

平成 19 年度 C D M / J I 事業調査

タイ・アルコール工場排水からの
メタン回収及び発電プロジェクト調査

報告書

平成 20 年 3 月

兼松株式会社

目 次

第1章 プロジェクト概要	
1.1 プロジェクトの目的	1
1.2 F/S 調査の背景	1
1.3 当該サイト候補選定理由	2
1.4 事前調査	4
1.5 調査の実施体制	5
第2章 プロジェクト評価統括	
2.1 タイの CDM に関する現状	6
2.2 プロジェクト詳細	8
2.2.1 適用プロセスの決定	8
2.2.2 適用プロセス、システムフロー、全体配置計画	10
2.2.3 ベースライン方法論の決定	16
2.2.4 クレジット価格	16
2.3 経済性評価	17
2.3.1 前提条件	17
2.3.2 内部収益率(IRR)	17
2.4 リスク評価	20
2.4.1 COD _{Cr} 除去率リスク	20
2.4.2 排水量リスク	20
2.4.3 クレジット価格変動によるリスク	21
2.5 事業化に向けての見込み・課題	21
第3章 プロジェクト技術	
3.1 メタンガス、バイオガス発生量	23
3.1.1 算定方法	23
3.1.2 メタンガス、バイオガス発生量	23
3.2 発電規模	24
3.2.1 メタンガス発電設備の概要	24
3.2.2 発電設備の選定	24
3.3 その他機器の選定	25
3.3.1 脱硫装置	25
3.3.2 脱硫装置の仕様	26
3.3.3 ガスホルダーの仕様	26
3.3.4 フレアスタックの仕様	27

3.4	プロジェクトの稼働日数	28
3.5	プラント電力使用量	28
3.6	発電収入	29
3.7	資金計画	32
3.7.1	初期投資額	32
3.7.2	プロジェクト実施のための資金計画	33
3.8	維持管理費	34
3.9	実施スケジュール	35
3.10	プロジェクトの実施体制	36

第4章 プロジェクト評価

4.1	プロジェクトバウンダリー	37
4.2	ベースラインシナリオ	38
4.3	モニタリング手法 / 計画	41
4.3.1	モニタリング実施体制	41
4.3.2	モニタリングのデータ / パラメーター	41
4.4	プロジェクト実施期間 / クレジット獲得期間	47
4.5	温室効果ガス排出削減量	47
4.5.1	技術的根拠	47
4.5.2	排出削減量	47
4.6	環境影響評価	59
4.6.1	プロジェクトの EIA の適用	59
4.6.2	プロジェクトの IEE の適用	59
4.7	その他の間接影響	61
4.7.1	環境面の影響	61
4.7.2	経済面の影響	61
4.7.3	社会・文化面の影響	61
4.8	利害関係者のコメント	61
4.9	タイの持続可能な開発へ貢献・技術移転事項	62

第5章 一般情報

5.1	タイの一般情報	63
5.1.1	地理	63
5.1.2	気象条件	64
5.1.3	政治状況	65
5.1.4	経済状況	66
5.1.5	社会状況	68

5.2 環境関連法規.....	69
5.2.1 水質汚濁対策.....	70
5.2.2 大気汚染対策.....	76
5.3 タイの温室効果ガス排出量、地球温暖化対策.....	79
添付資料	
添付資料-1 ADI Systems Inc.の導入実績.....	81
添付資料-2 現地調査.....	83

第1章 プロジェクト概要

1.1 プロジェクトの目的

Thai Beverage PLC (以下 TB 社) はモラセス (糖蜜) を原料とする飲料用アルコール製造工場を 17 工場所持している。この 17 工場の一つであるナコーンパトム県ドントゥーム郡に位置するこの工場 (以下ナコーンパトム工場) では蒸留後の排水が嫌気性オープンラグーン形式の排水処理設備で処理されている。しかしながら、排水処理設備の嫌気性ラグーンが巨大となり、その土地の確保に窮しているとともに、そこからの悪臭対策に苦慮している。また、嫌気性オープンラグーンからのメタンガスが、使用されることなく大気中へ放出されているのが現状である。よってこの状況を改善し、メタンガスを有効利用するために、新設の嫌気性発酵槽 (ADI-BVF Reactor) を設けることによりメタンガスの回収率を画期的にあげて、メタンガスを回収し、高効率ガスエンジン発電用の燃料として使用し、また余剰メタンガス及び緊急時運転に対応するためのフレアリング設備を設置するプロジェクトを実施することにより、省エネと CO₂ 削減を図る。

1.2 F/S 調査の背景

タイでのスターチ工場 (タピオカ) は 79 工場あり、CDM プロジェクトとしては事業性は高いといわれているが、現状はデンマーク、オランダ等の欧州企業が独占している状態である。兼松は今後日本企業のマーケットとしてみると小規模な食品工場、アルコール工場などの COD 濃度が高く、硫黄分 (S 分)、浮遊固形物 (SS 分) 等を多く含んだ処理しにくい排水を日本国等の卓越した技術移転することにより、競争していかなければならないと考えている。

昨年度のタイでの現地調査により、アルコール (エタノール) 工場が非常に多く、その排水 (廃液) の成分は非常に悪く、その排水処理方式のほとんどは嫌気性オープンラグーンであることが判明した。また、昨年度の F/S 調査ではスターチ工場 (食品工場) からの排水からであり、アルコール (エタノール) 工場と比較して環境への負荷は小さいものであった (表 1.2.1 参照)。

表 1.2.1 昨年度工場排水と本プロジェクト排水の成分比較

No.	項目	単位	スターチ工場排水	本プロジェクトアルコール工場排水
1	排水量(平均)	m ³ /d	2,800	450
2	pH	-	4 ~ 7	4.8
3	温度		<38	49-55
4	SS	mg/l	<500	20,840
5	BOD	mg/l	5,059	35,600
6	COD	mg/l	8,900	115,140
7	T-N	mg/l	205.3	1,848
8	T-P	mg/l	90.7	172
9	T-Sul	mg/l	32.2	4,865

TB社は過去に2工場(ブリーラム工場、ウボンラーチャターニー工場)は自社のバイオガス技術で、パイロットプラントを導入したが、メタンガス発生量が少なく運用がうまく行かなかった経緯がある。よって、ナコーンパトム工場でのプロジェクトを実施するにあたり、TB社は他社技術との比較、ADI社のパキスタンの実稼動プラントの視察等行ったが、それだけではTB社が投資を決定できる Feasibility Study までには至っていない。そこでプロジェクトの実施についてTB社はバイオガスプラントの実施子会社である Bionic Humus CO.,LTD(以下 BHC 社)に委託を予定している。BHC社によると、COD 濃度、S 分、SS 分が高いなどの問題がある排水へのメタン発酵プロセスの詳細な調査、選定を行い、効率的にメタンガスを回収でき、この工場にとって CER 売買による利益を考慮に入れ、経済性が向上するならば導入する旨の説明があった。

今日兼松として、COD 濃度が高く、S 分、SS 分等を多く含んだアルコール(エタノール)工場の排水について最適プロセスを選定し、F/S 調査を行い、実現化の可能性を高めることを目標とした。よって、ナコーンパトム工場プロジェクトをTB社に対し企画立案することとなった。

本調査により、兼松はメタン発酵プロセスの詳細な調査、選定を行い、その結果採用した嫌気性発酵槽(ADI-BVF Reactor)によるメタンガスをハンドリングできる有効な CDM モデル(醸造(ビール、アルコール発酵))を実施できかつ、TB社の投資を決定できるレベルの Feasibility Study および PDD を作成した。また、実現のための解決課題を抽出し整理した。

1.3 当該サイト候補選定理由

プロジェクトサイトであるナコーンパトム工場は、バンコクの西部に位置するナコーンパトム県にある。ナコーンパトム県はスパンブリー県、アユタヤ県、ノンタブリー県、バンコク首都府、サムットサーコーン県、ラーチャブリー県、カーンチャナブリー県と接する。県庁所在地はナコーンパトム市、面積 2,168.3km²、人口 815,122人(2000年)人口密度 376人/km²である。また、ここは7の郡に分かれており、ドントゥーム郡に位置している。また、その下に105の町(タンボン)、919の村(ムーバーン)がある。

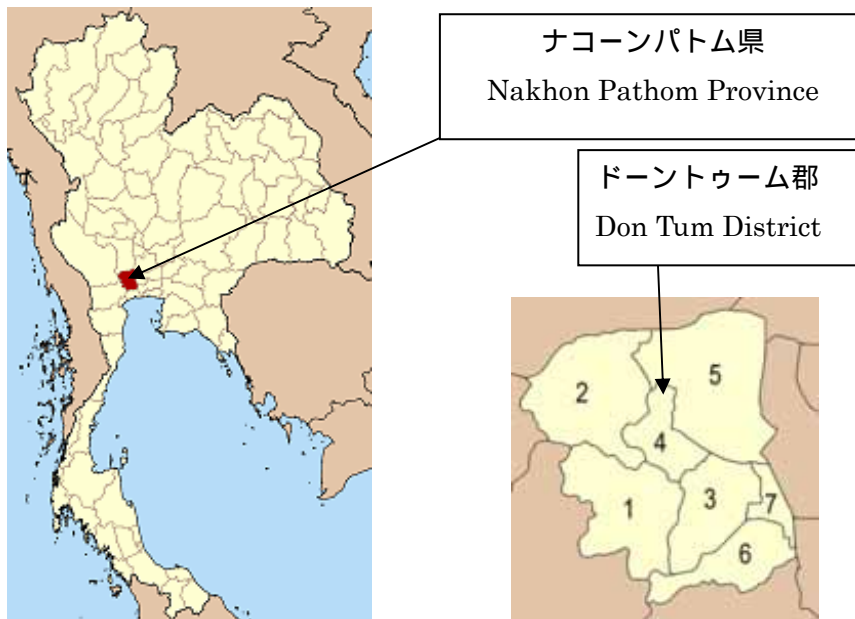


図 1.3.1 県、郡位置図

ナコーンパトム工場の工場全体図を以下に示す。ナコーンパトム工場はドーントゥーム郡の北緯13°54'、東経109°07'付近に位置し、TB社の関連3工場からの排水がタンクローリー輸送により、ナコーンパトム工場へ供給されている。この排水は現在嫌気性オープンラグーンで処理され、嫌気性処理後に好気性ラグーンで処理され、乾燥池に送られ、その後、用水路に放流される。

嫌気性池：1池（深さ10m）

好気性池：1池（深さ6.5m）

乾燥池：1池（深さ6.5m）



図 1.3.2 工場全体図

CDM プロジェクトとして成立するためナコーンパトム工場をプロジェクトサイトに選定した理由を以下に述べる。

既設嫌気性オープンラグーンでは、メタンガス回収がされておらず大気放出されている。また、膨大なラグーンの面積を有しているが、すでに処理能力不足である。

既設嫌気性オープンラグーンの悪臭対策に苦慮している。

環境規制強化に伴い、主に洗浄・精製後に排出される大量の特殊な排水水質の排水処理の更なる効率化、有効利用を期待できる。

バイオガスエネルギーへの代替ニーズがある。

工場はバンコクから車で約 1 時間程度のところに位置し、アクセスがよい。

1.4 事前調査

ナコーンパトム工場へ供給される排水の水質を以下に示す。これは TB 社の関連 3 工場からの排水の合計の水質である。この排水が嫌気性排水処理設備の設計ベース及び PDD 作成となる。この排水の特徴として、以下が挙げられる。

- ・ 化学的酸素要求量 (COD) が非常に高い。
メタンガス発生量が非常に多い。
- ・ モラセスからのアルコールの製造工程で硫酸 (H_2SO_4) が使用されているため、硫黄分 (S 分) が非常に高い。

脱硫装置のコストが追加される。

- ・浮遊固形物 (SS)、カルシウム (Ca) が非常に高い。

スラッジ分がリアクターに沈澱するため、その処理方法が問題となる。

コンポスト (堆肥) 化して利用する。環境改善となる

表 1.4.1 プロジェクトサイトの排水水質

No.	項目	単位	値
1	排水量(平均)	m ³ /d	450
2	pH	-	4.8
3	化学的酸素要求量 COD	mg/l	115,140
4	生物化学的酸素要求量 BOD	mg/l	35,600
5	揮発性脂肪酸 Volatile Fatty Acids (as acetic acid)	mg/l	1,937
6	アルカリ度 Alkalinity (as CaCO ₃)	mg/l	760
7	残存固形物 Total Solid (TS)	mg/l	109,260
8	揮発性物質 Total Volatile Solid (TVS)	mg/l	85,140
9	浮遊固形物 Suspended Solid (SS)	mg/l	20,840
10	リン酸 Phosphate (PO ₄)	mg/l	172
11	硫黄 Sulphate (SO ₄)	mg/l	4,865
12	窒素 Total Nitrogen (N)	mg/l	1,848
13	カルシウム Calcium (Ca)	mg/l	3,129

よって、事前調査として、アルコール工場より排出される排水からの排水処理、メタン回収プロセスとして、嫌気性排水処理方式の比較を行い、最適なメタン発酵プロセスについて調査を行った。

1.5 調査の実施体制

本調査の実施体制を以下に示す。

表 1.5.1 調査の実施体制

参加国名	調査機関	役割
日本	兼松株式会社 (KG)	全体統括、事業性評価、PDD 作成、現地調査
日本	関西設計株式会社 (KDC)	技術部分の PDD 作成、技術コンサル
タイ国(host)	Bionic Humus Co.,Ltd (BHC)	既存排水処理設備のデータ提供
タイ国(host)	Toyo-Thai Corporation Limited (TTCL)	水質調査、概念設計、詳細見積

第2章 プロジェクト評価統括

2.1 タイの CDM に関する現状

2007年7月6日、タイ王室勅令により、Thailand Greenhouse Gas Management Organization (以下 TGO 委員会)(タイ温室効果ガス機構委員会)がタイ国家指定機関として設置された。なお、TGO 委員会事務局は Office of Natural Resources & Environmental Policy and Planning (以下 ONEP)(天然資源環境政策計画事務局)内におかれている。CDM 承認には、TGO 委員会に PDD と Initial Environmental Evaluation(以下 IEE)(初期環境影響調査)レポートの提出が求められる(図 2.1.1)。

TGO 委員会が設立される前に、ONEP が DNA として 2007年1月に7件(図 2.1.2 参照)2007年8月に8件(図 2.1.3)について合計15件の承認レターを出している。このうち、すでに5件(図 2.1.2)は CDM 理事会登録済である。また、15件の内訳をみると、バイオガス案件が7件(47%に相当)(図 2.1.4)を占めている。

本プロジェクトは ONEP が重点をおいているエネルギー部門のエネルギー発電及び利用(再生可能エネルギー)排水等のエネルギーに関する環境に関連するプロジェクトに位置づけられる。従って、エネルギーの効率的利用及び再生可能エネルギーの有効利用が可能となる。また、再生可能エネルギーに関する CDM プロジェクトを所轄している窓口は Department of Alternative Energy Development and Efficiency (以下 DEDE)(代替エネルギー開発・エネルギー効率局)である。ここでは IEE レポートの提出が求められる。本プロジェクトは DEDE により査定されるが、すでに同様のプロジェクトが40案件程度提出されているという。

DEDE とは本プロジェクトの現地 EPC を予定している東洋タイは、各種プロジェクトでつながりがあり、協議を行っている。

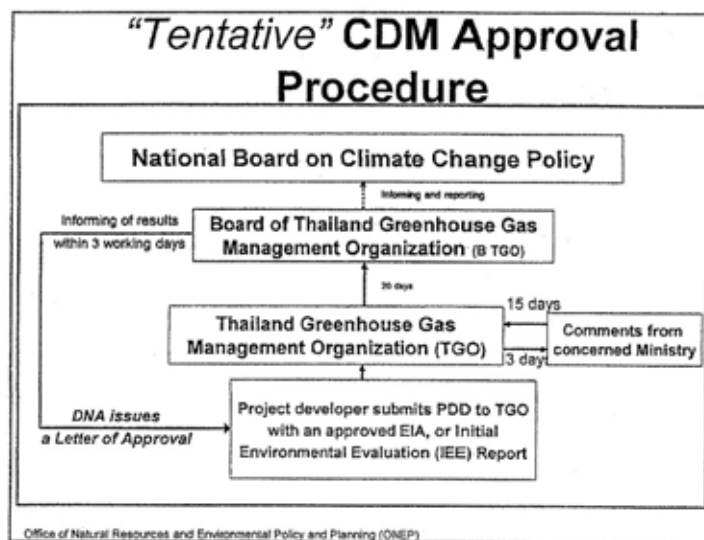




図 2.1.1 タイの CDM の承認体制

(出典) CDM in Thailand (DEDE)

 CDM Projects Approved by Cabinet 30 January 2007 					
No.	Project title	Developer	Technology	CERs (ton CO ₂ /yr)	Buyer
1	Dan Chang Bio-Energy Cogeneration Project	Mitr Phol Group	Biomass	92,000	England & Denmark
2	Phu Khleo Bio-Energy Cogeneration Project	Mitr Phol Group	Biomass	99,000	England & Denmark
3	Korat Waste to Energy Project, Thailand	Korat Waste to Energy Company Ltd.	Biogas	374,000	n/a
4	A.T. Biopower Rice Husk Power Project	AT Biopower Co. Ltd.	Biomass	74,500	Japan & Netherlands
5	Khon Kaen Sugar Power Plant	Khon Kaen Alcohol Company Limited and Agrinergy	Biomass	60,000	EU
6	Ratchaburi Farms Biogas Project	SPM Feedmil, Nong Bua Farm, VCF Group	Biogas	100,000	Denmark
7	Rubber Wood Residue Power Plant in Yala, Thailand	Electric Power Development Company Limited (EPDC), Japan	Biomass	60,000	n/a

⇒ : CDM 理事会登録済

図 2.1.2 タイ DNA より承認された 7 案件 (2007 年 1 月)
(出典) CDM in Thailand (DEDE)



 CDM Projects Waiting for Approval 					
No.	Project title	Developer	Technology	CERs (ton CO ₂ /yr)	Buyer
1	Jaroensompong Corporation Rachathewa Landfill Gas to Energy Project	Jaroensompong Co.,Ltd	Landfill	99,100	n/a
2	Wastewater Treatment with Biogas System in a Starch Plant in Chachoengsao	Sima Interproduct Co., Ltd. & TMB	Biogas	20,300	Denmark
3	Wastewater treatment with Biogas System in a Starch Plant in Nakorn Ratchasima	Sima Interproduct Co., Ltd. & TMB	Biogas	21,500	Denmark
4	Surat Thani Biomass Power Generation Project	Surat Thani Green Energy Co. Ltd.	Biomass	171,774	Japan
5	Chumporn Applied Biogas Technology	GTZ	Biogas	30,028	Germany
6	Natural Palm Oil Company Limited - 1 MW Elec. Gen. and Biogas Plant Project	BOSCH and Natural Palm Oil Co., Ltd.	Biogas	14,480	Denmark
7	Northeastern Starch (1987) CO.,Ltd. -- LPG Fuel Switching Project	Northeastern Starch (1987) Co., Ltd. (NES), C. Gigantic Carbon Co., Ltd (CGC)	Biogas	35,420	Denmark
8	Surin Electricity Compan	Surin Electric Company, Ltd and Agrinergy	Biomass	12,584	EU

図 2.1.3 タイ DNA より承認された 8 案件 (2007 年 8 月)
(出典) CDM in Thailand (DEDE)

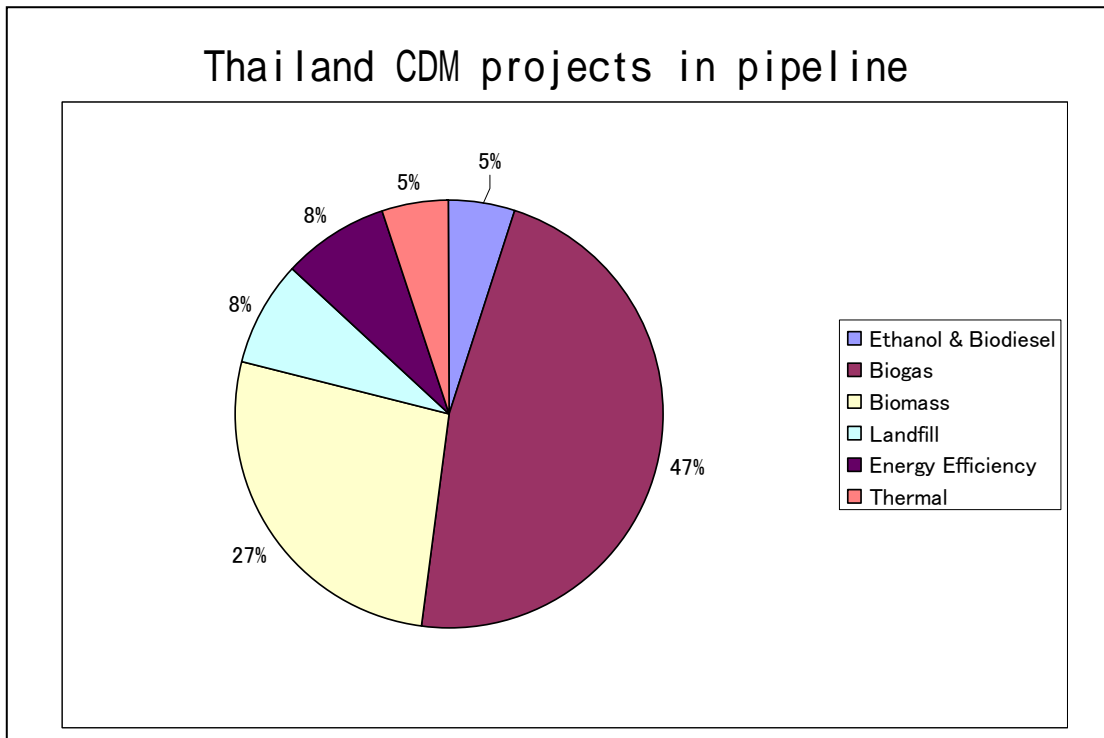


図 2.1.4 タイでの CDM プロジェクトの内訳

(出典) CDM in Thailand (DEDE)

- 最近の動向

CDM 強化の新たな展開として、タイでは CDM プロジェクトに対する 1 件当たり数百万 Baht の補助金が年間 20 件程度新設された。本プロジェクトの資金調達方法の一つとして考えている。

2.2 プロジェクト詳細

2.2.1 適用プロセスの決定

本プロジェクトで適用すると考えられる嫌気性排水処理方式として、メタン発酵槽とUASB法（EGSB法）が挙げられる。

メタン発酵槽 : 通常のラグーン、タンク形式のものに上部をカバーし、機械攪拌、内部配管による排水循環により汚泥内の微生物の反応を促進し、嫌気性処理を行っているものである。

UASB 法 (EGSB 法): グラニュール状汚泥を形成して排水中の有機物を高負荷で嫌気性処理するものである。

UASB : Upflow Anaerobic Sludge Blanket

EGSB : Expanded Granular Sludge Bed

嫌気性排水処理ユニットメーカーとして、カナダのADI Systems Inc. (カナダ製) の嫌気性発酵槽 (ADI-BVF Reactor) と住友重機械エンパイロメントの高負荷型嫌気性排水処理設備 (UASB (ESGB)) を選定した。以下に処理方法の比較を示す。

表2.2.1 嫌気性処理方法の比較

項目	嫌気性メタン発酵法	UASB (EGSB)
対象排水	高濃度有機性排水	中高濃度有機性排水
処理方法	嫌気性混合攪拌型	上向流嫌気性汚泥床
微生物利用	浮遊フロック状スラッジ	グラニュール状スラッジ
槽内微生物濃度	中濃度	高濃度
許容負荷	0.3 ~ 3.0 kgCODcr/m ³ ・d	5 ~ 15 kgCODcr/m ³ ・d
処理時内 (滞留時間)	7 ~ 14 日	6 ~ 10 時間
COD 除去率	60 ~ 70%	80 ~ 90%
発生メタン量	中	大
余剰汚泥	小 (年 1 回)	小
設置スペース	大	小
ランニングコスト (薬剤)	基本的に添加剤不要	pH 調整のアルカリが必要
臭気対策	密閉型に付き対策済	密閉型に付き対策済
管理項目	小	大
ガス変動	小	中
希釈	なし	あり

次に、本プロジェクトの排水水質条件がUASB (EGSB) への適用条件がクリアできるかの確認を行った。

表2.2.2 UASB (EGSB) への適用条件と評価結果

項目	条件	値	評価	対策
(1)温度	30 ~ 35	49-55		冷却設備必要
(2)pH	6.4 ~ 7.4	4.8		pH調整槽必要
(3)SS	1,000mg/l 以下	20,840		濃縮槽による除去、脱水
(4)Ca	400 ~ 500mg/l	3,129		希釈しなければならない
(5)硫黄分 (S分)	100 ~ 150mg/l	4,870	×	10 ~ 20 倍に希釈しなければならない。設備として現実的ではない。

上記の結果より、(1)~(4)に関しては対策可能であるものの、(5)硫黄分が特に問題となっており、この値はUASB (EGSB) の嫌気性処理設備での処理値としては、設備として現実的ではない。何十倍にも希釈して、設備能力を上げるのは現実的でないからである。よって、本プロジェクトではUASB (EGSB) プロセスは採用しないものとした。

この点で有利であるのは、メタン発酵槽である。容積負荷が低く、その結果滞留時間が長くなり、反応槽容量が大きくなるのがデメリットではあるが、水質に関する要求事項がなく、どのような種類の排水にも対応できるのが一番の利点である。また、これらの結果を踏まえて、世界中で多くの導入実績を有している (添付資料-1参照)。

また、基本的に簡易運転でメンテナンスフリーであること、薬品（添加剤）が必要ないためランニングコストが少ない、原水のまま投入できるため希釈する必要がない。

よって、本プロジェクトではタイのADI Systems Inc.(カナダ製)の嫌気性発酵槽（ADI-BVF Reactor）を採用するものとした。

2.2.2 適用プロセス、システムフロー、全体配置計画

適用プロセスを図 2.2.1 に示す。このプロセスは嫌気性メタン発酵槽(ADI-BVF Reactor)から構成される。メリットとして以下が挙げられる。

- ・原料がモラセスのアルコール（エタノール）工場に多くの実績を有すると共に、実証試験等で多くのデータを蓄積している。
- ・メタン発酵槽内での管理項目は、温度と pH 程度である（簡易運転）。
- ・余剰汚泥の発生が少なく、また、排出回数も年 1 回でよい。
- ・特に添加剤が使用されない。
- ・通常は排水量の変動、COD 濃度の変動によりメタンガス発生量が変動するものの、メタン発酵槽内での滞留時間が長いいため、かなり平準化される。

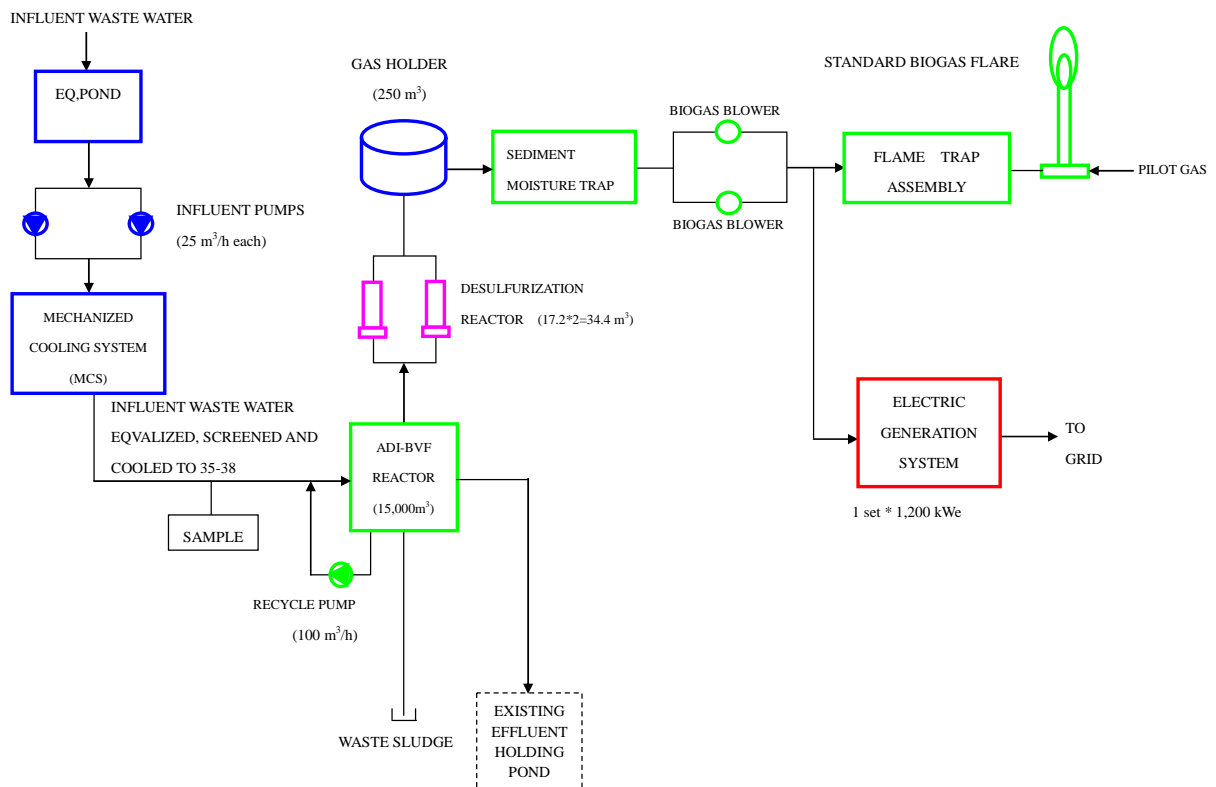


図 2.2.1 適用プロセス

メタン発酵槽（ADI-BVF Reactor）内部のプロセスを図 2.2.2 に示す。

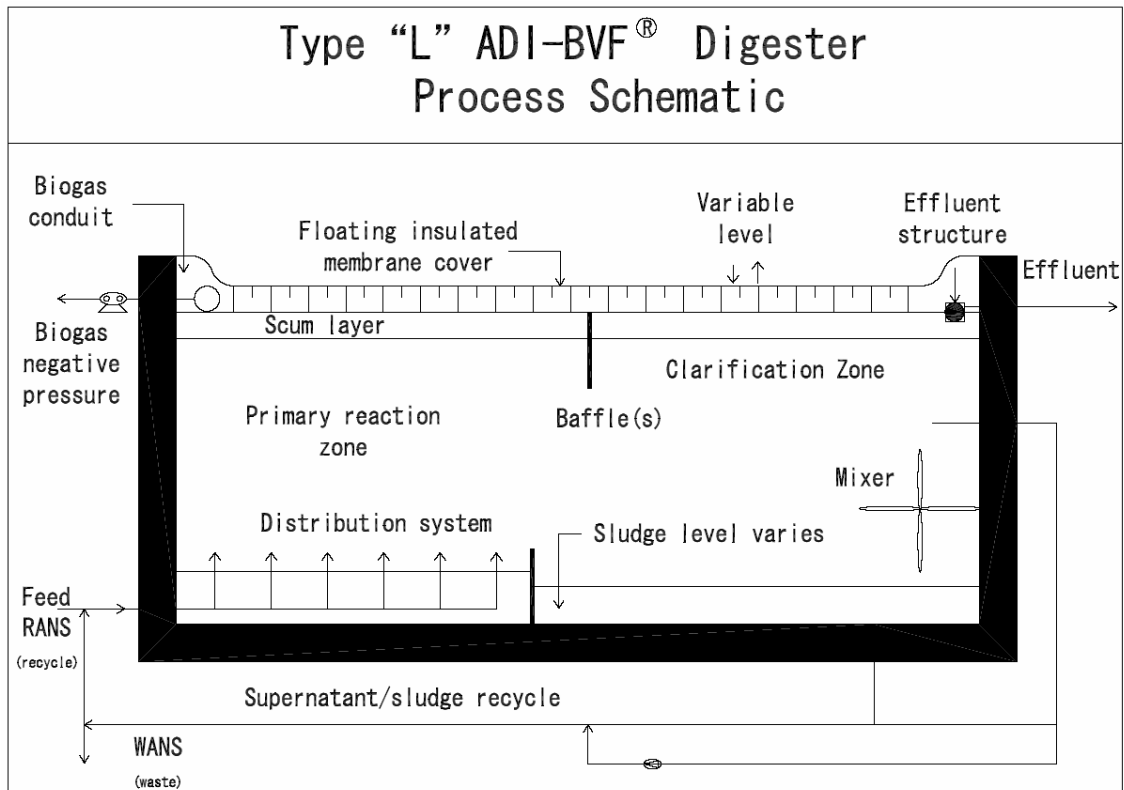


図 2.2.2 メタン発酵槽（ADI-BVF Reactor）内部のプロセス

メタン発酵槽（ADI-BVF Reactor）はラグーンタイプとタンクタイプがある。本プロジェクトではラグーンタイプを選定した。タンクタイプと比較して費用が安いからである。ラグーンタイプの場合、メタン発酵槽をベースに周辺にコンクリート壁を設置し、ラグーン壁、ラグーン斜面、底部などを PVC でカバー、ライニングを行う。ラグーン上部はジオメンブレンカバーで覆われ、底部に PVC パイプを設置し、排水をポンプにより循環させる。ガスコントロール室にてポンプ、ブLOWERを制御する。排水プロセス及び発生ガスは DCS コントロールされる。ラグーンタイプのメタン発酵槽の設置状況を図 2.2.3、図 2.2.4 に示す。

全体のシステムフローについて図 2.2.5、図 2.2.6 に示す。

全体配置計画図について図 2.2.7 に示す。



図 2.2.3 メタン発酵槽（ラグーンタイプ）の設置状況



図 2.2.4 メタン発酵槽（ラグーンタイプ）の斜面、底部の設置状況

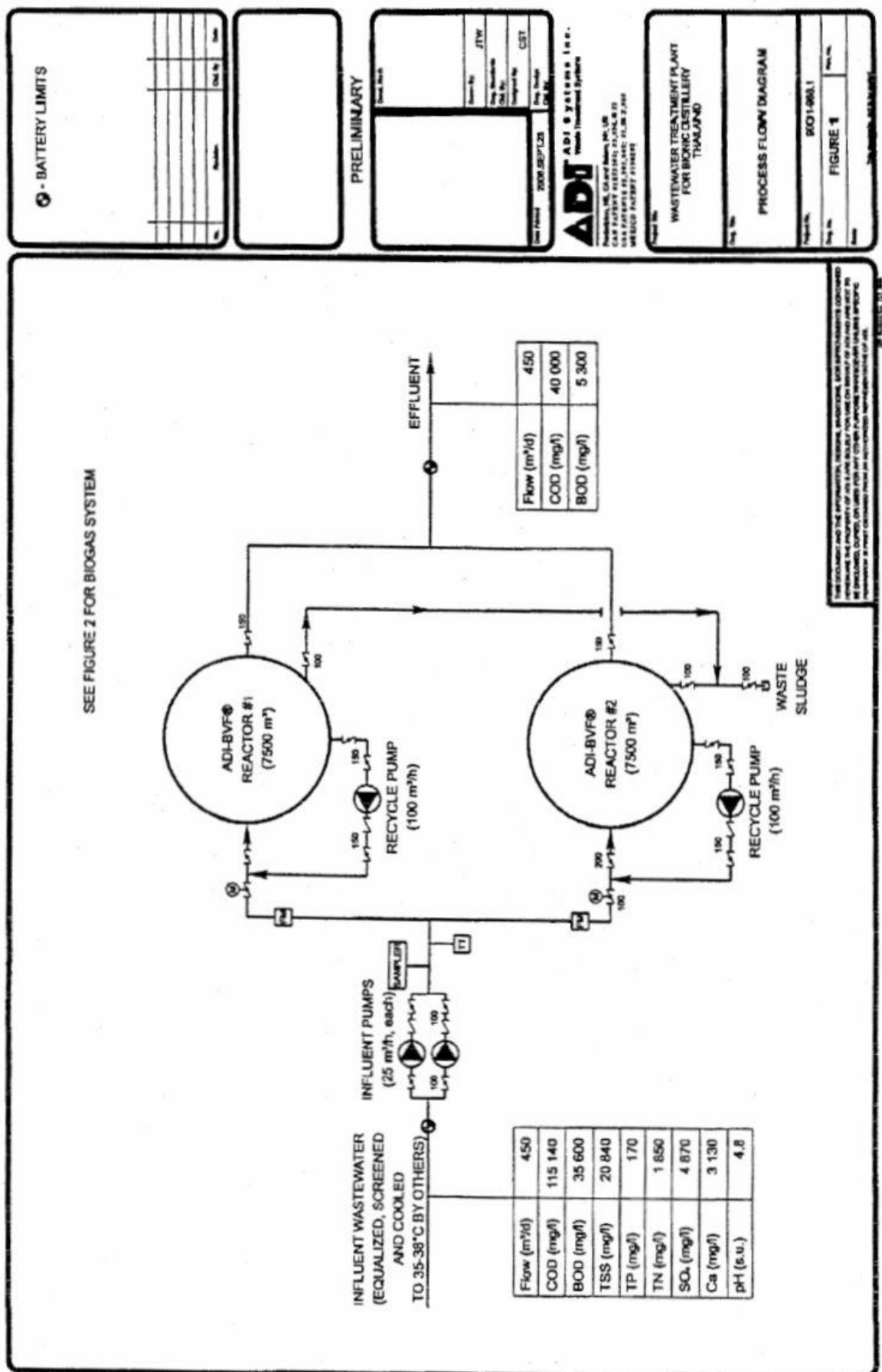


図 2.2.5 システムフロー

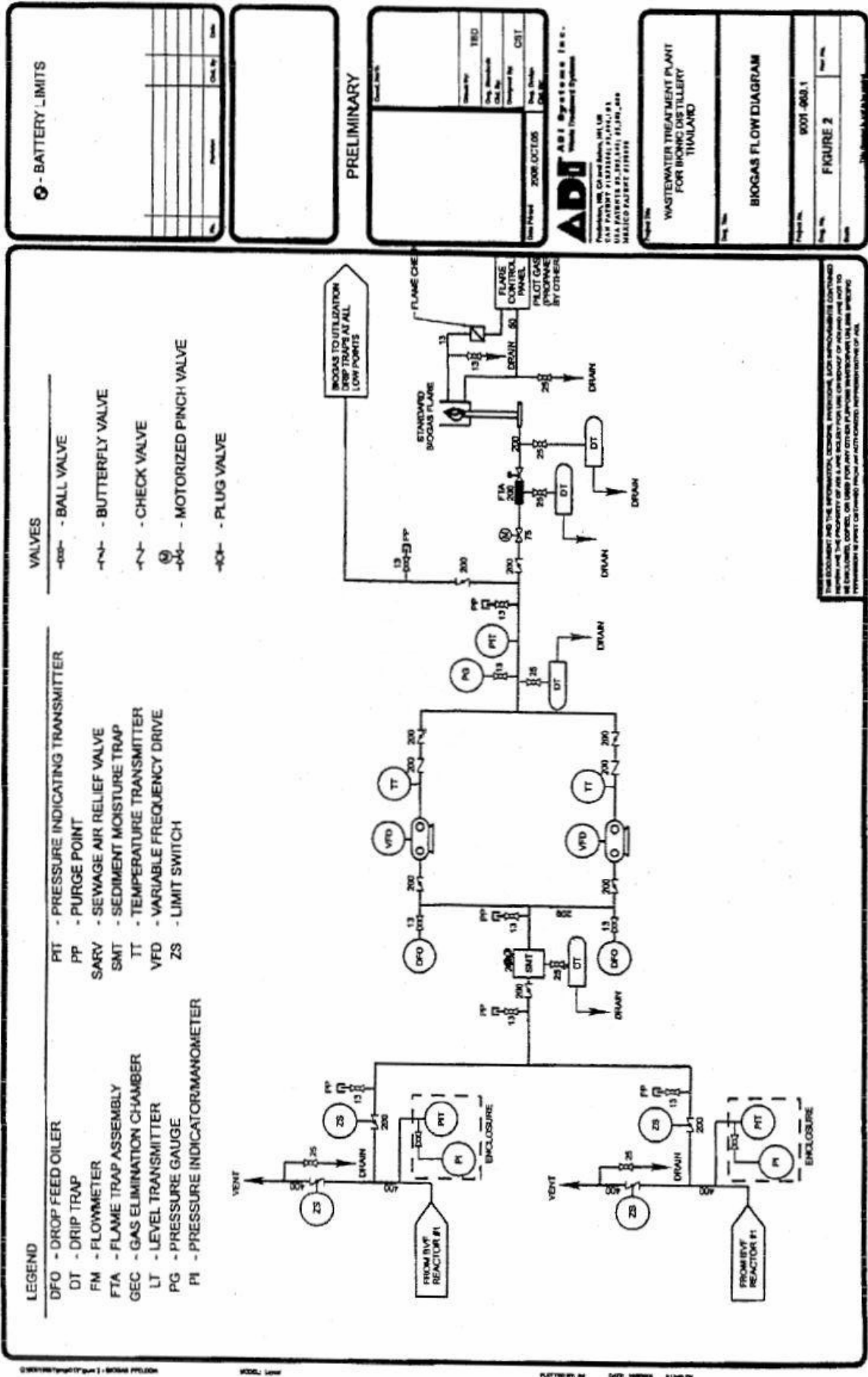


図 2.2.6 システムフロー

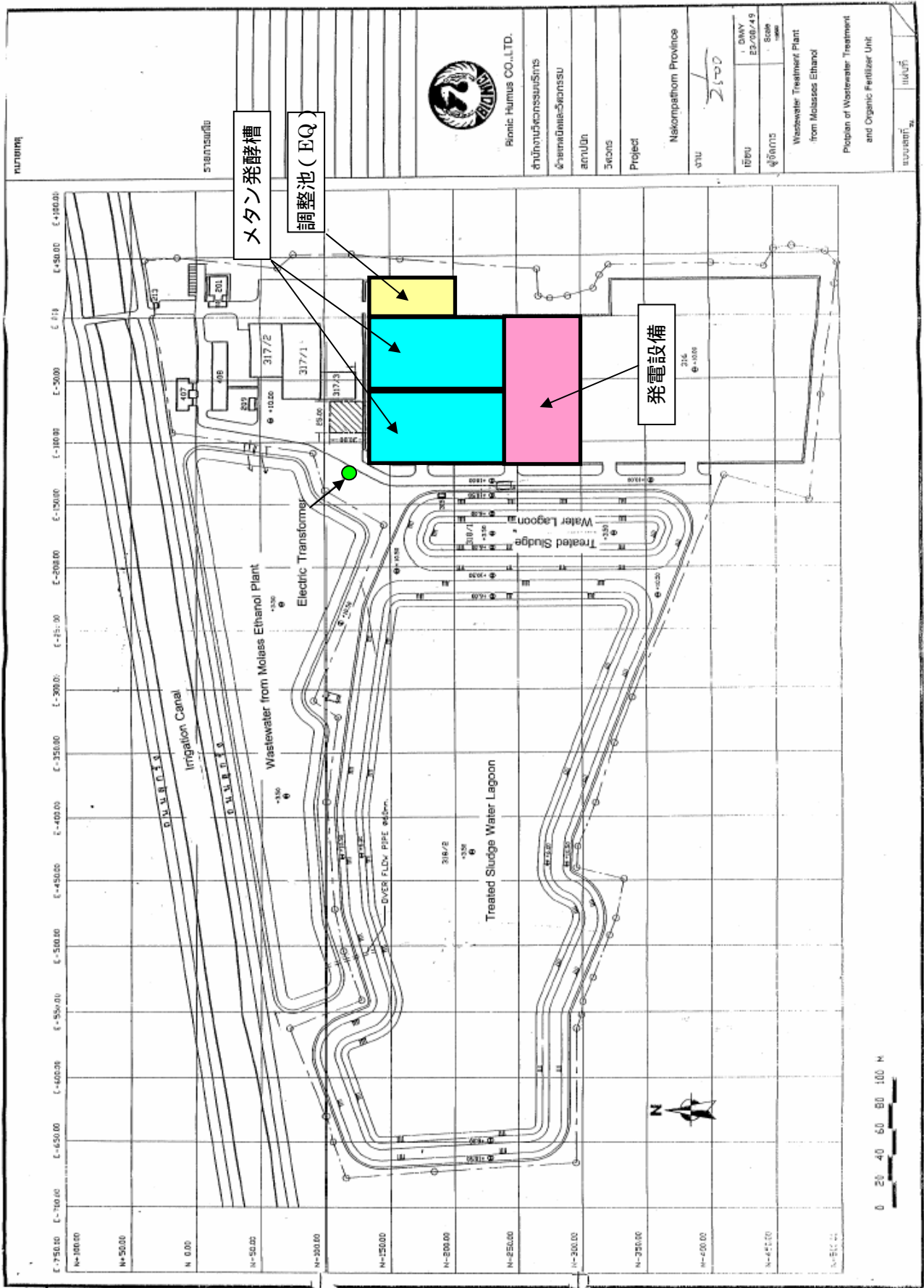


图 2.2.7 全体配置計画図

2.2.3 ベースライン方法論の選定

現在、排水からのメタン回収プロジェクトに関するCDM理事会(EB)により承認された方法論として2つの方法論がある。

AMS-III.H. (Ver.8)

Methane Recovery in Wastewater Treatment (排水処理でのメタン回収)

ACM0014 (Ver.1)

Avoided methane emissions from wastewater treatment

(有機排水処理からのメタン排出回避)

以下に排出削減量の比較を行った。

表 2.2.3 方法論の排出削減量の比較

項目	AMS-III.H.	ACM0014
プロジェクト排出量		
発電あるいはディーゼル油消費量からの年間排出量	421	421
処理後の排水の分解性有機炭素からの年間排出量	22,594	20,098
発生する最終汚泥の嫌気性腐食からの年間排出量	0	0
捕集とフレアシステムでのメタン開放からの年間排出量	678	(発酵槽) 0 (フレア) 475
処理後の排水でのメタン分解からの年間排出量	312	-
プロジェクト排出量合計	24,005	20,994
ベースライン排出量		
既存排水処理からの年間ベースラインメタン排出量	60,249	50,223
ベースライン電力による年間排出量	4,582	4,582
ベースライン排出量合計	64,831	54,805
リーケージ	0	0
排出削減量	40,826	33,811

本プロジェクトでは、以下の適用性より AMS-III.H. (Ver.8) を適用するものとした。

- ・同様のプロジェクトでの兼松の有効化審査の実績
- ・CER 量が小規模の方が多いこと
- ・適用性についても問題ない
- ・小規模 CDM が通常の CDM に比べて簡易な手続きが利用できること

2.2.4 クレジット価格

Point Carbon によれば、CER 価格は表 2.2.4 のとおりである。本プロジェクトに関してはすでにデンマークの企業が TB 社に対し、Euro13 でアプローチしている。これを基に本プロジェクトの評価は 20US\$/t-CO₂ で評価するものとした。

表 2.2.4 Point Carbon の CER 価格

CER 価格	Dec.-12 号	US\$換算
登録前の CER 価格	Euro 7-15	10.85-23.25
Secondary CER 価格 (08/Dec)	Euro 16.95	26.3
EUA 価格 (08/Dec)	Euro 22.52	34.9
EUA/Secondary CER 価格差	Euro 5.57	8.6

2.3 経済性評価

2.3.1 前提条件

本プロジェクトの内部収益率（IRR）は表 2.3.1 と表 2.3.2 の条件にて算出を行う。

表 2.3.1 内部収益率（IRR）算定の前提条件

項目	値	単位	備考
初期投資額	600	M¥	表 3.7.1 参照
メンテナンス費合計	13.4	M¥/yr	表 3.8.1 参照
脱硫剤	34.1	M¥/yr	表 3.8.1 参照
労務費	2.1	M¥/yr	表 3.8.1 参照
モニタリング費	1.2	M¥/yr	表 3.8.1 参照
売電単価	2.67	Baht/kWh	図 3.6.1,2 参照
発電規模	1,200	kWe	表 3.1.2 参照
発電量	8,984	MWh/yr	表 3.5.3 参照
排出削減量	40,826	t CO ₂ e	4.5 参照
クレジット価格	20	US\$/t CO ₂ e	2.2.4 参照
プロジェクト実施期間及び クレジット獲得期間	10	年	4.4 参照

表 2.3.2 税金、減価償却等の前提条件

項目	値	単位	備考
法人税	30	%	タイの税率
金利、借入期間	-	-	自己資金にて実施する予定
支払開始時期	2010	年	
減価償却対象額	60	M¥	機器費および設計費
償却期間	10	年	最低 5 年
償却方法・償却率	定額法・10%		タイでは定額法が一般的
残存簿価	0	%	基本ゼロ
物価上昇率	0	%	IRR 算出には考慮しない。
為替レート	3.26	円/Baht	
為替レート	110	円/US\$	

2.3.2 内部収益率（IRR）

前提条件を基に内部収益率（IRR）を算出する。IRR は投資を判断する指標として、金利及び借入金返済を除いた（自己資金にて実施する予定である）プロジェクト IRR で算出するものとした。クレジットなしの場合とクレジットありの場合の比較を行った。本プロジェクトの内部収益率（IRR）の算出結果を表 2.3.3 に示す。図 2.3.1 にクレジットなしの場合、図 2.3.2 にクレジットありの場合の収支一覧表を示す。

表 2.3.3 プロジェクト IRR（税引き後）

	クレジットなし	クレジットあり
プロジェクト IRR	-12.2 %	10.6%
投資回収年数	回収できず	6 年

《収支一覧表》 (初期投資額:600M¥、CER獲得期間:10年、クレジットなし)
(単位:百万円)

損益計算書		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
売上高	発電収入		78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20
	廃棄クレジット		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	<合計>		78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20
	コスト											
	ガスエンジンメンテナンス費		9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
	ADIメンテナンス費		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	脱硫装置メンテナンス費		2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40
	脱硫剤		34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10
	労務費		2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
	モニタリング費用		1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
	<合計>		50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80
減価償却			60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
営業利益			-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6
営業外費用	支払利息	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経常利益			-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6
法人税	法人税等	30%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
当期利益			-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6
累積利益			-32.6	-65.2	-97.8	-130.4	-163.0	-195.6	-228.2	-260.8	-293.4	-326.0
キャッシュフロー計算書		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
経常利益			-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6	-32.6
減価償却			60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
キャッシュインフロー合計			27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4
法人税等支払			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
借入金返済			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュアウトフロー合計			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュフロー			27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4
貸借対照表		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
流動資産(余剰資金)			27.4	54.8	82.2	109.6	137.0	164.4	191.8	219.2	246.6	274.0
固定資産(償却資産)	600.0		600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0
資産合計(資産の部)			627.4	654.8	682.2	709.6	737.0	764.4	791.8	819.2	846.6	874.0
借入金			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
負債合計			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
資本金	600.0		600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0
剰余金			27.4	54.8	82.2	109.6	137.0	164.4	191.8	219.2	246.6	274.0
資本合計			627.4	654.8	682.2	709.6	737.0	764.4	791.8	819.2	846.6	874.0
負債・資本合計			627.4	654.8	682.2	709.6	737.0	764.4	791.8	819.2	846.6	874.0
採算計算		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
税引後キャッシュフロー			27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4
税引後キャッシュフローの累計			27.4	54.8	82.2	109.6	137.0	164.4	191.8	219.2	246.6	274.0
税引後キャッシュフローの累計-投資資本			-572.6	-545.2	-517.8	-490.4	-463.0	-435.6	-408.2	-380.8	-353.4	-326.0
内部利益率 [IRR] (利息除外、税金繰込)							#NUM!					-12.2%
(IRR計算データ)			-600.0	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4
内部利益率 [IRR] (利息除外、税引前)							#NUM!					-12.2%
(IRR計算データ)			-600.0	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4
設定項目		設定項目	設定項目		設定項目		設定項目		設定項目		設定項目	
残存簿価	0%	買電単価	2.67	Baht/kWh	=	8.70	¥/kWh					
初期投資額(百万円)	600	クレジット単価		US\$/t CO2	=	0	¥/t CO2					
減価償却(定額法)(百万円)	60	為替レート	110	¥/US\$								
償却率	10%		3.26	¥/Baht								
投資回収年数	事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
		-600.0	-572.6	-545.2	-517.8	-490.4	-463.0	-435.6	-408.2	-380.8	-353.4	-326.0
			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
プロジェクト収入	事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
発電量	MWh	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	
排出削減量	t CO2											

11.0年

図 2.3.1 収支一覧表(クレジットなし)

《収支一覧表》

(初期投資額:600M¥、CER獲得期間:10年、クレジット価格:20US\$)

(単位:百万円)

損益計算書		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
売上高	発電収入		78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20	78.20
	炭素クレジット		89.82	89.82	89.82	89.82	89.82	89.82	89.82	89.82	89.82	89.82
	<合計>		168.02	168.02	168.02	168.02	168.02	168.02	168.02	168.02	168.02	168.02
コスト	ガスエンジンメンテナンス費		9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
	ADIメンテナンス費		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	脱硫装置メンテナンス費		2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40
	脱硫剤		34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10	34.10
	労務費		2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
	モニタリング費用		1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
	<合計>		50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80	50.80

減価償却		60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
営業利益		57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2
営業外費用	支払利息	0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経常利益		57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2
法人税	法人税等	30%	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
当期利益		40.1	40.1	40.1	40.1	40.1	40.1	40.1	40.1	40.1	40.1	40.1
累積利益		40.1	80.1	120.2	160.2	200.3	240.3	280.4	320.4	360.5	400.5	400.5

キャッシュフロー計算書		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
経常利益			57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2	57.2
減価償却			60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
キャッシュインフロー合計			117.2	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2
法人税等支払			17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
借入金返済			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュアウトフロー合計			17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
キャッシュフロー			100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1

貸借対照表		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
流動資産(余剰資金)			100.1	200.1	300.2	400.2	500.3	600.3	700.4	800.4	900.5	1,000.5
固定資産(償却資産)		600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0
資産合計(資産の部)			700.1	800.1	900.2	1,000.2	1,100.3	1,200.3	1,300.4	1,400.4	1,500.5	1,600.5
借入金			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
負債合計			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
資本金		600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0
剰余金			100.1	200.1	300.2	400.2	500.3	600.3	700.4	800.4	900.5	1,000.5
資本合計			700.1	800.1	900.2	1,000.2	1,100.3	1,200.3	1,300.4	1,400.4	1,500.5	1,600.5
負債・資本合計			700.1	800.1	900.2	1,000.2	1,100.3	1,200.3	1,300.4	1,400.4	1,500.5	1,600.5

採算計算		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
税引後キャッシュフロー			100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1
初期投資額(百万円)			100.1	200.1	300.2	400.2	500.3	600.3	700.4	800.4	900.5	1,000.5
税引後キャッシュフローの累計			-499.9	-399.9	-299.8	-199.8	-99.7	0.3	100.4	200.4	300.5	400.5
内部利益率 [IRR] (利息除外、税金繰込)								-5.8%				10.6%
(IRR計算データ)			-600.0	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1
内部利益率 [IRR] (利息除外、税引前)								-0.8%				14.5%
(IRR計算データ)			-600.0	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2	117.2

設定項目		設定項目	
残存簿価	0%	発電単価	2.67 Baht/kWh = 8.70 ¥/kWh
初期投資額(百万円)	600	クレジット単価	20 US\$/t CO2 = 2,200 ¥/t CO2
減価償却(定額法)(百万円)	60	為替レート	110 ¥/US\$
償却率	10%		3.26 ¥/Baht

投資回収年数		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
			-600.0	-499.9	-399.9	-299.8	-199.8	-99.7	0.3	100.4	200.4	300.5
			0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0.996917	0	0	0	0	0
プロジェクト収入		事業年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
発電量	MWh		8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984
排出削減量	t CO2		40,826	40,826	40,826	40,826	40,826	40,826	40,826	40,826	40,826	40,826

6.0年

図 2.3.2 収支一覧表(クレジットあり)

本プロジェクトは、CER 価格を 20US\$/t-CO₂ とすると IRR(税引後)は 10.6%であり、事業としての成立可能性は低い。これは所有者である TB 社が事業推進の指標として IRR が税引き後 15%以上であることを目標としているからである。

2.4 リスク評価

本プロジェクトは下記 3 つのリスクを伴う。これらについてリスク評価を行った。

COD_{Cr} 除去率 (70% (設計値) → 65% (保証値))

排水量 (450 m³/d (平均) → 400 m³/d (約 10%減 (安全サイド)))

クレジット価格変動 (10、15 (価格減少)、25 (価格上昇) US\$/t CO₂)

なお、これらのリスクは事業化へ直接関係しているため、クレジットありのみで評価を行った。

2.4.1 COD_{Cr} 除去率リスク

COD_{Cr} 除去率は現在協議した結果、実績による設計値として 70%と決定した。ただし、当初は COD_{Cr} 除去率の保証値は 65%と回答を得ており、この COD_{Cr} 除去率に伴うリスクが存在する可能性があるため、評価を行った。

表 2.4.1 COD_{Cr} 除去率リスクのプロジェクト IRR (税引き後)

	クレジットあり
プロジェクト IRR	9.4 %
排出削減量	37,588 t CO ₂ e
総発電量	8,984 MWh

この結果、IRR が 1.2%低下するため、COD_{Cr} 除去率に伴うリスクは非常に大きい。これは ADI Systems Inc.との協議により今後保証値となるよう協議していく必要がある。

2.4.2 排水量リスク

現在排水量は平均ベースに、450m³/d を採用している。BHC 社との打合せによると、12 月の時点でアルコール生産体制が各工場に割り当てられその生産量の計画変更が予定されている。したがって、排水量の変動する可能性がある。

よってこの排水量に伴うリスクが存在する可能性があるため、評価を行った。安全サイドとして 400 m³/d とした場合を評価した。

表 2.4.2 排水量リスクのプロジェクト IRR (税引き後)

	クレジットあり
プロジェクト IRR	8.6 %
排出削減量	37,031t CO ₂ e
総発電量	8,609 MWh

この結果、IRR が 2.0%低下するため、排水量に伴うリスクは非常に大きい。排水量の変更は、設備能力、発電規模、メタンガス発生量等の全てに影響する。よって、現在の初期投資額では単純に比較できない。今後の工場の稼働率の見通しなどを考慮して、TB 社と協議を行う必要がある。

2.4.3 クレジット価格変動によるリスク

クレジット価格は上昇傾向にあるが、本プロジェクトはクレジットの経済価値の有無によってその事業性に大きな差を生じる。クレジットの経済価値がない場合には、資金調達以前にプロジェクトに事業性自体が低く実現は難しい。よって、クレジット価格が 10 US\$/t CO₂、15 US\$/t CO₂、25 US\$/t CO₂ と価格が変動した場合のリスクを比較した。

表 2.4.3 各条件における内部収益性 (IRR)

クレジット価格	プロジェクト IRR
10 US\$/t CO ₂	2.5%
15 US\$/t CO ₂	6.7%
25 US\$/t CO ₂	14.2%

2.5 事業化に向けての見込み・課題

1)TB 社 (所有者) の承認

課題として、TB 社は事業推進の指標として IRR が 15%以上であることを目標としているため、現時点では承認は得られない。

解決策として以下が挙げられる。

熱利用設備への変換 (発電ではなく、全量熱利用とする。TB 社は売電収入の安定化により、発電スキームのみしか考慮していないが、今後代案として提出していく予定である)

H₂S 回収システムの BHC 社自社開発の機器の使用によるコスト削減 (実プラントを所有しているため、そのシステムを利用してエンジン排ガス要求に対応する (SO_x : 900ppm 60ppm))

嫌気性発酵槽の材料 (ジオメンブレンカバーシステム) を現地調達によるコスト削減

ガスエンジン発電設備の中古品の利用 (イエンバッハ製で計画しているが、GE は

コスト高である。よって、今後 DE の GE への改造費も含めた中古品の利用を検討する、現在日立エンジニアリングサービスと協議している)

スラッジ分のコンポストとしての利用(現在農園、プランテーションへの土壌材として計画しているが、成分等を含め、コンポスト化を目指す)

最終的にはタイでの所有者(TB社)によって競争させられるため、CER 買取価格の差別化が必要である。よって、CER 単価を EU ユーロベースまで上げることを目標とする。

2)排水変動

排水計画が平均であり、近日中にアルコール生産体制が各工場に割り当てられその生産量の計画変更が予定されている。解決策として更なる排水量が増加することを前提に TB 社と工場生産計画を見直すよう協議を行う。

3)COD 除去率の保証値

ADI とは保証値 65%、設計値 70%で協議しているが、今後解決策として保証値 70%まで上げるようにする。

4)IEE に関連する、ステークホルダーの集会の実施

IEE で最も重要視されているのは、地域貢献である。これは道路、地域雇用者の採用、ユーティリティ設備のインフラ等の要求があり、コストインパクトが非常に大きく、プロジェクト実施に大きな影響を及ぼす。よって、解決策として住民の要求が非常に大きい、住民対策等での追加費用が少なくなるよう、TB 社の十分な説明(根回し)と住民との同意が必要である。

第3章 プロジェクト技術

3.1 メタンガス、バイオガス発生量

3.1.1 算定方法

本プロジェクトのメタン発酵槽のCOD_{cr}除去率の保証値は65%との回答を得ている。しかし、実績による設計値として70%を採用する。バイオガス中のメタン濃度は、通常60~65%であるが、ADI Systems Inc.との協議により、65%とする。メタン排出係数はAMS-III.H.方法論でのパラメーターを適用させる。

表 3.1.1 パラメーターリスト

No.	項目	値	単位	出典
1	反応槽によって設計される COD _{cr} 除去率	70	%	ADI Systems Inc. 設計値：70% 保証値：65%
2	バイオガスメタン濃度	65	%	ADI Systems Inc.
3	メタン排出係数	0.21 0.294	kg CH ₄ /kg COD Nm ³ CH ₄ /kg COD	AMS-III.H.
4	メタン発熱量	8,550 (35.8)	kcal/Nm ³ (MJ/Nm ³)	メタンの低位発熱量

3.1.2 メタンガス、バイオガス発生量

本プロジェクトのメタン発酵槽でのCOD_{cr}除去率の保証値65%、設計値70%でのメタンガス、バイオガス発生量を以下に示す。

表 3.1.2 メタンガス、バイオガス発生量

Biogas Flow & Electric Generation: Nakhon Pathom Biogas Project

Wastewater flow	450 m ³ /d		Measure
COD of the untreated wastewater	115 kgCOD/m ³		Laboratory
Day of releasing wastewater	330 days/yr		Report
Methane producing capacity	0.21 kgCH ₄ /kgCOD	$\frac{0.21 \text{ kg CH}_4}{\text{kg COD}} \times \frac{22.4 \text{ Nm}^3}{\text{kmol}} \times \frac{\text{kmol}}{16 \text{ kg CH}_4} = 0.294 \frac{\text{Nm}^3}{\text{kg COD}}$	UNFCCC uses 0.21 kgCH ₄ /kgCOD
Volume of one mole of any ideal gas at normal	22.4 Nm ³ /kmol		ADI uses 0.294 Nm ³ /kgCOD
Molecular mass of methane	16 kgCH ₄ /kmol		
Biogas methane concentration	65 %		ADI information
Methane calorific value	8550 kcal/Nm ³	$\frac{8550 \text{ kcal}}{\text{Nm}^3} \times \frac{3.968 \text{ Btu}}{1 \text{ kcal}} \times \frac{1 \text{ Nm}^3}{35.315 \text{ ft}^3} = 960.68 \frac{\text{Btu}}{\text{ft}^3}$	KG's assumption data
	960.68 Btu/ft ³		Methane fuel heat value: 950-1050 Btu/ft ³ (Pure CH ₄ std)

Biogas Volume Calculation

	65% (Guarantee)	70% (Design)	ADI information
COD removal efficiency	65%	70%	
COD of the treated wastewater	40.25 kgCOD/m ³	34.50 kgCOD/m ³	
Methane gas flow per day	9889.43 Nm ³ /day	10650.15 Nm ³ /day	
Methane gas flow per day	349245.04 Nft ³ /day	376110.05 Nft ³ /day	1 m ³ = 35.315 ft ³
Biogas flow per day	15214.50 Nm ³ /day	16384.85 Nm ³ /day	

Electric Generation Calculation I

Total Methane calorific value	13979697.03 Btu/hr	15055058.34 Btu/hr	1kW = 3413 Btu/hr
Total Energy Input	4096.01 kW	4411.09 kW	
Electric Generation Output	1229 kW	1323 kW	
Thermal Efficiency	30.00 %	30.00 %	

よって、メタンガス発生量：444Nm³/h、バイオガス発生量は683 Nm³/hが本プロジェクトのガス発生量ベースとなる。

3.2 発電規模

3.2.1 メタンガス発電設備の概要

一般にバイオガスの発熱量は 5,000 ~ 5,500 kcal/m³ (メタン濃度 58 ~ 65%相当) であり、これをガスエンジンで燃焼、発電するとエネルギーの 30 ~ 35 %を電気にかえることができ、燃料廃熱とエンジン冷却水から 35 ~ 40 %の熱を回収して、利用することができる。

TB 社の工場から排出される排水およびスラッジは、子会社 BHC 社が運用を管理しており、スラッジについてはコンポスト化している。コンポスト製造のための C 重油焚きのロータリーキルンが設置されている。TB 社の意向は発電スキームであり、その結果に基づき、BHC 社はプロジェクトを計画している、よって、メタンガス利用は技術的及び客先要求により採用せず、熱需要は工場側で発生しないものとして、発電のみで計画を行った。ただし、採算性向上のため、ロータリーキルンのエネルギー源としてメタンガスの利用も必要となる可能性がある。

3.2.2 発電設備の選定

機種選定における自由度の高さ、タイ国での実績等からイエンバッハ社製ガスエンジンを選択することとした。以下に適用するバイオガス焚きの概略標準仕様を示す。

表 3.2.1 イエンバッハ社製ガスエンジンの概略標準仕様

項目	値	単位
型式名称	J420 GS	-
発電出力	1,413	kW(th)
発電効率	41.9	%
外形寸法	6.5 x 1.8 x 2.2h	m
運転重量	14,800	kg
発電電圧	6,600	V

本プロジェクトにおけるメタンガス発生量は表 3.1.2 のメタンガス発生量、保証値を考慮して、1,200kWe の発電ができるものとして、1 台設置するものとした。発電した電力は既設の変圧器 (22kV/380V、容量 250kVA) に接続する。

本プロジェクトの GE 発電機セットの概略仕様を以下に示す。

表 3.2.2 GE 発電機セット仕様

No.	項目	値	単位	備考
1	発電出力	1200×1	kWe	プロジェクト設計ベース
2	発電電圧	380	V	
3	周波数	50	Hz	
4	発電効率	30	%	プロジェクト設計ベース

3.3 その他機器の選定

3.3.1 脱硫装置

本プロジェクトの排水はS分が多く、バイオガス中に多量の硫化水素が存在すると考えられる。BHC社はタイ国内メーカーをベースに各種比較を行ったが、技術面、性能面、価格面等から、最適な結論が得られていないのが現状である。

よって、本プロジェクトでの脱硫装置を日本国内機種ベースで選定を行った。

バイオガスは、腐食性を有する硫化水素ガスを数千 ppm の濃度で含有するため発電機で利用する場合には硫化水素 (H₂S) をあらかじめ除去 (脱硫) する必要がある。

脱硫の方法には乾式脱硫 (酸化脱硫) と湿式脱硫 (微生物脱硫) が現在幅広く採用されている。乾式脱硫では、脱硫剤である酸化鉄を定期的に交換しなければならず、交換費用が必要となる。一方、湿式脱硫はバイオガスに少量の空気を混入し、空気中の酸素、嫌気発酵後の消化液に含まれる有機物と硫酸酸化菌を利用し、H₂S を S あるいは硫酸イオン (SO₄²⁻) に変化するもので、これらの S あるいは SO₄²⁻ は消化液に戻される。しかし、湿式脱硫では硫酸酸化菌の棲息活動状況 (通気量、温度、水分、気質、生息場所、反応時間) の確保が不可欠で、その方法や効果が確立されていない面があり、湿式脱硫施設の全てが順調に可動しているわけではない。本プロジェクトでは、脱硫率が高く維持管理が容易な乾式脱硫方式 (酸化脱硫) を採用した。乾式脱硫と湿式脱硫のそれぞれの特徴を以下に示す。

乾式脱硫の反応式は下記の通りである。

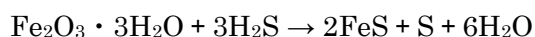
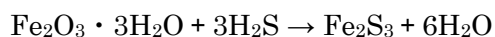


表 3.3.1 乾式脱硫と湿式脱硫の比較

	乾式脱硫	湿式脱硫
脱硫方式	酸化脱硫	微生物脱硫
脱硫剤	酸化鉄	硫酸酸化菌
脱硫率 (%)	95	50 ~ 80
メンテナンスコスト	高い	低い
維持管理	容易	困難
	脱硫剤の交換頻度は3ヶ月に一回程度。バッチ式。	棲息活動状況 (通気量、温度、水分、気質、生息場所、反応時間) の確保が不可欠。 脱硫方法や効果が確立されていない。

3.3.2 脱硫装置の仕様

脱硫装置の仕様は以下のとおりとする。

- ・台数 : 2 台
- ・型式 : 乾式脱硫塔
- ・処理量 : 最大 488 Nm³/h (10% 裕度)、平均 444 Nm³/h
- ・ガス温度 : 20 (最大 50)
- ・硫化水素 : 平均 800ppm (最大 1,500ppm)
- ・保証 : 装置入口 1,500ppm 時に装置出口 60ppm 以下

- ・本体材質 : SS400/内面エポキシ塗装 (脱硫剤受金網材質は SUS304)
- ・概略寸法 : 2,800mm×5,000mmH
- ・圧力損失 : 0.49kPa 以下
- ・付属品 : 脱硫剤、ステージ、梯子、電動チェーンブロック、検知計、差圧計、スプレーノズル、ミストセパレータ、アンカーボルト等

3.3.3 ガスホルダーの仕様

ガスホルダーの種類として、一般的に以下が考えられる。

(a) 有水式 (フローティングカバー) ガスホルダー

(b) 無水式ガスホルダー

(c) 球形ガスホルダー

(c) 球形ガスホルダーは都市ガス等を大量に貯蔵するためにガス会社が設置しているものである。

本プロジェクトでは、バイオガスプラントから供給されるバイオガスを貯蔵するための低圧のゴム製のペローズ等でシールする乾式ガス貯留タンクを設置する。ガスホルダーの容量はガス発生量の半日程度を想定し、250m³とする。

3.3.4 フレアスタックの仕様

ガスエンジンのメンテナンス停止時やガスエンジン消費量以上のガス回収がある場合、及び緊急時にフレアスタックにより燃焼させる。タイ国内メーカーのパイロット着火方式、Enclosed Flare を採用する。処理能力はガスエンジンのメンテナンス停止時を考慮した最大 488 Nm³/h (10%裕度) を想定する。以下に参考外形写真を示す。



外形

制御盤



安全装置

フレイムアレスター



ガスフローメーター

図 3.3.1 参考外形写真

3.4 プロジェクトの稼働日数

本プロジェクトの稼働日数を以下にまとめる。

表 3.4.1 プロジェクト稼働日数

No.	項目	値	単位	備考
1	工場の排水の放流日数	330	日/年	過去からのデータシートによる
2	工場の排水の放流時間	24	時間/日	ヒアリングによる
3	プロジェクト稼働日数	330	日/年	反応槽メンテナンス期間を 35 日/年に設定。 反応槽がメンテナンス期間中のバイオガス回収は実施されない。
4	発電機セット稼働時間	330*24= 7,920	時間/年	連続運転とする。
5	余剰フレアリング稼働時間	330*24= 7,920	時間/年	メタンガスの余剰ガス量は全体の9%である。
6	緊急時フレアリング稼働時間	緊急時	時間/年	ガスエンジン停止時

3.5 プラント電力使用量

本プロジェクトでのプラント電力使用量を以下に示す。プラント全体での使用電力量は 144kWh、年間使用電力量は 825MWh/yr である。

表 3.5.1 プラント電力使用量

Estimated Annual Electrical Consumption
Nakhon Pathom Biogas Plant Project

Item	Installed (kW)	Operating Period(kWh/yr)	Continuous(kW)	Estimation Principal
ADI SUPPLY EQUIPMENT				
Blower 1/2	11.25	31680	4	ADI estimation
Blower 2/2	11.25	31680	4	ADI estimation
Recycle Pump	5.5	7128	0.9	ADI estimation
Srec Pump	5.5	7128	0.9	ADI estimation
TTCL SUPPLY EQUIPMENT				
Motorized Pinch Valve (Mov)	2	79.2	0.01	TTCL estimation (average operation)
MCS Cooler Pump 1/2	4	11880	1.5	TTCL estimation (rated power with alternate operation)
MCS Cooler Pump 2/2	4	11880	1.5	TTCL estimation (rated power with alternate operation)
MCS Cooling Tower Pump 1/2	40	118800	15	TTCL estimation (rated power with alternate operation)
MCS Cooling Tower Pump 2/2	40	118800	15	TTCL estimation (rated power with alternate operation)
MCS Cooling Tower	40	237600	30	TTCL estimation (rated power operation)
Chemical Dosing Unit	2	792	0.1	TTCL estimation (average operation)
Influent Pump 1/2	3.7	10929.6	1.38	TTCL estimation (rated power with alternate operation)
Influent Pump 2/2	3.7	10929.6	1.38	TTCL estimation (rated power with alternate operation)
Motorized Pinch Valve (Mov)	2	237.6	0.03	TTCL estimation (average operation)
Storm Drain BVF Pond Pump	5.5	7128	0.9	TTCL estimation (average operation)
Storm Drain BVF Pond Pump	5.5	7128	0.9	TTCL estimation (average operation)
Storm Drain BVF Pond Pump	5.5	7128	0.9	TTCL estimation (average operation)
Under Drain BVF Pond Pump	40	5544	0.7	TTCL estimation (average operation)
Lighting Panel	30	990	0.13	TTCL estimation (use 14 W / 80 W Phillip energy save remaining 29.75 kW installed for spare power plug)
H₂S SCRUBBER UNIT				
Technical Process Unit	15	99000	12.9	SCAN AIRCLEAN estimation
Gas Enigne				
Internal Demand	60	99000	51.6	GAS ENGINE estimation
Total	336.4	825462	144	

NOTE-1 : Rated power = Driver power x 0.75 (0.75 ~ 0.85)

本プロジェクトでの発電機セット運転条件を以下に示す。

表 3.5.2 発電機セット運転条件

No.	項目	値	単位	備考
1	運転負荷率	-	%	エンジン側で対応
2	事故(故障)率	5	%	年間運転時間の 5%を見込む
3	運転裕度	0	%	考慮しない
4	発電設備補機電力	0	%	発電設備に付帯する補機用(ポンプ、冷却設備など)、その他計器類で最大電力 60kW ただし、PEA より買電(消費電力約 51.6kW)
5	送電ロス	0.5	%	売電するため適用。
6	定期メンテナンス	35	日/年	反応槽と同様

上記を考慮した本プロジェクトのプロジェクト期間中の売電可能電力量を以下に示す。

表 3.5.3 プロジェクト期間中の電力量

年	2010	2011	2012	2013	2014
電力量 (MWh/yr)	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984
年	2015	2016	2017	2018	2019
電力量 (MWh/yr)	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984

3.6 発電収入

本プロジェクトではガスエンジンを利用した発電を行うことにしており、発電した電力はプロジェクトが接続する系統のグリッドに売電する予定でクレジット以外の主収入(売電収入)となる。

タイ国では発電、送電及び海外との電力確保を実施するタイ国発電公社 (Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT))、首都圏の配電を実施する首都圏配電公社 (Metropolitan Electricity Authority (MEA))、首都圏以外の配電を実施する地方配電会社 (Provincial Electricity Authority (PEA)) により管轄されている。

発電部門は独立系発電事業者 (Independent Power Producers (IPP)) 及び販売電力90,000kW以下の小規模発電事業者 (Small Power Producers (SPP)) によりなる。

また、EGATは再生可能エネルギーにより発電するSPPから電力を行うと共に、MEA及びPEAでも1MW規模未満の極小規模発電事業者 (Very Small Power Producer (VSPP)) から電力を購入している。VSPPは通常では1MW規模未満であり、本プロジェクトの規模 (1.2MW) では適用されないが、SPPは適用範囲が広いため、1MW前後ではVSPPが適用されることが確認できた。実際同様のプロジェクトの規模 (1.1MW) ではVSPPが適用されている。また、本調査よりVSPPの計算式を入手することができた。この結果、本プロジェクトは発電電力量が使用電力量より多いため、PEAが電力を購入する。計算式より売電単価は2.67 BTH/kWhとなる。図3.6.1にVSPP Electricity Calculation Cost Method (Purchase by PEA) を、図3.6.2にVSPP Electricity Cost Calculation (VSPP Purchases from VSPP) を示す。

VSPP Electricity Calculation Cost Method (Purchase by PEA)

General Data And Assumption

Assume : 1 Special Holiday / Month	
Plant Installed Power (consumption)	144.0 kW
Plant Capacity (generation)	1,200.0 kW
Working Day/Month	21.0 Day/Month
Total Holiday and Special Holiday per Month	9.0 Day/Month
Total Peak Time Hour (09.00 a.m. - 10.00 p.m.) of Working Day	273.0 hr/Month
Total Off Peak Time Hour (10.00 p.m. - 09.00 a.m. of Working Day and The whole day of Holiday and Special Holiday)	447.0 hr/Month

Calculation Method

	<u>Peak</u>	<u>Off Peak</u>
VSPP Purchase from PEA / Month	39,312.0	64,368.0 kWh/Month
VSPP Power Consumption	144.0	144.0 kW
Reactive Power Consumption**	0.0	0.0 kVAr
Power Factor Cost (Calculate from kVAr over than 61.97% of power consumption)**	0.0	0.0 kVAr
Annual Electric Generated	327,600.0	536,400.0 kWh/Month

1. PEA Electricity Cost Calculation (VSPP Purchases from PEA)

103,680.0 kWh/Month

	<u>Price/Unit</u>	<u>Quantity</u>	<u>Total Cost</u>
Peak	2.8408 Bth/kWh	39,312.0 kWh/Month	111,677.53 Bth/Month
Off Peak	1.2246 Bth/kWh	64,368.0 kWh/Month	78,825.05 Bth/Month
Power Consumed Cost * (Ao)			190,502.58 Bth/Month
Power Required Cost (Bo)	210.0 Bth/kW	144.0 kW	30,240.00 Bth/Month
Power Factor Cost ** (Approx. 1% of [(Ao)+(Bo)+(Co)])			2,209.71 Bth/Month
Fuel Adjustment Charge (Ft. Cost)	0.7842 Bth/kWh	103,680.0 kWh/Month	81,305.86 Bth/Month
Service Fee * (Co)			228.17 Bth/Month
Total *			304,486.32 Bth/Month
VAT 7%			21314.04 Bth/Month
VSPP Paid to PEA (No.1)			325,800.36 Bth/Month

☒ 3.6.1 VSPP Electricity Calculation Cost Method (Purchase by PEA)

2. VSPP Electricity Cost Calculation(PEA Purchases from VSPP)

864,000.0 kWh/Month

	<u>Price/Unit</u>	<u>Quantity</u>	<u>Total Cost</u>
Quantity of kWh Less than or Equal kWh Purchase from PEA (Peak) : Retrail Price Sell	2.8408 Bth/kWh	39,312.0 kWh/Month	111,677.53 Bth/Month
Quantity of kWh More than kWh Purchase from PEA (Peak) : Wholesale Price Sell	2.9278 Bth/kWh	288,288.0 kWh/Month	844,049.61 Bth/Month
Quantity of kWh Less than or Equal kWh Purchase from PEA (Off Peak) : Retrail Price Sell	1.2246 Bth/kWh	64,368.0 kWh/Month	78,825.05 Bth/Month
Quantity of kWh More than kWh Purchase from PEA (Off Peak) : Wholesale Price Sell	1.1154 Bth/kWh	472,032.0 kWh/Month	526,504.49 Bth/Month

Power Consumed Cost *			1,561,056.68 Bth/Month
Fuel Adjustment Charge (Ft. Cost)	Retrail Price Sell	0.7842 Bth/kWh 103,680.0 kWh/Month	81,305.86 Bth/Month
	Wholesale Price Sell	0.7787 Bth/kWh 760,320.0 kWh/Month	592,061.18 Bth/Month

Total Power Consumed Cost and Ft. Cost			2,234,423.72 Bth/Month
Adder Price (Only for kWh more than kWh purchase from PEA)	Biogas	0.30 Bth/kWh 760,320.0 kWh/Month	228,096.00 Bth/Month

Total *			2,462,519.72 Bth/Month
VAT 7%			172,376.38 Bth/Month

PEA paid to VSPP (No.2)			2,634,896.10 Bth/Month

3. Net Electricity Cost Calculation

VSPP Receive From PEA (No.2) - (No.1)

2,309,095.74 Bth/Month

A. VSPP (Power Consumption 144 kW)	Paid to PEA	3.14 Bth/kWh
B. VSPP (Power Generation 1200 kW)	Sold to PEA	3.05 Bth/kWh
C. VSPP (Net Profit)	Received From PEA	2.67 Bth/kWh

Note

- * = Bth / Month
- ** = In general, power factor cost are very complicate to estimate, thereby it is assume that PF. cost is 1% of power cost [(1) + (2) + (3)]
- This calculation method is called TOU Rate(Time of Used) Method . The Elec.cost rate depend on use time (Peak time and Off Peak Time).
- The blue numerical fixed by PEA
- The red numerical base on VSPP

☒ 3.6.2 VSPP Electricity Cost Calculation (VSPP Purchases from VSPP)

3.7 資金計画

3.7.1 初期投資額

為替レートは下記をベースとする。

1 US\$	=	36.7 Baht
1 US\$	=	110 円
1 Baht	=	3.26 円

主要機器の調達先は、本プロジェクトで課題となっている脱硫装置は日本側で設計、調達、製作するものとした。下記をベースに算出した。

- ・日本調達品： - 脱硫装置
- ・海外調達品： - メタン発酵槽 (ADI-BVF Reactor)
 - ガスエンジン発電機セット
 - フレアスタック (制御盤含む)
 - ガスホルダー

なお、設備コストの積算は現地 (タイ) の EPC 建設会社に詳細設計から試運転完了までを発注することを前提に試算した。

表 3.7.1 建設コスト

No.	項目	金額(千円)	備考
1	脱硫装置 (1)本体 (2)脱硫剤 (初期分) (3)付属品 (4)輸出梱包、FOB チャージ	30,000	日本調達品
2	メタン発酵槽 (ADI-BVF Reactor) (1)ジオメンブレンカバーシステム (2)汚泥管理システム (動力制御盤、計装品) (3)内部部品 (循環ポンプ、攪拌機等) (4)バイオガスブローワー (5)セジメント、フレイムトラップ (6)フレアスタック (制御盤含む) (7)分析計器 (8)スラッジガン (9)設計費	172,000	ADI Systems Inc.所掌 最大流量：450m ³ /d 最大 COD _{Cr} 濃度： 115,140mg/l

表 3.7.1 建設コスト (続き)

No.	項目	金額(千円)	備考
3	建設費 (1)機械設備 1)冷却設備 2)関連ポンプ類 3)薬注装置 4)ガスホルダー 5)配管、弁類 6)現場計器(圧力計、流量計等) 7)除湿器 (2)電気、計装工事 (3)据付、配管工事 (4)土木建築工事 1)ADI-BVF 発酵槽(RC) 2)調整槽(EQ池)(RC) (5)試運転調整費 (6)設計費	229,000	東洋タイ所掌
4	ガスエンジン発電機セット	144,000	東洋タイ所掌 1,200kW×1台、補機類含む
5	その他 (1)工事SV (2)試運転SV (3)水質分析 (4)申請手続き	25,000	東洋タイ所掌
合計		600,000	

3.7.2 プロジェクト実施のための資金計画

TB社は飲料用アルコール製造17工場を所有しており、バイオガスの有効利用に関するプロジェクトをすすめている。経営も安定しており将来的には全ての工場でバイオガス有効利用化をすすめていくという。本プロジェクトに必要な初期投資額は6億円である。借入金はメタンガス回収に関するプロジェクトに関しては、ガス変動が大きく、タイの地方銀行では資金供与はしないことを表明している。よって、表3.7.2の3つの資金調達方法にて調整中である。

表3.7.2 資金調達方法

No.	資金計画	協議状況
	自己資金(100%)	TB社が所有者であり、経済的にも安定しているが、本プロジェクトのIRRが指標目標に達していない。今後コスト削減が必要である。
	自己資金(70%) 兼松(30%)	30%を兼松に入るCER買入価格の前払いとして投資する。CER買入価格等は要協議
	補助金利用	CDMプロジェクトに対する1件当たり数百万Bahtの利用。最大5,000,000Baht規模

3.8 維持管理費

以下に年間のメンテナンス費及びユーティリティー使用量を示す。

表 3.8.1 年間のメンテナンス費及びユーティリティー使用量

項目	費用	算定条件	算定結果
メンテナンス費			
ガスエンジン発電機 セットメンテナンス	9.0M¥/yr	単価：1.0 ¥/kWh	年間：35 日/年 1.0 (¥/kWh) *8,984,000 (kWh/yr) =9.0 (M¥/yr) ・電気計装品消耗品交換 ・定期メンテナンス
メタン発酵槽 (ADI-BVF Reactor) メンテナンス	2.0M¥/yr	ADI Systems Inc.の メンテナンス要員 2 名	年間 35 日/年 ・消耗品交換 ・清掃 ・ジオメンブレンカバー、 PVC パイプ等の補修
脱硫装置 メンテナンス	2.4M¥/yr	一式	年間 1week 程度 ・消耗品、計器類等の補修
合計	13.4M¥/yr		
ユーティリティー使用量			
脱硫剤 (酸化鉄)	34.1M¥/yr	価格：400 (¥/kg) 使用量： 10,649 (kg/基・90 日)	400 (¥/kg) *10,649 (kg/ 基・90 日) *4*2 基 =34.1(M¥/yr)
労務費			
モニタリング費用	1.2 M¥/yr	東洋タイ	現場スタッフ 2 名 ・モニタリングデータ収集 ・機器維持管理 / 校正 下記表参照
人件費	2.1 M¥/yr	東洋タイ	オペレーター：4 名
合計	50.8 ¥/yr		

表 3.8.2 モニタリング費用 (機器維持管理 / 校正含む) (Baht)

Parameter	Description of measurement	LA/EM	Unit	Number	Cost / unit	Total Cost / Year
wastewater flow	continuously	EM	pcs	1	4,000	4000
COD influent to the digester	monthly	LA	time	12	4500	54000
COD effluent from the digester	monthly	LA	time	12	4500	54000
Aux. electricity consumed by the biogas plant	continuously	EM	pcs	1	2500	4000
electricity output from Generator	continuously	EM	pcs	1	2500	2500
biogas generation from the reactor	continuously	EM	pcs	1	4000	4000
biogas flow at power generating unit inlet	continuously	EM	pcs	1	4000	4000
biogas flow into flare	continuously	EM	pcs	1	4000	4000
temperature of the exhaust gas in flare	continuously	EM	pcs	1	3000	3000
duration of 500 °C in flare	continuously when temperature of 500°C occurs in a closed flare	EM	pcs	1	3000	3000
sludge application	two times per year	*	m ³	1152	150	172800

3.9 実施スケジュール

本プロジェクトのスケジュールは以下のように計画している。

PDD は 2007 年までのデータに基づき作成、プロジェクト活動は 2008 年に開始し、2010 年より運用する。

表 3.9.1 本プロジェクト実施スケジュール

項目	年	2007 年度		2008 年度		2009 年度		2010 年度	
		4	10	4	10	4	10	4	10
(1)プロジェクト化検討									
本 FS 実施		←	→						
本 FS-PDD 案作成			↔						
(2)詳細 FS (当該調査除く)									
利害関係者集会				↔					
IEE 作成				↔					
タイ政府承認				↔PIN					
PDD の Validation				↔		PDD 有効化			
資金調達、協議			←	→					
(3)契約、設計									
契約					-				
設計					↔				
(4)機器調達、製作、設備建設									
機器調達、製作					↔	→			
土工工事						↔			
搬入据付工事							↔		
(5)性能試験、試運転							↔		
(6)本運転 プロジェクト効果確認								→	→

3.10 プロジェクトの実施体制

日本側とタイ側の業務分担を以下に示す。

表 3.10.1 日本側とタイ側の業務分担

参加国名	プロジェクト参加者である 民間・公的機関	業務分担
日本	兼松株式会社 (KG)	- PDD 作成 - CDM プロジェクトアドバイザー - プロジェクト連絡先 - 脱硫装置手配
タイ国(host)	Thai Beverage PLC (TB)	- 飲料用アルコール製造所有者 - プロジェクトサイト提供 - プロジェクト資金調達
タイ国(host)	Bionic Humus Co.,Ltd (BHC)	- 運転 / 管理
タイ国(host)	Toyo-Thai Corporation Limited (TTCL)	- 現地 EPC(設計/調達/建設)

なお、FS 調査、PDD 作成、Validation、日本 DNA での承認、UNFCCC での承認及び Verification 等を実施し(現地での DNA での承認以外) 兼松にて CER を取得及び売買のアレンジを実施する。

第4章 プロジェクト評価

4.1 プロジェクトバウンダリー

プロジェクトバウンダリーを以下に示す。工場からの排水はまず調整槽(Equalization Pond)(EQ)が設置され、処理プロセスへの流入量の平滑化が行われる。その後メタン発酵槽 (ADI-BVF Reactor)により排水処理され、既存の好気性池に放流される。この処理方式により排水基準はBOD < 20mg/l、COD < 120mg/l を適用させる。

本プロジェクトでは、メタン発酵槽から発生する余剰汚泥は、窒素分などが低いため堆肥(コンポスト)として使用できないので、農場、プランテーションなどへ搬出され利用されるため、バウンダリー外である。

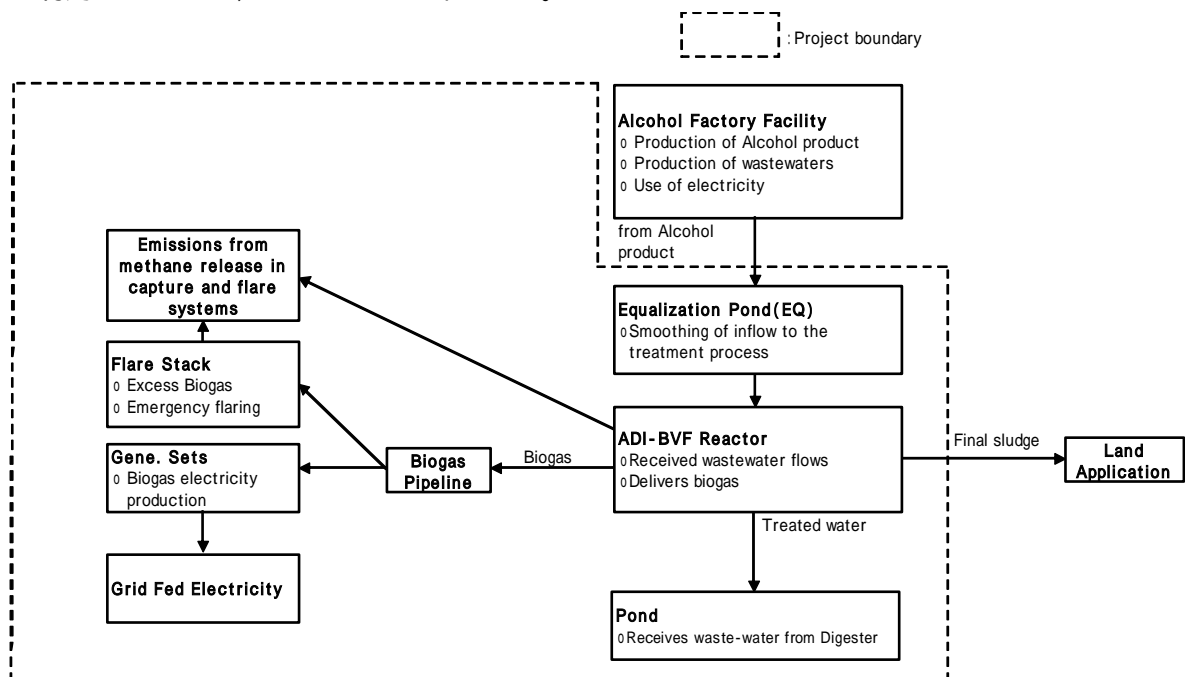


図 4.1.1 プロジェクトバウンダリー

4.2 ベースラインシナリオ

プロジェクト参加者が下記の一以上の障壁が存在するために、プロジェクト活動がそのままでは実施されないということをDOEに実証することができれば、決定21/CP.8 FCCC/CP/2002/7/Add.3)の附属文書II 添付文書B に記載されている簡易ベースライン・モニタリング方法論を、小規模CDMプロジェクトに利用できる。

プロジェクト参加者が、プロジェクト活動が行われない理由として説明すべき障壁は、以下の中から一つ以上について証明されなければならない。

- (1) 投資障壁
- (2) 技術障壁
- (3) 一般的慣行障壁
- (4) その他の障壁

以下の代替ベースラインシナリオがテストされる。

シナリオ 1：現在が継続するシナリオ (Business-as-usual)

シナリオ 2：排水の好気性処理 (活性汚泥や炉床式処理)

シナリオ 3：提案プロジェクト

(提案されるプロジェクトとはメタン発酵槽 (ADI-BVF Reactor) によりメタンガスを回収し、発電する。電力はグリッド接続、余剰ガスは燃焼放散)

(1) 投資障壁

シナリオ 1 では、技術は現在設置稼動されており、それ以上資金調達を必要としない。提案されたプロジェクト活動に単純に代わるものは、排水中の有機物質の分解のために必要な酸素を供給する機械式曝気装置で運転される単純な酸化池 (ラグーンに酸素供給を行う) である。この技術はより単純でありそして提案された活動と比較して低コストである。が、酸化池は曝気装置のために多くの電力を消費する。

シナリオ 2 の好気性処理 (活性汚泥や炉床式処理) は、処理機能は優れているが、曝気装置のために多くの電力を消費し、多量に発生する余剰汚泥の処理が問題となる。また、従来のシステムと比較するとより高いコストである。そして、導入による収入源が存在しない。

シナリオ 3 のメタン発酵槽 (ADI-BVF Reactor) はプロセスにおいて発生するメタン排出を制御、発酵、捕集することができる適切なシステムを持っている。しかし、もちろん従来のシステムと比較するとより高いコストである。

IRR 予想は、CERs 収益が考慮されないならば収益率が - 12.2% (表 2.3.3 参照) と低い値を示す。これらの予想にはプラントのメタン捕集による関係するリスクを考慮に入れていない。このように、プロジェクト IRR がベンチマークの Bank of Thailand (2007) の Economic data の 5.14% と比較して、投資のために魅力的でないことは

明らかである。これは、このプロジェクトが Business-as-usual ベースとして進行することができないことを十分に証明する。

(2) 技術障壁

Business-as-usual としてのシナリオ 1 は排水を処理するために、嫌気性ラグーンを使用している。これは高い技術を伴わない処理方法である。このシステムがタイの地域の広範囲で使われている。そして、それらは非常に低リスクである、現在の排水処理設備である嫌気性オープンラグーンは、排水を処理して、水体に開放される排水を COD = 120mg/l 以下とし現在の環境基準に満たすことができる。

比較として利用できる代替の処理技術は、BAU 状態での排水中の有機物質を低下させるために必要な酸素を供給することができる強制曝気システムの設置である。この場合一般的に嫌気性ラグーンと曝気システムは、高い有機排水を処理するためのタイで利用できる現実的な技術である。この場合実行されるようないくつかの他の方法が利用可能であるけれども、これらすべての技術はタイに広まるというわけではなかった。

シナリオ 2 の好気性処理（活性汚泥や炉床式処理）は、タイでは新しい種類の選択である。ただし、商業規模ではほとんど使用されていない。しかしながら、ADI-BVF Reactor よりは低リスクである。ただ、その技術がタイではまだ最適技術と見られていない。

シナリオ 3 の提案されたプロジェクト活動は、3 つの構成要素に分けられることができる。

- ・排水の前処理、
- ・発酵槽を使ってメタン抽出、
- ・バイオガスをガスエンジンに利用

全てのこれらの構成要素は、据付、稼動と維持管理のために重要な技術を必要とする。前処理の構成要素の全ての稼動のパラメーターは、原料を受け取るための ADI-BVF Reactor のために適切なレベルに維持される必要がある。いずれにせよ、前処理の稼働状況の不適切な維持管理は、メタン発生に、重大なリスクをもたらす。ADI-BVF Reactor はメタンを発生する重要な装置である。稼働状況は、ADI-BVF Reactor の効率的な活動のために慎重に維持される必要がある。十分に全ての活動とメンテナンス問題に対処している適切な技術のそのような固有の危険性と非入手可能性のために、ADI-BVF Reactor は、タイでの排水処理のために最も好ましい選択ではなかった。嫌気性あるいは曝気ラグーンを使って一般に利用できる、単純で、費用効果がよい技術が、いくつかの場所で採用されている。したがって、ADI-BVF Reactor 技術がその単純な対応する設備として稼動と維持管理において合理的に重大なリスクをもたらすと結論づけられる。

(3) 一般的慣行障壁

(3)-1 法律上

現在の慣行は、ラグーンベース処理が高有機負荷を伴った産業排水のためのタイと地域に対しての標準の慣行である。水体（川、湖など）への直接の解放は違法である。好気性と嫌気性排水処理は共に現在の法律上に遵守し、そして追加の規則の適用を受けない。

タイでの大部分のプラントは、オープンラグーンシステムを使用する。既存の排水放出基準を今後より厳しくする可能性は非常に小さい、そして、たとえそのような措置がとられるとしても、既存のシステムはより厳しい基準を満たすためにより滞留池をつくることによって広げられることができる。そのために、さらなる土地はすぐに利用できる。

(3)-2 社会的

オープンラグーンシステムは現在使用されており、ほとんど社会的障壁が見られない。それらはタイの商業事業によって地域環境と標準的な運営慣行として受け入れられた部分である。嫌気性と好気性設備は、リスク（爆発、臭いなど）によって発生する若干の社会障壁を引き起こすかもしれない。社会的障壁は恐らく非常に最小であるけれども、新技術実施に関係する若干の可能性が存在する。

(4) その他の障壁

現在の池ベース処理が排水処理のためのタイと地域での標準稼働基準であると考えられる。タイ状況に好気性あるいは嫌気性技術を利用することについての積極的な経験がなく、そしてそのためにこれらは管理優先度が高いとは考えられない。

管理部門内の最も高い優先度は簡単に地域規制の遵守を維持するための排水放出の管理である。さらにいっそう資本を集約しエネルギー生産にはさらにより大きい管理資源を要求する。よって単純に消化プロセスが優先とはならない。

表 4.2.1 障壁分析結果まとめ

代替 ベースライン	シナリオ1： 現在が継続	シナリオ2： 好気性処理	シナリオ3： 提案 プロジェクト
障壁テスト			
投資障壁	N	Y	Y
技術障壁	N	Y/N	Y
一般的慣行障壁	N	Y/N	Y/N
その他の障壁	N	Y	Y

選択 Y は障壁が存在する、選択 N は障壁が存在しない、選択 NA では問題が該当しないを示す。

追加性決定-結論

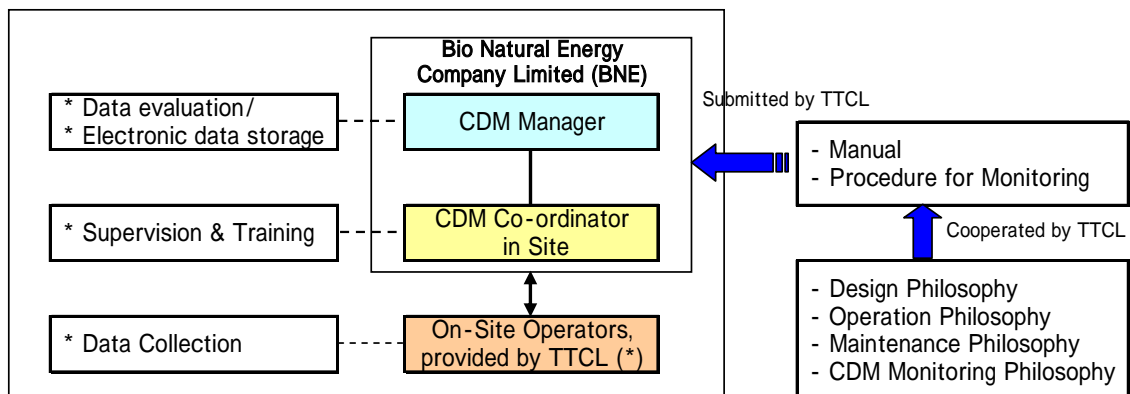
ADI-BVF Reactor 技術を使用するプロジェクト活動が投資、技術、一般的慣行障壁、その他の障壁でバリアに直面するが、現在のラグーンシステムにはないため、現在のラグーンシステムの継続がベースラインと確認でき、プロジェクトは追加的である。また、これはこのプロジェクト活動が Business-as-usual ベースとして進行することができないことを十分に証明している。

4.3 モニタリング手法 / 計画

4.3.1 モニタリング実施体制

すべてのモニタリング装置は適切な工業規格で信頼できる計器が TTCL によって取り付けられ、そして定期的に品質管理のために維持管理/校正される。

実行は BNE (SPC) の管理下で TTCL によって行われる。そして、そのスタッフは関連したデータをモニターして、記録し、保存する。これらデータは、透明な方法で確認のために DOE が利用できるようになる。モニタリングのための運転および管理計画などのモニタリング実施体制を以下に示す。



(*) In future, BHC's Existing Staffs will perform as an operator under management of BNE.

図 4.3.1 モニタリング実施体制

最適な知識と技術をもつ現場スタッフが、TTCL によって割り当てられる。CDM モニタリング、設計と維持管理理念に関する、モニタリングマニュアルと手順は TTCL によって提供される、そして、これらの理念に基づいて、データ収集は CDM 管理監督下で現場オペレーターによって実行される。データは BNE オフィスへ電気データが送られ、そして、データ評価は CDM マネージャーによって行われて、BNE に保管される。

4.3.2 モニタリングのデータ/パラメーター

プロジェクトからの排出量をモニターするため回収されるデータは以下に示す。

表 4.3.1 モニターされるデータ/パラメーター

データ/パラメーター:	D
データ単位:	d
データの説明:	これはアルコール工場排水が年間で放流されている日数を表す。
データの出典:	工場稼動データシート
データの値:	330
適用される測定方法と手順:	データはプラントでの歴史上記録されたデータに基づいている。
適用される QA/QC 手順:	N/A
コメント:	N/A

データ/パラメーター:	$Q_{d,ww}$
データ単位:	m^3/d
データの説明:	一日に処理される排水量
データの出典:	現場の技術者/労働者
データの値:	450
適用される測定方法と手順:	データは連続的に測定される、そして測定は電磁流量計を使用して行われる。
適用される QA/QC 手順:	流量計は適合した工業規格を前提とした維持管理/校正を受ける。
コメント:	プロジェクト排出量とベースライン排出量の計算に使用

データ/パラメーター:	$Q_{y,ww}$
データ単位:	m^3
データの説明:	処理される年間排水量
データの出典:	計算
データの値:	148,500
適用される測定方法と手順:	$Q_{y,ww} = Q_{d,ww} * D$ で計算される。
適用される QA/QC 手順:	流量計は適合した工業規格を前提とした維持管理/校正を受ける。
コメント:	プロジェクト排出量とベースライン排出量の計算に使用

データ/パラメーター:	$COD_{y,ww,untreated}$
データ単位:	t/m^3
データの説明:	メタン回収を含む嫌気性処理反応器/システムに入る排水の化学的酸素要求量
データの出典:	オンサイトサンプリング/オフサイト分析 (現場の技術者/労働者)
データの値:	0.115
適用される測定方法と手順:	サンプリングはオンサイトで行われる、そして分析は国際的に受け入れられている規格に従ってオフサイトの試験所で実施され、電子データで保管される。毎月の平均値が排出量の推定のために使われる。
適用される QA/QC 手順:	データは3ヶ月に一度サンプルを外部の公認の試験所で分析することで照合される。
コメント:	N/A

表 4.3.1 モニターされるデータ/パラメーター（続き）

データ/パラメーター:	COD _{y,ww,treated}
データ単位:	t/m ³
データの説明:	新設嫌気性消化槽システム出口の処理された排水の化学的酸素要求量
データの出典:	オンサイトサンプリング/オフサイト分析（現場の技術者/労働者）
データの値:	0.0345
適用される測定方法と手順:	サンプリングはオンサイトで行われる、そして分析は国際的に受け入れられている規格に従ってオフサイトの試験所で実施され、電子データで保管される。毎月の平均値が排出量の推定のために使われる。
適用される QA/QC 手順:	データは3ヶ月に一度サンプルを外部の公認の試験所で分析することで照合される。
コメント:	N/A

データ/パラメーター:	EP _{consumed}
データ単位:	MWh
データの説明:	年間のプロジェクト活動によって消費される電力量
データの出典:	現場の技術者/労働者
データの値:	825
適用される測定方法と手順:	電力は電力量計を使用して、連続的に計測される。メーターは定期的にメンテナンスされ測定精度が確保される。メーター値の読みはダブルチェックされる。
適用される QA/QC 手順:	電力量計は適合した国内あるいは国際規格（IEC521あるいは同等）を前提とした維持管理/校正を受ける。
コメント:	データは電力消費から生じている排出量を決定するために使われる。

データ/パラメーター:	EP _{BIO}
データ単位:	MWh
データの説明:	年間に代替されるグリッドのためのバイオガス発電ユニットで製造される電力量
データの出典:	現場の技術者/労働者/PEA
データの値:	8,984
適用される測定方法と手順:	電力は電力量計を使用して、連続的に計測される。メーターは定期的にメンテナンスされ測定精度が確保される。メーター値の読みはダブルチェックされる。電力計は買電量の精度確保のため電力配電業者によって毎年校正される。
適用される QA/QC 手順:	電力量計は適合した国内あるいは国際規格（IEC521あるいは同等）を前提とした維持管理/校正を受ける。
コメント:	データはグリッドに接続される電力の排出量を決定するために使われる。

表 4.3.1 モニターされるデータ/パラメーター（続き）

データ/パラメーター:	T_{flare}
データ単位:	°C
データの説明:	フレアからの排ガス温度
データの出典:	現場の技術者/労働者
データの値:	-
適用される測定方法と手順:	フレア内排ガス流れの温度の電子測定。500 を超える温度は、ガスのかなりの量がまだ燃焼されている、そして、フレアが稼動していることを示す。
適用される QA/QC 手順:	火炎検出器は要求する限り、製造業者推奨に従って修理点検される状態になる。
コメント:	N/A

データ/パラメーター:	T_{flare_time}
データ単位:	min/h
データの説明:	フレア内500 の維持持続時間
データの出典:	現場の技術者/労働者
データの値:	-
適用される測定方法と手順:	電子火炎検出器がクローズフレアで起こる500 の温度であることを各時間あたりの分を決定するために使われる。
適用される QA/QC 手順:	温度持続時間モニターは要求する限り、製造業者推奨に従って修理点検される状態になる。
コメント:	デフォルト値を使用するケースのみ適用可能。

データ/パラメーター:	S_{y,final}
データ単位:	t
データの説明:	年間の処理システムからの汚泥量そして農場、プランテーションなどへのそれらの利用
データの出典:	トラック重量測定と汚泥利用（現場の技術者/労働者）
データの値:	-
適用される測定方法と手順:	汚泥の除去とその利用は汚泥がバイオガス反応器とオープンラゲーンシステムから除去されるときはいつでも測定されるそしてその記録がプラント内で維持される。
適用される QA/QC 手順:	国際的公認手順に従って、測定は実行される。
コメント:	N/A

データ/パラメーター:	T_{biogas}
データ単位:	/K
データの説明:	バイオガスの燃焼温度
データの出典:	現場の技術者/労働者
データの値:	N/A - このパラメーターは、事前評価の目的には関連しない。
適用される測定方法と手順:	バイオガスのメタンの割合は連続分析計で、あるいは95%の信頼レベルにおいて定期的な測定で測られるであろう。
適用される QA/QC 手順:	温度計は適合した工業規格を前提とした維持管理/校正を受ける。
コメント:	N/A

表 4.3.1 モニターされるデータ/パラメーター（続き）

データ/パラメーター:	P_{biogas}
データ単位:	bar
データの説明:	バイオガスの燃焼圧力
データの出典:	現場の技術者/労働者
データの値:	N/A –このパラメーターは、事前評価の目的には関連しない。
適用される測定方法と手順:	バイオガスのメタンの割合は連続分析計で、あるいは95%の信頼レベルにおいて定期的な測定で測られるであろう。
適用される QA/QC 手順:	圧力計は適合した工業規格を前提とした維持管理/校正を受ける。
コメント:	N/A

データ/パラメーター:	DOC_{y,s,final}
データ単位:	-
データの説明:	AMS-III.Hで排水処理によって発生する最終汚泥の年間分解性有機含有量
データの出典:	AMS-III.H. 産業汚泥のIPCCのデフォルト値は0.09（湿量基準、35%の乾物含量を想定）
データの値:	0.09
適用される測定方法と手順:	汚泥が農民に供給されず現場で処理した場合、あるいは最終用途がモニターすることができないならば、このパラメーターはモニターされる。
適用される QA/QC 手順:	N/A
コメント:	N/A

データ/パラメーター:	MCF_{s,final}
データ単位:	-
データの説明:	最終汚泥を受けとる埋立地のメタン補正係数
データの出典:	AMS-III.G.
データの値:	0
適用される測定方法と手順:	農民への汚泥供給の量と供給日は配達あるいは配達記録の明細書を通して実証される、それで好気性の条件下での農業の土地への適用が確認される。
適用される QA/QC 手順:	N/A
コメント:	N/A

データ/パラメーター:	V_{total}
データ単位:	m ³ at normal conditions
データの説明:	消化槽出口の年間バイオガス流量
データの出典:	現場の技術者/労働者
データの値:	5,406,999
適用される測定方法と手順:	電子連続流量計を使用して現場で測定される。バイオガスのメタンの割合は連続分析計で、あるいは95%の信頼レベルにおいて定期的な測定で測られるであろう。
適用される QA/QC 手順:	流量計は適合した工業規格を前提とした維持管理/校正を受ける。
コメント:	N/A

表 4.3.1 モニターされるデータ/パラメーター（続き）

データ/パラメーター:	V_{gene}
データ単位:	m ³ at normal conditions
データの説明:	発電機ユニット入口のバイオガス流量
データの出典:	現場の技術者/労働者
データの値:	反応器からのバイオガス発生量の約91%
適用される測定方法と手順:	電子連続流量計を使用して現場で測定される。バイオガスのメタンの割合は連続分析計で、あるいは95%の信頼レベルにおいて定期的な測定で測られるであろう。
適用される QA/QC 手順:	流量計は適合した工業規格を前提とした維持管理/校正を受ける。
コメント:	プロジェクト排出量と排出削減量の計算に使用

データ/パラメーター:	V_{flare}
データ単位:	m ³ at normal conditions
データの説明:	フレアへのバイオガス量
データの出典:	現場の技術者/労働者
データの値:	反応器からのバイオガス発生量の約9%
適用される測定方法と手順:	電子連続流量計を使用して現場で測定される。バイオガスのメタンの割合は連続分析計で、あるいは95%の信頼レベルにおいて定期的な測定で測られるであろう。
適用される QA/QC 手順:	流量計は適合した工業規格を前提とした維持管理/校正を受ける。
コメント:	プロジェクト排出量と排出削減量の計算に使用

データ/パラメーター:	P_{CH4}
データ単位:	%
データの説明:	バイオガスメタン含有量
データの出典:	実測値
データの値:	65
適用される測定方法と手順:	電子オンサイトサンプル分析。少なくとも年4回の間隔で統計の95%の信頼水準を満足させる。
適用される QA/QC 手順:	国際的公認手順に従って、サンプリングは実行される。これは少なくとも年4回実行される。
コメント:	プロジェクト排出量と排出削減量の計算に使用

4.4 プロジェクト実施期間/クレジット獲得期間

メタン発酵槽及びガスエンジンの耐用年数は 13~15 年といわれている。ただし、メタン発酵槽は上部を覆うジオメンブレンカバーの耐用年数で決まる。よって、経年劣化により、使用期間中に亀裂が生じる。過去の実績及び補修頻度等を考慮して、本プロジェクトのプロジェクト実施期間は 10 年と設定した。クレジット獲得期間は固定期間 10 年 (2010-2019 年) で申請を行い、CER を獲得することを想定する。

4.5 温室効果ガス排出削減量

4.5.1 技術的根拠

アルコール工場から排出される排水の処理方式をオープンラグーン方式から密閉型嫌気性処理方式 (ADI-BVF Reactor) を採用することにより、従来処理過程で大気へ放出されていたメタンガスを含んだバイオガスを回収し、ガスエンジン発電設備に利用し、余剰ガスは燃焼処理することにより、温室効果ガス排出削減を図る。

また、発電した電力をグリッド接続することにより化石燃料使用量削減を図る。

本プロジェクトの対象となる温室効果ガスは排水からのメタン (CH₄) とメタンガスを発電利用することによるグリッド電源相当分の化石燃料使用量に相当する CO₂ である。

4.5.2 排出削減量

(1) ベースライン排出量

このプロジェクトでは AMS- III.H 排水処理でのメタン回収 (version08, scope 13, dated 14 December 2007) が適用される。加えて AMS- I.D グリッド接続の再生可能発電 (version12, scope 1, dated 10 August 2007) が適用される。

推定ベースライン排出量:

ベースライン排出量は下記で算出される。

$$1) \text{ ベースライン排出量合計} = \text{BE}_y + \text{BE}_{\text{grid}} = 60,249 + 4,582 = 64,831 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

2) 3)

ここで、

BE_y = 既存排水処理からの年間ベースラインメタン排出量 (tCO₂e)

BE_{grid} = ベースライン電力による年間排出量 (tCO₂e)

2) 既存排水処理からの年間ベースラインメタン排出量 (BE_y)

ラグーンからのベースライン排出量はプロジェクト不在時にラグーンに入る化学的酸素要求量 (COD)、最大メタン生成能力 (Bo)、オープンラグーンで嫌気性消化される排水の割合を表すメタン補正係数 (MCF) をベースに推定される。

$$BE_y = Q_{y,ww} * COD_{y,ww,untreated} * B_{o,ww} * MCF_{ww,treatment} * GWP_{CH4}$$

$$= 148,500 * 0.115 * 0.21 * 0.8 * 21 = 60,249 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

表 4.5.1 ラグーンからのベースライン排出量パラメーター

説明	記号	値	単位	源
1日あたりの排水量	$Q_{d,ww}$	450	m ³ /day	プラントデータ推定 アルコールプラント 設計値 実際はこの項目はモ ニターされる。
放流日数	D	330	Days	2006年の年間平均値 工場報告書
年間処理排水量	$Q_{y,ww}$	148,500	m ³	$Q_{y,ww} = Q_{d,ww} * D$ で計 算される。
メタン回収を含む嫌気性処理 反応器/システムに入る排水 の化学的酸素要求量	$COD_{y,ww,untreated}$	0.115	tonnes/m ³	プラントデータ推定
排水のメタン生成能力	$B_{o,ww}$	0.21	kg CH ₄ /kg COD	AMS-III.H.での IPCC デフォルト値
連続した嫌気性処理段階が導 入される既存の排水処理シス テムのためのメタン補正係数	$MCF_{ww,treatment}$	0.8	-	IPCC デフォルト値 MCF の低い値 AMS-III.H. 表 III.H.1.での嫌気性の 深いラグーン (深さ 2m 以上)
メタンの地球温暖化係数	GWP_CH4	21	-	AMS-III.H.

3) ベースライン電力による年間排出量(BE_{grid})

$$BE_{grid} = EP_{BIO} * EF_{grid} = 8,984 * 0.51 = 4,582 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

表 4.5.2 ベースライン電力による年間排出量パラメーター

説明	記号	値	単位	源
グリッド電力 代替のために バイオガス発 電機ユニット によって製造 される電力量	EP_{BIO}	8,984	MWh	推定プラントデータから計算される $1 \text{ (台)} * 1,200 \text{ (kWe)} * 24 \text{ (h)} * 330$ $\text{ (Days)} * 0.95 * 0.995 = 8,984 \text{ (MWh)}$ 運転状況 * 設置台数 : 1 台 * 発電機出力 : 1,200 kWe * 運転時間 : 24 h * 運転日数 : 330 Days * 事故(故障)率 : 5 % * 送電ロス : 0.5 % 実際はこの項目はモニターされる。
グリッド排出 係数	EF_{grid}	0.51	kg CO ₂ e/kWh	AMS-I.D./ACM0002による。

発電構成要素

1. ベースライン電力による排出量

発電のためのベースラインはオペレーションマージン (OM) とビルドマージン (BM) との組合せから成り立っているコンバインドマージン (CM) が透明な、そして保守的な方法で計算された排出係数 (CO_{2e}/kWhで計測される) を乗ることによる再生可能エネルギー発電として製造されるkWhである。これは、AMS-I.D.のパラグラフ9.(a)と一致している。

プロジェクトでは、ベースライン排出量は、AMS-I.D.に基づく以下の公式を使って計算される。

$$BE_{\text{grid}} = EP_{\text{BIO}} * EF_{\text{grid}} \quad (1)$$

ここで、

BE_{grid} = ベースライン電力による年間排出量 (t CO_{2e})

EP_{BIO} = グリッド電力代替のためにバイオガス発電機ユニットによって製造される年間電力量 (MWh)

EF_{grid} = グリッド排出係数 (kg CO_{2e}/kWh)

2. ベースライン排出係数

OMとBM排出係数は、ベースライン排出係数が両方の排出係数で50%加重係数と判断し計算される。

$$EF_{\text{grid}} = WOM * EF_{\text{OM,y}} + WBM * EF_{\text{BM,y}} \quad (2)$$

ここで、

WOM = コンバインドマージンでのオペレーションマージンの加重係数 (割合)、デフォルトで0.5;

WBM = コンバインドマージンでのビルドマージンの加重係数 (割合)、デフォルトで0.5;

$EF_{\text{OM,y}}$ = 年間オペレーションマージンでの排出係数 (tCO₂/MWh);

$EF_{\text{BM,y}}$ = 年間ビルドマージンでの排出係数 (tCO₂/MWh)

3. オペレーションマージン排出係数

オペレーションマージンのために、ACM0002は4つの方法を適用される:

(a)簡易OM (Simple OM)

(b)簡易調整OM (Simple Adjusted OM)

(c)ディスパッチデータ分析OM (Dispatch Data Analysis OM)

(d)平均OM (Average OM)

最初の方法論での選択であるディスパッチデータ分析OMは、データ制約のために行わなかった。したがって、第2の方法論選択である簡易OMを適用した。

低コスト/常時稼働施設電源は、水力、その他の電源を含む。DEDEによって報告されるデータによると、下記のLC/MR資源が合計グリッド総発電量の6.3%を構成することを示す。

低コスト/常時稼働施設電源が合計グリッド総発電量の50%未満で構成される場合のみ、(a)簡易OM方法が使われる。

- 1) 直近の過去5年の平均、あるいは 2) 水力発電量の長期平均値に基づく
- それゆえに、簡易OMは適用することができる。

表4.5.3 エネルギー源による合計グリッド総発電量、2002-2006 (10³ MWh)^{1,2}

年	水力	燃料油	ディーゼル油	石炭 亜炭	天然 ガス	その他 ³	合計	LC/MR	
								10 ³ MWh	%
2002	7,471	2,616	168	16,652	69,538	2	96,447	7,473	7.7
2003	7,299	2,941	180	16,807	76,332	2	103,561	7,301	7.0
2004	6,040	7,138	551	17,993	80,489	2	112,213	6,042	5.4
2005	5,798	8,244	414	18,334	85,703	2	118,495	5,800	4.9
2006	8,125	8,350	143	22,051	86,339	3	125,011	8,128	6.5
平均									6.3

出典: Electricity Power in Thailand 2006, p. 21.

注記:

1. 13,731GWhに達する再生可能エネルギーから製造するSPPとVSPPから発電量は除外する。
2. 自家発電は除く。
3. 地熱、太陽光、風力タービン、その他を含む。

簡易OM排出係数 ($EF_{OM, simple, y}$) は、システム (低コスト/常時稼働施設発電所を含まない) での電源を製造されるすべての電力単位 (tCO₂/MWh) につき発電加重平均排出量として計算される。この計算は、その時に利用できる直近の統計に基づく3年の平均である。使われる公式を、以下に示す。

$$EF_{OM, y} = EF_{OM, simple, y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad (3)$$

ここで、

$F_{i,j,y}$ = 低コスト/常時稼働施設発電所を除き、グリッドの輸入電力を含むグリッドに送電される電力の年 y で関連した電源 j によって消費される燃料 i の量 (質量単位あるいは体積単位)

$COEF_{i,j}$ = 燃料 i のCO₂排出係数、年 y に関連した電源 j と燃料の酸化係数によって使われる燃料のカーボン含有量を考慮する (tCO₂/質量単位あるいは体積単位);

$GEN_{j,y}$ = 電源*j*によりグリッドに送電される電力量 (MWh)

CO₂排出係数 ($COEF_i$) は下記で得られる。

$$COEF_i = NCV_i * EF_{CO_2,i} * OXID_i \quad (4)$$

ここで、

NCV_i = 燃料*i*の質量単位あるいは体積単位での正味発熱量(エネルギー含量)

$EF_{CO_2,i}$ = 燃料*i*のエネルギー原単位CO₂排出係数

$OXID_i$ = 燃料の酸化係数

デフォルト値と供給されるリストを以下に示す。

表 4.5.4 グリッド排出係数計算のための他の入力パラメーター

燃料タイプ	正味発熱量(NCV) ⁴		炭素排出係数 ⁵ tC/TJ	酸化係数 ⁶ %
	TJ/unit	10 ³ Btu/unit		
天然ガス(ドライ)	1.02	970,000	15.3	1
燃料油	39.77	37,700,000	21.1	1
亜炭	10.47	9,920,000	27.6	1
ディーゼル油	36.42	34,520,000	20.2	1
CO ₂ /C				44/12

注記：

4. Electric Power in Thailand 2006, p. 41を採用する。また亜炭の値はMae Mohサイトに基いていることに注意する。
5. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Volume 2, Table 1-4, p. 1.23を採用する。
6. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Volume 2, Table 1-4, p. 1.23を採用する。

以下は、表4.5.4で示されるデフォルト値から計算される各々の燃料タイプのCO₂排出係数(方程式(4))を示す。

表4.5.5 各燃料タイプのCO₂排出係数

燃料タイプ	CO ₂ 排出係数 COEF	単位
天然ガス(ドライ)	57.22	tCO ₂ /m ft ³
燃料油	3076.87	tCO ₂ /m litres
亜炭	1059.56	tCO ₂ /k tonnes
ディーゼル油	2697.51	tCO ₂ /m litres

2004-2006年のシステムからのグリッド発電量、燃料使用量、CO₂排出量を以下に示す。方法論によれば、他の国からの輸入電力が0 tCO₂/MWhで計算に含まれるべきであるのに対して、輸出電力は引かれるべきではない。

表4.5.6 システムからのグリッド発電量、燃料使用量、CO₂排出量(SPPs除く)、2004-2006

燃料タイプ	燃料使用量 ⁷		発電量 ⁷	CO ₂ 排出量 ⁸	CO ₂ 排出原単位 ⁹
	F	単位	GEN MWh	F * COEF tCO ₂	(F * COEF)/GEN tCO ₂ / MWh
2004					
天然ガス	724,560	m ft ³	80,489,000	41,460,772	0.52
燃料油	1,697	m litres	7,138,000	5,218,448	0.73
亜炭	16,537	k tonnes	17,993,000	17,521,944	0.97
ディーゼル油	120	m litres	551,000	323,701	0.59
輸入電力	-		3,388,000	0	0
合計			109,559,000	64,527,866	0.59
2005					
天然ガス	764,118	m ft ³	85,703,000	43,724,360	0.51
燃料油	1,996	m litres	8,244,000	6,141,433	0.74
亜炭	16,571	k tonnes	18,334,000	17,557,969	0.96
ディーゼル油	83	m litres	414,000	223,893	0.54
輸入電力	-		4,419,000	0	0
合計					0.58
2006					
天然ガス	857,103	m ft ³	86,339,000	49,045,148	0.57
燃料油	2,030	m litres	8,350,000	6,246,046	0.75
亜炭	17,166	k tonnes	22,051,000	18,188,407	0.82
ディーゼル油	41	m litres	143,000	110,598	0.77
輸入電力	-		5,159,000	0	0
合計			122,042,000	73,590,199	0.59

注記：

7. Electric Power in Thailand 2006, p. 21, 23, 25を採用する。

8. 石炭と亜炭使用からの排出量は、保守的のために亜炭のCO₂排出係数に基づいて計算される。

9. ACM0002で述べられるように、他の国から輸入される電力の排出係数は0tCO₂/MWhである。

2004～2006の3年の平均OM排出係数は、以下に示す0.59である。

表4.5.7 OM排出係数, 2004-2006

年 Y	合計供給量 MWh	CO ₂ 排出量 tCO ₂	OM排出係数 tCO ₂ / MWh
2004	109,559,000	64,527,866	0.59
2005	117,114,000	67,647,655	0.58
2006	122,042,000	73,590,199	0.59
平均			0.59

4. ビルドマージン排出係数

ビルドマージンは、発電所 m のサンプルの発電加重平均排出係数として計算される。以下のとおりである。

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (5)$$

$F_{i,m,y}$ 、 $COEF_{i,m}$ と $GEN_{m,y}$ は、プラント m のための単純OM方法のために記述された変数に類似している。

ここで、

$F_{i,m,y}$ = 年 y でサンプルグループ m によって消費される燃料量、サンプルグループ m は発電容量の追加分がグリッド全体の発電量 (MWh で) の20% を占めるような最近建設された発電所、あるいは直近に建設された5基の発電所のどちらかで構成される。

$COEF_{m,j}$ = サンプルグループ m で使用される燃料 i での CO_2 排出係数 (tCO_2 / 質量単位あるいは体積単位) ;

$GEN_{m,y}$ = サンプルグループ m によりグリッドに送電される電力量 (MWh)

このPDDは、オプション1と2からオプション1を選択した。

オプション1

PDD提出時点でサンプルグループ m のために建設されるプラントで利用できる最近の情報に基づくビルドマージン事前排出係数 $EF_{BM,y}$ を計算する。サンプルグループ m は、発電容量の追加分がグリッド全体の発電量 (MWh で) の20% を占めるような最近建設された発電所、あるいは直近に建設された5基の発電所のどちらかで構成される。プロジェクト参加者は、これらの2つのオプションから、年間発電量の大きいほうのサンプルグループを使わなければならない。

以下にビルドマージンのためにDEDEとEPPOから供給されるデータのリストを示す。

表4.5.8 DEDEとEPPOから供給されるビルドマージンのためのデータ

プラント名	試運転日	燃料タイプ	発電量 (GWh)	効率	燃料消費量 (TJ)
EPEC	25-Mar-03	天然ガス	1,922	7,083	14,363
Grow	31-Jan-03	天然ガス	4,298	6,850	31,062
Ratchaburi	18-Apr-02, 1-Nov-02	天然ガス	12,315	7,262	94,355
SPP-collective	post 28-Oct-00	再生可能 エネルギー	1,236	-	0
SPP-collective	post 28-Oct-00	天然ガス	1,352	-	9,386
Ratchaburi	22-Oct-00	天然ガス	3,451	10,110	36,810
合計			24,574 ¹⁰		185,976

注記：

10. Electricity Power in Thailand 2006によれば、2005年の総発電量は118,495 GWhであった、最近の年データは一般的に利用可能であり、118,495 GWhの20%は23,699 GWhである。

したがって、BM排出係数は、以下に示すように0.42となる。

表4.5.9 2003年のBM排出係数

燃料タイプ	発電量 GEN	燃料使用量		CO ₂ 排出係数 COEF	CO ₂ 排出量
	MWh	F	単位	tCO ₂ /kt	tCO ₂
天然ガス	23,338,000	3874.3	kt	2692.80	10,432,754
再生可能 エネルギー	1,236,000	-	-	-	-
合計	24,574,000	3874.3	kt	-	10,432,754
BM					0.42

(2) プロジェクト排出量

このプロジェクト活動は次を使用して計算される：

プロジェクト活動のための排出量はプロジェクトのために使用された電力からの排出量、処理後の排水を通じての排出量、発生する最終汚泥を通じての排出量、捕集及びフレアシステムを通じての排出量と処理後の排水のメタン分解を通じての排出量となるだろう。

$$PE_y = PE_{y,power} + PE_{y,ww,treated} + PE_{y,s,final} + PE_{y,fugitive} + PE_{y,dissolved}$$

4) 5) 6) 7) 8)

$$= 421 + 22,594 + 0 + 678 + 312 = 24,005 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

ここで、

PE_y : プロジェクト活動年間排出量 (tCO₂e)

$PE_{y,power}$: 発電あるいはディーゼル油消費量からの年間排出量 (tCO₂e)

$PE_{y,ww,treated}$: 処理後の排水の分解性有機炭素からの年間排出量 (tCO₂e)

$PE_{y,s,final}$: 発生する最終汚泥の嫌気性腐食からの年間排出量 (tCO₂e)

$PE_{y,fugitive}$: 捕集とフレアシステムでのメタン開放からの年間排出量 (tCO₂e)

$PE_{y,dissolved}$: 処理後の排水でのメタン分解からの年間排出量 (tCO₂e)

4) 発電あるいはディーゼル油消費量からの年間排出量 ($PE_{y,power}$)

$$PE_{y,power} = EP_{consumed} * EF_{consumed}$$

$$= 825 * 0.51 = 421 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

表4.5.10 発電あるいはディーゼル油消費量からの年間排出量パラメーター

説明	記号	値	単位	源
プロジェクト活動設備によって消費される年間電力量	$EP_{consumed}$	825	MWh	表 3.5.1 による 実際はこの項目はモニターされる。
電力消費のための排出係数	$EF_{consumed}$	0.51	kg CO ₂ e/kWh	AMS-I.D./ACM0002による。

5) 処理後の排水の分解性有機炭素からの年間排出量 (PE_{y,ww,treated})

$$PE_{y,ww,treated} = Q_{y,ww} * COD_{y,ww,treated} * B_{o,ww} * MCF_{ww,final} * GWP_{CH4}$$

$$= 148,500 * 0.0345 * 0.21 * 1.0 * 21 = 22,594 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

表4.5.11 発電あるいはディーゼル油消費量からの年間排出量パラメーター

説明	記号	値	単位	源
処理される年間排水量	Q _{y,ww}	148,500	m ³	
処理後の排水の年間COD濃度	COD _{y,ww,treated}	0.0345	tonnes/m ³	プラントデータ推定 実際はこの項目はモニターされる。
排水のメタン生成能力	B _{o,ww}	0.21	kg CH ₄ /kg COD	
処理と排水の放出経路の型式に基づいたメタン補正係数(割合)	MCF _{ww,final}	1.0	-	IPCC デフォルト値 MCF の高い値 AMS-III.H. 表 III.H.1.での嫌気性の深いラグーン(深さ2m 以上)
メタンの地球温暖化係数	GWP _{CH4}	21	-	

6) 発生する最終汚泥の嫌気性腐食からの年間排出量 (PE_{y,s,final})

$$PE_{y,s,final} = S_{y,final} * DOC_{y,s,final} * MCF_{s,final} * DOC_F * F * 16/12 * GWP_{CH4}$$

$$= 0 * 0.09 * 0 * 0.5 * 0.5 * 16/12 * 21 = 0 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

表4.5.12 発生する最終汚泥の嫌気性腐食からの年間排出量パラメーター

説明	記号	値	単位	源
排水処理より発生する年間最終汚泥量	S _{y,final}	0	tonnes	N/A (想定されない) 実際はこの項目はモニターされる。
排水処理より発生する最終汚泥量の分解性有機炭素(割合)	DOC _{y,s,final}	0.09	-	AMS-III.H.による産業汚泥のIPCC デフォルト値
最終汚泥を受け入れる埋立て地のメタン補正係数	MCF _{s,final}	0	-	汚泥は農地の土地改良のため供給される。
バイオガスへの不同DOC係数	DOC _F	0.5	-	AMS-III.H.によるIPCC デフォルト値
廃棄物処分場ガス中のメタン体積分率	F	0.5	-	AMS-III.H.によるIPCC デフォルト値
メタンの地球温暖化係数	GWP _{CH4}	21	-	

7) 捕集とフレアシステムでのメタン開放からの年間排出量(PE_{y,fugitive})

$$PE_{y,fugitive} = \underset{7)-1}{PE_{y,fugitive,ww}} + \underset{7)-2}{PE_{y,fugitive,s}} = 678 + 0 = 678 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

ここで、

PE_{y,fugitive,ww} : 嫌気性排水処理での捕集とフレア非効率を通しての年間放出排出量(tCO₂e)

PE_{y,fugitive,s} : 嫌気性汚泥処理での捕集とフレア非効率を通しての年間放出排出量(tCO₂e)

7)-1

$$PE_{y,fugitive,ww} = (1 - CFE_{ww}) * Q_{y,ww} * COD_{y,ww,untreated} * B_{o,ww} * MCF_{ww,treatment} * GWP_{CH4}$$

$$= (1 - 0.9) * 148,500 * 0.115 * 0.21 * 1.0 * 21 = 678 \text{ (tCO}_2\text{e)}$$

表4.5.13 嫌気性排水処理での年間放出排出量パラメーター

説明	記号	値	単位	源
排水処理でのメタン回収と燃焼装置の捕集とフレア効率	CFE _{ww}	0.9	-	AMS-III.H.による enclosed flares 用
処理される年間排水量	Q _{y,ww}	148,500	m ³	
メタン回収を含む嫌気性処理反応器/システムに入る排水の化学的酸素要求量	COD _{y,ww,untreated}	0.115	tonnes/m ³	
排水のメタン生成能力	B _{o,ww}	0.21	kg CH ₄ /kg COD	
メタン回収と燃焼を装備するであろう排水処理システムのためのメタン補正係数	MCF _{ww,treatment}	1.0	-	IPCC デフォルト値 MCF の高い値 AMS-III.H. 表 III.H.1.での嫌気性の深いラグーン(深さ 2m 以上)
メタンの地球温暖化係数	GWP _{CH4}	21	-	

7)-2

$$\begin{aligned}
 PE_{y,\text{fugitive},s} &= (1 - CFE_s) * S_{y,\text{untreated}} * DOC_{y,s,\text{untreated}} * DOC_F * F * 16/12 * \\
 &MCF_{s,\text{treatment}} * GWP_{CH4} \\
 &= (1 - 0.9) * 0 * 0.09 * 0.5 * 0.5 * 16/12 * 1.0 * 21 = 0 \text{ (tCO}_2\text{e)}
 \end{aligned}$$

表4.5.14 嫌気性汚泥処理での年間放出排出量パラメーター

説明	記号	値	単位	源
汚泥処理でのメタン回収と燃焼装置の捕集とフレア効率	CFE _s	0.9	-	AMS-III.H. による IPCC デフォルト値
処理されていない年間汚泥発生量	S _{y,untreated}	0	tonnes	プロジェクト設計スラッジは発生しない。
処理されていない発生汚泥の分解性(割合)	DOC _{y,s,untreated}	0.09	-	
バイオガスへの不同DOC係数	DOC _F	0.5	-	
廃棄物処分場ガス中のメタン体積分率	F	0.5	-	
メタン回収と燃焼を装備するであろう汚泥処理システムのためのメタン補正係数	MCF _{s,treatment}	1.0		IPCC デフォルト値 MCF の高い値 AMS-III.H. 表 III.H.1.での嫌気性の深いラグーン(深さ 2m 以上)
メタンの地球温暖化係数	GWP _{CH4}	21	-	

8) 処理後の排水でのメタン分解からの年間排出量(PE_{y,dissolved})

$$\begin{aligned}
 PE_{y,\text{dissolved}} &= Q_{y,\text{ww}} * [CH4]_{y,\text{ww,treated}} * GWP_{CH4} \\
 &= 148,500 * 10^{-4} * 21 = 312 \text{ (tCO}_2\text{e)}
 \end{aligned}$$

表4.5.15 処理後の排水でのメタン分解からの年間排出量パラメーター

説明	記号	値	単位	源
処理される年間排水量	Q _{y,ww}	148,500	m ³	
処理された排水の分解メタン含有量	[CH4] _{y,ww,treated}	10e-4	tonnes/m ³	嫌気性処理のデフォルト値
メタンの地球温暖化係数	GWP _{CH4}	21	-	

リーケージ:

AMS-I.D パラグラフ 12とAMS-III.H パラグラフ 8に従って:

装置がもう1つの活動から移転されないので、リーケージ計算は適用しない。

排出削減量:

$ER_y = \text{合計ベースライン排出量} - (\text{合計 } PE_y + \text{合計 Leakage}_y)$

$ER_y = \text{排出削減量 (tCO}_2\text{e/yr)}$

プロジェクト期間中のプロジェクトでの排出削減量分析結果を以下に示す。

表 4.5.16 プロジェクトでの排出削減量分析結果

年	ベースライン 排出量推計 (t-CO ₂ e)	プロジェクト 活動排出量推計 (t-CO ₂ e)	リーケージ推計 (t-CO ₂ e)	排出削減量推計 (t-CO ₂ e)
2010	64,831	24,005	0	40,826
2011	64,831	24,005	0	40,826
2012	64,831	24,005	0	40,826
2013	64,831	24,005	0	40,826
2014	64,831	24,005	0	40,826
2015	64,831	24,005	0	40,826
2016	64,831	24,005	0	40,826
2017	64,831	24,005	0	40,826
2018	64,831	24,005	0	40,826
2019	64,831	24,005	0	40,826
合計 (t-CO ₂ e)	648,310	240,050	0	408,260

4.6 環境影響評価

4.6.1 プロジェクトの EIA の適用

このプロジェクトのための環境影響評価 (EIA) は National Environmental Quality Act (NEQA) の下では要求されない。EIA は 10MW 以上の発電所のプロジェクトにのみ要求される。本プロジェクトは 1,200 kWe の電力製造のため、EIA は必要としない。

4.6.2 プロジェクトの IEE の適用

IEEはタイDNAであるTGO委員会でPDDと共に要求事項である。

IEE は ONEP の事前 IEE のためのガイドラインに従って記述するが最も重要視されているのは、地域貢献である。これは道路、地域雇用者の採用、ユーティリティ設備のインフラ等の要求があり、コストインパクトが非常に大きく、プロジェクト実施に大きな影響を及ぼす。よって、この件についてプロジェクト実施に向けて、TB 社 (所有者) に詳細に説明を行うと共に別途協議、検討が必要である。

1.社会的面

- 一般参加
- ローカルコミュニティ開発に対する支持
- 公衆衛生

2.技術面

- 技術開発
- プロジェクト期間
- 訓練

3.経済面

- 投資家の収入
- エネルギー(再生可能エネルギー利用)
- 現地調達率

環境基準でのこの工場の産業の排出基準は、BOD 20mg/l、COD 120mg/lである。本プロジェクトのラグーンの汚泥は年に 1、2 回程度回収される、そして、最終汚泥は農地の土壌改良のために供給される。

プロジェクトは嫌気性排水処理設備（反応槽）を既存の嫌気性ラグーン池に適用する。大気で放出されていたメタンガスを回収し、ガスエンジン発電設備に利用される。

発電システムは1台のガスエンジン(1,200kWe)から構成され、Very Small Power Producer (VSPP)スキームで、タイでPEA (Provincial Electricity Authority) のグリッドに売電される。

この発電システムは、New Power Plants からの排出基準に適合する。バイオマスの全てのサイズに下記の関連した規則が適用される。

表 4.6.1 Power plant using biomass (all sizes) 排出基準

Pollutants	Unit	Emission Standard Value
SOx as SO ₂ at 7% O ₂	ppm	60
NOx as NO ₂ at 7% O ₂	ppm	200
Particulate	mg/m ³	120

出典: Notification of the Ministry of Industry, Subject: Stack Emission Standard of Power Plant, B.E. 2547 (2004), published in the Royal Government Gazette, vol. 121, special part 113D, dated October 7, B.E. 2547 (2004).

本プロジェクトは、脱硫装置を設置することによって、上記の規制を遵守する。

4.7 その他の間接影響

4.7.1 環境面の影響

発電設備設置に伴う排ガス、排水等及び騒音、また建設時の資材搬入に伴う工事車両の排ガス及び騒音の発生が考えられるが、これらはタイでの法律を遵守し、適切な発電所の立地及び設備設計により、環境への影響は限定的である。

プロジェクト実施により、排水からのメタンガス回収及び悪臭低減など地域環境に対して、改善可能となる。

4.7.2 経済面の影響

タイの電力需要に対して、再生可能エネルギーの有効利用により貢献することができる。現地での経済効果として、現地工事の発生、定期メンテナンス費の発生、発電によるタイの外貨節減などが挙げられる。

4.7.3 社会・文化面の影響

反応槽の維持、管理には専門的な知識を必要とする。運転員、設備管理者、設備保全管理者等の技術の向上に伴い、地域全般の技術力の向上に貢献できる。

4.8 利害関係者のコメント

本プロジェクトに関する概略コメントは以下の通りである。

(a) Thai Beverage PLC

- バイオガス技術については、過去に2工場で自社研究パイロットプラントを導入したが、メタンガス発生量が少なく運用がうまく行かなかった。そのため、今回社外の技術を採用することを要望している。
- メタン発酵システムはADIの技術を採用し、プロセスエンジニアリングと主要機器（ジオメンブレンカバー含む）は海外からの購入、建設は自社の関連会社が行う。
- TB社の工場から排出される排水およびスラッジは、子会社のBHC社が運用を管理しており、スラッジについてはコンポスト化し利用する。
- バイオガスプラントについて、BHC社が検討を行い進めていく予定である。

(b) Bionic Humus Co.,Ltd（BHC）

- 各TB工場にて労働環境、周辺住民等に対する環境対策をとり、バイオガスをビジネスの一つとして取り込むことを目的としている。
- 本プロジェクトの実施主体はあくまでTB社であり、決定権もTB社にある。従って、CER売買もTB社が決定権をもつ。
- 本プロジェクトの運転/管理はBHC社が行う予定である。

(c)DEDE (Department of Alternative Energy Development and Efficiency)

代替エネルギー開発・エネルギー効率局

- 再生可能エネルギープロジェクトの導入を推進している。
- タイ国で多数存在する産業の排水からのエネルギー有効利用としてメタンガス回収プロジェクトを CDM プロジェクトとして推進している。

タイでは近隣住民（NGO 含む）との関係がプロジェクト実施に非常に大きく影響するため、TB 社サイドの決定後にステークホルダーの集会を実施する予定である。

4.9 タイの持続可能な開発へ貢献・技術移転事項

嫌気性排水処理設備能力の向上に伴う排水の水質向上による環境汚染の防御

再生可能エネルギーであるメタンガスの有効利用による温暖化対策

密閉構造による発生臭気の周辺拡散抑制による環境汚染の防御

嫌気性処理に必要な面積の省スペース化による土地の有効利用

重油等のエネルギーコスト高騰に対し、発電を行い工場消費することによるグリッド

電源相当分の化石燃料使用量削減による省エネ効果

メタン発酵法に関する技術、バイオガス発電設備に関する技術に関する技術移転

プロジェクトはタイを含む東南アジア諸国に普及させることができる。クリーン技術実証プロジェクトとなりその普及性の効果がある。

エネルギー自給自足を通して供給されるエネルギーの多様性と安全が増加する。そして、タイの国際収支に対するプラス効果で海外からのエネルギーの輸入が減少する。

タイ国の貴重な輸出商品モラセスによるアルコール製造産業に付加価値(生産コスト削減及び CER 収入)を提供する。

プロジェクトは、危険性のある可燃性メタンガスを発生する排水を有効利用する。

タイ国では重油高騰により、各工場の運営が厳しく瀕死の状態にある。重油等の化石燃料の代替エネルギーの一つとして再生可能エネルギーであるバイオガス利用が国家エネルギー政策及び発展計画で強化されており、本プロジェクトも大いに期待されている。ただし、技術面、投資資金面、地域貢献等でのバリアが大きく、CDM スキームとあわせることによりエネルギー面での温暖化対策と環境面での公害対策のコベネフィットの実現が図れる。

第5章 一般情報

5.1 タイの一般情報

5.1.1 地理

- 1.面積：51万4,000km²
- 2.人口：6,242万人(2005年)
- 3.首都：バンコク
- 4.人種：大多数がタイ族。その他、華僑、マレー族、山岳少数民族等。
- 5.言語：タイ語
- 6.宗教：仏教 95%、イスラム教 4%
- 7.略史：タイ王国の基礎は13世紀のスコータイ王朝より築かれ、その後アユタヤ王朝(14～18世紀)、トンブリー王朝(1767～1782)を経て、現在のチャックリー王朝(1782～)に至る。1932年立憲革命。

(出典) 外務省ホームページ



図 5.1.1 タイ国

5.1.2 気象条件

モンスーン(季節風)の影響を受けた多雨の熱帯気候である。季節は気候の特徴により雨季と乾季に、乾季はさらに寒気と暑季に分けられる。

雨季(5月～10月)

南西モンスーンの影響を受け、毎日の様に1～2時間程度の激しい雷を伴ったスコールが降る。特に雨季の始まりの5月と終りの10月に降水量が多い。

寒気(11月～翌年2月)

乾燥した北東モンスーンの影響を受け、日中は30度前後になるものの朝晩は涼しく、湿度が低いタイのベストシーズンである。

暑季(3月～4月)

1年で最も暑い季節で、最高気温が40度近くに達する日もある。

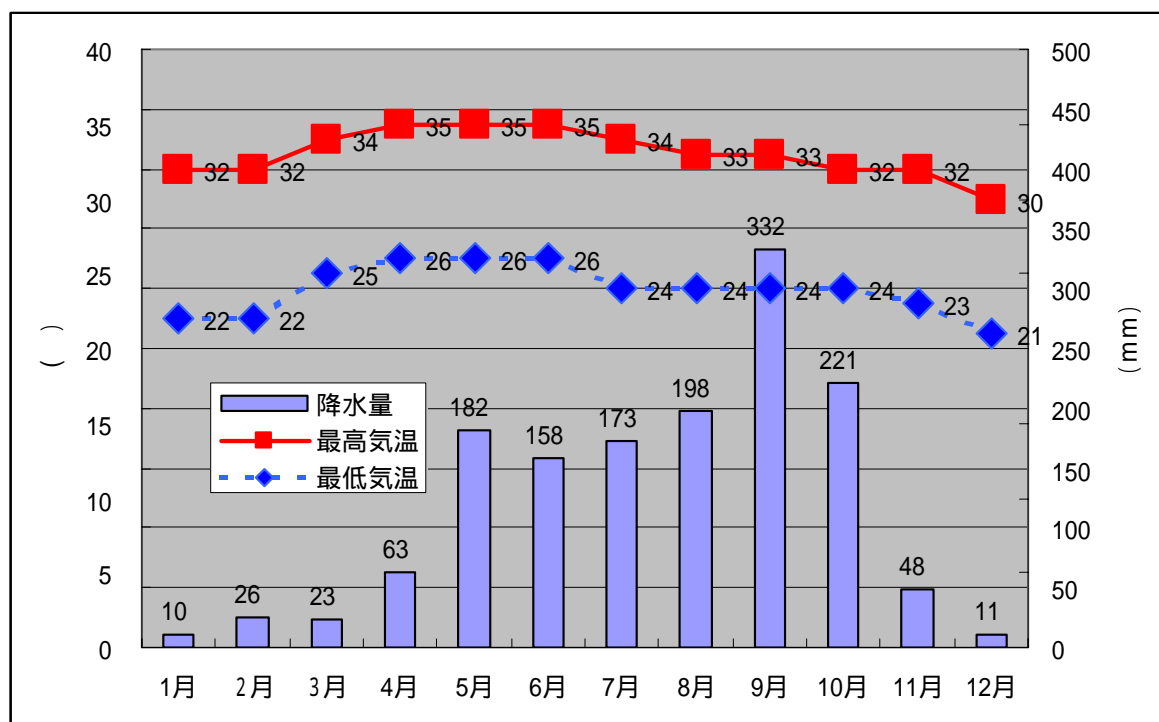


図 5.1.2 バンコクの気温及び降水量

5.1.3 政治状況

(1) 政治体制・内政

- 1.政体 : 立憲君主制
- 2.元首 : プミポン・アドゥンヤデート国王(ラーマ 9 世王)
(1946 年 6 月即位、在位 60 年)
- 3.議会 : 立法議会 242 名
(暫定)
- 4.政府 : (1)首相名 スラユット・チュラーノン
(2)外相名 ニット・ピブンソンクラーム
- 5.内政 : 1932 年の立憲革命以降、軍部主導の政治が続いたが、1992 年の軍と民主化勢力との衝突(5 月事件)以降、軍部は政治関与を控え、民主的な政権交代手続が定着している。

1997 年に成立した憲法に従って、2001 年 1 月に下院選挙が行われ、タイ愛国党の圧勝によりタクシン政権が成立した。2005 年 2 月の下院選挙でもタイ愛国党は圧勝し、同党単独による第 2 期タクシン政権が成立した。

2006 年 2 月、首相批判の高まりを受け、タクシン首相は下院を解散。4 月、主要野党ボイコットのまま下院総選挙が行われたが、後に司法当局は選挙を違憲・無効と判じた。9 月、陸軍を中心とする政変によりタクシン政権が倒れた後、スラユット枢密院顧問官が首相に就任した。

本年 8 月 19 日、新憲法草案は国民投票で承認され、8 月 24 日より発効した。今後、12 月 23 日に下院総選挙が行われる予定。

(2) 二国間関係

- 1.政治関係 : 日・タイ両国は伝統的に友好関係を維持。87 年の日タイ修好宣言調印 100 周年を一つの節目に両国間交流は更に拡大。皇室・王室間の交流も親密。近年、両国は二国間関係にとどまらず、東南アジア地域及び国際社会の諸問題についても緊密な対話と協力を実施している。98 年以降外交・防衛当局者協議を開催してきている。

(出典) 外務省ホームページ

5.1.4 経済状況

(1) 経済

- 1.主要産業 : 農業は就業者の約 40%を占めるが、GDP(2004 年)では 10%を切る。一方、製造業は就業者の約 15%だが、GDP(同)の 35%、輸出額の 85%を占める。
- 2.GDP : 1,633 億ドル(2004 年)
- 3.一人当たり GDP : 2722 ドル(2004 年)
- 4.経済成長率 : 4.5%(2005 年)
- 5.物価上昇率 : 4.5%(2005 年)
- 6.失業率 : 2.0%(2004 年)
- 7.総貿易額 : (1)輸出 961 億ドル(2004 年)
(2)輸入 944 億ドル(2004 年)
- 8.主要貿易品目(2004 年) :
 - (1)輸出 コンピューター、自動車・部品、集積回路、天然ゴム
 - (2)輸入 原油、機械・部品、電気機械・部品、化学製品
- 9.主要貿易相手国・地域(2005 年) :
 - (1)輸出 1.米国 2.日本 3.中国 4.シンガポール 5.香港
 - (2)輸入 1.日本 2.中国 3.米国 4.マレーシア 5.UAE
- 10.通貨 : バーツ
- 11.為替レート : 1 ドル = 約 38 バーツ(06 年 7 月現在)
- 12.経済概況 : タイは、80 年代後半から日本を始め外国投資を梃子に急速な経済発展を遂げたが、その一方で経常収支赤字が膨張し、不動産セクターを中心にバブル経済が現出した。その後、バブル破壊に伴い不良債権が増大し、経済の悪化を背景にバーツ切り下げの圧力が高まり、97 年 7 月、為替を変動相場制に移行するとバーツが大幅に下落し、経済危機が発生した。タイ政府は、IMF 及び日本を始めとする国際社会の支援を受け、不良債権処理など構造改革を含む経済再建に努力した。タイ政府の財政政策を含む景気対策、好調な輸出などにより低迷を続けていた経済は回復基調に転じた。2001 年 2 月に発足したタクシン政権は、従来の輸出主導に加えて国内需要も経済の牽引力とすることを訴え、農村や中小企業の振興策を打ち出した。これらの内需拡大政策の奏功と見られる個人消費の活性化等により、経済は回復し、2003 年は 6.9%、2004 年は 6.1%の成長を達成した。2005 年はスマトラ沖大地震及びインド洋津波被害、干魃の影響、世界的な石油価格の高騰等により若干減速し、4.5%の成長となった。

(2) 経済協力

1.日本の援助実績 :

(1)有償資金協力 448.52 億円(2003 年度、E/N ベース)

(2)無償資金協力 5.0 億円(2004 年度、E/N ベース)

(一般無償資金協力については、93 年度を以て卒業)

(3)技術協力実績 47.02 億円(2004 年度、実績ベース)

2.主要援助国(2002 年) :

(1)日本 (2)米国 (3)デンマーク (4)豪州 (5)スウェーデン

(3) 二国間関係

1.経済関係 :80 年代後半以降、日本企業は円高を背景に積極的にタイに進出し、タイの経済成長に貢献。現在、在バンコク日本人商工会議所加盟企業は 1,200 社を数える。97 年 7 月に顕在化した通貨経済危機に関し、日本は大規模な資金的・人的協力を実施。日タイ経済連携協定の締結により、両国の経済関係の更なる緊密化が期待される。

(1)対日貿易

(イ)貿易額 (財務省貿易統計、単位：億円)

	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年
輸出	16,485	18,537	21,922	24,776	26,651
輸入	13,145	13,759	15,253	19,625	19,625

(ロ)主要品目(2004 年)

輸出：音響・映像機器、魚介類及び同調整品、電算機類(含周辺機器)、
半導体等電子部品、科学光学機器

輸入：半導体等電子部品、鉄鋼、自動車の部品、原動機、自動車

(2)日本からの直接投資(財務省資料、対外直接投資届出実績)：

1,273 億円(2006 年)

(出典) 外務省ホームページ

5.1.5 社会状況

(1) 就業構造と労働市場

タイの人口6,308万人(03年末)のうち、労働力人口(15歳以上)は3,490万人で、就業者は3,384万人(季節労働者含む)であった。なお就業者のうち、農林水産業従事者が1,388万人と、構成比(41.0%)は低下傾向にあるものの最も多い。タイでは、工業化の進展と高い経済成長に伴い、95年には有効求人倍率が3倍を突破するという労働力不足状態となった。しかし、97年に入って経済低迷により繊維などの労働集約型産業を中心に解雇の動きが始まり、その他の産業でも工場稼働率の引き下げや臨時工の解雇などの動きが広がった。特に経済危機発生以降、一部金融機関の営業停止などもありこの動きは一層顕著となった。98年の失業者は142万人、失業率は4.4%と、97年の63万人、1.9%から急増した。しかし2002年以降景気回復を受け、失業率2.2%と雇用情勢は経済危機前のレベルまで回復し、2004年末で2.1%となっている。

(出典) 労働省

5.2 環境関連法規

(1) 水質汚濁問題

タイで最も主要な環境課題となっているのは、水質汚濁問題である。従って、環境行政の上での水質汚濁対策の優先度が最も高い。人口が集中するバンコク首都圏地域を中心に、生活排水や工場排水を原因とする河川の水質汚濁が深刻化している。メナム川をはじめ、主要河川では DO（溶存酸素）、BOD（生物化学的酸素要求量）、大腸菌群数等 20 項目に及ぶ指標について表流水の環境基準が定められ、モニタリングが実施されている。その結果によると、バンコク中心部の河川の水質汚濁が進んでおり、上水道源や農業用水としての利用にも支障を与えている。

一方、長年にわたって流れ込んだ重金属による汚染も無視できず、川底に堆積した重金属による生態系への影響も懸念されている。バンコク市からメナム川に流入する有機汚濁物質については、BOD 換算でその 75%が住居や商業施設、残りの 25%が工場排水という試算が出されている。水質汚濁の最大原因は未処理で排出される生活排水であるが、工場排水については、地場資本がほとんどを占める製糖、紙パルプ・製紙、ゴム、皮革産業等がその大きな要因となっている。しかし、現在実施されている水質モニタリングは、生活排水関連が中心で、工場排水が原因となる重金属等高度な分析技術や機器を必要とする項目に関しては、データ数も少なく測定結果も体系化されていないことから、正確な実態については不明な部分がまだ多い。

(2) 大気汚染問題

バンコク首都圏地域を中心とする都市部では、自動車と産業活動による大気汚染が深刻化している。特に、急速なモータリゼーションによる影響は大きい。自動車公害で最も問題になっているのは粉じん（TSP：Total Suspended Particulate）で、道路沿いはもちろん住宅地の測定地点を含め全ての地点で大気環境基準値を超えている。その他、自動車排ガスによる窒素酸化物濃度等も無視できないレベルとなっており、呼吸器系を中心とした健康被害の発生も心配されている。今後、自動車台数が増加すると見込まれ、自動車による大気汚染は今後も解決の難しい環境課題の一つとなろう。

一方、産業活動による大気汚染についても、タイ全体で登録されている約 10 万カ所を超える工場のうちのほぼ半数が立地し、エネルギー消費量が国内全体の 5 割以上を占めているバンコク首都圏地域からの大気汚染物質排出量が最も多い。これらの工場では主に石油を燃料としているが、集じん機や脱硫装置等の大気汚染防止設備がないものが多い。最近では砕石、製鉄、セメント工場等からの大気汚染が問題となり始め、天然資源環境省では、これらの業種を対象とした新たな大気排出基準の設定も計画されている。

大気環境モニタリングについては、一般環境大気と道路沿いを中心に全国的な測定網の整備が進められているが、自動車公害を除いて環境行政の大気汚染対策への取り組みが遅れている。

5.2.1 水質汚濁対策

(1) タイの水質汚濁規制

タイは稲作を中心とする農業を基盤として発展してきた国であり、農業用水の汚染につながる水質汚濁問題には敏感である。また近年は、都市部を中心に水不足の発生もあり、水源である河川や湖沼の汚濁にも関心が高い。従って、環境行政の中でも水質規制の優先度が高く、各種の環境規制の中でも最も実効性ある規制が実施されている。

近年は生活排水による河川等の汚濁が深刻で、例えばチャオプラヤ川における水質汚濁原因はその75%が生活排水、残り25%が産業排水と推計されているが、生活排水対策のための下水処理場の建設等のインフラ整備が遅れている中で、行政による水質規制の焦点は産業排水に当てられている。

水質規制に関連する基準として、日本の環境基準に当たるものが河川及び湖沼の表流水（表 5.2.1）について設定されている。この内、表流水の環境基準は、対象水域を利水目的に合わせて5ランクに区分し（表 5.2.2）、それぞれの区分別に色度や水温、BOD から重金属まで27項目の基準値が示されている。

一方、排水基準としては、工場排水基準（表 5.2.3）のほか、建築物や住宅団地を対象とした排水基準が設けられている。また、地下水保全を目的に深井戸への排出水の基準も決められている。日系企業のほとんどが立地する工業団地では、団地毎の中央排水処理場の整備が前提となっており、工場から排水が公共水域に直接放流されることはないことから、団地内の個別工場に対しては、タイ工業団地公社法（Industrial Estate Authority of Thailand, A.D.1979）に基づいて全国一律排水基準より緩い基準が示されている。なお、工場排水の放流先によっては、河川や港湾、農業用水等を所管する官庁による独自の排水規制がある場合があり、その場合は複数の排水規制に対応する必要がある。

表 5.2.1 表流水(河川、湖沼)の環境基準

項目	統計値	級ごとの基準値項目統計値(mg/liter)				
		1	2	3	4	5
Color,odor and Taste/色度、臭気、味		n	n	n	n	-
Temperature/温度()	-	n	n'	n'	n'	-
PH	-	n	5-9	5-9	5-9	-
DO:Dissolved Oxygen/溶存酸素	20%値	n	6	4	2	-
BOD/生物化学的酸素要求量(5日20)	80%値	n	1.5	2.0	4.0	-
Coli. Bacteria/大腸菌(MPN/100ml)						-
Total Coliform/全大腸菌	80%値	n	5,000	20,000		
Fecal Coliform/糞便性大腸菌	80%値	n	1,000	4,000		
NO3-N/硝酸性窒素	最大許容	n	5.0	5.0	5.0	-
NH3-N/アンモニア性窒素	最大許容	n	0.5	0.5	0.5	-
Phenol/フェノール	最大許容	n	0.005	0.005	0.005	-
Cu/銅	最大許容	n	0.1	0.1	0.1	-
Ni/ニッケル	最大許容	n	0.1	0.1	0.1	-
Mn/マンガン	最大許容	n	1.0	1.0	1.0	-
Zn/亜鉛	最大許容	n	1.0	1.0	1.0	-
Cd/カドミウム	最大許容	n	0.0005	0.0005	0.0005	-
Cr6+/6価クロム	最大許容	n	0.05	0.05	0.05	-
Pb/鉛	最大許容	n	0.05	0.05	0.05	-
T-Hg/全水銀	最大許容	n	0.002	0.002	0.002	-
As/ヒ素	最大許容	n	0.01	0.01	0.01	-
T-CN/全シアン	最大許容	n	0.005	0.005	0.005	-
Radioactivity/放射能(Bq. / liter)	最大許容					-
-総量(alpha)		n	0.1	0.1	0.1	
-総量(beta)		n	1.0	1.0	1.0	
Pesticides/殺虫剤	最大許容	n	0.05	0.05	0.05	-
DDT/ジクロロジエチルトリクロロタン(μg/liter)	最大許容	n	1.0	1.0	1.0	-
α-BHC/α-ベンゼンヘキサクロライド(μg/liter)	最大許容	n	0.02	0.02	0.02	-
Dieldrin/デルドリン(μg/liter)	最大許容	n	0.1	0.1	0.1	-
Aldrin/アルドリン(μg/liter)	最大許容	n	0.1	0.1	0.1	-
Heptachlor & Heptachlor epoxid/ヘプタクロール及びヘプタクロールエポキシド(μg/liter)	最大許容					-
Endrin/エルドリン(μg/liter)	最大許容	n	none	none	none	-

1) n = 自然な状態

2) n' = 自然な状態、ただし温度変化は3 を超えないこと

(出典) 国家環境委員会告示 1994 年第 8 号

(Notification of the National Environmental Board, No. 8, A.D.1994)

表 5.2.2 表流水の利水目的別分類

級別	条件及び受益者
1 級	特別に洗浄で新鮮な表流水源で、次に利用されているもの (1) 非消費。水処理を必要としない。ただし、通常の減菌処理だけは必要 (2) 基本的な生物体が自然に繁殖していけるような生態系保存
2 級	非常に洗浄で新鮮な表流水源で、次に利用されているもの (1) 使用前に通常の水処理工程をして消費 (2) 漁業の存続や助けになる水生生物の保護 (3) 漁業 (4) レクリエーション
3 級	中程度に洗浄で新鮮な表流水源で、次に利用されているもの (1) 消費。使用前に通常の水処理工程を要す (2) 農業
4 級	いくぶん洗浄で新鮮な表流水源で、次に利用されているもの (1) 消費。使用前に通常の水処理工程を要す (2) 工業 (3) その他の活動
5 級	1～4 級に区分されない水源で、次に利用されているもの (1) 水上交通

(出典) 国家環境委員会告示 1994 年第 8 号

(Notification of the National Environmental Board, No. 8, A.D.1994)

(2) 工場排水の水質管理

(a) タイ国政府が定めた工場排水基準値

タイ政府が定めた工場排水基準値（表 5.2.3）は、1992 年に制定された国家環境保全推進法に基づき 1996 年に MOSTE 告示として発令された。しかし、全く同一内容の告示が工業活動に強い権限を持つ MOI から出されており、二重基準であるが事実上は単一基準である。日本の排水基準値（総理府令）と比べると BOD、COD、重金属類はタイの基準値の方が厳しい数値となっている。個々の工場への設定に当たっては、当該工場を管轄する政府機関により工場の規模、業種、立地場所、排水の性質などを考慮して国の基準値を超えない範囲で数値が決められ、また新たな項目が設定される。例えば、排水がかんがい用水として使われる立地場所では農業・協同組合省のかんがい局から排水中の塩濃度を厳しく規制する項目が設定されている。しかし、法制度上は可能であるが、今のところ日本の場合のように地方自治体による上乘せ基準値は設定されておらず、排水基準値は基本的に全国一律である。

表 5.2.4 にタイの基準値と工場へ設定されている基準値の例、及び参考として日本の基準値を示す。重金属類では銅（Cu）、マンガン（Mn）、クロム（Cr）、カドミウム（Cd）等ほとんどの項目が日本の基準値より低い値である。特に Cd については、タイの基準値は 0.03mg/liter で日本の基準値 0.1mg/liter の 1/3 である。また、顔料やゴム添加剤など広く使われているセレン（Se）については、日本の基準値が 0.1mg/liter であるのに対しタイの基準値は 0.02mg/liter と非常に厳しい数値が設定されている。

(b) 工場に設定されている排水基準値

川の流域に立地している工場と、工業団地に立地している工場へ設定されている工場排水基準値の例を表 5.2.4 に示す。川の場合、放流された排水がかんがい用水として農業に使われることから、排水中の塩濃度が厳しく規制されている。国の基準で全溶解物質（TDS）が 3,000～5,000mg/liter と規制されているが、かんがい局からは、国の基準値より厳しい 1,000mg/liter が示されている。

一方、工業団地に立地している工場では、団地事務所が運転管理する中央排水処理場において生物処理で最終処理をし、公共水域へ放流することが前提となっているため、BOD、COD がタイ政府の全国一律基準値より大幅にゆるい値となっている。

(c) 違反者への制裁

排水基準を違反した場合、工業省、かんがい局などの所管官庁から警告を受ける。繰り返しの警告に従わない時には、操業停止処分を受ける。実際に、ある紙・パルプ工場が操業停止になった例がある。また、工業団地で団地事務所から設定されている基準値に違反した場合には、給水を停止されて操業できなくなった例がある。

表 5.2.3 工場排水基準

項目	基準値
BOD/生物化学的酸素要求量	最高基準値 20mg/liter
COD/化学的酸素要求量	最高基準値 120mg/liter
Color & odour 色度_臭気	不感知
Cyanide as HCN シアン化物	0.2mg/liter 以下
DS : Dissolved Solids /全溶解固形物	最高基準値 3,000mg/liter、または公害規制委員会の判断によるが、次の場合は 5,000mg/liter を超えてはならない 1)流入水が塩分を含み、TDS 値が 2,000mg/liter 以上の場合 2)海に放流する場合
Formaldehyde/ホルムアルデヒド	1.0mg/liter 以下
Free Cl/遊離塩素	1.0mg/liter以下
Cu/銅	2.0mg/liter 以下
As/ヒ素	0.25mg/liter 以下
Ba/バリウム	1.0mg/liter 以下
Cd/カドミウム	0.03mg/liter 以下
Cr6+/6 価クロム	0.25mg/liter 以下
Cr3+/3 価クロム	0.75mg/liter 以下
Pb/鉛	0.2mg/liter 以下
Mn/マンガン	5.0mg/liter 以下
Hg/水銀	0.005mg/liter 以下
Ni/ニッケル	1.0mg/liter 以下
Se/セレン	0.02mg/liter 以下
Zn/亜鉛	5.0mg/liter 以下
Fat, Oil and Grease/油脂分	最高基準値 5mg/liter、または公害規制委員会の判断によるが、15mg/liter を超えてはならない
Phenol/フェノール	1.0mg/liter 以下
Sulfide as H2S/硫化物	1.0mg/liter 以下
SS: Suspended Solids/浮遊物質	最高基準値 50mg/liter、または公害規制委員会の判断によるが、150mg/liter を超えてはならない
Temperature/温度()	40 以下
TKN/全ケルダ - ル窒素	最高基準値 100mg/liter、または公害規制委員会の判断によるが、次の業種は 200mg/liter を超えてはならない(告示の公示 2 年後から有効)
pH	5.5 - 9.0

(出典) 科学技術環境省告示 1996 年第 3 号(Notification of the Ministry of Science, Technology and 1 Environment, No.3,1996)
 科学技術環境省告示 1996 年第 4 号(Notification of the Ministry of Science, Technology and Environment, No.4, 1996)
 公害規制委員会告示 1996 年第 3 号(Notification of the Pollution Control Committee, No.3,1996)

表 5.2.4 工場排水の水質基準値例

(mg/liter)

項目 製品(立地場所)	工場へ設定されている基準値例		国が定めている基準値	
	コンピュータ部品 (工業団地)	合成繊維 (川の流域)	タイ	日本
F/フッ素	-	-	-	15
T-CN/全シアン	0.2	0.2	0.2	1.0
Org. P/有機リン	-	-	-	1.0
As/ヒ素	1.0	0.25	0.25	0.1
Color & odor/色度・臭気	不感知	不感知	不感知	-
H ₂ S/硫化水素	1.0	1.0	1.0	-
SO ₄ ²⁻ /硫酸イオン	500	-	-	-
NO ₃ ²⁻ /硝酸イオン	10	-	-	-
Free Cl/遊離塩素	100	1.0	1.0	-
Se/セレン	0.02	0.02	0.02	0.1
T-coli. Bacteria./全大腸菌 (number/100 ml)	-	-	-	3,000
T-N/全窒素	100	100	100 - 200	120
P/リン	-	-	-	16
PCB/ポリ塩化ビフェニル	-	-	-	0.003
Detergent/界面活性剤	100	-	-	-
Trichloroethylene/トリクロロエチレン	-	-	-	0.3
Tetrachloroethylene/ テトラクロロエチレン	-	-	-	0.1
Formaldehyde/ホルムアルデヒド ¹⁾	1.0	1.0	1.0	-
Phenol/フェノール	10	1.0	1.0	5.0
Glucose/グルコース	500	-	-	-
Ethylene Glycol/エチレングリコール	-	-	-	-
Pesticides/殺虫剤	不検出	不検出	不検出	-

1) ノルマルヘキサン抽出物、鉍物油

2) 四塩化炭素抽出物、動植物油

(出典) The notification of the Ministry of Science, Technology and Environment, No.3, A.D. 1996 issued under the Enhancement and Conservation of the National Environment Quality Act, A.D. 1992

5.2.2 大気汚染対策

(1) タイの大気汚染規制

タイでは、他の開発途上国と同様に、急激な経済発展に伴って大気汚染問題が顕在化している。しかし、タイの大気汚染対策は、都市部を中心に深刻化している自動車排気ガスによる大気汚染への対策に重点が置かれており、産業活動が原因となる大気汚染対策については、火力発電所など特定の施設を除いて、本格的な規制実施はこれからという段階にあり、十分な管理がなされておらず、前記の排水対策と比較して資料やデータ類も不足している。

大気汚染に関する規制は、1995年に従来の環境基準を一部強化して、新しい環境基準が示された。この中で、一酸化炭素(CO)、二酸化窒素(NO₂)、二酸化硫黄(SO₂)、粉じん(Suspended Parti Matter)、10ミクロン以下の粒子状物質(SPM(10micron))、オゾン(O₃)、鉛(Pb)の7つの大気汚染物質について基準値が示されている(表 5.2.5)。

なお、自動車大気汚染については、天然資源・環境省、内務省警察局、運輸省、陸運局(Department of Land Transport)が、各々、ほぼ同一内容の排出規制値を示している。ただし、それぞれ告示でディーゼル黒煙、CO、炭化水素(HC)について個別の自動車やオートバイからの排出規制値を示している。また、新車に対しては、工場出荷時にクリアしなければならない排出基準が設定され、1993年1月から、触媒による排ガス浄化装置の設置が義務づけられている。

表 5.2.5 大気環境基準

項目 ¹⁾	1時間 平均値		8時間 平均値		24時間 平均値		1ヵ月 平均値		1年 平均値	
	mg/m ³	ppm	mg/m ³	ppm	mg/m ³	Ppm	mg/m ³	ppm	mg/m ³	ppm
一酸化炭素/CO	34.2	30	10.26	9						
二酸化窒素/NO ₂	0.32	0.17								
二酸化硫黄/SO ₂	0.78	0.30			0.30	0.12			0.10	0.04
浮遊物質 (TSP)					0.33				0.10	
10μ以下の粒子状物質/SPM(10micron)					0.12				0.05	
オゾン/O ₃	0.20	0.10								
鉛/Pb							1.5			

1)すべて1気圧25

(出典) Pollution Control Department , Ministry of Science, Technology and Environment, Laws and Standards on Pollution Control in Thailand 4th Edition, 1997年10月

(2) 大気環境基準値と現状との比較

表 5.2.6 に示した大気環境基準値と実態との比較を次に示す。

バンコク市内の状況

バンコク市内における主要な大気汚染源は自動車、交通渋滞、建設現場から排出により、最も問題となっているのは、粉じんや粒子状物質である。公害管理局が 2000 年に市内数箇所において測定した結果によると、粉じんや粒子状物質が管理基準を超えた箇所があり、基準値を 2 割以上超えた場所もあった。その他の項目については、基準値を越えていなかったものの、粉じんや粒子状物質以外の項目についても、自動車が大気汚染に大きな影響を及ぼしている。2000 年の陸運局の報告では、450 万台の車両がバンコク市内で登録されており、渋滞を引き起こしている。この報告では、NO₂ の排出量の 80%、CO の 75%、粉じんの 54%、炭化水素のほぼ 100% が自動車から排出されている。乗用車は CO、及び炭化水素の排出源であり、トラックが NO₂、粉じん、及び粒子状物質の発生源となっている。

バンコク市周辺の状況

バンコク市周辺の状況も、市内と類似の状況であり、粉じんや粒状物質が最も大きな大気汚染問題となっている。バンコク市周辺に設置されている 11 箇所のモニタリングステーションの大部分で、粉じんや粒状物質が基準値を越えている。

地方における状況

タイ全土の主要都市、地域にも大気モニタリング設備が設置されている。これらの記録によると、地方においてもプーケット等マレーシアに近い南部地方を除いて、粉じんと粒子状物質が基準値を越えている箇所が多い。

(3) 工場排ガスの排出管理

(a) 工場排ガスの排出基準

産業からの排出ガスに関する排出基準は、1992 年に制定された国家環境保全推進法に基づき 1993 年に工業省(MOD)告示として発令された。1993 年の告示では、粉じん、ひ素(As)、塩化水素(HCl)、硫化水素(H₂S)、SO₂ 等 14 種類の大気汚染物質について定められたが、1995 年にクレゾールが追加され、MOI の告示で 15 種類の大気汚染物質を対象として排出基準値(表 5.2.6)が示されている。このうち、アンチモン(Sb)、ひ素(As)、鉛(Pb)、塩素(Cl)、HCl、水銀(Hg)、CO、硫酸(H₂SO₄)、H₂S、キシレン、クレゾールの 11 種類に関しては全ての発生源が対象とされ、それぞれに基準値が定められている。残りの 4 種類の物質については、例えば粉じんの場合はボイラー及び炉、製鋼、アルミニウム製造等と発生源が特定されている。

表 5.2.6 大気排出基準

項目 ¹⁾	排出源	基準値
アンチモン/Sb	すべての排出源	20mg/Nm ³
ひ素/As	すべての排出源	20mg/Nm ³
一酸化炭素/CO	すべての排出源	1,000mg/Nm ³ 、または 870ppm
塩素/Cl	すべての排出源	30mg/Nm ³
銅/Cu	炉または精練所	30mg/Nm ³
塩化水素/HCl	すべての排出源	200mg/Nm ³
硫化水素/H ₂ S	すべての排出源	140mg/Nm ³ 、または 100ppm
鉛/Pb	すべての排出源	30mg/Nm ³
水銀/Hg	すべての排出源	3mg/Nm ³
窒素酸化物/NOX	ボイラー ・石炭を燃料とする ・その他の燃料	940mg/Nm ³ 、または 500ppm 470mg/Nm ³ 、または 250ppm
粉じん	ボイラー及び炉 ・重油を燃料とする ・石炭を燃料とする ・その他の燃料 鋼鉄/アルミニウム製造 その他	300mg/Nm ³ 400mg/Nm ³ 400mg/Nm ³ 300mg/Nm ³ 400mg/Nm ³
二酸化硫黄/SO ₂	硫酸生産物 石油を燃料とする燃焼過程 ²⁾	1,300mg/Nm ³ 、または 500ppm 1,250ppm
硫酸/H ₂ SO ₄	すべての排出源	100mg/Nm ³ 、または 25ppm
キシレン	すべての排出源	870mg/Nm ³ 、または 200ppm

1) すべて 25℃、1 気圧、20%の状態

2) バンコク市、及び Samut Prakam 県に位置する工場にのみ適用

(出典) 工業省告示 1993 年第 2 号(Notification of the Ministry of Industry No.2, 1993)

工業省告示 1995 年第 9 号(Notification of the Ministry of Industry No.9, 1995)

工業省告示 1997 年第 3 号(Notification of the Ministry of Industry No.3, 1997)

(b) バイオマスを用いた発電の排出基準

この発電システムは、New Power Plants から排出基準に適合する。バイオマスの全てのサイズに下記の関連した規則が適用される。

表 5.2.7 Power plant using biomass (all sizes) 排出基準

汚染物質	単位	排出基準値
SO _x as SO ₂ at 7% O ₂	ppm	60
NO _x as NO ₂ at 7% O ₂	ppm	200
Particulate	mg/m ³	120

出典: Notification of the Ministry of Industry, Subject: Stack Emission Standard of Power Plant, B.E. 2547 (2004), published in the Royal Government Gazette, vol. 121, special part 113D, dated October 7, B.E. 2547 (2004).

(c) 違反者への制裁

工場の排ガスについては、地方の所管官庁へ年 3 回、測定値の届け出の義務がある。また、立ち入り検査がある場合もあり、工場が排出基準を違反した場合、工業省や各都市、地方の所管官庁から警告を受ける。繰り返しの警告に従わない時には、操業停止処分を受ける。このように、排出基準が設定され、工場に対して定期的な測定や報告が義務づけられてはいるものの、排ガスを測定できる分析機関が少なく、測定精度も悪い事から、現状では十分な管理ができないのが現状である。法規制通りの大気汚染対策や管理が実施されるまでには、まだ時間がかかると予想される。

5.3 タイの温室効果ガス排出量、地球温暖化対策

タイに於ける初のGHGインベントリーは1989年のデータとして、1993年にTDRI (Thailand Development Research Institute)/TEI(Thailand Environment Institute)により作成された。

第二回GHGインベントリーは1997年に、UNFCCCのフォーカルポイントである科学技術環境省 (Ministry of Science, Technology and Environment: MOSTE) の環境政策環境計画事務室 (Office of Environmental Policy and Planning: OEPP) がタイ政府の資金的支援を受け1990年のインベントリーとして発行した。このインベントリーは、国連開発計画 (United Nations Development Programme : UNDP) とアジア開発銀行のALGAS (Asia Least-Cost Greenhouse Gas Abatement Strategy) のプロジェクトとしてサポートを受けて作成されたものである。

第三回GHG インベントリーは2000年に“Thailand.s Initial National Communication”として1994年のインベントリーがMOSTEより発行されており、現在の最新版となっている。これによると、タイのGHG総排出量は、CO₂換算で2億8千600万トン (CO₂が約71%、CH₄が約23%) となっている。1994年のガス種・セクター別GHGインベントリーを以下に示す。

表5.3.1 ガス種・セクター別GHGインベントリー（1994年）

温室効果ガス 吸収源分類	CO ₂		CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC
	排出量	除去量					
総排出 / 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・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	0.20
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 、林業	99,577.395	-39,101.60	59.57				
5.廃棄物			35.22				

(1Gg = 1,000ton)

(出典) Thailand.s Initial National Communication(2000年10月発行)

添付資料-1 ADI Systems Inc.の導入実績

ADI Anaerobic Installations Worldwide

	WASTEWATER*				DIGESTER*			Construction Start Date		WASTEWATER*				DIGESTER*			Construction Start Date		
	Flow m ³ /d (mgd)	COD Loading kg/m ³ /d (lb/1000 ft ³ /d)	COD Conc mg/l	Temp °C (°F)	Volume m ³ (MG)	HRT d	COD Removal %			Biogas m ³ /d (1000 ft ³ /d)	Flow m ³ /d (mgd)	COD Loading kg/m ³ /d (lb/1000 ft ³ /d)	COD Conc mg/l	Temp °C (°F)	Volume m ³ (MG)	HRT d			COD Removal %
†BVF [®] reactor (low-rate)																			
McCain Foods (England) Potato	2 130 (0.56)	0.84 (52)	6 600	25 (78)	21 800 (5.8)	10	N/A	N/A	1979	Twin City Foods (USA) Potato	2 650 (0.70)	1.0 (62)	9 900	38 (100)	26 500 (7.0)	10	85	12 000 (423)	1987
McCain Alimentaire (France) Potato	1 800 (0.48)	0.9 (56)	13 300	20 (68)	26 800 (7.1)	15	90	7 500 (265)	1980	J.R. Simplot (USA) Potato, Ethanol	10 900 (2.88)	0.79 (49)	6 300	28 (82)	87 000 (23.0)	8	80	31 200 (1 101)	1987
Cavendish Farms (Canada) Potato	5 680 (1.50)	0.67 (54)	6 900	30 (86)	45 000 (12.0)	8	85	15 000 (530)	1985	Casco (Canada) Corn	1 890 (0.50)	0.5 (31)	4 000 (96)	34 (96)	15 000 (4.0)	8	70	2 420 (85)	1987
Staley Tate & Lyle (USA) Corn Starch	3 790 (1.00)	0.98 (56)	4 000	35 (95)	26 500 (7.0)	7	85	5 800 (205)	1985	Edgel Birds Eye (Australia) Potato, Peas, and Fruit	2 340 (0.6)	1.1 (69)	5 800	26 (78)	12 300 (3.2)	7.4	85	1 440 (50)	1987
Mid-America Dairymen ** (USA) Dairy	1 136 (0.30)	0.38 (24)	3 800	27-32 (80-90)	11 355 (3.0)	10	87	1 784 (116)	1985	Morningstar Foods (USA) Dairy	680 (0.18)	0.87 (54)	12 000	21 (54)	9 470 (2.5)	14	75	4 100 (144)	1988
Hindustan Polymers (India) Molasses Distillery	600 (0.16)	3.3 (206)	100 000	38 (100)	18 000 (4.8)	30	70	22 000 (777)	1986	GLI (USA) ** Chemical	2 650 (0.7)	0.83 (52)	6 300	37 (96)	26 500 (7.0)	10	75	8 215 (290)	1986
McDowell & Co. (India) Molasses Distillery	300 (0.08)	3.3 (206)	100 000	38 (100)	9 000 (2.4)	30	70	11 000 (368)	1986	City of Tulare, CA (USA) Dairy, Poultry, Domestic	16 660 (4.4)	0.53 (33)	3 700	26 (79)	116 280 (30.7)	7	80	24 100 (850)	1988
Carew & Co. (India) Molasses Distillery	250 (0.07)	3.3 (206)	100 000	38 (100)	7 500 (2.0)	30	70	9 600 (340)	1986	Plant X (USA) Oaf Hula	1 890 (0.5)	1.17 (73)	14 000	30 (86)	22 700 (6.0)	12	70	8 660 (305)	1989
Ajathia (India) Molasses Distillery	750 (0.20)	3.3 (206)	100 000	38 (100)	22 500 (6.0)	30	70	27 600 (975)	1986	U.P. Co-Op Sugar Fed. (India) Molasses Distillery	1 000 (0.26)	3.3 (206)	100 000	38 (100)	30 000 (7.9)	30	70	36 700 (1 295)	1989
Abbott Laboratories (USA) Pharmaceutical	2 600 (0.66)	0.76 (47)	9 200	30 (86)	30 200 (23@4.25)	12	60	8 200 (289)	1986	United Distillery (India) Molasses Distillery	400 (0.11)	3.3 (206)	100 000	38 (100)	12 000 (3.2)	30	70	14 700 (519)	1989
Leaf Inc. (USA) ** Candy Bar	288 (0.075)	0.64 (40)	9 200	38 (100)	4 160 (1.1)	14	85	1 400 (49)	1987	Shiv Shanker Chemicals (India) Molasses Distillery	500 (0.13)	3.3 (206)	100 000	38 (100)	15 000 (4.0)	30	70	16 400 (650)	1989

Page 2

	WASTEWATER*				DIGESTER*			Construction Start Date		WASTEWATER*				DIGESTER*			Construction Start Date		
	Flow m ³ /d (mgd)	COD Loading kg/m ³ /d (lb/1000 ft ³ /d)	COD Conc mg/l	Temp °C (°F)	Volume m ³ (MG)	HRT d	COD Removal %			Biogas m ³ /d (1000 ft ³ /d)	Flow m ³ /d (mgd)	COD Loading kg/m ³ /d (lb/1000 ft ³ /d)	COD Conc mg/l	Temp °C (°F)	Volume m ³ (MG)	HRT d			COD Removal %
City of Cashmere (USA) Apple	1 430 (0.38)	0.98 (61)	14 600	29 (85)	21 200 (5.6)	15	80	8 160 (288)	1990	Warrambool Cheese & Butter (Australia) Dairy	1 860 (0.49)	1.16 (74)	26 000	30 (86)	39 300 (10.4)	21	85	28 800 (1 020)	1993
Vindhyachal Distillery (India) Molasses Distillery	450 (0.12)	3.3 (206)	100 000	38 (100)	13 500 (3.6)	30	67	15 750 (566)	1990	ADM Corn Processors (USA) Ethanol, Sweeteners, Starch	4 645 (1.2)	0.34 (21)	2 400	32-35 (90-95)	31 800 (8.4)	7	80	5 100 (179)	1993
Gwalior Distillery (India) Molasses Distillery	600 (0.16)	3.3 (206)	100 000	38 (100)	18 000 (4.8)	30	67	21 000 (741)	1990	Fort Fairfield Utilities District (USA) Potato	650 (0.225)	1.0 (62)	12 000	25 (70)	10 250 (2.7)	12	85	5 500 (194)	1993
Town of Creston (Canada) Brewery, Domestic	3 030 (0.80)	0.32 (20)	2 200	20 (68)	20 450 (5.4)	7	80	2 600 (92)	1990	Kinampudi Sugar (India) Distillery-Molasses	120 (0.03)	3.6 (223)	90 000-100 000	38 (100)	3 360 (0.89)	28	70	4 440 (157)	1993
Turkey Hill Dairy (USA) ** Dairy	190 (0.05)	0.48 (30)	6 600	27 (80)	2 725 (0.72)	14	85	520 (19)	1990	W.M.D.C. Pune (India) Distillery-Molasses	750 (0.19)	3.6 (223)	90 000-100 000	38 (100)	21 000 (5.5)	28	70	27 750 (980)	1993
J.H. Miles (USA) Seafood	1 230 (0.33)	0.32 (20)	4 700	27 (80)	6 440 (1.7)	5	85	1 840 (64.8)	1990	ADM Corn Processors (USA) Ethanol, Sweeteners, Starch	8 710 (2.3)	0.26 (16)	1 640	35 (96)	53 030 (14.0)	6.4	80	5 525 (195)	1994
Cavendish Farms (Canada) Potato	2 620 (0.67)	0.57 (35)	5 100	28 (82)	22 700 (6.0)	9	85	5 380 (190)	1991	Burns Philp/Alauri Maya (Turkey) Yeast	1 640 (0.43)	1.3 (81)	15 900	35 (95)	20 000 (5.3)	12.2	70	8 420 (300)	1994
Nestlé (Canada) ** Beans, Pasta	680 (0.2)	0.17 (10.6)	2 500	30 (86)	10 000 (2.2)	15	80	650 (23)	1992	Bristol Myers-Squibb (USA) Pharmaceutical	5 700 (1.5)	1.2 (75)	8 600	27 (81)	40 000 (4@2.65)	7.1	65	18 350 (648)	1994
Yeast Plant (Mexico) Yeast	2 000 (0.53)	1.6 (100)	28 000	35 (95)	14 250 (3.75)	14.3	55	16 100 (568)	1992	Coors Brewing Company (USA) Brewery	2 840 (0.75)	0.5 (34)	3 850	22 (72)	22 750 (6.0)	7	85	5 000 (175)	1994
ACFC Ltd. (Kenya, Africa) Molasses Distillery and Yeast Manufacturing	1 200 (0.32)	3.0 (187)	85 000	38 (100)	33 600 (8.9)	28	70	37 642 (1 324)	1993	Vasanthidaga SSSK Ltd. Sangli (India) Distillery	700 (0.18)	3.6 (223)	90 000-100 000	38 (100)	19 500 (5.2)	28	70	25 300 (914)	1994
J.K. Pharmachem Ltd. (India) Penicillin	3 000 (0.78)	1.08 (67)	9 000	30 (86)	25 000 (6.6)	8.3	80	11 448 (406)	1993	Tomet Gujarat Biotech Ltd. Vadodra (India) Pharmaceutical	1 410 (0.37)	1.1 (68)	35 600	38 (100)	20 800 (5.5)	32.5	70	7 950 (281)	1994

 ADI Systems Inc. 1•800•561•BVF1 (2831) or (506) 452-7307 • Email: systems@adi.ca • Internet: www.adisystems.ca

* Design Values
** Shut Down

括弧内はモラセス及びアルコール工場の排水に用いた実績

	WASTEWATER*				DIGESTER*				Construction Start Date
	Flow m ³ /d (mgd)	COD Loading kg/m ³ /d (lb/1000 ft ³ /d)	COD Conc mg/l	Temp °C (°F)	Volume m ³ (MG)	HRT d	COD Removal %	BioGas m ³ /d (1000 ft ³ /d)	
Century Pulp & Paper Latkua (UP) (India) Pulp and Paper	340 (0.09)	1.2 (74)	70 000	38 (100)	20 400 (5.4)	60	70	8 630 (312)	1994
Gwalior Distillery Phase II (India) Distillery-Molasses	720 (0.19)	3.6 (222)	100 000	38 (100)	19 200 (5.1)	28	70	26 712 (943)	1994
Square D Biotech Ltd. (India) Starch	300 (0.08)	0.9 (56)	75 000	33-38 (92-100)	17 800 (4.7)	7	70	4 020 (170)	1994
Sucomiles (Colombia) Ethanol, Citric Acid	2 244 (0.59)	2.3 (140)	38 000	40 (104)	37 000 (9.77)	16.5	70	34 560 (1 220)	1994
Bharat Starch India Limited (India) Citric Acid	1 800 (0.48)	1.5 (95)	11 250	—	13 500 (3.57)	—	70	3 067 (109)	1994
Portage la Prairie (Canada) Potato, WAS	4 770 (1.25)	0.42 (26)	3 950	28 (77)	50 000 (13.2)	10.5	80	6 300 (222)	1996
Ag Processing Inc (USA) Ethanol	5 030 (0.80)	0.58 (36.5)	4 100	36 (97)	21 200 (5.6)	7	90	5 290 (190)	1996
WestFam Foods (USA) Dairy	480 (0.125)	0.50 (31)	4 380	27 (80)	4 150 (1.1)	8.7	85	1 000 (36)	1996
Humpty Dumpty Snack Foods (Canada) Potato	306 (0.08)	0.9 (56)	6 500	20 (58)	2 200 (0.58)	7	85	910 (32)	1996
TNT Thailand Synthetic Fiber	310 (0.08)	1.0 (62)	9 000	35 (95)	2 700 (0.71)	8.7	80	1 080 (38)	1996
Mohan Breweries (India) Molasses Distillery	700 (0.18)	3.5 (218)	100 000	40 (104)	19 600 (5.2)	28	70	25 970 (917)	1996
Yeast Plant (Mexico) Yeast	1 400 (0.37)	1.6 (100)	23 000	35 (95)	20 000 (5.3)	14.3	55	11 300 (399)	1996
Himalayan Distillery (Nepal) Distillery	500 (0.13)	3.5 (218)	100 000	40 (104)	14 000 (3.7)	28	70	16 550 (655)	1996
Empire Cheese Inc. (USA) Dairy-Cheese	600 (0.16)	1.0 (62)	12 000	29 (85)	7 200 (1.9)	11.9	90	3 270 (115)	1996
Farmers Cheese (Canada) Dairy	300 (0.08)	1.0 (62)	7 000	20 (58)	2 000 (0.52)	7	90	900 (32)	1996
City of Jamestown, ND (USA) Potato	5 700 (1.5)	0.6 (37)	4 200	21-38 (70-100)	39 800 (10.5)	7	85	10 800 (383)	1996
Oswal Fertilizers and Chemicals Ltd. (India) Molasses Distillery and LDPE Plant	2 200 (0.58)	3.3 (200)	90 000	70 (160)	60 000 (15.9)	27	70	75 460 (2 595)	1996
Noon Sugar Mills (Pakistan) Molasses Distillery	750 (0.2)	3.6 (216)	100 000	90 (195)	21 000 (5.5)	28	70	27 750 (980)	1997
Hershey Chocolate of Virginia (USA) Candy Bar	380 (0.1)	1.0 (62)	10 000	27 (80)	3 900 (1)	10	90	2 020 (72)	1997
JR Simplot Co. (USA) Potato, Ethanol	7 571 (2)	0.3 (17.6)	2 400	30 (85)	64 350 (17)	8.5	90	7 650 (270)	1997
Palmi Oils and Fats (Sri Lanka) Palm Oil	15 (0.004)	1.0 (62)	7 696	57 (135)	120 (0.032)	8	70	41 (1 450)	1998
Garelick Farms Inc. (USA) Dairy, Juice	2 270 (0.6)	0.6 (38)	4 300	24-30 (75-85)	15 900 (4.2)	7	85	4 100 (144)	1998

	WASTEWATER*				DIGESTER*				Construction Start Date
	Flow m ³ /d (mgd)	COD Loading kg/m ³ /d (lb/1000 ft ³ /d)	COD Conc mg/l	Temp °C (°F)	Volume m ³ (MG)	HRT d	COD Removal %	BioGas m ³ /d (1000 ft ³ /d)	
Murray Goulburn Co-op (Australia) Dairy, Cheese	720 (0.19)	0.83 (51)	5 500	25 (80)	4 800 (1.27)	6.7	85	1 600 (56)	1998
H P Hood (USA) Dairy	660 (0.174)	1.0 (62)	6 000	32 (90)	4 000 (1.05)	6	85	1 430 (50)	1999
Saf Yeast Co. Ltd. Sandia, U.P. (India) Yeast	110 (0.029)	1.5 (94)	90 000	30-34 (85-93)	6 807 (1.8)	62	70	3 465 (123)	1999
Kalyani Yeast Kalyani, West Bengal (India) Yeast	350 (0.092)	2.6 (160)	26 000	28-30 (82-86)	3 475 (0.918)	10	70	3 185 (113)	1999
Hershey Canada Inc. (Canada) Candy Bar	1 140 (0.3)	0.4 (24)	2 700	29 (84)	7 950 (2.1)	7	90	1 400 (50)	2000
Coors Brewing Company (USA) Brewery	6 300 (1.67)	0.3 (19)	2 160	25 (77)	45 420 (12)	7.2	90	12 640 (450)	2000
Saf Yeast Co. Ltd. Chiplun, Dist. Ramnagin (India) Yeast	60 (0.016)	1.51 (94)	70 533	Amb. (110)	2 800 (0.74)	46.7	70	1 481 (52)	2000
Burns Phil/Mauri Yeast Sikandrabad, Dist. Bulandshahr (India) Yeast	500 (0.13)	3.0 (190)	18 000 (BOD)	30-40 (85-104)	6 100 (1.6)	12	90 (BOD)	3 500 (124)	2000
Ken's Foods Inc. (USA) Food Processing	380 (0.1)	1.8 (110)	39 000	36 (96)	8 300 (2.2)	22	90	7 700 (270)	2001
Al Abbas Distillery (Pakistan) Molasses	1 300 (0.34)	3.57 (222)	100 000	70 (160)	36 400 (9.6)	28	65	45 000 (1 590)	2001
Hershey Chocolate & Confectionery (USA) Candy Bar	450 (0.12)	1.0 (62)	9 920	30 (86)	4 540 (1.2)	10.2	85	2 100 (73)	2002
Burns Phil/Mauri Brasil (Brazil) Yeast (Designed/Construction deferred)	3 200 (0.84)	1.4 (87)	20 300	30 (86)	46 000 (12.2)	14	80 BICO	22 800 (805)	2002
Plant X (USA) Juice	1 900 (0.5)	1.1 (66)	6 500	27 (80)	11 400 (3.0)	6	85	5 200 (185)	2002
Simplot Canada Limited (Canada) Potato	9 125 (2.41)	0.65 (41)	5 500	32 (90)	77 000 (20.3)	8.4	87	23 000 (810)	2002
Noon Sugar Mills (Pakistan) Molasses Distillery	375 (0.099)	3.43 (214)	80 000-100 000	Amb. (2.9)	10 930 (2.9)	29	70	13 125 (463)	2002
Al Abbas (Pakistan) Molasses Distillery	1 250 (0.33)	3.56 (222)	100 000	Amb. (110)	11 700 (3.1)	28	70	43 750 (1 544)	2003
CSK Distillers (Pakistan) Distillery	1 875 (0.5)	3.57 (222)	100 000	Amb. (110)	10 500 (2.6)	28	70	65 625 (2 317)	2003
McDowell & Co (India) Molasses Distillery	350 (0.092)	3.75 (234)	100 000-110 000	Amb. (110)	9 800 (2.6)	28	70	13 475 (476)	2003
H P Hood (USA) Dairy	775 (0.205)	1.18 (74)	7 100	32 (90)	4 660 (1.23)	6	88	2 400 (86)	2003
Lamb-Weston/ConAgra (Canada) Potato	6 800 (1.8)	1.0 (62)	8 300	25 (77)	56 750 (15)	8	90	25 000 (883)	2003



ADI Systems Inc. 1•800•561•BVF1 (2831) or (506) 452-7307 • Email: systems@adi.ca • Internet: www.adisystems.ca

* Design Values
* Shut Down

括弧内はモラセス及びアルコール工場の排水に用いた実績

添付資料-2 現地調査

第1回現地調査概要

(1)日程

平成19年8月21日から平成19年8月24日

(2)出張者

兼松株式会社 山根重記

(3)出張目的

標記委託事業を実施するにあたり、以下の各機関の協力を確認するための打合せを実施した。また、今後の現地調査等の日程を決定した。

(4)出張内容

I. 東洋タイ(TTCL)

1)日時：平成19年8月22日(水) 9:30~11:00

2)場所：TTCL 会議室

3)先方：TTCL 入矢社長、Bundith 副社長、Chatree 事業部長、他2人

4)主な内容

- ・ 本プロジェクトにおいて、EPCのみならず、O&Mコストの提出を要求した。TTCL了承。
- ・ EPCコストは、モラセス排水を利用することを条件としているため、COD濃度や硫酸濃度等のプロセス選定結果を踏まえ、進め方のベースとしてADIのプロセスを適応する。
- ・ 今回の排水には処理過程で硫酸の使用があり、H₂S濃度2%程度の排水への流入があったため、その処理を十分に注意することを依頼した。また、TTCLより現在タイの法規がこの点で非常に厳しくなっており、サイトの所有者のBHC社も非常に苦慮している状況である説明を受けた。
- ・ 発電部分については、これらの状況およびコスト面を考慮し、GE社との協議を行い、見積を提出するように依頼した。
- ・ 案件の採算性を上げるために、VSPPのスキームにつきEGAT等と協議し、そのスキームを提案するよう依頼した。
- ・ DNA タイの申請に必要な、IEE(Initial Environmental Evaluation)の記述必要項目も調査するよう依頼した。また、PDDとIEEに矛盾点がないように注意するようお願いした。
- ・ BHC社の社長へサイトへの視察もアレンジするよう依頼を行った。

II. I&N Consultant

1)日時：平成 19 年 8 月 22 日（水） 13：30～15:00

2)場所：TTCL 会議室

3)先方：Ms. Nutchuda

4)主な内容（IEE につき質疑応答）

- ・ 費用は約 1 万ドル。今後本プロジェクトが実施すれば依頼を行うと説明した。
- ・ 本プロジェクト所轄のローカル政府は内務省の管轄下であり、トップ（Chief Officer）は選挙によって選ばれる。IEE は同トップの承認が必要。
- ・ IEE ではステークホルダーのヒアリングが必要となるので、今後環境コンサルと Chief Officer が相談し、実施計画を作成することとした。現在、住民の要求が非常に大きく、地域への環境等の貢献を踏まえ、説明を実施することが必要とのこと。
- ・ IEE 内容を PDD に盛り込む必要性があるので、重要なポイントについては提示の依頼をし、今後兼松にて調査することとした。

III. ADI

1)日時 平成 19 年 8 月 22 日（水） 16:00～17:30

2)場所 TTCL 会議室他

3)先方 Mr. Tee / ADI

4)主な内容（TB 社及び BHC 社のバイオガスプロジェクト状況のヒアリングと TTCL への見積提出協力依頼）

- ・ TB 社は、タイで有数のアルコール会社で、17 のアルコール精製工場を所有している。これらの工場のうち 2 工場について、ADI システムを採用したバイオガスプラントを現在建設中である。
- ・ TB 社が ADI システムを採用するにあたり、以下の検討を行っている。
 - 他社技術との比較検討（ドイツ企業 / 日本企業も含まれていた模様）
 - パキスタンへ ADI 実稼動プラントの視察
 - カナダで ADI 関係者と打合せ
 - 自社で実施したバイオガス技術との比較検討
- ・ 特に自社のバイオガス技術については、過去に 2 工場でパイロットプラントを導入して各種検討を行ったが、運用がうまく行っていなかったとのことである。そのため、本プロジェクトは社外の技術を採用したとのこと。
- ・ TB 社は、2 工場についてメタン発酵システムは ADI の技術を採用し、建設は自社の関連会社が行っている。
- ・ TB 社の工場から排出される廃水およびスラッジは、子会社 BHC 社が運用を管理しており、スラッジについてはコンポスト化している。
- ・ バイオガスプラントについても BHC 社が検討を行い進めている。

- ・ 2工場について EPC の期間は約 10 ヶ月を予定しているものの、土木工事が雨天のために遅延している模様である。
- ・ メタン発酵システムの見積依頼とともに、次回兼松の調査時に技術説明を依頼した。

1.5.2 第 2 回現地調査概要

(1)期間

平成 19 年 9 月 26 日から平成 19 年 9 月 29 日

(2)出張者

兼松株式会社 山根重記

(3)出張目的

再度 ADI の技術面でのヒアリング及び現地サイト調査を実施した。さらに、DEDE 及び ONEP の最新情報取得を実施した。

(4)出張内容

I. BHC 社

1)日時：平成 19 年 9 月 27 日（木） 9：30～11:00

2)場所：TB 社会議室

3)先方：BHC Suthara 社長

4)主な内容(ナコムパトム工場と他工場の現状等につきヒアリング)

- ・ ナコムパトム工場運転状況(現地調査と同じであるため、現地調査部分を参照。)
- ・ 既存の 2 工場の新設排水処理システム建設の問題点(現状では TB 社が建設中の ADI システム適応設備建設に関するもの)を説明。ポイントは以下である。
 - IEE (Initial Environmental Evaluation) 必要手続きで、時間等かかり問題となっている。
 - バイオマスの発電設備の排ガス新規法規制での H₂S 規制強化(900ppm→60ppm)の対策：高い脱 H₂S 装置の追加で採算性が悪化するため、自社開発を実施中とのこと。性能がよければ、当グループへの設備売却を依頼した。ただし、TB 社の建設中のシステムは発生したメタンガスをボイラー燃料に使用する。
 - Stakeholder's Comments による住民からの要求があり、住民との折衝に多大な費用と時間が生じたとのこと。
 - 発生メタンガスからの発電スキームの考え方を現在検討中とのこと。つまり、ADI のメタン回収率の保証値(65%)と設計値(70%)との差、また、メタン回収の非均一性、変動など。
 - ホルダー設置の必要性検討中とのこと。

II. BHC 社ナコムパトム工場

1)日時：平成 19 年 9 月 28 日（金） 9：00～11:00

2)場所：TB 社会議室

3)先方：BHC Suthara 社長

4)主な内容(ナコムパトム工場視察ヒアリング)

- ・ 運転状況は以下のとおり、工場側から説明を受けた。近日中にアルコール生産体制が各工場に割り当てられその生産量の計画決定が予定されている。したがって、排水量の変動する可能性があるため、前回までの 450m³/日のベースをどう設定するかが大きな課題となる。ただし、結論は 12 月末に得られるため 450m³/日で設定する。

-排水量：最大値 200,000 m³/年→最小値 60,000 m³/年(650 m³/日→200 m³/日)

- ・ サイト視察結果は以下のとおりである。現地写真は別添-1 参照。

-ポンド数は 3 池である。

-嫌気性池が 1 池、好気性池が 2 池であり、それぞれ深さが 10m（内汚泥が 3m） 6.5m である。

-変圧器：22kV/380V、容量 250kVA がある。発電はこの変圧器に接続するベ-ースで検討する。

-コンポスト製造のための C 重油焚きのロータリーキルンが設置されているが、メタンガス利用は技術的及び客先要求により検討しない。ただし、採算性向上のため、ロータリーキルンのエネルギー源としてメタンガスの利用も必要となる可能性がある。

III. ADI

1)日時 平成 19 年 9 月 28 日 (金) 13:00 ~ 14:00

2)場所 TTCL 会議室他

3)先方 Mr. Tee / ADI

4)主な内容 (ADI よりのプロセス等の説明及び運転等についてヒアリング)

- ・ ADI は、排水を用いたメタン発酵技術について世界のトップクラスのモラセスの豊富な経験を有している。
- ・ エタノール工場の排水についても原料がモラセスの場合は無論のこと、近年開発が進められているキャッサバを原料とした排水についても、約 2 年前からカナダにおいて実証実験を行い、データを収集している。
- ・ ADI はその経験を基にメタン発酵システムを確立しており、メンテナンスが簡単。運転には学歴は特に必要ない。
- ・ メンテナンスの主な内容は以下のとおり。同メンテナンスには、発電関連は除く。
 - メンテナンス要員 2 名
 - 24 時間体制
 - 主な計測項目：温度、pH、スラッジの堆積量
 - メンテナンスのトレーニングはカナダから講師を呼び、タイで 2 ~ 3 週間実施する。
- ・ 本案件においては、65% の COD 除去効率を保証予定。また、設計値は 70% である。
- ・ ADI システムの概要は以下のとおりである。
 - 発酵層底部に設置した配管から排水を注入する。
 - 発酵層底部 (排水注入の反対側) に設置した配管から堆積したスラッジを吸引し、新たに注入する排水に混ぜる。(排水の成分調整)
 - また、余分なスラッジについては配管を通して排出する。(6 ~ 12 ヶ月に 1 回程度)スラッジは、窒素分などが低いため堆肥として用いることはできないものの、土壌材として使用可能。
 - メタン発酵槽内の調整パラメータとして温度および pH を管理する。
 - 特に添加物は投入しない
 - 滞留時間は 30 日程度
 - 攪拌は、排水の注入およびプロペラを設置して行う。
 - メタン菌は、工場の既存ラグーンから使用する予定である。
 - メタン発酵槽の水面から、発生したメタンガスはブロアーで吸引。圧力計で吸引量を調整する。
 - ガス、異臭の漏洩防止および暴風対策のため、シートと水面は真空状態を維持する。

- 吸引したガスは、前処理後に直接ガスエンジンで燃焼、もしくはフレア処理する。ガスの変動に対してはベース分を発電へ、変動分はフレア処理をするように制御する。
- ガスの配管は、腐食対策として SUS316L を採用
- メタン発酵層を覆うシートの水溜り対策（降雨対策）として、水面に配管を一定間隔で設置してシートに勾配をあたえ、また凹部に溜まった降水をメタン発酵層内へ流れるような仕組みにしている。
- EQ への降雨対策は特になし。これは、排水の EQ での滞留時間が約 2~3 日である一方で、メタン発酵層内での滞留時間が 30 日程度であることから、降雨によって EQ 内の COD が希釈されても、ガス発生量に大きな変動を与えない。
- COD あたりのガス発生量についても保証している。本案件の保証値については、検討して別途提示する。現在想定されるのは、約 $0.32\text{Nm}^3\text{CH}_4/\text{kgCOD removal}$ 。
- 電力の自己消費量は、発電出力 600kW に対して約 10kW 程度である。
- ADI システムから得られるガス量の変動率は、排水の供給量、排水の COD 値によって異なる。ただし、発酵槽の滞留時間が長い（30 日程度）ことから、かなり平準化される。
- ガス量の変動は、ガスエンジン側で対応。
- ・ ジオメンブレンについては以下のとおり。
 - 耐用年数は 13~15 年。
 - 使用期間中に亀裂が生じることから補修（溶接）が必要である。
 - 発酵槽下面は、HDPE 製で厚さが約 3mm。遮水機能のほか、モラセスの排水はカルシウム分が豊富のため、ジオメンブレンの表面がなめらかな必要がある。
 - 発酵槽上面（水面）は 3 層構造で、UV カット、腐食対策、遮水機能がある。
- ・ コンクリート製の発酵槽の場合には、下面にジオメンブレンは不要。
- ・ ADI 実稼動プラント視察のためにパキスタンへ訪問は可能。

IV. Department of Alternative Energy Development and Efficiency(以下 DEDE)

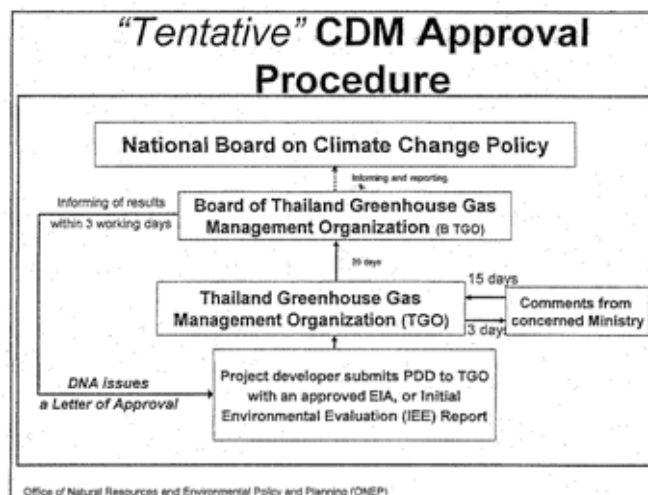
1)日時 平成 19 年 9 月 28 日 (金) 16:00 ~ 17:00

2)場所 DEDE 会議室

3)先方 Mr. Rangsan Executive Director

4)主な内容 (タイ国 CDM 事業の現状に関する調査)

- ・ 2006 年の 8 月に新体制を作ることが閣議で承認されたものの、その内容については 2007 年 1 月頃に実質の活動を開始する予定であったが、現在もまだ調整中である。
- ・ 最新の情報では、2007 年 1 月に 7 案件 (2 件がバイオガス) についてキャビネットより承認されているが、8 案件 (5 案件がバイオガス) についてもキャビネットで承認された。



- ・ 現状では、TGO は未整備であった。
- ・ Ms. Prasertsuk ONEP Director とも面談したが、上述 DEDE と結果は同様なものだった。

ナコムパトム工場 現地写真（タイ国 ナコムパトム県ドーントゥーム郡）



送電線



キルン内部



好気性ラグーン



好気性ラグーン



嫌気性ラグーン



嫌気性ラグーン