

コストとCO₂排出量の面から見た消化ガス発電システムの最適運用方式

○陰山見治¹、圓佛伊智朗¹、佐藤修二²

¹.(株)日立製作所 電力・電機開発研究所

².(株)日立製作所 電機システム事業部

概要: 地球温暖化防止の観点から、処理場で発生した汚泥を嫌気性消化することによって得られる消化ガスを利用して発電する消化ガス発電システムが注目されている。本報告ではガスエンジンを用いた実規模のシステムを想定し、熱量、コスト、CO₂ 排出量に関する収支に基づき、発電機容量と運用方式がコストと CO₂ 排出量に及ぼす影響を試算した。処理人口 35 万人規模の処理場を想定した計算の結果、発電機容量、消化ガス発生量、気温などの季節変動により、コストあるいは CO₂ 排出量の面からの最適な運用方式は異なることが分かった。例えば、消化ガスを発電に優先的に使用する「発電優先運用」に対し、変動する条件に合わせて利益を最大化する「総合利益最大化運用」を実施すれば、発電機容量が 200kW の場合には 6%、400kW の場合には 58%年間総合利益を増大できる。ただし、CO₂ 排出量は発電機容量が 200kW の場合には 5%増加、400kW の場合には 2.7%減少となる。

キーワード: 消化ガス発電、運用方式、省エネルギー、コスト、CO₂ 排出量

1. はじめに

経済産業省による省エネルギー法の改正、日本下水道協会による「下水道における地球温暖化防止実行計画の手引き」の発行、建設省の「下水道新技術五箇年計画」での省エネルギー型社会の提案など、多方面から下水道事業の省エネルギー施策が求められている。この省エネルギー施策の一つとして、消化ガス発電システムの導入がある。消化ガス発電システム導入後の課題として、運用方式を最適化することによる導入メリットの最大化がある。本研究ではガスエンジンを用いた消化ガス発電システムを対象とし、コストと CO₂ 排出量の面から導入メリットを最大化できる運用方式を検討した。

2. 消化ガス発電システム

ガスエンジンを用いた消化ガス発電システムの一例を図1に示す。消化槽で発生した消化ガスは約60%のメタンガスを含み、ボイラおよび発電機が直結されているガスエンジンの燃料として使用される。熱交換器で回収されたガスエンジンの廃熱は消化槽の加温に利用される。この回収熱量とボイラの蒸気で消化槽加温に必要な熱量を賄えない場合、A重油を補助的に燃焼して不足熱量を補う。

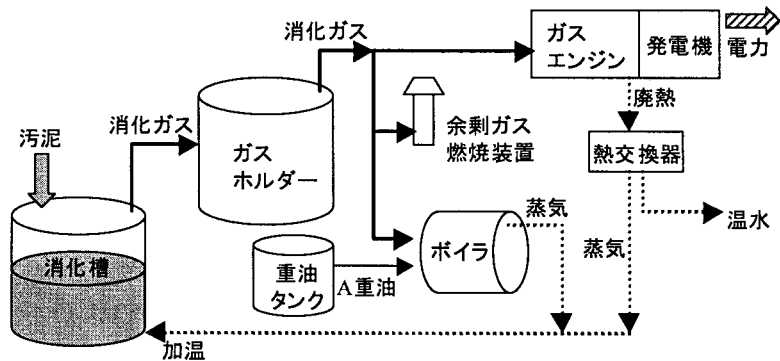


図1 消化ガス発電システムのフロー例

ここで、ガスエンジンとボイラへの消化ガスの分配を考える。ガスエンジンで消費する消化ガスが多いと電力として得られる利益が大きくなるが、消化槽加温に必要な熱量が不足し、補助的に消費する A 重油により利益が相殺されることが考えられる。逆にボイラで消費する消化ガスが多いと電力として得られる利益が少ない。この分配を最適化できれば、コスト面で消化ガス発電システムの導入メリットを最大化できると考えられる。また、季節別時間帯別料金で電力会社と契約している処理場の場合には、電力量料金の高価な時間帯に消化ガス発電システムを稼働して電力を賄うことがコスト的に有利となるため、電力量料金体系の考慮も重要となる。

3. 収支計算

消化ガス発電システムの導入メリットを求めるため、熱量収支、コスト収支、CO₂収支を計算した。

(1) 熱量収支¹⁾

熱量収支の計算では、以下の必要熱量と供給熱量が等しくなるようボイラで燃焼させる A 重油量を求めた。

(a) 必要熱量: 消化槽の加温に必要な熱量 Q_{dmdnd} (kJ/h) は次式で求められる。

$$Q_{dmdnd} = 4.19 \cdot M_{sld} \cdot (T_{tgt} - T_{sld}) + n_{tank} \cdot (K_1 \cdot A_1 \cdot (T_{tgt} - T_{air}) + K_2 \cdot A_2 \cdot (T_{tgt} - T_{gnd})) \cdot \beta$$

ただし、 M_{sld} : 単位時間あたり投入汚泥量 (t/h)、 T_{tgt} : 消化温度 (°C)、 T_{sld} : 投入汚泥温度 (°C)、 n_{tank} : 消化槽个数、 n_{tank} : 消化槽の个数 (個)、 K_1 : 壁面の総括伝熱係数 (kJ/m²・°C・h)、 A_1 : 壁面・天井の放熱面積 (m²)、 T_{air} : 大気温度 (°C)、 K_2 : 底部壁面の総括伝熱係数 (kJ/m²・°C・h)、 A_2 : 底部壁面の放熱面積 (m²)、 T_{gnd} : 土中温度 (°C)、 β : 補正係数 (-) である。また、汚泥の比熱を 4.19 (kJ/kg・°C) とした。

(b) 供給熱量: 蒸気として消化槽加温のために供給できる熱量 Q_{sup} (kJ/h) は、

$$Q_{sup} = \eta_{est} \cdot G_e \cdot 23045 + \eta_b \cdot (G_b \cdot 23045 + L_{fuel} \cdot 36872)$$

ただし、 η_{est} : 蒸気としての熱量回収率 (-)、 G_e : 発電機で燃焼させる消化ガス量 (m³/h (ntp))、 η_b : ボイラ効率 (-)、 G_b : ボイラで燃焼させる消化ガス量 (m³/h (ntp))、 L_{fuel} : ボイラで燃焼させる A 重油量 (L/h) である。また、消化ガスの発熱量を 23045 (kJ/m³ (ntp))、A 重油の発熱量を 36872 (kJ/m³ (ntp)) とした。

(2) コスト収支

コスト収支の計算では、以下に示す利益から損失を減じた額を求めた。これを総合利益と呼ぶこととする。

(a) 利益: 消化ガス発電による単位時間当たりの利益 C_{total} (円/h) は、次式で求められる。

$$C_e = P_e(m, t) \cdot W + C_w$$

ただし、 P_e : 電力量料金単価 (円/kWh)、 m : 月、 t : 時刻 (時)、 W : ガスエンジン発電機容量 (kW)、温水としての利益 C_w (円/h) である。

(b) 損失: 単位時間当たりの損失 C_{loss} (円/h) は、次式で求められる。

$$C_{loss} = P_{fuel} \cdot L_{fuel} + C_{util} + C_{mt}$$

ただし、 P_{fuel} : A 重油単価 (円/L)、 L_{fuel} : 燃料コスト (円/h)、 C_{util} : ユーティリティコスト (円/h)、 C_{mt} : 単位時間当たりのメンテナンスコスト (円/h) である。

(3) CO₂ 収支

CO₂ 収支の計算では、以下に示す CO₂ 発生量から CO₂ 削減量を減じた量を求めた。これを CO₂ 排出量と呼ぶこととする。

(a) CO₂ 発生量: 単位時間当たりの CO₂ 発生量 D_{ex} (kg/h) は、次式で求められる。

$$D_{ex} = \gamma_e \cdot P_{cs} + \gamma_d \cdot G_{total} + \gamma_o \cdot L_{total}$$

ただし、 γ_e : 単位電力量に対する CO₂ 排出係数 (kg/kWh)、 P_{cs} : 消費電力量 (kWh/h)、 γ_d : 消化ガスの CO₂ 排出係数 (kg/m³)、 G_{total} : 消化ガス発生量 (m³/h)、 γ_o : A 重油単位量に対する CO₂ 排出係数 (kg/L)、 L_{total} : A 重油消費量 (L/h) である。

(b)CO₂削減量:単位時間当たりのCO₂削減量Drd(kg/h)は、次式で求められる。

$$Drd = \gamma e \cdot Pg$$

ただし、 γe :単位電力量に対するCO₂排出係数(kg/kWh)、Pg:発生電力量(kWh/h)である。

4. 計算条件

今回は、消化ガス発生量が3000千 m³/年の処理場(処理人口約35~50万人規模)を想定した。表1に消化ガス発電システムの消化槽の仕様と主要機器の効率を示す。発電機容量は200kWと400kWの2種類とした。

汚泥投入量に対する消化ガス発生量(=消化ガス発生倍率)は季節により異なるため、モデル曲線²⁾に基づき図2に示す年間変動を仮定した。投入汚泥温度と気温の年間変動の仮定値を図3に示す。

計算にあたり、以下の運用方式を比較した。このうち(1)~(3)は従来から実施されてきた方式、(4)は今回新たに提案する方式である。

- (1)「発電優先運用」:発生した消化ガスをまず発電に使用し、残量を消化槽加温に使用。
- (2)「消化槽加温優先運用」:発生した消化ガスをまず消化槽加温のためボイラに使用し、その残量を発電に使用。
- (3)「電力量料金重視運用」:季別電力量料金の単価が高い8時から22時までの14時間だけガスエンジン発電機を稼働、単価の安い夜間には停止。
- (4)「総合利益最大化運用」:発電電力量、季別電力量料金、メンテナンスコスト、ユーティリティコスト、A重油の燃料コスト、消化槽の加温必要熱量を考慮し、利益を最大化。

表1 消化槽仕様と主要機器効率

消化槽個数(個)	6(二段×3系列)
消化槽形状	円柱状 (直径20m、高さ10m)
消化槽壁面材質	コンクリートブロック
消化温度(°C)	35
発電効率(-)	0.31
ボイラ効率(-)	0.85

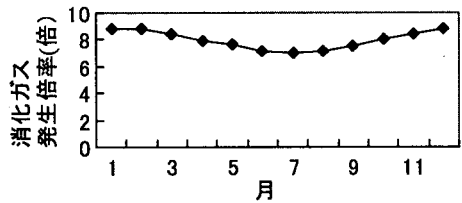


図2 消化ガス発生倍率

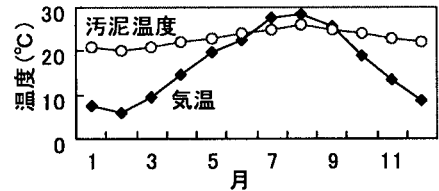


図3 気温と汚泥温度

5. 計算結果

(1)コスト面からの検討

200kWの発電機を導入した場合の各月の総合利益を図4(a)に示す。年間を通じて最もコスト的に有利なのは「総合利益最大化運用」と「電力量料金重視運用」である。現在「発電優先運用」をしているのであれば「電力量料金重視運用」あるいは「総合利益最大化運用」に変更することで、年間総合利益を6%増大できる。

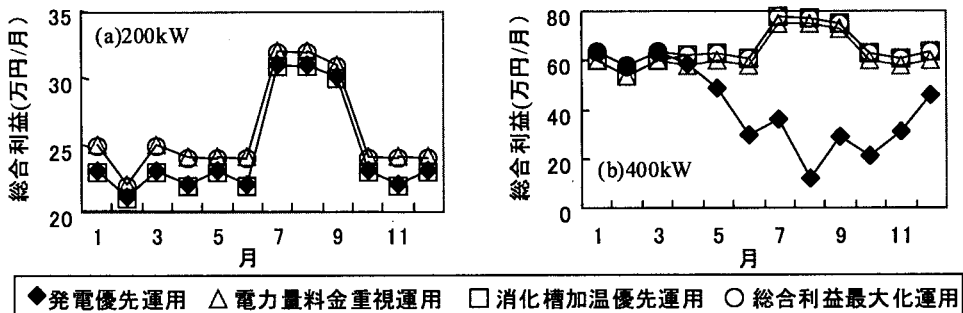


図4 各月の総合利益

図 4(b)に 400kW の発電装置を導入した場合の各月の総合利益を示す。余剰分として廃棄する消化ガスが少ないため、200kW の場合よりも総合利益が大きい傾向がある。「総合利益最大化運用」が年間を通じて最も効果的であるが、1~3 月は「発電優先運用」が、4~12 月は「消化槽加温優先運用」もコスト的に有利である。これは、季節変動する条件によって、コスト的に最適な運用方式が異なることを示す。夏季には「発電優先運用」の総合利益が大幅に減少するが、これは消化ガス発生量が少ないためである。現在「発電優先運用」しているのであれば、「総合利益最大化運用」に変更すると年間総合利益を 499 万円から 790 万円に、約 58%増大できる。

以上のように、総合利益を最大化できる運用方式は、発電機の容量の他に季節変動する条件によって異なる。従って、コスト面からは、消化ガス発電システムの運用方式を状況に応じて切り換える、あるいは「総合利益最大化運用」を組み込んだ制御を導入することが有効である。

(2)CO₂ 排出量の面からの検討

図 5(a)に示すように、発電機容量が 200kW の場合の CO₂ 排出量は「総合利益最大化運用」と「電力量料金重視運用」が最も多く、コスト面から最適であった運用方式は必ずしも CO₂ 排出量が低い方式ではない。400kW の場合には、図 5(b)に示すように「総合利益最大化運用」は CO₂ 排出量が全ての月で最小であり、最適な方式と言える。「発電優先運用」に対して「総合利益最大化運用」を実施すれば、発電機容量が 200kW の場合には CO₂ 排出量が 5%増加するが、400kW の場合には 2.7%削減できる。

以上のように、400kW の場合には「総合利益最大化運用」がコストと CO₂ 排出量のいずれの面においても最適であるが、200kW の場合にはいずれの面を重視するかで最適な運用方式は異なる。

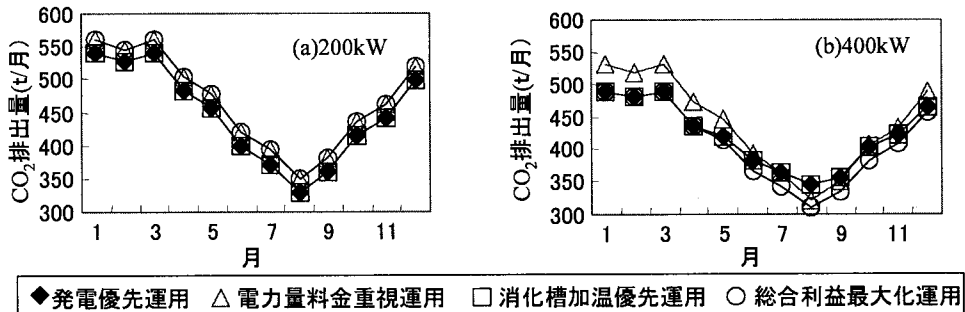


図5 各月のCO₂排出量(t/月)

6. まとめ

処理人口 35 万人規模の処理場を想定し、消化ガス発電システムの熱量収支、コスト収支、CO₂ 収支を計算して以下の知見を得た。

- (1) 発電機容量、消化ガス発生量、気温などの季節変動により、コスト的に、あるいは CO₂ 排出量の面からの最適な運用方式は異なる。
- (2) 「発電優先運用」に対して「総合利益最大化運用」を実施すれば、発電機容量が 200kW の場合には 6%、400kW の場合には 58%年間総合利益を増大できる。
- (3) 「発電優先運用」に対して「総合利益最大化運用」を実施すれば、発電機容量が 200kW の場合には CO₂ 排出量が 5%増加するが、400kW の場合には 2.7%削減できる。

参考文献

- (1) 平岡正勝、汚泥処理・再資源化技術とシステム、1994
- (2) 日本下水道協会、下水道施設計画・設計指針と解説(後編)、1994