

高性能排ガス処理システム

High Efficiency Flue Gas Treatment System



白谷彰浩	Akihiro Usutani	①
近藤守	Mamoru Kondo	②
氏原龍秀	Tatsuhide Ujihara	③
嶋崎伸吾	Shingo Shimazaki	①
古林通孝	Michitaka Furubayashi	④
濱利雄	Toshio Hama	④

あ ら ま し

高効率ごみ焼却発電施設を計画するうえで、排ガス処理システムで消費され捨てられていた蒸気エネルギーを、少しでも多くタービンへ供給する方策は欠かせない。同時に、年々強化される排ガス保証値を満足する高性能を、建設から運用まで低コストに実現しなければならない。

当社では、窒素酸化物30ppmを保証可能な高効率無触媒脱硝装置（NeoSNCR®）、硫黄酸化物、塩化水素ともに10ppmを保証可能な高性能乾式排ガス処理装置（RSorp®）をラインナップし、高性能だが高コストでエネルギー消費量が多い触媒脱硝装置と湿式排ガス処理装置の代替を可能とした。

Abstract

A high efficiency flue gas treatment system with low energy consumption, high removal efficiency, and low cost is one of the most important means to secure high electrical efficiency in Energy from Waste (EfW) plants.

Our lineup of high performance selective non-catalytic reduction (NeoSNCR®) and dry flue gas treatment (RSorp®) systems can achieve 30 ppm nitrogen oxide and 10 ppm hydrogen chloride and sodium dioxide, offering an alternative to the selective catalytic reduction and wet scrubber system that delivers high performance but consumes a huge amount of energy at high cost.

1. 緒 言

東日本大震災と福島第一原発事故以降、再生可能エネルギーへの転換と安定電源確保が社会的に求められている。ごみ焼却発電施設はバイオマスの一部を燃料とし、原発2基分に相当する170万kWの発電能力を持つ安定電源の候補のひとつである。

高効率ごみ発電を行うごみ焼却発電施設に対しては、温暖化対策推進を目的に2009年（平成21年）から「循

環型社会形成推進交付金」の交付率が1/2に引き上げられ、2012年（平成24年）からは「再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）」がスタートし、発電効率向上へのインセンティブは大きくなっている。

大気汚染防止法に基づく廃棄物焼却炉の窒素酸化物（NOx）排出基準値は総量規制指定地域を除いて250ppm（以下、濃度はいずれも乾ガス、温度零度、圧力1気圧、酸素濃度12%換算）、硫黄酸化物（SOx）排出基準値は地域により設定され、塩化水素（HCl）排出基準値は430ppmである。しかし、新しく建設される施設には、NOx 30ppm、SOxとHCl 10ppm程度の厳しい排ガス保証値が適用されて、さらに厳しくなる傾向である。欧州においては、NOx基準値は88ppm、SOxとHClの基準値はそれぞれ15ppmと5ppmであり、さらに厳しい

① Hitz日立造船㈱ 環境・エネルギー・プラント本部 環境設計部
 ② Hitz日立造船㈱ 環境・エネルギー・プラント本部 環境技術企画部
 ③ Hitz日立造船㈱ 環境・エネルギー・プラント本部 環境ソリューション設計部
 ④ Hitz日立造船㈱ 事業・製品開発本部 技術研究所

保証値が設定される場合がある。また、近年ごみ焼却発電施設が多数計画・建設されている中国では欧州と同じ保証値が適用される施設が増えている。

厳しい保証値が適用される施設にはNO_x除去に触媒脱硝装置を、SO_xやHCl除去には湿式排ガス処理装置を採用することが多いが、処理に適した温度まで排ガスを加熱するために多くの蒸気エネルギーを消費し、発電効率を低下させるという欠点があった。また、設備が大がかりであるため、建設費、維持管理費とも高価なものである。

当社は、触媒脱硝装置、湿式排ガス処理装置と同等の高度な公害防止性能と省エネルギー、さらに薬剤使用量の最小化を同時に実現する新しい高効率無触媒脱硝装置(NeoSNCR[®])、高性能乾式排ガス処理装置(RSorp[®])をラインナップし、排ガスから一層の熱回収を行い発電効率を向上するシステムなどを加えて、ごみ焼却発電施設の発電能力向上、環境保全、低コスト化に貢献してゆきたいと考えている。

2. 高効率無触媒脱硝

2.1 ごみ焼却発電施設のNO_x低減技術

ごみ焼却発電施設からのNO_x排出濃度は、NO_x低減技術を採用しない場合で100～120ppm程度である。さらに厳しい排ガス保証値を満足するためのNO_x低減技術にはごみ焼却発電施設のフローの例(図1参照)のとおり、以下の3つがある。^{1) 2)}

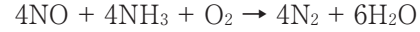
①排ガス再循環(EGR)

燃焼排ガスを焼却炉に戻すことで、ごみ中の可燃成分を緩慢燃焼させてNO_xの発生を抑制する。

②無触媒脱硝(SNCR)

アンモニア(NH₃)や尿素などの還元剤を焼却炉上部の800～900℃の高温排ガス中に直接噴霧して、触媒を使用せずNO_xを無害な窒素(N₂)と水(H₂O)に還元する技術である。除去性能はこれまで30%程度に留まっていた。

還元剤としてNH₃を用いる場合の反応式は以下のとおりである。



③触媒脱硝(SCR)

排ガス中にNH₃を吹き込んで、チタン-バナジウム系触媒に通すことにより、NO_xとNH₃の反応を促進し窒素(N₂)と水(H₂O)に変換させる。除去性能は60%以上が可能である。

この中でもSCRはNO_x低減効果が最も優れており、厳しい保証値が設定されている施設で広く採用されているが、ごみ焼却発電施設のSCRはアルカリ金属・酸性硫酸等による触媒劣化を避けるために、上流側のバグフィルタを200℃以下で運転しダイオキシン類の除去・除塵・脱塩・脱硫を行ったあと、蒸気式排ガス再加熱器で大量の蒸気を消費して200℃以上に昇温してから触媒に通すのが一般的であった。

SCRを採用せず、蒸気式排ガス再加熱器で消費する蒸気を発電に供するためには、EGRやSNCRの性能を向上させることが必須であった。

2.2 高効率無触媒脱硝の原理と特長

SNCRで高性能を得るためには、NH₃を適正な排ガス温度域に吹き込むことが重要である。これは、低温域に吹き込むとNH₃が反応しきれず未反応のNH₃が煙突から排出され、逆に高温域に吹き込むとNH₃がNO_xに酸化される

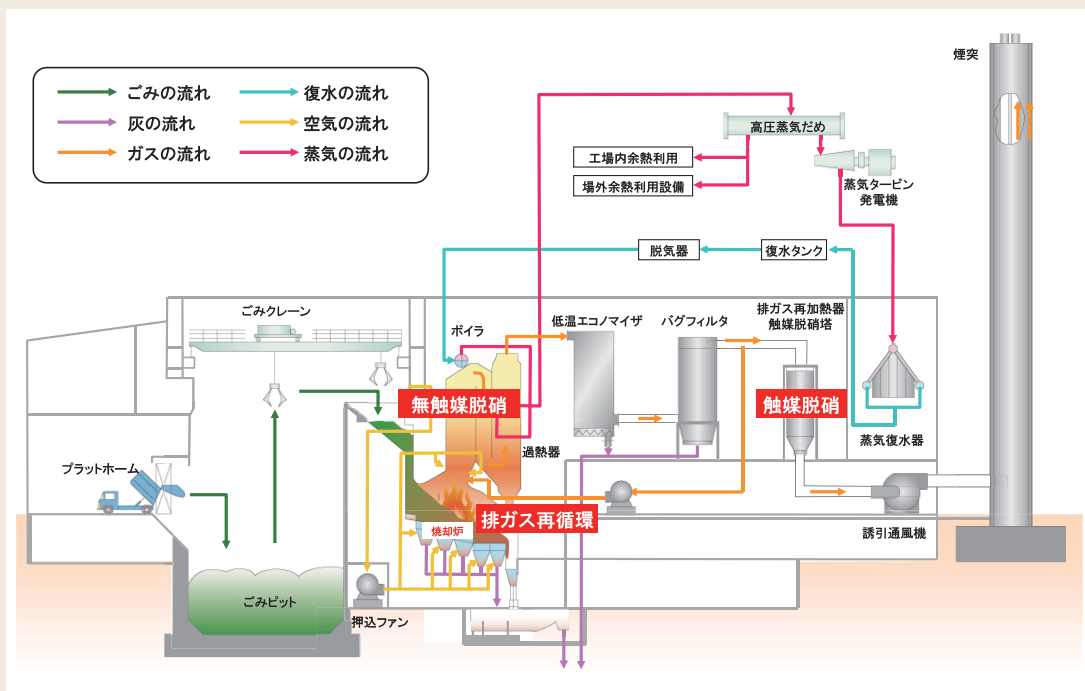


図1 ごみ焼却発電施設のフローの例

からである。一方、ごみ焼却発電施設において、炉内温度やNO_x発生濃度はごみ質などの影響を受けて時々刻々と変化し、最適なNH₃噴霧位置、最適なNH₃量が常に変動する。

高効率SNCR (NeoSNCR[®]、以降、高効率SNCRと記す) は、以下の3つの技術を組み合わせることで、SCRに匹敵する除去率65%を実現した。

- ① 最適な温度域へのNH₃供給
- ② NH₃供給量の最適化
- ③ 十分な攪拌混合

図2に高効率SNCRのコンセプトを示す。

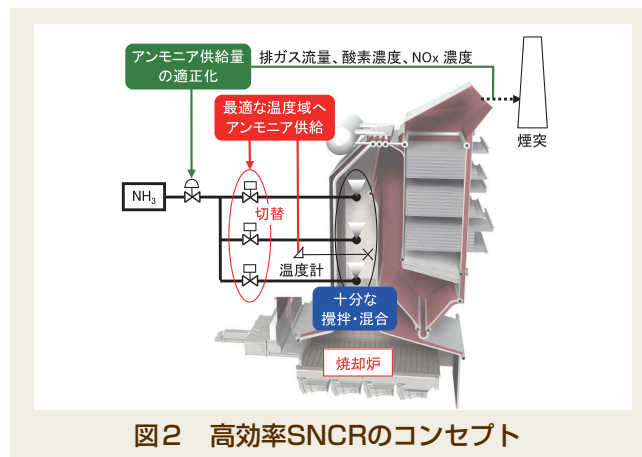


図2 高効率SNCRのコンセプト

2.2.1 最適な温度域へのNH₃供給 反応に最適な温度域は800～900℃と非常に狭いが、焼却炉の内部温度は図3に示すとおり時々刻々変化し、100℃程度は容易に変動する。

これに対して、NH₃噴霧ノズルを排ガス流れ方向に複数段設け、炉内温度の変化に応じてNH₃供給位置を自動的に切り替える。

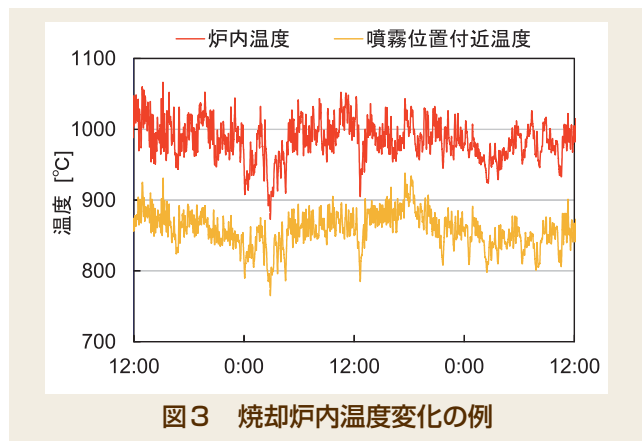


図3 焼却炉内温度変化の例

2.2.2 NH₃供給量の最適化 排ガス量、酸素濃度、NO_x濃度等から最適量のアンモニア量を演算し連続的に供給する自動制御を採用する。

2.2.3 十分な攪拌混合 焼却炉内へのNH₃拡散シミュレーションの結果を図4に示す。従来方式の無触媒脱硝装置(図中右)は噴霧されたNH₃が壁付近に滞留し、中央付近へ届いていないのに対して、高効率SNCR(図中左)では噴霧されたNH₃が速やかに全体に

拡散・混合していることがわかる。

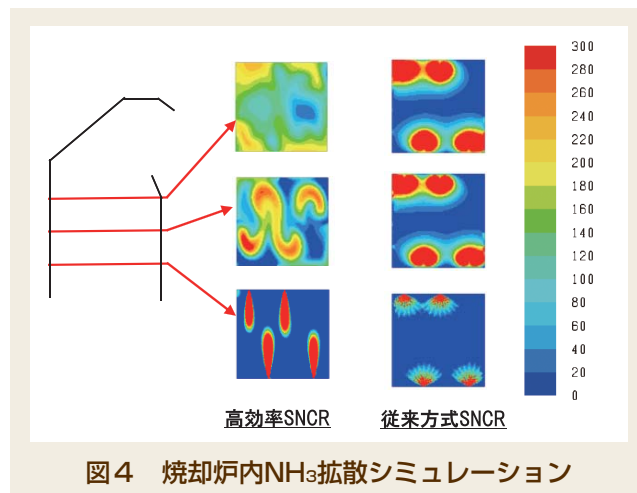


図4 焼却炉内NH₃拡散シミュレーション

2.3 実証試験結果 A工場で実施した連続運転データを図5に示す。A工場は施設規模240t/日(120t/日×2炉)、EGRは設置されておらず、SNCR入口NO_x濃度は約100ppmである。これに対して、出口NO_xは平均31ppmであり、NO_x除去性能として65%を達成した。同時に、リークNH₃も5ppm以下を満たしている。EGRを採用する施設では、あらかじめSNCR入口NO_x 60ppm程度まで低減されるため、SNCR出口NO_xは30ppm以下まで低減できる。

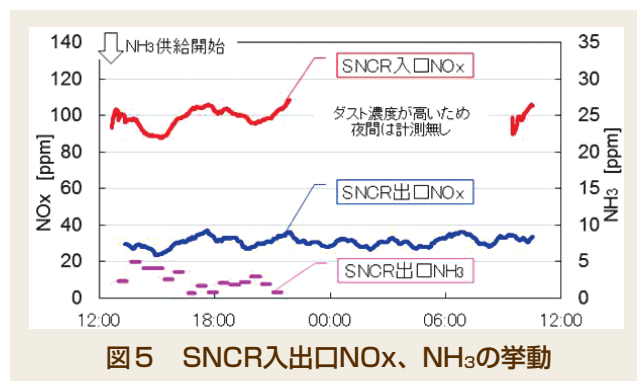


図5 SNCR入出口NO_x、NH₃の挙動

2.4 経済性 SCRは触媒充填量を増やすことで出口NO_xを20ppm以下まで低減できるが、高価な触媒だけでなく、蒸気式排ガス再加熱器やその熱源となる蒸気も必要となる。NO_x保証値をSNCRで満足することができれば、設備コストやランニングコストの低減、排ガス再加熱で使用する蒸気を発電に供することによる発電量向上が期待できる。

施設規模300t/日(150t/日×2炉)、SNCR入口NO_xが100ppm程度、NO_x保証値が40ppmの施設における、経済効果を定量的に評価した結果を表1に示す。SCRを採用した場合と比べて、設備コストは107百万円削減される。また、発電量が2,014MWh/年増加するので、840t/年のCO₂削減効果がある他、24百万円/年の売電収益の増加が見込まれる。これ以外にも、触媒劣化に伴う交換費用が発生しないので、設備コストと20年間のランニングコストを総計すると927百万円のコスト削減が可能である。

表1 高効率SNCRによる経済性評価(対SCR)

発電量増加	2,014 MWh/年
CO ₂ 削減量	840 t/年
設備コスト削減	107 百万円
ランニングコスト削減	41 百万円/年
うち (売電収益)	(24 百万円/年)
(NH ₃ 消費増加)	(-5 百万円/年)
(触媒交換削減)	(22 百万円/年)
20年間LCC削減	927 百万円/20年

施設規模 300 t/日 (150t/日×2 炉)、280 日/年運転、低位発熱量 8,800 kJ/kg
 NOx 発生濃度 100 ppm、NOx 保証値 40 ppm
 バグフィルタ運転温度 170 °C、SCR 運転温度 210 °C
 売電単価 12 円/kWh、25%NH₃水単価 55 円/kg
 触媒寿命 4 年

2.5 納入実績 A工場での試験および正式運用以降、さらに1施設が稼働済、2施設が建設中であり、今後も積極的に採用してゆく予定である。

3. 高性能乾式排ガス処理

3.1 ごみ焼却発電施設のSO_x、HCl除去技術

焼却炉からの酸性ガス発生濃度は、SO_x 50～100 ppm程度、HCl 300～500 ppm程度であり、この他にフッ化水素 (HF) などが若干含まれる。これに対して、主なSO_x、HCl低減技術には、以下の3つがある。

①乾式排ガス処理

消石灰などの微粉末をバグフィルタの上流に噴霧し、酸性ガスを中和吸収させる方式である。装置が簡便で運転管理も容易なため、国内では最も採用数が多い。一方、中和反応が固気反応であるため、除去性能は比較的低い。

②半乾式排ガス処理

消石灰微粉末を水に懸濁したスラリーを反応塔内に噴霧し、水への吸収と中和という二段階の反応で酸性ガスを除去する方式で、水が介在するため比較的高い除去性能を得られる。一方、スラリーのハンドリングは非常に煩雑で、消石灰を完全乾燥させるために大きな反応塔が必要なため、国内ではほとんど採用されていない。

③湿式排ガス処理

排ガスを水で洗浄し、苛性ソーダで中和する方式で、酸性ガスは良く水に吸収されるために非常に除去性能が高い。逆に装置出口排ガス温度が50～60°C程度まで冷却されるため、後段にSCRを設置する場合や、水蒸気による白煙を防止するためには、蒸気式排ガス再加熱器で大量の蒸気を消費し、発電効率が大幅に低下する欠点がある。

よって、発電効率を向上するためには乾式排ガス処理を高性能化し、湿式排ガス処理を代替する省エネルギーなシステムが必要とされた。

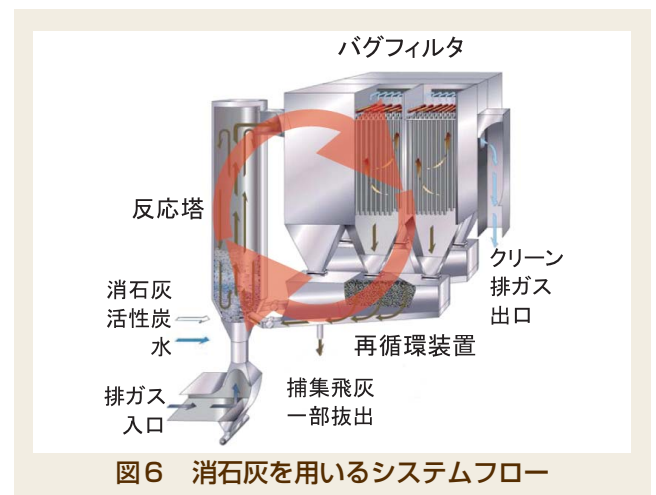
3.2 高性能乾式排ガス処理 高性能乾式排ガス処理 (RSorp®、以降、高性能乾式排ガス処理と記す)

は、消石灰などで除去されるSO_x、HCl、HFのほか、活性炭によってダイオキシン類 (DXNs) や水銀 (Hg) も除去対象となる。未反応の消石灰や活性炭を含む飛灰をシステム内で循環使用することで、高い除去性能と省薬剤、省エネルギーを同時に実現した。

本システムは西ヨーロッパを中心に2000年頃から30施設以上の建設実績をもち、国内施設へ適用するための試設計を完了している。また、消石灰の代わりに重曹を用いたシステムは、昨年、国内での実証試験を行って技術確立した。³⁾

3.2.1 消石灰を用いるシステム 酸性ガス除去に消石灰、DXNs、Hgの除去に活性炭を使用し、反応塔とバグフィルタ、および本システムの特徴となる飛灰再循環装置で構成されるシステムである。

消石灰の反応性が高い150°C程度で運転するため、上流の低温エコマイザで十分に熱回収することが可能である。NO_x除去には排ガスを昇温する必要がない無触媒脱硝装置と組み合わせることが考えられる。システムフローを図6に示す。



エコマイザで熱回収された排ガスは反応塔下部から入る。反応塔下部には消石灰と活性炭および水が噴霧され、排ガスと接触しSO_x、HCl等を除去する。反応塔を出た排ガスはバグフィルタに入り、ばいじん・反応生成物・未反応薬剤が捕集・除去される。バグフィルタから排出された未反応薬剤を含む飛灰は、本装置の特長となる再循環装置に一時貯留された後、大部分が反応塔へ戻され、再び排ガスと接触する。未反応薬剤を循

表2 運転結果

	入口	出口	除去率
HCl	241 ppm	3.4 ppm	99 %
SO _x	33 ppm	0.1 ppm	99 %
HF	—	0.04 mg/m ³ N	—
DXNs	—	0.00036 ng-TEQ/m ³ N	—
Hg	—	0.003 mg/m ³ N	—

ニューヘブン (イギリス)、2号炉
 348 t/日×2 炉、バグフィルタ運転温度=約 150°C
 消石灰=JIS 特号相当、当量比=1.9

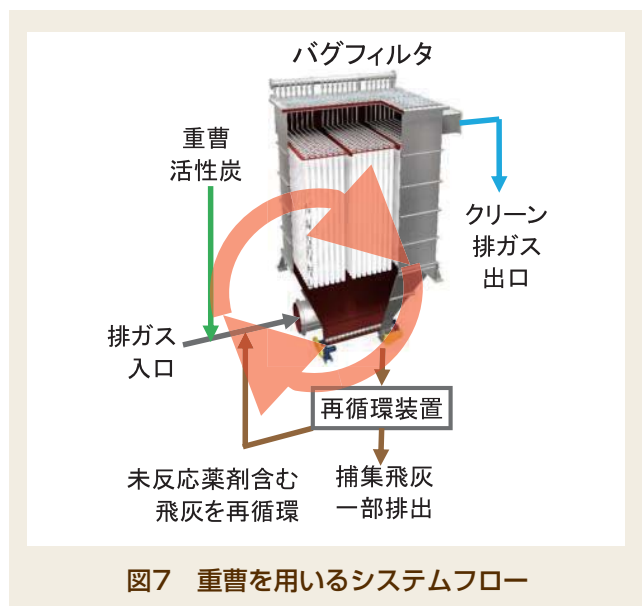
環再利用することで、省薬剤と多量の消石灰を使うのと同じ高い除去性能の効果が得られる。

表2に実機（ニューヘブーン イギリス）の運転データを示す。入口HCl 241ppm、SOx 33ppm程度が、出口HCl、SOxは共に4ppm以下まで除去されている。このときの消石灰の当量比は1.9で一般的な乾式排ガス処理を用いる場合の半分程度である。DXNs、Hgも非常に低濃度まで除去されている。

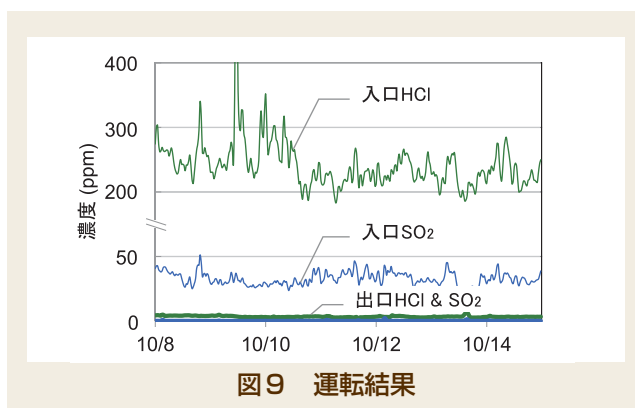
3.2.2 重曹を用いるシステム 酸性ガス除去に重曹を、DXNs、Hgの除去には活性炭を使用し、バグフィルタと飛灰再循環装置で構成されるシステムである。

比較的温度が高い200℃程度でも反応効率が高い重曹を用いるため、バグフィルタの運転温度を高めを設定することが可能で、後流にSCRを組み合わせる場合には排ガス再加熱に消費する蒸気が少なく有利である。また、SCRを出た排ガスから、さらに熱回収し、給水加熱などに利用することも可能である。システムフローを図7に示す。

エコマイザで熱回収された後の排ガスに重曹と活性炭が噴霧されSOx、HCl等が除去されたあと、バグフィルタで、ばいじん・反応生成物・未反応薬剤が捕集・除去



される。バグフィルタから排出された未反応薬剤を含むばいじんは、再循環装置を経由して、大部分がバグフィルタ入口へ戻され、再び排ガスと接触する。未反応薬剤を循環再利用することで省薬剤と多量の重曹を使うのと同じ、高い除去性能の効果が得られる。



2011年（平成23年）に堺市クリーンセンターで実施した実証試験（図8の写真参照）で得られたデータを図9、表3に示す。入口酸性ガス濃度HCl 240ppm、SOx 30ppmが、出口濃度2ppm未満まで安定して除去されている。このときの重曹の当量比は約1.05で、元々消石灰よりも当量比が低い重曹を殆ど余剰が無くなるまで使い切っている。また同時に、DXNsやHgも十分に低濃度まで除去されることを確認した。

表4 経済性比較結果

	湿式処理	乾式(消石灰) RSorp-L	乾式(重曹) RSorp-S
発電能力(定格) kW	16,100	17,000	17,200
発電端効率(定格) %	22.1	23.3	23.6
建設費(湿式を100%として)	100 %	38 %	29 %
用役費 億円	△ 99	△ 120	△ 114
(買電、△=売電) 億円	(△ 139)	(△ 156)	(△ 160)
(売電以外) 億円	(40)	(36)	(46)
CO ₂ 削減量 万t-CO ₂	47	53	54

施設規模 500t/日(250t/日×2炉)、280日/年運転、低位発熱量 10,300kJ/kg、NOx保証値 40ppm、SOx、HCl保証値 5ppm、DXNs保証値 0.1ng-TEQ/m³

主要用役の単価等(用役費用は納入数量、地域等により変動します)

運営期間: 20年間、売電単価: 12円/kWh、消石灰: 25円/kg、重曹: 80円/kg、活性炭: 600円/kg、48%苛性ソーダ: 35円/kg、飛灰処理用液体キレート: 400円/kg、飛灰処理物最終処分費: 20,000円/t、CO₂排出原単位: 0.374kg/kW

表3 運転結果

	入口	出口	除去率
HCl	240 ppm	1.8 ppm	99 %
SOx	30 ppm	1.3 ppm	95 %
HF	—	2 mg/m ³ N未満	—
DXNs	0.73 ng-TEQ/m ³ N	0.0028 ng-TEQ/m ³ N	99.6 %
Hg	0.57 mg/m ³ N	0.003 mg/m ³ N	94.7 %

堺市クリーンセンターでの実証試験装置結果(2011)

処理ガス量=2,500m³/h、バグフィルタ運転温度=190℃

3.3 経済性 湿式排ガス処理を乾式排ガス処理で代替することを前提に、SOx、HClの保証値を5ppmに設定し、発電端効率とライフサイクルコスト(建設費、用役費、20年間)の比較を行った。⁴⁾

建設費、用役費の比較範囲は、ボイラ出口から触媒入口までの図10に示す範囲とし、発電能力、発電端効率には施設全体の蒸気・電力消費等を考慮した。結果を表4に示す。

乾式排ガス処理は湿式排ガス処理に比べて発電端効率が高く、重曹を使用すると発電端効率が1.5ポイント向上する。これにより20年の売電収入は21億円増加し、7万tのCO₂排出量削減に寄与することができる。

一方、消石灰を使用する乾式排ガス処理に高効率SNCRを組み合わせ、触媒前の蒸気式排ガス再加熱を止めると、発電端効率は23.3%から、重曹を使用するシステムを上回る23.9%まで0.6ポイント向上した。

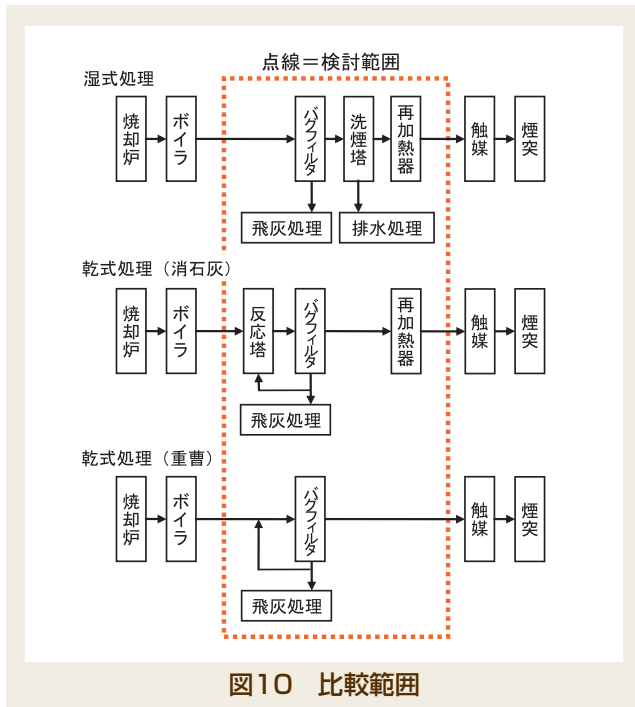


図10 比較範囲

4. 結言

当社では、窒素酸化物濃度30ppmを保証する高効率無触媒脱硝(NeoSNCR[®])、および硫黄酸化物、塩化水素ともに10ppmを保証する高性能乾式排ガス処理(RSorp[®])をラインナップし、高性能だが高コストでエネルギー消費量が多い触媒脱硝装置と湿式排ガス処理装置の代替を可能にした。

高性能排ガス処理システムを採用することにより、高度な公害防止性能と、省エネルギー、さらに薬剤使用量の最小化を同時に実現し、ごみ焼却発電施設の発電能力向上、環境保全、低コスト化に貢献してゆきたいと考えている。

最後に、本開発を行うに当たり多大なご協力をいただきました堺市クリーンセンター東工場第一工場様に心よりお礼を申し上げます。

参考文献

- 1) 古林通孝, 白石祐司, 氏原龍秀, 白谷彰浩: 無触媒脱硝の高性能化, 都市清掃, 2012, 第65巻第307号(平成24年5月), 276-279.
- 2) 古林通孝, 白谷彰浩: 高効率無触媒脱硝装置, 産業機械 2012.5, 25-28.
- 3) 上尾和也, 嶋崎伸吾ほか: 第33回全国都市清掃研究・事例発表会講演論文集, 2012.1, 198-200.
- 4) 近藤守, 白谷彰浩ほか: 第34回全国都市清掃研究・事例発表会講演論文集, 2013.2, 160-162.

【文責者連絡先】

Hitz日立造船(株)
環境・エネルギー・プラント本部 環境設計部
白谷 彰浩
Tel : 06-6569-0159 Fax : 06-6569-0165
e-mail : usutani@hitachizosen.co.jp

Hitachi Zosen Corporation
Environment, Energy & Plant Headquarters
Environmental Systems Planning &
Engineering Department
Akihiro Usutani
Tel : +81-6-6569-0159 Fax : +81-6-6569-0165
e-mail : usutani@hitachizosen.co.jp



白谷 彰浩



近藤 守



氏原 龍秀



嶋崎 伸吾



古林 通孝



濱 利雄