

下水汚泥エネルギー化技術
ガイドライン
—改訂版—

平成 27 年 3 月

国土交通省 水管理・国土保全局 下水道部

は じ め に

全国に整備・展開されてきた下水道は約 9,600 万人が利用するまでになり、そこからは乾燥重量で年間約 224 万トン相当の有機性汚泥が回収されている。従来、この汚泥は処理・処分の対象とされてきたものであるが、昨今はそれが有するエネルギー的価値が見直され、下水処理場におけるエネルギー対策や地球温暖化対策に大きく貢献することが期待されている。

平成26年4月に閣議決定された第4次「エネルギー基本計画」において、「再生可能エネルギーについては、2013年から3年程度、導入を最大限加速していき、その後も積極的に推進していく。」とされている。バイオマスである下水汚泥は、バイオガス化・固形燃料化等により再生可能エネルギーとして活用することが可能であり、温暖化対策やエネルギー構造の転換等、社会的課題の解決に貢献できるポテンシャルを有している。

国土交通省水管理・国土保全局下水道部は、さらなる低炭素社会実現に貢献する下水道事業を目指し、地方公共団体や民間企業が下水汚泥エネルギー化技術の導入検討の際に必要な知見や情報を「下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン（案）」として平成23年3月に公表した。さらに、近年の技術動向等を踏まえれば、同ガイドラインを増補改訂することにより、一層の取組推進が必要であると考え、「下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン—改訂版—」として示すものである。

本ガイドラインは、固形燃料化技術、バイオガス利用技術、熱分解ガス化技術及び焼却廃熱発電技術を対象として、特に経済性や温室効果ガス削減効果、エネルギー需要者とのマッチングについて詳述し、導入検討に資する定量的なデータを提供している。本ガイドラインが活用されることによって、下水道事業者における経営改善と地球温暖化対策が大きく進展することを期待する。

下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン改訂検討委員会

(順不同・敬称略)

- | | | |
|----|--------|---|
| 座長 | 津野 洋 | 大阪産業大学人間環境学部生活環境学科教授 |
| 委員 | 齋藤 利晃 | 日本大学理工学部土木工学科教授 |
| 〃 | 福士 謙介 | 東京大学国際高等研究所
サステイナビリティ学連携研究機構教授 |
| 〃 | 田嶋 淳 | 国土交通省国土技術政策総合研究所下水道研究部
下水処理研究室主任研究官 |
| 〃 | 津森 ジュン | 独立行政法人土木研究所材料資源研究グループ
リサイクルチーム上席研究員 |
| 〃 | 山本 博英 | 地方共同法人日本下水道事業団技術戦略部
資源技術開発課長 |
| 〃 | 小池 利和 | 東京都下水道局計画調整部カーボンマイナス推進担当課長 |
| 〃 | 小原 明 | 横浜市環境創造局下水道施設部北部下水道センター長 |
| 〃 | 岡崎 裕一 | 神戸市建設局下水道河川部保全課長 |
| 〃 | 林 幹雄 | 公益社団法人日本下水道協会技術研究部技術指針課長 |
| 〃 | 松尾 英介 | 一般社団法人日本下水道施設業協会技術部長 |
| 〃 | 清 幹広 | 一般社団法人日本ガス協会エネルギーシステム部
エネルギーシステム企画グループマネージャー |
| 〃 | 小川 直也 | 電源開発株式会社環境エネルギー事業部
リサイクル・バイオマス室上席課長 |

下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン改訂版

目次

【本編】

第1章 ガイドラインの位置づけ	1
1-1. 背景	1
1-2. 目的	4
1-3. ガイドラインの構成	6
1-4. 用語の定義	8
第2章 総論	10
2-1. エネルギー化技術導入の意義	10
2-2. 対象技術とその概要	14
第3章 エネルギー化技術の導入事例	26
3-1. エネルギー化技術の国内導入事例	26
3-2. エネルギー化技術の海外導入事例	30
3-3. 我が国のエネルギー化技術レベルの現状	32
第4章 エネルギー化技術の導入検討手法	33
4-1. 導入検討の手順	33
4-2. 自治体が抱える課題と課題解決の可能性がある技術の整理	35
4-3. エネルギー化技術の留意点	36
4-4. 下水処理場の特性の把握	42
4-5. 各技術により生成される製品品質の把握	46
4-6. 製品受け入れ先のニーズの把握	49
4-7. エネルギー化技術の抽出	52
4-8. 事業性の検討	55
4-9. 温室効果ガス排出量削減効果の算定	77
4-10. 事業形態の設定	84

第5章 ケーススタディ	100
5-1. ケース設定、条件設定	100
5-2. 固形燃料化ケーススタディ	103
5-2-1. CASE1(現況:脱水汚泥を委託処分しているケース)	103
5-2-2. CASE2(現況:脱水汚泥を焼却処分しているケース)	112
5-2-3. CASE3(バイオマス受け入れを想定したケース)	119
5-2-4. 固形燃料化ケーススタディ結果のまとめ	125
5-3. バイオガス利用ケーススタディ	127
5-3-1. CASE4(発電①:発電電力を場内利用する場合)	127
5-3-2. CASE5(発電②:発電電力を売電する場合)	137
5-3-3. CASE6(ガス導管直接注入)	154
5-3-4. CASE7(ガス運搬)	160
5-3-5. バイオガス利用ケーススタディのまとめ	167

【参考資料編】

資料-1 エネルギー化技術の概要	資 1
資料-2 エネルギー化技術の国内導入事例	資 9
資料-3 エネルギー化技術の海外導入事例	資 37
資料-4 事業方式及び関連法規資料	資 57
資料-5 燃料製品の安全性に関する資料	資 66
資料-6 温室効果ガス排出量削減効果に関する資料	資 77
資料-7 ケーススタディ(固形燃料化及びバイオガス発電)の検討ケースについて	資 83

第1章 ガイドラインの位置づけ

1-1. 背景

再生可能エネルギーの利用、温室効果ガス排出量の削減が強く求められており、下水道事業でも下水汚泥のエネルギー利用について取り組みが必要となっている。

【解説】

下水道事業では多くのエネルギーを使用するとともに多量の温室効果ガスを排出しており、下水道事業者は下水汚泥をエネルギー資源として捉え、さらに自らのインフラを最大限に生かす意味からも下水処理場を核とした地域におけるエネルギー対策と地球温暖化対策に積極的に取り組んでいく必要がある。

(1) 社会的動向

世界の資源・エネルギー需要は、今後とも大幅に増加すると見込まれており、資源・エネルギーの枯渇が懸念されている。我が国は、資源・エネルギーの供給源を海外に依存しており、資源・エネルギー安全保障の確立が不可欠である。加えて、東日本大震災に伴う東京電力福島第一原子力発電所事故を契機としたエネルギー需給の逼迫への対応が急務となっている。

平成26年10月に採択された気候変動に関する政府間パネル(IPCC)第5次評価報告書統合報告書では、温暖化には疑う余地がなく、今後予測されることとして、世界の多くの地域で、熱波はより頻繁に発生し、またより長く続き、極端な降水がより強くまたより頻繁となる可能性が非常に高い。地球温暖化の進行を防止するため、工業化以前と比べた温暖化を2℃未満に抑制するには、今後数十年間にわたり大幅に温室効果ガスの排出を削減し、21世紀末までに排出をほぼゼロにすることを要するであろうとしている。

また、平成26年4月に閣議決定された第4次「エネルギー基本計画」においては、「再生可能エネルギーについては、2013年から3年程度、導入を最大限加速していき、その後も積極的に推進していく。」とされている。

このような中、下水汚泥を含むバイオマスの活用の推進に向けて「バイオマス活用推進基本法」(平成21年6月12日法律第52号)が制定されており、都道府県及び市町村は、同法第21条に基づき、「都道府県バイオマス活用推進計画」及び「市町村バイオマス活用推進計画」の策定に努めることとされ、一層のバイオマス活用の推進が求められることとなった。平成22年12月には同法に基づく、「バイオマス活用推進基本計画」が閣議決定され、下水汚泥についても、**バイオガス化**や**固形燃料化**等によるエネルギーとしての利用を推進することにより、2020年に下水汚泥リサイクル率約85%の利用が目標として掲げられた。

平成24年8月には第3次「社会資本整備重点計画」(計画期間:2012～2016年度)が閣議

決定され、下水汚泥中の有機物がエネルギー利用された割合を示す、下水汚泥エネルギー化率(2010年度:約13%→2016年度目標:約29%)と、下水道における温室効果ガス排出削減量(2009年度:約129万t-CO₂/年→2016年度目標:約246万t-CO₂/年)が目標として掲げられている。

すでにバイオマスを含む非化石エネルギー源の利用推進に向けて、「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」(平成21年7月8日法律第72号)が制定されており、一定規模以上の電気事業者・ガス事業者等は、経済産業大臣が定める非化石エネルギー源の利用の目標に関し、その達成のための計画策定が義務づけられている。

また、平成24年7月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が施行され、「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」が開始された。本制度においては、再生可能エネルギー源を用いて発電された電気を、国が定める一定の期間・価格で電気事業者が買い取ることが義務づけられ、下水汚泥を含むバイオマスを用いて発電された電気も再生可能エネルギーとして買取対象となっている。

さらに、国土交通省では、新技術の研究開発及び実用化を加速することにより、下水道事業におけるコスト縮減や再生可能エネルギー創出等を実現し、併せて、本邦企業による水ビジネスの海外展開を支援するため、平成23年度より下水道革新的技術実証事業(B-DASHプロジェクト)を実施している。

(2) 下水汚泥有効利用等の現状

平成24年度末時点で下水道の普及率は76.3%に達し、下水の処理過程で発生する下水汚泥の量も乾燥重量で年間約224万トンに達する規模となっている。このような中、下水汚泥の有効利用は図-1.1に示すように順調に進展し、2010年は80%近くが有効利用されている(2011年の急激な落ち込みは、東日本大震災の影響により埋立処分や場内ストックが増加した背景がある)。しかし、下水汚泥がバイオマス資源と位置付けられ、そのエネルギー活用が期待されているにも拘わらず、下水汚泥の有効利用はセメント化等の建設資材利用が大半を占める状況にある。

下水汚泥は、その固形分の約80%が有機物であり、質・量ともに安定したエネルギー資源であるが、それを下水汚泥エネルギー化率で見ると、図-1.2に示すように、下水汚泥中の有機物のうち、バイオガスや固形燃料等としてエネルギー利用されているのはわずか13.6%と非常に低い状況にある。バイオガスや固形燃料等としての利用を推進するとともに、新たな手法も含めてエネルギー利用に寄与することが求められている。

我々は昨今の社会的背景や要望に応えるべく、下水汚泥をエネルギー資源として位置づけ、下水道事業の健全な経営に結び付く下水汚泥のエネルギー利用に積極的に取り組んでいく必要がある。

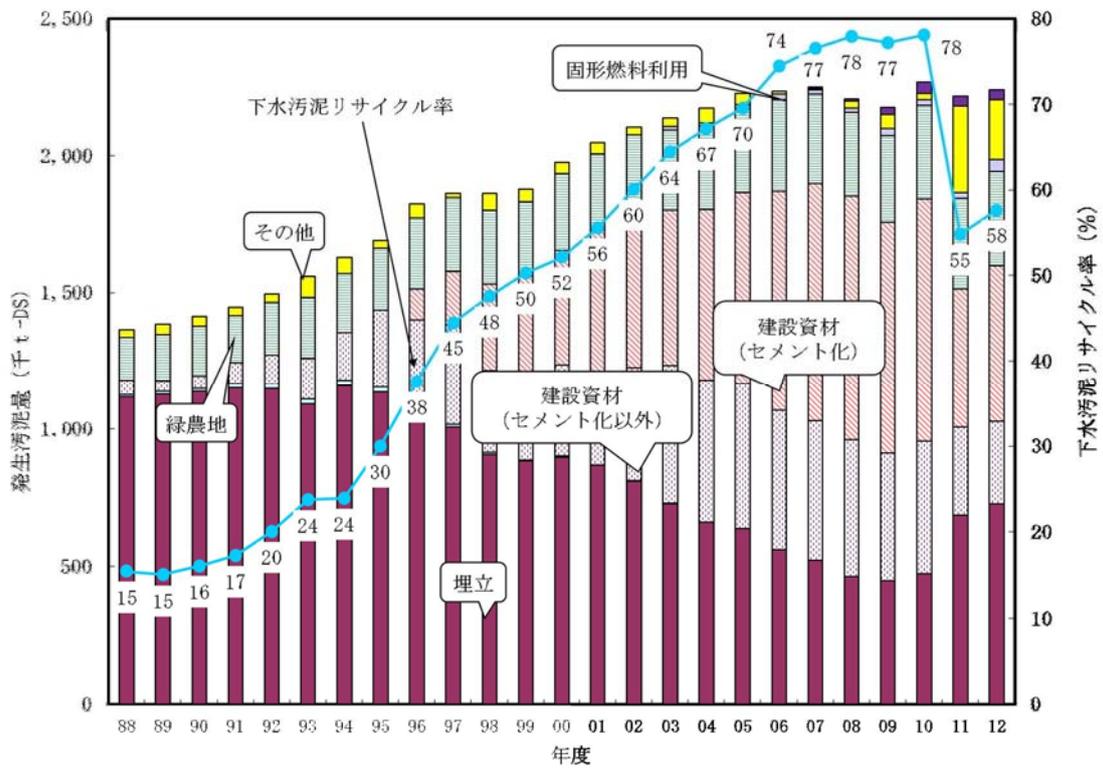


図-1.1 発生汚泥量及び処理・有効利用状況の推移

出典: 国土交通省資料

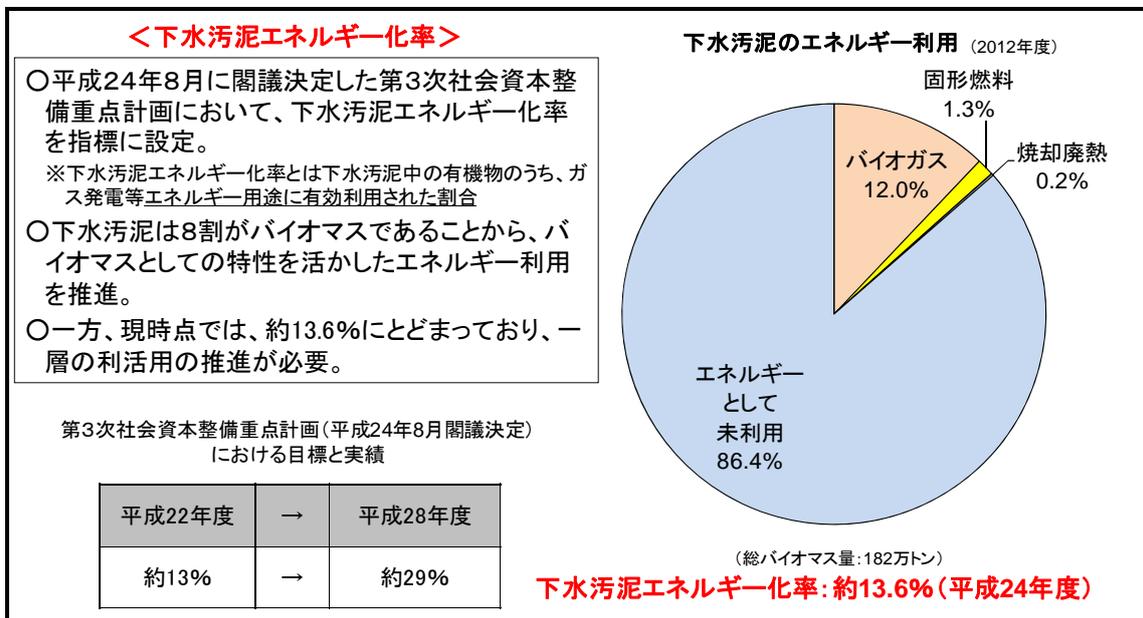


図-1.2 下水汚泥エネルギー化率

出典: 国土交通省資料

1-2. 目的

本ガイドラインは、地方公共団体や民間企業における下水汚泥のエネルギー利用事業を推進することを目的に、エネルギー化技術として下水汚泥の固形燃料化技術、バイオガス利用技術、熱分解ガス化技術及び焼却廃熱発電技術を取り上げ、これらの導入を検討する際に必要となる知見・情報をとりまとめたものである。

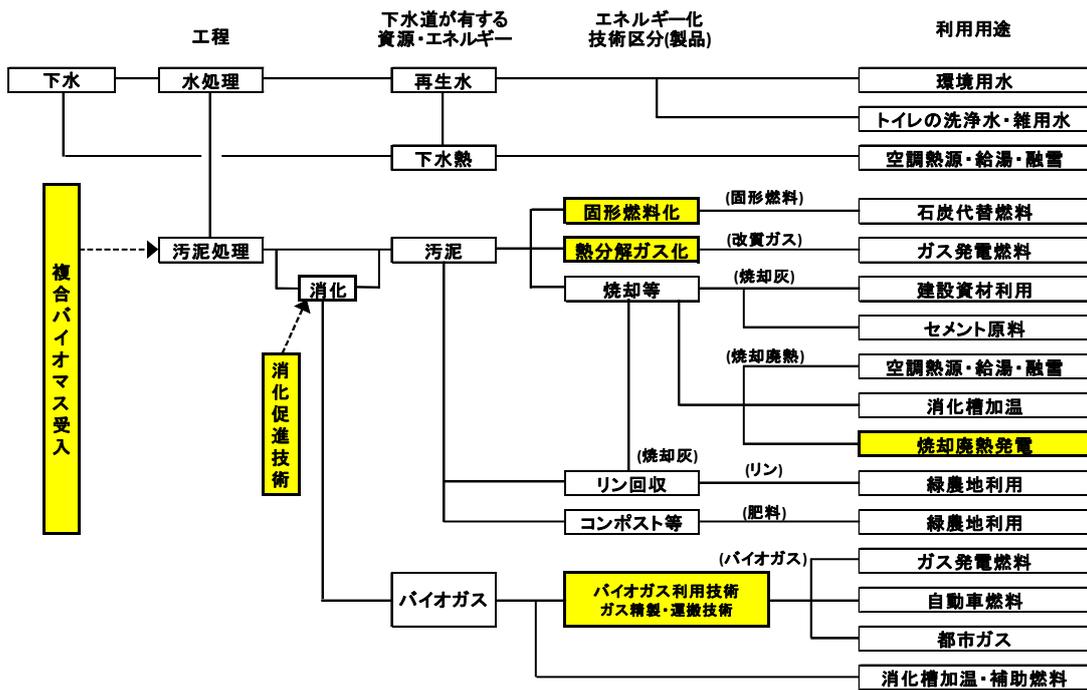
【解説】

本ガイドラインでは、地方公共団体及び民間企業における下水汚泥のエネルギー利用事業を推進することを目的に、エネルギー化技術として表-1.1 に示すとおり固形燃料化技術の2技術、バイオガス利用技術の6技術、熱分解ガス化技術の1技術、及び焼却廃熱発電技術2技術、計 11 技術を取り上げ、技術の概要、導入事例、検討手順等について必要となる知見・情報を取りまとめたものである。なお、これらの技術は今後の技術開発動向を見ながら内容の改訂を行うこととしている。

また、本ガイドラインで対象とする技術を図-1.3 に示す。

表-1.1 検討対象とする主なエネルギー化技術

エネルギー化技術区分	検討対象技術
I. 固形燃料化技術	① 汚泥炭化技術 ② 汚泥乾燥技術
II. バイオガス利用技術	③ バイオガス回収技術 ④ バイオガス発電技術 ⑤ 自動車燃料利用技術 ⑥ ガス導管直接注入技術 ⑦ 都市ガス供給・都市ガス原料供給技術 ⑧ ガス運搬技術
III. 熱分解ガス化技術	⑨ ガス化炉
IV. 焼却廃熱発電技術	⑩ 蒸気タービン発電 ⑪ バイナリー発電
その他関連技術	複合バイオマス受入技術 消化促進技術



本ガイドラインにおいて検討対象とする下水汚泥エネルギー化技術

図-1.3 下水道が有する資源・エネルギーと主な利用用途

1-3. ガイドラインの構成

本ガイドラインは、下水汚泥エネルギー化技術の概要と意義、国内外での導入事例、導入検討手法、ケーススタディ及び参考資料から構成される。

【解説】

本ガイドラインの構成を図-1.4に示す。
各章の内容は、以下のとおりとする。

(1) 第1章 ガイドラインの位置づけ

背景、目的、ガイドラインの構成、用語の定義について記述する。

(2) 第2章 総論

下水汚泥エネルギー化技術導入による経済効果や温室効果ガス排出量削減効果に示される意義と、対象とするエネルギー化技術の概要について整理する。

(3) 第3章 エネルギー化技術の導入事例

国内及び海外での導入事例について、文献及びヒアリングにより調査し、我が国の技術レベルの現状について考察を加える。

(4) 第4章 エネルギー化技術の導入検討手法

エネルギー化技術の導入検討フローを示し、自治体が抱える課題と課題解決の可能性がある技術、下水処理場の特性把握の内容、対象技術の検討内容として生成される製品品質や受け入れ先のニーズ、また、事業性の検討として事業の費用対効果の検討手法、温室効果ガス排出量削減効果の算定手法、契約方式等について整理する。

(5) 第5章 ケーススタディ

第4章で示した手順や知見に基づいて条件を設定し、ケーススタディを行う。

その他、参考資料として、エネルギー化技術の概要、エネルギー化技術の導入事例、事業方式関連法規に関する資料、燃料製品の安全性に関する資料、温室効果ガス排出量削減効果に関する資料、及びケーススタディに関する資料を示した。

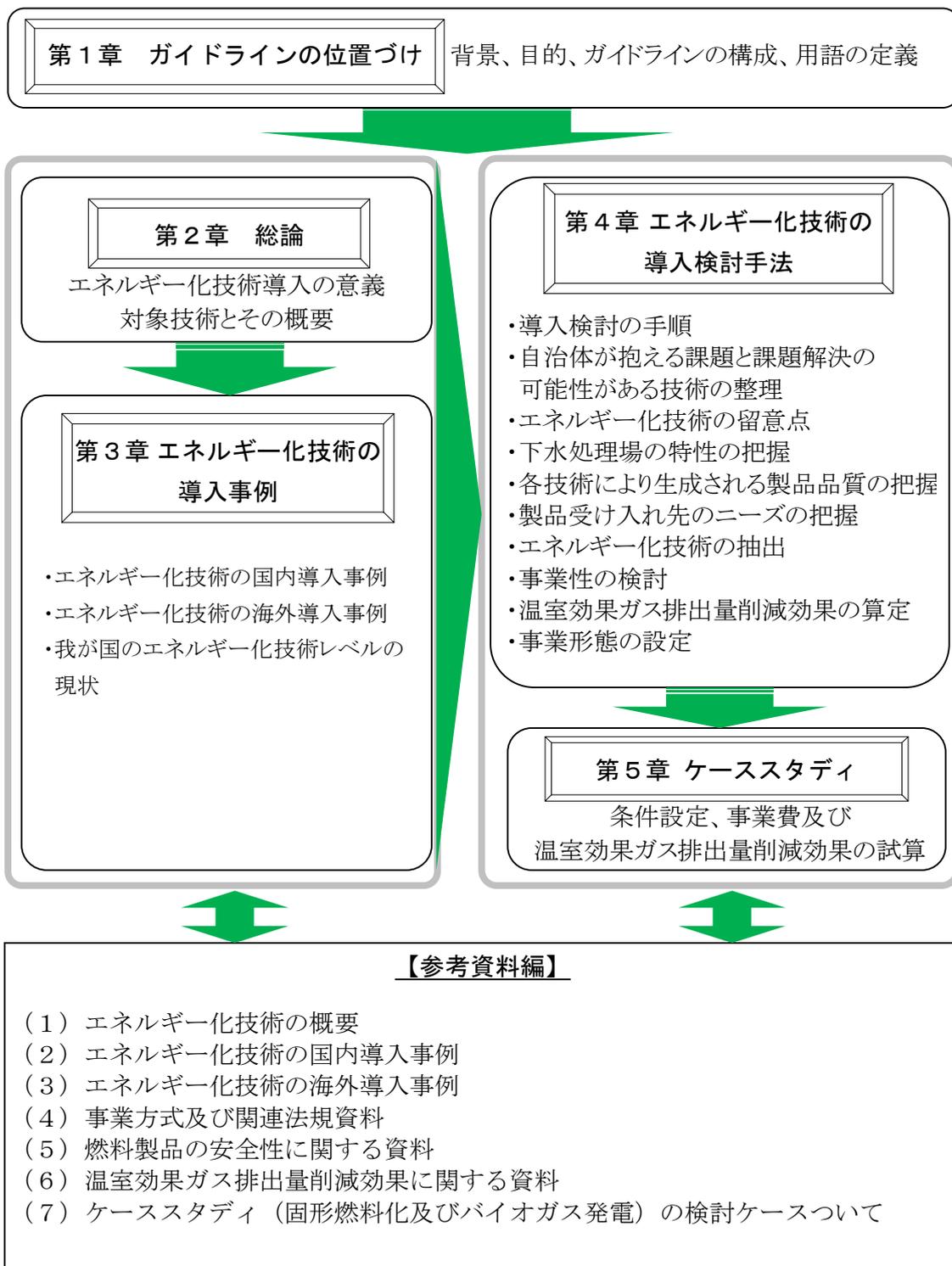


図-1.4 本ガイドラインの構成

1-4. 用語の定義

本ガイドラインで取り扱う用語は、以下のとおりに定義する。なお、下水道施設の基本的な用語に関しては「下水道施設計画・設計指針と解説 2009年度版」（社団法人日本下水道協会）、「下水道用語集 2000年度」（社団法人日本下水道協会）に準拠する。

【あ行】

エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（エネルギー供給構造高度化法）
： 電気やガス、石油事業者といったエネルギー供給事業者に対して、太陽光、風力、バイオマス等の再生可能エネルギー源、原子力等の非化石エネルギー源の利用や化石エネルギー原料の有効な利用を促進するために必要な措置を講じる法律をいう。

【か行】

カーボンニュートラル
： 生物体由来のバイオマスを燃焼すると、化石燃料と同様にCO₂を発生するが、バイオマスは成長過程で光合成により大気中のCO₂を吸収しており、ライフサイクル全体でみると収支はゼロであると考えられる。このようにCO₂の増減に影響を与えないことをいう。

ガス精製
： バイオガスの主成分は、メタンと二酸化炭素であり、バイオガスを有効利用する場合に、バイオガスの熱量価を一定以上に確保するため、二酸化炭素を除去し、メタン含有率を上げることをいう。

グリーンエネルギー認証センター
： グリーンエネルギー（風力、太陽光、水力、地熱、バイオマスなど自然の力を利用したもの）に対する社会的認知度の向上やグリーンエネルギー価値の取引における信頼度の向上を目的とし、環境への負荷が小さなエネルギーに関する認証及び調査研究を行う機関をいう。

下水汚泥エネルギー化率
： 下水汚泥中の有機物のうち、バイオガス発電や固形燃料化等、エネルギー利用された割合をいい、 $(\text{バイオガスとして有効利用された有機物量} + \text{固形燃料として有効利用された有機物量} + \text{焼却廃熱として有効利用された有機物量}) \div (\text{下水汚泥有機物量}) \times 100$ で表す。

下水道温暖化防止計画
： 下水道における地球温暖化防止推進計画（下水道温暖化防止計画）は、下水道管理者が下水道における温室効果ガスの排出量を削減するための取り組みに関して策定する計画をいう。なお、その一部は地方公共団体実行計画の構成要素となるものである。

固定価格買取制度（FIT）
： 再生可能エネルギー源（太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等）を用いて発電された電気を、国が定める固定価格で一定の期間電気事業者が買い取ることを義務づけた制度をいう。

混合消化
： 生ごみ、し尿、浄化槽汚泥等の有機性バイオマスを下水汚泥と混合して嫌気性消化することをいう。バイオガスをより効率的に発生させることが可能となる。

【さ行】

焼却廃熱発電
： 焼却炉設備における、燃焼排ガスや排煙処理塔排水などの余剰廃熱を利用した発電をいう。蒸気タービン発電やバイナリー発電などがある。

シロキサン
： バイオガスには、不純物として人工的な合成物質であるシロキサン（有機ケイ素又はシリコンオイルともいう）が存在する。例えば、バイオガスをガスエンジンの燃料として利用する場合、このシロキサンが、ガスエンジンの燃焼室内にて酸化し、粉末又は結晶状態でシリカ（SiO₂）として燃焼室に残留する。シリカはエンジン摺動面へ研磨剤として作用し部品の早期劣化や、スパークプラグへ堆積し、燃焼を不安定にしたり、排ガス浄化触媒を閉そくさせ、浄化機能を早期低下させる等、問題を引き起こす場合がある。

セルスタック : 燃料電池本体の発電を行う部品であり、セル(プラス電極とマイナス電極が電解質をはさんだもの)をいくつも積み重ねた(直列につないだ)もの。1枚のセルの出力は限られているため、必要な出力が得られるよう、多くのセルを重ねて1つのパッケージにしている。

【た行】

地方公共団体実行計画 : 地球温暖化対策の推進に関する法律第20条の3に基づき地方公共団体が定める温室効果ガスの排出の量の削減並びに吸収作用の保全及び強化のための措置に関する計画をいう。

【は行】

バイオガス : 発酵や嫌気性消化によって発生するガスをいう。下水汚泥の場合、メタンが60～65%、二酸化炭素が33～35%、水素、窒素が0～数%と、微量の硫化水素を含む。

バイオソリッド : 下水汚泥又は下水汚泥を主体とする他のバイオマス(生ごみ、家畜排せつ物、草木剪定廃材等生物由来の有機物)との混合物をいい、下水処理場において処理されるものをいう。

バイオマス : 再生可能な生物由来の有機性資源であり、化石資源を除いたものをいう。バイオマス資源の分類としては、木質バイオマス、製紙系バイオマス、農業残渣、家畜ふん尿・汚泥、食品系バイオマス等がある。

発熱量 : 高位発熱量は、燃焼後の生成物を燃焼前の温度に戻し、生成した水蒸気がすべて凝縮した場合の発熱量であり、低位発熱量は、燃料中の水素から生成する水及び本来含まれている水分の蒸発熱を高位発熱量から差し引いたものである。

複合バイオマス受入 : 下水処理場において下水道以外で発生するバイオマスを受け入れて共同処理し、エネルギーや堆肥等の資源として利用する技術をいう。下水道以外で発生するバイオマスとしては、し尿、浄化槽汚泥のほか、生ごみや公園・道路・河川敷の剪定草木等が挙げられる。

【アルファベット】

J-クレジット制度 : 省エネルギー機器の導入や森林経営などの取り組みによるCO₂などの温室効果ガスの排出削減量や吸収量をクレジットとして国が認証する制度を言う。

SPC (Special Purpose Company) : 特別目的会社ともいい、特定の事業を遂行することのみを目的として設立する会社を指す。

TOE (Ton of Oil Equivalent) : 石油換算千トン 10³ TOE=1kTOE = 1010 kcal/tonne = 10¹²×10×4.1868 J=41.868 TJ (Terajoules)
1TOE =41.868 GJ (Gigajoules)

VFM (Value For Money) : PFI で事業を行った場合、従来の公共事業と比べて何%のコストダウンができたかを示す割合のこと。両者のLCCで比較する。

第2章 総論

2-1. エネルギー化技術導入の意義

下水汚泥中の固形物の約8割は有機物で占められており、バイオガスや固形燃料等によるエネルギーとしての活用が可能である。下水汚泥エネルギー化技術の導入には、主に以下に示す3つの意義がある。

- (1) 下水汚泥のバイオマスとしての長期的かつ安定的な有効活用
- (2) エネルギー価値を利用した技術による経営改善
- (3) 温室効果ガス排出量の削減

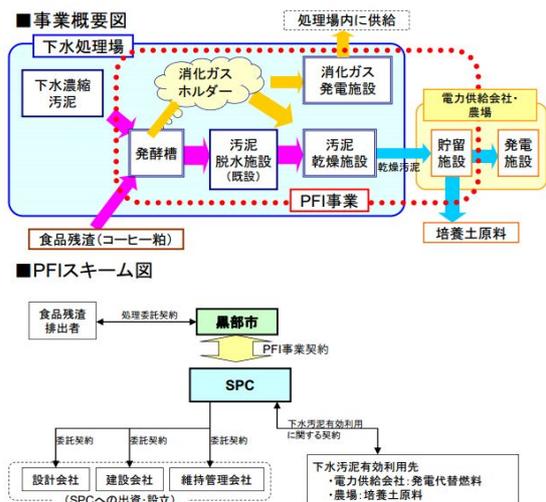
【解説】

下水道の普及や高度処理の進展にともない、下水汚泥として回収される固形物量も増加の傾向にある。この固形物中の約8割以上が有機物で占められており、下水処理に多くのエネルギーを必要としている中で、これをエネルギー源として活用していく意義は大きい。また、利用に際しては、それが下水道事業の経営や地球温暖化対策に寄与するものでなければならない。

(1) 下水汚泥のバイオマスとしての長期的かつ安定的な有効活用

前掲の図-1.1にみられるように、下水汚泥の有効利用（リサイクル）率は80%近くに達するまでに取り組みが進展してきたが、建設資材利用といったマテリアル利用が中心であり、バイオマスとしての特徴を生かした利用は少ないのが現状である。このため、下水汚泥の資源的価値を再確認し、新たな有効利用方法に取り組んでいく必要がある。それは、下水汚泥が持つエネルギー的資源と生物活性利用資材としての資源であり、前者は固形物の直接的な燃料化やバイオガス化利用等であり、後者は微生物を利用するメタン発酵やコンポスト等である。特に、後者については下水汚泥自らの資源化に資することはもとより、他の各種のバイオマスの資源化に大きくプラスに作用する。融合コンポストや複合バイオマスメタン発酵がその一例である。

例えば、黒部市では、地域産業と連携・一体となったエネルギー化利用に取り組んでいる(図-2.1参照)。また、恵庭市では、平成24年度から新たなバイオマスとして家庭系・事業系生ごみを受け入れ、下水汚泥・し尿・浄化槽汚泥と合わせた集約混合処理を開始している。これにより、従来よりもバイオガス発生量を大幅に増大させ、マイクロガスタービンによる発電や暖房ボイラーの燃料としてエネルギーの有効活用を図っている(図-2.2参照)。今後は、このような地域固有の取組が大いに期待される。



事業箇所	富山県黒部市
事業方式	PFI方式(BTO)；サービス購入型
契約期間	平成21年4月～平成38年4月
供用開始	平成23年5月
受注者(SPC)	黒部Eサービス(株)
事業概要	下水汚泥と食品残渣等を一体的に処理・資源化し、発電用化石燃料代替エネルギー等として有効利用するため、消化ガス発電施設及び汚泥資源化施設等を整備。
施設概要	○汚泥乾燥処理施設 ○発酵処理槽 830m ² ×2槽=1,660m ³ ○消化ガスホルダ 乾式ガスホルダ、容量：600m ³

図-2.1 エネルギー化技術導入事例(黒部市の例)

出典:国土交通省資料

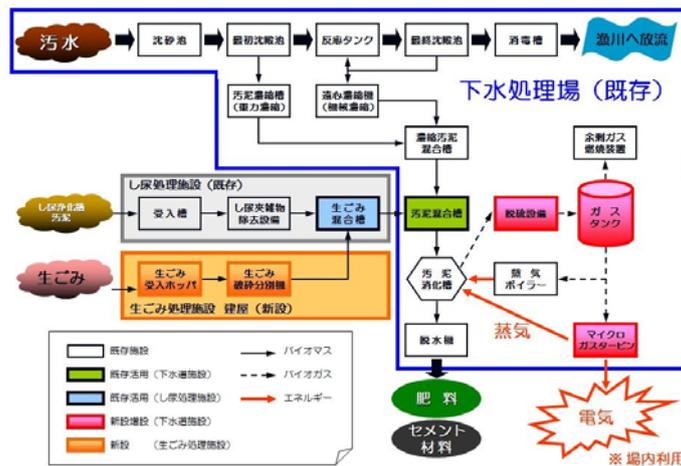


図-2.2 エネルギー化技術導入事例(恵庭市の例)

(2) 下水汚泥のエネルギー価値を利用した技術による経営改善

下水道における汚泥処分費、使用電力・燃料費は下水道維持管理費において、それぞれ全体の約5%、約10%を占め、これらの縮減が持続的な下水道事業の経営のために必要である。例えば、汚泥を処理する過程で発生するバイオガスを燃料とした発電事業を行うことで、その売電収入を下水道事業費に充て、経営改善を講じることが考えられる。

2012年度における下水汚泥中の有機物発生量(総バイオマス量)は、182万tに対し、エネルギーとして利用された割合は約13.6%である。このうち、バイオガス発電により約1.5億kWhが発電され、これにより年間約20億円の電力使用料金削減効果があったと試算される。また、未利用のバイオガスや焼却処分された有機物等、バイオマスとして未利用のものをすべてエネルギー利用し、固定価格買取制度で売電したとすると、約800億円(買取価格:39円/kWh)の収入を得ることができると見込まれる(図-2.3参照)。

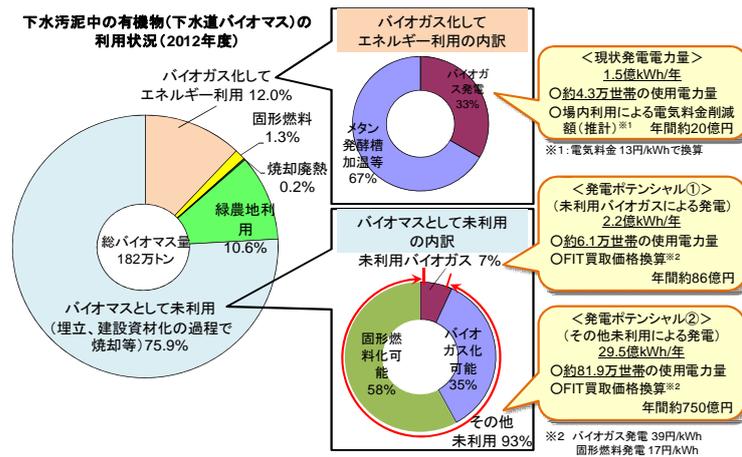


図-2.3 発生汚泥量及びエネルギー価値
出典: 国土交通省資料

(3) 温室効果ガス排出量の削減

下水道は処理過程において多くの温室効果ガスを排出している。これまでは、図-2.4に示すように、1990年度から2012年度の間に約45%増加しており、処理水量の伸び(同比約40%増加)を上回っている。特に、汚泥処理の電力使用に伴うCO₂排出量や汚泥焼却工程で発生するN₂O排出量の増加割合が大きく、それぞれ1990年比で約85%、約60%となっている。また、2012年度の温室効果ガス排出量の内訳をみると、処理場の電力消費に伴うCO₂排出量が約53%と最も多く、次いで、汚泥焼却によるN₂O排出量が約20%を占めている。

このように、下水道からの温室効果ガスの排出状況を踏まえれば、すべての下水処理場において、より着実な温室効果ガス排出量の削減対策を早急に取り組んでいく必要がある。これにエネルギー化技術の導入が大きく寄与するものと考えられる。

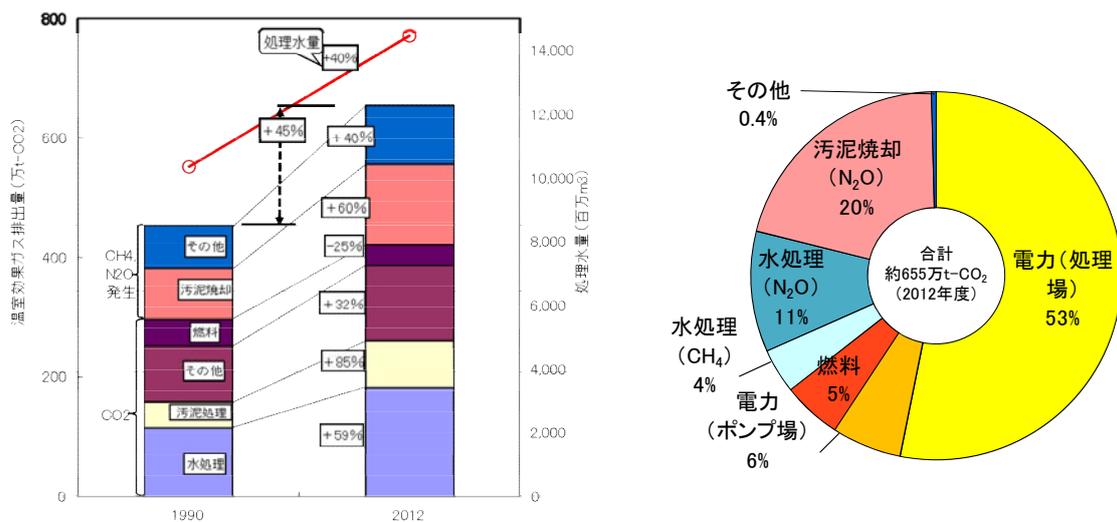


図-2.4 下水道からの温室効果ガス排出量の推移(左)と排出量の内訳(右)
出典: 国土交通省資料

N₂O 発生対策については、高温焼却や近年開発された多段吹込燃焼式流動炉、二段燃焼式循環流動炉等の導入のほか、エネルギー化技術の導入が有効である。例えば、通常焼却における N₂O 排出係数は 1.51kg-N₂O/wet-t に対し、固形燃料化技術の炭化技術では 0.0312kg-N₂O/wet-t であり、温室効果ガス排出量の削減に有効である。また、熱分解ガス化技術においても、高温で燃焼させて熱回収を行うために N₂O の発生が大幅に抑えられるシステムとなっており、N₂O 排出係数は 0.0403kg-N₂O/wet-t である。さらに、固形燃料の化石燃料代替としての利用により、利用先の温室効果ガス排出量の削減も見込まれる。

また、最も古いエネルギー利用技術である嫌気性消化法の実績をみたのが図-2.5 である。消化ガスは年間に 3 億 3,500 万 m³ 発生しており、発電に 23.3%、焼却炉の補助燃料として 11.6%が利用されており、現状の利用状況においても温室効果ガス排出量削減に寄与している。しかし、発生量の 30.1%に相当する 1 億 800 万 m³/年が余剰ガスとして焼却されている。これを全て発電に利用すると、発電量は約 2.2 億 kWh/年、温室効果ガス排出削減量は約 12.3 万 t-CO₂/年となる。さらに、発電時の排熱を消化槽の加温に用いるコージェネシステムに改変するならば、直接加温に利用していたガスを発電に利用することが可能となり、さらなる効果が期待できることになる。

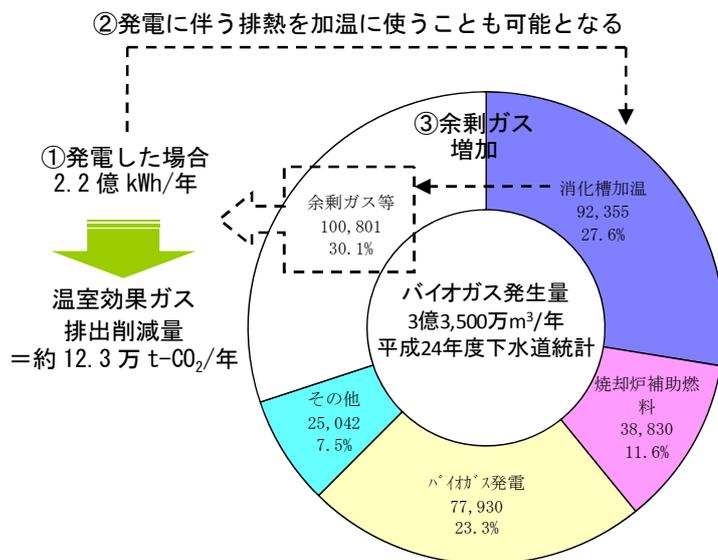


図-2.5 バイオガス発生量(単位：千 m³/年)と利用内訳

出典：「下水道統計（平成24年度版）」（社）日本下水道協会 を基に作成

2-2. 対象技術とその概要

本ガイドラインで検討対象とする下水汚泥エネルギー化技術は、次の4つの技術のうち、生成される製品の安全性や品質の確保等の観点から公的機関等による評価が行われているものを対象とする。

- ① 固形燃料化技術（汚泥炭化技術、汚泥乾燥技術）
- ② バイオガス利用技術（バイオガス回収技術、バイオガス発電技術、自動車燃料利用技術、ガス導管直接注入技術、都市ガス供給・都市ガス原料供給技術、ガス運搬技術）
- ③ 熱分解ガス化技術（ガス化炉）
- ④ 焼却廃熱発電技術（蒸気タービン発電、バイナリー発電）

【解説】

ここで検討対象とする下水汚泥エネルギー化技術は、下水汚泥から生成されるエネルギー資源として汚泥固形燃料、バイオガス、熱分解ガス及び焼却廃熱発電を対象とし、場外搬出により第三者が利用することも想定されるため、製品の安全性や品質の確保等の観点から公的機関等において評価されている以下の対象技術とする（図-2.6 参照）。

①固形燃料化技術

固形燃料化技術は、汚泥炭化技術として低温炭化、中温炭化、高温炭化を、汚泥乾燥技術として造粒乾燥、油温減圧式乾燥、改質乾燥、表面固化乾燥を対象とする。

②バイオガス利用技術

嫌気性消化により発生したバイオガスを利用する技術として、バイオガスを燃料とした発電技術、バイオガスを精製し、自動車燃料として利用する技術、ガス導管に直接注入する技術、都市ガス・都市ガス原料として供給する技術、利用先まで運搬する技術を対象とする。

③熱分解ガス化技術

下水汚泥の熱分解ガス化反応、改質反応により生成した可燃性ガスを汚泥の乾燥、ガス化に利用し、残りの可燃性ガスを発電に利用するガス化技術を対象とする。

④焼却廃熱発電技術

焼却炉設備における燃焼排ガス廃熱や、排煙処理塔循環水等、従来未利用となっていた廃熱を利用し、発電に利用する技術を対象とする。

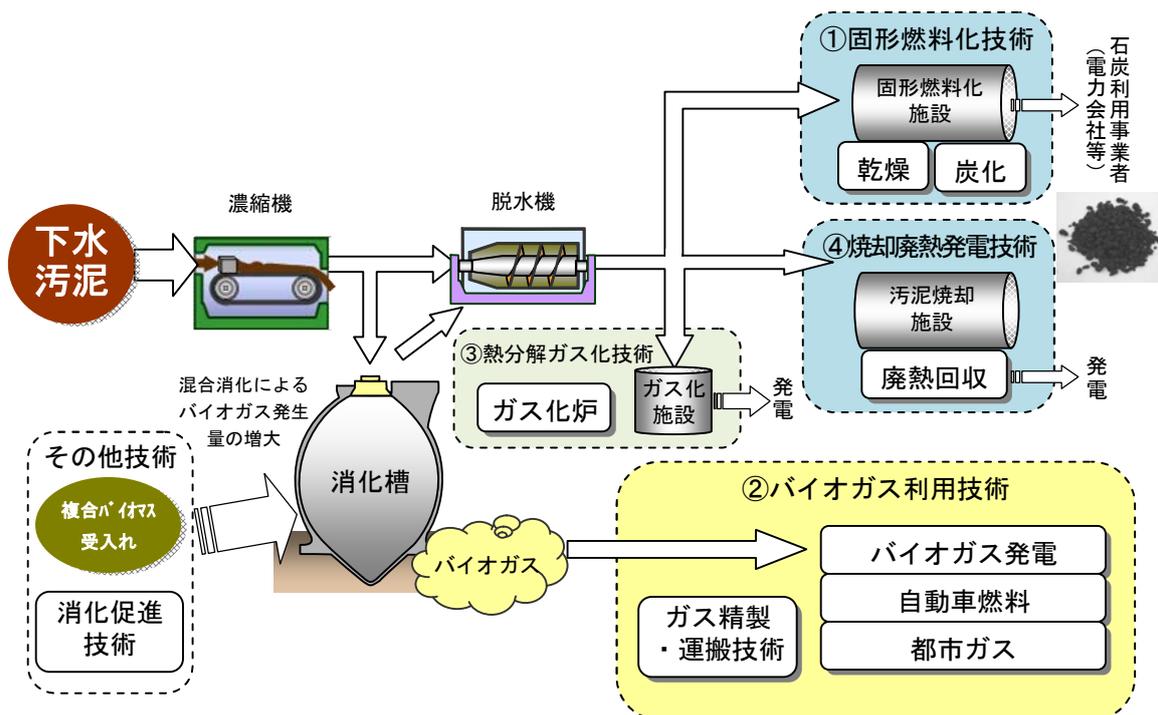


図-2.6 本ガイドラインで対象とするエネルギー化技術（①～④）

個々の技術の概要について以下に示す。また、各技術の詳細については参考資料－１に整理した。

（１）固形燃料化技術

下水汚泥を固形燃料として利用する技術としては、汚泥炭化技術と汚泥乾燥技術に大別される。各技術の概要を以下に示す。なお、下水汚泥固形燃料は、JIS化され製品の品質の安定化と信頼性が確立されている。

1) 汚泥炭化技術

本技術の原理は、無酸素状態で下水汚泥を加熱することにより、汚泥中に含まれる分解ガス（乾溜ガス：生成ガスやタール、水分等）を放出させ、汚泥を熱分解させて燃料化汚泥を製造する技術である。一般に炭化温度によって分類され、製品発熱量等性状が異なる品質の炭化物が生成される。

炭化温度により、低温炭化（例として 250～350℃）、中温炭化（例として 400～600℃）、高温炭化（例として 700℃以上）と区分して呼ぶ場合があり、本ガイドラインにおいても、この区分に準じることとする。高温炭化は炭化の進行が進むため、炭化物の発熱量は少ないが、廃熱利用量が大きくなるため補助燃料消費量は少なくなる。一方、低温炭化は炭化物の発熱量は大きい、補助燃料消費量は多くなる。

一般的なシステム構成は、乾燥工程及び炭化工程に大別され、投入された脱水汚泥は乾燥工程で水分除去され乾燥汚泥となり、続く炭化工程において低酸素状態で熱分

解され、乾留、炭化される。炭化製品の主な特徴を以下に示す。

- ・粒径がφ 2～3 mm程度の粒状固形物で、ハンドリング性は良好である。
- ・乾燥汚泥と比較して、臭気が少ない。
- ・発熱量は乾燥汚泥と比較して低い。
- ・空気中の酸素と反応し発熱する自己発熱特性を有する。

2) 汚泥乾燥技術

汚泥乾燥技術は、造粒乾燥、油温減圧式乾燥、改質乾燥、表面固化乾燥を対象とする。

(造粒乾燥)

造粒乾燥は、汚泥の粘着性を利用し、乾燥粒子（核粒子）に汚泥を薄膜状に塗布し、転動造粒した汚泥を熱風で乾燥させる方法である。水分を蒸発させる操作のため、基本的に脱水汚泥中の有機物は分解されていない。

本システムで得られる製品の主な特徴を以下に示す。

- ・外観は鼠色でφ 2～5 mm 程度の均一な粒状であり、ハンドリング性に優れている。
- ・含水率は6～10%程度と低いため、生汚泥に比べ臭気が少なく、吸湿しない条件で長時間貯留しても変質せず貯留性に優れている。
- ・製品に含まれる有機成分は造粒乾燥ペレット中に濃縮されるため、低位発熱量を石炭の2/3 程度有し、炭化製品に比べ発熱量が高い傾向にある。

(油温減圧式乾燥)

油温減圧式乾燥は、脱水汚泥と廃食用油を混合し、減圧下で加熱することにより下水汚泥中の水分を高効率で急速に蒸発させる方法である。

油温減圧式乾燥システムは、脱水汚泥と廃食用油を混合する予備加熱タンクと油温減圧式乾燥機、乾燥汚泥から油分を分離する油分離機で構成されている。乾燥過程で発生する蒸発水分は、ミストキャッチャーで捕捉され、乾燥機の加温に再利用される。本システムで得られる製品の主な特徴を以下に示す。

- ・外観は黒色でペレット粒状である。
- ・含水率は3%以下で平均粒径は1 mm 程度である。
- ・高温処理による殺菌性により、製品の安全性に優れている。
- ・油分を約30%含むため、石炭と同程度の低位発熱量（21MJ/kg-DS 程度）を有し、炭化製品や造粒乾燥製品に比べ発熱量が高い傾向にある。
- ・放熱性の悪い環境や酸素リッチな環境の元では、自己発熱特性を有する。

(改質乾燥)

改質乾燥は、下水汚泥を高温・高圧の条件下（例えば 200℃～230℃、1.6MPa～2.9MPa）で脱水性の高い状態に改質した後、乾燥させる技術である。

改質乾燥システムは、主に改質・冷却装置、脱水・乾燥装置及び排水処理装置で構成されている。投入された脱水汚泥は、改質器で高温スチームによる水熱反応を受け

液状化し、同時に有機成分の一部が分解し、酸素が離脱して改質される。その後、汚泥脱水機で含水率 50%程度まで脱水され、乾燥機で含水率 10%以下の粒状の燃料製品となる。また、脱水機において発生するろ液を嫌気性処理槽（UASB 法）で処理してメタンガスを回収し、改質用ボイラの補助燃料として利用する。嫌気性処理後の処理液は、振動 NF 膜により処理される。なお、冷却器から得られる熱エネルギーは、循環する熱媒油により回収され、乾燥工程の熱源として利用される。本システムで得られる製品の主な特徴を以下に示す。

- ・含水率は 5～10%で $\phi 3$ mm 以下の粒体である。かさ比重は 0.8 g/cm^3 程度で石炭に近い。
- ・発熱量は脱水汚泥と比較して同等以上の値となる（一般的な石炭に比べ 70%程度）。
- ・製品の安全性については、ほかの炭化燃料製品や乾燥燃料製品と同程度で、粉塵爆発の可能性は低い。

（表面固化乾燥）

表面固化乾燥は、汚泥成型機によって脱水汚泥を断面約 1 cm の角柱状に成型し、表面固化乾燥装置にて比較的低温（約 200°C ）な乾燥空気ですり乾燥させる技術である。

表面固化乾燥システムは、汚泥成型機、乾燥熱風炉、乾燥熱交換器、抽気処理装置で構成されており、乾燥熱交換器では焼却設備等の外部廃熱を回収し、燃費の向上が図られている。本システムで得られる製品の主な特徴を以下に示す。

- ・表面に固化層が形成されるため粉状乾燥汚泥の飛散が抑制され、ハンドリング性に優れる。
- ・低温乾燥のため、揮発性有機物を最大限残留させ、発熱量が確保できる。（90%以上、消化汚泥はほぼ 100%）
- ・可燃性ガスの発生、粉塵爆発の可能性は低い。

（2）バイオガス利用技術

本ガイドラインでは、消化槽から発生したバイオガスを利用する技術として、バイオガス発電、バイオガス自動車燃料、ガス導管直接注入、都市ガス供給・都市ガス原料供給、ガス運搬技術を扱う。なお、バイオガスを利用するにあたって、前段でバイオガスを生成することが必要となることから、バイオガス回収技術（嫌気性消化技術）について記載したのち、各技術の概要を示す。

1) バイオガス回収技術

下水汚泥からのエネルギー回収技術のうち、現在、最も多く利用されている技術が嫌気性消化である。嫌気性消化は、嫌気的狀態に保たれた汚泥消化槽内で有機物を嫌気性微生物の働きで低分子化、液化及びガス化する処理法である。汚泥を消化槽で消化温度に応じて適当な消化日数をとると、投入汚泥中の有機物は液化及びガス化により 40～60%減少する。一般に、消化槽はコンクリート製であるが、近年建設コストが安価で工期の短い鋼板製消化タンクも開発されている。

消化槽を設置することによる主なメリットを以下に示す。

- ① 汚泥中の有機物をメタンとしてエネルギー回収できる。
- ② 有機分の分解により汚泥回収固形物量が減り、後段の汚泥処理設備容量を小さくできる。
- ③ 衛生面の安全性が図れ、ケーキ状での最終処分が可能である。
- ④ 汚泥の質が安定し、後段の汚泥処理設備に与える性状変動が小さくなる。
- ⑤ 大容量を有する消化槽は、バッファー機能として活用できる。

また、消化槽導入を制限している要因としては、以下があげられる。

- ① 消化槽の建設費、維持管理費が必要である。
- ② 消化槽、ガスホルダ等の用地を要する。
- ③ 返流水により水処理設備の負荷が増加する。
- ④ 消化槽で有機物が分解されることから、焼却炉に必要な熱量が不足して燃料が削減できない可能性がある。

本ガイドラインでは、バイオガスを利用する技術を対象とするが、嫌気性消化技術、ならびにバイオガスの発生量を増大させる技術として、複合バイオマス受入技術及び消化促進技術についても参考情報として整理する。

2) バイオガス発電技術

(ガスエンジン)

ガスエンジンは、燃料ガスと空気を混合してシリンダ内に供給して圧縮燃焼させ、その燃焼に伴い生じる膨張力によるピストンの往復運動をクランク軸の回転運動に変換し、動力を取り出す内燃機関であり、バイオガス用の発電システムとしては最も一般的な方式となっている。本方式は発電設備を駆動して電力供給をすると同時に、排ガスや冷却水から排熱を蒸気や温水の形態で回収する。ガスエンジンは概ね 100～1,000kW の容量があり、最近では、25kW の小容量の発電設備で高い発電効率を達成しているものもある。ガスエンジンは、バイオガス中の硫化水素によるエンジンの腐食の問題、微量不純物成分（シロキサン）が、エンジン内で燃焼してシリカになり、エンジン部品の損傷を受けることが予想されるため、前処理装置で硫化水素及びシロキサンを除去する必要がある。一般に、ガスエンジンの発電効率は 25～39%、排熱効率は 40～55% に達し、総合効率としては約 80% である。

(マイクロガスタービン)

マイクロガスタービンは、基本的には大型のガスタービンと同じ原理に基づいているが、再生サイクル技術の採用により、100kW 以下の小容量でも比較的高い発電効率を達成している。マイクロガスタービンもガスエンジンと同様、燃焼を伴う発電方式であり、バイオガス中の硫化水素による腐食や、バイオガス中のシロキサンの燃焼で生成されるシリカによって、エンジン部品の損傷を受けることが予想されるため、これらの不純物を除去する必要がある。マイクロガスタービンの発電効率は 10 数% であるが、タービ

ンからの排熱を利用する再生サイクル技術により、25～28%程度の発電効率まで上昇する。また、エンジン式と比較すると、排熱の量や排熱温度が高いといった特徴があり、排熱を温水回収することにより70～80%の高い総合効率を得ることができる。

(燃料電池)

燃料電池は、化学反応によって電気を発生させる電池の一種であり、水の電気分解とは逆の原理で、バイオガスから分離した水素と空気中の酸素の化学反応から生じる電子を直流電流として取り出すものである。

燃料電池の本体はセルスタックといい、セルが積み重なっている。セルには、燃料極と空気極があり、反応に必要な水素が燃料極を通り、酸素が空気極を通る構造となっている。水素は電極中の触媒の働きで電子を切り離して水素イオンになり、電解質はイオンしか通さないという性質があるため、切り離された電子は外に出ていく。電解質の中を移動した水素イオンは、反対側の電極に送られた酸素と外部から電線（外部回路）を通じて戻ってきた電子と反応して水になる。この、「反応に関与する電子が外部回路を通ること」が、電流が流れるということであり、電気が発生するということである。

なお、バイオガス中に含まれる硫化水素、シロキサン、アンモニア等の不純物は、改質装置の効率・寿命を低下させるため、前処理施設にて除去する必要がある。

主な設備構成は、前処理装置、改質器、変成器、燃料電池本体、インバーター、排熱回収装置である。前処理装置で不純物除去を行い、精製したガスから改質器で水素を取り出し、燃料電池で水素と酸素とを化学反応させて直流電気を取り出し、インバーターで交流の電気に変える。改質器や燃料電池からの排熱は、熱回収装置で回収される。また、消化設備で精製したバイオガスを改質器に送り、バイオガスが不足する場合は都市ガスを引き込むことで発電に見合う量の水素を精製し、空気中の酸素と反応させることによって発電するハイブリッド型燃料電池も開発されている。

燃料電池の一般的な特徴は、以下のとおりである。

- ① 電気化学反応による発電方式であるため、変換ロスが少なく効率が高い。
- ② 回転部分がないので、低騒音、低振動である。
- ③ 大気汚染物質（窒素酸化物、硫黄酸化物）の発生が少ない。

(ロータリーエンジン)

近年開発されたガス発電技術としてロータリーエンジンがある。ロータリーエンジンは、ピストンの代わりにローター（回転子）を用いたエンジンである。ハウジングの内面を三角おむすび形のローターが回転し、吸気・圧縮・爆発・排気の4サイクルを進行する。ローター1回転で4サイクルの工程が3組同時進行し、出力軸は3回転する。主な特徴として、構造がシンプルであるため、設備を小型化することが可能であり、メンテナンスが容易となる。また、エンジンが回転運動となるため騒音・振動が少なく耐久性に優れている。さらに、補機動力が小さいため、自己消費電力が低減できる等の特徴を有している。発電効率は22～23%、排熱効率は57～58%に達し、総合効率としては約80%である。

(各発電技術のまとめ)

各バイオガス発電技術のまとめを表-2.1に示す。

表-2.1 各バイオガス発電技術の特徴(下水処理場に導入されたもの)

	ガスエンジン	マイクロ ガスタービン	燃料電池	ロータリー エンジン
発電出力(kW)	25～1,000	30～95	105	40
発電効率(%)	25～39	25～28	42	22～23
排熱効率(%)	40～55	約 45	20～49	57～58
総合効率(%)	約 80	70～80	62～91	約 80

(大規模発電機とユニット構造型(小型)発電機)

ガス発電技術の導入を検討する際、種々の設計思想が考えられる。以下にその例を示す。

①大規模発電機

ガスエンジンの大型機種においては、イニシャルコストのスケールメリットが期待される。また、補機類も大型化し、機器点数を削減できる。デメリットとしては、定期的な修繕の際に全停止する必要があること、配置条件によっては設置が困難である場合があること、消化ガス量の変動による低負荷運転時には発電効率が低下すること等が挙げられる。

②ユニット構造型(小型)発電機

運転管理や維持管理の利便性を考慮した場合、小規模の発電機を複数台並列使用するという方式が考えられる。本方式では、設備の部分停止が可能であることから、バイオガス量の変動に対応した運転が容易である。また、部品類の汎用化から、機械コストの低減とメンテナンス部品の流通性向上を実施している。ユニット方式の利点としては、一つ当たりのユニットの施工性がよく、後付け施工が可能であることも挙げられる。デメリットとしては、ユニット構造型発電機を多数設置して大規模な発電設備を検討する場合は必要敷地面積が比例的に大きくなることが挙げられる。また、大規模施設においても一般的には機器費のスケールメリットはでない。排煙処理設備は各ユニットに付属していないが、小型機であるため、大気汚染防止法に定める届け出が不要であり、ばい煙排出設備に該当しない。しかし、単独では問題にならなかったとしても、各自治体が設定する総量規制が問題となるケースも考えられる。もしNO_xの排出に関する総量規制に抵触する場合は、誘引ファンと排ガス処理設備が必要となる。

3) 自動車燃料利用技術

天然ガス自動車は、基本的な構造は従来の車と同様で、燃料系統だけが異なり、石油代替エネルギーである天然ガスを燃料とし、CO₂排出量がガソリン車より2～3割少ない低公害車である。

下水汚泥から発生するバイオガスはその成分の約6割がメタン、約4割が二酸化炭素であり、燃料としての熱量は低いことに加え、微量な不純物として硫化水素、シロキサンを含み、機器を損傷・劣化させる原因となる。バイオガスを天然ガス自動車の燃料として利用するためには、バイオガス中の不純物を除去し、メタン濃度を高め、都市ガス並みの品質に精製する必要がある。

バイオガスの精製方法としては、気液接触法、PSA法（Pressure Swing Adsorption：圧力変動吸着）、膜分離法等がある。気液接触法は、常圧あるいは高圧でガスと水を接触させ、ガス中の二酸化炭素等の不純物を水中に溶解させてメタン濃度を高める。PSA法は、吸着剤を用いて高圧下で不純物を吸着除去し、常圧あるいは減圧下で不純物を吸着剤から脱着し再生することにより、高純度に精製する。膜分離法は、分圧による膜への浸透速度の違いを利用してガスを分離する。

自動車燃料利用の導入事例では、精製方法は高圧水吸収法が採用されており、バイオガスを昇圧させて吸収水と接触させ、メタン濃度を約97%まで高めることができる。精製ガスの品質は、都市ガス並みであり、天然ガス自動車の燃料として利用可能である。精製したバイオガスは、付臭後、ガスホルダに貯留され、ガス充填設備で天然ガス自動車へ供給される。

事業実施にあたっては天然ガス自動車のユーザーをいかに確保するかが重要であるため、交通量の多い幹線道路沿いや運送会社・バス会社等のターミナル近くに位置する処理場であることが望ましいと考えられる。

4) ガス導管直接注入技術

バイオガスを都市ガス13Aレベルと同等の品質に精製、調整し、ガス導管に送りこむ技術である。送り込まれたガスは、都市ガスとして需要家に供給される。

ガス導管直接注入の導入事例では、**3) 自動車燃料**と同様にメタン濃度97%まで精製したガスを都市ガス化設備で、微量成分除去（酸素、二酸化炭素等の微量成分を除去し、購入ガス会社が定める基準値以下まで低減させる）、熱量調整（ガス会社が供給する都市ガス13Aの高位発熱量は45MJ/Nm³であり、熱量を合わせるためにプロパンガスを添加する）、付臭（ガス漏れ検知用に付臭剤を添加する）を行う。

事業実施にあたっては都市ガス導管へのアクセスしやすさに加え、バイオガス発生量変動や品質等に関する十分な配慮が必要となる。その一方、直接ガス導管に注入することで、都市ガス工場との距離には制約を受けない。

5) 都市ガス供給・都市ガス原料供給技術

都市ガス及び都市ガス原料として供給するためには、供給するガスの品質についてガス事業者と協議して決める必要があり、供給先の条件に合わせてバイオガスを精製する必要がある。バイオガスの精製方法は、**3) 自動車燃料**にあげた気液接触法、PSA法（Pressure Swing Adsorption：圧力変動吸着）、膜分離法等がある。

都市ガス供給の導入事例では、気液接触法により、二酸化炭素を水に吸収させて、メタン濃度を約 92%まで高める。さらに、圧縮機でガス供給先であるガス事業者のガスホルダへ送るために圧力を高め、除湿機にて除湿を行った後、ガス事業者の都市ガス 13A の熱量まで増熱するためプロパンガスを添加し、都市ガス工場へ供給する。

都市ガス原料供給の導入事例では、充填材が充填された精製塔に処理水を散布し、バイオガス中の二酸化炭素を水に溶解させ、メタン濃度が約 92%と都市ガスに近い成分まで精製し、圧送機で圧力を高め、除湿機で除湿し、都市ガス原料としてガス事業者へ供給している。ガス事業者側の設備として、導管、圧力調整機、緊急遮断弁、熱量調整設備が付加されている。

事業実施にあたっては都市ガス工場までの導管敷設コストがかかるため、都市ガス工場に対してアクセスしやすいことが必要となる。また、供給するガスの品質、圧力、量、価格等について、ガス事業者と調整を行い、供給条件に合わせた精製設備や供給先に送るための設備（圧縮機、ガス導管）が必要となる。

6) ガス運搬技術

バイオガスを精製し、搬送用容器に高圧充填し、トレーラーでバイオガス利用先へ輸送する技術である。これにより、都市ガス配管が接続していない地域（プロパンガス利用世帯等）にも、バイオガスを供給することが可能となる。

本技術の設備は、バイオガスをトレーラー入り側の管理基準になるよう精製するための精製装置、ガスホルダ、高圧充填するための圧縮機、カーボン容器を搭載した軽量トレーラーにより構成される。従来、鋼製容器が用いられてきたが、約 1/3 軽量化したカーボン性の搬送用容器の開発により大幅な輸送コストの低減が見込まれている。

(3) 熱分解ガス化技術

熱分解ガス化は下水汚泥のガス化反応、改質反応により発生した可燃性ガスを汚泥の乾燥と発電に用いることで、高温焼却に比べて、特に CO₂ の 298 倍の温室効果を有する N₂O の大幅な削減を図ることができる技術である。

本システムでは、脱水汚泥を含水率 20%程度まで乾燥させ、乾燥させた汚泥をガス化炉にて、高温かつ低酸素状態（蒸焼き）で下水汚泥の可燃分を熱分解し、水素や一酸化炭素、メタン等の熱分解ガスを発生させる。その後、改質炉で、高温状態で酸素と蒸気を加えることで、熱分解ガス中の高分子ガス及びタール等を低分子化し、水素や一酸化炭素を主体とする良質な可燃性ガス（改質ガス）に改質する。熱分解ガスの大部分は、熱回収炉で約 900℃で燃焼させ、乾燥機及びガス化炉の熱源として利用する一方、一部の改質ガスは、窒素、硫黄分等の不純物を取り除き、発電設備の燃料とする。なお、熱分解残渣として灰が発生するが、残渣発生量は従来の焼却炉と同程度である。

(4) 焼却廃熱発電技術

焼却廃熱発電技術には、蒸気タービン発電とバイナリー発電がある。各技術の概要を以下に示す。

1) 蒸気タービン発電

蒸気タービン発電とは、蒸気タービンに発電機を連結して電気を得ることをいう。蒸気タービンは、ボイラなどで発生させた蒸気の熱エネルギーにより羽根車を回転させて動力を取り出す原動機のこと、羽根における蒸気的作用により衝動タービンと反動タービンの2種類がある。また、蒸気の使い方により復水タービン、背圧タービン、抽気タービン、排気タービンに分けることができる。

復水タービンは、排気を復水器に導いて大気または冷却水により復水させる方法であるが、復水器に捨てる熱量が極めて多い。これに対して背圧タービンは、排気圧力を大気圧以上に保ち、すべての排気を作業用の蒸気として利用する方式で、復水器に捨てる熱量を有効利用でき全体の熱効率を高くすることができる。抽気タービンは、タービンの途中から蒸気を抽出し作業用蒸気として利用する方式で、残りの蒸気はさらに低圧まで膨張させて発電し復水器に送られる。

また、タービンの代わりに容積式スクリーを用いて蒸気の減圧エネルギーにより発電を行うスクリー式発電機が市場に導入されている。本発電機は、オイルフリースクリー式空気圧縮機の技術を用いたもので、タービン発電機では導入メリットの低い低圧(2.0MPaG未満)、少量(1~5t/h程度)の蒸気による発電が可能で、背圧タービンと同様の用途で用いることができる。

2) バイナリー発電

バイナリー発電とは、中・低温廃熱源などの加熱源により沸点の低い作動媒体を加熱し蒸発させた蒸気によりタービンを回して発電する方式で、加熱源(温水)と作動媒体(蒸気)の2種類の媒体を利用することから「バイナリー」と呼ばれている。沸点の低い作動媒体には、イソブタン、ブタン、ペンタン、イソペンタン、アンモニア水、HFC245fa等がある。

【参考情報】

(複合バイオマス受入技術)

下水処理場において下水道以外で発生するバイオマスを受け入れて共同処理し、資源化利用する技術であり、下水道以外で発生するバイオマスとしては、し尿、浄化槽汚泥のほか、生ごみや公園・道路・河川敷の剪定草木等が挙げられる。地域で発生するバイオマスを受け入れて利活用することで、地域の廃棄物処理コストを削減し、かつ低炭素社会を推進することができる。また、下水道以外で発生するバイオマスと下水汚泥と一緒に消化することによりバイオガス発生量の増加が期待できる。各バイオマスのガス転換率が示されている資料の一覧を表-2.2に示す。

表-2.2 各資料が対象とする下水汚泥以外のバイオマス

①	資料名	下水処理場へのバイオマス(生ごみ等)受入れマニュアル 財団法人 下水道新技術推進機構 (2011年3月)
	対象 バイオマス	し尿・浄化槽汚泥、食品販売廃棄物(卸売市場廃棄物、食品小売業廃棄物) 厨芥(家庭系厨芥、事業系厨芥)
②	資料名	バイオガスを活用した効果的な再生可能エネルギー生産システム導入ガイドライン(案) 国土交通省 国土技術政策総合研究所(平成25年7月)
	対象 バイオマス	地域バイオマス(食品製造系バイオマス、木質系バイオマス)
③	資料名	超高効率固液分離技術を用いたエネルギーマネジメントシステム導入ガイドライン(案) 国土交通省 国土技術政策総合研究所(平成25年7月)
	対象 バイオマス	生ごみ(厨芥)、し尿、浄化槽汚泥
④	資料名	混合バイオマスメタン発酵技術普及促進マニュアル 石川県 水環境創造課・財団法人 下水道新技術推進機構 (2014年3月)
	対象 バイオマス	未利用・廃棄物系バイオマスを一覧として取りまとめ
⑤	資料名	小規模処理場施設に適したメタンガス有効利用支援に関する共同研究報告書 独立行政法人土木研究所報告書第460号(2014年6月)
	対象 バイオマス	し尿、浄化槽汚泥、学校給食残さ、油揚げ、豆腐排水汚泥、おから、豆皮、和菓子
⑥	資料名	回分式実験による下水汚泥と有機性廃棄物の嫌気性消化特性調査 土木学会論文集G(環境) Vol. 69, No. 7, pp. III_605-III_614, 2013.
	対象 バイオマス	食品系廃棄物、生ごみ、畜産廃棄物、野菜屑

(嫌気性消化技術及び消化促進技術)

嫌気性消化技術及び消化促進技術について表-2.3、表-2.4に整理する。

表-2.3 嫌気性消化技術の概要

技術分類	導入事例 (又は実証実験箇所)	技術概要	主な必要設備 (消化槽以外)
完全混合法	多くの下水処理場において導入実績あり	嫌気性消化槽に攪拌装置を設置したもの。下水汚泥の嫌気性消化装置の中で最も一般的	攪拌設備
乾式嫌気性消化	固形廃棄物を対象に実績はあるが下水道での実績は無し	消化汚泥は塊のまま排出されるため、直接的な焼却あるいは堆肥化が可能	乾式嫌気性消化槽
二相プロセス	熊本市南部浄化センターにおける実証試験【LOTUS】	酸生成相とメタン生成相の微生物反応を最適化するために、各々に専用槽を設置	酸発酵槽、可溶化槽等
嫌気性固定床	熊本県八代北部浄化センターにおける実証試験	固定床担体。消化槽内に充填された担体中に微生物を保持することにより、嫌気性消化を高効率化	担体
高効率高温消化+鋼板製消化タンク+担体+生ごみ投入	大阪市中浜下水処理場【B-DASH】	消化タンクに固定床担体を充填し、嫌気性微生物を付着させて微生物濃度を高め、生ごみの混合及び高温消化により効率化	生ごみ前処理設備、自動制御装置
複合バイオマス受入+高機能鋼板製消化タンク+高効率ヒートポンプ	神戸市東灘処理場【B-DASH】	地域バイオマスと下水汚泥を混合消化することによって、バイオガス発生量を増加させる。また、高効率ヒートポンプを用いて下水処理水等の未利用熱を回収し、消化槽の加温に利用することによって、加温用のバイオガスが不要	受入設備、前処理設備、高効率ヒートポンプ

表-2.4 消化促進技術の概要

技術分類	導入事例 (又は実証実験箇所)	技術概要	主な必要設備
オゾン	新潟県十日町下水処理センターにおける実証試験【LOTUS】	オゾンの強力な酸化力により余剰汚泥微生物の細胞壁を破壊し、汚泥中の不活性有機分を生物分解可能な形態に改質	オゾン発生器、オゾン反応槽、気液分離槽、廃オゾン分解器、脱臭器
超音波処理	横浜市南部汚泥処理センターにおける実証試験【LOTUS】	超音波が引き起こすキャビテーション(空洞現象)による反応によって、有機物が分解し可溶化	超音波処理装置
水熱反応	長崎市【B-DASH】	高温高圧水の状態で、有機物を低分子化し可溶化	水熱反応槽、予熱器
	新潟県長岡浄化センターにおける実証実験【下水道機構との共同研究】	高温高圧状態からの圧力変動による可溶化	汚泥貯留槽、可溶化槽、可溶化汚泥減圧貯留槽
	猪名川流域下水道原田水みらいセンターにおける実証実験【下水道事業団との共同研究】	脱水した消化汚泥を熱可溶化して消化槽に返送するシステム	可溶化装置、加温用蒸気ボイラ

第3章 エネルギー化技術の導入事例

3-1. エネルギー化技術の国内導入事例

下水汚泥を原材料としたエネルギー化技術について、我が国の導入事例を紹介する。

【解説】

固形燃料化事業のうち、炭化技術については、東京都の東部スラッジプラントや新潟県胎内市の中条浄化センターをはじめとして、愛知県、広島市、熊本市、大阪市等、年々稼働施設が増えてきている。

乾燥技術については、福岡県の油温減圧乾燥技術、宮城県及び新庄市においては造粒乾燥技術が採用されているほか、北九州市においても造粒乾燥技術が導入される予定である。さらに、表面固化乾燥技術は愛媛県松山市において B-DASH プロジェクトによる実証事業が完了し、平成 26 年 8 月にガイドラインが策定・公表されている。

バイオガス利用技術については、全国約 2,200 箇所 of 下水処理場のうち、現在約 300 箇所が消化槽を設置しており、バイオガスを汚泥の焼却や消化槽の加温に使うケースが大部分であるが、全国 47 箇所においてバイオガス発電（燃料電池含む）が行われている。

東京都の森ヶ崎水再生センターでは、出力 3,200kW×1 基のガスエンジン発電機を導入し、PFI 事業によりガス発電を行っており、バイオマス発電による「環境価値」を、第三者認証を経て証書化している。

燃料電池による発電は、山形市及び熊本県にて採用されている。また、最近では小型発電機を複数台導入している事例もあり、佐賀市では 25kW×16 台の発電設備が導入され、平成 23 年 3 月から運用が開始されている。

下水処理場の外へバイオガスを供給するケースとしては、長岡市及び金沢市においてバイオガスを精製してメタンガス濃度を約 9 割にまで高め、隣接する都市ガス工場に供給している事例がある。また、神戸市及び上田市における天然ガス自動車の燃料として利用している事例、神戸市における既設ガス管網への直接注入の事例がある。

熱分解ガス化技術に関しては、東京都の清瀬水再生センターにおいて平成 22 年度より事業を開始している。

焼却廃熱発電技術については、東京都の東部スラッジプラントや名古屋市の空見スラッジリサイクルセンターで稼働しているほか、大阪府池田市及び和歌山県和歌山市にて B-DASH プロジェクトによる実証事業中であり、平成 27 年度にガイドラインが策定・公表される予定である。

固形燃料化技術、バイオガス利用技術、熱分解ガス化技術及び焼却廃熱発電技術の国内における導入事例を表-3.1~4に示す。導入事例は、平成26年4月現在、供用開始されている施設及び事業の実施方針が公表されている施設とする。また、エネルギー化技術を導入済みまたは導入予定箇所を図-3.1に示した。

なお、それぞれの詳細については参考資料-2に整理した。

【固形燃料化技術】

表-3.1 固形燃料化技術の導入自治体及び処理場一覧

方式	技術区分	自治体	処理場	稼動開始年度
炭化	中温炭化	東京都	東部スラッジプラント	H19
	高温炭化	胎内市	中条浄化センター	H20
	中温炭化	愛知県	衣浦東部浄化センター	H24
	低温炭化	広島市	西部水資源再生センター	H24
	高温炭化	前橋市	前橋水質浄化センター	H24
	低温炭化	熊本市	南部浄化センター	H25
	低温炭化	大阪市	平野下水処理場	H26
	中温炭化	埼玉県	新河岸川水循環センター	H27 予定
	中温炭化	滋賀県	湖西浄化センター	H28 予定
	中温炭化	静岡市	中島浄化センター	H28 予定
	低温炭化	横浜市	南部汚泥資源化センター	H28 予定
	低温炭化	京都府	洛西浄化センター	H29 予定
乾燥	油温減圧乾燥	福岡県	御笠川浄化センター	H13
	乾燥造粒	宮城県	県南浄化センター	H21
	造粒乾燥	北九州市	日明浄化センター	H27 予定
	造粒乾燥	広島県	芦田川浄化センター	H29 予定
	表面固化乾燥	松山市	西部浄化センター(B-DASH)	H24 実証開始
	-	長崎市	東部下水処理場(B-DASH)	H24 実証開始

【バイオガス利用技術】

表-3.2 バイオガス利用技術の導入自治体及び処理場一覧

技術区分	自治体	処理場	稼動開始年度
バイオガス発電	東京都	森ヶ崎水再生センター	H16
	沖縄県	那覇浄化センター	S59
	横浜市	北部汚泥資源化センター	S62
		南部汚泥資源化センター	H1
他多数（平成 24 年度稼動中 計 45 箇所）			
燃料電池	熊本県	熊本北部浄化センター	H18
	山形市	山形市浄化センター	H25
	大阪市	中浜下水処理場(B-DASH)	H23 実証開始
	松本市	両島浄化センター	H27 予定
	栃木県	鬼怒川上流浄化センター	H27 予定
県央浄化センター		H27 予定	
巴波川浄化センター		H27 予定	
自動車燃料	神戸市	東灘処理場	H20
	上田市	上田下水浄化センター	H25
都市ガス・ 都市ガス原料利用	長岡市	長岡中央浄化センター	H11
	金沢市	臨海水質管理センター	H17
	神戸市	東灘処理場	H20

【熱分解ガス化技術】

表-3.3 熱分解ガス化技術の導入自治体及び処理場一覧

技術区分	自治体	処理場	稼動開始年度
ガス化炉	東京都	清瀬水再生センター	H20
	東京都	南多摩水再生センター	H29 予定

【焼却廃熱発電技術】

表-3.4 焼却廃熱発電の自治体及び処理場一覧

技術区分	自治体	処理場	稼動開始年度
焼却廃熱発電	東京都	東部スラッジプラント	H9
	名古屋市	空見スラッジリサイクルセンター	H25
	池田市	池田市下水処理場(B-DASH)	H25 実証開始
	和歌山市	中央終末処理場(B-DASH)	H25 実証開始

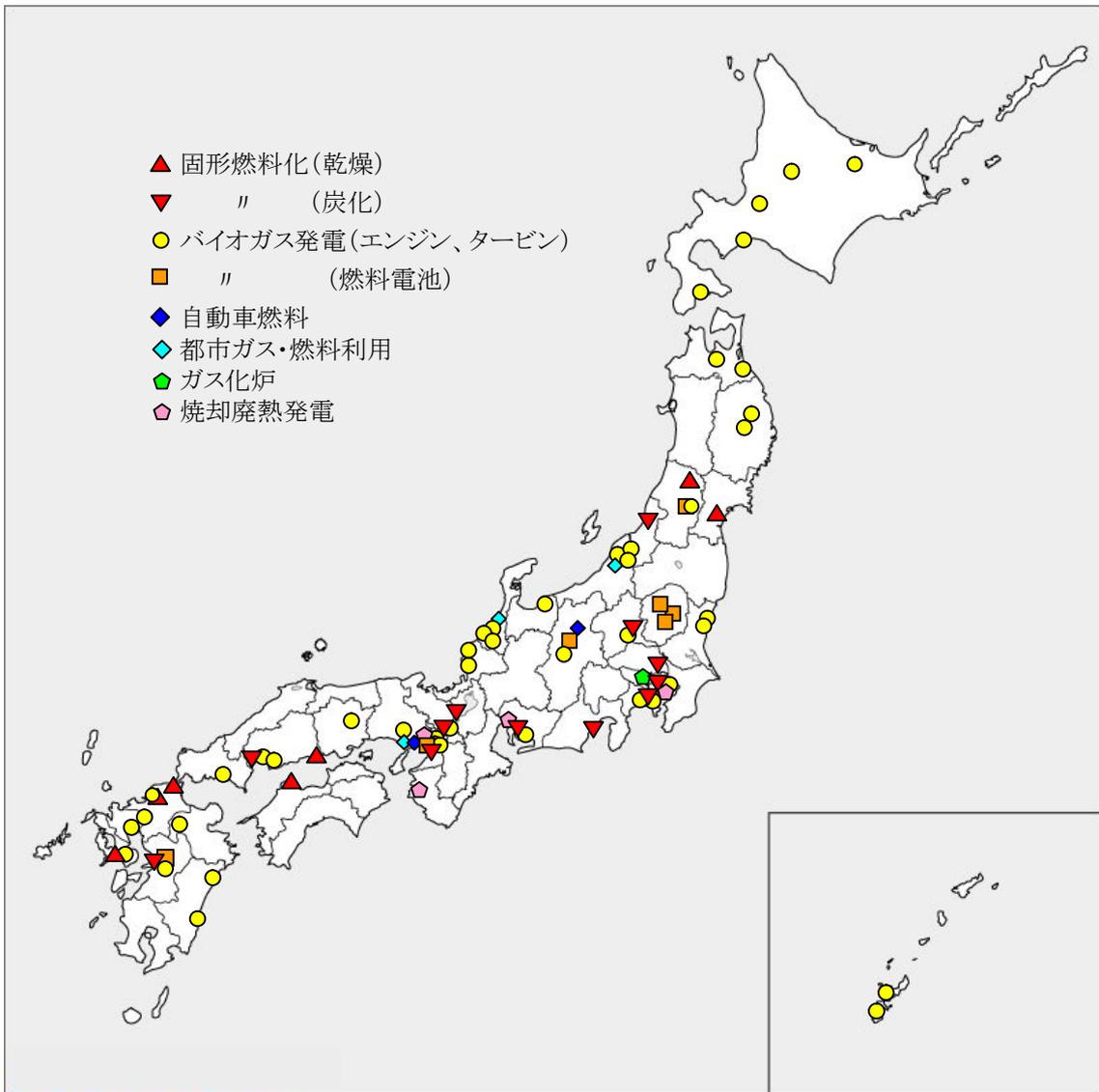


図-3.1 エネルギー化技術導入及び導入予定箇所
 (※多くの技術が重なる場所については、見やすさを優先して多少位置をずらしている)

3-2. エネルギー化技術の海外導入事例

海外においても下水汚泥の発生状況や土地利用、産業、法制度等の国情に応じて導入されている。これらの海外事例についても、固形燃料化やバイオガス化等のエネルギー化技術の導入を検討する際に参考になると考えられる。

【解説】

下水汚泥を原材料としたエネルギー化技術として、固形燃料化技術とバイオガス利用技術について、主な事例を示す。

固形燃料化技術のうち、造粒乾燥技術についてはヨーロッパ諸国での取り組み事例が見受けられるものの、炭化に関する取り組みは世界的に未だ少ない状況にある。

一方、バイオガス利用技術については取り組み実績が多数あり、特にヨーロッパでの取り組みが盛んであるといえる。

なお、それぞれの詳細については参考資料－3に整理した。

(1) 固形燃料化技術導入事例

[ベルギー]

事例 1-1 : Antwerp 下水処理場 (造粒乾燥)

[ドイツ]

事例 1-2 : Braunlingen 下水処理場 (造粒乾燥)

[オランダ]

事例 1-3 : Garmerwolde 下水処理場 (造粒乾燥)

[韓国]

事例 1-4 : 金海(キメ)市下水汚泥資源化施設、ほか3箇所(炭化)

(2) バイオガス化事例

[アメリカ]

事例 2-1 : Hyperion 下水処理場

事例 2-2 : KingCountrySouth 下水処理場

[北欧 (スウェーデン、ノルウェー、フィンランド)]

事例 2-3 : Bromma 下水処理場

事例 2-4 : Henriksdal 下水処理場

事例 2-5 : Kungsängen 下水処理場

事例 2-6 : Varberg 排水処理場

事例 2-7 : Svedjan 下水汚泥処理場

事例 2-8 : Folkoping バイオガスプラント

事例 2-9 : Orebro 下水汚泥処理場

事例 2-10 : Bekkelaget 下水汚泥処理場

[ドイツ]

事例 2-11 : Bottrop 下水処理場

[フランス]

事例 2-12 : Marquette 有機物リサイクルセンター (下水処理場)

[イタリア]

事例 2-13 : Voghera 下水処理場

[韓国]

事例 2-14 : 釜山市下水処理場 バイオガス発電

事例 2-15 : 釜山市下水処理場 生ごみ処理

3-3. 我が国のエネルギー化技術レベルの現状

我が国では、下水汚泥のエネルギー化技術に関する低コスト・省エネルギーに向けた技術開発が産学官において積極的に行われている。また、新たな技術が世界的レベルで国内外問わず開発されており、今後も世界の技術開発動向を把握する必要がある。

【解説】

(1) 固形燃料化技術

固形燃料化技術のうち、炭化技術に関する取組は世界的に少なく、日本における事例が主である。また、日本で開発された炭化炉が韓国で導入された例も数件見られるが、日本における技術開発が先行している。乾燥技術については欧州において造粒乾燥の導入事例があり、この技術を持つ欧州のプラントメーカーと日本のプラントメーカーの技術提携により、日本に導入されている。今後も低コスト・省エネルギーに向けた技術開発や維持管理ノウハウの蓄積に取り組む必要があるといえる。

(2) バイオガス利用技術

バイオガス利用に関する技術は古く、国内では戦前から取り組まれてきたが、化石燃料が安価に大量に導入されるようにより、下火となっていった。その中で、近年、欧米はバイオガスの価値を評価し、新しい技術を次々と世に送り出していった。日本のプラントメーカーは欧州のプラントメーカーとの技術提携等によりプラントを設計・製造しているケースや、バイオガス利用施設を欧米から輸入しているケースが多くなっている。また、スウェーデンにおける自動車やバスへの利用等、バイオガスのオフサイト利用についても現在は欧州が先行している状況にあるといえるが、我が国では 70 年程前に実用化していたものである。

(3) 熱分解ガス化技術

木質系バイオマスの熱分解ガス化技術については、安価な原料を大量に確保することが可能な欧州、北米において技術開発が行われてきたが、下水汚泥を利用した熱分解ガス化に関する事例はない。

日本では、世界初となる下水汚泥の熱分解ガス化技術が、東京都の清瀬水再生センターにおいて稼働しており、温室効果ガス排出量の削減に大きく貢献している。

第4章 エネルギー化技術の導入検討手法

4-1. 導入検討の手順

エネルギー化技術の導入にあたっては、自治体が抱える課題や製品受け入れ先のニーズ等を把握し、下水処理場の地域特性に見合った技術を抽出し、事業性等を評価する。

【解説】

エネルギー化技術の導入を検討する際には、「自治体の課題や下水処理場の特性」、「エネルギー化技術の特性」、「製品受け入れ先のニーズ」のマッチングが重要となる(図-4.1 参照)。

下水汚泥処分量の削減や地球温暖化対策等の自治体が抱える課題に対し、固形燃料化技術適用による汚泥処分量の削減やエネルギーの有効利用、バイオガス利用技術適用によるエネルギー有効利用等、エネルギー化技術の導入が課題の解決策となる可能性がある。また、下水処理場の課題把握や適用可能な技術を選定するための基礎情報として、現状の汚泥あるいはバイオガスの量や性状、汚泥処理処分コスト、関連計画及びエネルギー化施設を設置する用地等といった下水処理場の特性を把握する必要がある。さらに、エネルギー化技術によっては周辺環境(住宅隣接状況)等に留意が必要である。また、エネルギー化技術の特性として、検討対象とする技術(固形燃料化技術、バイオガス利用技術、熱分解ガス化技術及び焼却廃熱発電技術等)の特徴やコスト、エネルギー化に要する電力や燃料などユーティリティー、製品の性状及び生産量、関連法規等について確認を行う必要がある。一方、製品を下水処理場外で利用する場合は、製品を受け入れる需要者の視点として、製品の特徴や供給量、製品の価格、輸送費の負担、既存施設や周辺環境への影響、法的規制等が重要であり、これらが需要者のニーズを満たしているかの検討が必要である。

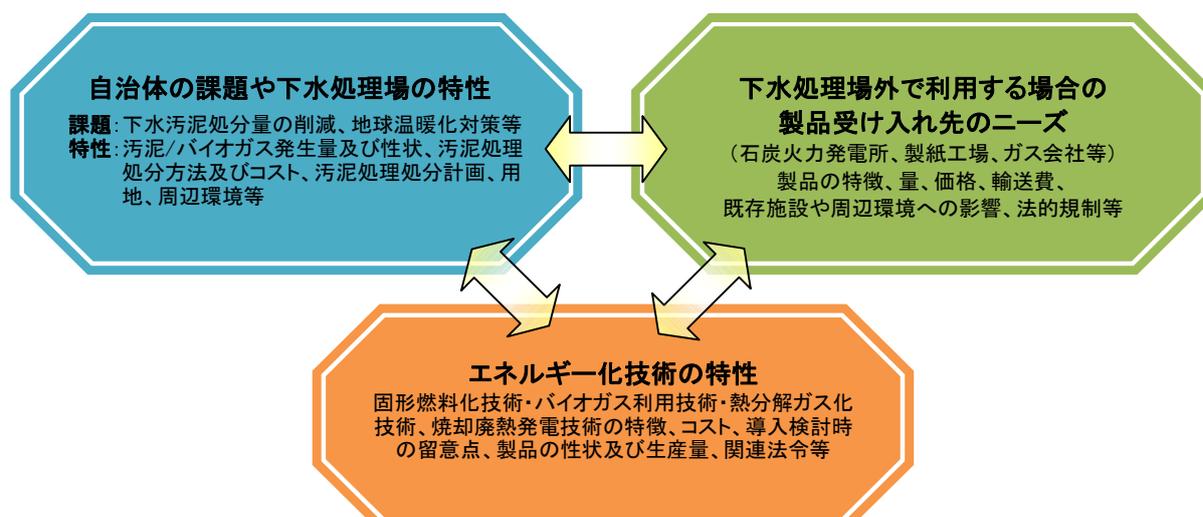


図-4.1 「自治体の課題や下水処理場の特性」、「製品受け入れ先のニーズ」、「エネルギー化技術の特性」のマッチング

エネルギー化技術の導入検討フローを図-4.2に示す。

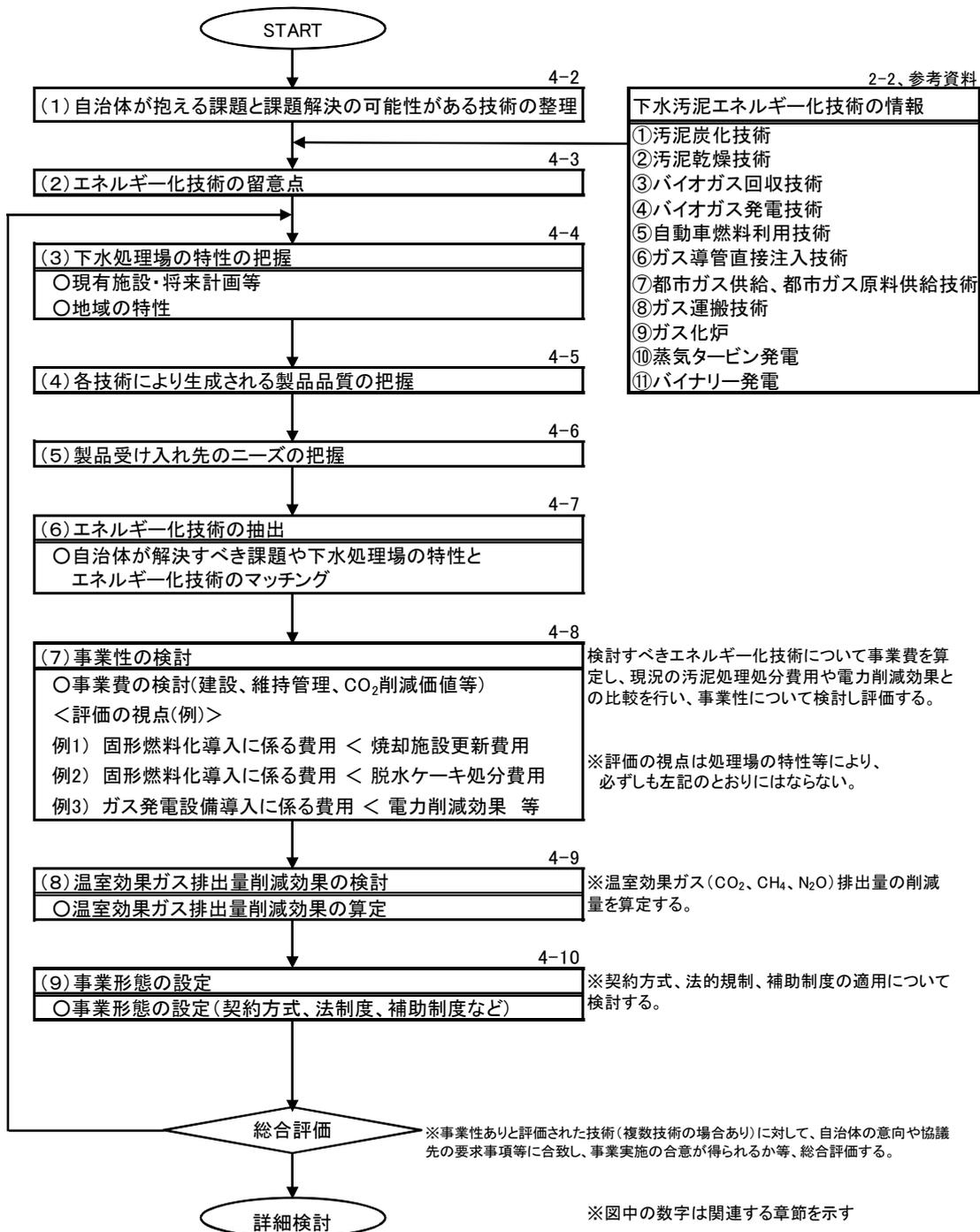


図-4.2 エネルギー化技術導入検討のフロー

4-2. 自治体が抱える課題と課題解決の可能性がある技術の整理

エネルギー化技術の導入検討にあたっては、自治体が抱える課題の解決手法として効果的と想定される技術を抽出した上で検討を行う必要がある。

【解 説】

エネルギー化技術の導入検討にあたっては、下水汚泥に関して自治体が抱える課題をクリアすべき内容（ニーズ）に応じた技術を選定する必要がある。自治体が抱える課題の例と課題解決の可能性がある技術の関係を表-4.1に示す。

表-4.1 自治体が抱える課題の例と課題解決の可能性がある技術の関係

自治体が抱える課題の例	課題解決に効果的と考えられるエネルギー化技術				
	固形燃料化技術	バイオガス利用技術		熱分解ガス化技術	焼却廃熱発電技術
		既設消化槽がある場合	既設消化槽がない場合		
下水汚泥処理処分コストの削減*	○	—	○ (消化導入による脱水汚泥量削減)	○	—
下水汚泥最終処分量の減量化*、埋立地残余容量の確保	○	—		○	—
汚泥焼却炉の改築更新対策	○	—		○	○
ごみ焼却施設、し尿処理施設の改築更新対策	—	○ (生ごみ等受け入れによるごみ焼却施設等の規模縮小)		—	—
省エネルギー対策、温室効果ガス削減対策の推進	○	○	○	○	○
余剰ガスの有効活用	○	○	—	○	—
バイオマス活用の推進(バイオマス活用推進計画の策定)	○	○	○	○	○
地域産業の活性化、雇用確保	○	○	○	○	○

※:脱水ケーキで埋立処分している処理場を想定

○:課題解決の可能性がある技術、—:該当しない技術

4-3. エネルギー化技術の留意点

先駆的にエネルギー化技術を導入している自治体においては、導入検討から維持管理に至るまでのノウハウが蓄積されており、導入検討にあたっては、これらの自治体の事例を参考にすることが重要と思われる。

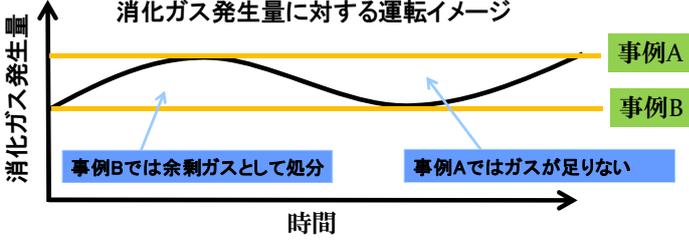
【解説】

エネルギー化技術を導入している自治体に対してヒアリングを行った結果、留意点として表-4.2~6の回答が得られた。導入検討の際には、これらの知見が参考となる。

表-4.2 固形燃料化技術導入の留意事項

固形燃料化技術	留意事項
乾燥・炭化共通	製品の長期的かつ安定的な受け入れ先の確保が重要であり、生成される“燃料化物”への理解並びに、製品の輸送費も含めて、経済性や廃棄物処理法への対応を十分に協議する必要がある。
	補助燃料を使う場合は、製造物の熱量とともに、製造に要するエネルギー量や温室効果ガス排出量の削減も考慮する必要がある。
	燃料製品の受け入れ先において周辺住民との協議が必要である。
	燃料化施設の運転効率を高めるために、周辺の農業集落排水施設等の汚泥を集約することや、24時間運転の検討も含め、処理コストの低減方策を検討することも必要である。
	点検時や補修時にも継続的に製品を製造する必要がある場合には、燃料化施設の複数系列化の検討が必要である。
	固形燃料化製品の臭気や発火性等の特性を十分に理解し、必要に応じて脱臭設備の設置や、貯留ホッパにおける窒素置換装置、散水装置、冷却装置、コンベヤにおける酸化対策等を具備する必要がある。
	固形燃料化施設の運営開始後、委託者と受託者との間で協議を実施するため、運営協議会を設置することを推奨する。
	燃料化物の品質を確保するためには、安定した脱水汚泥を提供することが必要であるため、汚泥処理施設の維持管理が重要となる。
	焼却と比較すると外部燃料が多く必要であり、維持管理費であるユーティリティ費の検討を十分に行う必要がある。
凝集剤にポリ鉄を利用している場合、製造された燃料が発熱性を持ち安定化するまで貯蔵しておく必要がある。	
炭化	汚泥の熱分解時に発生するタールが配管内に付着し、閉そく等の問題を発生させることが懸念されることから、配管の加熱や掻き取り装置の設置、配管の短縮化等の対策が必要である。
乾燥	臭気に対する配慮が必要であり、汚泥の搬入時や製品の搬出時も含め、脱臭施設の設置やジェットパッカー車での運搬等を検討する必要がある。
	表面固化乾燥技術は、既存焼却炉等の廃熱活用を前提としており、その利用可能廃熱量により導入効果が変わること、製造燃料を補助燃料代替として内部利用する場合には、現行の補助燃料使用量により導入効果が変化すること等を踏まえ、関連施設の設備改造・運転管理を含めて、最適な導入フローを検討する必要がある。

表-4.3 バイオガス利用技術導入の留意事項

バイオガス 利用技術	留意事項																		
ガス発電 自動車燃料 共通	設備規模が過大・過小とならないように、バイオガス発生量を適正に把握する必要がある。																		
	季節変動の大きい余剰ガス発生量に対する追従性を考慮したシステムを検討する必要がある。																		
	●小型発電機導入検討例 <table border="1" data-bbox="499 633 1353 913"> <thead> <tr> <th></th> <th>事例A</th> <th>事例B</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>運転台数の設定方針</td> <td>概ね最大のガス発生量に応じた能力</td> <td>ガス発生量の最小値に応じた能力</td> </tr> <tr> <td>ガス発生量と発電能力の関係</td> <td>ガス発生量<発電能力(台数)</td> <td>ガス発生量>発電能力(台数)</td> </tr> <tr> <td>稼働率</td> <td>96.5% (小)</td> <td>98.5% (大)</td> </tr> <tr> <td>ガスの発電利用率</td> <td>96.5% (大)</td> <td>93.0% (小)</td> </tr> <tr> <td>消化ガスの過不足</td> <td>ガスが足りないことがある。 (都市ガスとの混焼発電も考えられる)</td> <td>ガスが余ることがある。</td> </tr> </tbody> </table>		事例A	事例B	運転台数の設定方針	概ね最大のガス発生量に応じた能力	ガス発生量の最小値に応じた能力	ガス発生量と発電能力の関係	ガス発生量<発電能力(台数)	ガス発生量>発電能力(台数)	稼働率	96.5% (小)	98.5% (大)	ガスの発電利用率	96.5% (大)	93.0% (小)	消化ガスの過不足	ガスが足りないことがある。 (都市ガスとの混焼発電も考えられる)	ガスが余ることがある。
		事例A	事例B																
運転台数の設定方針	概ね最大のガス発生量に応じた能力	ガス発生量の最小値に応じた能力																	
ガス発生量と発電能力の関係	ガス発生量<発電能力(台数)	ガス発生量>発電能力(台数)																	
稼働率	96.5% (小)	98.5% (大)																	
ガスの発電利用率	96.5% (大)	93.0% (小)																	
消化ガスの過不足	ガスが足りないことがある。 (都市ガスとの混焼発電も考えられる)	ガスが余ることがある。																	
 <p>消化ガス発生量に対する運転イメージ</p> <p>事例Aではガスが足りない</p> <p>事例Bでは余剰ガスとして処分</p>																			
ガス発電 (ガスエンジン) (ガスタービン)	バイオガスの性状の把握、特に、硫化水素濃度とシロキサン発生の程度は、前処理施設の設計に大きく影響するので、十分な調査検討を行う必要がある。																		
	過剰な設備投資を避けるため、重要性の低い機器には予備を設けない、共有可能な設備があれば兼用するといった工夫も重要である。																		
	発電機の機種選定には、下水処理場規模（ガス発生量、電気使用量）や、自治体として重要視する内容（発電効率、熱効率、総合効率、環境性、維持管理費等）を考慮する。																		
	発電機種の定格出力検討にあたっては、当初、小型の機種を導入し初期投資を抑え、導入後の状況を勘案し台数増設することでライフサイクルコストを最小化できる場合もある。																		
	発電電力量を安定させるため、ガス精製施設や貯留施設について検討が必要である。																		
下水処理場の電力基本料金及び使用量料金の削減を目指すのであれば、24時間運転可能なシステムを考慮する必要がある。																			
所内電力設備と系統関係を図る場合は、計画時点から電力会社との密な打合せが必要である。																			

	<p>発電電力の利用先（売電あるいは場内利用）の検討に際しては、場内利用の場合は故障時のリスクを考慮し、供給範囲を決める必要がある。</p> <p>発電排熱の消化槽加温や乾燥熱源、熱供給等の有効利用について積極的な検討が必要である。</p> <p>メンテナンス会社の対応、遠隔監視の有無についてヒアリングも重要である。海外メーカーの場合、派遣技術者・取扱説明書が日本語対応でない場合もあり、部品の取り寄せに時間を要することもあるので留意が必要である。</p> <p>都市ガスレベルに精製したガスを利用する場合、都市ガス用の機器を利用することができ、イニシャルコストの低減、維持管理費の低減につながる。</p> <p>発電を行う場合は、施設の受電電圧や、発電機の出力により、電気主任技術者やボイラー・タービン主任技術者などの確保が必要となるため、条件を確認する必要がある。</p>
ガス発電 (燃料電池)	<p>維持管理費の大半を占めるセルスタック交換費やその他の維持管理費が大幅に低減されていることや、機器費も見直されていることから、直近の価格動向を調査して導入検討を行う必要がある。</p> <p>発電を行う場合は、施設の受電電圧や、発電機の出力により、電気主任技術者やボイラー・タービン主任技術者などの確保が必要となるため、条件を確認する必要がある。（下水向けの主流機種である 105 kW 機種は規制値未満のため対象外）</p>
自動車燃料	下水処理場周辺におけるガス自動車利用状況を踏まえて、導入を検討する（幹線道路、運送会社・バス会社のターミナルに近い等）。
ガス導管直接注入	受入先のガス事業者、立地条件（導管までの距離）、供給するガスの品質について協議が重要である。
都市ガス原料供給	<p>受入先のガス事業者、立地条件、供給するガスの品質について協議が重要である。</p> <p>品質・安定供給が重要であり、施設の停止や故障等でバイオガスが減る場合には、場内利用分が減る可能性もある。</p> <p>維持管理が容易な精製装置であることが望ましい。</p>
ガス運搬	<p>運搬先までの距離や供給量を考慮する必要がある。</p> <p>バイオガストレーラ入側のガス管理基準となるようガス精製を行う必要がある。</p> <p>高圧ガスの運搬にあたり、資格が必要となる場合がある。</p>

表-4.4 熱分解ガス化技術導入の留意事項

熱分解ガス化技術	留意事項
ガス化炉	導入にあたっては①温室効果ガス排出量削減効果、②脱水汚泥から取り出された再生可能エネルギー量、③残渣の処分及び排水処理に必要な費用等を考慮する必要がある。

表-4.5 焼却廃熱発電技術導入の留意事項

焼却廃熱発電技術	留意事項
焼却廃熱発電	焼却設備側の汚泥処理量や性状の変動、冷却水温の季節変動等を考慮し、年間を通して安定的な発電が行える条件を確認する必要がある。
	冷却水として処理水等を使用する場合はきょう雑物の有無を調査し、熱交換器や配管等で閉そくが起こらないよう、必要に応じて清掃機構を設ける必要がある。また、冷却水が腐食成分を含む場合はコスト(熱交換器材質の選定)やメンテナンス頻度及び容易性を総合的に判断して仕様を決定する必要がある。
	バイナリー発電については、作動媒体の種類や発電機の出力等により、ボイラー・タービン主任技術者の選任、工事計画の届出等が必要となるため、条件を確認する必要がある。

表-4.6 複合バイオマス受入技術導入の留意事項

複合バイオマス 受入技術	留意事項
複合バイオマス 受入	下水処理場で共同処理を行う目的や意義を市民に丁寧に説明するとともに、受け入れ先となる下水処理場の周辺住民に対しては住民説明会を開く等してより丁寧に説明し、理解を得ることが肝要である。
	生ゴミについては受け入れ可能な品目について収集範囲の市民に丁寧に説明し、分別に対する理解を得る必要がある。
	設備点検や補修時への対応として、バイパス設備の検討や埋立処分等の代替処分先を確保しておくことが必要である。
	既存施設を有効利用することで、建設費や維持管理費の低減を図ることが重要である。
	受入設備を新設する場合は、脱臭装置を新たに設置するか、既存設備の脱臭設備との接続を行う他、投入方法を工夫する等して臭気が外部に漏れないように注意が必要である。
	生ゴミ投入による投入負荷量の増加や、性状の変更に伴い有機酸濃度の上昇や硫化水素濃度の上昇に対する配慮が必要である。
	汚泥処理施設について、消化槽滞留日数や有機物負荷の算定を行い、増強が必要な施設の抽出を行う必要がある。
	生ゴミについては分解率が高いため、受け入れによる発生汚泥の増加が比較的少なく、脱水等汚泥処理能力に余裕のある処理場であれば既存設備で処理でき、建設費が抑制できる可能性が高いと考えられる。
	し尿や生ゴミ等の受け入れは、水処理への負荷増大、放流水の色度や COD の上昇が懸念されるため、対策が必要である。
生ゴミについて、混合槽の手前で油脂類の分解等を目的として可溶化システムを設ける例もある。	

4-4. 下水処理場の特性の把握

導入対象となる下水処理場の現有施設の状況や将来計画などに関する特性を整理するとともに、施設導入にあたって地域特性から前提条件となる事項を把握する。

【解説】

導入対象となる下水処理場の現有施設の状況や将来計画などに関する特性を整理するとともに、地域特性から施設導入にあたって前提となる条件の把握を行う。調査が必要となる下水処理場と地域の特性には表-4.7に示すものがある。

表-4.7 下水処理場の特性に関する調査内容（例）

項目	主な調査内容（例）
現有施設・将来計画等	<p>現況施設の状況及び運転状況</p> <ul style="list-style-type: none"> ・下水処理場の施設整備状況、合流/分流 ・消化槽の有無、消化方式、バイオガス発生量及び性状 ・発生汚泥量、汚泥処理処分コスト、凝集剤の種類と注入率 ・汚泥焼却、発電利用の有無、汚泥最終処分方法、処分先 <p>必要に応じて調査が必要な項目</p> <ul style="list-style-type: none"> ・汚泥性状 ※次頁（参考①）参照 ・敷地残余状況 ※次々頁（参考②）参照 ・温室効果ガス排出量 等
	<p>下水処理場や汚泥処理に関連する将来計画</p> <ul style="list-style-type: none"> ・下水道ビジョン、下水道事業計画、改築更新計画 ・汚泥処理処分計画、汚泥量予測、汚泥の集約処理（流域下水汚泥処理事業、MICS 事業等）の予定 ・し尿、浄化槽汚泥、生ごみ等のバイオマス利用計画
地域の特性	<ul style="list-style-type: none"> ・気候条件（気温、積雪量等） ・住宅近接状況、臭気に対する苦情発生状況 ・地域におけるバイオマス（生ごみ等）発生状況

※（参考①）汚泥性状に関する調査について

下水汚泥を原料とした固形燃料技術を検討する場合、固形燃料を製造した場合の発熱量等の燃料性状を予測するため、従来の処理場維持管理業務では分析していない汚泥性状のデータが必要となる。

固形燃料化製造側として必要となる汚泥性状分析項目の例を以下に示す。また、汚泥性状の分析結果を記入する際に使用するシートの例を表-4.8に示す。

分析項目の例

- (1) 工業分析：含水率、揮発分、灰分：JIS M 8812により測定する。
- (2) 発熱量：JIS M 8814に準じ、純酸素下での高位発熱量を測定する。
- (3) 元素分析

下水道に接続する工場等特定施設、処理場の流入水質、放流水質等の状況を踏まえ、塩素についてはJIS Z 7302-6により、全水銀、カドミウム、鉛、全クロム、ヒ素及びセレンについてはJIS M 8821により測定する。

表-4.8 汚泥性状分析結果記入シートの例

		単位	春季	夏季	秋季	冬季	平均	分析方法
資料採取年月日								
汚泥の種類		—						
工業分析	水分	%						JIS M 8812
	揮発分	%						〃
	灰分	%						〃
高位発熱量（無水ベース）		MJ/kg						JIS M 8814
低位発熱量（無水ベース）※1		MJ/kg						JIS M 8814
元素分析	炭素 ※2	%						JIS M 8819
	水素 ※2	%						〃
	酸素	%						※3
	窒素	%						JIS M 8819
	硫黄	%						JIS Z 7302-7
	塩素 ※2	%						JIS Z 7302-6
有害成分等	全水銀 ※2	%						JIS M 8819
	カドミウム ※2	%						〃
	鉛 ※2	%						〃
	全クロム ※2	%						〃
	ヒ素 ※2	%						〃
	セレン ※2	%						〃

※1 低位発熱量＝高位発熱量－2.512×(9h+w)/100 h：水素含有量(%)、w：水分含有量(%)

※2 下水汚泥固形燃料のJIS規格(JIS Z 7312)では選択的測定項目になっている

※3 酸素＝100－(炭素＋水素＋窒素＋燃焼性硫黄＋灰分)

※（参考②）各技術による設置スペースについて

エネルギー化技術を導入する際には、下水処理場の配置計画を整理し、設置スペースを確保する必要がある。

（１）固形燃料化施設に関する敷地面積データ

固形燃料化施設（炭化・造粒乾燥）を導入している自治体に対し、固形燃料化施設の敷地面積に関するヒアリング、アンケートを実施した。固形燃料化施設の脱水汚泥処理能力と敷地面積の関係を図-4.3 に示す。

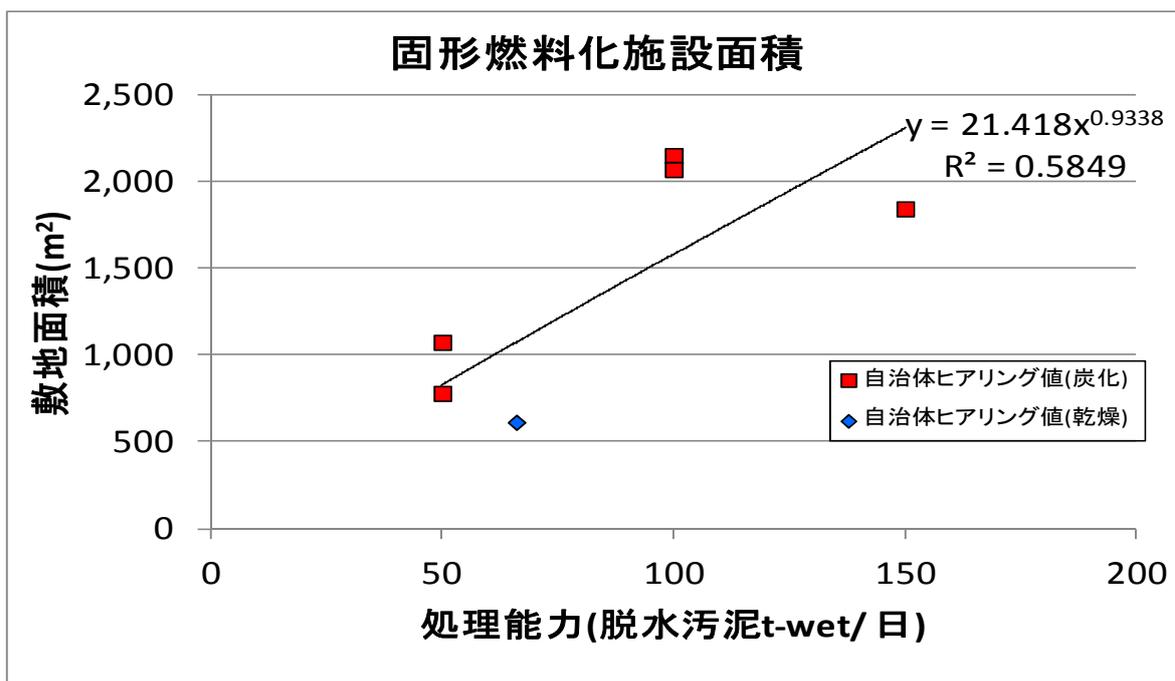


図-4.3 【参考図】 脱水汚泥処理能力と敷地面積

（２）バイオガス発電に関する敷地面積データ

バイオガス発電機（小型バイオガス発電機・燃料電池）を導入している自治体に対し、バイオガス発電機の敷地面積に関するアンケートを実施した。バイオガス発電機の総発電施設規模と敷地面積の関係を図-4.4 に示す。

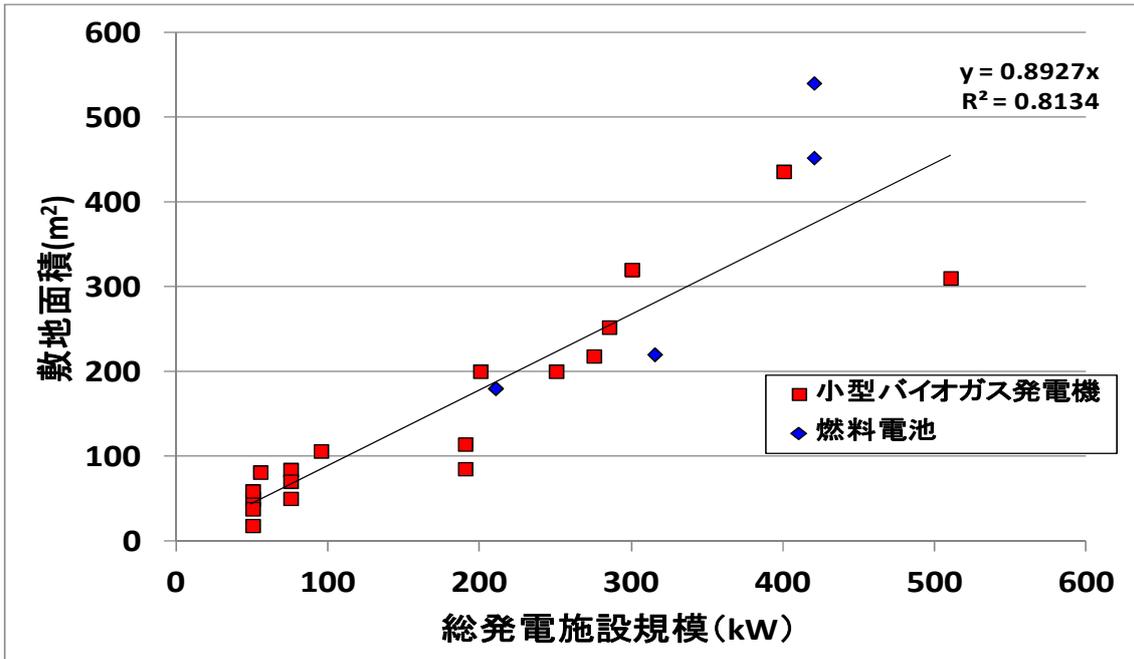


図-4.4【参考図】 総発電施設規模と敷地面積

(3) 消化槽に関する敷地面積データ

バイオガス発電機を導入している自治体に対し、消化槽の敷地面積に関するアンケートを実施した。消化槽総容量と敷地面積の関係を図-4.5に示す。なお、図-4.5は消化槽の形状は円筒形、消化槽基数は1~3基のデータを用いて作成している。

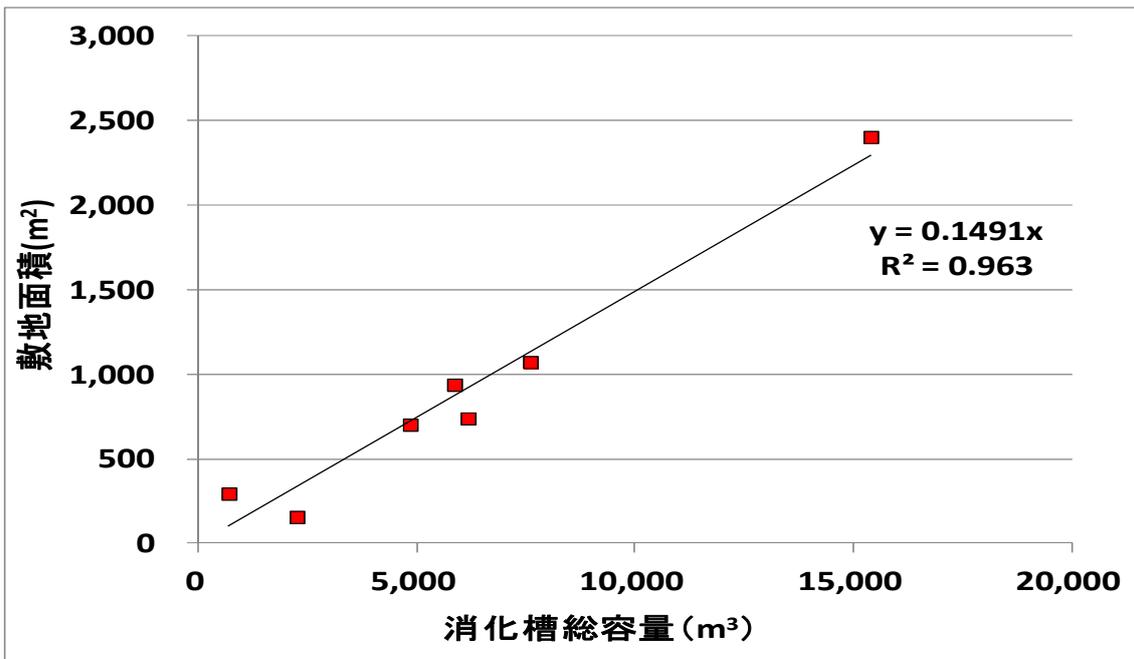


図-4.5【参考図】 消化槽総容量と敷地面積

4-5. 各技術により生成される製品品質の把握

各エネルギー化技術によって生成される製品の品質は異なるため、適用する技術でどのような性状の製品が得られるかを把握することが重要である。

なお、各製品の保存及び運搬の際の安全性についても、十分留意する必要がある。

【解説】

(1) 下水汚泥固形燃料化技術

下水汚泥固形燃料の品質については、基本物性（水分、灰分、元素組成、かさ比重、重金属含有量等）、燃料特性、発熱特性が主な項目として挙げられるが、製品品質のみならず、その安全性についても十分に留意しなければならない。

下水汚泥固形燃料は、平成 16 年度に消防法の指定可燃物として「再生資源燃料」が新たに指定され、安全対策等は市町村条例で定めることとされている。消防法令等では、「再生資源燃料」とは、資源の有効な利用に関する法律（平成三年法律第四十八号）第二条第四項に規定する再生資源を原材料とする「再生資源燃料」（危険物の規制に関する政令 別表第 4）と定義され、指定可燃物の中に位置づけされている。平成 16 年 10 月 29 日火災予防条例（例）の一部改正によって、再生資源燃料のうち、廃棄物固形化燃料その他水分によって発熱又は可燃性ガスの発生のおそれがあるものについて、(1) 貯蔵及び取扱いの技術上の基準（第 34 条第 1 項第 5 号）、(2) 位置、構造及び設備の技術上の基準（第 34 条第 2 項第 4 号）の対策が定められているので、さらに留意が必要である。再生資源燃料を 1,000kg 以上貯蔵し又は取り扱おうとする者は、消防長（消防署長）への届出が課せられたとともに、上記の法改正によって、貯蔵及び取扱い並びに位置、構造及び設備の技術上の基準が定められている。

なお、下水汚泥固形燃料化の運搬、貯蔵時における安全性及び試験方法については、「下水汚泥固形燃料発熱特性評価試験マニュアル」（平成 20 年 3 月、日本下水道事業団）に詳細が示されており、総務省消防庁から「再生資源燃料等の安全の確保に係る調査検討報告書」（平成 19 年 4 月 27 日）が公表されており、安全対策について詳述されている。

また、下水汚泥固形燃料のシステム、効果、影響についての詳細については、「下水汚泥固形燃料化システムの技術評価に関する報告書」（平成 20 年 3 月、日本下水道事業団）に詳細が示されている。

以上のように、各種基準や試験方法に基づき、製造者や取扱者が製品の特性を把握し、安全に取り扱うことが必要である。

1) 下水汚泥固形燃料の物性評価

下水汚泥固形燃料の物性として発熱量や灰分量、排ガス性状等を把握するためには、

各種の工業分析、元素分析等が必要とされる。

各技術によって、生成される下水汚泥固形燃料性状例を表-4.9 に示す。固形燃料として、より高い発熱量が求められる場合、有機物含有量が高い未消化汚泥が有望である。また、一般に高分子系凝集剤が添加されている脱水汚泥は、炭素分が多く発熱量が高く原料に適している。

表-4.9 下水汚泥固形燃料の性状例

下水汚泥固形燃料化技術		対象汚泥	高位発熱量	灰分	臭気
汚泥炭化	低温炭化	未消化炭化	17～22MJ/kg-DS	22～30%	タール臭
		消化炭化	13～16MJ/kg-DS	43～45%	
	中温炭化	未消化汚泥	16～17MJ/kg-DS	42～45%	ほぼ無臭
		消化汚泥	約 13MJ/kg-DS	約 58%	
	高温炭化	未消化汚泥	15～20MJ/kg-DS	30～50%	無臭
		消化汚泥	10～15MJ/kg-DS	50～60%	
汚泥乾燥	造粒乾燥	未消化汚泥	16～19MJ/kg-DS	13%	汚泥臭 ^{※1}
		消化汚泥	12～16MJ/kg-DS	28%	
	油温減圧乾燥	未消化汚泥	21MJ/kg-DS(低位)	約 20%	汚泥・油臭 ^{※1}
		消化汚泥	14～16MJ/kg-DS	39%	
	改質乾燥	未消化汚泥	18～20MJ/kg-DS	22～24%	汚泥・焦げ臭 ^{※1}
		消化汚泥	14～16MJ/kg-DS	39%	
(参考)JIS 規格	BSF-15	—	(15MJ/kg-wet 以上) ^{※2}	—	—
	BSF	—	(8MJ/kg-wet 以上) ^{※2}	—	—
(参考)石炭		—	25～30MJ/kg-DS	約 7～16%	無臭

※1 「汚泥臭」としているが生汚泥の臭気に比較し臭気濃度は低い

※2 JIS 規格は含水率 20%以下での有姿ベースの値であるため注意

2) 下水汚泥固形燃料の安全性評価

下水汚泥固形燃料は、大量に集積された場合、徐々に発熱して蓄熱発火する可能性や、可燃性ガスを発生し、火災あるいは爆発を引き起こす危険性を有する場合がある。また、水の存在で発酵が促進され、これらの危険性が増加する場合もある。このように蓄熱発火に伴う火災や事故を防止するため、下水汚泥固形燃料の使用前に試料をそのまま、及び水を加えて以下の項目に注目し、その危険性を明らかにする必要がある。

①火災危険性（発熱の危険性）

- ・酸化危険性
- ・発酵危険性

②火災危険性（発火に至るかどうかの確認）

- ・断熱状態での発熱試験(周囲との熱移動なしの状態での温度上昇を確認)

③物理化学的性状の試験

- ・燃焼熱量
- ・比熱
- ・熱伝導度

④大量貯蔵時の発熱発火の推定

シミュレーションを用いて推定する。

⑤発生ガスの確認

危険性評価は、発熱温度（発熱反応の起こりやすさ）、発熱量（発熱の強度）及びガス発生量（水素の発生量）を指標として行う。下水汚泥固形燃料等製造施設等における危険要因と対策については**参考資料－５**（出典：「再生資源燃料等の安全の確保に係る調査検討報告書 第５章 再生資源燃料等製造施設等における危険要因と対策」）に詳述している。

（２）バイオガス利用技術

バイオガス利用技術の基となるバイオガスの成分は、汚泥の消化状態によって異なり、約３～１５倍の空気が混入すると爆発するおそれがある。また、バイオガスの低位発熱量は $21,000\sim 23,000\text{kJ/Nm}^3$ （ $5,000\sim 5,500\text{kcal/Nm}^3$ ）であり、従来より消化槽の加温用ボイラの燃料として用いられてきた。一般的なバイオガスのメタン濃度は $60\sim 65\%$ であるが、利用形態によってガスの精製レベルが異なることとなる。

なお、ガス圧縮充填圧力が 1.0MPa 以上となる場合、高圧ガスの製造、貯蔵、販売、移動その他の取扱及び消費並びに容器の製造及び取扱について、高圧ガス保安法の適用を受ける。

自動車に高圧ガスを積み込んで運ぶ場合の「高圧ガスの移動の技術基準」の主なものは次のとおりである。

- 車両に警戒標を掲げること
- 充填容器等は、その温度を 40°C 以下に保つこと
- 容器の転落・転倒やバルブの損傷を防止し、粗暴に取り扱わないこと
- 可燃性ガス又は酸素の移動の場合は、消火設備並びに応急措置に必要な資材・工具等を携行すること
- 圧縮ガス（容積 300m^3 以上の可燃性ガスと酸素、及び容積 100m^3 以上の毒性ガス）を移動する場合は、高圧ガス移動監視者による監視が必要となる
- 可燃性ガス、毒性ガス又は酸素の高圧ガスを移動するときは、当該高圧ガスの名称、性状、移動中の災害防止のために必要な注意事項を記載した書面を携行し、遵守すること

4-6. 製品受け入れ先のニーズの把握

エネルギー化技術の導入検討にあたっては、エネルギー化技術により得られる製品の受け入れ先を確保することが重要であり、当該地域において長期的かつ安定的に製品を受け入れることが可能な施設や事業者について市場調査を行う必要がある。加えて、製品受け入れ側が要求する製品の性能等について確認し、供給する製品の性状とのマッチングについて検討を行うことが必要である。

【解説】

エネルギー化技術により得られる「固形燃料」については、受け入れ先として石炭火力発電所のほか、石炭ボイラを有する製紙工場や木質ガス化・ボイラプラント、地域熱供給施設等が考えられる。また、「バイオガス」及び「改質ガス」については発電用途として利用されるほか、バイオガスを精製し、自動車燃料やガス導管へ直接注入して利用することも可能である。

また、製品の品質及びその変動性、荷姿、納期、輸送条件、価格等を検討し、製品受け入れ側との協議を重ね、エネルギー製品の良好な需給システムを構築することが重要である。

(1) 固形燃料に要求される品質

固形燃料化技術の製品は、汚泥消化工程の有無、凝集剤の種類、適用する技術等によって性状が異なる製品が得られる。利用先の工場によっては、発熱量が高い製品を望む場合や灰分が少ない製品を望む場合、あるいは臭気の少ない製品を望む場合等があり、受け入れ先工場の要求する品質を確保する必要がある。

平成 26 年 9 月には下水汚泥固形燃料に係る日本工業規格（JIS）が制定されており、総発熱量及び全水分の質量分率の基準が規格化された（表-4.10）。下水汚泥固形燃料の JIS 化により、下水汚泥固形燃料の品質の安定化及び信頼性の確立を図り、市場の活性化の促進が期待される（図-4.6）。

表-4.10 下水汚泥固形燃料 JIS 規格 (JIS Z7312) の概要

種類	総発熱量 ^{a)} MJ/kg	全水分 ^{a)} の 質量分率 (%)	灰分・全硫 黄 ・窒素の 質量分率 (%)
BSF-15	15以上	20以下	— ^{b)}
BSF	8以上		

注 ^{a)}到着ベース、すなわちロットの受渡しの状態(すなわち、全水分含有の状態)における分析値のベースとする。
^{b)}規定値は定めないが、試験した到着ベースによる値を報告する。その他の項目は、受渡当事者間の協定による。

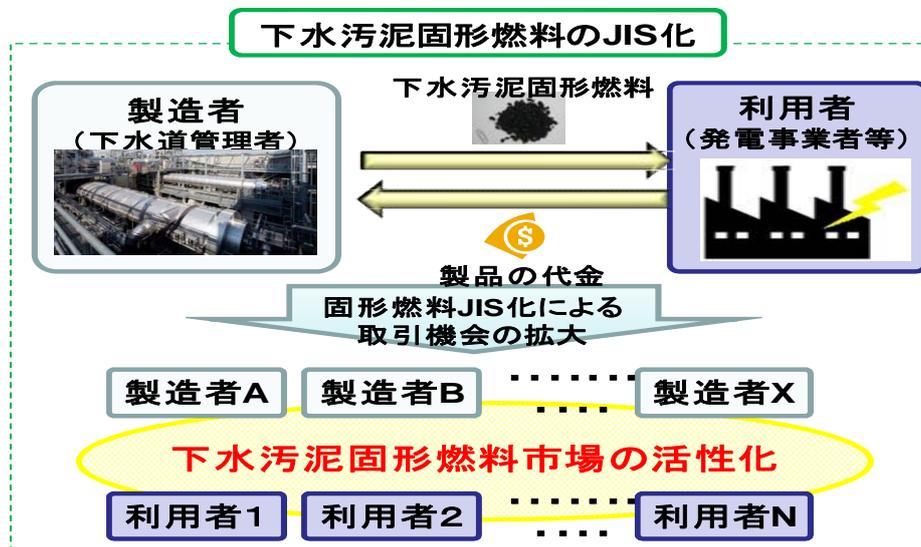


図-4.6 下水汚泥固形燃料の JIS 化による市場活性化イメージ

(2) バイオガスを利用する場合のガス基準

バイオガスの成分のうち、特に硫化水素は燃焼すると腐食性の強い亜硫酸ガスが発生するため、一般に脱硫処理し、硫化水素の含有率を 10ppm 以下とした後、加温用ボイラ等の燃料として利用されることが多い。バイオガスをガスエンジンや燃料電池による発電に利用する際は、シロキサンの除去や更なる硫化水素の除去が必要となる場合がある。また、下水処理場外へ供給して利用する場合では、メタン高濃度化、二酸化炭素除去、窒素除去等を目的とした精製装置の設置や熱量調整を行う等、利用目的に合致した性状に調整する必要がある。バイオガス利用にあたって、各技術で要求されるガス性状の例を表-4.11 に示す。なお、設備によってガス成分の許容値が異なること、また、前処理設備で除去される成分やレベルも異なることから、具体的に検討を行う際には事前にメーカーに確認が必要である。

表-4.11 バイオガスに要求される品質の例

利用形態	成分									出典
	メタン	発熱量	硫化水素	シロキサン	二酸化炭素	酸素	窒素	その他	露点	
ガスエンジン	60～70% (変動幅 ±5%以下)	21.56～ 25.12 MJ/Nm ³	10ppm 以下	0.02ppm 以下	—	—	—	水分： 使用温度で 飽和以下 硫黄分： 100ppm 以下	—	※1
燃料電池	60%	—	3ppm 以下	1ppm 以下	—	50ppm 以下	窒素： 0.1%以下 アンモニア： 1ppm 以下	塩素：1ppm 以下 塩化水素： 1ppm 以下 二酸化硫黄： 1ppm 以下 有機硫黄： 0.3ppm 以下 水分： 常温常圧で 飽和水蒸気 以下	—	※2 ※3
自動車燃料	97% 以上	—	0.1ppm 以下	1mg/Nm ³ 以下	—	4%以下	—	臭気 2000 以上	-51℃ 以下	※4
都市ガス原料供給	—	35.56MJ/ Nm ³ 以上	2ppm 以下	—	4% 以下	—	—	—	結露を 生じないこと	※5
導管注入	—	45MJ/Nm ³	1.0mg/m ³ 以下	個別協議	0.5Vo1% 以下	0.01Vo1% 以下	1.0vo1% 以下	付臭 12～ 16mg/Nm ³	個別協議	※6
ガス運搬	85% 以上	—	10ppm 以下	管理 対象外	15% 以下	1% 以下	1% 以下	一酸化炭素： 1ppm 以下	-60℃ 以下	※7
(参考) バイオガス	60～65%	21～23 MJ/Nm ³	0.02～ 0.08%	20～ 50ppm	33～35%	—	0～3%	水素： 0～2%	—	※8 ※9
(参考) 都市ガス 13A	89.6%	45MJ/Nm ³	—	—	—	—	—	エタン プロパン ブタン	—	※10

出典 ※1：A社カタログ

※2：事業用燃料電池発電システム導入検討の手引き 平成20年度版、財団法人新エネルギー財団

※3：B社カタログ

※4：神戸市東灘処理場の精製装置運転管理値

※5：長岡市と北陸ガスの供給条件

※6：大阪ガス株式会社 バイオガス購入要綱

※7：C社のガス運搬トレーラー入り側ガス管理基準

※8：下水道施設計画・設計指針と解説 後編 日本下水道協会（2009年版）

※9：メタンガス化（生ごみメタン）施設整備マニュアル 平成20年1月 環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課

※10：東京ガス株式会社 ホームページ

4-7. エネルギー化技術の抽出

自治体が解決すべき課題や下水処理場の特性及び製品受入先のニーズを勘案し、導入が可能かつ効果的と想定される技術を検討対象として抽出する。

【解説】

自治体が抱える課題、下水処理場の特性及び製品受入先のニーズに関し把握した内容を踏まえ、導入可能性調査を行うエネルギー化技術を抽出する。

自治体が抱える課題、下水処理場の特性及び製品受入先のニーズから、導入可能性調査を行うエネルギー化技術の対応方針の例を以下に示す。

【例1 固形燃料化技術及び消化技術の導入可能性を検討】

【自治体の課題】

- ・脱水汚泥を処分業者に委託し、脱水汚泥を埋立処分している。
- ・埋立地の残余容量が逼迫しており、代替手段が求められている。

【処理場・地域の特性】

- ・処理場敷地には余裕があり、消化槽や固形燃料化施設等の施設配置が可能である。

【製品受入先のニーズ】

- ・固形燃料の受入が見込まれる発電所等が近隣にある。



【対応方針】

脱水汚泥の埋立処分から汚泥有効利用に転換するものとし、固形燃料化技術及び消化技術の導入可能性を検討する。

【例2 固形燃料化技術の導入可能性を検討】

[自治体の課題]

- ・脱水汚泥を焼却し、焼却灰を業者に委託処分している。
- ・焼却施設が更新時期を向え、経済的・効率的な事業が求められている。
- ・温室効果ガス排出削減が求められている。

[処理場・地域の特性]

- ・処理場敷地には余裕がなく、消化槽の配置は困難である。

[製品受入先のニーズ]

- ・固形燃料の受入が見込まれる発電所等が近隣にある



[対応方針]

焼却施設の更新にあたり、事業の効率化を図るとともに温室効果ガス排出量の削減を図るため、固形燃料化技術の導入可能性を検討する。

【例3 バイオガス発電技術の導入可能性を検討】

[自治体の課題]

- ・消化槽を有しており、余剰バイオガスを焼却処分している。
- ・下水道事業の経営改善が必要である。
- ・温室効果ガス排出削減が求められている。

[処理場の特性]

- ・処理場敷地には余裕があり、バイオガス発電施設の施設配置が可能である。

[製品受入先のニーズ]

- ・周辺に工場等はなく、都市ガス代替としての燃料供給先がない。



[対応方針]

バイオガスの有効利用を推進し、事業の効率化を図るとともに温室効果ガス排出量の削減を図るため、バイオガス発電技術の導入可能性を検討する。

【例4 複合バイオマス受入技術及びバイオガス発電技術の導入可能性を検討】

【自治体の課題】

- ・ ゴミ焼却施設、し尿処理施設の更新にあたり、下水汚泥を含む廃棄物系バイオマスの効率的な処理・有効利用が求められている。
- ・ 温室効果ガス排出削減が求められている。

【処理場・地域の特性】

- ・ 処理場敷地には余裕があり、複合バイオマス受入施設、バイオガス発電施設の施設配置の可能性がある。

【製品受入先のニーズ】

- ・ 周辺に工場等はなく、都市ガス代替としての燃料供給先がない。



【対応方針】

下水汚泥を含む廃棄物系バイオマスの効率的な有効利用を推進し、事業の効率化を図るとともに温室効果ガス排出量の削減を図るため、複合バイオマス受入技術及びバイオガス発電技術の導入可能性を検討する。

4-8. 事業性の検討

事業性の評価は、下水汚泥エネルギー化施設のイニシャルコストやランニングコスト、環境価値等(4-9. 温室効果ガス排出量削減効果の検討参照)を算定する。

【解説】

下水汚泥エネルギー化施設の事業性検討にあたっては、技術導入に係る費用、技術導入による便益から、導入効果を算定する。

(1) 事業費の算定

1) 建設費（イニシャルコスト）及び維持管理費（ランニングコスト）

建設費の算定にあたっては、土木・建築費、機械・電気設備費等を計上する。また、維持管理費用の算定にあたっては、下水汚泥エネルギー化施設の運転やメンテナンスに必要な管理費、ユーティリティー費、修繕費等を計上する。燃料製品は下水処理場内での受け渡し事例が多いが、燃料製品の輸送を要する場合には輸送費も計上する。

(参考)

(I) 固形燃料化施設に関するコストデータ

固形燃料化施設(造粒乾燥、油温減圧乾燥、炭化)を導入している下水処理場に対し、設備の諸元やコストに関するヒアリング、アンケートを実施した。また、固形燃料化施設の主要メーカーにヒアリングを行った結果についても併せて整理した。結果を図-4.7~9に示す。

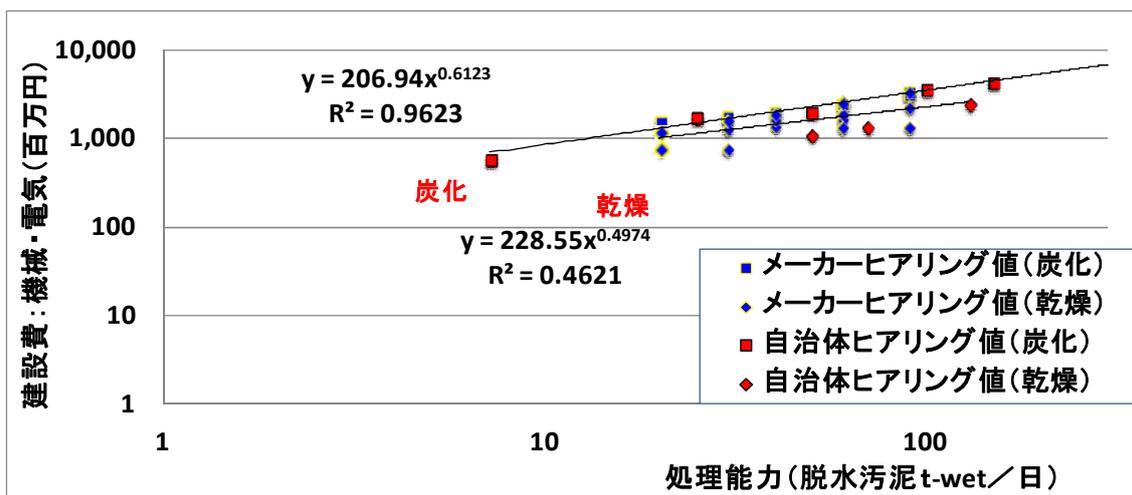


図-4.7【参考図】 処理能力と建設費(機械・電気)

注) 自治体ヒアリング値は施工年度がH10~25年度のデータが混在。
デフレーターにより H25 年度値に補正し記載した。

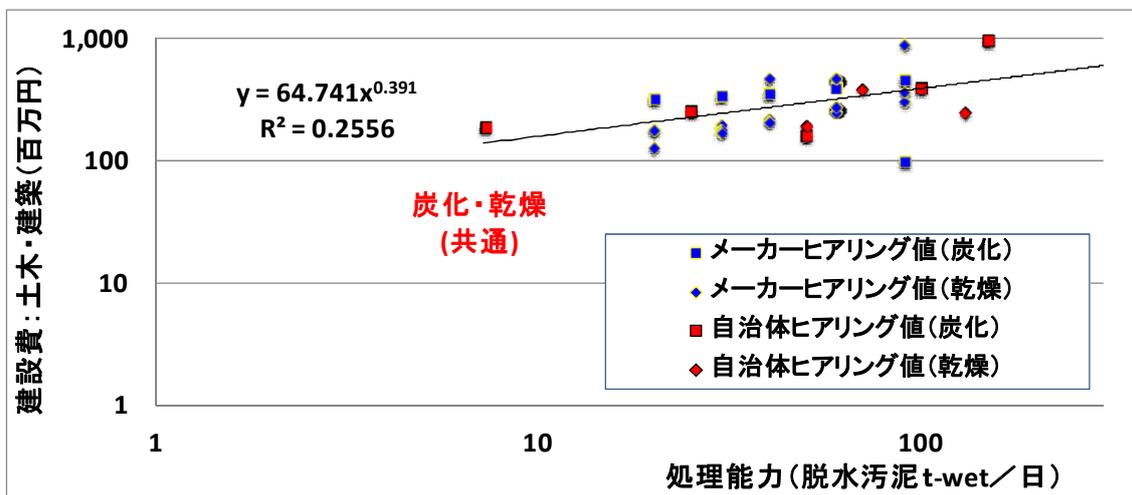


図-4.8【参考図】 処理能力と建設費(土木・建築)

注) 自治体ヒアリング値は施工年度がH10~25年度のデータが混在。
デフレーターにより H25 年度値に補正し記載した。また、外部汚泥受入設備や外壁の有無等、施設状況が異なるデータを用いた費用関数であるため注意

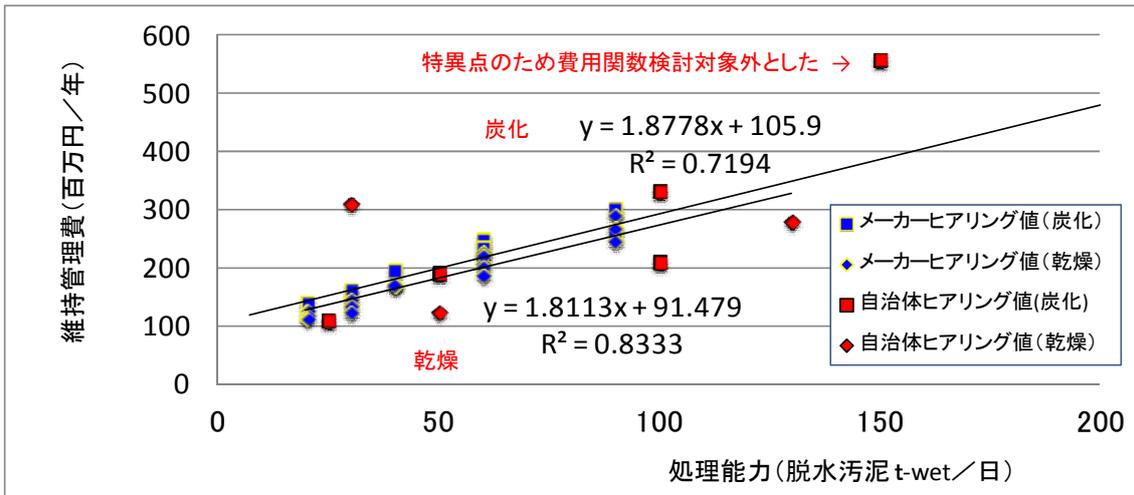


図-4.9【参考図】 処理能力と維持管理費

注)自治体ヒアリング値は平成21年度及び平成25年度の実績

その他の固形燃料化技術として表面固化乾燥があり、「廃熱利用型低コスト下水汚泥固形燃料化技術導入ガイドライン(案) 国土交通省国土技術政策総合研究所(平成26年8月)」より、次の費用関数が示されている。

a) 建設費

表-4.12 表面固化乾燥機建設費算定式

設備区分	単位	建設費算定方法	備考
土木設備工事※	億円	設備規模 Xd による工事費 Y の算定式 $Y = 0.123 \times Xd^{0.941}$	Xd: 設備規模 (t-wet/日) 杭打ち工事は地域条件により大きく異なるので含めず。
機械設備工事	億円	設備規模 Xd による工事費 Y の算定式 $Y = 10.34 \times ([Xd]/30)^{0.7}$	Xd: 設備規模 (t-wet/日)
電気設備工事	億円	設備規模 Xd による工事費 Y の算定式 $Y = 1.42 \times ([Xd]/30)^{0.7}$	Xd: 設備規模 (t-wet/日)
既設改造工事	億円	場内利用 0.02 億円 場外利用 0.01 億円	

※土木設備工事費は「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル」(平成16年3月国土交通省都市・地域整備局(社)日本下水道協会)の費用関数を用いて算出し、建設工事費デフレーターを用いて、暫定値を除いた最新年度の価格に補正する。設置予定場所にすでに設置に耐えうる基礎がある場合はこの費用は不要である。標準は屋外設置とする。

以下の条件で各建設費を年価換算する。

表-4.13 表面固化乾燥装置耐用年数

設備区分	項目	耐用年数
表面固化乾燥装置	土木設備工事	45年
	機械・電気設備工事	20年
	既設改造工事	20年

b) 維持管理費

表-4.14 表面固化乾燥機維持管理費算定式

設備区分	単位	維持管理費算定方法	備考
電力費	百万円/年	電力費 Y の算定式 $Y = (10.112 \times \ln[Xd] + 65.447) \times Xrd$ ×年間稼働日数×電力単価×10 ⁻⁶	Xd:設備規模(t-wet/日) Xrd:実処理量(t-wet/日)
燃料費	百万円/年	燃料費 Y の算定式 $Q = 2.5 \text{ (MJ/kg)} \times Xrd \times$ $\{1 - (1 - \text{投入汚泥含水率}/100) /$ $(1 - \text{乾燥燃料含水率}/100)\} \times$ $1000 \times \eta$ M1 = 消化ガス使用量(Nm ³ /日) × 22.5 M2 = 焼却炉廃熱量(Nm ³ /日) × 0.2149 $Y = \{(Q - M1 - M2) / 39.1\} \times \text{年間稼働日数}$ ×重油単価×10 ⁻⁶ η = 1.8(実証試験結果より)	Q:乾燥必要熱量(MJ/日) Xrd:実処理量(t-wet/日) M1:消化ガス熱量(MJ/日) M2:廃熱の熱量(MJ/日) 廃熱:白煙防止空気 (330℃)の場合
人件費	百万円/年	焼却炉など他施設と連携し、職員配置を調整した場合は人員の削減が可能であり、施設全体の職員配置計画を考慮して決定する。	
補修費	百万円/年	工事費の2%とする	

(Ⅱ) バイオガス利用に関するコストデータ

バイオガス発電（ガスエンジン、ガスタービン、燃料電池）、導管直接注入、都市ガス原料供給を導入している下水処理場に対し、設備の諸元やコストに関するヒアリング、アンケートを実施した。結果を図-4.10～17に示す。

1) バイオガス発電

① ガスエンジン

アンケート調査を実施し、以下の項目をヒアリングした。

- ・ 消化方式、消化槽容量、投入汚泥量、投入汚泥濃度
- ・ バイオガス発生量（年間発生量、各月の発生量）、バイオガスの性状
- ・ 発電機の機種、出力、台数
- ・ 発電に利用したバイオガス量、総発電量
- ・ 建設費（機械・電気、土木・建築）及び施工年度
- ・ 維持管理費（点検・補修・改修工事費、ユーティリティ費、運転管理費）について、2000～2010年の各年度における費用

収集したデータから、以下の条件で建設費と維持管理費を整理した。

- ・ 小型発電機の価格は、近年見直されてきていることから、100kW以下の小型発電機が設置されている処理場のデータは除いた。
- ・ 機械・電気両方の建設費について回答があったデータから、総発電規模（発電機が複数の場合は1台当たりの出力×台数とする）と、建設費（機械・電気）の関係を整理した。
- ・ 土木・建築両方の建設費について回答があったデータから、総発電規模と、建設費（土木・建築）の関係を整理した。
- ・ 維持管理費については、ヒアリングした期間（2000～2010年度）に耐用年数（15年）以内で運転されている設備の平均値を算出し、発電規模と維持管理費の関係を整理した。
- ・ 維持管理費については、人件費を除いた金額とした。

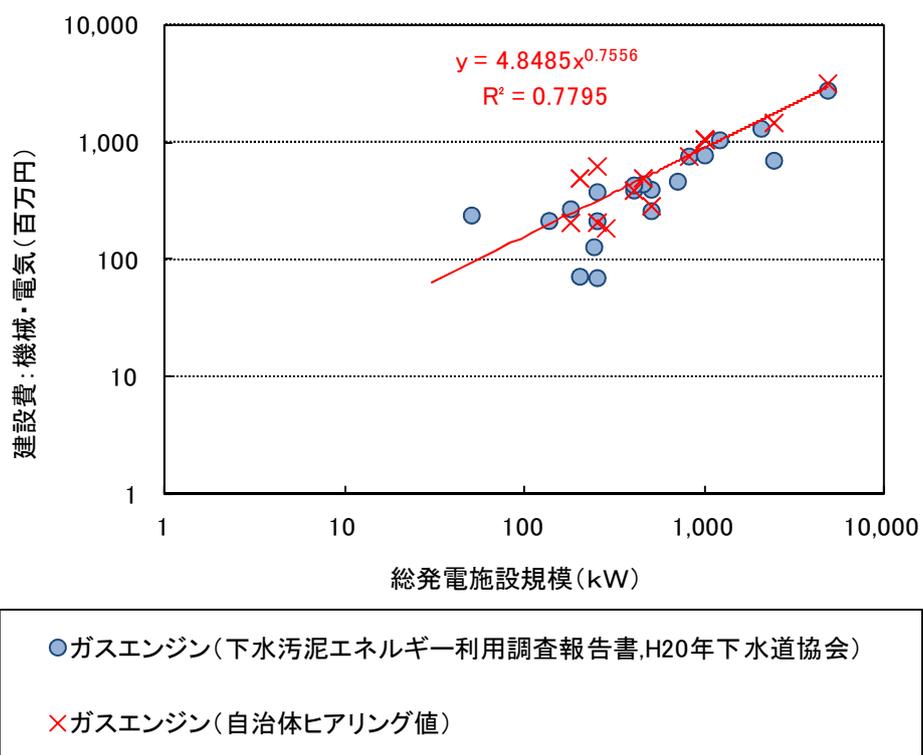


図-4.10【参考図】 バイオガス発電施設規模と建設費（機械・電気）

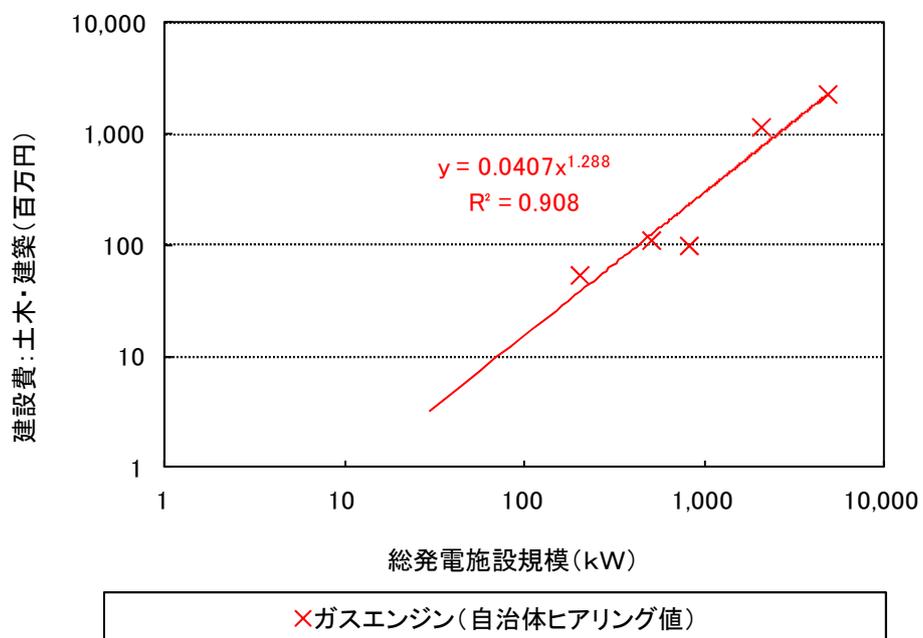


図-4.11【参考図】 バイオガス発電の施設規模と建設費（土木・建築）

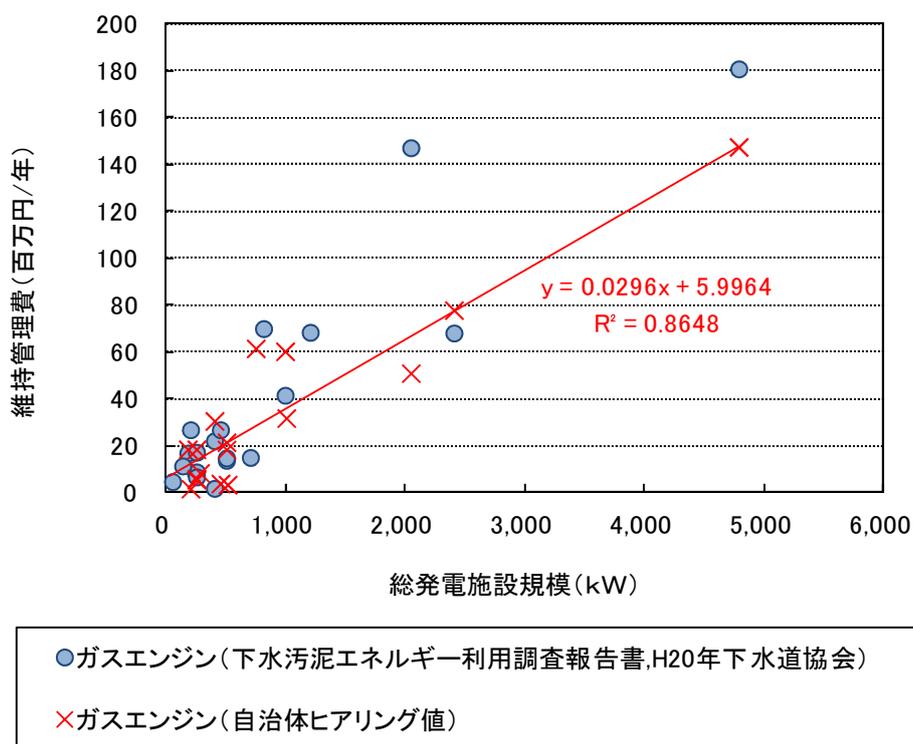


図-4.12 【参考図】 バイオガス発電施設規模と維持管理費
(1995年以降に設置した設備の維持管理費)

②小型発電機及び燃料電池

近年では小型な発電機や燃料電池が開発され、その導入事例が増えてきている。そこで、小型の発電機を導入している処理場に対して、設備の諸元やコストに関するヒアリング、アンケートを実施した。

収集したデータから、以下の条件で建設費と維持管理費を整理した。

- ・ 機械・電気両方の建設費について回答があったデータから、総発電規模（発電機が複数の場合は1台当たりの出力×台数とする）と、建設費（機械・電気）の関係を整理した。
- ・ 土木の建設費について回答があったデータから、総発電規模と建設費(土木)の関係を整理した（建築は含まない）。
- ・ 維持管理費については平均値を算出し、総発電規模と維持管理費の関係を整理した。
- ・ 小型発電機及び燃料電池の維持管理費は長期運転に伴うオーバーホール費を含むデータと含まないデータを用いている。オーバーホールに関わる費用やスパンは製造メーカーによる違いや運転状況により大きく異なるため、留意する必要がある。

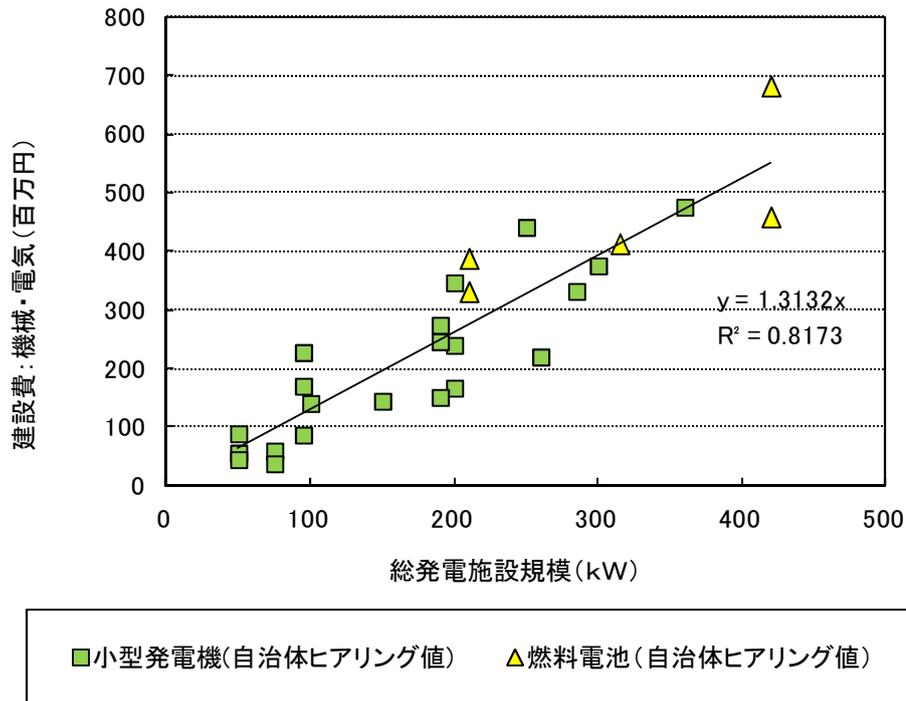


図-4.13 【参考図】 小型発電機及び燃料電池の施設規模と建設費（機械・電気）

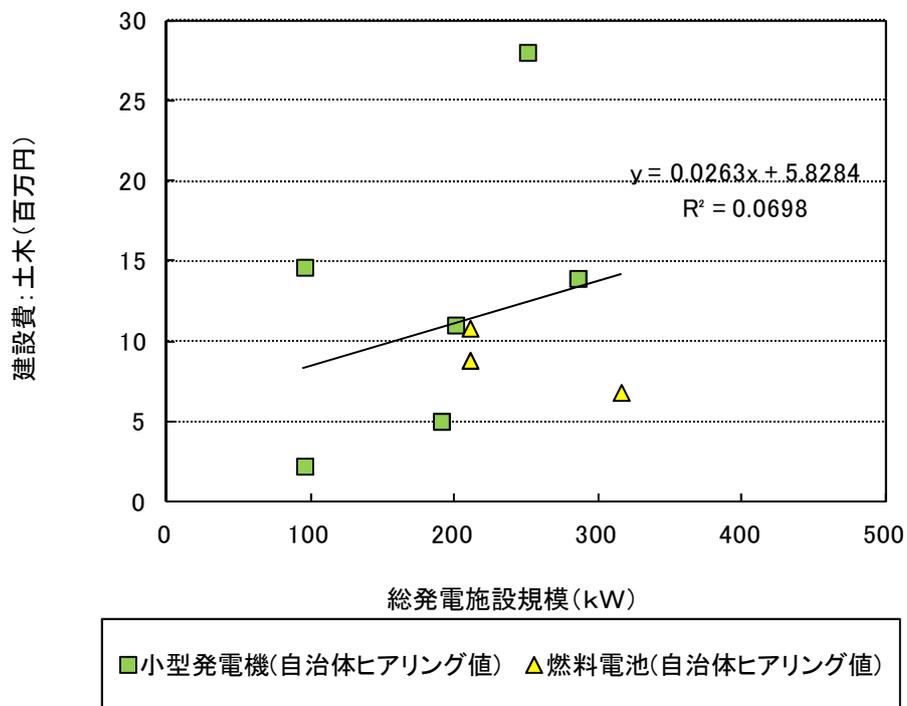


図-4.14 【参考図】 小型発電機及び燃料電池の施設規模と建設費（土木）

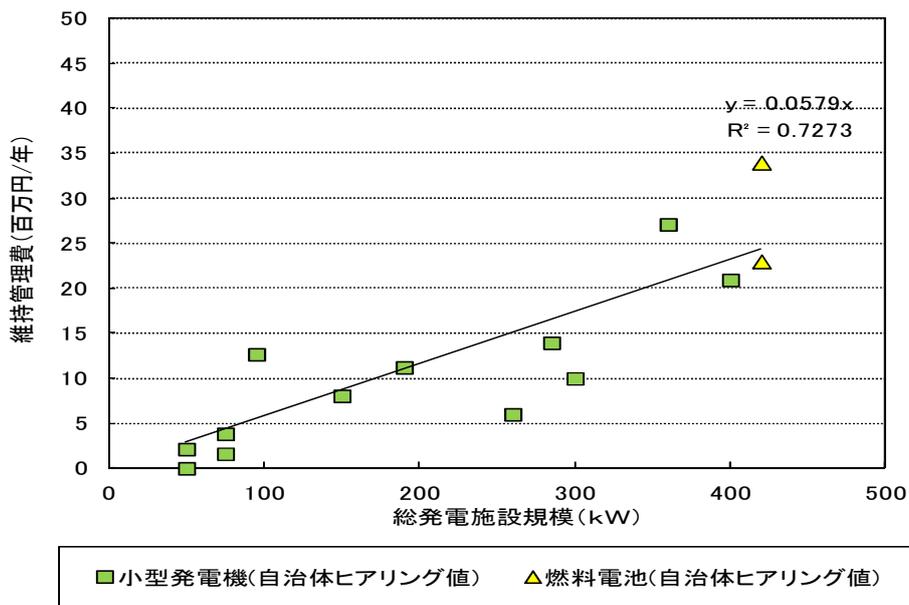


図-4.15 【参考図】 小型発電機及び燃料電池の施設規模と維持管理費

③スマート発電システム技術

その他の発電技術として「プラント運転最適化制御システム」と電力供給機能である「ハイブリッド型燃料電池」から構成される「スマート発電システム技術」がある。スマート発電システム技術は、「超高効率固液分離技術を用いたエネルギーマネジメントシステム導入ガイドライン(案) 国土交通省国土技術政策総合研究所(平成25年7月)」より、次の費用原単位が示されている。

a) 建設費

表-4.15 スマート発電システム技術(発電技術)の建設費原単位

名称	単位	原単位	備考
建設費	1式	11,000 [万円/台(燃料電池)]	<ul style="list-style-type: none"> ・本体・シロキサン除去装置・排熱回収装置含む機械設備工事費。平成25年3月時点。 ・105kW/台(=消化ガス(メタン60%) 44Nm³/h)。 ・ハイブリッド化のための都市ガス引込み部分は不含。

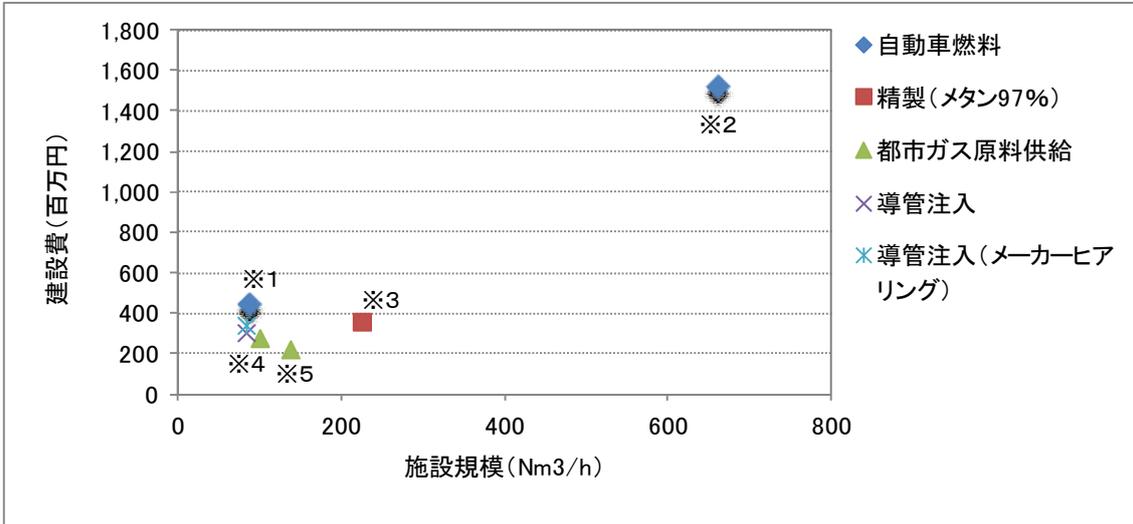
b) 維持管理費

表-4.16 スマート発電システム技術(発電技術)の維持管理費原単位

名称	単位	原単位	備考
維持管理費(電力費)	1式	-778 万円/台	詳細はガイドラインを参照のこと。
維持管理費(電力費以外)	1式	688 万円/年/台	薬品・補修・点検費。 都市ガスは不含。

2) バイオガスの都市ガス、燃料利用

バイオガスを都市ガス、燃料として利用している下水処理場に対し、利用設備の諸元やコストに関するヒアリングを実施した。また、ガス導管直接注入技術においてはメーカーヒアリングを実施した。以下に結果を示す。



※1: 脱硫設備(天然ガス化施設)、ガスホルダ、充填設備建設費

精製ガス量(メタン97%): 450,000Nm³/年、自動車燃料: 600Nm³/年

※2: 設計費、機械(精製設備、ガスホルダ、ガス充填設備)、電気、土木、建築を含む

消化ガス量: 10,000Nm³/日、精製ガス量(メタン97%): 6,000Nm³/日、自動車燃料: 1,300Nm³/日

※3: 精製設備(高圧吸収法)のみ

※4: 機械・電気設備工事費(吸収塔、圧縮機、熱調器)、本設備~ガスホルダ一間の導管敷設費を含む

※5: 機械設備(精製塔、圧送機、冷却設備)、電気、建築、導管(処理場内250m分)を含む

図-4.16 【参考図】 自動車燃料利用、都市ガス原料供給の施設規模と建設費

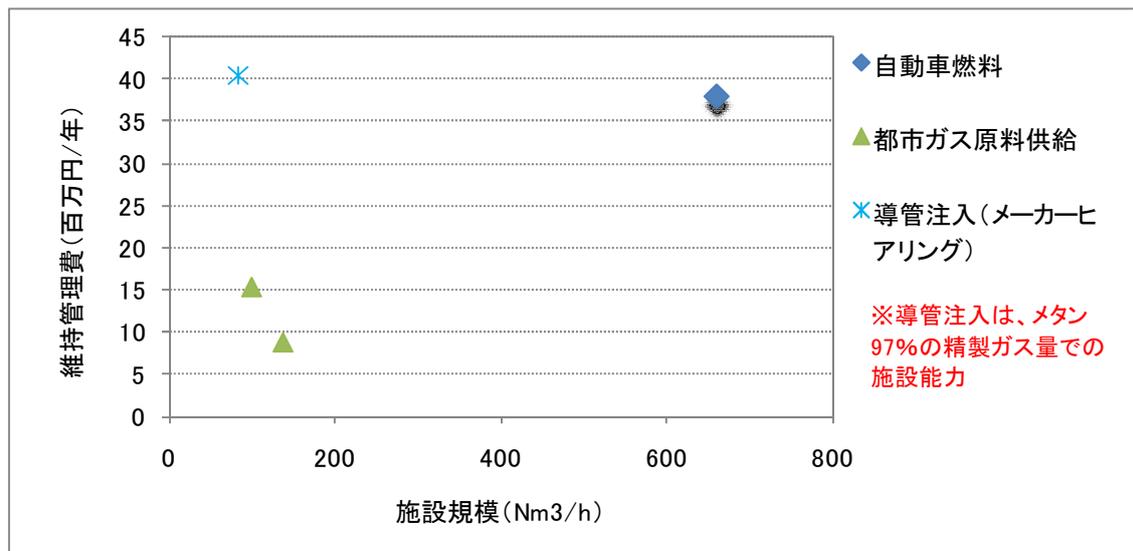


図-4.17 【参考図】 自動車燃料利用、都市ガス原料供給の施設規模と維持管理費

その他の技術としてバイオガス精製・貯留設備（新型バイオガス精製装置、円筒形中圧ガスホルダ）があり、「バイオガスを活用した効果的な再生可能エネルギー生産システム導入ガイドライン(案) 国土交通省 国土技術政策総合研究所（平成25年7月）」より、次の費用関数が示されている。

a) 建設費

表-4.17 バイオガス精製・貯留建設費算定式

設備	項目	建設費(百万円)	備考
バイオガス精製・貯留設備 (新型バイオガス精製装置、 円筒形中圧ガスホルダ)	機械・電気 工事	$Y=35.2 \times Q^{0.323}$	Q:バイオガス処理量(Nm ³ /日) 下水汚泥:500m ³ N/日 t-投入 VS 食品製造系:125m ³ N/日 t-wet 木質系:500m ³ N/日 t-wet
	土木工事	—	ここでは考慮していないが、設置 面積削減によるコスト縮減が見込 める。

補正值 建設工事費デフレーター 平成24年度=105.1、平成25年度=107.2

以下の条件で各建設費を年価換算する。

表-4.18 バイオガス精製・貯留設備耐用年数

設備	項目	耐用年数
バイオガス精 製・貯留設備	機械	20年
	土木・建築	45年

b) 維持管理費

表-4.19 バイオガス精製・貯留維持管理費算定式

設備	項目	維持管理費 (百万円/年)	備考
バイオガス精製・貯留設備 (新型バイオガス精製装置、 円筒形中圧ガスホルダ)	電力	$Y=0.0318 \times Q^{0.644}$	Q:バイオガス処理量(m ³ N/日) 下水汚泥:500m ³ N/日 t-投入 VS 食品製造系:125m ³ N/日 t-wet 木質系:500m ³ N/日 t-wet
	点検補修	$Y=0.856 \times Q^{0.234}$	

※精製バイオガスを売却した場合は収入による維持管理コストの縮減が見込まれる。

(Ⅲ) 環境性 (温室効果ガス排出量削減効果(4-9 参照))

便益には、製品利用による燃料費、電力費削減効果を考慮する。ただし、温室効果ガス排出量削減効果を計上することも可能であるが、本ガイドラインにおいては考慮しないこととする。

温室効果ガス排出量削減効果を考慮する場合には、「公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針(共通編)」より、貨幣価値原単位として「10,600 円/t-C」(2006 年価格)が提示されているので参照されたい。なお、10,600 円/t-C は 2,890 円/t-CO₂ に相当する。

(Ⅳ) その他費用

エネルギー化施設の導入にあたって、代替施設や関連機器、化石燃料等の削減が見込まれる場合は削減費用を計上する。

①消化槽

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル 国土交通省都市・地域整備局下水道部社団法人 日本下水道協会(平成 16 年 3 月)」より、次の費用関数を用いる。

表-4.20 消化槽建設費算定式

設備	項目	建設費(百万円)	備考
消化槽	機械	$Y=0.516Qd^{0.385}$	Y: 建設費(億円) Qd: 計画投入汚泥量 (1%換算)(m ³ /日)
	土木	$Y=0.169Qd^{0.539}$	

補正值 建設工事費デフレーター 平成 15 年度=97.6、平成 25 年度=107.2

以下の条件で各建設費を年価換算する。

表-4.21 消化槽耐用年数

設備	項目	耐用年数
消化槽	機械	10 年
	土木・建築	45 年

b) 維持管理費

表-4.22 消化槽維持管理費算定式

設備	維持管理費(百万円/年)	備考
消化槽 (電力、燃料、薬品費、 補修費、人件費)	$Y=0.171Q_y^{0.390}$	Y: 維持管理費 (百万円/年) Q _y : 計画投入汚泥量 (1%換算) (m ³ /年)

②鋼板製消化槽 (高効率鋼板製消化槽、高効率ヒートポンプ)

「バイオガスを活用した効果的な再生可能エネルギー生産システム導入ガイドライン(案) 国土交通省 国土技術政策総合研究所 (平成25年7月)」より、次の費用関数が示されている。

a) 建設費

表-4.23 鋼板製消化槽建設費算定式

設備	項目	建設費(百万円)	備考
消化槽設備 (高効率鋼板製消化槽、 高効率ヒートポンプ)	機械・電気	$Y=5.85 \times Q^{0.570}$	Q: 消化槽容量(m ³) (200 ≤ Q ≤ 6,000) 滞留日数は20日とする。
	土木	$Y=0.0117 \times Q + 25.6$	

補正值 建設工事費デフレーター 平成24年度=105.1、平成25年度=107.2

以下の条件で各建設費を年価換算する。

表-4.24 鋼板製消化槽耐用年数

設備	項目	耐用年数
消化槽設備	機械	20年
	土木・建築	45年

b) 維持管理費

表-4.25 鋼板製消化槽維持管理費算定式

設備	名称	維持管理費 (百万円/年)	備考
消化槽設備 (高効率鋼板製消化槽、 高効率ヒートポンプ)	電力	$Y=0.0053 \times Q^{0.911}$	Q: 消化槽容量(m ³) (200 ≤ Q ≤ 6,000) 滞留日数は20日とする。
	点検補修	$Y=0.303 \times Q^{0.350}$	

③高効率高温消化技術

「超高効率固液分離技術を用いたエネルギーマネジメントシステム導入ガイドライン(案) 国土交通省 国土技術政策総合研究所(平成25年7月)」より、次の費用関数が示されている。

a) 建設費

表-4.26 高効率高温消化技術建設費算定式

設備	単位	原単位	備考
消化槽	1式	$108[\text{万円}/\text{m}^3] \times (V/790)^{0.6\sim 0.7}$	<ul style="list-style-type: none"> ・108 万円/m³ は、消化タンク容量 790m³での平成25年3月時点試算値。 ・Vは算出したい消化タンク容量[m³]。(300 ≤ V ≤ 1000 m³) ・生ごみ受入設備を除く。

補正值 建設工事費デフレーター 平成24年度=105.1、平成25年度=107.2

以下の条件で各建設費を年価換算する。

表-4.27 高効率高温消化技術耐用年数

設備	項目	耐用年数
消化槽設備	機械	15年
	土木・建築	45年

b) 維持管理費

表-4.28 高効率高温消化技術維持管理費算定式

設備	名称	単位	原単位	備考
消化槽	維持管理費 (電力費)	1式	0.2 万円/年/m ³	試算は消化タンク容積 790m ³ 生ごみ受入設備を除く
	維持管理費 (電力費以外)	1式	1.3 万円/年/m ³	試算は消化タンク容積 790m ³ 生ごみ受入設備を除く薬品・ 補修・点検費

④脱水設備

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル 国土交通省都市・地域整備局下水道部社団法人 日本下水道協会（平成16年3月）」より、次の費用関数を用いる。

a) 建設費

表-4.29 脱水設備建設費算定式

設備	項目	建設費(百万円)	備考
脱水設備	機械設備	$Y=0.434Qd^{0.373}$	Y：建設費（億円） Qd：計画投入汚泥量 （1%換算）（m ³ /日）
	土木施設	$Y=0.227Qd^{0.444}$	

補正值 建設工事費デフレーター 平成15年度=97.6、平成25年度=107.2

以下の条件で各建設費を年価換算する。

表-4.30 脱水設備耐用年数

設備	項目	耐用年数
脱水設備	機械	15年
	土木・建築	50年

b) 維持管理費

表-4.31 脱水設備維持管理費算定式

設備	維持管理費(百万円/年)	備考
脱水設備 (電力、燃料、薬品費、 補修費、人件費)	$Y=0.039Qy^{0.596}$	Y：維持管理費（百万円/年） Qy：年間処理汚泥量 （1%換算）（m ³ /年）

⑤焼却設備

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル 国土交通省都市・地域整備局下水道部社団法人 日本下水道協会（平成16年3月）」より、次の費用関数を用いる。

a) 建設費

表-4.32 焼却設備建設費算定式

設備	項目	建設費(百万円)	備考	
焼却設備	機械設備	$Y_1=1.888Xd^{0.597}$	Y ₁ ：建設費 (億円)	
	電気設備	$Y_1=0.726Xd^{0.539}$		
	土木施設	建屋：焼却炉全体	$Y_1=1.361Xd^{0.380}$	Xd：施設規模 (wet-t/日)
		建屋：電気、ブロワ室程度	$Y_1=2.426Xd^{0.0094}$	

補正值 建設工事費デフレーター 平成15年度=97.6、平成25年度=107.2

以下の条件で各建設費を年価換算する。

表-4.33 焼却設備耐用年数

設備	項目	耐用年数
焼却設備	機械	10年
	電気	15年
	土木・建築	50年

b) 維持管理費

表-4.34 焼却設備維持管理費算定式

設備	維持管理費(百万円/年)	備考
焼却設備 (電力、燃料、薬品費、 補修費、人件費)	$Y_1=0.287 \times X_y^{0.673}$	Y：維持管理費(百万円/年) X _y ：年間処理脱水汚泥量 (wet-t/年)

⑥複合バイオマス受入施設

「下水処理場へのバイオマス(生ごみ等)受入れマニュアル 財団法人 下水道新技術推進機構(2011年3月)」より、次の費用関数を用いる。

a)建設費

表-4.35 複合バイオマス受入れ施設建設費費用関数

設備	項目	費用関数	備考
前処理施設 生ごみ	機械設備	$Y(\text{百万円}) = 98.6 \times Q^{0.475}$	Q:生ごみ処理量(t-wet/日) (=生ごみ搬入量(日最大)) ($2 \leq Q(\text{t-wet/日}) \leq 100$)
	電気設備	$Y(\text{百万円}) = 29.6 \times Q^{0.512}$	
	土木	$Y(\text{百万円}) = 22.4 \times Q^{0.504}$	
	建築	$Y(\text{百万円}) = 75.9 \times Q^{0.342}$	
処し尿等前 施設	機械設備	$Y(\text{百万円}) = 137.2 \times Q^{0.195}$	Q:し尿等処理量(kℓ/日) ($20 \leq Q(\text{kℓ/日}) \leq 200$)
	電気設備	$Y(\text{百万円}) = 36.5 \times Q^{0.232}$	
	土木・建築	$Y(\text{百万円}) = 117.2 \times Q^{0.111}$	
設備 混合	機械設備	$Y(\text{百万円}) = 8.26 \times Q^{0.400}$	Q:混合槽容量(m^3) ($16 \leq Q(\text{m}^3) \leq 1,000$) ※生ごみ、下水汚泥等全汚泥量に対し 2日間程度の滞留時間を見込む
	電気設備	$Y(\text{百万円}) = 0.836 \times Q^{0.535}$	
	土木・建築	$Y(\text{百万円}) = 2.01 \times Q^{0.583}$	

補正值 建設工事費デフレーター 平成22年度=104.4、平成25年度=107.2

以下の条件で各建設費を年価換算する。

表-4.36 複合バイオマス受入れ施設耐用年数表

設備	項目	耐用年数
受入・前処理設備	機械	20年
	電気	15年
	土木建築	40年

複合バイオマスを受け入れている下水処理場に対し、コストに関するヒアリングを実施した。結果を図-4.18～23に示す。ただし、サンプル数が少ないこと、文献値と必ずしも相関がないことから、第5章のケーススタディでは文献値を用いて算定した。

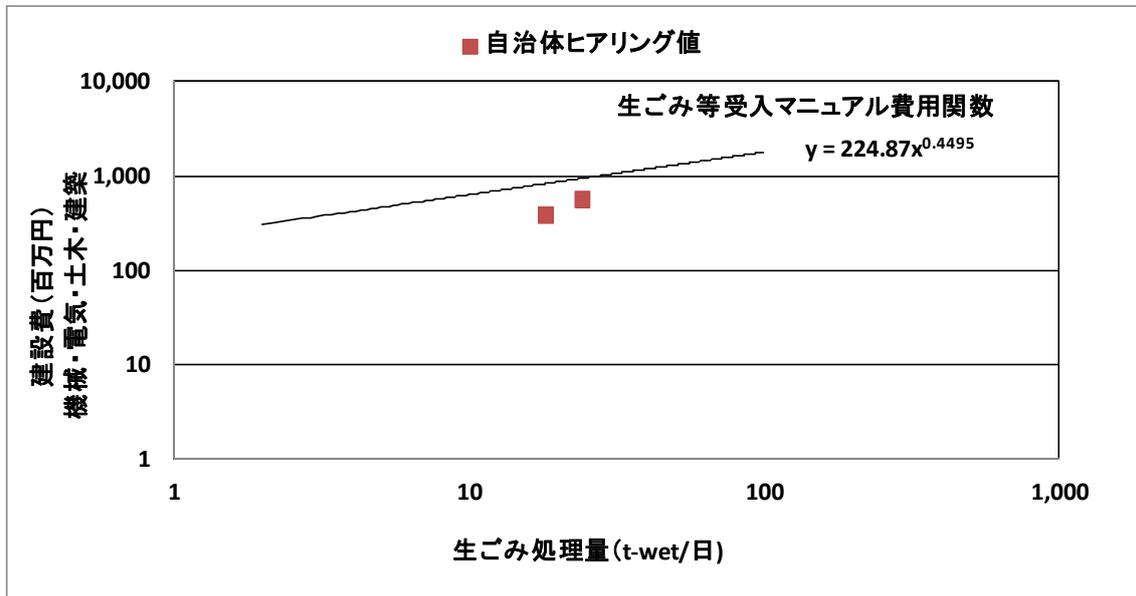


図-4.18 【参考図】 生ごみ前処理施設規模と建設費(機械・電気・土木・建築)
 注) 臭気対策設備含む

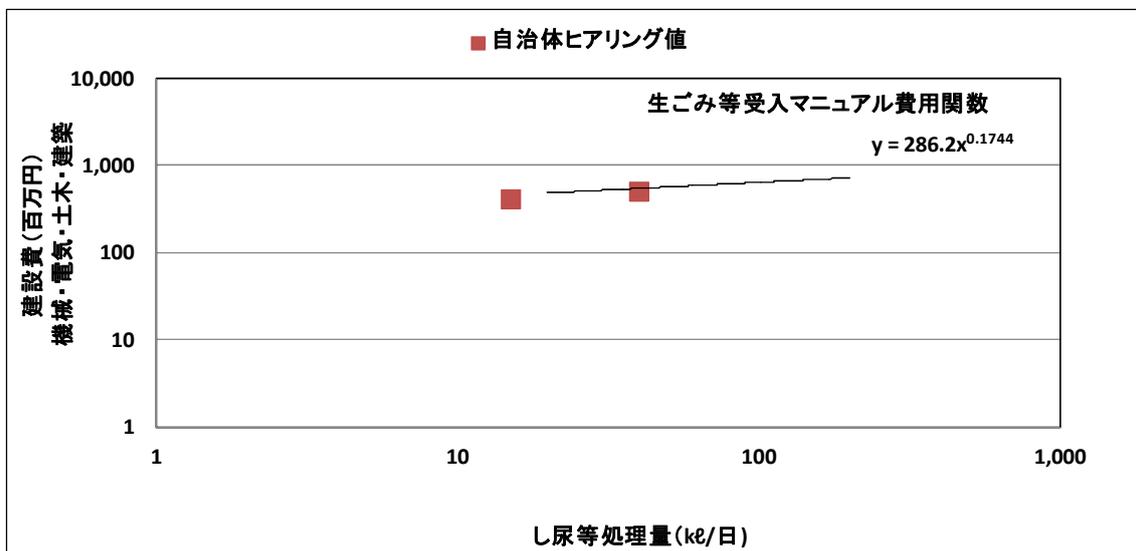


図-4.19 【参考図】 し尿等前処理施設規模と建設費(機械・電気・土木・建築)

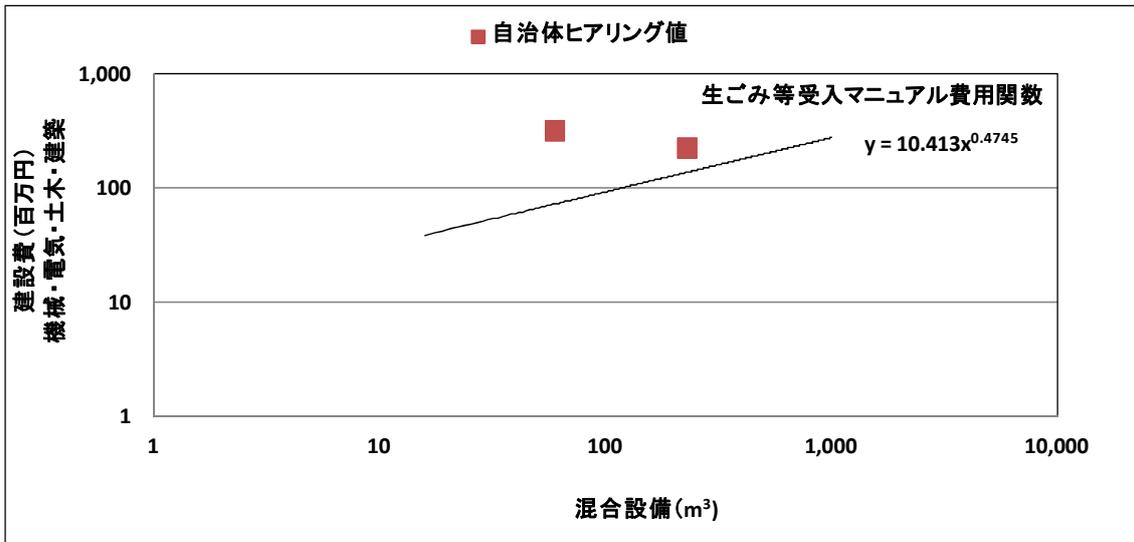


図-4.20 【参考図】 混合設備規模と建設費(機械・電気・土木・建築)

b) 維持管理費

表-4.37 複合バイオマス受入れ施設維持管理費関数

設備	項目	費用関数	備考
処理 生ごみ 施設 前	消費 電力量	$Y(\text{MWh}/\text{年}) = 94.6 \times Q^{0.430}$	Q: 生ごみ処理量(t-wet/日) (=生ごみ搬入量(日平均)) ※電力単価は実績を基に設定
	補修費	$Y(\text{百万円}/\text{年}) = 7.58 \times Q^{0.264}$	
処理 し尿等 施設 前	消費電力量	$Y(\text{MWh}/\text{年}) = 230 \times Q^{0.0949}$	Q: し尿等処理量(kℓ/日) ($20 \leq Q(\text{kℓ}/\text{日}) \leq 200$)
	補修費	$Y(\text{百万円}/\text{年}) = 3.05 \times Q^{0.195}$	
設備 混合	消費電力量	$Y(\text{MWh}/\text{年}) = 9.45 \times Q^{0.493}$	Q: 混合槽容量(m^3) ($16 \leq Q(\text{m}^3) \leq 1,000$) ※生ごみ、下水汚泥等全汚泥量に対し2日程度の滞留時間を見込む
	補修費	$Y(\text{百万円}/\text{年}) = 0.184 \times Q^{0.400}$	

複合バイオマスを受け入れている下水処理場に対し、コストに関するヒアリングを実施した。以下に結果を示す。ただし、サンプル数が少ないこと、文献値と必ずしも相関がないことから、第5章のケーススタディでは文献値を用いて算定した。

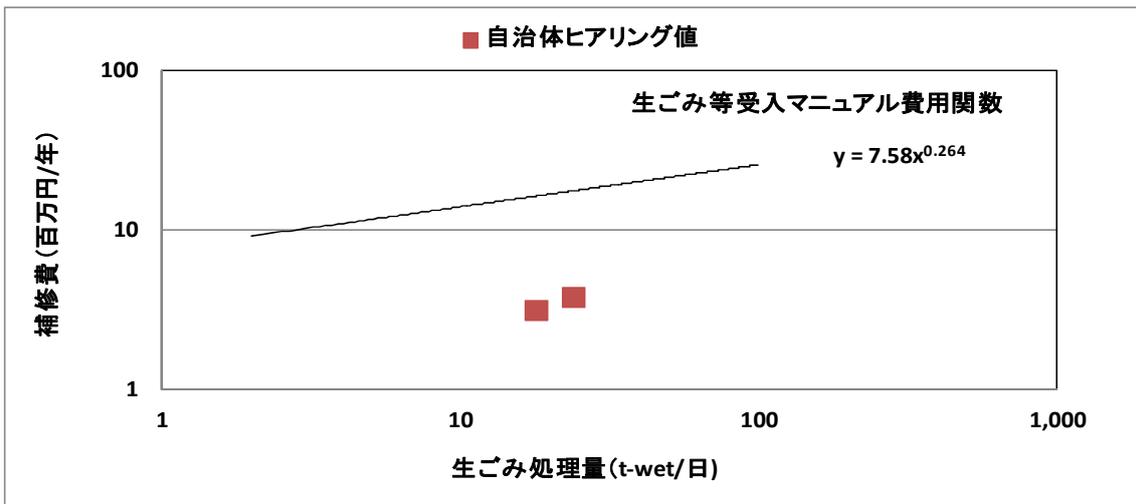


図-4.21 【参考図】 生ごみ前処理施設規模と補修費

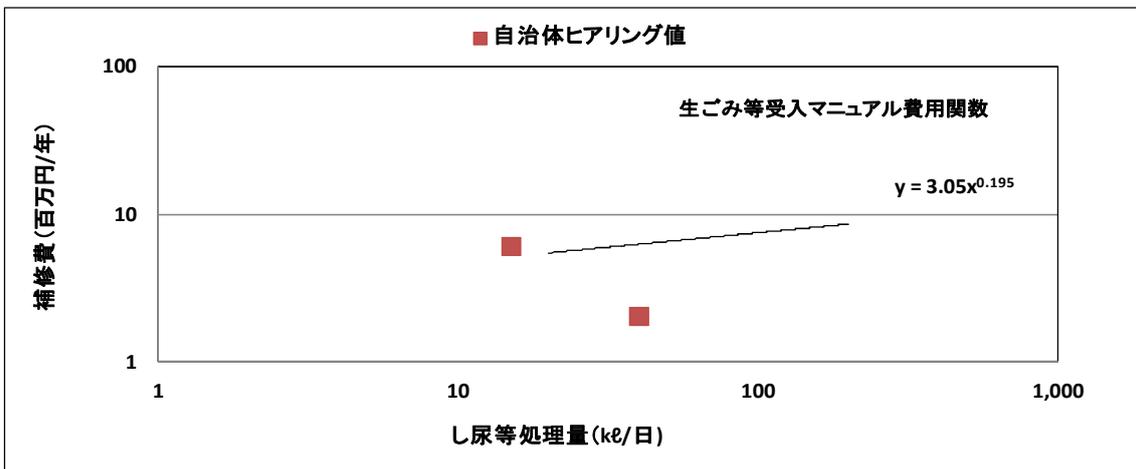


図-4.22 【参考図】 し尿等前処理施設規模と補修費

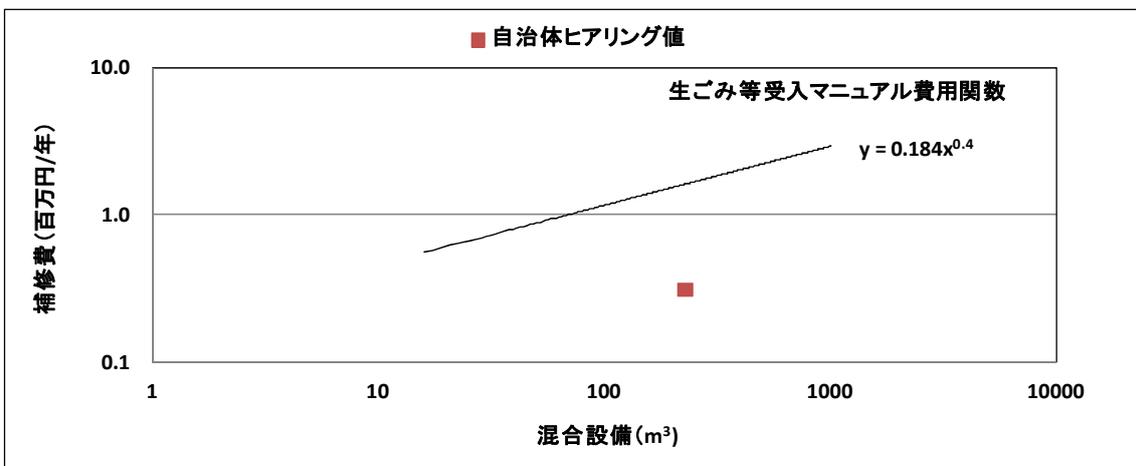


図-4.23 【参考図】 混合設備規模と補修費

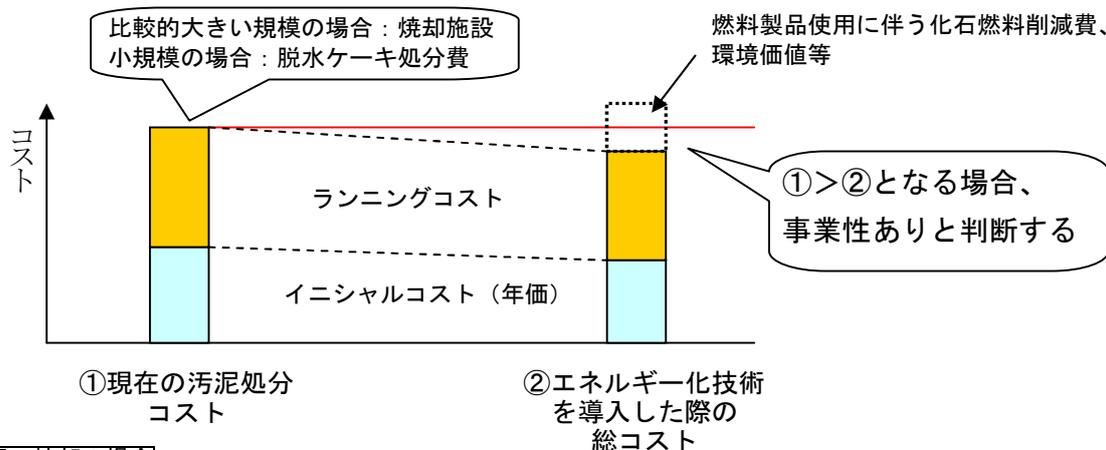
⑥化石燃料等

固形燃料化により得られる燃料製品やバイオガス発電による電力等により、石炭や重油、あるいは電力等のエネルギーを削減することが可能となる。これらのエネルギー削減費用は、それぞれの価格動向を考慮し設定を行う。

(2) 事業性の評価

下水汚泥エネルギー化施設の事業性検討にあたって、固形燃料化施設及びバイオガス利用技術導入の事業性評価イメージを以下に示す。

1) 固形燃料化施設に関する事業性評価イメージ

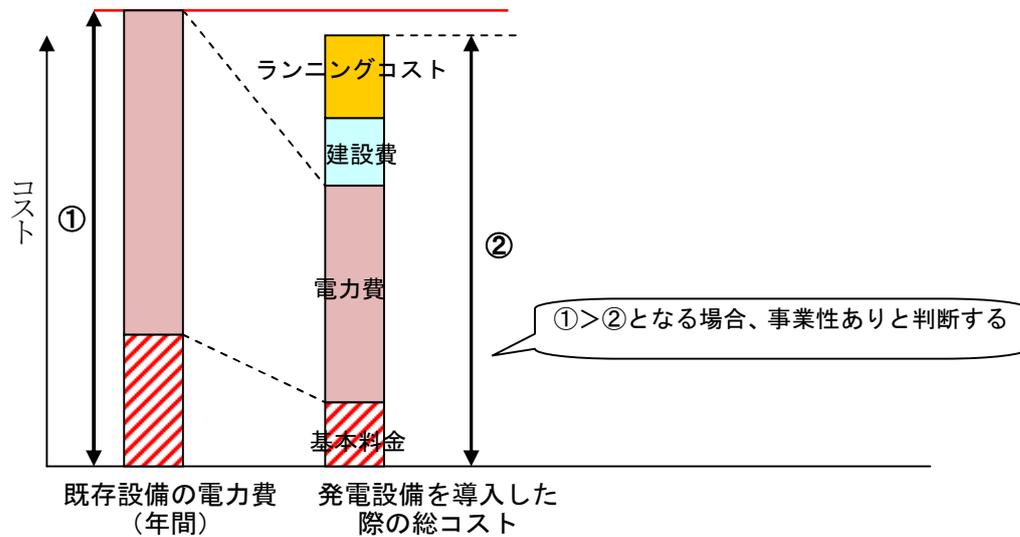


現況＝焼却の場合

- ①焼却炉のイニシャルコスト年価＋ランニングコスト（運転、保守委託費、焼却灰処理外部委託費等）
- ②エネルギー化施設（燃料受け入れ・貯蔵設備含む）のイニシャルコスト年価＋ランニングコスト（運転、保守委託費）＋燃料製品の輸送費－燃料製品使用に伴う化石燃料削減費－環境価値（温室効果ガス削減効果）

2) バイオガス利用技術に関する事業性評価イメージ

発電設備を導入した際のコスト比較のイメージを以下に示す。



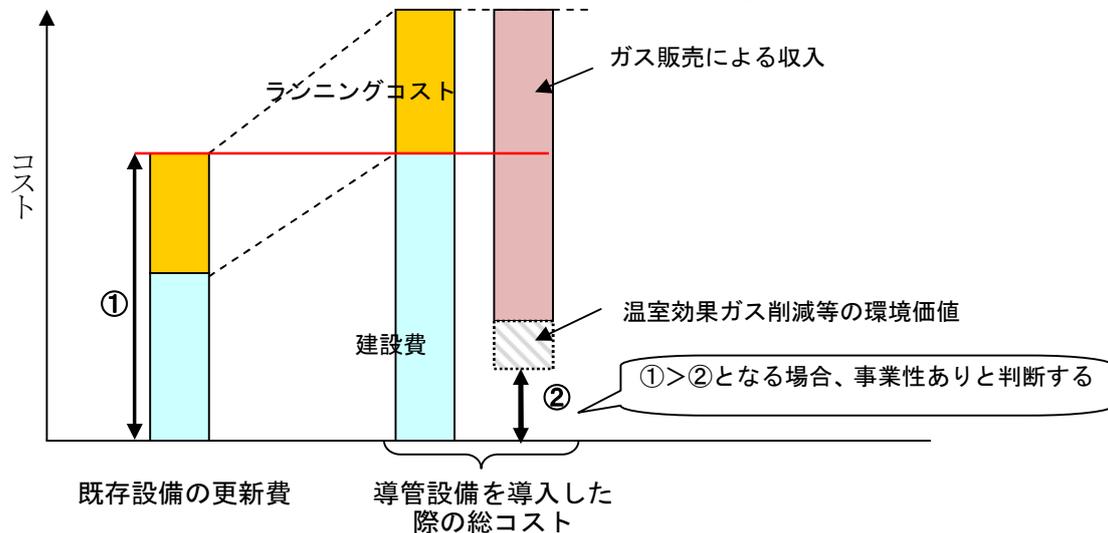
現況＝余剰ガス燃焼の場合

①既存設備の電力費＋基本料金

②ガス発電設備の建設費＋維持管理費＋発電設備導入後の電力費＋発電設備導入後の基本料金

※発電により、購入している電力と電力基本料金が削減される。また、その他効果として、排熱利用による冷暖房の電力・都市ガスの削減費、グリーン電力証書の販売費、環境価値（温室効果ガス削減効果）もあわせることで、より効果が大きくなる。

導管設備を導入した際のコスト比較のイメージを以下に示す。



現況＝余剰ガス燃焼装置の場合

①脱硫装置、ガスホルダの建設費＋維持管理費

②精製装置、ガスホルダ、導管接続設備の建設費＋維持管理費－ガス販売による収入－環境価値（温室効果ガス削減効果）※

※ガスの買取はガス会社との協議によって決まり、「環境価値」が「ガス販売による収入」に含まれているケースもある。その場合は、上記②の算定には「環境価値（温室効果ガス削減効果）」のマイナスは見込まないよう留意が必要である。

4-9. 温室効果ガス排出量削減効果の算定

エネルギー化技術の導入による温室効果ガス排出量削減効果は、従来の処理方式と比較すると共に、エネルギー化技術の製品利用により削減される温室効果ガス排出量も含めて算定する。

【解説】

(1) 温室効果ガスの排出源

下水汚泥は、カーボンニュートラルなエネルギー資源であり、低炭素社会の構築に向けて大きな役割を果たすことが期待されている。

下水道における温室効果ガスの排出は、施設建設時、施設運転時及び廃棄時に大別される。処理場・ポンプ場施設では温室効果ガス排出の割合は施設運転時が主要な範囲であること、施設建設時・廃棄時は、温室効果ガス排出量の正確な把握及びコントロールが現時点では困難であることから、下水道温暖化防止計画^{*1}における算定範囲は、建設時及び廃棄時は対象外とし、施設運転時における次の温室効果ガス排出及び削減を対象としている。

- ① 電気、燃料（石油、ガス）等のエネルギー消費に伴う排出
- ② 施設の運転に伴う各処理プロセスからの排出
- ③ 上水、工業用水、薬品類の消費に伴う排出
- ④ 下水道資源の有効利用による排出量の削減

これら温室効果ガス排出源に対する下水道温暖化防止計画で対象とすべき排出源の範囲と算定・報告・公表制度及び地方公共団体実行計画^{*2}において対象とすべき排出源の範囲は次頁のとおりである。

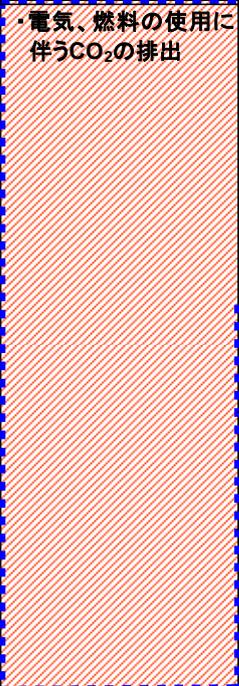
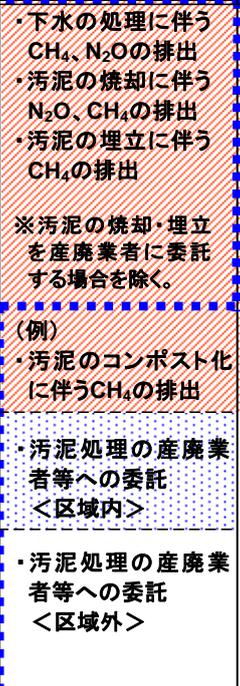
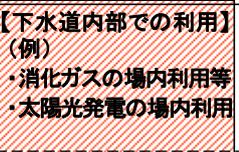
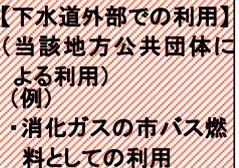
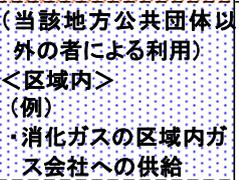
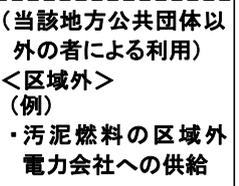
エネルギー化技術では、他事業との連携によって温室効果ガスの削減対策となる技術もあり、下水道温暖化防止計画で対象としている範囲と同様に、社会全体で見て温室効果ガスの総排出量を減じる効果があるものとして、製品の有効利用により削減される温室効果ガス量も含めて算定し、削減効果を評価する。

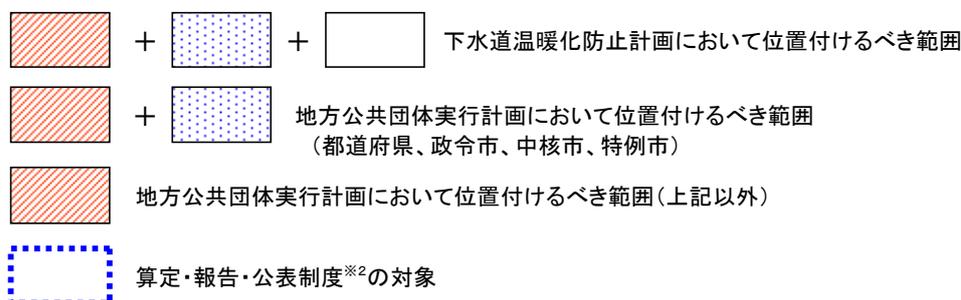
※1 下水道温暖化防止計画

下水道における地球温暖化防止推進計画（下水道温暖化防止計画）は、下水道管理者が下水道における温室効果ガスの排出量を削減するための取り組みに関して策定する計画をいう。なお、その一部は地方公共団体実行計画の構成要素となるものである。

※2 地方公共団体実行計画

地球温暖化対策の推進に関する法律第20条の3に基づき地方公共団体が定める温室効果ガスの排出量の削減並びに吸収作用の保全及び強化のための措置に関する計画をいう。

① 電気、燃料等のエネルギー消費に伴う温室効果ガスの削減	② 施設運転に伴う処理プロセスからの温室効果ガスの削減	③ 上水、工業用水、薬品類の消費に伴う温室効果ガスの削減	④ 下水道資源の有効利用による温室効果ガスの削減	
 ・電気、燃料の使用に伴うCO ₂ の排出	 ・下水の処理に伴うCH ₄ 、N ₂ Oの排出 ・汚泥の焼却に伴うN ₂ O、CH ₄ の排出 ・汚泥の埋立に伴うCH ₄ の排出 ※汚泥の焼却・埋立を産廃業者に委託する場合を除く。 (例) ・汚泥のコンポスト化に伴うCH ₄ の排出 ・汚泥処理の産廃業者等への委託 <区域内> ・汚泥処理の産廃業者等への委託 <区域外>	 (例) ・消毒剤の消費量の削減	 【下水道内部での利用】 (例) ・消化ガスの場内利用等 ・太陽光発電の場内利用	バイオガス利用技術 熱分解ガス化技術 焼却廃熱発電技術
			 【下水道外部での利用】 (当該地方公共団体による利用) (例) ・消化ガスの市バス燃料としての利用	バイオガス利用技術
			 (当該地方公共団体以外の者による利用) <区域内> (例) ・消化ガスの区域内ガス会社への供給	バイオガス利用技術
			 (当該地方公共団体以外の者による利用) <区域外> (例) ・汚泥燃料の区域外電力会社への供給	固形燃料化技術



※1  は地方公共団体自らの事務及び事業から排出される温室効果ガスの排出抑制対策に直接的に資する取り組みではないが、社会全体で見て温室効果ガスの総排出量を減じる効果がある取り組みであることから、下水道温暖化防止計画に位置付けるもの。また、地方公共団体実行計画に位置付けられることが望ましい。

※2 算定・報告・公表制度

・制度では、「エネルギーの使用の合理化に関する法律(省エネ法)」の対象事業所及び一定以上(ガス別にCO₂換算で年間3,000トン以上の排出)の温室効果ガスの排出を行う事業者に対して排出量の算定と報告を義務付けている。

図-4.24 【参考図】下水道温暖化防止計画と地方公共団体実行計画の関係

出典:「下水道における地球温暖化防止推進計画策定の手引き 平成21年3月」に一部加筆

(2) 温室効果ガス総排出量の算定方法

地球温暖化対策の推進に関する法律では6種類の温室効果ガスが規定されているが、このうちフロン系ガスについては、地方公共団体実行計画によるものとし、下水道温暖化防止計画では次の3種類の温室効果ガスを対象としている。

- ① 二酸化炭素 (CO₂)
- ② メタン (CH₄)
- ③ 一酸化二窒素 (N₂O)

ただし、生物処理に伴う二酸化炭素、嫌気性消化過程で生成されるメタンの燃焼に伴う二酸化炭素、汚泥焼却に伴う二酸化炭素等、生物起源の二酸化炭素は対象としない。

固形燃料化技術における算定対象を表-4.38に、熱分解ガス化技術における算定対象を表-4.39に、バイオガス利用技術における算定対象を表-4.40に示す。また、温室効果ガスの排出係数を表-4.41に示す。温室効果ガス排出係数は、「電力」等のように地域や年度において変わるものもあるので留意して用いる。

温室効果ガスの排出量は、次の計算式により算定する。

$$\begin{aligned} \text{(各温室効果ガスの排出量)} &= \Sigma \{ \text{(活動の種類ごとの排出量)} \} \\ &= \Sigma \{ \text{(活動量)} \times \text{(排出係数)} \} \end{aligned}$$

エネルギー化技術における温室効果ガス排出量の算定対象と、関連する主な排出係数は次頁のとおりである。

- ① 「電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出」は、期間内（通常1年間）に使用した電力量、燃料使用量に排出係数を乗じて算定する。
- ② 「施設の運転に伴う各処理プロセスからの排出」は、期間内に処理した脱水汚泥量に排出係数を乗じて算定する。
- ③ 「上水、工業用水、薬品類の消費に伴う排出」は、エネルギー化技術での排出量に占める割合は大きくないが、算定する場合は、期間内に使用した量に「下水道における地球温暖化防止推進計画策定の手引き」の排出係数を乗じて算定する。
- ④ 「下水道資源の有効利用による排出量の削減」は、エネルギー化技術の製品利用によって、代替する買電電力量や化石燃料消費量が減じるものとして算定する。

上記により算定された対象物質 (CO₂、CH₄、N₂O) ごとに、地球温暖化係数を乗じて、その合計値である「総排出量」を求める。

温室効果ガス総排出量 (t-CO ₂)			
= Σ {各温室効果ガスの排出量 (t) × 各温室効果ガスの地球温暖化係数}			
		(地球温暖化係数)	
二酸化炭素	(t-CO ₂ /年) × 1		= 温室効果ガス排出量 (t-CO ₂ /年)
メタン	(t-CH ₄ /年) × 25		= 温室効果ガス排出量 (t-CO ₂ /年)
一酸化二窒素	(t-N ₂ O/年) × 298		= 温室効果ガス排出量 (t-CO ₂ /年)
			Σ : 総排出量

表-4.38 固形燃料化技術における各温室効果ガス排出量の算定対象

対象とする活動	温室効果ガスの種類	固形燃料化			備考
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
①電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出					
a) 他人から供給された電気の使用		○	—	—	
b) 他人から供給された熱の使用		(—)	—	—	電気、燃料起因の熱
c) 燃料の燃焼、燃料の使用					
・A 重油、灯油 等		○	△	△	
・LPG、都市ガス 等		○	△	△	
d) 自動車の走行		—	○	○	CO ₂ 排出はc)の項で算定
②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出		—	※	○	
③上水、工業用水、薬品等の消費に伴う排出					
・上水		☆	—	—	
・薬品(ボイラ用薬品含む)		☆	—	—	
・熱媒体油 等		☆	—	—	
④下水道資源の有効活用による排出量の削減					削減量として算定
・固形燃料		○	※	※	

凡例 ○:対象。 —:該当なし。
 △:燃料を燃焼する機関の形式により対象の有無、排出係数が異なる。
 (—):通常の下水道事業においては該当なし。
 ※:発生する可能性があると考えられるが、現段階では排出係数に関する知見が明らかにされていないことより対象外とする。
 ☆:当該技術での排出量に占める割合が大きいため、必要に応じて算定する。

表-4.39 熱分解ガス化技術における各温室効果ガス排出量の算定対象

対象とする活動	温室効果ガスの種類	熱分解ガス化技術			備考
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
①電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出					
a) 他人から供給された電気の使用		○	—	—	
b) 他人から供給された熱の使用		(—)	—	—	電気、燃料起因の熱
c) 燃料の燃焼、燃料の使用					
・都市ガス 等		○	△	△	
d) 自動車の走行		—	—	—	CO ₂ 排出はc)の項で算定
②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出		—	※	※	
③上水、工業用水、薬品等の消費に伴う排出					
・薬品		☆	—	—	
④下水道資源の有効活用による排出量の削減					削減量として算定
・発電電力		○	—	—	当該技術内の利用分を除く

凡例: ○:対象。 —:該当なし。
 △:燃料を燃焼する機関の形式により対象の有無、排出係数が異なる。
 (—):通常の下水道事業においては該当なし。
 ※:発生する可能性があると考えられるが、現段階では排出係数に関する知見が明らかにされていないことより対象外とする。
 ☆:当該技術での排出量に占める割合が大きいため、必要に応じて算定する。

表-4.40 バイオガス利用技術における各温室効果ガス排出量の算定対象

対象とする活動	温室効果ガスの種類			バイオガス発電			燃料電池			備考
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
①電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出										
a) 他人から供給された電気の使用	○	—	—	○	—	—				
b) 他人から供給された熱の使用	(—)	—	—	(—)	—	—				電気、燃料起因の熱
c) 燃料の燃焼、燃料の使用										
・A重油等	○	△	△	—	—	—				
d) 自動車の走行	—	—	—	—	—	—				CO ₂ 排出は c)の項で算定
②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出	—	—	※	—	—	※				
③上水、工業用水、薬品等の消費に伴う排出										
・上水	☆	—	—	☆	—	—				
・薬品(ボイラ用薬品含む)	☆	—	—	☆	—	—				
④下水道資源の有効活用による排出量の削減										削減量として算定
・発電電力	○	—	—	○	—	—				当該技術内の利用分を除く

対象とする活動	温室効果ガスの種類			バイオガス自動車燃料			ガス導管直接注入			ガス精製・運搬技術			備考
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
①電気、燃料等のエネルギー消費に伴う排出													
a) 他人から供給された電気の使用	○	—	—	○	—	—	○	—	—				
b) 他人から供給された熱の使用	(—)	—	—	(—)	—	—	(—)	—	—				電気、燃料起因の熱
c) 燃料の燃焼、燃料の使用													
・軽油等	—	—	—	—	—	—	○	—	—				
d) 自動車の走行	—	—	—	—	—	—	—	○	○				CO ₂ 排出は c)の項で算定
②施設の運転に伴う処理プロセスからの排出	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
③上水、工業用水、薬品等の消費に伴う排出													
・付臭ガス、熱量調整ガス等	☆	—	—	☆	—	—	☆	—	—				
④下水道資源の有効活用による排出量の削減													削減量として算定
・精製バイオガス	○	—	※	○	—	※	○	—	※				

凡例 ○:対象。 —:該当なし。
 △:燃料を燃焼する機関の形式により対象の有無、排出係数が異なる。
 (—):通常下水道事業においては該当なし。
 ※:発生する可能性があると考えられるが、現段階では排出係数に関する知見が明らかにされていないことより対象外とする。
 ☆:当該技術での排出量に占める割合が大きくないため、必要に応じて算定する。

表-4.41 温室効果ガスの排出係数

区分	項目	単位	排出係数	備考	
① 電気、燃料(石油、ガス)等のエネルギー消費に伴う排出	電力	kg-CO ₂ /kWh	(0.551)	注1)	
	A重油	kg-CO ₂ /ℓ	2.71	算定省令	
	一般炭	kg-CO ₂ /kg	2.33	算定省令	
	プロパン	kg-CO ₂ /kg	3.00	算定省令	
	ガソリン	kg-CO ₂ /ℓ	2.32	算定省令	
② 施設の運転に伴う各処理プロセスからの排出 注6)	汚泥の焼却	下水汚泥	kg-CH ₄ /wet-t	0.0097	(1)
			kg-N ₂ O/wet-t	1.11	政令
		高分子・流動炉(通常)	kg-CH ₄ /wet-t	0.0097	(1)
			kg-N ₂ O/wet-t	1.51	算定省令
		高分子・流動炉(高温)	kg-CH ₄ /wet-t	0.0097	(1)
			kg-N ₂ O/wet-t	0.645	算定省令
		高分子・多段炉	kg-CH ₄ /wet-t	0.0097	(1)
			kg-N ₂ O/wet-t	0.882	算定省令
		石灰系	kg-CH ₄ /wet-t	0.0097	(1)
			kg-N ₂ O/wet-t	0.294	算定省令
	多段吹込燃焼式流動炉(高温) 二段燃焼式循環流動炉(高温) ストーカ炉	kg-CH ₄ /wet-t	0.0097	注2)	
		kg-N ₂ O/wet-t	0.263		
	過給式流動焼却炉	kg-CH ₄ /wet-t	0.0097	注4)	
		kg-N ₂ O/wet-t	0.214		
	その他下水汚泥	kg-CH ₄ /wet-t	0.0097	(1)	
		kg-N ₂ O/wet-t	0.882	算定省令	
	ガス化炉	ガス化炉	kg-N ₂ O/wet-t	0.0403	注4)
	下水汚泥固形燃料化	汚泥炭化	kg-N ₂ O/wet-t	0.0312	注3)
		汚泥乾燥(乾燥造粒)	kg-N ₂ O/wet-t	0.0000	注4)
		汚泥乾燥(油温乾燥)	kg-N ₂ O/wet-t	0.0184	注4)
汚泥乾燥(乾燥[混合焼却])		kg-N ₂ O/wet-t	0.0095	注4) 注5)	

出典 (1)「下水道における地球温暖化防止推進計画策定の手引き 平成21年3月」

注1) 他人から供給された電気の使用に伴う CO₂ 排出係数

電力会社別の排出係数については、算定省令に定める値を下回るものを環境大臣・経済産業大臣において公表することとされており、その値を用いることができる。なお、自らが消費している電気の排出係数がわからない場合は、政令又は算定省令で定められた値である代替値(平成26年度の排出量の算定に際しては同25年度の実績 0.551 t-CO₂/千 kWh を用いる(毎年改定。))を一般的に使用できる排出係数として用いることができる。

注2) 「平成24年温室効果ガス排出量算定方法検討会廃棄物分科会」(第1回:平成24年11月28日、第2回:平成25年1月29日)において議論され、了承された値である。

注3) 「平成26年温室効果ガス排出量算定方法検討会廃棄物分科会」(第2回:平成27年1月6日)において議論され、了承された値である。

注4) 政令、算定省令にて定められた数値ではなく、実態調査等により算出された数値。当該設備の導入を検討する際に参考として使用し、温室効果ガスの削減効果を算定する。

注5) 実態調査を行った設備において、直燃式脱臭炉と蓄熱式脱臭炉の2カ所の排ガス出口があり、蓄熱式脱臭炉出口において排出係数が 0kg-N₂O/wet-t であるため、直燃式脱臭炉出口部における排出係数を採用する。ただし、排ガス量の比率は、直燃式脱臭炉:4割、蓄熱式脱臭炉:6割となっている。

注6) 今後の技術開発により、新たなエネルギー化技術について、排出係数の知見が得られた場合には、その数値を使って温室効果ガス削減効果を算定することができる。

注7) 温対法の算定・報告・公表制度では、実態に即して実測等により算定することが認められている。

(3) 削減効果の算定

固形燃料化技術又は熱分解ガス化技術では、固形燃料化施設等で消費する電力燃料消費に伴う温室効果ガスの排出と処理プロセスから発生する一酸化二窒素、メタンの排出量がある。また、利用先においては汚泥燃料利用や買電電力量の減少によって化石燃料消費が削減されることにより温室効果ガス排出量を削減する効果が見込まれる。これらの合計として温室効果ガス総排出量（削減量）が算定される。なお、固形燃料化施設等では、焼却と比較して燃料使用による温室効果ガスは増加するが、施設の運転に伴う一酸化二窒素排出量が汚泥焼却施設に比べ大幅に削減されるので、汚泥焼却施設から、固形燃料化施設に更新する場合等では、従来方式よりも温室効果ガス排出量が削減される効果も見込むことができる。

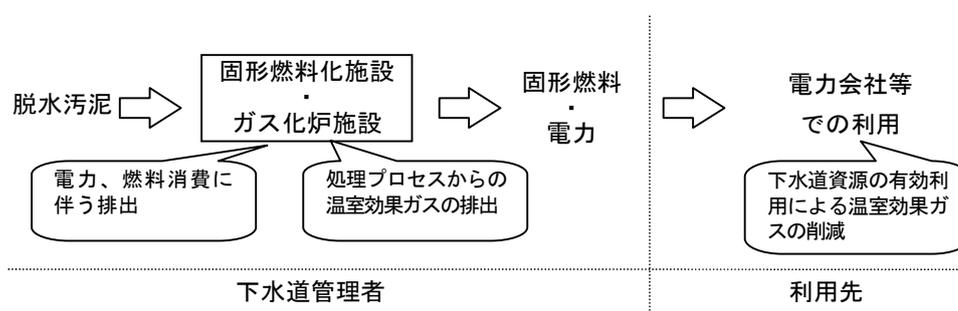


図-4.25 固形燃料化技術・ガス化技術における温室効果ガス排出源

バイオガス利用技術では、バイオガス精製・発電・運搬施設における電力や燃料消費に伴う温室効果ガス排出と、発電電力や精製ガスの利用による温室効果ガス排出量の削減効果との合計として温室効果ガス総排出量（削減量）が算定される。

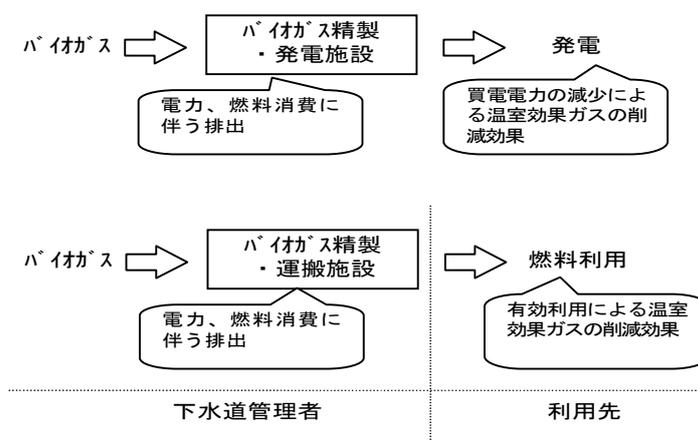


図-4.26 バイオガス利用技術における温室効果ガス排出源

4-10. 事業形態の設定

事業化の検討にあたっては、事業実施形態に適した契約方式や各種制度の適用を検討し、エネルギー化技術の導入に必要な費用分析を行い、事業性について評価する。

【解説】

下水道事業は公共性の高い事業であり、今までは「公」が主体となって整備が進められてきたが、近年では民間の高度な技術力・ノウハウを活用したDBO方式、或いはPFI方式等の採用事例が増加している。これらの方式は、従来個別に発注していた設計、施工、維持管理、施設運営業務を、設計・施工（DB）、設計・施工・運営（DBO）、さらには、資金調達から事業の運営まで（PFI）を一括して発注する方式であり、事業の効率化（省コスト化）が図りやすくなる。

このため、事業化の検討にあたっては、事業実施形態に適した契約方式や各種制度の適用を検討し、エネルギー化技術の導入に必要な費用分析を行い、事業性について評価する必要がある。

(1) 契約方式

下水汚泥エネルギー化施設整備の契約方式の例を表-4.42に示す。

表-4.42 下水汚泥エネルギー化施設の事業方式

自治体	施設	事業内容	事業方式	実施方針公表 (事業期間)	概要
東京都	東部スラッジプラント	下水汚泥固形燃料化事業	DBO	2005. 6. 1	
宮城県	県南浄化センター	下水汚泥固形燃料化事業	DBO	2007. 5. 21	
広島市	広島市西部資源再生センター	下水汚泥固形燃料化事業	DBO	2008. 10. 20 (2009. 3~2032. 3 23年間)	下水汚泥固形燃料化施設の設計、建設、維持管理及び運営。
愛知県	衣浦東部流域下水道浄化センター	下水汚泥固形燃料化事業	DBO	2009. 3. 27	
東京都	東部スラッジプラント	下水汚泥固形燃料化事業	DBO	2010. 2. 1	
大阪市	平野下水処理場	下水汚泥固形燃料化事業	PFI (BTO)	2010. 4. 28 (2011. 4~2032. 3 21年間)	燃料化設備の設計、施工、維持管理及び運営、最終生成物の有効利用、燃料化設備を設置する建築物の維持管理。
熊本市	南部浄化センター	下水汚泥固形燃料化事業	DBO	2010. 9. 29	
横浜市	南部汚泥資源化センター	下水汚泥固形燃料化事業	PFI (BTO)	2011. 2. 24 (2012. 7~2036. 3 24年間)	下水汚泥燃料化施設の設計、建設、維持管理及び運営。
東京都	森ヶ崎水再生センター	バイオガス発電	PFI (BTO)	2001. 9. 5 (2004. 4~2024. 3 20年間)	常用発電設備を建設・運営し、センターに電力及び温水を供給。
大阪市	津守下水処理場	バイオガス発電	PFI (BTO)	2005. 3. 2 (2006. 4~2027. 3 21年間)	常用発電設備を建設・運営し、電力及び熱を津守下水処理場へ供給。
横浜市	北部汚泥資源化センター	バイオガス発電	PFI (BTO)	2007. 9. 4 (2008. 8~2030. 3 22年間)	バイオガス発電設備の更新に関する計画・設計・建設、運営、維持管理。
黒部市	黒部浄化センター	バイオガス発電 下水汚泥固形燃料化	PFI (BTO)	2008. 1. 31 (2009. 4~2027. 3 18年間)	バイオマス利活用施設整備 (発電設備、汚泥乾燥施設整備)
東京都	清瀬水再生センター	汚泥ガス化炉	DBO	2007. 8. 8 (2008. 6~2030. 3 22年間)	汚泥ガス化炉の設計及び建設、維持管理及び運営。
大村市	大村浄水管理センター	バイオガス発電	民間収益施設併設事業	2014. 3. 14 (2014. 10~2034. 9 20年間)	固定価格買取制度(FIT制度)
宮崎市	宮崎処理場	バイオガス発電	民間収益施設併設事業	2013. 12. 24 (2014. 4~2034. 9 20年間)	固定価格買取制度(FIT制度)

公共施設の事業手法としては、資金調達と維持管理・運営手法の観点から、次の3方式に分類される。これら事業方式の概要を次に示す。

<p>【事業方式（発注方式）】</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ 公設公営方式（従来方式、DB方式） ◆ 公設民営方式（DBO方式） ◆ 民設民営方式（PFI方式（BTO方式、BOT方式、BOO方式）、民間収益施設併設事業）
--

1) 公設公営方式

①従来方式 (図-4.27 参照)

- 従来から行われてきた事業手法であり、施設の計画、調査、設計から財源確保、建設、運営まで自治体が主体で行う。
- 設計・建設は個別の仕様発注により民間事業者が受託・請負により行う。
- 施設等の維持管理・運営については民間事業者へ外部委託する場合もある。

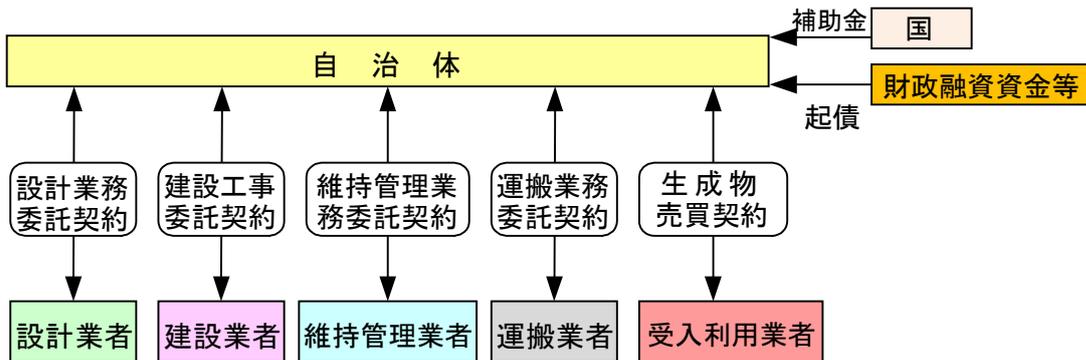


図-4.27 契約スキーム

②DB方式 (Design Build) (図-4.28 参照)

- 従来方式と同様に、施設の計画、調査、設計から財源確保、建設、運営まで自治体が主体で行う。
- ただし、設計・建設は一括して発注（性能発注）される。これにより、設計・建設工程での民間のノウハウを活用でき、コスト縮減や高度な技術提案が可能となる。
- 施設等の所有権や管理の最終責任は自治体に残るが、施設等の維持管理・運営については民間事業者へ外部委託する場合もある。

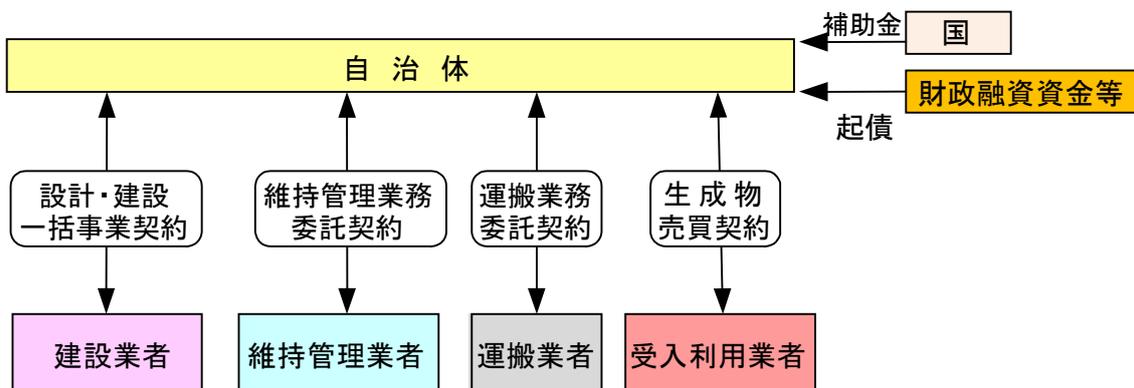


図-4.28 契約スキーム

2) 公設民営方式

① D B O方式 (Design Build Operate) (図-4.29 参照)

- 自治体が資金調達し、施設を所有するが、民間事業者に施設の設計・建設・維持管理・運営等を一括して発注する。
- 維持管理契約年数は長期一括契約となる（生成物の処分も含む）。維持管理費用等は単年度ごとに精算。単価等は、単年又は数年ごとに見直す場合がある。
- S P C (Special Purpose Company : 特別目的会社) の設立は前提条件ではなく、自治体と維持管理業者、運業者が直接契約する場合もある。

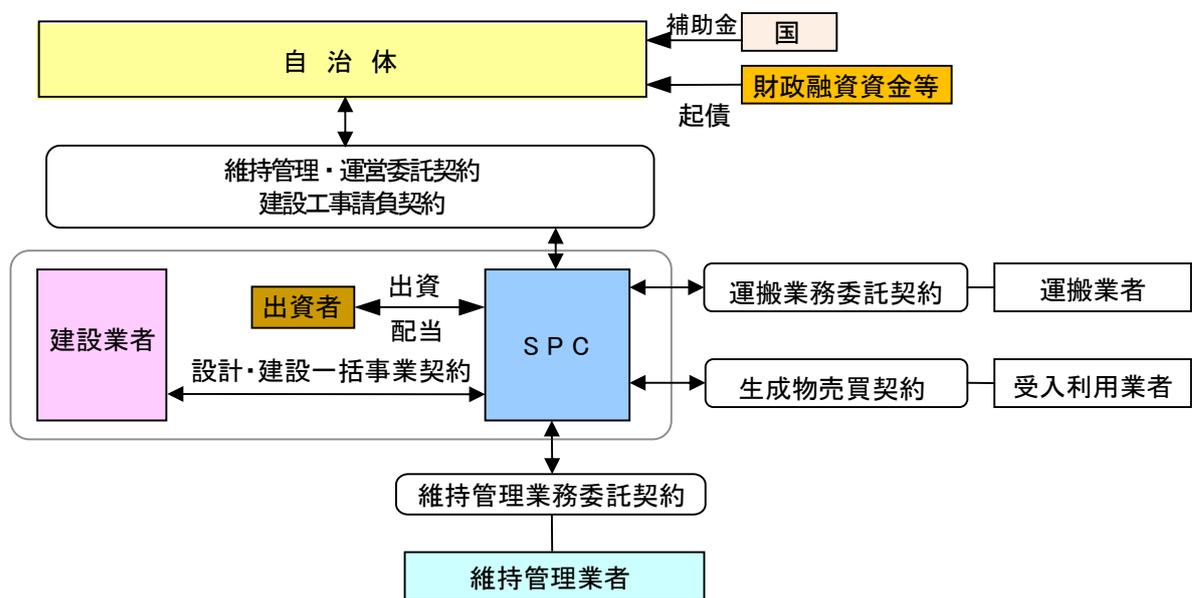


図-4.29 契約スキーム

3) 民設民営方式 (P F I方式 : Private Finance Initiative) (図-4.30 参照)

- 落札事業者（建設業者、維持管理業者、生成物受入利用業者等）が S P C を立ち上げ、資金調達（補助金部分以外）から、施設の設計、建設、維持管理・運営の事業一式を行う。
- P F I 方式は、施設の所有権の移転有無・時期により B T O、B O T、及び B O O の 3 方式に分類される。（表-4.43 参照）
- これら 3 方式のうち、事業期間中における施設の所有権及び事業期間終了時の施設の移管条件から、一般的には B T O と B O T の 2 つの方式が採用されている。ただし、B O T の場合は民間企業が施設所有者となるため、不動産取得税、固定資産税、都市計画税等が課せられることから、B T O の採用事例が多い。
- P F I 方式では、民間事業者の収入源泉によって、サービス購入型、独立採算

型、混合型の3つのタイプに事業形態が分けられる（表-4.44 参照）。

- 民間資金等の活用による公共施設等の整備等の促進に関する法律（PFI法）により事業実施に係る項目が規定されており、同法に基づいて事業を進める必要がある。（図-4.30 参照）

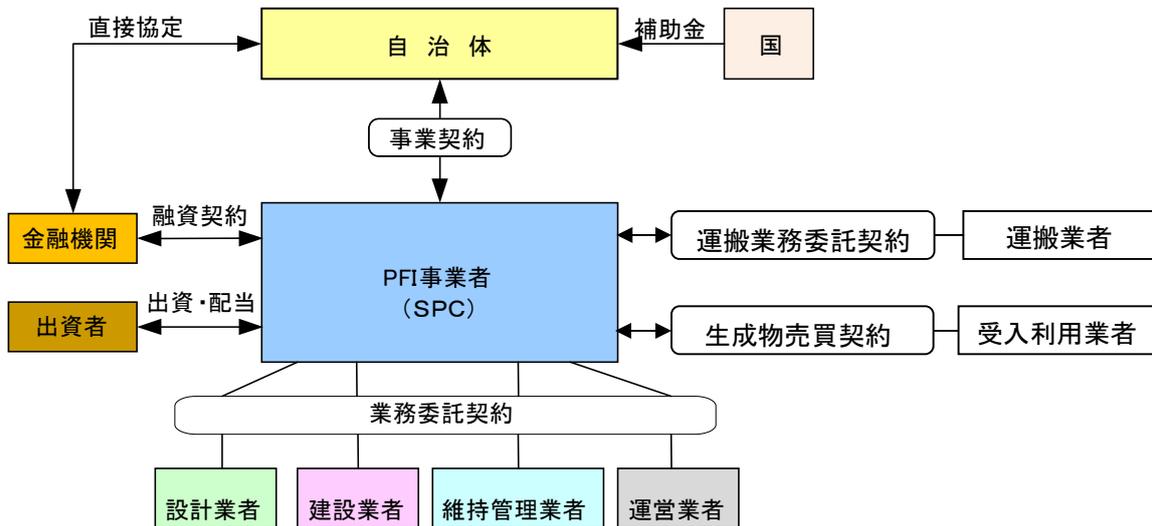


図-4.30 契約スキーム

表-4.43 PFI方式の概要

事業方式	概要
BTO (Build Transfer Operate) 建設－譲渡－運営	民間事業者が自ら資金を調達し、施設を建設 (Build) し、その所有権を公共に移転 (Transfer) した後、一定期間、維持管理・運営 (Operate) する。
BOT (Build Operate Transfer) 建設－運営－譲渡	民間事業者が自ら資金を調達し、施設を建設 (Build) し、一定期間、維持管理・運営 (Operate) を行い、資金回収後、公共に施設の所有権を移転 (Transfer) する。
BOO (Build Own Operate) 建設－所有－運営	民間事業者が自ら資金を調達し、施設を建設 (Build)、所有権は公共へ移転せず事業者が所有する (Own)。一定期間、維持管理・運営 (Operate) を行い、事業終了後、事業者が施設解体・撤去等を行う。

表-4.44 PFIの事業類型

類型	サービス購入型	独立採算型	混合型
概要	民間事業者による施設整備・サービスに対して自治体がお互いのサービス購入料を支払うことで、事業費が賄われる方式。自治体から予め定められたサービス購入料が支払われるため、安定的に事業を行うことができる。	民間事業者による施設整備・サービスに対して利用者が料金等を支払うことで、事業費が賄われる方式。民間事業者は利用者・料金等の増減による収入への影響等の事業リスクを負担する。	サービス購入型と独立採算型を組み合わせることで、利用者による料金等と自治体からの対価（サービス購入料）によって事業費が賄われる方式。

4) 民設民営（民間収益施設併設事業）（図-4.31 参照）

- 民間事業者が自己資金で施設を設計・建設・所有・運営し、自治体は建設用地及び原料（バイオガス等）を民間事業者に提供することで、その対価を得る。
- 対価の内容は個々の事業により異なる。
- バイオガス発電事業において、固定価格買取制度を活用した採用事例がある。

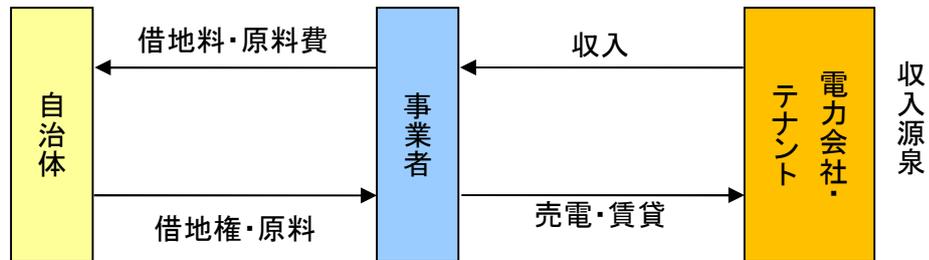


図-4.31 契約スキーム

- 「PPP/PFIの抜本改革に向けたアクションプラン」（平成25年6月6日民間資金等活用事業推進会議決定）において、平成25～34年における「収益施設の併設・活用など事業収入等で費用を回収するPFI事業等」の事業規模目標として3～4兆円が設定された。

【参考情報】

① 下水道事業における公共施設等運営事業等の実施に関するガイドライン(案)

平成26年3月 国土交通省 水管理・国土保全局 下水道部

<http://www.mlit.go.jp/common/001034198.pdf>

② PPP/PFI手法の整理とコンセッション方式の積極的導入のための展開について

国土交通省

<http://www.mlit.go.jp/common/001003171.pdf>

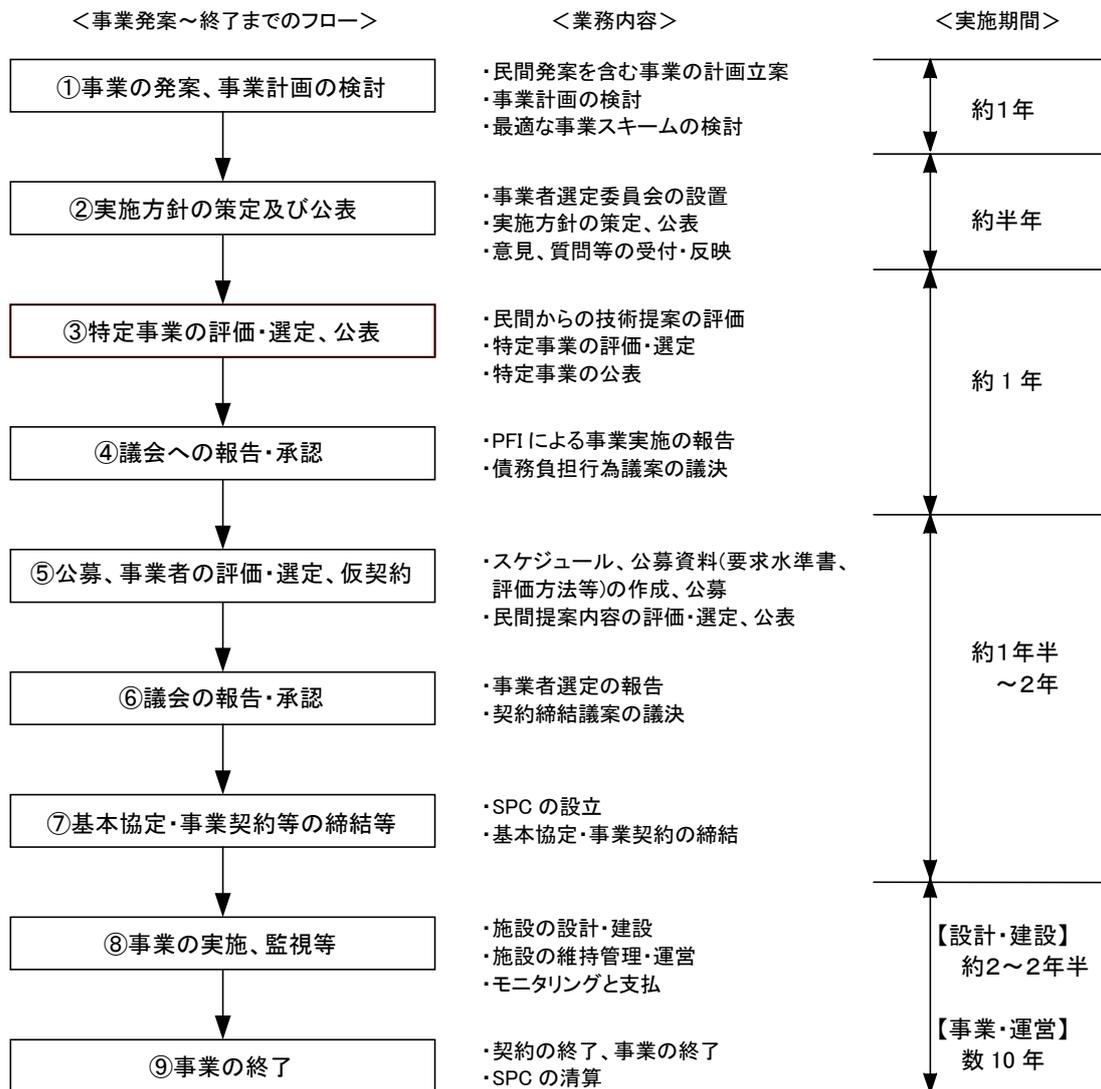


図-4.32 PFI 事業のフロー（例）

出典：PFI 事業実施プロセスに関するガイドライン(内閣府)をベースに国土交通省作成

以上より、各事業方式の特徴・役割分担を整理したものを参考資料-4（資料4-1）に示す。また、要求水準書に記載する内容の例を参考資料-4（資料4-2及び資料4-3）に示す。

なお、参考として DBO 方式に関する二つの入札方式(総合評価一般競争入札と公募型プロポーザル方式)について表-4.45 に整理した。

表-4.45 【参考】総合評価一般競争入札と公募型プロポーザル方式の比較

	総合評価一般競争入札	公募型プロポーザル方式
入札方式	競争入札	随意契約
契約書(案)の作成	○入札前には発注者側より提示 ●入札前に数カ月間の作成期間が必要	○公募前に条件規定書という形で骨格のみを提示
事業者の選定	○評価の基準が明確で、対外的な説明が容易 ●最も優れた提案を採用できるとは限らない。	○価格に関わらず、最も優れた提案を採用することができる。 ●審査基準をより明確に示す必要がある。
契約交渉	○基本的に不要、詳細部分の調整のみ	●契約交渉が必要で、3か月から数か月を要する。 ●契約交渉が整わない可能性がある。
内容の変更	●基本的に契約書(案)文の変更は行わない。	○提案内容に応じ契約内容を定める。
適している案件	事業者の提案に係る部分が少なく、発注者が求める事業の内容、サービス水準が決まっている案件	事業者の提案に係る部分が多く、予め発注者が条件規定書の詳細を決定できない案件

○有利な点 ●不利な点

出典：「下水道事業における調達方法に関する検討会報告書」平成20年9月 国土交通省都市・地域整備局下水道部 社団法人日本下水道協会

【参考】自治体と民間事業者間のリスク分担について

下水汚泥のエネルギー利用事業の実施に当たっては、例えば以下のようなリスクが生じうる。

- ①脱水汚泥の質（含水率等）または量の変動するリスク
- ②物価変動・金利変動のリスク

公設民営・民設民営の事業方式をとる場合には、これらのリスクが生じた場合の対応について予め検討し、自治体と民間事業者間で適切なリスク分担となるよう取り決めることが望ましい。また、リスク分担を具体的かつ明確に定める（例えば脱水汚泥の品質基準値を事業契約等に明示するなど）ことによって、事業全体の安定性向上につながる。

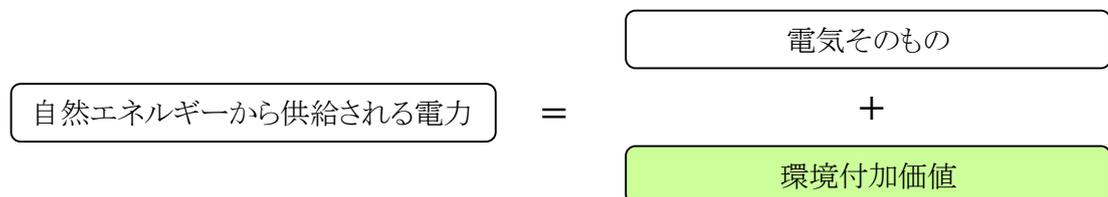
(2) 各種制度

参考としてグリーン電力認証制度、J-クレジット制度、固定価格買取制度(FIT制度)について以下に示す。

【参考①】 グリーン電力認証制度 (図-4.33 参照)

これまで日本において供給される電力は、火力・水力・原子力等のエネルギーにより発電されてきた。しかし、近年、国民の環境意識が益々高まる中、CO₂の排出による地球温暖化が懸念されるようになり、これらの既存エネルギー源の代替として、風力や太陽光等、自然由来で再生可能なエネルギーで発電した電力(グリーン電力)の重要性が高まっている。日本におけるグリーン電力としては、北海道グリーンファンドによる「グリーン電力料金制度」、電力会社による「グリーン電力基金」、日本自然エネルギー株式会社等による「グリーン電力証書」が行われている。このうち「グリーン電力証書」は、第三者機関であるグリーンエネルギー認証センターによって認証が行われている。これについて、以下に概要を述べる。

グリーン電力証書とは、風力、水力、バイオマス(生物資源)等の自然エネルギーにより発電された電力を、企業等の需要側が自主的な環境対策のひとつとして利用できるようにする仕組みである。風力やバイオマス等の自然エネルギーによる電気は、「電気そのものの価値」のほかに、省エネルギー(化石燃料削減)・CO₂排出削減等の価値を持っており、これを「環境付加価値」と呼んでいる。



この「環境付加価値」を「電気」と切り離して「証書」という形で取引することを可能にしたのが、「グリーン電力証書」システムである。電力会社から供給される電気に、このシステムを利用して自然エネルギー発電による「環境付加価値」を加えることにより、使用されている電気を自然エネルギーにより発電したグリーン電力と見なすことができる。

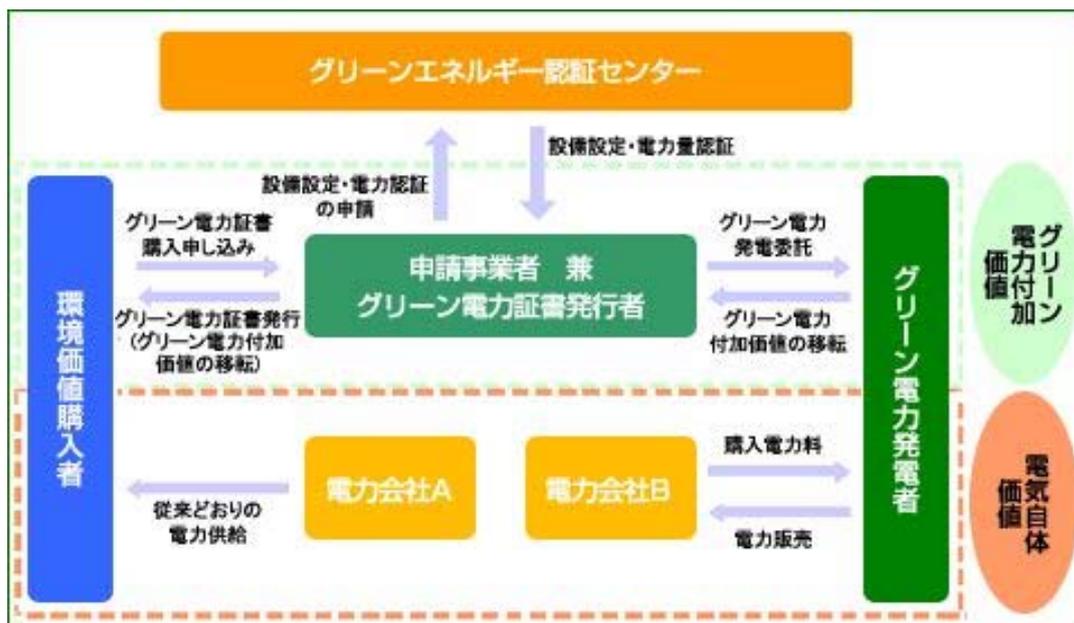


図-4.33 グリーン電力証書システムの概要

出典:グリーンエネルギー認証センター <http://eneken. ieej. or. jp/greenpower/jp/01index. html>

(導入事業者・個人としてのメリット)

- 環境付加価値と電気自体を分離して「グリーン電力証書」として取引することで、電力会社のエリアにかかわらず、最も効率的な自然エネルギーの利用が可能となる。
- グリーン電力証書に記載された電力量を、換算係数を用いてCO₂の削減量に換算し、自主的な環境対策として活用できる。
- 契約と同時に「Green Power」マークを提供され、パンフレットやHPにマークを入れることにより「グリーン電力証書システム」への参加による環境貢献を対外的にPRできる。また、商品にマークを入れることにより、グリーン電力を活用した工場で作られたという付加価値をPRできる。
- グリーン電力証書に記載された発電実績(kWh)分、自然エネルギーの普及に貢献する社会的責任活動(CSR活動)の1つとして取り組むことができる。例えば、ある企業の本社ビルで1年間に使用する電力量が100万kWhとすると、グリーン電力証書100万kWhの保有により、年間100万kWh分自然エネルギーの普及に貢献し、本社ビルは自然エネルギーにより賄っていると見なせる。

(自然エネルギー発電事業者へのメリット)

- 電気自体の売電収入のほかに、環境付加価値の提供による収入が得られ、これらにより設備の運営・増強等が行える。
- 「グリーン電力証書システム」を通じて、多くの企業のCO₂削減、環境改善に貢献できる。

【参考②】 J-クレジット制度

J-クレジット制度（以下、本制度）は、省エネルギー機器の導入や森林経営などの取組による、CO₂などの温室効果ガスの排出削減量や吸収量を「クレジット」として国が認証する制度である。

本制度は、国内クレジット制度とオフセット・クレジット（J-V E R）制度が発展的に統合した制度で、国により運営されている。本制度により創出されたクレジットは、低炭素社会実行計画の目標達成やカーボン・オフセットなど、様々な用途に活用できる。



（プロジェクト実施者としてのメリット）

- 省エネルギー対策の実施によるランニングコストの低減効果
- クレジット売却益
- 地球温暖化対策への積極的な取組に対するPR効果。
- J-クレジット制度に関わる企業や自治体との関係強化。

（クレジット活用者へのメリット）

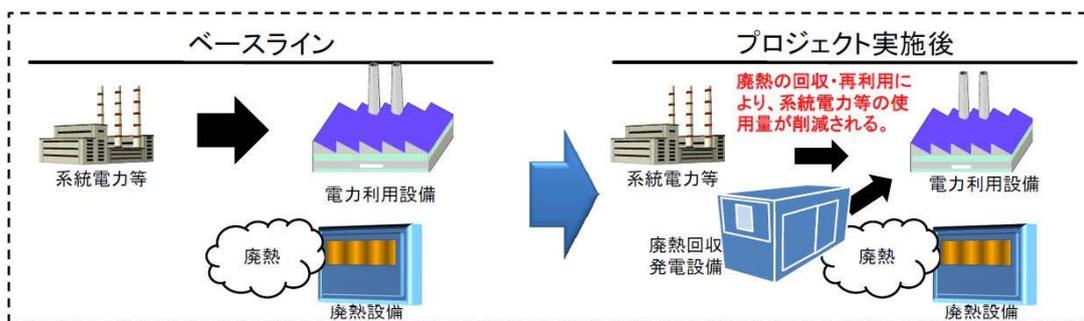
- 低炭素社会実行計画の目標達成
- カーボン・オフセット、CSR活動（環境・地域貢献）等。
- 温対法の調整後温室効果ガス排出量の報告
- 省エネ法の共同省エネルギー事業の報告

下水汚泥については、「未利用廃熱の発電利用」、「バイオマス固形燃料（下水汚泥由来バイオマス）による化石燃料又は系統電力の代替」、「バイオガス（嫌気性発酵による化石燃料又は系統電力の代替）による化石燃料又は系統電力の代替」の方法論が定められており、これらの方法論に基づき、J-クレジット制度として認証を受けることができる。

EN-S-010: 未利用廃熱の発電利用

- 【削減方法】 ● 廃熱を利用する発電設備を導入し、未利用の廃熱を発電利用することにより、系統電力等の使用量を削減する。
- 【適用条件】 ① 廃熱回収発電設備を導入し、プロジェクト実施前には未利用であった廃熱を回収・発電し、系統電力等を代替すること
② 原則として、廃熱回収発電設備で発電した電力の全部又は一部を自家消費すること。
③ 温室効果を有する作動媒体を用いる発電設備を導入する場合、その媒体が漏洩しないような構造であること
- 【ベースライン
排出量の考え方】 ● プロジェクト実施後の廃熱回収発電設備による発電量を、ベースラインの系統電力等から得る場合に想定されるCO2排出量。
- 【主なモニタリング項目】 ● プロジェクト実施後の廃熱回収発電設備による発電量
● プロジェクト実施後の各種追加設備(熱媒搬送機器、昇温・昇圧機器等)に使用される燃料使用量及び電力使用量

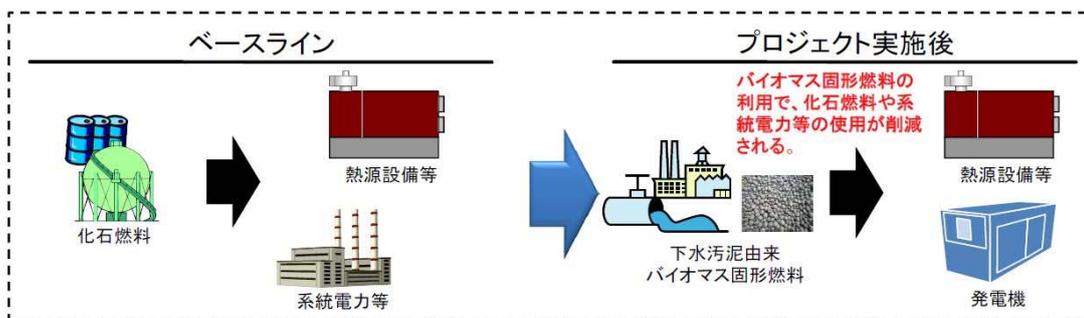
【方法論のイメージ】



EN-R-005: バイオマス固形燃料(下水汚泥由来バイオマス)による化石燃料又は系統電力の代替

- 【削減方法】 ● ボイラー等の熱源設備、自家発電等の発電設備又はコージェネレーションにおいて下水汚泥を原料とするバイオマス固形燃料を使用し、それまで使用していた化石燃料又は系統電力を代替する。
- 【適用条件】 ① バイオマス固形燃料が対象設備の化石燃料又は系統電力等を代替すること。
② 原則として、対象設備で生産した熱及び電力の全部又は一部を自家消費すること。
③ バイオマス固形燃料の原料は、未利用の下水汚泥であること。
④ バイオマス固形燃料は、炭化固形燃料又は乾燥固形燃料のいずれかであること。
⑤ 設備の導入を伴う場合は、当該対象設備に対応する方法論に定める適用条件を満たすこと。
- 【ベースライン
排出量の考え方】 ● プロジェクト実施後に対象設備に投入される熱量を、バイオマス固形燃料ではなく、それまで使用していた化石燃料から得る場合に想定されるCO2排出量。
- 【主なモニタリング項目】 ● プロジェクト実施後におけるバイオマス固形燃料の使用量
● プロジェクト実施後のバイオマス固形燃料の単位発熱量
● プロジェクト実施後の運搬、燃料化処理等に使用される燃料使用量及び電力使用量
● 設備導入を伴う場合、ベースライン設備及びプロジェクト設備のエネルギー消費効率

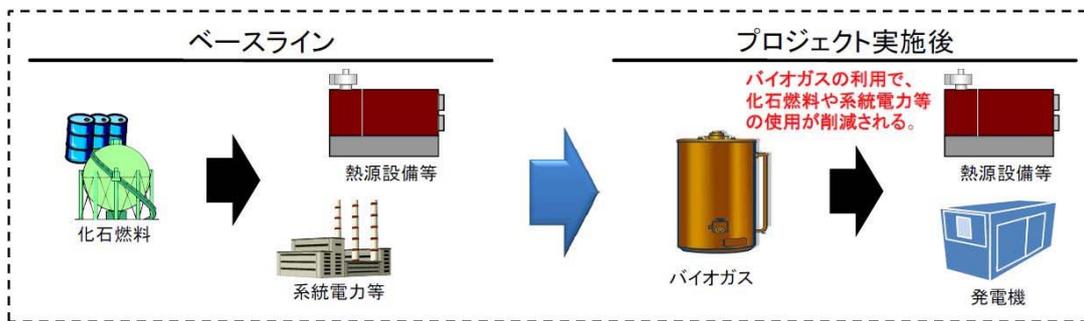
【方法論のイメージ】



EN-R-007: バイオガス(嫌気性発酵によるメタンガス)による化石燃料又は系統電力の代替

【削減方法】	● ボイラー等の熱源設備、自家発電等の発電設備、又はコージェネレーションにおいてバイオガスを使用し、それまで使用していた化石燃料又は系統電力を代替する。
【適用条件】	<ol style="list-style-type: none"> ① バイオガス又は発電された電力が、化石燃料又は系統電力等を代替すること。 ② 原則として、バイオガスで生産した熱又は電力の全部又は一部を自家消費すること。 ③ バイオガスの原料は、未利用の廃棄物等であること。 ④ バイオガスの原料は、6ヶ月以上屋外等で保管・貯留されないこと。 ⑤ 設備導入を伴う場合、当該設備に対応する方法論の適用条件に定める満たすこと。
【ベースライン 排出量の考え方】	● プロジェクト実施後に対象設備に投入される熱量を、バイオガスではなく、それまで使用していた化石燃料から得る場合に想定されるCO ₂ 排出量。
【主なモニタリング項目】	<ul style="list-style-type: none"> ● プロジェクト実施後におけるバイオガスの使用量 ● プロジェクト実施後のバイオガスの単位発熱量 ● プロジェクト実施後の運搬、燃料化処理等に使用される燃料使用量及び電力使用量 ● 家畜ふん尿が原料の場合、プロジェクト実施後の発酵後残渣量、飼養頭数及び飼養日数 ● 設備導入を伴う場合、ベースライン設備及びプロジェクト設備のエネルギー消費効率

【方法論のイメージ】



出典:J-クレジット制度 ホームページ <http://japancredit.go.jp/menu01/methodology.html>

<方法論No. EN-S-010 Ver. 1.0>

「未利用廃熱の発電利用」	
方法論の対象	本方法論は、廃熱を利用する発電設備(以下「廃熱回収発電設備」という。)を導入し、未利用の廃熱を発電利用することにより、系統電力等の使用量を削減する排出削減活動を対象とするものである。
適用条件	条件 1: 廃熱回収発電設備を導入し、プロジェクト実施前には未利用であった廃熱を回収して発電し、系統電力等の全て又は一部を代替すること。
	条件 2: 原則として、廃熱回収発電設備で発電した電力の全部又は一部を自家消費すること。
	条件 3: 温室効果を有する作動媒体を用いる発電設備を導入する場合には、その媒体が漏洩しないような構造であること。

出典:J-クレジット制度 ホームページ <http://japancredit.go.jp/pdf/methodology/EN-S-010.pdf>

<方法論No. EN-R-005 Ver. 1.0>

「バイオマス固形燃料（下水汚泥由来バイオマス）による化石燃料又は系統電力の代替」	
方法論の対象	本方法論は、ボイラー等の熱源設備、自家発電等の発電設備又はコージェネレーション(以下「対象設備」という。)において下水汚泥を原料とするバイオマス固形燃料を使用し、それまで使用していた化石燃料又は系統電力を代替する排出削減活動を対象とするものである。
適用条件	条件 1: バイオマス固形燃料が対象設備で使用される化石燃料を代替する、又はバイオマス固形燃料で発電された電力の全部又は一部が系統電力等を代替すること。
	条件 2: 原則としてバイオマス固形燃料を利用する対象設備で生産した熱及び電力の全部又は一部を、自家消費すること。
	条件 3: バイオマス固形燃料の原料は、未利用の下水汚泥であること。
	条件 4: バイオマス固形燃料は、炭化固形燃料又は乾燥固形燃料のいずれかであること。
	条件 5: 化石燃料からバイオマス固形燃料への代替だけでなく、設備の導入を伴う場合は、当該対象設備に対応する方法論に定める適用条件を満たすこと。ただし、プロジェクト実施前後での対象設備の効率向上に関する条件は除く。

出典: J-クレジット制度 ホームページ <http://japancredit.go.jp/pdf/methodology/EN-R-005.pdf>

<方法論No. EN-R-007 Ver. 1.0>

「バイオガス（嫌気性発酵によるメタンガス）による化石燃料又は系統電力の代替」	
方法論の対象	本方法論は、ボイラー等の熱源設備、自家発電等の発電設備、又はコージェネレーション(以下「対象設備」という。)においてバイオガス(嫌気性発酵によるメタンガス)を使用し、それまで使用していた化石燃料又は系統電力を代替する排出削減活動を対象とするものである。
適用条件	条件 1: バイオガスが対象設備で使用される化石燃料を代替する、又はバイオガスで発電された電力の全部又は一部が系統電力等を代替すること。
	条件 2: 原則として、バイオガスを利用する対象設備で生産した熱及び電力の全部又は一部を、自家消費すること。
	条件 3: バイオガスの原料は、未利用の廃棄物等であること。
	条件 4: バイオガスの原料は、6 か月以上、屋外等密閉されていない場所で保管・貯留されないこと。
	条件 5: 化石燃料からバイオガスへの代替だけでなく、設備の導入を伴う場合は、当該対象設備に対応する方法論に定める適用条件を満たすこと。ただし、プロジェクト実施前後での対象設備の効率向上に関する条件は除く。

出典: J-クレジット制度 ホームページ <http://japancredit.go.jp/pdf/methodology/EN-R-007.pdf>

【参考③】固定価格買取制度（FIT制度）

平成 24 年 7 月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が施行され、再生可能エネルギー源を用いて発電された電気を、国が定める一定期間・価格で電気事業者が買い取ることが義務付けられた。電気事業者が買取りに要した費用は、原則として使用電力に比例した賦課金によって回収することとなっている。

平成 25 年度末時点で、横浜市、石川県、栃木県等 11 箇所においてバイオガス発電が設備認定済みである。

○買取対象

太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスを用いて発電された電気で、バイオマスには「下水汚泥等(下水道法施行令第 13 条の 3 第 3 号に規定する下水汚泥等)」が含まれる。

○買取価格・買取期間

買取価格（調達価格）・買取期間（調達期間）は、再生可能エネルギー源の種別、設置形態、規模等に応じて、関係大臣（農水大臣、国交大臣、環境大臣、消費者担当大臣）に協議した上で、中立的な第三者委員会（調達価格等算定委員会：委員は国会の同意を得た上で任命）の意見に基づき経済産業大臣が告示する。

なお、買取価格は、再生可能エネルギーの発電設備を用いて電気を供給する場合に通常必要となる発電コスト、再生可能エネルギー電気の供給者が受けるべき利潤等を、買取期間は、再生可能エネルギーの発電設備が設置されてから設備の更新が必要になるまでの標準的な期間を、それぞれ勘案して定めることとなっている。

買取単価や買取期間は調達価格等算定委員会での議論を踏まえ、基本的には年度ごとに見直しが行われるため、動向に注意する必要がある。

表-4.46 バイオマス発電に係る調達価格・調達期間（H26 年度）

バイオマス	メタン発酵 ガス化発電	未利用木材 燃焼発電※1	一般木材等 燃焼発電※2	廃棄物 (木質以外) 燃焼発電※3	リサイクル 木材燃焼発電 ※4
調達価格 (税抜)	39円+税	32円+税	24円+税	17円+税	13円+税
調達期間	20年間	20年間	20年間	20年間	20年間

※1: 間伐材や主伐材であって、後述する設備認定において未利用であることが確認できたものに由来するバイオマスを燃焼させる発電

※2: 未利用木材及びリサイクル木材以外の木材(製材端材や輸入木材)並びにパーム椰子殻、稲わら・もみ殻に由来するバイオマスを燃焼させる発電

※3: 一般廃棄物、下水汚泥、食品廃棄物、RDF、RPF、黒液等の廃棄物由来のバイオマスを燃焼させる発電

※4: 建設廃材に由来するバイオマスを燃焼させる発電

○買取義務

電気事業者は、認定発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給しようとする者（特定供給者）に対し、買取りに必要な接続や契約に応じる義務を負う。

また、現状における電力会社の系統設備の容量の限界等から、再生可能エネルギー発電設備を追加的に受け入れることが困難となったことを踏まえ、平成 27 年 1 月に運用見直しが行われた。その中で、需要に対して供給が多すぎる場合、発電設備の出力を制御されることとなるが、下水汚泥バイオガス発電を含めた地域型バイオマス発電については、他の火力発電等を制御した後でなければ制御の対象とならない、きめ細かいルールが設定された。

○ 再生可能エネルギー発電設備を用いた発電の認定

経産大臣は再生可能エネルギー発電設備（新規に発電を開始することを要件とする予定）を用いた発電を認定する。

（3）法制度

エネルギー化技術に関する主な法令として以下の法令や政令が挙げられる。なお、エネルギー化技術導入の手続きに関する主な法律については、対象となる施設や内容等を参考資料－4（資料4－4）に整理した。

（事業の推進に関する主な法律）

- ① バイオマス活用推進基本法
- ② 地球温暖化対策の推進に関する法律（温対法）
- ③ エネルギーの使用の合理化に関する法律（省エネ法）
- ④ 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（再生可能エネルギー特別措置法）
- ⑤ エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律
- ⑥ 食品循環資源の再生利用等の促進に関する法律（食品リサイクル法）
- ⑦ 民間資金等の活用による公共施設等の整備等の促進に関する法律（PFI 法）

（エネルギー化技術導入時の手続きに関する主な法律）

- | | |
|----------|-------------------|
| ・下水道法 | ・都市計画法 |
| ・水質汚濁防止法 | ・廃棄物の処理及び清掃に関する法律 |
| ・大気汚染防止法 | ・悪臭防止法 |
| ・騒音規制法 | ・振動規制法 |
| ・消防法 | ・危険物の規制に関する政令 |
| ・電気事業法 | ・建築基準法 |
| ・ガス事業法 | ・高圧ガス保安法 |
| ・労働安全衛生法 | ・労働基準法 |

第5章 ケーススタディ

5-1. ケース設定、条件設定

(1) 固形燃料化（乾燥、炭化）

固形燃料化施設を導入する場合の費用及び温室効果ガス排出量を、表-5.1 に示すケースについて算定する。

CASE1 では比較的小規模の処理場として、処理水量が 50,000m³/日規模を想定し、CASE2 では比較的大規模の処理場として同じく 100,000m³/日規模を想定する。

なお、現況における脱水汚泥処理処分手法は CASE1 では脱水汚泥の委託処分（埋立処分）、CASE2 では脱水汚泥を焼却後、委託処分とする。

また、比較的小規模において消化槽を新設する CASE1-2 に対して、下水汚泥以外のバイオマスを受け入れ、混合消化する場合を想定した CASE3 についても試算を行う。

表-5.1 ケース設定（固形燃料化技術）

ケース設定	消化工程	脱水汚泥の処理	処理フロー
CASE1 比較的小規模 → 処理水量 50,000m ³ /日	現況	なし	委託処分 (脱水汚泥の直接埋立)
	CASE1-0	なし	焼却[58t/日] (焼却灰は委託処分)
	CASE1-1	なし	固形燃料化 [58t/日]
	CASE1-2	消化槽 新設	固形燃料化 [40t/日]
CASE2 比較的大規模 → 処理水量 100,000m ³ /日	現況	なし	焼却[92t/日] (焼却灰は委託処分)
	CASE2-1	なし	固形燃料化 [92t/日]
	CASE2-2	消化槽 新設	固形燃料化 [80t/日]
CASE3 比較的小規模 → 処理水量 50,000m ³ /日	(上記の CASE1-2に) 他のバイオマス受入	消化槽 新設	固形燃料化 [40t/日]

(2) バイオガス利用

バイオガス利用技術を導入する場合の費用及び温室効果ガス排出量を、表-5.2 に示すケースについて算定する。

CASE4 では、下水処理場の処理水量を 20,000m³/日、50,000m³/日、100,000m³/日の3段階に想定し、バイオガス発電を導入した場合の試算を行う。この時、消化槽の加温には、発電の排熱を利用し、現状、加温に利用されているバイオガスも発電に利用することを想定する。

CASE5 では、CASE4 と同様の処理規模にバイオマス発電を導入した場合について試算を行うが、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の導入を想定して、バイオマス発電による電力を売電すると仮定し試算を行う。さらに、本ケースでは、消化槽がない処理場において、消化槽を新設しても、消化による汚泥設備費の低減や発電電力の売電によって効果が見られるかを試算する。消化槽を新設するケースでは、他のバイオマスを受け入れることで共同処理による効果が期待されることから、小規模の20,000m³/日では、他のバイオマスを受け入れ、混合消化を行ったケースでの試算も行う。なお、本ケースでは発電した電力を売電するため、発電設備の建設費には国庫補助は見込まない。

CASE6 では、バイオガスを脱硫、精製し、1/3 を消化槽の加温に利用し、残りの2/3 を都市ガスレベルまで精製し、都市ガス導管に注入した場合について試算を行う。

CASE7 では、バイオガスの1/3 を消化槽の加温に利用し、残りを精製し、トレーラーで利用先まで運搬し、燃料代替として利用した場合について試算を行う。

なお、バイオガスの有効利用技術の導入検討を行う際には、既存設備（余剰ガス燃焼装置、脱硫装置、ガスタンク等）の更新時に容量見直しも含めて、事業性を評価することも考えられる。例えば、発電設備を導入する場合、発電排熱を消化槽の加温に利用することでバイオガスの有効利用量が増えるため、既存の余剰ガス燃焼装置やガスタンク等の容量を小さくできるケースも考えられ、これらのメリットも事業性評価に加えることでより効果が高くなると考えられる。

表-5.2 ケース設定（バイオガス利用技術）

ケース設定	消化工程	利用技術	想定規模		備考
			処理水量 (日平均)	バイオガス 発生量	
CASE4	既設	ガス発電	20,000m ³ /日	1,700Nm ³ /日	発電電力を場内で利用する。
			50,000m ³ /日	4,500Nm ³ /日	
			100,000m ³ /日	9,000Nm ³ /日	
CASE5	既設	ガス発電	20,000m ³ /日	1,700Nm ³ /日	再生可能エネルギー固定価格買取制度を想定して、発電電力を売電する。
			50,000m ³ /日	4,500Nm ³ /日	
			100,000m ³ /日	9,000Nm ³ /日	
	新設	ガス発電	20,000m ³ /日 +複合バイオマス 受け入れ	1,700Nm ³ /日 +バイオマス由来 のガス量	
			50,000m ³ /日	4,500Nm ³ /日	
			100,000m ³ /日	9,000Nm ³ /日	
CASE6	既設	導管注入	56,000m ³ /日	5,000Nm ³ /日 (1/3は消化槽加温に 利用する)	精製したガスを販売する。
CASE7	既設	ガス運搬	40,000m ³ /日	3,600Nm ³ /日 (1/3は消化槽加温に 利用する)	精製したガスを燃料として利用する。

(3) コスト算出について

建設費、維持管理費は、4-6. 事業性の検討及び評価の参考として示したコストデータを用いる。

建設費の年当たりの費用は、以下の係数を乗じて算出する。

$$\left(i + \frac{i}{(i+1)^n - 1} \right)$$

ここで、

i : 利子率 (=割引率)

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル 国土交通省都市・地域整備局、社団法人 日本下水道協会 (平成 16 年 3 月)」の計算例に基づき、2.3%とする。

n : 耐用年数

「下水道施設の改築について」平成 15 年 6 月 19 日 国都下事第 77 号 下水道事業課長通知 の別表に定める期間に準じ、土木・建築設備については消化槽の場合 45 年とし、それ以外は 50 年に設定する。また、機械・電気設備については、設備ごとに耐用年数が定められているが、概ね代表的な値として 15 年に設定した。

5-2. 固形燃料化ケーススタディ

5-2-1. CASE1（現況：脱水汚泥を委託処分しているケース）

（1）検討の概要

本ケースは、比較的中小規模の下水処理場を想定しているものである。小規模の下水処理場では、下水汚泥を脱水処理した後、産廃業者に委託処分しているケースが多いが、埋立処分地の残余容量には限りがあり、有効利用への転換が求められている。本ケースでは、自治体の課題と対応策を表-5.3 の通り想定する。

表-5.3 CASE1 で想定する自治体の課題と対応策等

項目	想定内容
施設規模	処理施設規模 50,000m ³ /日
自治体の課題	<ul style="list-style-type: none"> ・脱水汚泥を処分業者に委託し、脱水汚泥を埋立処分している（16,000 円/t）。 ・埋立地の残余容量が逼迫しており、代替手段が求められている。 ・処理場敷地には余裕があり、焼却や固形燃料化施設等の施設配置が可能である。
対応方針	埋立処分から汚泥有効利用に転換する。
検討対象	CASE1-0 焼却施設の新設（焼却灰は委託処分） CASE1-1 固形燃料化施設（炭化）の新設 CASE1-2 消化槽及び固形燃料化施設（炭化）の新設

汚泥の委託処分に代わる汚泥処理処分方法として、想定したケースにおける消化工程と脱水汚泥の処理は表-5.4 の通りである。

表-5.4 CASE1におけるケース設定条件

ケース設定		消化工程	脱水汚泥の処理	処理フロー
CASE1 比較的 中小規模 → 処理水量 50,000m ³ /日	現況	なし	委託処分 (脱水汚泥の 直接埋立)	濃縮汚泥 → 脱水機 → 脱水汚泥 (埋立処分)
	CASE1-0	なし	焼却[58t/日] (焼却灰は 委託処分)	濃縮汚泥 → 脱水機 → 汚泥焼却 → 焼却灰 (委託処分)
	CASE1-1	なし	固形燃料化 [58t/日]	濃縮汚泥 → 脱水機 → 固形燃料化 → 固形燃料
	CASE1-2	消化槽 新設	固形燃料化 [40t/日]	濃縮汚泥 → 消化タンク → 脱水機 → 固形燃料化 → 固形燃料

(2) 検討条件

1) 対象汚泥量の算定

発生汚泥量の算定は、下式により算定した。

①発生汚泥固形物量

$$\text{生汚泥} = (\text{流入 SS} - \text{反応槽流入 SS}) \times \text{水量} \times 10^6 \div (100 - \text{濃縮生汚泥含水率}) \times 100$$

$$\text{余剰汚泥} = \{ (a \times \text{反応槽流入 S-BOD} + b \times \text{反応槽流入 SS} - c \times \text{HRT} / 24 \times \text{MLSS}) \times \text{水量} \times 10^{-6} \} \div (100 - \text{濃縮余剰汚泥含水率}) \times 100$$

S-BOD の汚泥転換率 a : 0.5、SS の汚泥転換率 b : 0.95、自己分解率 c : 0.04、

流入 BOD : 200mg/L、流入 SS : 180mg/L、反応槽流入 BOD : 140mg/L、

反応槽流入 S-BOD : 93mg/L、反応槽流入 SS : 90mg/L、HRT : 8hr、

MLSS : 1500mg/L、濃縮生汚泥含水率 : 97%、濃縮余剰汚泥含水率 : 96%

②濃縮汚泥量

$$\text{濃縮汚泥量} = \text{発生汚泥固形物量} \div \text{固形物濃度 } 3.5\% \times 100$$

③脱水汚泥量

直接脱水の場合

$$\text{脱水汚泥量} = \text{発生汚泥固形物量} \div (1 - \text{含水率 } 78\% \div 100)$$

消化脱水の場合

$$\text{脱水汚泥量} = \text{発生汚泥固形物量} \times (1 - \text{有機物濃度 } 80\% \div 100 \times \text{消化率 } 50\% \div 100) \div (1 - \text{含水率 } 81\% \div 100)$$

④燃料化施設及び焼却施設規模量

施設規模＝脱水汚泥量÷稼働率 80%×100

⑤バイオガス量

バイオガス量＝汚泥量×固形物濃度 3.5%×有機物濃度 80%×ガス転化量 0.550Nm³/kgVS
(投入 VS 当たり)

⑥補助燃料として利用するバイオガス量

下水道統計 (H24) より、50,000m³/日規模の処理場では、バイオガス発生量のうち 34.8%を加温使用し、残りの 65.2%を補助燃料として利用するものと設定した。

2) コスト算定条件

①固形燃料化施設

建設費、維持管理費は自治体における実績値及びメーカーヒアリングにより算出した炭化施設の費用関数を用いる。耐用年数は、土木・建築については 50 年とし、機械・電気設備については 15 年と設定した。

②その他施設

消化槽、汚泥脱水施設の建設費及び維持管理費はバイオソリッド利活用マニュアルに掲載された費用関数を用い、耐用年数の設定も同マニュアルに従った。

③汚泥等の処分委託費

脱水汚泥及び焼却灰の処分委託費は LOTUS プロジェクトにおいて設定された開発目標値を参考として、脱水汚泥 16,000 円/t、焼却灰 8,000 円/t とした。

④固形燃料化製品の販売収入

固形燃料化製品は、処理場渡りで販売することを想定した。先行事例での調査結果をもとに、脱水汚泥 1 t 当りの固形燃料化製品発生量を直接脱水汚泥：68kg、消化脱水汚泥：157kg とし、販売価格は製品 1 t あたり 100 円を計上した。なお、固形燃料化施設の実績では、直接脱水汚泥の場合は中温炭化、消化脱水汚泥の場合は低温炭化となっている。

⑤バイオガス利用による燃料費削減効果

補助燃料として利用するバイオガス量を熱量で重油換算し、重油換算による燃料費の削減効果を計上した。なお、実態調査結果から、バイオガスを利用せずに消化脱水汚泥を燃料化する場合の重油消費量は脱水汚泥 1 t 当たり 77L とした。

⑥国庫補助の適用

消化槽、汚泥脱水施設、焼却施設及び固形燃料化施設の建設費には国庫補助（55%）を見込む。

3) 評価の考え方

現況の汚泥処理に要する事業費（年価）に対し、固形燃料化施設の導入後に要する事業費（年価）を比較し、現況を下回る場合について事業性ありと評価する。

(3) ケーススタディ結果

本ケースは、処理水量 50,000m³/日の処理場から発生する汚泥を処理する場合の費用を想定して検討したものである。事業費の算出結果を表-5.5 及び図-5.1 に示す。

脱水汚泥を委託処分している現況ケースでは事業費 379 百万円/年と算出され、これに対し、焼却施設を導入したケース（CASE1-0）では約 426 百万円/年、固形燃料化施設を導入したケース（CASE1-1）では約 419 百万円/年と算定された。また、消化及び固形燃料化を導入したケース（CASE1-2）では約 350 百万円/年となり、CASE1-2 では事業性がみられる結果となった。なお、CASE1-2 で消化施設を新設しても、当面、既存脱水施設を継続して使用していくことを想定すると、脱水施設でのコスト縮減が当面期待されない場合があることから、脱水施設でのコスト縮減を見込まないものとして、CASE1-2' を算定した。CASE1-2' の事業費は約 377 百万円/年となった。汚泥の埋立地の残余容量が逼迫している状況では、何らかの対策が必要とされることから、焼却施設の導入に比べ、固形燃料化施設の導入は有効な手法であるといえる。

表-5.5 CASE1における事業費算出結果

項目	単位	記号	比較の中小規模					備考	
			現況	CASE 1-0	CASE 1-1	CASE 1-2	CASE 1-2'		
脱水ケーキ量	t/日		46	46	46	32	32		
施設規模	t/日	a	-	58	58	40	40	燃料化施設処理能力(脱水ケーキ量ベース)	
濃縮汚泥	汚泥量	m ³ /日	b	290	290	290	290	(汚泥量算定結果)	
	汚泥濃度	%	c	3.5	3.5	3.5	3.5	(汚泥量算定結果)	
	固形物量	t-DS/日	d	10.2	10.2	10.2	10.2	b × c / 100	
濃度1%換算汚泥量	m ³ /日	e	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	d / 1 × 100	
消化タンク建設費	土木建築施設	億円	f	-	-	-	7.1	7.1	0.169 × e ^{0.539} ※1
	機械設備	億円	g	-	-	-	7.4	7.4	0.516 × e ^{0.385} ※1
	計	億円	h	-	-	-	14.5	14.5	f+g
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	f'	-	-	-	25.5	25.5	利率率2.3% 耐用年数45年
	機械設備	百万円/年	g'	-	-	-	58.9	58.9	利率率2.3% 耐用年数15年
	計	百万円/年	h'	-	-	-	84.4	84.4	f'+g'
消化タンク維持管理費	百万円/年	i	-	-	-	25.4	25.4	0.171*(e × 365) ^{0.390} ※1	
消化汚泥	汚泥量	m ³ /日	b'	-	-	-	290	290	(汚泥量算定結果)
	汚泥濃度	%	c'	-	-	-	2.1	2.1	(汚泥量算定結果)
	固形物量	t-DS/日	d'	-	-	-	6.1	6.1	b' × c' / 100
濃度1%換算消化汚泥量	m ³ /日	e'	-	-	-	610	610	d' / 1 × 100	
脱水機建設費	土木建築施設	億円	j	4.9	4.9	4.9	3.9	3.9	0.227 × (eまたはe') ^{0.444} ※1
	機械設備	億円	k	5.8	5.8	5.8	4.7	4.7	0.434 × (eまたはe') ^{0.373} ※1
	計	億円	l	10.7	10.7	10.7	8.6	8.6	j+k
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	j'	16.6	16.6	16.6	13.2	13.2	利率率2.3% 耐用年数50年
	機械設備	百万円/年	k'	46.2	46.2	46.2	37.4	37.4	利率率2.3% 耐用年数15年
	計	百万円/年	l'	62.8	62.8	62.8	50.6	50.6	j'+k'
脱水機維持管理費	百万円/年	m	81.5	81.5	81.5	60.0	60.0	0.039*(eまたはe' × 365) ^{0.596} ※1	
脱水汚泥処分委託費	百万円/年	n	269.4	-	-	-	-	処分委託費(運搬費込)16000円/tとする。	
焼却施設建設費	土木建築施設	億円	o	-	6.4	-	-	-	1.361 × a ^{0.380} ※1
	機械設備	億円	p	-	21.3	-	-	-	1.888 × a ^{0.597} ※1
	電気設備	億円	q	-	6.5	-	-	-	0.726 × a ^{0.539} ※1
計	億円	r	-	34.2	-	-	-	o+p+q	
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	o'	-	21.7	-	-	-	利率率2.3% 耐用年数50年
	機械設備	百万円/年	p'	-	169.5	-	-	-	利率率2.3% 耐用年数15年
	電気設備	百万円/年	q'	-	51.7	-	-	-	利率率2.3% 耐用年数15年
計	百万円/年	r'	-	242.9	-	-	-	o'+p'+q'	
焼却施設維持管理費	百万円/年	s	-	200.5	-	-	-	0.287*(a × 365) ^{0.673} ※1	
固形燃料化施設建設費	土木建築施設	億円	t	-	-	3.2	2.7	2.7	64.741 × a ^{0.391} / 100 ※2
	機械電気設備	億円	u	-	-	24.9	19.8	19.8	206.94 × a ^{0.6123} / 100 ※2
	計	億円	v	-	-	28.1	22.5	22.5	t+u
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	t'	-	-	10.8	9.1	9.1	利率率2.3% 耐用年数50年
	機械電気設備	百万円/年	u'	-	-	198.2	157.6	157.6	利率率2.3% 耐用年数15年
	計	百万円/年	v'	-	-	209.0	166.7	166.7	t'+u'
固形燃料化施設維持管理費	百万円/年	w	-	-	214.8	181.0	181.0	1.8778 * a + 105.9 ※2	
固形燃料化製品販売収入	百万円/年	x	-	-	-0.1	-0.2	-0.2	製品1tあたり100円とする	
焼却灰発生量	t/日	y	-	2.0	-	-	-	(汚泥量算定結果から)	
焼却灰処分委託費	百万円/年	z	-	5.9	-	-	-	処分委託費を8000円/tとする	
バイオガスによる燃料削減効果	百万円/年	aa	-	-	-	-52.3	-52.3	表-5.6参照(重油換算)	
合計値	百万円/年		413.7	593.6	568.1	515.8	549.5	h'+i'+l'+m+n+r'+s'+v'+w'+x'+z'+aa	
建設費年価(国庫補助控除) +維持管理費	百万円/年		379.2	425.5	418.5	349.7	376.7	国庫補助控除:補助率0.55とする	

※1)バイオガストリ活用基本計画策定マニュアル 平成16年3月 の費用関数による。

※2)本ガイドラインにおいて作成した費用関数による。

※3)固形燃料受け入れ施設の設置費用や灰分の処理費用等、受け入れ側において発生する費用を考慮していない。

表-5.6 CASE1における余剰バイオガスによる燃料削減効果（重油換算）

項目		数値	備考
脱水汚泥量	a	32 t/日	5万m ³ /日
脱水汚泥1t当り燃料消費量	b	77 L/t-wet	
燃料消費量	c	901 kL/年	バイオガス利用をしない場合
重油熱量	d	39.1 MJ/L	
燃料熱量	e	35,223 GJ/年	c×d
燃料利用バイオガス量	f	2,910 Nm ³ /日	算定結果
バイオガス熱量	g	21.4 MJ/Nm ³	
余剰バイオガス総熱量	h	22,730 GJ/年	f×365×g/1000
重油削減効果	i	581 kL/年	h/d
重油消費量	j	320 kL/年	c-i(バイオガス利用を考慮)
重油単価	k	90 円/L	
重油削減の経済効果	l	52.3 百万円/年	i×k/1000

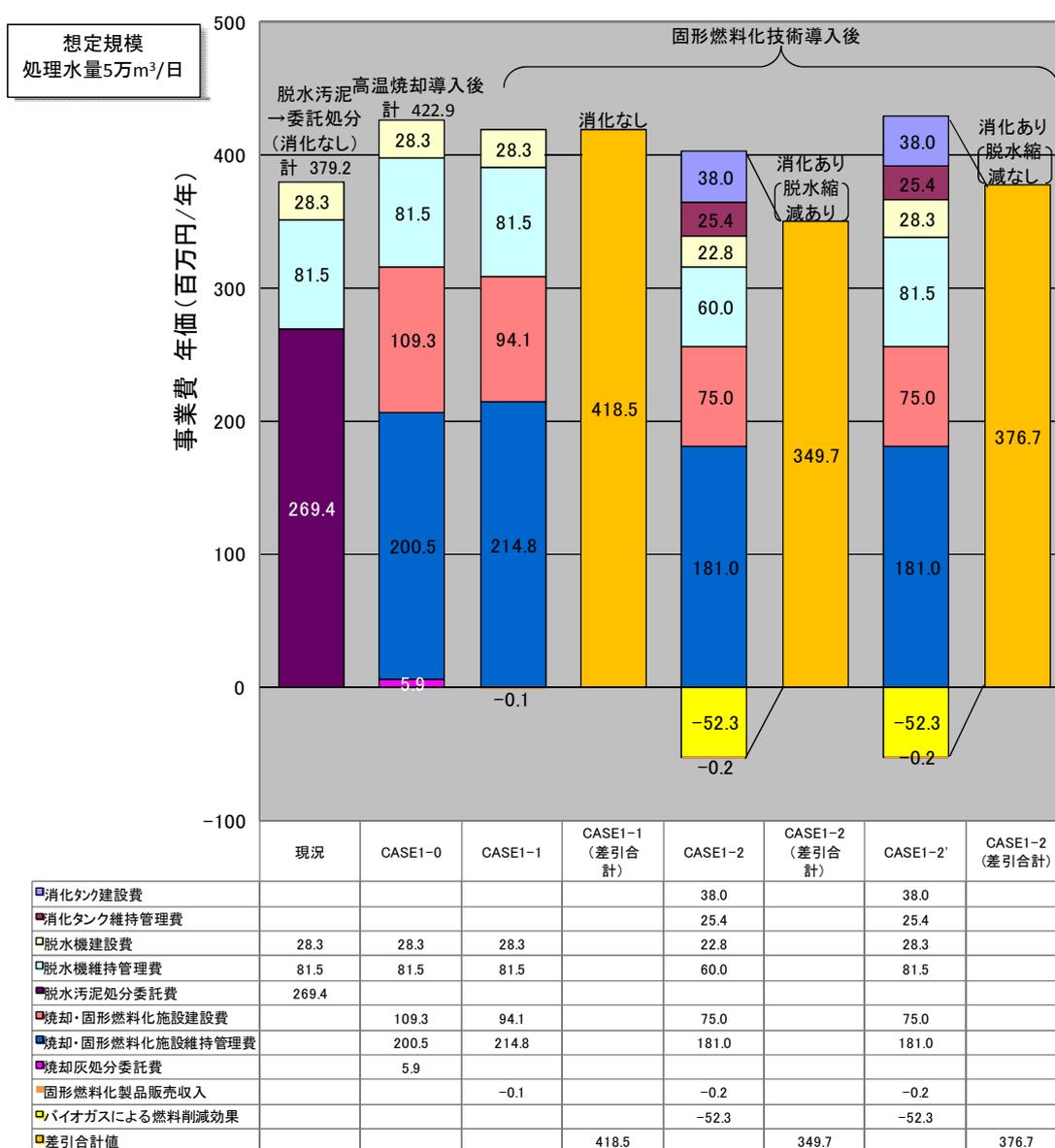


図-5.1 CASE1における事業費検討結果

(4) 温室効果ガス削減効果

1) エネルギー収支算定条件

各工程の消費エネルギーは、自治体ヒアリング結果及び既存技術資料等から下表の通り設定した。なお、CASE1-2では、下表の消費エネルギー原単位で算定される燃料消費量から、補助燃料利用するバイオガスを発熱量により重油換算した値を控除して計上した。

表-5.7 消費エネルギー等原単位の設定値

工 程	項 目	消費エネルギー等	備 考
消化工程	消費電力	5.3 kWh/m ³ [濃縮汚泥]	消化工程における設計事例から設定
脱水工程	消費電力(直脱)	5.8 kWh/t-wet[脱水汚泥]	「高効率型圧入式スクリープレス脱水機技術マニュアル 2006年3月」の試算例から設定
	消費電力(消化脱水)	20 kWh/t-wet[脱水汚泥]	
焼却工程	消費電力	92 kWh/t-wet[脱水汚泥]	「循環式流動汚泥焼却炉技術資料 2003年3月」から設定
	燃料消費	25 L/t-wet[脱水汚泥]	
固形燃料 化工程	消費電力	129 kWh/t-wet[脱水汚泥]	自治体ヒアリング結果から設定 消化脱水汚泥の燃料消費は、全量を重油で賄うものとしているので、バイオガス利用による削減分を別途考慮する。
	重油消費(直脱)	34 L/t-wet[脱水汚泥]	
	重油消費(消化脱水)	77 L/t-wet[脱水汚泥]	
	製品製造量(直脱)	68 kg/t-wet[脱水汚泥]	
	製品製造量(消化脱水)	157 kg/t-wet[脱水汚泥]	

2) 算定結果

温室効果ガス削減効果に関する試算結果を表-5.8及び図-5.2に示す。

現況における温室効果ガス発生量(CO₂換算排出量)は6,262t-CO₂/年と算出され、そのうち、脱水汚泥埋め立てによる排出割合が99%を占めた。これに対し、固形燃料化を導入したCASE1-1及びCASE1-2では固形燃料製品を石炭代替燃料として利用することが可能である。このため、固形燃料製品の石炭代替利用による温室効果ガス削減効果を考慮した場合、それぞれの温室効果ガス排出量は1,285 t-CO₂/年、-125 t-CO₂/年と算出され、環境的側面においては温室効果ガスの大幅な削減が可能であるという結果が得られた。

表-5.8 CASE1における温室効果ガス削減効果

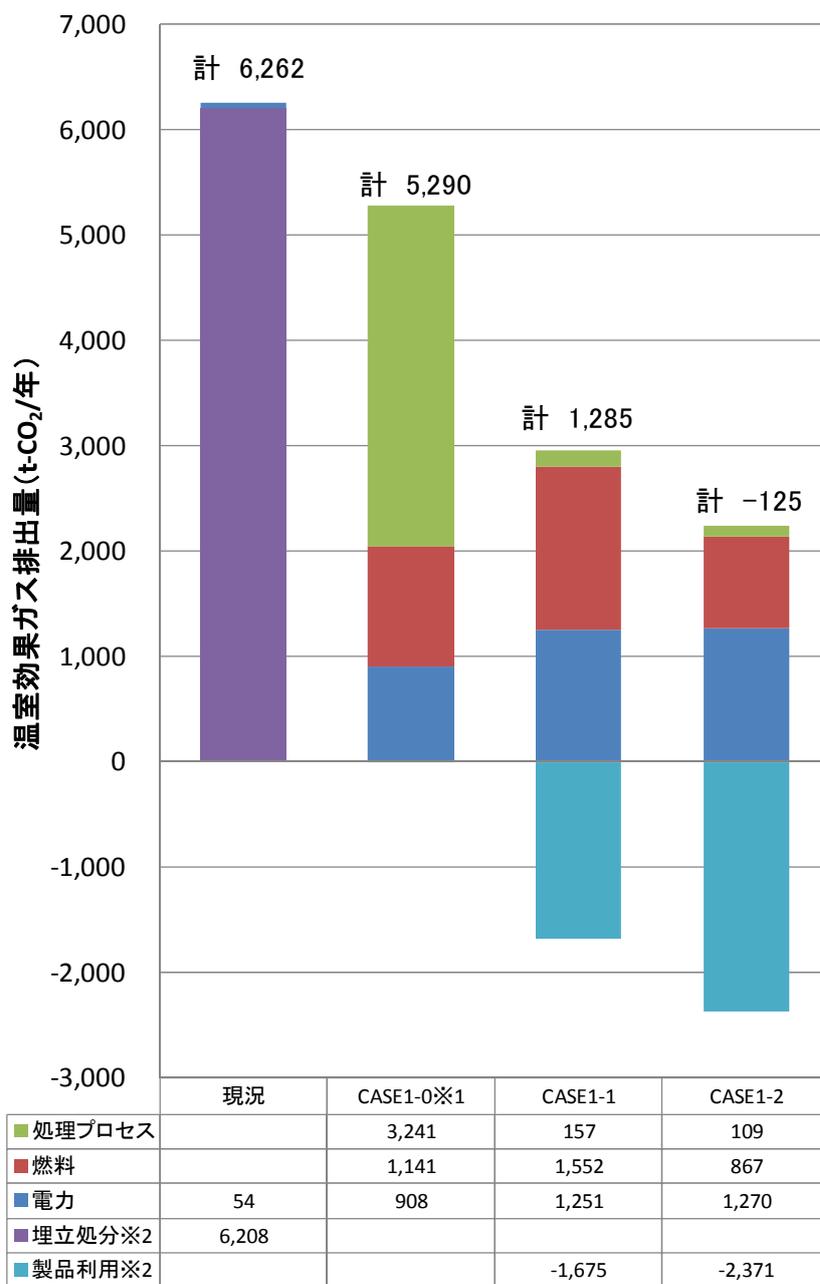
ケース	排出区分			汚泥 処理対象量	単位処理量当たり エネルギー 使用量等	年間エネルギー 使用量等	排出係数		地球 温暖化 係数	CO ₂ 換算 排出量 (t-CO ₂ /年)	備考
現況	処理場内	脱水	電力	46 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	97,671 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	54	※1
	処理場外	脱水汚泥埋立		10.2 t-DS/日		3,723 t-DS/年	CH ₄	0.0667 t-CH ₄ /t-DS	25	6,208	※2
	合計										6,262
CASE1-0	処理場内	脱水	電力	46 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	97,671 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	54	※1
			電力	46 t-wet/日	92 kWh/t-wet	1,549,259 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	854	※1
		焼却 (高温焼却)	燃料	46 t-wet/日	25 L/t-wet	421 kL/年	CO ₂	2.710 kg-CO ₂ /L	1	1,141	※3
			処理プロセス	46 t-wet/日		16,840 t-wet/年	CH ₄	0.0097 kg-CH ₄ /t-wet	25	4	※3
						N ₂ O	0.645 kg-N ₂ O/t-wet	298	3,237	※3	
合計										5,290	
CASE1-1	処理場内	脱水	電力	46 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	97,671 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	54	※1
			電力	46 t-wet/日	129 kWh/t-wet	2,172,331 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	1,197	※1
		固形燃料化	燃料	46 t-wet/日	34 L/t-wet	573 kL/年	CO ₂	2.710 kg-CO ₂ /L	1	1,552	※3
			処理プロセス	46 t-wet/日		16,840 t-wet/年	N ₂ O	0.0312 kg-N ₂ O/t-wet	298	157	※4
			小計								2,960
処理場外	石炭代替利用による温室効果ガス削減量	-695t-石炭/年×2.41t-CO ₂ /t							-1,675	※5	
合計										1,285	
CASE1-2	処理場内	脱水	電力	32 t-wet/日	20 kWh/t-wet	233,984 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	129	※1
		消化	電力	290 m ³ /日	5.3 kWh/m ³	561,005 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	309	※1
		固形燃料化	電力	32 t-wet/日	129 kWh/t-wet	1,509,198 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	832	※1
			燃料	32 t-wet/日		320 kL/年	CO ₂	2.710 kg-CO ₂ /L	1	867	※3
			処理プロセス	32 t-wet/日		11,699 t-wet/年	N ₂ O	0.0312 kg-N ₂ O/t-wet	298	109	※4
		小計								2,246	
処理場外	石炭代替利用による温室効果ガス削減量	-984t-石炭/年×2.41t-CO ₂ /t							-2,371	※5	
合計										-125	

- ※1 電力使用に伴う排出係数の出典：環境省資料「平成25年度の電気事業者ごとの実排出係数・調整後排出係数等の公表について」電気事業者別のCO₂排出係数の代替値
- ※2 下水汚泥の埋立に伴う排出係数の出典：「日本国温室効果ガスインベントリ報告書 2014年4月」廃棄物の埋立処分に関する排出係数における「下水汚泥」の好気性埋立の値。委員による埋立処分は、温対法の地方公共団体実行計画や算定・報告・公表制度では計上対象外（産廃業者において計上すること）とされている。
- ※3 排出係数の出典：「特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令」
- ※4 「平成26年温室効果ガス排出量算定方法検討会廃棄物分科会」（第2回：平成27年1月6日）において議論され、了承された値である。
- ※5 温対法の地方公共団体実行計画や算定・報告・公表制度では計上対象外（燃料製品利用者において計上すること）とされている。

表-5.9 CASE1における石炭削減効果

項目		単位	CASE1-1	CASE1-2	備考
脱水汚泥量	a	t/日	46	32	
固形燃料転換率	b	t/t-脱水汚泥	0.068	0.157	実態調査結果から設定※
固形燃料製造量	c	t/年	1,145	1,837	a×365×b
固形燃料単位熱量	d	MJ/kg-固形燃料	17	15	実態調査結果から設定※
固形燃料熱量	e	GJ/年	19,467	27,552	c×d
石炭単位熱量	f	MJ/kg-石炭	28	28	
石炭削減効果	g	t-石炭/年	695	984	e÷f

※導入事例の実績では、直接脱水：中温炭化、消化脱水：低温炭化となっている。



※1 焼却により発生する熱の有効利用は考慮していない。

※2 温対法の地方公共団体実行計画や算定・報告・公表制度では計上対象外

図-5.2 CASE1 における温室効果ガス削減効果

5-2-2. CASE2（現況：脱水汚泥を焼却処分しているケース）

（1）検討の概要

本ケースは、比較的大規模の下水処理場を想定しているものであり、現況として焼却施設が稼働しており、焼却施設の更新にあたり、事業の効率化を図るとともに温室効果ガス排出量の削減を図ることを想定している。

表-5.10 CASE2 で想定する自治体の課題と対応策等

項目	想定内容
施設規模	処理施設規模 100,000m ³ /日
自治体の課題	<ul style="list-style-type: none"> ・脱水汚泥を焼却し、焼却灰を業者に委託処分している（8,000円/t）。 ・焼却施設が更新時期を迎えている。 ・処理場敷地には余裕があり、焼却や固形燃料化施設等の施設配置が可能である。
対応方針	焼却施設の更新にあたり、事業の効率化を図るとともに温室効果ガス排出量の削減を図る。
検討対象	現況 焼却施設への更新（焼却灰は委託処分） CASE2-1 固形燃料化施設を新設 CASE2-2 消化槽及び固形燃料化施設を新設

汚泥の焼却に代わる汚泥処理処分手法として、「固形燃料化」手法を導入したケースについて検討を行った。想定したケースは表-5.11 のとおりである。

表-5.11 CASE2 におけるケース設定条件

ケース設定	消化工程	脱水汚泥の処理	処理フロー
CASE2 比較的大規模 → 処理水量 (100,000m ³ /日)	現況	なし	濃縮汚泥 → 脱水機 → 汚泥焼却 → 焼却灰(委託処分)
	CASE2-1	なし	濃縮汚泥 → 脱水機 → 固形燃料化 → 固形燃料
	CASE2-2	消化槽新設	濃縮汚泥 → 消化タンク → 脱水機 → 固形燃料化 → 固形燃料

(2) 検討条件

1) 対象汚泥量の算定

発生汚泥量の算定は、下式により算定した。

①発生汚泥固形物量

生汚泥 = (流入 SS - 反応槽流入 SS) × 水量 × 10^6 ÷ (100 - 濃縮生汚泥含水率) × 100

余剰汚泥 = { (a × 反応槽流入 S-BOD + b × 反応槽流入 SS - c × HRT/24 × MLSS) × 水量 × 10^{-6} } ÷ (100 - 濃縮余剰汚泥含水率) × 100

S-BOD の汚泥転換率 a : 0.5、SS の汚泥転換率 b : 0.95、自己分解率 c : 0.04、

流入 BOD : 200mg/L、流入 SS : 180mg/L、反応槽流入 BOD : 140mg/L、

反応槽流入 S-BOD : 93mg/L、反応槽流入 SS : 90mg/L、HRT : 8hr、

MLSS : 1500mg/L、濃縮生汚泥含水率 : 97%、濃縮余剰汚泥含水率 : 96%

②濃縮汚泥量

濃縮汚泥量 = 発生汚泥固形物量 ÷ 固形物濃度 3.5% × 100

③脱水汚泥量

直接脱水の場合

脱水汚泥量 = 発生汚泥固形物量 ÷ (1 - 含水率 78% ÷ 100)

消化脱水の場合

脱水汚泥量 = 発生汚泥固形物量 × (1 - 有機物濃度 80% ÷ 100 × 消化率 50% ÷ 100) ÷ (1 - 含水率 81% ÷ 100)

④燃料化施設及び焼却施設規模量

施設規模 = 脱水汚泥量 ÷ 稼働率 80% × 100

⑤バイオガス量

バイオガス量 = 汚泥量 × 固形物濃度 3.5% × 有機物濃度 80% × ガス転化量 0.550Nm³/kgVS (投入 VS 当たり)

⑥補助燃料として利用するバイオガス量

下水道統計 (H24) より、100,000m³/日規模の処理場では、バイオガス発生量のうち 32% を加温使用し、残りの 68% を補助燃料として利用するものと設定した。

2) コスト算定条件

①固形燃料化施設

建設費、維持管理費は自治体における実績値及びメーカーヒアリングにより算出した炭化施設の費用関数を用いる。耐用年数は、土木・建築については50年とし、機械・電気設備については15年と設定した。

②その他施設

消化槽、汚泥脱水施設の建設費及び維持管理費はバイオソリッド利活用マニュアルに掲載された費用関数を用い、耐用年数の設定も同マニュアルに従った。

③焼却灰の処分委託費

焼却灰の処分委託費はLOTUSプロジェクトにおいて設定された開発目標値を参考として、焼却灰8,000円/tとした。

④固形燃料化製品の販売収入

固形燃料化製品は、処理場渡して販売することを想定した。先行事例での調査結果をもとに、脱水汚泥1t当りの固形燃料化製品発生量を直接脱水汚泥：68kg、消化脱水汚泥：157kgとし、販売価格は製品1tあたり100円を計上した。なお、固形燃料化施設の実績では、直接脱水汚泥の場合は中温炭化、消化脱水汚泥の場合は低温炭化となっている。

⑤バイオガス利用による燃料費削減効果

補助燃料利用するバイオガス量を熱量で重油換算し、重油換算による燃料費の削減効果を計上した。なお、実態調査結果から、バイオガスを利用せずに消化脱水汚泥を燃料化する場合の重油消費量は脱水汚泥1t当り77Lとした。

⑥国庫補助の適用

消化槽、汚泥脱水施設、焼却施設及び固形燃料化施設の建設費には国庫補助（55%）を見込む。

3) 評価の考え方

現況の汚泥処理に要する事業費（年価）に対し、固形燃料施設の導入後に要する事業費（年価）を比較し、現況を下回る場合について事業性ありと評価する。

(3) ケーススタディ結果

本ケースは、処理水量100,000m³/日の処理場を想定して検討したものである。事業費の算出結果を表-5.12及び図-5.3に示す。

脱水汚泥を焼却処分している現況ケースでは事業費約653百万円/年と算出され、これに対し、固形燃料化施設を導入したケース（CASE2-1）では約624百万円/年と算定さ

れた。また、消化及び固形燃料化を導入したケース（CASE2-2）では約466百万円/年と最も安価となった。いずれのケースにおいても現況を下回る結果であることから、この前提条件の場合においては事業性ありと判断された。

表-5.12 事業費算出結果（CASE2）

項目	単位	記号	比較的大規模			備考	
			現況	CASE 2-1	CASE 2-2		
脱水ケーキ量	t/日		92	92	64		
施設規模	t/日	a	115	115	80	燃料化施設処理能力(脱水ケーキ量ベース)	
濃縮汚泥	汚泥量	m ³ /日	b	580	580	580	(汚泥量算定結果)
	汚泥濃度	%	c	3.5	3.5	3.5	(汚泥量算定結果)
	固形物量	t-DS/日	d	20.3	20.3	20.3	b×c/100
濃度1%換算汚泥量	m ³ /日	e	2,030	2,030	2,030	d/1×100	
消化タンク建設費	土木建築施設	億円	f	—	—	10.2	0.169×e ^{0.539} ※1
	機械設備	億円	g	—	—	9.7	0.516×e ^{0.385} ※1
	計	億円	h	—	—	19.9	f+g
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	f'	—	—	36.6	利率2.3% 耐用年数45年
	機械設備	百万円/年	g'	—	—	77.2	利率2.3% 耐用年数15年
	計	百万円/年	h'	—	—	113.8	f'+g'
消化タンク維持管理費	百万円/年	i	—	—	33.3	0.171*(e×365) ^{0.390} ※1	
消化汚泥	汚泥量	m ³ /日	b'	—	—	580	(汚泥量算定結果)
	汚泥濃度	%	c'	—	—	2.1	(汚泥量算定結果)
	固形物量	t-DS/日	d'	—	—	12.2	b'×c'/100
濃度1%換算消化汚泥量	m ³ /日	e'	—	—	1,220	d'/1×100	
脱水機建設費	土木建築施設	億円	j	6.7	6.7	5.3	0.227×(eまたはe') ^{0.444} ※1
	機械設備	億円	k	7.4	7.4	6.1	0.434×(eまたはe') ^{0.373} ※1
	計	億円	l	14.1	14.1	11.4	j+k
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	j'	22.7	22.7	17.9	利率2.3% 耐用年数50年
	機械設備	百万円/年	k'	58.9	58.9	48.5	利率2.3% 耐用年数15年
	計	百万円/年	l'	81.6	81.6	66.4	j'+k'
脱水機維持管理費	百万円/年	m	122.9	122.9	90.7	0.039*(eまたはe'×365) ^{0.596} ※1	
脱水汚泥処分委託費	百万円/年	n	—	—	—	処分委託費(運搬費込)16000円/tとする。	
焼却施設建設費	土木建築施設	億円	o	8.3	—	—	1.361×a ^{0.380} ※1
	機械設備	億円	p	32.1	—	—	1.888×a ^{0.597} ※1
	電気設備	億円	q	9.4	—	—	0.726×a ^{0.539} ※1
計	億円	r	49.8	—	—	o+p+q	
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	o'	28.1	—	—	利率2.3% 耐用年数50年
	機械設備	百万円/年	p'	255.5	—	—	利率2.3% 耐用年数15年
	電気設備	百万円/年	q'	74.8	—	—	利率2.3% 耐用年数15年
計	百万円/年	r'	358.4	—	—	o'+p'+q'	
焼却施設維持管理費	百万円/年	s	319.7	—	—	0.287*(a×365) ^{0.673} ※1	
固形燃料化施設建設費	土木建築施設	億円	t	—	4.1	3.6	64.741×a ^{0.391} /100 ※2
	機械電気設備	億円	u	—	37.9	30.3	206.94×a ^{0.6123} /100 ※2
	計	億円	v	—	42.0	33.9	t+u
年価換算値	土木建築施設	百万円/年	t'	—	13.9	12.2	利率2.3% 耐用年数50年
	機械電気設備	百万円/年	u'	—	301.6	241.1	利率2.3% 耐用年数15年
	計	百万円/年	v'	—	315.5	253.3	t'+u'
固形燃料化施設維持管理費	百万円/年	w	—	322.5	256.4	1.8778*a+105.9 ※2	
固形燃料化製品販売収入	百万円/年	x	—	-0.2	-0.4	製品1tあたり100円とする	
焼却灰発生量	t/日	y	4.1	—	—	(汚泥量算定結果から)	
焼却灰処分委託費	百万円/年	z	11.9	—	—	処分委託費を8000円/tとする	
バイオガスによる燃料削減効果	百万円/年	aa	—	—	-109.2	表-5.13参照(重油換算)	
合計値	百万円/年		894.5	842.5	704.7	h'+i+l'+m+n+r'+s+v'+w+x+z+aa	
建設費年価(国庫補助控除)+維持管理費	百万円/年		652.5	623.9	465.9	国庫補助控除:補助率0.55とする	

※1)ハイブリッド利活用基本計画策定マニュアル 平成16年3月 の費用関数による。

※2)本ガイドラインにおいて作成した費用関数による。

※3)固形燃料受け入れ施設の設置費用や灰分の処理費用等、受け入れ側において発生する費用を考慮していない。

表-5.13 CASE2 における余剰バイオガスによる燃料削減効果（重油換算）

項目		数値	備考
脱水汚泥量	a	64 t/日	10万m ³ /日
燃料消費量	b	1,802 kL/年	バイオガス利用をしない場合
重油熱量	c	39.1 MJ/L	
燃料熱量	d	70,446 GJ/年	b×c
燃料利用バイオガス量	e	6,070 Nm ³ /日	算定結果
バイオガス熱量	f	21.4 MJ/Nm ³	
余剰バイオガス総熱量	g	47,413 GJ/年	
重油削減効果	h	1,213 kL/年	g/c
重油消費量	i	589 kL/年	b-h(バイオガス利用を考慮)
重油単価	j	90 円/L	
重油削減の経済効果	k	109.2 百万円/年	h×j/1000

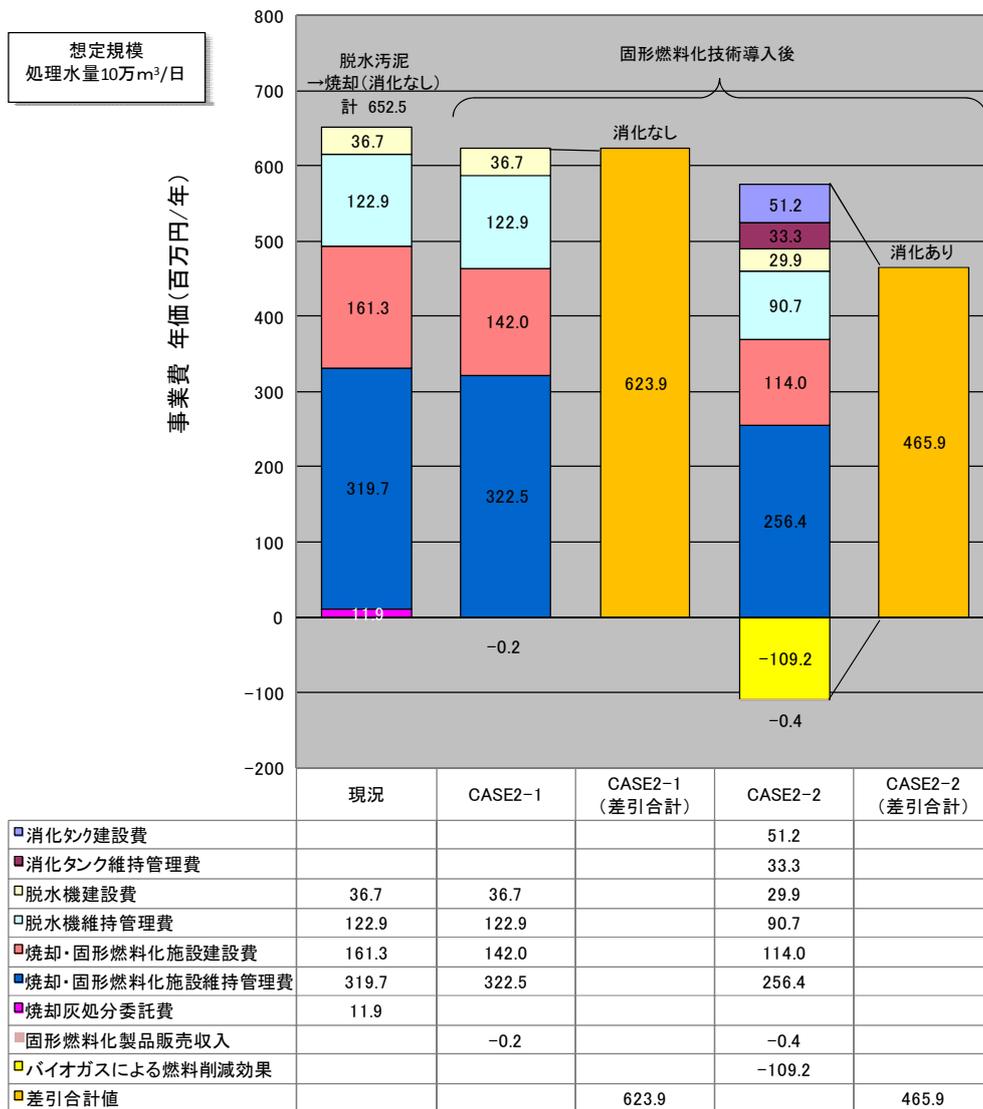


図-5.3 CASE2 における事業費検討結果

(4) 温室効果ガス削減効果

1) エネルギー収支算定条件

各工程の消費エネルギーは、自治体ヒアリング結果及び既存技術資料等から CASE1 と同様に設定した。

2) 算定結果

温室効果ガス削減効果に関する試算結果を表-5.14 及び図-5.4 に示す。

現況における温室効果ガス発生量(CO₂換算排出量)は10,579t-CO₂/年と算出された。これに対し、固形燃料化を導入した CASE2-1 及び CASE2-2 では固形燃料製品の石炭代替利用による温室効果ガス削減効果を考慮した場合、それぞれの温室効果ガス排出量は2,568 t-CO₂/年、-391 t-CO₂/年と算出され、環境的側面においては温室効果ガスの大幅な削減が可能であるという結果が得られた。

表-5.14 CASE2 における温室効果ガス削減効果

ケース	排出区分		汚泥 処理対象量	単位処理量当たり エネルギー 使用量等	年間エネルギー 使用量等	排出係数		地球 温暖化 係数	CO ₂ 換算 排出量 (t-CO ₂ /年)		
						CO ₂	CH ₄				
現況	処理場内	脱水	電力	92 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	195,341 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	108 ※1	
		焼却 (高温焼却)	電力	92 t-wet/日	92 kWh/t-wet	3,098,518 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	1,707 ※1	
			燃料	92 t-wet/日	25 L/t-wet	842 kL/年	CO ₂	2.710 kg-CO ₂ /L	1	2,282 ※2	
			処理プロセス	92 t-wet/日		33,680 t-wet/年	CH ₄	0.0097 kg-CH ₄ /t-wet	25	8 ※2	
						N ₂ O	0.645 kg-N ₂ O/t-wet	298	6,474 ※2		
合計										10,579	
CASE2-1	処理場内	脱水	電力	92 t-wet/日	5.8 kWh/t-wet	195,341 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	108 ※1	
		固形燃料化	電力	92 t-wet/日	129 kWh/t-wet	4,344,661 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	2,394 ※1	
			燃料	92 t-wet/日	34 L/t-wet	1,145 kL/年	CO ₂	2.710 kg-CO ₂ /L	1	3,103 ※2	
			処理プロセス	92 t-wet/日		33,680 t-wet/年	N ₂ O	0.0312 kg-N ₂ O/t-wet	298	313 ※3	
	小計										5,918
処理場外	石炭代替利用による温室効果ガス削減量	-1390t-石炭/年×2.41t-CO ₂ /t							-3,350	※4	
合計										2,568	
CASE2-2	処理場内	脱水	電力	64 t-wet/日	20 kWh/t-wet	467,968 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	258 ※1	
		消化	電力	580 m ³ /日	5.3 kWh/m ³	1,122,010 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	618 ※1	
		固形燃料化	電力	64 t-wet/日	129 kWh/t-wet	3,018,396 kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	1,663 ※1	
			燃料	64 t-wet/日		589 kL/年	CO ₂	2.710 kg-CO ₂ /L	1	1,595 ※2	
		処理プロセス	64 t-wet/日		23,398 t-wet/年	N ₂ O	0.0312 kg-N ₂ O/t-wet	298	218 ※3		
小計										4,352	
処理場外	石炭代替利用による温室効果ガス削減量	-1968t-石炭/年×2.41t-CO ₂ /t							-4,743	※4	
合計										-391	

※1 電力使用に伴う排出係数の出典：環境省資料「平成25年度の電気事業者ごとの実排出係数・調整後排出係数等の公表について」電気事業者別のCO₂排出係数の代替値

※2 排出係数の出典：「特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令」

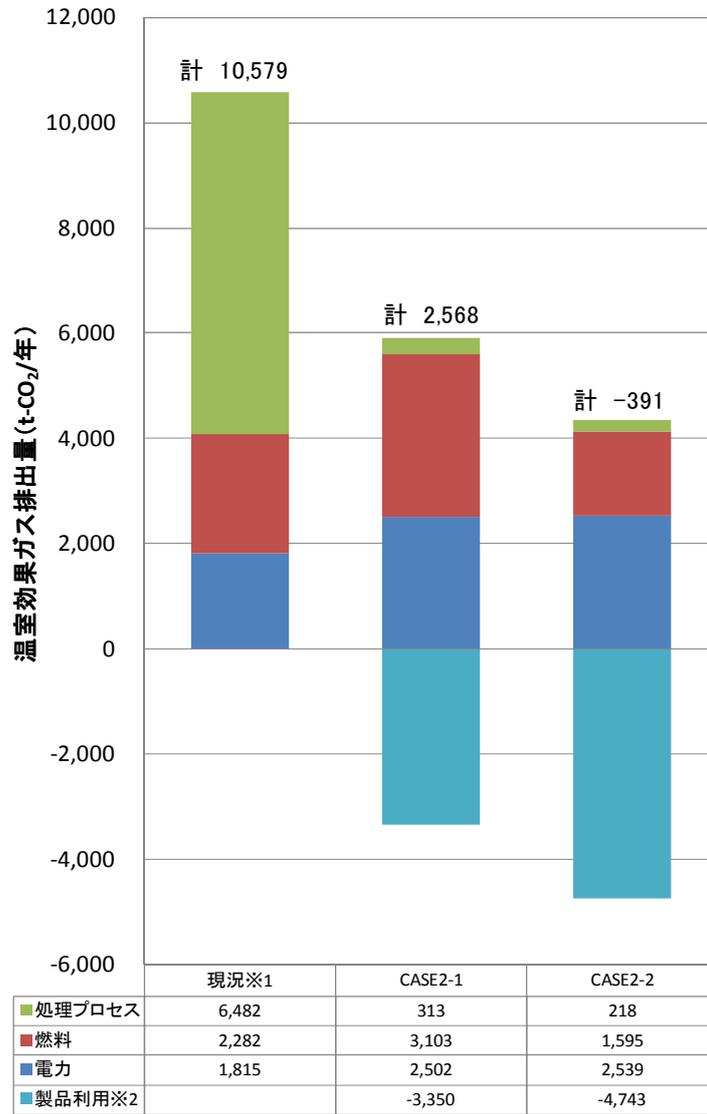
※3 「平成26年温室効果ガス排出量算定方法検討会廃棄物分科会」(第2回:平成27年1月6日)において議論され、了承された値である。

※4 温対法の地方公共団体実行計画や算定・報告・公表制度では計上対象外(燃料製品利用者において計上すること)とされている。

表-5.15 CASE2 における石炭削減効果

項目		単位	CASE2-1	CASE2-2	備考
脱水污泥量	a	t/日	92	64	
固形燃料転換率	b	t/t-脱水污泥	0.068	0.157	実態調査結果から設定※
固形燃料製造量	c	t/年	2,290	3,674	$a \times 365 \times b$
固形燃料単位熱量	d	MJ/kg-固形燃料	17	15	実態調査結果から設定※
固形燃料熱量	e	GJ/年	38,934	55,103	$c \times d$
石炭単位熱量	f	MJ/kg-石炭	28	28	
石炭削減効果	g	t-石炭/年	1,390	1,968	$e \div f$

※導入事例の実績では、直接脱水：中温炭化、消化脱水：低温炭化となっている。



※1 焼却により発生する熱の有効利用は考慮していない。

※2 温対法の地方公共団体実行計画や算定・報告・公表制度では計上対象外

図-5.4 CASE2 における温室効果ガス削減効果

5-2-3. CASE 3（バイオマス受け入れを想定したケース）

（1）検討の概要

下水汚泥エネルギー化技術の導入にあたり、消化槽及び固形燃料化施設を設置する場合、下水汚泥以外のバイオマスを受け入れることによって、さらに他事業との共同処理による効果が期待されることから、バイオマス受入を想定した試算を行う。

ここでは、受け入れるバイオマスとして、事業系生ごみ、し尿、浄化槽汚泥を想定し、CASE1-2に対する事業費及び温室効果ガス排出量の増減量について試算を行った。

表-5.16 CASE3におけるケース設定条件

ケース設定	バイオマス受け入れ	消化工程	脱水汚泥の扱い	想定規模
検討ベース条件 CASE1-2'	なし	新設	固形燃料化 [40t/日]	比較的中小規模 → 処理水量 50,000m ³ /日
CASE3	あり	新設	固形燃料化 [40t/日+バイオマス由来]	

（2）検討条件

1) 設定条件

本ケースでは、処理水量 50,000 m³/日に相当する都市として、人口 150,000 人程度と設定した。

生ごみについては、「下水処理場へのバイオマス（生ごみ等）受け入れマニュアル 財団法人 下水道新技術推進機構 2011 年 3 月」に記載された同規模の事例を参考に、事業系可燃ごみが 20t/日排出されるとし、生ごみ比率 30%、排出率 85%とし、事業系生ごみ量として 5.1t/日受け入れることを想定する。し尿、浄化槽汚泥については、下水道普及率を 90%と設定した。また、生ごみ受け入れによる固形燃料化施設への影響は考慮しないものとした。

設定条件を表-5.17 に示す。

表-5.17 バイオマス受け入れの設定条件

【CASE1-3】

人口	150,000	人	想定値
下水道	135,000	人	90%
し尿汲み取り	7,500	人	5%
浄化槽	7,500	人	5%

【終末処理場】

(1) 水処理

■水処理施設諸元

現有処理能力	84,000	m ³ /日	日最大
--------	--------	-------------------	-----

■水処理実績

晴天時日最大汚水量	62,500	m ³ /日	日平均÷0.8
晴天時日平均汚水量	50,000	m ³ /日	想定値

(2) 汚泥処理施設

■汚泥処理施設諸元

想定汚泥処理フロー	濃縮→消化→脱水→固形燃料化 (CASE-1-2)
-----------	---------------------------

【受入バイオマス】

項目	値	単位	備考
家庭系生ごみ	日平均	0.0	t-wet/日 想定値
事業系生ごみ	日平均	5.1	t-wet/日 〃
し尿	日平均	17.3	kℓ/日 2.3 ℓ/(人・日)
浄化槽汚泥※	日平均	13.9	kℓ/日 1.85 ℓ/(人・日)

2) 計算方法

「下水処理場へのバイオマス(生ごみ等)受け入れマニュアル 財団法人 下水道新技術推進機構 2011年3月」に従って行うものとする。

(3) 算定結果

1) コスト

事業費の試算結果を表-5.18に示す。バイオマス受け入れの前処理施設については国交省及び環境省の国庫補助金を充当することが可能であり、国庫補助を考慮した場合の結果を図-5.5に示す。なお、国庫補助相当額の算定にあたっては、MICS事業及び新世代下水道支援事業の適用が可能な施設は国交省補助とし、ごみ処理施設、し尿処理施設は環境省補助とした。

CASE1-2' に対しバイオマスを受け入れることによる事業費の増減は、国庫補助を考慮した場合-87百万円/年と算出された。

表-5.18 バイオマス受け入れによる費用削減効果 1/2

	建設費	建設費	集約処理		備考		
			費用増加	費用減少			
下水道処理場	建設年備	生ごみ前処理 (生ごみ搬入量)	土木	億円	1.08	(日最大処理量)	
			建築	億円	2.21		
			機械設備	億円	4.35		
			電気設備	億円	1.46		
		合計	億円	9.10			
		し尿等前処理	土木・建築	億円	1.74	(日最大処理量)	
			機械設備	億円	2.76		
			電気設備	億円	0.84		
			合計	億円	5.34		
		混合設備 1 (下水汚泥+ し尿、浄化槽)	土木・建築	億円	0.59	(下水日最大×0.8+し尿 浄化槽日最大)×1日 槽容量 (m3) 326	
			機械設備	億円	0.84		
			電気設備	億円	0.18		
			合計	億円	1.61		
		混合設備 2 (下水汚泥+ 生ごみ)	土木・建築	億円	0.28	(下水日最大×0.2+生ご み日最大)×1日 槽容量 (m3) 93	
			機械設備	億円	0.51		
			電気設備	億円	0.09		
			合計	億円	0.88		
		混合設備 3 (下水汚泥+ し尿、浄化槽 +生ごみ)	土木・建築	億円	0.68	(日最大処理量1日間) 槽容量 (m3) 419	
			機械設備	億円	0.92		
			電気設備	億円	0.21		
			合計	億円	1.81		
		ガスホルダ	建設費	億円	1.50	消化ガス生ごみ+し尿分 の0.5日分	
		消化設備	土木	億円	0.2	受入量の増加分を費用関数で 算定	
			機械	億円	0.1		
			合計	億円	0.3		
		脱水設備	土木	億円	0.1	"	
			機械	億円	0.1		
			合計	億円	0.3		
		燃料化施設	土木	億円	0.1	"	
			機械	億円	1.1		
			合計	億円	1.2		
		建設年備 (国庫補助 控除)	生ごみ前処理	土木	百万円/年	4.2	
				建築	百万円/年	8.5	
				機械設備	百万円/年	27.4	
				電気設備	百万円/年	11.6	
			合計	百万円/年	51.7		
	し尿等前処理		土木・建築	百万円/年	6.7		
			機械設備	百万円/年	17.3		
			電気設備	百万円/年	6.7		
			合計	百万円/年	30.7		
混合設備 1 (下水汚泥+ し尿、浄化槽)	土木・建築		百万円/年	2.3			
	機械設備		百万円/年	5.3			
	電気設備		百万円/年	1.5			
	合計		百万円/年	9.0			
混合設備 2 (下水汚泥+ 生ごみ)	土木・建築		百万円/年	1.1			
	機械設備		百万円/年	3.2			
	電気設備		百万円/年	0.8			
	合計		百万円/年	5.0			
混合設備 3 (下水汚泥+ し尿、浄化槽 +生ごみ)	土木・建築		百万円/年	2.6			
	機械設備		百万円/年	5.8			
	電気設備		百万円/年	1.7			
	合計		百万円/年	10.1			
ガスホルダ	建設費		百万円/年	12.0			
消化設備	土木		百万円/年	0.6			
	機械		百万円/年	1.4			
	合計		百万円/年	2.0			
脱水設備	土木		百万円/年	0.5			
	機械		百万円/年	1.2			
	合計		百万円/年	1.7			
燃料化施設	土木		百万円/年	0.3			
	機械電気		百万円/年	8.6			
	合計		百万円/年	8.9			
生ごみ前処理			百万円/年	51.7			
し尿等前処理			百万円/年	13.8	国交省 (MICS)		
混合設備 1			百万円/年	4.0	"		
混合設備 2			百万円/年	2.6	国交省 (新世代)		
混合設備 3			百万円/年	4.7	"		
ガスホルダ		百万円/年	5.4	"			
消化設備		百万円/年	0.9	"			
脱水設備		百万円/年	0.8	"			
燃料化		百万円/年	4.1	"			
計		百万円/年	88.0				

表-5.18 バイオマス受け入れによる費用削減効果 2/2

				集約処理		備 考		
				費用増加	費用減少			
下水処理場	運転費	補修費	生ごみ前処理		百万円/年	17.3	異物込み	
			し尿等前処理		百万円/年	6.1		
			混合設備 1		百万円/年	1.9		
			混合設備 2		百万円/年	1.1		
			混合設備 3		百万円/年	2.1		
			ガスホルダ		百万円/年	1.7		消化ガス生ごみ分
			消化設備		百万円/年	0.4		
			脱水設備		百万円/年	3.3		
	合計		百万円/年	33.9				
	電気料金	消費	生ごみ前処理	kWh/年	199,866			
			し尿等前処理	kWh/年	318,731			
			混合設備 1	kWh/年	163,753			
			混合設備 2	kWh/年	88,240			
			混合設備 3	kWh/年	185,324			
水処理送風機			kWh/年	72,178				
合計			kWh/年	1,028,091				
料金	百万円/年	14.4		14円/kWh				
燃料化施設維持管理費				百万円/年	6.9			
バイオガス利用による燃料削減効果				百万円/年		12.6	受入による増加分を算定	
ごみ・し尿処理	建設費	建設費	ごみ処理施設	土木・建築	億円	1.40	全体の25%と設定	
				機械・電気	億円	4.20	全体の75%と設定	
			合計	億円	5.59	異物含まず		
		し尿処理施設	土木・建築	億円	3.42	全体の25%と設定		
			機械・電気	億円	10.27	全体の75%と設定		
			合計	億円	13.70			
	建設年価	ごみ処理施設	土木・建築	百万円/年	4.85			
			機械・電気	百万円/年	30.05			
			合計	百万円/年	34.89			
		し尿処理施設	土木・建築	百万円/年	11.87			
			機械・電気	百万円/年	73.57			
			合計	百万円/年	85.43			
	建設年価(国庫補助控除)	ごみ処理施設	百万円/年	23.26	環境省補助			
		し尿処理施設	百万円/年	56.95	環境省補助			
		計	百万円/年	80.22				
	運転費	ごみ処理施設	ごみ処理費	百万円/年	40.95	22000円/t		
				燃料費	百万円/年	7.92		
合計			百万円/年	48.87				
し尿処理費			百万円/年	88.61	7800円/k1			
			燃料費	百万円/年				
合計			百万円/年	88.61				
事業費計				百万円/年	186.3	270.4		
差し引き				百万円/年	-84.1			
事業費計(国庫補助控除)				百万円/年	143.2	230.3		
差し引き(国庫補助控除)				百万円/年	-87.1			

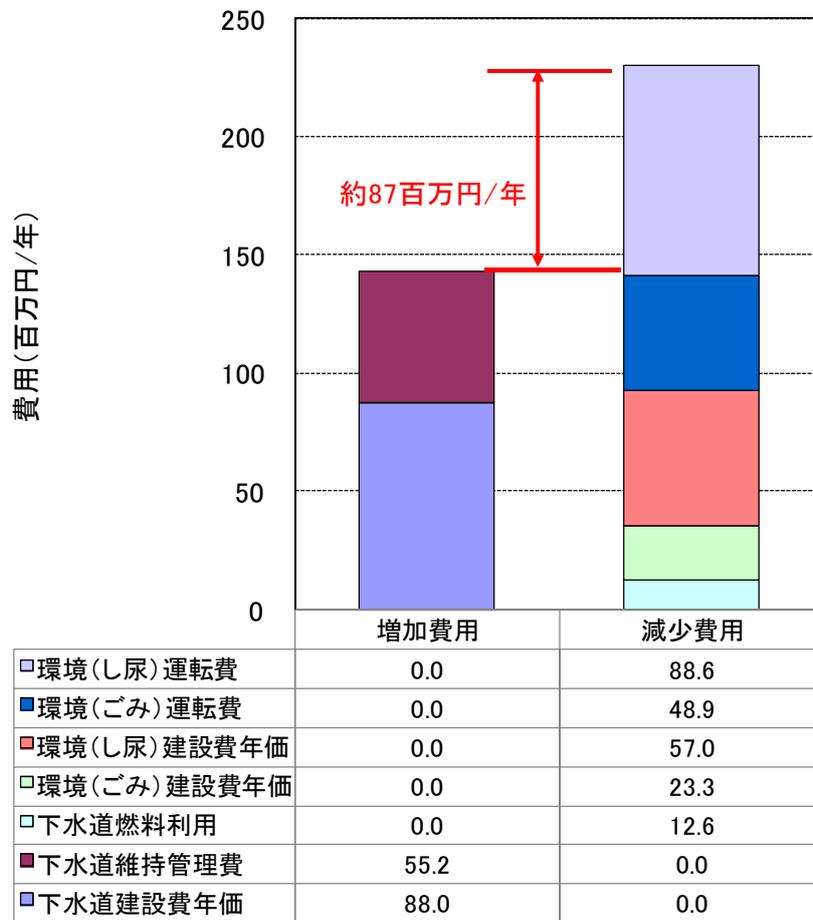


図-5.5 バイオマス受け入れによる費用削減効果のまとめ

2) 温室効果ガス排出量

温室効果ガス排出量の試算結果を表-5.19に示す。

バイオマスの受け入れによる温室効果ガス排出量の削減効果は-808 t-CO₂/年と算出された。固形燃料化を導入した場合の温室効果ガス排出量削減効果は、CASE1-2'の試算結果より-125 t-CO₂/年であり、バイオマス受け入れによる効果と合わせると、温室効果ガス排出量の削減効果は、約-933 t-CO₂/年と算出された。

表-5.19 バイオマス受け入れによる温室効果ガス削減効果のまとめ

			使用量等				排出係数	地球温暖化係数	CO ₂ 換算排出量 (t-CO ₂ /年)		
			増加	減少	差し引き	単位					
下水道	エネルギー消費に伴う排出	電力 (受入前処理・水処理)	1,028,091	0	1,028,091	kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	566	※1
		電力 (消化脱水燃料化)	227,817		227,817	kWh/年	CO ₂	0.551 kg-CO ₂ /kWh	1	126	※1
		燃料 (燃料化施設)		58	-58	kL/年	CO ₂	2.710 kg-CO ₂ /L	1	-158	※2
	施設の運転に伴う処理プロセスからの排出	固形燃料化	1,061		1,061	t-wet/年	N ₂ O	0.0312 kg-N ₂ O/t	298	10	※3
発電所等での石炭利用量				89	-89	t/年	CO ₂	2.410 t-CO ₂ /t	1	-214	※4
ごみ処理	エネルギー消費に伴う排出	補助燃料 (A重油)		93	-93	kℓ/年	CO ₂	2.710 kg-CO ₂ /ℓ	1	-252	※2
	施設の運転に伴う処理プロセスからの排出	一般廃棄物焼却		1,862	-1,862	t-wet/年	CH ₄	0.00095 kg-CH ₄ /t	25	-0.04	※5
							N ₂ O	0.0567 kg-N ₂ O/t	298	-31	※5
し尿処理	エネルギー消費に伴う排出	電力、燃料等		11,361	-11,361	kℓ/年	CO ₂	65 kg-CO ₂ /kℓ	1	-738	※6
	施設の運転に伴う処理プロセスからの排出	処理に伴う排出		11,361	-11,361	kℓ/年	CH ₄	0.038 kg-CH ₄ /kℓ	25	-11	※5
							N ₂ O	0.00093 kg-N ₂ O/kℓ	298	-3	※5
		汚泥の焼却		526	-526	t-wet/年	CH ₄	0.0097 kg-CH ₄ /t	25	-0.1	※2
						N ₂ O	0.645 kg-N ₂ O/t	298	-101	※2	
共同処理による増減										-808	

- ※1 電力使用に伴う排出係数の出典：環境省資料「平成25年度の電気事業者ごとの実排出係数・調整後排出係数等の公表について」電気事業者別のCO₂排出係数の代替値
- ※2 排出係数の出典：「特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令」
- ※3 「平成26年温室効果ガス排出量算定方法検討会廃棄物分科会」(第2回:平成27年1月6日)において議論され、了承された値である。
- ※4 温対法の地方公共団体実行計画や算定・報告・公表制度では計上対象外(燃料製品利用者において計上すること)とされている。
- ※5 温室効果ガス総排出量算定方法ガイドライン 平成23年10月
- ※6 し尿・浄化槽汚泥等の処理に伴うエネルギー消費・温室効果ガス発生に関する分析 用水と廃水 vol145 N04 2003

5-2-4. 固形燃料化技術のケーススタディ結果のまとめ

(1) 事業採算性

固形燃料化技術に関するケーススタディ結果の概要を表-5.20に示す。

固形燃料化技術は、中小規模よりも大規模で採算が取れる傾向にあり、本検討条件に基づくと消化工程がない場合では脱水汚泥の委託処分が有利となることが予測された。また、CASE3に見られるように、下水汚泥以外のバイオマスを受け入れることにより、より事業性が向上することが予想された。さらに、傾向として、規模が大きくなるほど嫌気性消化槽の導入が効果的となることを示している。

表-5.20 固形燃料化に関するケーススタディ結果の概要（事業費）

ケース設定		脱水汚泥の処理	総合経費 ^{※1} (百万円/年)
CASE1 比較的小規模 (処理水量：5万m ³ /日)	現況	委託処分（消化・なし）	379.2
	CASE1-0	焼却（消化・なし）	425.5
	CASE1-1	固形燃料化（消化・なし）	418.5
	CASE1-2	固形燃料化（消化・新設）	349.7 (376.7) ^{※2}
CASE2 比較的大規模 (処理水量：10万m ³ /日)	現況	焼却（消化・なし）	652.5
	CASE2-1	固形燃料化（消化・なし）	623.9
	CASE2-2	固形燃料化（消化・新設）	465.9
CASE3 比較的小規模 (処理水量：5万m ³ /日)	現況 CASE1と同じ	委託処分（消化・なし）	379.2
	CASE3 バイオマス受入	固形燃料化（消化・新設）	272.5 ^{※3}

※1 総合経費：国庫補助を考慮した経費

※2 ()内は脱水工程の縮減効果を見込まない場合

※3 CASE1-2' (376.7百万円/年)ーバイオマス受け入れによる費用削減効果 (87.1百万円/年)

(2) 温室効果ガス削減効果

ケーススタディ結果の概要をまとめて表-5.21 に示した。

固形燃料化技術の場合、製造された固形燃料製品を石炭代替燃料として利用することが可能であり、それによる温室効果ガス削減排出量を考慮した場合、いずれのケースにおいても現況（脱水汚泥埋立、あるいは焼却）に対し、大幅な温室効果ガス削減効果を有することが明らかとなった。

表-5.21 固形燃料化に関するケーススタディ結果の概要（温室効果ガス）

ケース設定		脱水汚泥の処理	温室効果ガス排出量 (t-CO ₂ /年)
CASE1 比較的小規模 (50,000m ³ /日)	現況	委託処分（消化・なし）	6,262
	CASE1-1	固形燃料化（消化・なし）	2,960(1,285) ※
	CASE1-2	固形燃料化（消化・新設）	2,246(-125) ※
CASE2 比較的大規模 (100,000m ³ /日)	現況	焼却（消化・なし）	10,579
	CASE2-1	固形燃料化（消化・なし）	5,968(2,568) ※
	CASE2-2	固形燃料化（消化・新設）	4,352(-391) ※
CASE3 比較的小規模 (50,000m ³ /日)	CASE3 バイオマス受入	固形燃料化（消化・新設）	1,652(-933) ※

※ () 内の数値は、製造された固形燃料製品を石炭代替利用することによる温室効果ガス削減量を差引き後の CO₂ 排出量

5-3. バイオガス利用ケーススタディ

5-3-1. CASE4（発電①：発電電力を場内利用する場合）

（1）検討の概要

本ケースは、嫌気性消化槽が稼動している処理場で、現状、バイオガスを消化槽の加温に利用しており、余剰ガスは焼却処分しており、余剰バイオガスの有効利用が求められている状況を想定する。この処理場に、バイオガスを利用した発電を行い、発電した電力を場内で利用したケースを検討する。バイオガスの発生量は、季節によって変動することから、その変動を考慮して、発電設備の容量、台数を設定する。また、発電の排熱回収を行い、現状、加温に利用されているバイオガスも有効利用して発電を行うことを想定する。

表-5.22 CASE4 で想定する自治体の課題と対応策等

項目	想定内容
自治体の課題	<ul style="list-style-type: none"> 消化槽を有しており、焼却処分している余剰バイオガスの有効利用が求められている。 処理場敷地には余裕があり、バイオガス発電施設の施設配置が可能である。
対応方針	バイオガスの有効利用を図る。
検討対象	バイオガス発電の新設

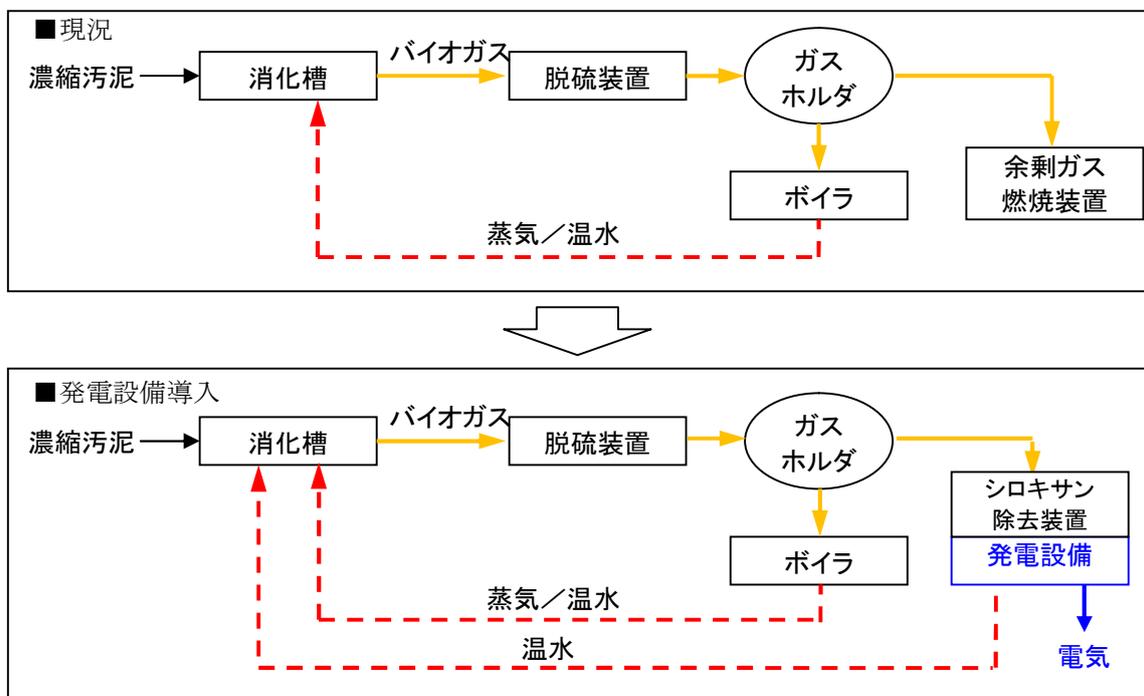


図-5.6 CASE4 における設備構成とフロー

(2) 検討条件

想定ケースを表-5.23に示す。処理場の規模は3ケースを想定した。

バイオガスの発生量及び加温ガス量の季節変動を考慮して、発電に利用するガス量、発電量を算出する。CASE4-1、CASE4-2では、バイオガスの季節変動に対応するために、小型の発電機を複数台設置する。CASE4-3、CASE4-4では、バイオガス量がCASE4-1、CASE4-2と比べて多くなることから、中型発電機を設置することとするが、CASE4-4ではバイオガス発生量季節変動に追従できるように、変動分は小型発電機で対応することとする。

また、常時発電している分の契約電力が下がることを想定して、基本料金の削減も便益として考慮する。

表-5.23 計算条件

項目	CASE4-1	CASE4-2	CASE4-3	CASE4-4	備考
日平均水量 (m ³ /日)	20,000	50,000	100,000	100,000	設定値
濃縮汚泥量 (m ³ /日)	110	290	580	580	設定値
バイオガス 発生量 (Nm ³ /日)	1,700	4,500	9,000	9,000	設定値
加温ガス/ バイオガスの 割合(%)	48.5	34.8	32.0	32.0	下水道統計 より
電力使用量 (千kWh/年)	3,440	10,000	16,000	16,000	下水道統計 より
契約電力 (kW)	610	1,600	2,700	2,700	下水道統計 より
発電機容量	25kW×5台	25kW×14台	280kW×2台	280kW×1台 25kW×16台	
発電機台数	バイオガスの季節変動から季節毎の運転台数を算出する。その際、発電に利用するガス量は、仮定した発電機台数の運転による排熱で消化槽加温を賄えるかを確認し、消化槽加温が不足する場合には、発電に利用するガス量を減らして、運転台数を調整する。				
発電の排熱 利用	消化槽加温				
便益とする 項目	<ul style="list-style-type: none"> ・発電による場内使用電力量の削減 ・発電による契約電力の低減 				

1) バイオガス量の算定

消化槽投入汚泥量、バイオガス量は、以下の式より算出した。

①消化槽投入汚泥量

生汚泥 = (流入 SS - 反応槽流入 SS) × 水量 × 10⁶ ÷ (100 - 濃縮生汚泥含水率) × 100

余剰汚泥 = { (a × 反応槽流入 S-BOD + b × 反応槽流入 SS - c × HRT/24 × MLSS) × 水量 × 10⁻⁶ } ÷ (100 - 濃縮余剰汚泥含水率) × 100

S-BOD の汚泥転換率 a : 0.5、SS の汚泥転換率 b : 0.95、自己分解率 c : 0.04、

流入 BOD : 200mg/L、流入 SS : 180mg/L、反応槽流入 BOD : 140mg/L、

反応槽流入 S-BOD : 93mg/L、反応槽流入 SS : 90mg/L、HRT : 8hr、

MLSS : 1500mg/L、濃縮生汚泥含水率 : 97%、濃縮余剰汚泥含水率 : 96%

②バイオガス量

バイオガス量 = 汚泥量 × 固形物濃度 3.5% × 有機物濃度 80% × ガス転化量 0.550Nm³/kgVS (投入 VS 当たり)

③加温ガスの割合

下水道統計 (H24) より、発電設備が導入されている施設のバイオガス量と加温ガス量から設定した。

④バイオガス量・加温ガス量・有効利用ガス量の季節変動

バイオガス、加温ガス量の季節変動は、ガス発電のアンケート調査結果を参考に月変動係数を仮定し、②、③で求めたバイオガス量と加温ガス量の年間平均値に変動係数を乗じて算出した。CASE4-1、CASE4-2、CASE4-3 の年間のバイオガス発生量、加温ガス量を図-5.7、図-5.8、及び図-5.9 に示す。

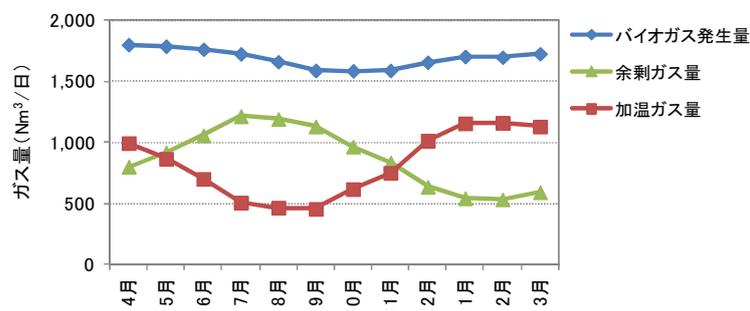


図-5.7 バイオガス量及び加温ガス量の年間変動 (CASE4-1)

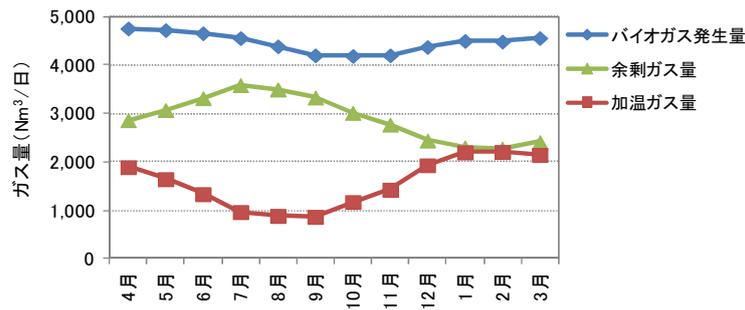


図-5.8 バイオガス量及び加温ガス量の年間変動 (CASE4-2)

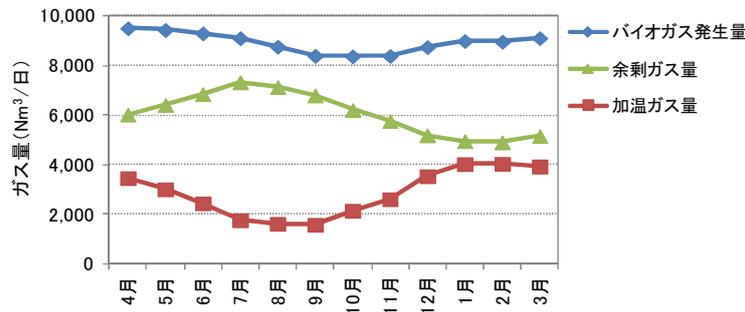


図-5.9 バイオガス量及び加温ガス量の年間変動 (CASE4-3、CASE4-4)

⑤消化槽加温に必要な熱量

消化槽の加温に必要な熱量は、現状の加温に使っているバイオガス量より、ボイラ効率を85%と仮定して、加温ガス量×バイオガス発熱量(メタン60%で21MJ/Nm³)×85%とした。

消化槽の加温には発電の排熱を利用するが、加温に必要な熱量を賄えるかを確認し、不足する場合には余剰ガスをボイラで燃焼し、それでも不足する場合には発電に利用するガス量を減らして(発電機の運転台数を減らして)、計算した。

2) 発電設備の条件

利用できるバイオガス量によって、設置できる発電機の容量、台数が異なる。発電機の仕様の一例を表-5.24に示す。

最近では、小型の発電機を複数台設置する事例もでてきていることから、CASE4-1、CASE4-2では、小型の発電機を複数台設置することとする。CASE4-3では、小型の発電機を複数台設置することも想定されるが、台数が30台以上と設置スペース等の課題もあると考えられるため、中型発電機を設置することとする。

発電機の台数は、原則として、同一容量による複数台の分割とするが、CASE4-4では、バイオガス発生量の季節変動に対応するため、280kW×2台のケースと、280kW×1台+25kW×複数台のケースを検討する。

表-5.24 発電設備の仕様（例）

	小型発電機	中型発電機	備考
出力	25kW（補機動力 1kW 込み）	280kW～	※1
発電効率	32%（メタン 65%時）	39%（メタン 65%時）	
排熱回収率	52%（メタン 65%時）	41%	
バイオガス消費量	13m ³ /h（メタン 60%時）	131m ³ /h（メタン 65%時）～	
負荷率	100%	100%	※2
稼働率	99%	95%	※3

※1：メーカーヒアリング、カタログ値より。

※2：本検討では、負荷変動は考慮しない。

※3：稼働率は、小型発電機は点検のため 1～2 日/年停止することを想定し、中型発電機は 10～14 日/年停止することを想定した。

3) コスト算定条件

①発電設備（小型）の建設費、維持管理費

建設費、維持管理費は自治体ヒアリング値を参考とする（4-8. 事業性の検討 p. 55 参照）。人件費については、処理場の維持管理業務全体に対して発電設備にかかる分を切り分けるのは難しいこと、通常の維持管理費業務の中で管理できると想定されることから、維持管理費に人件費は含んでいない。

②発電設備（中型）の建設費、維持管理費

発電機の建設費、維持管理費は、バイオガスのアンケート調査を整理した費用関数より算出する（4-8. 事業性の検討 p. 55 参照）。

ただし、アンケート調査のデータには、設備の詳細が不明であるため、シロキサン除去設備については、建設費は、250m³/h、20 百万円（出典：メタン発酵による消化ガス有効利用に関する共同研究 報告書 平成 22 年 3 月 財団法人 下水道新技術推進機構）として 0.6 乗則に基づいて設定し、維持管理費は、設備費の 15%（アンケート調査データより）と設定した。

なお、上記①と同様に、維持管理費に人件費は含んでいない。

③電気料金

常時発電している分の契約電力が下がることを想定して、基本料金の削減を見込む。

小型発電機を複数台設置する CASE4-1、CASE4-2、CASE4-3 では、発電機がトラブルで 1 台が停止しても、ほかの発電設備が稼働しているため、「常時運転台数－1 台」は、常に稼働しているとし、この分の契約電力が削減できるとし、基本料金の削減を見込む。

CASE4-3 では、280kW を 2 台設置しているため、点検時でも 1 台は常に稼働しているとし、この分の契約電力が削減できるとし、基本料金の削減を見込む。

基本料金は、電力会社の電気需給約款を参考に表-5.25 とした。なお、電力料金単価

は、14 円/kWh とする。

表-5.25 基本料金の設定

種別	契約電力	基本料金 契約電力 1kW につき
特別高圧電力 B	2,000kW 以上	約 1,510 円
高圧電力	500kW 以上 2,000kW 未満	約 1,560 円

出典：東京電力株式会社 電気需給約款

④国庫補助の適用

発電設備の建設費には、国庫補助（55%）を見込む。

3) 評価の考え方

各ケースの経済性は、技術導入により得られる便益 B と技術導入に必要な費用 C を比較し、 $B > C$ となる場合について、事業性ありと評価する。

$B = \text{年間の購入電力の削減分} + \text{基本料金の削減分}$

$C = \text{発電設備建設費（年価）} + \text{発電設備の年間維持管理費}$

(3) ケーススタディ結果

試算の結果を図-5.10、図-5.11、図-5.12、図-5.13 に示す。

消化槽が既設の処理場にバイオガス発電を導入した場合、処理場規模が 20,000m³/日、50,000m³/日、100,000m³/日において、発電設備の建設費年価（補助控除を見込む）と年間維持管理費よりも発電による購入電力費削減が大きくなり、バイオガス発電導入による効果があると試算された。

20,000m³/日、50,000m³/日では、小型発電機を複数台設置し、その建設費、維持管理費は最近の導入事例を反映した価格となっているため、小規模施設でも発電導入によるメリットが見られる結果となった。また、小型発電機を複数台設置することで、トラブル時に 1 台が停止しても、常時稼働している発電設備分の契約電力を削減できる可能性も考えられ、その分の基本料金の削減効果も大きいと考えられる。

100,000m³/日では、50,000m³/日よりも便益が若干小さくなった。大規模処理場での導入にあたっては、近年、PFI 方式が採用されている事例もあるため、事業方式も合わせて事業性を検討することで、更なる省コスト化が図れる可能性があると考えられる。また、CASE4-3 と CASE4-4 を比較すると小型発電機を複数台設置した CASE4-4 の方が、バイオガスの季節変動に応じて発電機を運転することができるため年間の発電電力量が多くなり、購入電力の削減効果が大きくなった。

また、発電機の導入検討にあたっては、次の項目も考慮することで、さらに導入効果

が大きくなることが考えられる。

- ①精製設備とガスタンクの更新とあわせて検討することで導入効果が大きくなるケースも考えられる。例えば、既設の脱硫設備とガスタンクが更新時期を迎え、高度精製設備と中圧ガスタンクに更新することを想定する。この場合の更新費用は既存施設を更新する場合と同程度と考えられる（導入自治体のヒアリングより）。発電機のコストについては、バイオガス用発電機と都市ガス用発電機では、汎用機の方が価格が安いいため、その分のコスト削減につながる。さらに、硫化水素やシロキサン等も精製設備にて除去されることから、これらの除去装置も不要となり、その分の設備費や維持管理費も削減できる。
- ②本ケーススタディは、発電排熱を消化槽の加温に用いる条件で試算を行った。発電排熱は、消化槽の加温に利用する以外にも、排熱温水を利用した冷暖房への活用も考えられる。例えば、夏季は消化槽の加温に必要な熱量が少なく、発電排熱に余剰がある場合では、発電排熱を冷房に利用することで、その分の都市ガスや電気使用量が削減され、燃料費の削減、温室効果ガスの削減が可能となる。発電の導入検討を行う際には、電力の利用だけでなく、発電排熱の利用も考慮して検討することで、より一層のエネルギー有効利用、温室効果ガス削減に繋がる。

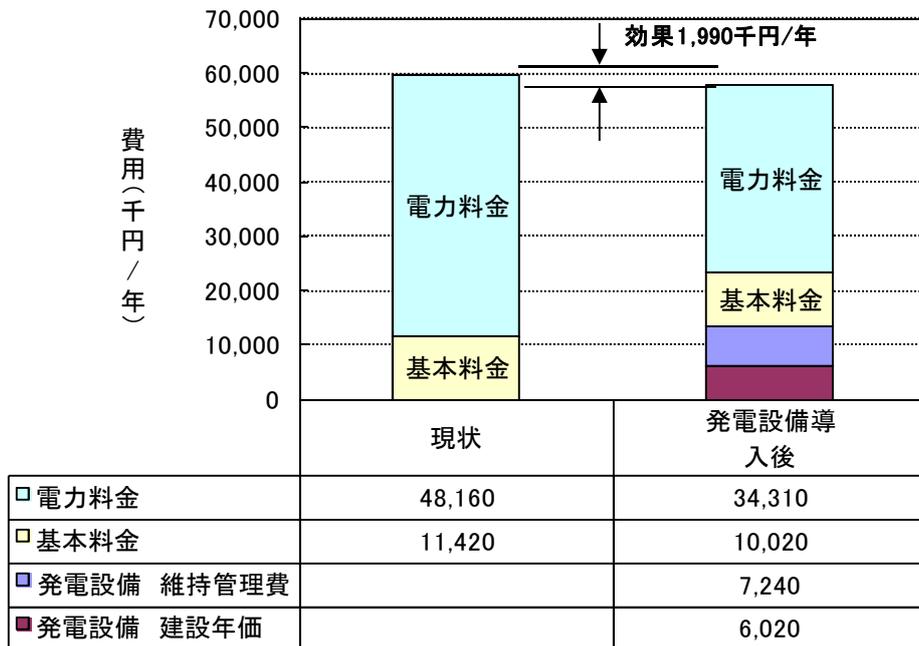


図-5.10 CASE4-1における費用対効果の算定結果 (20,000m³/日)

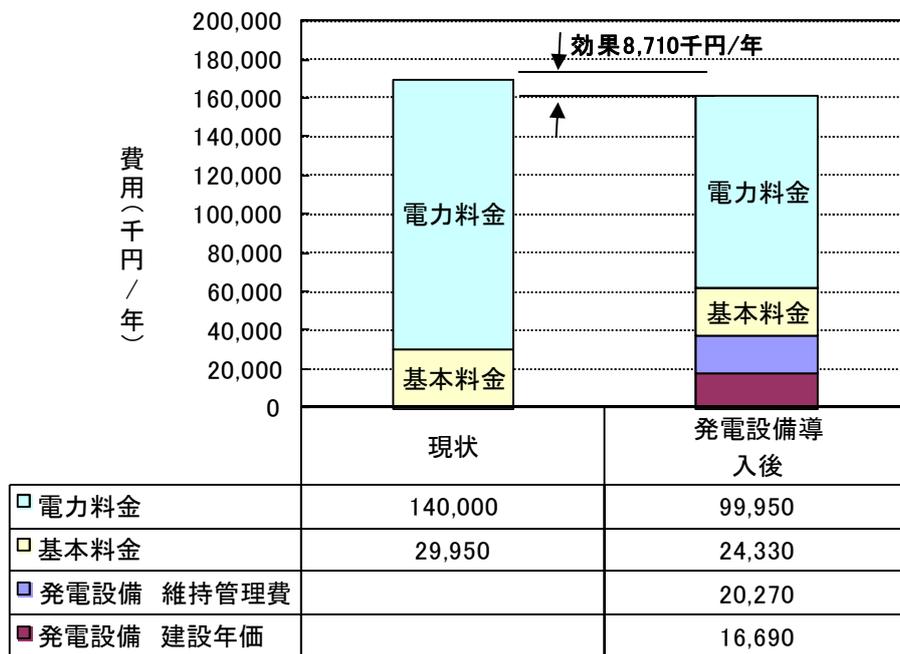


図-5.11 CASE4-2における費用対効果の算定結果 (50,000m³/日)

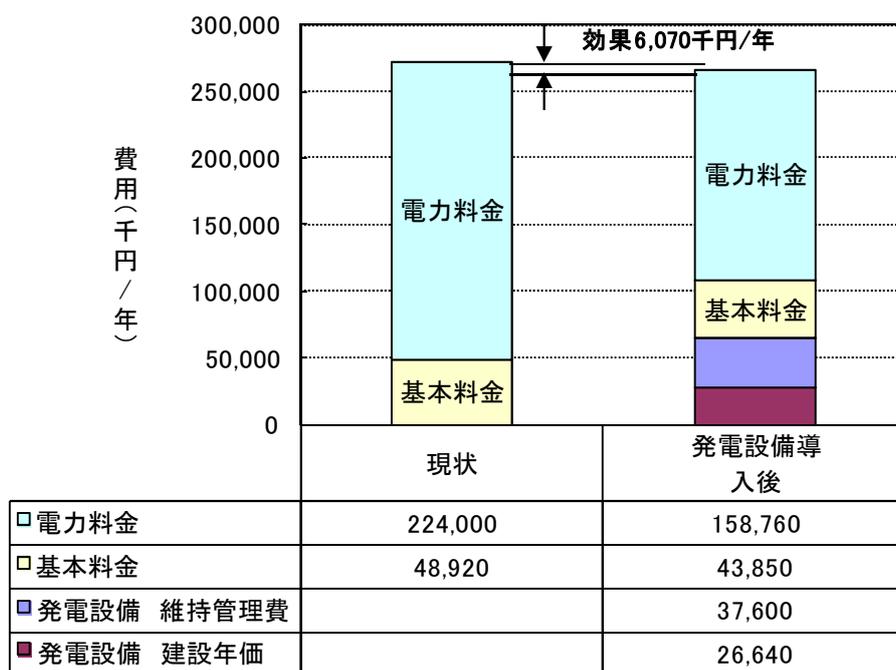


図-5.12 CASE4-3における費用対効果の算定結果 (100,000m³/日)

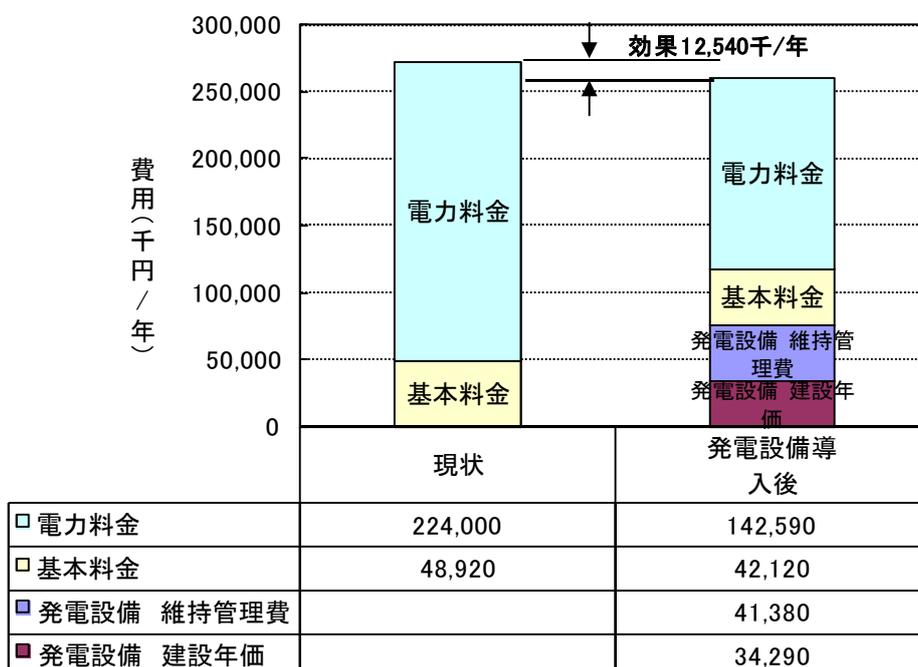


図-5.13 CASE4-4における費用対効果の算定結果 (100,000m³/日)

表-5.26 事業費算出結果 (CASE4 発電：発電電力を場内利用する場合)

		CASE4-1	CASE4-2	CASE4-3	CASE4-4	備考	
施設規模							
水量	m3/日	20,000	50,000	100,000	100,000	設定値	
濃縮汚泥	汚泥量(日平均)	m3/日	110	290	580	580	設定値
	汚泥濃度	%	3.5	3.5	3.5	3.5	設定値
	有機物濃度	%	80.0	80	80	80	設定値
	固形物量	t-DS/日	3.9	10.2	20.3	20.3	汚泥量×汚泥濃度(%)
バイオガス	バイオガス量	Nm3/日	1,690	4,470	8,930	8,930	設定値
	加温ガス量	Nm3/日	48.5%	34.8%	32.0%	32.0%	設定値、下水道統計より
電力	電力使用量	千kWh/年	3,440	10,000	16,000	16,000	設定値、下水道統計より
	契約電力	kW	610	1,600	2,700	2,700	設定値、下水道統計より
	電力料金	千円/年	48,160	140,000	224,000	224,000	電力使用量(千kWh/年)×14円
	基本料金単価	kW/円	1,560	1,560	1,510	1,510	契約電力1kW当たり
	基本料金	千円/年	11,420	29,950	48,920	48,920	契約電力kW×基本料金/kW×12ヵ月
発電設備	出力	kW	25	25	280	280	
	台数(常時)	台	4	13	2	1	消化ガスの季節変動を考慮
	台数(最大)	台	5	14	2	1	
	台数(平均稼働)	台	4.8	13.8	-	-	維持管理費の計算用
	出力	kW	-	-	-	25	バイオガスの季節変動対応として、中型発電機1台、小型発電機を複数台設置する
	台数(常時)	台	-	-	-	16	
	台数(最大)	台	-	-	-	17	消化ガスの季節変動を考慮
	台数(平均稼働)	台				16.8	維持管理費の計算用
	発電量	kWh/年	988,950	2,860,830	4,660,320	5,815,140	出力×運転台数×運転時間×稼働率
	発電設備建設費	機械・電気設備	百万円	164	460	680	925
土木・建築設備		百万円	9	15	150	77	
計		百万円	173	475	830	1,002	
建設費合計 年価換算値(補助控除)		千円/年	6,020	16,690	26,640	34,290	利率2.3%、耐用年数:機電15年、土建50年、補助率55%
発電設備維持管理費	千円/年	7,240	20,270	37,600	41,380		
事業費(建設費年価(補助控除)+維持管理費)	千円/年	13,260	36,960	64,240	75,670		
便益	購入電力削減	千円/年	13,850	40,050	65,240	81,410	発電量×14円/kWh
	基本料金削減	千円/年	1,400	5,620	5,070	6,800	契約電力削減kW×基本料金1,560円/kW×12ヵ月
	合計	千円/年	15,250	45,670	70,310	88,210	
収支	千円/年	1,990	8,710	6,070	12,540	削減効果分の費用-事業費	

(4) 温室効果ガス削減効果

表-5.27に、購入電力量の削減に伴う温室効果ガス排出量削減効果の算定結果を示す。いずれにおいても相応の削減効果が見込まれる。

表-5.27 温室効果ガス排出量削減効果の算定結果

	発電電力量 (kWh/年)	電力 CO ₂ 排出 係数 (t-CO ₂ /kWh)	地球温暖化 係数	温室効果ガス 排出削減量 (t-CO ₂ /年)
CASE4-1	988,950	0.000551	1	545
CASE4-2	2,860,830	0.000551	1	1,576
CASE4-3	4,660,320	0.000551	1	2,568
CASE4-4	5,815,140	0.000551	1	3,204

5-3-2. CASE5（発電②：発電電力を売電する場合）

（1）検討の概要

本ケースにおいては、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の導入を想定して、バイオマス発電による電力を 39 円/kWh(平成 26 年度調達価格)で売電されるとして、「消化槽既設＋発電設備新設」と「消化槽新設＋発電設備新設」について試算する。

消化槽を新設するケースでは、2-2. 対象技術とその概要 (2) 1) バイオガス回収技術 (p. 17) で示したように、消化によって汚泥固形物量が減り、後段の汚泥設備容量を小さくすることができるため、脱水機の更新費、汚泥処分費の低減も導入効果として加えて試算する。また、消化槽を新設する場合、下水汚泥以外のバイオマスを受け入れることで他事業との共同処理による効果が期待されることから、他のバイオマス受け入れを想定したケースでの試算も行った。

なお、本ケースでは発電した電力を売電するため、発電設備の建設費には国庫補助は見込まない。また、売電する電力は、発電した電力によって消化槽攪拌等に必要となる電力をまかなった上で売電するものとした。

本ケースにおけるバイオガスの条件は、表-5.28 に示すとおり前掲の CASE 4 の場合と施設規模を同じとして設定した。

表-5.28 計算条件

項目	CASE5-1			CASE5-2		CASE5-3		備考
	5-1-1	5-1-2	5-1-3	5-2-1	5-2-2	5-3-1	5-3-2	
消化槽	既設	新設	新設	既設	新設	既設	新設	
日平均水量 (m ³ /日)	20,000		20,000 + バイ オマス 受け入 れ	50,000		100,000		設定値
バイオガス 発生量 (Nm ³ /日)	1,700		1,700+ バイオ オマス由 来	4,500		9,000		設定値
加温ガス/バ イオガスの 割合(%)	46.6 (バイオマス受入の場合 は、下水由来の加温ガス量 から汚泥量比で加温ガス量 を算定した。)			39.4		35.0		下水道統計 より
電力使用量 (千 kWh/年)	3,440			10,000		16,000		下水道統計 より
契約電力 (kW)	610			1,600		2,700		下水道統計 より
発電機容量	25kW×5台		25kW ×5 台+ バイオ オマス由 来	25kW×14台		280kW×2台		
発電機台数	バイオガスの季節変動から季節毎の運転台数を算出する。 その際、発電に利用するガス量は、仮定した発電機台数の 運転による排熱で消化槽加温を賄えるかを確認し、消化槽 加温が不足する場合には、発電に利用するガス量を減らし て、運転台数を調整する。							
発電の排熱 利用	消化槽加温							
便益とする 項目	発電電力を場外へ売電する。							

(2) 検討条件

1) バイオガス量の算定

消化槽投入汚泥量、バイオガス量は、以下の式より算出した。

①消化槽投入汚泥量

5-3-1. CASE4 (発電①) p. 129 参照

②バイオガス量

5-3-1. CASE4 (発電①) p. 129 参照

③加温ガス/バイオガスの比率

5-3-1. CASE4 (発電①) p. 129 参照

④バイオガス量・加温ガス量・有効利用ガス量の季節変動

5-3-1. CASE4 (発電①) p. 129 参照

⑤消化槽加温に必要な熱量

5-3-1. CASE4 (発電①) p. 130 参照

2) 発電設備の条件

5-3-1. CASE4 (発電①) p. 130 参照

3) コスト算定条件

消化槽既設と消化槽新設のケースにおいて、コスト試算を行う範囲を表-5.29に示す。

表-5.29 コスト試算の範囲

項目	減少する費用	増加する費用
消化槽 既設	・売電による電力販売収入	・発電設備建設費、維持管理費
消化槽 新設	・売電による電力販売収入 ・消化による汚泥量減少による脱水 設備更新費の低減 ・消化による汚泥量減少による汚泥 処分費の低減	・消化槽建設費、維持管理費 ・消化による返流水負荷増加による 水処理の送風機増加電力

①発電設備の建設費、維持管理費

5-3-1. CASE4 (発電①) p. 131 と同様に算定した。なお、売電のための送電設備として発電設備建設費の10%を見込むものとした。

②消化槽の建設費、維持管理費

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル 国土交通省都市・地域整備局下水道部、社団法人 日本下水道協会 (平成16年3月)」の費用関数を用いる (4-8. 事業性の検討 p. 55 参照)。

③脱水機の建設費、維持管理費

「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル 国土交通省都市・地域整備局下水道部、社団法人 日本下水道協会（平成16年3月）」の費用関数を用いる。

④電気料金

売電価格は、39円/kWhとし、固定価格買取制度での実施事例を参考に、発電電力の内20%を消化槽攪拌機等で消費し、残りの80%を売電するものとした。

⑤汚泥処分費

消化槽を新設する場合は、脱水汚泥処分費の削減分を維持管理費削減分として考慮し、汚泥処分単価は16,000円/t-wetとする。

⑥水処理送風機の増加電力

消化槽新設の場合、返流水の窒素負荷、りん負荷が増加するものと想定される。そのため、水処理への負荷が上がり反応タンク送風量が増える可能性があるため、既設送風機能力を確認する必要がある。また、送風量が増えるため、ブロワ動力も高くなることが予想される。

増加負荷量と増加送風量及び送風機軸動力の計算は、「下水処理場へのバイオマス（生ゴミ等）受け入れの手引き 財団法人 下水道新技術推進機構 2010年3月」より、以下の式から試算した。

消化工程増設時の脱水ろ液の濃度を T-N1,000mg/l、T-P124mg/lとし、返流水中の増加するBODを完全に酸化し、窒素分を完全に硝化すると仮定し、増加する送風量 ΔQ (m³/分)は式1、増加する送風機軸動力 ΔL_S (kW)は式2より簡易的に計算する。

$$\Delta Q = 2.46 \times (0.6 \times CL_{BOD,R} + 4.57 \times CL_{KN,R}) \times 10^{-2} \dots \dots (1)$$

$$\Delta L_S = 2.83 \times (0.6 \times CL_{BOD,R} + 4.57 \times CL_{KN,R}) \times 10^{-2} \dots \dots (2)$$

ここで、

$CL_{BOD,R}$: 返流水の増加BOD量 (kg/日)

$CL_{KN,R}$: 返流水の増加ケルダール窒素量(≒T-N) (kg/日)

⑦国庫補助の適用

発電した電力を売電するため、発電設備の建設費には、国庫補助は見込まない。

消化槽、脱水機の建設費には、国庫補助55%を見込む。

4) 評価の考え方

各ケースの経済性は、技術導入により得られる便益Bと技術導入に必要な費用Cを比較し、 $B > C$ となる場合について、事業性ありと評価する。

①消化槽既設＋発電設備新設のケース

B=年間の売電収入

C=発電設備建設費（年価）+発電設備の年間維持管理費

②消化槽新設+発電設備新設のケース

B=年間の売電収入+年間の汚泥処分費削減分+脱水機の更新費の削減分

C=発電設備建設費（年価）+消化槽建設費（年価）+発電設備の年間維持管理費
+消化槽の年間維持管理費+水処理設備送風機の増加電力費

（3）ケーススタディ結果

試算の結果を図-5.14~19に示す。

消化槽が既設の処理場にバイオガス発電を導入した場合、処理場規模が20,000m³/日、50,000m³/日、100,000m³/日において、発電設備の建設費年価と年間維持管理費よりも発電による売電による収入が大きくなり、バイオガス発電導入による効果があると試算された。20,000m³/日、50,000m³/日では、小型発電機を複数台設置し、その建設費、維持管理費は最近の導入事例を反映した価格となっているため、小規模施設でも発電導入によるメリットが見られる結果となった。

消化槽を新設する場合は、売電による収入のほかに、脱水機更新費用の低減、汚泥処分費の低減の便益があり、消化槽の建設費と維持管理費よりも、売電収入と汚泥処分費削減費用が上回り、消化槽を新設しても、導入メリットがあると試算された。ただし、CASE5-1-2で消化施設を新設しても、当面、既存脱水施設を継続して使用していくことを想定すると、脱水施設でのコスト縮減が当面期待されない場合があることから、脱水施設でのコスト縮減を見込まないものとして、CASE5-1-2'を算定した。CASE5-1-2'の事業費は約-9百万円/年となった。

1) CASE5-1

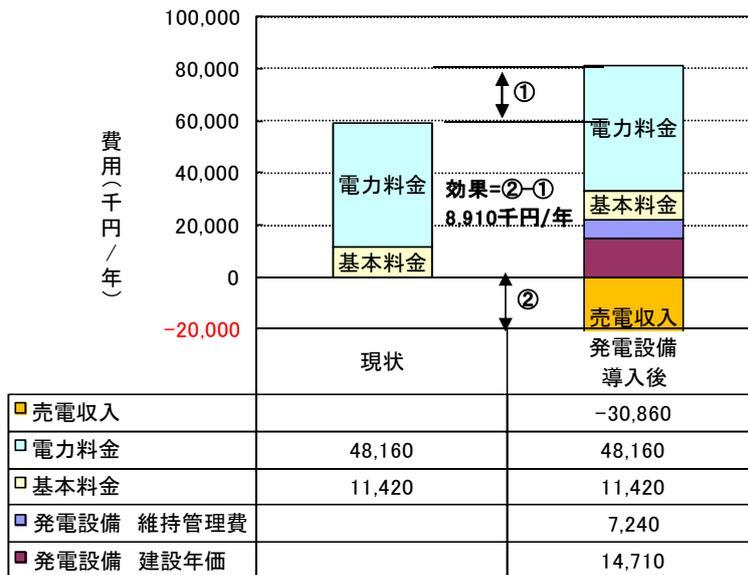


図-5.14 CASE5-1-1 の費用対効果の算定結果 (20,000m³/日、消化槽既設)

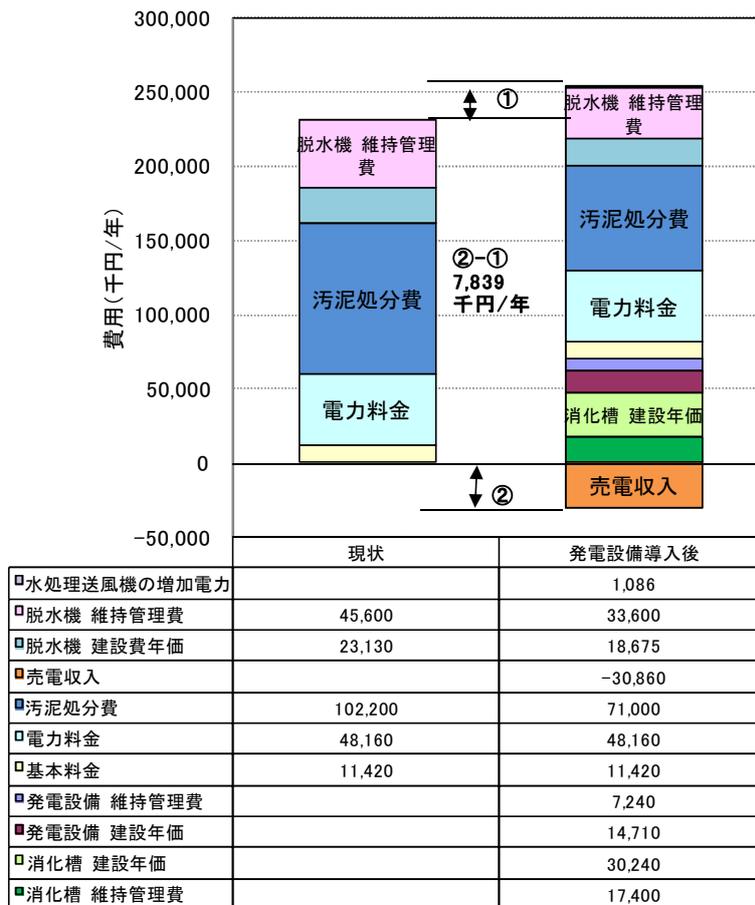


図-5.15 CASE5-1-2 の費用対効果の算定結果 (20,000m³/日、消化槽新設)

2) CASE5-2

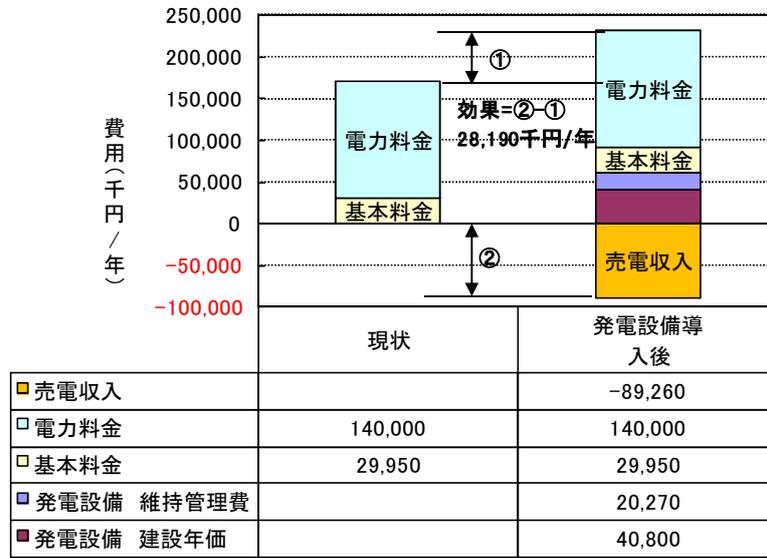


図-5.16 CASE5-2-1 の場合の費用対効果の算定結果 (50,000m³/日、消化槽既設)

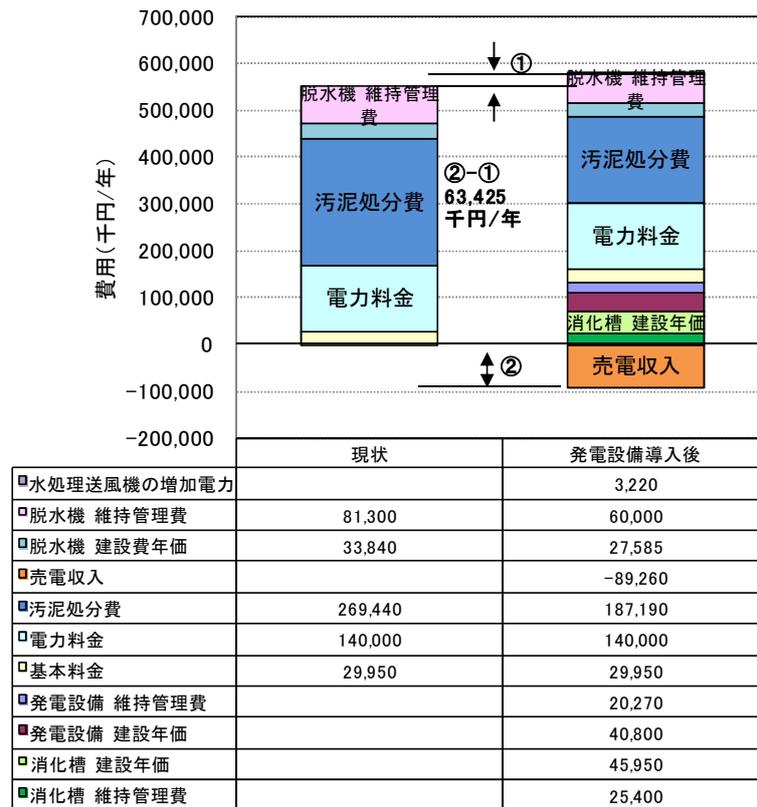


図-5.17 CASE5-2-2 の費用対効果の算定結果 (50,000m³/日、消化槽新設)

3) CASE5-3

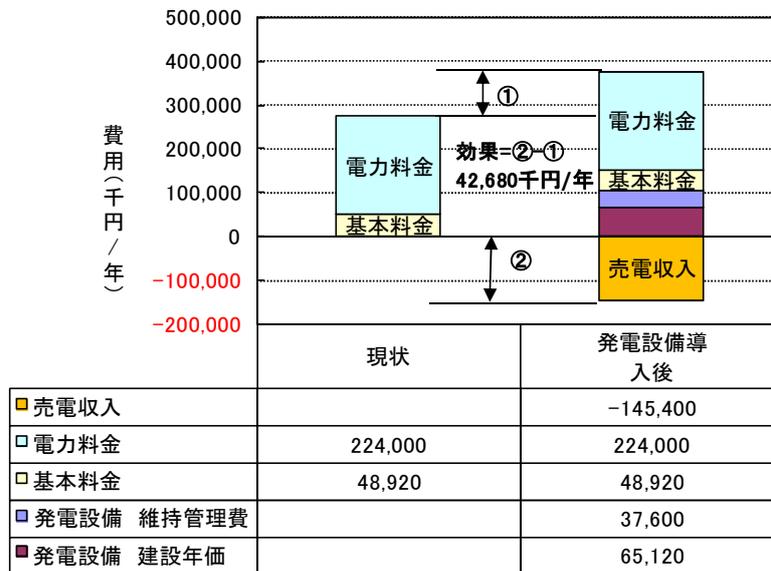


図-5.18 CASE5-3-1 の費用対効果の算定結果 (100,000m³/日、消化槽既設)

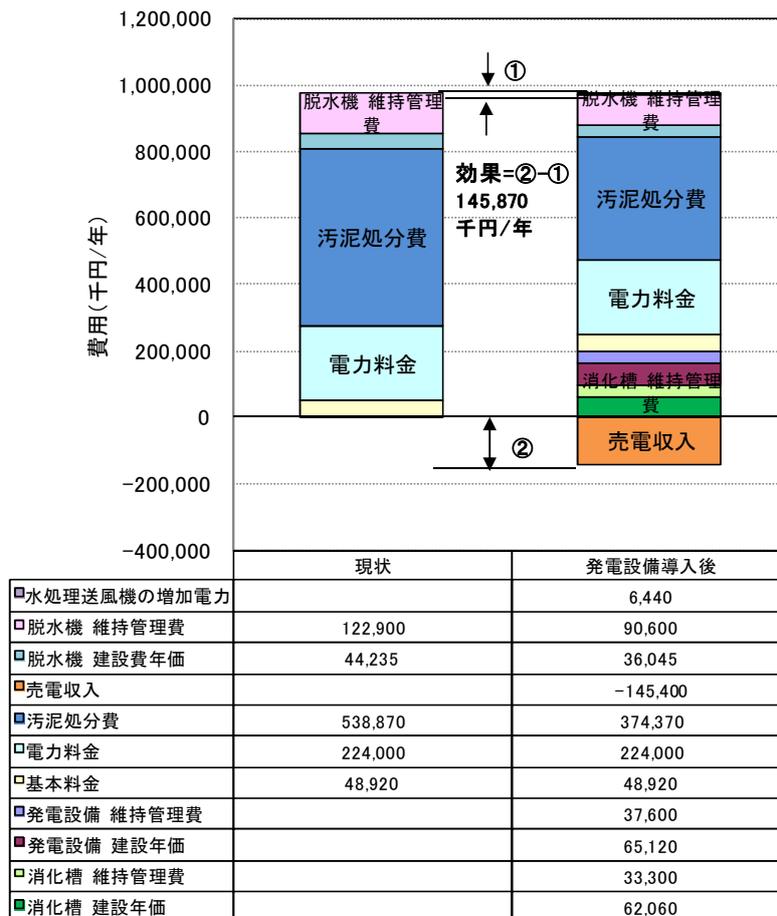


図-5.19 CASE5-3-2 の費用対効果の算定結果 (100,000m³/日、消化槽新設)

表-5.30 事業費算出結果 (CASE5 発電：発電電力を売電する場合)

		CASE5-1-1	CASE5-1-2	CASE5-1-2'	CASE5-2-1	CASE5-2-2	CASE5-3-1	CASE5-3-2	備考	
施設規模		消化槽既設	消化槽新設	消化槽新設	消化槽既設	消化槽新設	消化槽既設	消化槽新設		
水量	m3/日	20,000	20,000	20,000	50,000	50,000	100,000	100,000	設定値	
濃縮汚泥	汚泥量(日平均)	m3/日	110	110	290	290	580	580	設定値	
	汚泥濃度	%	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	設定値	
	有機物濃度	%	80	80	80.0	80	80	80	設定値	
	固形物量	t-DS/日	3.9	3.9	3.9	10.2	10.2	20.3	汚泥量×汚泥濃度(%)	
バイオガス	バイオガス量	Nm3/日	1,690	1,690	1,690.0	4,470	4,470	8,930	設定値	
	加温ガス量	Nm3/日	48.5%	48.5%	0.5	34.8%	34.8%	32%	設定値、下水道統計より	
消化汚泥	有機物量(日平均)	t-VS/日	1.5	1.5	1.5	10.2	10.2	20.3	濃縮汚泥量×有機物濃度	
	固形物量(日平均)	t-DS/日	2.3	2.3	2.3	8.1	8.1	16.2	固形物量×有機物濃度	
脱水汚泥	含水率	%	81	81	81.0	81	81	81	設定値	
	汚泥量(日平均)	t-wet/日	12.2	12.2	12.2	32.1	32.1	64.1	固形物量÷[(100-含水率)/100]	
電力	電力使用量	千kWh/年	3,440	3,440	3,440	10,000	10,000	16,000	設定値、下水道統計より	
	契約電力	kW	610	610	610	1,600	1,600	2,700	設定値、下水道統計より	
	電力料金	千円/年	48,160	48,160	48,160	140,000	140,000	224,000	電力使用量(千kWh/年)×14円	
	基本料金単価	kW/円	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,510	契約電力1kW当たり	
	基本料金	千円/年	11,420	11,420	11,420	29,950	29,950	48,920	契約電力kW×基本料金/kW×12ヵ月	
発電設備	出力	kW	25	25	25	25	25	280		
	台数(常時)	台	4	4	4	13	13	2		
	台数(最大)	台	5	5	5	14	14	2	消化ガスの季節変動を考慮	
	台数(平均稼働)	台	4.8	4.8	4.8	13.8	13.8	-	維持管理費の計算用	
	発電量	kWh/年	988,950	988,950	988,950	2,860,830	2,860,830	4,660,320	出力×運転台数×運転時間×稼働率	
発電設備建設費	機械・電気設備	百万円	164	164	164	460	460	680		
	土木・建築設備	百万円	9	9	9	15	15	150		
計	百万円	173	173	173	475	475	830			
建設費合計(年価換算値(補助無し)C1)	千円/年	14,710	14,710	14,710	40,800	40,800	65,120	65,120	利率2.3%、耐用年数:機電15年、 土建50年	
発電設備維持管理費C2	千円/年	7,240	7,240	7,240	20,270	20,270	37,600	37,600		
消化タンク建設費	土木建築施設	億円	-	5.2	5.2	-	8.7	-	12.7	Y(億円)=0.169Qd ^{0.539} × (107.2/97.6) ^{※1}
	機械設備	億円	-	6.1	6.1	-	8.9	-	11.6	Y(億円)=0.516Qd ^{0.385} × (107.2/97.6) ^{※1}
	計	億円	-	11.3	11.3	-	17.6	-	24.3	
建設費合計(年価換算値(補助控除)C3)	千円/年	-	30,240	30,240	-	45,950	-	62,060	利率2.3%、耐用年数:機電15年、 土建45年、補助率55%	
消化タンク維持管理費C4	千円/年	-	17,400	17,400	-	25,400	-	33,300	Y(百万円/年)=0.171(Qd×0.8 × 365) ^{0.390} ※1	
脱水機更新費	土木建築施設	億円	-	3.1	3.1	-	4.7	-	6.5	Y(億円)=0.227 × Qd ^{0.444} × (107.2/97.6) ^{※1}
	機械設備	億円	-	3.9	3.9	-	5.7	-	7.3	Y(億円)=0.434 × Qd ^{0.373} × (107.2/97.6) ^{※1}
	計	億円	-	7.0	7.0	-	10.4	-	13.8	
建設費合計(年価換算値(補助控除))	千円/年	-	18,675	18,675	-	27,585	-	36,045	利率2.3%、耐用年数:機電15年、 土建50年、補助率55%	
脱水機維持管理費	千円/年	-	33,600	33,600	-	60,000	-	90,600	Y(百万円/年)=0.039*(Qd×0.8 × 365) ^{0.596} ※1	
汚泥処分費	千円/年	-	71,000	71,000	-	187,190	-	374,370	16,000円×汚泥処分量	
水処理送風機の増加電力C5	千円/年	-	1,086	1,086	-	3,220	-	6,440		
便益	電力販売収入B1	千円/年	30,860	30,860	30,860	89,260	89,260	145,400	145,400	売電量×39円/kWh
	脱水機更新費削減効果(補助控除)B2	千円/年	-	4,455	-	-	6,255	-	8,190	消化による汚泥量減少による脱水設備更新費の低減分
	脱水機維持管理費削減効果B3	千円/年	-	12,000	-	-	21,300	-	32,300	消化による汚泥量減少による脱水設備更新費の低減分
	汚泥処分費削減分B4	千円/年	-	31,200	31,200	-	82,250	-	164,500	消化による汚泥量減少による泥処分費の低減分
事業費C(C1+C2+C3+C4+C5)	千円/年	21,950	70,676	70,676	61,070	135,640	102,720	204,520		
便益B(B1+B2+B3+B4)	千円/年	30,860	78,515	62,060	89,260	199,065	145,400	350,390		
収支	千円/年	8,910	7,839	-8,616	28,190	63,425	42,680	145,870		

※1: バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル 国土交通省都市・地域整備局下水道部社団法人 日本下水道協会(平成16年3月)より

※2: 下水処理場へのバイオマス(生ごみ等)受け入れの手引き 財団法人 下水道新技術推進機構 2010年3月 より

※3: CASE5-1-2'は、脱水工程での縮減を見込まない場合

(4) 温室効果ガス削減効果

1) 算定条件

①消化工程の電力

消化工程電力消費は、設計事例から、投入濃縮汚泥量 1 m³ 当たり 5.3kWh として算定した。

②脱水機の電力

消化工程を増設した場合は、脱水機の電力増加による温室効果ガス排出量の増加分を算定した。脱水機の消費電力は、「高効率型圧入式スクリーブレス脱水機技術マニュアル 財団法人 下水道新技術推進機構 2006年3月」の試算例から設定した。

脱水機消費電力： 5.8kWh／t-wet（直脱）
20 kWh／t-wet（消化脱水）

2) 算定結果

表-5.31 に、バイオガス発電に伴う温室効果ガス排出量削減効果の算定結果について示す。いずれにおいても前掲の CASE4 の結果と同じ削減効果が見込まれる。

表-5.31 温室効果ガス排出量削減効果の算定結果

	発電電力量 (kWh/年)	消化工程 の電力消 費 (kWh/ 年)	脱水機の 増加電力 (kWh/年)	水処理 送風機の 増加電力 (kWh/年)	CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /kWh)	地球 温暖化 係数	温室効果 ガス排出 量削減量 (t-CO ₂ /年)
CASE5-1-1	988,950	-	-	-	0.000551	1	545
CASE5-1-2	988,950	212,795	51,705	77,594	0.000551	1	356
CASE5-2-1	2,860,830	-	-	-	0.000551	1	1,576
CASE5-2-2	2,860,830	561,005	136,314	229,987	0.000551	1	1,065
CASE5-3-1	4,660,320	-	-	-	0.000551	1	2,568
CASE5-3-2	4,660,320	1,122,010	272,627	459,973	0.000551	1	1,546

(5) CASE5-1-3 複合バイオマス受け入れ

1) 検討の概要

消化槽新設の場合、下水汚泥以外のバイオマスを受け入れることで他事業との共同処理による効果が見込まれることから、CASE5-1-2に加えて複合バイオマスを受け入れた場合を試算する。受け入れるバイオマスとしては、事業系生ごみ、し尿、浄化槽汚泥を対象とする。生ごみについては、下水処理施設へ受け入れることで、生ごみの持つエネルギーをバイオガスとして取り出し、有効利用することができる。し尿処理施設も下水道と同様に多くのエネルギーを消費する施設であることから、施設の老朽化に伴う改築・更新時期には、下水処理施設と連携することで、経済性や環境性の面での効率的なシステムを検討する必要がある。

2) 検討条件

①設定条件

本ケースでは、処理場の現有能力 33,000m³/日（日最大 25,000m³/日、日平均 20,000m³/日）、その都市の人口を 85,000 人と設定した。

生ごみについては、人口 85,000 人程度の他都市の例を参考に、事業系可燃ごみが 13t/日排出されるとし、生ごみ比率 30%、排出率 85%とし、事業系生ごみ量として 3.3t/日受け入れることを想定する。し尿、浄化槽汚泥については、下水道普及率を 90%と設定した。設定条件を以下に示す。

表-5.32 バイオマス受け入れの設定条件

【CASE 5-1-3】

人口	85,000	人	
下水道	76,500	人	90%
し尿汲み取り	4,250	人	5%
浄化槽	4,250	人	5%

【終末処理場】

(1) 水処理

■水処理施設諸元

現有処理能力	33,000	m ³ /日	日最大
--------	--------	-------------------	-----

■水処理実績

晴天時日最大汚水量	25,000	m ³ /日	日平均÷0.8
晴天時日平均汚水量	20,000	m ³ /日	

(2) 汚泥処理施設

■汚泥処理施設諸元

汚泥処理フロー	濃縮→消化→脱水→処分
---------	-------------

【受入バイオマス】

項目	値	単位	備考	
家庭系生ごみ	日平均	0.0	t-wet/日	
事業系生ごみ	日平均	3.3	t-wet/日	
し尿	日平均	9.8	kℓ/日	2.3 ℓ/(人・日)
浄化槽汚泥※	日平均	7.9	kℓ/日	1.85 ℓ/(人・日)

※浄化槽汚泥原単位は、合併：2.6L・日、単独：1.1L/人・日とし、人口割合を1：1として平均したもの

3) コスト算定条件

「下水処理場へのバイオマス（生ごみ等）受け入れの手引き 財団法人 下水道新技術推進機構 2010年3月」に従って行うものとする。

経済性の評価において、下水処理費用の積算範囲、ごみ処理費用の積算範囲、し尿処理費用の積算範囲を表-5.33、表-5.34、表-5.35に示す。

表-5.33 下水処理費用積算対象項目（▲：費用増加、◎：費用減少）

	項目	内容（網掛けを対象とする）
建設費	▲導入施設建設費	受入・前処理設備、ガス利用設備（ガスホルダ、発電設備等）、（増設又は新設する）消化設備・脱水設備
	▲既施設改造費	・ポンプ、配管類の増強（費用小→対象外）
運転費	▲導入施設運転費	・薬品費、労務費（規模により現状下水道維持管理要員で対応可能等、詳細な検討が必要なため対象外） ・電力費、点検補修費
	▲既施設運転費の変化分	消化設備運転費（電力費等）、脱水設備運転費（電力費、薬品費等）（費用小→対象外）
	▲既施設運転費の変化分	水処理送風機設備の電力量の増加
	◎既施設運転費の変化分	バイオガス発電による売電収入の増加
その他	▲前処理異物処分費	受け入れバイオマス由来の増加分
	▲脱水汚泥処分費	受け入れバイオマス由来の増加分

※開業費用、固定資産税・都市計画税・消費税、保険費用、金融費用（借入金利・借入手数料）は含まず

※水処理反応タンクへの送風量の増加は、既設送風機で対応できるものと仮定した

表-5.34 ごみ処理費用積算対象項目（▲：費用増加、◎：費用減少）

	項目	内容（網掛けを対象とする）
建設費	◎焼却施設建設費	下水道受け入れ生ごみ分の焼却施設建設費
収集運搬費	▲生ごみ分別収集費	生ごみとその他可燃ごみと分けて収集するため、人件費、燃料費等が増加 （収集方法等の詳細な検討が必要であることから対象外）
運転費	◎焼却施設運転費	下水道受け入れ生ごみ分の焼却施設運転費
運転費	◎焼却施設運転費	生ごみがなくなることによる補助燃料削減費

表-5.35 し尿処理費用積算対象項目（▲：費用増加、◎：費用減少）

	項目	内容（網掛けを対象とする）
建設費	◎し尿処理施設建設費	下水道受け入れし尿等の処理施設建設費
収集運搬費	▲し尿等の収集費	し尿等を収集し、下水処理場へ搬送 （収集方法等の詳細な検討が必要であることから対象外）
運転費	◎し尿処理施設運転費	下水道受け入れし尿等の処理施設運転費

4) 計算結果

① バイオガス発生量

生ごみ及びし尿、浄化槽汚泥受け入れによって増加するバイオガスを試算する。生ごみ 3.7t/日、し尿 9.8kL/日、浄化槽汚泥 7.9kL/日を受け入れることで、バイオガス発生量は 2,267Nm³/日（日平均）になると試算された。

表-5.36 生ごみ受け入れによるガス発生量（日平均）

記号	項目			根拠	単位	生ごみ	し尿	浄化槽汚泥	濃縮汚泥	総合	備考	
						事業系						
a	受入条件	受入	受入物	搬入量	$c \div (1-A)$	t-wet/日	3.7	9.8	7.9	110.0	131.3	
b			異物量	$a \times A$	t-wet/日	0.4	0.07	0.02	0.0	0.5		
c		消化タンク	投入物	湿重量	設定値	t-wet/日	3.3	9.7	7.8	110.0	130.9	
d				固形物量	$c \times B$	t-DS/日	0.7	0.1	0.1	3.9	4.8	
e				水分量	$c - d$	t/日	2.6	9.6	7.8	106.2	126.1	
f				有機物量	$d \times C$	t-VS/日	0.7	0.1	0.1	3.1	3.9	
g				固形物濃度	$d \div c$	%	—	1.5	1.0	3.5	3.7	
A	計算条件	受入	受入物	異物割合	設定値	%	10	0.7	0.3	0		
B			消化タンク	投入物	固形物濃度(TS)	設定値	%	22.0	1.5	1.0	3.50	
C		有機物濃度(VS)			設定値	%-TS	94.0	60.0	80.0	80.0		TS当たり
D		ガス発生		有機物分解率	設定値	%	80.0	50.0	40.0	50.0		投入VS当たり
E				消化ガス転化量	設定値	Nm ³ /kg-VS	0.740	0.50	0.35	0.550		投入VS当たり
F				メタンガス低位発熱量	一般値	kJ/Nm ³	35,739	35,739	35,739	35,739		1cal=4.18J
G				メタン濃度	設定値	%	60	70.0	65.0	60		
H		ガス発熱量	$F \times G$	kJ/Nm ³	21,443	25,017	23,230	21,443	112,578			
L	脱水機	脱水汚泥含水率	設定値	%	81	81	81	81	81			
①	計算結果	消化タンク	分解有機物量	$f \times D$	t-VS/日	0.55	0.04	0.03	1.54	2.16		
②				消化汚泥	有機物量	$f - ①$	t-VS/日	0.14	0.04	0.04	1.54	1.76
③			固形物量		$② + (d - f)$	t-DS/日	0.18	0.10	0.05	2.31	2.65	
④		ガス発生	発生量	$f \times E \times 1000$	Nm ³ /日	507	44	22	1,694	2,267		
⑤			全熱量	$H \times ④ \div 1000$	MJ/日	10,878	1,093	510	36,325	48,806		
⑧	脱水機	投入汚泥量	$=c$	t-wet/日	3.3	9.7	7.8	110.0	130.9			
⑨		投入汚泥濃度	$③ \div ⑧$	%	—	1.1	0.7	2.1	2.0			
⑩		脱水汚泥量	$③ / (1-L)$	t-wet/日	0.95	0.54	0.28	12.2	13.93			
⑪		脱水汚泥固形物量	$=③$	t-DS/日	0.18	0.10	0.05	2.31	2.65			
⑫		脱水ろ液量	$c - ⑩$	m ³ /日	2.36	9.17	7.56	97.84	116.93			

②経済性

バイオマス受け入れによって、表-5.33、表-5.34、表-5.35 に示した費用について、増加分、削減分を試算した。

経済性の試算結果を図-5.20、表-5.37 に示す。建設費については、国庫補助を考慮するものとし、MICS 事業及び新世代下水道支援事業が適用可能な施設は国交省補助とし、ごみ処理施設及びし尿処理施設は環境省補助とした。下水道での建設費、維持管理費が増加するが、ごみ処理施設の更新費、し尿処理施設の更新費の削減効果が大きく、経済効果は、国庫補助を考慮した場合で年間約 1,600 万円の削減になると試算された。

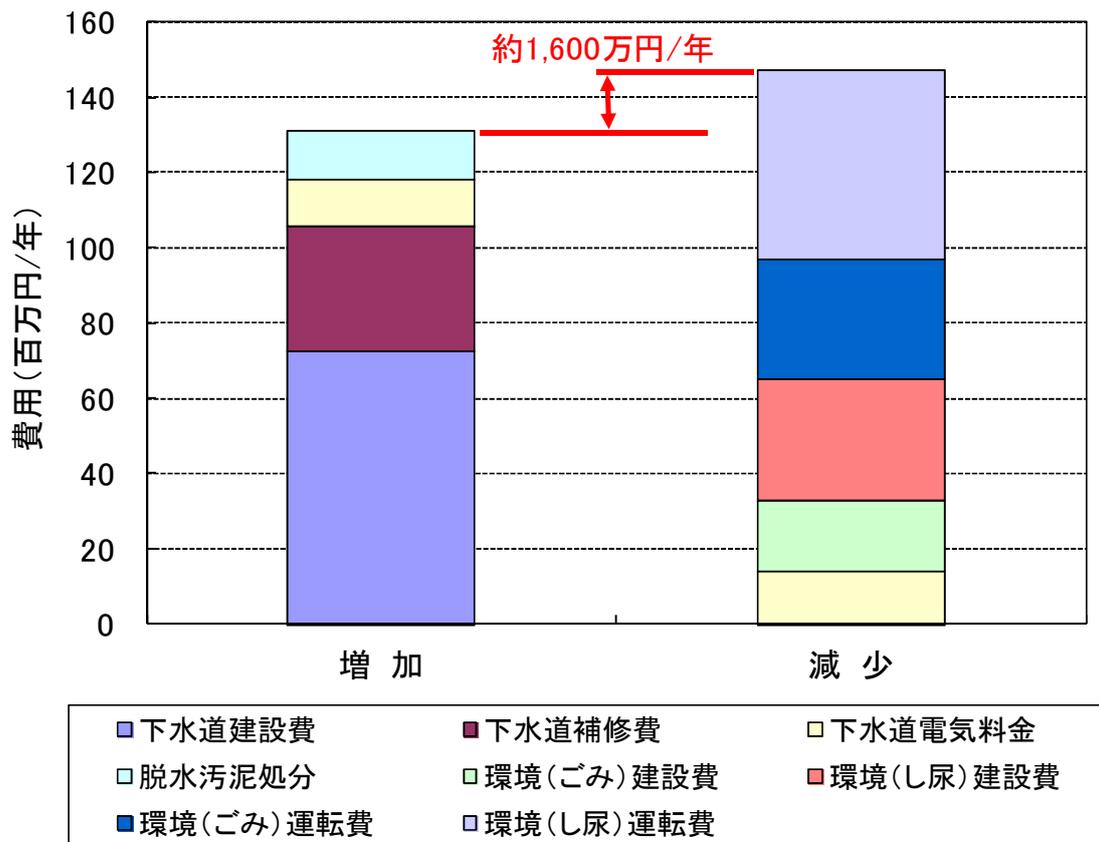


図-5.20 バイオマス受け入れによる費用対効果の算定結果
(20,000m³/日、消化槽新設) CASE5-1-3

表-5.37 バイオマス受け入れによる費用削減効果(1/2)

建設費	建設費	生ごみ前処理 (生ごみ搬入量)	土木	億円	集約処理		備考			
					費用増加	費用減少				
下水道	建設費	生ごみ前処理 (生ごみ搬入量)	土木	億円	0.87		(日最大処理量)			
			建築	億円	1.90					
			機械設備	億円	3.55					
			電気設備	億円	1.17					
				合計	億円	7.49				
		し尿等前処理	土木・建築	億円	1.64		(日最大処理量)			
			機械設備	億円	2.47					
			電気設備	億円	0.73					
			合計	億円	4.84					
		混合設備1 (下水汚泥+し尿,浄化槽)	土木・建築	億円	0.34		(下水日最大×0.8+し尿 浄化槽日最大)×1日 槽容量(m3) 130			
			機械設備	億円	0.58					
			電気設備	億円	0.11					
			合計	億円	1.04					
		混合設備2 (下水汚泥+生ごみ)	土木・建築	億円	0.17		(下水日最大×0.2+生ご み日最大)×1日 槽容量(m3) 41			
			機械設備	億円	0.36					
			電気設備	億円	0.06					
			合計	億円	0.60					
		混合設備3 (下水汚泥+し尿,浄化槽 +生ごみ)	土木・建築	億円	0.40		(日最大処理量1日間) 槽容量(m3) 171			
			機械設備	億円	0.65					
			電気設備	億円	0.13					
			合計	億円	1.18					
		脱硫装置	建設費	億円	0.10		消化ガス生ごみ+し尿分			
		発電設備	機械電気	億円	0.66		受入量の増加分を算定			
			土木・建築	億円	0.01					
			合計	億円	0.67					
		ガスホルダ	建設費	億円	1.24		消化ガス生ごみ+し尿分 の0.5日分			
		消化設備	土木	億円	0.2		受入量の増加分を費用関数で 算定			
			機械	億円	0.1					
			合計	億円	0.3					
		脱水設備	土木	億円	0.1		"			
			機械	億円	0.1					
			合計	億円	0.2					
		建設年価	建設年価	生ごみ前処理	土木	百万円/年	3.3			
					建築	百万円/年	7.3			
					機械設備	百万円/年	22.3			
					電気設備	百万円/年	9.3			
						合計	百万円/年	42.3		
				し尿等前処理	土木・建築	百万円/年	6.3			
					機械設備	百万円/年	15.5			
					電気設備	百万円/年	5.8			
					合計	百万円/年	27.7			
				混合設備1 (下水汚泥+し尿,浄化槽)	土木・建築	百万円/年	1.3			
機械設備	百万円/年				3.6					
電気設備	百万円/年				0.9					
合計	百万円/年				5.9					
混合設備2 (下水汚泥+生ごみ)	土木・建築			百万円/年	0.7					
	機械設備			百万円/年	2.3					
	電気設備			百万円/年	0.5					
	合計			百万円/年	3.4					
混合設備3 (下水汚泥+し尿,浄化槽 +生ごみ)	土木・建築			百万円/年	1.6					
	機械設備			百万円/年	4.1					
	電気設備			百万円/年	1.0					
	合計			百万円/年	6.7					
脱硫装置	建設費			百万円/年	0.8					
発電設備	機械電気			百万円/年	4.1					
	土木・建築			百万円/年	0.0					
	合計			百万円/年	4.2					
ガスホルダ	建設費			百万円/年	9.8					
消化設備	土木			百万円/年	0.6					
	機械			百万円/年	1.6					
	合計			百万円/年	2.2					
脱水設備	土木			百万円/年	0.3					
	機械			百万円/年	0.8					
	合計			百万円/年	1.2					
建設年価 (国庫補助 控除)	建設年価 (国庫補助 控除)			生ごみ前処理	百万円/年	42.3				
				し尿等前処理	百万円/年	12.5		国交省(MICS)		
				混合設備1	百万円/年	2.6		"		
				混合設備2	百万円/年	1.8		国交省(新世代)		
				混合設備3	百万円/年	3.1		"		
				脱硫装置	百万円/年	0.4		"		
				発電設備	百万円/年	4.2		"		
				ガスホルダ	百万円/年	4.5		"		
				消化設備	百万円/年	1.0		"		
				脱水設備	百万円/年	0.5		"		
計	百万円/年	72.9								

表-5.37 バイオマス受け入れによる費用削減効果(2/2)

				集約処理		備考	
				費用増加	費用減少		
下水道	運転費	補修費	生ごみ前処理	百万円/年	15.4		異物込み
			し尿等前処理	百万円/年	5.5		
			混合設備1	百万円/年	1.3		
			混合設備2	百万円/年	0.8		
			混合設備3	百万円/年	1.4		
			脱硫設備	百万円/年	0.8		消化ガス生ごみ分
			発電設備	百万円/年	2.9		消化ガス全量
			ガスホルダ	百万円/年	1.5		消化ガス生ごみ分
			消化設備	百万円/年	0.5		
			脱水設備	百万円/年	2.9		
	合計	百万円/年	33.0				
	電気料金	消費	生ごみ前処理	kWh/年	166,070		
			し尿等前処理	kWh/年	302,005		
			混合設備1	kWh/年	104,207		
			混合設備2	kWh/年	58,786		
			混合設備3	kWh/年	119,185		
			水処理送風機	kWh/年	119,234		
			合計	kWh/年	869,488		
			料金	百万円/年	12.2		14円/kWh
発電			電力量	kWh/年		362,061	
電力販売			百万円/年		14.1	39円/kWh	
脱水汚泥等処分費(異物+脱水汚泥増加分)		百万円/年	13.0		16000円/t		
ごみ・し尿処理	建設費	ごみ処理施設	土木・建築	億円		1.1	全体の25%と設定
			機械・電気	億円		3.4	全体の75%と設定
			合計	億円		4.5	異物含まず*
		し尿処理施設	土木・建築	億円		1.9	全体の25%と設定
			機械・電気	億円		5.8	全体の75%と設定
			合計	億円		7.8	
	建設年価	ごみ処理施設	土木・建築	百万円/年		3.9	
		し尿処理施設	機械・電気	百万円/年		24.4	
		合計	百万円/年		28.3		
		し尿処理施設	土木・建築	百万円/年		6.7	
	建設年価(国庫補助控除)	ごみ処理施設	土木・建築	百万円/年		18.9	環境省補助
		し尿処理施設	機械・電気	百万円/年		32.3	環境省補助
		計	百万円/年		51.2		
	運転費	ごみ処理施設	ごみ処理費	百万円/年		26.6	22000円/t
燃料費			百万円/年		5.1		
合計			百万円/年		31.8		
し尿処理施設		ごみ処理費	百万円/年		50.2	7800円/k1	
		燃料費	百万円/年				
		合計	百万円/年		50.2		
事業費計		百万円/年	162.4	172.9			
差し引き		百万円/年	-10.5				
事業費計(国庫補助控除)		百万円/年	131.1	147.3			
差し引き(国庫補助控除)		百万円/年	-16.2				

5-3-3. CASE 6（ガス導管直接注入）

（1）検討の概要

本ケースは、嫌気性消化槽が稼働している下水処理場で、ガス精製装置を導入して精製ガスを都市ガス用として導管注入するものである。ここでは、その効果を従来とおりの脱硫装置とガスホルダを更新する場合と比較して紹介する。

検討の対象範囲を表-5.38に示す。

表-5.38 CASE6における検討

	単純更新	バイオガス精製+都市ガス利用
検討の範囲	[脱硫・ガス貯留設備の更新] 既存の脱硫装置、ガスホルダと同じ設備を更新することとし、ガス有効利用は行わないため、ガス有効利用の建設費、維持管理費、事業収入はない。	[バイオマス精製・導管注入] 脱硫装置、ガスホルダ（中圧）、導管接続設備に更新し、ガス有効利用による事業収入を考慮する。

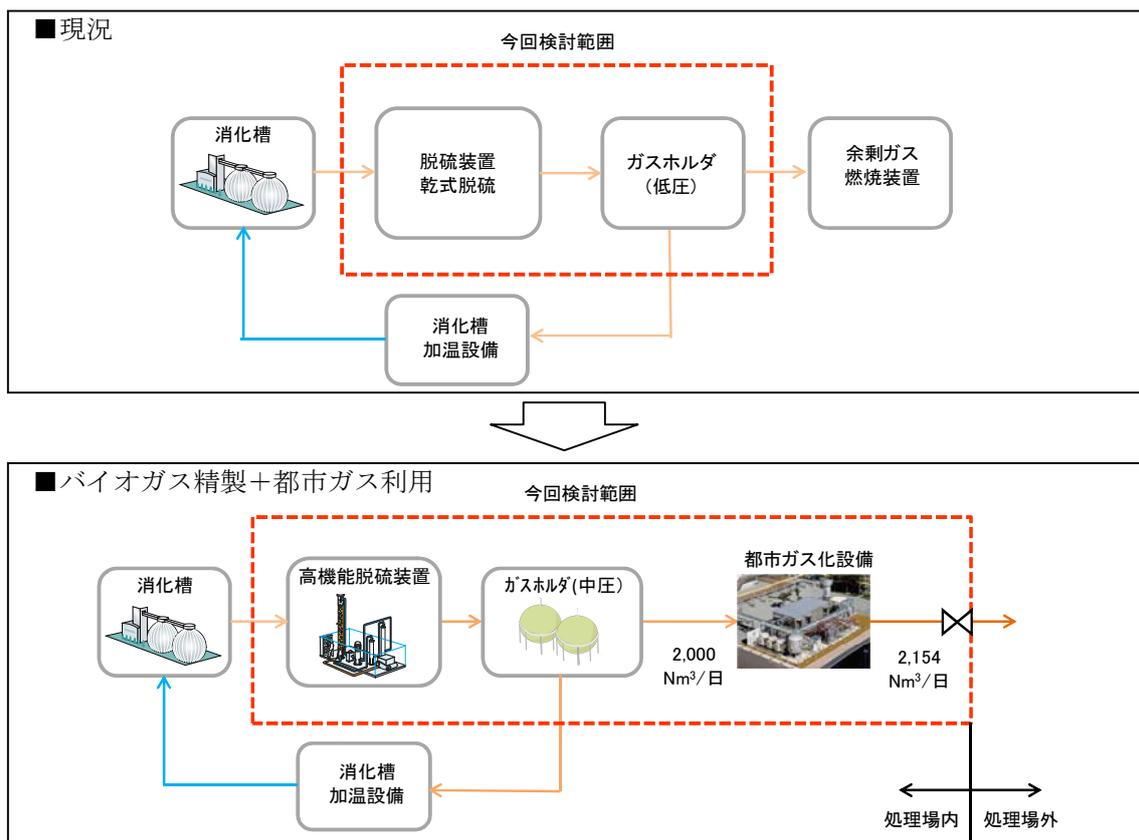


図-5.21 CASE6における設備構成とフロー

(2) 検討条件

1) バイオガスの設定

本ケースにおけるバイオガスの条件を表-5.39 に示す。本ケースは、バイオガス 5,000Nm³/日を精製して、メタン濃度 97%のバイオ天然ガス 3,000Nm³/日を製造し、この約 1/3 を消化槽の加温用に、残りの約 2/3 を都市ガス用とするものであり、都市ガス導管注入のためにプロパン添加による熱量アップと付臭剤添加を行う。同規模の従来法の条件を表-5.40 に示す。

表-5.39 CASE6 におけるバイオガスの条件

	バイオガス	バイオ天然ガス	加温用ガス	都市ガス原料	販売ガス
ガス量 (Nm ³ /日)	5,000	3,000	1,000 (1/3と仮定)	2,000	2,154 (プロパン添加)
メタン濃度 (%)	60	97	97	97	90

表-5.40 CASE5 における対照系 (従来法) のバイオガス条件

	バイオガス	脱硫ガス	加温ガス	余剰ガス
ガス量 (Nm ³ /日)	5,000	5,000	1,666	3,333
メタン濃度 (%)	60	60	60	60

2) コスト算定条件

①検討範囲

- ・ 精製したガス (メタン 97%のバイオ天然ガス) 量の 2/3 を都市ガス化設備にて、都市ガスレベルに精製するため、導入効果の試算範囲を合わせる必要がある。よって、高機能脱硫装置、ガスホルダ (中圧) に関わる建設費、維持管理費は、都市ガス化設備で利用するガスに係る費用とし、ガス量比 (2/3) とする。
- ・ 機械設備は、一式を含む。
- ・ 電気設備は、付属の動力制御盤以降 (2次側) を検討範囲とし、動力制御盤まで (1次側) は含まないものとする。
- ・ 土木・建築設備は含まないものとする。ただし、都市ガス化設備の土木工事、基礎工事、建屋建築工事、建築機械/電気工事は含む。
- ・ 土木工事は地杭打ちや地盤改良等の特殊事情は含まないものとする。また、建屋はユニットハウス等の簡易なものとし、屋内設置が必要な機器のみを納める。
- ・ 処理場外の都市ガス管敷設は場外の敷設状況に左右されることから検討に含まない。

い。

- ・ 全工事費(機器費×1.3)の30%分には、据付工事原価(直接工事費+間接工事費)、設計技術費、一般管理費等を含む。

②都市ガス化設備に供給されるガスの性状

都市ガス化設備に供給されるガスの性状は、表-5.41に示すとおりであり、本ケースでは高圧水吸収法によるガス精製法を適用する。

表-5.41 都市ガス化設備入口ガス基準

項目	基準
メタン	97% 以上
硫化水素	0.1ppm 以下
シロキサン	1mg/Nm ³ 以下
ガス圧力	0.5MPaG 以上

③都市ガス化設備で調整されるガスの性状

都市ガス化設備では、都市ガス会社で定められたバイオガス購入要領に示されている基準値まで調整するものとする。

④国庫補助の適用

脱硫装置、ガスタンク、都市ガス化設備の建設費には、国庫補助(55%)を見込む。

⑤維持管理費

- ・ ユーティリティー費はメーカーヒアリングによる。(電力単価：10円/kWh、上水：200円/m³、LPG：81円/kg、ろ過水：無償)
- ・ 設備の運転日数は、355日/年とする。
- ・ 既存施設の更新と比較すること、都市ガス化設備が増加しても通常の維持管理業務の中で管理できることが想定されることから、維持管理費に人件費は含まない。
- ・ 現在、ガス導管注入の導入事例は1箇所であり、経済産業省の補助により建設され、技術/運用面の課題抽出と解決法については継続調査(10年間の補助事業実績と2会計年度の効果検証の報告が必要)されている。このために、維持管理費は現時点の参考値である。

⑥ガスの販売価格

各ガス会社にてバイオガス購入要領が定められており、購入要領では、当該バイオガスの購入量と同規模の需要におけるガス販売価格相当を目安として、個別条件に応じて算定すると記載されており、バイオガス購入価格は、ガス会社との協議によって決まる。

また、現在、導管注入の導入事例のあるガス会社では、「平成 22 年 4 月 1 日から平成 27 年 3 月 31 日までにバイオガスの受渡しを新たに開始する場合には、受渡し開始後 10 年間に限り、通常の購入価格に同等額を加算した価格を適用する特別措置を講ずる。」といった導入を促進する措置が取られている例もある。

ガス販売価格は、ガス会社によって異なるが、大手都市ガス会社における大口供給のガス販売価格（ケーススタディで扱うガス量と同等規模）の平均値は約 60 円/Nm³（平成 21 年度）である。

バイオガスの販売価格は個別協議によって決まるが、大口供給のガス販売価格を 60 円/Nm³と想定し、導入事例のあるガス会社における導入促進の特別措置が適用されると想定した場合、バイオガス販売価格は 60～120 円/Nm³になると想定される。よって、本検討では、バイオガス販売価格は 90 円/Nm³として試算を行う。

⑦評価の考え方

現状の脱硫設備とガスホルダを更新する事業費（年価）に対し、高機能脱硫装置、中圧ガスホルダ、都市ガス化設備の導入に要する事業費（年価）を比較し、現況を下回る場合について事業性ありと評価する。

（3）ケーススタディ結果

事業費の算出結果を表-5.42 に示す。

本ケースは、バイオガス：5,000m³/日を精製して、3,000m³/日のバイオ天然ガスをとし、バイオ天然ガスの 2,000m³/日を既設の都市ガス管に供給する場合について検討したものである。同じバイオガス発生量のガス系統施設を従来とおりに更新（単純更新）すると、建設費：185 百万円、維持管理費：16 百万円/年と総額年価にして約 31 百万円/年と見積もられた。これに対して、都市ガス管へ供給するケースでは、建設費：343 百万円、維持管理費：40 百万円/年、総額年価：68 百万円/年となり、従来単純更新の 2.2 倍のコストとなった。しかし、本ケースでは、都市ガスへの供給料金で事業費を賄うとすることができる。その場合の都市ガス供給料金は当該都市ガス会社との協議により決定されるものであるが、本検討では 90 円/Nm³を想定し、その事業収入は 68.8 百万円/年となる。さらに、この場合は従来必要としていた単純更新の経費が賄える上に、地域における資源利用に貢献することになる。

ガス導管注入の事業性を確保するためには、経済性のほかに、利用先までの距離、建築基準法などの法令による制約等といった地域特性を考慮して、適用を決める必要がある。

表-5.42 事業費算出結果 (CASE6 ガス導管注入)

		単純更新		バイオガス精製+都市ガス利用		
項目		機器名称 仕様及び数量	金額 (千円)	機器名称 仕様及び数量	金額 (千円)	
建設費	機器費	脱硫設備	乾式脱硫装置 250Nm ³ /h×1基	46,000	バイオ天然ガス化設備 (高機能脱硫)一式	240,000
		ガス貯留設備	低圧ガスホルダ 2,500Nm ³ ×1基	270,000	中圧ガスホルダ 1,500Nm ³ ×2基	76,000
		有効利用設備	—	—	都市ガス化設備 2,000Nm ³ /日 一式	270,000
		小計	316,000	—	586,000	—
	概算 機械設備工事費		全工事費 410,800 (機器費×1.3) 補助費 225,940 (55%) 負担費 184,860 (45%)	—	全工事費 761,800 (機器費×1.3) 補助費 418,990 (55%) 負担費 342,810 (45%)	—
	場外導管敷設費		—	—	検討範囲外	—
	計(A)		184,860	—	342,810	—
維持管理費	ユーティリティー 費用	脱硫設備：脱硫剤交換費 8,310千円/年 (バイオガス中の硫化水素濃度を800ppmと 仮定)	8,310千円/年	脱硫設備：電力費、油脂 6,245千円/年 都市ガス化設備：電力、上水、分析計器校正 /標準ガス、LPG、付臭剤 14,553千円/年	20,798千円/年	
	補修費用 (法定点検含む)	脱硫・貯留設備補修費 7,584千円/年	7,584千円/年	脱硫装置補修費 3,025千円/年 ガス貯留設備解放点検 533千円/2基/年 (5年以内に1回、その後10年以内に1回 実施) 都市ガス化設備補修費 10,829千円/年 (微量成分除去、熱量調整、分析機器、付臭 装置、LPGバルク法定点検)	14,387千円/年	
	ガス分析費用	ガス分析費 100千円/年 (脱硫前後それぞれ1回/年)	100千円/年	ガス分析費 5,208千円/年 (ガス事業法に定めるNH ₃ /T-S/H ₂ Sの分析1 回/週、シロキサン分析4回/年)	5,208千円/年	
	計(B)	15,994千円/年	15,994千円/年	40,393千円/年	40,393千円/年	
	建設費 ($A \times \{i+i/(i+1)^n-1\}$) 利率 <i>i</i> =2.3% 耐用年数 <i>n</i> =15年		14,715千円/年	—	27,288千円/年	—
維持管理費(B)		15,994千円/年	—	40,393千円/年	—	
事業収入		0千円/年	—	68,820千円/年	—	
実質年間費用		▲30,709千円/年	—	1,139千円/年	—	

(4) 温室効果ガス削減効果

ガス有効利用設備について温室効果ガスの削減効果を試算した結果、ガス精製・注入で消費される電力やプロパン等の増加要因を考慮して、1,210 t-CO₂/年と見積もられた。従来の単純更新ではガスの有効利用が行われないために、削減効果はゼロである。

(参考) 検討の規模が異なる場合

本技術の実施例は1箇所しかないとことから、施設規模が異なる場合の予測は難しい。このため、1箇所の実績値から目的の規模の建設費と維持管理及び温室効果ガス発生量の概略を求める方法を次に示す(メーカーヒアリングより、概ね次式に則ると仮定する)。

1) 建設費

建設費は、次式に示すように 0.3 乗に則ると仮定する。

$$C_{(e)} = C_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)^{0.3}$$

ここで、 $C_{(e)}$: 求める施設規模の建設費 (¥)

$C_{(c)}$: 既知の施設規模の建設費 (¥)

$Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})

$Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})

2) 維持管理費

維持管理費は、次式に示すように 0.4 乗に則ると仮定する。

$$O_{(e)} = O_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)^{0.4}$$

ここで、 $O_{(e)}$: 求める施設規模の維持管理費 (¥)

$O_{(c)}$: 既知の施設規模の維持管理費 (¥)

$Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})

$Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})

3) 温室効果ガス発生量

温室効果ガスの発生量は、基本的に処理量に比例すると考えて良いことから、次式に示すように施設規模に正比例するものと仮定する。

$$G_{(e)} = G_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)$$

ここで、 $G_{(e)}$: 求める施設規模の温室効果ガス発生量 (MT^{-1})

$G_{(c)}$: 既知の施設規模の温室効果ガス発生量 (MT^{-1})

$Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})

$Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})

5-3-4. CASE 7（ガス運搬）

（1）検討概要

本ケースは、嫌気性消化タンクが稼働している下水処理場で、余剰ガスが発生している場合であって、その余剰ガスを精製して圧縮ガスとして容器に充填し、場外に搬送、外部利用する形態である。検討の対象範囲及びフローを図-5.22に示す。

バイオガスは、近隣の利用施設にて灯油代替の燃料として利用することを想定して便益を試算する。

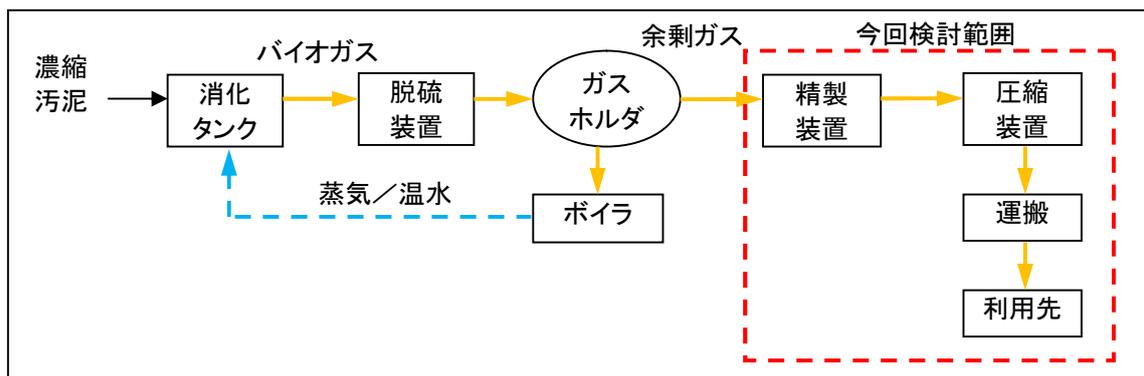


図-5.22 CASE7における検討対象範囲・フロー

（2）検討条件

1) 対象ガス量の設定及び設備構成

本ケースにおけるガス量の条件を表-5.43に、設備構成とフローを図-5.23に示す。本ケースは、余剰バイオガス 2,400Nm³/日をメタン濃度 95~96%まで精製し、精製ガス 1,200 Nm³/日を圧縮して、720Nm³のトレーラー車で運搬利用する。運搬先は、1日当たり2箇所、その距離は1箇所当り10km（往復）を想定する。

表-5.43 CASE7における検討条件

項目	単位	値	備考
バイオガス			
発生ガス量	Nm ³ /日	3,600	1/3は消化タンクの加温に利用する。
余剰ガス量	Nm ³ /日	2,400	余剰分を精製、運搬に利用する。
メタン濃度	%	60	
精製ガス			
精製ガス量	Nm ³ /日	1,200	回収率80%
	Nm ³ /年	360,000	
メタン濃度	%	95~96	
精製設備、運搬設備			
稼働日数	日/年	300	運搬設備：720Nm ³ のトレーラー 1日当たり2箇所供給、1回の運搬距離10km（往復）

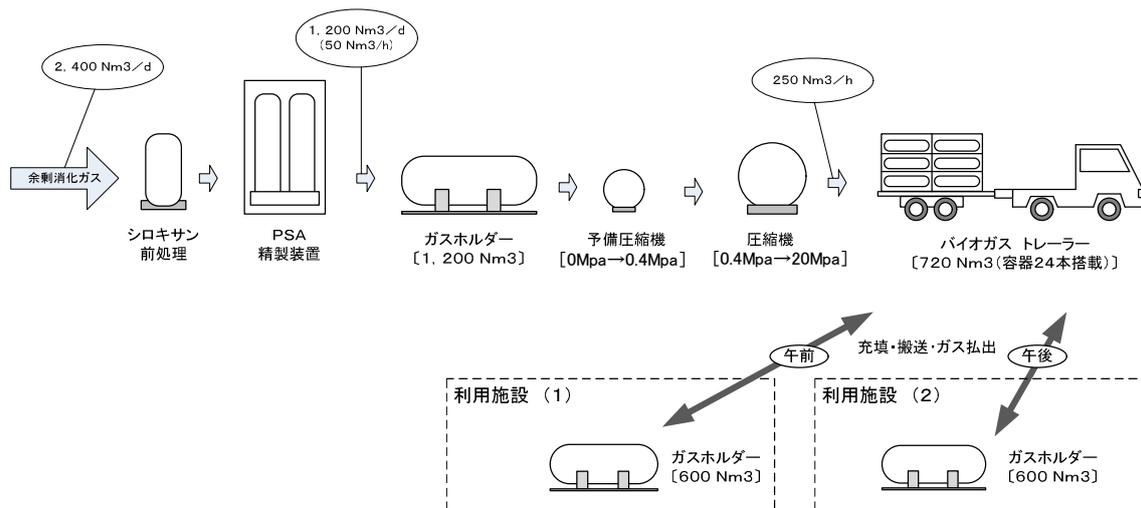


図-5.23 CASE7における設備構成とフロー

施設の管理基準として、PSA装置入側ガスについて表-5.44に、バイオガストレーラー入側ガスについて表-5.45に示す。

表-5.44 精製装置(PSA)入側ガスの管理基準

管理項目	基準
硫化水素	10 ppm 以下
シロキサン (総量)	0.4ppm 以下 (5 mg/Nm ³ 以下)

表-5.45 バイオガストレーラ入口ガスの管理基準

管理項目	基準
メタン	85%以上
二酸化炭素	15%以下
酸素	1%以下
硫化水素	10ppm 以下
窒素	1%以下
一酸化炭素	1 ppm 以下
露点	-60℃以下

※高圧ガス保安協会の認証条件

2) コスト設定条件

①前処理設備

「メタン発酵による消化ガス有効利用に関する共同研究報告書 財団法人 下水道新技術推進機構 (H22年3月)」より、バイオガス量 $250\text{Nm}^3/\text{h}$ (20 百万) として 0.6 乗則に基づいて設定した。なお、設備能力は利用ガス量 $\times 1.2$ 倍とした。

②ガス精製、ガスホルダ、圧縮設備、運搬設備

メーカーヒアリングの価格を参考に建設費、維持管理費を算出する。なお、設定条件は以下とする。

- ・ 建屋、据付調整費、電源工事費、配管工事費は場所やレイアウトによって変わると考えられるが、本ケースでは、工事費 = 機器費 $\times 1.3$ 倍と仮定した。
- ・ 工事費に、間接工事費 (仮設費、現場管理費、据付間接費)、一般管理費は含まない。
- ・ 輸送トラックの積載質量は 2t とし、価格、維持管理費は、建設機械等損料表に従った。
- ・ 設備の稼働日数は、300 日/年とする。
- ・ 維持管理費には、運搬トレーラーの運行と設備メンテナンスにかかる人件費を含む。
- ・ 電力単価は 14 円/kWh とする。
- ・ 輸送トラックの燃料費は、年間輸送回数 $\times 1$ 回の輸送距離 10km (往復) \div 燃費 5km/L \times 軽油価格とし、軽油価格は 120 円/kL とした (日本エネルギー経済研究所 石油情報センターHP より、産業用軽油格調査の H26 年平均値)。

なお、設備の耐用年数は、ガス精製設備、圧縮設備、ガスホルダについては一律 15 年とし、運搬設備については、「バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル 国土交通省都市・地域整備局 社団法人、日本下水道協会 (H16 年 3 月)」では、トラックの耐用年数は 8.9 年、建設機械等損料表 (H20 年) では 11 年となっているため、これらを参考に 10 年と設定した。

③バイオガスの燃料代替価値

ボイラの燃料としては灯油が一般的に利用されていることから、供給するバイオガスを灯油代替として使用したと仮定して便益を試算する。

バイオガスの発熱量と灯油の発熱量から、バイオガスを灯油代替として利用した場合の灯油使用量を換算し、この量に灯油価格を乗じて、代替効果とした。ただし、燃料の違いによる設備仕様の違いまでは考慮していない。

④国庫補助の適用

処理場内で利用する前処理設備、精製設備、ガスホルダ、圧縮設備の建設費について国庫補助 (55%) が得られると仮定した。

3) 評価の考え方

ガス運搬に要する事業費（年価）に対し、バイオガスを灯油代替として利用した場合の価値を想定し、その価値が事業費より上回る場合について、事業性ありと評価する。

(3) ケーススタディ結果

事業費の算出結果を表-5.46 に示す。

建設費は 8,400 千円/年（補助控除）、維持管理費は 15,700 千円/年となり、事業費としては 24,100 千円/年と見積もられた。

ボイラの燃料としては灯油が一般的に利用されていることから、供給するバイオガスが灯油の代替として使用したとして便益を試算する。算出結果を表-5.47 に示す。バイオガス（メタン 95%）の発熱量を $34\text{MJ}/\text{Nm}^3$ 、灯油の発熱量を $36.7\text{MJ}/\text{Nm}^3$ とすると、バイオガスの精製量 $360,000\text{Nm}^3/\text{年}$ から、灯油換算量 $334\text{kL}/\text{年}$ 、その購入経費 $37,400$ 千円/年と試算された。事業収支は、灯油代替価値 $37,400$ 千円/年－事業費 $24,100$ 千円/年＝ $13,300$ 千円/年となり、事業性はあると判断される。

表-5.46 事業費算出結果

項目	単位	値	備考
補助率	%	55%	建設費の55%の補助が得られるものと仮定。
シロキサン除去装置			
建設費	千円	12,900	バイオガス量250Nm ³ /h(@20 百万)として0.6乗則に基づいて設定、設備能力: 利用ガス量×1.2倍(メタン発酵による消化ガス有効利用に関する共同研究報告書(H22年3月))
維持管理費	千円/年	1,935	設備費の15%と仮定
精製装置(PSA)			
設備費	千円	50,000	50m ³ /h
維持管理費(電力費)	千円/年	3,024	電力原単位0.3(kWh/m ³)×14(円/kWh)×余剰ガス量(m ³ /年)
維持管理費(メンテナンス費)	千円/年	1,000	
ガスホルダー(精製場所)			
設備費	千円	10,000	1,200Nm ³ ×1基
維持管理費	千円/年	250	設備費の2.5%と仮定
圧縮装置			
設備費	千円	30,000	250m ³ /h
維持管理費(電力費)	千円/年	1,512	電力原単位0.3(kWh/m ³)×14(円/kWh)×精製ガス量(m ³ /年)
維持管理費(メンテナンス費)	千円/年	1,000	
ガスホルダー(利用場所)			
設備費	千円	10,000	600Nm ³ ×2基
維持管理費	千円/年	250	設備費の2.5%と仮定
輸送用トラック			
設備費	千円	2,430	建設機械等損料表より、2tトラックの基礎価格
維持管理費	千円/年	109	建設機械等損料表より、維持修理比率45%、耐用年数10年
輸送用トレーラー			
設備費	千円	20,000	容量720m ³ ×1台
維持管理費(メンテナンス費)	千円/年	500	
燃料費	千円/年	144	輸送回数600回/年×燃料費240円/回 燃料費=1回の輸送距離10km(往復)÷燃費5km/L×軽油:120円/L 軽油価格:日本エネルギー経済研究所 石油情報センターHPより、産業用軽油格調査のH22年平均値
維持管理費(人件費)			
労務費	千円/年	6,000	作業員1名、トレーラーの運行と設備メンテナンス
工事費(ガス供給側)			
設備費(利用先のガスホルダを除く) 合計	千円	102,900	
工事費合計(利用先のガスホルダを除く)	千円	133,770	設備費×1.3と仮定
工事費合計(利用先のガスホルダを除く)(年価)	千円/年	10,646	利率率2.3%、耐用年数15年
工事費合計(利用先のガスホルダを除く)(補助考慮)	千円/年	4,791	補助有りのケースでは、前処理、精製、ガスホルダ(処理場内)、圧縮機の建設費の55%の補助が得られるものと仮定。
工事費(ガス利用先)			
設備費(利用先のガスホルダ)	千円	10,000	
工事費合計(利用先のガスホルダ)	千円	13,000	設備費×1.3と仮定
工事費合計(利用先のガスホルダ)(年価)	千円/年	1,035	利率率2.3%、耐用年数15年
輸送設備			
輸送設備費合計	千円	22,430	輸送用トラック+トレーラー
輸送設備費合計(年価)	千円/年	2,536	利率率2.3%、耐用年数10年 耐用年数:バイオリッド活用基本計画策定マニュアル(H16年3月)では、トラックの耐用年数は8.9年、建設機械等損料表(H20)では11年となっているため、これらを参考に10年とする。
工事費(合計)	千円/年	8,362	工事費(ガス供給側)+工事費(ガス利用先)+輸送設備
維持管理費 合計	千円/年	15,724	
事業費(工事費+輸送設備費+維持管理費)	千円/年	24,086	
バイオガス利用による燃料代替効果	千円/年	37,354	灯油代替として利用した場合の燃料価値を試算(下表参照)。
事業収支			
灯油代替価値-工事費年価-維持管理費	千円/年	13,267	

表-5.47 バイオガス利用による燃料代替効果

項目	単位	値	備考
灯油			
発熱量	GJ/KL	36.7	環境省HP、算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧(平成22年3月改正後)の燃料種別の発熱量より
価格	円/L	112	日本エネルギー経済研究所 石油情報センターHPより 民生用灯油価格調査のH26年平均値
バイオガス			
発熱量	MJ/Nm3	34.0	メタンガスの低位発熱量(35.74MJ/Nm3)×メタン濃度95%
発熱量から換算した灯油代替量	KL/年	334	精製ガス量×バイオガス発熱量÷灯油発熱量
灯油代替価値	千円/年	37,354	灯油代替量×灯油価格

(4) 温室効果ガス削減効果

1) 算定条件

温室効果ガス排出量は、以下の項目について算定した。

①設備の消費電力

精製装置の消費電力は、メーカーカタログ値より、ガス量 1m³ 当たり 0.3kWh とした。

圧縮装置の消費電力は、メーカーカタログ値より、精製ガス量 1m³ 当たり 0.3kWh とした。

②運搬トラックによる燃料消費量

輸送に利用するトラックの燃料使用量は、年間輸送回数 600 回×1 回の輸送距離 10km (往復) ÷ 燃費 5km/L から、1,200L/年とした。

③バイオガスの灯油代替による温室効果ガス削減効果

バイオガスを灯油代替として利用した場合の灯油換算量から、その分の灯油利用量が削減されるとして温室効果ガス排出量の削減量を算定した。

2) 算定結果

温室効果ガスに関して、1年間操業した場合の排出量と、バイオガス使用による削減量を求めた結果を表-5.48に示す。本ケースにおける温室効果ガス削減効果は648 t-CO₂/年と見積もられた。

表-5.48 温室効果ガス算定結果

排出区分	使用量等	単位処理量当たりエネルギー使用量	稼働日数	年間エネルギー使用量等	排出係数	地球温暖化係数	CO ₂ 換算排出量 (t-CO ₂ /年)
精製装置	電力	2,400 Nm ³ /日	0.3 kWh/m ³	300	216,000 kWh/年	CO ₂ 0.551 kg-CO ₂ /kWh	119 ※1
圧縮装置	電力	1,200 Nm ³ /日	0.3 kWh/m ³	300	108,000 kWh/年	CO ₂ 0.551 kg-CO ₂ /kWh	60 ※1
輸送	燃料	4 L/日	—	300	1,200 L/年	CO ₂ 2.580 kg-CO ₂ /L	3 ※2
灯油代替利用による削減分	—	—	300	334 KL/年	CO ₂ 2.490 kg-CO ₂ /L	1	-830 ※2
小計							-648

※1 電力使用に伴う排出係数の出典：環境省資料「平成25年度の電気事業者ごとの実排出係数・調整後排出係数等の公表について」
電気事業者別のCO₂排出係数の代替値

※2 燃料使用に伴う排出係数の出典：環境省資料「算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧」
(参考1) 燃料の使用に関する排出係数

(参考) 検討の規模が異なる場合

本技術のケーススタディは1ケースしか行っていないことから、施設規模が異なる場合の予測は難しい。このために、1箇所の値から目的の規模の建設費と維持管理及び温室効果ガス発生量の概略を求める方法を次に示す。ただし、設備の仕様等の条件によっては、実際の費用と大きく差がでる可能性がある。

1) 建設費

建設費は、次式に示すように0.6乗則に則ると仮定する。

$$C_{(e)} = C_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)^{0.6}$$

ここで、 $C_{(e)}$: 求める施設規模の建設費 (¥)
 $C_{(c)}$: 既知の施設規模の建設費 (¥)
 $Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})
 $Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})

2) 維持管理費

維持管理費は、基本的に処理量に比例すると考えて良いことから、次式に示すように施設規模に正比例するものと仮定する。

$$O_{(e)} = O_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)$$

ここで、 $O_{(e)}$: 求める施設規模の維持管理費 (¥)
 $O_{(c)}$: 既知の施設規模の維持管理費 (¥)
 $Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})
 $Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})

3) 温室効果ガス発生量

温室効果ガスの発生量に関しても、維持管理費と同様の現象と考えられることから、次式に示すように施設規模に正比例するものと仮定する。

$$G_{(e)} = G_{(c)} \left(Q_{(e)} / Q_{(c)} \right)$$

ここで、 $G_{(e)}$: 求める施設規模の温室効果ガス発生量 (MT^{-1})
 $G_{(c)}$: 既知の施設規模の温室効果ガス発生量 (MT^{-1})
 $Q_{(e)}$: 求める施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})
 $Q_{(c)}$: 既知の施設規模 (MT^{-1} or L^3T^{-1})

5-3-5. バイオガス利用ケーススタディのまとめ

(1) 事業採算性

バイオガス利用に関して行ったケーススタディの事業採算性について、結果を表-5.49にまとめて示す。

消化槽が既設の場合では、バイオマス利用技術を導入したすべてのケースで、採算性がある結果となった。

50,000~60,000 m³/日では、ガス発電、ガス精製・導管注入による採算性がある結果となった。また、既存の脱硫設備、ガスホルダの更新と比較しても、ガス精製・導管注入技術を導入した方がコストが低くなる結果となっており、単純更新の経費を賄うことができる。

100,000 m³/日では、ガス発電による採算性がある結果となったが、従来の発電設備の価格を用いて試算していることから、50,000m³/日規模よりも収支が若干低くなる結果となった。また、100,000m³/日では、それ以下の規模でも採算性があるガス運搬、ガス精製・導管注入を導入しても、採算性があると想定される。

消化槽を新設する場合は、発電電力を39円/kWhで売電することで、採算性がある結果となった。消化槽を新設する場合は、消化槽の建設費と維持管理費が大きくなるが、バイオガスの有効利用に加えて、汚泥量減少による汚泥処分費の低減が大きく寄与する結果となった。

さらに、複合バイオマス受け入れを考慮し、生ごみ受け入れによるバイオガスの増大、ごみ、し尿処理施設の更新費の削減も考慮することで、より経済効果が見込まれると試算された。小規模処理場で消化槽を新設する場合には、し尿処理施設やごみ処理施設と下水処理施設との連携を考慮して、経済性や環境性の面での効率的なシステムを検討することが重要であると考えられる。

表-5.49 バイオガス利用に関するケーススタディの事業採算性

ケース設定	消化槽	処理水量 (m ³ /日)	バイオガス 発生量 (Nm ³ /日)	事業経費 (百万円/年)	効果 (百万円/年)	収支 (百万円/年)
CASE4 ガス発電： 場内利用	既設	20,000	1,700	13.3	15.3	2.0
		50,000	4,500	37.0	45.7	8.7
		100,000	9,000	64.2 (発電機:280kW×2台)	70.3	6.1
		100,000	9,000	75.7 (発電機:280kW×1台 +25kW×21台)	88.2	12.5
CASE5 ガス発電： 固定価格 買取制度 (¥39/kWh)	既設	20,000	1,700	22.0	30.9	8.9
		50,000	4,500	61.1	89.3	28.2
		100,000	9,000	102.7	145.4	42.7
	新設	20,000	1,700	70.7	78.5	7.8
		50,000	4,500	135.6	199.1	63.4
		100,000	9,000	204.5	350.4	145.9
新設 バイオマ ス受入	20,000	1,700+570 (バイオマス受入 による増加分)	201.8	225.8	24.0	
CASE6 精製・導管注 入・都市ガス	既設	60,000	5,000 (精製ガス3,000 のうち2,000を導 管注入用とする)	67.7	68.8	1.1
CASE7 精製・トレー ラ運搬・燃料	既設	40,000	3,600 (このうち1,200 は消化槽の加温に 用いる)	24.1	37.4	13.3
(注)						
<ul style="list-style-type: none"> ・ CASE5におけるガス発電設置経費には国庫補助は考慮していない。 ・ ほかのCASE4の発電設備及びCASE5の消化槽新設の経費はすべて国庫補助を考慮。 ・ CASE6の事業費、維持管理費は、精製ガス2,000Nm³/日に対する費用。 ・ CASE6では、バイオガスの買取価格はガス会社との協議によって決まること、買取価格には変動幅があることが考えられるので、90円/Nm³として試算した。 ・ CASE7の維持管理費にはトレーラーの運行が増えることによる人件費を含んでいる。そのほかのケースの維持管理費には人件費は含んでいない。 						

(2)温室効果ガス削減効果

バイオガス利用に関して行ったケーススタディの温室効果ガスの削減効果について結果を表-5.50 にまとめて示した。

バイオガス利用はすべて温室効果ガスの削減効果があるものである。今回のケーススタディでは、発電を導入したケースが最も高い結果となった。

今回のケーススタディでは、環境価値を見込んでいないが、グリーン電力認証による環境付加価値の販売、J-クレジット制度によるクレジットの売却による効果も考慮した場合は、その分の便益がプラスとなる。

表-5.50 バイオガス利用に関するケーススタディの温室効果ガス削減性

ケース設定	消化槽	①バイオガス発生量規模 (Nm ³ /日)	②温室効果ガス削減量 (t-CO ₂ /年)	効果比較 (②/①)
CASE4 ガス発電	既設	1,700	545	0.32
		4,500	1,576	0.35
		9,000 (発電機:280kW×2台)	2,568	0.29
		9,000 (発電機:280kW×1台+ 25kW×21台)	3,204	0.36
CASE5 ガス発電: 固定価格 買取制度 (¥39/kWh)	既設	1,700	545	0.32
		4,500	1,576	0.35
		9,000	2,568	0.29
	新設	1,700	356	0.21
		4,500	1,065	0.24
		9,000	1,546	0.17
CASE6 精製・導管注 入・都市ガス	既設	5,000 (精製ガス:3,000 このうち2,000を導管 注入用とする)	1,210	0.24
CASE7 精製・トレー ラ運搬・燃料	既設	3,600 (このうち1,200は消化 槽の加温に用いる)	648	0.18