

温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査

タイのバイオマス発電プロジェクトにおける  
炭素クレジット獲得プロセスの実態調査

## 報 告 書

平成 14 年 2 月 28 日

東京三菱証券株式会社

## 目次

|                                  |    |
|----------------------------------|----|
| 1. 目的 .....                      | 1  |
| 2. 調査概要 .....                    | 2  |
| 3. 現地調査 .....                    | 4  |
| 4. プロジェクトの内容 .....               | 6  |
| 4.1 事業概要 .....                   | 6  |
| 4.2 プロジェクトの目的および意義 .....         | 6  |
| 4.3 プロジェクト実施会社概要 .....           | 6  |
| 4.3.1 A.T. Biopower (ATB) .....  | 6  |
| 4.3.2 主要株式投資企業 .....             | 7  |
| 4.3.3 エンジニアリング面のパートナー企業 .....    | 7  |
| 4.4 事業実施場所 .....                 | 8  |
| 4.5 技術・建設・運営 .....               | 8  |
| 4.5.1 技術 .....                   | 8  |
| 4.5.2 建設・運営 .....                | 10 |
| 4.5.3 初殻供給およびその運搬に関する契約 .....    | 11 |
| 4.5.4 スケジュール .....               | 11 |
| 4.6 資金計画 .....                   | 11 |
| 4.6.1 資金の見積もり .....              | 11 |
| 4.6.2 財務計画 .....                 | 12 |
| 5. 炭素クレジットの価値分析 .....            | 17 |
| 5.1 ベースライン・スタディ・レポート .....       | 17 |
| 5.1.1 タイの社会・経済状況 .....           | 17 |
| 5.1.2 CDM 事業に関わるタイ政府の政策 .....    | 18 |
| 5.1.3 案件の全体評価 .....              | 32 |
| 5.1.4 ベースライン算定 .....             | 34 |
| 5.1.5 当プロジェクトの温室効果ガス排出について ..... | 43 |
| 5.1.6 温室効果ガス削減効果予測 .....         | 45 |
| 5.1.7 当プロジェクトにおけるその他の排出削減 .....  | 46 |
| 5.1.8 市場分析およびリスク評価 .....         | 48 |
| 5.1.9 費用対効果 .....                | 49 |
| 5.1.10 追加性 .....                 | 52 |
| 5.1.11 温室効果ガス以外に生じうる影響 .....     | 52 |

|                                           |    |
|-------------------------------------------|----|
| 5.2 モニタリング方法の確定.....                      | 62 |
| 5.2.1 モニタリング計画範囲.....                     | 62 |
| 5.2.2 商業取引記録の活用.....                      | 63 |
| 5.2.3 モニタリングおよび検証計画.....                  | 63 |
| 6. ホスト国との炭素クレジット承認手続.....                 | 67 |
| 6.1 ホスト国の CDM/JI 国家戦略構築.....              | 67 |
| 6.2 タイ政府の CDM 承認までのスケジュールおよび手続.....       | 69 |
| 7. 炭素クレジットの適格性.....                       | 70 |
| 7.1 CDM 事業適格性審査と指定運営機関.....               | 70 |
| 7.2 運営機関の選択.....                          | 70 |
| 7.3 適格性分析のためのステップ.....                    | 71 |
| 7.4 ATB 事業のデスク・レビュー評価.....                | 72 |
| 7.4.1 全体評価.....                           | 73 |
| 7.4.2 プロジェクト計画の内容.....                    | 73 |
| 7.4.3 プロジェクトのベースライン.....                  | 73 |
| 7.4.4 プロジェクトの追加性.....                     | 73 |
| 7.4.5 モニタリングおよび検証計画（MVP）.....             | 73 |
| 8. 炭素クレジットの投資家向けの書類作成、投資先探し.....          | 74 |
| 8.1 CERUPT.....                           | 74 |
| 8.1.1 オランダの温室効果ガス削減目標.....                | 74 |
| 8.1.2 オランダの気候変動政策.....                    | 74 |
| 8.1.3 オランダ政府の ERU/CER 調達入札プログラムの概要.....   | 74 |
| 8.1.4 買取りプログラムの管轄.....                    | 75 |
| 8.1.5 環境省の CERUPT.....                    | 75 |
| 8.1.6 CERUPT の仕組み.....                    | 76 |
| 8.1.7 CERUPT の詳細手続と必要条件事項.....            | 78 |
| 8.1.8 第一フェーズへの応募.....                     | 81 |
| 8.2 世界銀行の炭素基金（Prototype Carbon Fund）..... | 84 |
| 9. まとめ.....                               | 85 |

## 参考資料

## 1. 目的

1997 年 COP3 で採択された京都議定書において、我が国は 1990 年比で温室効果ガス排出 6 %削減という目標が課せられた。しかしながら、我が国は削減コストが高く、削減目標を達成するには厳しい環境にある。2001 年 11 月マラケシュで開催された COP7 において京都議定書詳細ルールの最終合意がなされ、今後 CDM/JI 事業の手続の細目が決定しさらに CDM の利用環境が整備されていく。

このような状況下で、我が国は京都議定書付属書 I 国の中でも炭素クレジット獲得が最も必要な国となる可能性が高い。したがって我が国にとって、CDM 案件を発掘することや、そこから生まれる炭素クレジット (CER) という製品の品質や価値を見極めることは肝要であるといえる。

本件のタイの籾殻発電プラントは、籾殻を燃料とする低コストのエネルギーをタイの電力公社 (EGAT) に売却し、また発電に伴って発生する蒸気を産業用使用するものである。この事業自体のフィージビリティ・スタディ (F/S) はすでに大半が終了しており、当案件で炭素クレジット取引による収益が見込まれることになれば、事業の資金調達が進む段階にある。

本調査では、当籾殻発電プラント建設事業から国際的に通用する炭素クレジットを獲得するために必要なプロセスを実際に行ない、その経験を通して、我が国および途上国にとって適正な CDM/JI の手続を構築するための資とすることを目的とする。

## 2. 調査概要

タイの籾殻発電事業の事業者 ATBiopower 社（ATB）は、事業の F/S を完了し、現在タイ電力公社（EGAT）と売電契約を結び、資金調達（補助金等を含む）を行なっている。また、資金調達の一部として炭素クレジットの売却代金を期待している。当案件では次頁の表 1 のうち、4 の投資家へ正式にアプローチする段階までを実施する。この表は、炭素クレジットを当事業から生むために必要な手順を記したもので、国際的にも認知されている。

本件における CDM 事業からの炭素クレジット獲得は、以下の手順で行なわれる。

初めに、ATB のプロジェクト・デザイン設計書の作成から開始する。この設計書の内容は、プロジェクトの概要、その事業の CDM への適用性、温室効果ガス削減効果算定およびモニタリング計画等で構成される。なお、運営機関が審査するため、英文で作成される。（参考資料 10 参照）

次に、ホスト国における本事業の CDM としての実現性について調査が行なわれる。この調査の内容は、本件がホスト国で CDM 事業として承認されるかどうか、承認に必要な手続があるかどうか等である。また同時にホスト国がどのような事業を必要としているかも調査される。

これと並行して、運営機関による CDM の適格性審査が行なわれる。これは、先のプロジェクト・デザイン設計書を元に、当事業が CDM としての要件を備えているかどうかを審査するものである。指定運営機関が存在しない現在においては、審査の内容や価格等の交渉が重要になってくる。

そして、4 の一例としてオランダ政府の炭素クレジット買取りプログラムへアプローチを実施する。この段階では、炭素クレジットの投資家へのアプローチ文書として、プロジェクト・アイデア・ノートを作成する必要がある。（参考資料 1）

これらの調査の結果から、我が国およびホスト国の CDM 事業の手続構築における問題点や課題を抽出する。

表 1 CDM 事業からの炭素クレジット獲得ステップ

|    | 項 目 内 容                                                           | 実施の主体者                   |
|----|-------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| 1  | 炭素クレジットの価値分析（プロジェクト・デザイン設計書：案件評価、ホスト国のニーズとの整合性、ベースライン算定、モニタリング計画） | 事業者又は炭素クレジット専門家          |
| 2  | 炭素クレジットの適格性分析（運営機関によるプロジェクト・デザイン設計書の適格性評価）                        | 運営機関（現時点で指定運営機関が存在しないため） |
| 3  | ホスト国の炭素クレジット承認手続                                                  | 事業者およびホスト国政府             |
| 4  | 炭素クレジットの投資家向けの書類作成                                                | 事業者又は炭素クレジット専門家          |
| 5  | 指定運営機関によるプロジェクト・デザイン設計書の適格性認証                                     | 指定運営機関                   |
| 6  | CDM 理事会における審査、承認                                                  | CDM 理事会                  |
| 7  | CDM 事業の登録                                                         | CDM 理事会、事業者              |
| 8  | モニタリング活動                                                          | 事業者                      |
| 9  | CDM 事業の検証                                                         | 指定運営機関                   |
| 10 | CDM 事業の認証                                                         | 指定運営機関                   |
| 11 | CER の発行                                                           | CDM 理事会                  |

### 3. 現地調査

当社は ATB のプロジェクトの炭素クレジットの価値を分析するため、2 度に渡る現地調査を行なった。すでにプロジェクトの F/S は終了しているため、現地調査は主に事業者等からの関連情報収集と CDM 事業関連の政府当局等へのインタビューが中心である。

表 2 タイにおけるインタビュー先

| 部署名                                                                    | 役割                                           | インタビューの内容                     |
|------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------|
| OEPP ( Office of Environmental Policy and Planning: 環境施策および計画局 )       | タイの科学・技術・環境省 ( MOSTE ) 内の環境政策および気候変動条約事務局担当。 | タイの気候変動条約に対する政策と CDM 事業承認の手續。 |
| DEDP ( Department of Energy Development and Promotion: エネルギー開発および推進部 ) | タイの科学・技術・環境省 ( MOSTE ) 内のエネルギー関連事業推進を担当。     | 環境省としての再生可能エネルギー事業の取り組み。      |
| NEPO ( National Energy Policy Office: 国家エネルギー政策局 )                     | 政府のエネルギー政策担当部門。                              | エネルギー担当省庁の CDM への取り組み。        |
| EGAT ( タイ電力公社 )<br>Climate Change                                      | 環境部門。                                        | CDM 事業に対する政策。                 |
| EGAT<br>Small Power Producer Program                                   | 小規模発電事業プログラム担当。                              | SPP プログラムの概要。                 |
| EGAT<br>Engineering Business                                           | ATB の事業許可担当部署。                               | 事業の進捗状況。                      |
| EGAT<br>Power Pool, Load Data                                          | タイの発電量やその予想データ管理部署。                          | ベースライン検討のための情報収集。             |

表 3 現地調査スケジュール

出張期間：2001 年 8 月 14 日～8 月 17 日

| 月日           | 所在地           | 訪問先                                                                                                                                         |
|--------------|---------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 8 月 14 日 (火) | タイ (バンコク)     | EGAT-Small Power Producer Program<br>EGAT-Engineering Business<br>EGAT-Power Pool, Load Data                                                |
| 8 月 15 日 (水) | タイ (バンコク)     | NEPO-Energy Conservation and Alternative Energy Division<br>OEPP-International Environmental Affairs<br>COGEN Asian Institute of Technology |
| 8 月 17 日 (金) | タイ (バンコク)     | EGAT-Climate Change                                                                                                                         |
| 8 月 20 日 (月) | タイ (バンコク)     | Department of Energy Development and Promotion                                                                                              |
| 8 月 21 日 (火) | タイ (Singburi) | 事業予定地視察                                                                                                                                     |

出張期間：2002 年 1 月 16 日～1 月 19 日

| 月日           | 所在地       | 訪問先                                                          |
|--------------|-----------|--------------------------------------------------------------|
| 1 月 16 日 (水) | タイ (バンコク) | Khun Paiboon, Director<br>Economic Policy & Planning<br>EGAT |
| 1 月 17 日 (木) | タイ (バンコク) | Dr.Asdaporn, Senior Env. Specialist<br>OEPP                  |

## 4. プロジェクトの内容

### 4.1 事業概要

タイ中央部の 5 個所のプラントにおいて、それぞれ約 20MW の発電量を持つ籾殻発電事業を行なう。電力は 25 年間電力購買契約（Power Purchase Agreements：PPAs）の下、EGAT に売却される予定である。EGAT は再生可能エネルギー事業者に対し、最低でも 80%の電力を購入する。また、本件は電力の他に、近隣の工業・農業従事者に対し蒸気の生産と販売を行なう予定である。

### 4.2 プロジェクトの目的および意義

本件は、温室効果ガスを排出しないバイオマス発電事業から電力を供給することにより、タイの持続可能な成長に貢献するものである。本件のプラントは、現在利用可能な技術の中でも最新で、かつ近隣に対する環境影響が最少であるものを採用している。

本件の事業計画において、事業地域住民と社会契約を結ぶ等、市民参加を積極的に行なっている。

本件の財務計画において、京都議定書 I 国からの公的資金は使用しておらず、年間約 30 万トン相当の CO2 排出削減が見込まれる。

### 4.3 プロジェクト実施会社概要

当事業推進のための必要な機能と担当企業の間係を以下に纏めた。

#### 4.3.1 A.T. Biopower (ATB)

ATB は事業開発および金融会社であり、開発と財務的責任を一手に負う。本件に必要なあらゆる許認可の取得、F/S 調査、概念的なプラント設計開発、プラント設備と建設事業の低コストでの資金工面、さらに株式および債務等の財政に関する主担当である。当プロジェクトは、ATB の常勤プロジェクト開発管理チームによって運営されており、メンバーは 16 人である。ATB の最高経営責任者（CEO）である Thawat Watanatada 氏は、インフラの開発融資プロジェクトにおいては 25 年以上の経験を持ち、世界銀行勤務 18 年の実績がある人物である。

#### 4.3.2 主要株式投資企業

*Rolls-Royce Power Ventures Ltd. (RRPV)* は、産業投資企業であり、ATB 株の 50% を保有することになる。RRPV は、Rolls-Royce Plc の企業グループの一部で、国際的に厳選した市場で 5～150MW の独立電力プロジェクトの開発に注力している。本社はロンドンである。

*Al Tayyar Energy Ltd. (ATE)* は、エネルギー投資開発企業であり、ATB の主要株主となる予定である。ATE はアラブ首長国連邦とアメリカのワシントン D.C. に拠点を置き、発展途上国と新興産業国における再生可能エネルギーとエネルギー効率向上プロジェクトに力を入れている。

*E&Co* はアメリカのニュージャージー州を拠点とする特殊法人である。発展途上国のエネルギー事業会社に投資を行っており、ATB の株主となる予定である。1995 年 5 月以前より、E&Co. はロックフェラー財団の内部機関として活動を開始していた。

#### 4.3.3 エンジニアリング面のパートナー企業

*The Engineering Business Division of the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT EB)* は、発電の事業計画と送電、環境技術の分野のエキスパートである。発電技術サービスの提供者としてはタイ国内で最大と目されている。本件の事業を手がけている EGAT EB のチームは、15 名の専門家で構成されている。メンバーには、プロジェクトマネージャーをはじめ、様々な主要分野においてリーダー的存在である技術者、EPC (Engineering, Procurement and Construction: エンジニアリング・調達・建設) および O&M (Operation & Management: 運営・管理) 契約を草案する専門家 (契約社員) が含まれる。

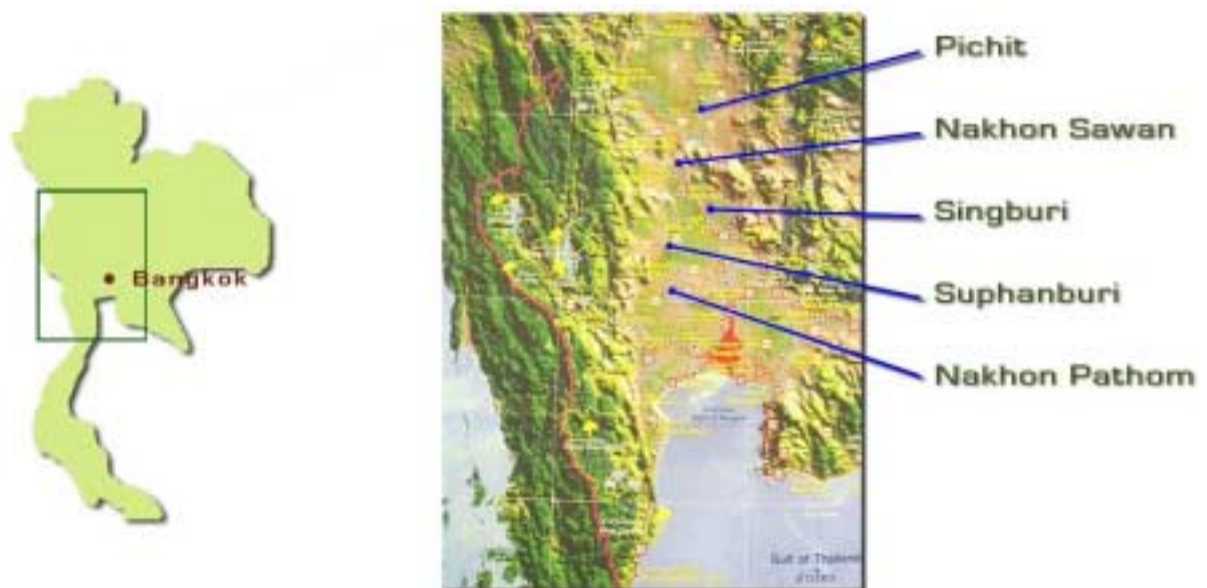
*COGEN* はバンコクのアジア技術研究所 (AIT) に拠点を置く、エネルギーサービス提供組織である。ASEAN 地域において、再生可能エネルギー資源やコジェネレーション技術の利用促進を行なっている。GOGEN は本件プロジェクトのバイオマス技術アドバイザーである。

#### 4.4 事業実施場所

東南アジアに位置するタイは、51万3千平方キロメートルの面積を持ち、5つの地方に分割される。北部、東北部、中央、東部、南部の5つで、その中でも中央部は肥沃で平坦である。当案件はこの中央部の5つの地域で籾殻発電を行なうものである。

ATBは4つの発電所の建設予定地について、現在、土地購買契約交渉の段階に入っている。具体的には Pichit、Singburi、Nakhon Sawan、Nakhon Pathom の4県であり、もう1つの発電所は Suphanburi またはその近隣の県になる予定である。建設地の面積はそれぞれ30～35ヘクタールになる見込みであり、敷地の半分を建物、設備および倉庫に使用し、残りは緩衝地帯や緑地である。(P58～59の図7～図10参照)

図1 事業予定地



#### 4.5 技術・建設・運営

##### 4.5.1 技術

蒸気サイクルに基づくバイオマス燃焼システムは、技術的に成熟しているため、商業ベースで使用可能である。ATBは本事業で、このシステム設備と浮遊燃焼式ボイラ

ーによるオペレーティング・システムを使用する。浮遊燃焼式ボイラーとは、空中燃焼で籾殻を燃やすシステムである。このボイラーは、籾殻を使用できるタイプの中で最も燃費が良い。加えて、精緻に設計された浮遊燃焼式ボイラーで籾殻を燃やしても、健康に害を及ぼす惧れがない。副産物として非晶質シリカの灰が排出されるが、これは結晶質シリカ灰と違って健康に悪影響がないものである。しかも土壌改善やセメント用に商品として販売することが可能である。

ルイジアナ州のチャールズ湖では、浮遊燃焼式ボイラーを使った 13MW の籾殻発電が 1984 年から稼働している。スタートから 3 年後には稼働率 95%（発電所が稼働できた時間の割合）であった。この発電所設計を基本にした籾殻発電用浮遊燃焼式ボイラーが現在、ブラジルやオーストラリアで建設および開発中である。（表 4 参照）

表 4 世界の浮遊燃焼式籾殻発電所例

| 事業主・所在地                                                      | 規模・運転開始日                     | ボイラー能力・圧力・温度・燃料                                                | プロジェクト内容                                                        |
|--------------------------------------------------------------|------------------------------|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Agrilectric Power Partners<br>Lake Charles, Louisiana<br>USA | 13 MW<br>1984                | 50 tons/hr<br>44.8 bar/393° C<br>Rice husk & natural gas       | Rice husk-fired power plant                                     |
| Agrilectric Research<br>Lake Charles, Louisiana<br>USA       | 1.5 MW<br>1995               |                                                                | Rice husk-fired power plant and demonstration module            |
| BK Energia<br>Uruguaiana, Rio Grande del Sul, Brazil         | 8 MW<br>To begin mid-2001    |                                                                | Rice husk-fired power plant                                     |
| CDGE-Koblitz<br>Dom Perdito, Rio Grande del Sul, Brazil      | 8 MW<br>To begin late 2001   |                                                                | Rice husk-fired power plant                                     |
| CDGE-Koblitz<br>Dom Perdito, Rio Grande del Sul, Brazil      | 8 MW<br>To begin late 2001   |                                                                | Rice husk-fired power plant                                     |
| Operational Energy Corp.<br>Williams, California<br>USA      | 28.7 MW<br>1989              | 88 tons/hr<br>104 bar/513° C                                   | Rice husk-fired power plant                                     |
| Stanwell Corp.<br>Deniliquin, New South Wales<br>Australia   | 10 MW<br>Projected late 2002 |                                                                | Rice husk-fired power plant                                     |
| Uncle Ben's Foods<br>Houston, Texas<br>USA                   | 1978                         | 20 tons/hr<br>20.7 bar<br>Saturated rice husk                  | Rice husk-fired boiler plant for existing rice processing plant |
| Uncle Ben's Foods<br>Greenville, Mississippi<br>USA          | 1978                         | 20 tons/hr<br>20.7 bar<br>Saturated rice husk & fuel oil no. 2 | Rice husk-fired boiler plant for existing rice processing plant |

(ATB 資料提供)

#### 4.5.2 建設・運営

4.3 で記述した事業パートナーは主に資本参加のパートナーであり、実際の ATB のプラント建設と運営は、国際的な 2 つの契約に基づいて行なわれる予定である。建設に関する契約は、EPC ( Engineering, Procurement and Construction : エンジニアリング・調達・建設 )、運営に関する契約は、O&M ( Operation & Management : 運営・管理 ) である。

EPC の契約者は、設備のパフォーマンス、発電の実際出力量、燃料の消費割合、設備の信頼性、稼働率、排出量を保証する義務がある。また、EPC 契約においては建設コストは一括払いである上、価格は固定されており、完成期日と共に保証されている。

O&M 契約者との 4 年契約は更改可能で、契約者は発電の実際出力量、燃費、稼働率と排出量レベルを保証する。また、従業員の研修にも責任を負う。さらに、事故に備えて保険に入らねばならない。長期のアカウンダビリティを確保し、技術知識等の移転を強化するため、EPC と O&M 契約は同じ契約者で行なうことになるであろう。

現在、下記の 2 社が、EPC の入札にリストされており、この 2 社から ATB が最終的に決定する予定である。

*Electrowatt-Ekono (Thailand) Ltd. (EETH)* は、燃焼技術の提供会社である。EETH はスイスに本社があり、ヨーロッパ、中近東、ラテンアメリカ、アジアの各地およびバンコクにオフィスを持つ。EETH は、タイの北東部にある Roi-Et 県の 10MW の籾殻発電所を所有するエンジニアリング会社であり、Pathum Thani において 2 ~ 10MW の電力出力量を持つ製紙工場の EPC 契約者でもある。EETH は米国のボイラー技術、特にバイオマス燃焼においては、90 年の歴史を持つ McBurney 社と共同で入札している。

*Mitsui Babcock Energy Ltd. (MBE)* も燃焼技術の提供会社であり、Agrilectric Power Inc. と共同で入札を行なっている。MBE は英国に本社があり、英国、中国、インド、日本、オランダ、米国、そしてバンコクにオフィスを持つ。親会社は三井造船である。Agrilectric は、米国のルイジアナ州で 1984 年以来、13MW の浮遊燃焼式籾殻発電所を操業している。当社は、同様のプロジェクト事業のデザインや建設、エンジニアリングサービスを、ブラジルおよびオーストラリアで提供している。

#### 4.5.3 籾殻供給およびその運搬に関する契約

ATB は籾殻供給を受ける契約を約 100 軒の精米所と結んでおり、期間は 8 年である。精米所の多くは事業予定地から 80km 圏内にある。ATB が契約した籾殻の総量は 54 万トンである。この量は、電力購買契約における契約義務に定められた必要燃料のほとんどをカバーする。この籾殻供給契約は現在進行中である。籾殻は各発電所に 10 車輪の小トラック（タイでは最も一般的）で輸送される。

#### 4.5.4 スケジュール

事業のスケジュールは以下の通りである。

表 5 事業のスケジュール

|         |         |
|---------|---------|
| 資金調達終了日 | 2002年後期 |
| 電力購買契約  | 2002年前期 |
| 建設着手日   | 2002年後期 |
| 運用開始日   |         |
| 第一プラント  | 2004年前期 |
| 第二プラント  | 2004年前期 |
| 第三プラント  | 2004年前期 |
| 第四プラント  | 2004年後期 |
| 第五プラント  | 2004年後期 |

### 4.6 資金計画

#### 4.6.1 資金の見積もり

このプロジェクトのコストの見積もりは、発電所 1 ヶ所につき 3 千 600 万ドル、5 ヶ所すべての総額は 1 億 8 千万ドルである。これには、土地・建設工事期間の利息、プロジェクトの開発手数料、資金調達コストおよび予備費と共に EPC 契約料も含む。総費用の細かい見積もりは EPC と O&M 契約が纏まり次第、改訂する。

EGAT との契約が決まれば、プロジェクトの売上げ安定が確定する。

炭素クレジットの投資に関心がある投資家に対しては、要請があれば資金調達の

見積書の提出が必要となる。コストの見積もりは当プロジェクトの実行可能性の判断基準となる重要な要素の 1 つだからである。

#### 4.6.2 財務計画

ATB の資金調達プランでは、銀行借入れなどの債務、メザニン型資金調達、自己（株主）資本への配分を幾分コンサバティブに設定しており、それぞれ 5 対 1 対 4 の割合である。主要な株式の投資家（4.3 参照）は、ほとんど普通株に投資する。投資家の興味は、当プロジェクトが CDM のプロジェクトとして認定されること、そして炭素クレジット（CER）が生まれることにありと見られ、期待も大きい。そのため、ATB は資金調達計画を 2002 年後半までに決着させるつもりである。

なお、本件については、議定書 I 国からの公的資金を使用する予定はない。

## 5. 炭素クレジットの価値分析

### 5.1 ベースライン・スタディ・レポート

#### 5.1.1 タイの社会・経済状況

1999 年現在、タイの人口は 6 千 180 万人で、1980 年から 1997 年までに年平均 1.5% ずつ増加した。その後は、年 1.1% ずつの増加に止まっている。タイの GDP 成長率は、1980 年代から 90 年代初頭にかけて急速な経済発展を遂げ、1988 年には 80 年代初めの 5% から 13% にまで達し、その後は年 8% 台を維持していた。1988 年から 1996 年の経済成長により、人口一人当たりの所得は倍増したが、同時に都市部と地方部との生活の格差が生じた。1997 年の金融機関の破綻やパーツ価値低下により、表 6 で示すように GDP の成長率はマイナス 2%、1998 年は 10% にまで低下した。経済危機により、生産部門や投資および国内需要は徹底的な打撃を受け、失業者が続出したため、1999 年の GDP 成長率は 3% ~ 4% である。タイの経済危機は 1999 年に底を打ったと見られており、対ドル為替レートも安定しているが、経済が回復基調に戻っているかどうかは不確かである。

表 6 タイの主な経済指標 (1995 年 ~ 1999 年)

|                            | 1995     | 1996     | 1997     | 1998    | 1999    |
|----------------------------|----------|----------|----------|---------|---------|
| 人口 (100万人)                 | 59.4     | 60       | 60.6     | 61.2    | 61.8    |
| GDP (国内総生産)                |          |          |          |         |         |
| 1998年度価格でのGDP成長率 (パーセント変化) | 8.9      | 5.9      | -1.8     | -10.0   | 3.0-4.0 |
| 農業部門                       | 2.9      | 3.6      | -0.7     | -0.7    | 3.0     |
| 非農業部門                      | 9.7      | 6.2      | -1.9     | -11.1   | 3.0-4.0 |
| GDP現在価値 (10億パーツ)           | 4,185.6  | 4,608.5  | 4,724.1  | 4,664.7 | 4765.0  |
| (パーセント変化)                  | (15.2)   | (10.1)   | (2.5)    | (-1.3)  | (-2.2)  |
| 人口一人当たりGNP                 | 69,316.0 | 75,103.0 | 75,938.0 | n.a.    | n.a.    |
| 消費者物価指数(パーセント変化)*          | 5.8      | 5.9      | 5.6      | 8.1     | 0.3     |
| 為替レート (パーツ/US\$)*          | 24.92    | 25.34    | 31.37    | 41.37   | 37.71   |

\*1999年は1月から10月の数字

(出典: Ministry Of Science, Technology And Environment, Thailand's Initial National Communication)

### 5.1.2 CDM 事業に関わるタイ政府の政策

#### 1) タイの気候変動政策・方針

##### a) 気候変動条約に関するタイ政府の位置づけ

タイは 1992 年 6 月に気候変動枠組み条約に署名し、1995 年 3 月に批准した。1999 年 2 月に京都議定書に署名をしたタイは、非付属書 国であり、温室効果ガス排出量について削減義務を負ってはいない。なお、タイは現在、京都議定書を批准していない。

タイ王国政府は、気候変動枠組み条約を批准した直後に National Climate Change Committee (NCCC) と Climate Change Expert Committee (CCEC) を設置し、気候変動に関する対策を実施している。NCCC の事務局は、科学・技術、環境省 (MOSTE) であり、NCCC の議長を務めている。NCCC のメンバーは次頁に示した。

Office Of Environmental Policy And Planning (OEPP) は、MOSTE 内の NCCC の事務局であり、気候変動条約の交渉を担っている。さらに OEPP は、首相が議長を務める国家環境会議 (National Environmental Board) の事務局も兼ねている。

タイの京都議定書の批准に関しては、OEPP を中心に進められることになる。現在、OEPP はタイ国にとって適格な CDM 事業の枠組みを構築するための準備として、国家戦略・スタディ (National Strategy Study) を作成している。このスタディーは、オーストラリア政府の資金で実施されており、2002 年 5 月にドラフトが完成する予定である。完成後は NCCC で承認を受け、国家の CDM 事業の手续や推進の基礎となる。これらの作業は、タイ国の京都議定書批准にタイミングを合わせて進められていると見られる。

## タイの気候変動委員会メンバー ( NATIONAL CLIMATE CHANGE COMMITTEE )

1. Permanent Secretary, Ministry of Science, Technology and Environment (Chairman)
2. Representative of Ministry of Agriculture and Cooperatives
3. Representative of Ministry of Interior
4. Representative of Ministry Industry
5. Representative of Ministry Transport and Communications
6. Representative of Ministry Public Health
7. Representative Office of National Economic and Social Development Board
8. Representative of National Energy Policy Office
9. Representative of Office of the Council of State
10. Director General, Department Treaties and Legal Affairs
11. Director General, Department of International Organizations
12. Director General, Department of Technical and Economic Cooperation
13. Director General, The Meteorological Department
14. Director General, Pollution Control Department
15. Director General, Department of Environment Quality Promotion
16. Director General, Department of Energy Development and Promotion
17. Secretary General, Office of Environmental Policy and Planning
18. Representative of Bangkok Metropolitan Administration
19. Representative of Chulabhorn Research Institute
20. Representative of The Federation of Thai Industries
21. Representative of Thai Chamber Commerce
22. President, Thailand Environment Institute
23. Director, Energy Research Institute, Chulalongkorn University
24. Mr. Supavit Piampongsant
25. Professor Dr. Prida Wibulsawas
26. Deputy Secretary General, Office of Environmental Policy and Planning (Secretary)
27. Director Division of International Environmental Affairs, Office of Environmental Policy and Planning (Assistant secretary)
28. Director Air Quality and Noise Management Division, Pollution Control Department,(Assistant secretary)

## **b) 気候変動条約担当省庁の動き**

CDM 事業に関連のある省庁の動きについてインタビューを行なった。

### **i) OEPP ( Office Of Environmental Policy And Planning )**

気候変動条約担当省庁で、CDM 事業の承認を担うであろう部門である。OEPP へのインタビューで、当該国における炭素クレジットの承認取得については、タイが京都議定書に批准する前に承認を与えることはないことを確認している。

OEPP で現在、CDM 事業の国家ストラテジー・プランを作成中であり、ドラフトが完成した際には NCCC で承認を得る。そのプランの中で CDM の事務局を設置する構想がある。2002 年 8 月にヨハネスブルグで開催される Rio10 ( 世界環境サミット ) に、国王家一員の出席が予定されている。タイの環境に対する取組みへの積極性を国際的にアピールするためにも、京都議定書の批准が Rio10 開催までに行なわれる可能性は高い。( 6.ホスト国との炭素クレジット承認手続にて後述。 )

### **ii) NEPO ( National Energy Policy Office )**

タイのエネルギー関連の規制当局である NEPO は、タイの経済政策に沿ったエネルギー政策を立案している。Energy Conservation Program および Guidelines, Criteria, Conditions And Expenditure Priorities Of The Energy Conservation Promotion Fund を作成し、タイにおけるエネルギー源保持の全体プログラムを取り仕切る。NEPO は、規制およびガイドライン作成の他に、SPP や IPP 等の補助金や税優遇の制度等を設定し、電力資源の多様化等を進めている。従来型とともに再生可能エネルギー資源の活用を促進しており、その中で最も注目しているのはバイオガス関連の事業である。

NCCC のメンバーである NEPO に 2001 年 8 月にインタビューを行なったが、CDM 事業と関連した再生可能エネルギー促進の戦略についてはあまり考えていなかったようである。今後検討したいとのことであった。

### iii) DEDP (Department of Energy Development and Promotion)

DEDP は、タイの科学・技術・環境省 (MOSTE) の中で、再生可能エネルギープロジェクトを NEPO や EGAT 等と協力して行なっている部署である。DEDP は 1992 年 Energy Conservation Promotion Act が制定されたことを受け、Energy Conservation Program (ECON) を実施している。DEDP は、NCCC のメンバーであることから、CDM 事業に関して知識はあるものの、主流は再生可能エネルギーのプロモーション活動である。そのため、再生可能エネルギー事業推進予算等も限られているようだ。今後 CDM に関しては OEPP に協力していく形で進めていく方針である。

### iv) EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand)

EGAT は、タイの発電事業の大半に携わっており、発電計画等はすべて NEPO の政策を基本に実施されている。現在、民営化が計画されているため、今後の事業計画は収益性を重んじる傾向になる。このような状況から、インタビューを行なった各関連部署 (表 2 参照のこと) の担当者は、京都メカニズムについての知識はあまりなかった。環境部の気候変動担当者によると、EGAT 内で気候変動や京都メカニズムについて啓蒙するのは容易ではないとのことであった。EGAT は NEPO や OEPP からの要請があれば EGAT 自身の方針を立てることもあると思われるが、民営化を控えており、環境に対する意識は低いとのことだった。

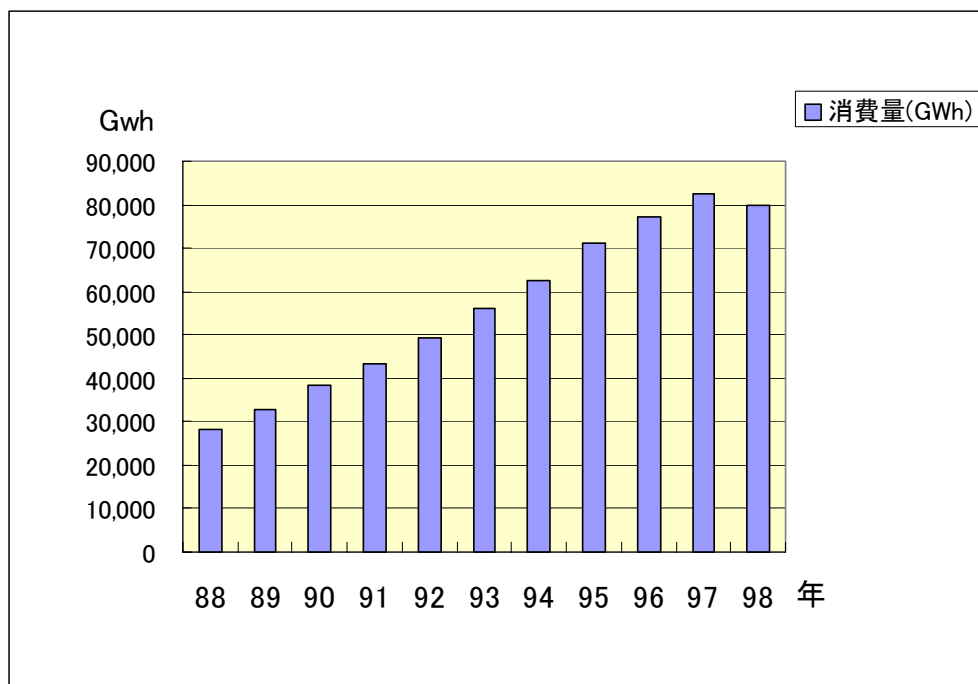
## 2) タイのエネルギー政策

1990 年から 1996 年の経済成長とともに、タイの一次エネルギー需要は年 8.9%、電力に関しては年 14.1% の割合で増大し、エネルギー消費率は、年間で 8~10% 増加した。この期間の追加電力出力量は毎年 1 千 100 メガワットで、電力供給システムは石油精製、天然ガスおよびパイプライン等を中心に拡張した。なお、タイは自国における資源埋蔵量が多くなく、石油、ガス、石炭、電力を輸入に頼る。

図 2 が示すように 1997 年の経済危機とともに電力消費は急減した。特に、一部輸入に頼っている石油および天然ガス事業は、金融機関の破綻とともに外貨ローン等の支払いに困難が生じた。さらにエネルギー消費の減少は、余剰電力を生み、新規プラント計画等の変更が余儀なくされた。そこで 1998 年 9 月タイの発電量予想委員会は、発電量の大幅な改訂を行ない、EGAT は発電量予想に関する電力開発計画 (PDP) を 1999 年に発行した。

エネルギー政策の変換として、電力部門の民営化や自由化を掲げ、2003 年までには発電部門と供給部門の分離をし、電力小売を行なう予定である。この政策には EGAT の民営化も含まれる。

図 2 タイの電力消費量（1988 年から 1998 年）



(出典：Ministry Of Science, Technologyh And Environment, Thailand's Initial National Communication)

#### a) タイ国の発電量増加の必要性

EGAT の管理下における余剰電力量は 30%とされているが、この数字は一時的なものであると思われる。EGAT の電力開発計画（Power Development Plan：PDP）の 2001 年版によれば、電力備蓄量は 2006 年に政府目標の 25%を下回ることになる。さらにタイの有力紙は 2001 年 10 月の記事で、もし現在、提案されている Prachuap Khiri（発電量 700MW）、Khan（同 1,400MW）および Rayong（同 1,400MW）の発電所建設が頓挫してしまったら、予備電力量は 2005 年には 16.58%に落ち、さらに 2007 年までには 2.35%にまで落ち込むと EGAT が警告したと報じている。これら 3 つの発電所は環境への影響の点で問題があるため、計画が遅れている。

## b) タイ国におけるバイオマスエネルギーの重要性

タイでは、様々なバイオマスエネルギー資源があり、木質、バガス（サトウキビの絞り粕）、籾殻等がある。木質は主に地方で家庭用に使われているが、米の籾殻とバガスは、精米所およびパーム油工場の蒸気や、発電目的のバイオマス燃料として特に豊富である。ただ、過去の推移を見ると、従来型の発電が増加している一方で、再生可能エネルギーによる発電は減少している。現時点では、再生可能エネルギー燃料による発電は、タイの発電容量（出力量）の1%にも満たない。同国の発電燃料のほとんどは天然ガス、褐炭および輸入した石油である。

政府は環境に優しい再生可能なエネルギー燃料を重視している。なぜなら、再生可能エネルギーがタイのエネルギー政策に寄与するかもしれないという期待が強いからである。政府が示した目標は、石油の輸入コストを年に300億バーツ（約918億円、1バーツ=3.06円）、つまり10%削減すると同時に、今後5年間で再生可能エネルギーによる電力生産量を今の3倍に増やすというものである。ATBプロジェクトはこの目標達成に大きく貢献すると期待される。

## 3) タイの温室効果ガス・インベントリー

タイは、IPCC（Intergovernmental Panel on Climate Change）のガイドラインに基づき、1994年第二回温室効果ガスのインベントリーを公式に作成している。タイの総排出量は、CO<sub>2</sub>相当で2億8千600万トンで、タイにおける総排出量はCO<sub>2</sub>が70%を占めている。

表 7 タイのCO<sub>2</sub>相当の総排出量（1994年）

|                  | 排出量 (Gg)   | 温室効果可能性係数 | CO <sub>2</sub> 相当量 | %             |
|------------------|------------|-----------|---------------------|---------------|
| CO <sub>2</sub>  | 202,458.05 | 1         | 202,458             | 70.69         |
| CH <sub>4</sub>  | 3,171.35   | 21        | 66,598              | 23.25         |
| N <sub>2</sub> O | 55.86      | 310       | 17,317              | 6.06          |
| <b>Total</b>     |            |           | <b>286,373</b>      | <b>100.00</b> |

（1 Gg = 1 キロトン）

表 8 タイ国家温室効果ガス・インベントリー（1994 年）

| 温室効果ガス<br>吸収源分類     | CO2<br>排出量 | CO2<br>除去量 | CH4      | N2O   | NOX    | CO     | NMOC     |
|---------------------|------------|------------|----------|-------|--------|--------|----------|
| 総排出及び除去量            | 241,030.55 | -39,101.60 | 3,171.35 | 55.86 | 286.65 | 555.11 | 2,513.30 |
| 1. エネルギー            | 125,482.80 | 0.00       | 196.55   | 0.83  | 271.85 | 33.90  | 0.72     |
| A. 燃料燃焼             | 125,482.80 | 0.00       | 2.85     | 0.83  | 271.85 | 33.90  | 0.72     |
| エネルギー・<br>エネルギー変換産業 | 45,529.30  |            | 2.07     | 0.10  | 155.30 | 14.70  | 0.00     |
| 産業、鉱業、建設            | 30,824.20  |            | 0.61     | 0.58  | 113.90 | 17.10  | 0.00     |
| 運輸                  | 39,920.40  |            | 0.09     | 0.00  | 0.26   | 1.30   | 0.70     |
| 商業                  | 890.50     |            | 0.02     | 0.08  | 0.87   | 0.20   | 0.00     |
| 民生                  | 3,469.40   |            | 0.06     | 0.06  | 1.37   | 0.50   | 0.00     |
| 農業                  | 4,849.00   |            | 0.00     | 0.01  | 0.15   | 0.10   | 0.02     |
| B. 一時的排出            |            |            | 193.70   |       |        |        |          |
| 固体燃料                |            |            | 16.02    |       |        |        |          |
| 石油天然ガス              |            |            | 177.68   |       |        |        |          |
| 2. 産業プロセス           | 15,970.40  |            | 0.31     | 54.62 |        |        | 2,512.58 |
| 3. 農業               |            |            | 2,879.10 | 0.41  |        |        |          |
| 4. 土地利用変化と林業        | 99,577.35  | -39,101.60 | 59.57    |       |        |        |          |
| 5. 廃棄物              |            |            | 35.22    |       |        |        |          |

（単位：Gg）

（表 7、表 8 出典：Ministry Of Science, Technology And Environment, Thailand's Initial National Communication)

表 8 のタイの温室効果ガス・インベントリーに示されているように、最も排出量の多い分野はエネルギー燃焼における排出で、全体の 52%ある。エネルギー燃焼による排出量の 1 億 2 千 500 万トンのうち、エネルギー供給による排出が 36%で、次いで運輸部門が 32%で多い。

#### a) エネルギー部門における温室効果ガス排出量

タイは過去 20 年間に於いて、エネルギー源の多様化を進めており、自国のエネルギー資源でエネルギー供給の 3 分の 1 以上を賄っている。エネルギー資源の中で CO2 排出の大半を占めるのが天然ガスである。また、かなりの量でバイオマスが民生や商業用に燃料として使用されている。

1997 年の経済危機以前は年 7%以上の経済成長が予想されていたが、その後 GDP の予想成長率は修正され、国家経済社会開発委員会( National Economic And Social Development Board ) によると、年 5%の成長と予測されている（表 9 参照）。

表 9 タイの GDP 予想 (1998 年 ~ 2025 年)

|        | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 ~ 5 | 2005 ~<br>10 | 2010 ~<br>15 | 2015 ~<br>20 | 2020 ~<br>25 |
|--------|------|------|------|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 経済危機以前 | 7.8  | 7.7  | 7.7  | 7.6      | 7.2          | 6.4          | 6.1          | 5.8          |
| 経済危機以降 |      |      |      |          |              |              |              |              |
| 初期の概算  | -0.7 | 3.9  | 5.9  | 5.9      | 7.2          | 6.4          | 6.1          | 5.8          |
| 最新の概算  | -7.0 | -2.0 | 2.0  | 5.0      | 5.0          | 5.0          | 5.0          | 5.0          |

(出典 : Ministry Of Science, Technology And Environment, Thailand's Initial National Communication)

この GDP 成長率の予測を元にエネルギーの需要量を割り出し、それに伴う CO2 の排出量を表 10 に纏めた。電力部門においては、2010 年には 1995 年の 5 千 445 万トンから 1 億 2 千 790 万トンに増加し、2020 年には 2 億 5 千 560 万トンになると予想される。なお、この排出量にはバイオマス燃焼による CO2 排出量は差し引かれて計算されている。

表 10 タイのエネルギー消費における CO2 排出量予想 (1995 年から 2020 年)

| 部門   | 1995   | 2000   | 2005   | 2010   | 2015   | 2020   |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 農業部門 | 4.84   | 4.79   | 4.80   | 4.82   | 4.89   | 4.91   |
| 商業部門 | 1.34   | 1.43   | 2.26   | 3.40   | 4.86   | 6.64   |
| 産業部門 | 30.50  | 30.50  | 39.10  | 47.05  | 59.09  | 73.22  |
| 民生部門 | 2.57   | 3.48   | 4.47   | 5.22   | 6.15   | 9.98   |
| 輸送部門 | 57.15  | 61.36  | 76.12  | 94.09  | 110.21 | 125.01 |
| 電力部門 | 54.45  | 69.69  | 84.76  | 127.90 | 193.39 | 255.61 |
| 総量   | 150.85 | 171.25 | 211.51 | 282.48 | 378.59 | 475.37 |

(単位 : Tg = 1000Gg)

(出典 : Sirindhorn International Institute Of Technology, 1998)

## b) エネルギー部門における気候変動対策

増え続ける CO2 排出量を削減するための方策について、Thailand Development Research Institute および Thailand Environment Institute がスタディを行ない、エネルギー部門に関しては、主な対策として、1) Demand-Side Management、2) エネルギー供給と効率の向上 3) 再生可能エネルギーの 3 つを挙げている。

再生可能エネルギーは、タイでは重要なエネルギー源として位置づけられており、DEDP の Energy Conservation Program 等を通して、再生可能エネルギーによる発電の推進を積極的に実施している。バイオマスエネルギーは年間の再

生可能エネルギーによる国内供給量の 44%を占めている。太陽光、風力、家畜排泄物や産業廃棄物等による発電にも潜在性はあると見られており、タイ政府は再生可能エネルギー事業促進のため、1997 年から 2001 年の間で、約 48 億 8 千万バーツ（約 150 億円）の予算を採った。

また、タイ政府は SPP プログラム等を通して、民間による再生可能エネルギー事業を推進している。SPP プログラムにおいて、民間事業者は再生可能エネルギー事業からの電力を EGAT に売電することができる。現在、EGAT は 23 の SPP との電力購買契約が成立している。（表 11 参照）

表 11 EGAT が承認した再生可能エネルギーの SPP 事業

|                               | プロジェクト数 | 発電可能量(MW) | EGATへの売却量(MW) |
|-------------------------------|---------|-----------|---------------|
| 従来型エネルギー                      | 34      | 4,208.00  | 2,305.00      |
| 再生可能エネルギー                     | 23      | 481.00    | 150.00        |
| バガス                           | 14      | 301.00    | 67.50         |
| 籾殻、木材片、おがくず                   | 6       | 144.30    | 57.00         |
| 産業廃棄物                         | 1       | 3.00      | 1.00          |
| バイオガス                         | 1       | 0.06      | 0.05          |
| 黒液                            | 1       | 32.90     | 25.00         |
| 総SPPプロジェクト<br>再生可能エネルギーの割合（5） | 40      | 10.00     | 6.00          |

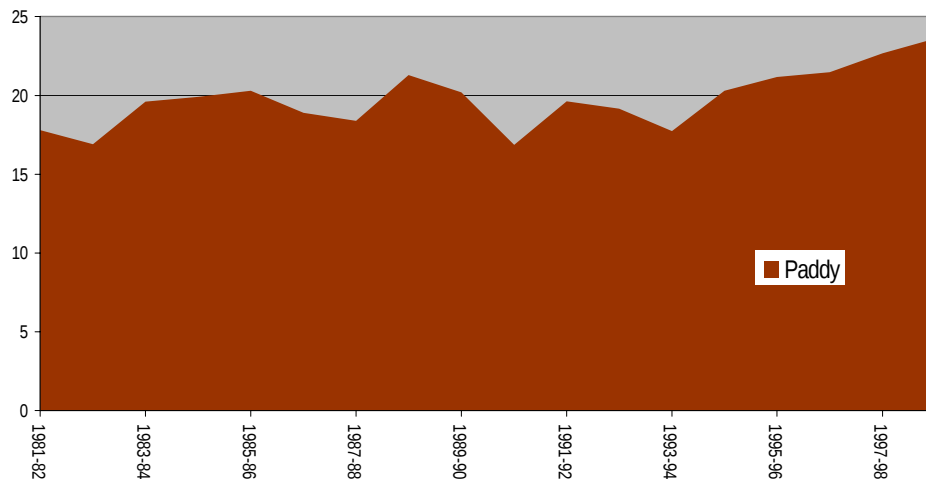
(出典：Ministry Of Science, Technology And Environment, Thailand's Initial National Communication)

#### 4) タイの米生産と籾殻供給に関する状況

##### a) 籾殻の供給可能量

タイ国の主要農産物は米であり、世界最大の米輸出国である。その生産は安定的で、1981 年から 1999 年の年平均生産量は 2 千万トンであった。生産量の増加率は、年 1%～2%であったことが、図 3 に示されている。1998～99 年における収穫量は 2 千 350 万トンであったのに対し、2000～2001 年では 2 千 600 万トンに増加した。

図 3 1981 年から 99 年におけるタイの米生産量 (百万トン)



(出典 : Statistics from the office of Agricultural Economics, Ministry of Agriculture and Cooperations)

ATB の発電プラント予定地と籾殻の供給地があるタイ中央部では、米の三毛作が行われている。この地域は肥沃な沖積土層の平野であり、大規模な用水路のネットワークが年間を通して使用可能である。

籾殻は精米所での精米過程において生産される。ATB への籾殻供給地域は 18 の県<sup>1</sup>にのぼり、うち 5 県に ATB の発電事業予定地がある。残り 13 県は近隣にあり、低コストで籾殻が運搬可能な距離である、100 キロ圏内にある。以上 18 県で 1996 年から 1999 年の間に年間 860 万～1 千 10 万トンの米を産出し、国産全体の 40%を占めるに至った。(表 12および図 4 参照) 表 13 で示す通り、ATB 事業予定地の 5 個所のうち 3 個所は籾殻生産のトップ 10 に入る。

<sup>1</sup> タイは 78 県からなる。

表 12 ATB 事業予定地の近隣県の年間米生産量

|                            | 生産量( 1000kg )     |                   |                   |                   |
|----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|                            | 1996              | 1997              | 1998              | 1999              |
| <b>Whole Kingdom</b>       | <b>22,015,481</b> | <b>22,331,638</b> | <b>23,580,080</b> | <b>23,607,542</b> |
| Nakhon Pathom              | 407,467           | 402,884           | 431,723           | 504,070           |
| Nakhon Sawam               | 839,923           | 1,002,609         | 1,043,495         | 1,118,469         |
| Pichit                     | 750,621           | 843,081           | 1,056,038         | 1,120,248         |
| Singburi                   | 296,716           | 337,558           | 348,164           | 301,053           |
| Suphanburi                 | 1,098,773         | 1,111,543         | 1,227,739         | 1,384,110         |
| Petchabun                  | 517,748           | 504,850           | 469,986           | 463,390           |
| Uthai Thani                | 162,958           | 226,428           | 206,016           | 235,393           |
| Kamphaeng Phet             | 792,824           | 635,162           | 641,995           | 781,485           |
| Phisanulok                 | 695,004           | 833,686           | 1,025,424         | 1,035,947         |
| Lopburi                    | 411,744           | 454,994           | 410,129           | 367,388           |
| Saraburi                   | 191,610           | 190,412           | 181,765           | 178,689           |
| Chainat                    | 954,868           | 827,530           | 878,719           | 710,379           |
| Nonthaburi                 | 193,457           | 183,032           | 186,425           | 172,030           |
| Pathum Thani               | 341,142           | 381,498           | 365,495           | 389,535           |
| Ayutthanya                 | 369,756           | 551,277           | 490,951           | 590,412           |
| Ang Thong                  | 245,583           | 257,483           | 295,018           | 229,776           |
| Kanchanaburi               | 166,324           | 156,809           | 197,676           | 213,806           |
| Ratchaburi                 | 237,292           | 234,212           | 246,414           | 305,391           |
| <b>ATB近郊 - 年間米生産高</b>      | <b>8,673,810</b>  | <b>9,135,048</b>  | <b>9,703,172</b>  | <b>10,101,571</b> |
| <b>ATB近郊 - 年間籾殻量 (およそ)</b> | <b>1,994,976</b>  | <b>2,101,061</b>  | <b>2,231,730</b>  | <b>2,323,361</b>  |

出典：Office of Agricultural Economics

図 4 タイの籾殻分布図

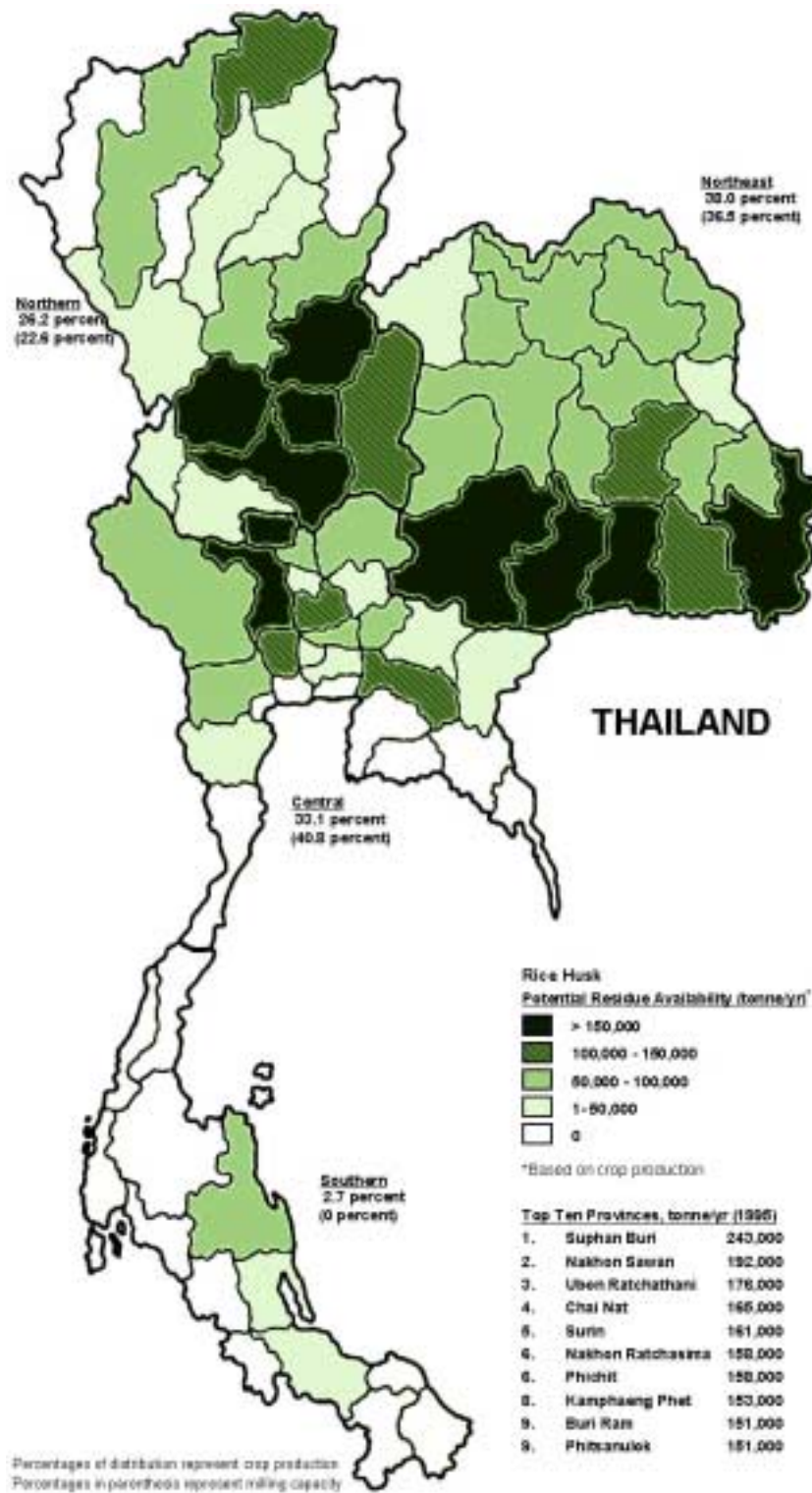


表 13 タイにおける籾殻生産高トップ 10

| 籾殻生産高トップ10 (1995/96年) |           |      |
|-----------------------|-----------|------|
| 地域 (収穫高に基づく)          | トン/年      | %    |
| 1. Suphan Buri        | 243,000   | 5.09 |
| 2. Nakhon Sawan       | 192,000   | 4.02 |
| 3. Ubon Ratchathani   | 176,000   | 3.68 |
| 4. Chai Nat           | 165,000   | 3.45 |
| 5. Surin              | 161,000   | 3.37 |
| 6. Nakhon Ratchasima  | 158,000   | 3.31 |
| 6. Phichit            | 158,000   | 3.31 |
| 8. Kamphaeng Phet     | 153,000   | 3.20 |
| 9. Buri Ram           | 151,000   | 3.16 |
| 9. Phitsanulok        | 151,000   | 3.16 |
| 合計                    | 4,778,000 |      |

ブラック・アンド・ヴィーチ<sup>2</sup>の調査によれば、籾殻は稲の総重量の 23%を占める。とすれば、18 県にある精米所から出る籾殻の量は年間 200 万～230 万トンということになる (米重量 × 0.23 = 籾殻重量)。これは、ATB の 5 つの発電所が 85%の稼働率を維持するのに必要な量 (年間約 75 万トン)のおよそ 3 倍の量である。

表 14 タイのバイオマス利用からみる籾殻の性質

|                  |                         |
|------------------|-------------------------|
| 資源供給産業           | 精米所、～ 40,500個所          |
| バイオマス資源          | 稲田                      |
| 資源産出量、トン/年       | 20,000,000(1986-1995平均) |
| 予想供給量            | やや増加、年1～2パーセント          |
| バイオマス生産率、資源率     | 23                      |
| 使用過程における資源率      | ごくわずか                   |
| バイオマス総供給量、資源率    | 23                      |
| バイオマス全体、資源率      | 50-80                   |
| 総使用可能バイオマス       | 2,300,000-3,680,000     |
| 燃料消費、tonne/yr/MW | 9,800                   |
| 潜在産出総電力、MW       | 234-375                 |
| 価格、パーツ/トン        | 50-100                  |
| 他使用              | 土壌状態、燃料、煉瓦づくり           |

(図 4、表 13、表 14、出典：National Energy Policy Office, Thailand Biomass-Based Power Generation And Cogeneration Within Small Rural Industries)

<sup>2</sup> Black and Vetch (タイ国のエンジニアリングおよび調査会社)

さらに、ATB への籾殻供給が充分であるという理由としては、プラント近くからの籾殻供給に加えて、他県で生産された籾殻が使用可能であるということが挙げられる。また、米の生産がタイ中央部に不均衡に集中しているが、これはバンコク市が近いからである。つまり、国内消費および輸出用の需要に応えるために、タイ中央部の精米所は、北部や北東部から運ばれる米までも精米しなければならないのである。

Suphanburi の精米組合によると、ATB のプラント予定地の Nakhon Pathom と Singburi の間にある地域では、1996 年から 1999 年には年 100 万トンの籾殻が生産された。一方、米の生産は年間平均 28 万トンである。ATB は燃料供給に必要な籾殻量の約 4 倍以上が、この地域で生産されると見込んでいる。

米の籾殻の需要は比較的低い。そのため、精米所にとって籾殻の処分は深刻な問題であり、今のところ焼却するか捨てるしか方法は無い。米の産出国において広範囲で行なわれている籾殻の産業利用法は、熱または蒸気を作り出して稲を乾燥したり、湯がくのに使う。一部の精米所では籾殻を燃やして得られた電力を自家用に使用している。しかしながら、このような例はごく僅かであり、国内 4 万の精米所のほとんどが小さすぎるため、発電事業に十分な籾殻を生産できず、経済力もない。そのうち 215 の精米所が一日当たり 100～2,000 トンの米を精米し、5 箇所が 1,000 トン以上の精米能力を持つ程度である。

一方、表 15 に見られるように、タイの有望なバイオマス燃料の中では籾殻の潜在産出総電力が最も多い。現在、EGAT の SPP プログラムにおいて 3 つの発電事業が承認されている。

表 15 タイにおける有望なバイオマス燃料

| タイのバイオマス燃料       |         |           |          |        |
|------------------|---------|-----------|----------|--------|
| 燃料               | 籾殻      | パーム油残物    | バガス      | 木材残物   |
| 資源高、100万トン/年     | 20      | 2.2       | 50       | 5.8    |
| 使用可能残留物、100万トン/年 | 2.3-3.7 | 0.41-.074 | 2.25-3.5 | 1.8    |
| 燃料消費、トン/年/MW     | 9,800   | 14,050    | 14,100   | 15,500 |
| 潜在産出総電力          | 234-375 | 33-53     | 160-248  | 118    |

(出展：National Energy Policy Office, Thailand Biomass-Based Power Generation And Cogeneration Within Small Rural Industries)

## b) 米作に伴う CO2 排出

タイの 1994 年の温室効果ガス・インベントリーにおける米作に伴う CO2 排出量を、参考までに、表 16 に示した。表 8 で示した農業部門のメタンガス排出量総計は 287 万トンで、表 16 が示すように、そのうち稲田から 211 万トンのメタンガスが排出される。2020 年には 224 万トンにまで増えると予想されている。タイは世界最大の米輸出国だが、米作によるメタンガス排出による世界への影響は少ないと見られる。なお、本件プロジェクトは籾殻のバイオマス発電事業であり、稲作における排出は事業のベースライン算定には関与しない。

表 16 1994 年 タイの稲田からのメタン排出量

|            |     |             | 季節毎流動率<br>(g CH <sub>4</sub> /sq m) | 耕作地<br>(Ha)      | C H <sub>4</sub> 排出量<br>(Gg) |
|------------|-----|-------------|-------------------------------------|------------------|------------------------------|
| <b>主要作</b> |     |             |                                     |                  |                              |
| 高地         | 降雨地 | -           | 0                                   | 34,048           | 0.00                         |
|            | 灌漑地 | 継続的に浸水+OM   | 44.04                               | 1,121,492        | 493.90                       |
|            |     | 継続的に浸水      | 18.72                               | 1,121,492        | 209.94                       |
| 低地         | 降雨地 | 浸水+OM       | 14.98                               | 1,100,926        | 164.87                       |
|            |     | 浸水傾向        | 35.23                               | 1,100,926        | 387.88                       |
|            |     | 水枯れ傾向+OM    | 17.62                               | 2,184,333        | 384.79                       |
|            |     | 水枯れ傾向       | 7.49                                | 2,184,333        | 163.56                       |
|            | 水深  | 水深100 c m以上 | 15.31                               | 39,478           | 6.04                         |
| <b>合計</b>  |     |             |                                     | <b>8,887,028</b> | <b>1,810.98</b>              |
| 二期作        | 灌漑地 | 継続的に浸水      | 44.04                               | 680,123          | 299.53                       |
| <b>総合計</b> |     |             |                                     | <b>9,567,151</b> | <b>2,110.51</b>              |

OM = 有機物（非化学肥料）

出典：Center For Applied Economic Research, 2000a

### 5.1.3 案件の全体評価

#### 1) タイの開発計画と整合性

タイでは、国家社会経済開発計画が 5 年毎に策定される。当計画は、80 年代の急速な経済成長により破壊された自然資源や環境、特に大気汚染や森林破壊等に対応することが主題であった。このように自然資源や環境保護が強調される中、1992 年環境質向上および保護法が議会を通過した。この法律により、政府は 20 年間の環境および自然資源保護政策を約束している。1997 年新憲法が制定され、タイ政府は、地域社会の自然資源管理権の確立や環境、自然資源開発に関する情報公開および開

発プロセスにおける住民参加を進めている。その他にも 1992 年にエネルギー保存および推進法、新水質保護法等が公布されている。

国家社会経済開発計画の第 8 回目のプランは、地方の人的資源の保護および向上、開発事業におけるモニタリングや評価等を要件としている。残念ながら、この第 8 回プランは経済危機の影響を受けたため、現在、改定をせざるえない状況となり、2002 年に新しい第 9 回プランが公表されるであろう。

## 2) タイの CDM 事業受け入れ具合

OEPP の CDM 事業の受け入れに関しては、2001 年 8 月に訪問した時と比べると、COP7 後の 2002 年 1 月の訪問時では、その対応はかなり変化していた。第一回目の訪問は、スイスの銀行である UBS ( Union Bank Of Switzerland ) が OEPP を訪れた直後であった。UBS は、炭素クレジットのファンドを設定している民間銀行であり、OEPP に CDM 事業の承認を事前に行なうよう、かなり積極的にセールスに来ていたようだ。従来からアジアの国々はラテンアメリカの国々と比べ、京都メカニズムについては懐疑的であったため、先進国側の企業等の訪問に対しては、あまり良い感情を抱いていなかったと思われる。第一回目の訪問においては、タイは京都議定書を批准するまではアクションは取らないとしていた。

タイは日本と共同実施活動 ( AIJ ) を行なった。これは、NEDO ( 新エネルギー・産業技術開発機構 ) が神戸製鋼、そして SIAM Iron と行なった、製鉄工程における省エネルギー事業 ( Model Project For Effective Utilization Of Energy In Re-heating Furnace In Steel Industry ) である。現地関係者によると、本件のように日本のメーカーの技術が入る場合、技術が高度であると同時に価格も高く、現地のニーズに合わないことがあるため、その後の普及につながりにくいとしている。このような AIJ の経験等も CDM に慎重になる傾向が影響していたように見受けられる。なお、当 ATB の事業において日本のメーカーが入札に入っていたが、コストや技術の面で合わず、ヨーロッパのメーカーに落札した。

第二回目の訪問では、OEPP の態度が軟化している印象を受けた。タイは依然として議定書の批准までは事業の承認を出さないとしながらも、CDM 事業に対して前向きであり、議定書の批准および CDM 事業承認の手續等についての具体的準備を行なっているということであった。OEPP 等のインタビューを総合すると、タイ国の CDM 事業の優先度は以下の通りである。

表 17 タイの CDM 事業優先度

|             |                                                                                                                            |
|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 再生可能エネルギー事業 | タイの今後の経済成長を鑑み、エネルギー創出は最優先である。<br>再生可能エネルギーの中で最も有望なものはバイオマス関連である。理由として、廃棄物処理と組み合わせることができること、また他の省庁からの同意が得られやすいということ等があげられる。 |
| 省エネルギー事業    | エネルギー使用量を削減し、エネルギーコストを実質的に下げることができても、生産物の生産量を下げないことが前提にある。                                                                 |
| 植林          | 伐採等による地すべり等の災害発生可能地域での植林は歓迎するとしているが、優先度はエネルギー関連より低いといえる。                                                                   |

5.1.3の 1)で述べたようにタイは、開発事業の環境に対する影響を規制する制度は整備されている。経済回復が優先であるが、次の段階として、人的資源問題の解決が重要としており、CDM のいずれの事業においても社会的貢献度（雇用創出や事業地域への便益）を重視している。これらの CDM 事業の優先度は、タイ国のみならず、フィリピン、マレーシア等比較的政情や経済状態が安定した東南アジアの国々で共通していると見られる。以上のことから、当 ATB の事業はタイ側のニーズに合った CDM 事業であると思われ、OEPP の担当者からも ATB の事業は、社会的にも意義深く、持続可能発展のためにも重要な事業だとの評価を受けている。

#### 5.1.4 ベースライン算定

##### 1) 対象となる温室効果ガスの排出量試算の概要

本事業は、従来型発電事業とは異なり、バイオマスエネルギーによる排出ゼロの発電によって温室効果ガスの削減に役立つものである。さらに、産業用として重油を燃やす代わりに蒸気を供給できる点でも、温室効果ガス削減効果がある。重大なリーケージ問題もないと予想され、当プロジェクトにより、年間 35 万トンの CO<sub>2</sub> が削減できると見込まれている。

##### 2) プロジェクトのフローチャートと境界線

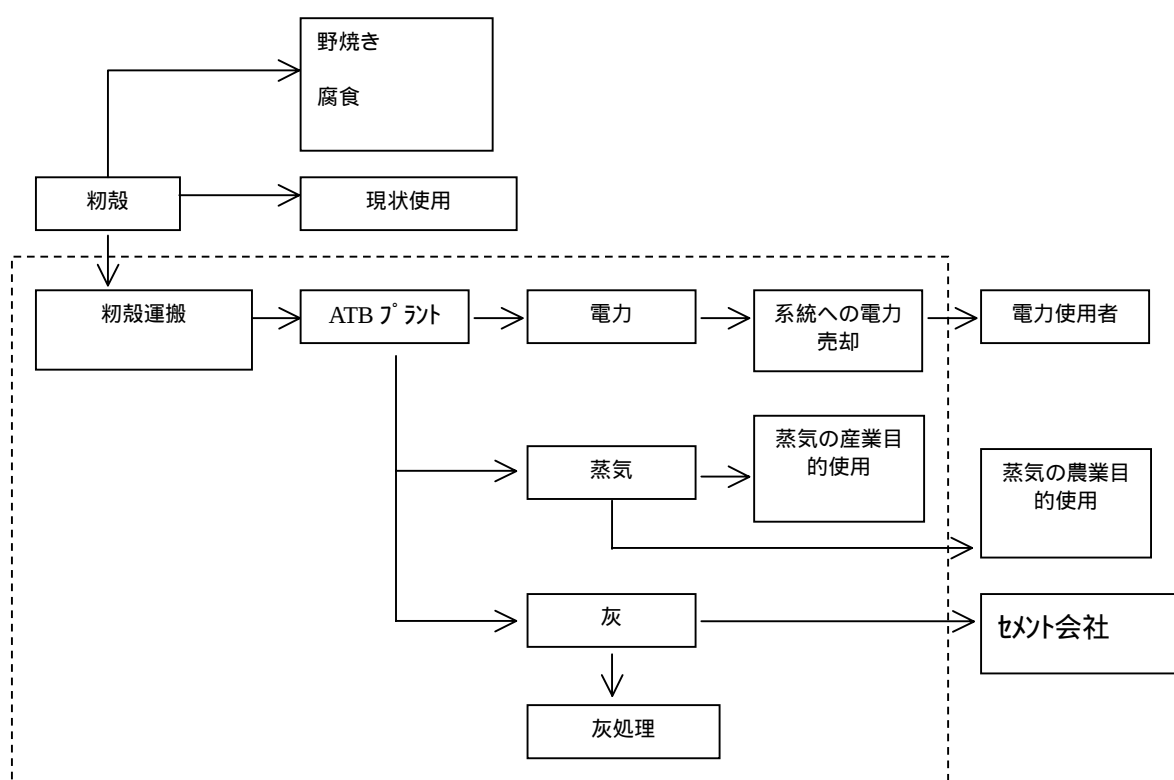
プロジェクトの境界線は図 5 のフローチャート中に点線で示してある。現状の籾殻の使用についてはリーケージの項（5.1.53）で論議する。また、当事業では焼

却灰をセメント会社等に売却することが考えられているが、当プロジェクトの排出削減量効果には含めないこととする。

表 18 当案件における事業境界の考え方

|           |                    |
|-----------|--------------------|
| 直接的事業所内排出 | バイオマスエネルギーからの排出はゼロ |
| 直接的事業所外排出 | 籾殻発電の事業所への運搬に係る排出  |
| 間接的事業所内排出 | 新規プロジェクトの場合はゼロ     |
| 間接的事業所外排出 | リーケージ問題（後述）        |

図 5 事業のフローチャートと境界線



### 3) ベースラインとプロジェクト事業の運営期間

#### a) クレジット期間

当 CDM 事業に関しては、ATB との協議の結果、7 年間で最大 2 回までの更新可能な方を選択することとした。当初のベースライン継続期間は 7 年で、2005 年から 2011 年までである。スタートの年である 2005 年は、ATB の 5 事業所すべての発電所が年間を通じて稼動する最初の年である。クレジット期間を 7 年

間とした理由は、7年後に籾殻発電事業がBAU（Business As Usual）に含まれないだろうと予想されることと、第一約束期間内を7年でカバーできることの2つである。

#### **b) プロジェクトの運営期間**

すでに述べた通り、ATBはEGATと25年の電力売却契約を結ぶ予定である。そのため、当プロジェクトは少なくとも25年間は継続する。

### **4) 算定基礎となるベースライン温室効果ガス排出削減量**

#### **a) 発電に関するベースライン決定の重要パラメーター**

当プロジェクトはEGATに電力を売却するため、タイ国の全国系統電源からの実績排出量がベースラインとなる。タイの公式の炭素排出係数数値がないので、全国系統電力量に対する現在および将来の炭素排出係数を次項で推定する。

当プロジェクトのようなベースラインを決定する際、元となるのは、全国系統電源の電力量の平均値を、送電線で結ばれた再生可能エネルギー発電量がどれくらい代替するかという事で測ることができる。ただし、タイの場合は、同国政府が石油燃料の輸入削減を急いでいるという点を検討しなくてはならない。この場合、エネルギーミックスではなく、輸入石油燃料による全国系統電源と系統に連結する再生可能エネルギー発電事業が代替するということも考えられる。

これら2通りの算出法を比べると、ベースラインがかなり違ってくる。なぜなら、タイはかなりの部分を天然ガスのコンバインド・サイクル型発電に頼っているためである。比較的排出量の低い天然ガスのコンバインド・サイクル型発電は、全国系統電源電力量に対する温室効果ガス排出量の平均を下げることになる。つまり、ATBの事業の排出削減効果を全国系統電源発電量の平均を元に計算すると、輸入石油燃料による発電を元に計算した場合より温室効果ガス削減効果が低くなってしまう。

しかしながら、輸入石油燃料による発電に対して予測されたベースラインには疑問が多い。それは通常の算出方法とは違うことも一因だが、何といっても排出権を売る立場のATBにとって経済的に有利であり、ひいてはこのプロジェクトのホスト国であるタイにとっても間接的に有利な結果となるからである。

ATB プロジェクトのベースラインとして輸入石油燃料が認められるためには、EGAT、NEPO のどちらか、又は両方が再生可能エネルギー業者から購入する電力が輸入石油燃料を確実に代替しているという公式文書を取得する事が最低条件であると考えられる。第二回目の EGAT の Economic Policy Division 訪問において、確認したところ、再生可能エネルギー事業が輸入または国内石油燃料を代替するという明確な言質が得られなかったため、本件では全国系統発電の平均で算出することとした。

## **b) 系統燃料構成**

EGAT のタイ電力開発計画 (PDP) 2001 では、PDP の添付資料 9 にもあるように同国の全国系統電源の種類について基本的な情報が述べられている。表 19 を参照されたい。本表に基づき、以下の 2 つの仮説について検討する必要がある。

### **【仮説 1】**

タイの天然ガス発電がコンバインド・サイクル型であるか否かである。2000 年には、タイの電力の 50% 強が天然ガス燃料によって発電される事になる。コンバインド・サイクル型施設とシングル・サイクル型施設 (炭素排出係数対比 0.609 : 0.397) の排出レベルの差は大きい。ベースラインを決定するのにコンバインド・サイクル型発電の割合が重要な要素になってくる。

PDP の添付資料 3 と 7 に基づいて検討した結果、正確な割合は確認出来ないものの、タイの天然ガス発電はほとんどがコンバインド・サイクル型である。このレポートをよく見ると、すべての天然ガス発電所はコンバインド・サイクル型として扱われている。これはややコンサーバティブではあるが、現状をよく表していると判断できる。

### **【仮説 2】**

表 19 における EGAT の「他からの買付け」の「他の IPP」の項目について検討する必要がある。2001 年度 PDP においては、2007 年まではゼロで推移している。しかしながら、2008 年より急速に増加しており、この増加は 2011 年においては、全体の約 22% を占めるに至る。この数字には、将来において設置される IPP 事業で燃料が確定できないものが含まれると考えられる。PDP の添付資料 8 には、現存および契約が確定している計画中的 IPP 事業がそれぞれの使用燃料別に記されている。しかしながら、将来の IPP 事業の燃料別構成については決定されていないために、まとめて「他からの買付け」のカテゴリーの

中に含めていると考えられる。

EGAT の Economic Policy Division によると、将来の IPP の燃料別目標は、天然ガスのコンバインド・サイクル型が 70%、輸入石油が 30%としているが、石炭発電プラントが地域住民からの反対を受けやすいこと等から、この配分はかなり難しいと見ている。そこで、本件の分析においては、コンサバティブな考え方を採用して、他の IPP をすべて天然ガスのコンバインド・サイクル型とみなしてベースラインを算定することとする。

表 19 タイの総発電量と燃料必要量予想（2005 年～2011 年）

| 燃料別     |          | 単位  | 年度    |        |        |        |        |        |        |        |
|---------|----------|-----|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|         |          |     | 2000  | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   | 2009   | 2010   | 2011   |
| 水力      |          | GWh | 3853  | 4493   | 4503   | 4479   | 4241   | 4413   | 4461   | 4457   |
|         |          | %   | 3.9   | 3.4    | 3.2    | 3.0    | 2.7    | 2.6    | 2.5    | 2.3    |
| 天然ガス    |          | GWh | 52500 | 88358  | 87007  | 85836  | 81518  | 90443  | 96000  | 91408  |
|         |          | %   | 53.7  | 67.0   | 61.9   | 57.3   | 51.3   | 53.0   | 53.0   | 47.6   |
| 重油      |          | GWh | 12935 | 1108   | 1112   | 1080   | 1051   | 1050   | 1052   | 1050   |
|         |          | %   | 13.2  | 0.8    | 0.8    | 0.7    | 0.7    | 0.6    | 0.6    | 0.5    |
| 軽油      |          | GWh | 63    | 75     | 80     | 41     | 0      | 2      | 5      | 2      |
|         |          | %   | 0.1   | 0.1    | 0.1    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    |
| 褐炭      |          | GWh | 16115 | 17258  | 17257  | 17255  | 17309  | 16254  | 16252  | 16255  |
|         |          | %   | 16.5  | 13.1   | 12.3   | 11.5   | 10.9   | 9.5    | 9.0    | 8.5    |
| 輸入石油    |          | GWh | 0     | 3809   | 13979  | 23291  | 25170  | 25094  | 25094  | 25094  |
|         |          | %   | 0.0   | 2.9    | 9.9    | 15.6   | 15.8   | 14.7   | 13.8   | 13.1   |
| 他からの買付け | SPP      | GWh | 9571  | 13786  | 13786  | 14417  | 14417  | 14417  | 14417  | 14417  |
|         |          | %   | 9.8   | 10.5   | 9.8    | 9.6    | 9.1    | 8.5    | 8.0    | 7.5    |
|         | ラオスからの輸入 | GWh | 2701  | 2918   | 2875   | 3330   | 15332  | 18835  | 18787  | 18722  |
|         |          | %   | 2.8   | 2.2    | 2.0    | 2.2    | 9.6    | 11.0   | 10.4   | 9.7    |
|         | 他のIPP    | GWh | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 5190   | 20742  |
|         |          | %   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 2.1    | 8.7    | 15.8   | 21.7   |
|         | 小計       | GWh | 12293 | 16704  | 16661  | 17747  | 29749  | 33252  | 38394  | 53881  |
|         |          | %   | 12.6  | 12.7   | 11.9   | 11.9   | 18.7   | 19.5   | 21.2   | 28.0   |
| 総計      |          | GWh | 97759 | 131805 | 140599 | 149729 | 159038 | 170508 | 181258 | 192147 |

(出典: タイ電力開発計画 (PDP) 2001 添付資料 9)

#### [SPP の炭素排出係数の構成]

2001 年度 PDP の添付資料 6 (表 20) に SPP の事業の燃料別発電量が記されている。表 20 の燃料構成により SPP の炭素排出係数を表 21 に求めた。

表 20 SPP の事業のリスト (確定型契約)

| LIST OF SMALL POWER PRODUCERS (FIRM)      |                      |              |                  |      |      |      |        |        |        |        |        |
|-------------------------------------------|----------------------|--------------|------------------|------|------|------|--------|--------|--------|--------|--------|
| (As of August 2001)                       |                      |              |                  |      |      |      |        |        |        |        |        |
| Small Producers Project                   | Power Plant Location | Type of Fuel | Date of Purchase | 1996 | 1997 | 1998 | 1999   | 2000   | 2001   | 2002   | 2003   |
| <b>PDA Signed</b>                         |                      |              |                  |      |      |      |        |        |        |        |        |
| 1 The Cogeneration Co., Ltd. (1)          | Rayong               | Gas          | 1 Apr. 98        | 90   |      |      |        |        |        |        |        |
| 2 The Cogeneration Co., Ltd. (2)          | Rayong               | Gas          | 1 Oct. 96        |      | 90   |      |        |        |        |        |        |
| 3 Tuzen Petrochemical public Co., Ltd.    | Rayong               | Coal         | 1 Feb. 97        |      | 10   |      |        |        |        |        |        |
| 4 National Petrochemical Public Co., Ltd. | Rayong               | Gas          | 1 Apr. 97        |      | 22   |      |        |        |        |        |        |
| 5 Industrial Power Co., Ltd. (1)          | Rayong               | Gas          | 1 Feb. 98        |      |      | 95   |        |        |        |        |        |
| 6 Thai Oil Power Co., Ltd.                | Chon Buri            | Gas          | 1 Apr. 98        |      |      | 44   |        |        |        |        |        |
| 7 Defence Energy                          | Chiang Mai           | Heavy Oil    | 26 Jan. 98       |      |      | 9    |        |        |        |        |        |
| 8 Gulf Cogeneration Co., Ltd.             | Sam Buri             | Gas          | 3 Sep. 98        |      |      | 90   |        |        |        |        |        |
| 9 Amata-EDCO Power Co., Ltd.              | Chon Buri            | Gas          | 17 Sep. 98       |      |      | 90   |        |        |        |        |        |
| 10 Industrial Power Co., Ltd. (2)         | Rayong               | Gas          | 18 Sep. 98       |      |      | 55   |        |        |        |        |        |
| 11 Bangkok Cogeneration Co., Ltd.         | Rayong               | Gas          | 4 Feb. 99        |      |      |      | 90     |        |        |        |        |
| 12 National Power Supply Co., Ltd. (1)    | Pr. Chai Buri        | Coal         | 12 Mar. 99       |      |      |      | 90     |        |        |        |        |
| 13 M.T.P. Cogeneration Co., Ltd. (1)      | Rayong               | Gas          | 29 Mar. 99       |      |      |      | 90     |        |        |        |        |
| 14 Saha Cogen (Chon Buri) Co., Ltd.       | Chon Buri            | Gas          | 19 Apr. 99       |      |      |      | 90     |        |        |        |        |
| 15 Thai Power Supply Co., Ltd. (1)        | Chon Chong Sao       | River Bank   | 21 Apr. 99       |      |      |      | 15     |        |        |        |        |
| 16 M.T.P. Cogeneration Co., Ltd. (2)      | Rayong               | Gas          | 26 Apr. 99       |      |      |      | 60     |        |        |        |        |
| 17 Thai Power Supply Co., Ltd. (2)        | Chon Chong Sao       | River Bank   | 7 May. 99        |      |      |      | 6.4    |        |        |        |        |
| 18 Rajana Power Co., Ltd.                 | Ayutthaya            | Gas          | 26 May. 99       |      |      |      | 90     |        |        |        |        |
| 19 National Power Supply Co., Ltd. (2)    | Pr. Chai Buri        | Coal         | 12 Jul. 99       |      |      |      | 90     |        |        |        |        |
| 20 Samsarakorn Cogeneration Co., Ltd.     | Samet Prakan         | Gas          | 23 Aug. 99       |      |      |      | 90     |        |        |        |        |
| 21 Thai Cogeneration Co., Ltd. (1)        | Rayong               | Coal         | 1 Sep. 99        |      |      |      | 90     |        |        |        |        |
| 22 Thai Cogeneration Co., Ltd. (2)        | Rayong               | Coal         | 10 Mar. 00       |      |      |      |        | 90     |        |        |        |
| 23 Thai National Power Co., Ltd.          | Rayong               | Gas          | 4 Oct. 00        |      |      |      |        |        | 90     |        |        |
| 24 Hong Kiam Cogeneration Co., Ltd.       | Sam Buri             | Gas          | 12 Oct. 00       |      |      |      |        |        | 90     |        |        |
| 25 Lams Chabang Power Co., Ltd.           | Chon Buri            | Gas          | 16 Jul. 01       |      |      |      |        |        | 90     |        |        |
| 26 Bio-Mass Power Co., Ltd.               | Chai Nat             | River Bank   | 9 Sep. 01        |      |      |      |        |        | 5      |        |        |
| 27 Amata Power Co., Ltd.                  | Chon Buri            | Gas          | 20 Sep. 01       |      |      |      |        |        | 90     |        |        |
| 28 Roi Et Green Co., Ltd.                 | Roi Et               | River Bank   | Jul. 02          |      |      |      |        |        |        | 8.8    |        |
| 29 T.L.P. Cogeneration Co., Ltd.          | Rayong               | Gas          | 1 Jan. 03        |      |      |      |        |        |        |        | 60     |
| 30 Alpha Power Co., Ltd.                  | Chon Chong Sao       | Gas          | 21 Mar. 03       |      |      |      |        |        |        |        | 70     |
| 31 Siam Power Co., Ltd.                   | Rayong               | Gas          | 31 Aug. 03       |      |      |      |        |        |        |        | 90     |
| <b>Total</b>                              |                      |              |                  | 90   | 132  | 340  | 781.4  | 90     | 235    | 8.8    | 190    |
| <b>Grand Total</b>                        |                      |              |                  | 90   | 132  | 562  | 1343.4 | 1433.4 | 1768.4 | 1777.2 | 1907.2 |
| <b>PDA Pending</b>                        |                      |              |                  |      |      |      |        |        |        |        |        |
| 32 Pajapol Pulp Industry Public Co., Ltd. | Ayutthaya            | Coal         | 1 Aug. 06        | -    | -    | -    | -      | -      | -      | -      | 90     |
| <b>Grand Total</b>                        |                      |              |                  | 90   | 132  | 562  | 1343.4 | 1433.4 | 1768.4 | 1777.2 | 1997.2 |

表 21 SSP 事業の燃料別発電量

|                     | 2000 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 小規模天然ガス-コンバインド・サイクル | 71.4 | 78.4 | 78.4 | 75.0 | 75.0 | 75.0 | 75.0 | 75.0 |
| 小規模石油               | 0.6  | 0.5  | 0.5  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.4  |
| 小規模石炭               | 25.8 | 18.8 | 18.8 | 22.4 | 22.4 | 22.4 | 22.4 | 22.4 |
| 再生可能エネルギー           | 2.2  | 2.3  | 2.3  | 2.2  | 2.2  | 2.2  | 2.2  | 2.2  |

(出典: タイ電力開発計画 (PDP) 2001 添付資料 6)

### c) 発電タイプ別炭素排出係数

世界銀行の「EM モデル」<sup>3</sup>から、発電タイプ別炭素排出係数のデフォルト値を表 22 のように得ることができる。

表 22 発電タイプ別の炭素排出係数

| タイプ               | 炭素排出係数 ( kg CO2/KWh ) |
|-------------------|-----------------------|
| 水力                | 0                     |
| 天然ガス-シングル・サイクル型   | .610                  |
| 天然ガス-コンバインド・サイクル型 | .398                  |
| 重油                | .721                  |
| 軽油                | .717                  |
| 褐炭                | .885                  |
| 輸入石炭              | .930                  |
| 石炭 (小規模事業)        | .988                  |
| 石油 (小規模事業)        | .613                  |
| 複合天然ガス (小規模事業)    | .415                  |
| 再生可能エネルギー         | 0                     |

(資料: 世界銀行 EM Model V. 1)

### d) ホスト国の系統電源における炭素排出係数

ある年のタイの炭素排出係数を、これまで得られた数値を元に加重平均して算出する。具体的には表 22 の発電タイプ別の炭素排出係数に、表 19 にあるその年の燃料タイプ別の比率を乗じて求められる。

<sup>3</sup> Version 1. 世銀その他の資金提供により Oeko 研究所と Kassel 大学が開発。

例えば、2005 年度ベースラインは表 23 のような計算になる。

表 23 2005 年度のタイの系統電源炭素排出係数

| 燃料タイプ     | 系統電源加重(1)<br>(%) | 炭素排出係数(2)<br>(kg CO <sub>2</sub> /KWh) | (1)×(2) |
|-----------|------------------|----------------------------------------|---------|
| 水力        | 3.4              | 0                                      | 0       |
| 天然ガス      | 67.0             | 0.398                                  | 0.267   |
| 重油        | 0.8              | 0.721                                  | 0.006   |
| 軽油        | 0.1              | 0.717                                  | 0.001   |
| 褐炭        | 13.1             | 0.885                                  | 0.116   |
| 輸入石炭      | 2.9              | 0.930                                  | 0.027   |
| 他からの買付け   |                  |                                        |         |
| SPP       | 10.5             | 0.514                                  | 0.053   |
| ラオスからの買付け | 2.2              | 0                                      | 0       |
| 他の IPP    | 0                | 0                                      | 0       |
| 計         | 100              | —                                      | 0.470   |

前述の計算をクレジット期間内の年毎に行なう。タイにおける系統電源の炭素排出係数の算出結果は表 24 の通り。

表 24 クレジット期間のタイのエネルギーミックスにおける炭素排出係数

| 年度   | 炭素排出係数<br>(kgCO <sub>2</sub> /KWh) |
|------|------------------------------------|
| 2000 | 0.494                              |
| 2005 | 0.470                              |
| 2006 | 0.504                              |
| 2007 | 0.531                              |
| 2008 | 0.510                              |
| 2009 | 0.516                              |
| 2010 | 0.529                              |
| 2011 | 0.517                              |

#### e) 電力のベースライン排出量

電力のベースライン排出量は、炭素排出係数に ATB の発電所がつくる電力量を乗じて求められる。

表 25 系統電源置き換えのベースライン排出量

| 年度   | 炭素排出係数 1               | 予想発電量 2  | ベースラインの排出量 (1×2)         |
|------|------------------------|----------|--------------------------|
| 単位   | KgCO <sub>2</sub> /KWh | MWh/year | TonCO <sub>2</sub> /year |
| 2005 | 0.470                  | 750,000  | 352,000                  |
| 2006 | 0.504                  | 750,000  | 378,000                  |
| 2007 | 0.531                  | 750,000  | 398,000                  |
| 2008 | 0.510                  | 750,000  | 382,000                  |
| 2009 | 0.516                  | 750,000  | 387,000                  |
| 2010 | 0.529                  | 750,000  | 396,000                  |
| 2011 | 0.517                  | 750,000  | 387,000                  |

参考までに、4)の a で検討した輸入石油燃料発電によるベースライン排出量を以下に示した。

|    |       |         |         |
|----|-------|---------|---------|
| 毎年 | 0.720 | 750,000 | 540,000 |
|----|-------|---------|---------|

#### f) 蒸気のベースライン排出量

ATB は生産した蒸気を他の産業や農業分野へ供給することになっているが、ベースラインに関しては、産業向けの蒸気の供給のみが考慮されている。(農業分野向けについては5.1.71)を参照)

#### i) 化石燃料による蒸気生産の現状

ATB の Singburi 発電所建設予定地の隣りにある東南アジア最大の製紙会社は蒸気を販売する予定である。当製紙工場は、操業に必要な毎時 24 トンの蒸気を作るのに、バンカーオイル(重油)を毎時 90 リットル燃やしている。製紙工場は月に 8~12 時間のメンテナンス時を除いて、365 日 24 時間操業である。したがって、年間の重油消費量は

$90 \text{ リットル} \times (24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} - 12 \times 12 \text{ 時間}) = 775,000 \text{ リットル/年}$  である。

#### ii) 蒸気排出のベースライン

重油の炭素排出係数は  $2.68 \text{ kgCO}_2/\text{リットル}^4$  である。この値と前項 ) で求めた

<sup>4</sup> Revised 1996 IPCC Guidelines for Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual

重油の消費量により、Singburi 製紙工場の蒸気生産に対する現在の炭素排出量は以下のように算出される。

$$2.68\text{kg/リットル} \times 775,000 \text{ リットル/年} = 2,000\text{tCO}_2/\text{年}$$

製紙工場のビジネス計画によると、工場の能力を 3 年から 5 年以内に倍増する計画であり、ATB から必要な蒸気のほとんどを購入する意志を見せている。少なくとも製紙工場が現在、生産している蒸気の量のレベルは、ATB から提供される蒸気にとって代わることになる。

いずれにせよ、同製紙工場あるいは他の産業使用への蒸気の販売量は将来、増大するであろう。この点についてはモニターを続け、適宜当プロジェクトの炭素排出削減に追加することになる。

#### 5.1.5 当プロジェクトの温室効果ガス排出について

##### 1) 事業所内における排出

当プロジェクトの事業所内における排出はゼロである。IPCC の国家温室効果ガス・インベントリー・ガイドラインは、バイオマスの消費量はその再成長に等しいと規定している<sup>5</sup>。このガイドラインに従えば、ATB の籾殻発電で排出される CO<sub>2</sub> の量は、原料となる稲がその成長過程で吸収した CO<sub>2</sub> の量に匹敵することになる。つまり、当プロジェクトは炭素排出においてプラスマイナスゼロである。

##### 2) 事業所外への直接排出

精米所から ATB の事業所へ籾殻をトラックで運搬すると、事業所外へ直接温室効果ガスを排出することになる。排出量は以下のような手順で算出される。

表 26 籾殻運搬に関するデータ / 予測

|                         |                                          |
|-------------------------|------------------------------------------|
| (1) 必要な籾殻供給量            | 75 万トン/年 (5 箇所) <sup>6</sup>             |
| (2) 運搬一回に所要する運搬         | 15 トン/トラック <sup>6</sup>                  |
| (3) ATB のプラントから精米所の平均距離 | 60 km <sup>6</sup>                       |
| (4) 重量級のトラックの炭素排出係数     | 1.097 kgCO <sub>2</sub> /km <sup>7</sup> |

<sup>5</sup> Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Workbook

<sup>6</sup> ATB 提供

<sup>7</sup> Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Reference Manual

表 27 籾殻運搬に関する排出量算出法

|                    |                  |                          |
|--------------------|------------------|--------------------------|
| (5) 5 個所で必要な所要運搬回数 | (1)÷(2)          | 5 万回/年                   |
| (6) 運搬に必要な総距離(注)   | (3)×(5)×2        | 600 万 km/年               |
| (7) 運搬に関わる総排出量     | (4)×(6)÷100<br>0 | 7,000tCO <sub>2</sub> /年 |

(注) コンサバティブにするために、トラックは他の道を通らずに往復したと考える。

### 3) リークエッジ（間接的排出効果）

リークエッジについては特に問題は無いと見る。その理由は以下の通りである。

#### a) 評価のポイント

当プロジェクトが、籾殻を燃料として使われている現状に置き換わるかという点には詳細な調査が必要である。もし置き換わることが出来る一方で、より炭素排出量の多い燃料の使用者がいる場合、そこから出る温室効果ガス排出量は当プロジェクトの削減効果から差し引かねばならない。

現在、燃料としての籾殻利用法は主に以下の 4 つである。

- ・ 精米所内の電力源として利用
- ・ 近隣の工場へ燃料として売却
- ・ 稲の乾燥用の蒸気を起こすために利用
- ・ 家庭用燃料としての利用

#### b) 分析結果

当プロジェクトの削減効果から a)で述べたような数値を差し引く必要はないと思われる。理由は以下の三つが挙げられる。

発電以外の目的に使われている籾殻の量はごく僅かである。以下は、籾殻の利用方法の見積もりである。

表 28 タイの籾殻利用法

|      |               |
|------|---------------|
| 1-2% | 養鶏場の敷き藁代わりに使用 |
| 1-2% | レンガ製造者へ売却     |

|     |                                                   |
|-----|---------------------------------------------------|
| 25% | 燃料として焼却                                           |
| 70% | 全く使用せず—排気が焼却される(約 25%が廃棄処分、残り 75%は屋外または簡易焼却炉で焼却)。 |

ATB が燃料として調達する籾殻の量は、供給地で生産される籾殻生産予想量の 4 分の 1 以下である。

ATB は籾殻の調達量を長期契約に基づいて算出し、安定的に買い上げる。また調達量は供給者に前もって通知するので、供給側も ATB とそれ以外の買い手向けに生産量を決めやすい。

リーケージの問題は、CDM 事業において環境効果の点からみて大変重要である。そのため、ATB の事業者とは、分析結果としては問題ないとしながらも、独立した第三者に発電所外の温室効果ガス排出の状況調査を委託する、将来的に籾殻の利用方法をモニタリング計画に盛り込む、リーケージの事実が認められた場合、速やかに排出削減効果を下方修正する、等の対策を将来的には検討すべきであるという話し合いがもたれた。

#### 5.1.6 温室効果ガス削減効果予測

5.1.4 および 5.1.5 の算定結果をふまえ、表 29 に当プロジェクト稼動時の排出削減効果予測を示した。

表 29 本案件における温室効果ガス排出削減量

| (000tCO <sub>2</sub> e) |                 |             |      |      |      |      |      |      |      |       |
|-------------------------|-----------------|-------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| 番号                      | 項目              | 本文における関連項目  | 年度   |      |      |      |      |      |      | Total |
|                         |                 |             | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |       |
| (1)                     | 発電のベースライン排出     | 5.1.44)e)   | 352  | 378  | 398  | 382  | 387  | 396  | 387  | 2680  |
| (2)                     | 蒸気の生産のベースライン排出  | 5.1.44)f)   | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    | 14    |
| (3)                     | ベースラインによる総排出量   | (1)+(2)     | 354  | 380  | 400  | 384  | 389  | 398  | 389  | 2694  |
| (4)                     | 事業所内の排出量        | 5.1.51)     | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     |
| (5)                     | 事業所外の排出量        | 5.1.52)     | 7    | 7    | 7    | 7    | 7    | 7    | 7    | 49    |
| (6)                     | リーケージ排出分        | 5.1.53)     | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     |
| (7)                     | プロジェクト実施による総排出量 | (4)+(5)-(6) | 7    | 7    | 7    | 7    | 7    | 7    | 7    | 49    |

|     |                   |         |     |     |     |     |     |     |     |      |
|-----|-------------------|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| (8) | プロジェクト実施による総排出削減量 | (3)-(7) | 347 | 373 | 393 | 377 | 382 | 391 | 382 | 2645 |
|-----|-------------------|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|

### 5.1.7 当プロジェクトにおけるその他の排出削減

当プロジェクトの実施に、ほぼ実現可能な3つの排出削減効果を除外した。その理由についての要約を以下に示す。

事業者としては、なるべく多くの炭素クレジットを生むために、実現可能な削減を除外することには反対意見もある。しかしながら、事業からの炭素クレジットの信頼性を高めるには、あまり強硬に主張するのではなく、確実な部分について主張するのが望ましいと思われる。

#### 1) 蒸気の農業分野での使用見込みについて

ATBの籾殻発電によって得た蒸気を近隣農家で稲の乾燥に利用すれば、排出削減に貢献できる事は明白である。しかしながら、稲の乾燥が現在、誰によってどのような方法で行われ、かつどのような燃料を使用しているのかといったデータは無い。このため、当プロジェクトによる排出削減効果を数値化する事は困難である。当案件ではコンサバティブな予測を立てるために、蒸気を農家へ売却することによって得られる削減効果の算出は差し控えることにした。

#### 2) 籾殻の腐敗によるメタンガス排出の防止について

当プロジェクトが実現しなければ、籾殻は焼却されずに腐敗してしまい、メタンガスが発生する。メタンガスはCO<sub>2</sub>の21倍の温室効果があるため、ATBが籾殻を焼却すれば、確実に排出削減に貢献できる。しかしながら、当レポートでこの削減効果を算定しないのは、よりコンサバティブな評価を与えるためである。

#### 3) セメントの代替物としての籾殻灰

ATBの発電所のように徹底的に管理された設備で籾殻焼却を行なうと、セメントとの混合に適した非晶質シリカが生産される。セメントと籾殻灰を9対1の割合で混ぜると、セメント100%の場合よりも上質の材料が出来るという研究報告がある。つまり、これまでのセメント生産量を1割減らせるということは、ATB事業から出た籾殻灰は、温室効果ガスの排出が多大なセメント製造に対して、排出削減効果が

あるということになる。ベースラインの考察において、上記の大きな削減効果の可能性については当報告書では言及しないが、ATB では別途計測・評価を行なって記録していく予定である。

### 5.1.8 市場分析およびリスク評価

#### 1) 潜在的利益

##### a) 電力

タイの予備発電出力は 30% と割合高いが、EGAT は再生可能な燃料からの電力を購入すると約束している。EGAT は、IPP（独立電力業者）および SPP（小規模電力業者）からの新たな電力購入を一時的に差し控えるという決定をしたにもかかわらず、再生可能エネルギーの SPP と新規の電力購入契約を結んでいる。これはタイ政府のエネルギー管理当局である国家エネルギー政策局（NEPO）の要求によるものである。

EGAT は SPP プログラムを通じて再生可能エネルギーを購入している。1997 年の経済危機から現在に至るまで、そして今後も EGAT が買い付けるのは SPP の代替および再生可能エネルギーだけである。さらに現在、NEPO は再生可能エネルギーの SPP に対し、補助金の出資を提示している。

SPP プログラムに基づいた EGAT との標準的な電力購入協定には非確定型（短期で契約義務無し）と確定型がある。確定型は、契約期間が 6 年～25 年で、価格はタイバーツから US ドルレートに変換する。確定型契約における EGAT の実際の購入率は、契約出力量の 100% から 80% と幅があるが、最低 80% の買い入れを保証している。

ATB は各発電所につき、約 20MW の電力量で 25 年の確定型契約を結ぶ予定である。また ATB は、EGAT がこのプロジェクトで得られた電力を最低買取り契約量よりやや上の 80% 強、つまり平均で 85% は実際に購入すると見積もっている。この前提で、ATB の 5 つの発電所から EGAT が買う電力量は次の計算式で求められる。

$$5 \times 20\text{MW} \times 24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} \times 85\% \cong 750,000\text{MWh/年}$$

##### b) 蒸気

ATB は農業および産業用に蒸気を販売する計画である。燃料に米の籾殻を使うことで、ATB は石油を燃料とする火力発電よりも割安な（範囲 10% 以内）価

格で低圧蒸気を起こす事が可能となる。この蒸気の利用は、近隣の産業や農業地域に環境的・経済的に有利な点が多い。また、この安価な蒸気を需要の多い稲の乾燥等へ利用することは、社会的・政治的にも極めて有益である。

蒸気の販売には新たな資本投資が必要であり、特に発電専用のものより 20% も大きいボイラーが欠かせない。このボイラー設備の費用は当プロジェクトの費用見積もりに含まれている。

産業用蒸気の販売については、ATB の Singburi 発電所の隣りにある東南アジア最大の製紙会社と話し合いの結果、同社の製紙工場が必要な蒸気をすべて ATB から購入してもよいと述べている。

## 2) プロジェクトのリスク評価

以下の理由で当プロジェクトのリスクは十分に管理されていると考えられる。

- a) 最低 80%の購入を保証するという EGAT との確定型契約。EGAT はこれまで契約違反をしたことはない。
- b) EPC と O&M 契約に基づき、世界レベルの企業が発電所のコスト面とパフォーマンスを保証する。
- c) 豊富な燃料（籾殻）供給者との長期契約。
- d) 環境および社会経済の側面が十分に考慮されている。5.1.11の温室効果ガス以外に生じうる影響の環境面を参照されたい。

### 5.1.9 費用対効果

費用対効果は、炭素クレジット組成のためのプロジェクト・デザイン設計書（参考資料 10）の要件には含んでいない。投資家は、プロジェクトの収益性を投資概要で評価し、プロジェクト・デザイン設計書で炭素クレジットの価値を評価する。本件は資金調達をまだ終了していないため、詳細な財務情報は公開していない。以下は、全プラントを同時に建設した場合の財務見通しである。この見通しから費用および収益を測定し、炭素クレジット当たりの価値を算定する。

## 1) 財務見通しのための仮定事項

- a) 5 個所のプラントにおいて 85%の稼働率で 25 年間操業する。
- b) 初期コストの見積もりは、発電所 1 ヶ所につき約 3 千 600 万ドル、5 ヶ所すべての総額は約 1 億 8 千万ドルであり、土地・建設工事期間（18 ヶ月）の利息、国内税、付加価値税（VAT）、プロジェクトの開発手数料、資金調達コストおよび予備費と共に EPC 契約料も含む。
- c) 1 ドル 45 パーツで換算。
- d) 税金補助は、初年度 1kWh 当たり 0.20 パーツ。これは NEPO が、再生可能エネルギーの SPP に対して、入札を通して提示する金額 1kWh 当たり 0.36 パーツより少ない。
- e) SPP に対して売られる天然ガスの価格は 100 万 BTU 当たり 3.5 ドルであり、年間 2%ずつ上昇するとする。
- f) 上位債務は全コストの 50%で、ドルベースである。利率は 11%（利子に対する源泉徴収税は 15%）で、返済期間は 9 年間とする。
- g) メザニンファイナンスは、ドルベースで全コストの 10%である。
- h) 自己資本（エクイティ）は全コストの 40%。
- i) 減価償却は定額法、20 年間でコストの 125%（ATB 提供データ）
- j) 1 年目から 8 年目の所得税はゼロで、その後 30%。
- k) 電力購買契約は 25 年間。
- l) 燃料以外の O&M つまり運転コストは約 132 万ドルで、5 個所につき約 660 万ドルで、1 ドルを 134 円で換算すると、約 8 億 8 千万円である。年間経費には ATB 従業員費、O&M 従業員費、所内使用燃料等、廃棄物処理代、地域住民へのサービスおよび基金、通常の O&M 管理費用、メンテナンス費用が含まれる。
- m) 燃料代（籾殻のコスト）は 1 トン当たり 260 パーツ（約 5.7 ドル）である。ATB の 5 つの発電所が 85%の稼働率を維持するのに必要な量は、年間約 75 万トンであるため、年間約 420 万ドル（約 5 億 6 千 300 万円）必要である。
- n) 電力の販売に伴って支払われる金額は、為替レート等も含めて不確定要素である。NEPO の規定を元に ATB が算出したところによると、例えば、ATB が 80%（最低買取りレベル）の稼働率で発電すると、稼働率に対して 1kWh 当たり 0.7858 パーツ、エネルギー量に対して 1.4919 パーツとなる。これを合計すると、SPP のプログラムにおいて、ATB の発電 1kWh 当たりの買取り価格は約 2.277 パーツとなり 0.0506 ドルである。ATB の 5 プラントの年間発電量は 75 万 MWh であり、年間約 3 千 795 万ドルの利益と仮定できる。
- o) 蒸気の製紙工場への販売を行なうためには、400 万ドルの追加投資が必要である。Singuburi 製紙工場は、操業には毎時 24 トンの蒸気を必要としている。

製紙工場は毎月 8～12 時間のメンテナンス時を除いて、365 日 24 時間操業である。1 トン当たり約 7.8 ドルで販売すると、 $(24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} - 12 \text{ 月} \times 12 \text{ 時間}) \times 24 \text{ トン} \times 7.8 \text{ ドル}$ で、年間約 160 万ドル(約 2 億 1 千 600 万円)の収入となる。なお、毎時 48 トンまで生産可能であるから、これ以上の収益が予想されるが、現時点では考慮しないことにする。

## 2) CO2 排出削減量 1 トン当たりの費用対効果

### a) 本プロジェクトのキャッシュフロー分析

|                                                                                                                                                    |                |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| 電力による年間収入                                                                                                                                          | 約 3 千 795 万ドル  |
| 蒸気による年間収入                                                                                                                                          | 約 160 万ドル      |
| 初期費用 1 億 8 千万ドル で減価償却をすると、残存価値は<br>$1 \text{ 億 } 8 \text{ 千万ドル} - 1 \text{ 億 } 8 \text{ 千万ドル} \div 125\% = \text{約 } 3 \text{ 千 } 600 \text{ 万ドル}$ |                |
| 年間経費                                                                                                                                               | 約 660 万ドル      |
| 年間燃料経費                                                                                                                                             | 約 420 万ドル      |
| 割引率                                                                                                                                                | 25 年間で 4.5%と仮定 |
| 上記の数字を元にプロジェクトのおおよそのキャッシュフローを次頁に示した。                                                                                                               |                |

この結果から、本プロジェクトの株主資本率 (ROE) は約 16%となる。通常、健全な電力事業の場合、ROE は 25% ぐらいであると言われるので、当プロジェクトはそれを下回る。そのが炭素クレジットによる調達が必要なコストである。

### b) キャッシュフローを元にした CO2 1 トン当たりの費用対効果は以下の通りである。

自己資本 (7 千 200 万ドル)  $\times (25\% - 16\%) = 648 \text{ 万ドル}$  (株主資本コスト)  
 $648 \text{ 万ドル} \div 264.5 \text{ 万トン CO}_2\text{e} = 2.45 \text{ ドル/CO}_2 \text{ 相当}$

表 30 ATB 事業のキャッシュフロー予測 (USドル)

|                    | 2004年        | 2005年      | 2006年      | ～ | 2029年      | 2030年      | 残存価値       |
|--------------------|--------------|------------|------------|---|------------|------------|------------|
| 資金調達               |              |            |            |   |            |            |            |
| 自己資金               | -72,000,000  |            |            |   |            |            |            |
| メザニン・ファイナンス        | -18,000,000  |            |            |   |            |            |            |
| 銀行借入れ              | -90,000,000  |            |            |   |            |            |            |
| 合計                 | -180,000,000 |            |            |   |            |            |            |
| 資本的支出<br>(資本コスト込み) | -180,000,000 |            |            |   |            |            |            |
| 電力代金収入             |              | 37,950,000 | 37,950,000 |   | 37,950,000 | 37,950,000 |            |
| 蒸気売上代金             |              | 1,600,000  | 1,600,000  |   | 1,600,000  | 1,600,000  |            |
| 年間経費               |              | 10,800,000 | 10,800,000 |   | 10,800,000 | 10,800,000 |            |
| ネットキャッシュフロー        | -180,000,000 | 28,750,000 | 28,750,000 |   | 28,750,000 | 28,750,000 | 36,000,000 |
| 現在価値(割引率 11%)      | 446,433,969  |            |            |   |            |            |            |
| IRR (内部収益率)        | 15.67%       |            |            |   |            |            |            |
| ROE(株主資本利益率)       | 16.1278%     |            |            |   |            |            |            |

#### 5.1.10 追加性

タイの多くの精米所は規模が小さすぎるため、籾殻による発電を行なうことができない。本事業では、これらの精米所から籾殻を収集し、燃料として発電所で使用する。本事業がなければ、籾殻は引き続き投棄されたり野積みされたり、単に焼却されたりするだけなので、当事業の追加性はあると考えられる。

#### 5.1.11 温室効果ガス以外に生じうる影響

##### 1) 環境影響評価

##### a) タイの環境許可

タイでは 1991 年から 1992 年にかけて、環境保護のために 70 以上の法律が制定された。エネルギー部門の事業には以下の 3 つの法律が関連する。

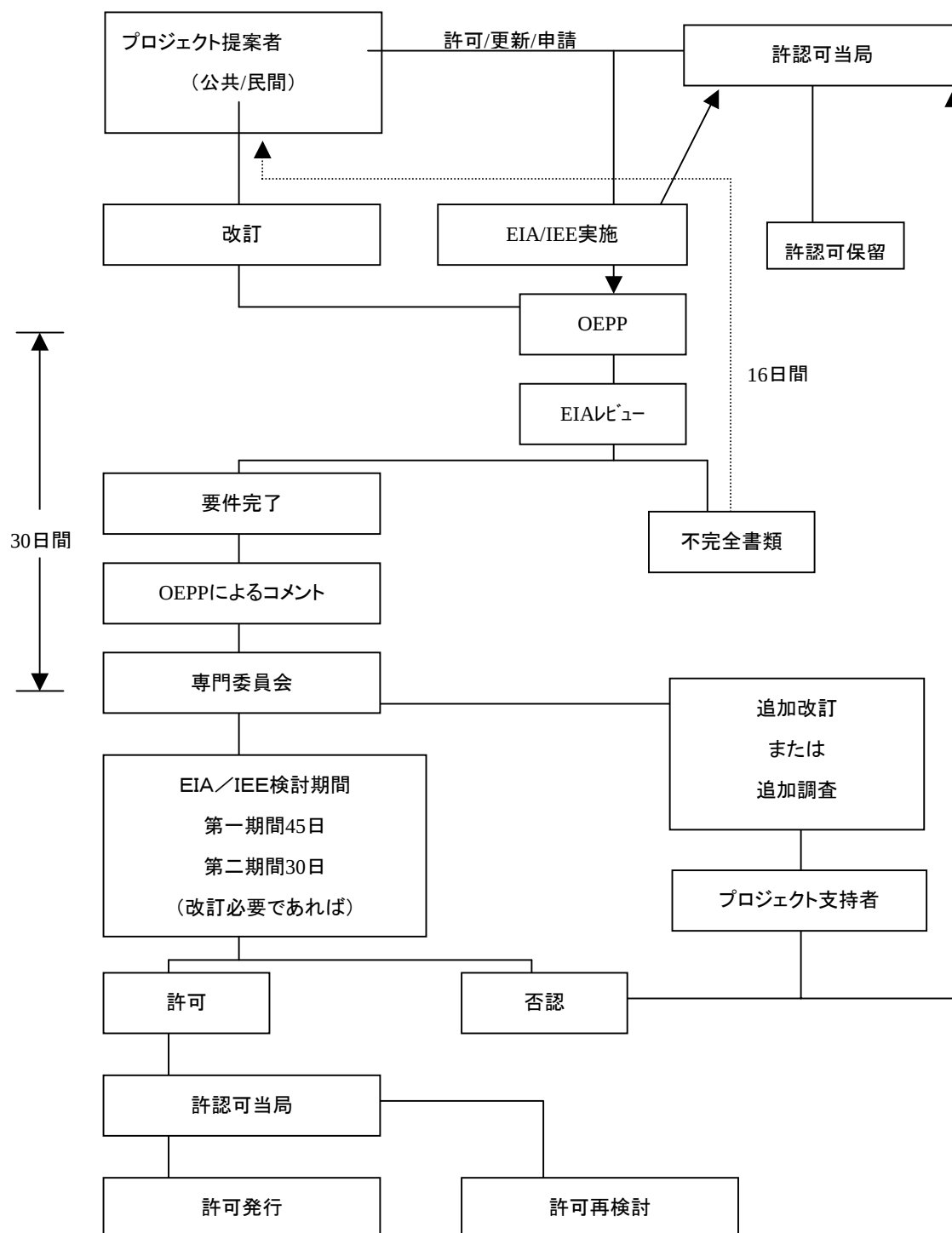
- National Environmental Quality Act (NEQA, 1992)
- Factory Act 1992
- Hazardous Substances Act, 1992

NEQA は、公害規制等の環境関連法律の基本をなすもので、この法律の下、総理大臣が議長となる国家環境会議（National Environment Board：NEB）が設置された。この会議は環境政策や計画の中核となる。NEQA は、首相直轄で、科学技術環境省（MOSTE）で実施される。NEB の計画等は the Office of Environmental Policy and Planning（OEPP）、the Pollution Control Department（PCD）および the Environmental Quality Promotion Department が実行する。

エネルギー関係事業を実施する場合は、NEQA に基づき、10MW 以上の電力事業に対して環境影響評価（EIA）を行なうことが義務づけられている。事業の提案者は、事業の運営手続、環境安全管理方法および社会基盤事業に関するレポートを、環境や地域住民の影響に関するレポートとともに OEPP に提出しなければならない。特に、電力事業の場合は事業予定地における人的および自然資源の経済価値についての算定をできるだけ行ない、ダメージを最低限に抑えるように配慮しなければならない。以上に関して、事業者は詳細な管理計画を立てて提出する。この EIA が事業運営の条件となるわけである。

タイ政府の民間事業における EIA の承認プロセスは次頁に示す通りである。

図 6 当局許可必須の環境影響評価過程



## **b) ATB の環境影響評価**

ATB は第一のプラント ( Pichit 発電所 ) に関して 2001 年 9 月に EIA を提出した。各プラントについて EIA を順次行なっている。EIA を行なっている会社は Clean Technology である。この会社は、タイの環境エンジニアリングおよび建設会社で、エンジニアリング、科学面での事業計画、管理建設等を請け負う会社である。当環境エンジニアリング会社が ATB の事業の EIA を実施しており、環境フィールド分析 ( 大気、水質、美観影響 )、潜在的影響評価、規制関連、当局へのコメント等をレポートする予定である。

EIA は ATB の 5 つの事業予定地に対して行なわれる。OEPP が EIA をレビューし、EIA および環境へのあらゆる悪影響を軽減する計画に対し、国家環境委員会 ( National Environmental Board ) からの承認を受けなければならない。

最初の EIA は 2001 年 9 月に Pichit 発電所に対して実施されており、国家環境委員会によって 2002 年 3 月までに検査を受け、承認の結果が報告される予定である。最初の EIA が終了した後、他の発電所についても 2002 年 2 月に実施し、2002 年 3 月から 4 月までには EIA を提出する予定である。これらのプラントの EIA 承認には、さらに 3 ヶ月を要するであろう。

## **c) 同地域の類似事業の環境影響評価**

ATB の最終的な EIA は、NEB から認可が降りるまでは公表されない。しかしながら、Pichit 地域で類似している籾殻発電所に対して行なわれた環境評価によれば、環境への悪影響は非常に小さいと報告されている。この環境評価では、以下の項目が評価される。

生産過程 ( 燃料取り扱いシステム、タービンおよび発電機器 )  
灰の取り扱い  
デザイン・データ ( 事業予定地の状況、燃料分析、水質分析 )  
プラントのパフォーマンス ( ヒート・バランス、プラントの能力、ヒート率、EGAT への連結 )  
蒸気のタービンとボイラーのスペック  
公害と管理 ( 大気、廃水、固形および液体廃棄物、騒音 )  
従業員の健康や安全  
緊急時対応計画

組織体制  
緑地  
現状の環境状況  
事業実施後の環境状況  
環境影響評価（大気、水質）  
生態系への影響  
人が使用するものの価値評価（土地、電気等）  
生活価値の質の評価  
問題点の緩和策  
モニタリング

**d) ATB の環境影響評価において注目すべき点**

- i) ATB のような近代的設備で籾殻発電を行なえば、これまで籾殻を投棄したり、屋外で燃やしたりすることで生じていた環境へのダメージをなくす事ができる。
- ii) NO<sub>x</sub> および SO<sub>2</sub> の排出はごく僅かである。燃焼温度が比較的低いため、NO<sub>x</sub> の排出を抑える事が可能である。また、籾殻に含まれる硫黄分は微量である。
- iii) 沈殿器や集塵機のようなフィルターを使って粉塵をもれなく集める。  
（これはすべての粉塵が大気中にばらまかれてしまう野焼きとは対照的である。）大気中への分散度の予備的シミュレーションでは、ATB の事業所から放出される粉塵濃度は、最高で国の基準値の 20% 以下という結果が出ている。
- iv) 工業排水は事業所外へ漏れないようにする。処理をした後、蒸発池から蒸発させる。
- v) 灰は安全に処理される。全事業所が稼動した状態で出される多量の灰（最大 23 万トンまで）が売却不能の場合、灰を事業所内に埋め立てる手段を講じ、灰が空気中や地域の水路に流出するのを防ぐ。

vii) 各事業所敷地内の多くの部分に植林して環境騒音を和らげる。

次頁（図 6～図 9）において、敷地内の境界線内側の白い部分が緑地部分である。

viii) EPC および O&M 契約者に対して、各事業所が世銀の火力発電所向け環境ガイドライン（NEB のガイドラインより厳しいとされている）およびタイの NEB 規制に従う事を保証するよう義務付けている。<sup>8</sup>

## 2) 社会面

ATB はその事業所が置かれる地域のコミュニティと良好な関係を結ぶよう鋭意努力している。地域コミュニティと社会契約を結び、次のような地域に根ざした 2 種類の基金を設立したいとしている。詳細は、P60の b) を参照されたい。

地元民の多くが当プロジェクトに何らかの利害関係を持つこととなる。精米業者で ATB の事業所周辺地域に住む者は、籾殻燃料の供給者として ATB と契約関係にある。その他、発電所の建設に携わったり、下請け業者で働いたりして関わることになる。事実、地元コミュニティは当発電所建設を強く支持している。それは稲の乾燥に安価な蒸気を ATB から買うことで、自分達の生産した米の利益率が上がるからである。

### a) パブリック・コメント

ATB は発電所周辺の地域社会と良好な関係を築き、共存していく事を重視している。そのため、コミュニティの一員として、ATB 職員は地元コミュニティをなるべく頻繁に訪問するよう努めている。そして、自治体職員や村民達、教師等教育者、ビジネスリーダーの人々に当プロジェクトを説明し、技術そのものや経済・環境に関わる様々な質問に回答し、お互いに理解し合えるようにしている。ATB は友好関係構築のため、地域コミュニティに対して以下の活動を行なう。

---

<sup>8</sup> World Bank's Pollution Prevention & Abatement Handbook  
<http://wbln0018.worldbank.org/essd/essd.nsf/Docs/TOC?OpenDocument>

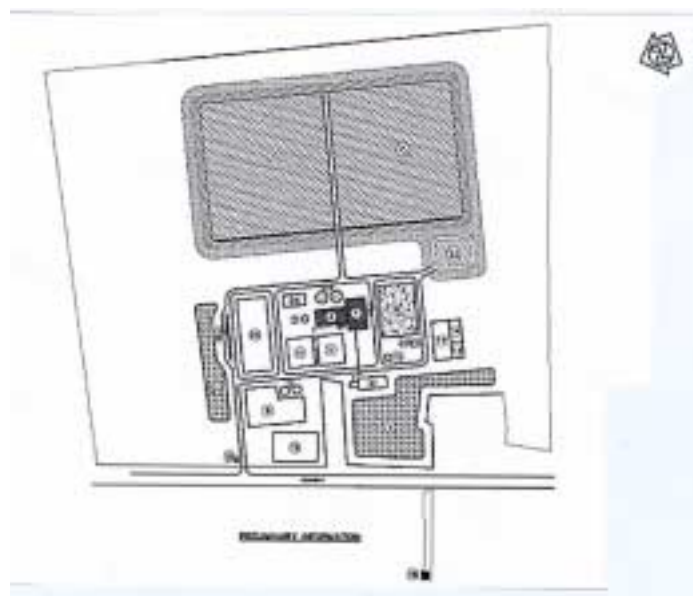


図 7 Pichit サイト

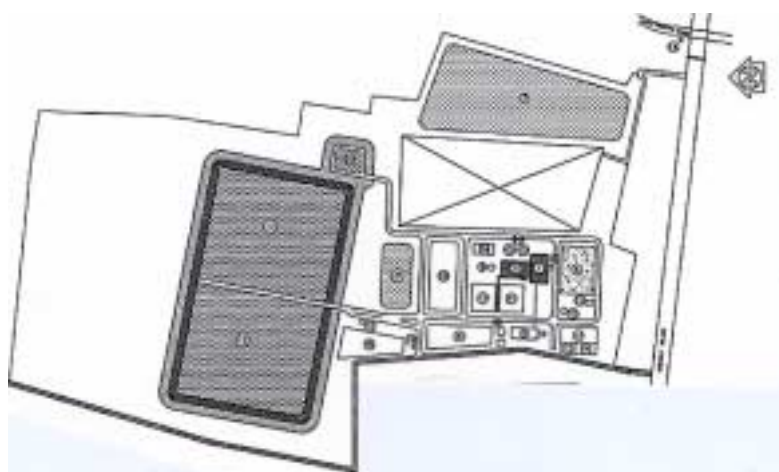


図 8 Nakhon Sawan サイト

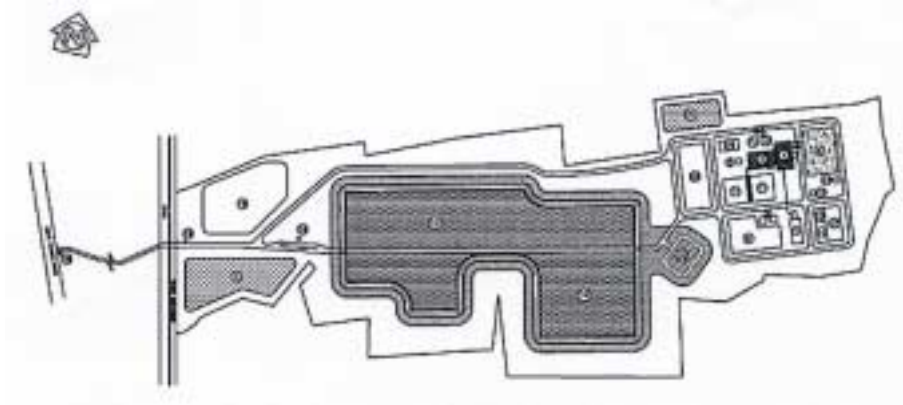


図 9 Singburi サイト

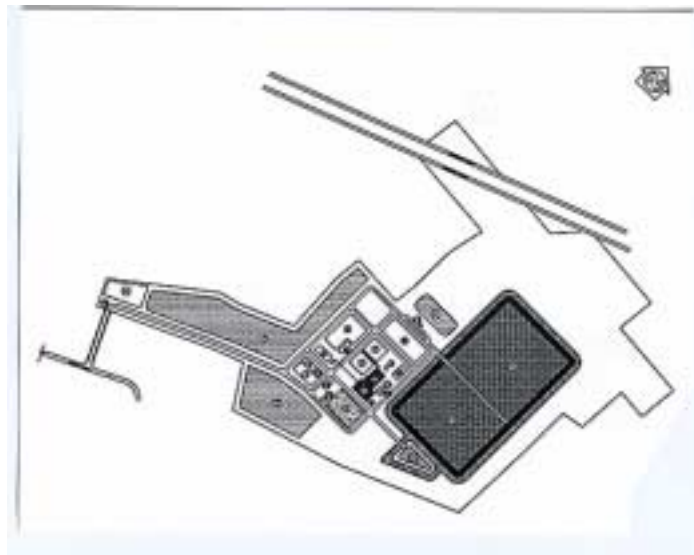


図 10 Nakhon Pathom サイト

- i) ATB プロジェクトがもたらす環境および社会的利益への理解を深めてもらう。
- ii) 再生可能エネルギーとエネルギーの節約について、より理解を深めてもらうよう努力する。
- iii) 地元コミュニティと社会に積極的に貢献する。

## **b) 社会契約と二つの基金**

ATB は発電所を建設する小管区 (=tambon) と社会契約を結び、以下の 2 つの基金を設立する。

### **i) コミュニティの発展と環境の基金**

この基金のために、建設期間中に 100 万バーツ、運営稼働期間中は年に 100 万バーツをプールする。建設期間とは、プロジェクトの資金調達が完了してから完成した発電所が稼働し始める時までを言う。当基金は、地域住民の厚生事業に貢献する活動を支援するのが目的である。具体的には、心身の健康、教育、スポーツ、職業技術の向上や習俗・宗教的祭礼の保護および環境美化の必要性を理解してもらうための教育プログラムの実施等である。

コミュニティの発展と環境基金の運営のために執行委員会を設置する。この委員会は ATB の代表と村長、小管区運営機関のメンバーおよび政府官僚で構成される。明文化された基金の方針、規則、クライテリアに従い、委員会は小管区内から出された支援要請を検討の上、どの要請に応え、どのような条件で支援するかを決定する。基金のサポートを受けられる活動や事業の重要基準となるのは、開発による影響や厚生への影響、費用の分担および支援を受けた活動や事業が完了した後の持続可能性等である。

### **ii) 環境保全保証基金**

この基金の目的は、ATB の発電所の環境パフォーマンスを保証することである。この基金は発電所の建設期間に 100 万バーツ、発電所稼働期間に年間 500 万バーツを確保する。その用途は発電所の建設および運営によっ

て地元で起こりうる以下のような損害をカバーするものである。

建設物資と珉殻の輸送および珉殻灰の搬出に起因するもの

ATB は私的・公的施設への損害に責任を負う。損害の原因がこれらの輸送および搬出に起因すると証明され次第、ATB は清掃や原状回復のための費用を支払う。

珉殻および珉殻灰の保管ミスに起因するもの

ATB は風に飛ばされた珉殻や珉殻灰によって生じた私的・公的施設への損害に責任を負う。損害の原因が証明され次第、ATB は清掃や原状回復のための費用を支払う。

縦管スタックから排出された粉塵に起因するもの

スタックからの平均粉塵排出量は、通常 120mg メートルを超過しない事とする。これを超過した場合、ATB は自社の銀行口座から被害を受けた小管区の「コミュニティの発展および環境基金」へ 1 日 5 千パーツ（約 1 万 5 千円）を振込む。

発電所の排水に起因するもの

ATB の発電所は排水を出さない設計となっている。ただし、地元の人々が、より安心できるためにも、地域の動物相および植物相へのダメージが ATB の排水に起因すると証明されれば、ATB はそのダメージを解消するのに必要な経費を支払う責任を負う。

環境保全保証基金の運営のために執行委員会を設置する。この委員会は ATB の代表と村長、小管区運営機関のメンバーおよび政府官僚で構成される。明文化された基金方針、規則、クライテリアに従い、委員会は小管区内から出された訴えを検討し、その正当性を確認した上で、環境保全保証基金の年間予算から賠償するか否かを決定する。執行委員会はまた、発電所によって起こりうる環境への影響のモニタリングを効率的かつ公正に実施する責任を負う。

ATB は既に、地元コミュニティのリーダー達と社会契約および上記の基金についての話し合いを始めている。最終的には環境アセスメント完了後、数カ月のうちに、ATB が発電所を置くすべての地域コミュニティと社会契約を結ぶ予定である。

### 3) プロジェクトの対象地域外の普及・適応効果

タイのみならず、米生産の多い中国、インド、インドネシア、ベトナム等で、  
籾殻発電による温室効果ガス排出削減の事業としての普及効果は期待できる。し  
かしながら、再生可能（バイオマス）エネルギーの優遇買取りや補助金等の再生  
可能エネルギー事業促進の政策が、ホスト国政府にあることが重要であると考え  
られる。

## 5.2 モニタリング方法の確定

### 5.2.1 モニタリング計画範囲

当プロジェクトのモニタリングおよび検証の計画においては、系統的で信頼性の  
ある方法を用いて適切なデータ収集が行なえるような過程と手順が規定されている。  
そして、定期的なモニタリングを行なうこと、検証のためにそれらを開示すること  
等が盛り込まれる。当案件の計画で規定する範囲は以下の通りである。

#### 1) 本件におけるベースラインおよびプロジェクトの排出量決定の重要要素

- 電力の置換え
- 蒸気生産の置換え
- 籾殻運搬による排出
- 全国系統電源の炭素排出係数

#### 2) 本プロジェクトの環境的・社会的影響の評価

- タイの環境規制の厳守
- 事業所内の環境基準の厳守
- 灰の処理方法(または売却)
- 地域コミュニティとの契約の厳守
- 地元農家への稲の乾燥目的の蒸気供給

#### 3) データの保管

- 炭素クレジットの取扱い記録
- 事業の運営報告
- 永久保存版の記録の保管場所
- バックアップ情報

### 5.2.2 商業取引記録の活用

当プロジェクトには一般的なビジネスとしての側面があり、そのビジネスには排出削減効果の重要要素が深く関わっている。したがって当プロジェクトのモニタリングと検証から、ビジネスとしてどう成立するかという検証結果も得られる。これを活用すれば、新たな調査が不要になるだけでなく、外部機関が複数の観点から検査したデータを使用できるため、モニタリングと評価手順の合理化にもつながる。

#### 1) 電力の置換え

EGAT の実際の買い上げ金額と照合した電力売却の請求や支払い関連の書類は、CDM 事業の検証として信頼できるデータとなる。なぜなら、モニタリングおよび評価プロセスは、政府機関である EGAT が間接的に検証したことになるからである。また、事業所でのメータのチェックも検証活動として行なわれる。

#### 2) 蒸気の置換え

蒸気のモニタリングと検証に関しては、工業者との長期取引契約の下、月次支払いや請求の記録が残る。これは前述の請求書同様、モニタリングと検証のデータとなる。また、事業者でのメーターのチェックも検証活動として行なわれる。

#### 3) 初殻運搬による排出

ATB から運送業者への支払いは、実際の運搬距離と関連がある。ATB は当プロジェクトのモニタリングおよび検証のために、トラックが初殻を運ぶ際にどれくらいの距離を走ったかを記録する。それらの記録を元に、ATB は事業所へ運搬するために、どれくらいの CO<sub>2</sub> が排出されたかを記録する。

### 5.2.3 モニタリングおよび検証計画

#### 1) 計画の概略

モニタリングに含まれる要素は以下の通りである。

- 検証項目
- 検証方法
- 検証頻度
- 責任の所在

- 報告
- 監査の受け入れ状況

## 2) ATB のモニタリングおよび検証計画

ATB は CDM の事業者として、事業のモニタリングおよび検証活動に責任がある。ATB は現代の IT 技術を用いて管理や記録を行ない、適切で信頼のある方法で関連データを収集、整理し、これらのデータを評価し、定期的にレポートを作成する。また検証のための関連情報が有効かどうかを確定する。ATB は図 11 の手続を担当し、商業取引記録に関して一貫した正確性を確立し、ベースラインおよびプロジェクトの排出量のモニタリングおよび検証に使用する。

ATB は、モニタリングおよび検証において、上記の他に 2 つの機能について責任を負う。第一に、ベースラインおよびプロジェクトの排出量の予測に対し、調整が必要でないことを確定するため、プラントの運営において継続的に注意を払うことである。ATB は、O&M の契約者に対して、ATB の事業所における運営モニタリングシステムからのデータの継続的提出を要求する。詳細な計画に関しては、O&M の契約者が最終的に決定した段階で決定されることになっている。おそらく 2002 年中期になると思われる。

第二に、ATB はプロジェクトの社会経済面や環境面での活動をモニターしなければならない。ATB は現在、地域のステークホルダーと社会契約の締結を進めている。社会的環境的影響のモニタリングは、透明性を確保し、わかりやすくしていく予定である。

### a) 計画の詳細

モニタリングと検証のさらに詳しい計画書は、第 1 発電所の事業開始半年前の 2003 年 6 月までに作成する予定である。作成された計画書は認証者によってチェック・修正され、第 1 事業所の事業開始 3 ヶ月前までに最終版が完成する。最終的モニタリング計画には詳細なデータ保管方法が含まれるが、現時点での考える保管方法を図 11 に示す。図 11 に示されているデータ及び検証の責任主体については下記に記述した。

### b) モニタリングおよび検証に関わる組織

事業開発段階における当プロジェクトの利害関係者を以下に列挙した。これ

らは現行の運営のモニタリング、経営プロセス、財務管理と報告システムに責任のある団体である。

#### **i) A.T. Biopower (ATB)**

当プロジェクト実施企業として、財務管理と報告システムのほとんどの責任を持ち、運営および事業所経営データを最終的に受け取り、管理をする。ATB は現代 IT 技術と企業経営ソフトパッケージを駆使して、文書の保存や報告書の作成を適切に実行し、モニタリング計画の費用を最小限に抑えるようにする。

#### **ii) EGAT**

EGAT が ATB の生産する電力の購入者として毎月の請求に支払いを行なうため、ATB には支払いの記録が残る。また、メーター検針記録も実証データに含まれる。さらに、EGAT の電力開発計画 ( Power Development Plan ) を使用することで、ベースラインの基礎となる炭素排出係数のモニタリングと検証を補助する。

#### **iii) 産業用蒸気使用者**

長期契約ベースで蒸気を売却するので、検証プロセスは発電における炭素クレジットの検証の場合と類似のものになるであろう。ATB は毎月請求書を発行し、使用者側が支払い、ATB は支払い記録を得る。また、蒸気メーター検針は実証データに含まれる。

#### **iv) O&M ( Operation & Maintenance : 運営およびメンテナンス ) の契約者**

O&M の契約者は発電施設の運営者として、発電所の運営検証システムによって得られるデータを ATB のデータ保管および処理係へ継続的に提出する責任がある。

#### **v) 燃料運搬者**

ATB 事業所への刳殻運搬には、タイではディーゼルトラック ( ごく一般的方法 ) を使用する。運搬記録は運搬中に排出された CO2 の量の規模を正しく評価するために保管される。

## vi) 地域コミュニティ

ATB は現在、地域コミュニティを代表する地方自治体との社会契約を締結しようとしている。この社会契約には、社会および環境影響のモニタリングを透明でわかりやすくするための様々な仕組みが提言されている。

図 11 モニタリングおよび検証計画:データと証拠資料の内容と記録体制

|             | 電力                                                                                                      | 高気                                                                                                   | 初級運搬による評価                                                                                | 炭素排出係数                                                         | 環境および社会への影響                                                                 | リーケージの可能性とベースラインとの偏差                                                              |
|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
|             | <ul style="list-style-type: none"> <li>EGAT へ請求書送付</li> <li>EGAT から支払いの記録</li> <li>メーター検針の記録</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>使用者へ請求書送付</li> <li>使用者からの支払いの記録</li> <li>メーター検針の記録</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>運搬業者への支払いの記録</li> <li>積搬1トン当たりの運搬距離の詳細</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>EGAT の電力開発計画</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>社会・環境への影響のモニタリング報告書(水質など)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>運営とメンテナンスの記録</li> <li>地元自治体への報告</li> </ul> |
| →方法および証拠資料  | 毎月                                                                                                      | 毎月                                                                                                   | 毎月                                                                                       | 隔年                                                             | 4 半期毎                                                                       | 毎月                                                                                |
| →頻度         | 毎月                                                                                                      | 毎月                                                                                                   | 毎月                                                                                       | 隔年                                                             | 4 半期毎                                                                       | 毎月                                                                                |
| →責任を持つ利害関係者 | ATB が EGAT と共に                                                                                          | ATB が高気使用者と共に                                                                                        | ATB が運送業者と共に                                                                             | ATB が EGAT と共に                                                 | ATB が地元地方自治体と共に                                                             | ATB が他の利害関係者すべてと共に                                                                |
| ATB/POWER   |                                                                                                         |                                                                                                      |                                                                                          |                                                                |                                                                             |                                                                                   |
| 選任された運営機関   |                                                                                                         |                                                                                                      |                                                                                          |                                                                |                                                                             |                                                                                   |

## 6. ホスト国との炭素クレジット承認手続

マラケシュ合意では、ホスト国によるプロジェクトの承認は、ホスト国が定める国内手続に基づいて行なわれると定義されている。東欧諸国の中には、オランダ政府やスイス政府等と JI（共同実施）を行なっている所もあり、ポーランドのように国内の JI 事業手続が確立している国もある。これらの国では、気候変動条約における JI の実施担当事務局等が設置され、JI 事業の承認基準や手続等が整備されつつある。一方、非議定書 国においては、現時点で AIJ の経験はあるものの、国内手続が確立されているところはまだ少ないといえる。

### 6.1 ホスト国の CDM/JI 国家戦略構築

世界銀行のグローバル・クライメイト・チェンジ・プログラム<sup>9</sup>の一部に National JI/CDM Strategy Studies Program（NSS プログラム）というものがある。これは、議定書 国の政府から基金を募り、JI/CDM のホスト国にキャパシティ・ビルディングを提供するプログラムである。表 31 に示されている通り、JI の対象国となる東欧諸国、南米諸国等、CDM/JI に関してスタディが進んでいるが、アジアやアフリカの国々は少ない。このプログラム以外では、フィリピンのように二国間援助資金（フィンランド）で CDM の国家スタディを進めている国もある。

---

<sup>9</sup> <http://www-esd.worldbank.org/cc/>

表 31 世銀の National JI/CDM Strategy Studies 進捗状況

| 国名         | 資金提供国    | 完了予定    |
|------------|----------|---------|
| <b>完了</b>  |          |         |
| チェコ共和国     | スイス      | 終了      |
| スロバキア      | スイス      | 終了      |
| ロシア        | スイス      | 終了      |
| ウズベキスタン    | スイス      | 終了      |
| アルゼンチン     | カナダ（二国間） | 終了      |
| ジンバブエ      | スイス      | 終了      |
| コロンビア      | スイス      | 終了      |
| <b>進行中</b> |          |         |
| EU/元ロシア連邦国 |          |         |
| ウクライナ      | スイス      | 2002年3月 |
| ハンガリー      | オーストリア   | 2002年初め |
| カザフスタン     | オーストリア   | 2001年   |
| ルーマニア      | スイス      | 2002年   |
| アフリカ       |          |         |
| 南アフリカ      | スイス      | 2001年   |
| エジプト       | スイス      | 2001年   |
| アジア        |          |         |
| インドネシア     | ドイツ      | 2001年   |
| タイ         | オーストラリア  | 2001年   |
| パプア・ニューギニア | オーストラリア  | 2001年   |
| ベトナム       | オーストラリア  | 2001年   |
| 南米         |          |         |
| ボリビア       | スイス      | 2001年   |
| ブラジル       | スイス      | 2001年   |
| チリ         | ドイツ      | 2001年   |
| ガテマラ       | スイス      | 2001年   |
| ペルー        | スイス      | 2001年   |
| エルサルバドル    | フィンランド   | 2001年   |

（世銀：Website より）

## 6.2 タイ政府の CDM 承認までのスケジュールおよび手続

タイは、NSS プログラムの下、オーストラリアの資金を受け、現在、国家戦略・スタディを作成しており、2002 年 5 月終了予定である。OEPP は、CDM 事業を促進するためには、このようなキャパシティ・ビルディングの資金助成が重要であると強調している。それは、ホスト国側の企業のみならず、政府内ですら、JI/CDM の概念や仕組み等は未だ理解されていないのが現状だからである。このことから、政府内で承認手続を構築するためには、キャパシティ・ビルディングは不可欠であるといえる。

OEPP は、この国家戦略・スタディが NCCC で承認を得た後に、政府内に CDM 事務局を設置し、事務局を担当するとしている。当事務局で CDM 事業の承認を行なう予定である。

タイ政府は、現時点では京都議定書を批准するまでは、どの事業にも批准しないとされている。2002 年 1 月にオランダの Senter Internationaal（経済省管轄機関）が OEPP を訪問し、CDM 事業に関する Memorandum of Understanding（以下 MoU）を結ぶ可能性、若しくはタイ国内の CDM 事業への裏付け等の発行について打診をした。しかしながら OEPP の答えは、全ては京都議定書の批准が前提であるというものであった。

京都議定書を批准した場合、タイ政府は国内事業に対して CDM としての承認状を発行することになるであろう。また、気候変動枠組み条約締約国の批准を前提として議定書 国と特別なアレンジをする場合は、MoU 等を結ぶ可能性もある。

## 7. 炭素クレジットの適格性

### 7.1 CDM 事業適格性審査と指定運営機関

CDM 事業から炭素クレジット（CER）を獲得するには、炭素クレジットの価値分析（ベースライン・スタディ、モニタリング計画）パブリックコメント等を含むプロジェクト設計書を作成する必要がある。また、CDM 理事会が指定した指定運営機関（DOE）に CDM の事業として有効化審査を受けなければならない。指定運営機関は、2002 年 2 月現在はまだ指定されておらず、今後 CDM 理事会によって決定されるであろう。

指定運営機関は、CDM 事業者の提出するプロジェクト・デザイン設計書の内容が CDM 要件を満たしているかどうかについて、CDM 理事会が審査する前にスクリーニングを行なう。これをバリデーション（有効化審査）という。この審査によりプロジェクトが CDM 事業として有効とされれば、CDM 理事会に審議にかけられる。そこで承認されて初めて CER 発行の進捗に進むことができる。DOE が決定されるまでの間、CDM 事業が推進できないわけではない。DOE の候補として世界的な監査法人や認証機関の名前がすでに候補者として挙がっている。

### 7.2 運営機関の選択

本件では、CDM 理事会が手続を確立した際に、有効となる炭素クレジットを取得するために有効化審査を依頼する。現時点では、まだ DOE が決定されておらず、最も DOE の位置に近いものは、次の 4 社だといわれている。

Det Norske Veritas （DNV）  
KPMG Certification  
PriceWaterhouseCoopers Certification  
SGS

本件の有効化審査に関し、以前から面識のある上記の数社に対して審査コストの提示を依頼したところ、最低価格と最高価格に 2.4 倍から 3 倍の差があった。価格は案件のタイプや性質によって異なるのが当然と思われる。しかしながら、本件のようにベースラインの算定に特別な手法が必要とされない場合、価格の差は認証機関の経験や DOE に指定されることへの確実性によるところが大きいと見られる。本件につき、DOE が正式に決定していない現時点では、価格よりもその確実性を重視することにした。その結果、本件の有効化評価は DNV に依頼することに決定した。これは UNFCCC

の CDM に関する Accreditation（有資格認定権限賦与機関）としてファイルされていることや経験（表 32 参照）等を考慮した結果である。

表 32 DNV のこれまでの主な経験

| 顧客       | 活動内容                          |
|----------|-------------------------------|
| 世界銀行炭素基金 | ブラジル、再生可能エネルギー事業 CDM 有効化審査    |
| 世界銀行炭素基金 | チリ、水力発電事業 CDM 有効化審査           |
| 世界銀行炭素基金 | 炭素基金 有効化審査マニュアル作成             |
| 世界銀行炭素基金 | ラトビア、廃棄物処理事業 パイロット有効化審査       |
| 世界銀行     | メキシコ、ILUMEX プロジェクト・パイロット検証、認証 |
| スイス政府    | AIJ プロジェクトの有効化審査および検証         |
| オランダ政府   | 検証、認証、ベースラインのガイドライン作成         |
| BP アモコ   | ベースライン検証                      |

### 7.3 適格性分析のためのステップ

DNV の提案書によると有効化審査には以下のような項目がある。

京都議定書 12 条の CDM の基準に適合しているか

タイ政府の事業要件を充たしているか

事業に関わる参加者からの同意やホスト国政府からの承認の確認

社会・環境問題等含む持続可能な発展の要件を充たしているか

これに加えて

事業の健全性

プロジェクト・デザイン設計書の完成度および適合度

予定されている事業の O&M、技術、エンジニアリング

事業管理者の質の確度

モニタリング計画の完成度および適合度

CO2 削減量の算定方法

CO2 削減量算定に使用されたデータの質等も審査する。

DOE が存在せず、公式の適格性審査のガイドラインが決定していない現時点では、現地調査を含む徹底的な審査を認証機関に依頼し、満額のコストを支払うにはリスクが大きい。そこで、以下の 3 ステップをとり、段階的に分けて適格性のチェックを依頼し、DNV はそれに基づいて提案書を作成した（参考資料 9）。

事業のデスク・レビュー評価（Desk-top Review）

現地での調査、インタビューおよび最初の適格性評価（Full Validation）

最終的な適格性評価（Formal Validation）

DNV の提案書より、上記ステップの作業を各々以下に纏めた。

表 33 DNV のバリデーションに関する作業項目

| ステップ | タスク<br>番号 | タスク内容                                                                       |
|------|-----------|-----------------------------------------------------------------------------|
| 1    | 1         | ベースライン決定の仮定や方法の検証（タイ電力部門の経済や政策、電力需要成長率や SPP 等のタイの補助制度、投資能力、CER の影響を含む財務分析等） |
|      | 2         | プロジェクト・デザイン設計書の技術、環境および経済的な仮定の決定面のレビュー                                      |
|      | 3         | ベースラインやモニタリング計画における不確実性や現実の効果の評価                                            |
|      | 4         | プロジェクトの技術面、経営面、操業面の基準、ベースラインの指標や事業の適用性、モニタリング計画の評価                          |
|      | 5         | 温室効果ガスデータの管理やレポートシステムのレビュー                                                  |
|      | 6         | 京都議定書における事業の追加性に関するレビュー                                                     |
|      | 7         | 予備的な有効化審査のレポート（参考資料 11 参照）                                                  |
| 2    | 1         | プロジェクト期間中のプロジェクト進行をモニターする現地の能力の確認                                           |
|      | 2         | 現地やホスト国の優先度に対応した持続可能性の指標の検証                                                 |
|      | 3         | 電力部門の需要成長見込みに関する仮定を基礎とした予想シナリオの確認                                           |
|      | 4         | 温室効果ガスデータ管理およびレポーティング体制の評価（指示系統、手続、記録システム等）                                 |
|      | 5         | プロジェクトの追加性評価のレビュー                                                           |
|      | 6         | タイにおいて要件となるその他の事項                                                           |
|      | 7         | 有効化審査の予備的結果と顧客がレビューするための最終有効化審査の草稿                                          |
|      | 8         | クライアントとの認証に関する今後の取り扱いについての話し合い                                              |
|      | 9         | 予備的な有効化審査レポートおよびオピニオンの発行                                                    |
| 3    | 1         | 最終有効化審査における懸案事項の開示                                                          |
|      | 2         | 最終有効化審査のオピニオンの発行                                                            |

DNV が最初に提案してきた価格はかなり高いものであった。そこで、本件では次の 3 つを元に価格の交渉を行なった。1) ステップ 1 は概念的にプロジェクト・デザイン設計書が適切な方法で行われているかどうかをチェックするものであること、2) ステップ 1 は、ステップ 2 の一部であり、ステップ 1 で設計書が不適当であったとしてもステップ 2 について一定の金額を支払うこと、3) ATB 事業者はモニタリング等全て自分達で行なうので、DNV の作業は比較的軽いこと、である。

#### 7.4 ATB 事業のデスク・レビュー評価

当案件で作成したプロジェクト・デザイン設計書（PDD）に関する DNV のデスク・レビュー評価は以下の通りである。原文および訳文を参考資料として添付した。（参考資料 11 および 12）

#### 7.4.1 全体評価

DNV はこの PDD がプロジェクトの評価をする上で明確、かつほぼ十分なものであると考える。PDD における仮定事項は、合理的かつコンサパティブであり、DNV の初期の検討では、このプロジェクトが京都議定書第 12 条に基づき、CDM の要件を満たすであろうとの結論となった。

#### 7.4.2 プロジェクト計画の内容

プロジェクトの計画については漏れなく説明が為されており、計画の工学技術面も相応の水準に達している。計画書では、温室効果ガスの削減よりも、現地の社会や環境への影響について十分な説明がされている。また、プロジェクトの空間的(地理的)・時間的境界は明確に定義されている。

#### 7.4.3 プロジェクトのベースライン

当プロジェクトのベースラインは入念に検討されており、妥当である。ベースライン排出量とプロジェクトの排出削減効果は、コンサパティブに推定されている。当事業で作られた電力は、タイの全国系統電源へ売却される。したがって、タイの発電量における排出量をベースラインの排出係数とする事は妥当であるといえる。

当事業からの近隣工業への蒸気売却が、重油燃料を使った蒸気生産から生じる温室効果ガスを削減するという仮定は妥当である。しかしながら、蒸気生産の排出係数ベースラインについては、さらに詳しく証明する必要がある。

#### 7.4.4 プロジェクトの追加性

受領した情報から判断して、DNV はプロジェクトに環境的追加性を認める。

#### 7.4.5 モニタリングおよび検証計画 (MVP)

モニタリング手順や設備の校正において、方策・報告・メンテナンス手続等の運営およびメンテナンス手順の扱いが、この MVP では十分ではない。2003 年 6 月までに、より詳細で正式な MVP が策定されるとの事なので、今後は MVP について評価が出される前に MVP 関連の要素を揃えておくことが望ましい。

## 8. 炭素クレジットの投資家向けの書類作成、投資先探し

京都議定書が批准されていない現段階では、炭素クレジットの取引は正式に取り扱われないという懸念が投資家にはある。故に、個人や企業の炭素クレジット購入は、企業のインベスターリレーション（投資家対応）や、炭素クレジット取引の学習を目的とした少量の取引が行なわれているのが現状である。そのような状況の下、公式に JI/CDM の炭素クレジット購入を行なっているのは、オランダ政府の Certified Emission Reduction Unit 入札調達プログラム（CERUPT）と、世界銀行が設立している炭素基金（Prototype Carbon Fund）の 2 つであろう。

### 8.1 CERUPT

#### 8.1.1 オランダの温室効果ガス削減目標

オランダ政府は、京都議定書の 2008 年～2012 年の第一約束期間に、1990 年レベルで 6%の温室効果ガス削減を実施しなければならない。このため、政府は 2010 年で年間 CO<sub>2</sub> 相当 5 千万トン削減しなければならないと予測している。なお、これは全ての産業分野に渡って、経済成長を見込んだ上での現状成り行き対比である。

#### 8.1.2 オランダの気候変動政策

2010 年で年間 CO<sub>2</sub> 相当 5 千万トン削減という高い目標を達成するため、オランダ政府は 50%を国内対策措置で、残りの 50%を京都議定書における柔軟措置 - 排出量取引、JI、CDM で達成することを議会で決定した。JI や CDM 等でエネルギー効率向上や再生可能エネルギーへの投資を促す CO<sub>2</sub> 削減支援の国家予算が組まれた。これは低コストで CO<sub>2</sub> 削減を支援するプログラム（1 トン当たり 20 ギルダー、最高でも 100 ギルダー＝約 1000 円～5000 円）を確立することが目的である。なお、国内対策措置で 2010 年における 2 千 500 万トンの排出削減コストの総額は、試算で年間 23 億 8 千万ギルダー（約 1 千 17 億円）で、CO<sub>2</sub> 1 トン当たり約 95 ギルダー（約 470 円）になる。

#### 8.1.3 オランダ政府の ERU/CER 調達入札プログラムの概要

オランダ経済省は、世銀の炭素基金に投資している他、JI における炭素クレジット買取りを目的に、2000 年 7 月、東欧での JI のプロジェクトを募集した。これが ERU-PT である。ERU-PT とは Emission Reduction Unit - Procurement Tender（以下

ERU-PT)の省略形である。これは、柔軟措置による温室効果ガス排出削減目標の達成手法として、オランダ経済省が東欧の JI プロジェクトから生じる CO2 排出削減量(以下 ERU)を調達するプログラムである。この ERU-PT プログラムを通して、第一回目の入札で最低 300 万トン(2008 年~2012 年の 5 年間のトータル)の CO2 削減を達成する。2000 年 7 月の第一回入札の締切りまでに 26 社が応募し、うち 9 プロジェクトがショート・リストに残った。2001 年 4 月に最終入札が行なわれ、5 プロジェクトが落札した。これら 5 社がオファーする CO2 削減総量は総計 417 万トンで、その総額は約 35,358,963 ユーロ(約 39 億円)になる。

#### 8.1.4 買取りプログラムの管轄

政府による炭素クレジット買取りは、JI は経済省、CDM は環境省の管轄で行なわれる。プロジェクトの選定から落札までの実際の買取手続は、Senter が行なう。これは、経済省の方策に基づいて資金援助を行なう機関である。具体的には東欧等の他国への経済援助を実施したり、企業や研究所を対象として技術、エネルギー、環境、輸出、国際協力分野に関して補助金を交付する。また、ローン、税優遇等のプログラムに基づき、企業の R&D 投資や国際協力プロジェクトに対して融資も行なう。

#### 8.1.5 環境省の CERUPT

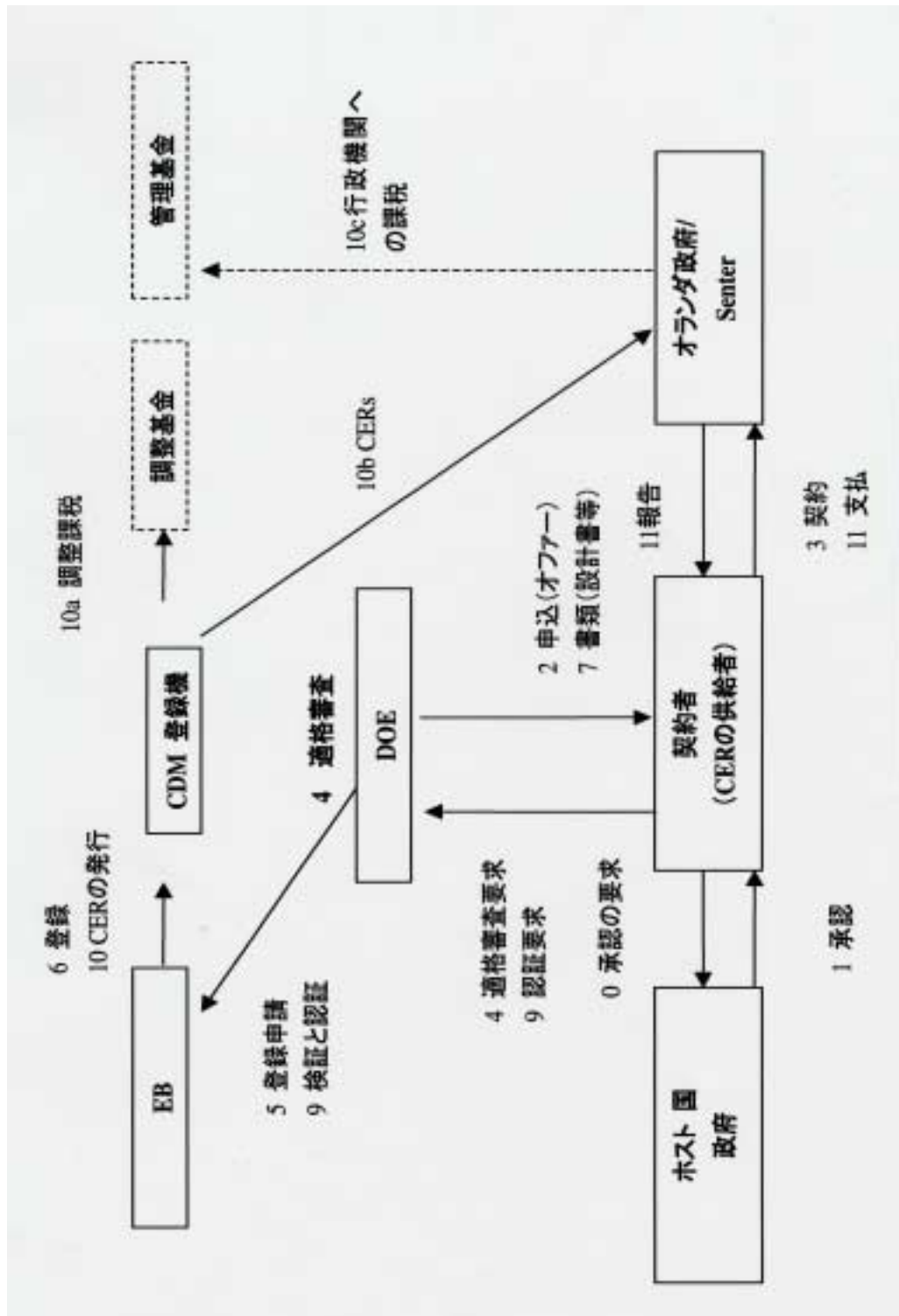
環境省は、CDM から得られる炭素クレジットを買取る目的で、上記 JI における ERU-PT と類似のプログラムを実施する。窓口は Senter であり、第一選択フェーズの締切りは 2002 年 1 月末であった。この Certified Emission Reduction - Procurement Tender(以下 CERUPT)は、ERU-PT と同様に、事業主が応募しやすいよう、オランダ政府は必要に応じて MoU をホスト国と取り交わすことになる。この MoU は、将来的にホスト国が当プログラムにおいて炭素クレジットをオランダに移転することを包括的に網羅した覚え書きである。この CERUPT プログラムを通して、ERUPT 同様、第一回目の入札で最低 300 万トンの CO2 削減を達成する。CDM 事業のカテゴリーは、再生可能エネルギー、CO2 他、排出燃料の置き換え、CHP 等のエネルギー効率向上、廃棄物処理等で植林は除く。

### 8.1.6 CERUPT の仕組み

オランダ政府が CER を調達するための CERUPT 全体の流れ、およびプログラム当事者の関係は以下の通りである。

- 0 . CER 提供者は、まずホスト国に事業を承認してもらうよう頼む。
- 1 . ホスト国は事業者（民間企業）に対して CDM プロジェクトの承認書である Letter of Approval（以下 LoA）を与える。
- 2 . CER 提供者は、Senter に CER をオファーする。
- 3 . オランダ政府は事業者（民間企業）から CER のオファーを受け、CER の調達契約をする。この契約によって、オランダ政府はその事業を CDM プロジェクトとして承認する。
- 4 . 事業者はプロジェクト設計書を指定運営機関（DOE）に提出し、適格審査を受ける。DOE は事業者と DOE であることの宣言書を渡す。
- 5 . DOE は、EB に登録の許可をリクエストする。
- 6 . 登録する。
- 7 . CERUPT の契約者は、プロジェクト設計書等を提出する。
- 8 . モニタリングを行なう。
- 9 . DOE は EB に CER 発行のリクエストをする。
- 10 . EB は CER を発行する。
  - 10a . CER の 5%まで調整基金に拠出する。
  - 10b . 残りの 95%の CER をオランダ政府へ移管する。
  - 10c . オランダ政府は、管理基金に支払を行なう。
- 11 . 事業者（民間企業）は、CER をセンターに納入した後、支払いを受け、それを事業の資金の一部に当てる。

図 12 CERU-PT 入札プログラムの手順の流れ



### 8.1.7 CERUPT の詳細手続と必要条件事項

入札審査は二段階で行なわれる。第一フェーズ（書類審査）では、ショートリストが作成される。そして第二フェーズにおいては、書類審査の他、プロジェクト現地での査察、審査委員会におけるプロジェクトのプレゼンテーション等の審査等を経て、最終入札が行なわれる。Senter は、公募に当たり 2001 年 11 月 11 日に ToR( Terms of Reference ) を公表し、CERUPT の入札に関する詳細手続を示している。この ToR には付属書として、ベースライン設定のガイドライン、ホスト国からの CER に関する確認状（LoE）の草稿、プロジェクトのプロポーザル書式、CERUPT の手続の流れや契約に関する一般的条件等が添付されている。CERUPT プログラムの入札要件を以下に簡単に纏めた。

#### 1) 入札のスケジュール

| 期日                  | 内容                     |
|---------------------|------------------------|
| 2001年11月1日          | 入札公告                   |
| 2002年1月31日          | 入札者応募締め切り              |
| 2002年5月1日           | 入札事業者の選定およびプロポーザル提出者決定 |
| 2002年8月29日          | プロポーザル締め切り             |
| 2002年10月7日 ~ 10月11日 | プレゼンテーション              |
| 2002年11月7日          | 応札者決定                  |
| 2002年11月21日         | 応札者発表                  |

#### 2) 入札価格の目安

CERUPT は CDM 対象事業の分野を指定している。オランダ政府は、CER の入札価格について、その事業のタイプごとに表 34 のように設定している。本件の ATB 籾殻発電事業は 2 のカテゴリーに入るため、入札価格を価格上限の 4.4 ユーロより少し低めの 4.25 ユーロで CERUPT にオファーした。

表 34 CERUPT の価格設定

|                                    |          |
|------------------------------------|----------|
| 1．再生可能エネルギー（バイオマス以外）               | 5.50 ユーロ |
| 2．クリーンで持続成長可能なバイオマス使用による発電、（廃棄物以外） | 4.40 ユーロ |
| 3．エネルギー効率向上                        | 4.40 ユーロ |
| 4．燃料変換およびメタン回収事業等その他の事業            | 3.30 ユーロ |

### 3) 第一フェーズ：選択フェーズ

第一フェーズの段階で、事業者は関心表明書（項目は以下参照）を Senter に提出する。今回の提出期限は 2002 年 1 月末であった。Senter は、必要条件概要に明示されている選択基準を元に、事業者をスクリーンして、プロジェクトを選び、ショートリストを作成する。

#### [ 関心表明書の必要項目 ]

プロジェクトに参加する全ての企業の署名が入った関心表明書  
 事業者としての除外項目に該当しないことの証明  
 プロジェクト・リーダー団体の過去 3 年間の活動報告書  
 事業者の登録証  
 Project Idea Note（書式指定、参考資料 1 参照）  
 ホスト国からの Letter of Endorsement（事業推薦状、参考資料 2 参照）  
 当該技術に関する参照資料  
 当該事業運営の参照資料  
 当該同類事業の経験等の資料  
 社会的責任に関するステートメント

### 4) 第二フェーズ：契約決定フェーズ

第一フェーズで選考に残った事業者は、プロジェクトのプロポーザルを Senter に提出する。

#### [ プロジェクト・プロポーザルの必要事項 ]

CER の数量、価格、引渡し日の提示  
 Letter Of Approval（参考資料 4 参照）  
 前払いスケジュール

プロジェクトの詳細  
ベースライン・スタディ・レポート  
指定運営機関による適格性審査宣言書（参考資料 6 参照）  
除外事由に対する証明  
資金調達の証明、保険等  
Letter of Commitment（プロジェクトの財務パートナー）  
プロジェクト・パートナーとの契約書  
パブリック・コメント・レポート  
環境影響評価（ホスト国が要求している場合）  
バリデーション・レポート  
EB の登録証  
( 以下は、条件による。)

事業者はプロポーザル提出に加え、CERUPT の評価委員会でプレゼンテーションを行ない、Senter は関係当事者等と面談をする。

プロポーザルが評価対象になった場合は、バリデーション・レポートの作成資金が Senter から提供される。バリデーション・レポートについては 1 万 2 千 500 ユーロ（約 138 万円）が交付される。プロポーザル作成については、2 万 千 ユーロ（約 275 万円）が支払われる。

## 5) CER の算定方法

入札に参加するためには、CER の算定をする必要がある。

ToR に設けられているベースラインに関するガイドラインに従って、ベースラインを決定する。

クレジット期間を決定する。（7 年で更新、または 10 年で更新なしを選択。）

CDM プロジェクトが行なわれた結果生じる排出削減量を年毎に算定する。

算定はクレジット期間中、毎年行なう。（モニタリング。）

## 6) 支払スケジュール

CER に対する支払いは、以下の 2 通りがある。

事業運営が始まり、CER を確実に生んだ年から奇数年毎に支払う。

モニタリングレポートの提出の年から偶数年毎に前金の形で支払う。

Senter は前金払いに関しては最大 50% まで 4 回に分けて行なえるとしている

が、プロジェクト選定の格付けが低くなる可能性がある。例えば、2006 年～2013 年までの期間で、年間 2 万 5 千 CER を 1CER 当たり 5 ユーロでオファーしているプロジェクトがある場合、支払いスケジュールは以下のようになる。

表 35 CERUPT の炭素クレジット代金支払いの例

| 年    | CER の量  | 前金の割合 | 支払額       | 割引分       |
|------|---------|-------|-----------|-----------|
| 2003 | -       | 25%   | 250,000   | 349,388   |
| 2004 | -       | 10%   | 100,000   | 146,410   |
| 2005 | -       | 15%   | 150,000   | 216,288   |
| 2006 | 25,000  | -     | -         | -         |
| 2007 | 25,000  | -     | -         | -         |
| 2008 | 25,000  | -     | -         | -         |
| 2009 | 25,000  | -     | -         | -         |
| 2010 | 25,000  | -     | 125,000   | 125,000   |
| 2011 | 25,000  | -     | 125,000   | 125,000   |
| 2012 | 25,000  | -     | 125,000   | 125,000   |
| 2013 | 25,000  | -     | 125,000   | 125,000   |
| 合計   | 200,000 | 50%   | 1,000,000 | 1,212,085 |

注：この割引金額は C E R が 6.06 ユーロの時。

#### 8.1.8 第一フェーズへの応募

1 月末時点での応募については、全体の 33% が中央アメリカ、12% が南アメリカ、41% がアジア、そして 14% がアフリカからであった。1 事業からの CO<sub>2</sub> 排出削減量は 4 万 7 千トン～800 万トンの間であり、CO<sub>2</sub> スペース 1 トン当たり平均 3.5 ユーロで提示されている。応募事業全体の 65% は、再生可能エネルギー事業である。それも水力、バイオマス、風力である。太陽光、地熱発電事業もいくつかあったようだ。また、廃棄物処理、エネルギー効率向上およびガスタービン等の事業もあった。

現時点では、このうちどれくらいの CO<sub>2</sub> 排出削減が結果として表れるかはわからない。なぜなら、ほとんどの応募書類が不完全だったようだからである。その中でも、ホスト国からの Letter of Endorsement の欠如は顕著であったようだ。オランダ政府の公式入札プログラムである以上、Senter は正式な調達ルールを厳守しなければならない。なお、応募者にはこれらの書類を完了するチャンスは与えられている。

Senter は今後、事業者および Project Idea Notes を評価し、事業者が十分な信用度

があり、提案された排出削減が実施できるかどうかの経験と体制があるか等を審査する。この最初のアセスメントの終了は5月初旬に完了することになっている。審査を通った事業者は、ベースライン・スタディ・レポート等の正式なプロポーザルを提出するよう求められる。

ATB の案件について、第一フェーズの応募に Letter of Endorsement 以外の書類を提出、登録番号を得ている。Senter からの登録通知を参考資料 8 として添付した。事業者が提出する必要がある書類については、8.1.73)で列挙した通りだが、ATB プロジェクトに対して提出した書類に関しては以下に纏めた。

### **1) プロジェクトに参加する企業の全ての署名入りの関心表明書**

ATBiopower および Rolls - Roys Power Venture、Flagship Asia Corp.の代表がそれぞれ署名を行なった。

### **2) 事業者としての除外項目に該当しないことの証明**

タイの法律事務所、Puttri Kuvanonda が、ATB が破産につながるような管理状態に入っていないこと、および司法関連の問題に関わっていないことを証明する書面を提出した。

### **3) プロジェクト・リーダー団体の過去 3 年間の財務および活動報告書**

ATB は、タイ語で財務関連の報告書が作成されているため、バランスシートと損益分岐表等を提出し、資本回転率等が一目瞭然となるようにした。なお、ATB は 1999 年に設立されたため、2 年分の記録しかない。これらの提出書類に関して、Senter からの登録確認の書面（参考資料 8）に見られるように、英語で翻訳し内容承認を受けた書類を提出するように求められたので、期限内に提出した。

Senter は、ATB が炭素クレジット納入の契約を実行できる企業であると認められないとして、親会社の財務諸表を提出するように求めた。これは、Senter が、ATB をプロジェクト・ファイナンスを実施するためのシェル・カンパニーであると判断したためである。そこで、Senter に対し、ATB は見かけだけの企業だけではなく、自身で資金調達や、事業の実施管理を行なうことを説明し、理解を求めた。これは、Senter が炭素クレジットの確実な獲得を目指し、第一フェーズにおいては事業者の信用度を重視しているためである。

#### 4) 事業者の登録証

登録証のコピーがタイ語であったため、英語で内容承認のついたものを求められた。

#### 5) プロジェクト・アイデア・ノート (PIN)

指定された書式に従い、炭素クレジットの量および CO2 1 トン当たりの価格を提示した。この PIN により、Senter 等の炭素クレジットの投資家は事業の性格を知り、プロジェクト・デザイン設計書等と共に炭素クレジット購入の材料とする。CERUPT では書式が指定されており、実際に CERUPT 提出した PIN の訳を参考資料 1 として添付した。

#### 6) ホスト国からの Letter Of Endorsement

当プロジェクトは、第一フェーズの応募に関してタイ政府からの Letter of Endorsement (LoE) 以外の書類はすべて揃えることができた。ToR によれば LoE は不可欠とされているが、2001 年 1 月末現在、非議定書 国の中で京都議定書を批准した国やオランダ政府と MoU を交した国は少ないため、Senter はかなり柔軟に対応している。第一フェーズが主に事業者の能力を見極めることに絞っており、第二フェーズ締切りまでに LoE を取得する可能性があれば、交渉の余地があると思われる。

#### 7) 当該類似事業の経験等の参照資料

ATB のほか、Rolls - Royce PowerVentures、Al Tayyar Energy、Flagship Asia、EGAT Engineering Business Unit、Cogen、Clean Technology のそれぞれのこれまでの経験を記述している。

#### 8) 当該類似事業運営の参照資料

EPC および O&M の契約について説明し、現時点で入札を行なっている企業について紹介している。

#### 9) 当該技術に関する参照資料

4.5.1 で述べた技術について説明している。

## 10) 社会的責任に関するステートメント

Senter は OECD の他国籍企業のためのガイドライン（参考資料 13 参照）に示されている一般的なポリシー、雇用や企業責任、環境等の項目について、実施することを約束する旨の書面に署名することを求めている。

## 8.2 世界銀行の炭素基金（Prototype Carbon Fund）

炭素クレジットの買取りで先駆的な存在が、世界銀行のプロトタイプ・カーボン・ファンド（Prototype Carbon Fund：PCF）である。炭素クレジット市場の促進を目的に、先進国政府や民間企業から出資を募り、CDM および JI のプロジェクトから炭素クレジットを購入し、その炭素クレジットを出資者に分配する仕組みである。民間企業の出資額は 1 社 500 万ドル（約 5 億円）、政府機関は 1 千万ドル（約 10 億円）で、2000 年 9 月に募集を締め切った時点での総額は 1 億 4 千 500 万ドル（約 150 億円）であった。現在、日本から、東京電力、関西電力、九州電力、四国電力、中国電力、三井物産、三菱商事の民間企業と国際協力銀行が出資している。その出資団体でコミッティを結成し、プロジェクトの選定等が行なわれる。目下のところ、ラトビアの埋め立て処理場の廃棄物発電や、コスタリカの再生可能エネルギーポートフォリオ等が出資プロセスに入っている。

炭素基金の事業応募手続は、まず事業者が Project Idea Note（PIN）を作成し、炭素基金のプロジェクト・オフィサーに提出する。プロジェクト・オフィサーは PIN のスクリーニングを行ない、炭素基金の理事会に諮る。その後の手続は公開されていない。PIN の書式は、オランダ政府の CERUPT と類似している。その理由は、オランダ政府が世銀の炭素基金を研究した上で、同プログラムを実施しているためと見られる。Letter Of Endorsement を必須の要項として求めている CERUPT と同様、炭素基金もホスト国からの承認を要件にしている。炭素基金は CERUPT と違い、期限が決められていないので、当案件について今後は、炭素クレジット投資相手として交渉を行なっていきたいと考える。

## 9. まとめ

本調査は、タイにおける実行可能性の高い籾殻発電プロジェクトを通して、実際にプロジェクト・デザイン設計書を作成し、運営機関（指定運営機関の候補の一つ）のチェックを受け、国際的に通用する炭素クレジットを作り、炭素クレジット投資家へアプローチするものである。

CDM 事業の手続は、現時点では最終的な確立までには至っていない。しかし、本調査の実際経験を通じて炭素クレジット組成のプロセスが明確となり、ある程度のスキルは必要であるが、複雑困難ではないことが判明した。また、CDM 事業の手続構築を図るために今後、以下の項目に関して検討の余地があると思われる。

- 1 . CDM 事業を行なう場合、日本国の技術移転や炭素クレジット取得目的だけで計画を行わず、ホスト国のニーズに合致したものが望ましい。そのような事業のプロジェクト・デザイン設計書を作成するに当たり、調査対象のホスト国政府、地域住民、現地事業者等へ気候変動問題、京都メカニズムに関するキャパシティ・ビルディングを提供することが重要である。
- 2 . 炭素クレジット組成には CDM 理事会に承認されるレベルのプロジェクト・デザイン設計書を英文で作成したり、指定運営機関への依頼・交渉等事業に追加的コストやスキルが必要である。これらは CDM 事業推進において解決されなければならない。
- 3 . 2 で提示したコストの削減や手続の簡略化を図るための課題として、CDM 事業のタイプ毎に国際的に通用するプロジェクト・デザイン設計書の書式を定型化することが考えられる。定型化の対象となる事業は、本文で述べたように、ホスト国のニーズおよび優先度に合わせて整備を行ない、日本国の事業者にとっても使い勝手の良いものにする必要があると思われる。具体的には、バイオガス事業等の「エネルギー生産」と「廃棄物処理」をキーワードに持つ事業が挙げられる。

## 表 一 覧

|      |                                                 |    |
|------|-------------------------------------------------|----|
| 表 1  | CDM 事業からの炭素クレジット獲得ステップ .....                    | 3  |
| 表 2  | タイにおけるインタビュー先 .....                             | 4  |
| 表 3  | 現地調査スケジュール .....                                | 5  |
| 表 4  | 世界の浮遊燃焼式籾殻発電所例 .....                            | 9  |
| 表 5  | 事業のスケジュール .....                                 | 11 |
| 表 6  | タイの主な経済指標（1995 年～1999 年） .....                  | 17 |
| 表 7  | タイの CO2 相当の総排出量（1994 年） .....                   | 23 |
| 表 8  | タイ国家温室効果ガス・インベントリー（1994 年） .....                | 24 |
| 表 9  | タイの GDP 予想（1998 年～2025 年） .....                 | 25 |
| 表 10 | タイのエネルギー消費における CO2 排出量予想（1995 年から 2020 年） ..... | 25 |
| 表 11 | EGAT が承認した再生可能エネルギーの SPP 事業 .....               | 26 |
| 表 12 | ATB 事業予定地の近隣の年間米生産量 .....                       | 28 |
| 表 13 | タイにおける籾殻生産高トップ 10 .....                         | 30 |
| 表 14 | タイのバイオマス利用からみる籾殻の性質 .....                       | 30 |
| 表 15 | タイにおける有望なバイオマス燃料 .....                          | 31 |
| 表 16 | 1994 年 タイの稲田からのメタン排出量 .....                     | 32 |
| 表 17 | タイの CDM 事業優先度 .....                             | 34 |
| 表 18 | 当案件における事業境界の考え方 .....                           | 35 |
| 表 19 | タイの総発電量と燃料必要量予想（2005 年～2011 年） .....            | 38 |
| 表 20 | SPP の事業のリスト（確定型契約） .....                        | 39 |
| 表 21 | SSP 事業の燃料別発電量 .....                             | 40 |
| 表 22 | 発電タイプ別の炭素排出係数 .....                             | 40 |
| 表 23 | 2005 年度のタイの系統電源炭素排出係数 .....                     | 41 |
| 表 24 | クレジット期間のタイのエネルギーミックスにおける炭素排出係数 .....            | 41 |
| 表 25 | 系統電源置き換えのベースライン排出量 .....                        | 42 |
| 表 26 | 籾殻運搬に関するデータ / 予測 .....                          | 43 |
| 表 27 | 籾殻運搬に関する排出量算出法 .....                            | 44 |
| 表 28 | タイの籾殻利用法 .....                                  | 44 |
| 表 29 | 本案件における温室効果ガス排出削減量 .....                        | 45 |
| 表 30 | ATB 事業のキャッシュフロー予測（US ドル） .....                  | 52 |
| 表 31 | 世銀の National JI/CDM Strategy Studies 進捗状況 ..... | 68 |
| 表 32 | DNV のこれまでの主な経験 .....                            | 71 |
| 表 33 | DNV のバリデーションに関する作業項目 .....                      | 72 |

|      |                              |    |
|------|------------------------------|----|
| 表 34 | CERUPT の価格設定 .....           | 79 |
| 表 35 | CERUPT の炭素クレジット代金支払いの例 ..... | 81 |

## 図 一 覧

|      |                                      |    |
|------|--------------------------------------|----|
| 図 1  | 事業予定地 .....                          | 8  |
| 図 2  | タイの電力消費量（1988 年から 1998 年） .....      | 22 |
| 図 3  | 1981 年から 99 年におけるタイの米生産量（百万トン） ..... | 27 |
| 図 4  | タイの籾殻分布図 .....                       | 29 |
| 図 5  | 事業のフローチャートと境界線 .....                 | 35 |
| 図 6  | 当局許可必須の環境影響評価過程 .....                | 54 |
| 図 7  | Pichit サイト .....                     | 58 |
| 図 8  | Nakhon Sawan サイト .....               | 58 |
| 図 9  | Singburi サイト .....                   | 59 |
| 図 10 | Nakhon Pathom サイト .....              | 59 |
| 図 11 | モニタリングおよび検証計画:データと証拠資料の内容と記録体制 ..... | 66 |
| 図 12 | CERU-PT 入札プログラムの手続の流れ .....          | 77 |

## 文献リスト

Thailand's Initial National Communication

- Ministry of Science, Technology and Environment, Thailand, October 2000

EGAT Power Development Plan PDP 2001

- Generation System Development Planning Department, System Planning Division, Electricity Generating Authority of Thailand, October 2001

Thailand Biomass-Based Power Generation and Cogeneration Within Small Rural Industries, Final Report, National Energy Policy Office

Black & Veatch (Thailand), November 2000

Preliminary Investment Brief for the A.T. Biopower Rice Husk Power Project in Thailand

- Flagship Asia Corporation, Energy Project Development & Finance, November 2001

Preliminary Investment Brief for the A.T. Biopower Rice Husk Power Project in Thailand

- Preliminary Initial Environmental Evaluation Report

Terms Of Reference, CERUPT 2001

- Senter Internationaal, Carboncredit.nl, November 2001

Complying With Environmental Regulations for Power Projects in Thailand

- Kitti Kumpeera, Director of Environment, Kenan Institute Asia

Asia Least-cost Greenhouse Gas Abatement Strategy, Thailand

- Asian Development Bank, Global Environment Facility, United Nations Development Programme