

資料編 1

廃棄物エネルギー利用高度化マニュアル (案)

平成 28 年 ●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

はじめに

平成 23 年 3 月に発生した東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故により、わが国の大規模集中型の電力システムが抱える災害に対する脆弱性が浮き彫りになりました。また、その後のエネルギー事情の変化を受け、電力の化石燃料への依存度が高まっており、低炭素かつ自立・分散型エネルギーシステムの構築が求められています。従来の大規模集中型の電力システムから、自立・分散型の電力システムへの移行は、平成 24 年 7 月にスタートした再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT 制度）による再生可能エネルギーの導入拡大と、平成 28 年 4 月に施行される改正電気事業法による小売全面自由化のスタートにより、今後ますます加速していくものと考えられます。

市町村が整備する一般廃棄物焼却施設は、地域のエネルギー拠点としての性格を併せ持っており、市町村のエネルギー政策を考えるうえで、核となる施設と言えます。地域のエネルギーをどのように確保していくのか、市町村自らが地域のエネルギー政策を考え、取り組みを始める動きも少しずつ増えてきており、一般廃棄物焼却施設を活用した自立・分散型エネルギーシステム構築の取組は、今後の廃棄物政策においても一つの重要なテーマになると考えられます。

本マニュアルは、一般廃棄物焼却施設から得られる廃棄物エネルギーの利活用について、市町村の先進的な導入事例を踏まえながら、現状と今後の推進の考え方、方向性、方策の選択肢の考え方等を整理して、情報提供するもので、今後の技術動向に応じて、適宜補足・見直しをしていく予定です。

市町村の廃棄物政策、エネルギー政策を考えるうえで、本マニュアルを有効活用することにより、一般廃棄物処理事業を通じた廃棄物エネルギーの利活用がより一層推進されることを期待します。

なお、本マニュアルは、主として、一般廃棄物焼却施設の整備を担う地方公共団体の関係者を対象として作成していますが、併せて、市町村の一般廃棄物処理事業に関わるプラントメーカーやコンサルタント会社、その他の関係機関等においても、各々の事業活動上で本マニュアルを参考にいただき、市町村の一般廃棄物処理事業を通じた、廃棄物エネルギー利活用のより一層の促進につながることを期待しています。

目 次

1. 背景	1
(1) 我が国における廃棄物エネルギー利活用の経緯	1
(2) エネルギー事情の変化と改正電気事業法への対応	2
2. 廃棄物エネルギー利用の現状	4
(1) エネルギー回収の状況	4
(2) エネルギー利用の状況	7
3. 今後の廃棄物エネルギー利用の方向性	9
4. 「高度化」の基本的考え方	10
5. 高度化方策のメニュー	12
5-1. 個々の施設での高度化	12
(1) 先進的設備導入等による増強・高効率化	12
1) 概要	12
2) 増強・高効率化方策例	13
①高温高压ボイラ	13
②逆潮流化	17
③低空気比燃焼	21
④低温エコマイザ	25
⑤RO膜による排水処理	28
(2) コンバインド処理による増強・高効率化	32
1) 概要	32
2) 増強・高効率化方策例	33
①焼却施設とメタン発酵施設とのコンバインド（メタンガスを活用したボイラ蒸気の高温化） ...	33
②林地残材等の混焼	37
③焼却施設とメタンガス発電とのコンバインド	41
【トピック】 検討事例紹介：焼却施設と木質バイオマス発電とのコンバインド	45
【トピック】 研究事例紹介：RDF施設とメタンガス発電とのコンバインド	48
【トピック】 研究事例紹介：焼却施設と火力発電所とのコンバインド	51
(3) 個々の施設における安定供給	52
1) 概要	52
2) 平常時の安定供給方策例	52
①送電電力量の管理	52
3) 災害時の安定供給方策	56
①非常用発電機	56
②用水確保	58
(4) 個々の施設における有効利用	59

1) 概要	59
2) 電力の有効利用方策例 ―需要側とのネットワーク形成―	60
①自営線供給（自家発自家消費）	60
②自己託送・特定供給	62
③小売電気事業者を通じた託送供給による特定の供給先への電力供給	65
【コラム】ごみ発電の地産地消学習支援プログラム	68
3) 熱の有効利用方策例	69
①地域熱供給事業	69
【トピック】事例紹介：熱の産業利用等	71
【トピック】事例紹介：熱の蓄熱輸送	71
【コラム】発電と熱利用のバランスの考え方	72
4) 燃料化方策例	74
①RDFの有効利用	74
5-2. 複数施設での高度化	77
(1) 施設の集約・大規模化等による増強・高効率化	77
1) 概要	77
2) 施設の集約・大規模化等による方策例	77
①広域処理	77
(2) 廃棄物発電のネットワーク化による増強・安定供給・有効利用促進	79
1) 概要	79
2) 廃棄物発電ネットワークによる方策例	80
①民間事業者を介したネットワーク	80
②地方公共団体が関与する地域エネルギー会社等を介したネットワーク	82
【トピック】検討事例紹介：廃棄物発電ネットワークによる地域エネルギー事業の導入効果	84
6. 高度化導入の基本的手順	87
(1) 施設整備時（新設）	87
(2) 施設改良時等	90
7. 高度化方策に関わる支援制度	92
(1) 施設・設備の整備又は改良事業に対する支援	92
(2) 利用先への供給事業に対する支援	93
(3) 利活用検討・調査等の支援	94
〔参考〕関連する法制度等	95
(1) 電気事業法	95
(2) 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	97
(3) 熱供給事業法	99
(4) その他関連する規制等	100
用語集	101

1. 背景

(1) 我が国における廃棄物エネルギー利活用の経緯

我が国の一般廃棄物処理施設におけるエネルギー回収と利活用の取組みは、時代の変化に応じて進展を重ね、今日に至っている。

我が国で最初の廃棄物発電施設とされる大阪市旧西淀工場は昭和 40 年の稼働だが、当時は環境衛生対策としての廃棄物処理から、高度経済成長に伴うごみ量増加への対応に迫られる時代であり、廃棄物処理政策は、増え続けるごみと生活衛生問題に対応するため、施設整備補助金を活用した施設整備に主眼が置かれ、高度経済成長に伴う公害問題の深刻化による環境規制強化への対応と併せて、全国的な施設整備が進められる時代が続いた。

その後、昭和から平成に入ってから、地球環境レベルの観点から持続可能性や地球温暖化の問題がクローズアップされ、徐々に資源循環やエネルギーに関心が向かっていった。これに伴い、ごみ焼却施設における余熱利用についても積極的に検討する機運が高まり、平成 4 年には「ごみ焼却余熱有効利用促進市町村等連絡協議会（余熱協）」が設立され、ごみ焼却余熱の有効利用に関する諸課題について、参加している市町村等を中心に研修や連携交流などの活動がスタートした。また、電力会社による廃棄物発電施設からの余剰電力買取メニューが整備されたことも廃棄物発電の推進に寄与した。

国の施策においては、廃棄物発電の実施を促進するため、平成 7 年度から、従来の施設内での消費分に加え近隣の公共施設への電力供給に係るものや電力会社への安定的な売電を行うための発電についても補助対象とするとともに、平成 8 年度以降に整備するごみ焼却施設のうち全連続式の施設については、極力全ての施設について発電設備、施設外熱供給設備等を整備することとされた。¹

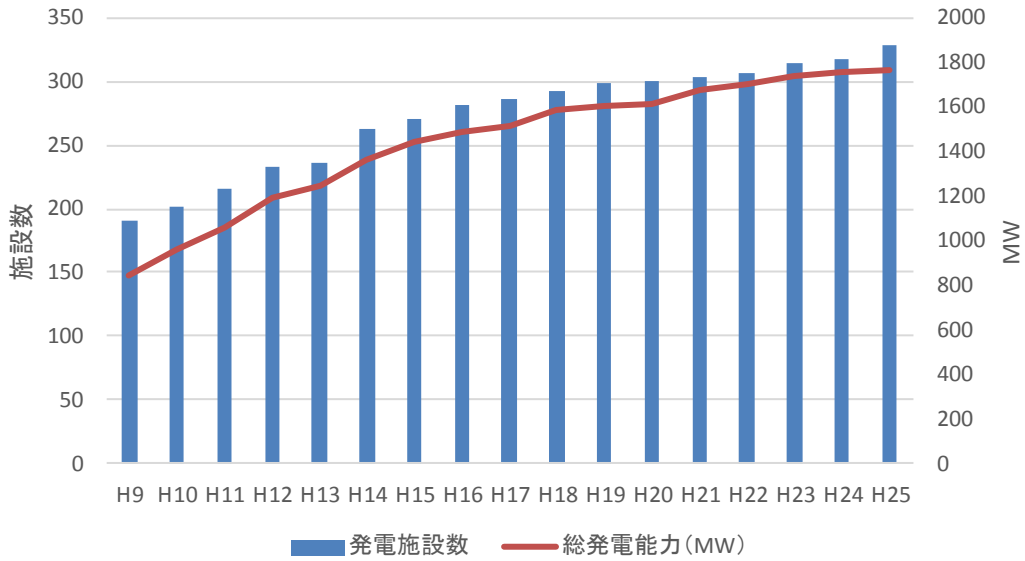
平成 9 年には、社会問題化したダイオキシン類問題への対応から、改正廃棄物処理法により、焼却施設におけるダイオキシン類対策が法制化され、「ごみ処理に係るダイオキシン類発生防止等ガイドライン」や「ごみ処理広域化計画」に関する通知等により、施設の集約・大規模化を目指す動きが加速することとなった。ちょうどこの時期は、群馬県の高浜発電所、堺市クリーンセンター東第二工場などで“スーパーごみ発電”施設が整備された時期でもあり、全体として廃棄物発電が大きく拡大する方向に向かうこととなった。

そして、平成 12 年 6 月には、循環型社会形成推進基本法の施行（一部平成 13 年 1 月施行）により、3R に次ぐ施策として熱回収が法的に位置づけられ、平成 17 年 4 月の循環型社会形成推進交付金の設立、平成 21 年 3 月の高効率ごみ発電施設整備マニュアル等により、高効率な廃棄物発電の導入加速が進められるとともに、民間施設においても平成 22 年の改正廃棄物処理法により熱回収施設設置者認定制度がスタートした。

こうした施策の進展により、平成 9 年度に 190 施設（全施設の 1 割）であった一般廃棄物の廃棄物発電施設（総発電能力 843MW）は、平成 21 年度には 300 施設を超え、平成 25 年度現在では、328 施設（全施設の 3 割弱）で総発電能力 1,770MW にまで達している。

また、発電以外の熱利用についても、平成 25 年度の総余熱利用量は 24,370,000GJ/年となっており、全体の 7 割の施設で熱利用が行われている。

¹ 循環型社会白書 平成 13 年版

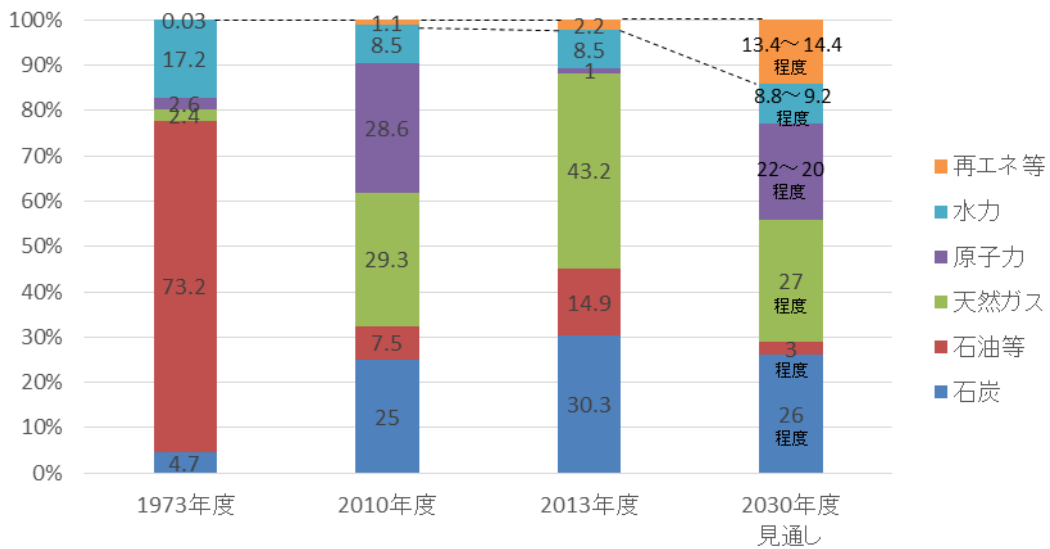


廃棄物発電施設数と総発電能力の推移(平成9～25年度)

出典)平成13年版循環型社会白書(平成9年度)、日本の廃棄物処理(平成10～25年度)

(2) エネルギー事情の変化と改正電気事業法への対応

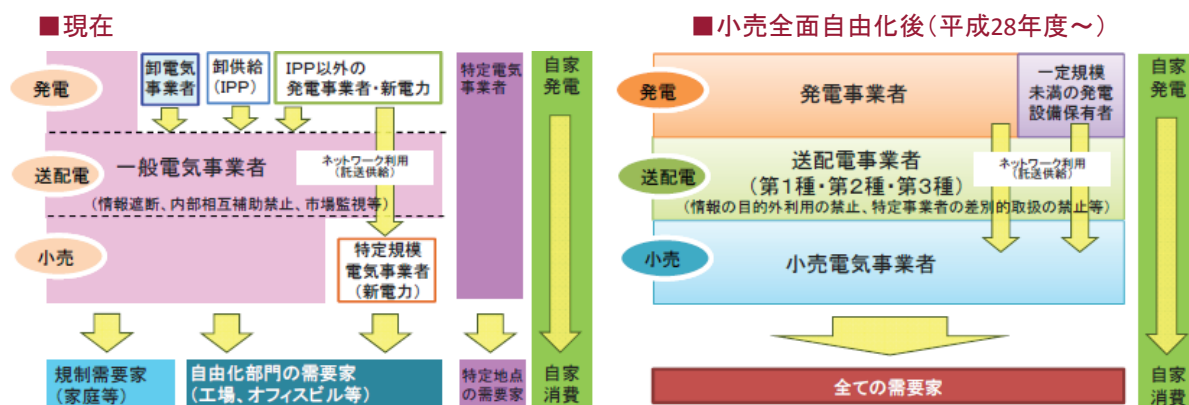
平成23年3月に発生した東日本大震災とこれに伴う福島第一原子力発電所の事故は、我が国の大規模集中型の電力システムの脆弱性を改めて認識する契機となり、原子力発電所の稼働停止に伴うエネルギー事情の変化につながった。その結果、電力の化石燃料への依存度は大きく拡大し、平成25年度時点で、全体の88%を占めるに至っている。今後の国の長期エネルギー見通しでは、電源構成における水力発電を含む再生可能エネルギー由来の電力量を2030年度には22～24%程度にする とされ、再生可能エネルギーによる電源の確保に向けた取組の強化が求められている。



我が国の電源構成の推移と見通し

出典)エネルギー白書2014、長期エネルギー需給見通し(平成27年7月 経済産業省)から作成

また、平成 28 年 4 月からの改正電気事業法による小売全面自由化によって、電力事業の類型が見直しされ、システムを利用して送電を行う施設は、ごみ焼却施設であっても“発電所”として取扱われ、原則として計画した送電量に沿った発電・送電を行う計画値同時同量制度の対象となるとともに、一定の要件を満たした場合には法令上の「発電事業者」と位置付けられる。



改正電気事業法による電力事業類型の見直し

出典)総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会 制度設計ワーキンググループ資料

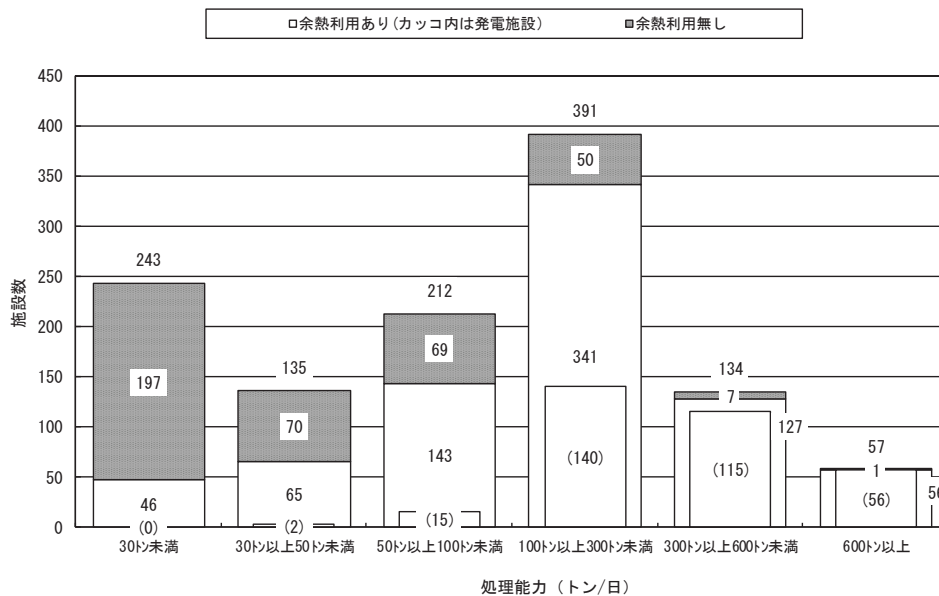
廃棄物発電は、バイオマス分を多く含む低炭素なエネルギーであり、今後の我が国の電源構成において重要な役割を占める一方、これまで廃棄物焼却処理の余熱利用として位置付けられ、いわゆる“出たなり”の送電であったことから、改正電気事業法に伴う計画値同時同量制度等への対応には、従来の考え方を見直していく必要がある。

計画値同時同量制度等への対応には、FIT 適用電源への特例措置や、balancing・グループを形成する小売電気事業者等にインバランスリスクを移転することが可能となるなど、必ずしも全ての廃棄物発電施設で対応する必要はないものの、こういった情勢の変化を捉え、地域の中核的かつ低炭素な地産エネルギーである廃棄物エネルギーをより主体的、積極的に管理し、利用していくことは、今後の廃棄物政策においても重要なテーマになると考えられる。

2. 廃棄物エネルギー利用の現状

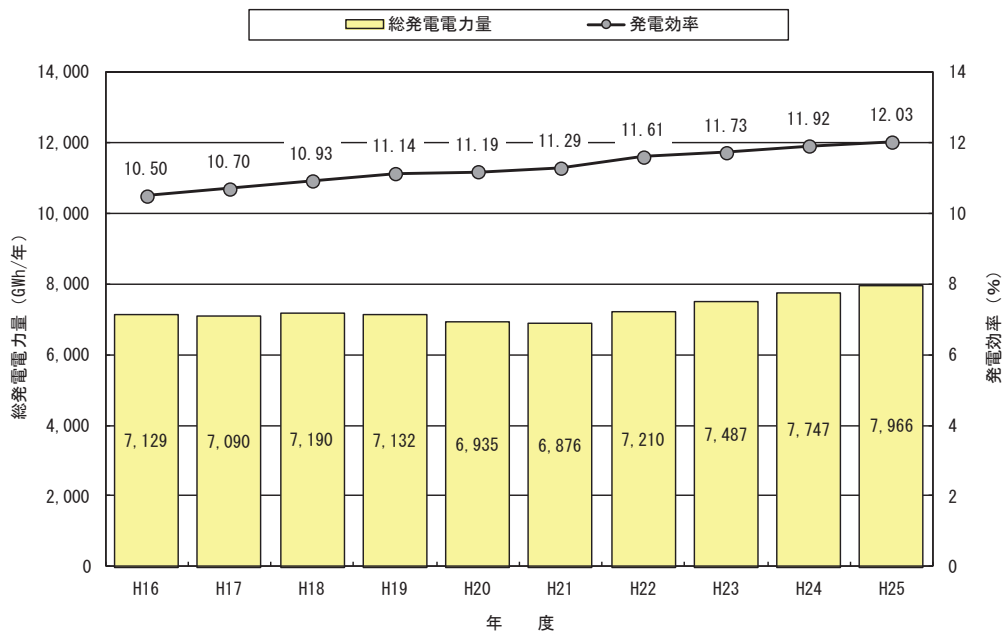
(1) エネルギー回収の状況

平成25年度現在のごみ焼却施設における発電施設数は328施設、総発電能力は1,770MWであり、総発電電力量は7,966GWh/年となっている。施設規模別で見ると下図のとおりであり、処理能力100～300t/日で36%、300～600t/日で86%、600t/日以上で98%の施設が発電を行っている。



ごみ焼却施設の処理能力別の余熱利用状況(平成25年度実績)
出典)日本の廃棄物処理 平成25年度版

発電効率については、次図のとおりとなっており、平成25年度現在で12.03%となっている。



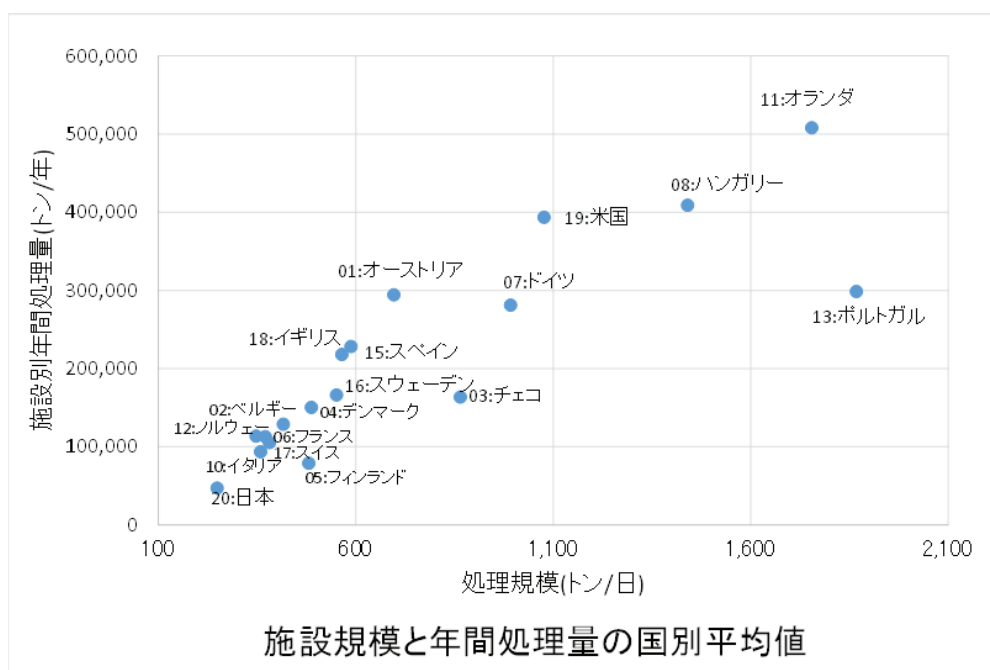
ごみ焼却施設の発電効率の推移
出典)日本の廃棄物処理 平成25年度版

<海外との比較>

処理能力については、一般に、海外の施設と比較して国内の施設は小規模といわれている。処理能力と年間処理量規模について、欧州各国及び米国と日本との比較を下図に示す。

欧州及び米国の施設規模の平均は 771t/日、年間処理量平均 21.5 万トンであり、大規模施設が多い。特にオランダ、米国、ポルトガルでは平均で 1000t/日を超えている(ハンガリーは 1 施設のみ)。ドイツは平均 1000t/日弱、オーストリアは約 700t/日、フランス、イタリアは 200t/日以下の施設も多くあり、平均約 360~370t/日となっている。

日本の施設は上図のように、300t/日未満の施設が過半数を占め、施設規模の平均は 248t/日、年間処理量平均 4.7 万トンであり、施設規模、年間処理量とも最小である。



出典) Waste-to-Energy, State-of-the-Art-Report, Statistics, 6th Edition(2006,2012)

※対象施設は処理能力 15t/日以上または年間処理量 1 万トン以上の家庭系廃棄物エネルギー

回収施設であり、有害廃棄物、汚泥、農業系、医療系廃棄物を処理する特殊なプラントは含まない。

※施設に複数炉ある場合はそれぞれの炉の処理能力(t/h)を合計したものを 24 倍して施設規模とした。

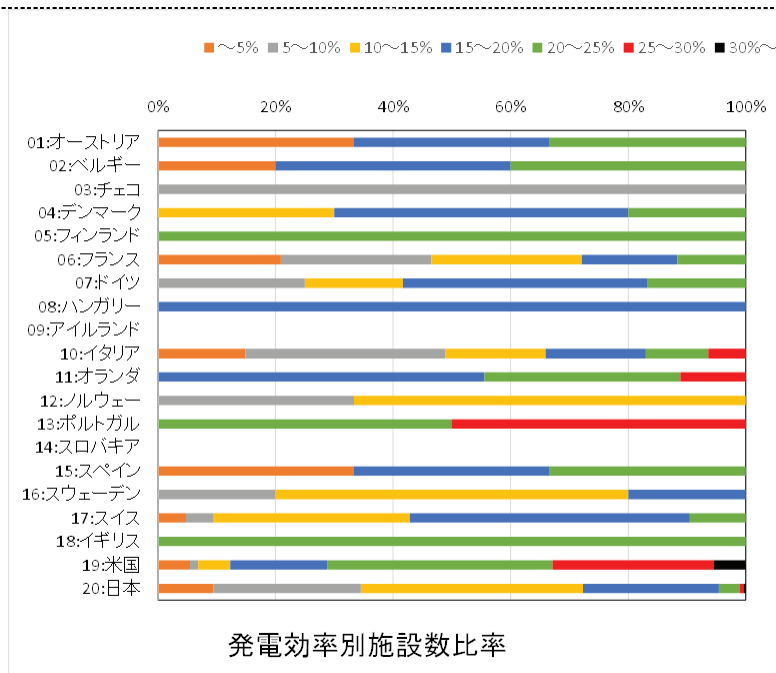
出典) 日本=環境省一般廃棄物処理実態調査(平成 25 年度実績)

※集計対象は処理能力 15t/日以上または年間処理量 1 万トン以上とした。

海外と国内との発電効率の比較について、次図に示す。

デンマーク、オランダ、ドイツ等は 15%超、20%超の施設が多くなっているのに対し、国内では 10~15%の施設数が最大で、次いで 5~10%、15~20%の施設が多い状況である。

なお発電効率に大きく影響するボイラ蒸気条件については、フランス等数か国を除く多くの欧州各国及び米国では、国別平均値が 3.5MPa・360℃を超えており、デンマークでは、ほとんどの施設が 4MPa、400℃を超えている。一方の日本は、4MPa、400℃程度の施設も見られるが、大部分は 2~3MPa、200~300℃の施設である。



出典)Waste-to-Energy, State-of-the-Art-Report, Statistics, 6th Edition(2006,2012)

※対象施設は処理能力 15t/日以上または年間処理量 1 万トン以上の家庭系廃棄物エネルギー回収施設であり、有害廃棄物、汚泥、農業系、医療系廃棄物を処理する特殊なプラントは含まない。

※発電効率(%)= 年間発電量(GJ)÷(焼却廃棄物熱量(GJ)+補助燃料入熱量(GJ))

※焼却廃棄物熱量(GJ)=年間焼却量(トン)×低位発熱量(GJ/トン)

出典)日本=環境省一般廃棄物処理実態調査(平成 25 年度実績)

※集計対象は処理能力 15t/日以上または年間処理量 1 万トン以上とした。

国内の施設が、海外の施設と比較して比較的小規模となっていること背景には、処理責任を有する市町村の単位が小さいこと、人口の点在する山間部が多く収集運搬効率が低いため広域処理が進みにくいこと等の要因が挙げられる。

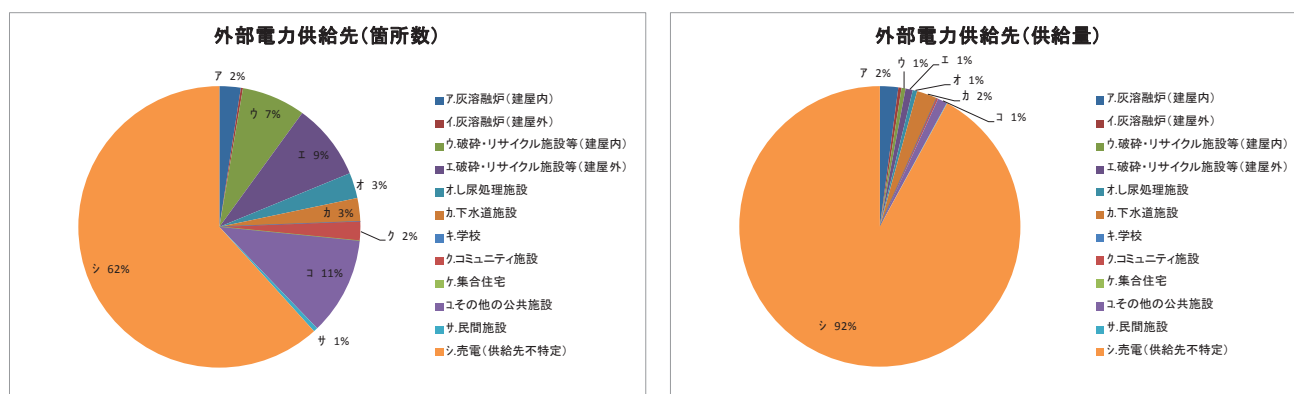
また発電効率の違いについては、国内と海外ではボイラの耐用年数に対する考え方が異なることが一因といえる。海外ではボイラを消耗品と捉え、腐食を考慮せず高温高圧蒸気での高効率発電を重視するところが多いのに対し、国内ではボイラの腐食を抑えるため蒸気温度を抑えたり材料開発を行うなど、長期間使用に耐えるよう工夫をしている。

施設規模や発電効率のほか、施設の稼働率についても、国内と国外とを比較すると、国内では年間 280 日稼働、調整稼働率 96%で設計されるため、実際の稼働率 60~80%の施設が大半を占める一方、欧州では 80~90%超の施設も多い。また米国では高稼働率を確保するため施設規模を抑制し、処理しきれないごみは埋立処分するという発想で行われているといわれている。

近年では、国内でも、平成 9 年以降のごみ処理広域化計画の進展により、施設の集約化・大規模化は少しずつ進んでおり、ボイラ蒸気条件についても、4MPa、400℃を超える条件での対応が積極的に検討されている。今後の人口減少社会の中で、どのような施設規模、施設稼働を確保していくかについて、見直しの動きも始まっている。

(2) エネルギー利用の状況

これらの発電電力の利活用先について、全国の焼却施設にアンケート調査を行ったところ、下図のとおりであった。(対象：全国市町村の焼却施設・燃料化施設 1,267 施設。回答率 72.5%)



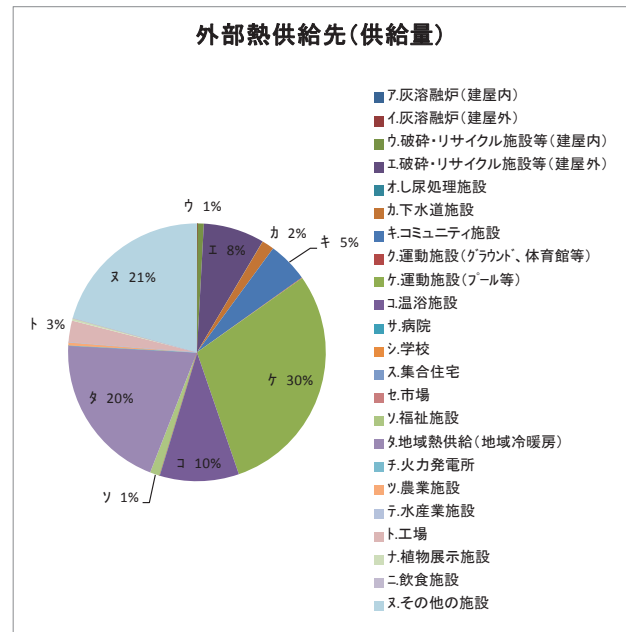
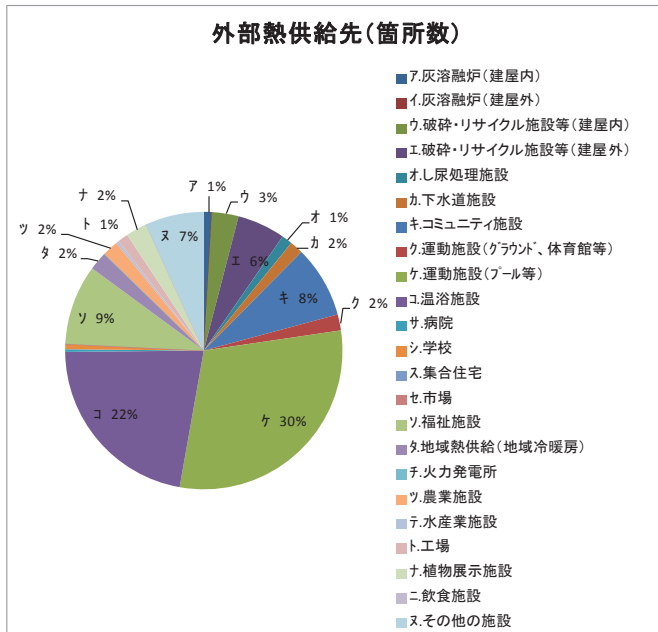
外部電力供給先の内訳(左:箇所数割合、右:供給量割合)
出典)平成 27 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書より

外部電力供給量の 9 割は供給先を特定しない売電が行われている。供給先箇所数としては、供給先を特定しない売電に次いで、破碎・リサイクル施設、その他の公共施設への供給割合が比較的大きい。

供給先を特定しない売電がほとんどを占める状況は、FIT 制度の影響により、廃棄物発電の売電単価の上昇が背景にあると考えられるが、少数ながら自営線を引いて特定の供給先に供給する例もあるほか、また、システムを利用しつつも、供給先を特定した電力供給(託送による電力地産地消)に取り組む自治体も出てきている。

一方、平成 25 年度現在のごみ焼却施設で、発電以外の熱利用を行っている施設も含めた熱利用施設は 778 施設、発電以外の総熱利用量は 24,370,000GJ/年(不明施設を除く)となっている。施設規模別でみると前掲図のとおりであり、処理能力 100~300t/日で 87%、300~600t/日で 95%、600t/日以上で 98%の施設が熱利用を行っている。

これらの発電以外の熱利用先について、前掲の全国の焼却施設にアンケート調査を実施した結果は、次図のとおりであった。



外部熱供給先の内訳(左:箇所数割合、右:供給量割合)

出典)平成 27 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書より

外部熱供給箇所数の 7 割を、運動施設（プール等）、温浴施設、福祉施設、コミュニティ施設等の住民還元型施設が占めており、供給量でも全体の 5 割弱を占めている。なお、供給先箇所数で 2% の地域熱供給が、供給量では全体の 2 割を占めており、1 箇所当たりの供給熱量が大きいことがうかがえる。その他の供給先としては破碎・リサイクル施設等への供給割合が箇所数、供給量ともに 1 割程度と比較的高い。

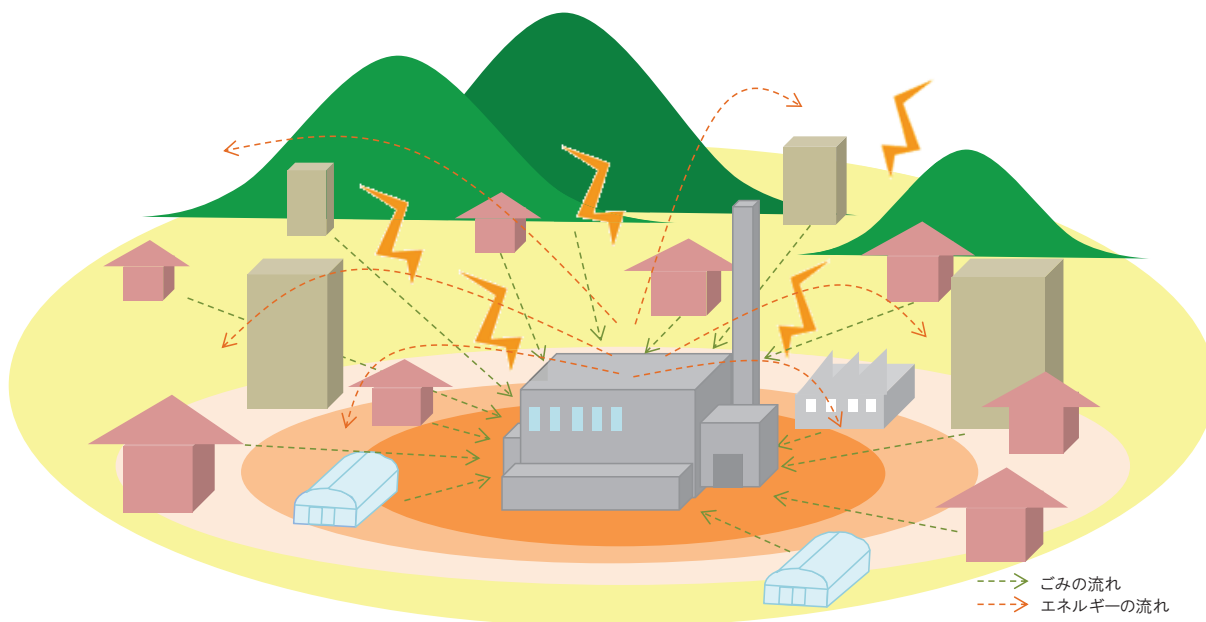
ごみ焼却施設からの熱利用は、利用先との距離によって効率やコストに制約があり、アンケート調査では、外部熱供給を行っている施設の 98%が、同一敷地内、隣接地又は周囲 1km 程度の範囲内での熱供給であった。熱供給先の利用媒体は、温水・給湯での利用箇所が 8 割を占め、冷暖房と蒸気を直接利用する箇所が各々 1 割弱であり、供給時に温水、高温水、又は蒸気で供給したものが、利用先の用途に合わせて熱交換等を行ったうえで利用されている。

3. 今後の廃棄物エネルギー利用の方向性

平成 28 年 1 月 21 日に変更された廃棄物処理法に基づく「廃棄物の減量その他その適正な処理に関する施策の総合的かつ計画的な推進を図るための基本的な方針」では、廃棄物エネルギー利用の観点での目標値が設定されるとともに、エネルギー源としての廃棄物の有効利用、廃棄物エネルギーの地域での利活用促進、廃棄物焼却施設で回収したエネルギーの地域への還元等の取り組みを進めることとされた。

ごみ焼却施設は、ごみを適正に処理する“廃棄物処理施設”としての役割を第一義に担っているが、市町村が自ら整備する“地域のエネルギー拠点”としての性格もあわせもっており、ごみという地域の静脈資源から回収したエネルギーを地域で積極的に利活用し、地方創生につなげていくことが期待される。

“地域のエネルギー拠点”とは、“地域の資源を活用してエネルギーを創り出し、有効利用することにより、地域の活性化・低炭素化に資する施設”ということができ、今後のごみの処理においても、焼却にともない得られた電力や熱を、積極的に活用し地域の活性化・低炭素化を図ることが求められる。そのためには、3R の原則の下で焼却処理することとされた廃棄物から可能な限り高効率にエネルギーを回収するとともに、回収したエネルギーを需要先へ効率的かつ安定的に供給し、有効に活用するという、廃棄物エネルギー利活用の「高度化」という観点から、今後の廃棄物処理施設の整備・改良・エネルギー利用を考えていくことが必要である。

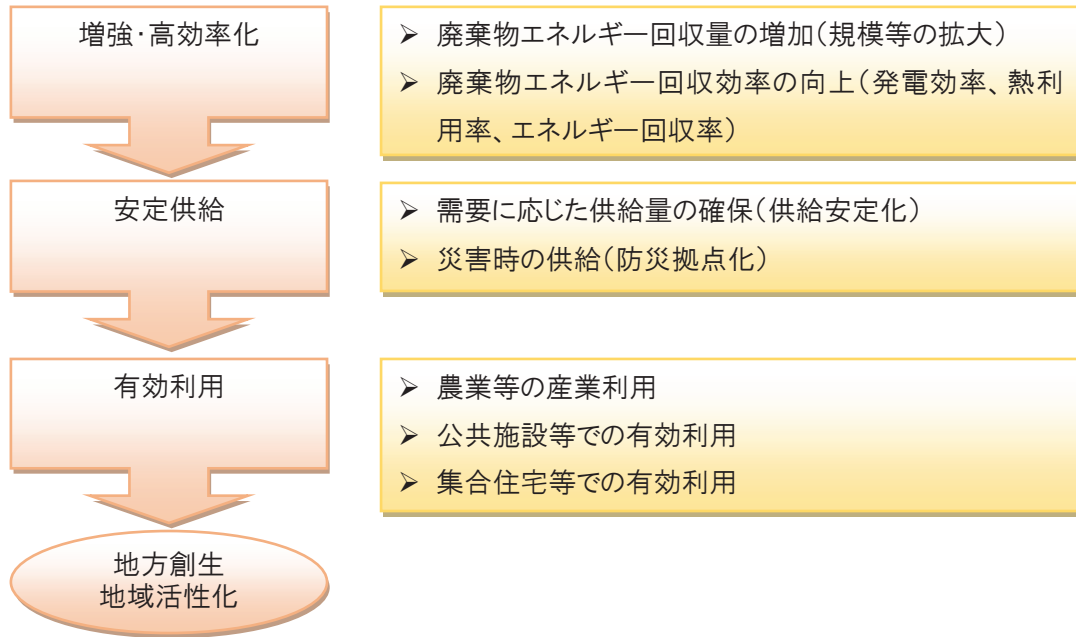


地域のエネルギー拠点としてのごみ焼却施設(イメージ)

4. 「高度化」の基本的考え方

本マニュアルでいう廃棄物エネルギー利用の「高度化」とは、
廃棄物の持つエネルギーを最大限に回収し（増強・高効率化）、
需要先に、より安定的に供給することにより（安定供給）、
地域の実情に応じた有効利用を図ること（有効利用）。

と定義される。



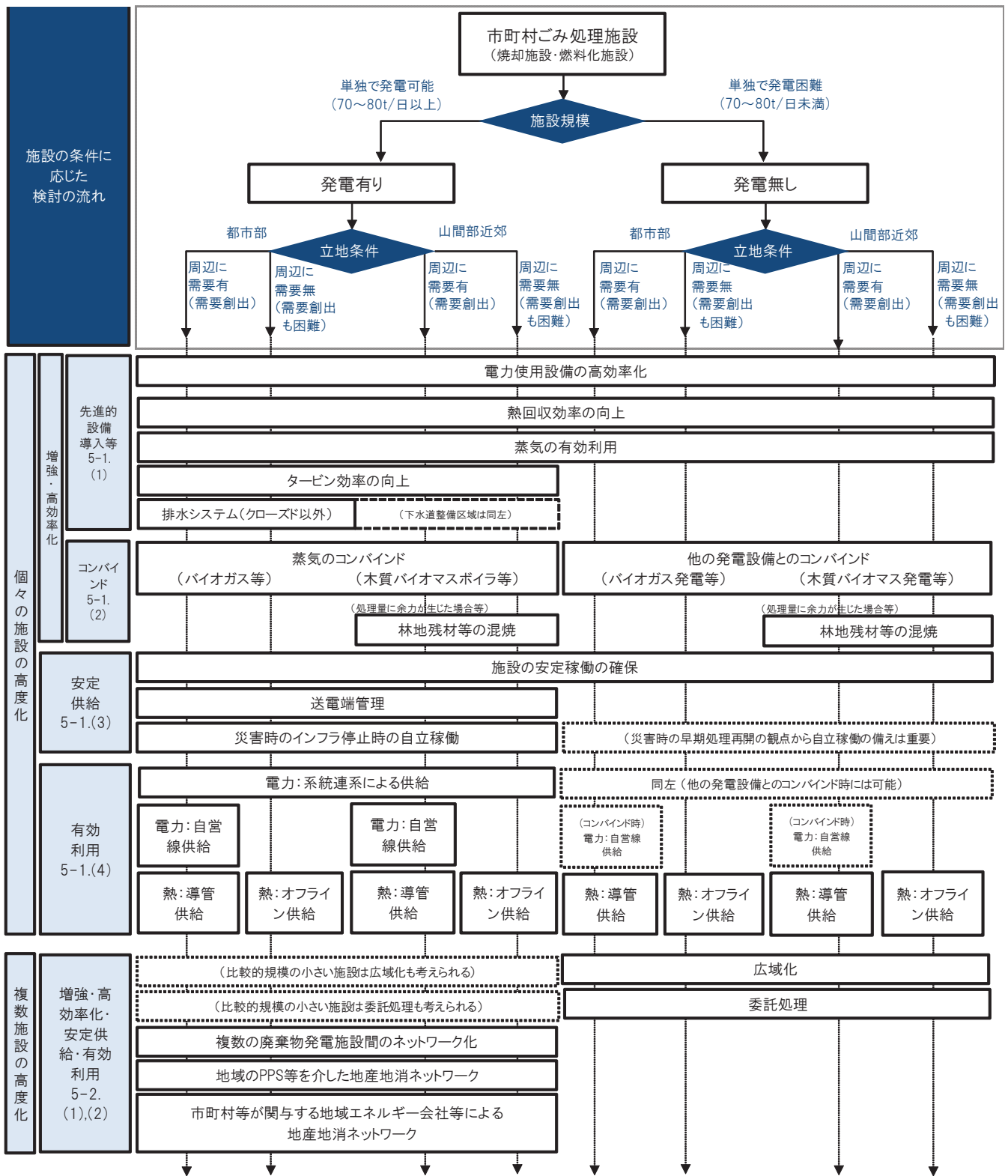
廃棄物エネルギー利用の高度化

高度化のための個々の方策は、下表のように整理される。

廃棄物エネルギー利用の高度化方策

対象区分	高度化区分	方策(例)
個々の施設の高度化	増強・高効率化	先進的設備の導入 既存設備の改良 他の熱源とのコンバインド 等
	安定供給	送電端管理 災害時の安定供給 等
	有効利用	地産地消 等
複数の施設での高度化	増強・高効率化	広域化 ネットワーク化 等
	安定供給	ネットワーク化 等
	有効利用	地産地消 等

高度化の選択肢は、各々の市町村のごみ焼却施設が置かれた実状や条件に応じて選択することが重要である。下図に、市町村ごみ処理施設の条件に応じた高度化方策の検討の目安を示す。



廃棄物エネルギー利用の高度化方策の選択の考え方(例)

5. 高度化方策のメニュー

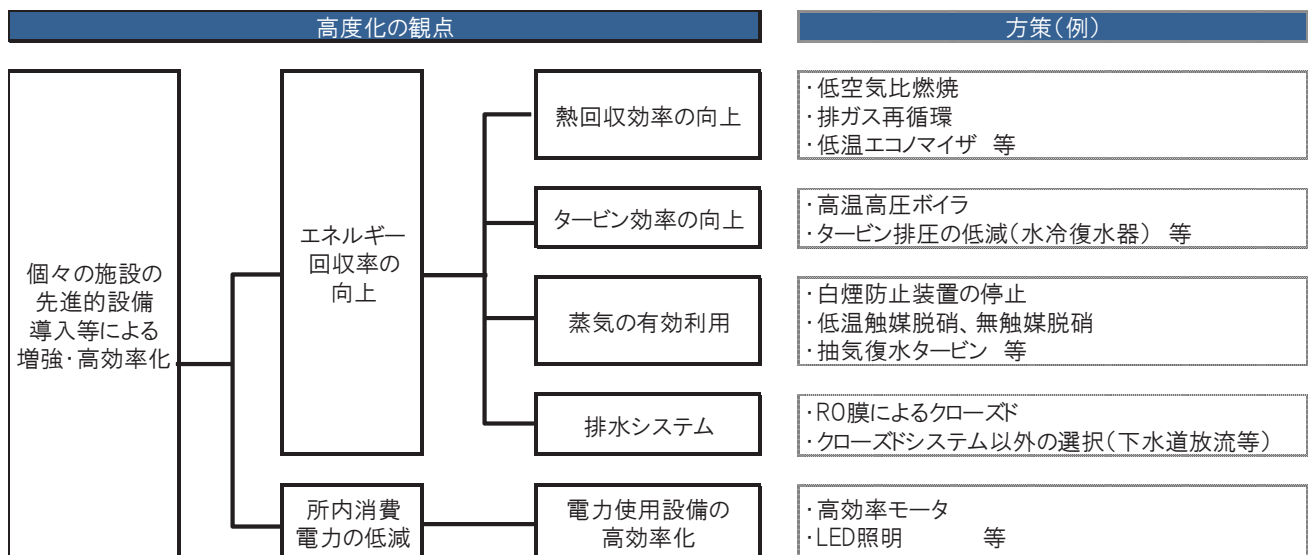
5-1. 個々の施設での高度化

(1) 先進的設備導入等による増強・高効率化

1) 概要

個々の施設への先進的設備導入等により、発電効率の高効率化による発電電力量の増強や、送電端での送電電力量の増強を図るものである。

発電電力量の増強方策の選択肢としては、焼却排熱を蒸気として回収する量を増強する方策（低空気比燃焼、低温エコノマイザ等によるボイラ効率の向上）や、回収した蒸気から効率的に発電を行う方策（高温高圧ボイラ等によるタービン効率の向上、）がある。また、送電端電力量については、所内消費設備の高効率化により所内消費量を抑制する方策がある。



個々の施設の先進的設備導入等による増強・高効率化

2) 増強・高効率化方策例

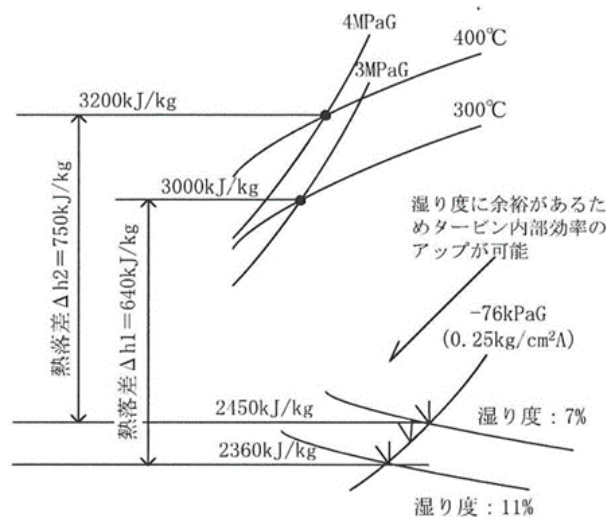
実際に高度化方策を導入した施設での実績をもとに、各方策の導入効果等を検証した事例を以下に示す。

①高温高压ボイラ

技術概要

ボイラの主蒸気条件を高圧化および高温化し、タービン内部効率を大きく取ることで、発電効率を向上させる方法である。下図に示すように、ボイラを高温高压化することによりタービンでの熱落差が大きくとれる。タービンの排気条件が -76kPaG の場合、 $3\text{MPaG} \times 300^\circ\text{C}$ では熱落差が 640kJ/kg 程度であるのに対し、 $4\text{MPaG} \times 400^\circ\text{C}$ では熱落差は 750kJ/kg と17%程度アップする。ボイラ主蒸気量は10%程度少なくなるが、熱落差の上昇率が主蒸気流量の低下率を上回るため、結果として発電効率の向上につながる。また、 $4\text{MPaG} \times 400^\circ\text{C}$ の場合は湿り度に余裕があるため、内部効率の高い蒸気タービンを採用できる。ボイラ主蒸気条件を $3\text{MPaG} \times 300^\circ\text{C}$ から $4\text{MPaG} \times 400^\circ\text{C}$ に高温高压化することで発電効率は1.5%~2.5%向上することが期待できる(参考：マニュアル^{*}1P31)。

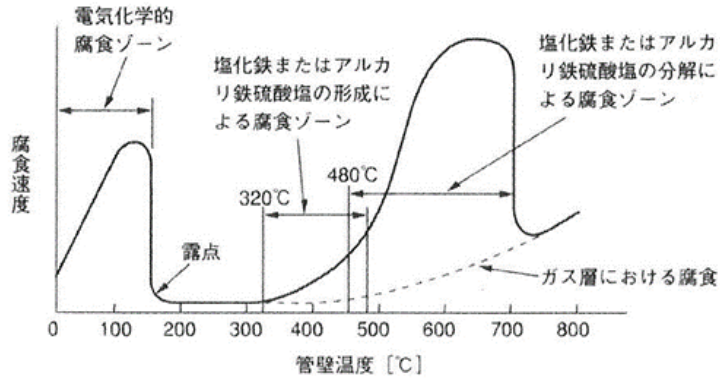
※1：高効率ごみ発電施設整備マニュアル(平成21年3月、平成22年3月改訂、環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課)、以下「マニュアル」という。



タービン膨張線図

下図にボイラ水管の管壁温度と腐食速度の関係を示すが、2000年以前に建設された施設では、水管に付着する灰の熔融等に起因する過熱器の高温腐食を避けるため、蒸気条件を圧力： 3MPaG 以下、温度： 300°C 以下で設計されることがほとんどであった。しかし、2000年以降は、ボイラ構造の最適化や高温高压ボイラ用過熱器材料の開発により、圧力： 4MPaG 、温度： 400°C クラスの蒸気条件を採用する例が増加している。 $3\text{MPaG} \times 300^\circ\text{C}$ クラスのボイラでは過熱器を長期使用できるが、 $4\text{MPaG} \times 400^\circ\text{C}$ クラスでは、一定期間の使用で過熱器の交換が必要になるため、過熱器交換コストと発電効率向上効果を

総合的に勘案して、蒸気条件等を決定することが望ましい(マニュアル P31～P32)。



ボイラ水管の管壁温度と腐食速度の関係

(以上、高効率ごみ発電施設整備マニュアルより)

導入効果
(先行事例等)

高温高压ボイラを導入した A 市の事例を示す。

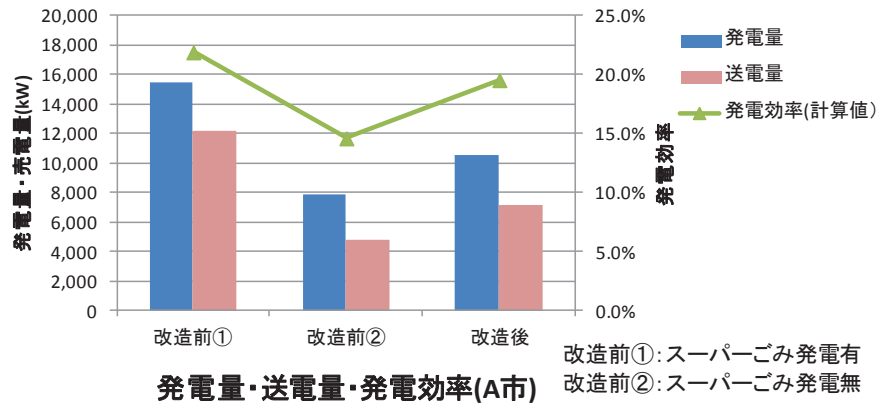
改造内容(高温高压ボイラ(A市))

項目	単位・(記入例)	A市	A市
		改造前	改造後
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG) 2.7	4
	蒸気条件(温度)	(°C) 300	400
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り) 38.29	36
	③出口排ガス温度	(°C) 220	210
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水) 抽気復水タービン	抽気復水タービン
	②定格出力	(kW) 12400	12600
	③設計排気圧	(kPaG) -81.7	-86.0
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式) 乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等) 消石灰	消石灰
	③設計温度	(°C) 150	150
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、無触媒、燃焼制御) 炉内アンモニア水噴霧噴霧(無触媒)と触媒脱硝方式の併用	炉内アンモニア水噴霧噴霧(無触媒)と触媒脱硝方式の併用
	②使用薬品	(アンモニア、尿素) アンモニア水	アンモニア水
	③設計温度	(°C) 210(触媒)	200(触媒)
燃焼空気比		1.8	1.7
排ガス循環	有無	無し	無し
白煙防止条件	あり(°C、%)、なし	5°C×65%	5°C×65%(運用上停止中)
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流) 処理後、公共下水道へ放流	処理後、公共下水道へ放流
	洗煙排水		-
	生活排水	公共下水道へ放流	公共下水道へ放流
発電効率(設計値)	%	①スーパーごみ発電有り 22.5% ②スーパーごみ発電なし 14.6%	20.2%
その他送電量増強方策	照明、設備等の省エネ対策等	-	外灯のLED化 炉室照明の人のセンサー化
その他特徴		-	第一工場の蒸気配管と連結し、蒸気供給の冗長性を確保している

A市の改造前後の発電量・送電量・発電効率を下図に示す。改造前①はスーパーごみ発電有の状態、改造前②はスーパーごみ発電を行っていない状態を表す。

改造前②と改造後を比較すると、発電量は約34%増えて10,600kW、送電量は約50%増えて7,000kW、発電効率は約5ポイント上昇して19.5%となった。なお、発電効率が設計値20.2%と実測値19.5%で異なるのは、ごみ質が違うことによるものである。設計値の20.2%は高質ごみ11,700kJ/kgで発電量12,600kWの発電を行った場合の発電効率で

あり、一方、実測値の 19.5%は、基幹改良工事の CO₂ 削減計算の対象とした改造前のごみ質の 10,160kJ/kg を用いて、発電量 10,570kW の発電を行った場合の発電効率である。



A 市の改造に伴う費用(工事費、維持管理費増(20 年間))、改造によって得られる 20 年間の収入増(売電収入増、買電経費減)を下表にまとめた。

経済性評価 (A 市)

項目	単位	A市
改造に伴う費用	工事費	億円 78.75
	維持管理費増(20年間)	億円 0
改造によって得られる収入増	売電収入増(20年間)	億円 82
	買電経費減(20年間)	億円 -1
経済的メリットα (α = 改造によって得られる収入増 ÷ 改造に伴う費用)		1.03
投資回収年数 = 工事費 ÷ (改造によって得られる収入増 / 20 - 維持管理費増 / 20)		19.44

A 市の改造前後の CO₂ 排出量及び改造による CO₂ 削減量計算結果を下表に示す。

計算方法は、廃棄物処理施設の基幹的設備改良マニュアル(平成 22 年 3 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)の方法に基づいている。なお、電力の CO₂ 排出係数は温室効果ガス総排出量算定に用いる平成 25 年度の排出係数代替値 0.551(kg-CO₂/kWh)を用いた。

改造前の年間 CO₂ 排出量(ごみ焼却+立上下げ)は 19,212t-CO₂/年で、発電による削減を含めた年間 CO₂ 排出量は改造前は-25,861t-CO₂/年、改造後は-31,786t-CO₂/年で、改造による CO₂ 削減率は 30.8%と計算される。

CO₂削減量(A市)

改造前			A市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
(1)	1日当たりの運転時間	h/日	24	
(2)	施設の定格ごみ焼却量	t/日	460	
(3)	1日当たりのごみ焼却量	t/日	451	
(4)	1日当たりの消費電力量	kWh/日	54,816	
(5)	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
(6)	1日当たりの燃料使用量	Nm ³ /日	16,394	ガスタービン・バーナ
(7)	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /Nm ³	0.00223	天然ガス
(8)	1日当たりの発電電力量	kWh/日	282,065	
(9)	1日当たりの熱利用量	GJ/日	42	
(10)	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
(11)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	148	$[(4) \times (5) + (6) \times (7)] \div (3) \times 1000$
(12)	立上げ下げ時の燃料使用量	Nm ³ /回/炉	8,770	当該年の実績平均値
(13)	運転炉数	—	2	
(14)	改造前の年間CO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母)	t-CO ₂ /年	19,219	$[(11) \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
(15)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-202	$[(4) \times (5) + (6) \times (7) - (8) \times (5) - (9) \times (10)] \div (3) \times 1000$
(16)	改造前の年間CO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-25,861	$[(15) \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$

改造後(引渡性能試験時)			A市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	460	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	474	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	51,940	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	Nm ³ /日	674	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /Nm ³	0.00223	天然ガス
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	263,309	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	42	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-248	$\{ (4) \times (5) + (6) \times (7) - (8) \times (5) - (9) \times (10) \} \div (3) \times 1000$
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	Nm ³ /回/炉	8770	想定値
⑬	運転炉数	—	2	
⑭	改造後の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-31,786	$[(11) \text{の平均値} \times (2) \times 280] \div 1000 + (12) \times (13) \times 4 \times (7)$
CO ₂ 削減率		%	30.8	$[(16) - (14)] \div (14) \times 100$

表中の(11)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量①で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量を焼却量で除したものである。
 表中の(14)は改造前の年間のCO₂排出量①で、1年間の焼却炉運転と立上げたら下げを含めた電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量である。
 表中の(15)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量②で、(11)の電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量に加えて、発電に伴うCO₂削減量を含めたものである。
 表中の(16)は改造前の年間のCO₂排出量②で、(14)の電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量に加えて、発電に伴う1年間のCO₂削減量を含めたものである。

表中の⑪は改造後のごみ焼却トン当たりのCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量と発電に伴うCO₂削減量を合計したものである。
 表中の⑭は改造後の年間のCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量と発電に伴う1年間のCO₂削減量を合計したものである。

CO₂削減率%は次式で計算することができる。
 $CO_2削減率\% = [(16) \text{改造前の年間}CO_2\text{排出量}(t-CO_2/年) - (14) \text{改造後の年間}CO_2\text{排出量}(t-CO_2/年)] \div (14) \text{改造前の年間}CO_2\text{排出量}(t-CO_2/年) \times 100$

(以上、平成26年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書、及びA市クリーンセンター基幹改良事業調査業務報告書より)

導入にあたっての留意点

- ・ボイラを高温高压化するためには、伝熱面積を大きくする必要があり、ボイラの設置場所の確保や基礎荷重の強度確保が必要となる。
- ・上記A市事例の場合、過熱器の縦横のサイズは従来と同じであったが、高さが3m程度高くなった。改造前の過熱器は上部が天井に近い位置にあったため、改造後は過熱器の

	<p>設置位置を下方に下げて、設置を行った。改造前は 4 階の梁で支えていたが、強度計算をやり直した結果、3 階でも、4 階でも支えることができないため、3.5 階部分に新しい梁を作り、そこで支えるようにした。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・スペース的に可能か十分に検討が必要。 ・工事期間中・再稼働後の既設流用分のメンテナンスをどのように行っていくかに注意を要する。
--	---

②逆潮流化

<p>技術概要</p>	<p>発電した電力を系統に逆潮流できるようにすることにより、余剰電力を有効に活用する方策である。</p> <p>逆潮流不可の場合、焼却施設は電力系統から受電を行うだけで、発電量が自家消費量を上回ることが可能であっても電力系統に送電を行うことはできない。これに対して、逆潮流可の場合、焼却施設において自家消費量以上に発電を行えば、電力系統に送電(売電)を行うことが可能となる。</p> <div style="text-align: center;"> </div> <p style="text-align: center;">改造前(逆潮流不可) 改造後(逆潮流可)</p> <p style="text-align: center;">逆潮流化への改造イメージ</p> <p>電力系統と接続(連系)を行う場合、廃棄物発電側の事故が電力系統に影響を与えないとともに、電力系統の事故が廃棄物発電側に影響を与えないようなシステムを構築する必要がある。また、電力系統に送電を行う場合には、送電する電力の質・量が電力系統に影響しないよう安定させることが必要になる。系統連系に関する技術的要件については、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン(平成 16 年 10 月 1 日資源エネルギー庁)」が制定されており、逆潮流を可能とするには、このガイドラインに基づいて、電気事業者と個別協議を行い、承諾を得た上で実施する必要がある。(参考：循環型社会形成に向けてのごみ焼却施設のリニューアルモデル構築に関する資料集、平成 21 年 10 月財団法人廃棄物研究財団)</p>
--------------------	---

**導入効果
(先行事例等)**

逆潮流化を実現した B 市の事例を示す。

B 市では、逆潮流化について、電気事業者に対して以前に交渉を行ったが、電気事業者から逆潮流化に伴う設備改善への条件が厳しく実現できていなかったところ、東日本大震災で電力供給が厳しくなったことを受けて、再度交渉を行った結果、電気事業者の積極的な対応もありスムーズに協議が進み、実現できた。

B 市の改造前後の仕様の相違を下表に示す(網掛け部分が相違点)。

逆潮流を可能とするための改造工事として、系統連系保護装置の設置、電力監視盤有効電力計・同記録計を両振れ形に交換、電力監視盤逆送用電力量計を追加等の機器の設置・交換を行っている。また併せて、送電量の最大化に向けて、消費電力を最小とするような改善も行っている。

改造内容(逆潮流化(B市))

項目	単位・(記入例)	B市	B市	
		改造前	改造後	
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG)	2	2
	蒸気条件(温度)	(°C)	245	245
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り)	21	21
	③出口排ガス温度	(°C)	320	320
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水)	背圧タービン	背圧タービン
	②定格出力	(kW)	800	800
	③設計排気圧	(kPaG)	30.6	30.6
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式)	乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等)	消石灰	消石灰
	③設計温度	(°C)	150	150
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、無触媒、燃焼制御)	無触媒脱硝	無触媒脱硝
	②使用薬品	(アンモニア、尿素)	尿素水	尿素水
	③設計温度	(°C)	850~950	850~950
燃焼空気比		1.7	1.7	
排ガス循環	有無	無	無	
白煙防止条件	あり(°C、%)、なし	なし	なし	
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流)	処理後、一部再利用、その他は下水放流	処理後、一部再利用、その他は下水放流
	洗煙排水		なし	なし
	生活排水		公共下水道へ放流	公共下水道へ放流
発電効率(設計値)	%	10.15%	10.15%	
その他送電量増強方策	照明、設備等の省エネ対策等		※	
その他特徴		逆潮流不可	逆潮流可	

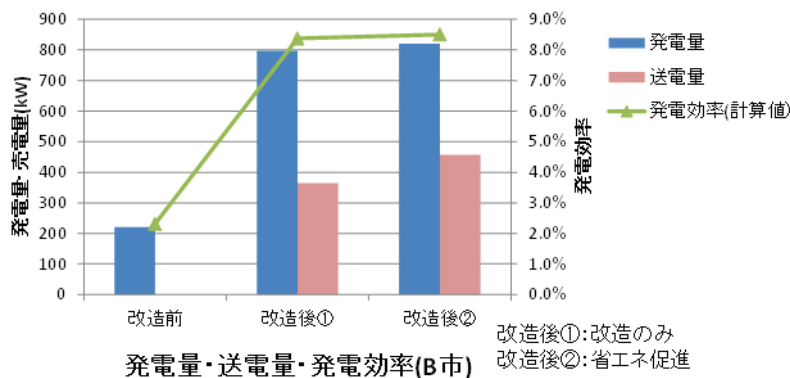
※送電量増強方策(省エネ対策)の内容

- ・ 補機切り替え及び脱水機運転、予備機試運転を土日に実施
- ・ 所内照明を順次、省エネタイプへ切り替え
- ・ 電動機の高効率型への更新もしくはダウンサイジング
- ・ 所内設備のダウンサイジング (集じん用空気圧縮機 100kW×2 台⇒55kW×2 台、機器冷却水ポンプ 18.5kW⇒15kW)
- ・ 不要設備の廃止及び統合化 (白煙防止装置の停止、飛灰貯槽エアレーション用送風機の停止、混練機更新によるセメント貯槽廃止、空気源設備の統合 (計装用、雑用、集じん用の3系統を統合により計装用・雑用コンプレッサーの停止))
- ・ 未使用時の照明の消灯徹底
- ・ 老朽設備の更新を行う際に、そのままリプレイスするのではなく、必要能力を見直し、できる限りダウンサイジングを行う。

B市の改造前後の発電量・送電量・発電効率を下図に示す。

改造後①は逆潮流を可能とした状態、改造後②は逆潮流を可能とした上に送電量増強方策（省エネ対策）を実施した状態である。

改造前の逆潮流が行えない状態では、施設の消費電力(400~500kW程度)以上の発電を行うことができないため、発電量は200kW程度に抑えられていたが、逆潮流化によって発電量を制限する必要がなくなったため、発電量は800kW程度と改造前の4倍近くに増えており、送電量もゼロから360kW、発電効率も2.3%から8.4%と大幅に増えている。また、省エネ化を促進した改造後②では、発電量、発電効率はわずかな上昇であるが、送電量は約25%アップの460kWとなっている。



改造に伴う費用(工事費、維持管理費増(20年間))、改造によって得られる20年間の収入増(売電収入増、買電経費減)は下表のとおりである。工事費は0.13億円で、維持管理費増はない。売電収入増は20年間で6億円、買電のための経費減が20年間で4.4億円と見込んでおり、改造に伴う費用が少なく経済的メリットの大きな改造といえる。

経済性評価(B市)

項目	単位	B市
改造に伴う費用	工事費	億円 0.13
	維持管理費増(20年間)	億円 0
改造によって得られる収入増	売電収入増(20年間)	億円 6
	買電経費減(20年間)	億円 4.4
経済的メリットα (α = 改造によって得られる収入増 ÷ 改造に伴う費用)		80
投資回収年数 = 工事費 ÷ (改造によって得られる収入増 / 20 - 維持管理費増 / 20)		0.25

B市の改造前後のCO₂排出量及び改造によるCO₂削減量計算結果を下表に示す。

CO₂削減量(B市)

改造前			B市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
(1)	1日当たりの運転時間	h/日	24	2011年7月データ
(2)	施設の定格ごみ焼却量	t/日	142	
(3)	1日当たりのごみ焼却量	t/日	111.92	
(4)	1日当たりの消費電力量	kWh/日	12,532	
(5)	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
(6)	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
(7)	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.71	A重油
(8)	1日当たりの発電電力量	kWh/日	6,486	
(9)	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
(10)	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
(11)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	61.7	[(4)×(5)+(6)×(7)]÷(3)×1000
(12)	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	2.2	当該年の実績平均値(耐火物施工に伴う乾燥焚きによる重油使用量増)
(13)	運転炉数	—	1	
(14)	改造前の年間CO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母)	t-CO ₂ /年	2,477	[(11)×(2)×280]÷1000+(12)×(13)×4×(7)
(15)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	29.8	[(4)×(5)+(6)×(7)-(8)×(5)-(9)×(10)]÷(3)×1000
(16)	改造前の年間CO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	1,207	[(15)×(2)×280]÷1000+(12)×(13)×4×(7)

改造後(引渡性能試験時)			B市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	2014年4月データ
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	142	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	109.27	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	9,229	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.71	A重油
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	19,687	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-53	{(4)×(5)+(6)×(7)-(8)×(5)-(9)×(10)}÷(3)×1000
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	1.7	想定値
⑬	運転炉数	—	1	
⑭	改造後の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-2,089	[(⑪の平均値)×(2)×280]÷1000+(⑫)×(⑬)×4×(7)

CO ₂ 削減率	%	133.1	[(16)-(⑭)]÷(14)×100
---------------------	---	-------	---------------------

表中の(11)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量①で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量を焼却量で除したものである。
 表中の(14)は改造前の年間のCO₂排出量①で、1年間の焼却炉運転と立上げ下げを含めた電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量である。
 表中の(15)はごみ焼却トン当たりのCO₂排出量②で、(11)の電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量に加えて、発電に伴うCO₂削減量を含めたものである。
 表中の(16)は改造前の年間のCO₂排出量②で、(14)の電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量に加えて、発電に伴う1年間のCO₂削減量を含めたものである。

表中の⑪は改造後のごみ焼却トン当たりのCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量と発電に伴うCO₂削減量を合計したものである。
 表中の⑭は改造後の年間のCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量と発電に伴う1年間のCO₂削減量を合計したものである。

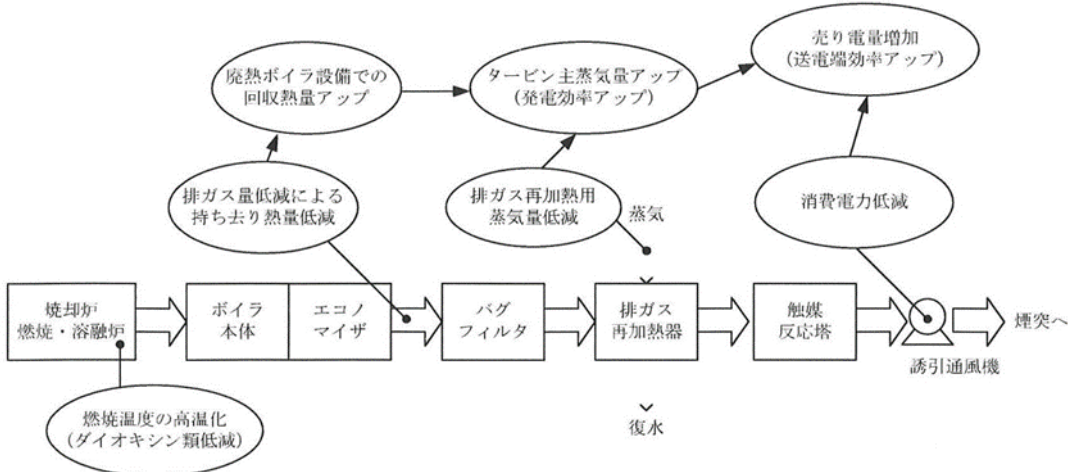
CO₂削減率%は次式で計算することができる。
 CO₂削減率%=(16)改造前の年間CO₂排出量②(t-CO₂/年)-⑭改造後の年間CO₂排出量(t-CO₂/年)÷(14)改造前の年間CO₂排出量①(t-CO₂/年)×100

(以上、平成26年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書より)

導入にあたっての留意点

- ・立地上の特徴や、実施可能な施設規模の上限、下限は特になし。
- ・増強策導入の条件としては、発電能力に余裕があることが必要であり、運転にあたっては、買電側に振れないように所内機器等の運転を調整することが重要である。

③低空気比燃焼

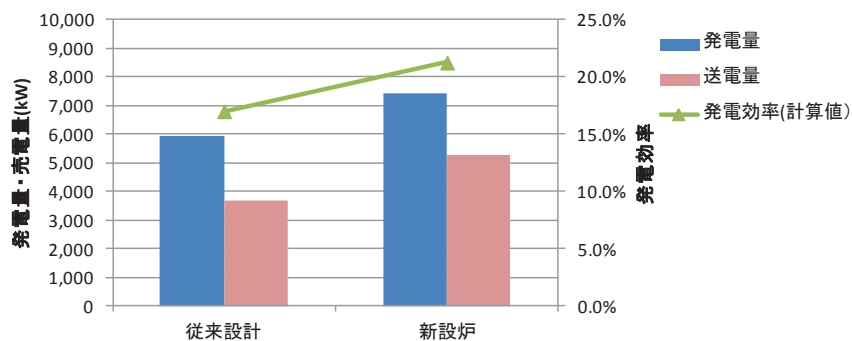
<p>技術概要</p>	<p>燃焼時の空気比を抑えて排ガス量を減らすことにより、エコノマイザ出口からの持出し熱量を低減し、ボイラでの回収熱量を向上させるものである。また、同様に排ガス再加熱器に必要な蒸気量が低減されることに伴い、タービン主蒸気量が向上する。さらに、誘引通風機等消費電力の低減により、送電端効率の向上も可能である。ACCによる蒸発量制御にも効果的であり、発電量の増大に寄与することも可能である。</p>  <p style="text-align: center;">低空気比燃焼による効果 (以上、高効率ごみ発電施設整備マニュアルより)</p>
<p>導入効果 (先行事例等)</p>	<p>C 衛生組合における導入事例を以下に示す。</p> <p>C 衛生組合では、低空気比燃焼(従来 1.6→1.3)、排ガス循環、低温触媒(従来 210℃→175℃)、高効率乾式排ガス処理(従来湿式+乾式)、白防条件なし、排水クローズドなし、高温高圧ボイラ(4MPa×400℃)、抽気復水タービンの採用により高効率発電(21.3%)を達成している。</p> <p>また、照明の人感センサー化、一部 LED 化、高効率モータ採用により、省エネを促進し、送電量増強を図っている。</p>

従来設計と新設炉の仕様の相違(低空気比燃焼 : C 衛生組合)

項目		単位・(記入例)	C 衛生組合	C 衛生組合
			従来設計	新設炉
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG)	4	4
	蒸気条件(温度)	(°C)	400(高質)	400(高質)
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り)	23.8	26.4
	③出口排ガス温度	(°C)	226	226
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水)	抽気復水タービン	抽気復水タービン
	②定格出力	(kW)	7760	9700
	③設計排気圧	(kPaG)	-86.3	-86.3
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式)	湿式+乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等)	苛性ソーダ、消石灰	苛性ソーダ、消石灰
	③設計温度	(°C)	160	160
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、無触媒、燃焼制御)	燃焼制御、触媒脱硝	燃焼制御、触媒脱硝
	②使用薬品	(アンモニア、尿素)	アンモニア	アンモニア
	③設計温度	(°C)	210	175
燃焼空気比			1.6	1.3
排ガス循環		有無	無し	有り
白煙防止条件		あり(°C、%)、なし	あり	なし
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流)	クローズド	下水放流
	洗煙排水		処理後、公共下水道へ放流	-
	生活排水		公共下水道へ放流	公共下水道へ放流
発電効率(設計値)		%	17%	21.3%
その他送電量増強方策		照明、設備等の省エネ対策等	-	照明の人感センサー化、一部LED化、高効率モータ採用
その他特徴			-	低空気比燃焼、低温触媒、高効率乾式排ガス処理、自防条件なし、排水クローズドなし、高温高圧ボイラ、抽気復水タービンの採用により高効率発電を達成している。

C 衛生組合の従来設計と新設炉の発電量・送電量・発電効率を下図に示す。

従来設計(4MPa×400°C、抽気復水タービン)に比べて、新設炉では、発電量は約 25%増えて 7,440kW、送電量は約 43%増えて 5,290kW、発電効率は約 4%上昇して 21.3%となった。



発電量・送電量・発電効率(C 衛生組合)

C 衛生組合の発電増強方策に伴う費用(工事費、維持管理費増(20年間))、増強方策によって得られる 20 年間の収入増(売電収入増、買電経費減)は下表のとおりである。

経済性評価 (C 衛生組合)

項目	単位	C衛生組合
発電増強方案に伴う費用	工事費	億円
	維持管理費増(20年間)	億円
増強方案によって得られる収入増	売電収入増(20年間)	億円
	買電経費減(20年間)	億円
経済的メリットα (α = 増強方案によって得られる収入増 ÷ 発電増強方案に伴う費用)		1.24
投資回収年数 = 工事費 ÷ (増強方案によって得られる収入増 / 20 - 維持管理費増 / 20)		5.56

C 衛生組合の従来設計の CO₂ 排出量及び新設炉による CO₂ 削減量計算結果を以下に示す。

CO₂ 削減量 (C 衛生組合)

従来設計			C衛生組合	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
(1)	1日当たりの運転時間	h/日	24	
(2)	施設の定格ごみ焼却量	t/日	288	
(3)	1日当たりのごみ焼却量	t/日	288	
(4)	1日当たりの消費電力量	kWh/日	38,400	
(5)	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
(6)	1日当たりの燃料使用量	kL/日		
(7)	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.489	灯油
(8)	1日当たりの発電電力量	kWh/日	142,848	
(9)	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
(10)	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
(11)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	73.5	[(4)×(5)+(6)×(7)]÷(3)×1000
(12)	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	6	当該年の実績平均値
(13)	運転炉数	-	2	
(14)	従来設計の年間CO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母)	t-CO ₂ /年	6,044	[(11)×(2)×280]÷1000+(12)×(13)×4×(7)
(15)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-199.8	[(4)×(5)+(6)×(7)-(8)×(5)-(9)×(10)]÷(3)×1000
(16)	従来設計の年間CO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-15,995	[(15)×(2)×280]÷1000+(12)×(13)×4×(7)

新設炉 (引渡性能試験時)			C衛生組合	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	288	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	288	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	36,000	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.489	灯油
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	178,560	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-273	{④×⑤+⑥×⑦-⑧×⑤-⑨×⑩}÷③×1000
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	6	想定値
⑬	運転炉数	-	2	
⑭	新設炉の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-21,895	[⑪の平均値×②×280]÷1000+⑫×⑬×4×⑦
CO ₂ 削減率		%	97.6	[(16)-⑭]÷(14)×100

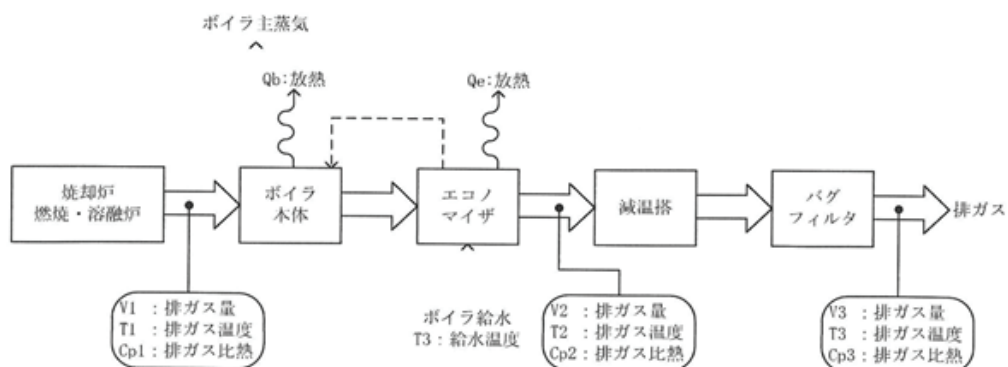
	<p>表中の(11)はごみ焼却トン当たりのCO2排出量①で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO2排出量を焼却量で除したものである。 表中の(14)は従来設計の年間のCO2排出量①で、1年間の焼却炉運転と立ち上げち下げを含めた電力消費、補助燃料使用に伴うCO2排出量である。 表中の(15)はごみ焼却トン当たりのCO2排出量②で、(11)の電力消費、補助燃料使用に伴うCO2排出量に加えて、発電に伴うCO2削減量を含めたものである。 表中の(16)は従来設計の年間のCO2排出量②で、(14)の電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO2排出量に加えて、発電に伴う1年間のCO2削減量を含めたものである。</p> <p>表中の①は新設炉のごみ焼却トン当たりのCO2排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO2排出量と発電に伴うCO2削減量を合計したものである。 表中の④は新設炉の年間のCO2排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO2排出量と発電に伴う1年間のCO2削減量を合計したものである。</p> <p>CO2削減率は次式で計算することができる。 $\text{CO2削減率}\% = \frac{[(16)\text{従来設計の年間CO2排出量}\text{②}(\text{t-CO2/年}) - \text{④新設炉の年間CO2排出量}(\text{t-CO2/年})]}{(14)\text{従来設計の年間CO2排出量}\text{①}(\text{t-CO2/年})} \times 100$</p> <p>(以上、平成 26 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書より)</p>
<p>導入にあたっての留意点</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃焼温度の高温化により火格子、耐火材、ボイラ伝熱管等への熱負荷が高くなることに留意する必要がある。高温燃焼に対応するため、炉体をボイラ水冷壁構造とし冷却能力を増強するなどの対策が取られるとともに、水冷火格子や耐火材が開発、実用化されている。 ・ 燃焼空気量が減ることにより排ガスの混合促進が阻害され、燃焼が乱れやすくなる。この対策として、排ガス循環システムや高温空気燃焼システムなどを採用する事例もある。 ・ 増強策導入の条件としては、自防条件の撤廃への住民理解と排水クローズドなしが必要であり、運転にあたっては、安定したごみ量及びごみ質の確保が重要である。

④低温エコノマイザ

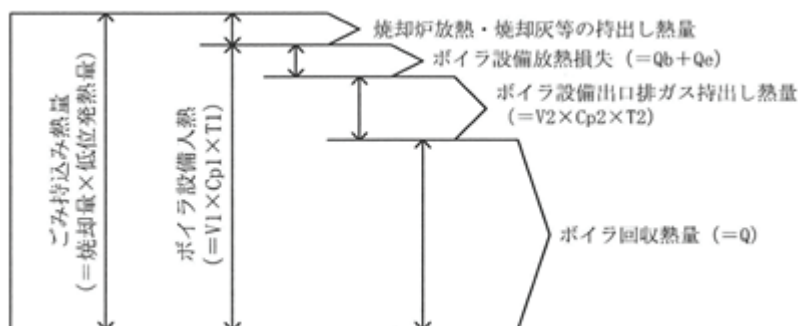
技術概要

エコノマイザは、ボイラ本体の下流に位置し、ボイラ出口の燃焼排ガスの余熱を利用してボイラ給水を加熱させる機能をもつ。低温エコノマイザとは伝熱面積を大きくしてより低温まで排ガスを冷却し、ボイラ設備から出ていく排ガスの持出し熱量を低減することで、ボイラでの熱回収量を増強するものである。

従来の施設では、エコノマイザ出口の排ガス温度の設計値として、220～250℃程度を採用する例が多かったが、最近では積極的な熱回収を図る観点から 200℃以下まで冷却・熱回収される事例も見られる。



ボイラ設備まわりの概略フロー



ボイラ設備での熱収支の模式図

(以上、高効率ごみ発電施設整備マニュアルより)

導入効果 (先行事例等)

D市の導入事例を以下に示す。

D市の従来設計と新設炉の仕様の相違は下表（網掛け部分が相違点）のとおりである。

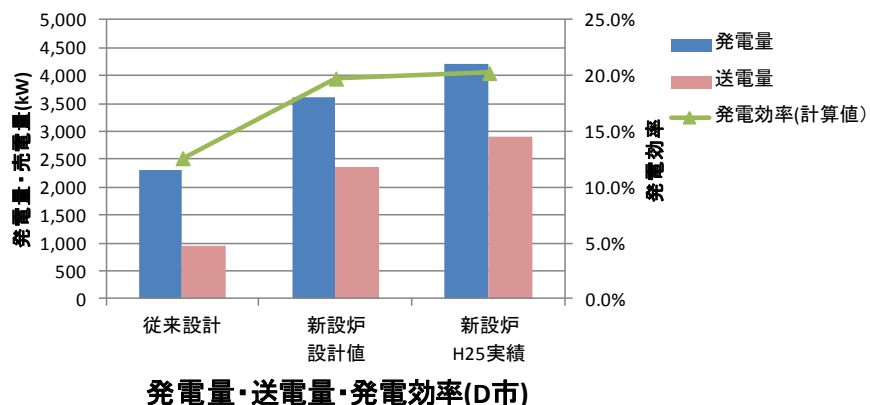
2段エコノマイザの採用、炉下シュートのボイラ化によりボイラ出口温度の低温化(従来 250℃→200℃)を行い、また、低空気比燃焼(従来 1.8→1.4)、排ガス循環採用、低温触媒(従来 210℃→160℃)、白防条件なし、高温高压ボイラ(4MPa×400℃)及び抽気復水タービンの採用により高効率発電(20%超)を達成している。

また、主要機器のインバータ化、人感センサーによる一部照明の入切、減光により、省エネを促進し、送電量増を図っている。

従来設計と新設炉の仕様の相違(低温エコノマイザ(D市))

項目		単位・(記入例)	D市	D市
			従来設計	新設炉
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG)	3	4
	蒸気条件(温度)	(°C)	300	400
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り)	13.7	14.8
	③出口排ガス温度	(°C)	250	200
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水)	抽気復水タービン	抽気復水タービン
	②定格出力	(kW)	4000	5900
	③設計排気圧	(kPaG)	-82	-85
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式)	乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等)	消石灰	消石灰
	③設計温度	(°C)	175	170
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、無触媒、燃焼制御)	触媒脱硝	触媒脱硝
	②使用薬品	(アンモニア、尿素)	アンモニア	アンモニア
	③設計温度	(°C)	210	160
燃焼空気比			1.8	1.4
排ガス循環	有無		無し	有り
白煙防止条件	あり(°C、%)、なし		5°C×60%	なし
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流)	クローズド	クローズド
	洗煙排水		なし	なし
	生活排水		公共下水	公共下水
発電効率(設計値)	%		14.2%	21.4%(温浴施設未使用)
その他送電量増強方策	照明、設備等の省エネ対策等		主要機器のインバータ化 人感センサーによる一部照明の入切、減光	主要機器のインバータ化 人感センサーによる一部照明の入切、減光
その他特徴			特に無し	2段エコノマイザ 炉下シュートのボイラ化 低空気比燃焼 白煙防止未設置

D市の従来設計と新設炉(設計値、H25実績)の発電量・送電量・発電効率を下図に示す。従来設計(3MPa×300°C、抽気復水タービン)に比べて、新設炉(設計値)では、発電量は約57%増えて3,600kW、送電量は約2.5倍の2,350kW、発電効率は約7%上昇して19.7%となった。実績では設計値よりも多くの発電量、送電量を達成している。



D市の新設炉によるCO₂排出量計算結果を下表に示す。

新設炉の発電による削減を含めた年間CO₂排出量は-18,531t-CO₂/年である。

CO₂削減量(D市)

新設炉(引渡性能試験時)			D市	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	315	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	190	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	28,800	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.489	灯油
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	100,800	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	7,692	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-211	$\{④ \times ⑤ + ⑥ \times ⑦ - ⑧ \times ⑤ - ⑨ \times ⑩\} \div ③ \times 1000$
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	4	想定値
⑬	運転炉数	—	2	
⑭	新設炉の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-18,531	$[⑪の平均値 \times ② \times 280] \div 1000 + ⑫ \times ⑬ \times 4 \times ⑦$

表中の⑪は新設炉のごみ焼却トン当たりのCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO₂排出量と発電に伴うCO₂削減量を合計したものである。
 表中の⑭は新設炉の年間のCO₂排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO₂排出量と発電に伴う1年間のCO₂削減量を合計したものである。

(以上、平成 26 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書より)

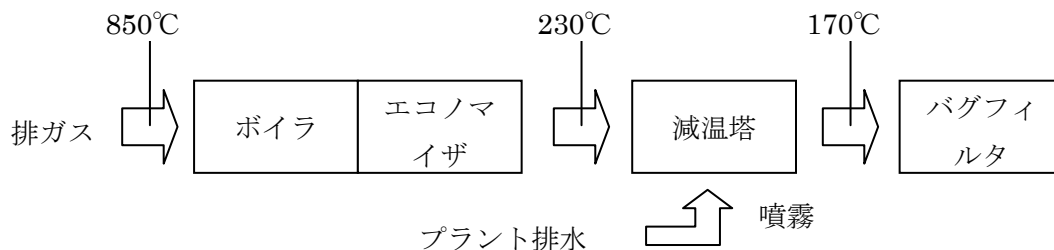
導入にあ
たつての
留意点

- ・ 導入可能な施設規模について、下限は 100t/日 (50t/日×2 炉) 程度。
- ・ 排水放流可能であれば、さらにエコノマイザ出口温度を下げる事が可能

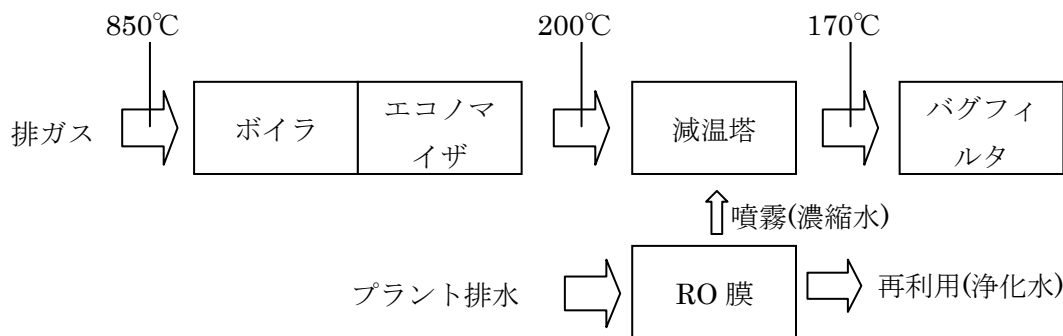
⑤RO膜による排水処理

技術概要

プラント排水を減温塔で蒸発させるためには、減温塔入口温度を高くする必要がある(230℃)。RO膜採用による排水クローズドでは、浄化された水はプラント再利用が可能となり、濃縮水(量的にはプラント排水の4分の1~5分の1)のみを減温塔で蒸発させるため、エコノマイザ出口温度を低く(200℃)することができ、結果的により多くの蒸気を発生させ、発電量を増やすことができる。



従来設計(排水クローズド)



新設炉 (RO膜採用による排水クローズド)

焼却施設の立地に際して、通常より一層厳しい環境対策が求められる場合があり、その一つとして、プラント排水を外部に排出しない排水クローズドシステムがある。排水クローズドシステムを採用した場合、プラント排水を減温塔で噴霧蒸発処理するためボイラ出口排ガス温度が高めの設定となり、ボイラ効率が低下する(高効率ごみ発電施設整備マニュアルより)。本RO膜採用による排水クローズド化は、ボイラ出口排ガス温度を低くしても排水クローズドを実現できるシステムである。

導入効果
(先行事例等)

E 衛生組合における導入事例を以下に示す。

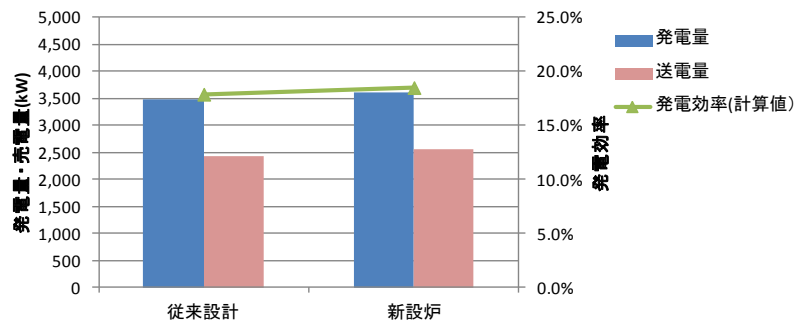
従来設計と新設炉の仕様の相違は下表(網掛け部分が相違点)のとおりである。

E 衛生組合では、排水クローズドで発電効率を高めるためにRO膜による排水処理を行っているが、この他にも低温エコノマイザの採用(ボイラ出口温度従来 230℃→200℃)、低空気比燃焼(1.4)、白防条件なし、高温高圧ボイラ(4MPa×400℃)、抽気復水タービンの採用により高効率発電(19.6%)を達成している。また、自然エネルギーの利用(太陽光、風力)、人感センサー化、モータのインバータ化等により、省エネを促進し、送電量増を図っている。

従来設計と新設炉の仕様の相違 (RO 膜による排水処理 (E 衛生組合))

項目	単位・(記入例)	E 衛生組合	E 衛生組合	
		従来設計	新設炉	
ボイラ設備	①蒸気条件(圧力)	(MPaG)	4	4
	蒸気条件(温度)	(°C)	400	400
	②最大蒸発量	t/h(1炉当り)	15.3	15.7
	③出口排ガス温度	(°C)	230	200
蒸気タービン	①形式	(背圧、抽気復水)	抽気復水タービン	抽気復水タービン
	②定格出力	(kW)	3700	3820
	③設計排気圧	(kPaG)	-86.6	-86.6
排ガスHCl、SOx除去	①処理方式	(湿式・乾式)	乾式	乾式
	②使用薬品	(消石灰、苛性ソーダ等)	消石灰	消石灰
	③設計温度	(°C)	170	170
排ガスNOx除去	①処理方式	(触媒、無触媒、燃焼制御)	触媒脱硝	触媒脱硝
	②使用薬品	(アンモニア、尿素)	アンモニア	アンモニア
	③設計温度	(°C)	208	208
燃焼空気比			1.4	1.4
排ガス循環	有無		無	無
白煙防止条件	あり(°C、%)、なし		無	無
排水処理	プラント排水	(クローズド、再利用、下水放流、公共用水域放流)	クローズド	クローズド
	洗煙排水		無	無
	生活排水		下水道放流	下水道放流
発電効率(設計値)	%		19.0%	19.6%
その他送電量増強方策	照明、設備等の省エネ対策等	自然エネルギーの利用(太陽光、風力)、人感センサー化、モーターのインバータ化等	自然エネルギーの利用(太陽光、風力)、人感センサー化、モーターのインバータ化等	
その他特徴				RO膜による排水処理

E 衛生組合の従来設計と新設炉の発電量・送電量・発電効率を下図に示す。従来設計でも高温高圧ボイラ(4MPa×400°C、抽気復水タービン)、低空気比燃焼(1.4)を採用しているため、新設炉では、発電量は約 3.4%増の 3,600kW、送電量は約 4.5%増の 2,545kW、発電効率は約 0.6%上昇の 18.5%となった。



発電量・送電量・発電効率(E衛生組合)

E 衛生組合の発電増強方策に伴う費用(工事費、維持管理費増(20年間))、増強方策によって得られる 20 年間の収入増(売電収入増、買電経費減)を下表にまとめた。

発電増強方策に要した工事費は 0.51 億円で、維持管理費増は 20 年間で 0.37 億円である。売電収入増は 20 年間で 1.6 億円、買電のための経費変更はないと見込んでおり、経済的メリット α (増強方策によって得られる収入増÷発電増強方策に伴う費用) は 1.82、投資回

収年数（工事費を年間の（収入増－維持管理費増）で除した数値）は 8.29 年となった。

経済性評価 (E 衛生組合)

項目		単位	E衛生組合
発電増強方針に伴う費用	工事費	億円	0.51
	維持管理費増(20年間)	億円	0.37
増強方針によって得られる収入増	売電収入増(20年間)	億円	1.6
	買電経費減(20年間)	億円	0
経済的メリットα (α = 増強方針によって得られる収入増 ÷ 発電増強方針に伴う費用)			1.82
投資回収年数 = 工事費 ÷ (増強方針によって得られる収入増 / 20 - 維持管理費増 / 20)			8.29

E 衛生組合の従来設計の CO₂ 排出量及び新設炉による CO₂ 削減量計算結果を下表に示す。発電増強方針による CO₂ 削減率は 70.2%と計算された。

CO₂ 削減量 (E 衛生組合)

従来設計			E衛生組合	
No.	項目	単位	計画値	備考
(1)	1日当たりの運転時間	h/日	24	
(2)	施設の定格ごみ焼却量	t/日	200	
(3)	1日当たりのごみ焼却量	t/日	200	
(4)	1日当たりの消費電力量	kWh/日	25,080	
(5)	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
(6)	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
(7)	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.71	A重油
(8)	1日当たりの発電電力量	kWh/日	83,520	
(9)	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
(10)	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
(11)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	69.1	[(4)×(5)+(6)×(7)]÷(3)×1000
(12)	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	13	当該年の実績平均値
(13)	運転炉数	—	2	
(14)	従来設計の年間CO ₂ 排出量① (削減率算出式の分母)	t-CO ₂ /年	4,151	[(11)×(2)×280]÷1000+(12)×(13)×4×(7)
(15)	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-161.0	[(4)×(5)+(6)×(7)-(8)×(5)-(9)×(10)]÷(3)×1000
(16)	従来設計の年間CO ₂ 排出量② (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-8,734	[(15)×(2)×280]÷1000+(12)×(13)×4×(7)

新設炉(引渡性能試験時)			E衛生組合	
No.	項目	単位	実績平均値	備考
①	1日当たりの運転時間	h/日	24	
②	施設の定格ごみ焼却量	t/日	200	
③	1日当たりのごみ焼却量	t/日	170	
④	1日当たりの消費電力量	kWh/日	23,000	
⑤	電力のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kWh	0.000551	
⑥	1日当たりの燃料使用量	kL/日	0	
⑦	燃料のCO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /kL	2.71	A重油
⑧	1日当たりの発電電力量	kWh/日	88,800	
⑨	1日当たりの熱利用量	GJ/日	0	
⑩	熱利用CO ₂ 排出係数	t-CO ₂ /GJ	0.057	
⑪	ごみトン当たりのCO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子の基礎)	kg-CO ₂ /t-ごみ	-213	{(4)×(5)+(6)×(7)-(8)×(5)-(9)×(10)}÷(3)×1000
⑫	立上げ下げ時の燃料使用量	kL/回/炉	13	想定値
⑬	運転炉数	—	2	
⑭	新設炉の年間CO ₂ 排出量 (削減率算出式の分子)	t-CO ₂ /年	-11,646	[(⑪)の平均値×(2)×280]÷1000+(⑫)×(⑬)×4×(7)
CO ₂ 削減率		%	70.2	[(16)-(⑭)]÷(14)×100

	<p>表中の(11)はごみ焼却トン当たりのCO2排出量①で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO2排出量を焼却量で除したものである。</p> <p>表中の(14)は従来設計の年間のCO2排出量①で、1年間の焼却炉運転と立ち上げたち下げを含めた電力消費、補助燃料使用に伴うCO2排出量である。</p> <p>表中の(15)はごみ焼却トン当たりのCO2排出量②で、(11)の電力消費、補助燃料使用に伴うCO2排出量に加えて、発電に伴うCO2削減量を含めたものである。</p> <p>表中の(16)は従来設計の年間のCO2排出量②で、(14)の電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO2排出量に加えて、発電に伴う1年間のCO2削減量を含めたものである。</p> <p>表中の⑪は新設炉のごみ焼却トン当たりのCO2排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴うCO2排出量と発電に伴うCO2削減量を合計したものである。</p> <p>表中の⑬は新設炉の年間のCO2排出量で、電力消費、補助燃料使用に伴う1年間のCO2排出量と発電に伴う1年間のCO2削減量を合計したものである。</p> <p>CO2削減率は次式で計算することができる。</p> $\text{CO2削減率}\% = \frac{(\text{16})\text{従来設計の年間CO2排出量}\text{②}(\text{t-CO2/年}) - \text{⑬}\text{新設炉の年間CO2排出量}(\text{t-CO2/年})}{(\text{14})\text{従来設計の年間CO2排出量}\text{①}(\text{t-CO2/年})} \times 100$ <p>(以上、平成 26 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書より)</p>
導入にあたっての留意点	<ul style="list-style-type: none"> ・特になし。