

平成20年度 CDM/J I 事業調査

タイ・ピピ・ドーン島における燃料電池を用いた  
バイオマス発電システムCDM事業調査  
報告書

平成21年2月

株式会社 K R I



# 目 次

第1章 本事業の背景と目的	1
第2章 タイ基本情報	3
2.1. 概要	3
2.2. エネルギー	8
2.3. バイオマス資源	18
2.4. 環境	22
2.5. クリーン開発メカニズム	29
2.6. 離島観光	32
第3章 現地調査	35
3.1. 第1回現地調査	35
3.2. 第2回現地調査	43
3.3. 第3回現地調査	47
第4章 燃料電池（PAFC）によるバイオマス発電システムの検討	53
4.1. 利用するバイオマスの検討	54
4.2. バイオマス発電システムの検討	63
4.3. ホスト国施工による導入コストの検討	71
第5章 プロジェクト実施によるGHG排出量の算出	75
5.1. GHG排出量の算出に係る諸条件	75
5.2. ベースラインGHG排出量の算出	77
5.3. プロジェクト実施によるGHG排出量	81
5.4. プロジェクト実施によるGHG削減量	89
5.5. モニタリング計画	90
5.6. 環境影響・技術移転・波及効果	92
第6章 バイオマス発電システム経済性の検討	95
6.1. イニシャルコスト	96
6.2. 収入	97
6.3. 支出	99
6.4. 経済性の検討	99

## 第1章 本事業の背景と目的

タイ国・ピピ島は、有人のピピ・ドーン島、無人のピピ・レイ島の2島から成り、南国の離島を満喫出来るリゾートアイランドとして数十年前から開発が進められてきた。ピピ・ドーン島は、2004年にスマトラ沖地震に由来する津波によって大打撃を受けたが、急速な復興を成し遂げている。しかし、復興に際し、公共の発電所や下水道などの社会的インフラを整備するより先に、各々のリゾートがこぞって再復興に力の注いだため、リゾートアイランドに不可欠且つ唯一絶対な観光資源であるはずの白い砂浜や豊かな珊瑚礁、透き通った海などの環境対策は後回しにされてしまった。

ピピ・ドーン島には年間十数万人の観光客が訪れるが、空気以外のほとんどの生活必需品を島外からの輸送に頼っている。淡水は海水の脱塩処理や雨水の浄化処理により島内需要を賄っているが、電力は、重油を島外から輸送し、ディーゼル発電機による自家発電、ガスは、ガスボンベを島外から輸送し使用している。逆に、リゾート施設などから排出される生ゴミなどは、クラビ県もしくはプーケット島まで海上輸送されて埋め立て処理される。また、リゾート施設などから排出されるし尿や生活雑排水は、若干の処理後に地下浸透し、白い砂浜を汚染する原因となっている。

そこで、平成19年度にGEC CDM/JI事業調査「タイ・ピピ島における燃料電池を用いたバイオマス発電システム事業調査」が実施されており、ピピ・ドーン島にあるピピ・アイランド・ビレッジ・ビーチ・リゾート&スパから排出される0.9 t/dの生ゴミをメタン発酵によってバイオガスに変換し、100 kWの国産りん酸形燃料電池 (PAFC) に導入して発電を行うことで、ディーゼル発電用の軽油を約216 kL/y、温室効果ガス約2,500～6,000 t-CO<sub>2</sub>/yを削減できる事を明らかにしている。これらの削減量は、昨年度の原油価格・為替相場においても224～264k USD/y (約3,000万円/y) の大きな経済的メリットとなることが試算されている。

一方、国内の有識者で構成した検討委員会からは、生ゴミの組成や発生量の変動する、生ゴミからバイオガスへの変換原単位が生ゴミ組成やシステムに依存して変動する、近隣のホテルからも生ごみを収集してバイオマス資源の確保することが望ましいなどのバイオマスに関する課題や、初期投資額、運用コストなどの経済的な課題が指摘されている。また、昨年度の調査においても、ピピ・ドーン島では生ゴミやし尿などの廃棄物を適正に処理する施設が無い場合、観光資源で有るはずの海洋や砂浜の汚染や廃棄物の野焼きなどリゾートアイランドに似つかわしくない光景が散見され、リゾートオーナーだけでなく観光客からも処理施設の導入が切望されていることがわかっている。

よって、今年度の継続調査では、指摘された課題の解決を行い、当該システムの導入を容易にするために、リゾートから排出される生ゴミ量のモニタリング・組成分析やタイ国内のメタン発酵技術の調査、タイ国内の設備価格調査などエンジニアリングに特化した検討を行う。また、近隣のリゾートホテル (ホリデーイン・リゾート・ピピアイランドなど3ホテル) の生ゴミも収集することを目的に検討を行う。これらの検討により、導入確度の高い調査を行うことを目的とする。当該事業は、国内島嶼部は元より、島嶼国日本から世界の島嶼地域に発信可能なコベネフィット型小規模 CDM などのモデルシステムと成り得る。



## 第2章 タイ基本情報

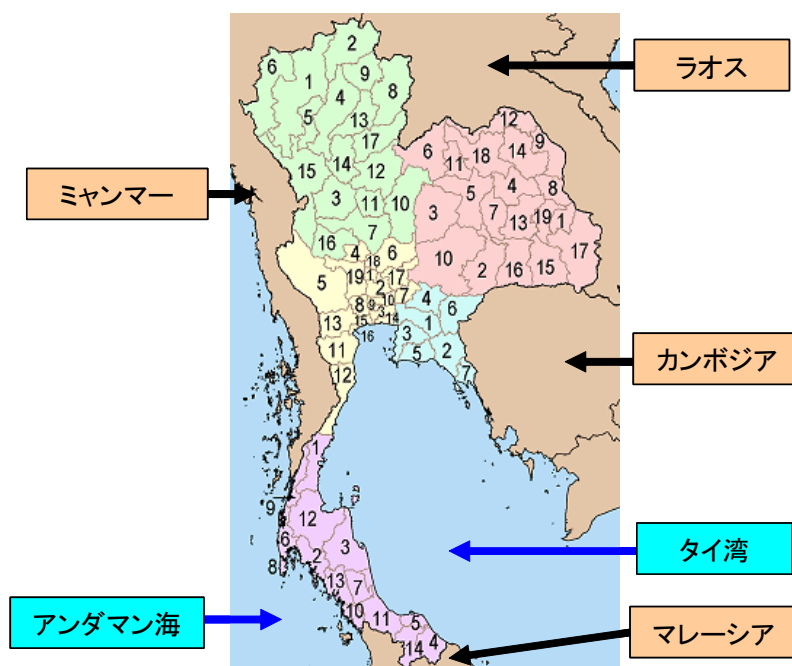
タイは日本と同様に米を主食とする仏教国である。国民の約95%は仏教（上座部仏教）を信仰し、男子は一生に一度は仏門に入り修行する習慣がある。熱帯の自然豊かな国であり、プーケット島やパタヤに代表される世界的なビーチリゾートを有し、豪華絢爛な寺院や世界遺産スコータイ、アユタヤなどが有名である。現在、経済発展を続ける東南アジアの中心国である。

### 2.1. 概要

#### 2.1.1. 地理

タイはインドシナ半島の中央部に位置し、カンボジア、ラオス、ミャンマー、マレーシアの4国と国境を接する。国土面積は約51万km<sup>2</sup>（日本の1.4倍）で、南北に約2,500km、東西に1,250kmの幅がある。海岸線はタイ湾（南シナ海）に1,840km、アンダマン海（インド洋）に865kmある。大きな河川として、中央部を流れるチャオプラヤ川、東部にラオスとの国境線をなすメコン川がある。

タイは76の県からなり、北部、中央部、東北部、東部、南部の5つの地域に区分される（図2.1-1、表2.1-1）。チェンマイのある北部は、山脈と盆地からなり、ミャンマー、ラオスの影響を受けた独自の文化を形成している。バンコクのある中央部は、チャオプラヤ川の肥沃なデルタで、アジア有数の米作地帯である。イサーンと呼ばれる東北部は、痩せた高台の土地で、さらに洪水・干ばつの被害を受けやすく、タイでもっとも貧しい地域といわれている。プーケット島のある南部は、アンダマン海とタイ湾に挟まれた山脈の多いマレー半島で、ゴム、ココナッツ、錫などを産する。



出典：[http://en.wikipedia.org/wiki/Provinces\\_of\\_Thailand](http://en.wikipedia.org/wiki/Provinces_of_Thailand)

図 2.1-1. タイの5つの地域と76の県.

表 2.1-1. タイの 5 つの地域と 76 の県

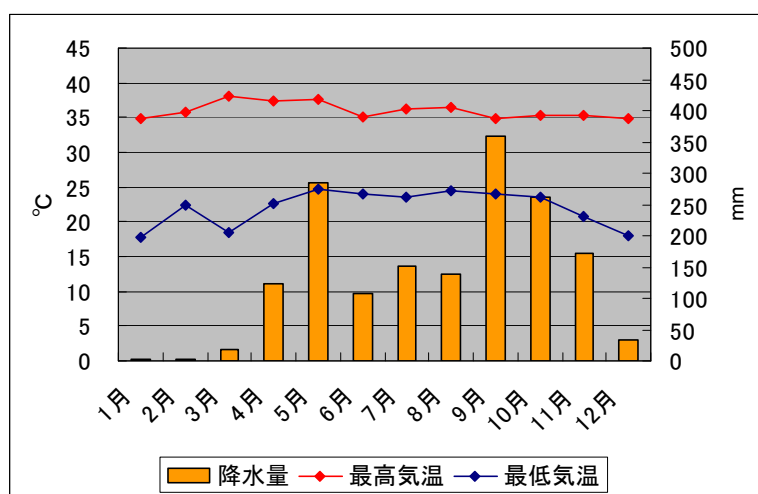
<b>北部</b>			
1.チェンマイ	2.チェンライ	3.カンペン・ベツ	4.ランパーン
5.ランブーン	6.メーホンソン	7.ナコンサワン	8.ナーン
9.パヤオ	10.ペッチャブーン	11.ピチット	12.ピサヌローク
13.プレー	14.スコタイ	15.ターク	16.ウタイターニー
17.ウタラディット			
<b>中部</b>			
1.アーンターン	2.アユタヤ	3.バンコク	4.チャイナート
5.カンチャナブリ	6.ロブリー	7.ナコンナーヨック	8.ナコンパトム
9.ノンタブリー	10.パトウムタニー	9.ペッチャブリー	12.プラチュアップキリカン
13.ラーチャブリー	14.サムットプラカーン	15.サムットサコーン	16.サムットソンクラーム
17.サラブリー	18.シンブリー	19.スパンブリー	
<b>東北部</b>			
1.アムナートチャルーン	2.ブリーラム	3.チャイヤプーム	4.カーラシン
5.コンケン	6.ルーイ	7.マハーサーラカーム	8.ムクダハーン
9.ナコンパノム	10.ナコンラーチャシーマー	11.ノンブアランプー	12.ノンカーイ
13.ロイエット	14.サコンナコン	15.シーサケット	16.スリン
17.ウボンラチャタニ	18.ウドンタニ	19.ヤソートーン	
<b>東部</b>			
1.チャチュンサオ	2.チャンタブリー	3.チョンブリー	4.プラチンブリー
5.ラヨー	6.サケーオ	7.トラート	
<b>南部</b>			
1.チュンボン	<b>2.クラビ (調査サイト)</b>	3.ナコンシータマラート	4.ナラティワート
5.パッターニー	6.バンガー	7.パッタールン	8.ブーケット
9.ラノー	10.サトウン	11.ソンクラ	12.スラタニ
13.トラン	14.ヤラー		

出典: [http://en.wikipedia.org/wiki/Provinces\\_of\\_Thailand](http://en.wikipedia.org/wiki/Provinces_of_Thailand)よりKRI作成

## 2.1.2. 気候

タイは北半球の熱帯に位置し、高温・多湿の気候である。季節には雨季と乾季があり、乾季は更に寒季と暑季に分けられる (図 2.1-2)。

首都バンコクでは、5月から10月は雨季で、南西モンスーン (季節風) の影響を受け、毎日1-2時間程度の激しい雷雨を伴ったスコールが降る。特に雨季の始まりの5月と終わりの10月に降水量が多い。11月から2月は寒季で、乾燥した北東モンスーンの影響を受け、日中は30℃前後になるものの朝晩は涼しく湿度も低い。観光に適したシーズンである。3月から4月は暑季で、一年で最も暑い季節である。最高気温が40℃近くに達する日もある。

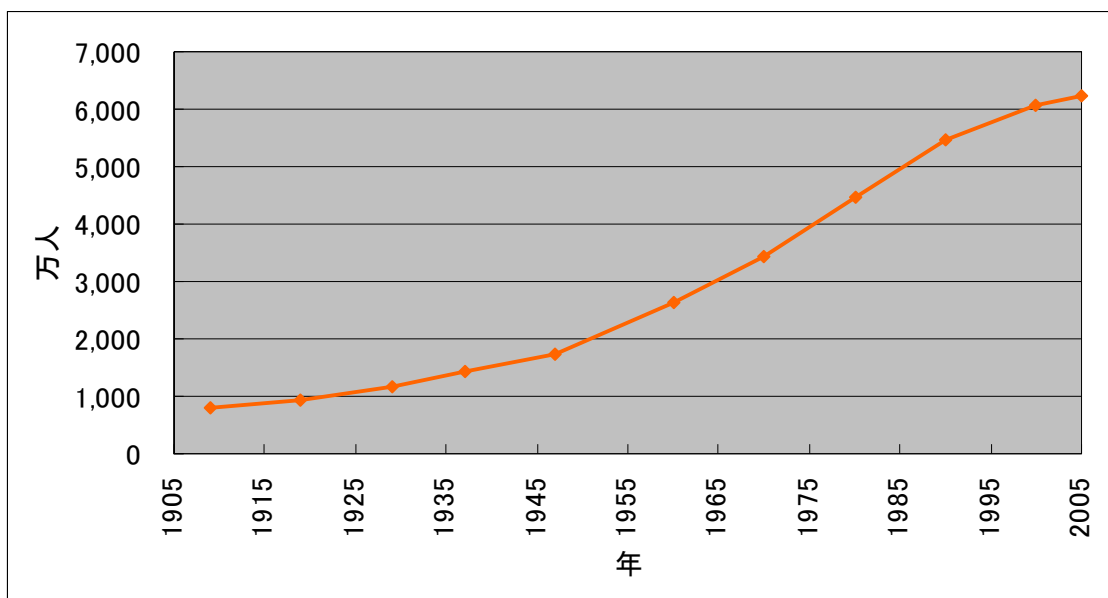


出典: タイ国経済概況 2006/2007年版よりKRI作成

図 2.1-2. バンコクの年間の気候変動.

### 2.1.3. 人口

2005年におけるタイの人口は、内務省によると6,241万人（男性3,081万人、女性3,159万人）である（図2.1-3）。東南アジア諸国連合（Association of South-East Asian Nations, ASEAN）の中で、インドネシア（2億1,642万人）、フィリピン（8,266万人）、ベトナム（8,202万人）について4番目に人口が多い国である。



出典:タイ国経済概況 2006/2007年版よりKRI作成

図 2.1-3. タイの人口増加の推移.

### 2.1.4. 文化

#### ①歴史

国名「タイ王国」は、それまでの「シヤム」に代わり1949年に制定された。「タイ」とは「自由」を意味する。

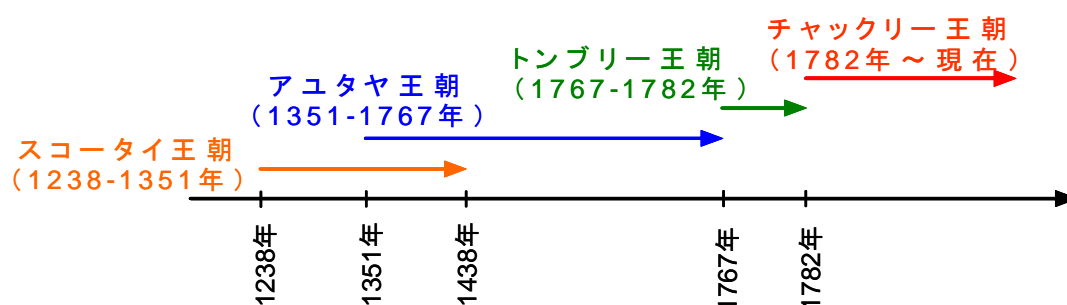
タイ族は、中国西南部を起源とする。中国西南部から徐々にインドシナ半島に南下したタイ族は、13世紀にクメール人（カンボジア人）、モン人の王国からの独立を果たし、スコタイ王朝（1238-1438年）を築いた。スコタイ王朝の中期から台頭してきたアユタヤ王朝（1351-1767年）は、スコタイ王朝を吸収して領土を広げ、17世紀には西欧、中国や日本などとも交易を行い繁栄した。しかしながら、1767年にビルマ軍の侵入を受け、首都アユタヤが陥落し、滅亡する。その翌年、アユタヤの将軍タークシンがビルマ軍を撃退し、チャオプラヤ川の右側トンブリーに新都を建設、トンブリー王朝（1767-1782年）を築いた（図2.1-4）。

現王朝であるチャクラー王朝は、1782年、乱心をきたしたトンブリー王朝のタークシン王を処刑したチャクラー将軍が興した。チャクラー将軍は自身をラーマ1世と号し、ドンブリーからチャオプラヤ川を挟んで対岸にあるバンコクに都を移した後、チャクラー王朝を創設した。首都バンコクの歴史はこの時から始まった。当時の勅命によるバンコクの名称は長く、「クルンテープマハーナコーン アモーンラッタナコーシン マヒンタラーユッタヤー マハーディロック ポップノッパラッタ ラーチャターニーブリーロム ウドムラーチャニウェート マハーサターン アモーンピマーン アワターン



サティット サッカタッティヤウィサヌカムプラシット（日本語では“イン神がウィッサヌカム神に命じてお作りになった、神が権化としてお住みになる、多くの大宮殿を持ち、九宝のように楽しい王の都、最高・偉大な地、イン神の戦争のない平和な、イン神の不滅の宝石のような、偉大な天使の都”という意味）」であった。

1932年に立憲革命が起こり、タイは絶対君主制から立憲君主制に移行したが、チャックリー王朝は現国王ラーマ9世（1946年即位）に承継されている。



出典:タイ国経済概況 2006/2007年版よりKRI作成

図 2.1-4. タイの王朝の変遷.

## ②民族

国民の約8割がタイ族といわれ、他民族には華人（約1割）、マレー人、カンボジア人、インド人及び山岳民族などがある。政府が同化政策を進め、民族・宗教などの違いを超えてタイ国民の平等を維持してきたこともあり、他国にみられるような民族間の問題は少ない。

## ③言語

公用語はタイ語で、ほぼ全てのタイ人が話す。地方では方言が話されるほか、中国語やマレー語も話される。英語は官公庁、企業、観光施設などで一部通じる。

タイ語は言語学的には、シナ・タイ語に属する。表音文字であり、動詞の活用、語形変化がなく、単音節の単語も多い。5つの声調により意味が異なるのが特徴である。複音節の単語の多くはクメール語、古代インド語であるパーリ語、サンスクリット語から借用したものである。タイ文字は、1283年にスコータイ王朝のラームカムヘーン大王がクメール文字をベースに作ったものが改良されて現在の形になったとされ、44の子音と18の母音の組み合わせで表記される。

## ④宗教

国民のうち95.4%が仏教徒で、イスラム教徒が4.0%、キリスト教徒は0.6%である。タイでは憲法により信仰の自由が保障されている一方、国教は仏教とされ、寺院の数が3万以上、僧侶の数が30万人以上といわれている。タイの仏教は南方上座部仏教で、僧侶と俗人の区別が厳格である。僧侶は227もの戒律を守り、厳しい修行に励み、俗人は寺院や僧侶への功德に努める。

## ⑤国旗

国旗は、5本の赤、白、青の横縞からなる三色旗で、1917年にラーマ6世により制定された。中央の青は王室を、その上下の白はタイの国教である仏教の潔白を、そして外

側の赤は王室と仏教を守るタイ国民の血を表している。

### 2.1.5. 政治

タイは、2008年11月、反政府派市民団体PADによって空港が閉鎖されるなど、政治的混乱が続いていたが、同年12月にソアピシット・ウェーチャーチワー民主党党首が第27代首相に指名された後は、落ち着きを取り戻している。アピシット内閣は、民主党をはじめ、旧連立与党から民主党支持に転じたネウイン派（旧国民の力党）、国家貢献党、タイ国民発展党（旧タイ国民党）、国家威信党（旧中道主義党）、団結国家開発党の6党による連立で構成される。しかしながら依然として、タクシン派、反タクシン派の対立は続いており、アピシット首相が最重要課題の一つとして掲げる国民の融和は容易ではないと見られている（図2.1-5）。経済対策に関しては、基本的にはタクシン路線を踏襲している。

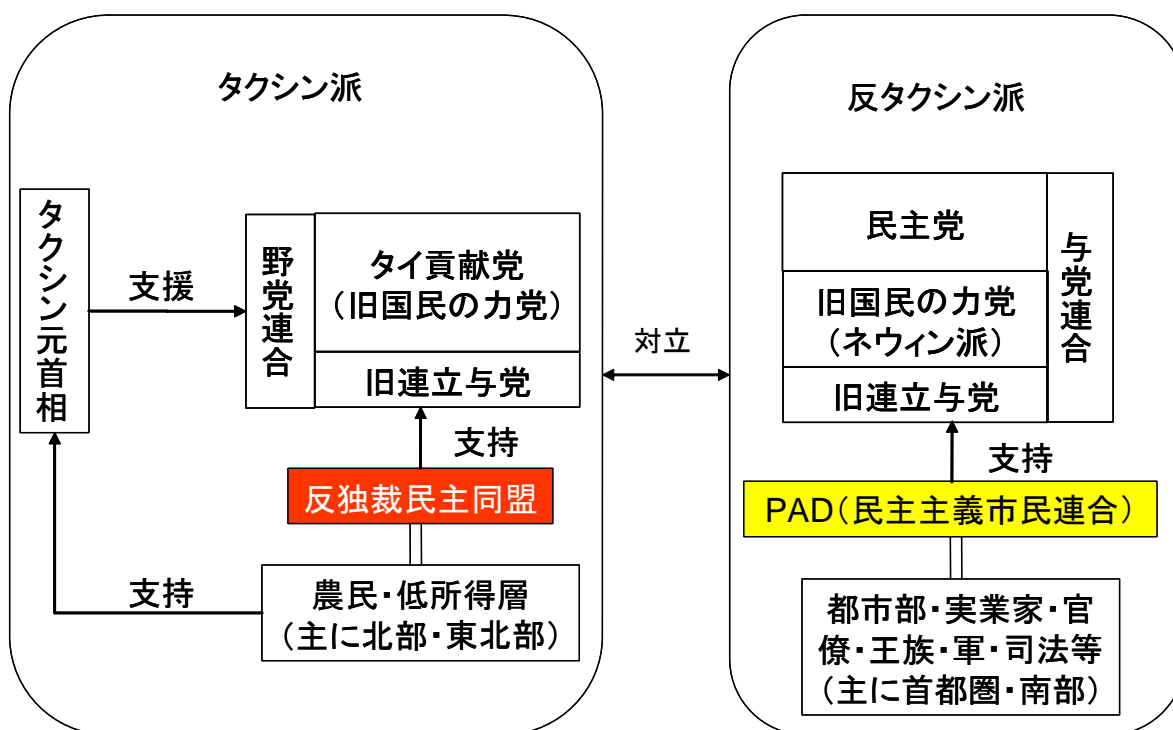


図 2.1-5.タクシン派、反タクシン派の構図

### 2.1.6. 経済

2005年における名目国内総生産（Gross Domestic Product, GDP）は7兆877億 THBであり、日本の名目GDPの約4%、ASEAN内では第2位である。また、国民一人当たりのGDPは3,138 USDであり、日本の約8%、ASEAN内では第4位である。産業別GDPの構成比は、製造業が34.7%、商業が14.8%、農業が9.9%となっており、他のASEAN諸国と比べて工業化が進んでいる。

経済成長率に関しては、1960-1996年の間、年平均7.6%のペースで成長した。特に、製造業が1980年代前半の一時期を除くと年平均10%を上回る成長を続け経済を牽引した。1997-1998年の通貨危機の際は、経済成長はマイナスとなり平均成長率も低下したが、1960-1999年までの間の平均経済成長率は6.8%であった。

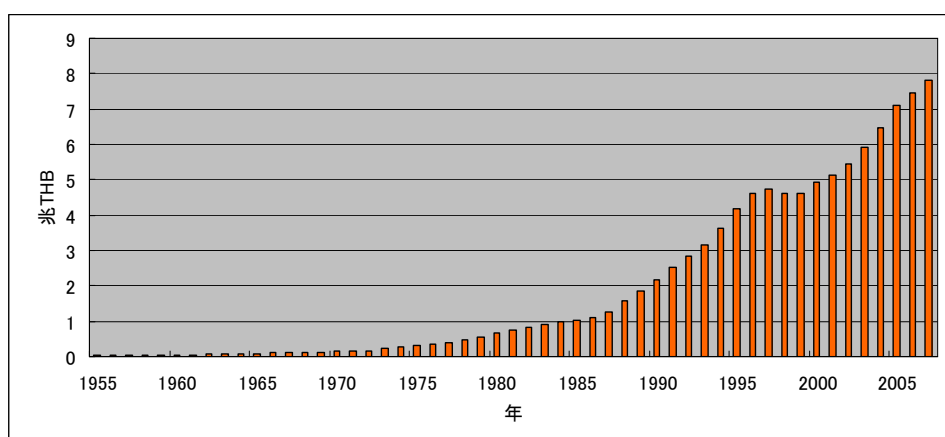
年代別に見ると、1960年代はベトナム戦争による需要拡大とアメリカからの援助が経済成長を促進し、年平均8%の伸びとなった。

1970年代には、前半に第一次石油危機、ベトナム戦争の終結に伴うアメリカからの援助の減少、インドシナ3カ国の社会主義化を背景とするタイへの投資減退から成長は鈍化したが、後半には高い伸びとなり、年平均で6.8%の成長となった。

1980年代も前半に第二次石油危機と世界同時不況の影響から成長は年平均5.4%にまで低下したが、後半は円高・ドル安を背景とする直接投資の流入、輸出製品の多様化による輸出の増加から二桁成長が3年間続き、1980年代平均では年7.8%と高い伸びを記録した。

1990年代は、前半に直接投資の大幅な流入が続き年平均8.6%と高い成長となったが、後半は1997年の経済危機以降の大幅な内需縮小によりマイナス成長に陥り、1990年代を通じた平均成長率は約4%となった。

2000年代は、2001年2月に発足したタクシン政権が、従来の輸出主導に加えて国内需要も経済の牽引力とすることを訴え、農村や中小企業の振興策を打ち出した。これらの内需拡大政策の奏功と見られる個人消費の活性化等により経済は回復し、2003年は7.1%、2004年は6.3%の成長を達成した。2005年はスマトラ沖大地震及びインド洋津波被害等により若干減速し、4.5%の成長となった。2006年は政変の影響が危惧されたが、5.1%の成長率を達成、2007年は後半に内需が低迷したものの輸出が伸びたことで、4.8%の成長率となった（図2.1-6）。



出典：タイ国経済データ集より KRI 作成

図 2.1-6. タイの GDP 増加の推移.

## 2.2. エネルギー

### 2.2.1. 政策

エネルギー政策の基本方針は、近年の燃料価格などの外部要因を考慮し、石油への過度の依存を避け、国内エネルギー源を有効に活用すると共に、近隣諸国を中心に安定的な供給先を確保することである。

#### ① エネルギーに関する政府組織

2002年10月の省庁再編によってエネルギー省が設立され、それまで首相府や各省庁に分散されていたエネルギー関連の業務の多くが一元化された。タイのエネルギー政策の最高意思決定機関は、国家エネルギー政策委員会（National Energy Policy Council,

NEPC) である。これは首相が委員長となり、首相が指名したメンバーで構成される。その下部組織として実務をこなすのがエネルギー大臣を委員長とし、関係省庁・機関の次官・局長級で構成されるエネルギー政策立案委員会 (Energy Policy Management Committee, EPMC) である。

## ②第9次経済社会開発計画におけるエネルギー政策

第9次経済社会開発計画 (2002-2006年) は、先の経済危機からの教訓、世界情勢の現状の変化を踏まえたもので、国民の生活水準向上のための経済社会の基盤整備の促進や人材開発、競合力の向上などに重点を置き、「開発の中心は人」という考えのもと、人間・社会・経済・環境におけるバランスのとれた開発に重きをおいている。

エネルギー政策は、第3部「社会基盤の強化」の第5章「天然資源と環境の管理運営戦略」、及び第4部「バランスのとれた持続的なものとするための経済構造の調整」の第7章「国家能力向上と競争力強化戦略」と第8章「科学技術面での強化に向けた開発戦略」において規定されている。

「天然資源と環境の管理運営戦略」においては、エネルギーの保護と効率的利用、節約の促進という項目で、外国からのエネルギー輸入削減促進、国内の石油資源の調査と開発の促進、循環型エネルギー生産の研究開発支援を規定している。

「国家能力向上と競争力強化戦略」においては、エネルギー分野を、輸送、電気通信などと同様にインフラシステムとして効率と質の向上を図るべき分野として位置づけられ、量的及び質的に十分なエネルギー供給、適切な価格レベルでの安定及び商業的利用のための再生可能エネルギー開発が規定されている。

「科学技術面での強化に向けた開発戦略」においては、エネルギー面での自立を目指し、化石燃料の消費を抑制するためのエネルギー節約技術研究、バイオエネルギー、太陽光エネルギーなど各種再生可能エネルギー技術の研究開発を促進するとされ、エネルギー消費増加率が経済成長率を下回ることを重視するとされている。

## ③エネルギー問題解決への戦略

近年の石油価格の高騰を受けて、閣議が2006年5月にエネルギー省提案の「エネルギー問題解決への戦略」を承認している。

### (a) 石油代替エネルギー開発の促進・エネルギー有効利用の促進

総エネルギーの消費は2008年までに15%、2009年までに20%削減する。運輸セクターにおいては、天然ガス車 (Natural Gas Vehicle, NGV)、ガソール、バイオディーゼル (Bio Diesel Fuel, BDF) の利用、交通の改善により、2009年までに石油の消費を25%削減する。産業セクターにおいては、天然ガスへの燃料の転換、コージェネレーションシステムの導入により2008年までにエネルギー消費を25%削減する。公共セクターにおいては、エネルギーの消費を10-15%削減する。民間セクターにおいては、自家用車の省エネ運転や冷房の適正温度管理を促進するキャンペーンを行ない、エネルギーの消費を10%削減する。

### (b) エネルギー資源の開発

長期的なエネルギー安定供給を図るために、ラオス、ミャンマー、中国で水力発電所建設への投資を行うとともに、ミャンマー、マレーシアで油田・ガス田の開発を進める。ガソール、BDF、石油化学産業の開発のために2005-2008年の間に8,000億THBを投資する。

#### ④省エネルギー政策

タイにおける省エネルギー政策の先駆けとして、1986年に実施された省エネルギー代替エネルギー局 (Department of Alternative Energy Development and Efficiency, DEDE) の自主的活動が挙げられる。これは、省エネルギー促進キャンペーンを行うとともに、工場に対して無料でエネルギーコンサルティングを行うというもので、ある程度の効果を得ることができた。

国における最初の Energy Conservation Promotion (ECP) 条例は、DEDE によって作成された後、国民議会により承認され、王によって制定された。1992年4月2日に条例は王国政府公報で発表された。ECP 条例は、1992年4月3日から施行され、省エネルギー法規制が実施されることとなった。その後、DEDE は ECP 条例をさらに推進するため、Revolving Capital Fund for Energy Conservation (RCFEC) を導入した。

RCFEC は、特に省エネルギー関連のプロジェクトに対する、DEDE が保有し投資している基金 (たとえば長期低利貸付) の支払協定である。ローンは、金融企業 (DEDE に参加し登録した銀行/信託) を通じて、企業家/クライアントに供与される。金融企業は、企業家/クライアントに対して、DEDE に提出するためのプロジェクトの実施可能性調査と、推薦されたプロジェクトの提案について責任を有する。一旦、提案が承認され、融資が行われた場合、金融企業は、企業家/クライアントのために、確実に承認されたプロジェクトが実施されるように、資金の維持、手配を行う。金融企業は、そのようなサービスのための収益として、ローンの利息を受け取る (表 2.2-1)。

表 2.2-1. RCFEC の目的と条件

＜目的＞	
・プロジェクトに関連する省エネルギー投資を促進する。	
・金融企業に省エネルギークレジットの信頼と経験を築く。	
＜期間と条件＞	
ローン期間	: 最大7年間/7年以内の回収期間のプロジェクト
金利	: 定率4%以下
ローン申込者	: エネルギー集約型の設備・建物を保有する企業 エネルギーサービス企業(ESCOs)
ローン金額	: プロジェクトあたり最大5,000万THB (12,500万円/プロジェクト)
プロジェクトタイプ	: 省エネ実施または省エネ管理アプローチによる省エネルギー、 エネルギー効率改善

DEDE により導入された RCFEC のコンセプトは受け入れられ、20億 THB (約 50 億円) 全額がタイ政府によって期首資本として与えられた。RCFEC の第 1 段階は、2003年1月から 2005年7月であった。RCFEC 第 1 段階において国の利益が出たことにより、タイ政府は RCFEC の第二段階のために、さらに 20億 THB (約 50 億円) の資金を提供し、2005年9月より、RCFEC の第二段階が実施された。

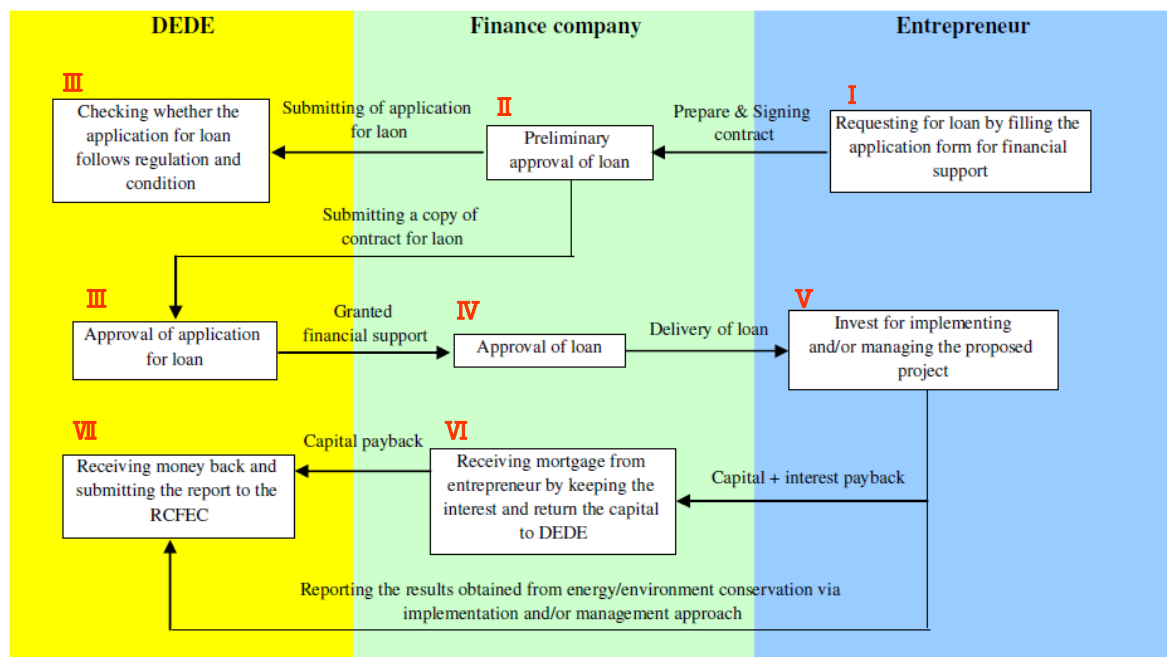
省エネルギープロジェクトに対するローンは、DEDE に参加・登録した金融企業を通して与えられる (表 2.2-2)。

表 2.2-2. DEDE に承認された RC FEC を支援する金融企業のリスト

Financial Company	Person/section	Contact
United Overseas Bank (Thai) Public Company Limited	Ms. Sasitorn Rattanankul	Tel:+66-2-343-2945 Fax.+66-2-285-1554
Export-Import Bank of Thailand (EXIM Thailand)	Ms. Onsurang Soontornvarapas Mr. Thanat Soraruksin	Tel: +66-2-271-3700 Ext. 2402 or 2240 Fax. +66-2-227-13032
Bank Thai Public Company Limited	Ms. Siriporn Nateenantasawas  Ms. Napaporn Prapapunsiri  Ms. Nuanno Chanaganond  Ms. Pornpilai Burasai	Tel: +66-2-638-8546 Fax. +66-2-633-9029 Tel: +66-2638-8462 Fax. +66-2-633-9060 Tel: +66-2-626-7777 Fax. +66-2-633-9060 Tel: +66-2-638-8549 Fax. +66-2-633-9060
Siam Commercial Bank Public Company Limited	SME Business Development	Tel: +66-2-777-7777 Fax. +66-2-544-1151
Bangkok Bank Public Company Limited	Ms. Weerana Suangpo  Ms. Neeramarn Laisatis	Tel: +66-2-230-1251 Fax. +66-2-236-0501 Tel: +66-2-230-2294, +66-2-231-4598 Fax. +66-2-236-0501
Bank of Ayudhya Public Company Limited	Mr. Aekapol Nuanlit	Tel: +66-2-296-4638 Fax. +66-2-638-1240
Krung Thai Bank Public Company Limited	Ms. Romanee Lilaprateuang  Ms. Wilai Wongsuwan	Tel: +66-2-208-8363 Fax. +66-2-256-8140 Tel: +66-2-208-8368 Fax. +66-2-256-8140
Kasikorn Bank Public Company Limited	Ms. Yuwanee Phromaporn  Ms. Siri Rattanavechwong	Tel: +66-2-470-2026 Fax. +66-2-470-3343 Tel: +66-2-470-2026 Fax. +66-2-470-3377
Thai Military Bank Public Company Limited	Mr. Jesada Fahlert  Mr. Watcharapong Intakeha  Mr. Wiwat Kositsakul	Tel: +66-2-253-7111 ext. 3266 Fax. +66-2-652-8429 Tel: +66-2-253-7111 ext. 3267 Fax. +66-2-652-8429 Tel: +66-2-253-7111 ext. 3265 Fax. +66-2-652-8429
Siam City Bank Public Company Limited	Mr. Samart Yuthawong  Ms. Prangthong Sikhapun	Tel: +66-2-208-5798 Fax. +66-2-651-7817 Tel: +66-2-208-6541 Fax. +66-2-651-7812
SME Enterprise Development Bank of Thailand	Mr. Sahachart wanthong  Mr. Pongpot Aekvanich	Tel: +66-2-684-6190 ext. 143 Fax. +66-2-684-6190 ext. 140 Tel: +66-2-684-6190 ext. 143 Fax. +66-2-684-6190 ext. 140

出典:DEDE HP

RCFEC へローンを申し込むためには、以下の手順が必要である（図 2.2-1）。



- I 企業による、金融機関への書類の提出
- II 金融機関による融資の仮承認
- III DEDEによる書類の確認と承認
- IV 金融機関による、融資の承認
- V 企業による投資の実施
- VI 企業からの元本、利益の授受とDEDEへの支払
- VII 投資資金の回収とRCFCへの報告書の作成

出典: DEDE HP

図 2.2-1. RCFC からのローン応募手順.

### ⑤再生可能エネルギーに関する政策

再生可能エネルギーに関しては、その利用を促進するために5つの政策が定められており、2011年におけるエネルギー消費の9.2%を賄うことを目標としている。

- (a) 税優遇による植物性エネルギーの利用の促進
- (b) 再生可能エネルギーによる発電の促進
- (c) 再生可能エネルギーによる熱生成
- (d) 再生可能エネルギーへの理解・広報
- (e) 政策的・技術的研究

### 2.2.2. 資源量

国内のエネルギー資源は多種にわたり、化石燃料としては原油・天然ガス・石炭・コンデンセートがある(表2.2-3)。

### ①原油

原油採掘源は陸上・海中の両方があり、陸上では北部および中部地方に、海中ではタイ湾沿岸に位置する。2002年には、国内の原油採掘源の調査と開発が行なわれ、確認埋蔵量として総計364百万バレルが発見されている。この他、推定・予想埋蔵量としては350百万バレルあると想定されており、現在の生産能力で計算すると、国内には今後13年消費できる原油資源が存在すると予想される。

### ②天然ガス

天然ガス採掘源は陸上・海中の両方がある。2002年における確認埋蔵量は計4,411億 $m^3$ である。この他、推定・予想埋蔵量としては4,949億 $m^3$ あると想定されており、現在の生産能力で計算すると、国内には今後46年間消費できる天然ガス資源が存在すると予想される。

### ③コンデンセート

現在までに発見されたコンデンセートは全て海中に存在する。2002年における確認埋蔵量は328百万バレルであり、この他、推定・予想埋蔵量としては463百万バレルある。現在の生産能力で計算すると、国内には今後17年間消費できるコンデンセート資源が存在すると予想される。

### ④石炭

タイの石炭は低品質な石炭が多く、その熱量は1kg当たり2,800-5,200kcalである。国内の石炭の採掘地は北部が一番多いが、全国に拡散している。2002年における確認埋蔵量、推定・予想埋蔵量の合計は2,138百万tで、北部に1,551百万tがある。現在の生産量から考えると、今後109年間消費できる石炭資源が存在すると予想される。

表 2.2-3. タイ国内のエネルギー資源

資源		確認埋蔵量	推定・予想埋蔵量	全埋蔵量	消費可能年数
原油 (百万バレル)	海中	277	243	520	13年
	陸上	87	107	194	
	計	364	350	714	
天然ガス (億 $m^3$ )	海中	4,209	4,672	8,881	46年
	陸上	202	277	479	
	計	4,411	4,949	9,360	
コンデンセート (百万バレル)	海中	328	463	791	17年
石炭 (百万t)	陸上	1,336	802	2,138	109年

出典:タイにおける代替エネルギーと省エネルギーより KRI 作成

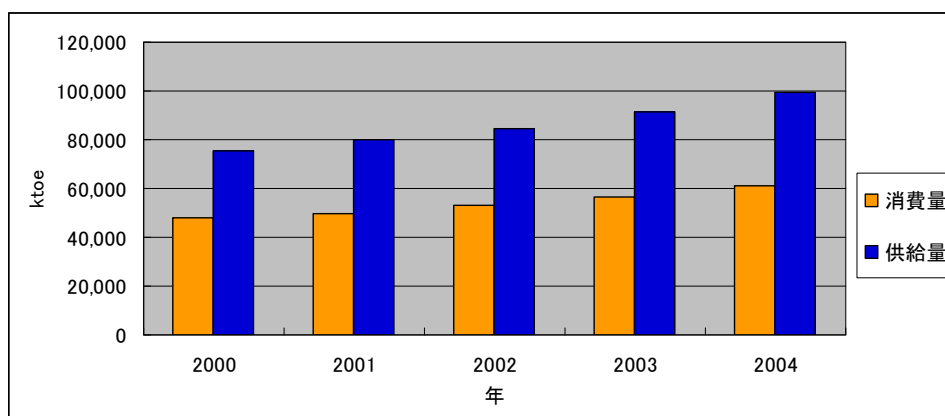
### 2.2.3. 需要と供給

需要(消費量)に関しては、アジア経済危機の影響により1998年は前年を割り込んだものの、その後2004年まで6年連続して増加しており、2004年のエネルギー消費は



61,262 ktoe（前年比 8.8%増）で過去最高を更新している。

供給量に関しては、2004 年は前年比 8.7%増である。国内生産されているエネルギーとしては、天然ガス、薪・籾殻・バガスなどのバイオマス、石炭、原油、水力などがあるが、埋蔵量はそれほど大きくなく、原油や天然ガスを輸入している。2004 年においては、輸入エネルギーの割合が 53.5%であり、自給率は 50%を下回った。エネルギー供給に関しては、2004 年は前年比 8.7%増であった（図 2.2-2）。



出典:タイ国経済概況 2006/2007 年版より KRI 作成

図 2.2-2. エネルギーの供給量と消費量.

## 2.2.4. 電力

### ①組織

タイの電力事業は、1980 年代までは国内の発電・送電及び海外の電力融通を行なう国営電力公社 (Electricity Generating Authority, EGAT)、首都圏の配電を行なう首都圏配電公社 (Metropolitan Electricity Authority, MEA)、首都圏以外の配電を行なう地方配電公社 (Provincial Electricity Authority, PEA) の 3 公社が市場を独占する形態をとってきた。1990 年代に入り公営企業に対する自由化が進められ、1992 年から 100%外資の独立系発電事業者 (Independent Power Producer, IPP) とともに 9 万 kW 以下の小規模発電事業者 (Small Power Producer, SPP) の参入が認められた。

EGAT は、1969 年 5 月にヤンヒー電力公社、リグナイト公社、東北電力公社の 3 社を合併し設立された。タイ国内全土の発送電を担当し、MEA と PEA に電力の卸売を行なうと共に、大口需要家へ直接供給も行なっていた。現在では、発電部門の自由化により子会社の設立や外資などの民間資本が発電事業に参入してきたため、電力の購入も行なっている。さらに、ラオスやマレーシアと電力融通も行なっており、近年その量が増加してきている。

MEA は、1958 年にバンコク電気会社と政府の発電局が合併し設立された。バンコク及び隣接する 2 県 (サムトプラカーン県、ノンタブリー県) で配電事業を行なっている。需要家数は、247 万軒 (2004 年末) で、タイの総需要家数の約 16%、総消費電力量の約 35%を占める。

PEA は、1960 年に地方電化を推進するために設立され、MEA 以外の 73 県を 4 つのグループに分けて配電事業を行なっている。PEA の需要家数は、1,296 万軒 (2004 年末) で、タイの総需要家数の約 84%、総消費電力量の約 60%を占める。

IPP は、1994 年から公募が開始され、最終的に 7 つのプロジェクトが採択されている。2007 年 3 月には、13 年ぶりに公募が行なわれ、日本の企業も案件を落札した。

SPPは、2005年11月現在の契約件数は72件で、総発電容量は459万kWである(2004年)。SPPの設備のうち約9割は、EGATへの売電や熱併給を専門とするコジェネレーション会社が所有している。残りは繊維、化学、砂糖などの製造工場が所有しており、余剰電力をEGATに売電している。SPPの総設備容量のうち、2004年にEGATと売電契約が結ばれていたのは251万kWであった。燃料としては、天然ガス、石炭、重油、ディーゼル油などの商業エネルギーのほか、バガス、籾殻、木炭などの非商業用エネルギーを燃料として使用している(「海外諸国の電気事情」より引用)。

上記以外にも、1,000kW以下の超小規模再生可能エネルギー発電事業者(Very Small Power Producer, VSPP)の制度が2002年に制定された。その目的は海外から輸入する商業エネルギーの依存度の削減とともに国内資源エネルギーの有効活用、環境汚染の改善、地方発電事業者参入の促進などである。2005年10月の時点では17件のVSPPがあり、7,122kWを売電した。売電価格は平均で2.248THB/kWhであった(図2.2-3)。

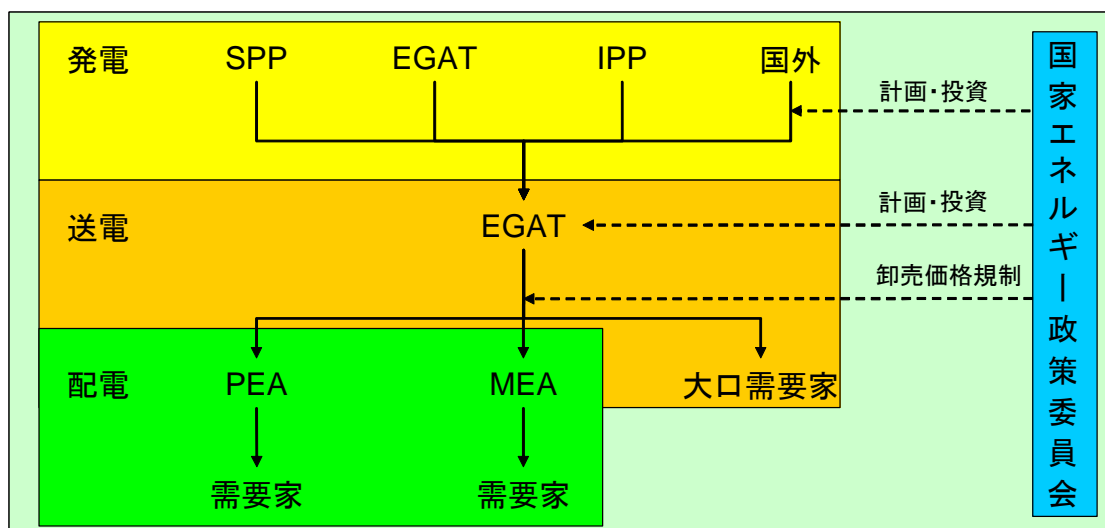
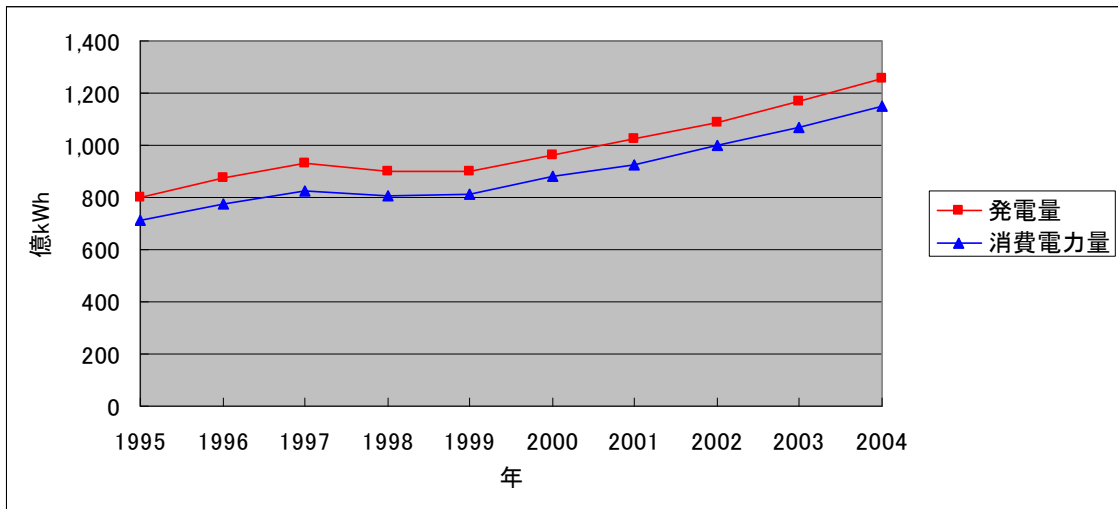


図 2.2-3. 電気事業体制.

## ②電力需給

タイにおける電力消費量は、2004年で1,150億kWh(前年比7.6%増)であった。1990年の383億kWhから1997年までは年率11.6%の高い伸びを示し、1998年に一旦2.4%に減少したものの、1999年には0.9%、2000年には8.4%増加した。2000年から2004年までの平均伸率は7.0%であった。

2004年における総発電力量(自家発電を除く)は、1,257億kWhであり、前年比7.5%増であった。1997年まで平均で11.3%と毎年増加していたが、アジア通貨危機に伴い1998年は、前年比3.4%のマイナス、1999年は横ばいを続けたものの2000年以降はプラスに転じた。2000年から2004年までの平均伸率は7.2%であった(図2.2-4)。

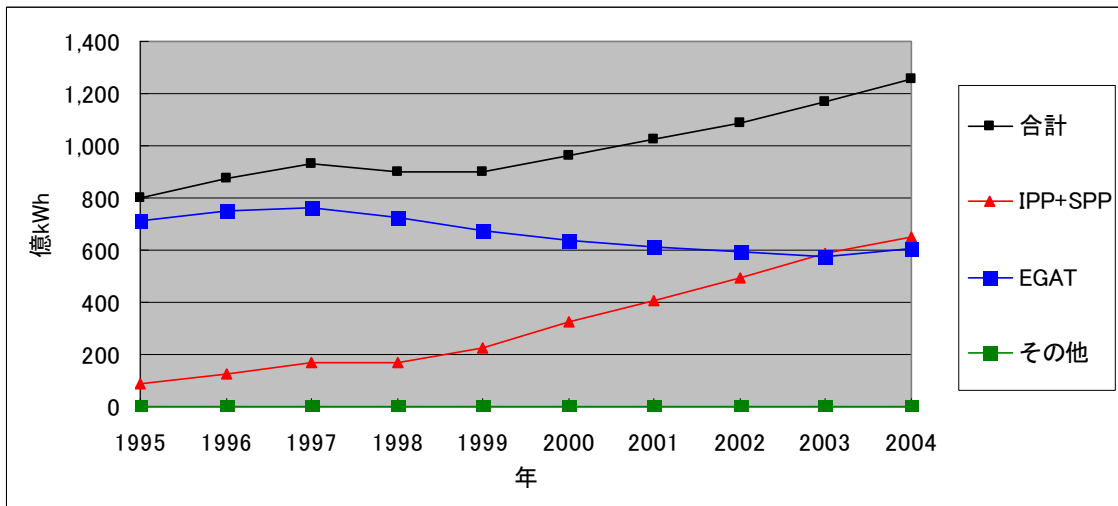


出典:タイ国経済概況 2006/2007年版より KRI 作成

図 2.2-4. 電力消費量と総発電量.

2004年の発電事業者別内訳は、EGATが48.1%、IPP及びSPPが51.8%（ただしIPPの大半はEGAT子会社）、PEAなどが0.1%である。EGATは、1994年までは市場をほぼ独占していたが、市場開放に伴うIPPやSPPの増加に伴い独占状態が崩れ、発電量シェアは1995年に88.8%、5年後の2000年には66.2%と大幅に減少してきた。

IPP及びSPPについては、1995年の87.9億kWhから2004年には650.8億kWhに増加している。伸率は前年比10.3%であり、2000年から2004年までの年平均伸率は19.3%であった（図2.2-5）。

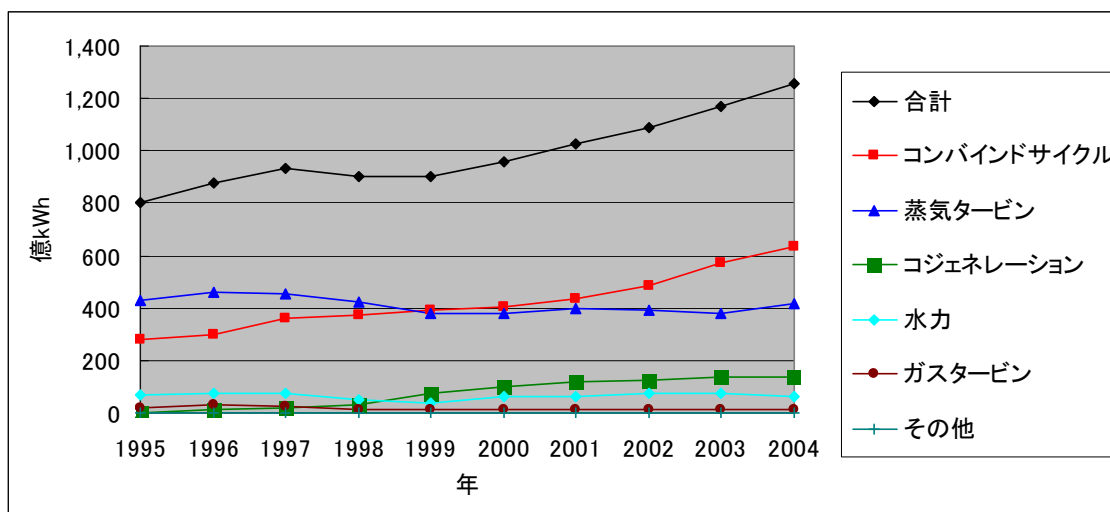


出典:タイ国経済概況 2006/2007年版より KRI 作成

図 2.2-5. 事業者別発電量.

2004年における発電量を発電所のタイプ別に見ると、天然ガス及びディーゼル油を燃料とするコンバインドサイクルが全体の50.5%（635.3億kWh）を占め、次いで蒸気タービン、コジェネレーションシステムである。2000年には、コンバインドサイクルと蒸気タービンがほぼ同程度の割合であったが、コンバインドサイクルが大幅に伸びた。

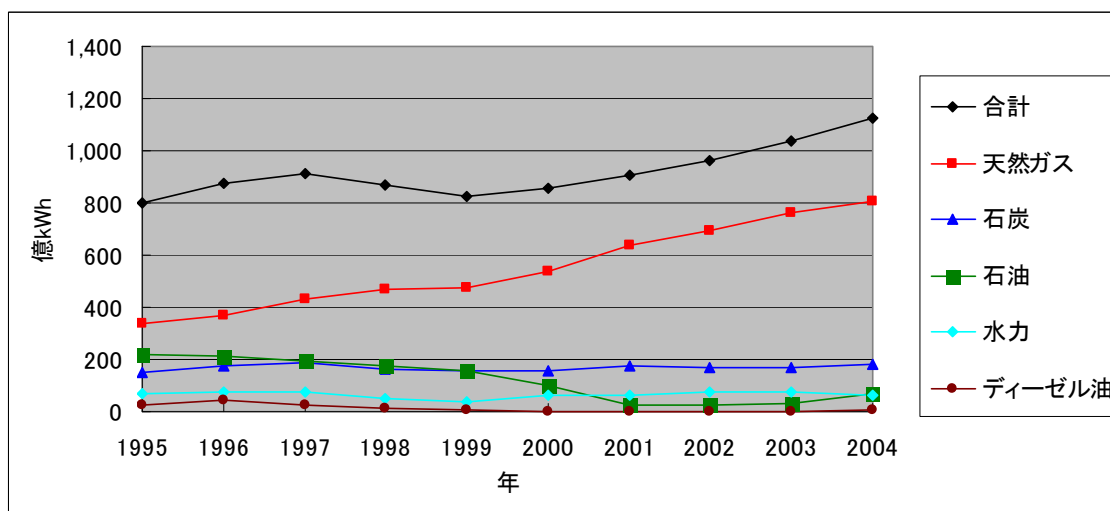
コージェネレーションの割合はまだ高くはないが、この5年間で確実に伸びている（図 2.2-6）。



出典:タイ国経済概況 2006/2007 年版より KRI 作成

図 2.2-6. 発電所別発電量.

発電用の燃料構成としては、天然ガスの依存度が高く、2000年に63%を占めていたが、2004年には71.7%とより依存度が増している。石油は2000年から2004年の間に11.4%から6.4%へ大きく依存度が減少した。石炭はほぼ横ばいであった（図 2.2-7）。



出典:タイ国経済概況 2006/2007 年版より KRI 作成

図 2.2-7. 燃料別発電量(発電端).

タイ国電力開発計画 (Thailand Power Development Plan 2004, PDP 2004) によると、今後の電力需要については、引き続き高い成長が予測されており、最大電力は2003-2008年で7.5%、2008-2013年で6.8%の増加、電力需要量はそれぞれ7.7%、6.8%の増加を予測している。

### ③電力の輸入

タイは、ラオス、マレーシア、ミャンマー、カンボジアの近隣諸国と電力取引を行っている。2004年の輸入電力量は計34.9億kWh（前年比36.7%増）であり、このうちの71.5%をラオスから、残りはマレーシアから購入している。一方、タイはラオス、カンボジア、ミャンマー、マレーシアへ電力の販売も行っている。総販売量は3.7億kWh（前年比1.3%増）で、このうちの72.5%をラオスへ、カンボジアへは24.4%、残りをミャンマー及びマレーシアへ販売している。

タイ政府はラオス、マレーシア、ミャンマー、中国、カンボジアの5カ国との間に電力取引に関する覚書を交わしており、ラオスから2006年までに300万kW、ミャンマーから2011年までに150万kW、中国から2017年までに300万kWを受電する計画がある。

## 2.3. バイオマス資源

バイオマスとは、エネルギーに変化させることができる原料あるいは有機物のことである。バイオマスには、農業から発生する廃棄物、木材工業から発生する木片、家畜糞尿、農産物加工工場の廃棄物や自治体からの一般廃棄物などが含まれる。

タイは世界でも有数の農業国の一つであるため、農業系バイオマス資源は豊富にあり、それらを原料として用いるバイオエタノールやバイオディーゼルの開発・利用を政府が推進している。一般廃棄物に関しては、大都市だけでなくタイの各都市においてその処理問題が深刻化しており、有効な処分方法を模索しているところである。

### 2.3.1. 政策

タイでは、タピオカ・サトウキビ・米・ココナッツ・パームなど農産物が生産過剰であったため、これらの過剰を吸収する新たなマーケットをつくり出し、農作物価格の安定化を図る方策を採らざるを得ない状況であった。生産過剰にある農産物の用途拡大は、農業政策の大きな課題であり、バイオエタノールやバイオディーゼルなどのバイオマス利用研究が政府主導で進められた。

2003年12月、政府は、バイオエタノール供給量を2006年までに100万L/d、2011年までに300万L/dとする政策目標を掲げた。2005年4月には、バイオ燃料に関わる政策、規制及び実施を担当するバイオ燃料開発・促進委員会（The Committee on Biofuel Development and Promotion, CBDP）を設置した。バイオエタノールの普及促進策として、ガソリン95の価格はオクタン95ガソリンよりも1.5THB/L安く設定され、その結果エタノール需要は35万L/dまで増加し、2006年11月の生産量は48万L/dに達した。2007年1月には、CBDPを解散させ、効果的に、そして柔軟に一元的なバイオ燃料の管理が行なえるようにエネルギー政策局（the Committee on Energy Policy Administration, CEPA）を設置した。

BDFに関しては、原材料の安定的確保が重要課題の一つであるため、政府はパーム栽培面積を国内および隣接国々においてそれぞれ64万ha、16万haまで拡大する計画を立てている。さらに、パーム以外の南洋アブラギリ、他の油性植物に関する研究開発を促進している。現在BDF5%含有のディーゼル油（B5）の販売価格は通常のディーゼル油より0.5THB/L安い。2012年以降は全ての自動車用燃料をBDF10%含有のディーゼル油（B10）に切り替える計画がある（表2.3-1）。

表 2.3-1. バイオエタノール、バイオディーゼル生産の政策目標

資源	単位	2006年6月現在	2011年	2020年
バイオエタノール	kL	400	3,000	12,000
バイオディーゼル	kL	300	4,600	12,000

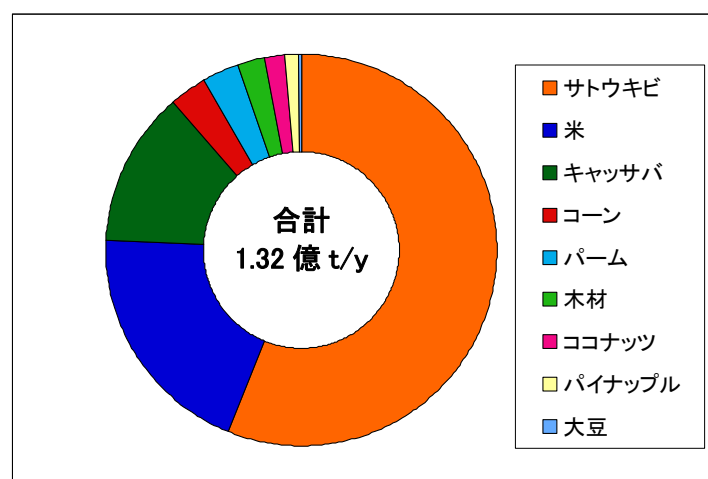
さらに政府は、現状未利用のまま廃棄されている農業系廃棄物、一般廃棄物、工場廃水を有効利用して、電気及び熱エネルギーを得る計画である（表 2.3-2）。

表 2.3-2. 未利用バイオマス利用の政策目標

資源	単位	2006年6月現在	2011年	2020年
農業系廃棄物	kW	1,761,290	2,800,000	3,620,000
一般廃棄物	kW	4,250	100,000	130,000
排水など	kW	4,600	10,000	30,000

### 2.3.2. 農業系廃棄物

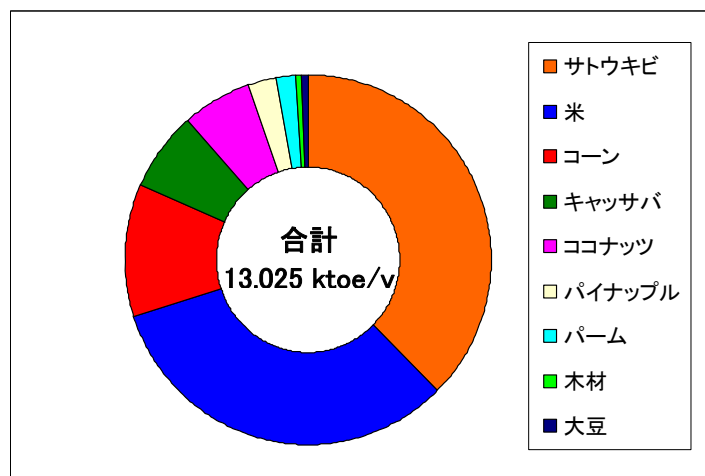
タイは国内・国外向けに様々な農産物を生産しており、バイオマスは豊富である（図 2.3-1）。特に、サトウキビ、米、キャッサバは主要な農産物であり、生産量も多く、サトウキビの生産量はタイのバイオマス資源全体の生産量の 56% (7,425 万 t) を占める。次いで、米が 20% (2,608 万 t)、キャッサバが 13% (1,687 万 t) と続く。



出典: TISTR

図 2.3-1. 様々な農産物の生産量.

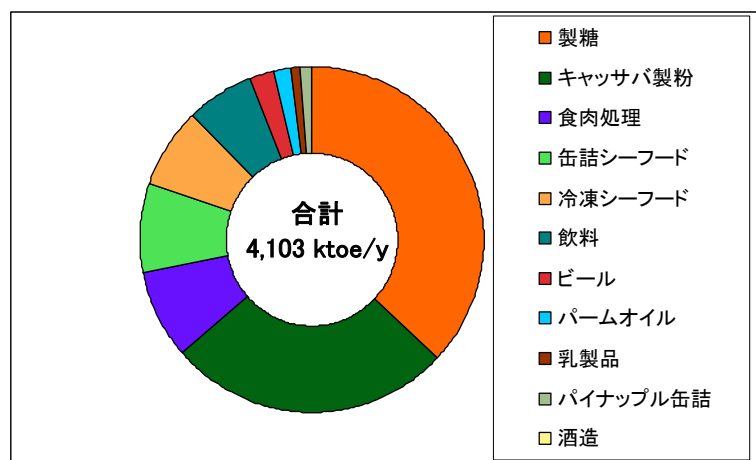
これら農産物からは、大量の農業系廃棄物が排出される。木材やサトウキビの絞り粕であるバガスなどは既に燃料として用いられているが、その他の廃棄物に関しては利活用されていないものが多い。農産物から得られる未利用廃棄物の総エネルギーは、13,025 ktoe/y であると試算されており、これは 2004 年におけるタイのエネルギー消費量の約 20%にあたる（図 2.3-2）。



出典: TISTR

図 2.3-2. 様々な未利用廃棄物が有するエネルギー量.

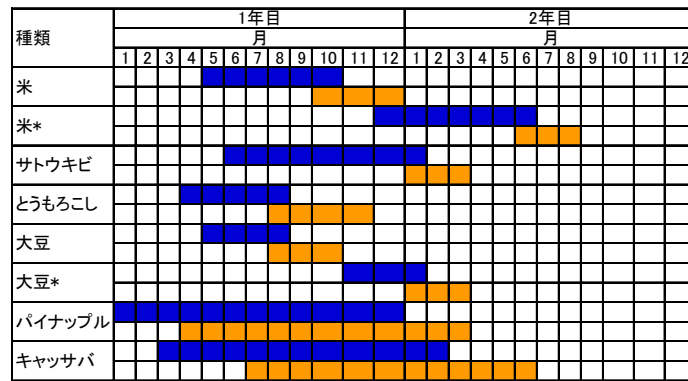
また、食品や繊維工場などの有機廃水もエネルギーとして利用可能であり、それらの総量は 4,108 ktoe/y であると試算されている。これは 2004 年におけるタイのエネルギー消費量の約 7%にあたる (図 2.3-3)。



出典: TISTR

図 2.3-3. 未利用有機廃水が有するエネルギー量.

未利用廃棄物と未利用有機廃水を合計したバイオマスから得られるエネルギーは 17,128 ktoe/y であり、タイの年間エネルギー消費量の約 3 割を未利用農業系バイオマス資源から得られる計算になる。しかし、農業系バイオマスは、季節変動が大きく、年間を通して一定した量を得ることは難しい (図 2.3-4)。



■栽培 ■収穫

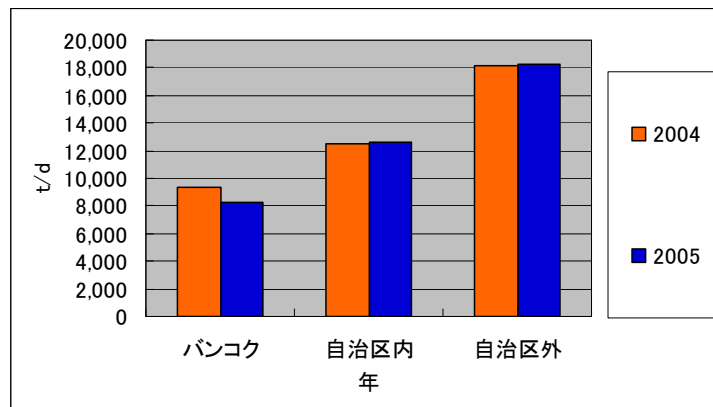
\*灌漑を利用したオフシーズンの栽培

出典: TISTR

図 2.3-4. 農産物の栽培と収穫時期.

### 2.3.3. 一般廃棄物

2005年の一般廃棄物量は全国で1,430万tであり、前年より30万t減少した。一日あたりの発生量は、39,221 t/dであった。バンコクでは、8,291 t/d、パタヤを含む自治区地域では12,635 t/d、自治区地域外では18,295 t/dであった。2004年と比較して、一般廃棄物の量はバンコクでは約10%削減されたものの、その他の地域では増加した(図 2.3-5)。

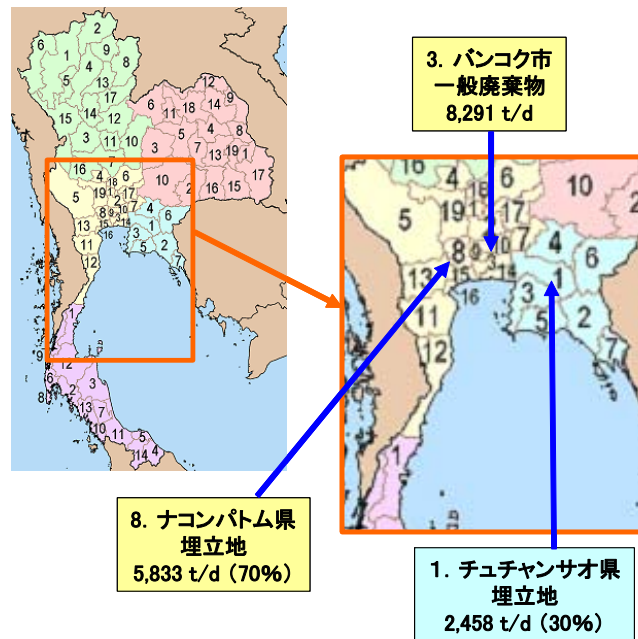


出典: タイ国経済概況 2006/2007年版より KRI 作成

図 2.3-5. 1日あたりの一般廃棄物発生量の年次変化.

バンコクでは、一般廃棄物は委託された民間企業により収集され、衛生的な埋立地にて処理される。埋立地は近隣のナコンパトム県とチュチャンサオ県の2ヶ所にあり、それぞれ5,833 t/d、2,458 t/dを埋立している(図 2.3-6)。





出典:PCD HP より KRI 作成

図 2.3-6. バンコク市内の一般廃棄物処分場の位置.

自治区では現在、91ヶ所の処分場が稼働している。そのうち、焼却炉を有しているのは3カ所（ランプーン市、プーケット市、スラタニー県サムイ島）である。この91カ所の処分場で、全国の自治区から発生する廃棄物の約36%を処分することが可能である。それ以外の多くの廃棄物は、違法な埋立てや焼却によって処分されている。また、処分場においては、誤った運転方法や管理方法によってトラブルが発生することもある。その原因としては、不十分な教育や経験が上げられるが、システム維持のための予算不足も問題となっている。自治区外では、廃棄物の収集システムはほとんどない。近隣の自治区と協力して廃棄物処理を行っているのは6,636地区のうち300地区であり、わずか900 t/dが処分されているに過ぎない。そのため、違法な焼却や埋立を行なう住民は多い。埋立地には、金属やプラスチックなどの有価物を収集し生活の糧にしている人々が多くいる。

## 2.4. 環境

### 2.4.1. 政策

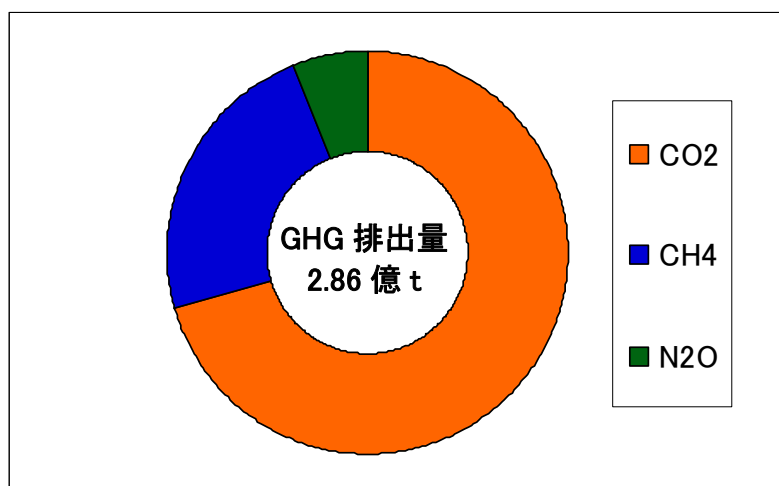
地球温暖化対策に関しては、エネルギー効率の改善、代替燃料と再生可能なエネルギーの開発、植林と森林保護政策を進めている。タイは、1992年6月に気候変動枠組条約（United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC）に署名し、1994年12月に批准、翌1995年3月にタイに対して条約が発効された。タイの温室効果ガス（Green House Gas, GHG）排出量は、世界の1990年排出量の1%にも満たないが、タイは熱帯地域の発展途上国であり、気候変動に対して非常に影響を受けやすい。また、人口の半分以上が農業に従事しており、気候変動が起これば国民の生活に深刻な影響が出るため、地球温暖化対策に熱心に取り組んでいる。タイ最初の国別報告書は、2000年11月にUNFCCCに提出され、1994年のGHGインベントリが示された。京都議定書に関しては、1999年2月に署名、2002年8月に批准した。

タイ政府が実施するエネルギー効率改善へ向けての重要な政策の一つが、エネルギー需要最適マネジメント (Demand-Side Management, DSM) プログラムである。DSMプログラムは、第7次国家経済社会開発計画中に行われ、1994-1998年の5年間で、142兆kWhの電気及び106万tのCO<sub>2</sub> 排出量の削減を目標とした。このプログラム結果は非常に良好で、電気とCO<sub>2</sub> 排出量をそれぞれ目標値の1.65倍削減することに成功した。その後の第8次開発計画でも継続され、第9次開発計画では各家庭での電力消費の削減を呼びかける省エネプログラムが行われている。また、1992年からは統括的な省エネルギープログラムに着手し、エネルギー利用効率の増進、再生可能エネルギー源の開発と利用、省エネルギー技術の開発と普及、生物資源の持続可能な利用と環境保護の促進、を目標に掲げている。

#### 2.4.2. GHG排出量

2004年におけるタイの人口一人当たり二酸化炭素排出量は3.25 t (世界第72位)、総排出量は2.02 億 t (全世界のCO<sub>2</sub> 排出量の0.74%) であった。タイにおけるGHG インベントリに関しては、1990年度に最初の値が算出され、続いて1994年、1998年度のインベントリが算出されている。

1994年の主なGHG 排出源は、CO<sub>2</sub>に関しては、化石燃料等の燃焼によるものが一番多く、次いで土地利用変化と林業、産業プロセスと続く。特に、燃料燃焼によるCO<sub>2</sub> 排出量は、総CO<sub>2</sub> 排出量の半分を占める。CH<sub>4</sub>に関しては、農業、特に稲作からの排出量が多く、総CH<sub>4</sub> 排出量の73%を占める。1994年のGHG インベントリに基づいて、地球温暖化係数から総GHG 排出量を換算した。総量はCO<sub>2</sub> 換算で2.86 億 t であり、CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> がそれぞれ71%、23%を占める (図2.4-1)。

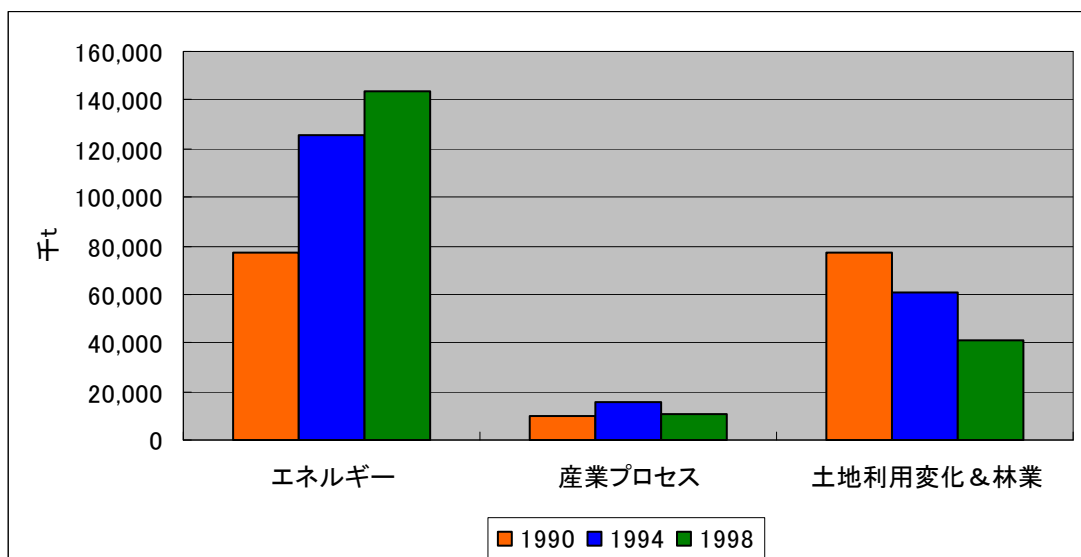


出典: Center for Applied Economic Research, 2000

図 2.4-1. 1994 年における CO<sub>2</sub> 換算の GHG 排出量.

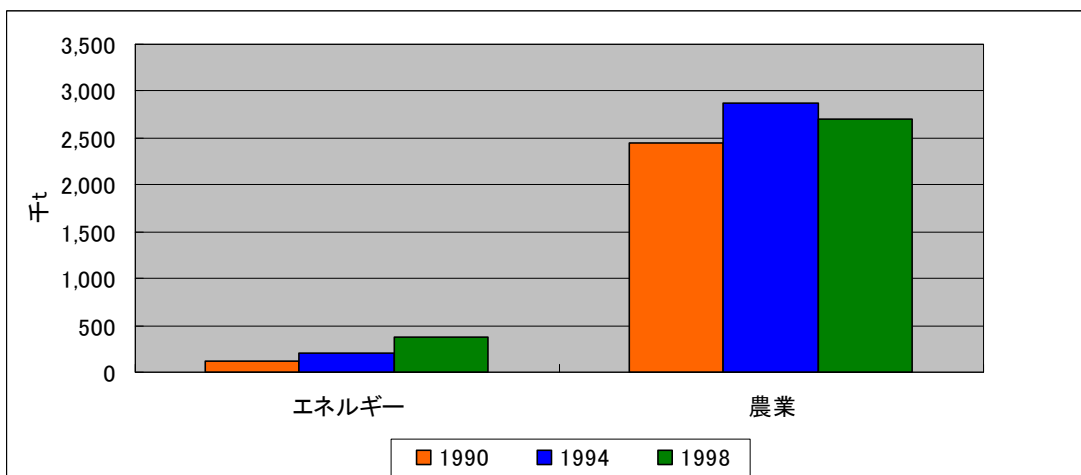
1990-1998年のCO<sub>2</sub> 排出量に関しては、年平均500万 tで増加しており、特に1990-1994年の増加率が大きい。1994年以降は年平均100万 t以下で増加していた。これは、政府による省エネルギー政策や森林面積の増加政策等の結果が表れたものと考えられる。どの年のインベントリでも、エネルギー分野の排出量が50%以上を占め、年々増加している。一方、土地利用変化や林業からの排出量は徐々に減少している (図2.4-2)。

1990-1998 年のCH<sub>4</sub>排出量に関しては、主な排出源は農業であるが、大きな変動はない（図2.4-3）。



出典: Center for Applied Economic Research, 2000

図 2.4-2. 1990、1994、1998 年の CO<sub>2</sub> インベントリ.

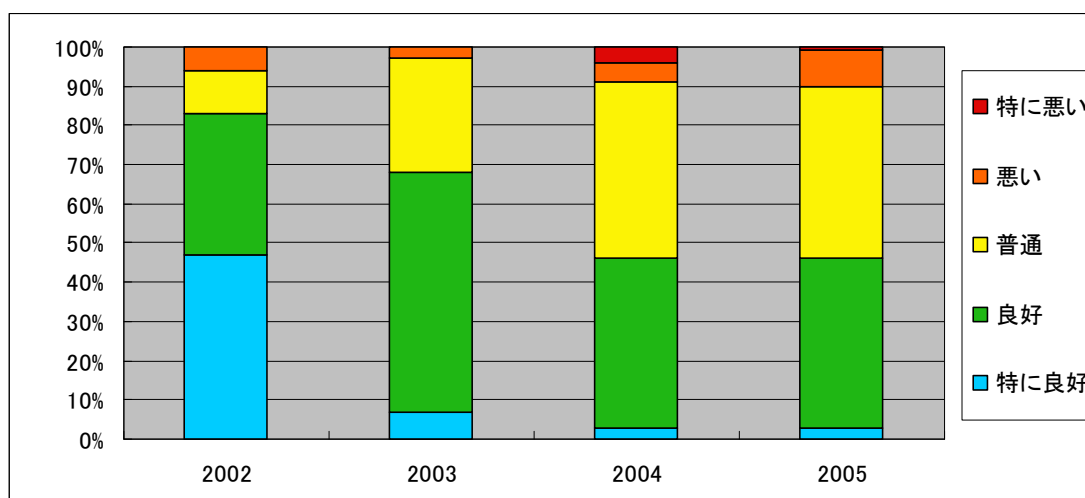


出典: Center for Applied Economic Research, 2000

図 2.4-3. 1990、1994、1998 年の CH<sub>4</sub> インベントリ.

### 2.4.3. 水質

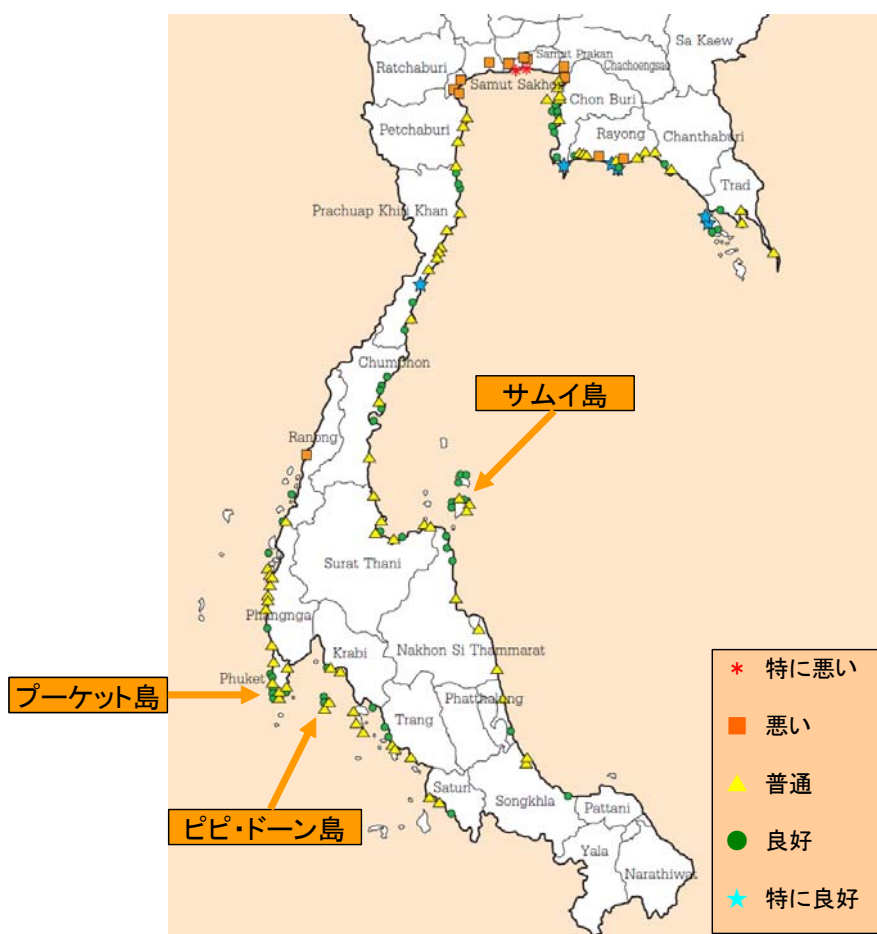
天然資源環境省公害管理局（Pollution Control Department, PCD）は 2005 年の乾季（3-4 月）及び雨季（8-9 月）の 2 季節の 242 地点において、沿岸海洋水質モニタリングを行い、海洋水質指標を用いてその結果を評価している。結果は、「特に良い」「良好」「普通」「悪い」「特に悪い」で分類され、2005 年の各比率は 3%、43%、44%、9%、1%であった（図 2.4-4）。



出典:PCD HP よりKRI 作成

図 2.4-4. タイ全国の沿岸海水の水質の推移.

全般的に、全大腸菌数 (Total Coliform Bacteria, TCB) と糞便性大腸菌数 (Fecal Coliform Bacteria, FCB) による高レベルの汚染が問題であり、その他に、栄養塩 (硝酸性窒素、全リン、アンモニア態窒素など)、鉄なども沿岸海洋水質基準を超過していた。また、トリブチルスズ (Tri Butyl Tin, TBT) については、サンプリングされた計 32 地点のうち 22 地点で水質基準を超過していることが認められた。4 主要河川 (チャオプラヤ川、タチン川、メークロン川及びバンパコン川) 河口は、特に汚染が深刻であった。離島リゾート沿岸の水質は、アンダマン海側、タイ湾側の主要リゾートであるブーケット島及びサムイ島、本調査の対象であるピピ・ドーン島は「良好」、「普通」がほぼ半々の結果であった (図 2.4-5)。



出典:PCD HP

図 2.4-5. タイ全国の沿岸海洋の水質(2005年).

#### 2.4.4. 大気

PCDは、継続して大気品質状況を測定しており、21 県の測定所 53 ヶ所において測定を行っている。2007 年の測定結果によって、大気汚染の基本問題としては  $10 \mu\text{m}$ 以下の浮遊粒子状物質 (Particulate Matter 10, PM10) 又は粒子状物質があり、副次的な問題としてはオゾンガス ( $\text{O}_3$ ) が挙げられる。全体的な比較によると 2007 年の大気品質の大部分は 2006 年より改善傾向が見られた。PM10 の基準値超過上位 5 の地域は、サムットプラカーン、サラブリー、チェンマイ、ナコンラーチャシーマー、そしてラムパーンである (表 2.4-1、図 2.4-6)。 $\text{O}_3$  の基準値超過上位 3 の地域は、サラブリー、アユタヤ、パトゥムターニーである (表 2.4-2、図 2.4-6)。粒子状物質 (Total Suspended Particulate, TSP)、一酸化炭素の 8 時間平均量はある時期基準値を超過したが、二酸化硫黄、二酸化窒素、一酸化炭素の 1 時間平均量や鉛は基準値範囲内であった。バンコク周辺地域だけでなく、北部や東部の主要都市の大気も汚染されていることが分かる。

表 2.4-1. PM10 の基準値超過頻度の多い地域

地域	2006年		2007年		基準超過地域
	最低-最高 (mg/m <sup>3</sup> )	基準値超過回数 /測定回数 (%)	最低-最高 (mg/m <sup>3</sup> )	基準値超過回数 /測定回数 (%)	
サムットプラカーン	16.6-282.6	446/1,742 (25.6)	10.5-461.5	276/1,682 (16.4)	ムアン郡 バーンブリー郡及び プラパデー郡
サラブリー	9.8-298.2	146/698 (20.9)	17.3-302.2	103/702 (14.7)	サナープラサーン町 チャルム プラキアット郡
チェンマイ	10.9-248.8	23/710 (3.2)	10.3-396.4	60/680 (8.8)	ムアン郡
ナコンラーチャシーマー	29.9-209.0	23/710 (12.2)	31.3-173.6	17/243 (7.0)	ムアン郡
ランパーン	7.6-252.6	37/1,333 (2.8)	10.6-255.3	75/1,191 (6.5)	メモ郡 及びムアン郡

基準値:24時間平均値 120 μg/m<sup>3</sup>以下

表 2.4-2. O<sub>3</sub> の基準値超過頻度の多い地域

地域	2006年		2007年		基準超過地域
	最低-最高 (ppb)	基準値超過回数 /測定回数 (日数)	最低-最高 (ppb)	基準値超過回数 /測定回数 (日数)	
サラブリー	0-124	45/15,966 (20)	0-175	90/14,392 (24)	チャルムプラキ アット郡 ムアン郡
アユタヤ	0-143	44/8,197 (17)	0-123	28/7,887 (16)	アユタヤ郡
パトゥムター ニー	0-152	33/8,260 (16)	0-124	21/8,288 (13)	クローンルアン郡

基準値:オゾンガスの1時間平均値は100 ppb以下

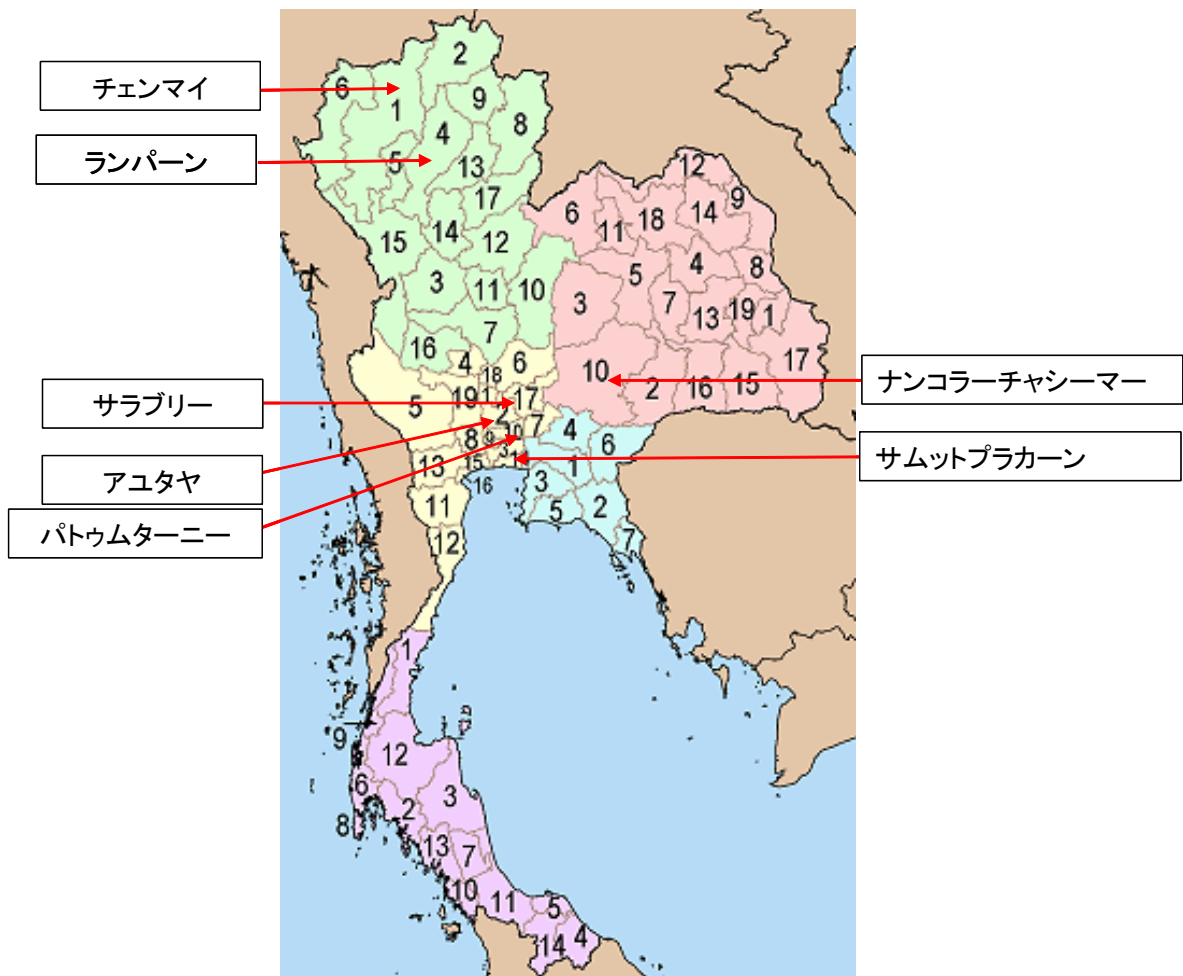


図 2.4-6. PM10、オゾン濃度の基準値超過頻度が高い地域.

## 2.5. クリーン開発メカニズム (Clean Development Mechanism, CDM)

2007年7月6日、タイ王室勅令によりタイ温室効果ガス機構(Thailand GHG Management Organization, TGO) 委員会がタイ国家指定機関 (Designated National Authority, DNA) として設置された。2009年2月1日現在、天然資源環境政策計画事務局 (Office of Natural Resources and Environment Policy and Planning, ONEP) 及び TGO 委員会は合わせて 53 件の承認レターを出している。このうち、11 件 (バイオマス・プロジェクト、メタン再生プロジェクトを含む) が、国連 CDM 理事会に登録されている (表 2.5-1、2.5-2、表 2.5-3)。国連及び国内承認された案件において、バイオガスを利用した案件が一番多い。

表 2.5-1. タイにおける CDM プロジェクトの状況

プロジェクトの状況	件数
国連 CDM 理事会登録済み CDM プロジェクト数	11
タイ DNA 承認済み CDM プロジェクト数	53
有効化審査中又は審査済み CDM プロジェクト数	115

表 2.5-2. 国内承認された CDM プロジェクト数

	2007	2008	2009	合計
バイオガス	9	19	6	34
バイオマス	7	5		12
廃熱利用		4		4
ランドフィルガス回収及び利用	1		1	2
N <sub>2</sub> O削減		1		1
合計	17	29	7	53

表 2.5-3. 国連登録された CDM プロジェクト

	案件数	年間平均 排出削減量 (t-CO <sub>2</sub> /y/project)	2012年までの合計 排出削減量 (t-CO <sub>2</sub> )	発行済み CER
バイオガス(家畜糞尿)	3	23,869	346,809	
バイオガス(バガス)	3	85,690	1,965,827	
バイオガス(排水処理)	2	199,215	3,451,572	714,546
バイオマス(EFB)	1	106,592	422,929	
バイオマス(籾殻)	1	70,772	495,404	100,678
メタン回収・利用	1	47,185	290,872	
合計	11	86,514	6,973,413	815,224

出典: IGES CDM 各国情報



### 2.5.1. 政策

タイにおける GHG 排出量は、発電、産業、運輸セクターの3セクターで全体の90%以上を占めている（図 2.5-1）。そのため、国は、運輸、発電、産業セクターを、温室効果ガス排出の削減のためのターゲットとしており、以下のカテゴリーに関係する提案プロジェクトを優先的に認可する方向である（表 2.5-4）。

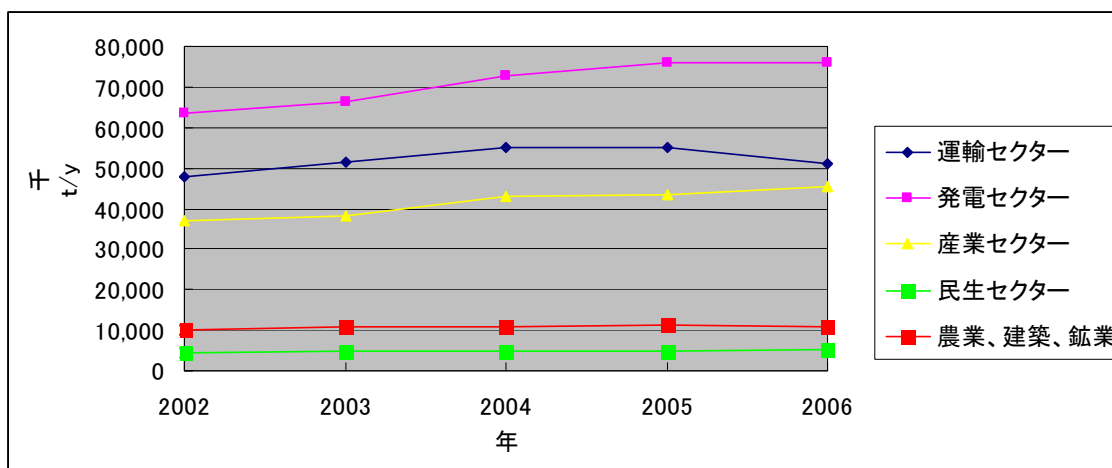


図 2.5-1. 2002～2006 年のタイ各産業セクターにおける CO<sub>2</sub> 排出量.

出典: DEDE

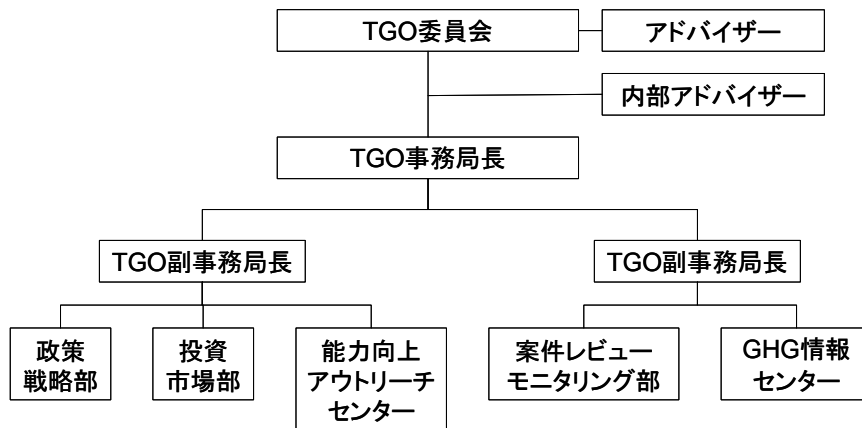
表 2.5.4. CDM として認可される可能性の高いプロジェクトタイプ.

プロジェクト タイプ	例
再生可能エネルギープロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> <li>・バイオマスエネルギー</li> <li>・バイオエネルギー</li> <li>・水素エネルギー</li> <li>・太陽エネルギー</li> <li>・風力エネルギー</li> <li>・地熱エネルギー</li> </ul>
発電プロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電所における石炭・化石の代替</li> <li>・発電のために廃棄物からのメタン利用</li> </ul>
エネルギー効率プロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> <li>・省エネルギーによる効率化</li> </ul>
運輸プロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> <li>・大規模輸送システムの奨励</li> <li>・非化石燃料自動車</li> </ul>
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>・地中貯留</li> <li>・埋立地メタン回収</li> </ul>

エネルギー関連 CDM プロジェクトの承認には、3つの基準があり、タイのエネルギー政策と戦略的エネルギー計画に従っていること、持続可能なテクノロジーを提案すること、経済的、社会および環境持続性を提案すること、が求められている。

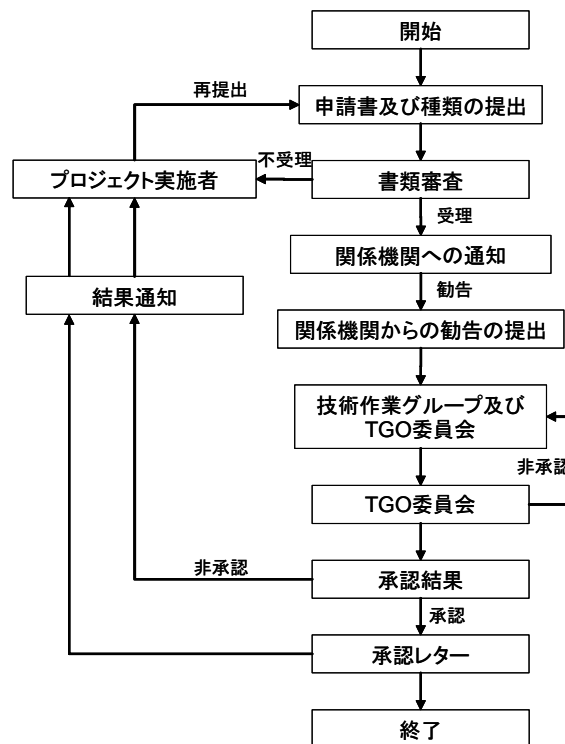
## 2.5.2. 組織

TGO委員会は、持続可能な開発基準を満たしているCDM 案件について承認レターの発行を行う。TGO委員会の委員長は、民間部門から選ばれ、TGO 委員会は政府及び民間の代表10名により構成される。政府からは天然資源環境省、天然資源環境政策計画事務局、エネルギー省、交通運搬政策局、タイ温室効果ガス運営機構、民間からはエネルギー部門、ビジネス部門、森林部門、産業部門、技術部門である。TGOの組織は、TGO委員会をトップとし、その下にTGO事務局長、副事務局長が配置される。さらに、副事務局長の下に政策戦略部、投資市場部、能力向上アウトリーチセンター、案件レビューモニタリング部、GHG情報センターが配置される（図2.5-2、図2.5-3）。



出典:IGES CDM 各国情報

図 2.5-2. TGO 組織図.



出典:ONEP HP

図 2.5-3. CDM 承認フロー.

## 2.6. 離島観光

観光産業は、2003年の重症急性呼吸器症候群（Severe Acute Respiratory Syndrome, SARS）問題、2005年の津波の影響を除けば、年々成長している産業であり、タイにとって重要な産業の一つである。

### 2.6.1. 政策

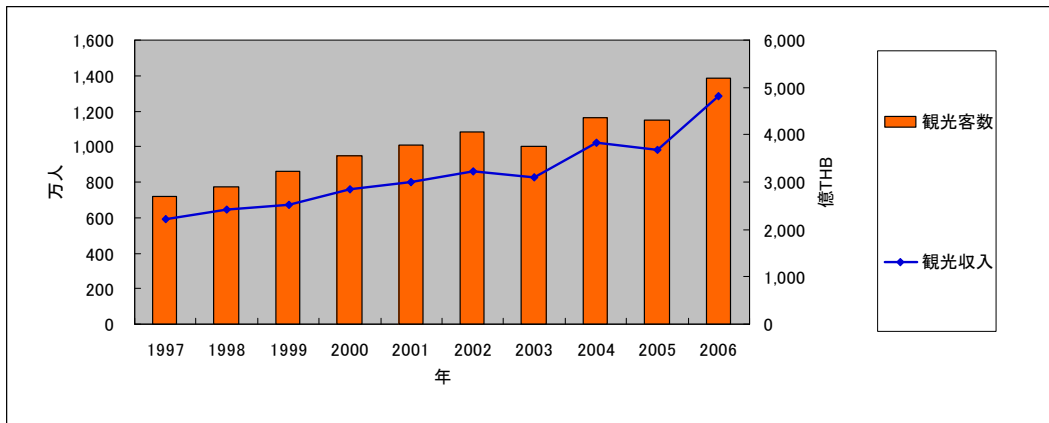
1960年3月18日、観光を振興することのみに特化したタイ観光庁（Tourism Authority of Thailand, TAT）が設立された。観光振興政策は、TATと観光スポーツ省（Ministry of Tourism and Sports, MOTS）が担っている。以前は、観光庁がすべての観光関連施策を進めていたが、2002年10月の省庁再編により、MOTSが誕生した。MOTSは、政策立案や観光地開発、隣国との連携等を行い、TATは国内及び海外における観光広報及びマーケティング等を専門に行う。TATは、チェンマイなど国内22カ所、ニューヨークなど海外15カ所に事務所を持つ。とりわけ、日本には東京、大阪、福岡の3カ所に事務所を構え、日本を重要なマーケットとして活動している。2003年における職員数は876人で年間予算は約33億 THB（約89億円）である。

TATは、2008年の観光事業方針として、現在のマーケットを維持しながら、ロシア、東ヨーロッパ、中東など新市場を開拓すると共に、健康ツアー、ゴルフツアー、ウェディングツアーなど長期休暇を過ごす旅行プランにも力を入れていくと発表した。さらなるタイの観光業の成長を目指し、旅行者からの信頼を得るための治安確保、ツーリストインフォメーションの増設、旅行者への詐欺問題の解決などに取り組んでいる。2007年の実績は、外国人観光市場による収入は5,475億 THBであり、前年比13.5%増であった。2008年には外国人観光客による収入を6,000億 THBとする目標を立てており、将来的に『アジアの観光の中心地（Tourism Capital of Asia）』となることを目指している。

### 2.6.2. 観光客数

#### ①タイ全体の観光客数

2006年の外国人観光客総数は約1,380万人であり、1997年の約720万人と比較し、ここ10年余で2倍近くに増加した。収入も、1997年の2,207億 THBから2006年には約2倍の4,823億 THBへと、この10年で飛躍的に増加し、観光産業は名目GDPの約6%を占めるに至っている（図2.6-1）。観光産業はタイにとって外貨獲得のための重要な産業である。



出典：TAT HP より KRI 作成

図 2.6-1. 外国人観光客数と観光収入.

## ② 離島の観光客数

タイは多くの離島リゾートを有する。アンダマン海側にはタイ最大のリゾート、プーケット島、調査サイトであるピピ・ドーン島があり、タイ湾側には、湾内で3番目に大きいサムイ島がある（図 2.6-2）。

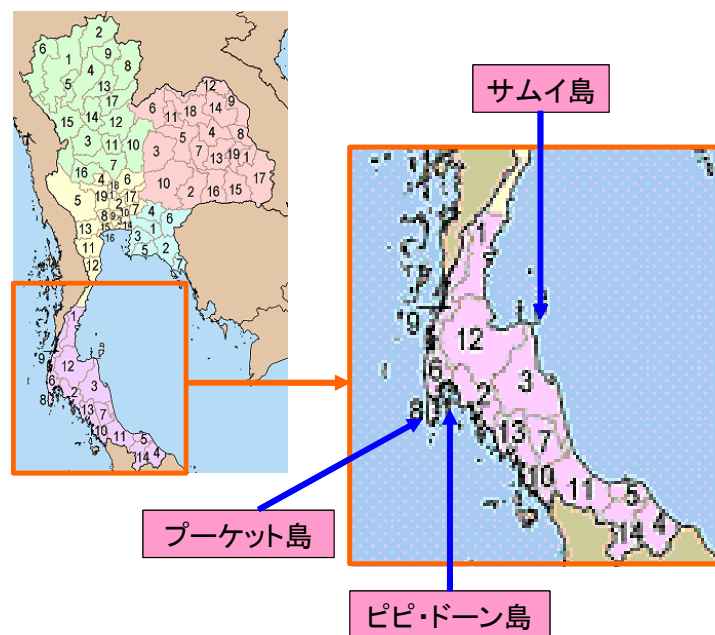
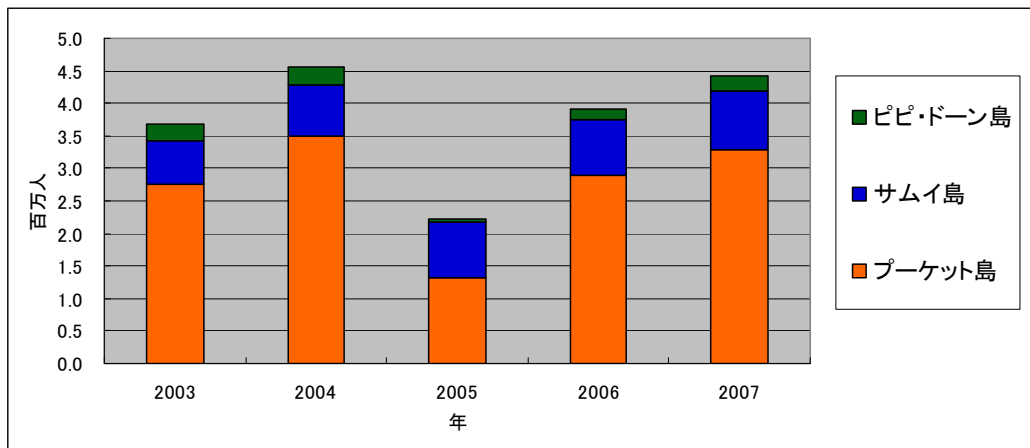


図 2.6-2. タイの離島リゾートの位置.

津波の被害を直接受けたアンダマン海側のプーケット島、ピピ・ドーン島の観光客数は、2005年に一旦減少したものの、徐々に回復し、2007年には津波以前の観光客数に戻った。津波の被害を受けていないサムイ島は、逆に年々観光客数を伸ばしている。2006年におけるプーケット島、サムイ島、ピピ・ドーン島の外国人観光客数はそれぞれ、288万人、87万人、16万人で、3島を合計するとタイ全体の外国人観光客数の約28%に上る（図 2.6-3）。



TAT HP より KRI 作成

図 2.6-3. 離島の外国人観光客数.

観光収入に関しては、2007 年の外国人観光客からのプーケットの観光収入は 807 億 THB、サムイ島における観光収入は 132 億 THB であった。2 島の観光収入の合計はタイ国全体の観光収入の約 20% となり、離島観光は観光業にとって重要な産業であることが分かる。

### 2.6.3. 観光産業による環境問題

上述のように、タイにとって離島リゾートにおける観光産業は外貨獲得のために非常に重要な産業である。年間何百万人も観光客がリゾートを訪れ、美しい自然を満喫する。離島リゾートが持続的に発展するためには、その美しい自然を維持することが最も重要であるが、近年では環境悪化を指摘する報告もある。

本報告で提案するシステムは、離島において問題となる廃棄物処理、地下水汚染の問題を解決する。さらに、島内で発生する廃棄物を利用して発電を行なうことで、従来は島外から運搬していた化石燃料の使用量を削減し、大幅に二酸化炭素の排出量を削減することが可能である。当該システムは、日本側にもリゾート側にもメリットのあるコベネフィット型のシステムであり、離島リゾートの持続可能な発展に貢献する理想的なシステムである。

### 第3章 現地調査

2008年10月、12月及び2009年1月に現地調査を実施した。第1回現地調査は、リゾートへの当該プロジェクトの説明及び協力依頼、プロジェクト実施可能場所の調査、コベネフィット指標化の検討、第2回現地調査は、現地エンジニアリング会社との見積り検討、第3回現地調査は、協力リゾートへの調査結果報告を目的とし、実施した。

#### 3.1. 第1回現地調査

2008年10月12～19日にかけて、現地調査を行った(表3.1-1、表3.1-2)。Ecoprosはタイのエンジニアリング会社であり、Supasthien氏は現地搬入経路などのロジスティック調査のために参加した。

表 3.1-1. 第1回現地調査メンバー

所属		氏名	
KRI	環境・エネルギー技術コンサルティング部	若山	樹
KRI	環境・エネルギー技術コンサルティング部	藤間	義人
TISTR	Department of Energy Technology	Wirachai	Soontornrangson
TISTR	Department of Energy Technology	Thanes	Utistham
悠環境システム研究所		柴宮	克彦
Ecopros		Supasthien	Jotikasthira

表 3.1-2. 主なコンタクトパーソン

	ホテル			政府関係者	エンジニアリング会社	
	Phi Phi Hotel Group	Phi Phi Island Village Resort and Spa Krabi	Holiday Inn Resort Phi Phi Island		PAE (Thailand) Co., Ltd.	Ecopros Co., Ltd.
役職1 氏名1	General Manager Veerapat Jantharo	Senior Deputy Managing Director Chaiyun Trisuvan	General Manager Brendan Corcoran	Deputy Mayor of Aonang Administration Suchart Kittithorakul	President Sook Sanan Jotikasthira	Director Amornchuck Vardhanabhuti
役職2 氏名2	Others 1 Others 1	General Manager Chao Treenawongse	Executive Assistant Manager Dan Kurus	Chief Administrator of Aonang SAO Wichet Kwankhao	-	Marketing & Sales Manager Sakol Rianrom
役職3 氏名3	Others 2 Others 2	Engineer Consultant Olaf Clamer	Front Office Manager Suriya Jittaratsenee	-	-	Supasthien Jotikasthira
役職4 氏名4	- -	- -	Director of Engineering Phuritt Phantawong	-	-	-

今回の調査目的は、北部リゾートの調査と当該プロジェクトの説明(3.1.1)、当該プロジェクト実施可能サイトの調査(3.1.2)、コベネフィット実現方法及び指標化に関する調査(3.1.3)である。上記目的を達成するため、Holiday Inn Resort Phi Phi Island、Phi Phi Island Village、トンサイ地区焼却場跡の調査を実施し、次回調査の事前準備として北部のリゾートホテルであるPhi Phi Natural Resort、Zeabora、P. P. Erawan Palms Resortのプレ調査を実施した(図3.1-1)。

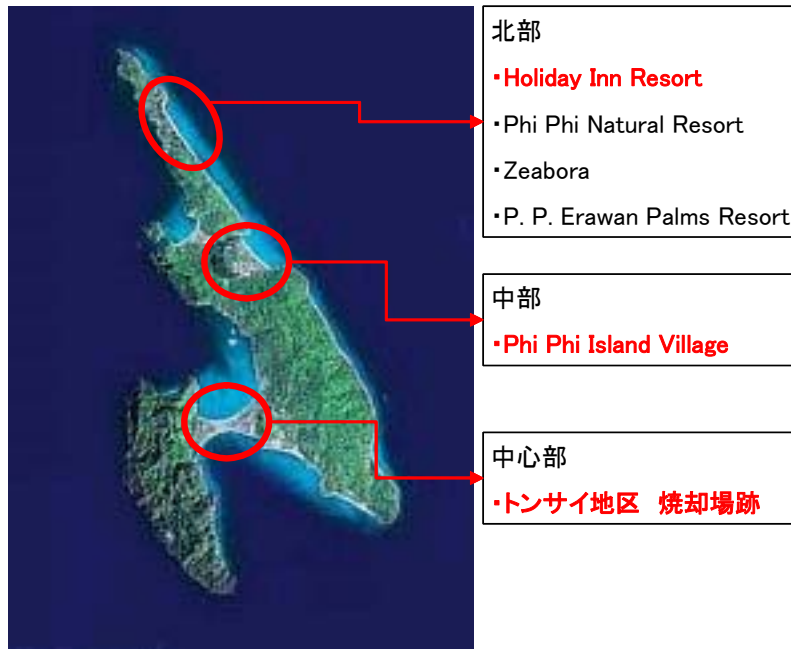
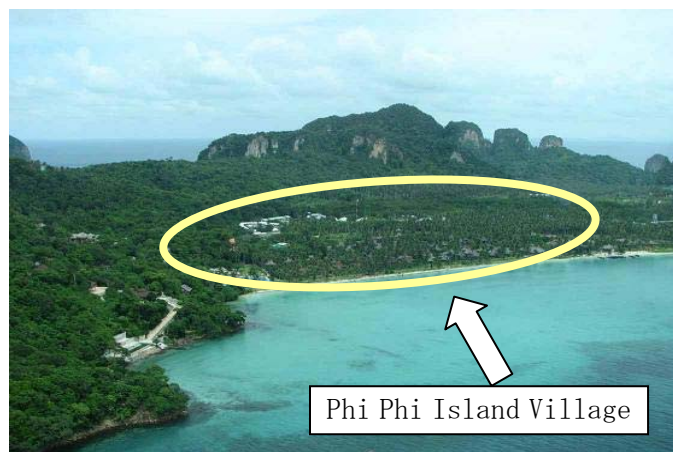


図 3.1-1. 第 1 回現地調査実施場所(赤字:今回調査、黒字:次回調査).



上空から見たトンサイ地区と Phi Phi Island Village

### 3.1.1. 北部リゾート調査と Holiday Inn Resort Phi Phi Island への当該プロジェクトの説明

ピピ・ドーン島北部には、Holiday Inn Resort Phi Phi Island、P. P. Erawan Palms Resort、Zeabora 及び Phi Phi Natural Resort の4リゾートが営業しており、Phi Phi Island Village 同様、コテージタイプの客室を備えている。Holiday Inn Resort Phi Phi Island には、事前に調査協力を依頼しており、リゾートのユーティリティーに関する設備の調査を実施した。他の3リゾートに関しては客室数、現地写真撮影、生ゴミの処理方法などの聞き取り調査を実施した。これらのホテルでは、定例会議を通して情報交換を行っているため、当該会議を通して次回詳細調査の協力依頼をする予定である（図 3.1-2）。

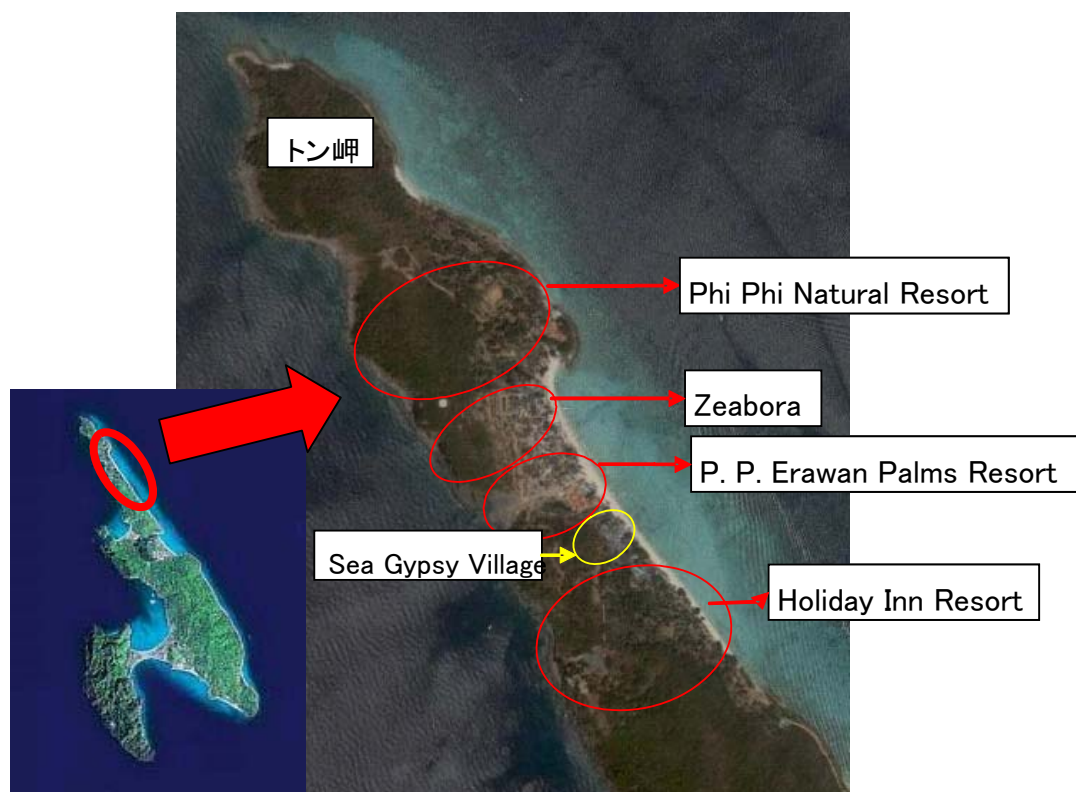


図 3.1-2. ピピ・ドーン島北部に立地するリゾート.

#### ① Holiday Inn Resort

##### (a) 当該プロジェクトの説明

Holiday Inn Resort Phi Phi Island の General Manager である Brendan Corcoran 氏、Front Office Manager である Suriya Jittaratsenee 氏、Director of Engineer である Phuritt Phantawong 氏に当該プロジェクトの説明を行った。

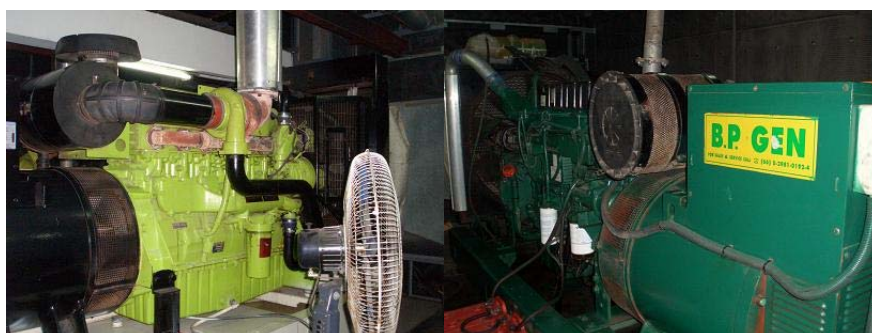
Holiday Inn Resort Phi Phi Island では、現在の 80 室のコテージに加え、50 室のコテージを増築中であり、大幅な電力需要の増加が見込まれている。新規にディーゼル発電機 2 台を導入する予定があるものの、それだけでは廃棄物処理や温水供給の問題は解決されないため、電気・温水の供給と同時に、廃棄物処理を行うことのできる当該プロジェクトに興味を持っていた。



(b) Holiday Inn Resort Phi Phi Island の設備など  
発電機

現在、320 kW のディーゼル発電機を 3 台運用している。2008 年 10 月 19 日（日）に 560 kW と 420 kW のディーゼル発電機（中古のブラックストーン社製）を搬入する予定であり、設置場所はホテル内のテニスコート手前の施設である（淡水製造装置の隣）。重さは 1 台あたり 16 t であり、ホテル前面の海岸から陸揚げして、運ぶ予定である。

Holiday Inn Resort Phi Phi Island に当該システムを導入する場合、新設するディーゼル発電機設置場所の手前の敷地を使用可能であることが Director of Engineer である Phuritt Phantawong 氏より示された。当該敷地の広さは、幅 19 m（短い部分は 14 m）×奥行き 40 m である。



現在使用しているディーゼル発電機



16t のディーゼル発電機の揚陸場所及び設置場所への搬入路



新設ディーゼル発電機の設置場所（奥の建物）と当該システムの導入可能場所（手前）

廃棄物

- ・生ごみの量は、1 週間に 5 t 程度である。

## 上水

- ・上水は、海水を脱塩して使用しており、処理能力 200 m<sup>3</sup>/day の RO システムを有する。
- ・メインキッチンの水使用量は、ローシーズン 10~12 m<sup>3</sup>/day、ハイシーズン 10~16 m<sup>3</sup> である。
- ・廃水は、適切に処理した後、施設内の池に貯めて地下浸透させている。乾季は地下浸透させるだけの能力があるが、雨季にはオーバーフローする分が海に流入している（写真参照）。現在、新たな廃水処理設備を構築中である。

## その他

- ・現在、試験的に 1 つのコテージに太陽熱温水システム（CHROMAGEN 社製）を設置している。システム一式の値段は 35,000 THB であった。



廃水処理後の水は敷地内の池に貯められる

太陽熱温水システム

## ②その他のリゾート

Holiday Inn Resort Phi Phi Island の北側には、Sea Gypsy Village を挟んで、P. P. Erawan Palms Resort が立地している。客室数は 46 室、宿泊料はスタンダードタイプのシングルで 2,730 THB である（ローシーズン）。



P. P. Erawan Palms Resort

Zeavola はピピ・ドーン島で唯一の 5 星リゾートであり、Small Luxury Hotels of the World として認められている。客室は 52 室あり、宿泊料は 9,000 THB（1 コテージ）である。





Zeavola

Phi Phi Natural Resort はピピ・ドーン島最北端にあるリゾートである。客室は70室、宿泊料はスタンダードタイプのシングルで1,960 THB であり、北部リゾートの中で最安値である。



Phi Phi Natural Resort

Holiday Inn Resort Phi Phi Island と P. P. Erawan Palms Resort の間には Sea Gypsy Village と呼ばれる場所があり、現地住民の居住エリアである。周辺のリゾートエリアと比較すると非常に汚く、ごみは砂浜に捨てられたり、そのまま野焼きされたりしている。家庭から出る雑排水はそのまま海へ流入している。



Sea Gypsy Village

そのまま流れてくる廃水

汚染された砂浜

### 3.1.2. 当該プロジェクト実施可能サイトの調査

昨年度調査同様、Phi Phi Island Village をプロジェクト実施サイトとして想定している。その他に、プロジェクト実施の可能性のあるサイトとして上述の Holiday Inn Resort Phi Phi Island、後述のトンサイ地区焼却場の調査を行った（表 3.3）。また、

Phi Phi Island Village と Holiday Inn Resort Phi Phi Island では、当該システムの設備設計に必要な大気中の環境物質についてガス検知管を用いて測定を実施した。

#### ①Phi Phi Island Village

ホテルの裏手に廃棄物の収集処分場があり、この敷地に当該システムの導入が可能であることが、同リゾートの Engineer Consultant である Olaf Clamer 氏より示された。設備の搬入に関しても、海岸の揚陸場所からの道幅の広い整備された道があるため、課題は無いと思われる。



設備設置場所(予定)

設備の搬入路

#### ②Holiday Inn Resort

ホテルのバックヤードに 19 m (短い部分は 14 m) ×40 m の台形型の空き地があり、当該システムの導入場所として使用可能であることが Director of Engineer である Phuritt Phantawong 氏より示された。設備の搬入に関しては、PAFC よりも重い 16t のディーゼル発電機を運搬する予定なので、課題は少ないと思われる (3-2-1-2 参照)。

#### ③トンサイ地区焼却場

島の中心部にあるトンサイ地区には、現在使用されていない焼却場 (クラビ県所有) がある。クラビ県の Chief Administrator of Aonang SAO である Wichet Kwankhao 氏、Deputy Mayor of Aonang Administration である Suchart Kittithorakul 氏との打合せで、この施設に当該システムを次世代型廃棄物処理施設として使用可能であるという話を受けて、調査を行った。焼却場内部は、既設の焼却炉を分解搬出する必要があるものの、当該システムの導入に十分な広さがある。入口は 4m と狭いものの、入口脇のスパン間は広く搬入路として使用可能である (図 3.1-3)。しかし、設備の揚陸からの搬入路は、道幅も狭く、低い位置に電線が張られているため、課題は多いと思われる。



焼却場外観

焼却場までの搬入路

焼却場内部(焼却炉)



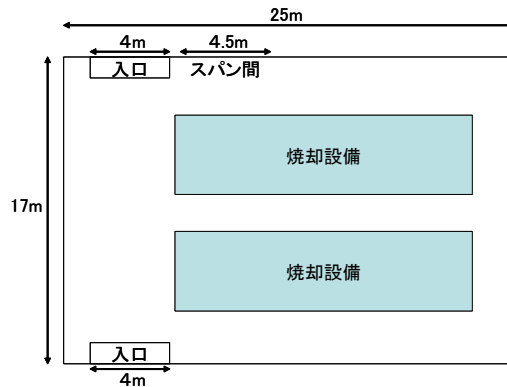


図 3.1-3. 焼却状内部レイアウト.

表 3.1-3. 導入候補地域まとめ

導入候補地域	トンサイ地区	ローバゴ湾	トン岬周辺
候補地	クラビ県所有 ごみ焼却炉跡	Phi Phi Island Village Resort敷 地内	Holiday Inn Resort Phi Phi Island敷地内
候補地所有者	クラビ県	同ホテル	同ホテル
使用可能敷地エリア m	17×25	十分な広さあり	14～19×40
現状	廃焼却炉設置 済	バックヤード	更地(砂利)
ロジスティクス	狭路、段差、 電線など	問題なし	坂は有るが問 題なし
電気需要先との距離	近	近	近
温熱需要先との距離	近	近	近
ホテル数	多数	2	4
生ゴミ量 t/d	Lowシーズン 10 Highシーズン 20	1 1	4 4
処理地域	クラビ	プーケット	プーケット
処理方法	埋め立て	埋め立て	埋め立て
処理費用 THB/t	1,333	1,300	調査中

### 3.1.3. コベネフィット実現方法及び指標化に関する調査

当該プロジェクトのコベネフィット性の指標化に関する調査として、大気中の環境負荷物資の測定を行った。Phi Phi Island Village では、ディーゼル発電機の排気ガスとオープンポンド上部の大気、Holiday Inn Resort Phi Phi Island ではディーゼル発電機の排気ガスについてガス検知管を用いた測定を行った。分析結果については、各リゾート担当者と協議の上で最終報告書に記載する予定である。



ディーゼル発電機      導入予定サイト      オープンポンド上部  
Phi Phi Island Villages 施設内の大気測定



ディーゼル発電機 導入予定サイト  
 Holiday Inn Resort Phi Phi Island 施設内の大気測定

### 3.2. 第2回現地調査

12月21日～24日にかけて、プラント見積り及び生ごみ・排水分析に関して、現地エンジニアリング会社及びTISTRと打合せを行った(表3.2-1、表3.2-2)。富士電機アドバンステクノロジー清水氏は、今回、見積り用の設計を担当しており、設計の詳細説明のために調査に同行した。

表 3.2-1. 第2回現地調査メンバー

	所属	氏名
(株)KRI	環境・エネルギー技術コンサルティング部	若山 樹
(株)KRI	環境・エネルギー技術コンサルティング部	藤間 義人
(株)富士電機アドバンス テクノロジー	環境・エネルギー開発センター	清水 康次

表 3.2-2. 主なコンタクトパーソン

コンタクト日	12月22日	12月23日
コンタクト機関	現地エンジニアリング会社 PAE (Thailand) Co., Ltd. Ecopros Co., Ltd.	研究機関 TISTR
目的	プラント見積り打合せ	生ごみ・排水分析打合せ
役職1	QHSE Vice President	Researcher
主な氏名1 コンタクト パーソン	Sook Sanan Jotikasthira Supasthien Jotikasthira	Wirachai Soontornrangson
役職2	-	Researcher
氏名2	-	Thanes Utistham

### 3.2.1. プラントコストに関する打合せ

日本側が提出した仕様書を元に Ecopros 社が現地で設計・据付を行った場合のプラントコストの試算を行い、そのドラフトレポートの提示を受けた（表 3.2-3）。現地調達ができない機器もいくつかあったため、それらを日本で調達した場合のコストを概算し、表に加え、概算プラントコストを算出した（表 3.2-4）。尚、このドラフトレポートには輸送コストは含まれていない。最終的な見積りは1月下旬に提示される予定である。

表 3.2-3. プラント見積り(タイ調達のみ)

項目	内訳	金額	
		M THB	M JPY
設備	設備コスト、労賃など	33.6	110.88
配管		5.1	16.83
電装		3.1	10.23
申請など		1.8	5.94
ロジ			
		43.6	143.88
		1 THB=3.3 JPY	

表 3.2-4. プラント見積り(タイ調達+日本調達)

項目	内訳	金額	
		M THB	M JPY
設備	設備費、労賃など	67.7	223.3
配管		5.1	16.8
電装		3.1	10.2
申請など		1.8	5.9
		77.7	256.3
		1 THB=3.3 JPY	



PAE(Thailand)本社



プロジェクトの説明



プロジェクトコスト構造の説明

### 3.2.2. 生ごみ・排水分析

昨年度の結果を元に、TISTRにはリゾートから排出される生ゴミ及び排水の分析を依頼している。今回は、状況の確認及び今後の計画に関して打合せを行った。

生ゴミの分析に関しては、当初リゾートの生ごみ分析のみ行なう予定であったが、本打ち合わせの結果、バンコック市内のホテルから排出される生ゴミの分析も同時に行うこととなった。さらに、タイ国内の生ゴミ分析に関する文献調査も行い、タイにおける多角的な生ゴミ組成の調査を行っていく（表 3.2-5）。

表 3.2-5. 生ごみ組成分析と調査結果イメージ

収集場所名	収集場所特記事項	発生量		T-S	V-S	C	H	N	COD	混入率
		t/d	%							
アイランドビレッジ	サンプルA									
	サンプルB									
ホリデーイン	サンプルA									
	サンプルB									
Aホテル	BKK市内									
Bホテル	BKK市内									
Cホテル	BKK市内									
A文献値										
B文献値										

排水処理に関しては、昨年度の調査結果から処理後のCOD、BOD、流量は判明している（図 3.2-1）。本年度は処理前のCOD、流量、滞留時間を算出し、本システムにおける最適な排水処理方法の検討を行うこととした。分析は1月末に行なう第3回現地調査において実施する予定である。



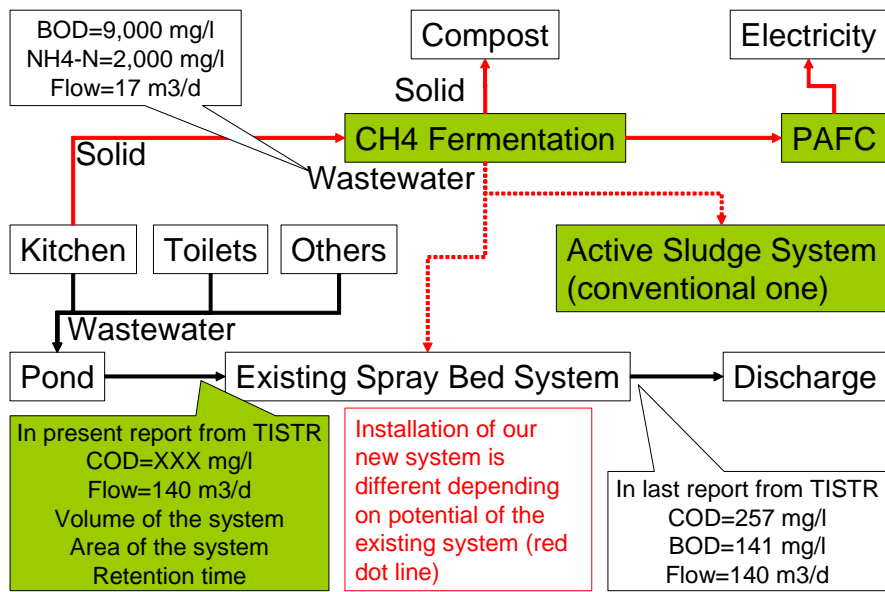


図 3.2-1. 排水処理システムの検討.



生ゴミの組成分析、排水の分析に関する TISTR との打合せ

### 3.3. 第3回現地調査

1月26日～31日にかけて、プラント見積り打ち合わせ、クラビ県知事との会合、クラビ県埋立場の調査、排水分析、オーナーへの調査結果報告、NEDOへのプロジェクト説明のために現地調査を行った（表3.3-1、表3.3-2）。

表 3.3-1. 第3回現地調査メンバー

所属	氏名
(株)KRI 環境・エネルギー技術コンサルティング部	若山 樹
(株)KRI 環境・エネルギー技術コンサルティング部	藤間 義人
悠環境システム研究所(株)	久我 幸史
悠環境システム研究所(株)	柴宮 克彦
(財)地球環境センター 事業部	東 利博
(財)地球環境センター 事業部	元田 智也
TISTR Department of Energy Techno	Wirachai Soontornrangson
TISTR Department of Energy Techno	Thanes Utistham
Ecopros, Co.Ltd.	Supasthien Jotikasthira

表 3.3-2. 調査日程、内容、コンタクトパーソン

コンタクト日	1月26日	1月27日
コンタクト先	現地エンジニアリング会社 PAE (Thailand) Co., Ltd. Ecopros Co., Ltd.	バームプランテーション クラビ埋立場 ビビ島リゾート Andaman Palm Oil - Phi Phi Natural Resort P.P. Erawan Palms Resort
内容	見積り結果に関する協議	バーム工場視察 埋立処理場視察 プロジェクト説明
主な コンタクト パーソン	役職1 QHSE Vice President Director 氏名1 Somchai Srivarat-ashakul Amornchuck Vardhanabhuti 役職2 Senior Vice President 氏名2 Vorachai Sukarom Supasthien Jotikasthira 役職3 氏名3	Managing Director - Group Managing Director Pairat Chenphnengporn - Chanchai Songtrakul General Manager Yuthachai Limchaisawat General Manager Pichai Chaiwongkham

コンタクト日	1月28日	1月29日	1月30日	1月31日	
コンタクト先	ビビ島リゾート クラビ県 Phi Phi Island Village Phi Phi Natural Resort P.P. Erawan Palms Resort Zeavola 県知事	ビビ島リゾート Phi Phi Natural Resort Holiday Inn Resort	ビビ島リゾート Phi Phi Island Village Holiday Inn Resort Phi Phi Natural Resort P.P. Erawan Palms Resort	日本政府機関 NEDO	現地エンジニアリング会社 Ecopros Co., Ltd.
内容	バックヤード調査 プロジェクト説明	バックヤード調査	コスト打合せ	事業化打合せ 見積り結果に関する協議	
主な コンタクト パーソン	役職1 Phi Phi Natural Resort General Manager クラビ県知事 氏名1 Yuthachai Limchaisawat 役職2 P.P. Erawan Palms Resort General Manager 氏名2 Pichai Chaiwongkham 役職3 Zeavola Executive Secretary 氏名3 Manlika Pirunlaong 役職4 Phi Phi Island Village Engineer Consultant 氏名4 Olaf Clamer 役職5 氏名5	P.P. Erawan Palms Resort General Manager Pichai Chaiwongkham Holiday Inn Resort Director of Engineering Phuritt Phantawong	Phi Phi Island Village Senior Deputy Managing Director Chaiyun Trisuvan Phi Phi Island Village Engineer Consultant Olaf Clamer Holiday Inn Resort Director of Engineering Phuritt Phantawong	アジア地域総代表 久木田正次 次長 萬木慶子	Supasthien Jotikasthira

### 3.3.1. PAE タイランド、Ecopros 社打合せ

日本側が提出した仕様書を元に、現地エンジニアリング会社に現地で設計・据付を行った場合のプラントコストの試算を依頼し、その最終見積りの提示を受けた(表3.3-3)。第2回出張時に提示された1次見積り結果に、運送費や旅費などが加わりより詳細な見積りとなった。しかしながら、前回からの懸案事項である現地調達先の見つからない設備に関して進展はなく、結果として設備費としては1次見積り金額と同程度であった。今後もコストダウンに向けて現地調達先の調査を進める。尚、全体の金額としては排水処理設備を加えた結果、1億 THB を超える金額となった。

表 3.3-3. 最終見積り結果

Description	Amount		
	M THB	M JPY	
Equipment and installation	Equipment and labor cost	62.3	205.7
Piping system	Pyping and labor cost	5.1	16.7
Electrical system	Mail power system, etc.	3.1	10.1
Civil work	Building, foundation, etc.	1.7	5.7
Site admin		0.9	3.0
Treatment Plant and Foundation Pad		10.3	34.1
Subtotal		83.4	275.4
Overhead	15%	12.5	41.3
Sub total		98.8	326.2
Travel expenses		0.4	1.2
Logistic		2.8	9.3
<b>Total</b>		<b>102.0</b>	<b>336.6</b>

1 THB=3.3 JPY

### 3.3.2. クラビゴミ処理場視察

クラビ埋立場は、クラビ空港から北西へ約 15 km、アオナン地区から北へ 12 km ほどのところに位置し、その規模はおおよそ 0.6 km×0.4 km 程度である (図 3.3-1)。

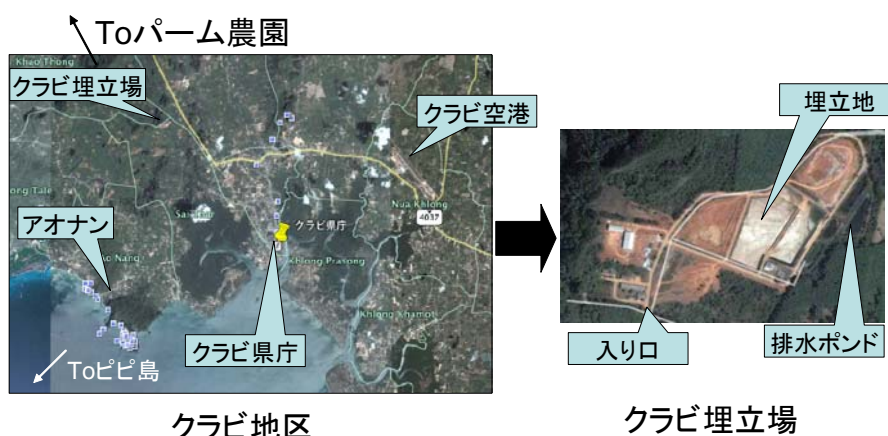


図 3.3-1. クラビ埋立場地図.

場内の管理に関しては、民間が請け負っているプーケット埋立場と比較すると劣るものの、政府管轄の埋立場としては比較的管理されていた。埋立ゴミの上には土が被せら

れ、また埋立ゴミから出る排水に関しては、地下に浸透しないように排水ポンド下部にシートが設置されていた。ただし、排水ポンド後の水処理はなされておらず、自然に蒸発させているのみであり、雨季にはオーバーフローしてしまうという。



### 3.3.3. クラビ県知事との打合せ

ピピ島を治めるクラビ県知事に本プロジェクトの説明を行った（図 3.3-2）。



図 3.3-2. クラビ県庁の場所。

クラビ県の埋立場は、すでに残り数年分の容量しか残っておらず、新たな埋立場を探して入るものの住民の反対などにより難航していると言う。また、ピピ島から排出されるゴミの処分に関しては、高額な輸送コストが県の財政を圧迫しており、解決方法を模索しているところであった。本プロジェクトについて説明したところ、県は金銭的な支援はできないものの、ゴミの量が減少するのであれば大歓迎であり、是非、ピピ島だけでなくその他の離島でも実施して頂きたいという話を頂いた。



クラビ県との打合せ



### 3.3.4. 北部リゾート調査

Phi Phi Natural Resort、Zeabora、P. P. Erawan Palms Resortno 北部3リゾートの調査を行った（図3.3-3）。

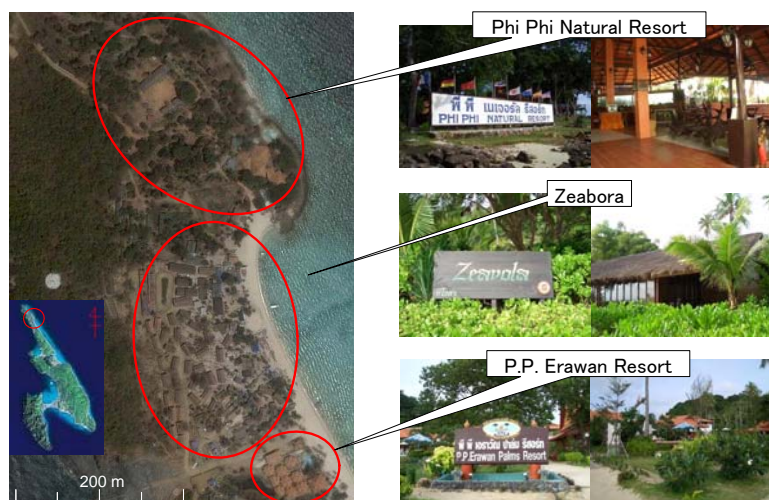


図 3.3-3. 北部3リゾートの位置.

生ゴミに関しては、各リゾートとも分別を行っているものの、実際の分別状況は各リゾートによって異なる。調査中だけでも、分別されたはずの生ゴミ中にプラスチックなどの発酵不適物が混ざっているケースがあった。各リゾートにヒアリングしたところ、リゾートによって差はあるが、10%程度は発酵不適物の混入が見られるようである。一方、プラスチックや紙ゴミに関しては、4,000-6,000 THB/t程度で販売できるため、埋立処分されてしまう生ゴミの分別と比較すると、うまくいっているように思われる。生ゴミに関しても、きっちり分別されている場合は有償で引き取るなどのシステムを構築する必要があるのかもしれない。ゴミの運搬に関しては、各リゾートともに専用船を用いて、週に数回プーケットまで運搬していた（表3.3-4.）。

表 3.3-4. 各リゾートのゴミ処理方法調査

	Phi Phi Island Village	Holiday Inn	Zeavola	P.P. Erawan Palms Resort	Phi Phi Natural Resort
生ゴミ	1,000 kg/day	450 kg/day	400 kg/week	600 kg/day	500 kg/day
発酵不適物 (プラスチック、ビンなど)	200 kg/day	50 kg/day	70 kg/day	200 kg/day	500 kg/day
ゴミの運搬					
ゴミ運搬方法	専用船	専用船	専用船	専用船(Natural Resortと共用)	
ゴミ運搬回数	4回/week	2回/week	2回/week	1回/week	8-10回/month
ゴミ運搬量	2,000 kg/trip	1,600 kg/trip	200 kg/trip	1,000 kg/trip	1,000 kg/trip
燃費	160 L/trip (80km)	2,000THB/trip	6,000 THB/trip	200 L/trip	180 L/trip
	0.50 km/L			0.40 km/L	0.44 km/L
ゴミ運搬船のコスト (THB/month)		16,000-20,000	48,000	29,000 - 32,000	

### 3.3.5. 排水処理分析

各リゾートの排水処理前後のCOD値を簡易分析装置を用いて測定した（表3.3-5）。ピピアイランドビレッジに関しては、既存の排水処理設備によって500 mg/LのCODが50 mg/Lまで落ちており、比較的処理されていることが分かった。

表 3.3-5. 排水 COD 分析結果

リゾート	場所	流入量 t/d	COD (mg/L)		備考
			influent	effluent	
本プロジェクト試算	発酵残渣	14.63	-	60(BOD)	排水処理あり
			-	2,300(BOD)	排水処理なし
Phi Phi Island Village	雑排水	140	500	50	本調査
			-	257(COD)	TISTR分析値
Holiday Inn Resort	キッチン排水		500	200	本調査
			2,975(BOD)	395(BOD)	リゾート分析値
P. P. Erawan Palms Resrot	雑排水		-	500	本調査
Phi Phi Natural Resort	キッチン排水		1,000以上	1,000以上	本調査

ピピアイランドビレッジにおいて、本プロジェクト実施を実施した場合のCOD値の変化を試算した。新規の排水処理設備を設置するケースであれば、COD値は500 mg/Lが458 mg/Lに、設置しないケースであれば500 mg/Lが670 mg/Lになると予想された。よって、今回は地下水への影響を鑑み、新規の排水処理設備を設置する方向で検討することとした（表3.3-6）。

表 3.3-6. プロジェクト実施後のCOD値試算

排水処理設備	水量	有機物量	流入COD値	
	t/d	g	mg/L	
プロジェクト実施前	-	140	70,000	500
プロジェクト実施後	あり	155	70,878	458
	なし		103,649	670

### 3.3.6. リゾートへの調査結果報告

各リゾートへ本年度調査結果報告を行い、プロジェクト実現のための意見交換を行った。プロジェクト実施サイトに関しては、満場一致でピピアイランドビレッジに決定した。以下にリゾートからのコメントを記載する。

- ピピ島のリゾートは自然を売って商売しているため、環境にやさしい技術には非常に興味があり、このプロジェクトにも関心がある。
- ホテルのお客さんの多くは西洋人である。彼らは匂いや景観を非常に気にする。生ご

- みを収集する際には、そのような点が問題とならないような方法を考えてもらいたい（現在は夜間にごみの運搬を行っている）。
- ごみを毎日 6.6 t 集める必要があるが、それはホテルのビジネスとは関係ない話である。ホテルビジネスの負担にならないやり方を考えてもらいたい。
  - 現在でも分別は行っているが、完全にはできていない。完全に分別する必要がある場合は、生ごみと異物を分別するような機械も導入してほしい。
  - 初期投資を先進国側に負担してもらっても、タイ側では運転管理費・メンテナンス費を捻出することは難しい。これまでもその費用が捻出できずに、廃墟となってしまった設備は数多くある。このプロジェクトを実施する際は、運転管理費・メンテナンス費をどのように調達するのかも明確にして欲しい。
  - 最終的なメリットとリスクを各リゾートでどのように配分するのか、明確にして欲しい。
  - 以上の点をクリアにしてくれれば、必要な費用を準備するつもりである。

#### 第4章 燃料電池（PAFC）によるバイオマス発電システムの検討

本章では、ピピ・ドーン島のリゾート施設で発生する生ゴミなどのバイオマスを生産の燃料電池エネルギー化するバイオマス発電システム（プラント設備）の検討を行う。プラント設備は、バイオマスをバイオガス化するメタン発酵設備と、得られたエネルギーを電力に変換するりん酸形燃料電池（PAFC）設備に大別される（図4-1）。

メタン発酵設備は、国内外で導入実績が多い、湿式のメタン発酵設備について検討を行う。また、バイオガスを電力に変換するPAFCは、上市されている国産燃料電池について検討を行う。

なお、当該プラント設備では、使用するバイオマスとして、リゾート施設の厨房から排出される生ゴミや、厨房やトイレなどから排出される有機性廃水を想定し、当該設備から排出される固形分（余剰汚泥など）をリゾート内に既設堆肥化設備で堆肥化（リゾート内で消費する花卉類栽培圃場へ還元）し、同じく排出される液体分は液肥としての利用もしくは既設や新設の廃水処理設備で処理することを想定している。また、メタン発酵に必要な希釈水（淡水）は、リゾートから排出される有機廃水を利用することを想定している。

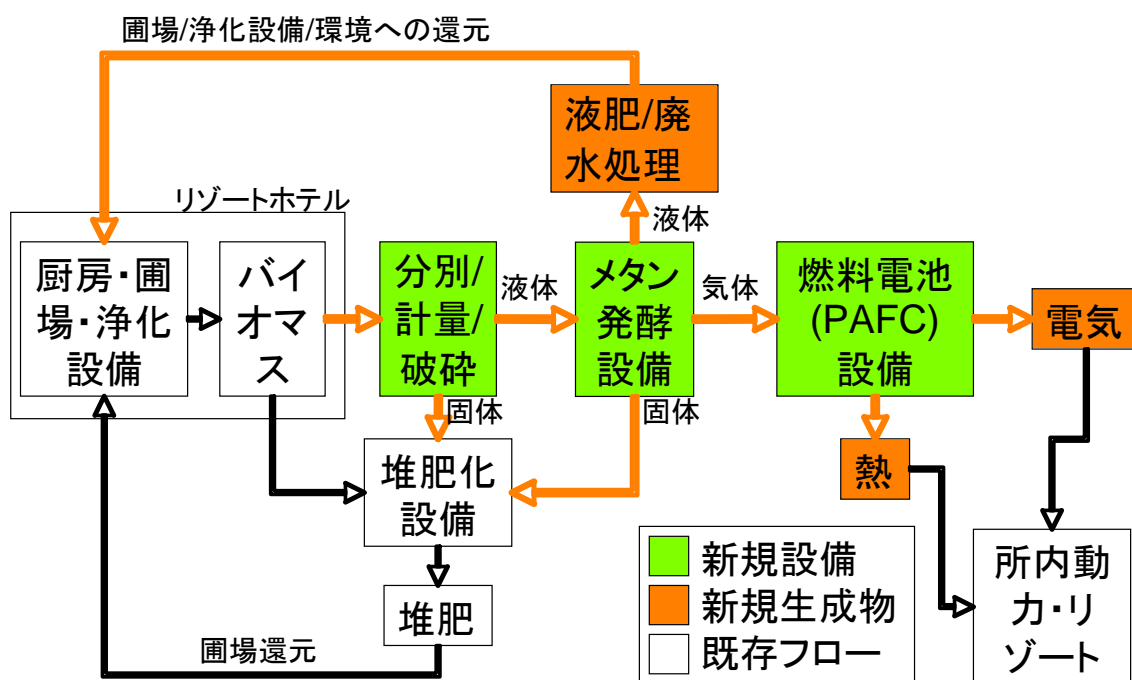


図4-1. バイオマス発電システム(プラント設備)の物質フロー。

バイオマスシステム（プラント設備）の導入は、ピピ・ドーン島リゾートに賦存するバイオマス資源を総合的に利活用することによって、エネルギー、有機資源、淡水資源などが持続的に循環する環境調和型循環社会の構築を可能とする。最終的には、リゾート施設などの観光産業の振興、島及びリゾート施設の発電コストや環境負荷物資の発生量の低減、淡水資源の品質確保などが可能となり、安定したリゾート施設運営や島民生活の維持が可



能となると思われる。

現在、ピピ・ドーン島には年間十数万人の観光客が訪れるが、空気以外のほとんどの生活必需品を島外からの輸送に頼っている。淡水は海水の脱塩処理や雨水の浄化処理をしているが、電力は、重油を島外から輸送し、ディーゼル発電機による自家発電、ガスは、ガスポンプを島外から海上輸送し使用している。逆に、リゾート施設などから排出される生ゴミなどは、クラビ県もしくはプーケット島まで海上輸送されて埋め立て処理される。また、リゾート施設などから排出されるし尿や生活雑排水は、散水濾床や簡易浄水槽などの簡易処理後に地下浸透し、白い砂浜を汚染する原因となっている。よって、島において社会生活を維持するには、何らかの形で大気、水圏、土壌などへ負の影響を与える環境負荷物質の発生に寄与せざるを得ない状況にある（図4-2）。

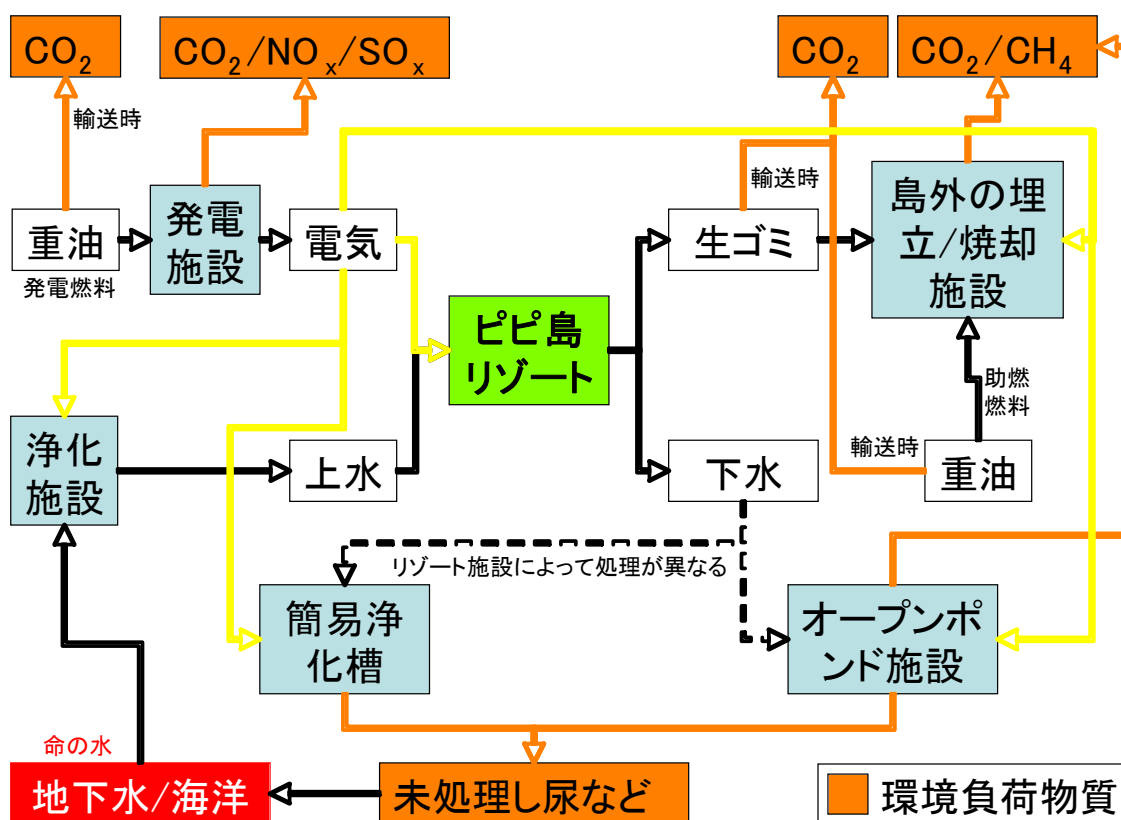
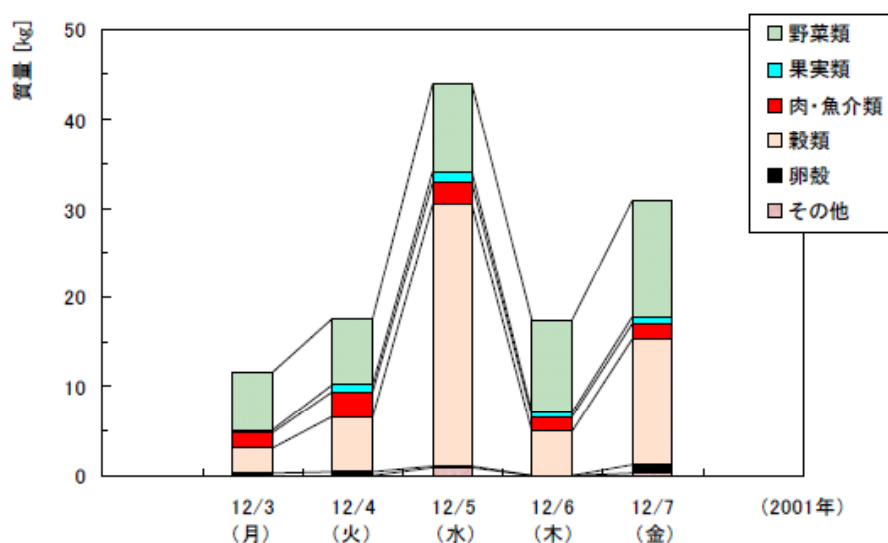


図4-2. ピピ・ドーン島リゾートにおける環境負荷物質の発生源.

#### 4.1. 利用するバイオマスの検討

当該燃料電池 (PAFC) によるバイオマス発電システムでは、使用するバイオマスとして、リゾート施設の厨房から排出される生ゴミや、厨房やトイレなどから排出される有機性廃水を想定している。しかし、生ゴミや有機性廃水は、一般に発生量や組成などの性状が、排出源、地域、季節などによって大きく変化することが知られており、その再現性は無いに等しいと判断されていることが多い。排出源や排出源を構成する年齢層や男女比が比較

的一定の社員食堂（三機工業（株））であっても、生ゴミの発生量や組成が大きく変動する



ことが知られている（図 4.1-1）。

図 4.1-1. 事業系生ゴミの組成変動.

表 4.1-1. 国内に導入されている生ゴミを利用したメタン発酵設備能力

バイオマス	メタン発酵 温度	処理量 t/d	バイオガス量	
			Nm <sup>3</sup> /t	Nm <sup>3</sup> /d
生ごみ	中温発酵	0.5	450	225
		1.0	150	150
		3.4	241	820
		5.0	145	726
		6.6	60	394
		7.2	11	80
		0.1	108	7
	高温発酵	0.3	53	16
		0.3	213	64
		2.0	160	320
		2.4	137	329
		3.0	125	375
		3.0	125	375
		4.3	267	1,150
9.0	167	1,500		
9.3	173	1,608		
10.0	74	735		
11.7	208	2,433		
13.0	139	1,810		

NEDOバイオマスハンドブックなどからKRI作成

また、生ゴミの組成が一定しないことなどより、メタン発酵により得られるバイオガスの量も様々である（表 4.1-1）。これら生ゴミの特性に由来する課題については、昨年度調査においても検討委員会から指摘を受けている。

そこで、当該システムを導入する事を想定しているリゾート施設から排出される生ゴミや有機性廃水の組成分析を試みた。尚、これらの組成分析は、通年の組成を明らかにすることよりも、メタン発酵設備の設計検討のための基礎情報を得ることを目的としている。

#### 4.1.1. 生ゴミの検討

当該システムの導入を想定しているのは、昨年度調査を実施したピピ・アイランド・ビレッジ・リゾート、ホリデー・イン・リゾート・ピピアイランド、クラビ県所有ごみ焼却場跡地の3カ所である（表 4.1-2）。この内、ごみ焼却場跡地は、多数のホテルからの生ゴミ収集となることが予想されるので、前2リゾート施設から排出される生ゴミを検討することとした。

表 4.1-2. 導入を想定しているリゾート施設など

導入候補地域	トンサイ地区	ローバゴ湾	トン岬周辺
候補地	クラビ県所有ごみ焼却炉跡	Phi Phi Island Village Resort敷地内	Holiday Inn Resort Phi Phi Island敷地内
候補地所有者	クラビ県	同ホテル	同ホテル
使用可能敷地エリア m	17×25	十分な広さあり	14～19×40
現状	廃焼却炉設置済	バックヤード	更地(砂利)
ロジスティクス	狭路、段差、電線など	問題なし	坂は有るが問題なし
電気需要先との距離	近	近	近
温熱需要先との距離	近	近	近
ホテル数	多数	2	4
生ゴミ量 t/d	Lowシーズン 10 Highシーズン 20	1 1	4 4
処理地域	クラビ	プーケット	プーケット
処理方法	埋め立て	埋め立て	埋め立て
処理費用 THB/t	1,333	1,800	調査中

分析する生ゴミは、両リゾートホテル担当者によってサンプリングされ、当該PJの外注先である TISTR に送付される。送付された生ゴミは、TISTR の分析センターにおいて、発生量、T-S (Total Solid, 総)、V-S (Volatile Solid, 揮発性)、C (Carbon, 炭素)、H (Hydrogen, 水素)、N (Nitrogen, 窒素)、COD (Chemical Oxygen Demand, 化学的酸素量給料)、異物(紙、金属、木材、プラスチックなどのメタン発酵不適物)の混入量の分析を試みた。また、生ゴミ組成の追加情報として、バンコック市内のホテルの厨房から排出

される生ゴミの組成分析や文献値の収集についても実施した。ホテルの選定は、サンプル生ゴミの輸送時における劣化を防ぐ為に、TISTER の研究所の周囲 15 km 四方のエリアとし、3つのホテルを選定した（表 4. 1-3）。

表 4.1-3. 生ゴミのサンプルを収集したバンコク市内のホテル

Name	Address	Phone	Fax	Email	Grade	Rooms
Sofitel Centara Grand Bangkok Hotel	1695 Phahonyothin Rd., Chatuchak, Bangkok 10900, Thailand	+66-0-2541-1234	+66-0-2541-1087	scgb@chr.co.th	5-star	607
Maruay Garden Hotel	1 Phaholyothin Rd., Ladyao, Chatuchak, Bangkok 10900, Thailand	+66-2-561-0510-47	+66-2-561-0549, 579-1182	info@maruaygardenhôtel.com	3-star	315
KU Home	50, Mu 3, Kasetsart University, Ngamwongwan Road, Ladyao, Chatuchak, Bangkok 10900, Thailand	+66-0-2579-0010-5	+66-0-2579-9292	info@kuhome-greenery.com	2.5-star	100

バンコック市内の大部分のホテルでは、あらかじめ生ゴミホテル内で収集し、リサイクルプラスチック袋（図 4. 1-2）に入れて都市ごみ（MSW）として、毎日トラックで回収されているのが一般的である（図 4. 1-3）。



図 4.1-2. 事前回収されるホテル由来の生ごみなど。



図 4.1-3. 代表的な都市ゴミ回収トラック.

生ゴミの組成分析のためのサンプルは、各ホテルにより事前回収され袋詰めされたものからランダムに選択した。2つのゴミ袋を各ホテルの生ゴミから抽出し、TISTR に運ばれ、分析に供された。

各ゴミ袋は、腐敗を避ける為に、TISTER に到着次第、全量を計量し、有機物と無機物のグループに分類し、各々を計量した (図 4.1-4)。無機グループは、プラスチックや金属などメタン発酵の不適合物である (図 4.1-5)。生ゴミとして得られたサンプルの全てにおいて、厳密な分別は実施されておらず様々な不適合物が混入していた (図 4.1-6、図 4.1-7)。



図 4.1-4. 生ゴミサンプルの計量.





図 4.1-5. 生ゴミサンプルの全容.



図 4.1-6. 分別生ゴミサンプル中の発酵不適物.



図 4.1-7. 分別生ゴミサンプル中の有機物.

生ゴミサンプル中の有機物は、スラリー化し（図 4.1-8）、数日間屋外で空気乾燥させた後、組成分析を行うために、顆粒状に調整した（図 4.1-9）。



図 4.1-8. 生ゴミの有機物サンプルのスラリー化。



図 4.1-9. 顆粒状にした生ゴミの有機物サンプル。

有機物のサンプルは、炭素 (C)、水素 (H)、窒素 (N)、の含有量、蒸発残留物 (T-S)、水分を含む揮発性物質 (V-S) および化学的酸素要求量 (COD) の含有量を各々分析した（図 4.1-10、表 4.1-4、表 4.1-5）。分析においては、有機物の分析は ASTM D 3172、組成分析は ASTM D 5373、熱量分析は ASTM D 5865、COD Cr は APHA-AWWA-WPCF の公定法に従い、計量証明書を発行した。

なお、皮皮島リゾートからの生ゴミは、成分に偏りが多かった且つ移送中の腐敗が進んでいたため、分析には供することが出来なかった。そこで、生ゴミを収集したバンコク市内のホテルにおけるレストランの種類、メニュー、宿泊数や生ゴミの写真などをリゾートに送付し、差異が有るか確認して貰い、差異が無いことが確認されたので、プラント設計に用いる生ゴミの分析値は、バンコク市内ホテルを情報ソースとした。



図 4.1-10. 生ゴミの分析に供した分析機器機  
(上段: 含水率測定用のオーブン、デシケーター、下段: 立管オーブン、C-H-N 分析装置)



表 4.1-4. 各リゾートホテルから排出される生ゴミの組成分析-1

Sources	Sofitel Centara Grand Bangkok Hotel			Maruay Garden Hotel			KU Home		
	Air dried	As. received	Moisture free	Air dried	As. received	Moisture free	Air dried	As. received	Moisture free
<b>Proximate Analysis</b>									
Moisture %	6.746	89.602	-	10.439	90.596	-	6.387	90.657	-
Volatile %	69.976	7.802	75.038	64.785	6.802	72.336	64.554	6.442	68.958
Fixed carbon %	13.533	1.509	14.512	17.884	1.878	19.969	12.942	1.292	13.825
Ash %	9.745	1.087	10.45	6.892	0.724	7.695	16.117	1.608	17.217
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Ultimate Analysis</b>									
Hydrogen %	6.56	10.604	6.231	6.49	10.626	5.951	6.01	10.602	5.662
Carbon %	41.1	4.583	44.073	38	3.99	42.429	37.2	3.713	39.738
Nitrogen %	0.893	0.1	0.958	0.268	0.028	0.299	1.352	0.135	1.444
Oxygen %	41.702	86.628	38.288	48.35	84.632	43.625	39.321	83.942	35.939
Sulfur %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ash %	9.745	1.087	10.45	6.892	0.724	7.695	16.117	1.608	17.217
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Heating value</b>									
Gross kcal/kg	4,064.63	453.21	4,358.67	3,661.44	384.45	4,088.21	3,639.99	363.27	3,888.34
Net kcal/kg	3,732.17	416.14	4,002.15	3,332.53	349.92	3,720.96	3,335.40	332.87	3,562.97

表 4.1-5. 各リゾートホテルから排出される生ゴミの組成分析-2

Item	Sofitel Centara Grand Bangkok Hotel		Maruay Garden Hotel		KU Home	
	kg	%	kg	%	kg	%
<b>Physical Composition</b>						
Plastic	0.50	1.27	0.20	1.43	1.70	6.67
Paper	1.00	2.54	0.00	0.00	0.60	2.35
Glass & Metal	0.25	0.63	0.00	0.00	0.50	1.96
Organic waste	37.65	95.56	13.80	98.57	22.70	89.02
Total	39.40	100.00	14.00	100.00	25.50	100.00
<b>COD Cr</b>						
g/kg	1552		1197		1039	
g/kg dry wt.	1423		1053		951	
%wt./wt.	8.29		12.02		8.46	

#### 4.1.2. 有機性廃水の検討

4.1.1. と同様に、2つのリゾート施設から排出される有機性廃水を検討することとした。

分析する有機性廃水は、現地調査の際、両リゾートホテル担当者によってサンプリングされ、現地において簡易分析（柴田科学（株）、簡易水質検査キット、“Simple Pack”）を TISTR 担当者と KRI 担当者で実施した。分析項目は、簡易処理設備（散水ろ床、簡易淨化槽）の流入口と流出口において、COD、亜硝酸(NO<sub>2</sub><sup>-</sup>)、アンモニウム(NH<sub>4</sub><sup>+</sup>)、リン酸(PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>)

である（表 4.1-6）。

表 4.1-6. 各リゾートホテルから排出される生ゴミの組成分

Items	Unit	Phi Phi Island Village			Holiday Inn Phi Phi Island		
		Number	Inlet	Outlet	Number	Inlet	Outlet
COD	mg/L	1	500	50	1	500	200
		2	500	50	2	500	200
NH3-N	mg/L	1	10	5	1	N.D.	20
		2	10	5	2	-	-
PO4-P	mg/L	1	0.5	5	1	2	N.D.
		2	0.5	5	2	-	-
NO3-N	mg/L	1	-	0.2	1	0.05	N.D.
		2	-	0.2	2	-	-

#### 4.2. バイオマス発電システムの検討

バイオマス発電システム（プラント設備）は、バイオマスをバイオガス化するメタン発酵設備と、得られたエネルギーを電力に変換するりん酸形燃料電池（PAFC）設備に大別される（図 4-1）。

ピピ・ドーン島のリゾート施設へ当該プラント設備を導入する際には、導入地域の特性に適したシステムにするべく検討が必要である。

##### 4.2.1. メタン発酵設備の検討

湿式のメタン発酵設備は、国内外において導入事例が多く、技術的には完成している。しかし、導入を想定しているピピ島は、南海の離島リゾートであるため、乾季・雨季がある高温多湿である、淡水資源に制限がある、廃棄物処理のコストが高い、ロジスティクスの制限などの制約条件を満足させなくてはならない。また、数ある国内メタン発酵メーカーの中でも海外への技術輸出が可能な企業でなくてはならない。

そこで、これらの条件を満たし、当該PJの外注先でもある企業に設計を依頼した。また、現地調査において、導入想定リゾートがフル出力での運転を希望していることから、相当規模の設計とした。

当該メタン発酵設備のマテリアルフローは上図のとなり、PAFCのフル出力運転（所内動力消費分は除く）をする場合、約6.6 t/dの生ゴミを収集する必要があることが解った（図 4.2-1、表 4.2-1）。

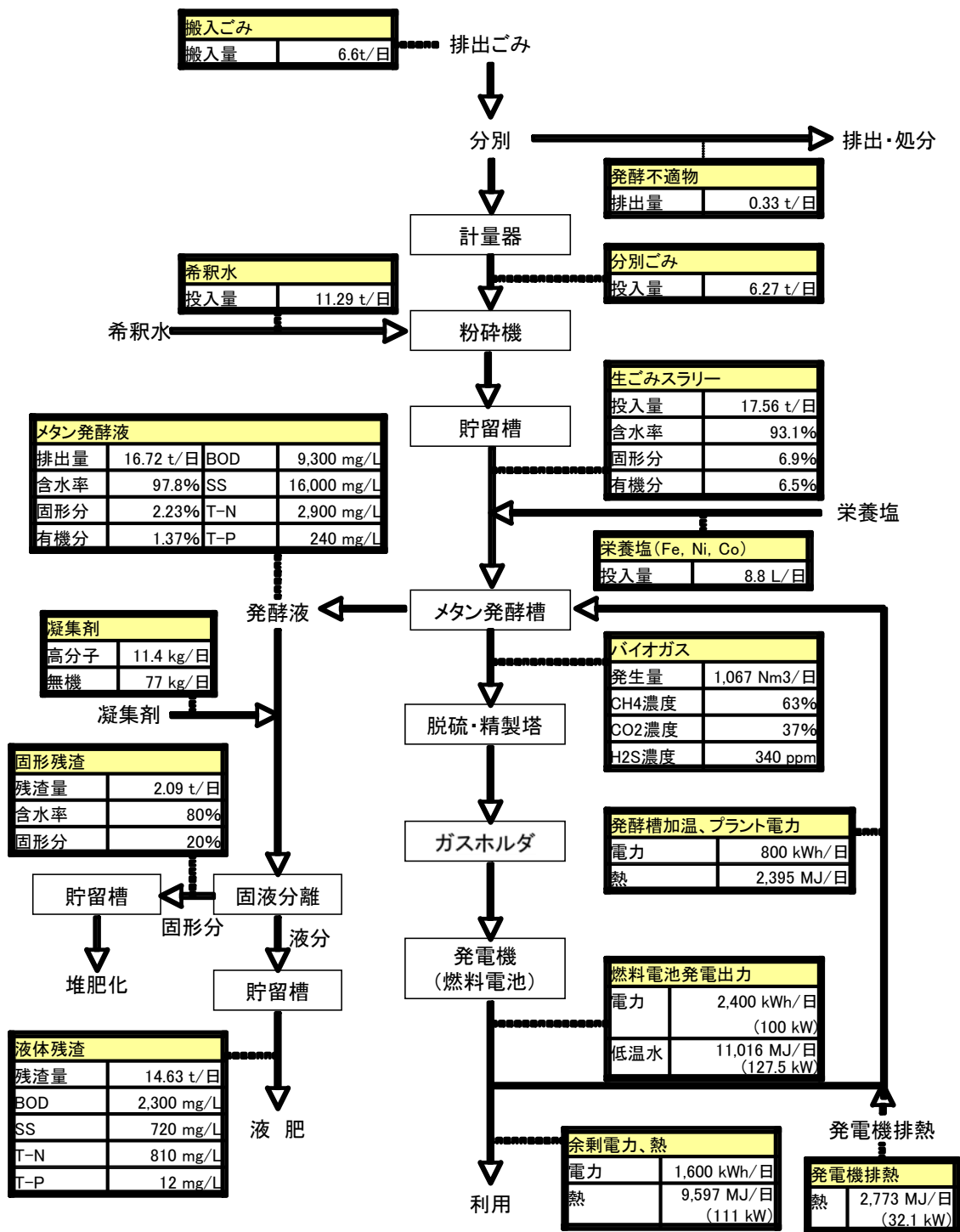


図 4.2-1. PAFC によるバイオマス発電システムのマテリアルフロー。

表 4.2-1. PAFC によるバイオマス発電システムのマテリアルフロー仕様

No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
流体	生ゴミ	希釈水	スラリー	発酵残渣	バイオガス	精製バイオガス	脱水ケーキ	脱水	高分子凝集剤	無機凝集剤	熱水	メタン発酵槽循環	循環水	栄養塩類	廃水	余剰汚泥	曝気流量
流量	6.27 t/d	11.29 t/d	17.56 t/d	16.72 t/d	1,067 Nm <sup>3</sup> /d	1,067 Nm <sup>3</sup> /d	2.1 t/d	16.13 t/d	11.8 kg/d	80 kg/d	6.0 t/h	80.0 t/h	18.4 t/h	8.8 L/d	13.1 L/d	15 t/d	194 m <sup>3</sup> /d
組成	Water: 81%	Open pond effluent	Water: 93.1%	Water: 97.8%	CH <sub>4</sub> : 63%	CH <sub>4</sub> : 63%	Water: 80%	BOD: 2.3 g/L	0.2%溶液	40%ポリ硫酸鉄溶液	PAFC 排熱	Water: 97.8%	中温水	FeCl <sub>2</sub>	BOD: 60 mg/L	Water: 99.1%	O <sub>2</sub> 21%
	TS: 19.3%		TS: 6.9%	TS: 2.23%	CO <sub>2</sub> : 37%	CO <sub>2</sub> : 37%		SS: 0.72 g/L			(Hot water)	TS: 2.23%		NiCl <sub>2</sub>	SS: 0.1 g/L	TS: 0.9%	N <sub>2</sub> 79%
	VS: 18.3%		VS: 6.5%	VS: 1.37%	H <sub>2</sub> S: 340ppm	H <sub>2</sub> S: <0.5ppm		T-N: 0.81 g/L				VS: 1.37%		CoCl <sub>2</sub>	T-N: 0.05 g/L		
	COD: 425 g/kg		COD: 152 g/L	BOD: 9.3g/L				T-P: 0.01 g/L				BOD: 9.3 g/L			T-P: 0.01 g/L		
温度	常温	←	←	←	55°C	常温	←	←	←	←	58.3°C	54.9°C	60°C	常温	←	←	←
圧力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
特記事項	固体	-	連続投入	連続排出	-	-	-	随時運転	←	←	-	-	-	-	-	-	-

また、機器の設置面積は、17 m×25.5 m となり、想定導入サイト（表 4.1-2）のいずれの場所にも設置可能であることが解った（図 4.2-2）。

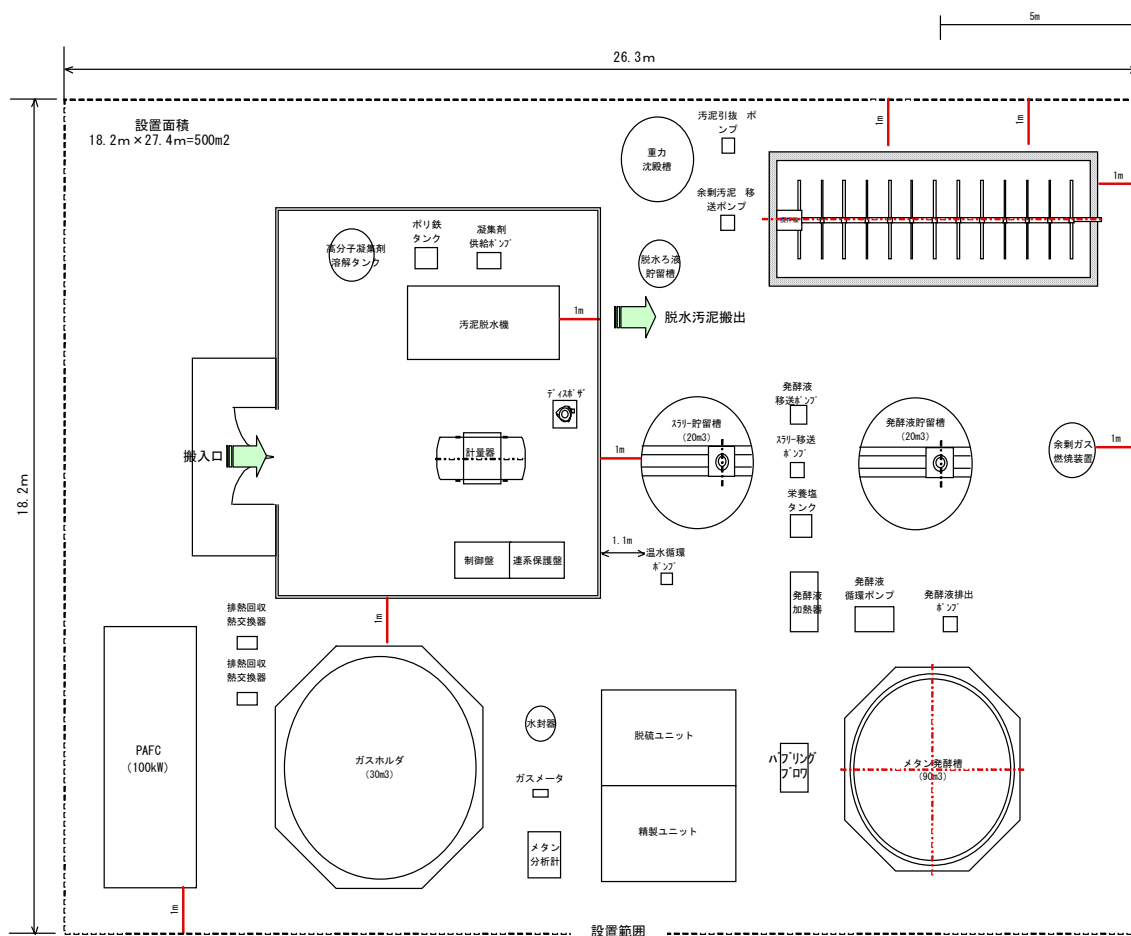


図 4.2-2. PAFC によるバイオマス発電システムの配置図.

表 4.2-2. PAFC によるバイオマス発電システムの主要機器

No.	機器名称	型式・仕様	外形寸法 幅×奥行×高さmm	重量 kg	運転重量 kg	電源容量 kW	負荷率 %	稼動時間 h	消費電力 kWh/d
1	生ごみ計量器	スロープ付き台はかり、KM-D-LP-600K-1212(秤量600 kg、目盛り0.2 kg)	2,420×1,444×160	—	—	—	—	—	—
2	生ごみ粉碎機 (ディスボージャー)	MODEL WK5000-3、処理能力:最大50 kg/min	600×600×850	113	218	3.7	100	2.0	7.40
3	スラリー貯留槽	貯留容量:20 m <sup>3</sup> 、ポリエチレン樹脂製(攪拌機取付架台付A型タンク)	φ2,890×4,050	965	18,725	—	—	—	—
4	スラリー貯留槽攪拌機	型式:TFCC-0753-10(全閉外扇屋外型INVモータ、4枚パドル×2段、回転数~70 min <sup>-1</sup> )	φ1100×5,000	550	550	5.50	100	24	132
5	スラリー移送ポンプ	一軸偏心ネジ型ポンプ NYT29(0.25~2.0 m <sup>3</sup> /h)	400×400×1200	61	61	0.8	80	24	14.4
6	栄養塩ポンプ・タンク	薬液タンク:CT-U120N(容量110 L) ポンプ:電磁定量ポンプEK-B10VC-20JR4	500×500×800	18	120	0.02	100	24	0.48
7	メタン発酵槽	材質:SS400、外面:フタル酸樹脂塗装、内面:塗装なし	φ4,000×9,200	11,300	99,100	—	—	—	—
8	発酵液循環ポンプ	型式:6SMZ1-LB(吐出力~156 m <sup>3</sup> /h)	1000×550×834	461	516	18.5	80	24	355
9	発酵液加熱器 (熱交換器)	スバイラル式熱交換器(交換熱量:32.1 kW(27,401 kcal/h)、伝熱面積:9 m <sup>2</sup> )	1,320×690×1,760	1,200	1,400	—	—	—	—
10	バブリングブロウ	ルーツブロウ BS80GE(吐圧60 kPa、吐出力2.66 m <sup>3</sup> /min)	1,067×694×1,470	217	217	5.0	75	12	45.0
11	温水循環ポンプ	LPD型ラインポンプ 50LPD51.5A(吐出力~24m <sup>3</sup> /h)	310×271×408	31	31	1.50	80	24	28.8
12	排熱回収熱交換器	プレート式熱交換器	350×495×857	400	400	—	—	—	—
13	脱硫・精製塔	脱硫:鉄系脱硫触媒 精製:活性炭	6,890×2,120×3,000	450	3,170	—	—	—	—
14	水封器	材質:SUS304	φ770×930	170	403	—	—	—	—
15	ガスホルダー	ダブルメンブレン式ガスホルダー 貯留容量:30 m <sup>3</sup>	φ4,900×3,650	—	—	0.75	100	24	18
16	余剰ガス燃焼装置	最大燃焼量:40 Nm <sup>3</sup> /h	2,000×2,000×3,500	1,400	1,400	0.75	100	0	0.0
17	燃料電池	りん酸形燃料電池	2,330×5,730×3,600	15,000	15,000	—	—	—	—
18	発酵液排出ポンプ	一軸偏心ネジ型ポンプ NYT29(0.25~2.0 m <sup>3</sup> /h)	400×400×1200	61	61	0.75	80	24	14.4
19	発酵液貯留槽	貯留容量:20 m <sup>3</sup> 、ポリエチレン樹脂製(攪拌機取付架台付A型タンク)	φ2,890×4,050	965	18,725	—	—	—	—
20	発酵液貯留槽攪拌機	型式:TFCC-0753-10(全閉外扇屋外型INVモータ、4枚パドル×2段、回転数~70 min <sup>-1</sup> )	φ1100×5,000	550	550	5.5	100	24	132
21	発酵液移送ポンプ	一軸偏心ネジ型ポンプ、NYT30(0.45~3.0 m <sup>3</sup> /h)	400×400×1,200	67	67	0.75	60	5	2.25
22	高分子凝集剤溶解タンク	貯留容量:1 m <sup>3</sup> 、ポリエチレン樹脂製(攪拌機取付架台付N型タンク)	φ1,140×1,369	85	1,085	—	—	—	—
23	凝集剤溶解タンク攪拌機	型式:TFM-004(全閉外扇屋外型INVモータ、2枚パドル×2段、回転数~75 min <sup>-1</sup> )	φ250×1,953	47	47	0.4	100	6	2.40
24	高分子凝集剤供給ポンプ	直動ダイヤフラム型定量ポンプLK-B64、吐出力18.4 L/min、吐出圧力0.5 MPa	594×350×594	98	98	0.8	100	5	3.75
25	ポリ鉄ポンプ・タンク	薬液タンク:CT-U120N(容量110 L) ポンプ:電磁定量ポンプEK-C30VC-20JR4	500×500×800	18	120	0.02	100	24	0.48
26	汚泥脱水機	EC型ヴァールト脱水機 ES303 標準処理量:~90 kg-DS/h	3,875×1,590×1,620	1,880	2,080	2.15	100	5	10.75
27	脱水ケーキ移送コンベア						80	5	
28	脱水ろ液一次貯留槽	貯留容量:1 m <sup>3</sup> ポリエチレン樹脂製(A型タンク)	φ1,060×1,440	65	1,065	—	—	—	—
29	脱水ろ液移送ポンプ	水中ハイスピンポンプ 40PUA2.25 全揚程4.0 m、吐出力0.13 m <sup>3</sup> /min	236×162×349	6	6	0.3	20	5	0.25
30	連系保護盤	自立閉鎖形	1,400×800×2,300	600	600	—	—	—	—
31	制御盤	自立閉鎖形	1,400×800×2,300	600	600	1.0	100	24	24
32	圧力計	圧カトランスミッターKH31-133、圧レンジ0~10 kPa、出力4~20 mADC	220×118×220	3	3	—	—	—	—
33	ガスメータ	ルーツメータ 11C Capacity:31 m <sup>3</sup> /h	404×153×172	9	9	—	—	—	—
34	メタンガス分析計	非分散形赤外線式メタンガス分析計 GASRACK-Z	815×1,000×1,800	350	350	0.1	100	24	2.40
35	間欠曝気槽	コンクリート製角型槽	8,400×2,900×4,200	53,550	113,550	—	—	—	—
36	散気管	キャリオックス散気管 750 L	φ67×784	—	—	—	—	—	—
37	ブロウ	BS80	1,067×550×1,572	217	217	4.6	100	12	55.2
38	汚泥引抜ポンプ	一軸偏心ネジ型ポンプ NYT30(0.45~3.0 m <sup>3</sup> /h)	400×400×1,200	67	67	0.75	60	5	2.25
39	重力沈殿槽	SUS304製円筒容器	φ1,850×3,920	410	4,070	—	—	—	—
40	余剰汚泥移送ポンプ	一軸偏心ネジ型ポンプ NYT30(0.45~3.0 m <sup>3</sup> /h)	400×400×1,200	67	67	0.75	60	5	2.25
	計			92,051	284,747	54	—	—	853.7

表 4.2-3. PAFC によるバイオマス発電システムの熱需要

	単位		備考
生ごみスラリー量	t/d	17.56	6.27 t/d×2.8倍希釈
TS濃度	%	6.9	生ごみ含水率80.7%
スラリー温度	°C	25	ピピ島の平均気温:27~36°C
バイオガス量原単位	m <sup>3</sup> N/t-ごみ	170	実証試験での平均値
ガス発生量	m <sup>3</sup> /d	1,067	
発電量	kW	100	100 kW-PAFC燃料消費量:44.8 m <sup>3</sup> N/h
100 kW-PAFC台数	台	1	
消化槽 大きさ 計算	消化槽有効容積	m <sup>3</sup>	90.8
	消化槽内径	m	φ4.0
	ドラフトチューブ径	m	1.2
	ドラフトチューブ長	m	5.69
	ドラフトチューブから液面までの距離	m	0.53
	ドラフトチューブから底面までの距離	m	1.01
	液面から発酵槽フタまでの距離	m	0.90
	消化槽高さ	m	8.1
L/D		2.03	
消化槽 加温 計算	発酵槽内流体温度	°C	55
	発酵槽寸法		4.0 m φ × 8.12 mH
	平均外気温	°C	27
	断熱材熱伝導率	W/m/K	0.034
	断熱材施工厚さ	mm	100
	槽内流体から内壁への熱伝達係数	W/m <sup>2</sup> /K	5.8
	外表面から周辺空気への熱伝達係数	W/m <sup>2</sup> /K	15
	総括熱伝達係数	W/m <sup>2</sup> /K	0.314
	発酵槽表面積	m <sup>2</sup>	127.1
	発酵槽放熱	MJ/d	96.7
	生ごみスラリー比熱	kJ/kg/K	4.18
生ごみスラリー加温熱量	MJ/d	2,202	
発酵槽加温熱量	MJ/d	2,395	≒27.7 kW

当該システムを構成する主要機器は、40 となり（表 4.2-2）、メタン発酵槽の加温に必要な熱需要は約 2,400 MJ/d である（表 4.2-3）。

#### 4.2.2. 燃料電池（PAFC）の検討

燃料電池は、基本的に水素と酸素を電気化学的に反応させて電力を発生させるため、熱機関に存在する燃焼過程が存在しない。よって、燃料電池では、設備から排出されるのは水だけであり、燃焼に伴う高温状態で発生する窒素酸化物の発生はほとんどなく、極めてクリーンな発電設備である。また、エンジンなどの内燃機関で見られる爆発現象はなく、騒音、振動の原因となる大型の回転機器、可動部分もないので静かな発電装置である。

燃料電池には、使用する電解質により、りん酸形（Phosphoric Acid Fuel Cells, PAFC）、熔融炭酸塩形（Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC）、固体高分子形（Polymer Electrolyte Fuel Cell, PEFC）、固体酸化物形（Solid Oxide Fuel Cell, SOFC）などに分類され、我が国においても各々開発が進められている。

これらの燃料電池の中でも PAFC が最も先行して商用化されている。米国 UTC 社と（株）東芝の合弁会社である IFC 社（現 UTCFC 社）によって 200 kW 商用機（PC-25C）の出荷が

1995年から開始され、富士電機（株）は100 kW 第一次商品機（40,000時間対応）を1998年から、2001年には第二次商品機（60,000時間対応）を出荷開始している（表4.2-4）。

現状において、本格的な商用燃料電池システムで国産タイプも存在するのは、PAFCが唯一の方式であり、当該調査ではPAFCを対象としてピピ・ドーン島リゾートへの導入に適した新エネルギーシステムの構築を行うこととする。無論、その他の燃料電池が商用化された段階に至れば、目的に応じて選定して適用することが可能となる。

また、当該PAFCは、最小出力が40 kWであり、最小出力の40 kWから最大出力の100 kWに出力を増加させるために要する時間は約6分間で可能としており、部分負荷運転でも効率を低下させずに発電を行える設備である。PAFCは、富士電機社によって市販され、導入が進んでいる。富士電機社製PAFCは、大別して、改質器、CO変成器、燃料電池本体（スタック）、インバータで構成されている（図4.2-3）。

表 4.2-4. 100 kW PAFC の国内納入実績

2009年3月12日 現在

区分	納入先	燃料	納入時期	累積運転時間 (h)	熱利用	
第一次商品機	1 病院	都市ガス (13A)	2002年08月	44,265	○ 給湯	
	2 ホテル		2003年03月	85,382	◎ 冷暖房, 給湯	
	3 大学		2004年04月	41,735	○ 冷暖房	
	4 オフィスビル		2005年03月	42,666	○ 給湯	
	5 オフィスビル		2005年03月	48,734	○ 給湯	
	6 オフィスビル		2004年07月	54,733	◎ 冷房, 給湯	
	7 オフィスビル		2004年07月	48,269	○ 冷房, 給湯	
	8 実証		消化ガス	2005年07月	10,952	プロセス加温
第二次商品機	9 研修施設	都市ガス(13A)	2005年12月	57,515	◎ 冷房, 給湯	
	10 下水処理場	消化ガス	2006年03月	58,807	◎ 消化槽加温	
	11 下水処理場		2006年03月	59,072	◎ 消化槽加温	
	12 病院	都市ガス (13A)	2007年07月	48,972	給湯	
	13 大学		2007年10月	40,715	給湯, 冷暖房	
	14 展示施設		2007年11月	43,959	給湯	
	15 オフィスビル		2008年01月	42,342	給湯, 冷暖房	
	16 病院		2008年03月	39,525	給湯	
	17 展示施設		2010年03月	25,280	◆ 給湯, 冷暖房	
	18 病院		2010年03月	22,818	◆ 給湯, 冷暖房	
	19 病院		2010年03月	23,065	◆ 給湯, 冷暖房	
	20		2010年12月	20,378	◆	
	21 下水処理場		消化ガス	2010年12月	19,812	◆ 消化槽加温
				2010年12月	20,011	◆ (予定)
				2010年12月	19,986	◆
	24 庁舎		都市ガス(13A)	2011年09月	11,291	◆ 冷暖房
	25 オフィスビル			2013年01月	1,424	◆ 冷暖房

◎オーバーホール実施 ○ 運転終了/4万時間の設計寿命達成  
◆オーバーホール6万時間設計 ○ 4万時間の設計寿命達成

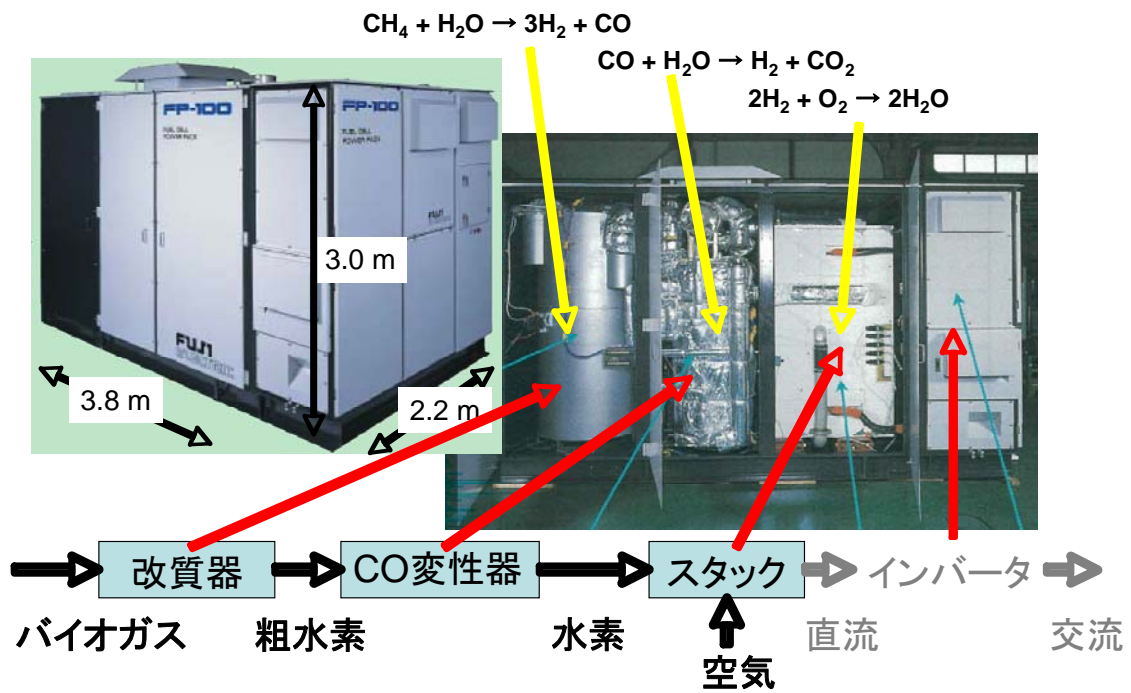





図 4.2-3. PAFC の構造.

尚、PAFC 以外でもバイオガスを使用可能な発電装置は、ガスエンジンを始め、デュアル  
 フューエルのディーゼルエンジン、ガスタービン（マイクロガスタービン）が実証実験、  
 商用に供されているが、一般的な項目で分類・比較においても PAFC の優位性が明らかにな  
 っている（表 4.2-5、図 4.2-4）。



表 4.2-5. PAFC の優位性比較-1

	燃料電池(PAFC)	ガスエンジン(GE)	ガスタービン(GT)
外観			
発電原理	水素と酸素が化合する際の化学エネルギーを直接電気エネルギーに変換。	燃焼による熱エネルギーを利用。ピストンを通じて機械エネルギー、発電機を通じて電気エネルギーに変換。	燃焼による熱エネルギーを利用。熱エネルギーをタービン翼で機械エネルギー、発電機を通じて電気エネルギーに変換
発電効率	40~50%(100kW級) 部分負荷時でも、効率一定	◎ 25~30%(~100kW級) 部分負荷時、効率低下	○ 15~25%(~100kW級) 部分負荷時、効率低下
バイオガス活用時	◎ 天然ガス使用時とほぼ同じ性能	◎ 天然ガス使用時と比較して、出力が低下する。	△ 天然ガス使用時とほぼ同じ性能
メンテナンス	○ スタック入替え必要(回/7.5年)。稼働部少なくコスト小(6円/kWh)	△ バイオガスの場合、メンテコストが大きい(7-9円/kWh)	△ バイオガスの場合メンテコストが大きい。(4-6円/kWh)
環境性	◎ 騒音小。NOx、SOx小	◎ 騒音あり。NOx、SOx:原料次第	○ 騒音大。NOx小、SOx:原料次第
導入実績	△ バイオガスの実績有り	◎ バイオガスの実績多数	◎ バイオガスの場合、実証レベル
建設コスト	△ 高価(90~100万円/kW)	◎ 安価(40~60万円/kW)	○ 高価(70~90万円/kW)

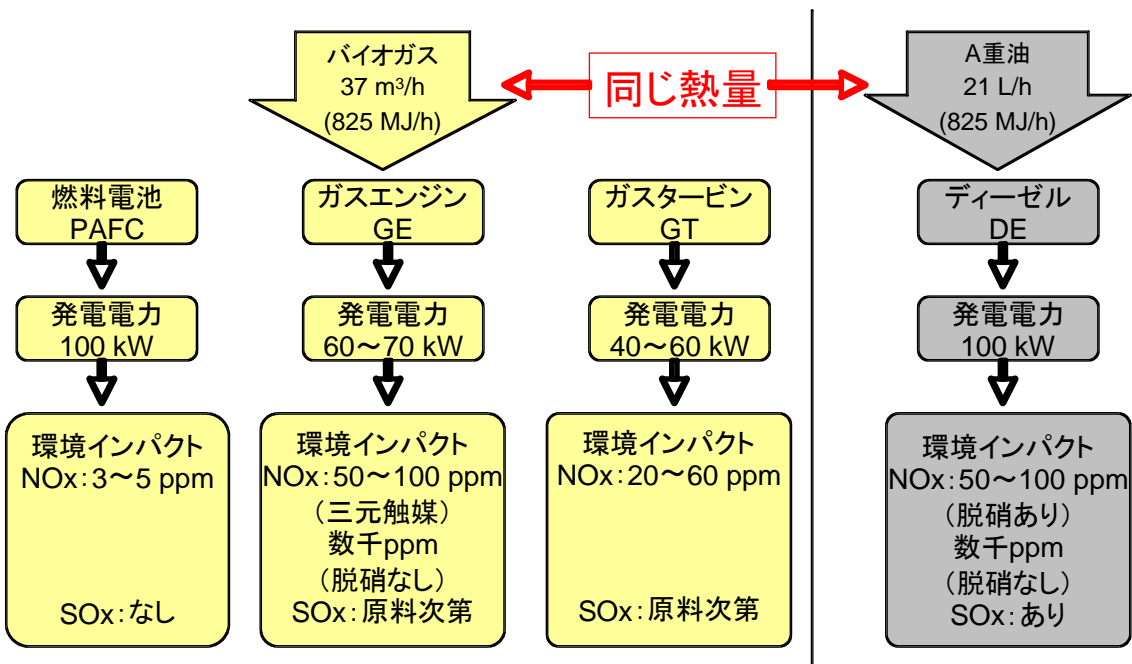


図 4.2-4. PAFC の優位性比較-2

#### 4.2.3. 廃水処理設備の検討

当該システムの導入によって、新たな廃棄物の産出による環境汚染は絶対避けなければ

ならない。そこで、導入コストは増加するものの、メタン発酵後の処理液も間欠曝気槽による処理を想定している（4.2.1）。圃場散布用途としての液肥利用は妨げない。

#### 4.3. ホスト国施工による導入コストの検討

PAFC を用いたバイオマス発電システムを導入する際には、様々な課題が存在する。国産のPAFCやメタン発酵設備などの優れた技術の海外導入を阻んでいる課題の一つは、そのコストである。

PAFCは製造メーカーにて鋭意コストダウンに努めてはいるものの他の発電装置に較べて、その設備費はまだ高い。日本国内においては、都市ガスを燃料としたコージェネレーション設備としての他に、下水消化ガスのようなバイオガスを原燃料として利用が進みつつあるが、開発途上国では、PAFCの高い設備費がネックとなって普及を阻害している。KRIでは平成19年度NEDO「リン酸形燃料電池の海外部品調達によるコスト削減可能性等に関する基礎調査」事業を通して、開発途上国へもPAFCの普及が促進されるよう、その設備費低減を目的に、発電装置の構成機器を東南アジアの開発途上国から入手する場合のコストを検討している。

メタン発酵技術についても、日本において下水処理場や畜産業を中心に既に導入が進んでいるが、高価格・高信頼性の国内仕様であるため、そのままリゾートに導入するのは難しいと思われる。また、設備仕様の違いはあるものの処理トン数あたりの建設費には非常に幅がある（表4.3-1）。

表 4.3-1. 国内に導入されているメタン発酵設備価格

主たるバイオマス	事業費 千円	処理量	単位	単価	
				千円/m <sup>3</sup>	千円/t
生ゴミ	150,000	1.0	t/d	150	150,000
生ゴミ	509,325	3.0	t/d	170	169,775
生ゴミ	550,000	3.0	t/d	183	183,333
生ゴミ	5,528,970	4.8	t/d	1,152	1,151,869
生ゴミ	300,000	5.0	t/d	60	60,000
生ゴミ	170,000	15.0	t/d	11	11,333
生ゴミ	928,790	16.0	t/d	58	58,049
生ゴミ	957,264	22.0	t/d	44	43,512
生ゴミ	2,300,000	23.0	t/d	100	100,000
生ゴミ	1,460,000	24.4	t/d	60	59,836
生ゴミ	1,640,000	50.0	t/d	33	32,800

NEDOバイオマスエネルギーデータブックよりKRI作成

よって、これらの導入・普及には、導入サイトの実状に即した設計が必要である。例えば、

バイオマスからメタンガスへの変換効率を多少低下させた安価な設備、誰にでも扱える簡便な操作で稼働する装置などの開発が可能となれば、リゾートのみならず東南アジア各国に販路が広がると思われる。

#### 4.3.1. 導入コストの算出

当該システムの導入コストは、その事業性に大きく影響するため、より安価なことが望まれる。一般に安価な労働力や原材料が調達可能な東南アジアでの生産は、生産コストを半分以下にする事が可能である（表 4.3-2）。

表 4.3-2. 国内外における設備コストの比較

生産規模	設備	具体的設備	国内生産	海外生産 (東南アジア)	出典
大量生産	ユニット 機器	染色機	100	30-50	有識者 ヒアリング
一品生産	フィールド (据付込)	テンター	100	50-60	同上
一品生産	フィールド (据付込)	ドライヤー	100	50-60	同上
一品生産	フィールド (据付込)	ケミカル プラント	100	29	欄外に記載*

\*Tab.9-55. Perry's Chemical Engineering Handbook (7th Ed.)

また、当該PJのホスト国であるタイは、ASEAN諸国の中でも原材料・部品の現地調達比率が一番高く、日本からの輸入による調達比率が一番低いので、当該システムの生産を現地で行うことにより大幅なコストダウンが期待される（表 4.3-3）。

表 4.3-3. 海外の日系企業における原材料・部品の調達先.

	51%以上の原材料・部品調達先 (%)				
	進出国・ 地域	日本	ASEAN 域内	中国	韓国・ 台湾
タイ	51.2	24.8	2.1	1.4	0.7
中国・上海	49.8	38.4	0.4	—	0.4
中国・華南	47.5	33.3	1.0	—	3.0
マレーシア	41.2	27.2	4.9	1.2	1.2
ASEAN全体	37.9	31.1	4.9	1.2	0.8
インドネシア	37.7	27.9	5.5	1.2	—
シンガポール	36.8	25.2	7.8	—	0.9
フィリピン	21.0	48.4	4.0	2.4	0.8
ベトナム	17.1	47.4	8.7	0.9	0.9

2001年度アジア日系製造活動実態調査(JETRO)をKRI改変

そこで、ホスト国における製造を想定し、ホスト国のエンジニアリング会社である PAE Thailand 社、Ecopros 社へ 4.2 章に基づいた見積もりを依頼し、コストダウンの検討を行った。

#### 4.3.2. 仕様に基づいた一次見積もり

4.2.1. の仕様書に基づき、ホスト国で調達可能な機器のみを調達し、残りは日本からの輸入とした場合の一次見積もりを行った（表 4.3-4）。機器リスト（表 4.2-2）の約 65%が現地調達可能であることが解った。また、一次見積もりの設備コストは約 262 百万円となり、昨年度調査からメタン発酵槽が約 6 倍になったにも関わらず（表 4.3-5）、設備コストは 2 倍強に留まった。

表 4.3-4. 仕様に基づいた設備コストの一次見積もり

項目	内訳	金額	
		M THB	M JPY
設備導入コスト	設備費、労賃など	67.7	223.3
配管		5.1	16.8
電装		3.1	10.2
申請など		1.8	5.9
ロジ	PAFCのみ	1.8	6.0
		79.5	262.3
		1 THB=3.3 JPY	

表 4.3-5. 昨年度調査と本年度調査と差異

項目	単位	昨年度調査	今年度調査		
			ケース1	ケース2	ケース3
対象リゾート		1	1	4	多数
バイオマス発生量	t/d	0.9	1	2.62	20
メタン発生原単位	Nm3/t	740		170	
メタン発酵槽規模	t/d	1		6.3	
設備価格	M JPY	122		337	

#### 4.3.3. 仕様に基づいた二次見積もり

4.2.1. の仕様書に基づき、機器だけの検討に留まらず、より現実のプラント施工を想定した場合の二次見積もりを行った（表 4.3-6）。調達に当たっては、運転に支障が出ない範囲で仕様を変更した。機器リスト（表 4.2-2）の現地調達可能比率は変化無く、新たに土

木費などを追加し、二次見積もりの設備コストは 337 百万円となった。

表 4.3-6. 仕様に基づいた設備コストの二次見積もり

Description	Amount		
	M THB	M JPY	
Equipment and installation	Equipment and labor cost	62.3	205.7
Piping system	Pyping and labor cost	5.1	16.7
Electrical system	Mail power system, etc.	3.1	10.1
Civil work	Building, foundation, etc.	1.7	5.7
Site admin		0.9	3.0
Traeatment plant and foundation pad		10.3	34.1
Subtotal		83.4	275.4
Overhead	15%	12.5	41.3
Sub total		98.8	326.2
Travel expenses		0.4	1.2
Logistic		2.8	9.3
Total		102.0	336.6

1 THB=3.3 JPY

プラント施工費（337 百万円）の見積もり精度は、±15%であり、当該プロジェクトの実施者や国を跨いだ補助金（NEDO や MOEJ の海外モデル事業を想定）によってもこれらの額が異なることが予想される。よって、当該プロジェクトの事業実施時には、状況に応じた精査した見積もりを検討する必要がある。

## 第5章 プロジェクト実施による GHG 排出量の算出

### 5.1. GHG 排出量の算出に係る諸条件

本プロジェクト実施による GHG 削減量は、小規模 CDM 用として承認済みの手法及び方法論によるベースラインシナリオにおける排出量とプロジェクト実施時の排出量の差から算出する（表 5.1-1）。

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

表 5.1-1. GHG 排出に関する項目

項目名	単位	項目内容
ER <sub>y</sub>	t-CO <sub>2</sub> e/y	y年におけるプロジェクト活動によって達成されるメタン削減量
BE <sub>y</sub>	↑	y年におけるベースラインシナリオにおけるCO <sub>2</sub> 発生量
PE <sub>y</sub>	↑	y年におけるプロジェクトケースにおけるCO <sub>2</sub> 発生量

#### 5.1.1. 適用する CDM 方法論

本プロジェクトを実施することによって、埋立処理場から大気中へ放散されるメタン発生が回避されると同時に、有機ゴミ（生ゴミなど）をメタン発酵することにより得られるメタンガスを発電燃料として活用することにより、重油などの発電燃料の消費量の削減が可能となる。本プロジェクトを実施した場合、上述のメタン削減量は最大で年間約 32,000 t-CO<sub>2</sub>/y、最大電力で 100 kW と想定している。本プロジェクトは小規模 CDM に相当し、条件を満たしている場合に限り、通常の CDM 事業と比較して簡易な手続きが利用できるプロジェクトとなる（表 5.1-2）。

表 5.1-2. 小規模 CDM プロジェクトの種類

種類	プロジェクト種類	内容
I	再生可能エネルギー	最大出力(プラントの設備容量)が15 MW以下のもの。想定されるものとして、太陽光・太陽熱、風力、ハイブリッドシステム、バイオガス、水力、地熱、廃棄物等に関するプロジェクト。
II	省エネルギー	エネルギー供給側又は需要側における年間の削減エネルギー消費量が60 GWh以下のもの。想定されるものとして、産業・業務・家庭等に関するプロジェクト。
III	その他 (人為的な排出量を削減)	GHG削減量が二酸化炭素換算で年間6万t以下のもの。想定されるものとして、農業、燃料転換、低排出ガス車、メタン回収などに関するプロジェクト。

本プロジェクトを実施するリゾート施設から出される有機ゴミは、現在、クラビ県やプーケット島の埋立処理場に運搬、埋立処理されているため、タイプ III

“その他の（人為的な排出量を削減する）プロジェクト”に相当し、GHG削減量も6万t/y以下と試算している（表5.1-2）。また、有機ゴミをメタン発酵させて得られるメタンガス（バイオガス）を燃料として発電を行い、系統電源が整備されていないユーザが自家消費する。これは、タイプI“再生可能エネルギープロジェクト”に適合している。そこで、これらの承認方法論及びツールを用いてGHG排出量などを算出する（表5.1-3）。

表 5.1-3. 本プロジェクトの適用方法論及びツール

分類	分類	項目内容
タイプIII	AMS-III.F.	Avoidance of methane emissions through controlled biological treatment of biomass
タイプI	AMS-I.A.	Electricity generation by the user
タイプIII	Methodology tool	Tool to determine methane emission avoided from dumping waste at a solid waste disposal site

#### 5.1.2. ベースラインシナリオと追加性

タイにおける離島など地理的に隔絶された地域にあるリゾートホテル施設などは、公共の廃棄物・廃水処理施設や系統電力網に接続されていない。よって、リゾートホテルなどの施設運営事業者は、自ら廃棄物・廃水処理設備を設置して、施設内から発生する廃棄物・廃水を自ら処理するとともに、発電設備をも設置し発電するのが一般的となっている。そのため、リゾート施設から排出される廃水は、最低限の処理後、地下に浸透、周囲の海へと放流され、有機ゴミは処分場へ運搬され埋立処理されている。発電についても、大規模なリゾート施設であっても最大電力で数MW程度であるため、安価で実績のあるディーゼル発電機が設置され、排気ガスはほとんど処理されることなく大気へ放散されている。

また、有機ゴミのメタン発酵から得られるメタンを主とするバイオガスを発電燃料として利用する場合、リゾート施設の電力需要が比較的小規模のため、ガスエンジン発電機では発電効率が低く、メンテナンスコストも通常の天然ガス専焼のガスエンジンと比較すると割高となる。よって、GHG削減による経済上のメリットが働かなければ、経済収支の面から本プロジェクトは成立しない。

そこで、ベースラインシナリオは、施設から発生する廃水については最低限の処理をした後に地下浸透（最終的には海へ放流）、有機ゴミなどは施設内で収集し、島外まで運搬して埋立処理するケースとする。また、島内には本プロジェクトで処理しきれない有機ゴミが多量に存在し、自家発電しているリゾート施設も多数有る事から、本プロジェクトにおいてメタン発酵設備、バイオガス発電設備を設置することは追加性があると考えられる。



### 5.1.3. プロジェクトバウンダリーの設定

プロジェクトバウンダリーは、メタン発酵設備、燃料電池の発電設備が設置されるリゾート施設を中心に、そのプラントまで有機ゴミを持ってくる他の複数のリゾート施設、埋立処理場、リゾート施設から埋立処理場までの運搬経路を含む形で次のように設定する（図 5.1-1）。

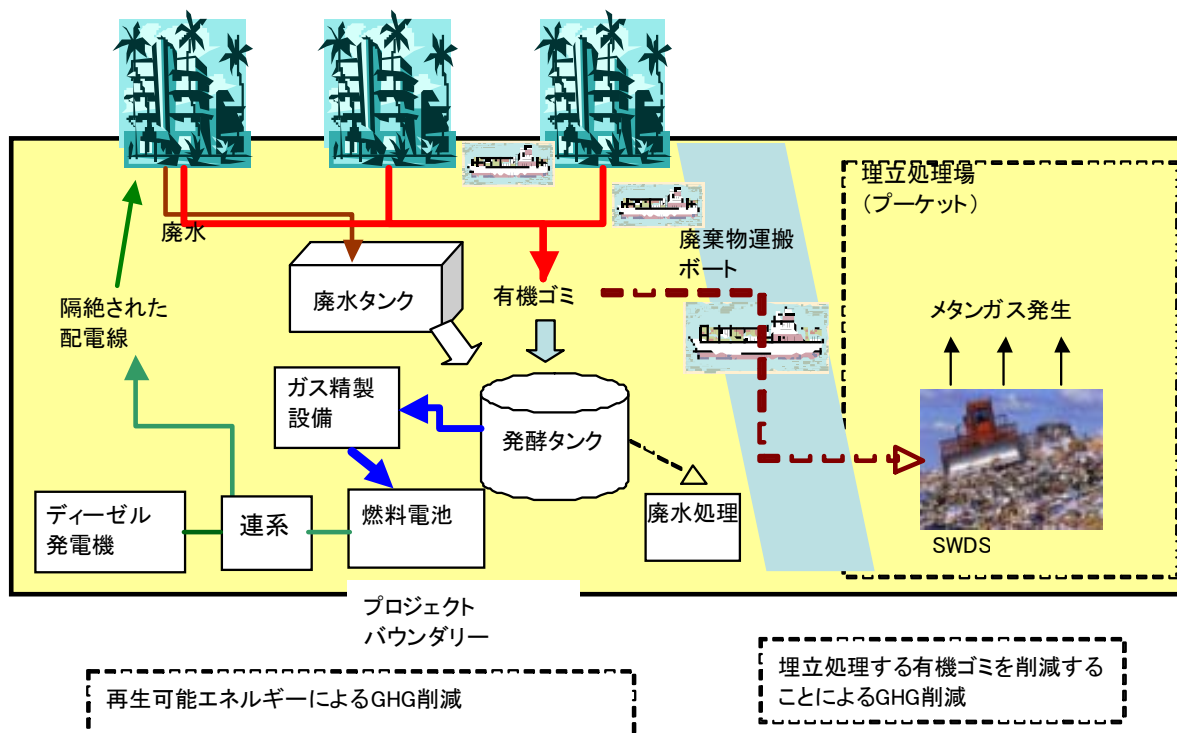


図 5.1-1. プロジェクトバウンダリー.

## 5.2. ベースラインGHG排出量の算出

本プロジェクト実施によるGHG排出量のベースラインは、有機ゴミの埋立処理によって発生するメタン量、プロジェクト内のリゾート施設で使用される電力をまかなうために運転される発電設備から発生するCO<sub>2</sub>量の合計である。

$$BE_y = BE_{dis,y} + BE_{Ele,y}$$

### 5.2.1. 埋立処分場におけるメタン発生量からのGHG排出量

ベースラインシナリオにおける、有機ゴミの埋立処理することによるGHG排出量は、埋立処理することによって発生するメタン量と廃水及び堆肥化時に発生するメタン量を加えたGHG排出量から、現在の法律その他の規定によって回収が義務付けられているメタン量の差を取って算出される（表5.2-1）。

$$BE_{dis,y} = BE_{CH_4,SWDS,y} - (MD_{y,reg} \times GWP_{CH_4}) + (MEP_{y,ww} \times GWP_{CH_4})$$

埋立処理場から生じるメタンについては、回収を義務付ける法律や規定がないことからMD<sub>y,reg</sub>は0とした。廃水処理及び堆肥化設備のメタン発生量は、プロジェクトを実施した場合においても実施前の発生量に変化がないのでMEP<sub>y,ww</sub>は0となる。よって、ベースラインのメタン発生によるGHG排出量は、埋立処理することによって発生するメタン量のみで算出できる。

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \phi \times (1-f) \times GWP_{CH_4} \times (1-OX) \times 16/12 \times F \times DOC_f \times MCF$$

$$\times \sum_{x=1}^y \sum_i Q_{i,x} \times DOC_i \times e^{-k_i \times (y-x)} \times (1-e^{-k_i})$$

有機ゴミ i の量は、そのゴミをサンプリングして計量することで総量を算出する。

$$Q_{i,x} = Q_x \times \sum_{n=1}^Z P_{n,i,x} / Z$$

表5.2-1. 埋立処理に伴うGHG排出に関する項目

項目名	単位	項目内容
BE <sub>CH<sub>4</sub>,SWDS,y</sub>	t-CH <sub>4</sub>	プロジェクト開始から終了する年yまでにプロジェクトによって埋立処理を回避したことによるGHG削減量
φ	-	モデル式の不確定性の係数
f	-	埋立処理場において燃焼処理されるメタンの比率
GWP <sub>CH<sub>4</sub></sub>	-	メタンの温暖化係数
OX	-	埋立処理場内で酸化されるメタンを反映した酸化ファクター
F	%	埋立処理場から発生するガスのメタン濃度
DOC <sub>f</sub>	%	分解可能な有機物の比
MCF	-	メタン修正係数
Q <sub>i,x</sub>	t	x年に埋立処理場で処理されなかった有機ゴミ i の総量
DOC <sub>i</sub>	%	有機ゴミ i 中の分解可能な有機物の比
k <sub>i</sub>	-	有機ゴミ i の分解速度
i	-	有機ゴミ種別
x	-	クレジット期間: クレジットが発生する最初の年を1としy年まで
y	years	メタン発生量を算出する期間
Q <sub>i</sub>	t	x年に埋立処理されなかった有機ゴミ i の総量
P <sub>n,i,x</sub>	-	x年の1年間に得た有機ゴミサンプルn中にある有機ゴミタイプ i の比
Z	-	x年の1年間に得た有機ゴミサンプルのサンプルナンバー
MD <sub>r,res</sub>	t-CH <sub>4</sub>	y年における現行規定によって回収が義務付けられているメタン発生量
MEP <sub>r,ww</sub>	t-CH <sub>4</sub>	y年における廃水及び堆肥化によるメタン発生ポテンシャル

現地調査などによって得られた1日に発生する有機ゴミ量から前述の式を用いてGHG排出量を算出した(表5.2-2、表5.2-3)。

表5.2-2. プロジェクト期間のGHG排出量合計

プロジェクト期間	BE <sub>dis,y</sub> (t-CO <sub>2</sub> e)
1年目	15,010
2年目	25,072
3年目	31,817
4年目	36,338
5年目	39,368
6年目	41,400
7年目	42,761
8年目	43,674
9年目	44,286
10年目	44,696

表5.2-3. ベースラインのメタン発生によるGHG排出量算出に利用した係数値

係数名	係数値及び条件	出典	
Q <sub>i,x</sub>	2,409 t	ヒアリング結果	
Q <sub>i</sub>	2,409 t	ヒアリング結果	
P <sub>n,i,x</sub>	1.00	実測サンプル値	
Z	1	実測サンプル値	
φ	0.9	IPCC規定値	
GWP <sub>CH<sub>4</sub></sub>	21	IPCC規定値	
OX	0	IPCC規定値	
F	0.5	IPCC規定値	
DOC <sub>f</sub>	0.5	IPCC規定値	
MCF	0.8	(埋立深さ5 m以上の処理場)	IPCC規定値
	0.4	(埋立深さ5 m未満の処理場)	
DOC <sub>j</sub>	15	水分込み	IPCC規定値
K <sub>j</sub>	0.4	平均気温 20°C以上	IPCC規定値
		平均降水量 1,000 mm以上	

### 5.2.2. リゾート施設の発電によるGHG排出量

本プロジェクトのベースラインCO<sub>2</sub>発生量として、リゾート施設内で使用されるディーゼル発電機から発生するCO<sub>2</sub>を対象とする。実際のリゾート施設では厨

房・その他から LPG などを使用することにより CO<sub>2</sub>が発生しているが、プロジェクトを実施した場合においても、その LPG 使用量は変わらないと考えられるためである。

本プロジェクトを実施した際にバイオマスで発電された電力を使用するリゾート施設 (Phi Phi Island village & Spa) の電力使用によって発電設備から発生する CO<sub>2</sub> は、施設に設置された発電設備の重油使用量から算出し、リゾート施設の電力使用量は、得られた CO<sub>2</sub> 発生量に配電ロス分を加味して、発電による CO<sub>2</sub> 発生量原単位で除する事により算出される (表 5.2-4)。なお、CO<sub>2</sub> 発生原単位は、CDM 方法論において規定されている IPCC 値を使用した。なお、ピピ・ドーン島に系統電源は存在せず、リゾート施設のディーゼル発電機は 200～600 kW クラスである。よって、実際の CO<sub>2</sub> 発生原単位は、CDM 方法論で定められた発生原単位よりも大きいと思われる。

$$BE_{Ele,y} = Oil_y \times EF_{oil} \\ = 2,043 \text{ t-CO}_2/y$$

$$D_{y,Ele} = BE_{Ele,y} \times (1-L) \div EF_{CO2} \\ = 2,043 \text{ MWh/y}$$

表 5.2-4. 重油使用量実績、重油の CO<sub>2</sub>-発熱量原単位、配電ロス

項目	値	単位	出典
Oil <sub>y</sub> 発電設備の重油使用量	753,893	L/y	Phi Phi Island Village & Spa (2007実績値)
重油発熱量	39.1	MJ/L	地球温暖化対策の推進に関する法律
EF <sub>oil</sub> 単位熱量あたりの炭素量	0.0189	kg-C/MJ	地球温暖化対策の推進に関する法律
L 配電ロス	20	%	IPCC規定値
EF <sub>CO2</sub> 発電によるCO <sub>2</sub> 発生原単位	0.8	kg-CO <sub>2</sub> /kWh	IPCC規定値

### 5.2.3. ベースラインの GHG 排出量合計

有機ゴミの処理によって発生するメタン量 (5.2.1)、プロジェクト内のリゾート施設で使用される電力をまかなうための発電設備から発生する CO<sub>2</sub> 量 (5.2.2) を和する事で、ベースラインの GHG 排出量が得られる。

プロジェクト 1 年目には 17,053 t-CO<sub>2</sub>e/y、10 年目には 46,739 t-CO<sub>2</sub>e/y が排出されていることが算出された (表 5.2-5)。

表 5.2-5. ベースラインシナリオの GHG 排出量

プロジェクト期間	ベースライン排出量(t-CO <sub>2</sub> e)		
	BE <sub>dis,y</sub>	BE <sub>ele,y</sub>	BE <sub>y</sub>
1年目	15,010	2,043	17,053
2年目	25,072	2,043	27,115
3年目	31,817	2,043	33,860
4年目	36,338	2,043	38,381
5年目	39,368	2,043	41,411
6年目	41,400	2,043	43,443
7年目	42,761	2,043	44,804
8年目	43,674	2,043	45,717
9年目	44,286	2,043	46,329
10年目	44,696	2,043	46,739

### 5.3. プロジェクト実施による GHG 排出量

プロジェクト実施によって、機器の設置やリゾート内のマテリアルフローが変化するため、ベースラインシナリオ以外に新たにGHGの排出が生じる。プロジェクト実施によるGHG排出量は、有機ゴミを収集しメタン発酵する際のGHG排出量、プロジェクト内のリゾート施設の電力使用の際のGHG排出量との合計である。

$$PE_y = PE_{y,ferm} + PE_{y,gen}$$

有機ゴミを収集しメタン発酵する際の GHG 排出量は、有機ゴミの収集・運搬、プラントの所内動力によって発生する CO<sub>2</sub>、メタン発酵タンクなどからのメタンの漏れ、発酵後の残渣物からのメタン発生、堆肥化設備、堆肥化設備廃水に細分化され算出する（図 5.3-1、表 5.3-1、表 5.3-2）。

$$PE_{y,ferm} = PE_{y,transp} + PE_{y,power} + PE_{y,phy\ leakage} + PE_{y,res\ waste} + PE_{y,comp} + PE_{y,runoff}$$

プラントの所内動力による発生する CO<sub>2</sub> は、有機ゴミ粉碎装置、スラリータンク攪拌機、メタン発酵槽攪拌機などプラント稼働に必要な電力量を、リゾート施設内のディーゼル発電設備から供給した場合の GHG 排出量である。

$$PE_{y,gen} = E_{BL,y} \times EF_{CO_2,BL} + \sum_i EG_{i,y} \times EF_{CO_2,biogen}$$

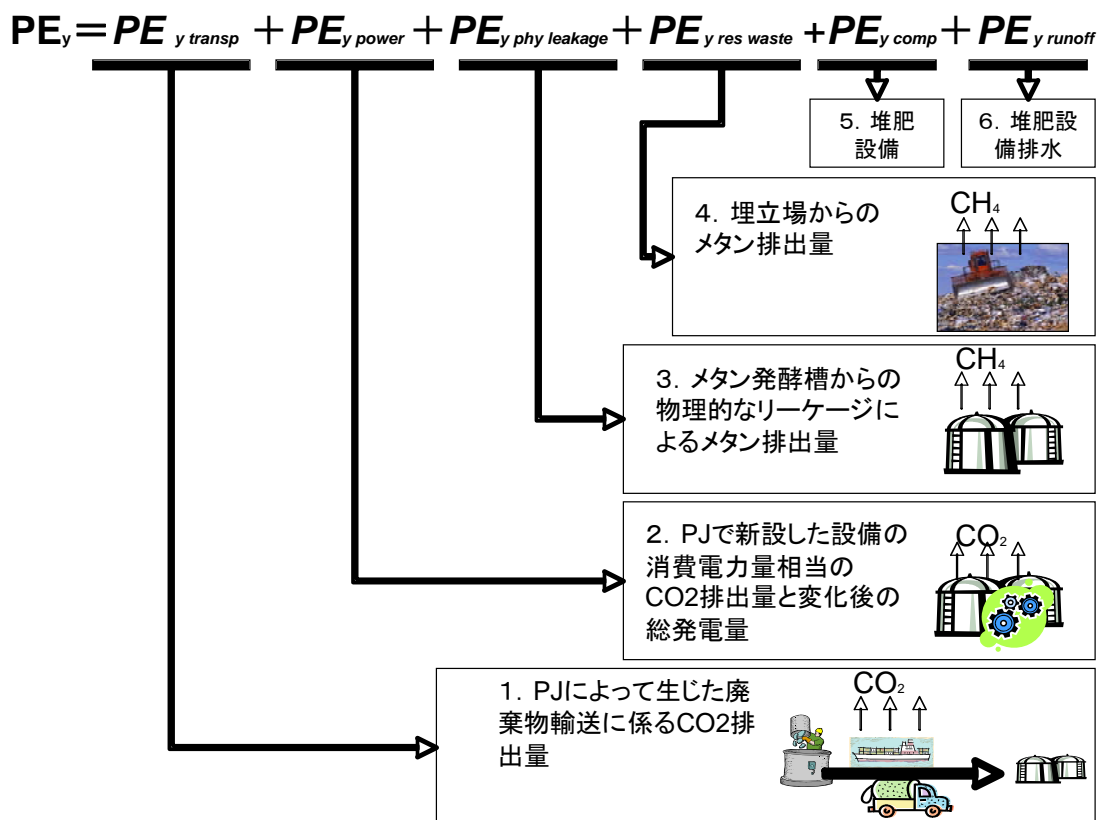


図5.3-1. プロジェクト実施によるGHG排出源.

表5.3-1. プロジェクト実施GHG排出量に関する項目

項目名	単位	項目内容
$PE_{y,ferm}$	t-CO <sub>2</sub> e	y年における有機ゴミの収集および発酵によるGHG排出量
$PE_{y,gen}$	↑	y年における発電によるGHG排出量
$PE_y$	↑	本プロジェクト実施によるy年におけるCO <sub>2</sub> 発生量
$PE_{y,transp}$	↑	y年における運搬からのCO <sub>2</sub> 発生量
$PE_{y,power}$	↑	y年における電力使用あるいは化石燃料使用によるCO <sub>2</sub> 発生量
$PE_{y,phy\ leakage}$	↑	y年における嫌気性発酵槽からのメタン発生量
$PE_{y,comp}$	↑	y年における堆肥化プロセスのメタン発生量
$PE_{y,runoff}$	↑	y年におけるメタン化設備廃水からのメタン発生量
$PE_{y,res\ waste}$	↑	発酵残渣物の埋立処理によるメタン発生量

表5.3-2. 発電からのGHG排出量に関する項目

項目名	単位	内容
$E_{BL,y}$	kWh/y	従来発電設備からの年間出力量予想
$\sum_i$	-	プロジェクトとして設備された再生可能エネルギー設備 $i$ の合計
$EG_{i,y}$	kWh/y	導入された再生可能エネルギー設備 $i$ の年間出力量予想
$L$	%	リモート地域における一般的な配電ロス
$EF_{CO_2,BL}$	kg-CO <sub>2</sub>	従来発電設備のCO <sub>2</sub> 発生原単位
$EF_{CO_2,biogen}$	kg-CO <sub>2</sub>	バイオマス発電設備のCO <sub>2</sub> 発生原単位

### 5.3.1. 有機ゴミ運搬時のCO<sub>2</sub>発生量

$PE_{y,transp}$ は有機ゴミを収集する際に発生するCO<sub>2</sub>であり、有機ゴミを運搬する際に生じるものである。プロジェクトでは、ピピ島の北部に位置している複数のリゾートホテル(Holiday-Inn, Erawan Resort, Natural Resort)から、プラントがあるPhi Phi Island Resort & Spaまでの有機ゴミ運搬、処理後に発生する発酵残渣物を埋立処理するためにプーケットまで運搬するため、トラック・ボートなどを利用する際に生じるCO<sub>2</sub>である(図5.3-2、表5.3-3)。この発生量の算出式は承認方法論で定められている。

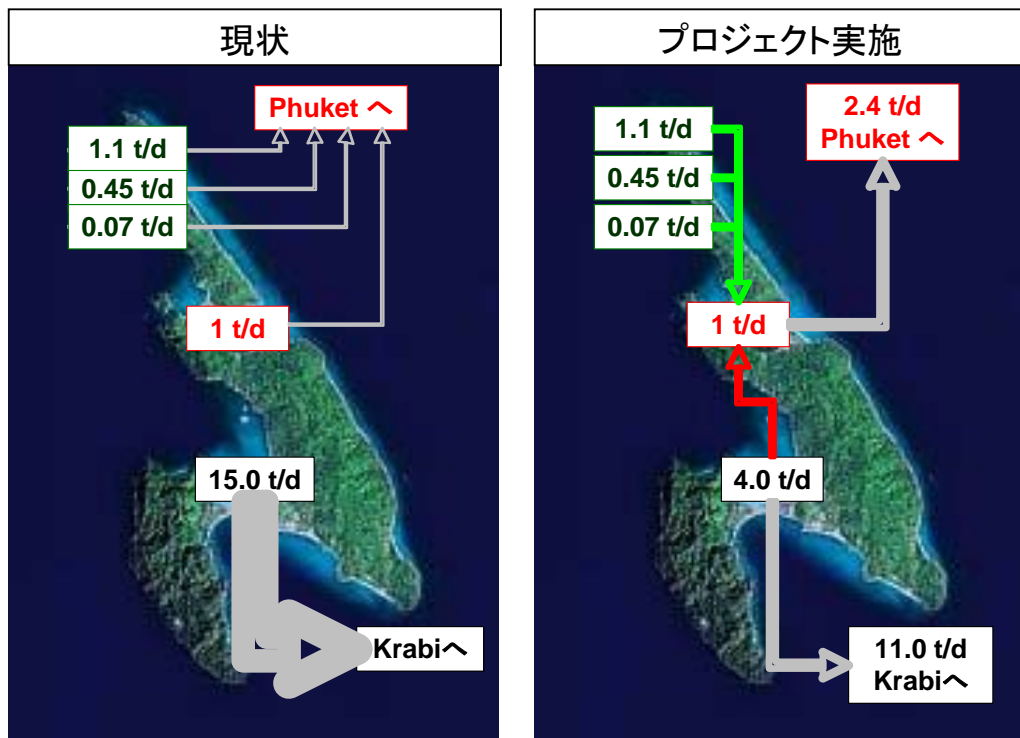


図5.3-2. プロジェクト実施によって変化する有機ごみの収集・運搬ルート。



$$\begin{aligned}
PE_{y,transp} &= (Q_y / CT_{y,boat}) \times DAF_{w,boat} \times EF_{CO2,boat} + (Q_y / CT_{y,truck}) \times DAF_{w,truck} \\
&\quad \times EF_{CO2,truck} + (Q_{y,treatment,i} / CT_{y,treatment,boat}) \times DAF_{treatment,boat} \times \\
&\quad EF_{CO2,boat} + (Q_{y,treatment,i} / CT_{y,treatment,truck}) \times DAF_{treatment,truck} \times \\
&\quad EF_{CO2,truck} \\
&= -74 \text{ t-CO}_2\text{e/y}
\end{aligned}$$

表5.3-3. 有機ゴミ収集・運搬・埋立からのGHG排出に関する係数

項目名	値	単位	出典	項目内容
$Q_y$	2,409	t/y	ヒアリング結果	y年における処理前の廃棄物量及び廃水量
$CT_{y,boat}$	4	t/隻	ヒアリング結果	廃棄物運搬ボート1隻あたりの運搬量
$DAF_{w,boat}$	-62	km/隻	ヒアリング結果	ベースラインと比較して、1隻の廃棄物運搬ボートが移動する距離の増加量
$EF_{CO2,boat}$	7	kg-CO <sub>2</sub> /km	ヒアリング結果	廃棄物運搬ボートによって発生するCO <sub>2</sub>
$CT_{y,truck}$	4	t/台	ヒアリング結果	廃棄物運搬トラック1台あたりの運搬量
$DAF_{w,truck}$	0	km/台	ヒアリング結果	ベースラインと比較して、1台の廃棄物運搬トラックが移動する距離の増加量
$EF_{CO2,truck}$	1.108	kg-CO <sub>2</sub> /km	IPCC規定値	廃棄物運搬トラックによって発生するCO <sub>2</sub>
$i$	1	-	ヒアリング結果	残渣物の種類
$Q_{y,treatment,i}$	763	t/y	ヒアリング結果	残渣物iのy年における量
$CT_{y,treatment,boat}$	2.1	t/隻	ヒアリング結果	残渣物運搬ボート1隻あたりの運搬量
$CT_{y,treatment,truck}$	4	t/台	ヒアリング結果	残渣物運搬トラック1台あたりの運搬量
$DAF_{treatment,boat}$	80	km/隻	ヒアリング結果	残渣物iの運搬ボートが移動する距離の増加量
$DAF_{treatment,truck}$	30	km/台	ヒアリング結果	残渣物iの運搬トラックが移動する距離の増加量

### 5.3.2. プラント動力からのCO<sub>2</sub>発生量

$PE_{y,power}$  は、投入した有機ゴミを細かく粉碎する動力、攪拌・搬送する動力などのメタン発酵設備や廃水処理設備に係る所内動力（第4章）から生じるCO<sub>2</sub>量である。プラントの所内動力は、リゾート施設で設備された配電線を通してリゾート施設内のディーゼル発電機から供給されることになる。よって、プラント稼働によって生じるGHG排出量は、所内動力量、CO<sub>2</sub>発生原単位、配電ロスによって算出される（表5.3-4）。

$$\begin{aligned}
PE_{y,power} &= E_{y,power} \times 1/(1-l) \times EF_{CO2} \\
&= 225 \text{ t-CO}_2\text{/y}
\end{aligned}$$

表5.3-4. 所内動力によるGHG排出に関する係数値

項目名	値	単位	出典	項目内容
$E_{y,plant}$	282	MWh/y	メーカー値	発酵設備を稼働させるための動力
$L$	20	%	IPCC規定値	リモート地域における一般的な配電ロス
$EF_{CO2}$	0.8	kg-CO <sub>2</sub> /kWh	IPCC規定値	電力使用によるCO <sub>2</sub> 発生原単位

### 5.3.3. プラントからのCH<sub>4</sub>漏洩量

PE<sub>y phy leakage</sub> は、本プロジェクトで設置するメタン発酵設備から、メンテナンス時などに物理的に漏洩するメタンによる GHG 排出量である（表 5.3-5）。本プロジェクトのメタン発酵設備は、基本的にメタンが漏洩する箇所は存在しない。しかし、設備全体のメンテナンス時には、メタン発酵タンクの気相部などフレアスタックでの燃焼処理が出来ないメタン（バイオガス）が放散することが避けられない。

$$\begin{aligned} PE_{y \text{ phy leakage}} &= TVair(m^3) \times MT(\text{times}/y) \times GWP_{CH4} \\ &= 0.16 \text{ t-CO}_2e/y \end{aligned}$$

表5.3-5. 漏洩からのGHG排出に関する係数値

項目名	値	単位	出典	項目内容
TVair	11.3	m <sup>3</sup>	メーカー値	発酵タンクの気相部分の容積
MT	1	times/y	メーカー値	発酵タンクのメンテナンス回数
GWP <sub>CH4</sub>	21	-	IPCC規定値	メタンの温暖化係数

### 5.3.4. メタン発酵残渣物からのメタン発生量

PE<sub>y res waste</sub> は、発酵後の残渣物からのメタン発生量である。メタン発酵プロセスからは、メタン発酵後に残渣が生じ、メタン発酵プロセスからの廃水は好気処理で処理するため、汚泥が発生する。これらの残渣は堆肥としても活用できるので、理想的にはリゾート施設内の圃場や庭園の肥料として還元することが望ましい。しかし、全量を還元することが困難なため、GHG 排出量の計算上はこの残渣を埋立処理場へ運搬し埋立処理することとした。埋立処理場に埋立た残渣からはメタンが発生するので、ベースラインの埋立処理によるメタン発生と同様の計算式でメタン発生量を算出した。

$$PE_{y, \text{res, waste}} = PE_{CH4, SWDS, y} - (MD_{y, \text{reg}} \times GWP_{CH4}) + (MEP_{y, \text{ww}} \times GWP_{CH4})$$

埋立処理の際に生じるメタンについて、回収を義務付ける法律や規定が無いことから、MD<sub>y, reg</sub> は 0 となり、廃水処理及び堆肥化設備からのメタン発生量はベースラインの発生量と同じであることから MEP<sub>y, ww</sub> も 0 となるので、GHG 排出は、埋立処理することによって発生するメタン量のみを算出する（表 5.3-6、表 5.3-7）。

$$\begin{aligned} PE_{y, \text{res, waste}} &= f \times (1-f) \times GWP_{CH4} \times (1- OX) \times 16/12 \times F \times DOC_f \times MCF \\ &\times \sum_{x=1}^y \sum_i Q_{\text{treatment}, j} \times DOC_j \times e^{-ki \times (y-x)} \times (1-e^{-ki}) \end{aligned}$$

表 5.3-6. 有機ゴミ埋立処理の GHG 排出量

プロジェクト期間	PE <sub>y,res,waste</sub> (t-CO <sub>2</sub> e)
1年目	4,753
2年目	7,940
3年目	10,075
4年目	11,507
5年目	12,467
6年目	13,110
7年目	13,541
8年目	13,830
9年目	14,024
10年目	14,154

表 5.3-7. 有機ゴミの埋立処理の GHG 排出量に関する係数値

項目名	値	単位	出典	項目内容
$\phi$	0.9	-	IPCC規定値	モデル式の不確定性の係数
f	0	-	ヒアリンク結果	埋立処理場において燃焼等で処理されるメタンの比率
GWP_CH4	21	-	IPCC規定値	メタンの温暖化係数
OX	0	-	IPCC規定値	埋立処理場で酸化されるメタン量を考慮した酸化ファクター
F	0.5	%	IPCC規定値	埋立処理場から発生するガスのメタン濃度
DOC <sub>f</sub>	0.5	%	IPCC規定値	分解可能な有機物の比
MCF	0.4	-	IPCC規定値	メタン修正係数
Q <sub>i,x</sub>	0	t	ヒアリンク結果	x年に埋立処理場で処理されたい残渣物iの総量
DOC <sub>i</sub>	15	%	IPCC規定値	残渣物iの中の分解可能な有機物の比
k <sub>i</sub>	0.4	-	IPCC規定値	残渣物iの分解速度
i	1	-	サンプル値	残渣物種別
Q <sub>treatment,i</sub>	763	t	ヒアリンク結果	x年に埋立処理される残渣物iの総量

### 5.3.5. 堆肥化設備からのCH<sub>4</sub>発生量

PE<sub>y comp</sub> は、堆肥化設備からのメタン発生による GHG 排出量である (表 5.3-8)。堆肥化設備があり、堆肥化後の残渣物が放置された場合、メタン発生を考慮する必要がある。ただし、本プロジェクトにおいては、リゾート施設内に本格的な堆肥化設備が存在しないため、0とした。

$$PE_{y \text{ comp}} = Q_y \times EF_{\text{composting}} \times GWP_{\text{CH}_4}$$

$$= 0 \text{ t-CO}_2\text{e/y}$$

表5.3-8. 堆肥化設備からのGHG排出に関する係数値

項目名	値	単位	出典	項目内容
Q <sub>y</sub>	0	t/y	ヒアリング結果	堆肥化後の残渣量
EF <sub>composting</sub>	10	kg-CH <sub>4</sub> e	IPCC規定値	堆肥化残渣によるメタン発生係数
GWP <sub>CH4</sub>	21	-	IPCC規定値	メタンの温暖化係数

### 5.3.6. 堆肥化設備廃水からのCH<sub>4</sub>発生量

PE<sub>y runoff</sub> は、プロジェクト内に堆肥化設備があり、その堆肥化設備からの廃水を放置していた場合に生じるメタン発生である（表 5.3-9）。ただし、本プロジェクトにおいては、リゾート施設内に本格的な堆肥化設備が存在しないため、0とした。

$$PE_{y\ runoff} = Q_{y\ ww\ runoff} \times COD_{y\ ww\ runoff} \times B_{o\ ww} \times MCF_{ww\ treatment} \times UF_b \times GWP_{CH4}$$

$$= 0\ t-CO_2e/y$$

表5.3-9. 堆肥化設備廃水からのGHG排出に関する係数

項目名	値	単位	出典	項目内容
Q <sub>y,ww,runoff</sub>	0	m <sup>3</sup>	ヒアリング結果	y年における堆肥化施設からの廃水量
COD <sub>y,ww,runoff</sub>	-	t/m <sup>3</sup>	ヒアリング結果	y年における廃水の化学的酸素要求量
B <sub>o,ww</sub>	0.21	kg-CH <sub>4</sub> /kg-COD	IPCC規定値	廃水からのメタン発生ポテンシャル
MCF <sub>ww, treatment</sub>	0.4	-	IPCC規定値	廃水処理施設から発生するメタンの修正係数
UF <sub>b</sub>	0.94	-	IPCC規定値	モデル修正係数

### 5.3.7. 発電による GHG 排出量

プロジェクト内のリゾート施設の電力使用の際の GHG 排出量は、客室のエアコン、照明、コンセント、さらにスタッフの住居などの電力需要を賄うためのディーゼル発電設備から発生する（表 5.3-10）。リゾート施設の使用電力は、重油などの化石燃料を使用した従来のディーゼル発電設備と、バイオガスを燃料として使用した PAFC 発電設備から供給される。

$$\text{リゾート施設の電力使用量} = (E_{BL,y} + \sum_i EG_{i,y}) / (1 - L)$$

一方、有機ゴミ由来のメタン（バイオガス）を活用した PAFC 発電設備からは、原料バイオマスをカーボンニュートラルとして考えられるため、CO<sub>2</sub> 発生量は 0 とした。よって、発電による GHG 排出量は、既設のディーゼル発電設備から発生する CO<sub>2</sub> の算出とした。

$$\begin{aligned} PE_{y,gen} &= E_{BL,y} \times EF_{CO_2,BL} + \sum_i EG_{i,y} \times EF_{CO_2,biogen} \\ &= 1,251 \text{ t-CO}_2\text{e/y} \end{aligned}$$

表 5.3-10. 発電からの GHG 排出量に関する係数

項目名	値	単位	出典	内容
$E_{BL,y}$	1,058	kWh/y	ヒアリング結果	既設ディーゼル発電設備からの年間出力量（推定）
$\sum_i$	-	-	メーカー値	プロジェクトとして設備された再生可能エネルギー設備 i の合計
$EG_{i,y}$	792	kWh/y	メーカー値	導入された再生可能エネルギー設備 i の年間出力量
L	20	%	IPCC規定値	リモート地域における一般的な配電ロス
$EF_{CO_2,BL}$	0.8	kg-CO <sub>2</sub>	IPCC規定値	既設ディーゼル発電設備のCO <sub>2</sub> 発生原単位
$EF_{CO_2,biogen}$	0	kg-CO <sub>2</sub>	IPCC規定値	バイオマスPAFC発電設備のCO <sub>2</sub> 発生原単位

### 5.3.8. 各排出源からの GHG 排出量の積算

プロジェクト実施によって排出される GHG 量は、有機ゴミを収集しメタン発酵させる際の GHG 排出量、リゾート施設の電力使用時の GHG 排出量を合計することで得られる（表 5.3-11）。プロジェクト 1 年目には 6,156 t-CO<sub>2</sub>e、10 年目には 15,556 t-CO<sub>2</sub>e の GHG 量が排出される。

表 5.3-11. プロジェクト実施による GHG 排出量合計

プロジェクト 期間	PE <sub>ferm</sub> (t-CO <sub>2</sub> e)						PE <sub>gen</sub>	PE <sub>y</sub>
	PE <sub>transp</sub>	PE <sub>power</sub>	PE <sub>phy leakage</sub>	PE <sub>comp</sub>	PE <sub>runoff</sub>	PE <sub>res,waste</sub>		
1年目	-74	225	0	0	0	4,753	1,251	6,156
2年目	-74	225	0	0	0	7,940	1,251	9,342
3年目	-74	225	0	0	0	10,075	1,251	11,478
4年目	-74	225	0	0	0	11,507	1,251	12,909
5年目	-74	225	0	0	0	12,467	1,251	13,869
6年目	-74	225	0	0	0	13,110	1,251	14,512
7年目	-74	225	0	0	0	13,541	1,251	14,944
8年目	-74	225	0	0	0	13,830	1,251	15,233
9年目	-74	225	0	0	0	14,024	1,251	15,426
10年目	-74	225	0	0	0	14,154	1,251	15,556

#### 5.4. プロジェクト実施による GHG 削減量

ベースライン GHG 排出量 (5.2) とプロジェクト実施による GHG 排出量 (5.3) との差がプロジェクト実施による GHG 削減量となる (表 5.4.1)。プロジェクト 1 年目には、10,898 t-CO<sub>2</sub>e、10 年目には 31,183 t-CO<sub>2</sub>e の GHG 排出量を削減できる。

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

表 5.4-1. プロジェクト実施による GHG 排出量及び削減量

プロジェクト 期間	プロジェクト実施によるGHG削減量(t-CO <sub>2</sub> e)		
	BE <sub>y</sub>	PE <sub>y</sub>	ER <sub>y</sub>
1年目	17,053	6,156	10,898
2年目	27,115	9,342	17,773
3年目	33,860	11,478	22,382
4年目	38,381	12,909	25,471
5年目	41,411	13,869	27,542
6年目	43,443	14,512	28,930
7年目	44,804	14,944	29,861
8年目	45,717	15,233	30,484
9年目	46,329	15,426	30,903
10年目	46,739	15,556	31,183

### 5.5. モニタリング計画

プロジェクト実施によるGHG削減量は、モニタリングデータをベースにした定められた式により算出される。モニタリングデータによって算出されるベースライン排出量とプロジェクト排出量を算出した数値の差と、プロジェクト実施によって処理できたメタン量からプロジェクト実施によるGHG排出量との差のうちの小さい値が、モニタリングによって算出されるGHG排出量となる（表5.5-1）。

$$ER_{y,ex\ post} = \min((BE_{y,ex\ post} - PE_{y,ex\ post} - LE_{y,ex\ post}), (MD_y - PE_{y,power\ ex\ post} - PE_{y,transp\ ex\ post} - PE_{y,res\ waste\ ex\ post} - LE_{y,post}))$$

$$MD_y = BG_{burnt,y} \times W_{CH_4,y} \times D_{CH_4} \times FE \times GWP_{CH_4}$$

表 5.5-1. GHG 排出に関する項目

項目	単位	項目内容
$ER_{y,ex\ post}$	t-CO <sub>2</sub> e/y	y年におけるモニタリングをベースにした本プロジェクトのGHG削減量
$BE_{y,ex\ post}$	↑	モニタリングと算出したベースラインのGHG排出量
$PE_{y,ex\ post}$	↑	電力及び燃料使用、メタン発酵槽からの漏れなどモニタリング値より算出したプロジェクトのGHG排出量
$LE_{y,ex\ post}$	↑	モニタリング値を用いた漏れGHG排出量
$MD_y$	↑	y年におけるプロジェクトによって収集・分解・利用されたメタン発生量
$PE_{y,transp,ex\ post}$	↑	y年において、モニタリング値をベースにした運搬に係るGHG排出増加量
$PE_{y,power,ex\ post}$	↑	y年において、モニタリング値をベースにした設備運用に係るGHG排出量
$PE_{y,res\ waste,ex\ post}$	↑	y年においてモニタリング値をベースにした残渣物の発酵によるGHG排出量
$BG_{burnt,y}$	m <sup>3</sup>	y年における燃焼されたバイオガス量
$W_{CH_4,y}$	-	y年におけるバイオガス中のメタン比率
$D_{CH_4}$	t/m <sup>3</sup>	y年のバイオガスの温度圧力のときのメタン濃度
$FE$	-	y年のバイオガス燃焼処理率

モニタリング項目は、IPCC で全て規定されており、承認済み手法及び方法論に基づいてモニタリング計画を設定する必要がある（図 5.5-1、表 5.5-2）。



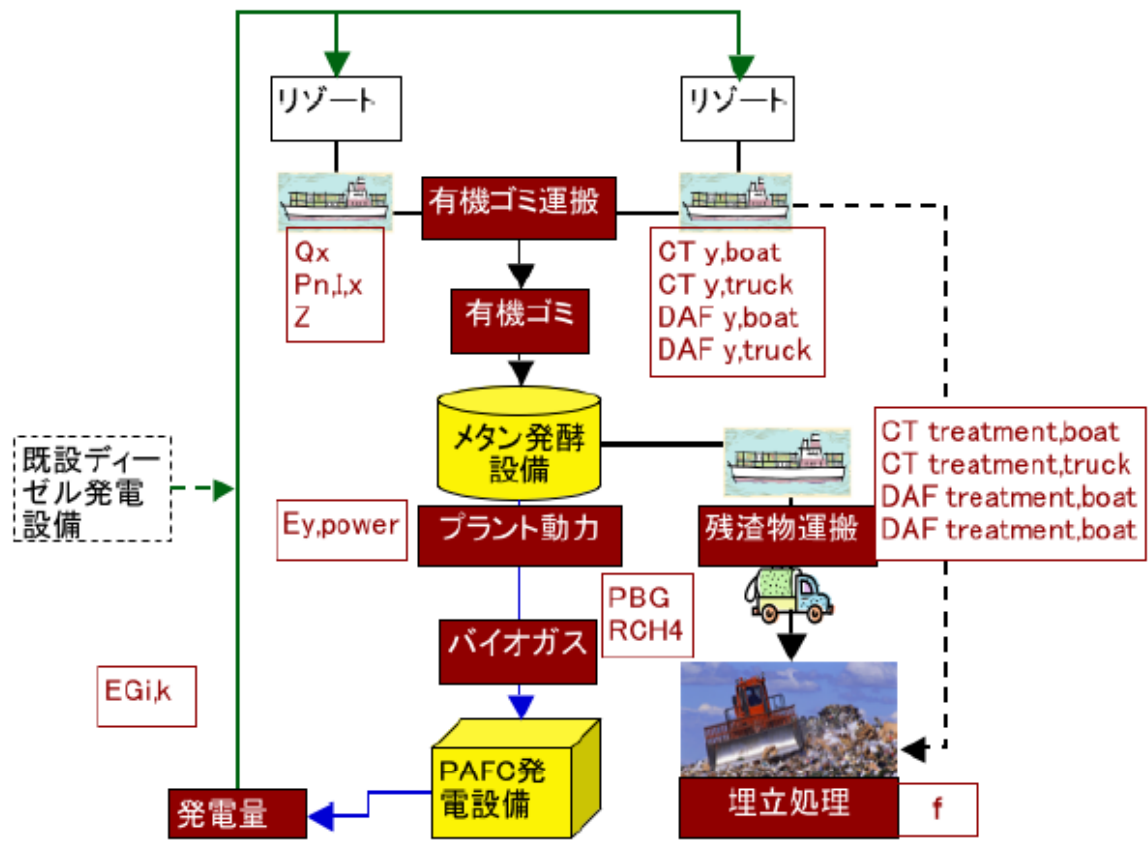


図 5.5-1. モニタリング計画概要.

表 5.5-2. モニタリング項目

項目	モニタリング頻度	備考
f	1回/年	埋立処理場において燃焼等で処理されるメタンの比率
GWP_CH4	1回/年	メタンの温暖化係数
Qx	連続測定	埋立処理しなかった有機ゴミの総量
Pn <sub>j,x</sub>	4回/年以上	廃棄物サンプルN中の有機ゴミタイプiの比
z	連続測定	1年間に得た廃棄物のサンプル数
設備の運営状態	1回/年	バイオマス発電が稼働しているかどうかの確認
EG i,k	累積測定	バイオガス発電による発電量
P BG	1回/年	有機ゴミ1 kgから生じるバイオガス量
R CH4	連続測定	バイオガス中のメタン濃度
CT y,boat	1回/年	有機ゴミ運搬ボートの平均積載量
CT y,truck	1回/年	有機ゴミ運搬トラックの平均積載量
DAF w,boat	1回/年	有機ゴミ運搬ボートの運搬距離平均増加量
DAF w,truck	1回/年	有機ゴミ運搬トラックの運搬距離平均増加量
Q y,treatment,i	1回/年	残渣物の総量
CT treatment,boat	1回/年	残渣物運搬ボートの平均積載量
DAF	1回/年	残渣物運搬ボートの平均運搬距離
CT	1回/年	残渣物運搬トラックの平均積載量
DAF	1回/年	残渣物運搬トラックの平均運搬距離
E y,power	累積測定	プラント動力

## 5.6. 環境影響・技術移転・波及効果

本プロジェクトの実施によって波及する実施サイト及びその周辺地域への環境影響などについて検討を行う。タイでは、再生可能エネルギーの導入を推進しており、電気事業者に一定割合で再生可能エネルギーの利用を義務付ける RPS 制度を、2011 年を目途に導入予定である。本プロジェクトは、タイ国政府政策に沿った事業である。

### 5.6.1. 地域環境への影響

本プロジェクトの実施により、リゾート施設において大量に発生している「有機ゴミ」をエネルギーや堆肥などとして有効資源化するばかりでなく、様々な環境にインパクトを与える物質の低減が可能である。

有機ゴミ（生ごみ）を活用する本プロジェクトの実施により、有機ゴミの運搬（ボートやトラック）に係るエネルギー、運搬時の CO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub> の排出抑制、埋立量の減少によるランドフィルガス（メタン）発生抑制、埋立浸出水の削減などの効果が創出可能である。また、有機ゴミをメタン発酵することでエネルギー化し、PAFC による発電を行うことで、既設のディーゼル発電の稼働を抑制でき、

燃料や稼働時のCO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>の削減、タンカーなど燃料運搬時のCO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>、運搬時の化石燃料の漏出など抑制可能である。さらに、当該メタン発酵設備は、高度な廃水処理施設を付帯しているため、リゾート施設から排出される有機性の廃水を高度に処理することが可能である。現在では最低限の処理後に地下浸透され砂浜や海洋を汚染している有機廃水を高度に処理することによって、リゾート周辺の土壌海洋環境を維持することが可能となる。

### 5.6.2. 技術移転・開発への影響

本プロジェクトでは、有機ゴミのメタン発酵設備、メタン（バイオガス）の回収・精製設備、PAFC（燃料電池）発電設備、廃水処理設備を導入する。

メタン発酵設備やガス回収・精製設備の施工に関する技術は、基本的に難しい技術ではないため、容易にホスト国に技術移転が可能であると思われる。タイでは、ゴミ処理に関するインフラが乏しく、メタン発酵設備を施工出来る現地企業が設立されてくれば、その効果は大きいと思われる。

PAFCに関する技術は、高度な技術を要するスタック製造に技術移転の可能性は低いですが、改質器やブロアーなど補機類やメンテナンスに関しては、技術移転や、現地生産（アッセンブリー）の可能性は高い。特に、現地組み立てや現地企業によるメンテナンスは、PAFCの大量普及の際の起爆剤と成り得るため、日本側にもメリットが大きい。

また、タイ国においても国立研究所（National Science and Technology Development Agency, NSTDA）などを中心に、燃料電池の開発が行われているので、当該PAFCの技術移転は、研究サイドからの要望でもある。

### 5.6.3. 波及効果

本プロジェクトを実施した結果、本システムの普及が進めば、地域の環境インパクトを低減した形で、宿泊客を増加させることが可能となる。世界に多数存在する離島リゾートではどこでも同じような問題を抱えている。

実施しているため、研究開発へ

普及の面から見ると、本システムは、最近に至るまで、従来の化石燃料が安価であったため、コストメリットが少なく導入は進んでいなかった。特に、リゾート施設を運営する事業者においては、直接的に宿泊客を誘致する設備ではないため、導入に積極的ではなかった。しかし、化石燃料価格の高騰と地球環境に対する関心の高まりは、観光産業にも影響を与え、欧米の有名ホテルチェーンでは環境配慮がテーマになってきている。そこで、本プロジェクトで本技術の効果が認知されれば、高級リゾートが多数立地するタイ国内で自主的に採用する動きがでるものと期待される。

## 第6章 バイオマス発電システム経済性の検討

本章では、ピピ・ドーン島のリゾート施設で発生する生ゴミなどのバイオマスをエネルギー化するバイオマスシステムの経済性の検討を行う。経済性を検討する上で必要なデータは3回の現地調査を通して取得した。当該システムのコスト構造は、大別するとイニシャルコスト、収入、支出からなり、それぞれプラント建設費、燃料使用量の削減・埋立処理量の削減・CO<sub>2</sub>排出量の削減によって得られる収入、メンテナンス・オーバーホールに必要な経費及び借入金の金利支払である（図6-1）。

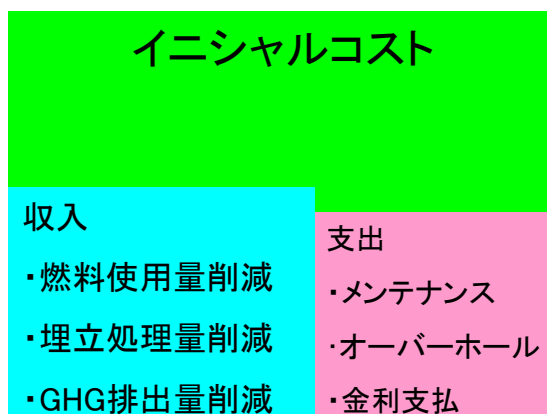


図6-1. 本プロジェクトの収支構造イメージ。

イニシャルコストに関しては、現地エンジニアリング会社である Ecopros Co., LTD. との綿密な打合せの結果、タイにおける当該プラント建設コストの算出を行った。収入に関しては、ピピ島リゾートへのヒアリングなどによって、燃料使用量削減メリット、生ゴミの島内処理による埋立処理量削減メリット、GHG 排出量削減によるメリットの試算を行った。支出に関しては、再委託先である富士電機アドバンステクノロジー（株）との協議の上、当該システムのメンテナンスコストの試算を行った。

経済性を検討する上の基本条件であるプロジェクト実施期間、設備耐用年数、減価償却期間に関してはいずれも10年とし、銀行の貸出金利に関しては7%、タイの法人税に関しては30%として計算を行った。減価償却の計算は定額法によった。また、プロジェクト終了後の残存価値は0として計算している。

表6-1. 経済性検討の基礎条件

プロジェクト実施期間	10年
設備耐用年数	10年
設備減価償却年数	10年
設備減価償却方法	定額法
設備残存価値	0
金利	7%
法人税	30%

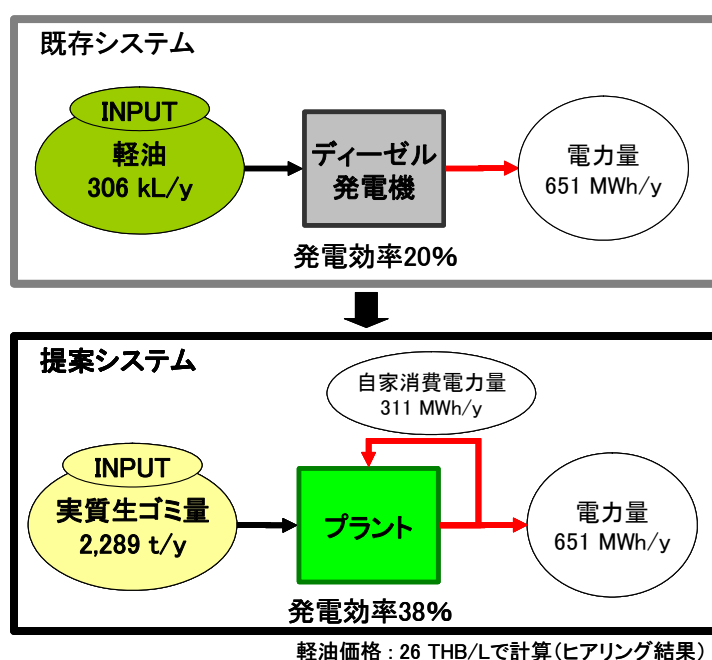


## 6.2. 収入

本プロジェクトの収入は、既存のディーゼル発電機用燃料の削減、島外まで輸送して埋立処分していた生ゴミの減容化による埋立処理量の削減、埋立回避及びバイオガス利用による温室効果ガス排出量削減（CERの獲得）である。

### 6.2.1. 燃料使用量削減

本プロジェクト実施により削減されるディーゼル油量は 306 KL/y である。現地調査時のディーゼル油価格は 26 THB/L であったので、年間の発電用燃料削減メリットは 8 M THB となる。



**803 M THB/yの燃料代削減メリット**

図 6.2-1. ディーゼル発電機用燃料の削減メリット.

### 6.2.2. 埋立処理量削減

本プロジェクト実施により削減される埋立処理量は 1,533 t/y である。現地でのヒアリング結果から生ゴミ処理費用は約 1,800 THB/t であることがわかった。よって、年間の埋立処理量削減メリットは、2.7 M THB/y となる。

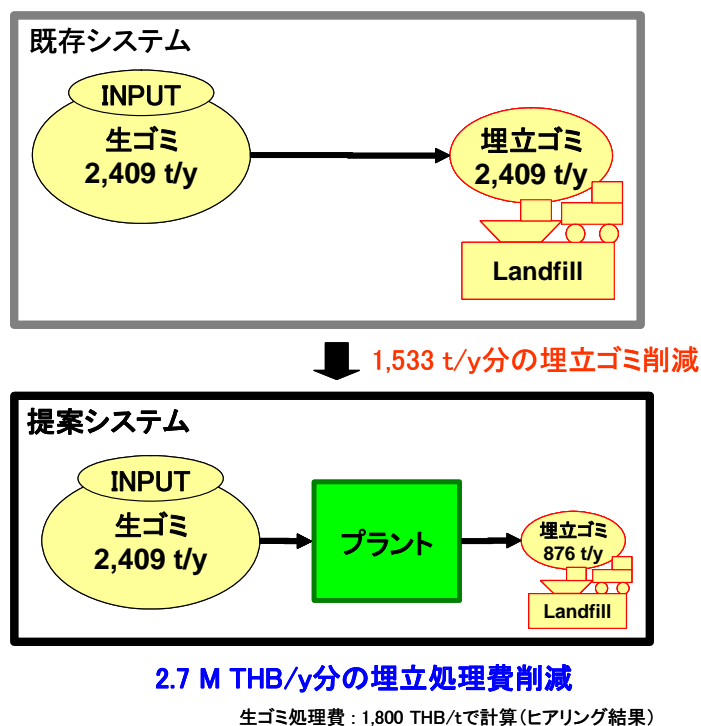


図 6.2-2. 生ゴミの減容化による埋立処理量削減メリット.

### 6.2.3. CER 収入

本プロジェクト実施による GHG 削減量に関しては 5 章にて詳述した (表 5-20)。削減量はプロジェクト実施年によって異なるが、初年度は約 1 万 t、プロジェクト最終年である 10 年目は約 3.1 万 t と試算された。10 年間の総削減量は約 25 万 t である。

一方、経済性を検討する上で GHG 削減量と同様に重要なのは CER 価格である。金融危機以前は右肩上がりであり 2008 年 7 月頃は約 25 EUR/t で取引されていた CER であるが、現在は 10~12 EUR/t 程度まで下落した。

そこで本報告書では、2008 年 7 月の最高値 25 EUR/t、2009 年 2 月の最安値 8 EUR/t、及びその平均値 16.5 EUR/t の 3 パターンで経済性の検討を行う (6.4 参照)。

表 6.2-1. GHG 削減量と CER 収入

プロジェクト期間 年	GHG排出量 t-CO <sub>2</sub> e	CER収入 (M THB)		
		8 EUR/t	16.5 EUR/t	25 EUR/t
1	10,898	3.4	7.1	10.7
2	17,773	5.6	11.6	17.5
3	22,382	7.1	14.5	22
4	25,471	8	16.6	25.1
5	27,542	8.7	17.9	27.1
6	28,930	9.1	18.8	28.5
7	29,861	9.4	19.4	29.4
8	30,484	9.6	19.8	30
9	30,903	9.7	20.1	30.4
10	31,183	9.8	20.3	30.7



### 6.3. 支出

本プロジェクトの支出は、当該プラントを動かすためのランニングコスト、7年半に1度行う燃料電池のオーバーホールコスト及びイニシャルコストの借り入れによって発生する金利である。ランニングコストの内訳としては、栄養塩、高分子凝集剤、無機凝集剤、脱硫剤、精製塔活性炭などの用役費、発電機、前処理装置、発酵槽、ガス浄化設備、廃液処理設備の保守点検費があり、総額4 M THB/yである。燃料電池は、7年半に1度の頻度で主要部品であるスタックの交換（オーバーホール）を行う。スタックは燃料電池の心臓部であるため若干高額で、約12 M THBの費用が発生する。経済性を検討する際は、プロジェクト7年目に一括計上する。金利に関しては7%として計算を行った。金利支払額は補助率などによって変化するため後述する。

表 6.3-1. プラントメンテナンスコスト

項目	使用量	単価 (THB)	金額 (THB/年)	
用役費	栄養塩	3,212 L/y	106	340,667
	高分子凝集剤	4,307 kg/y	152	652,576
	無機凝集剤	29,200 kg/y	12	353,939
	脱硫剤	3.2 m <sup>3</sup> /y	66,364	212,364
	精製塔活性炭	3.2 m <sup>3</sup> /y	212,121	678,788
保守点検費	発電機保守点検費	1 式	757,576	757,576
	前処理装置保守点検費用	1 式	151,515	151,515
	発酵槽保守点検費用	1 式	151,515	151,515
	ガス浄化設備保守点検費用	1 式	151,515	151,515
	廃液処理設備保守点検費用	1 式	454,545	454,545
労務費（ごみ投入、脱水、運転監視等）	2 人	303,030	606,061	
合計			4,059,955	

### 6.4. 経済性の検討

経済性の検討を実施するにあたって、投資案件として魅力的かどうかを判断する閾値を、「IRR25%以上（10年）かつ5年以内に累計黒字」とした。上述の通り、本プロジェクトのイニシャルコストは102 M THB、収入は10.7 M THB/y + CER（プロジェクト年・価格によって変化）、支出は4 M THB + 12 M THB/7.5y（オーバーホール費） + 金利（補助金の有無によって変化）であり、CER 価格及び補助金の有無により、経済性は大きく変化する。よって、CER 価格が0、8、16.5、25 EUR/t、補助金が0、50%のケースを想定して経済性の検討を行った（表 6.4-1）。その結果、CER 価格が16.5、25 Euro/tの時、イニシャルコストの50%の補助が得られれば、投資するに足るプロジェクトであることが分かった（表 6.4-2、表 6.4-3）。

表 6.4-1. ケース別経済性の検討

		補助金 (%)			
		0%のケース		50%のケース	
		IRR	投資回収年	IRR	投資回収年
CER価格 (Euro/t)	0	-	-	-	-
	8	-	-	13%	8
	16.5	7%	-	28%	5
	25	15%	8	40%	4

表 6.4-2. 損益計算書及びキャッシュフロー (CER 価格 16.5 EUR/t、補助金 50%)

Income Statement													Unit: MTHB
#		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
<b>Sales (Including Cost Down)</b>			17,904	22,373	25,369	27,377	28,723	29,626	30,230	30,636	30,908	31,090	274,237
Generation Profit			8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	80,747
Waste Gabbage Profit			2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	27,463
Addition: CDM Sales (THB)			7,083	11,552	14,548	16,556	17,902	18,805	19,409	19,815	20,087	20,269	166,027
<b>Costs</b>	Escalation	0	14,261	14,261	14,261	14,261	14,261	14,261	26,382	14,261	14,261	14,261	126,207
Depreciation (THB)	0%		10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	102,008
Maintenance Fee (THB)	0%		4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	40,600
Overhaul Fee(THB)	0%								12,121				12,121
Utilities (THB)	2%												
Insurance (THB)	3%												0
Contingency (THB)	4%												0
Fixed Property Tax (THB)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Operating Profit</b>		0	3,644	8,113	11,108	13,116	14,463	15,365	3,848	16,375	16,647	16,829	119,508
Interest (THB)		3,570	3,570	3,213	2,856	2,499	2,142	1,785	1,428	1,071	714	357	23,207
<b>Ordinary profit</b>		-3,570	73	4,899	8,252	10,617	12,320	13,580	2,420	15,304	15,933	16,472	96,301
Corporate Tax (THB)	30.0%	0	22	1,470	2,476	3,185	3,696	4,074	726	4,591	4,780	4,942	29,961
City Tax (THB)	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Net Income</b>		-3,570	51	3,430	5,777	7,432	8,624	9,506	1,694	10,713	11,153	11,530	66,340

Cash Flow													Unit: MTHB
#		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Investment		-51,004											-51,004
Ordinary Profit		-3,570	73	4,899	8,252	10,617	12,320	13,580	2,420	15,304	15,933	16,472	96,301
Depreciation			10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	102,008
Free Cash Flow		-54,574	10,274	15,100	18,453	20,818	22,521	23,780	12,621	25,505	26,134	26,673	147,305
Accumulated Free Cash Flow		-54,574	-44,300	-29,200	-10,747	10,071	32,592	56,373	68,994	94,499	120,632	147,305	
Discount Rate		1.00	1.10	1.21	1.33	1.46	1.61	1.77	1.95	2.14	2.36	2.59	
Discounted Free Cash Flow		-54,574	9,340	12,480	13,864	14,219	13,984	13,423	6,477	11,898	11,083	10,284	62,477
NPV		-54,574	-45,234	-32,755	-18,891	-4,672	9,312	22,736	29,212	41,110	52,194	62,477	
IRR		#NUM!	#NUM!	-37.15%	-9.42%	6.39%	15.69%	21.40%	23.38%	26.08%	27.88%	29.13%	

表 6.4-3. 損益計算書及びキャッシュフロー（CER 価格 25 EUR/t、補助金 50%）

Income Statement													Unit: MTHB
#		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
<b>Sales (Including Cost Down)</b>			21,553	28,325	32,864	35,906	37,946	39,313	40,229	40,844	41,255	41,531	359,766
Generation Profit			8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	8,075	80,747
Waste Gabbage Profit			2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	2,746	27,463
Addition: CDM Sales (THB)			10,732	17,504	22,043	25,085	27,125	28,492	29,408	30,023	30,434	30,710	251,557
<b>Costs</b>	<b>Escalation</b>	<b>0</b>	<b>14,261</b>	<b>14,261</b>	<b>14,261</b>	<b>14,261</b>	<b>14,261</b>	<b>14,261</b>	<b>26,382</b>	<b>14,261</b>	<b>14,261</b>	<b>14,261</b>	<b>126,207</b>
Depreciation (THB)	0%		10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	102,008
Maintenance Fee (THB)	0%		4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	4,060	40,600
Overhaul Fee(THB)	0%								12,121				12,121
Utilities (THB)	2%												
Insurance (THB)	3%												0
Contingency (THB)	4%												0
Fixed Property Tax (THB)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Operating Profit</b>		<b>0</b>	<b>7,293</b>	<b>14,064</b>	<b>18,603</b>	<b>21,645</b>	<b>23,685</b>	<b>25,052</b>	<b>13,847</b>	<b>26,583</b>	<b>26,995</b>	<b>27,271</b>	<b>205,037</b>
Interest (THB)		3,570	3,570	3,213	2,856	2,499	2,142	1,785	1,428	1,071	714	357	23,207
<b>Ordinary profit</b>		<b>-3,570</b>	<b>3,722</b>	<b>10,851</b>	<b>15,747</b>	<b>19,146</b>	<b>21,543</b>	<b>23,267</b>	<b>12,419</b>	<b>25,512</b>	<b>26,280</b>	<b>26,914</b>	<b>181,830</b>
Corporate Tax (THB)	30.0%	0	1,117	3,255	4,724	5,744	6,463	6,980	3,726	7,654	7,884	8,074	55,620
City Tax (THB)	0.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Net Income</b>		<b>-3,570</b>	<b>2,606</b>	<b>7,595</b>	<b>11,023</b>	<b>13,402</b>	<b>15,080</b>	<b>16,287</b>	<b>8,693</b>	<b>17,858</b>	<b>18,396</b>	<b>18,839</b>	<b>126,210</b>

Cash Flow													Unit: MTHB
#		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Year		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Investment		-51,004											-51,004
Ordinary Profit		-3,570	3,722	10,851	15,747	19,146	21,543	23,267	12,419	25,512	26,280	26,914	181,830
Depreciation			10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	10,201	102,008
Free Cash Flow		-54,574	13,923	21,051	25,947	29,347	31,744	33,468	22,620	35,712	36,481	37,114	232,834
Accumulated Free Cash Flow		-54,574	-40,651	-19,600	6,348	35,695	67,438	100,906	123,526	159,239	195,720	232,834	
Discount Rate		1.00	1.10	1.21	1.33	1.46	1.61	1.77	1.95	2.14	2.36	2.59	
Discounted Free Cash Flow		-54,574	12,657	17,398	19,495	20,044	19,710	18,892	11,608	16,660	15,472	14,309	111,671
NPV		-54,574	-41,917	-24,519	-5,024	15,020	34,730	53,622	65,230	81,890	97,361	111,671	
IRR		#NUM!	#NUM!	-23.84%	5.17%	20.70%	29.36%	34.43%	36.51%	38.59%	39.92%	40.79%	