

自治体生ごみバイオガス化施設からの熱供給と 自動車燃料利用のシステム解析 ー将来の法制度を想定した事業採算性評価ー

坂本 嵩延¹・古市 徹²・石井 一英³・翁 御棋⁴・金 相烈⁵

¹非会員 北海道大学修士 大学院工学院 (〒060-8628北海道札幌市北区北13条西8丁目)

E-mail: t-furu@eng.hokudai.ac.jp

²正会員 北海道大学教授 大学院工学研究院 (〒060-8628北海道札幌市北区北13条西8丁目)

E-mail: t-furu@eng.hokudai.ac.jp

³正会員 北海道大学准教授 大学院工学研究院 (〒060-8628北海道札幌市北区北13条西8丁目)

E-mail: k-ishii@eng.hokudai.ac.jp

⁴正会員 北海道大学助教 大学院工学研究院 (〒060-8628北海道札幌市北区北13条西8丁目)

E-mail: weng@eng.hokudai.ac.jp

⁵非会員 北海道大学助教 大学院工学研究院 (〒060-8628北海道札幌市北区北13条西8丁目)

E-mail: sykim@eng.hokudai.ac.jp

本研究では、自治体主体の生ごみバイオガス化施設の新設を対象に、将来可能性のあるバイオガス・バイオ燃料利用促進のための法制度によるバイオガス・バイオ燃料需要の拡大や売エネルギー単価の上昇を想定してバイオガスのガス利用としての熱供給・自動車燃料利用の事業採算性評価を行った。その結果、売電価格を20円/kWhとした場合、ガス利用システムが、売電単価約3倍上昇と同程度の事業採算性となるためには売ガス単価約90～120円/m³(約1.1～2倍の上昇)であればよく、売電よりも低い優遇措置レベルで済むことが分かった。この理由として、ガス利用は発電よりもエネルギー変換効率が高いことや、エネルギーロスが少なく済むことが挙げられた。

Key Words : kitchen garbage, biogas, preferential treatment, financial feasibility

1. 序論

(1) 研究背景

持続可能な社会の形成を目指すための取り組みの中で、再生可能な資源で、カーボンニュートラルな、エネルギーとしても製品としても利活用できるバイオマスが特に注目されている。

バイオマス利活用の取り組みの1つとして、自治体の生ごみ回収による生ごみ資源化が挙げられる。生ごみ資源化方法として、堆肥化や飼料化、バイオガス化の3つがある。これら生ごみ資源化方法のうち、堆肥化と飼料化は精度の高い分別が要求されることや需要拡大に限界があるのに対し、バイオガス化は堆肥化や飼料化に比べ多少の異物混合も認められ、エネルギー利用の需要もあることから、特に生ごみバイオガス化の導入が期待されている。しかし、RPS法や全量買取制度の議論があるも

の(研究時には、具体的な買取価格の明示はなかった)、エネルギー買取価格が低いため事業採算性が悪く、生ごみ処理単価が高いことが課題である。また、発電時に発生する余熱の廃棄や、利用されない余剰バイオガスを焼却処分する等、発生したバイオガスの効率的利用がなされていないことも課題である。

バイオガス化のコスト面の課題は、H24年7月から実施された電力全量固定価格買取(FIT)制度により改善されると考えられるが、バイオガスの効率的利用がなされていない課題は残される。バイオガスの効率的利用を図るためには、現在一般的なCHP(Combined Heat & Power)利用システムではなく、よりエネルギー変換効率が高い、ガス利用である熱供給・自動車燃料利用システムの導入が求められる。しかし、現在バイオガス、バイオ燃料に対する優遇措置は講じられてはならず、将来の法制度に期待しているところである。

(2) 目的

以上より本研究の目的を、自治体が生ごみバイオガス化施設を新設する場合を考え、優遇措置による電力単価の上昇や将来実施される可能性のあるバイオガスやバイオ燃料利用促進のための法制度による売ガス・売電単価の上昇や熱・燃料需要の拡大を想定し、1. 発電以外のバイオガス利用方法としての熱供給・自動車燃料利用システムの採算を評価すること、2. 電力買取価格の上昇幅との比較を通して事業採算のとれる売ガス単価について考察すること、を目的とした。

2. 生ごみバイオガス化システムに関する法制度

(1) 国内

一般廃棄物を対象としたバイオガス化システムに関する法制度を表-1にまとめた。現行法として交付金制度やRPS法、エネルギー供給構造高度化法が挙げられる。本年度からは電力全量固定価格買取(FIT)制度が実施された。また、本研究では将来実施される可能性のあるバイオガス・バイオ燃料利用促進のための法制度を想定する。

(2) EU

EUではFIT制度等電力に対する優遇措置だけではなく、バイオガス・バイオ燃料に対しても一定割合の買取義務や免税、バイオガスの熱利用に対する投資補助金等の優遇措置が講じられており、熱供給・自動車燃料利用システムの導入が進められている。

(3) バイオガス利用に関する法規制

a) ガス事業法

ガス事業には、一般ガス事業、簡易ガス事業、大口ガス事業、ガス準用事業があり、バイオガスを外部に供給する場合は、ガス準用事業または大口ガス事業に該当する。但し、大口ガス事業となるのは、1供給地点あたりのガス供給量が10万Nm³/年(46MJ換算)以上の時で、この場合以外はガス準用事業となる。

準用ガス事業者には、ガス工作物の技術基準への適合維持義務や一定規模・能力以上の事業場の場合のガス主任技術者の選任届出・保安監督義務、供給ガスの熱量等の測定義務が課される。一方大口ガス事業者の場合、これら義務は課されない。

b) 高压ガス保安法

バイオガスを1MPa以上に加圧した場合、高压ガスとなり、高压ガス保安法の対象となる。また、ガス製造能力が100m³/日の場合、第1種製造事業者となり、事業所毎に保安統括者、保安技術管理者、保安係員の選任が必要となる。

表-1 国内の法制度

	法制度	内容	対象者
現行法	交付金制度	設備費用への補助(1/2~1/3)	自治体
	RPS法	一定割合以上電気買取義務(売電単価約7円/kWh)	電気事業者
	エネルギー供給構造高度化法	バイオマスエネルギー利用義務	電気・石油・ガス事業者
	電力全量固定価格買取制度(FIT)制度	全量買取義務(売電単価20円/kWhに上昇) [*]	電気事業者
将来	バイオガス、バイオ燃料利用促進のための法制度	バイオガス、バイオ燃料の買取義務(売ガス単価上昇)	石油・ガス事業者
		免税や補助金等	利用者

^{*}研究実施時に想定されていた単価

c) 建築基準法

建築基準法により、準工業地域内における可燃性ガスの製造事業を営む工場(バイオガス事業を含む)の建築は原則禁止とされる。また、用途地域毎に危険物(可燃性ガス、圧縮ガス等)の貯留量が制限される。

3. バイオガスを用いた熱供給・自動車燃料利用システム

(1) パイプ供給(精製無)

発生したバイオガスを脱硫後、メタン精製(二酸化炭素を除去すること)はせず、配管により施設近隣の工場等へ供給する。なお、前節で述べたように、ガス事業法により、1供給地点あたりのガス供給量が10万Nm³/年(46MJ換算)以上であれば大口事業となる。

(2) パイプ供給(精製有)

発生したバイオガスを脱硫後、メタン精製し、都市ガスと同品質(13A)まで熱量調整・付臭後、都市ガス導管へ注入する。熱量の他にも、ガスの性状、圧力基準、安全性などガス会社が定めた様々な受入基準をクリアする必要がある。また、パイプ設置費も高いうえ、ガス事業法によりパイプライン500m以上であればガス主任者の選任が必要となり、コスト面に課題がある。現在兵庫県神戸市の東灘下水処理場や東京都の(株)バイオエナジーによる生ごみバイオガス化プラントにおいて実証事業が行われている。

(3) CNG車燃料利用

発生したバイオガスを脱硫後、メタン精製し、(12Aまで熱量調整)、付臭を行った後、バイオガステーションにてCNG(Compressed Natural Gas)車に圧縮充填する。ステーション設置費用が高いうえに、CNG車燃料需要が少ないため、現状では事業採算性が悪い。現在兵庫県神戸市の東灘下水処理場などにおいて実施されている。

4. 新設のバイオガス化施設からの熱供給・自動車燃料利用システム事業採算性評価

(1) 前提条件

a) 施設規模

大規模として人口約40万人を想定し生ごみ受入100t/日規模を、中規模として人口約20万人を想定し生ごみ受入れ50t/日規模を、小規模として人口約4万人を想定し生ごみ受入10t/日規模を想定した(生ごみ排出量は220g/人・日)。

b) 物質フロー・コスト

- ・本研究では発酵残渣は堆肥利用、無料還元とし、排水は下水道放流として事業採算性を算出した。
- ・補助金は建設費の1/2とした。
- ・メタン発酵法は一般的な湿式中温発酵とし、生ごみ希釈に必要な工業用水費を考慮した。

c) 買取価格などの条件

- ・本研究では、売電に対する優遇措置として、現行の売電単価6.6円/kWhが20円/kWhになることを想定する。但し、本研究実施時は売電価格はまだ決まっていなかったので想定値として設定した。また、将来可能性のあるバイオガス・バイオ燃料利用促進のための法制度による売ガス単価の上昇やバイオガス・バイオ燃料買取義務による需要の拡大を想定する。
- ・事業期間は15年間とした。

(2) バイオガス利用シナリオ構築

本研究で想定するバイオガスシナリオを表-2、図-1に示した。

但し、①、①'はCHPにより発生する熱で施設内必要熱量を賄い、余熱は廃棄とし、②～④はボイラーにより施設内必要熱量を賄い、余剰バイオガスを熱供給・自動車燃料利用とした。また、設置するパイプの長さは②：100m，③：500m，④：100mとした。

(3) 事業採算性評価方法

a) 事業採算性評価の範囲

本研究ではバイオガス利用方法の違いによる事業採算性の違いを比較するため、図-1で示したように生ごみ収集運搬費は考慮せず、事業採算性を算出した。

b) 評価指標

自治体で行う一般廃棄物管理の事業では生ごみ処理を税金で賄うため、式(1)で計算される生ごみ処理単価を事業採算性の評価指標とした。生ごみ処理単価が安くなるほど、事業採算性が良いことになる。

表-2 バイオガス利用シナリオ

シナリオ	バイオガス利用方法	バイオガスのメタン精製、熱量調整・付与の有無	売電・売ガス単価	備考
①、①'発電	全量発電、全量売電	無	①：6.6円/kWh ①'：20円/kWh	現行法 優遇措置適用後
②パイプ供給(精製無)	配管により近隣工場等へ供給	無	40円/m ³	熱量換算
③パイプ供給(精製有)	近隣の都市ガス導管へ供給	有(13A都市ガスと同品質)	60円/m ³	バイオガスの都市ガス注入事例より
④CNG車燃料利用	併設したガスステーションでCNG車燃料利用	有(12A)	80円/m ³	CNG車燃料市場価格

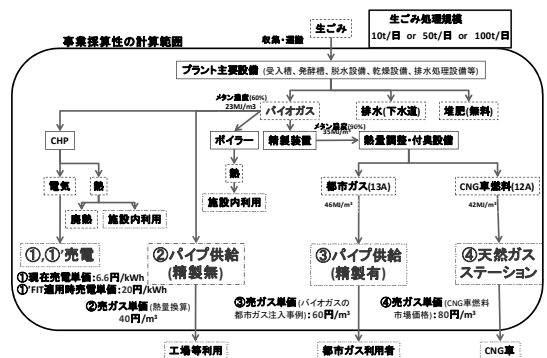


図-1 バイオガス化システム(バイオガス利用方法に着目)

表-3 物質収支計算表

記号	パラメータ	数値	単位	計算式	参考文献、備考
p	プラント規模		t/日		
q	生ごみ受入量		t/年	$= (p \times 365) / a_1$	7)
a ₁	変動係数	1.2			
Q _w	発酵不適物量		t/年	$= q \times a_2 / 100$	
a ₂	不適物割合	14	%		3)
q'	発酵対象物量		t/年	$= q - Q_w$	
y	希釈用工業用水使用量		t/年	$= q' \times a_3$	
a ₃	単位生ごみ当り水使用量	1.5 t/(生ごみt)			7)
Q _R	発酵残渣量		t/年	$= q \times 2.5$	5)
a ₄	含水率	98	%		
q _{RS}	固形物量		t/年	$= Q_R \times (1 - a_4 / 100)$	3)
Q _{RS}	脱水汚泥量		t/年	$= q_{RS} / (1 - a_5 / 100)$	
a ₅	含水率	78	%		3)
q _{RS'}	固形物量		t/年	$= 0.8 \times q_{RS}$	6)
Q _{RS'}	乾燥汚泥量		t/年	$= q_{RS'} / (1 - a_6 / 100)$	
a ₆	含水率	40	%		3)
Q _{RW}	排水処理量		t/年	$= Q_R - Q_{RS}$	
Q _g	バイオガス発生量		m³/年	$= q' \times a_7$	
a ₇	バイオガス発生源単位	161	m³/t		3)

$$\text{生ごみ処理単価} = \frac{\text{ランニングコスト(15年間合計)} - \text{収入(15年間合計)}}{\text{生ごみ受入量(15年間合計)}} \quad [\text{円/t}] \quad (1)$$

c) 物質・エネルギー収支

表-3の物質収支計算表を用いて物質収支を、表-4のエネルギー収支計算表を用いてエネルギー収支を算出した。

表-4 エネルギー収支計算表

記号	パラメータ	数値	単位	計算式	参考文献、備考
E_e	施設運転に必要な電力		kWh/年	$=30010^* \times b_1$	*.3)、7) 必要電力量と施設規模は比例関係にあるものとする
E_h	施設運転に必要な熱量		MJ/年	$=57285^* \times b_1$	*.3) 必要熱量と施設規模は比例関係にあるものとする
b_1	プラント規模		t/日		
E_b	発生バイオガスエネルギー量		MJ/年	$=Q_b \times b_2$	
Q_b	バイオガス発生量		m ³ /年	$=Q_b$	
b_2	バイオガス熱量	23	MJ/m ³		CH ₄ :60%時
Q_{be}	発電装置投入バイオガス量		m ³ /年		
b_3	発電効率	28.80	%		3)
E_{eb}	回収エネルギー量		MJ/年	$=Q_{be} \times b_2 \times b_3 / 100$	
E_{eb}	回収電力量		kWh/年	$=E_{eb} / 3.6$	1kWh=3.6MJ
E_{ebi}	発生電力の施設内利用量		kWh/年		
E_{eb}	売電量		kWh/年	$=E_{eb} - E_{ebi}$	
b_4	発熱効率	52.04	%		3)
E_{ib}	回収熱量		MJ/年	$=Q_{be} \times b_2 \times b_4 / 100$	
E_{ibi}	発生熱量の施設内利用量		MJ/年		
E_{ib}	廃棄熱量		MJ/年	$=E_{ib} - E_{ibi}$	
Q_{be}	ボイラー投入バイオガス量		m ³ /年		
b_5	発熱効率	84.94	%		
E_{ie}	回収熱量		MJ/年	$=Q_{be} \times b_2 \times b_5 / 100$	
E_{ie}	発生熱量の施設内利用量		MJ/年		
E_{ie}	廃棄熱量		MJ/年	$=E_{ie} - E_{ie}$	
Q_{e1}	パイプ供給(精製なし)投入バイオガス量		m ³ /年		
E_{e1}	発生熱量		MJ/年	$=Q_{e1} \times b_2$	
Q_{e2}	精製装置投入バイオガス量		m ³ /年		
b_6	精製ガス回収率	61.20	%		6)
Q_e	精製ガス発生量		m ³ /年	$=Q_{e2} \times b_6 / 100$	
Q_e			m ³ /日	$=Q_e / 365$	
E_{e1}	精製ガスエネルギー量		MJ/年	$=Q_e \times b_8$	
b_7	精製後ガスメタン含有量	90	%		6)
b_8	バイオガス熱量	34.5	MJ/m ³		メタン濃度90%時
Q_{e2}	パイプ供給(精製あり)投入精製ガス量		m ³ /年	$=Q_{e2}$	
Q_{e2}	熱量調整後精製ガス量		m ³ /年	$=Q_{e2} \times (1 + b_9 / 100)$	
b_9	プロパン添加割合	15.6	%		6)
E_{e2}	熱量調整後 精製ガス熱量	46	MJ/m ³		都市ガス13A 発熱量
E_{e2}	発生熱量		MJ/年	$=Q_{e2} \times E_{e2}$	
Q_{e3}	天然ガスステーション投入精製ガス量		m ³ /年	$=Q_{e2}$	
Q_{e2}	熱量調整後精製ガス量		m ³ /年	$=Q_{e2} \times (1 + b_{10} / 100)$	
b_{10}	プロパン添加割合	14.2	%		
E_{e3}	熱量調整後 精製ガス熱量	42	MJ/m ³		都市ガス12A 発熱量
E_{e3}	発生熱量		MJ/年	$=Q_{e2} \times E_{e3}$	

表-5 イニシャルコスト計算表

記号	パラメータ	数値	単位	計算式	参考文献、備考
C_{PF}	プラント設備費(発電機等エネルギー変換設備費を除く)		百万円	$=0.9 \times (e_2 \times (b_7/e_7)^{0.5682})$	3)、9)
e_1	基準プラント規模	22.0	t/日		
e_2	基準規模イニシャルコスト	1122.5	百万円		
C_E	発電機		百万円	$=C_{01} \times d_1$	
C_{01}	発電機単価(25kW)	14.4	百万円/台		3)
d_1	発電機台数		台	$=\text{roundup}(e_3/e_4,0)$	
e_3	単位バイオガス当り発電量	1.4	kWh/ m_3		3)
e_4	発電機1台当り投入可能バイオガス量	420	m_3 /日		3)
e_5	一日当り投入バイオガス量		m_3	$=Q_{br}/365$	
C_H	ガスボイラー		百万円	$=C_{02} \times d_2$	
C_{02}	ガスボイラー単価(0.5t-steam/h)	5.8	百万円/台		3)
d_2	台数		台	$=\text{roundup}(e_6/e_7,0)$	
e_6	単位バイオガス当り発生蒸気量	0.009	t-steam/ m_3		9)
e_7	ガスボイラー1台当り投入可能バイオガス量	1333	m_3 /日	$=24 \times 0.5/e_6$	
e_8	一日当り投入バイオガス量		m_3	$=Q_{br}/365$	
C_G	バイオガス精製装置		百万円	$=C_{03} \times (Q_{br}/Q_{bo})^{0.7}$	
C_{03}	基準規模バイオガス精製装置単価	49.30	百万円		4)
Q_{bo}	基準規模投入バイオガス量	800	m_3 /日		4)
C_R	精製バイオガス貯留設備		百万円	$=C_{04} \times d_3$	
C_{04}	貯留設備単価	6	百万円/		9)
d_3	貯留タンク数			$=\text{roundup}(Q_{gr}/e_9,0)$	
e_9	貯留タンク容量	3000	m_3		
C_{GH}	熱量調整・付臭設備	15.0	百万円		7)、③パイプ供給(精製有)、④CNG車燃料利用時考慮
C_F	ガス圧縮充填設備費		百万円	$=e_{11} \times (Q_{gr}/e_{10})^{0.7}$	②パイプ供給(精製無)、③パイプ供給(精製有)時考慮
e_{10}	基準規模ガス圧縮充填設備	410	m_3 /日		4)
e_{11}	基準規模イニシャルコスト	32.5	百万円		4)
Q_{gr}	圧縮充填精製ガス量		m_3 /日	$=Q_{gr}' \text{ or } Q_{gr}/365$	
C_P	パイプライン		百万円	$=C_{05} \times l$	②パイプ供給(精製無)、③パイプ供給(精製有)、④CNG車燃料利用時考慮
C_{05}	パイプライン設置単価	0.054	百万円/m		9)
l	ガス供給先(都市ガス導管or近隣施設)までの距離		m		②パイプ供給(精製なし):100m、③パイプ供給(精製あり):500m、④ステーション:100m
C_{GS}	ステーション設置費		百万円	$=C_{06} \times d_4$	
C_{06}	ステーション設置単価	100	百万円/箇所		9)
d_4	設置箇所数		箇所/(250 m_3 /h)	$=\text{roundup}(Q_{gr}/(365 \times 24 \times 250),0)$	

表-6 ランニングコスト計算表

記号	パラメータ	数値	単位	計算式	参考文献、備考
C_1	希釈用工業用水費		百万円/年	$=y \times f_1 / 10^6$	
f_1	工業用水単価	55	円/t		7)
y	工業用水使用量		t/年	$=q' \times f_2$	
f_2	単位生ごみ当り水使用量	1.5	t/(生ごみt)		7)
C_w	排水処理費		百万円/年	$=C_{w1} + C_{w2}$	
C_{w1}	薬品費		百万円/年	$=q' \times f_3 / 10^6$	
f_3	単位生ごみ量あたり薬品費	3000	円/t		7)
C_{w2}	処理費用		百万円/年	$=Q_{w3} \times f_4 / 10^4$	
f_4	下水道放流時処理単価	98.7	円/t		3)
C_d	発酵不遺物処理費		百万円/年	$=Q_w \times f_5 / 10_6$	
f_5	発酵不遺物処理費処理単価	10000	円/t		6)
C_m	メンテナンス費		百万円/年	$=C_{m1} \times f_6 / 100$	
f_6	対建設費割合	1.60	%		6)
C_p	人件費	30	百万円/年	$=C_{p1} \times f_7$	
C_{p1}	人件費単価	5	百万円/(人・年)		3)、5)
f_7	人員数	6	人		7)
C_a	一般管理費	3.0	百万円/年	$=C_p \times f_8 / 100$	
f_8	対人件割合費	10.00	%		6)
C_e	電力購入費		百万円/年	$=C_{e8} \times f_9 \times 10^{-6}$	
C_{e8}	電力単価	15.5	円/kWh		3)
f_9	電力購入量		kWh/年	$=E_1 - E_{\text{節電}}$	
C_g	ガス精製費		百万円/年	$=C_{g1} + C_{g2}$	
C_{g1}	バイオガス精製費		百万円/年	$=Q_g \times C_{g3} \times 10^{-6}$	
C_{g3}	バイオガス精製単価	15.2	円/m ³		6)
C_{g2}	熱量調整費		百万円/年	$=Q_g \times (f_{10} / 100) \times C_{g10} \times 10^{-6}$	
f_{10}	プロパン添加割合		%	$=b_9 \text{ or } b_{10} (15.6 \text{ or } 14.2)$	6)
C_{g10}	プロパン単価	150	円/m ³		7)
C_i	減価償却費		百万円/年	$=C_{\text{SIX}} \times (1 - f_{11}) / f_{12}$	
f_{11}	残存簿価	0.1			9)
f_{12}	償却期間	15	年		
C_r	租税公課		百万円/年	$= C_{\text{S}} - C_a \times (f_{14} - 1) \times f_{13} / 100$	
f_{13}	固定資産税	1.4	%		9)
f_{14}	年次		年目		
C_i	支払い金利		百万円/年	$= C_{\text{S}} - C_{\text{S}} / f_{16} \times (f_{14} - 1) \times f_{15} / 100$	
f_{15}	利率	2	%		9)
f_{16}	返却期間	15	年		
C_{S}'	合計		百万円/年	$=C_1 + C_w + C_d + C_m + C_p + C_a + C_e + (C_{g1} + C_{g2}) + C_i + C_r$	①はシナリオにより異なる

表-7 収支計算表

記号	パラメータ	数値	単位	計算式	参考文献、備考
I_e	売電収入		百万円/年	$=g_1 \times I_{O2}$	
g_1	売電量		kWh/年		
I_{O2}	売電単価	①: 6.6、①': 20	円/kWh (円/m ₃)		1)
I_g	売ガス収入		百万円/年	$=g_2 \times (I_{O3} \text{ or } I_{O4} \text{ or } I_{O5}) \times 10^{-6}$	
g_2	売ガス量		m ³ /年		
I_{O3}	売ガス単価(パイプ供給(精製無))	40	円/m ₃		
I_{O4}	売ガス単価(パイプ供給(精製有))	60	円/m ₃		7)
I_{O5}	売ガス単価(CNG車燃料)	80	円/m ₃		8)
	合計		百万円/年	$=I_e \text{ or } I_g$	

d) コスト

表-5を用いてイニシャルコスト、表-6を用いてランニングコスト、表-7を用いて収入をそれぞれ算出した。

(4) 結果と考察

a) 物質収支

各規模設定における物質収支計算結果を図-2に示した。これをベースにエネルギー収支、事業採算性の評価を行った。

b) エネルギー収支

エネルギー収支計算結果を図-3に示した。また、エネルギー収支計算結果のうち、50t/日規模を例に各シナリオの利用エネルギー量と廃棄エネルギー量をグラフ化したものを図-4に示した。

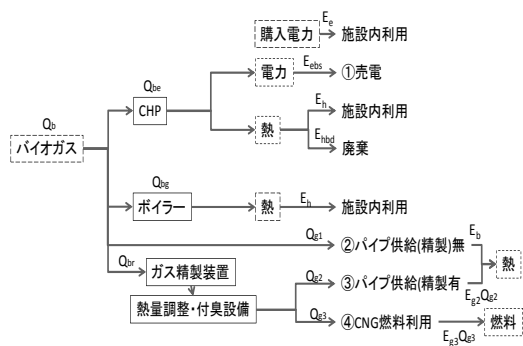
図-4について、①はCHPにより発生した熱のうち、施設で使いきれない余熱は廃棄とするため、廃棄エネルギーが発生する。①発電より②パイプ供給(精製無)のエネルギー発生量が多いことから、②の方がエネルギー変換効率が良いことが分かる。③パイプ供給(精製有)や④CNG車燃料利用はプロパン添加による熱量調整分だけ②よりエネルギー発生量が多くなっている。

以上よりバイオガスの熱供給・自動車燃料利用システムは発電以上のエネルギー効率的利用を行える可能性があることが分かる。

c) コスト

各施設規模の各バイオガス利用シナリオのイニシャルコストを図-5に示した。

①発電よりも②、③、④の熱供給・自動車燃料利用システムの方がバイオガス精製装置費や圧縮充填設備費、ガスステーション設置費によりイニシャルコストが高くなったが、規模が大きくなるほど精製設備費や圧縮充填設備費にスケールメリットが働き、100t/日規模では①発電と同程度のイニシャルコストとなることが分かった。



記号	パラメータ	施設規模(t/日)	記号	パラメータ	施設規模(t/日)
Q _b	バイオガス	10 50 100	E _{ebs}	購入電力	300 100 1,500 500 3,001 000 kWh/年
Q _{be}	①CHP利用バイオガス	422,808 2,114,042 4,228,084 t/年	E _h	①売電	777,967 3,889,837 7,779,674 kWh/年
Q _{bg}	②、③、④ボイラー利用バイオガス	28,321 146,607 283,214 t/年	E _{hld}	施設内利用	572,850 2,864,250 5,728,500 MJ/年
Q _h	③、④精製装置投入バイオガス	393,467 1,967,435 3,934,670 t/年	E _b	①廃棄	4,487,828 22,439,141 44,878,283 MJ/年
Q _h	②バイオガス	393,467 1,967,435 3,934,670 t/年	E _g	②発生熱	905,020 4,525,102 9,050,204 MJ/年
Q _g	③バイオガス	278,381 1,391,905 2,783,810 t/年	E _g	③発生熱	12,805,527 64,027,634 128,055,268 MJ/年
Q _g	④バイオガス	278,381 1,391,905 2,783,810 t/年	E _g	④発生熱	11,530,404 57,752,020 115,504,041 MJ/年

図-3 エネルギー収支計算結果

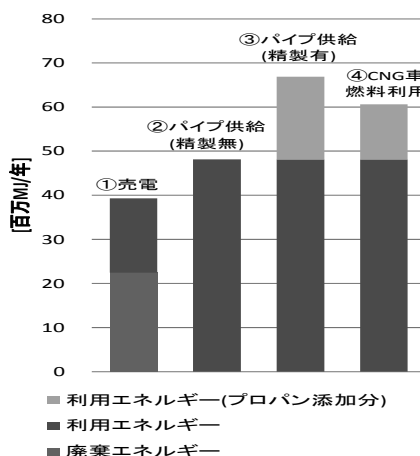


図-4 エネルギー利用量と廃棄量(50t/日規模)

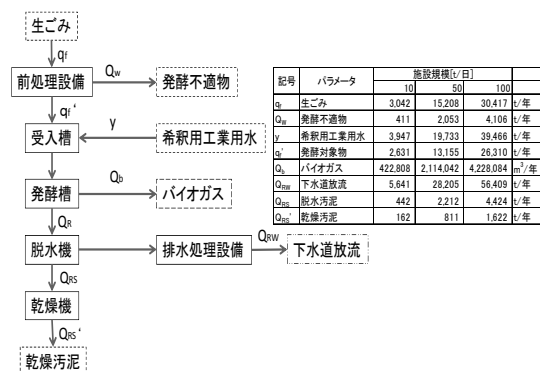


図-2 物質収支計算結果

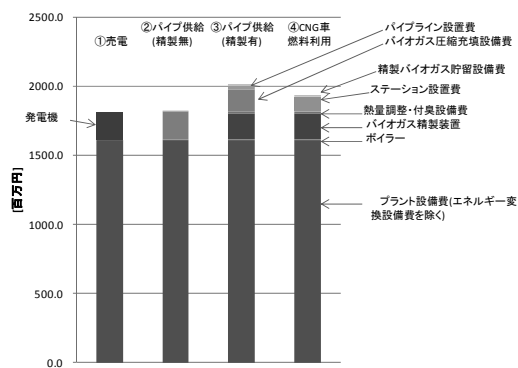


図-5 イニシャルコスト(50t/日規模)

次に、各施設規模の各バイオガス利用シナリオの生ごみ処理単価と初年度収支内訳を図-6～図-8に示した。①現行法での売電と①'優遇措置適用後を比較すると優遇措置適用により売電収入が大きくなるため、10t/日規模では生ごみ処理単価が約12%、50t/日規模では約27%、100t/日規模では約33%削減される結果となり、優遇措置適用による採算性向上効果は大きいことが分かる。次に、図-9の50t/日規模を例に①'と②を比較すると、同程度の生ごみ処理単価となり、②は施設近隣に熱需要があれば、現在の売ガス単価でも優遇措置適用と同程度の採算性向上効果があることが分かる。一方、①'と③や④を比較すると、③は売ガス収入は売電収入と同程度、④は売電収入より大きい、ガス精製費が高いため、③と④どちらも①'より高い生ごみ処理単価となり、現在の売ガス単価では生ごみ処理単価は安くはならないことが分かる。

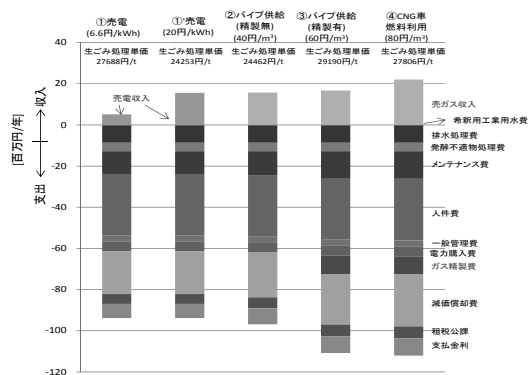


図-6 生ごみ処理単価と初年度収支内訳 (10t/日規模)

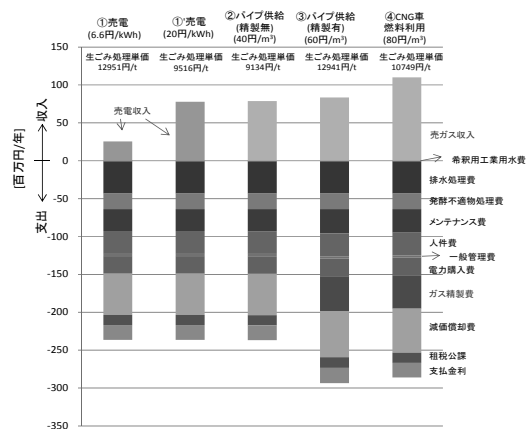


図-7 生ごみ処理単価と初年度収支内訳 (50t/日規模)

d) 売電と売ガスの優遇措置レベルの違い

④CNG車燃料利用について売ガス単価を80円/m³から100円/m³、120円/m³に上昇させた場合と①'優遇措置適用時売電の生ごみ処理単価を比較したところ、図-9のようになった。

図-9より①'優遇措置適用時売電の生ごみ処理単価と同程度の生ごみ処理単価とするためには、10t/日規模では売ガス単価120円/m³、50t/日規模では100円/m³、100t/日規模では約90円/m³にする必要があることが分かった。③パイプ供給(精製有)についても同様に計算を行ったところ、④と同様に売ガス単価90円/m³～120円/m³とする必要があることが分かり、売電単価約3倍上昇させた場合の生ごみ処理単価と同程度にするために必要な売ガス単価上昇の度合いは、③パイプ供給(精製有)の場合約1.5～2倍、④CNG車燃料利用の場合約1.1～1.5倍程度で済み、売ガスは売電より低い優遇措置レベルでよいことが分かった。

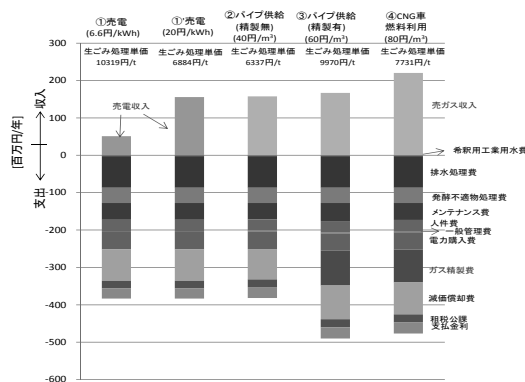


図-8 生ごみ処理単価と初年度収支内訳 (100t/日規模)

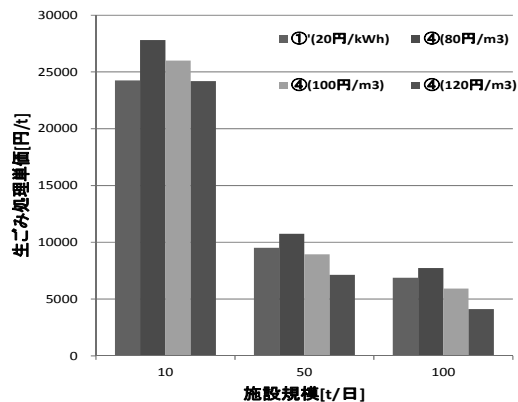


図-9 売ガス単価上昇時生ごみ処理単価 (④CNG車燃料利用)

5. 結論

(1) 売電と売ガスの優遇措置レベルの違い

売電単価約3倍上昇時の生ごみ処理単価と同程度とするために必要な売ガス単価上昇の度合いは、③パイプ供給(精製有)の場合約1.5～2倍、④CNG車燃料利用の場合約1.1～1.5倍程度で済み、売ガスは売電よりも低い優遇措置レベルでよいと言える。

(2) 熱供給・自動車燃料利用システムの特徴

②パイプ供給(精製無)のように、施設近隣に熱需要がある場合は現在の売ガス単価でも事業採算性向上効果がある。また、ガス利用は発電よりもエネルギー変換効率が高いことや、エネルギーロスが少なく済むことから、バイオガスのより効率的な利用が可能であることを示した。

謝辞

本研究を進めるにあたって関連データのご提供に協力してくださった自治体の担当者に感謝する。なお、本研究の一部はH23年度環境省環境研究総合推進費補助金により行われた。

参考文献

- 1) NPO バイオマス北海道：バイオマス北海道 H22 年度活動報告書，2010.
- 2) 総合資源エネルギー調査会，新エネルギー部会・電気事業分科会，買取制度小委員会：再生可能エネルギーの全量買取における詳細制度設計について－買取制度小委員会報告書－，2011.
- 3) 滝川市，砂川市，稚内市生ごみバイオガス化施設ヒアリング調査より．
- 4) 士幌町家畜排せつ物バイオガス化プラントヒアリング調査より．
- 5) 環境省大臣官房廃棄物リサイクル対策部廃棄物対策課：メタンガス化施設整備マニュアル，2008.
- 6) 五島典英，古市徹，石井一英，谷川昇：動脈系・静脈系連携によるエネルギー循環のための廃棄物バイオガス化システムの提案-石狩湾新港地域でのバイオガス直接利用システムの検討，北海道大学大学院工学研究科 H21年度修士論文，2009.
- 7) 北海道石狩市：石狩市地域新エネルギー重点ビジョン報告書，pp.68-83,2010.
- 8) 東京ガス：東京ガスホームページ 天然ガス自動車燃料単価
- 9) (独)新エネルギー・産業技術総合研究開発機構：バイオマス導入ハンドブック(第3版)，pp.370-424，オーム社，2010

(2012. 7. 18受付)

SYSTEMS ANALYSIS OF HEAT SUPPLY AND VEHICLE FUEL UTILIZATION FROM MUNICIPAL BIOGAS FACILITIES FOR KITCHEN WASTES - FINANCIAL FEASIBILITY EVALUATION SUPPOSING REVISED LEGAL SYSTEMS UNDER CONSIDERATION IN JAPAN-

Takanobu SAKAMOTO, Tohru FURUITI, Kazuei ISHII,
Weng YU-CHI and SangYul KIM

This study conducted financial feasibility evaluation of heat supply and vehicle fuel utilization system from municipal biogas facilities for kitchen wastes, supposing revised legal systems under consideration in Japan, such as feed-in-tariff (FIT) which will be enforced from July, 2012 and the price increase of biogas or biofuel. As a result, when FIT is applied to municipal biogas facilities, finance feasibility will be improved significantly because income from selling electricity will increase. Supposing heat supply and vehicle fuel utilization systems as utilization of biogas have the similar finance feasibility to the power generation system of biogas, the selling price of biogas needs to be increased to 90 to 120 yen/m³ (1.1 to 2.0 times as much as the current price), while the selling price of electricity by FIT will be increased to 20 yen/kWh (about 3 times as much as the current price). Lower preferential treatment is enough for promoting the heat supply and vehicle fuel utilization systems than power generation systems.