

温室効果ガス排出量削減を目的とした 下水汚泥処理に関する新技術導入検討

パシフィックコンサルタンツ株式会社 ○井上 美穂 堀井 靖生

現在、2050 年カーボンニュートラルを目指し、下水道事業では様々な取組みが行われている。A 市では、これまでも下水道資源の有効活用に取り組んできたが、更なる汚泥資源活用の最適化を目指し、本検討では、A 市の汚泥集約処理施設を対象に、温室効果ガス排出量削減を目的として、下水汚泥処理における新技術の導入効果を検討したものである。

Key Words : カーボンニュートラル、下水汚泥、温室効果ガス排出量削減

1. はじめに

A 市では、これまで温室効果ガス排出量削減のため、多様な下水道資源の有効活用に取り組む、省エネルギー化や、再生可能エネルギーの創出を推進してきた。A 市の下水道事業においては、2013 年度時点で 18.1 万 t-CO₂ の温室効果ガスを排出していたが、2021 年度には 15.1 万 t-CO₂ へ減少するものとなり、2030 年度に 2013 年度の温室効果ガス排出量に対して 50%削減、2050 年にカーボンニュートラルを目指している。今後は、2050 年のカーボンニュートラル達成に向けて、下水道資源活用における更なる最適化が求められており、新技術の導入が必要である。

本検討では、A 市の B 汚泥処理施設、C 汚泥処理施設を対象に、計画汚泥量に対して資源活用形態のケーススタディを行うものとし、本汚泥処理施設の汚泥処理形態や規模を踏まえ、特に導入が有効と考えられる技術に対し、導入検討を行った。

2. 新技術導入検討

2-1. 対象技術の選定

(1) 現状の課題

対象技術を選定するために、B 及び C 汚泥処理施設における現状の課題を以下のとおり抽出した。なお、両機場においては以下に示す点が共通の課題であると考えられる。

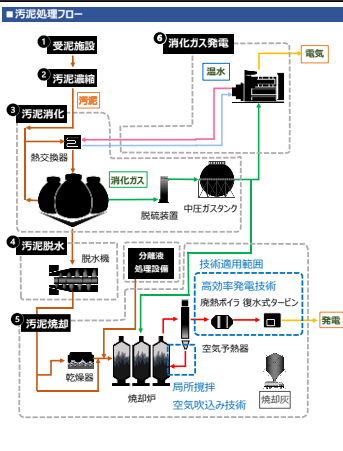
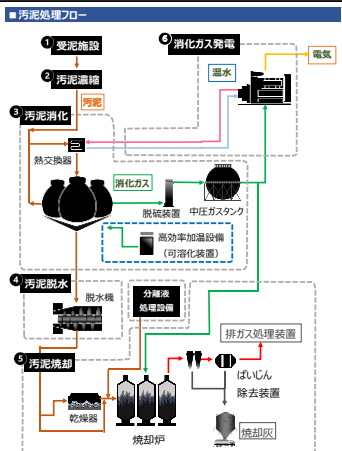
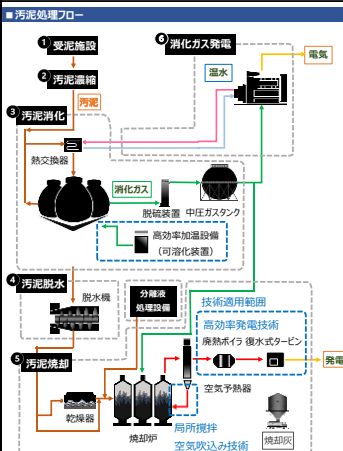
- 焼却廃熱の利用：既設の焼却炉では十分なエネルギー回収がされておらず、有効利用されていない廃熱エネルギーが存在している。B 及び C 施設の焼却炉は 2040 年に更新を予定しており、更新後の焼却設備における廃熱エネルギーの活用を考慮して検討を行う。
- 消化ガスの利用：本施設では消化タンクが設置されており、消化ガス発電により消化ガス利用が行われている。既設消化タンクは、2050 年時点では目標耐用年数を超過しておらず継続利用が必要であるため、消化ガスのより効率的な利用を検討する必要がある。

(2) 現状の課題に対するシナリオの設定と技術の選定

ケーススタディでは、「(1) 現状の課題」で示した課題を解決するためのシナリオを設定し、そのシナリオごとに、対象技術を選定するものとした。

(公財) 日本下水道新技術機構の建設技術審査証明を取得している技術、国土交通省の下水道革新的技術実証事業 (B-DASH プロジェクト) により技術導入ガイドラインが策定されている技術のうち、対象施設に導入可能であり、かつ、現状の課題解決に貢献する、より有効な技術を選定した。その結果、選定した技術は表-1 に示すとおりとした。

表- 1 選定技術

シナリオ	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ 3
選定技術	①温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術	②高効率消化システムによる地産地消エネルギー活用技術 (「高効率加温設備」)	①温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術 ②高効率消化システムによる地産地消エネルギー活用技術 (「高効率加温設備」)
概要	焼却炉に廃熱発電設備を組み込み、焼却廃熱を利用して発電する。	汚泥の可溶性等を活用し、より効率良く消化ガスを利用する。	シナリオ1とシナリオ2を組み合わせる。
導入により期待できる効果	■発電した電力を使用することにより焼却にかかる電力使用量削減⇒CO ₂ 削減 ■局所攪拌空気吹込み技術によるN ₂ O、NOx排出量削減	■消化率上昇によるバイオガスの増量 ■可溶性により消化率が向上し、また汚泥の脱水性が改善され脱水汚泥の含水率が低減し、それにより汚泥の減量化が可能 ⇒焼却に必要なエネルギーが減少するためCO ₂ 削減、焼却で発生するN ₂ Oの減少	シナリオ1とシナリオ2の両方の効果が期待できる。
解決できる課題	■焼却廃熱の利用	■消化ガスの利用	■焼却廃熱の利用 ■消化ガスの利用
フロー			

2-2. 検討方法

本検討では、温室効果ガス排出係数及びユーティリティ単価を、表-2 のとおりとした。

表- 2 温室効果ガス排出係数及びユーティリティ単価

項目	内容	単位	数値	出典
電力	発熱量	MJ/kWh	3.6	単位換算
	排出係数	kg-CO ₂ /kWh	0.456	電気事業者別排出係数(特定排出者の温室効果ガス排出量算定用 令和4年7月14日 東京電力エナジーパートナー メニュー) (残渣)
消化ガス	単価	円/kWh	15	下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン-平成29年度版-
	発熱量	MJ/Nm ³	21	下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン-平成29年度版-
都市ガス	発熱量	GJ/1000Nm ³	44.8	算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧 環境省「都市ガス」
	排出係数	kg-CO ₂ /Nm ³	2.23	算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧 環境省「都市ガス」
灯油	単価	円/m ³	60	下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン-平成29年度版-
	発熱量	GJ/kl	36.7	算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧 環境省「灯油」
焼却炉薬品	単価	円/kg	2.49	算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧 環境省「灯油」
	排出係数	tCO ₂ /kl	2.49	算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧 環境省「灯油」
上水	単価	円/m ³	20	温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術導入 (案)
ボイラー薬品	単価	円/m ³	200	温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術導入 (案)
ボイラー薬品	単価	円/kg	1500	可溶化用、メーカヒアリング
利率	単価	%	2.3	下水汚泥エネルギー化技術ガイドライン-平成29年度版-
N ₂ O	排出係数	kg-CO ₂ /kg-N ₂ O	298	

(1) 温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術（シナリオ 1）

本検討では、従来焼却、焼却発電について比較検討を行った。従来焼却、焼却発電の設備構成及び費用試算範囲を図- 1 に示す。従来焼却に対して、焼却発電は、高効率小型復水式タービンにより発電を行い、燃焼空気の一部を局所攪拌空気として吹込むことにより、N₂O、NO_x を削減するものである。

検討条件は、表- 4 に示すとおりとする。表- 4 の「可溶化なし」「可溶化あり」は、後述する高効率消化システムによる地産地消エネルギー活用技術にて検討する可溶化設備の導入有無を表す。設備規模については、各施設で直近（2040年）に更新が予定されている焼却炉の設備規模である 200wet-t/日とし、稼働日数については、「下水道施設計画・設計指針と解説 後編」で 75%～80%を標準としていることを参考に、80%に設定した。また、焼却炉の補助燃料は消化ガス、電力は場内で発電した電力を使用した場合と、補助燃料は都市ガス、電力は買電した場合の 2 パターン検討した。

費用や温室効果ガス排出量の算出方法を、表- 3 に示す。直近（2040年）に更新が予定されている焼却炉（200wet-t/日）を対象とし、更新に伴う建設費及び維持管理費を算出する。従来焼却の場合は、表- 3 の「焼却設備」の算出結果を用いる。また、焼却発電の場合は、「焼却設備」の算出結果に表- 3 の「焼却発電技術」の算出結果を加えたものとし、「焼却発電技術」とは、焼却発電における局所攪拌空気吹込み技術、高効率発電技術のことである。ただし、表- 3 の焼却発電の N₂O 排出量は、焼却設備も含んでいる。なお、焼却炉には白煙防止設備が不要となる条件とし、年価換算を行う際に用いる耐用年数は、土木建築施設を 45 年、機械・電気設備を 15 年とする。

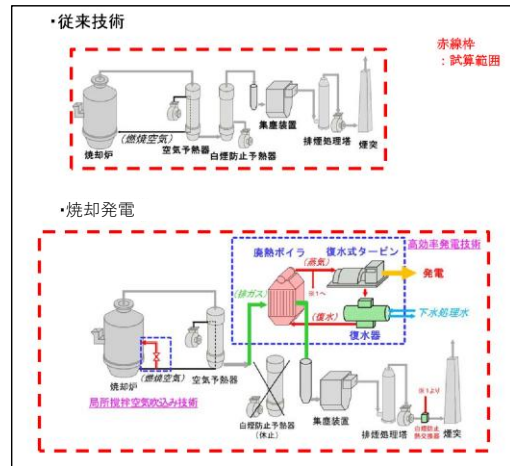


図- 1 設備構成(出典:①を一部修正)

表- 4 検討条件

項目	可溶化なし	可溶化あり	設定根拠	
設備規模	200 wet-t/日	200 wet-t/日	更新対象焼却炉 既設容量	
投入汚泥量	200 wet-t/日	200 wet-t/日	更新対象焼却炉 既設容量	
稼働日数	292日	292日	稼働率を80%に設定	
年間処理脱水汚泥量	58,400 wet-t/年	58,400 wet-t/年	投入汚泥量×稼働日数	
含水率	B施設	81.2%	可溶化なし：R2年度の実績平均値 ※B施設：81%～82%（代表値81.2%） C施設：79%～82%（代表値80.6%） 可溶化あり：メーカヒアリング	
	C施設	80.6%		
	80.2%			
強熱減量	B施設	80.2%	可溶化なし：消化槽投入汚泥強熱減量（R2年度の実績平均値）及び消化率からの計算値 可溶化あり：メーカヒアリング	
	C施設	69.2%		
低位発熱量	B施設	16,120 kJ/kg-DS	強熱減量に基づくメーカヒアリング	
	C施設	12,319 kJ/kg-DS		
蒸発潜熱	B施設	2,257 kJ/kg-H ₂ O	物性値	
	C施設	2,257 kJ/kg-H ₂ O		
補助燃料種類	消化ガス	消化ガス	-	
	都市ガス	都市ガス		
補助燃料使用量	B施設	消化ガス	698 m ³ /h	メーカヒアリング
		都市ガス	293 m ³ /h	
	C施設	消化ガス	1009 m ³ /h	
		都市ガス	424 m ³ /h	

表- 3 検討方法

項目	方法	出典等	
焼却設備	焼却設備 建設費（土木建築）	$Y = 2.426 X_d \times 0.0094$ （デフレタ考慮 ^① ）	出典：② Y：建設費（億円）、Xd：施設規模（wet-t/日）
	焼却設備 建設費（機械設備）	$Y = 1.888 X_d \times 0.597$ （デフレタ考慮 ^① ）	出典：② Y：建設費（億円）、Xd：施設規模（wet-t/日）
	焼却設備 建設費（電気設備）	$Y = 0.726 X_d \times 0.539$ （デフレタ考慮 ^① ）	出典：② Y：建設費（億円）、Xd：施設規模（wet-t/日）
焼却発電技術	焼却設備 維持管理費	$Y = 0.287 X_d \times 0.673$ （デフレタ考慮 ^① ）	出典：② Y：維持管理費（百万円/年）、Xd：年間脱水汚泥処理量（wet-t/年）
	焼却発電技術 建設費（土木設備）	$Y = (0.134X + 6.58) \times 2$	出典：①の費用関数をメーカヒアリングに基づき一部補正 Y：建設費（百万円）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
	焼却発電技術 建設費（発電設備）	$Y = (2.42X + 340) \times 2$	出典：①の費用関数をメーカヒアリングに基づき一部補正 Y：建設費（百万円）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
	焼却発電技術 建設費（局所攪拌空気吹込み設備）	$Y = (0.0142X + 0.791) \times 2$	出典：①の費用関数をメーカヒアリングに基づき一部補正 Y：建設費（百万円）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
焼却発電技術	焼却発電技術 建設費（電気設備）	$Y = (0.311X + 53.3) \times 2$	出典：①の費用関数をメーカヒアリングに基づき一部補正 Y：建設費（百万円）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
	消費電力量	$Y = 1.12X + 266$	出典：① Y：消費電力量（kW）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
	消費電力量	$Y = 0.119X + 65.1$	出典：① Y：消費電力量（kW）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
	消費電力量	$Y = 33.1 \times \text{投入熱量}(\text{GJ/h}) - 102$	出典：① Y：消費電力量（kW）
焼却発電技術	薬品使用量	$Y = 0.0150X + 0.737$	出典：① Y：薬品使用量（m ³ /日）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
	上水使用量	$Y = 0.0274X + 1.35$	出典：① Y：上水使用量（m ³ /日）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
	点検・補修費	メーカヒアリング	
	白防設備停止による効果（点検整備費用）	$Y = 0.131X \times 0.7 \times 2$	出典：①の費用関数をメーカヒアリングに基づき一部補正 Y：点検整備費用（百万円/年）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
焼却発電技術	白防設備停止による効果（更新費用）	$Y = 0.998X \times 0.7 \times 2$	出典：①の費用関数をメーカヒアリングに基づき一部補正 Y：更新費用（百万円/年）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
	白防設備停止による効果（消費電力）	$Y = (0.213X + 10.5) \times \text{稼働日数}(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日})$	出典：① Y：消費電力量（kW）、X：汚泥投入量(wet-t/日)
焼却設備	N ₂ O排出量	0.645kg-N ₂ O/t-wet	焼却設備（高温）N ₂ O排出係数
焼却発電技術（焼却設備含む）	N ₂ O排出量	0.232kg-N ₂ O/t-wet	出典：①

※アラレタにより、2022年度値へ補正

(2) 高効率消化システムによる地産地消エネルギー活用技術（シナリオ 2）

本検討では、可溶化技術の導入効果について検討を行った。高効率消化システムによる地産地消エネルギー活用技術の概要を図- 2 に示すが、本施設では、2050 年時点では目標耐用年数を超過せず既設消化タンクを継続して使用することから、今回対象としたのは「②高効率加熱設備（可溶化装置）」であり、本設備を既存の消化設備に追加で設置する条件とする。また、対象汚泥量は、焼却炉の更新時期である 2040 年度における計画濃縮汚泥量（消化槽投入汚泥量）とし、検討条件及び方法は、表- 5、表- 6 のとおりである。なお、焼却に係る処理コスト及び温室効果ガス排出量は、シナリオ 1 の従来焼却で検討した都市ガス利用及び買電の場合の汚泥 1wet-t あたりの焼却処理コスト及び温室効果ガス排出量に対して、可溶化導入による脱水汚泥量を乗じて算出する。そのため、可溶化により焼却炉投入汚泥固形物量及び脱水汚泥含水率が低減し脱水汚泥量が減少する効果が、焼却処理コストにも反映されたものとなる。

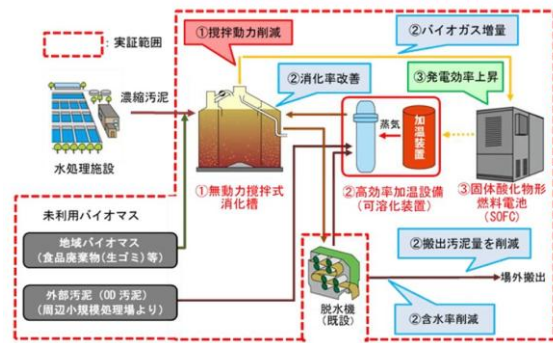


図- 2 設備構成(出典:③)

の更新時期である 2040 年度における計画濃縮汚泥量（消化槽投入汚泥量）とし、検討条件及び方法は、表- 5、表- 6 のとおりである。なお、焼却に係る処理コスト及び温室効果ガス排出量は、シナリオ 1 の従来焼却で検討した都市ガス利用及び買電の場合の汚泥 1wet-t あたりの焼却処理コスト及び温室効果ガス排出量に対して、可溶化導入による脱水汚泥量を乗じて算出する。そのため、可溶化により焼却炉投入汚泥固形物量及び脱水汚泥含水率が低減し脱水汚泥量が減少する効果が、焼却処理コストにも反映されたものとなる。

表- 6 検討条件

項目	B施設	C施設	設定根拠
消化槽投入汚泥固形物量 (日最大)	65,674 t-DS/年	59,537 t-DS/年	2040年における消化槽投入汚泥
消化槽投入汚泥固形物量 (日平均)	50,881 t-DS/年	46,976 t-DS/年	2040年における消化槽投入汚泥
消化槽投入汚泥濃度	4.70%	5.15%	R2年度の実績平均値
消化槽投入汚泥強熱減量	89.0%	81.8%	R2年度の実績平均値
消化率 (導入前)	50%	50%	事業計画値
脱水汚泥含水率 (導入前)	81.2%	80.6%	R2年度の実績平均値
脱水汚泥強熱減量 (導入前)	80.2%	69.2%	消化槽投入汚泥強熱減量 (R2年度の実績平均値) 及び消化率からの計算値
消化ガス発電発電効率 (ガスエンジン)	36%	36%	メ-カヒアリング

表- 5 検討方法

項目	方法	出典等
可溶化技術 建設費	メ-カヒアリング	
可溶化技術 維持管理費	メ-カヒアリング	
可溶化技術 導入時消化率	メ-カヒアリング	
脱水設備維持管理費	$Y = 39 Qy \cdot 0.596$	出典: ② デフレータ考慮 Y: 維持管理費 (千円/年)、Qy: 年間脱水汚泥量(1%濃度) (m ³ /年)
焼却処理コスト	シナリオ1における従来焼却の算定結果に基づき設定	
焼却処理由来の温室効果ガス排出量	シナリオ1における従来焼却の算定結果に基づき設定	
可溶化技術導入時脱水汚泥含水率	メ-カヒアリング	
発電設備 (ガスエンジン) 建設費	$Y = 1.3132 \times E$	出典: ③ Y: 建設費 (百万円)、E: 発電機総出力 (kW)
発電設備 (ガスエンジン) 維持管理費	$Y = 57.9 \times E$	出典: ③ Y: 維持管理費 (千円/年)、E: 発電機総出力 (kW)
消化ガス発電発電効率 (ガスエンジン)	36% メ-カヒアリング	

※消化槽からの返流水負荷による影響は、本検討では考慮しない。

(3) 技術の組合せ（シナリオ 3）

焼却発電と可溶化技術を組合せた場合の導入効果について検討を行うものとし、対象汚泥量は、シナリオ 2 と同様に 2040 年度における計画汚泥量とする。

本検討においては、発生した消化ガスは全量を消化ガス発電に供給するものとしたため、消化ガス発電による電力削減分が見込まれる。また、焼却炉の補助燃料は都市ガス、電力は買電とする。焼却に係る処理コスト及び温室効果ガス排出量は、シナリオ 2 と同様に、シナリオ 1 の従来焼却及び焼却発電で検討した汚泥 1wet-t あたりの焼却処理コスト及び温室効果ガス排出量に、可溶化技術の検討で算出した脱水汚泥量を乗じて算出する。

2-3. 検討結果

(1) 温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術（シナリオ 1）

1) 経済性

発電による電力費削減効果及び白煙防止設備が不要となることにより維持管理費が減少したが、発電設備及び局所攪拌設備の建設費が増加した分、結果として、年価総額は、B 汚泥処理施設、C 汚泥処理施設ともに、2%程度増加した。

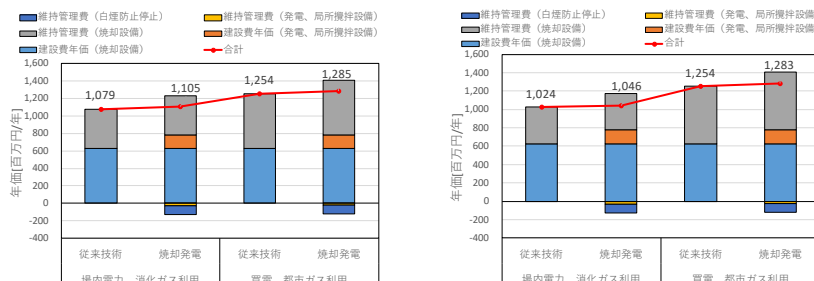


図- 3 焼却発電導入時の経済性比較結果（可溶化なし）（左：B 施設、右：C 施設）

2) 温室効果ガス排出量

局所攪拌設備導入により、N₂O 由来の温室効果ガス排出量が大幅に減少し、さらに買電、都市ガス利用の場合は、発電による電力使用量由来の温室効果ガス排出量が減少した。

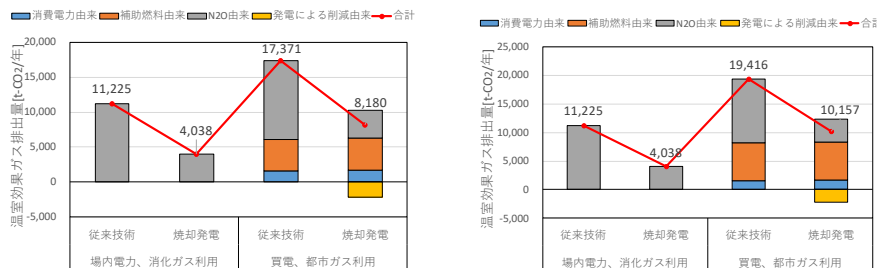


図- 4 焼却発電導入時の温室効果ガス排出量比較結果（左：B 施設、右：C 施設）

(2) 高効率消化システムによる地産地消エネルギー活用技術（シナリオ 2）

1) 経済性

可溶化設備が追加で必要になること、脱水汚泥の一部を可溶化設備に供給し、再度消化槽に供給するため、脱水設備への投入汚泥量が増加することにより、可溶化設備の建設費及び維持管理費、脱水設備の維持管理費が増加した。しかしながら、焼却設備に投入する脱水汚泥発生量が減少し、焼却設備の建設費及び維持管理費が大幅に減少するため、年価総額は B 汚泥処理施設、C 汚泥処理施設ともに 9%程度減少した。

2) 温室効果ガス排出量

可溶化により消化ガス発生量が増加するものの、可溶化設備において消化ガスを使用するため、消化ガス発電に供給可能な消化ガス量は概ね同程度であった。

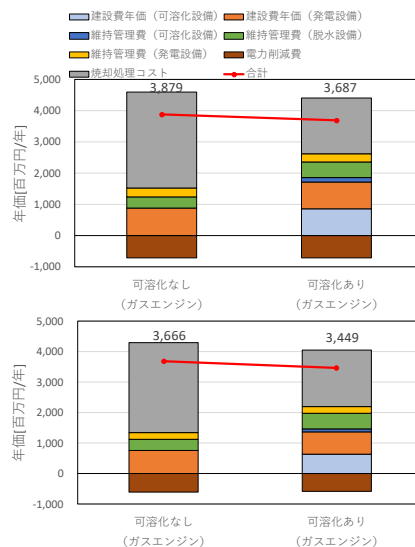


図- 5 可溶化導入時の経済性比較結果（上：B 施設、下：C 施設）

また、可溶化により脱水汚泥発生量が減少し、焼却由来の温室効果ガス排出量が減少するため、B 汚泥処理施設は 96%程度、C 汚泥処理施設は 65%程度減少した。

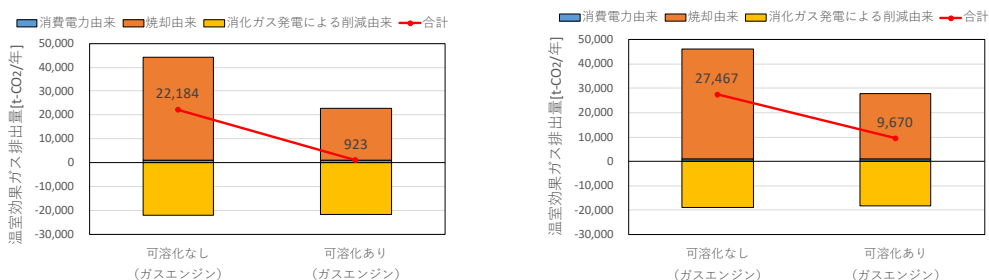


図- 6 可溶化導入時の温室効果ガス排出量比較結果 (左 : B 施設、右 : C 施設)

(3) 技術の組合せ (シナリオ 3)

1) 経済性

最も安価となるのは、可溶化を導入し、従来焼却を行うケースであった。これは、可溶化設備の導入により脱水汚泥発生量が減少すること、焼却処理コストが、焼却発電は建設費が増加するため従来焼却の方が低いことがある。

2) 温室効果ガス排出量

温室効果ガス排出量が最も低減されるのは、可溶化を導入し、焼却発電を行うケースであった。これは、可溶化設備の導入で脱水汚泥発生量が減少すること、温室効果ガス排出量は焼却発電の方が低いことがある。

3. まとめ

焼却発電を導入することにより年価総額は増加するものの、N₂O 排出量の低減及び電力使用量削減により、温室効果ガス排出量は削減できる。また、可溶化設備を導入することにより、焼却設備に投入する脱水汚泥発生量が減少し、費用削減と温室効果ガス排出量の削減が同時に実現できる。技術の組合せでは、可溶化を導入し従来焼却を行うケースが最も安価で、温室効果ガス排出量が最も低減されるのは、可溶化、焼却発電を導入するケースであった。

4. 今後の検討に向けた課題

焼却発電及び可溶化設備の導入により、温室効果ガス排出量の削減が可能となったが、2050 年のカーボンニュートラル達成のためには、更なる温室効果ガス排出量の削減が必要となる。新技術の導入だけでなく、カーボン・クレジットの活用も含めて、最も低コストで温室効果ガス排出量が削減可能となる方法について検討することが望ましい。

出典①：温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却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

出典②：バイオソリッド利活用基本計画策定マニュアル(平成 16 年度)(公社) 日本下水道協会

出典③：高効率消化システムによる地産地消エネルギー活用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

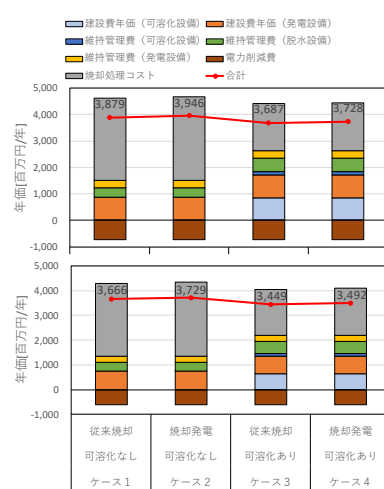


図- 7 経済性比較結果 (上 : B 施設、下 : C 施設)

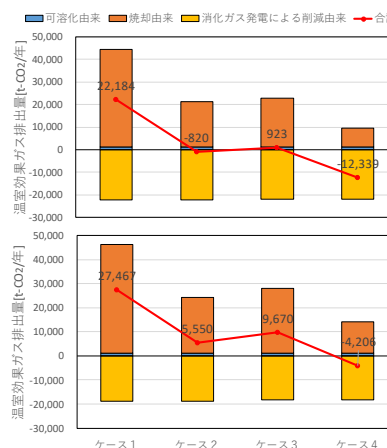


図- 8 温室効果ガス排出量比較結果 (上 : B 施設、下 : C 施設)