

〈論文〉

ごみ焼却施設におけるエネルギー回収強化策が温室効果ガス削減へ及ぼす影響

高岡昌輝¹⁾, 水谷耕平¹⁾, 大下和徹¹⁾, 水野忠雄¹⁾¹⁾京都大学大学院工学研究科都市環境工学専攻 (〒615-8540 京都市西京区京都大学桂

E-mail: takaoka.masaki.4w@kyoto-u.jp, mizutani@epsehost.env.kyoto-u.ac.jp,

oshita.kazuyuki.6e@kyoto-u.ac.jp, turbo.mzn@hy7.ecs.kyoto-u.ac.jp)

概要

実稼働しているごみ焼却施設の燃焼・排ガス処理プロセス・蒸気復水プロセス等を物質収支・熱収支計算により再現したモデルを作成し、そのモデルを用いて、エネルギー回収強化策が温室効果ガス削減にどのような影響を及ぼすかを分析した。個別対策の評価においては、低空気比燃焼および低温エコマイザの採用が、運用面では窒素酸化物規制の緩和が温室効果ガスの削減効果が大きいことがわかった。現在実用化されている個別技術と運用対策の組み合わせにより、400 t/dayの規模で発電効率が22%程度の施設を建設することが可能であり、将来的な技術の発展によっては26%程度まで達成可能であった。EUで用いられているエネルギー効率については発電による温室効果ガス削減と必ずしも傾向が合致しないため、指標としては適さないと考えられた。

キーワード：ごみ発電，温室効果ガス削減，熱収支，物質収支，EUエネルギー効率

原稿受付 2011.5.9 原稿受理 2011.6.27

EICA: 16(2・3) 12-21

1. はじめに

2008年度の日本における廃棄物分野からの温室効果ガス(GHG)排出量は3,431万tであり、日本におけるGHG総排出量(12億8,200万t)に占める割合は2.7%である¹⁾。1990年度と比較すると、廃棄物分野全体では2.3%の減少となっている。一方、廃棄物焼却からのGHG排出量については、焼却施設数および焼却量の変化からエネルギー利用・回収を伴わない焼却では1990年度と比較して2.9%の減少であるが、エネルギー利用・回収を伴う焼却では49.5%の増加であった。全体として18.5%の増加となっており、全体で2,766万tが排出されている。つまり、日本における廃棄物分野の約80%を廃棄物焼却関連から排出していることになり、早急な対策が望まれている。

廃棄物焼却に伴う温室効果ガス排出量を削減する手段の一つは廃棄物からのエネルギー利用・回収を強化することである。エネルギー利用・回収については、廃棄物の持つエネルギーは燃焼熱による熱エネルギーであるため、熱をそのまま熱として利用できればもっとも効率が良く理想的であるが、熱エネルギーは貯留や輸送が困難なため熱需用先が廃棄物焼却施設に近接しておりかつ熱受給バランスがとれている必要があり、残念ながらそのような事例は少ない。したがって、一般廃棄物においては、ごみ発電が主流となっているが、余剰電力の売却単価が低いことや、発電以外にも各工程で蒸気を多く使用するため蒸気タービンに供給する

蒸気が少なく、発電への利用効率が低いなどの理由により、発電効率は低く推移してきた。しかし近年、ごみのエネルギーの有効利用に対する機運が高まり、ごみ発電用蒸気の高温高压化、焼却施設の集約・広域化により施設規模が大きくなる事例が増えたこともあり、最新施設では発電効率20%を超える実績も見られている。現時点で100万kWの原子力発電所1基分の電力を生み出すごみ発電であるが、他の自然エネルギー源と比べて安定的なエネルギー源として注目されることから、今後さらに効率的なエネルギー回収が重要となる。

廃棄物焼却施設におけるエネルギー回収の強化を基にCO₂排出量の削減に関した様々な研究が行われている²⁻⁴⁾。しかし、それらは比較的簡単な乾式の排ガス処理システムをベースに、仮想的なシステムを組んだ計算であるため、その発電効率やCO₂排出量などの検証ができていない。また、排ガス処理設備では排ガス再加熱のための蒸気の使用が多く、高効率発電と環境負荷についてはトレードオフになることも多い。ごみ発電は火力発電の代替であるという考えから、CO₂については間接的な削減量が求められているが、NO_xについてはこれまで言及されていない。したがって、本研究では高度な排ガス処理設備(バグフィルタ、湿式ガス洗浄設備、活性炭吸着塔、触媒脱硝塔)を備えた実稼働している焼却施設をベースに、これを再現できるような物質収支、熱収支計算モデルを作成し、そのモデルをベースにエネルギー回収強化シ

ナリオを作成し、エネルギー回収強化策を評価することを目的とした。

また、評価指標としてCO₂削減量、発電効率だけでなく、EUで用いられているエネルギー効率(R1)について新たに注目した。EUの改訂廃棄物枠組指令(Waste Framework Directive, 2008/98/EC)⁵⁾において、廃棄物焼却施設におけるエネルギー効率に関して、基本となる計算式および満たすべき条件が提示され、2008年12月31日以降に建設された施設に対して0.65以上、それ以前に建設された施設に対しては0.60以上を達成することが提案されている。熱回収施設の評価方法には様々な指標があるが、本研究ではエネルギー回収強化策がEUのエネルギー効率ではどのように表され、その指標を導入する場合の問題点について考察した。

2. 評価方法

2.1 ごみ焼却施設物質収支・熱収支評価モデルの設定

本研究では、最新の排ガス処理仕様を有しているAクリーンセンターの設計書をもとに、ごみ焼却施設のごみの燃焼・排ガス処理プロセス・蒸気復水プロセス等を物質収支・熱収支計算により再現したモデルを作成し、約3年間の実データとの整合性を確認した後、エネルギー回収の強化に関するシナリオ分析を行った。基本仕様をTable 1に示す。施設規模は400

Table 1 Set-up conditions for trial calculation

項目	単位	設定値	
施設規模	t/日	400 (200 t/24 h×2 炉)	
低位発熱量	kJ/kg	8,960	
三成分	可燃分	%	40.8
	水分	%	47.2
	灰分	%	12.0
可燃物中 元素組成	C	%	56.1
	H	%	8.41
	N	%	0.95
	S	%	0.06
	Cl	%	0.76
	O	%	33.7
公害防止条件	塩化水素	ppm	10
	硫酸化合物	ppm	10
	窒素酸化合物	ppm	30
蒸気条件	主蒸気	MPa×℃	4×400
	タービン蒸気	MPa×℃	3.7×389
	タービン排気圧力	kPaG	夏季：-86.6
		kPaG	冬季：-93.5

t/day, 低位発熱量は8,960 kJ/kgで施設規模としては大きい、低位発熱量は日本の標準と同程度である⁴⁾。

2.1.1 排ガス処理フロー

モデル化した排ガスの処理フローをFig. 1に示す。ごみ焼却により発生した排ガスはボイラにより熱回収された後、急冷塔において概ね150℃程度に減温される。

減温された排ガスはバグフィルター(BF)を通過し、ばいじんが除去される。乾式処理においては排ガス中の酸性ガス処理のため消石灰がBF前で噴霧される。本施設では湿式ガス洗浄塔を備えているため、ごく少量の消石灰しか噴霧していない。次の湿式ガス洗浄塔では、水酸化ナトリウムを含む水を噴霧し、内部で循環させることで排ガス中の酸性ガスを高効率に除去する(湿式処理)。湿式ガス洗浄塔では多量の水を噴霧するため、出口排ガス温度は70℃以下まで低下する。そのため、後段の活性炭吸着塔で150℃程度、触媒脱硝反応塔の適正温度域である210℃程度まで蒸気式排ガス再加熱器(活性炭用G/H, 脱硝用G/H)により排ガスを昇温する。触媒脱硝反応塔では、アンモニアを混合し、排ガス中の窒素酸化合物(NO_x)を分解する。最後に、煙突排ガスが外気に冷却され、排ガス中水分が凝縮して生じる白煙の発生を防止するために、空気を蒸気により加熱(白防用A/H)して排ガスに混合し、その排ガスが煙突から大気中へ排出される。

焼却炉からの主灰は灰押出装置により焼却灰ピットへ送られる。ボイラ、急冷塔、BFで捕集された飛灰は全て飛灰処理装置において処理された後、焼却灰とは別に処理灰ピットに送られ、搬出される。

2.1.2 蒸気フロー

蒸気および復水の流れについてFig. 2に示す。まず、脱気器からボイラへ143℃×0.3 MPaG程度の飽和給水が給水され、ボイラにおいて高温排ガスと熱交換することでボイラ主蒸気を発生させる。その後、高圧蒸気だめへ送られ、そこから燃焼空気加熱器や脱硝用排ガス再加熱器などの排ガス処理プロセスおよび蒸気タービンへ送られる。各排ガス処理プロセスにおいて熱交換された蒸気は飽和水となり脱気器または復水タンクへ送られる。蒸気タービンでは、タービンを回転させるとともに、蒸気の一部を抽気し、場内利用や脱気器の加熱等、比較的必要熱量が小さいプロセスで利

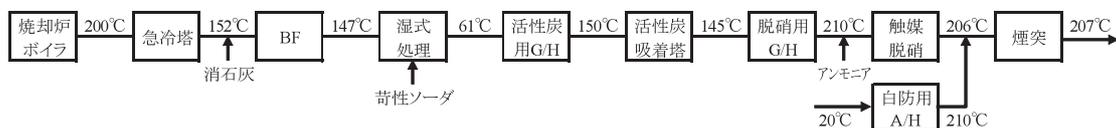


Fig. 1 Flow diagram of flue gas in municipal solid waste incinerator

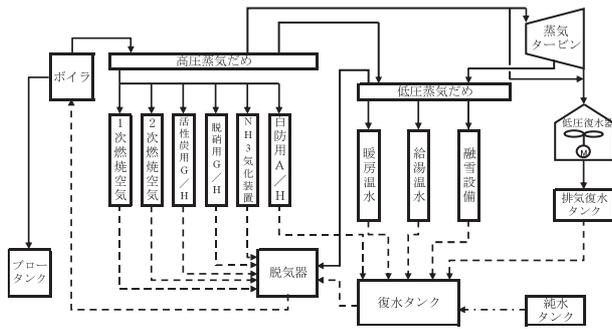


Fig. 2 Flow diagram of steam in municipal solid waste incinerator

用している。抽気以外のタービン通過蒸気はタービン排気復水器へと送られる。排ガス処理プロセス、タービン排気復水器、場内利用からの飽和水は復水タンクで一旦貯留された後に、脱気器へ送られる。脱気器では、蒸気中の配管や熱交換器の伝熱管における内面腐食の原因となるボイラ給水中の溶存酸素を脱気器加熱用蒸気で加熱することにより気化させ、少量の蒸気とともに器外に放出している⁶⁾。脱気器で脱気された水は、再びボイラ給水としてボイラへ送られる。

2.1.3 収支計算・評価方法

本モデルのフローチャートを Fig. 3 に示す。物質収支計算については、Table 1 で示したごみ量、ごみ質から必要酸素量、必要空気量を算出し、空気比を考慮して排ガス量、焼却灰量、飛灰量を求める。灰分のうち 18.6% が飛灰としている。熱収支計算に必要な熱量は主に、物質顕熱、物質潜熱、熱損失があり、以下の式で表される。

$$\begin{aligned} \text{物質顕熱 (kJ/h)} \\ &= \text{流量 (kg/h)} \times \text{比熱 (kJ/kg} \cdot \text{°C)} \\ &\quad \times (\text{温度 (°C)} - \text{外気温度 (°C)}) \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \text{水蒸気顕熱 (kJ/h)} \\ &= \text{流量 (kg/h)} \times (\text{水蒸気エンタルピー (kJ/kg)} \\ &\quad - \text{環境水エンタルピー (kJ/kg)}) \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \text{物質潜熱 (kJ/h)} \\ &= \text{蒸発量 or 凝縮量 (kg/h)} \times \text{潜熱 (kJ/kg)} \end{aligned} \quad (3)$$

$$\text{熱損失 (kJ/h)} = \text{入熱 (kJ/h)} \times 0.03 \quad (4)$$

各比熱については温度に応じた値を、エンタルピーについては温度や圧力に応じた値を用いた。外気温度は 20°C とし、熱損失についてはメーカー技術者へのヒアリングにより各工程の入熱の 3% とした。

Table 1 や Fig. 1 に基づき、ごみ質や焼却量、排ガス処理プロセスのパラメータにより、各蒸気復水プロセスでの蒸気使用量（主蒸気量、排ガス再加熱用蒸気量等）が決定される。それに応じてタービン蒸気量が決定される。また、主蒸気量が決まるとボイラ給水量

が決まり、脱気器における物質・熱収支計算により、低圧蒸気だめからの脱気器加熱蒸気量と復水タンクからの脱気器給水量が次々と決定される。場内利用蒸気量を設定値（暖房温水 1.34 t/h、給湯温水 1.33 t/h）とすると、タービン抽気蒸気量が決まるので、タービン発電機における発電機出力が算出される。タービンの発電機出力の算出は文献^{7,8)}を参考にタービン内では等エントロピー変化で膨張することにより仕事をすることとして、タービン入口、出口、抽気蒸気のエントルピーを蒸気エンタルピーエントロピー線図を用いて算出して内部効率を求め、最終的に設定値である機械効率等をかけて出力を求めた。

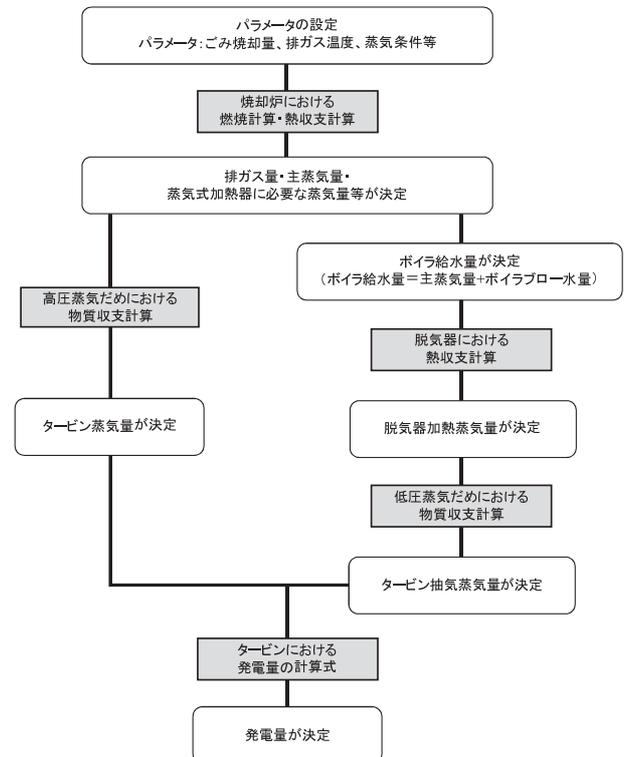


Fig. 3 Flow chart of mass and heat balance calculation

本研究における発電効率の式は以下の式(5)より算出した。本来、分母に外部燃料の発熱量と投入量が加わるが、本研究では外部燃料は投入されていない定常時を想定しているため、式(5)より求めた。

$$\begin{aligned} \text{発電効率 (\%)} \\ &= \frac{\text{発電出力 (kW)} \times 3600 (\text{kJ/kWh})}{\text{ごみ焼却量 (kg/h)} \times \text{ごみ低位発熱量 (kJ/kg)}} \end{aligned} \quad (5)$$

また、冬季と夏季では白煙防止装置の運用やタービン排気圧力等に違いがあり、発電量等の評価項目に大きく影響するので夏季（150日）と冬季（150日）と別々に計算し、年間300日間の平均として結果を評価

した。

算出された数値を用いて、GHG 間接削減量、EU エネルギー効率 (R1) 等の評価項目を算出し、エネルギー回収強化シナリオを評価した。

GHG としては CO₂、CH₄、N₂O を対象とし、Table 2 に示す排出係数を用いて、それぞれの総量を求め、温暖化係数をかけて CO₂ に換算した。また、ごみ焼却施設でも小規模施設では発電設備がない場合があり、その場合は全電力量を外部から購入している。したがって、GHG の間接削減量とは、購入電力量をごみ焼却施設での発電で賄うことによって減少する GHG 量を指しており、GHG 間接削減割合は式(6)で求めた。

GHG 間接削減割合 (%)

$$= \frac{\text{発電量(kWh)} \times 0.355(\text{kg-CO}_2/\text{kWh}) \times 1000(\text{t/kg})}{\text{GHG 排出量(t-CO}_2/\text{year)}} \times 100 \quad (6)$$

IPCC の定義では発電量の増加は廃棄物分野ではカウントされず、エネルギー分野でカウントされるため、ここでは間接削減量と呼ぶ。

Table 2 Emission factors of greenhouse gases relevant to waste incineration

種類		単位発熱量	排出係数	単位
ごみの焼却	CO ₂ 廃プラスチック	—	2.29	tCO ₂ /t
	合成繊維	—	2.69	tCO ₂ /t
	CH ₄ 一般廃棄物	—	0.00000096	tCH ₄ /t
	N ₂ O 一般廃棄物	—	0.0000565	tN ₂ O/t
買電・売電	関西電力(株)	—	0.355	kgCO ₂ /kWh
燃料の使用	都市ガス	41.1 GJ/千 Nm ³	0.0138	tC/GJ
	灯油	36.7 GJ/kL	0.0185	tC/GJ

R1 については式(7)により算出した⁵⁾。Ep 内の熱回収量には、Fig. 2 に示されている一次燃焼空気および二次燃焼空気の加熱、活性炭用 G/H、脱硝用 G/H、

NH₃ 気化装置、白防用 A/H、暖房温水・給湯温水、脱気器加熱に利用された蒸気エネルギーを含めた。なお、融雪設備は設置されているが、ほとんど使用されていないことから冬季でも使用しない計算とした。また、Ef および Ei に関して、「蒸気製造に寄与する」燃料と「蒸気製造に寄与しない」燃料を区別することは困難なので、Ef は焼却炉に投入される燃料の総発熱量とし、Ei は外部から買電した総電気エネルギーとして計算した。ただし、本研究では Ef および Ei は想定していないため、Ep、Ew のみの式になる。

$$R1 = (Ep - (Ef + Ei)) / (0.97 \times (Ew + Ef)) \quad (7)$$

Ep (GJ/year) : Ep = 熱回収量 × 1.1 + 発電量 × 2.6 で表される熱または電気として製造されたエネルギーの年間総量

Ew (GJ/year) : 処理廃棄物に含まれるエネルギーの年間総量

Ef (GJ/year) : 蒸気製造に寄与する廃棄物以外の燃料からシステムへの入力エネルギーの年間総量

Ei (GJ/year) : Ew および Ef 以外の持込エネルギーの年間総量

0.97 : 主灰および放熱によるエネルギーロスを考慮した係数

2.2 シナリオの設定

2.2.1 個別シナリオ

Table 3 に基本仕様とエネルギー回収強化シナリオ (以下、強化シナリオ) における各パラメータの比較を示す。エネルギー回収強化策としては他にも存在するが、制御可能および実施可能性を考慮して選択した。強化シナリオは主に、施設運用の変更、蒸気の効率的利用、熱回収能力の強化、発電システム効率の向上の4つに分類され、それぞれタービンへの蒸気量の増加またはタービン内部効率の向上により発電機出力が増

Table 3 Various scenarios about GHG reduction in waste power generation

分類	シナリオ	パラメータ	基本仕様	検討仕様
施設運用	白煙防止装置の運用停止 [シナリオ①]	白防条件	夏季: 19℃ × 60% 冬季: -1℃ × 60%	白煙防止装置の停止または白防条件の設定なし
	窒素酸化物濃度規制値の緩和 (触媒脱硝塔の非設置) [シナリオ②]	窒素酸化物濃度規制値	30 ppm (触媒あり)	100 ppm (施設 A の設定値) (触媒なし)
蒸気の効率的利用	高効率乾式排ガス処理 [シナリオ③]	—	湿式処理	高効率乾式排ガス処理の採用および湿式ガス洗浄塔の削除
	低温触媒脱硝 [シナリオ④]	触媒脱硝反応塔入口排ガス温度	210℃	175℃
熱回収能力の強化	低空気比燃焼 [シナリオ⑤]	空気比	1.8	1.4
	低温エコノマイザ [シナリオ⑥]	ボイラ出口排ガス温度	200℃	180℃ (エコノマイザ増強) 153℃ (急冷塔削除) 130℃ (BF 運転限界温度)
発電システム効率の向上	水冷式復水器 [シナリオ⑦]	タービン排気圧力	夏季: -86.6 kPaG 冬季: -93.5 kPaG	-96.2 kPaG
	蒸気条件の変更 [シナリオ⑧]	蒸気条件	400℃ × 4.0 MPa	300℃ × 2.5 MPaG 450℃ × 5.8 MPaG 500℃ × 9.8 MPaG

加することを目的としたものである。以下に簡単に各シナリオの想定効果をまとめる。

〔シナリオ①〕 白煙防止装置の運用停止

白防用空気・排ガス再加熱器の蒸気が不要となり、タービンへの蒸気量が増加する。また、白煙防止空気用ファンの消費電力が低減される。

〔シナリオ②〕 窒素酸化物濃度規制値の緩和（触媒脱硝反応塔の非設置）

触媒脱硝用排ガス再加熱器の蒸気が不要となり、タービンへの蒸気量が増加する。触媒脱硝反応塔の非設置時のNO_x濃度（100 ppm）は、文献⁹⁾中のNO_x除去対策を実施していない全国のごみ焼却施設におけるNO_x排出濃度の下限値を採用した。

〔シナリオ③〕 高効率乾式排ガス処理（湿式ガス洗浄塔の非設置）

排ガス温度の低下が少なく、後段の排ガスの再加熱に要する蒸気量を削減でき、タービンへの蒸気量が増加する。

〔シナリオ④〕 低温触媒の採用

触媒脱硝反応塔前での昇温幅が小さくなり、触媒脱硝用排ガス再加熱器に要する蒸気量を削減でき、タービンへの蒸気量が増加する。変更条件（入口排ガス温度：175℃）は低温触媒の採用事例¹⁰⁾を参考とした。

〔シナリオ⑤〕 低空気比燃焼

ボイラ設備出口の排ガス持出し熱量が低減でき、ボイラでの回収熱量が増加する。排ガス量が低減されることで、排ガスの再加熱に要する蒸気量を削減できる。排ガス量が低減されることで、誘引通風機の消費電力を低減できる。変更条件（空気比：1.4）は文献¹⁰⁾中の試算例を参考とした。

〔シナリオ⑥〕 低温エコノマイザ

ボイラ設備出口の排ガス持出し熱量が低減でき、ボイラでの回収熱量が増加する。変更条件（エコノマイザ出口排ガス温度：153℃）は低温エコノマイザの採用事例⁹⁾を参考とし、130℃は標準的なごみ質の露点温度として限界点とした。

〔シナリオ⑦〕 水冷式復水器

蒸気タービンでの熱落差の増加により、回収熱量が増加する。変更条件（タービン排気圧力：-96.2 kPaG）は水冷式復水器の採用事例¹¹⁾を参考とした。

〔シナリオ⑧〕 蒸気条件の変更

蒸気タービンでの熱落差の増加により、回収熱量が増加する。変更条件（蒸気条件：300℃×2.5 MPaG, 450℃×5.8 MPaG, 500℃×9.8 MPaG）は、文献中のボイラ蒸気の高圧高圧化の検討事例¹²⁾を参考とした。

2.2.2 個別シナリオの組み合わせケース

個別のシナリオについて評価した後、各シナリオを組み合わせた場合の効果について試算した。組み合わせケースとしては無数にあるが、2ケース行った。

ケース1は究極の目標としての状況を示すために、すべてのシナリオを適用した。ただし、シナリオ⑥においてエコノマイザ出口排ガス温度130℃は露点であり、153℃のケースの両方を試算した。また、シナリオ②とシナリオ④については当然のことながらどちらか一方しか適用することができない。また、適用順序については、近年では乾式排ガス処理でも高効率反応性消石灰やナトリウム系薬剤を使用することで、湿式排ガス処理と同じ程度まで酸性ガスを除去することが可能となっており¹³⁾、今後乾式排ガス処理の導入が進むと考えられるので、シナリオ③を最初に適用することとした。

ケース2は、排ガス処理として乾式処理と湿式処理の場合を分けて、現実の施設に対してどのような改良あるいは運用面の変更を加えていくことによりどの程度発電効率が向上するかに注目し、発電効率、GHG間接削減割合、R1を算出した。そのため、現状の蒸気条件〔400℃×4.0 MPaG〕は変更させず、シナリオ①、②、③、⑤、⑥、⑦を適用した。また、環境省からごみ焼却施設の基幹設備改良についてCO₂削減率に基準が設けられている¹⁴⁾。その中では、式(8)のように定められている。

CO₂削減率(%)

$$= \frac{\text{改良に伴うCO}_2\text{排出削減量(t-CO}_2\text{/year)}}{\text{改良前の施設全体のCO}_2\text{排出量(t-CO}_2\text{/year)}} \times 100 \quad (8)$$

改良前の施設全体のCO₂排出量

$$= \text{消費電力量} \times \text{CO}_2\text{排出係数} + \text{化石燃料使用量} \times \text{CO}_2\text{排出係数}$$

改良に伴うCO₂排出削減量

$$= (\text{改良前の消費電力量} - \text{改良後の消費電力量}) \times \text{CO}_2\text{排出係数} + (\text{改良前の化石燃料使用量} - \text{改良後の化石燃料使用量}) \times \text{CO}_2\text{排出係数} - (\text{改良前発電電力量} - \text{改良後の発電電力量}) \times \text{CO}_2\text{排出係数} - (\text{改良前の場外熱供給量} - \text{改良後の場外熱供給量}) \times \text{CO}_2\text{排出係数}$$

志賀らの調査では消費電力にはばらつきがあり、規模により異なるが、本施設は260 kWh/t-ごみであり、同規模ではやや高い部類に入る³⁾。本研究では、現状の消費電力量については対象施設のプラント動力係数などの値を用いて計算しているが、シナリオ変更に伴うものについては排ガス量の変化に伴う誘引送風機の変化に伴うもののみを考慮している。また、新たな装置の設置（低温エコノマイザや水冷復水器の設置）や撤去（脱硝設備や湿式ガス洗浄装置の撤去）については設備ごとの消費電力がわからないため、考慮できていない。この点に注意を要するが、ここでは計算により求めた改良前後の消費電力量および発電電力量を用いて、CO₂削減率を算出し、技術を評価した。なお、化石燃料使用量は改良前後で変化がないものと

し、分母のみに加えた。また場外熱供給は本施設では想定されていない。基幹的設備改良マニュアルでは、電力のCO₂排出係数は0.561 kg-CO₂/kWhを使用することが規定されているため、0.355 kg-CO₂/kWhの代わりに利用した。

3. 結果と考察

3.1 エネルギー回収個別技術の評価

Table 4 に基本仕様に複数のエネルギー回収強化シナリオをそれぞれ適用した際の発電機出力および発電効率、GHG 排出量、間接 GHG 削減量、間接 GHG 削減割合を示す。まず、基本仕様の時の発電効率は15.1%であった。対象施設の3年間の実績は15.2%であり、ほぼ同等の効率であることが確認された。GHG 排出量の内訳としては、廃プラスチックおよび合成繊維の燃焼に伴うCO₂が38,000 t-CO₂/year、CH₄が2.42 t-CO₂/year、N₂Oが2,100 t-CO₂/year、買電によるものが425 t-CO₂/year、燃料消費によるものが227 t-CO₂/yearで合計40,710 t-CO₂/yearとなった。年間のGHG 排出量についても対象施設の3年間の実績は平均約40,000 t-CO₂/yearであり、本モデルにより再現されているといえる。

シナリオ⑧において主蒸気の条件を300℃×2.5 MPaGにした場合、発電機出力は1,130 kW 減少し、発電効率も2.7%程度減少した。その他の機能向上のシナリオはいずれも発電機出力を向上させ、発電効率を0.5~1.7%増加させた。特に、シナリオ②のNO_x規制値緩和やシナリオ⑤低空気比燃焼、シナリオ⑥低温エコノマイザ(130℃)では大きな発電機出力の増加が認められた。

GHG の間接削減量は発電機出力に伴い、変化するため、基本仕様39.4%から最大で43.7%まで上昇した。このことは通常の焼却施設でも、プラスチックや

合成化学繊維など化石燃料由来のごみ燃焼によるGHG 排出量の約4割をごみ発電により相殺していることを示している。効果の高い対策により基本仕様に比べ約1割程度GHG 削減量を増加させることができる。

R1 については、発電効率やGHG 間接削減量とは異なり、高い値を示したのはシナリオ⑥低温エコノマイザを採用した場合とシナリオ⑧の蒸気条件を変更した場合であった。R1 の計算式では内部プロセス(排ガス処理等)に使用する蒸気の方が発電利用よりも相対的に有利に評価しているといえる。排ガス処理に使用するエネルギーが低減するシナリオ①~⑤に関しては、発電機能を向上させていても基本仕様よりもR1 の数値が減少した。内部プロセスへの蒸気供給を変化させず、全体のエネルギー回収量を増加させているシナリオ⑥~⑧(蒸気条件の悪化ケースを除く)についてはR1 の値は上昇した。EU のエネルギー回収の指標であるR1 とGHG 削減量とは必ずしも一致しないことがわかった。

次に、発電効率向上効果が高かった個別シナリオを検討していくと、シナリオ②では、本モデルにおいて脱硝用G/Hは排ガス処理プロセスで使用される蒸気量の約27%を占め、その分が必要なくなることで大きな発電機出力の増加が見込まれた。ただし、この場合、触媒を非設置することとなるため、NO_xは除去されることなくそのまま大気中へ排出されることとなる。その場合、煙突排ガス中のNO_x濃度はA市の環境調査報告書記載の単位ごみあたりの窒素酸化物量から算出すると131 ppmとなった。したがって、別途無触媒脱硝方式(炉内でのNH₃もしくは尿素吹込み)が必要となる。ここでは、この分については積み上げしていないが、エネルギー的には大きなものとならないと推定される。NO_x低減方法としては、シナリオ④の低温触媒の採用があるが、これでも発電効率は16.5%となっており、1.4%の効果があることから、

Table 4 Waste power generation efficiency and GHG reduction in each scenario

シナリオ	発電機出力 kW	発電効率 %	GHG 排出量 tCO ₂ /year	GHG 間接 削減量 tCO ₂ /year	GHG 間接 削減割合 %	R1 —
基本仕様 (0)	6,270	15.1	40,710	16,000	39.4	0.827
① 白煙防止装置停止	6,480	15.6		16,600	40.7	0.819
② NO _x 濃度規制値緩和	6,950	16.8		17,800	43.7	0.799
③ 乾式処理の採用	6,900	16.6		17,600	43.3	0.802
④ 低温触媒の採用	6,830	16.5		17,400	42.9	0.804
⑤ 低空気比燃焼	6,920	16.7		17,700	43.5	0.816
⑥ 低温エコノマイザ 180℃	6,450	15.6		16,500	40.5	0.841
⑥ 低温エコノマイザ 153℃	6,710	16.2		17,100	42.1	0.859
⑥ 低温エコノマイザ 130℃	6,910	16.7		17,700	43.4	0.875
⑦ 水冷式復水器の採用	6,720	16.2		17,200	42.2	0.856
⑧ 蒸気条件 300℃ ×2.5 MPaG	5,140	12.4		13,100	32.3	0.767
⑧ 蒸気条件 450℃ ×5.8 MPaG	6,740	16.3		17,200	42.3	0.855
⑧ 蒸気条件 500℃ ×9.8 MPaG	6,870	16.6		17,600	43.1	0.861

導入コストには大きな差があるが、NO_x 対応することにより大きな GHG 削減が望めることになる。火力発電所における NO_x の排出係数は 0.3 g/kWh である¹⁵⁾。これに対して本ごみ焼却施設においては 30 ppm の排出であると、その排出係数は 0.58 g/kWh となる。なお、NO_x は NO として換算した。680 kW の発電機出力増強により、石炭火力からの NO_x 排出を減らすことが可能となるが、100 ppm まで上昇させたうちの約 2.4% に過ぎず、大きな効果はない。

シナリオ⑤低空気比燃焼では、シナリオ設定で記述した効果があり、発電機出力は 650 kW 増加した。しかしながら、本モデルでは単純に炉内に供給する空気量を減少させたため、炉内温度が 1,100℃ 程度まで高温化することが示されたため、これ以上の温度上昇は炉内材料の耐熱性から困難と考えられる。したがって、一部の排ガスを再循環して空気比を減少させる方式 (EGR) などを組み合わせることが現実的な対応として考えられる。その場合、先の研究では EGR 方式の方が若干発電効率が低下すると見込まれている⁴⁾。

シナリオ⑥の低温エコマイザの採用については、上記で示した持出し熱量の減少とともに冷却水噴霧用空気の排ガスへの流入が若干小さくなり、後段の排ガス再加熱に要する蒸気量が少量であるが削減されることにより、640kW 程度発電機出力が増加した。

蒸気の高圧化は発電機出力の増加に一定の効果を示したが、500℃×9.8 MPaG では蒸気条件がかなり高いにも関わらず、その効果はそれほど大きくなかった。これは、本モデルの焼却能力の設定条件が 400 t/day と比較的小さく、蒸気を高圧化しても排ガス処理プロセスで使用される蒸気の割合が高く、またブロー水として持ち出される熱量も相対的に高くなることからタービン流入蒸気量が減少し、高圧化のメリットを十分に反映できなかったことによると考えられる。

3.2 エネルギー回収個別技術の組み合わせ

(1) ケース 1

発電効率の変化を Fig. 4 に示す。図を見ると、シ

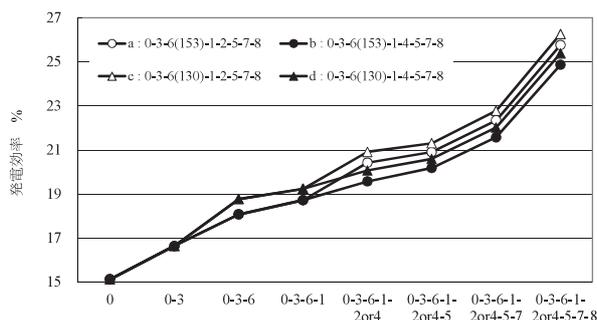


Fig. 4 Power generation efficiency in each scenario of case 1

ナリオを追加することで発電効率は段階的に向上していき、最大で 26.3% にまで達した。また、シナリオ⑧ (500℃×9.8MPaG の蒸気条件の高温高圧化) および低温エコマイザ (130℃)、NO_x 濃度規制値緩和といったシナリオを入れず、現状で達成可能な技術での最大発電効率は 21.6% と試算された。乾式排ガス処理の採用、低温エコマイザ (153℃)、白煙防止の停止のみで環境省が高効率ごみ発電施設整備マニュアルで示す循環型社会形成推進交付金の交付要件 18.5%¹⁰⁾ を超えた。現状の技術レベルでさらなるエネルギー強化策を適用することで、交付要件の発電効率よりも 3% 程度上乗せできることがわかった。

低温エコマイザの温度差は個別シナリオでの差とほぼ同じ程度 (0.4~0.5%) であったが、シナリオ②とシナリオ④では約 0.8% 程度開きがあり、NO_x 規制値緩和の効果は大きかった。また、最大発電効率の場合で基本仕様と比べて 4,620 kW の出力上昇が見込めるため、石炭火力での NO_x 排出量を 1,390 g/h (4,620 kWh×0.3 g/kWh) 程度減少させることができることとなる。低空気比燃焼を採用していることもあり、排ガス流量は 4,220 Nm³/t-ごみであり、処理量 (400 t/day) から 1,390 g/h の NO 排出量を濃度換算すると、都市ごみ焼却煙突濃度で 15 ppm 程度相当になり、NO_x 濃度規制値緩和を行い、無触媒脱硝を実行して 45 ppm (30+15 ppm) 程度を守ることができれば、大気への NO_x 排出量は火力発電とごみ焼却施設を総合的にとらえると、エネルギー回収強化策適用前と同等になる。無触媒脱硝では未反応アンモニアと塩化水素による塩化アンモニウムが生成が問題となる可能性があるが、無触媒脱硝技術の改善がなされており、バグフィルタ等である一定程度除去されることが報告されており、対応可能と考えられる¹⁶⁾。

Fig. 5 に GHG 間接削減割合を示す。今回のシナリオではごみ発電のみの削減分であるため、発電効率の変化と GHG 間接削減割合の変化はまったく同じであった。基本仕様 (0) では 39.4% だった GHG 間接削減割合が、最大で 68.4% まで増加している。つま

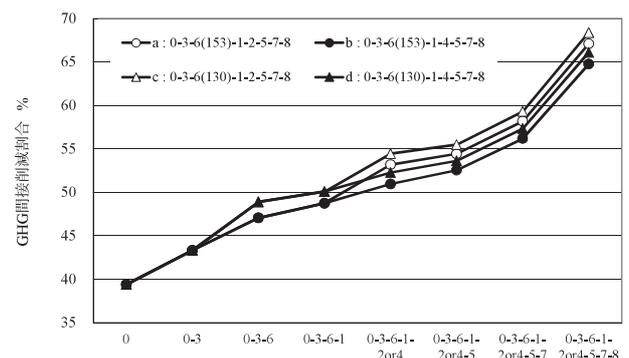


Fig. 5 Indirect reduction of GHG in each scenario of case 1

り、エネルギー回収の高効率化を進めることで施設からのGHG排出量の約70%をごみ発電により削減できるという結果となった。現状にある技術での最大間接削減割合は56.2%であった。

Fig. 6にはR1の変化を示す。R1については、排ガス処理プロセスで使用する蒸気量が減少するシナリオでは減少する結果となった。一方、シナリオ⑥、⑦および⑧では増加する結果となった。

シナリオ⑥ではボイラにおける熱回収量が増加し、排ガス処理プロセスでの蒸気使用量は変化しないのでR1は増加した。シナリオ⑦では、タービンにおける熱落差の増大により発電量が増加したので、その増加分だけR1も増加した。シナリオ⑧では、排ガス処理プロセスに必要な蒸気量は他のシナリオにより最小限まで削減されているので、発電量が増加する分R1も増加している。また、シナリオ②とシナリオ④を比べると、排ガス処理プロセスに蒸気を使用するシナリオ④の方がR1の値は高く、発電効率とは逆の傾向となった。これらの傾向から、R1は蒸気発電利用よりも熱回収の方を有利に評価していることを意味している。これは、発電に関してはヨーロッパの石炭火力発電効率を38%（逆数で2.6）および熱供給プラントの熱効率を90%（逆数で1.1）と置いて、各エネルギーを一次エネルギーに換算しているが、発電効率については火力とごみ発電との間で差が大きいことを示唆している。

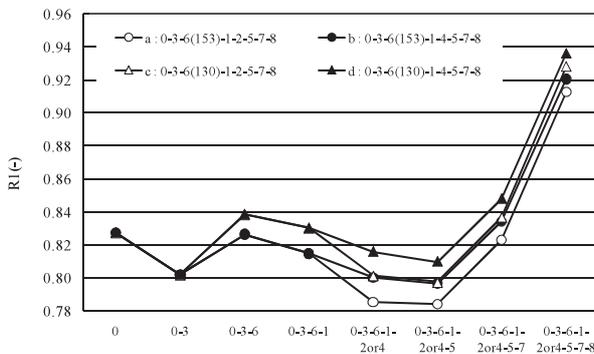


Fig. 6 EU energy efficiency factor (R1) in each scenario of case 1

(2) ケース 2

発電効率の変化を Fig. 7 に示す。湿式排ガス処理を採用した場合(f)でも、発電効率は15.1%から最大20.3%へと5.2%向上することがわかった。運用面での対応（白煙防止およびNOx規制緩和：無触媒脱硝の採用）で約2%上昇した。乾式排ガス処理の場合、運用面での対応で19.4%へ2.8%向上する結果となった。最大22.3%まで向上したことから、シナリオ①、②、⑥、⑤、⑦の適用により5.7%上昇したことになり、同じようにシナリオ適用する上でも乾式排ガス処

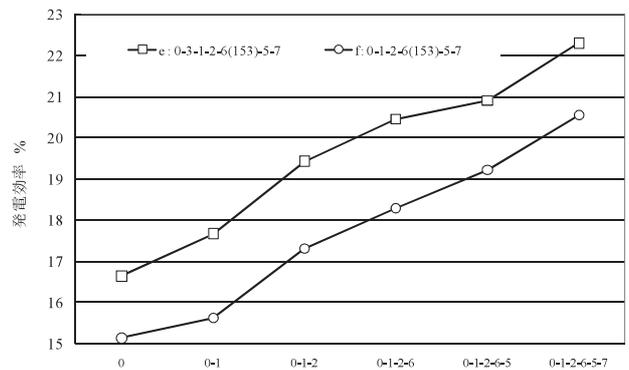


Fig. 7 Power generation efficiency in each scenario of case 2

理の方が有利であることがわかった。

Table 5 に GHG 排出削減量をまとめた。ケース 1 と同様に方法により求めた GHG 間接削減割合は乾式排ガス処理の場合で、43.3 から 58.8% へ、湿式排ガス処理の場合で 39.4 から 54.0% となった。これまで GHG 削減量は関西電力による排出係数 0.355 kg-CO₂/kWh を用いて計算したが、ごみ焼却施設の基幹的設備改良においては、0.561 kg-CO₂/kWh を用いて CO₂ 削減率を出すことが求められている¹⁴⁾。この CO₂ 換算係数を用いると、間接削減量は大きくなる。乾式排ガス処理システムですべてのオプションを追加したケース (0-3-1-2-6-5-7) では、現在の排出量 (約 40,000 t-CO₂/年) にほぼ匹敵することになる。

2.2.2 で述べたように、CO₂ 削減率は改良前後の消費電力量により求められる。これによると、湿式排ガス処理システムで、白煙防止の停止を行うことだけで、CO₂ 削減率は 4.6%、さらに、NOx 規制緩和を行うと 20.3% となる。基幹的設備改良の 1/2 交付金の基準は 20% であり、運用面の変更のみで基幹的設備改良の基準に達する。運用面の変更のみでは設備追加による消費電力量の増加はなく、逆に、脱硝装置の撤去で削減されるはずであると考えられるため、CO₂ 削減率

Table 5 GHG reduction in each scenario of case 2

シナリオ	GHG 排出量 tCO ₂ /year	GHG 間接 削減量 (0.355) tCO ₂ /year	GHG間接 削減割合 (0.355) %	GHG 間接 削減量 (0.561) tCO ₂ /year	CO ₂ 削減率 (0.561) %
0-3	40,710	17,600	43.3	27,900	13.4
0-3-1		18,700	46.0	29,600	23.7
0-3-1-2		20,600	50.6	32,500	40.2
0-3-1-2-6		21,700	53.3	34,300	49.8
0-3-1-2-6-5		22,200	54.5	35,000	54.2
0-3-1-2-6-5-7		23,900	58.8	37,800	67.7
0	40,710	16,000	39.4	25,300	0.0
0-1		16,600	40.7	26,200	4.6
0-1-2		18,300	45.0	28,600	20.3
0-1-2-6		19,400	47.6	30,300	29.5
0-1-2-6-5		20,400	50.0	31,900	40.2
0-1-2-6-5-7		22,000	54.0	34,700	48.7

は実際にはこの数値以上になると考えられる。

乾式排ガス処理の場合は、その適用によりすでに13.4%の削減率であり、これに白煙防止の停止を行うことにより23.7%まで達する。したがって、Table 4の個別技術の傾向も考慮すると、設備改良を伴うシナリオ③、④、⑤、⑥、⑦は運用面の変更と組み合わせることにより基幹的設備改良基準20%は達成できると考えられる。

Fig. 8にR1の変化を示す。R1については、運用面だけで対応する場合には減少し、乾式排ガス処理では0.76を下回った。しかし、欧州の基準である0.65（新設）、0.6（既設）を上回った⁵⁾。上記にでも述べたとおり、R1とCO₂削減率の関係をみると、必ずしも一致しておらず、現在の日本での発電利用を重視した評価においては適さないことが明らかとなった。

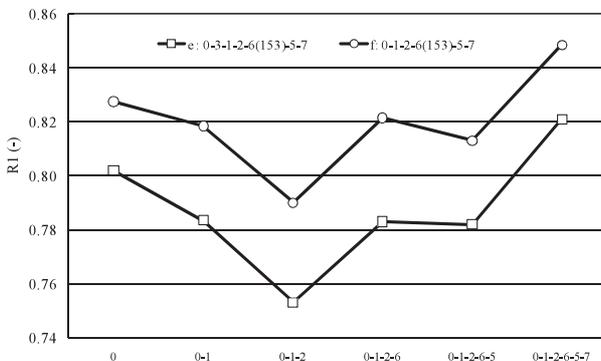


Fig. 8 EU energy efficiency factor (R1) in each scenario of case 2

4. おわりに

エネルギー回収強化策のシナリオ分析においては、現在の個別技術および運用面を組み合わせれば、本モデルの400t/日規模において発電効率は最高で22.3%まで向上させることが可能であることがわかった。また将来的な技術の発展により26%程度の発電効率が見込めた。

発電効率の向上によりGHG間接削減量は大きくなり、GHG間接削減割合は50%を超えた。一方で、EUエネルギー効率についてはGHGの削減傾向とは必ずしも合致しないため、指標として用いることは適さないと考えられた。

本研究においては、コスト面の試算は行っていないが、実際の施設においてエネルギー回収能力の増強を実施する際には、その費用対効果が重要となってくるため、今後はシナリオ分析と合わせてコスト試算によるシナリオの実現性を評価すべきと考えられる。また、

排ガス量の低下に伴う排風機の電力削減などについて一部は考慮できているが、他の波及的な電力削減などについては見込めていない。これらエネルギー回収技術の焼却施設内での波及的な影響も調べることで、より正確な発電量およびGHG削減量が求められることができると考えられる。さらに、発電だけでなく、余熱の回収利用の強化がさらなるGHG削減をもたらすと考えられ、熱エネルギーのカスケード利用を行うことが求められ、評価される必要があるだろう。

参考文献

- 1) 国立環境研究所地球環境研究センター 温室効果ガスインベントリオフィス(GIO)編 環境省地球環境局地球温暖化対策課 監修：日本国温室効果ガスインベントリ報告書, pp. 2-1, 8-1(2010)
- 2) 八木美雄：焼却施設における熱回収効率向上・省エネルギー等温暖化対策技術に関する研究, (財)廃棄物研究財団, 平成18年度廃棄物処理等科学研究費補助金研究報告書 (2007)
- 3) 志賀光洋, 堀尾正毅, 小林久, 岡田久典, 重藤さわ子, 日高正人, 桑原洋享, 米田理津子：横断的ごみ処理システムによる大幅なエネルギー回収・CO₂排出削減ポテンシャル評価, 第18回廃棄物学会研究発表会講演論文集, pp. 49-51(2007)
- 4) 高岡昌輝：却施設におけるエネルギー回収能力増強による二酸化炭素排出量の削減効果, 都市清掃, Vol. 62, No. 292, pp. 8-15(2009)
- 5) Draft Guidance for the determination of the energy efficiency factor R1 (Waste Framework Directive 2008/98/EC) (2008)
- 6) タクマ環境技術研究会編：ごみ焼却技術絵とき基本用語〔改訂増補版〕, オーム社 (2003)
- 7) 守岡修一：低炭素社会に向けての廃棄物発電の評価に関する研究, 岡山大学大学院博士論文, pp. 99-103 (2009)
- 8) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)：廃棄物発電導入マニュアル 改訂版 (資料編), pp. 8-9 (2002)
- 9) 古林通孝, 安田直明：都市ごみ焼却施設の窒素酸化物自主規制地緩和による発電量向上に関する検討, 第21回廃棄物学会研究発表会 企画セッション発表資料, pp. 95-108 (2010)
- 10) 環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課：高効率ごみ発電施設整備マニュアル (2010)
- 11) 永田俊美, 馬場健志, 長田守弘：シャフト炉式ガス化溶融炉の特徴を活かした高効率発電への取り組み～発電端効率23%を目指して～, 新日鉄エンジニアリング技報, Vol. 1, pp. 23-28 (2010)
- 12) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 技術評価委員会「高効率廃棄物発電技術開発」分科会：「高効率廃棄物発電技術開発」(従来型ストーカ炉発電等高効率化技術開発)事後評価報告書, pp. 2-32 (2002)
- 13) 高岡昌輝, 増田孝弘：循環型社会, 低炭素社会に対応した都市ごみ中間処理方式, 廃棄物資源循環学会誌, Vol. 21, No. 6, pp. 368-379 (2010)
- 14) 環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課：廃棄物処理施設の基幹的設備改良マニュアル (2010)
- 15) (財)石炭エネルギーセンター：石炭の開発と利用のしおり (2009)
- 16) 高岡昌輝：ごみ焼却施設における排ガス処理・飛灰処理技術の動向, 環境浄化技術, Vol. 9, No. 10, pp. 28-32 (2010)

Effect of Energy Recovery Technologies on Reduction of GHG Emission from Municipal Solid Waste Incinerator

Masaki Takaoka^{1)†}, Kohei Mizutani¹⁾, Kazuyuki Oshita¹⁾ and Tadao Mizuno¹⁾

¹⁾ Dept. of Environmental Eng., Graduate School of Eng., Kyoto University

† Correspondence should be addressed to Masaki Takaoka :
(Dept. of Environmental Eng., Graduate School of Eng., Kyoto University
E-mail : takaoka.masaki.4w@kyoto-u.jp)

Abstract

We developed a heat and mass balance model of municipal solid waste incinerator (MSWI) using the specification document and the data from a real plant, and evaluated the improvement effect of waste power generation efficiency on reduction of greenhouse gas (GHG) emission from MSWI using the model. In individual countermeasures, combustion technology with low air ratio, low temperature economizer and relaxation of regulation value for NOx greatly contribute to improve power generation efficiency and GHG reduction. Using various existing countermeasures, the efficiency of power generation can achieve about 22% in MSWI with capacity of 400 ton/day. With future technological developments it will become about 26%. EU energy efficiency factor (R1) is not necessarily consistent with the GHG reduction so that it is not suitable as an indicator of GHG reduction in MSWI.

Key words : waste power generation, GHG reduction, heat balance, mass balance, EU energy efficiency factor