」を活用することを検討する。

IRR 試算条件を表 3-2 に示す。

表 3-2 IRR 試算条件

項目	単位	A案	B案	C案
		発電+石炭代替	発電のみ	石炭代替のみ
初期投資	USD	2,567,000	2,587,000	2,067,000
事業支出	USD/年	399,809	421,809	299,809
事業収入(CER 除く)	USD/年	215,646	227,113	66,146
獲得見込 CER	tCO ₂ /年	33,702	32,851	31,200
CER 価格	USD/tCO ₂	0, 10, 12.5, 15		

事業支出は、初期投資と同様の傾向となった。但し、発電機のメンテナンスにかかるコストが多く、発電機を設置するA案、B案と、設置しないC案では事業支出に大きな差異が生じている。

また事業収入も、同様の傾向となった。本プロジェクトでは、石炭代替による収入があまり多く見込めず、発電の大小に事業収入が左右される傾向を示している。

獲得見込み CER は、余剰ガスが発生する割合が少ない順に小さくなる傾向を示している。

3.3.2 IRR 試算結果

CER 価格 0, 10, 12.5, 15 USD/t-CO₂ の 4 ケースについて、事業実施 10 年目の IRR を算出した。IRR の算出結果を表 3-3 に示す。

表 3-3 IRR 試算結果

CER 単価	A案	B案	C案
	発電+石炭代替	発電のみ	石炭代替のみ
0 USD/tCO ₂	算定不可	算定不可	算定不可
10 USD/tCO ₂	9 %	8 %	6 %
12.5 USD/tCO ₂	13 %	12 %	11 %
15 USD/tCO ₂	18 %	16 %	16 %

これによると、いずれのケースにおいても CER 0 USD/t-CO₂ の場合は IRR が算出できないほど事業性が悪い。しかし、CER の売却を含めて IRR を算出すると CER 12.5 USD/t-CO₂ 以上の価格では IRR はいずれのケースにおいても 10% を超え、事業採算性が見込まれることがわかった。この結果は、本プロジェクトの CDM としての追加性を裏付けるものである。

また、どのケースにおいても CER 価格が 2.5USD 変わる毎に IRR が約 5 ポイント変化する結果となっており、CER 価格によって事業性が左右されることがわかった。

3つのケースを比較すると、発電と石炭代替を両方とも実施する A 案が最も高い IRR を示した。A 案は、発電機と加熱炉の 2 つのエネルギー機器を設置するため、初期投資、事業支出とも比較的大きいが、発生ガスのほとんどを有効活用することで、初期投資、事業支出に見合う収入が得られることがわかった。

これに対し他の 2 ケースは、発生ガスの内、余剰としてフレアで燃焼させるガスが比較的多く、これが事業収入に結びつかないことが IRR を低くする原因となっていると考えられる。さらに、B 案は発電機容量が最も大きいことから初期投資、事業支出が大きく、IRR に影響を及ぼしていると考えられる。

3.3.3 事業化に向けての検討

以上の検討の結果を整理する。

- 本プロジェクトは、CDM 化による事業実施によってある程度の事業採算性が見込まれる。但し、事業採算性は CER 価格によって左右される。
- 石炭代替と発電を併用しプロジェクトで生成するバイオガスをなるべく多く有効活用することで収益性が高くなる傾向にある。

これに対し、事業性に影響を与える可能性のあるいくつかの要因が考えられる。

(1) 第一約束期間以降(2013 年以降)の CER 価格(マイナス要因)

第一約束期間以降の温室効果ガス削減に関する国際的な枠組みが決定しておらず、

2013 年以降の CER 価格がどうなるかが不透明な状況となっている。2013 年以降の枠組みによっては、CER 価格が大幅に低下する可能性もある。

(2) Truong Thinh 社の工場改修による影響(プラス要因)

前述の通り、Truong Thinh 社では 2007 年に約 5 ヶ月にわたって工場操業を休止して設備の改修を行った。これにより生産量の増加が見込まれる他、工場の稼働率も上昇する見込みである。

現時点では、廃水の発生量を、改修に伴う工場休止により工場稼働率が著しく低下した 2007 年の生産実績を含めて算定しており、生産量増加、稼働率上昇した場合、本報告書で試算したバイオガス生成量が増加し CER 獲得量及びエネルギー利用に伴う収入が増えることが期待される。

(3) 燃料費の高騰(プラス要因)

最近の国際的な燃料費の高騰により、Truong Thinh 社で使用している石炭の価格も上昇している。本プロジェクトで生成するガスの売却単価を、燃料費の上昇分を織り込んで設定すると、プロジェクトの事業採算性は改善する。

(4) 電力事情の悪化(プラス要因)

ベトナムでは国内の電力需給が逼迫しており、これに対応するため Truong Thinh 社でも配電会社の指示により定期的な工場休止を余儀なくされている。今後、この頻度は高まると予想される中で、本プロジェクトの実施によって発電設備が設置されることは工場の稼働率の維持に貢献できる。

これらの要因を考慮すると、事業採算性は現時点での試算よりも改善する可能性が高いと判断されることから、今後これらの要因について Truong Thinh 社と整理を行い、2008 年秋頃の事業開始(契約及び設備建設)とさらに 2009 年 10 月の CER 獲得開始を目標として、事業実施に向けた具体的な協議を開始する。