

平成19年度 CDM／JI事業調査

タイ・ピピ島における燃料電池を用いた  
バイオマス発電システム事業調査

報告書概要版

平成20年3月

株式会社 KRI



## 1. プロジェクトの概要

### 1.1. 事業の概要

当該事業は、タイ王国南部のクラビ県に属するピピ・ドーン島に立地しているリゾートホテルから排出されるし尿、厨芥などのバイオマスを嫌気性発酵によってバイオガス（メタンガス含有率60%）を発生させ、そのバイオガスを、既に商品化されている国産燃料電池であるりん酸形燃料電池（PAFC）に導入して発電を行い、当該リゾートホテルの電気・熱需要を賄う。現在、オープンラグーンあるいは埋立処理されているし尿、厨芥から生じるメタンガスを回収すると同時に、ホテルの電気需要を賄うために稼動されているディーゼル発電機の燃料使用量を減少させる。

### 1.2. プロジェクト実施サイトの概要

#### 1.2.1. ピピ・ドーン島の概況

ピピ・ドーン島は石灰石でできた島で、岩石の山のようなものが東西に二つあり、その間を砂がうめることで島の平地部分が形成されている。この平地部分が島の主要な居住地となっており、観光客の主な宿泊施設などもここに立地している。島の平地部分は限られているため、山を切り開いて宿泊施設を建てることも行われ、観光客の増加に伴い、厨芥・廃水などの廃棄物量の増加により、環境負荷の増大と環境破壊が進行している。

#### 1.2.2. ピピ・ドーン島のユーティリティ

ピピ・ドーン島は唯一の有人島であるが、公共の電力供給網や上下水道は無く、上水、エネルギー供給、廃棄物・廃水の処理は、各リゾートの事業者が各々上水設備、自家発電設備、廃水処理設備を自前で設置している。

### 1.3. プロジェクトの内容

プロジェクト実施予定地のPhi Phi Island Village Beach Resort & Spaでは、ゲスト及びスタッフによって排出される厨芥等の廃棄物は、スタッフによって収集されて最終的にプーケット島で埋立処分、発生する汚水は本リゾートの排水処理施設である程度処理されて海へ放流されている。また、リゾートで使用する電気などのエネルギーは、プーケット島から重油が運搬されてディーゼル発電機によって発電されている。そのため、当リゾートの前に広がる砂浜では、表層の白砂をはがすと、黒く臭気のある砂が出てくるほどに汚染が進んでいる。そこで、本プロジェクトにおいては、当リゾート内にメタン発酵設備を設置し、厨芥等の廃棄物・汚水を集めてメタン発酵を行い、発生したメタンガスを燃料電

池に導き、発電用燃料として使用する。

本プロジェクトの全体像を示すと、Phi Phi Island Village Beach Resort & Spaから排出される廃棄物をリゾート内で処理することにより、プーケット島まで運搬されて埋立処分されている廃棄物を削減することで、その埋立地で排出される温暖化効果ガスのメタンガス排出を抑制し、同時に、廃棄物を処理する際に得られるバイオガスを利用して燃料電池によって発電することで既存のディーゼル発電用の重油消費量を抑制することである（図1）。

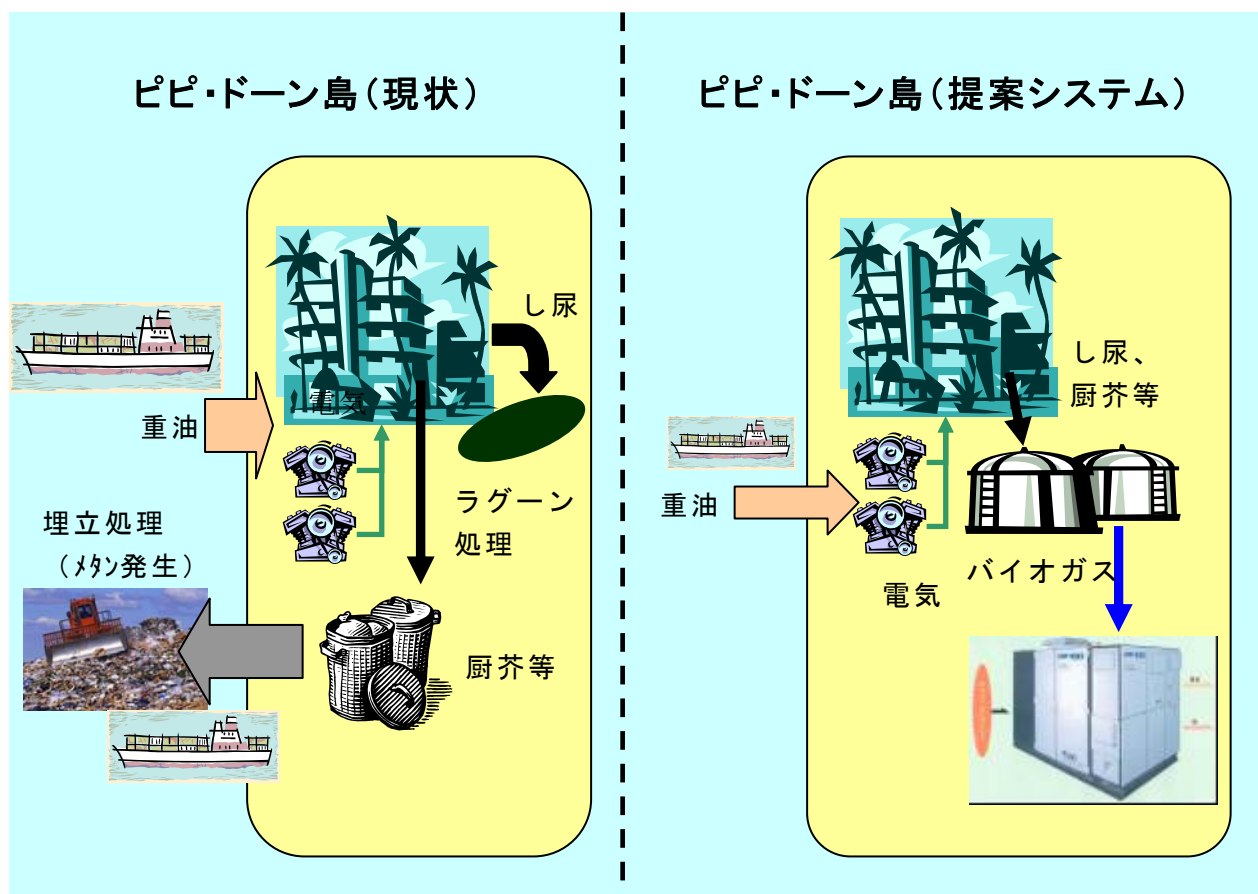


図1. プロジェクトの全体像.

#### 1.4. ベースライン方法論の設定

本プロジェクトは、厨芥などの廃棄物を発酵設備に投入して埋立処分廃棄物を少なくすることによって抑制できるメタン量の算出に関しては、“Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site: ごみ処理場への埋立を回避することによるメタン放出量算出”を、

得られたメタンを含むバイオガスを燃料として発電を行う部分については、AMS-I.A. “Electricity generation by the user：ユーザーによる発電”を用いる。

### 1.5. ベースラインシナリオ及び追加性

タイの離島リゾートにおいては、公共の下水処理施設や系統電源等は整備されておらず、リゾートの運営事業者が、自前で下水処理・廃棄物処理設備や発電設備を設置し、施設内の下水処理、廃棄物処理、発電などを行うのが一般的である。そのため、施設から発生する汚水や厨芥等の廃棄物は、最低限の処理がなされただけで周囲の海へと放流され、厨芥などの固形廃棄物は処分場へ運搬され埋立処理される。また、発電については、大規模リゾートであっても最大電力で数MW程度であり、その出力範囲において、安価で実績のあるディーゼル発電機が設置されるのが一般的である。

リゾートの運営事業者にとって、開発を開始してから20年以上の間、自らが運営するリゾートから発生する汚水、厨芥等の廃棄物は、最低限の処理を行い、周囲の海へ放流するか、プーケット島のごみ処理場で埋立処分をすることで処理されてきている。また、それら廃棄物からメタンを主とするバイオガスを取り出しても、従来のガスエンジン発電機は、発電効率が低く、メンテナンスコストも天然ガス専焼のガスエンジンと比較しても高価になるため、エネルギー収支の面からも経済収支の面からも廃棄物をバイオマスとして活用する設備を設置することは考えられない。

そこで、ベースラインシナリオとして、リゾート施設から発生する汚水については最低限の浄化処理を行った後に周囲の海へ放流、厨芥等は収集しプーケット島まで運搬し、ごみ処理場での埋立処分とする。

## 1.6. プロジェクトバウンダリーの設定

プロジェクトバウンダリーは、次のように設定する（図2）。

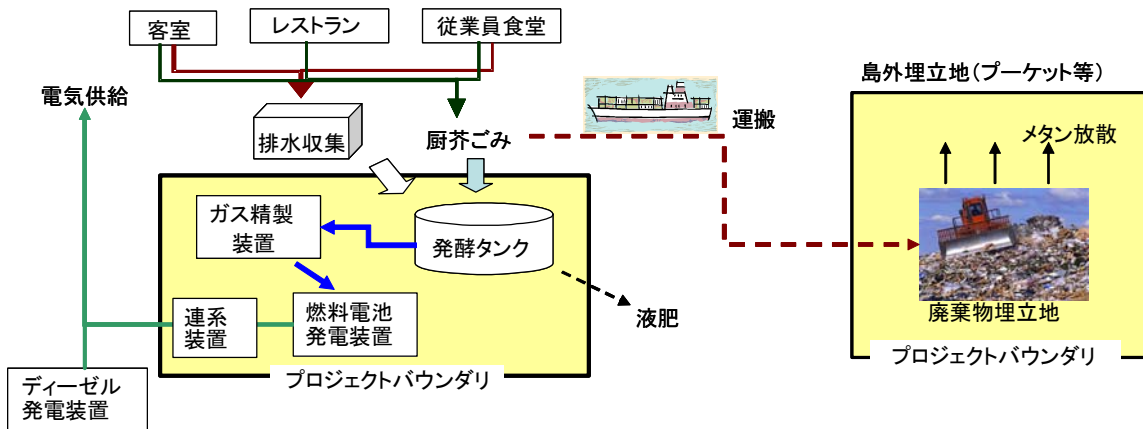


図2. プロジェクトバウンダリー.

## 1.7. GHG排出削減量の算出方法

当該プロジェクトの GHG の排出削減量は、小規模 CDM 用として承認済みの手法及び方法論によるベースラインシナリオにおける排出量、プロジェクトケースによる排出量、プロジェクト活動におけるリーケージ排出量を用いて、以下の式で算出される。

$$ER_y = BE_{CH_4, SWDS, y} + BE_y - PE_y - LE_y$$

$BE_{CH_4, SWDS, y}$  : プロジェクト開始から終了する年  $y$  までに、プロジェクトによって埋立処理を回避した事によって抑制できた GHG 発生量

$ER_y$  :  $y$  年におけるプロジェクト活動によって達成される  $CH_4$  排出削減量 (t-CO<sub>2</sub>e)

$BE_y$  :  $y$  年におけるベースラインシナリオにおける CO<sub>2</sub> 排出量 (t-CO<sub>2</sub>e)

$PE_y$  :  $y$  年におけるプロジェクトケースにおける CO<sub>2</sub> 排出量 (t-CO<sub>2</sub>e)

$LE_y$  :  $y$  年におけるプロジェクト活動におけるリーケージ GHG 排出量 (t-CO<sub>2</sub>e)

## 1.8. ベースラインシナリオにおけるGHG排出量

ベースラインシナリオにおけるGHGの排出量は、小規模CDMのための承認済みの手法 “Tool to determine methane emission avoided from dumping waste at a solid waste disposal site”及び承認済み方法論 “EB33:Electricity generation by the user”によって定められた式で得られる。

### 1.8.1. メタン発生量

y 年の処理場で処理する廃棄物を削減することによって削減できるメタン発生量は

$$BE_{CH_4, SWDS, y} = \phi \cdot (1-f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1-0X) \cdot 16/12 \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{X=1}^y \sum_j W_{j, x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k_j \cdot (y-x)} \cdot (1-e^{-k_j})$$

$BE_{CH_4, SWDS, y}$  = プロジェクト開始から終了する年yまでに、プロジェクトによって埋立処理を回避した事によって抑制できたGHG発生量

$\phi$  = モデル式の不確定性の係数

$f$  = 処理場において燃焼等で大気放散しない形で処理されるメタンの比率

$GWP_{CH_4}$  = メタンの温暖化係数

$0X$  = 処理場内で酸化されたメタンを反映した酸化ファクター

$F$  = 処理場から発生するガスのメタン濃度

$DOC_f$  = 分解可能な有機物の比

$MCF$  = メタン修正係数

$W_{j, x}$  = x年に処理場で処理されない有機ゴミタイプjの総量 (tons)

$DOC_j$  = 厨芥等有機ゴミjの中の分解可能な有機物の比

$k_j$  = 有機ゴミjの分解速度

$j$  = ゴミ種別

$x$  = クレジット期間：クレジットが発生する最初の年を1としてy年まで

$y$  = メタン排出量を算出する期間

有機ゴミ j の量は、そのゴミをサンプリングしてその量を算出する。

$$W_{j, x} = W_x \cdot \sum_{n=1}^z P_{n, j, x} / z$$

$W_{j, x}$  = x年に処理場で処理されなかったある有機ゴミタイプ j の総量 (tons)

$W_x$  = x年に埋立処理されなかった有機ゴミの総量 (tons)

$P_{n, j, x}$  = x年の1年間に得た廃棄物サンプル n 中にある有機ゴミタイプ j の比

$z$  = x年の1年間に得た廃棄物サンプルサンプルナンバー

### 1.8.2. CO<sub>2</sub>発生量

再生可能エネルギーを活用した自家発電によるGHG排出削減量は、再生可能エネルギーによる発電プロジェクトが無ければ使われていたはずの発電設備の燃料消費量をエネルギーベースラインとして定めて算出する（表1）。そのベースラインの算出式は2つ選択できるが、今回はそのうちの1つの式を用いてベースとする。

$$EB = \sum_i o_i / (1-l)$$

$EB$  = 年間のエネルギーベースライン (kWh/y)  
 $\sum_i$  = プロジェクトとして設備された再生可能エネルギー設備iの和  
 $o_i$  = 導入された再生可能エネルギー設備iの年間出力量予想  
 $l$  = 隔絶された地域での配電系統における平均的な配電ロス (20%)

GHG排出量のベースラインは、上記で算出された年間のエネルギーベースライン”EB”にCO<sub>2</sub>排出係数（EF<sub>y</sub>）として使っても良いとされる以下の係数を掛けて算出する。

$$EF_y = 0.8^* \text{ (kg-CO}_2\text{/kWh)}$$

(\*小規模CDMのための承認方法論カテゴリーD.1から準用)

表1. ベースラインシナリオに利用したパラメータの値

パラメータ	パラメータ値及び条件	根拠
$\phi$	0.9	Tool to determine methane emissions avoided from dumping waste at a solid waste disposal site (version 02) EB35
GWP <sub>CH4</sub>	21	第1約束期間で決定された係数
OX	0	IPCC2006ガイドライン
F	0.5	IPCC2006ガイドライン
DOC <sub>f</sub>	0.5	IPCC2006ガイドライン
MCF	0.8(埋立深さ5 m以上の処理場) 0.4(埋立深さ5 m未満の処理場)	IPCC2006ガイドライン
DOC <sub>j</sub>	15 生ごみ(水分込み)	IPCC2006ガイドライン
$k_j$	0.4 平均温度20°C以上 平均降水量1,000 mm以上	IPCC2006ガイドライン



### 1.9. プロジェクト実施によるGHG排出量

プロジェクト実施に伴うGHGの排出量は次式で算出される。

$$PE_y = PE_{elec, heat, y} + PE_{ftL, y}$$

$PE_y$  = プロジェクト実施に伴う年間のGHG排出量  
 $PE_{elec, heat, y}$  = 発酵設備及び発電設備での所内動力及び熱利用  
 $PE_{ftL, y}$  = 発酵設備からのCH<sub>4</sub>およびCO<sub>2</sub>発生量

### 1.10. プロジェクト実施によるGHG排出削減量事前試算

厨芥等の廃棄物を埋立処理することによって、プロジェクト開始からy年間に発生するメタンの発生量（ベースラインの発生量）の合計は以下のとおりで示される。

$$BE_{CH_4, SWDS, y} = \phi \cdot (1-f) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1-0X) \cdot 16/12 \cdot F \cdot DOC_f \cdot MCF \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k_j \cdot (y-x)} \cdot (1-e^{-k_j})$$

現在までの調査の結果、1日に発生する厨芥等の有機廃棄物

$$W_1 : 0.9 \text{ t/d}$$

発電設備の日本国内の法定耐用年数15年をベースに、プロジェクト期間の厨芥等有機廃棄物の埋立回避によるGHG排出削減量を計算した（表2）。

表2. プロジェクト期間のGHG排出削減量合計

プロジェクト期間	GHG排出量(t-CO <sub>2</sub> e)
1年	2,047
2年	3,419
3年	4,339
4年	4,955
5年	5,368
6年	5,645
7年	5,831
8年	5,956
9年	6,039
10年	6,095
11年	6,132
12年	6,158
13年	6,174
14年	6,186
15年	6,193

厨芥等の廃棄物から生じるメタンを含むバイオガスを燃料として発電し、リゾート施設へ供給する年間の電力量の試算は、以下のとおりとなる。

$$O_i = G_{FC} - CE_{FT}$$

$O_i$  : 導入された再生可能エネルギー設備の年間出力量予想

$G_{FC}$  : バイオマスを燃料とした燃料電池発電設備の発電量

$CE_{FT}$  : 発酵設備の電力消費量

#### 1.10.1. バイオマスを活用した燃料電池の発電量

$$G_{FC} = \eta_{FC} \cdot W_1 \cdot P_{BG} \cdot R_{CH_4} \cdot 365 \text{ (d/y)}$$

$\eta_{FC}$  : 38 % バイオマスを燃料とした燃料電池の発電効率

$W_1$  : 0.9 t/d 1日に発生する厨芥等の有機廃棄物

$P_{BG}$  : 0.74\* m<sup>3</sup>/kg 1kgの厨芥等の有機廃棄物からバイオガス発生量

(\*NEDO「エネルギー量/エネルギー需要量の説明と推計方法」)

$R_{CH_4}$  : 60 % 1 m<sup>3</sup>のバイオガス中のメタンガス量

$T_{CH_4}$  : 37,180 KJ/m<sup>3</sup> メタン発熱量

$$G_{FC} = 0.38 \cdot 0.9 \cdot 0.74 \cdot 0.6 \cdot 37,180 \cdot 365$$

$$= 2,061 \text{ GJ} = 572 \text{ MWh}$$

#### 1.10.2. 発酵設備の動力において消費する電力量及び熱利用量

発酵設備への熱は、発電の際に生じる排熱を用いるのでエネルギーを消費しない。

$$CE_{FT} = W_1 \cdot IE_{FT} \cdot 365 \text{ (d/y)}$$

$IE_{FT}$  : 350\* kWh/t 1tの厨芥等の廃棄物を処理するために必要な電力量

(\*環境省「生ゴミバイオガス化発電施設」などからのKRI試算)

$$CE_{FT} = 0.9 \cdot 350 \cdot 365$$

$$= 115 \text{ MWh}$$

$$O_i = G_{FC} - CE_{FT} = 457 \text{ MWh}$$

バイオマスを燃料とした燃料電池発電を導入する本プロジェクトに対する発電におけるベースラインのGHG発生量は、

$$GHG_B = \sum_i O_i / (1-1) \cdot EF_y = 457 \text{ t-CO}_2$$

(1), (2)のGHG排出削減量を合計して、2008-2012年のクレジット期間の合計は、2009-2012年の4年間とすると

$$GHG \text{ 排出削減量} = 16,582 \text{ t-CO}_2\text{e}$$

### 1.11. 経済性の検討

本プロジェクトの主な設備は、生ゴミメタン発酵設備、バイオガス回収・精製設備、燃料電池発電設備から構成される。

#### 【プロジェクトの実質収入】

本プロジェクトにおける収入源は、バイオマス発電を行うことによるディーゼル発電の焚き減らしによるメリット、プロジェクト実施によって得られるCER収入である。CERの価格は、CDMの状況を勘案して 10 USD/t-CO<sub>2</sub>と設定する。

#### 1.11.1. 発電によるメリット額

$$M_{Dor} = P_{do} \times C_{dor} \quad \text{ディーゼル発電の焚き減らしによるメリット額}$$

$$C_{dor} = T_{do} \times O_i / \eta_{DE} \quad \text{ディーゼル発電の焚き減らし軽油量}$$

$\eta_{FC} : 20\%$                       ディーゼル発電の発電効率  
 $T_{do} : 36.7 \text{ MJ/L}$               ディーゼル用軽油発熱量

$$O_i = 457 \text{ MWh} \quad \text{バイオマス燃料による燃料電池発電量}$$

$$P_{do} = 0.9 \text{ USD/L} \quad \text{ディーゼル用軽油価格（現地報告）}$$

$$M_{Dor} = 216,300 \text{ USD} \quad \text{年間メリット額}$$

#### 1.11.2. CER収入

CER収入は、廃棄物の埋立を回避することによって、抑制できるメタン排出量に比例する。メタン排出抑制量は、前述の方法論によって決定され、2,000-6,200 t-CO<sub>2</sub>eである。例えば、CER単価を10 USD/t-CO<sub>2</sub>eと仮定すると、年間のCER収入は、25,000-66,500 USD/年となる（表3）。

表3. 本プロジェクト実施によるGHG排出削減量

プロジェクト期間	GHG排出削減量(t-CO <sub>2</sub> e) (埋立回避による)	GHG排出削減量(t-CO <sub>2</sub> e) (バイオマス発電による)	CER収入 10 USD/t-CO <sub>2</sub>
1年	2,047	457	25,039
2年	3,419	457	38,759
3年	4,339	457	47,956
4年	4,955	457	54,121
5年	5,368	457	58,254
6年	5,645	457	61,024
7年	5,831	457	62,881
8年	5,956	457	64,126
9年	6,039	457	64,960
10年	6,095	457	65,519
11年	6,132	457	65,894
12年	6,158	457	66,146
13年	6,174	457	66,314
14年	6,186	457	66,427
15年	6,193	457	66,503

## 【本プロジェクトの損益】

### 損益計画

	前提条件	2009 1年目	2010 2年目	2011 3年目	2012 4年目	2013 5年目	2014 6年目	2015 7年目	2016 8年目	2017 9年目	2018 10年目	2019 11年目	2020 12年目	2021 13年目	2022 14年目	2023 15年目
<b>実質収入</b>																
発電による実質収入	軽油単価 0.85 USD/L	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300	216,300
廃棄物削減による実質収入	処理単価 56 USD/t	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500
CER販売収入	CER単価 10 USD/t-CO <sub>2</sub>	25,369	39,089	48,286	54,451	58,584	61,354	63,211	64,456	65,290	65,849	66,224	66,476	66,644	66,757	66,833
合計		260,169	273,889	283,086	289,251	293,384	296,154	298,011	299,256	300,090	300,649	301,024	301,276	301,444	301,557	301,633
<b>費用</b>																
減価償却費		73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800	73,800
借入金利息 (マイナスは預金利息)	借入金利率 7%	77,490	72,580	67,327	61,706	55,692	49,257	42,371	35,003	27,119	18,684	9,658	0	-10,334	-21,391	-33,222
法人税支払		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
人件費		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
メンテナンス費		15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
FCオーバーホール	1回/7年半								400,000							
合計		166,290	161,380	156,127	150,506	144,492	138,057	131,171	123,803	115,919	107,484	98,458	88,800	78,466	67,409	55,578
当期実質利益		93,879	112,509	126,959	138,745	148,892	158,098	166,840	-224,547	184,171	193,166	202,566	212,475	222,978	234,148	246,055
法人税		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
当期利益		93,879	112,508	126,957	138,742	148,888	158,093	166,834	-224,554	184,163	193,157	202,556	212,464	222,966	234,135	246,041

### 資金計画

		2009 1年目	2010 2年目	2011 3年目	2012 4年目	2013 5年目	2014 6年目	2015 7年目	2016 8年目	2017 9年目	2018 10年目	2019 11年目	2020 12年目	2021 13年目	2022 14年目	2023 15年目
<b>調達</b>																
長期借入金		1,107,000														
実質収入		260,169	273,889	283,086	289,251	293,384	296,154	298,011	299,256	300,090	300,649	301,024	301,276	301,444	301,557	301,633
調達合計		1,107,000	260,169	273,889	283,086	289,251	293,384	296,154	298,011	299,256	300,090	300,649	301,024	301,276	301,444	301,633
<b>使途</b>																
初期投資		1,107,000														
長期元本支払い	10年返済	110,700	110,700	110,700	110,700	110,700	110,700	110,700	110,700	110,700	110,700	0	0	0	0	0
長期借入金利息支払い		36,926	36,926	36,926	36,926	36,926	36,926	36,926	36,926	36,926	36,926	0	0	0	0	0
費用(償却、利子除く)		15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	415,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
剰余積立		97,543	111,263	120,460	126,625	130,758	133,528	135,385	-263,370	137,464	138,023	286,024	286,276	286,444	286,557	286,633
使途合計		1,107,000	260,169	273,889	283,086	289,251	293,384	296,154	298,011	299,256	300,090	300,649	301,024	301,276	301,444	301,633
借入残高		1,036,864	961,818	881,520	795,600	703,666	605,297	500,042	387,418	266,912	137,970	0	0	0	0	0
内部留保		97,543	208,806	329,266	455,892	586,650	720,178	855,563	992,193	1,129,657	1,272,680	1,439,980	1,639,980	1,726,424	1,726,424	1,726,424
キャッシュ残高(▲は借入超過を表す)		▲ 939,321	▲ 753,013	▲ 552,253	▲ 339,708	▲ 117,016	114,881	355,521	204,774	462,745	729,710	1,153,704	1,439,980	1,726,424	2,012,981	2,299,613

## 参考 燃料電池を用いたバイオマス発電の優位性

バイオガスを発電するための設備としては、従来からガスエンジン、ガスタービン、ボイラ蒸気タービンがある。ガスタービンやボイラ蒸気タービン等のタービン発電システムは、数kWから数百kW級規模の小規模発電の場合、発電効率を高める事が困難で、大規模集積が困難なバイオマスを活用した発電においては不利になる。

そこで、ガスエンジン方式と燃料電池方式を比較すると、バイオガスをエンジンの燃料としてみた場合、天然ガスと比べると熱量が低いため、天然ガスタイプよりも出力が低下する。あるガスエンジンメーカーからのヒアリングによると、バイオガス中のメタン濃度60%、二酸化炭素濃度40%であった場合、バイオガスを活用した場合のガスエンジンの出力は、天然ガスを燃料とした場合の約6割程度で運転になる。また、バイオガスは、その熱量が安定しないため、低熱量時にでも運転できるように、機器の最適ポイントを外して、実質的には部分負荷状態で運転し、一般に定格発電出力に余裕を持たせることで対応している。そのため、出力の低下と効率の低下することとなり、バイオガスを活用した事例の下水処理場での導入実績を見ると、天然ガス専焼タイプで360 kWのエンジンを175 kWで運転している。

バイオガスを燃料することによって、天然ガスを燃料とした場合と比較して出力が低下する理由をエンジンの構造から示したものが以下のとおりである。一般にガスエンジンは、4つのサイクル、燃料と空気が混合された混合気をシリンダ内に吸込む「吸気」、吸込んだ混合気をピストンで圧縮する「圧縮」、混合気を爆発燃焼させてピストンを押下げる「爆発、膨張」、シリンダ内から燃焼した後の排気ガスを押し出す「排気」の工程を繰り返して動いている（図3）。

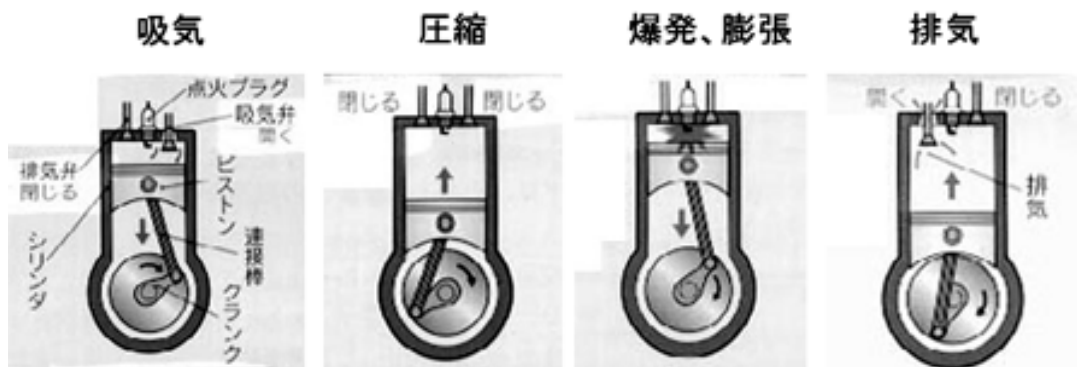
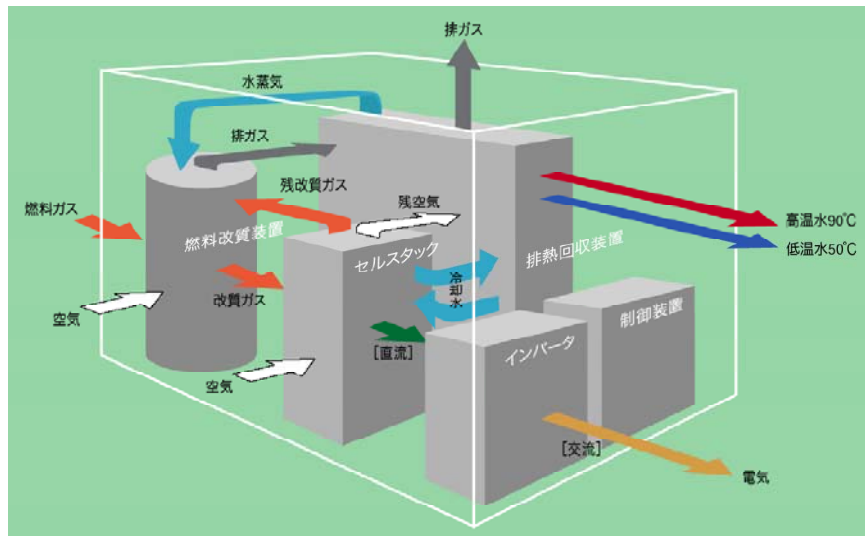


図3. 4サイクルエンジンの工程.

エンジンが1サイクルする間に「仕事」をするのは「膨張」工程であり、エンジンの出力を決定するのは、シリンダ内に投入される熱量である。シリンダ内に投入される熱量は、シリンダの容積と混合気の体積当りの熱量の積であり、燃料の発熱量が小さくなれば、仕事量も小さくなる。そのため、単位体積当りの発熱量が小さい燃料を利用する場合、同じ型式のエンジンであっても出力が小さくなる。

メタン発酵によって得られるバイオガスはメタンと二酸化炭素から成り立っており、メタン濃度は50-60%と時間的に変化するのが一般的である。そのため、バイオガスを燃料としてガスエンジンを動かす場合、エンジンの出力は、ほぼ100%のメタンで構成される天然ガスを燃料とする場合に比較して小さくなる。実際に、現在市販されているガスエンジンは、天然ガスを燃料とすることを想定して設計されているため、ガスエンジンメーカーに対するヒアリングによると、バイオガスを燃料とする場合には、天然ガスを燃料とする場合の出力の半分程度になるとのことである。

一方、燃料電池は、どのような燃料であっても直接燃焼させるのではなく、改質器に導入して水素を含む改質ガスを発生させて、発生した改質ガスを燃料電池電池スタックに導入している。そのため、原理的にはメタンの濃度に左右されることはなく、バイオガスのようにメタン濃度が薄く発熱量が小さくても発電に影響がない。現在市販されている燃料電池システムは、水素を含む改質装置を含めてユニット化しているので、天然ガスで運転した場合とほぼ同等の性能を得ることができる（図4）。つまり、燃料電池システムは、バイオガスを燃料として発電するシステムに適している。



出典：富士電機システムズカタログより

図4. 燃料電池ユニットの概念図.