

ISSN 1346-7328

国総研資料 第1093号

令和元年11月

国土技術政策総合研究所資料

TECHNICAL NOTE of

National Institute for Land and Infrastructure Management

No.1093

November 2019

B-DASH プロジェクト No.27

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)

下水道研究部下水処理研究室

B-DASH Project No.27

Guideline for introducing the sludge incineration technology equipped with power generation

Considering reduction of greenhouse gas emission

Wastewater and Sludge Management Division

Water Quality Control Department

国土交通省 国土技術政策総合研究所

National Institute for Land and Infrastructure Management

Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism, Japan

B-DASHプロジェクト No.27

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)

下水道研究部 下水処理研究室

B-DASH Project No.27

Guideline for introducing the sludge incineration technology equipped with power generation
considering reduction of greenhouse gas emission

Wastewater and Sludge Management Division

Water Quality Control Department

概要

本ガイドラインは、下水道未利用資源の有効活用による省エネルギー、創エネルギー対策の実施と地球温暖化対策への貢献を目指し、下水道革新的技術の一つである「温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術」について、下水道事業者が導入検討する際に参考にできる資料として策定したものである。

キーワード : 下水汚泥焼却、高効率発電、温室効果ガス、地球温暖化

Synopsis

This guideline for introducing "sludge incineration technology equipped with power generation considering reduction of greenhouse gas emission" which is one of the sewage high technologies is designed as a reference for sewerage administrators to consider introducing this technology.

Key Words : Sewage sludge incineration, High efficiency power generation, Greenhouse gas, Global warming

執筆担当者一覧

国土技術政策総合研究所下水道研究部下水処理研究室 室 長 ・ ・ ・ 田 嶋 淳

前 国土技術政策総合研究所下水道研究部下水処理研究室 主任研究官
・ ・ ・ 太 田 太 一

国土技術政策総合研究所下水道研究部下水処理研究室 研究官 ・ ・ ・ 山 本 明 広

はじめに

我が国の下水道は、国民生活に不可欠な社会資本として整備が進められており、下水道処理人口普及率は79.3%（平成30年度）となっている。下水道の普及が公衆衛生の向上や公共用水域の水質保全に貢献する一方で、大量に発生する下水の処理には大きな電力を必要とし、我が国全体の電力消費量の0.7%（平成26年度）を占め、大量の電力を消費する事業の一つとなっている。また、下水や汚泥の処理に伴い温室効果ガスが排出され、地方公共団体の公共事業の中でも大きな温室効果ガス排出源となっている。今後、下水道の未普及地域の解消や高度処理化など、さらなる温室効果ガス排出量の増加が見込まれ、地球温暖化防止に一定の役割を果たそうとする我が国において、その削減が急がれる状況となっている。このような状況を背景に、下水汚泥や下水の持つエネルギー資源としてのポテンシャルに期待が高まっており、省エネ・省資源の取り組みに加えて、積極的にこれら資源を有効活用し、再生可能エネルギーを創出する取組が始まっている。

平成26年7月に策定された「新下水道ビジョン」（国土交通省水管理・国土保全局下水道部、公益社団法人日本下水道協会）では、有機物、栄養塩類を除去対象物質でなく資源として捉え、革新的な技術・システム等を導入し、他バイオマスも集約することで、下水処理場を水・資源・エネルギーの集約・自立・供給拠点化することが打ち出されている。また、平成27年度の下水道法改正で、下水道管理者は、「発生汚泥等が燃料又は肥料として再生利用されるよう努めなければならない」とする規定が新設された。また、「新下水道ビジョン加速戦略」（平成29年8月 国土交通省水管理・国土保全局下水道部）でも、下水道による付加価値向上の重要性が示されている。しかし、実際の資源としての活用は未だ低い水準にあり、優れた新技術が開発されても実績が少ないなどの理由で普及展開が進まない状況である。このため国土交通省下水道部では、優れた革新的技術の実証、普及により下水道事業におけるコスト縮減や再生可能エネルギー等の創出を実現し、併せて本邦企業による水ビジネスの海外展開を支援するため、「下水道革新的技術実証事業（B-DASH プロジェクト※）」を平成23年度から開始しており、B-DASH プロジェクトの枠組みの中で国土技術政策総合研究所下水道研究部が実証研究の実施機関となって研究を実施し、ビジョンを実現するための技術的解決方策としてガイドラインを策定している。

本ガイドラインで示す「温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術」は、下水汚泥焼却炉の廃熱を利用した高効率発電と、燃焼空気の一部を炉フリーボード部へ局所攪拌空気として吹き込むことで排気ガス中の N_2O 及び NO_x を削減する技術からなり、下水汚泥焼却設備における化石燃料由来の電力消費量と温室効果ガス排出量の大幅な削減を可能とする革新的技術であり、実証研究においてもその有効性が確認された。

本ガイドラインは、国土技術政策総合研究所委託研究（温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術実証研究 受託者：JFE エンジニアリング（株）・日本下水道事業団・川崎市共同研究体 実施期間：平成29~30年度）において実施した成果を踏まえ、下水道事業者が本革新的技術の導入を検討する際に参考にできる資料として作成したものであり、この優れた技術が全国そして海外にも普及されることを強く願うものである。

技術選定から実証研究施設の設置、実運転による実証を踏まえたガイドラインの策定までを2年間という短期間でまとめるにあたり、大変なご尽力をいただいた下水道革新的技術実証事業評価委員会の委員各位、及びガイドラインに対する意見聴取にご協力いただいた下水道事業者の各位をはじめ、実証研究に精力的に取り組まれた研究体各位等全ての関係者に深く感謝申し上げます。

※B-DASH プロジェクト：Breakthrough by Dynamic Approach in Sewage High Technology Project

国土交通省国土技術政策総合研究所 下水道研究部長 岡本 誠一郎

目次

目次

第1章 総則

第1節 目的

§1 目的	1
-------------	---

第2節 適用範囲

§2 ガイドラインの適用範囲	4
----------------------	---

第3節 ガイドラインの構成

§3 ガイドラインの構成	5
--------------------	---

第4節 用語の定義

§4 用語の定義	7
----------------	---

第2章 技術の概要と評価

第1節 技術の概要

§5 技術の目的	14
§6 高効率発電技術の概要と特徴	18
§7 局所攪拌空気吹込み技術の概要と特徴	21

第2節 技術の適用・推奨条件

§8 適用・推奨条件	24
§9 導入シナリオ	27

第3節 実証研究に基づく評価の概要

§10 評価項目	34
§11 評価結果	41

第3章 導入検討

第1節 導入検討手法

§12 導入検討手順	53
§13 概略検討	55
§14 基礎調査	62

目 次

§15 導入効果の検討.....	65
§16 導入判断	75
第2節 本技術の導入効果の検討例	
§17 検討条件	76
§18 導入効果の検討例	80

第4章 計画・設計

第1節 施設計画	
§19 導入計画手順	84
§20 詳細調査	85
§21 基本条件の設定.....	93
§22 施設計画の検討.....	99
§23 導入効果の検証.....	101
§24 導入計画の策定.....	102
第2節 施設設計	
§25 高効率発電技術の設計	103
§26 局所攪拌空気吹込み技術の設計	112

第5章 維持管理

第1節 運転管理	
§27 導入効果を高める管理の要点.....	117
§28 運転管理項目	121
第2節 保守点検	
§29 保守点検	123
第3節 緊急時の対応	
§30 緊急時の対応	126

参 考 文 献

参考文献	128
------------	-----

目 次

資 料 編

1. 実証研究結果	129
1.1 実証研究概要.....	129
1.2 実証運転データ一覧.....	132
1.3 その他検証事項と提言	149
2. 簡易算定式.....	166
2.1 建設費簡易算定式.....	166
2.2 ユーティリティ消費量算定式	170
2.3 点検補修費算定式.....	176
2.4 フロー、配置	178
3. ケーススタディ	188
3.1 従来技術	188
3.2 革新的技術	195
4. 発電設備設置時の法令に基づく届出等.....	221
5. 問い合わせ先.....	229

第 1 章 総 則

第 1 節 目 的

§ 1 目 的

本ガイドラインは、下水道事業における大幅なコスト縮減や省エネルギー・創エネルギー効果に寄与するため、下水道革新的技術実証事業（B-DASH プロジェクト）の革新的技術の 1 つである「温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術実証研究」（以下、「本技術」とする）について、実証研究の成果を踏まえて、技術の概要、導入検討、計画・設計及び維持管理などに関する技術的事項について明らかにし、もって導入の促進に資することを目的とする。

【解 説】

下水道革新的技術実証事業（B-DASH プロジェクト）は、新技術の研究開発及び実用化を加速することにより、下水道事業における資源回収、省エネルギー・創エネルギー効果やコスト縮減を実現し、併せて、本邦企業による水ビジネスの海外展開を支援するため、国土交通省が実施しているものである。

B-DASH プロジェクト全体の概要は、図 1-1 に示すとおりである。各実証事業においては、国土技術政策総合研究所からの委託研究として、実証研究を実施している。

平成 23 年度は、①水処理における固液分離技術（高度処理を除く）、②バイオガス回収技術、③バイオガス精製技術、④バイオガス発電技術に係る革新的技術を含むシステムについて公募を行い、2 件の実証研究を採択・実施し、ガイドライン案を策定した。

平成 24 年度は、⑤下水汚泥固形燃料化技術、⑥下水熱利用技術（未処理下水の熱利用に限る）、⑦栄養塩（窒素）除去技術（水処理に係る技術は除く）、⑧栄養塩（りん）除去技術（水処理に係る技術は除く。回収技術を含むことは可）に係る革新的技術について公募を行い、5 件の実証研究を採択・実施し、ガイドライン案を策定した。

平成 25 年度は、⑨下水汚泥バイオマス発電システム技術（低含水率化技術、エネルギー回収技術、エネルギー変換技術を組み合わせたシステム技術）、⑩管きょマネジメント技術に係る革新的技術について公募を行い、5 件の実証研究を採択・実施し、ガイドライン案を策定した。

平成 26 年度は、⑪下水汚泥から水素を創出する創エネ技術、⑫既存施設を活用した省エネ型水処理技術（標準活性汚泥法代替技術・高度処理代替技術）、⑬ICT による既存施設を活用した戦略的水処理管理技術、⑭既存施設を活用した ICT による都市浸水対策機能向上技術に係る革新的技術について公募を行い、6 件の実証研究を採択・実施し、ガイドライン案を策定した。

平成 27 年度は、⑮複数の下水処理場からバイオガスを効率的に集約・活用する技術、⑯バイオガスから CO₂ を分離・回収・活用する技術、⑰設備劣化診断技術、⑱都市域における局所的集中豪雨に対する降雨及び浸水予測技術、⑲下水管路に起因する道路陥没の兆候を検知可能な技術、⑳下水処理水の再生利用技術に係る革新的技術について公募を行い、9 件の実証研究を採択・実施

し、⑯⑱⑳についてガイドライン案を策定した。

平成 28 年度は、㉑中小規模処理場を対象とした下水汚泥の有効利用技術、㉒ダウンサイジング可能な水処理技術に係る革新的技術について公募を行い、4 件の実証研究を採択・実施し、ガイドライン案を策定した。

平成 29 年度は、㉓汚泥消化技術を用いた地産地消型エネルギーシステムの構築に向けた低コストなバイオマス活用技術、㉔省エネ社会の実現に向けた低コストな地球温暖化対策型汚泥焼却技術、㉕既設改造で省エネ・低コストに処理能力（量・質）を向上する技術に係る革新的技術について公募を行い、3 件の実証研究を採択・実施した。

平成 30 年度は、㉖ICT を活用した効率的な下水道施設（処理場・ポンプ場）管理に関する技術、㉗ICT を活用した効率的管路マネジメント技術、㉘高純度ガス精製・バイオガス利用等による効率的エネルギー化技術、㉙他の熱源よりも低コストに融雪できる下水熱利用技術に係る革新的技術について公募を行い、7 件の実証研究を採択・実施している。

平成 31 年度（令和元年度）は、㉚ICT 活用スマートオペレーションによる省スペース・省エネ型高度処理技術、㉛クラウドや AI 技術を活用した効率的なマンホールポンプ管理技術、㉜AI データ解析による効率的な管内異常検知技術について公募を行い、4 件の実証研究を採択・実施している。

本技術は、㉔省エネ社会の実現に向けた低コストな地球温暖化対策型汚泥焼却技術に係る革新的技術であり、実証研究のとりまとめにあたっては、専門的知識を有する有識者及び実務に精通した地方公共団体の下水道事業者より意見を聴取したうえで、学識経験者で構成される「下水道革新的技術実証事業評価委員会」（以下、「評価委員会」とする。（<http://www.nilim.go.jp/lab/ecg/bdash/bdash.htm>））の評価を受け、十分な成果が得られたと評価された。本ガイドラインは、下水道事業におけるコスト縮減や温室効果ガス排出量削減を実現するため、評価委員会で評価された本技術の実証研究の成果を踏まえ、本技術の導入の促進に資することを目的として、国土技術政策総合研究所において策定するものである。このため、本ガイドラインでは、地方公共団体などの下水道事業者が本技術の導入を検討する際に参考にできるように、技術の概要と評価、導入検討、計画・設計及び維持管理などに関する技術的事項についてとりまとめている。

なお、本ガイドラインについても、実証研究の成果と同様に、専門的知識を有する有識者及び実務に精通した地方公共団体の下水道事業者より意見を聴取のうえ、評価委員会の評価を受け、了承されたものである。

年度別B-DASH公募テーマ

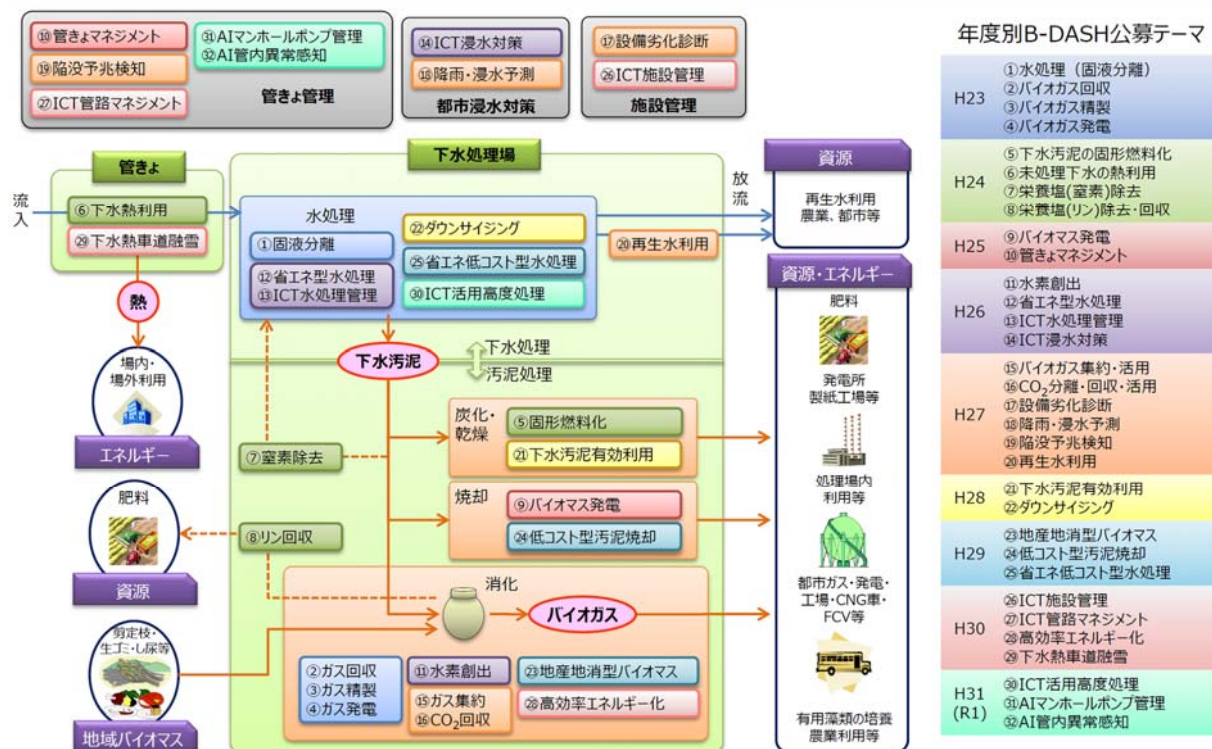


図 1-1 下水道革新的技術実証事業(B-DASH プロジェクト)の概要(全体)

第 2 節 適用範囲

§ 2 ガイドラインの適用範囲

本ガイドラインは、本技術のシステム全体または一部についての、下水道施設を対象とした導入検討、計画・設計および維持管理に適用する。

【解説】

本ガイドラインは、下水道施設の新・増設あるいは既存施設・設備の更新に際して、本技術システム全体または一部の導入を促進する事を目的として、本技術の導入検討、計画・設計、維持管理の参考となるよう取りまとめたものである。

本技術のシステム全体を同時にまたは段階的に導入する場合、または、一部の要素技術のみを導入する場合のどちらにも、本ガイドラインは適用される。

本ガイドラインは、地方公共団体等の下水道事業者および関連する民間企業などに利用されることを想定して策定している。

第 3 節 ガイドラインの構成

§ 3 ガイドラインの構成

本ガイドラインは、総則、技術の概要と評価、導入検討、計画・設計、維持管理及び資料編から構成される。

【解説】

本ガイドラインは、図 3-1 に示す構成から成る。

各章の内容は、以下のとおりとする。

(1) 第 1 章 総則

第 1 章では、目的、ガイドラインの適用範囲、ガイドラインの構成、用語の定義について記述する。

(2) 第 2 章 技術の概要と評価

第 2 章では、革新的技術の目的、概要、特徴、適用条件、導入シナリオ例について整理する。また、実証研究で得られた成果に基づく革新的技術の評価結果を示す。

(3) 第 3 章 導入検討

第 3 章では、革新的技術の導入を検討する際に必要な手順、手法を整理するとともに、導入効果の検討例を示す。

(4) 第 4 章 計画・設計

第 4 章では、導入検討の結果として、革新的技術の導入効果が期待できると判断された場合に、導入に向けてより具体的に計画・設計を進めるための方法について整理する。

(5) 第 5 章 維持管理

第 5 章では、革新的技術を導入した場合において、管理者等が実施すべき維持管理の具体的方法について整理する。

その他、資料編として、実証研究結果、ケーススタディ、問い合わせ先等に関する資料を整理して添付する。

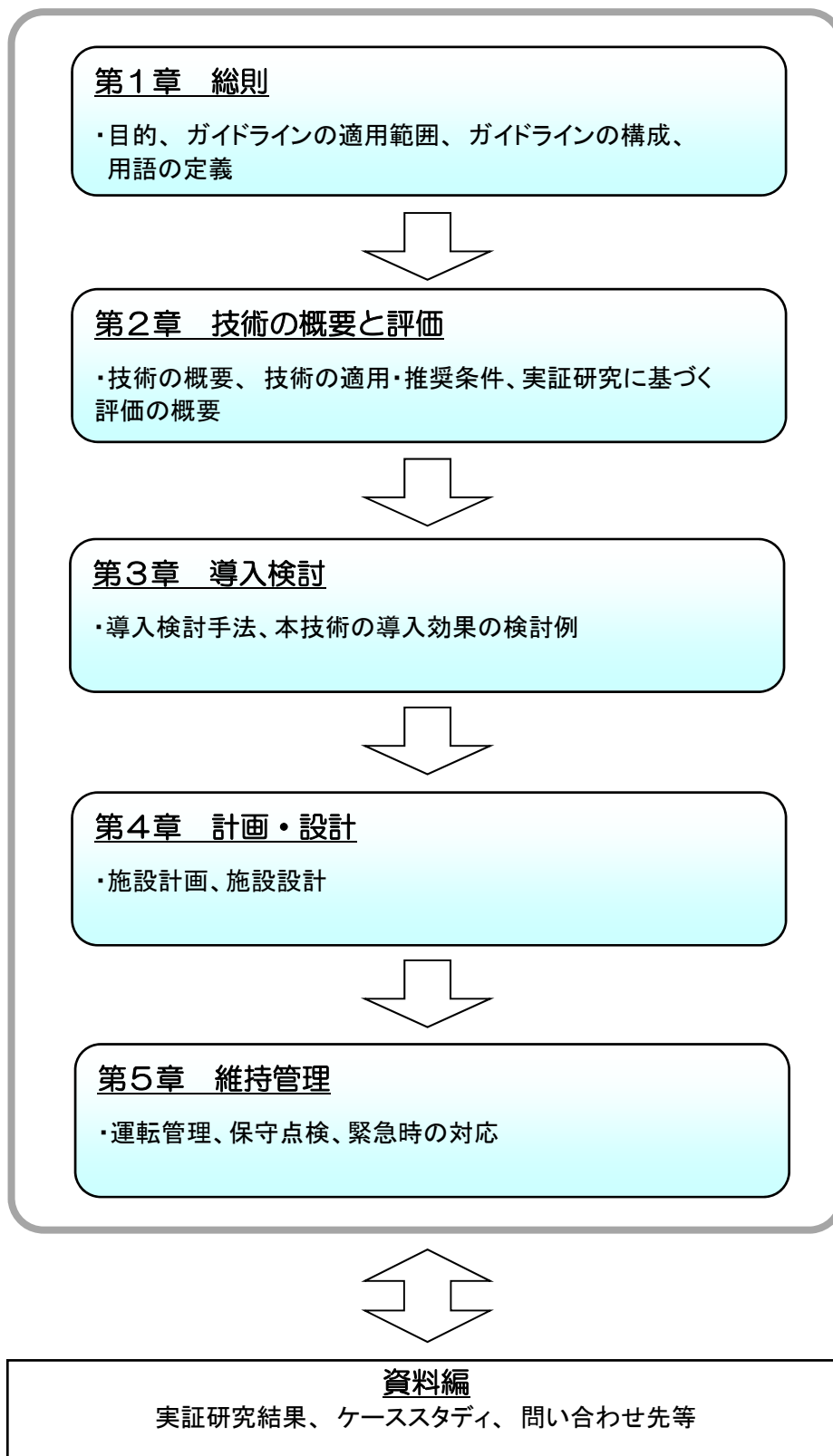


図 3-1 本ガイドラインの構成

第 4 節 用語の定義

§ 4 用語の定義

本ガイドラインで取り扱う用語は、以下に示すように定義する。なお、下水道施設の基本的な用語に関しては「下水道施設計画・設計指針と解説 2009 年版」(社団法人日本下水道協会)¹⁾、「下水道維持管理指針 2014 年版」(社団法人日本下水道協会)²⁾、「下水道用語集 2000 年版」(社団法人日本下水道協会)³⁾に準拠する。

(1) 用語の定義

1) 一括新設

焼却設備の新設もしくは更新に合わせ、高効率発電技術と局所攪拌空気吹込み技術を同時に新設する導入方法。

2) 一括追加設置

既存の焼却設備に対し、高効率発電技術と局所攪拌空気吹込み技術を同時に追加する導入方法。

3) 一次空気

流動空気/燃焼空気から分岐した局所攪拌空気以外の砂層に供給される空気

4) 温室効果ガス

大気圏にあって地表から放射された赤外線の一部を吸収することにより、温室効果をもたらすガスの総称。地球温暖化対策推進法において規定されている物質としては、二酸化炭素 (CO₂)、メタン (CH₄)、一酸化二窒素 (N₂O)、亜酸化窒素、ハイドロフルオロカーボン類 (HFCs)、パーフルオロカーボン類 (PFCs)、六フッ化硫黄 (SF₆)、三フッ化窒素 (NF₃) の 7 種類があるが、下水道温暖化対策推進計画においては、二酸化炭素、メタン、一酸化二窒素が対象とされている。

本技術では、メタンは汚泥焼却過程で全量分解処理されるため、対象となる温室効果ガスは二酸化炭素と一酸化二窒素である。

5) 温室効果ガス排出量 (N₂O 由来)

N₂O 排出量に温室効果ガス排出量原単位を乗じ、N₂O 由来の温室効果ガス排出量を CO₂ 相当量として算出したもの。

6) 温室効果ガス排出量 (電気由来)

消費電力量に温室効果ガス排出量原単位を乗じ、電力由来の温室効果ガス排出量を CO₂ 相当量として算出したもの。

7) 温室効果ガス排出量(発電由来)

発電電力量に温室効果ガス排出量原単位を乗じ、発電由来の温室効果ガス排出量を CO₂ 相当量として算出したもの。発電により温室効果ガスが削減されるため、負の値とする。

8) 温室効果ガス排出量(補助燃料由来)

補助燃料使用量に温室効果ガス排出量原単位を乗じ、補助燃料由来の温室効果ガス排出量を CO₂ 相当量として算出したもの。

9) 局所攪拌空気/二次空気

フリーボード部を攪拌し、未燃ガスを効率的に燃焼させ、局所高温場を形成するために、焼却炉下部から吹込まれる燃焼空気を分岐し、焼却炉フリーボード部に供給される空気のこと。

10) 高効率発電

既存発電技術よりも効率を上げ発電を行うもの。

11) 最小流動化空気量

砂層を流動状態で維持するために必要な最小の流動空気/燃焼空気の量。

12) 段階追加設置

既設の焼却設備に対し、高効率発電技術のみを先行設置し、既設設備の設備更新時に局所攪拌空気吹込み技術を設置する導入方法。

13) 電力自立

汚泥焼却炉における消費電力を、発電設備による発電電力で賄う状態。

14) 流動空気/燃焼空気

焼却炉の砂層部を流動状態にして汚泥を燃焼させるための燃焼前の空気を指す。焼却連続運転に必要な熱量を焼却排ガスから回収する。空気予熱器で昇温させる。また、流動空気には大気以外に臭気を混ぜることが多い。これは、焼却炉の燃焼を利用した、燃焼脱臭を行うためである。

15) 流動不良

流動床型の汚泥焼却炉において、流動媒体である砂の流動が悪化し、局所的に砂層の温度が低下した状態。

16) 連続ブロー

ボイラ運転中に、胴部に設けられた吹出し管から蒸気を吹き出し、ボイラ水の電気伝導度・pH を調節するもの。必要最小限量の吹出しが連続的に行われ、ボイラ水の電気伝導度・pH も一定範囲を保持できる。

17) N_2O ／亜酸化窒素／一酸化二窒素

常温において無色透明の気体。二酸化炭素、メタン、フロン類などと並ぶ地球温暖化の主な原因物質である。

18) NO_x ／窒素酸化物

大気汚染物質、窒素の酸化物の総称で、 NO 、 NO_2 、 N_2O 、 N_2O_3 、 N_2O_5 などが含まれる。大気汚染で NO_x という場合はこのうちの NO と NO_2 の混合物を指す。 NO や NO_2 は主に燃焼過程で生成される。大気汚染防止法で有害物質に指定されている。

(2) 用語の解説

1) アキュムレータ

ボイラの低負荷時および負荷変動時に余剰蒸気の熱量を加圧飽和水として蓄え、ピーク負荷または応急時などにそれを利用するもの。

2) 風箱

流動空気を均圧して炉の砂層部へ吹込む均圧室。炉の構造は流動部、フリーボード部から構成され、流動層を均一に形成するためには、流動空気が均一に流動層に噴出されることが重要で、風箱(ウインドボックス)と分散板が用いられてきた。近年は分散パイプ方式が増加している。

3) 過熱器

ボイラ本体で発生する飽和蒸気を、さらに加熱して過熱蒸気を作るための容器。

4) 空気予熱器

汚泥焼却炉の排ガス、蒸気等より熱を回収し、燃焼空気の予熱に供する機器。

5) グランド蒸気復水器

タービンロータがケーシングを貫く部分に蒸気を使用して漏れを防止する装置からの漏れ蒸気を、大気中に放散しないために、凝結させる復水器。

6) ケーキ投入機

焼却炉へ汚泥を投入する機器。投入方法は様々な形式がある。

7) 始動バーナ

主に焼却炉運転開始時に、砂層部の温度を上げるために使用するバーナ。燃料として一般に重油、灯油、消化ガス、または都市ガスを用いる。

8) 自燃運転

焼却炉において、補助燃料を使用せずに運転を行うこと。自燃運転を行うことにより、燃料使用量の抑制および補助燃料の燃焼に伴い発生する温室効果ガス排出量の低減が可能となる。

9) 集塵装置

焼却排ガスより、焼却灰を捕集する装置。サイクロン、電気集塵機、バグフィルタ、セラミックフィルタ等がある。

10) 純水装置

ボイラ給水として利用する水中に含まれるイオンを陽イオン交換樹脂と陰イオン交換樹脂により取り除く装置、その再生には塩酸ならびに苛性ソーダが用いられる。

11) 蒸気復水設備

復水器等の機器からなる、蒸気から潜熱を奪い、復水化する設備

12) 焼却炉

汚泥ケーキ、廃棄物等の減容化、安定化を図るため焼却処理を行う設備。炉の形式により、流動床焼却炉、ストーカ焼却炉、立形多段焼却炉などがある。炉本体は、鋼板製シェル、耐火れんが、断熱キャストブル、空気分散管(流動炉)、火格子(ストーカ炉)等により構成される。付属設備として、通風設備、助燃設備、汚泥ケーキ供給設備、排ガス処理設備、灰搬出設備などが設置される。

13) 蒸発器

容器内の液体を加熱し、その蒸気を発生させる容器。容器内の圧力は大気圧を超える。

14) 真空ポンプ

真空ポンプは、復水器中に導入される非凝縮性気体(窒素等)を取り除き復水器内の真空度を確保するために設置する。

15) スートブロー

ボイラの伝熱面に付着した灰分、未燃分、添加剤などの付着物を除去する装置。蒸気又は圧縮空気が用いられる。

16) スケール

カルシウムイオンやマグネシウムイオンが、濃度や pH、温度など条件が揃った場合に、二酸化炭素や、イオウ化合物、リン酸などと結合して結晶化したもの。

17) 砂層

流動焼却炉における最下部の流動砂が充填されている部分のこと。脱水汚泥の分散および蓄熱体としての役割を持つ。

18) 脱気器

ボイラ給水中の溶存酸素や二酸化炭素等の非圧縮性ガスを除去する機器。

19) 軟水装置

ボイラ給水として利用する水中に含まれるカルシウムイオンやマグネシウムイオンなどの陽イオンを、イオン交換樹脂の働きでナトリウムイオンに置き換える働きを持つ装置。

20) 燃焼空気ダクト

流動空気を通すダクトをさす。燃焼前の空気であり、酸素量も焼却排ガスに比べ多い。焼却排ガスダクトと区別することが多い。

21) 排煙処理塔

焼却排ガスの減温、減湿を行う水洗スプレー塔、減温部で排ガスの急冷を行いつつ pH を調整する。減湿部で排ガス中の水分を減らす。スプレー水と焼却排ガスの接触効率を上げるため、内部にテラレット、ラシヒリング等の充填材を入れる。また、塔下部は水槽を設け循環利用する。

22) 廃熱回収機器

焼却排ガスより熱回収を行う機器の総称。廃熱ボイラ、シェル&チューブ式熱交換器、輻射式熱交換器、チューブ式交換器、プレート式交換器、チャンネル式交換器等、様々な型式があり、温度、性状に適した仕様の機器を選定し、利用可能な排熱を再利用する。

23) 廃熱ボイラ

焼却炉高温排ガスから回収した廃熱を利用して蒸気発生を行うもの。

24) 白煙防止予熱器

汚泥焼却炉の排ガスが、大気放出時にガス中の水分が冷却されて白煙となることを防ぐための機器。空気を予熱し、排ガスに合流させることで白煙を防止する方法や、排ガスを直接再加熱する方法がある。

25) 発電機

軸を機械的に回転させて、電磁誘導の応用で電気を発生させる装置。

26) 復水器

タービン内の蒸気を水に戻し、排気圧力を下げて蒸気タービン内での熱落差を大きくするための水冷装置。

27) 復水式タービン

タービンの排気を復水器で凝縮させて高真空を得て、蒸気をタービン内で十分に低圧まで膨張させて仕事をさせるタービンのこと。

28) 復水タンク

復水タンクは、復水を一次的に貯留し、発電設備系内の蒸気・復水流量の変動を吸収するためのタンク。

29) 復水ポンプ

蒸気タービンの復水器内の復水を引出すポンプのこと。吸込み側が高真空になるので吸込み性能が高い。

30) フラッシュタンク

高圧蒸気ドレンを受け入れ、器内圧を蒸気ドレンの圧力よりも低く維持することで、低圧蒸気を回収する圧力容器。

31) フリーボード

流動焼却炉における砂層上部の空間のこと。砂層で分解生成した可燃ガスの燃焼用空間となる。

32) ボイラ給水ポンプ

復水器で凝縮された低圧の水をボイラ入口圧力まで昇圧して、ボイラへ送り込むためのポンプ。主に遠心ポンプを使用する。

33) ボイラ強制循環ポンプ

廃熱ボイラドラムから缶水を水管へ強制的に循環させるためのポンプである。形式はキャンドポンプ等の適切な揚程のものを選定する。

34) ボイラドラム

水管ボイラにおいて加熱した熱水を蓄える部分。ボイラの主要部分を成すもので細長い円筒形になっている。円筒形になっているのは、同種、同厚の材料において他の形状よりも大きな強度を得ることができるからである。

35) ボイラ薬注設備

ボイラ水の水質を基準値内に維持するために、ボイラ水配管中にスケールの形成等を防止するための薬品(ボイラ薬品)を注入する装置

36) ボイラ薬品(清缶剤、脱酸剤、復水処理剤)

水に起因するスケールの付着による熱伝導率の低下、水管の腐食、蒸気への固形物の流出などの障害を防止するために、ボイラ水に直接添加する薬剤で、酸消費量調整剤、軟化剤、脱酸素剤、泡立ち防止剤などの総称。

第 2 章 技術の概要と評価

第1節 技術の概要

§ 5 技術の目的

下水道事業において新エネ・省エネ対策および温室効果ガス排出量削減を推し進めることが喫緊の課題となっている。

本技術は、下水汚泥焼却設備において、下水汚泥焼却炉の廃熱等の下水処理場資源を有効活用しながらエネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果を得ることを目的とする。

【解 説】

平成 28 年 5 月に「地球温暖化対策計画」が策定され、中期目標(2030 年度削減目標)の達成に向けて着実に取り組むことが基本的方向として示された。また、パリ協定や長期的な目標を見据えた戦略的取り組みとして、抜本的な温室効果ガスの排出量削減を可能とする革新的技術の開発・普及などイノベーションによる解決の最大限の追及が求められている。

下水道事業で温室効果ガス排出量を削減する方法としては、消費エネルギーの削減、汚泥焼却炉での一酸化二窒素(N_2O)排出抑制等が挙げられる。ここで、消費エネルギーの削減方法に関しては、汚泥焼却炉から排出される高温排ガスからのエネルギー回収が有効な手法の一つと考えられる。また、汚泥焼却炉からの排ガス中には温暖化への影響が大きい N_2O が多く含まれるため、排出量を削減することを目的に高温焼却化対策が進められている。ただし、前者については、下水汚泥焼却炉は得られる余剰熱量が少ないため高効率発電設備の導入が困難な実情がある。また、後者については、燃燒温度が高いほど窒素酸化物(NO_x)の排出量が増加するため、 N_2O 削減のため高温焼却化するだけでは NO_x の排出量が増加することになる。

生成された NO_x は降雨や霧、粒子状物質に溶解・吸着することにより降下・蓄積され流下する水の硝酸イオン濃度を上昇させ、土壌および地下水の酸性化がすすみ水環境や農業へ影響が及ぶ。また、 NO_x の主な発生源は自動車排ガスであることから、「自動車から排出される窒素酸化物及び粒子状物質の特定地域における総量の削減等に関する特別措置法」1992 年より大気汚染防止法の特別措置法として制定されたとおり、削減を進める事が重要とされている物質である。一方、 N_2O は二酸化炭素(CO_2)の 298 倍の温室効果をもつガスであり、地球温暖化防止の観点からも排出の抑制が望まれる温室効果ガスである。

これらの背景を踏まえ、本ガイドラインでは、これらの課題に対処でき、下水道管理者の課題の解決に寄与する (1)高効率発電技術、及び(2)局所攪拌空気吹込み(二段燃焼)技術について示す。また、本技術のイメージを図 5-1 に、本技術の概念図を図 5-2 に示す。両技術共に新設もしくは更新時の同時設置のみならず、既存設備への段階追加設置が可能な技術であるため、設備の更新時期を待つことなく早期に導入が可能であり、省エネルギー効果及び創エネルギー効果を速やかに得るとともに地球温暖化対策に貢献可能である。

(1) 高効率発電技術

豊富な下水処理水を冷却水として活用する高効率小型蒸気タービン発電技術

: 150～1,500kW の小規模での高効率発電が可能で、従来得られる余剰熱量が少なく高効率蒸気タービン発電設備の導入が困難であった焼却炉(約 200wet-t/日 (52ds-t/日))に導入可能。

(2) 局所攪拌空気吹込み技術

N₂O および NO_x の排出を抑制する二段燃焼技術

: 既設焼却炉まわりの省スペースに、省コストで設置可能。

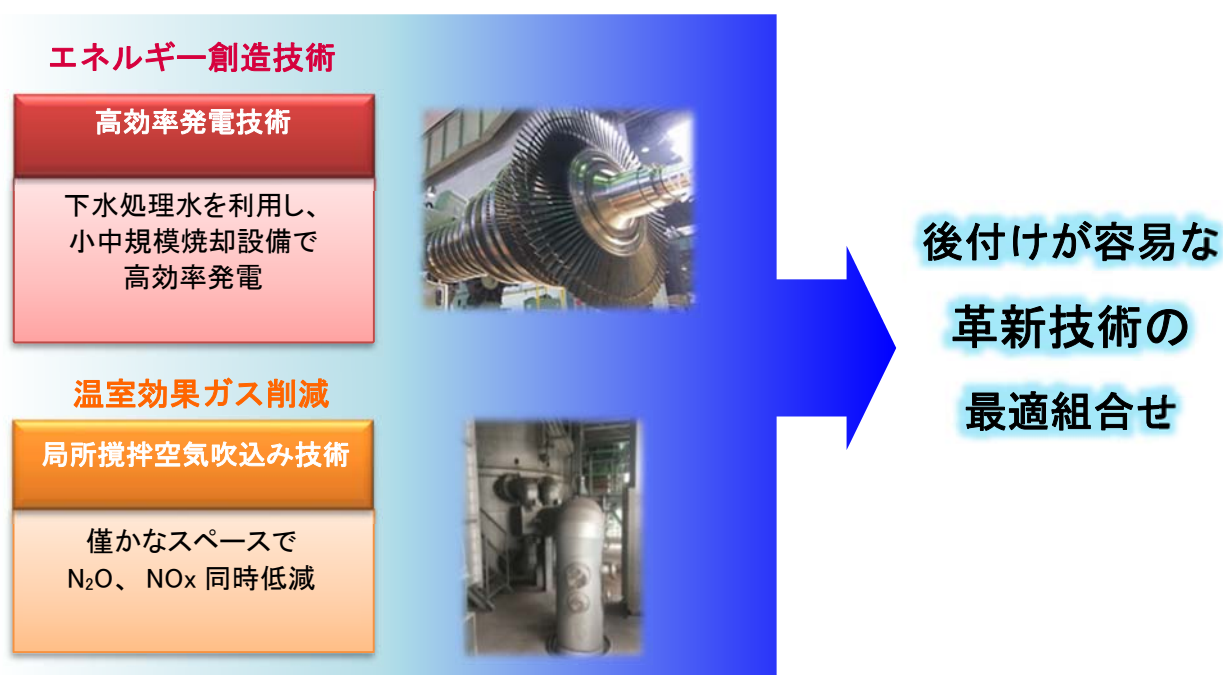


図 5-1 本技術のイメージ

注記: 図 5-1 局所攪拌空気吹込み技術の写真は、炉へ吹込むノズルは上下二段となっているが
実証試験向け条件確認用の設置であり、設備の必須条件ではない。

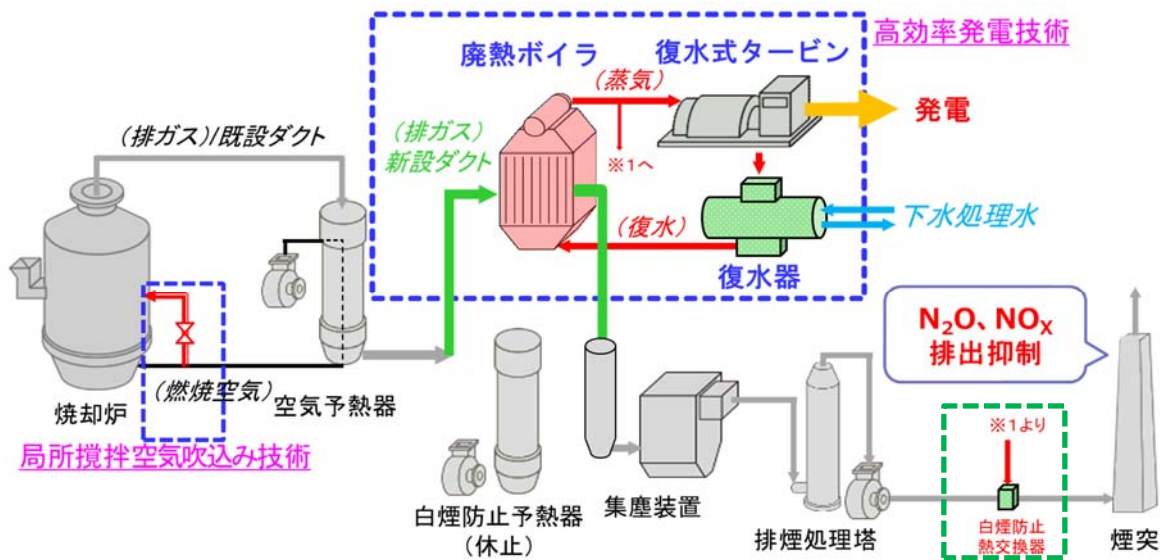


図 5-2 本技術の概念図

(3) 高効率発電技術の追加設置概説

後付け高効率発電設備は、既設焼却設備の廃熱回収機器(空気予熱器)と排ガス処理設備(集塵装置)の間に設置する。(下記の下線部は追加設置を示す)

なお、白煙防止熱交換器については設置するが、本技術による発電量を最大限発揮させるため、運用しないことを原則とする。

既設焼却炉の焼却排ガス



既設ダクト(高温焼却排ガス+焼却灰含む)



既設空気予熱器(炉運転に必要な熱を回収: 高温排ガス+焼却灰含む)



新設ダクト(高温焼却排ガス+焼却灰含む)



高効率発電設備(廃熱により蒸気を作る: 高温排ガス+焼却灰含む)



新設ダクト(高温焼却排ガス+焼却灰含む)



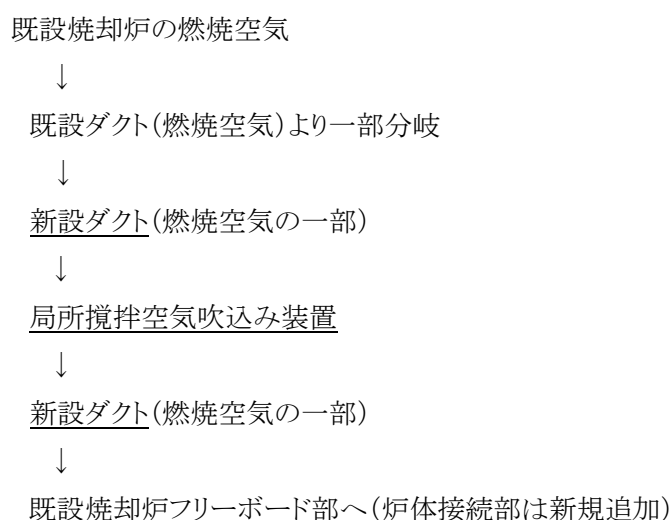
既設集塵装置(灰捕集: 以下、既設排ガス処理設備同様の処理)

既設焼却炉で焼却処分された汚泥は燃焼し、高温焼却排ガスとして炉から排出され既設ダクトを経て既設空気予熱器へ接続される。ここで、炉の運転に必要な熱を既設空気予熱器にて回収する。その後、焼却排ガスは追加設置する焼却排ガスダクトを通り、ボイラへ入る。ボイラでは

焼却排ガスを熱源とした蒸気が作られ、蒸気はタービンの動力源として利用される。一方、ボイラで熱回収された焼却排ガスは、既設集塵機入口のダクトへ接続され、既設排ガス処理設備を経てダストの捕集、排ガスの調整を経て大気放出される。処理場によって、煙突部の白煙防止運転が必要となる場合は、排煙処理塔出口に白煙防止蒸気熱交換器を設置(図 5-2 緑破線部)するケースもある。

(4) 局所攪拌空気吹込み技術の追加設置概説

追加設置局所攪拌空気吹込み装置は、既設燃焼空気より分岐し、局所攪拌空気吹込み装置を経て、既設焼却炉フリーボード部へ吹込む。(下記の下線部は追加設置を示す)



焼却炉へ供給される燃焼空気の量は変わらないが、炉へ吹込む方法を変える事でフリーボードの高温化を図る。

§ 6 高効率発電技術の概要と特徴

従来、脱水汚泥約 200wet-t/日（約 52ds-t/日）以下の焼却炉では、得られる余剰熱量が少ないため高効率蒸気タービン発電設備の導入が困難であった。本技術は、豊富な下水処理水を冷却水として活用する高効率小型復水式タービンにより発電を行なうものであり、発電量で 150～1,500kW の発電が可能である。また、脱水汚泥量約 60～300wet-t/日（約 12.6～78ds-t/日）の焼却炉規模に導入可能であり、既存設備にはダクトを切り回すことで後付可能な設備である。

本技術の特徴は以下の通りである。

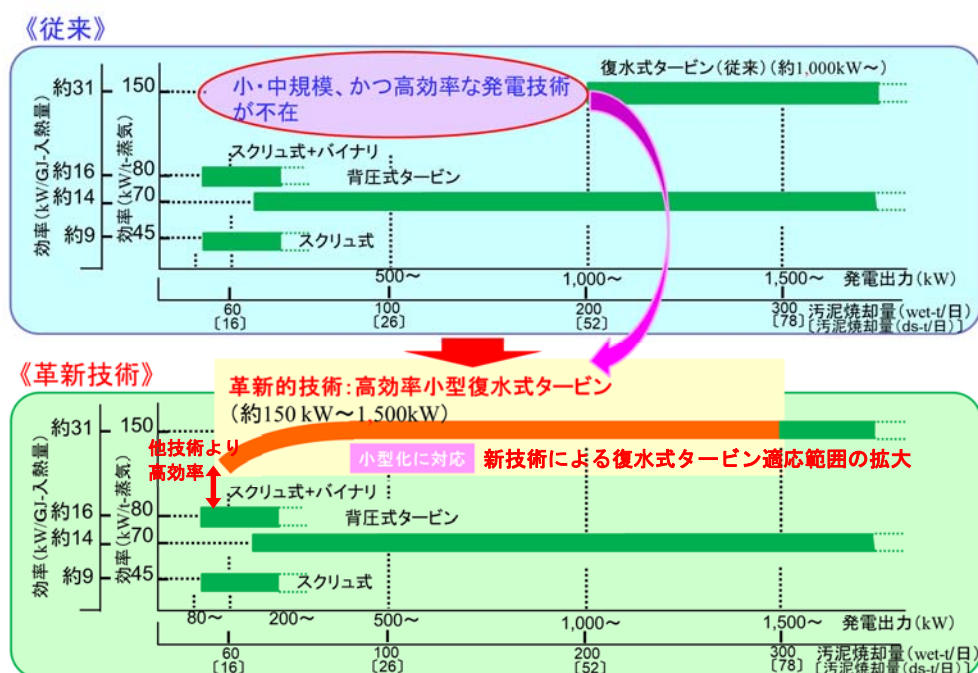
- (1) 小中規模焼却設備にも適応可能な、高効率小型復水式タービン
- (2) 下水処理水を冷却水として有効活用、高効率化

【解 説】

本技術は、高効率小型復水式タービンの開発、下水処理水の利用による発電効率の高効率化により、従来、高効率発電が難しいとされていた小中規模焼却炉でも導入が可能な技術である。

(1) 小中規模焼却設備にも適応可能な、高効率小型復水式タービン

下水汚泥焼却設備では、既に幾つかの発電設備が実用化されているが、効率が低く普及しづらい状況にあった。図 6-1 に各種発電技術の発電効率を示す。本技術では、都市ごみ焼却設備において実績を有するタービンを小中規模の下水処理場に適応できるように改良した。発電出力 150～1,500kW 範囲でも対応できる高効率小型復水式タービンを採用しており、効率の良い発電が行えるようになっている。なお、実証フィールド(150t/日、含水率 74%程度)では最高 730kW程度の発電を確認した。



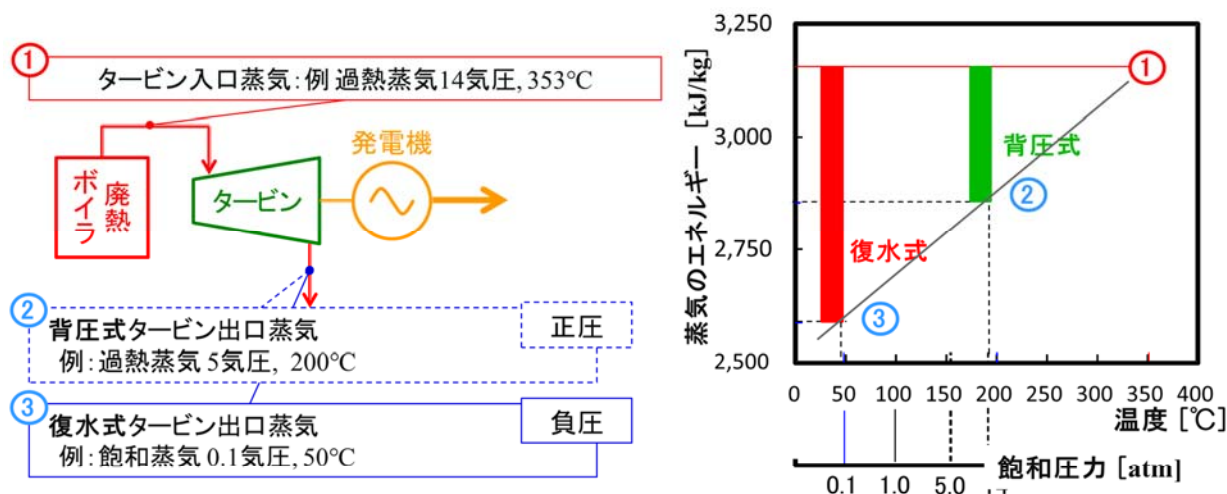
※スクリュ式+バイナリー発電効率：B-DASH ガイドラインより、排圧式タービン発電効率：カタログより、スクリュ式発電効率：カタログより

(2) 下水処理水を冷却水として有効利用、高効率化

蒸気タービンには、タービン出口で蒸気を冷却する復水式と、冷却しない背圧式がある。従来よりごみ焼却設備の発電では、復水式を採用することが多く、発電効率や実績の面でも復水式が有利とされている。同方式を用いた実績は既に多数あり、本実証で下水施設でも適用可能であることを確認した。図 6-2 に示すように、復水式を採用することにより、タービン出口蒸気の温度、圧力が下がり、タービン出入口の蒸気のエネルギー量の差が大きくなる。これにより、発電に使用可能なエネルギー量が増え、発電量も増える。また、汚泥性状・処理量によっては焼却設備の電力自立も可能となるケースがある。

なお、復水式には冷却媒体に空気を使用する空冷方式と、水を使用する水冷方式があるが、図 6-3 に示すように、下水処理場に豊富に存在する下水処理水を用いた水冷方式の復水式タービンを採用することで、空冷方式よりも高い効率の発電を実現できる。本実証フィールドは下水処理場に隣接しており、年間を通して水温が安定している下水処理水を豊富に利用できることから、循環利用を行わない一度限りの利用方法とした。

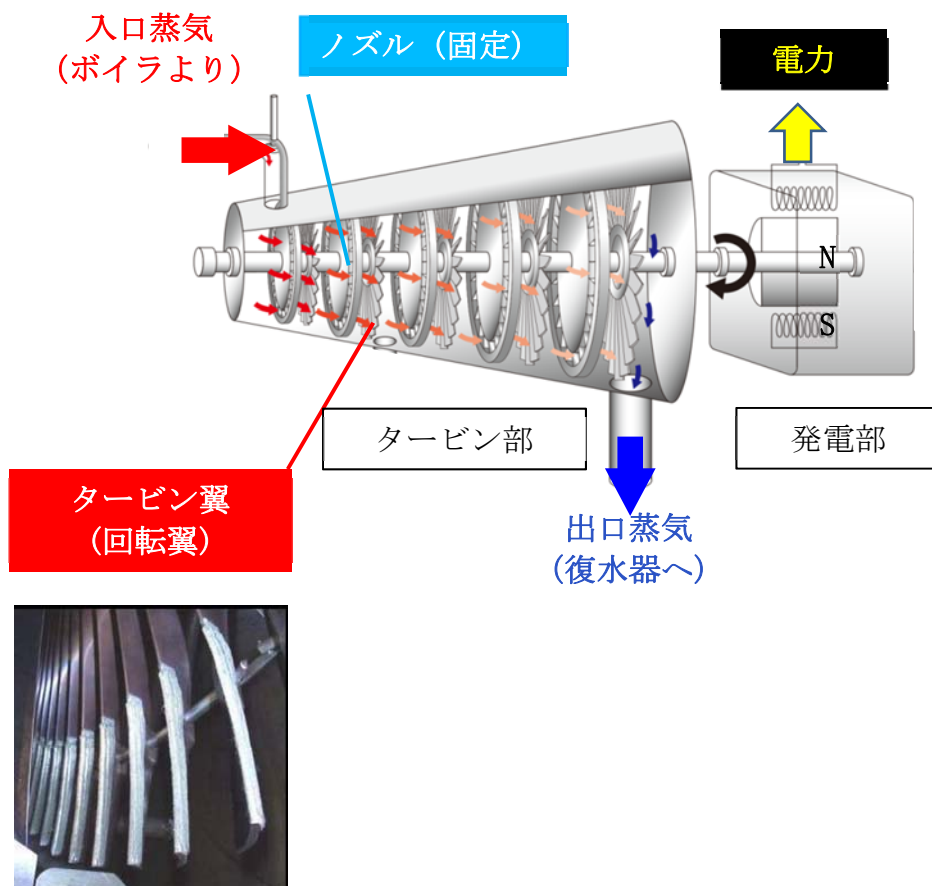
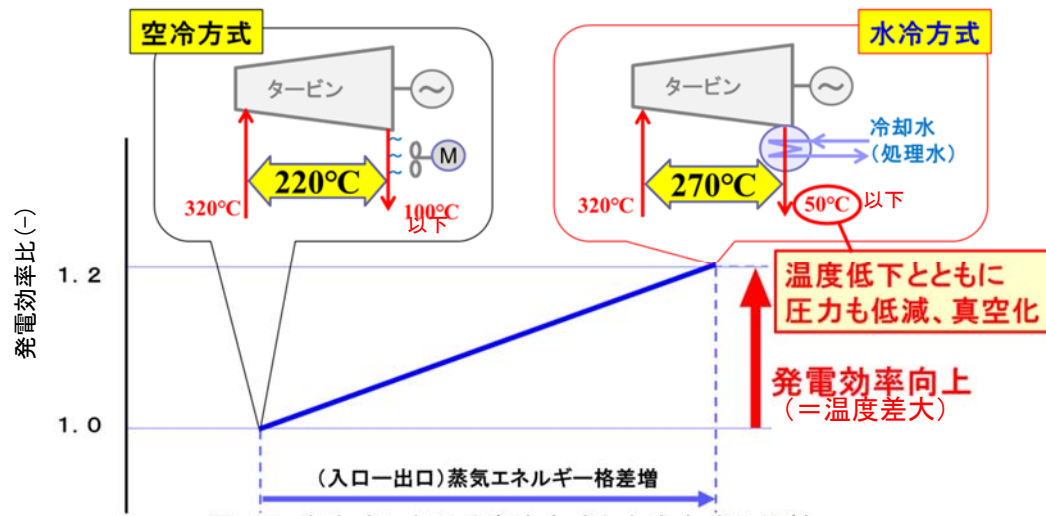
また、図 6-4 にタービン+発電機概念図を示す。蒸気がタービンへ入り、タービン羽根の回転運動を経て発電する概念を示している。



発電に使用可能なエネルギー量 = タービン出入口の蒸気のエネルギー量の差

復水式タービン 発電用蒸気エネルギー > 背圧式タービン 発電用蒸気エネルギー

図 6-2 背圧式と復水式の比較



§ 7 局所攪拌空気吹込み技術の概要と特徴

本技術は、燃焼空気の一部を局所攪拌空気としてフリーボード部に吹込むことにより、 N_2O 排出量を削減すると同時に NO_x も削減を可能とする技術である。

本技術の特徴は以下の通りである。

(1) N_2O 、 NO_x 排出量の同時削減

N_2O 排出係数 $0.263\text{kg-N}_2\text{O/wet-t}^*$ 以下かつ NO_x 排出量の削減が可能

(実証フィールドにおいて、 N_2O 排出係数 $0.232\text{ kg-N}_2\text{O/wet-t}$ 、 NO_x 排出量 50%以上削減 (本技術導入前比)を達成)

(2) 省スペースと追加設置の容易性

※下水道における地球温暖化対策マニュアル⁴⁾より

【解 説】

(1) N_2O 、 NO_x 排出量の同時削減

燃焼空気の一部を局所攪拌空気としてフリーボード部 (FB部) に吹込むことにより、 850°C 以上の高温燃焼運転時に、 N_2O 、 NO_x を同時削減する (N_2O 排出係数 $0.263\text{kg-N}_2\text{O/wet-t}$ 以下、温暖化対策マニュアル※) 技術である。§ 5で示すとおり、 N_2O は CO_2 の298倍の温室効果をもつガスであり、地球温暖化防止の観点からも排出の抑制が望まれている。

実証研究において、本技術適用時の N_2O 排出係数は $0.232\text{kg-N}_2\text{O/wet-t}$ であり、温暖化対策マニュアルにおける排出係数 $0.263\text{kg-N}_2\text{O/wet-t}$ を十分に下回る結果が得られている。

また、 NO_x については、大気汚染の原因物質として規制の対象となっており、大気保全の観点から削減が求められている。一般的に N_2O は燃焼温度を上昇させると分解が促進され、削減が可能であるが、燃焼温度を上げることにより NO_x が増加するトレードオフの関係にある。本技術は、 N_2O 及び NO_x を同時に削減することが可能であるため、地球温暖化対策及び大気保全の両面に寄与する技術である。

本技術の適用により N_2O 、 NO_x が低減する理由として、汚泥中の N 成分に対し図 7-1 に示したように以下のメカニズムの化学反応が起こっている。削減原理は NO_x 及び N_2O についてそれぞれ記載した。

- ① 砂 層 部 : 流動空気を減少させ、燃焼を抑制し、砂層温度を下げることで NH_3 の発生量を増加させ、 HCN の発生量を減らす
- ② FB下部 : HCN や NH_3 により NO_x が分解。また、 HCN は反応により N_2O 、 NH_3 は反応により N_2 化
- ③ FB上部 : 二段燃焼による高温場の創出や活発な燃焼 (H や OH の供給)により、 N_2O を分解

NO_x 削減原理: 高温・高圧で燃焼することで本来反応しにくい空気中の窒素と酸素が反応して窒素酸化物になる場合 (サーマル NO_x) と、燃料由来の窒素化合物から窒素酸化物となる場

合(フューエル NOx)がある。今回、汚泥は燃焼燃料となることから、汚泥由来のフューエル NOx を削減する事になる。汚泥が砂層部で燃焼すると砂層温度は上昇するが、その砂層部の温度上昇をある一定温度以下にするため、汚泥燃焼に必要な O₂ 量を管理しフューエル NOx を抑制する。

N₂O 削減原理: 亜酸化窒素とは、窒素酸化物の 1 種である。化学式では N₂O と表されるため、一酸化二窒素(いっさんかにちっそ)とも呼ばれる。一般的にはヒトが吸入すると陶酔させる作用があることから笑気ガスといわれ医療用に使用される。また、工業用途では燃料の発火促進のために使われる。常温では比較的安定しているが、約 500℃以上になると分解して酸素と窒素になり酸化剤の役割を果たす。(2N₂O = 2N₂ + O₂)、650℃以上に加熱すると更に分解が進み、高温になるにつれ分解が促進される。本技術としては、砂層部一次空気の O₂ 濃度管理により、汚泥由来の未燃ガス生成が促進されフリーボード部が燃焼しやすい環境となる。そこへ、流動空気から分岐した燃焼用の二次空気を吹込み、攪拌することでフリーボード部に高温場を形成し、N₂O を分解する。

以上より、本技術は NOx、N₂O の同時削減を行う、最適な運転条件を確立する技術である。

以上のことから、今回の実証運転時も炉内フリーボード部の温度、高温場の位置、及び燃焼空気の O₂ 濃度に注意を払い運転し、実証データを得た。

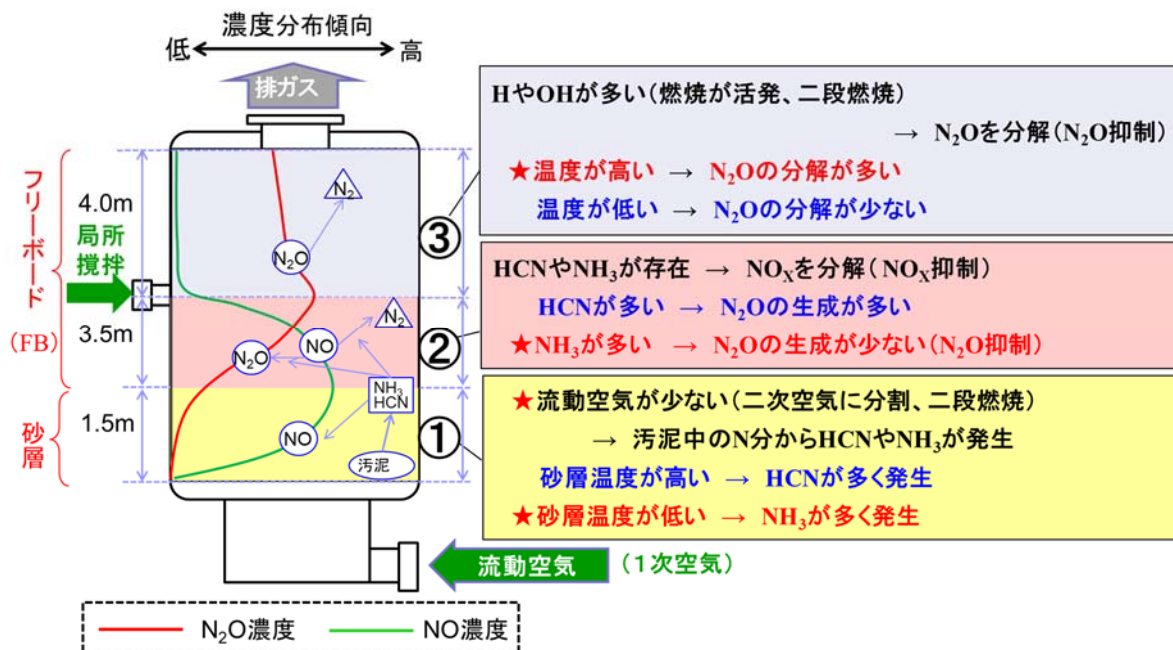


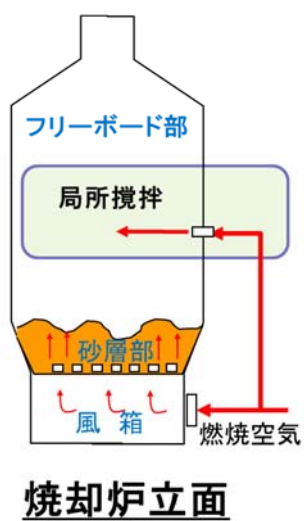
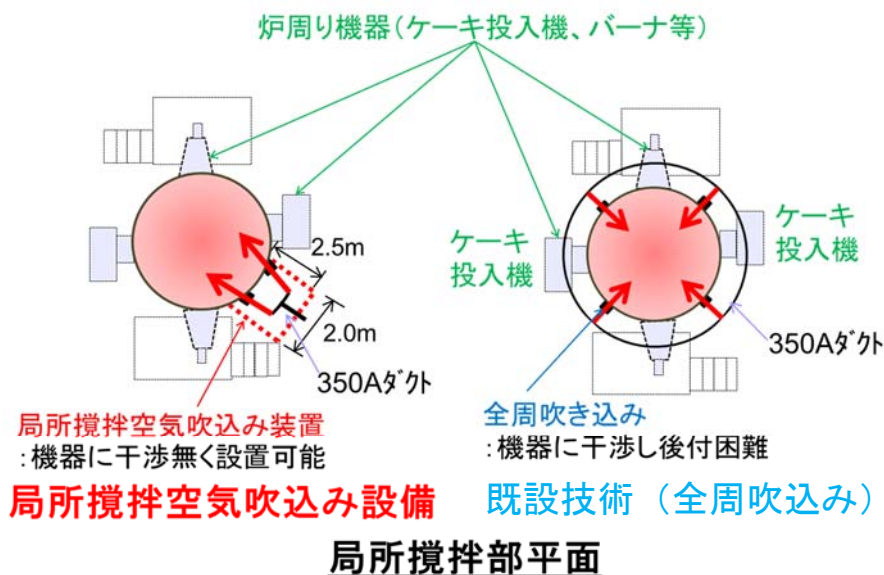
図 7-1 N₂O、NOx が低減するメカニズム

(2) 省スペースと追加設置の容易性

焼却設備のフリーボード部に二段燃焼装置等の設置を計画する場合、炉周りの空きスペースを考慮しながら配置を検討する必要がある。図 7-2 に示すように、通常、炉周りにはケーキ投入機、始動バーナ、点検架台、配管およびサポート等が配置されており、炉周りの空きスペースは非常

に限られることが多い。しかし、本技術で用いる局所攪拌空気吹込み装置は、焼却炉フリーボード部の一面から攪拌空気吹込みを行うため、非常に省スペースで設置が可能であり、既存の焼却設備に対応させる際も炉の改造に要する工期は短く、設備配置・施工の両面からも追加設置が容易である。

局所攪拌空気は、既設焼却炉に入る前の燃焼空気ダクトから分岐する。この燃焼空気は既設空気予熱器で昇温された空気であり、焼却炉へ汚泥を投入するに適した温度まで温められている。詳細については、§ 26 を参照されたい。



設備設置状況

図7-2 局所攪拌空気吹込み設備の設置検討例 (150wet-t/日炉例)

第2節 技術の適用・推奨条件

§ 8 適用・推奨条件

本技術は高効率発電技術、局所攪拌空気吹込み技術からなる。その導入効果は、汚泥性状や処理規模等の各種条件によって、導入効果に大きな差異があるため、適用条件、推奨条件を以下に示す。

【解 説】

本技術を適用することで、下水汚泥焼却設備の大幅な省エネ化を図ることができる。汚泥条件によっては発電量が設備消費電力以上となる電力自立、余剰電力を処理場内で利用する創エネルギーを可能とする。加えて、 N_2O と NO_x 排出量 の同時削減効果もあわせた、温室効果ガス排出量の削減を目的とする。

本技術が適用可能となる「適用条件」、導入効果が高くなる「推奨条件」を以下に示す。

- (1) 「高効率発電技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」の両技術を導入する場合の適用・推奨条件
適用・推奨条件について、下表に示す。

表 8-1 両技術を導入する場合の適用・推奨条件

適用条件	補足説明
焼却規模が約60wet-t/日(約16ds-t/日)以上であること	【高効率発電技術】 約60wet-t/日(約16ds-t/日)以上あれば、蒸気タービンは技術的に稼動・発電が可能である。 なお、大規模になる分については300wet-t/日(約76ds-t/日)以上でも対応可能であるが、300wet-t/日以上の規模については、従来の蒸気タービン発電技術の適用範囲となる。 【局所攪拌空気吹込み技術】 特に炉の規模に制約は無い
焼却炉形式が、流動床式であること また、二段燃焼、およびそれに類する設備を保有していないこと	【高効率発電技術】 焼却炉形式にかかわらず、排ガスに熱量がありボイラを設置できれば設置可能(循環流動層式、階段ストーク式でも良い)。 【局所攪拌空気吹込み技術】 二段燃焼、およびそれに類する設備を保有していない流動床式焼却炉のみを対象とする。

脱水污泥含水率が85%未満(一般的脱水機の上限值「機械設備工事一般仕様書平成31年度版」(日本下水道事業団)⁵⁾より)であること	【高効率発電技術】 含水率が85%を超える場合でも、排ガスに熱量がありボイラを設置できれば設置は可能。但し、含水率が高い場合には、乾燥機を付け補助燃料使用量を下げる、脱水機の高機能化による低含水率化を図る等も考えられる。 【局所攪拌空気吹込み技術】 特に脱水污泥含水率に制約は無い
下水処理水の利用が可能であること	【高効率発電技術】 下水処理水の水質、水量を確認のこと。水利用設備の腐食に配慮する。水質によって、ストレーナ等の設置を検討する。 【局所攪拌空気吹込み技術】 特に影響は無い
推奨条件	補足説明
100wet-t/日(約26ds-t/日)以上の規模であること	【高効率発電技術】 費用回収年を考慮した場合、約100wet-t/日(約26ds-t/日)以上の規模であることが望ましい。 100wet-t/日以上規模の焼却炉に導入することで、耐用年数と同程度以下の費用回収年となる。 【局所攪拌空気吹込み技術】 特に影響は無い
白煙防止の必要が無い、もしくは必要な熱量が少ないこと (地方・地域によっては、気候条件により白防運転が必要となる場合がある。 白防運転が必要となる条件でも、少ない熱量で白煙を防止できる。)	【高効率発電技術】 白煙防止用の熱量が不要、もしくは少なく済めばボイラでの回収熱量が増え、発電量が増える。 【局所攪拌空気吹込み技術】 特に白煙防止の有無等は影響ない
余剰の消化ガスがあること	【高効率発電技術】 余剰の消化ガスがある場合、焼却設備で補助燃料として燃焼し、排ガスの熱量を増やすことで、発電量を増やすことができる。 但し、その場合次のいずれかの条件が必要である。 ①焼却設備の污泥焼却負荷量(稼働率)に余裕があり、あえて時間あたりの污泥焼却量を減らして消化ガスを補助燃料として使用する運転ができるこ

	と ②燃焼空気の炉内投入温度を下げ、消化ガスを補助燃料として使用できる設備となっていること 【局所攪拌空気吹込み技術】 特に影響は無い
今後、各自治体が温室効果ガスと大気汚染物質の排出量を同時に削減する事が必要となる場合	排ガス排出削減方策、削減目標強化は今後も続くことが考えられる。その場合、【高効率発電技術】、【局所攪拌空気吹込み技術】を一括新設もしくは一括追加設置する事で各自治体の目標とする、温室効果ガスと大気汚染物質の排出量を同時に削減することができる。(N₂O排出係数は二段燃焼等の0.263kgN₂O/wet-t以下が可能。)
複数炉にボイラ設置ができる条件(ボイラーを各炉に設置、発電機は共通1台)の場合	【高効率発電技術】 各焼却炉の余剰熱量をボイラで全て回収できれば、ボイラの発生蒸気量を増やす事ができる。それに伴い、タービンに使用できる蒸気が増え、タービン発電効率を上げる事ができるスケールメリットが考えられる。 【局所攪拌空気吹込み技術】 特に影響は無い

なお、各技術は個別に設置が可能な技術であり「高効率発電技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」各々の技術を単独に導入する場合、両技術を一括新設もしくは一括追加設置する場合に比べて得られる効果は少ないが、各技術を個別に導入することも可能である。資料編 3.ケーススタディ、(3)高効率発電技術と局所攪拌空気吹込み技術を各々単独導入した場合の技術適用条件・推奨条件、表資 3.2.3-1、表資 3.2.3-2 へ個別技術適用条件・推奨条件を記すので参照されたい。

§ 9 導入シナリオ

「高効率発電技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」は相乗効果により、コスト縮減効果、エネルギー削減、温室効果ガス削減を最大限に発揮でき、両技術の新設時及び更新時の一括新設もしくは既存設備への一括追加設置が望ましい。しかし、両技術は個別に導入が可能な技術であり、個別に追加設置も可能である。

この場合、焼却設備の残存耐用年数から導入タイミングを検討する必要があるため、設備の更新時期を鑑みた導入検討を行うこととなる。よって、導入シナリオは、一括新設、一括追加設置、各既設条件による段階追加設置の複数ケースが考えられる。

【解 説】

「高効率発電技術」を導入することで、コスト縮減効果、エネルギー削減効果、温室効果削減効果を、「局所攪拌空気吹込み技術」を導入することで温室効果ガス削減効果を個別に得ることができるが、両方の装置を兼ね備えることで、これら効果は最大となり、両技術を同時に導入する、もしくは早期に両技術を導入することが望ましい。

ただし、「局所攪拌空気吹込み技術」は焼却設備更新後の流用が難しいことから、焼却設備の残存耐用年数が 7 年以下の場合は、処分制限期間 7 年以下を避ける意味で、焼却炉の更新時に導入する等の検討が必要である。

(1) 導入シナリオの考え方

本技術の導入が有効と考えられる典型的なシナリオ 3 例を以下に示す。

1) シナリオ1 「高効率発電技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括追加設置

既存の焼却設備に、一度の工事で両技術を同時に導入する方法であり、コスト縮減、エネルギー削減、温室効果ガス削減の効果が同時かつ最大限に発揮される。

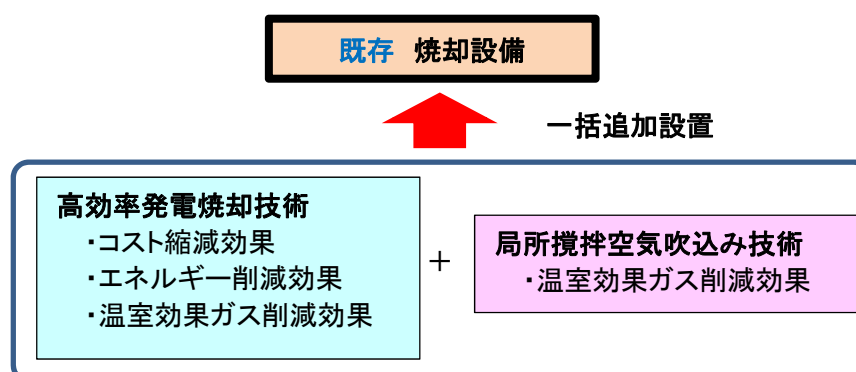


図9-1-1 シナリオ1 概念図

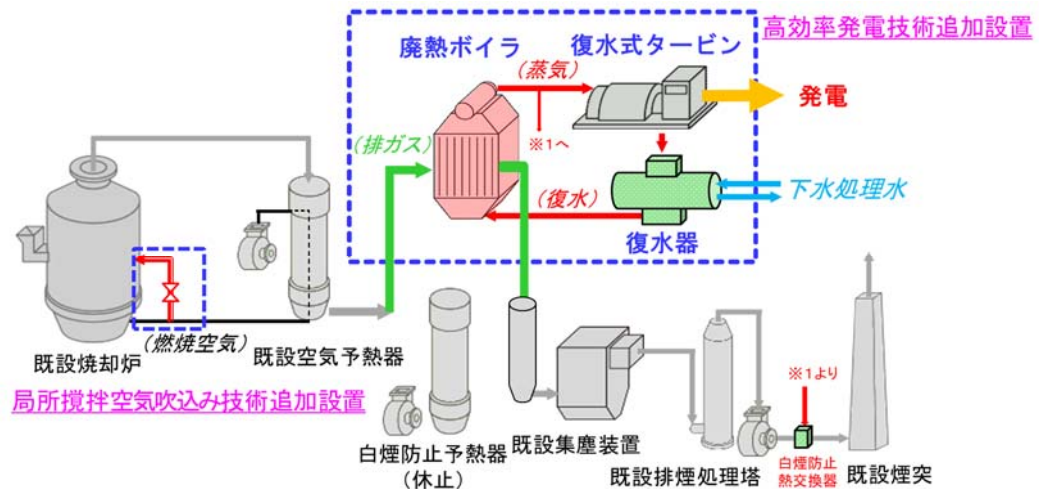


図9-1-2 シナリオ1 フロー図

2) シナリオ2 「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括新設

(もしくは更新設置) —

焼却設備の新設もしくは更新時に、「高効率発電技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を同時に設置する方法であり、架台の共通化や効率の良い機器レイアウト・ダクトルートを採用でき、最大限のコスト削減効果を得られる。

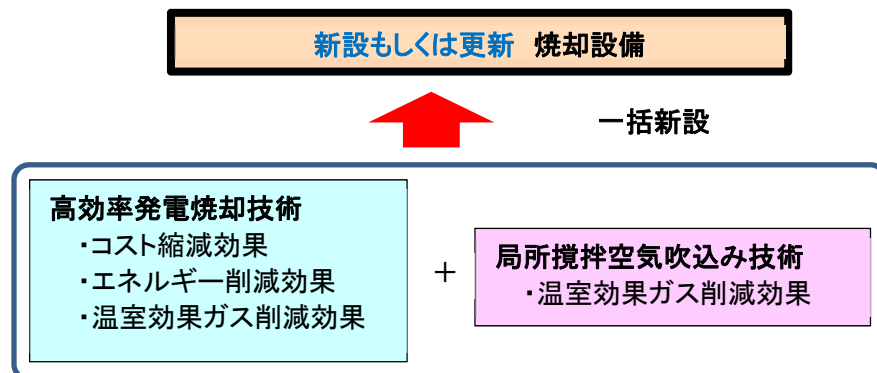


図9-2-1 シナリオ2 概念図

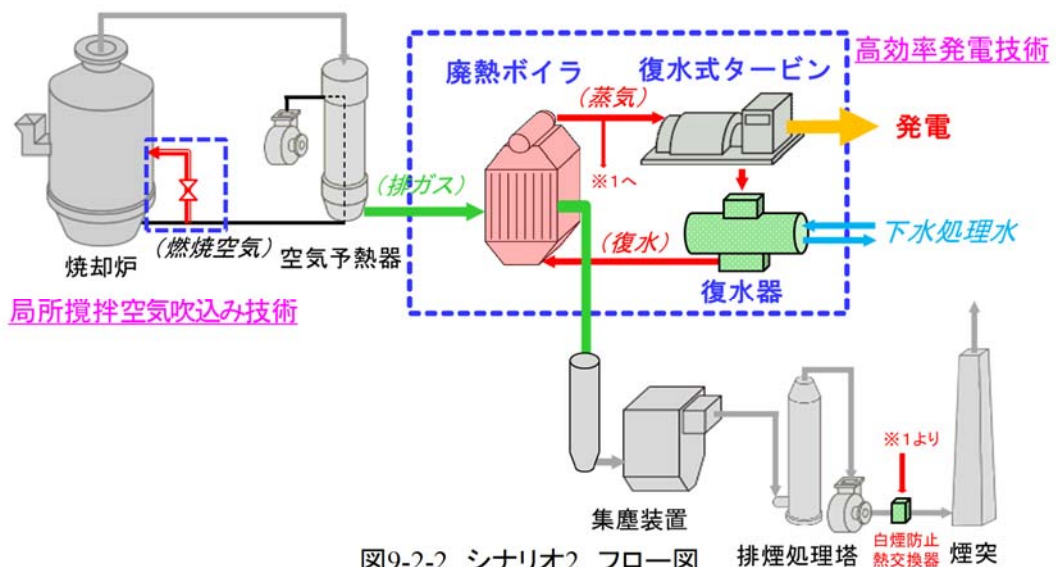


図9-2-2 シナリオ2 フロー図

3) シナリオ3 「高効率発電焼却技術」を追加設置後、

「局所攪拌空気吹込み技術」を設備更新時に段階追加設置
各設備を段階的に設置する案であり、高効率発電技術のみを先行設置後、設備更新時に局所攪拌空気吹込み技術を設置する。

コスト削減、エネルギー削減効果を重視する場合、もしくは設置対象の焼却設備の残存耐用年数が少なく(残存年数7年以下)、処分制限期間を考慮し局所攪拌空気吹込み装置の設置が適当でないとい判断される場合には、本シナリオが有効となる。

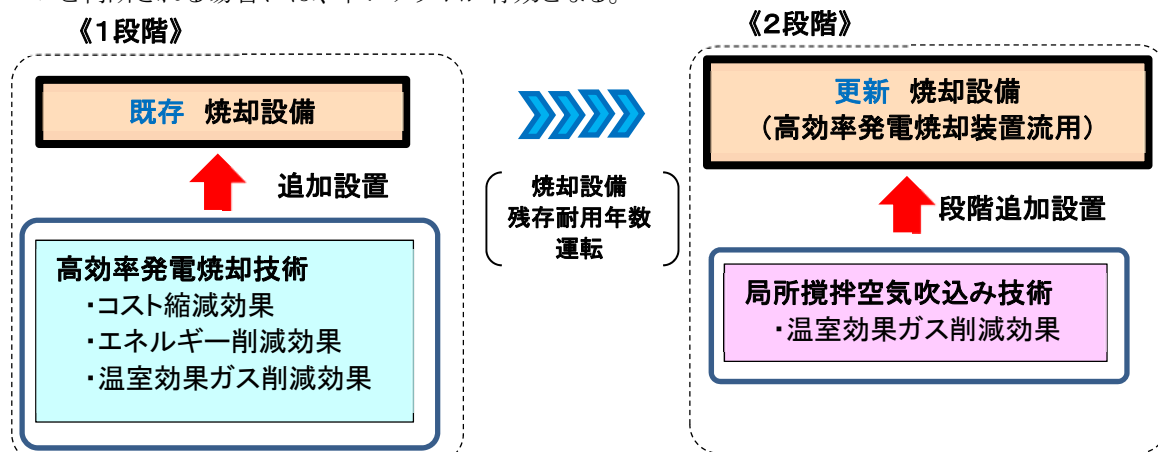


図 9-3-1 シナリオ 3 概念図

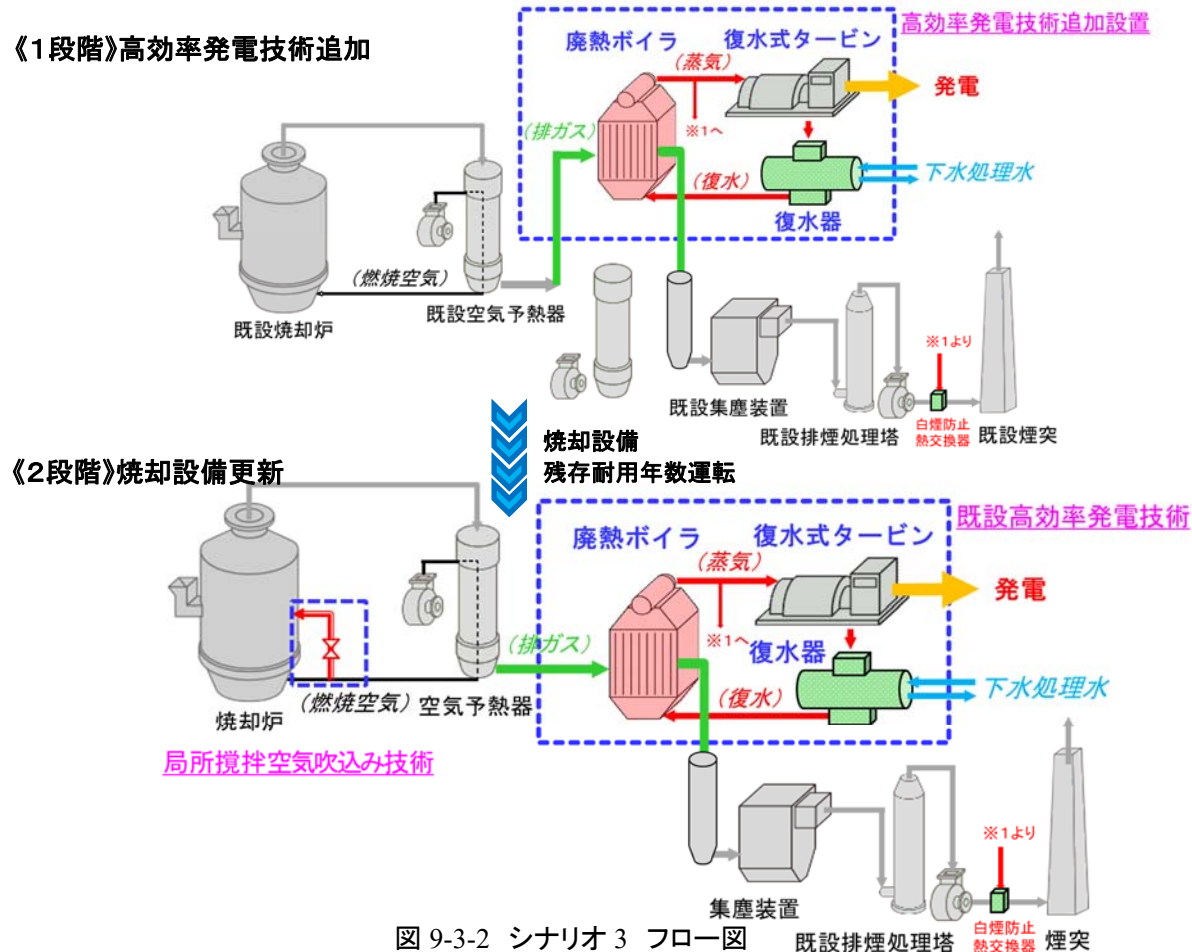


図 9-3-2 シナリオ 3 フロー図

(2) 各シナリオの詳細条件

設備検討にあたって、各シナリオの詳細について以下のような条件を設定する。

- ・汚泥が混合生汚泥の場合、もしくは消化汚泥の場合：(No. 1-1～1-8、No. 2、No. 3)の全条件
- ・補助燃料が都市ガス、消化ガス、液体化石燃料(灯油、A重油)の場合
：(No. 1-1～1-8、No. 2、No. 3)の全条件
- ・場内の複数の焼却設備から集熱し、蒸気回収・発電する場合：(No. 1-4)
- ・高効率脱水機の採用により脱水ケーキの低含水率化が実施されている場合：(No. 1-5)

この他、焼却炉の処理規模、後付時期(残存耐用年数、費用回収年)等により検討が必要である。そこで、以下のシナリオ1の中に8条件を、シナリオ2、シナリオ3に1条件を設定し、資料編3.ケーススタディに試算例を示す。

表9-1 導入シナリオ一覧

シナリオ1				
ー「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括追加設置ー				
No.	規 模	汚泥性状	補助燃料	焼却設備数
1-1	60(wet-t/日)[16(ds-t/日)]	混合生汚泥 (含水率74%)	都市ガス	1
1-2	100(wet-t/日)[26(ds-t/日)]			
1-3	150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]			
1-4				2※
1-5	141(wet-t/日)[39(ds-t/日)]	低含水率混合生汚泥 (含水率72%)	都市ガス	1
1-6	150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]	消化汚泥 (含水率79%)	消化ガス	1
1-7			灯油	
1-8	200(wet-t/日)[52(ds-t/日)]	混合生汚泥 (含水率74%)	都市ガス	
シナリオ2				
ー「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括新設(もしくは更新設置)ー				
2	150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]	混合生汚泥 (含水率74%)	都市ガス	1
シナリオ3				
ー「高効率発電焼却技術」を追加設置後、 「局所攪拌空気吹込み技術」を設備更新時に設置ー				
3	150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]	混合生汚泥 (含水率74%)	都市ガス	1

※ No. 1-4は No. 1-3と同じタービンを使用し、発電機(1基)の仕様を変更して試算する。ボイラ等の仕様はNo. 1-3と同等とする。

(3) 既存焼却設備の残存耐用年数と導入時期について

「高効率発電技術」「局所攪拌空気吹込み技術」を既存焼却設備へ追加設置する場合、既存焼却設備側の残存耐用年数の考慮が必要である。

既存焼却設備の残存耐用年数が長く、その耐用期間内に費用回収年が収まり、当該技術を設置することで効果を十分に得られるならば良いが、既存焼却設備の残存耐用年数が少ない条件で「高効率発電技術」を導入する場合は、既存焼却設備の更新後も「高効率発電技術」を活用するといった選択肢がでてくる。

「高効率発電技術」については、設備を構成する廃熱ボイラや復水タービンの流用が比較的容易である。よって、更新後の焼却設備設備容量も考慮し、「高効率発電焼却技術」の設備規模を決定することで、焼却設備更新後も、その効果を得ることが可能である。

一方、「局所攪拌空気吹込み技術」は、設備を構成する大部分が焼却設備に付帯する装置であり焼却設備更新後で、その流用は難しい。よって、残存耐用年数が7年以下は、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括後付するシナリオ 1 ではなく、段階的に設置するシナリオ 3 を検討する方が妥当と考えられる。

なお、費用回収年を考慮して設備導入の検討を進める事になるが、交付金で設置する場合は、処分制限期間(汚泥焼却設備の場合7年)以上の運用が求められるため、既設焼却炉の耐用年数を考慮した導入検討に留意する。

また、「高効率発電技術」の流用を行う場合、発電設備を使用しない期間は設備性能維持のため、腐食対策等の保全処置を検討する必要がある。

一方、既設焼却設備へ「高効率発電技術」を導入するが、焼却設備更新時に新規「高効率発電技術」を導入して、先行設置の「高効率発電技術」を継続使用しないケースでは、当初設置において「高効率発電技術」単体での費用回収年が設置の目安となる。

以下、表 9-2、表 9-3 へ各シナリオの設置時期目安を示す。

表 9-2 既設焼却設備の残存年数を考慮した設置時期目安 シナリオ 1

焼却設備		15年間稼働																	15年間稼働																		
残存年数																																					
焼却設備稼働年数		焼却設備建設(設置)		1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	焼却設備更新(設置)		1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目		
シナリオ 1	焼 却 設 備 稼 働 期 間																	焼 却 設 備 稼 働 期 間																			
	設置	7年処分制限期間(費用回収年12.8年)															費	設置	7年処分制限期間(費用回収年12.8年)															費			
	設置	7年処分制限																	設置	7年処分制限																	
	設置	7年処分制限(")																	費	設置	7年処分制限(")																
	設置	7年処分制限																	設置	7年処分制限																	
	設置	7年処分制限(")											保全処置						費	設置	7年処分制限(")																
	設置	7年処分制限																	設置	7年処分制限																	
	設置	7年処分制限(")											保全処置						費	設置	7年処分制限(")																
	設置	7年処分制限																	設置	7年処分制限																	
	設置	7年処分制限(")											保全処置						費	設置	7年処分制限(")																
	設置	7年処分制限																	設置	7年処分制限																	
	設置	7年処分制限(")											保全処置						費	設置	7年処分制限(")																
	設置	7年処分制限																	設置	7年処分制限																	
	設置	7年処分制限(")											保全処置						費	設置	7年処分制限(")																
	設置	7年処分制限																	設置	7年処分制限																	
	設置	7年処分制限(")											保全処置						費	設置	7年処分制限(")																
	設置	7年処分制限																	設置	7年処分制限																	

注記

- 図 は焼却発電設備を示す
- 図 は局所攪拌空気吹込み設備を示す
- 「費」は費用回収年を示す

【局所攪拌空気吹込み設備設置時期】

焼却設備稼働後、9年目以降(残存年数7年目以降)に局所攪拌空気吹込み設備を設置する場合は、炉の撤去に伴う設備ロスが発生する期間のため、焼却設備の新設・更新時に設置する検討を行う

→シナリオ3へ

- ・破線は発電焼却、局所攪拌の費用回収年を示す。保全処置費用については別途考慮のこと。
- ・焼却設備延命化処置が施された場合は別途考慮のこと

表 9-3 既設焼却設備の残存年数を考慮した設置時期目安 シナリオ 2、シナリオ 3

焼却設備		15年間稼働																	15年間稼働																				
残存年数		15 14 13 12 11 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1																	15 14 13 12 11 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1																				
焼却設備稼働年数		焼却設備建設(設置)		1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	焼却設備更新(設置)		1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目				
		焼 却 設 備 稼 働 期 間																			焼 却 設 備 稼 働 期 間																		
シナリオ 2		設置	7年処分制限期間(費用回収年12.8年)															費	設置	7年処分制限期間(費用回収年12.8年)															費				
		設置	7年処分制限																		設置	7年処分制限																	
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	費
シナリオ 3													設置	7年処分制限(")					保全処置		設置	7年処分制限																	

- ・破線は発電焼却、局所攪拌の費用回収年を示す。保全処置費用については別途考慮のこと。
- ・焼却設備延命化処置が施された場合は別途考慮のこと

第 3 節 実証研究に基づく評価の概要

§ 10 評価項目

実証研究に基づく本技術の評価項目を以下に示す。

- (1) コスト(建設費、維持管理費、費用回収年、総費用)
- (2) エネルギー削減効果
- (3) 温室効果ガス削減効果

【解 説】

本技術を検討するにあたり、各技術の性能を定量的に評価し、評価項目、評価方法並びに評価結果を設定、提示する必要がある。

本ガイドラインでは、実証研究で得られた投入熱量に対する発電量、NO_x 削減割合、N₂O 削減割合を基に、評価する項目としてコスト、エネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果について評価を行った。

本技術は污泥焼却設備に付帯する設備であるため、検討対象範囲は污泥焼却設備(脱水污泥受け入れ設備～煙突まで)とした。革新的技術の概略フローを図 10-1、従来設備の概略フローを図 10-2 に示す。評価に際しては、図 10-3 で示したように従来技術と革新的技術のコスト、エネルギー消費量、温室効果ガス排出量を試算し比較することで、各項目の評価を行った。

試算に当たっては表 10-1、表 10-2 に示した仮想の污泥性状、実証設備の仕様及び実際の運転データを基に、本システムを既設焼却設備に追加設置時(§ 9 導入シナリオ :シナリオ 1 参照)のコスト、エネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果について評価した。

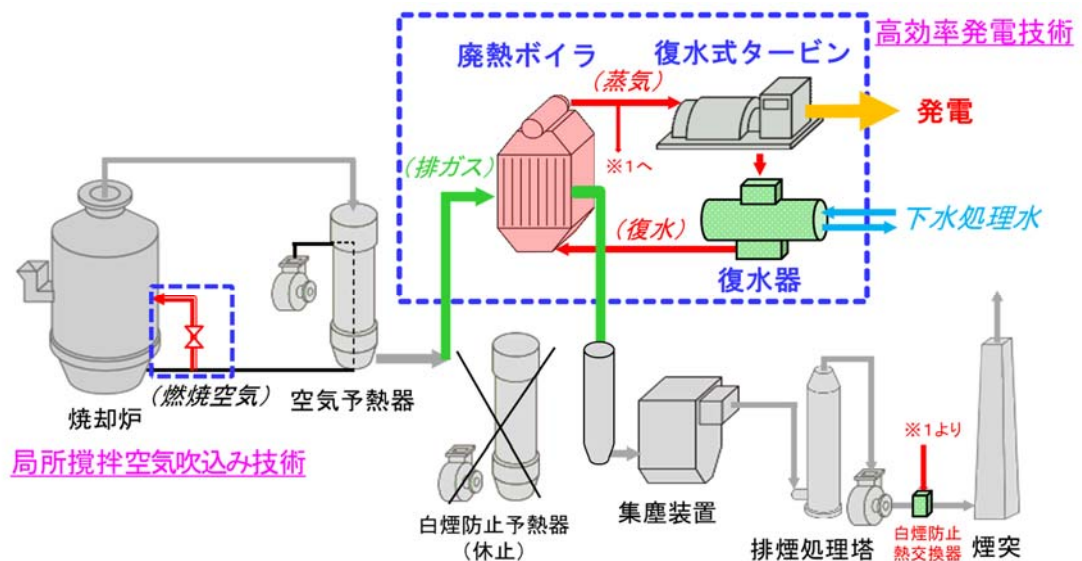


図 10-1 革新的技術概略フロー

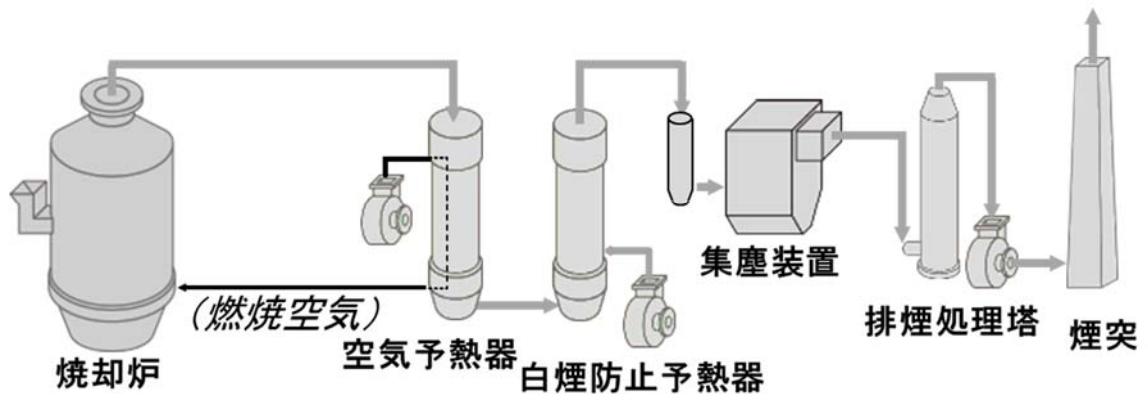


図 10-2 従来技術概略フロー

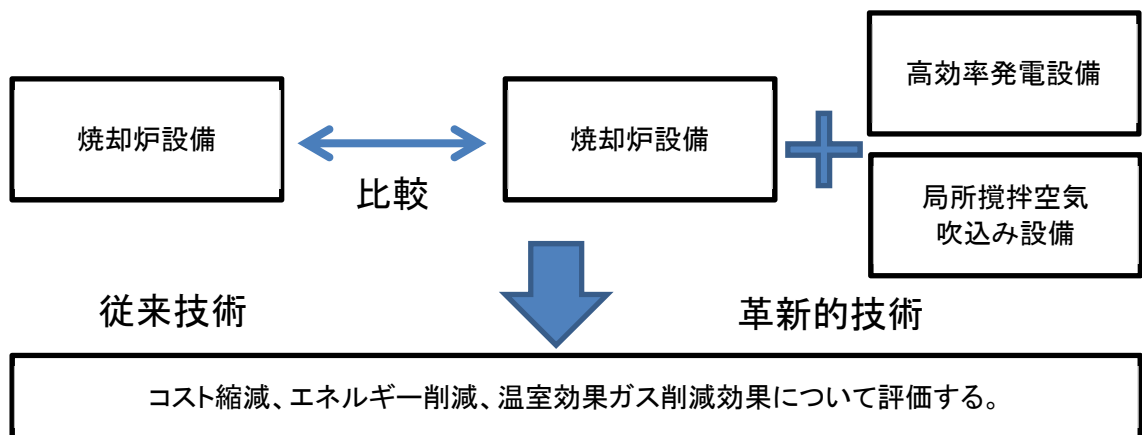


図 10-3 評価イメージ

表 10-1 試算に用いる汚泥条件

項目		混合生汚泥
含水率	%	74.0
有機分 (VS/TS)	%	86.4
高位発熱量	kJ/kg-DS	19,890
低位発熱量	kJ/kg-DS	17,586

※H30 年度実証研究分析平均値より

表 10-2 本技術の評価における試算条件

	①	②	③	④
処理規模 [wet-t/日]	60	100	150	200
処理規模 [ds-t/日]	15.6	26.0	38.0	52.0

※白煙防止予熱器は休止するものとし、150wet-t/日については実証結果より試算を行う。

各評価項目について以下に解説する。

(1) コスト(建設費、維持管理費、費用回収年、総費用)

検討を容易にするため、建設費、ユーティリティ(電気、上水、薬品、補助燃料)消費量を算定式化した。なお、算定式については資料編 2.1 建設費簡易算定式の導出方法を参照のこと。本技術導入時のコストを評価する項目を以下に示す。

1) 建設費

建設費は、本実証技術に関する機械設備、電気設備、土木建築施設の設置に係る工事費を対象とした。

機械・電気設備費については、容量計算などにより機器の仕様を決定し、機器の単価を乗じてこれを積算するとともに、機器費を材料費として扱い、工費(労務費)を計上した。

土木建築設備費については、機械設備主要部は屋外設置とし、建屋(ブロワ室、電気室、制御室等)は既存施設を利用するものとし、機械基礎、防液堤等の増築費を計上した。また、本工事範囲としては整地済の既存敷地に建設されるものとし、造成費、杭打設費、既設建築物の撤去費等は含まないこととした。従来技術と革新的技術の試算範囲は、表 10-3 の通りである。以上の試算結果より、革新的技術の建設費算定式を算出し表 15-2、3 に示した。詳細は資料編 2.1 建設費算定式を参照のこと。

表 10-3 試算範囲

設備名称	機器名称	従来技術	革新的技術
焼却設備	焼却炉本体	○	○
	空気予熱器・流動ブロワ	○	○
	白煙防止予熱器	○	—
	集塵装置・排煙処理塔	○	○
	煙突	○	○
発電設備	廃熱ボイラ	—	○
	蒸気タービン・発電機・復水器	—	○
	白煙防止熱交換器	—	○
局所攪拌空気吹込み設備	局所攪拌空気吹込み設備	—	○
電気設備	従来技術	○	○
	革新的技術	—	○
土木設備	従来技術	○	○
	革新的技術	—	○

汚泥焼却炉部分の建設費の算出には、「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」⁶⁾より、下記式をそれぞれ用いた。

- ・土木建築建設費(建屋:電気、ブロー室程度)

$$Y_{91}=2.42X_d^{0.0094}$$

- ・機械建設費

$$Y_{91}=1.888X_d^{0.597}$$

- ・電気建設費

$$Y_{91}=0.726X_d^{0.539}$$

なお、 Y_{91} は建設費(億円)、 X_d は設備規模(wet-t/日)を示す。

年価換算については、「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」⁶⁾より、利率 2.3%とし、表 15-5 に示す各設備の耐用年数を考慮して、次式を用いて行った。

$$\text{建設費年価} = \text{建設費} \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad i: \text{利率} \quad n: \text{耐用年数}$$

2) 維持管理費

本実証技術の維持管理費は、「焼却炉部分の維持管理費」と、「革新的技術実証設備の維持管理費」を足し合わせたものとする。

焼却炉部分の維持管理費については、建設費と同じく「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」⁶⁾より下記式を用いて算出する。なお、試算を行う仮想汚泥焼却炉の運転日数は 330 日/年、24 時間連続運転とする。

また、消化汚泥焼却炉の維持管理費については使用する補助燃料に関らず混合生汚泥焼却炉の維持管理費と同額とし、計算は省略する。

- ・流動焼却設備維持管理費(電力、燃料、薬品費、補修費、人件費)

$$y=0.287X_y^{0.673}$$

なお、 y は維持管理費(百万円/年)、 X_y は年間処理脱水汚泥量(wet-t/年)を示す。

革新的技術の維持管理費については発電設備及び局所攪拌空気吹込み設備設置によるユーティリティ費用の増加分と点検整備費の増加分を足し合わせたものとし、消費電力の計算では、発電電力分を差し引いて積算するものとした。

本システムに用いるユーティリティについて、実証研究から得られたデータを用い、定常運転時について推算した。点検補修費については廃熱ボイラ及びタービンに必要な法定点検を積算した。なお、発電した電力は全量場内で利用するものとし、発電設備の消費電力から発電電力を差し引いたものから消費電力費を算出した。各ユーティリティ単価については表 15-6 に記載した。発電電力量については発電出力に運転時間を乗じて算出した。発電出力算出の際に用

いる投入熱量(GJ/h)については、焼却炉への投入熱量とし、焼却する脱水汚泥の低位発熱量と焼却量(kg/h)を乗じたものと補助燃料消費量と補助燃料発熱量を乗じたものを足し合わせた熱量とする。

また、焼却設備で利用される電気、補助燃料については、従来技術における維持管理費に含まれるものとし、本実証設備におけるユーティリティ消費には含まないものとした。

各ユーティリティ消費量の試算には表 15-6 ユーティリティ消費量算定式に示した式を用いた。

さらに、発電設備の設置により休止する設備については、表 15-8 の通り、動力及び点検整備費、交換に関する費用が不要になるものとしてその他導入効果として負の値で積算を行った。

発電設備の点検補修費については汚泥投入量 150wet-t/日の設備において、発電設備の主要機器である蒸気タービンおよび廃熱ボイラ設備の 15 年間分の保守点検費用の合計を年平均し、18 百万円/年の点検補修費がかかるとした。

なお、発電設備の保守点検費は設備規模が変化しても大きく変わらないと考えられるため、施設規模によらず、同価格として計上するものとする。

各算定式の詳細については資料編 2.2 ユーティリティ消費量算定式、2.3 点検補修費算定式を参照のこと。

3) 費用回収年

下記計算式にて算出する。

$$\text{費用回収年} = \frac{\text{建設費(百万円)}}{\text{導入効果(百万円)} - \text{維持管理費(百万円)}}$$

① 建設費

発電設備及び局所攪拌空気吹込み設備設置で従来技術に対し増額となる設備費

② 維持管理費

発電設備及び局所攪拌空気吹込み設備設置で従来技術に対し増額となる維持費

③ 導入効果

発電設備を付加することによる消費電力削減効果等

4) 総費用(年価換算値)

総費用(年価換算値)は建設費を年価換算したものと、維持管理費、解体・廃棄費を対象とした。算出した総費用(年価換算値)より、総費用(年価換算値)縮減効果を下記の通り算出し、評価を行う。なお、革新的技術の建設費及び維持管理費は、従来設備の建設費及び維持管理費に革新的技術において付加した設備の建設費及び維持管理費を加えたものとする。

$$\text{総費用(年価換算値)縮減効果} = \left(1 - \frac{\text{総費用(年価換算値)(革新的技術)}}{\text{総費用(年価換算値)(従来技術)}}\right) \times 100$$

(2) エネルギー削減効果

エネルギー削減効果については、本実証設備を付加しない場合のエネルギー消費量に対して、本実証設備を付加した場合の正味のエネルギー消費量の削減率により評価を行う。

エネルギー消費量の算出にあたっては、ユーティリティ(電気、燃料)の使用に係るものを対象とし、薬品に係るものは除外した。各原単位については表 15-9 に記載した。

なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル」⁴⁾より、補助燃料として使用した消化ガス由来のエネルギーについてはエネルギー消費量に含まないものとして計算を行った。

エネルギー創出量は、物質収支・熱収支計算結果ならびに蒸気タービン発電機の性能目安から求められる発電電力量とし、負の消費量として計上した。なお、エネルギー創出量とエネルギー消費量を足した値を、正味のエネルギー消費量とした。

また、エネルギー削減効果の計算には、電力基準で算出したエネルギー消費量を用いた。計算例については § 11 評価結果を参照のこと。

$$\text{エネルギー削減効果} = \left(1 - \frac{\text{エネルギー消費量(革新的技術)} + \text{発電によるエネルギー創出量}}{\text{エネルギー消費量(従来技術)}} \right) \times 100$$

(3) 温室効果ガス削減効果

温室効果ガス削減効果については、本実証設備を付加しない場合の温室効果ガス排出量に対して、本実証設備を付加した場合の温室効果ガス排出量の削減率により評価を行う。算出にあたっては、下記項目について算出した。なお、地球温暖化対策推進法においては 7 種類の温室効果ガスが規定されているが、下水道温暖化対策推進計画において対象とされている CO₂、CH₄、N₂O を検討対象とし、燃焼排ガスより排出される CH₄ については一酸化二窒素と比較して排出係数及び地球温暖化係数が小さく、温室効果ガス排出量に対する寄与が小さいため、炉内で完全燃焼されるものとして本試算においては含まないものとした。温室効果ガス排出量の算出にあたっては、ユーティリティ(電気、燃料)の使用、燃焼の結果生成される N₂O に係るものを対象とし、薬品に係るものは除外した。

温室効果ガス削減効果は下記の式に従い算出した。

$$\text{温室効果ガス削減効果} = \left(1 - \frac{\text{温室効果ガス排出量(革新的技術)}}{\text{温室効果ガス排出量(従来技術)}} \right) \times 100$$

1) 二酸化炭素(CO₂)

本システム技術に用いるユーティリティ(電気、補助燃料)の定常運転中に排出されるものを対象とした。ユーティリティ使用量は実証結果に基づき算出した。焼却している汚泥由来二酸化炭素はバイオマス炭素由来のため、試算の対象外とした。各原単位については「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」⁷⁾より表 15-10 に記載した。また、発電によって得られた電力については相当量の CO₂ 排出量を温室効果ガス排出量から除いた。

なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル」⁴⁾より、消化ガス由来の二酸化炭素につい

ては温室効果ガスに含まないものとして計算を行った。

2) 一酸化二窒素(N_2O)

焼却炉の運転時に燃焼排ガスより排出される N_2O については、実証研究にて実測した結果(資料編 1.2.2 局所攪拌空気吹込み設備運転結果参照)を踏まえ算出した排出係数を汚泥処理量(wet-t /日)に乗じて排出量を算出し、温室効果ガス換算係数の 298 を乗じて CO_2 排出量として算出した。

3) 窒素酸化物(NO_x)

温室効果ガスではないが NO_x は大気保全の観点から削減が求められている物質であり、本技術は NO_x についても削減が可能(実証フィールドの場合 50%削減を達成)である。削減効果については、検討対象の焼却設備の排ガス中の NO_x 濃度を確認し、既存設備の NO_x 濃度を踏まえた削減率を設定して期待される排出量及び濃度を確認する。

§ 11 評価結果

春季、夏季、秋季、冬季の各実証研究結果より、推算式を導出し、下記項目について評価を行った。

- (1) コスト(建設費、維持管理費、費用回収年、総費用)
- (2) エネルギー削減効果
- (3) 温室効果ガス削減効果

【解 説】

実証研究結果を解析し、コスト削減効果、エネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果について整理を行った。さらに実証データから得られた推算式を用いて、60wet-t/日、100wet-t/日、200wet-t/日の条件について推算を行い、費用回収年、総費用(年価換算値)、エネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果について試算を行った結果を以下の表 11-1 に示す。なお、以下の評価については、シナリオ 1 (本実証設備を追加で設置した場合) について行うものとする。焼却設備負荷については定格運転(100%負荷)、運転日数 330 日/年、24 時間連続運転を行うものとして試算を行う。

試算の結果、処理規模を増加させると、総費用(年価換算値)削減効果、エネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果すべてにおいて改善が確認できた。

表 11-1 試算結果一覧

処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]	60 (15.6)	100 (26.0)	150※ (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]	7.9	11.7	17.0	22.7
費用回収年 [年]	39.2	17.9	12.0	9.8
総費用(年価換算値) 削減効果 [%]	-6.0	-2.2	0.5	2.2
エネルギー削減効果 [%]	17.2	49.9	97.6	125
温室効果ガス削減効果 [%]	51.2	62.8	69.7	72.9

※150wet-t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。

(1) コスト(建設費、維持管理費、費用回収年、総費用)

実証研究結果より得られた費用回収年及び総費用(年価換算値)縮減効果を以下に示す。さらに実証データから得られた推算式を用いて、60wet-t/日、100wet-t/日、200wet-t/日の条件について推算を行い、規模の変化によるコスト構造の変化を確認した。なお、試算については § 10 評価項目に示した試算方法を用いて行い、発電による電力費削減効果及び白煙防止予熱器停止による点検費用、交換費用削減効果については導入効果として負の値で積算した。

以下に実証条件(150 wet-t/日)における計算例を示す。

1) 建設費

① 局所攪拌・発電設備分

§ 10 評価項目、表 15-2、3 革新的技術導入時の建設費算定式より、以下の通り局所攪拌・発電設備の建設費を算出した。

・発電設備

$$\begin{aligned}\text{発電設備建設費(百万円)} &= 2.42 \times 150(\text{wet-t/日}) + 340 \\ &= 703\end{aligned}$$

・局所攪拌空気吹込み設備建設費

$$\begin{aligned}\text{局所攪拌空気吹込み設備建設費(百万円)} &= 0.0142 \times 150(\text{wet-t/日}) + 0.791 \\ &= 2.9\end{aligned}$$

・電気設備

$$\begin{aligned}\text{電気設備建設費(百万円)} &= 0.311 \times 150(\text{wet-t/日}) + 53.3 \\ &= 100\end{aligned}$$

・土木設備

$$\begin{aligned}\text{土木設備建設費(百万円)} &= 0.134 \times 150(\text{wet-t/日}) + 6.58 \\ &= 26.7\end{aligned}$$

§ 10 評価項目の建設費年価換算式及び表 15-5 各設備の耐用年数より、年価換算を行った。

・発電設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{発電設備建設費(年価)(百万円/年)} &= 703 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{15}}{(1+0.023)^{15}-1} \\ &= 56.0\end{aligned}$$

・局所攪拌空気吹込み設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{局所攪拌空気吹込み設備建設費(年価)(百万円/年)} &= 2.9 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{15}}{(1+0.023)^{15}-1} \\ &= 0.23\end{aligned}$$

・電気設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{電気設備建設費(年価)(百万円/年)} &= 100.0 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{15}}{(1+0.023)^{15}-1} \\ &= 8.0\end{aligned}$$

- ・土木設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{土木設備建設費(年価)}(\text{百万円/年}) &= 26.7 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{45}}{(1+0.023)^{45}-1} \\ &= 1.0\end{aligned}$$

以上の結果より、局所攪拌・発電設備に関する建設費年価は 65.1 百万円/年となる。

② 従来設備

§ 10 評価項目に示した建設費算定式より、以下の通り従来設備の建設費を算出した。

- ・機械設備

$$\begin{aligned}\text{機械設備建設費(百万円)} &= 1.888 \times 150(\text{wet-t/日})^{0.597} \times 100 \\ &= 3,759\end{aligned}$$

- ・電気設備

$$\begin{aligned}\text{電気設備建設費(百万円)} &= 0.726 \times 150(\text{wet-t/日})^{0.539} \times 100 \\ &= 1,081\end{aligned}$$

- ・土木設備

$$\begin{aligned}\text{土木設備建設費(百万円)} &= 2.42 \times 150(\text{wet-t/日})^{0.0094} \times 100 \\ &= 254\end{aligned}$$

§ 10 評価項目の建設費年価換算式及び表 15-5 各設備の耐用年数より、年価換算を行った。

- ・機械設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{機械設備(年価)}(\text{百万円/年}) &= 3,759 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{15}}{(1+0.023)^{15}-1} \\ &= 299\end{aligned}$$

- ・電気設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{電気設備建設費(年価)}(\text{百万円/年}) &= 1,081 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{15}}{(1+0.023)^{15}-1} \\ &= 86\end{aligned}$$

- ・土木設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{土木設備建設費(年価)}(\text{百万円/年}) &= 254 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{45}}{(1+0.023)^{45}-1} \\ &= 9.1\end{aligned}$$

以上の結果より、既設設備に係る建設費年価は 394 百万円/年となる。

2) 維持管理費

① 局所攪拌・発電設備分

維持管理費については消費電力、薬品費、上水費、点検・補修費を対象とし、§ 10 評価項目、表 15-6 ユーティリティ消費量算定式より算出した。

- ・消費電力(局所攪拌・発電設備)による電力費

$$\begin{aligned}\text{消費電力(kWh)} &= 0.119 \times 150(\text{wet-t/日}) + 65.1 \\ &= 82.9\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{電力費(百万円/年)} &= 82.9 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 15(\text{円/kWh}) \times 10^{-6} \\ &= 9.8\end{aligned}$$

・発電電力による電力費

$$\begin{aligned}\text{投入熱量 (GJ/h)} &= (6,250 \text{ (kg/h)} \times (1-0.74) \times 17,586 \text{ (kJ/kg-DS)} \\ &\quad - 2,500 \text{ (kJ/kg-H}_2\text{O)} \times 6,250 \text{ (kg/h)} \times 0.74) \times 10^{-6} \\ &\quad + 0 \text{ (Nm}^3\text{/h)} \times 44.8 \text{ (MJ/Nm}^3\text{)} \times 10^{-3} \\ &= 17.0 \\ \text{発電電力 (kW)} &= 33.1 \times 17.0 \text{ (GJ/h)} - 102 \\ &= 461\end{aligned}$$

ただし、150 wet-t/日については、定格負荷運転結果の平均電力を採用する。

資料編 1.2.1 発電設備運転結果より、平均発電出力は 465kW とする。

また、発電電力量については発電出力に運転時間を乗じて算出する。

$$\begin{aligned}\text{発電電力量 (千 kWh)} &= 465 \times 330 \text{ (日/年)} \times 24 \text{ (h/日)} \times 10^{-3} \\ &= 3,679\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{発電による電力費削減 (百万円/年)} &= 3,679 \times 15 \text{ (円/kWh)} \times 10^{-3} \\ &= 55.2\end{aligned}$$

発電による電力費削減は負の値として維持管理費に計上する。

・薬品費

$$\begin{aligned}\text{薬品消費量 (m}^3\text{/h)} &= 0.0150 \times 150 \text{ (wet-t/日)} + 0.737 \\ &= 3.0\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{薬品費用 (百万円/年)} &= 3.0 \times 20 \text{ (円/m}^3\text{)} \times 330 \text{ (日/年)} \times 24 \text{ (h/日)} \times 10^{-6} \\ &= 0.48\end{aligned}$$

・上水費

$$\begin{aligned}\text{上水消費量 (m}^3\text{/日)} &= 0.0274 \times 150 \text{ (wet-t/日)} + 1.35 \\ &= 5.46\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{上水費用 (百万円/年)} &= 5.46 \times 200 \text{ (円/m}^3\text{)} \times 330 \text{ (日/年)} \times 10^{-6} \\ &= 0.36\end{aligned}$$

・点検・補修費

§ 10 評価項目より、18 百万円/年の維持管理費を計上した。

・その他導入効果

§ 10 評価項目より、発電設備導入に伴い休止される白煙防止予熱器及び白煙防止ブロワの点検・交換費用及び電力費用を負の値として計上する。

点検整備費用削減

$$\begin{aligned}\text{白煙防止ブロワ及び熱交換器点検費用 (百万円/年)} &= 0.131 \times 150 \text{ (wet-t/日)}^{0.7} \\ &= 4.4\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{白煙防止熱交換器更新費用削減 (百万円/年)} &= 0.998 \times 150 \text{ (wet-t/日)}^{0.7} \\ &= 33.3\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{白煙防止ブロワ休止による削減電力(kWh)} &= (0.213 \times 150 (\text{wet-t/日}) + 10.5) \times \\ &\quad 330 (\text{日/年}) \times 24 (\text{h/日}) \\ &= 336,600\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{白煙防止ブロワ停止による電力費削減(百万円/年)} &= 336,600 \times 15 (\text{円/kWh}) \times 10^{-6} \\ &= 5.0\end{aligned}$$

以上の結果より、局所攪拌・発電設備の維持管理費及び導入効果についてまとめると下記の通りとなる。

維持管理費

$$\begin{aligned}\text{維持管理費(百万円/年)} &= 0.48 + 0.36 + 18 \\ &= 18.8\end{aligned}$$

※電力費については発電による削減効果のほうが大きいため、維持管理費からは除くものとする。

導入効果

$$\begin{aligned}\text{導入効果(百万円/年)} &= 9.8 - 55.2 - 4.4 - 33.3 - 5.0 \\ &= -88.1\end{aligned}$$

② 既設設備分

既設設備の維持管理費は、§ 10 評価項目に示した流動焼却設備維持管理費より

$$\begin{aligned}\text{維持管理費(百万円/年)} &= 0.287 \times (150 (\text{wet-t/日}) \times 330 (\text{日/年}))^{0.673} \\ &= 414\end{aligned}$$

3) 費用回収年

§ 10 評価項目より、費用回収年を算出する。

$$\begin{aligned}\text{費用回収年(年)} &= \frac{703 + 2.9 + 100 + 26.7}{88.1 - 18.8} \\ &= 12.0\end{aligned}$$

4) 総費用(年価換算値)

§ 10 評価項目より、総費用(年価換算値)削減効果を算出する。

① 革新的技術の総費用(年価換算値)

・建設年価(革新的技術)

$$\begin{aligned}\text{建設年価(革新的技術)(百万円/年)} &= 394 + 65.1 \\ &= 459\end{aligned}$$

・維持管理費(革新的技術)

$$\text{維持管理費(革新的技術)(百万円/年)} = 414 + 18.8$$

$$=433$$

$$\text{革新的技術の総費用(年価換算値)}(\text{百万円/年})=459+433-88.1$$

$$=804$$

② 従来技術の総費用(年価換算値)

$$\text{従来技術の総費用(年価換算値)}(\text{百万円/年})=394+414$$

$$=809$$

以上の結果より総費用(年価換算値)削減効果(%)は下記式で算出できる。

$$\text{総費用(年価換算値)削減効果}(\%)=\left(1-\frac{804}{809}\right)\times 100$$

$$=0.5$$

表 11-2 試算した費用回収年(革新的技術)

処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]	60 (15.6)	100 (26.0)	150* (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]	7.9	11.7	17.0	22.7
工事費 [百万円/年]	45.0	53.9	65.1	76.3
維持管理費 [百万円/年]	18.4	18.6	18.8	19.0
導入効果 [百万円/年]	-33.1	-57.1	-88.1	-119
費用回収年 [年]	39.2	17.9	12.0	9.8

※150 wet-t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。

表 11-3 試算したコスト

処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]		60 (15.6)	100 (26.0)	150* (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]		7.9	11.7	17.0	22.7
従来技術	工事費 [百万円/年]	235	313	394	465
	維持管理費 [百万円/年]	224	315	414	503
	総費用(年価換算値) [百万円/年]	458	629	809	968
革新的技術	工事費 [百万円/年]	280	367	459	541
	維持管理費 [百万円/年]	242	334	433	522
	導入効果 [百万円/年]	-33.1	-57.1	-88.1	-119
	総費用(年価換算値) [百万円/年]	489	644	804	944
総費用(年価換算値)縮減効果 [%]		-6.6	-2.5	0.5	2.4

※150 wet-t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。

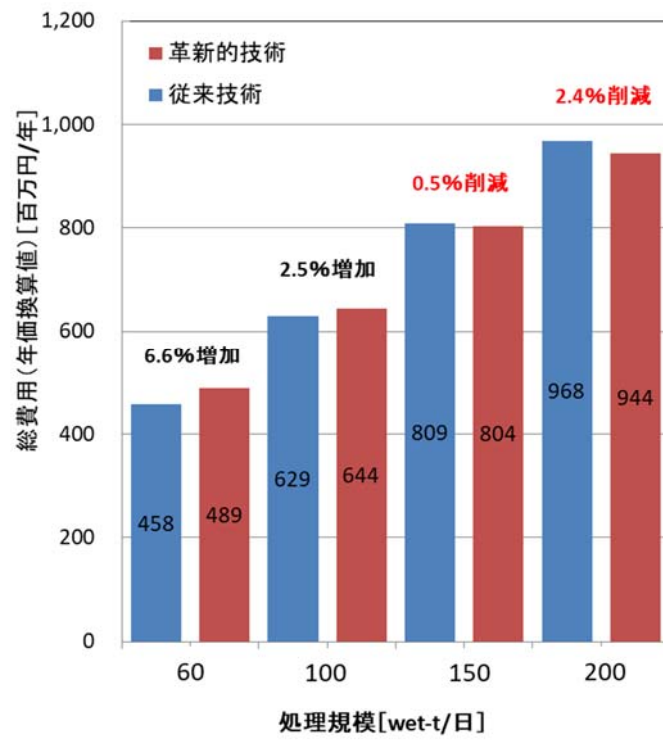


図 11-1 総費用(年価換算値)縮減効果

(2) エネルギー削減効果

実証研究結果及び試算によって得られたエネルギー消費量及びエネルギー削減効果を以下に示す。さらに実証データから得られた推算式を用いて、60wet-t/日、100wet-t/日、200wet-t/日の条件について推算を行い、規模の変化によるエネルギー削減効果の変化を確認した。

なお、試算については § 10 評価項目に示した試算方法を用いて行い、エネルギー創出量については、消費エネルギーを削減する効果を持つため、負の値として表記した。

以下に実証条件(150 wet-t/日)における計算例を示す。

1) エネルギー消費量(電気由来)

① 革新的技術

革新的技術の消費電力は、従来技術(汚泥焼却設備)の消費電力と局所攪拌・発電設備の消費電力及びその他導入効果による消費電力の削減の和となる。なお、消費電力については、消費電力に運転時間を乗じて算出するものとする。

$$\begin{aligned}\text{従来技術の消費電力(kW)} &= 1.12 \times 150(\text{wet-t/日}) + 266 \\ &= 435\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{革新的技術の消費電力(kW)} &= 435 + 0.119 \times 150(\text{wet-t/日}) + 65.1 \\ &\quad - 0.213 \times 150(\text{wet-t/日}) + 10.5 \\ &= 475\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(電気由来)(千 kWh/年)} &= 475 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 10^{-3} \\ &= 3,760\end{aligned}$$

② 従来技術

$$\begin{aligned}\text{従来技術の消費電力(kW)} &= 1.12 \times 150(\text{wet-t/日}) + 266 \\ &= 435\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(電気由来)(千 kWh/年)} &= 435 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 10^{-3} \\ &= 3,443\end{aligned}$$

2) エネルギー消費量(補助燃料由来)

① 革新的技術

革新的技術の補助燃料消費量は、焼却炉の熱収支計算によって決定する。

実証運転条件においては補助燃料使用量が 0 のため、エネルギー消費量(補助燃料由来)も 0 となるが、参考までに計算式を示す。

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(補助燃料由来)(千 kWh/年)} &= \text{補助燃料使用量}(\text{Nm}^3/\text{h}) \times \text{運転日数}(\text{日/年}) \\ &\quad \times \text{運転時間}(\text{h/日}) \times \text{補助燃料エネルギー原単位}(\text{MJ/Nm}^3) \times 10^{-3} \times \text{換算係数}(\text{kWh/MJ})\end{aligned}$$

② 従来技術

革新的技術と同様に、実証運転においては補助燃料使用量が 0 のため、エネルギー消費量(補助燃料由来)も 0 となる。

3) エネルギー創出量

① 革新的技術

実証運転時の発電量は、資料編 1.2.1 発電設備運転結果より 465kW となる。また、発電電力量については発電出力に運転時間を乗じて算出するものとし、エネルギー消費量に対して負の値のエネルギー創出量として計上する。

$$\begin{aligned}\text{エネルギー創出量(千 kWh/年)} &= -465 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 10^{-3} \\ &= -3,679\end{aligned}$$

4) エネルギー削減効果

§ 10 評価項目より、革新的技術と従来技術のエネルギー削減効果を算出する。

① 革新的技術

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(千 kWh/年)} &= 475 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 10^{-3} + 0 - 3,679 \\ &= 80.8\end{aligned}$$

② 従来技術

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(千 kWh/年)} &= 435 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 10^{-3} + 0 \\ &= 3,443\end{aligned}$$

よってエネルギー削減効果は以下の式で表される。

$$\begin{aligned}\text{エネルギー削減効果(\%)} &= \left(1 - \frac{80.8}{3,443}\right) \times 100 \\ &= 97.6\end{aligned}$$

表 11-4 試算したエネルギー消費量

処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]		60 (15.6)	100 (26.0)	150※ (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]		7.9	11.7	17.0	22.7
従来技術	エネルギー消費量(電気由来) [千 kWh/Y]	2,642	2,998	3,443	3,888
	エネルギー消費量(補助燃料由来) [千 kWh/Y]	2,490	840	0	0
	エネルギー消費量[千 kWh/Y]	5,582	3,838	3,443	3,888
革新的技術	エネルギー消費量(電気由来) [千 kWh/Y]	3,035	3,351	3,760	4,175
	エネルギー消費量(補助燃料由来) [千 kWh/Y]	2,490	840	0	0
	エネルギー創出量 [千 kWh/Y]	-1,275	-2,268	-3,679	-5,142
	エネルギー消費量[千 kWh/Y]	4,249	1,923	80.8	-967
エネルギー削減効果 [%]		17.2	49.9	97.6	125

※150 wet-t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。

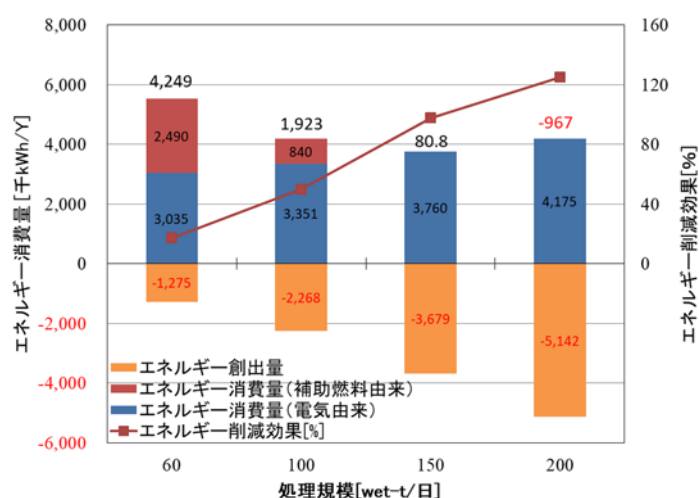


図 11-2 エネルギー消費量削減効果

※グラフ上部の数値はエネルギー消費量[千 kWh/年]

(3) 温室効果ガス削減効果

実証研究結果及び試算によって得られた温室効果ガス排出量及び温室効果ガス削減効果を以下に示す。さらに実証データから得られた推算式を用いて、60wet-t/日、100wet-t/日、200wet-t/日の条件について推算を行い、規模の変化による温室効果ガス削減効果の変化を確認した。なお、試算については § 10 評価項目 に示した試算方法を用いて行い、発電による温室効果ガス排出量は、発電によって得られた電力相当量の二酸化炭素を削減したものとして負の値として積算した。

以下に実証条件 (150 wet-t/日) における計算例を示す。

1) 温室効果ガス排出量 (電気由来)

電気由来の温室効果ガス排出量は、電気由来エネルギー消費量に対し、温室効果ガス排出量原単位を乗じて算出する。

① 革新的技術

温室効果ガス排出量 (電気由来) (t-CO₂/年) =

$$3,760 (\text{千 kWh/年}) \times 0.555 (\text{t-CO}_2/\text{千 kWh}) \\ = 2,087$$

② 従来技術

温室効果ガス排出量 (電気由来) (t-CO₂/年) =

$$3,443 (\text{千 kWh/年}) \times 0.555 (\text{t-CO}_2/\text{千 kWh}) \\ = 1,911$$

2) 温室効果ガス排出量 (補助燃料由来)

補助燃料由来の温室効果ガス排出量は、補助燃料消費量に対し、温室効果ガス排出量原単位を乗じて算出する。なお、革新的技術の補助燃料消費量は、焼却炉の熱収支計算によって決定する。なお、実証運転条件においては補助燃料使用量が 0 のため、エネルギー消費量 (補助燃料由来) も 0 となるが、参考までに計算式を示す。

温室効果ガス排出量(補助燃料由来) (t-CO₂/年) =

$$\text{補助燃料消費量 (Nm}^3\text{/h)} \times 330 \text{ (日/年)} \times 24 \text{ (h/日)} \\ 10^{-3} \times \text{温室効果ガス排出量原単位 (t-CO}_2\text{/千 Nm}^3\text{)}$$

3) 温室効果ガス排出量(N₂O 由来)

N₂O 由来の温室効果ガス排出量は、処理量に対して排出係数を乗じて N₂O 排出量を算出し、得られた N₂O 排出量に対して温室効果ガス排出量原単位を乗じて算出する。

革新的技術の N₂O 排出係数: 0.000232 t-N₂O/ wet-t

従来技術の N₂O 排出係数: 0.000645 t-N₂O/ wet-t

(「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」⁷⁾より)

① 革新的技術

$$\text{N}_2\text{O 排出量 (t-N}_2\text{O/年)} = 0.000232 \text{ (t-N}_2\text{O/ wet-t)} \times 150 \text{ (wet-t/日)} \times 330 \text{ (日/年)} \\ = 11.5 \\ \text{温室効果ガス排出量 (N}_2\text{O 由来) (t-CO}_2\text{/年)} = 11.5 \times 298 \text{ (t-CO}_2\text{/t-N}_2\text{O)} \\ = 3,422$$

② 従来技術

$$\text{N}_2\text{O 排出量 (t-N}_2\text{O/年)} = 0.000645 \text{ (t-N}_2\text{O/ wet-t)} \times 150 \text{ (wet-t/日)} \times 330 \text{ (日/年)} \\ = 31.9 \\ \text{温室効果ガス排出量 (N}_2\text{O 由来) (t-CO}_2\text{/年)} = 31.9 \times 298 \text{ (t-CO}_2\text{/t-N}_2\text{O)} \\ = 9,514$$

4) 温室効果ガス排出量(発電由来)

発電由来の温室効果ガス排出量は、発電によるエネルギー創出量分に相当する温室効果ガス排出量を削減したものとして、負の値として計上する。

$$\text{温室効果ガス排出量 (発電由来)} = -3,679 \text{ (千 kWh/年)} \times 0.555 \text{ (t-CO}_2\text{/千 kWh)} \\ = -2,042$$

5) 温室効果ガス排出量削減効果

以上の結果より、革新的技術と従来技術の温室効果ガス排出量は下記の通りとなる。

① 革新的技術

$$\text{温室効果ガス排出量 (革新的技術) (t-CO}_2\text{/年)} = 2,087 + 0 + 3,422 - 2,042 \\ = 3,467$$

② 従来技術

$$\text{温室効果ガス排出量 (従来技術) (t-CO}_2\text{/年)} = 1,911 + 0 + 9,514 \\ = 11,425$$

よって温室効果ガス排出量削減効果は下記の通りとなる。

$$\text{温室効果ガス排出量削減効果 (\%)} = \left(1 - \frac{3,467}{11,425}\right) \times 100 \\ = 69.7$$

表 11-5 試算した温室効果ガス排出量

処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]		60 (15.6)	100 (26.0)	150※ (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]		7.9	11.7	17.0	22.7
従来技術	温室効果ガス排出量(電気由来) [t-CO ₂ /Y]	1,466	1,664	1,911	2,158
	温室効果ガス排出量(補助燃料由来) [t-CO ₂ /Y]	447	151	0	0
	温室効果ガス排出量(N ₂ O 由来) [t-CO ₂ /Y]	3,806	6,343	9,514	12,686
	温室効果ガス排出量[t-CO ₂ /Y]	5,719	8,158	11,425	14,843
革新的技術	温室効果ガス排出量(電気由来) [t-CO ₂ /Y]	1,684	1,860	2,087	2,317
	温室効果ガス排出量(補助燃料由来) [t-CO ₂ /Y]	447	151	0	0
	温室効果ガス排出量(N ₂ O 由来) [t-CO ₂ /Y]	1,369	2,282	3,422	4,563
	温室効果ガス排出量(発電由来) [t-CO ₂ /Y]	-708	-1,259	-2,042	-2,854
	温室効果ガス排出量[t-CO ₂ /Y]	2,792	3,033	3,467	4,026
温室効果ガス削減効果[%]		51.2	62.8	69.7	72.9

※150 wet-t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。

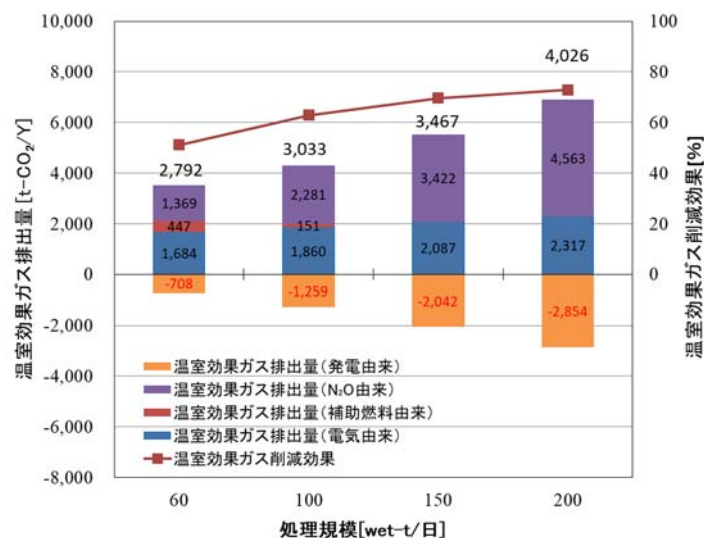


図 11-3 温室効果ガス排出量削減効果

※グラフ上部の数値は温室効果ガス排出量[t-CO₂/年]

6) NO_x 削減効果

実証フィールドにおける実証結果より、年間を通して排ガス中の NO_x 濃度の 50%削減が可能であることを確認した。(資料編 1.2 実証運転データ参照)この結果から、革新的技術の導入により、NO_x 排出量の削減が期待できる。

第 3 章 導入検討

第 1 節 導入検討手法

§ 12 導入検討手順

本技術の導入検討においては、以下の手順で導入を検討する。

- (1) 概略検討
- (2) 基礎調査
- (3) 導入効果の検討
- (4) 導入判断

【解説】

本システムの導入検討においては、導入の目的を明確にした後、図 12-1 に示す導入検討フローおよび図 12-2 に示す導入検討詳細フローにしたがって、必要な情報を収集し、導入効果の概略試算を行い、導入範囲および事業形態等を含めた導入判断を行う。導入検討においては、年平均の運転データを分析し、検討を行うものとする。

試算結果が導入効果不十分であった場合には、可能な範囲で導入シナリオを見直して複数回検討をすることが望ましい。

また、平成 29 年 9 月 15 日、国水下事第 38 号、国土交通省水管理・国土保全局下水道部下水道事業課長の通知「下水道事業におけるエネルギー効率に優れた技術の導入について」⁸⁾においても、「国においても下水道革新的技術実証事業(B-DASH プロジェクト)において、省エネルギー・創エネルギー技術の実証を主体的に推進し、下水道事業におけるエネルギー効率の改善を全国に広げるため、施設の設置、改築の機会を捉えてエネルギー効率に優れた技術の導入を進めることとしている。～中略～「焼却炉」の設置・改築は、原則、別紙の表 1 に定める性能指標を満たすものを交付金の交付対象とします。」とあり、下記のとおり性能指標が示されており留意が必要である。

なお、本システムは別紙の表 1 の性能指標値を満足することのできる技術である。

別紙の表 1 (抜粋)

施設	性能指標	性能指標値
焼却炉	廃熱回収率[%]及び消費電力削減率[%]	廃熱回収率 40%以上かつ 消費電力削減率が 20%以上

※廃熱回収とは、焼却プロセスにおける廃熱回収(空気余熱器や白煙防止用熱交換器及び乾燥用熱交換器による排ガスからの熱回収、廃熱の有する熱エネルギーの過給機への利用等)、廃熱発電、消化槽加温及び地域熱供給(空調利用、ロードヒーティング等)等とし、高温焼却と同等以上の N₂O 排出削減が出来ること(N₂O 排出量 0.645kg/wet-t 以下)を前提とする。

※国水下事第 38 号⁸⁾より引用

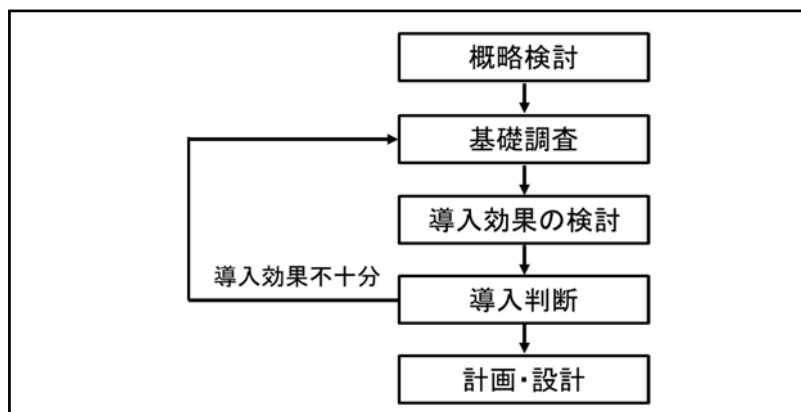


図 12-1 導入検討フロー

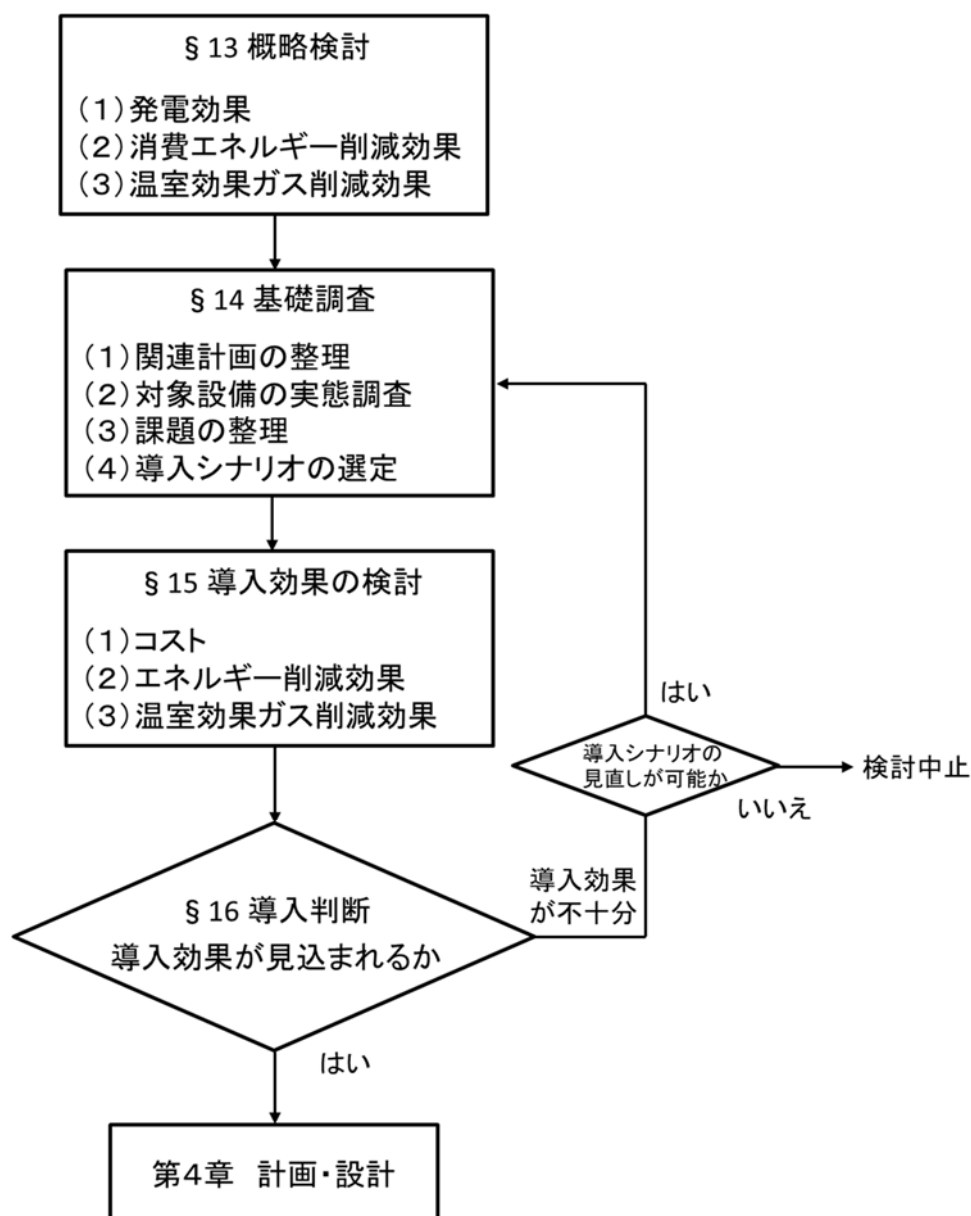


図 12-2 導入検討詳細フロー

§ 13 概略検討

本技術の概略検討においては、以下の手順で導入を検討する。

- (1) 発電効果
- (2) 消費エネルギー削減効果
- (3) 温室効果ガス削減効果

汚泥の性状と処理規模から本項に示した概略確認図を用いることで、発電量、消費エネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果の概略確認が可能である。

【解説】

本システムの概略検討においては、図 13-1 に示す概略確認手順に従って、汚泥の種類や汚泥性状等の概略検討に必要な条件を決定し、各条件に対応した概略確認図を用いて、検討する焼却炉規模から概算発電量、概算消費エネルギー削減効果、概算温室効果ガス削減効果を算出し、詳細検討を行う前に、大まかな導入効果の概略検討が可能である。

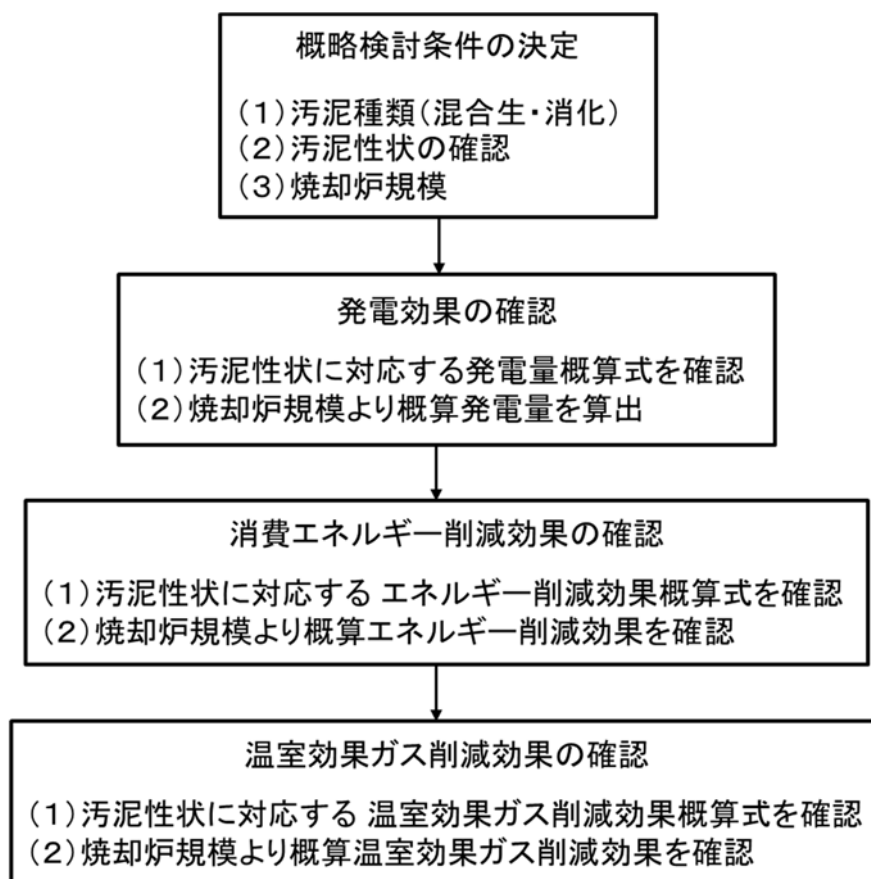


図 13-1 概略確認手順

(1) 発電効果

本実証設備を導入した際の発電効果を、汚泥の種類、性状、処理規模より概算する。発電効果を概算することで、発電による電力削減効果を簡易的に確認することが可能である。

1) 混合生汚泥焼却炉の概算発電量

i. 汚泥性状の確認

図 13-2 より、導入を検討する処理場の汚泥性状に近い条件の番号を確認する。

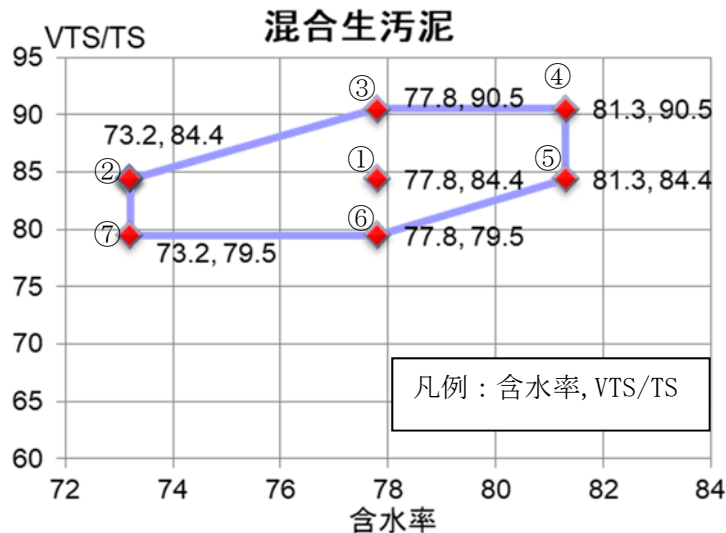


図 13-2 汚泥性状範囲(混合生汚泥)

※平成 29 年度国土技術政策総合研究所アンケート結果より汚泥性状範囲を決定

ii. 発電量の確認

図 13-3 より、i で選択した番号の発電量曲線を確認し、導入を検討する処理場の焼却炉規模を①～⑦の各換算式に代入し概算の発電量を確認する。なお、赤い三角形で示した電力自立曲線以上の運転条件においては、電力自立が期待できる。

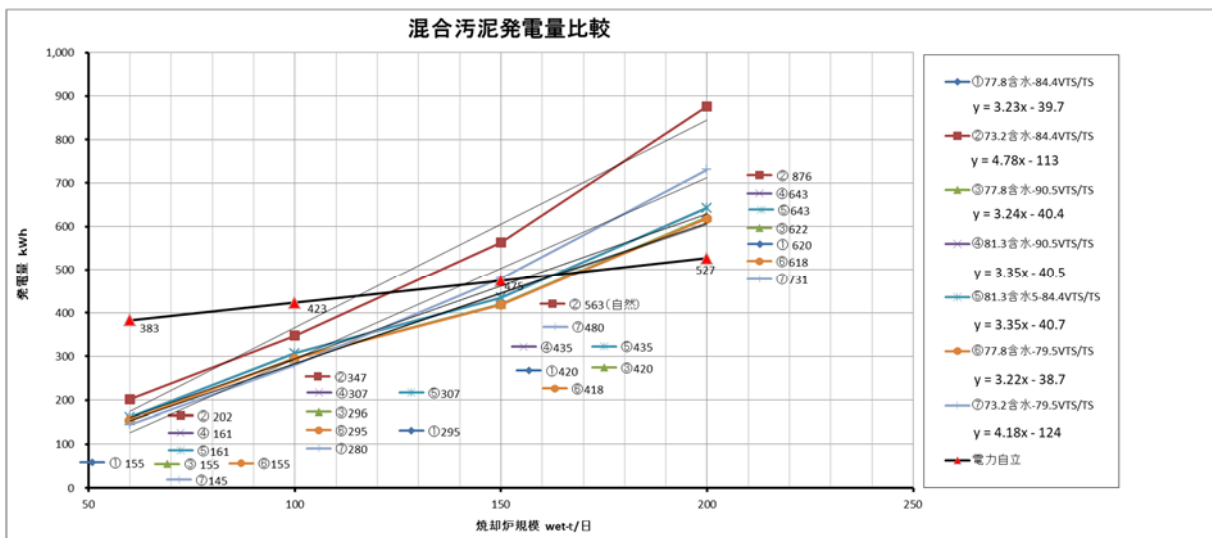


図 13-3 発電量概略確認図(混合生汚泥)

※設定した汚泥性状範囲より処理規模ごとに発電量を試算した。

2) 消化污泥焼却炉の概算発電量

i. 汚泥性状の確認

図 13-4 より、導入を検討する処理場の汚泥性状に近い条件の番号を確認する。



図 13-4 汚泥性状範囲(消化污泥)

※平成 29 年度国土技術政策総合研究所アンケート結果より汚泥性状範囲を決定

ii. 発電量の確認

図 13-5 より、i で選択した番号の発電量曲線を確認し、導入を検討する処理場の焼却炉規模を①～⑦の各換算式に代入し概算の発電量を確認する。なお、赤い三角形で示した電力自立曲線以上の運転条件においては、電力自立が期待できる。

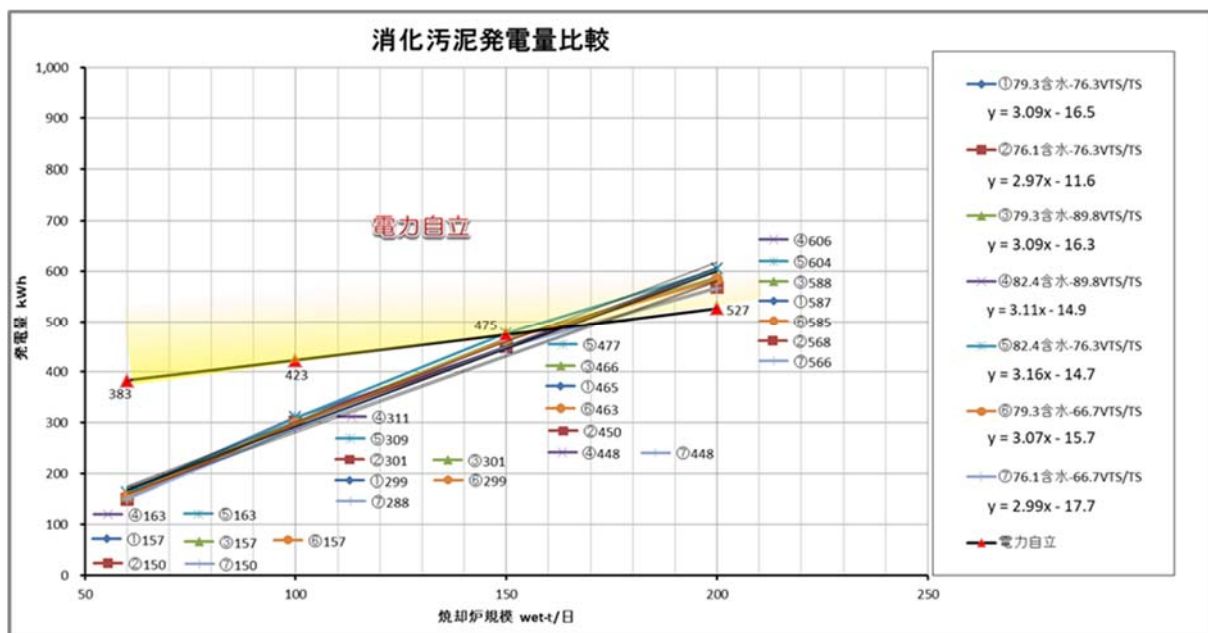


図 13-5 発電量概略確認図(消化污泥)

※設定した汚泥性状範囲より処理規模ごとに発電量を試算した。

(2) 消費エネルギー削減効果

本実証設備を導入した際の消費エネルギー削減効果を下記の手順で概算確認を実施する。なお、本確認は概算確認となるため、導入検討を実施する場合は、詳細の検討を再度実施する必要がある。

1) 混合生汚泥焼却炉の概算消費エネルギー削減効果

i. 汚泥性状の確認

図 13-2 より、導入を検討する処理場の汚泥性状に近い条件の番号を確認する。

ii. 消費エネルギー削減効果の確認

図 13-6 に、各汚泥性状において試算した各焼却規模それぞれのエネルギー削減効果を示した。図 13-6 より、i で選択した番号のエネルギー削減効果近似式を確認し、導入を検討する処理場の焼却炉規模を代入して概算のエネルギー削減効果を確認する。なお、消費エネルギーの試算範囲は汚泥受け槽から煙突までの焼却炉設備と、発電設備が消費する電力等のユーティリティ、補助燃料を対象とする。

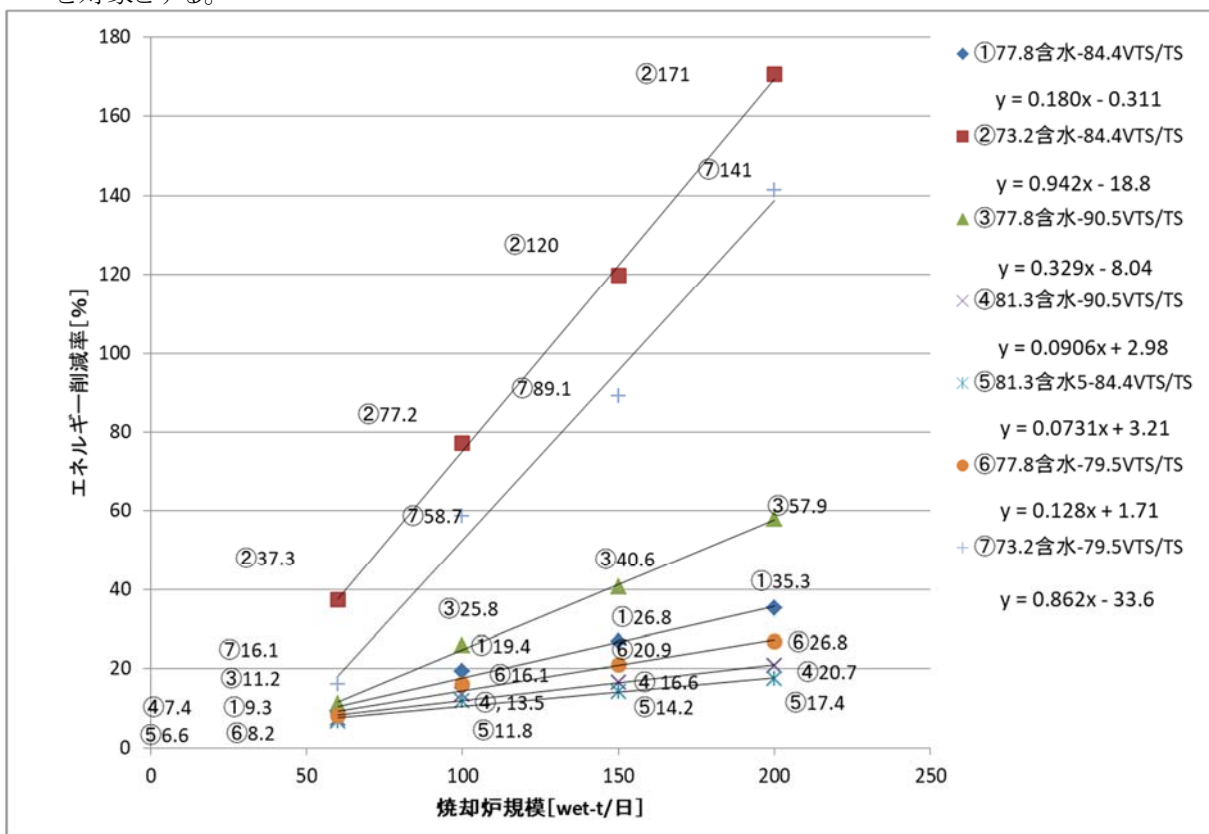


図 13-6 エネルギー削減効果概略確認図(混合生汚泥)

※設定した汚泥性状範囲より処理規模ごとに消費エネルギーを試算した。

2) 消化汚泥焼却炉の概算消費エネルギー削減効果

i. 汚泥性状の確認

図 13-4 より、導入を検討する処理場の汚泥性状に近い条件の番号を確認する。

ii. 消費エネルギー削減効果の確認

図 13-7 に各汚泥性状において試算した各焼却規模それぞれのエネルギー削減効果を示した。

図 13-7 より、i で選択した番号のエネルギー削減効果近似式を確認し、導入を検討する処理場の焼却炉規模を代入して概算のエネルギー削減効果を確認する。なお、消費エネルギーの試算範囲は汚泥受け槽から煙突までの焼却炉設備と、発電設備が消費する電力等のユーティリティ、補助燃料を対象とする。また、消化汚泥焼却炉については、補助燃料として消化ガスを利用し、消化ガス由来のエネルギーについては消費エネルギーに含めないものとする。

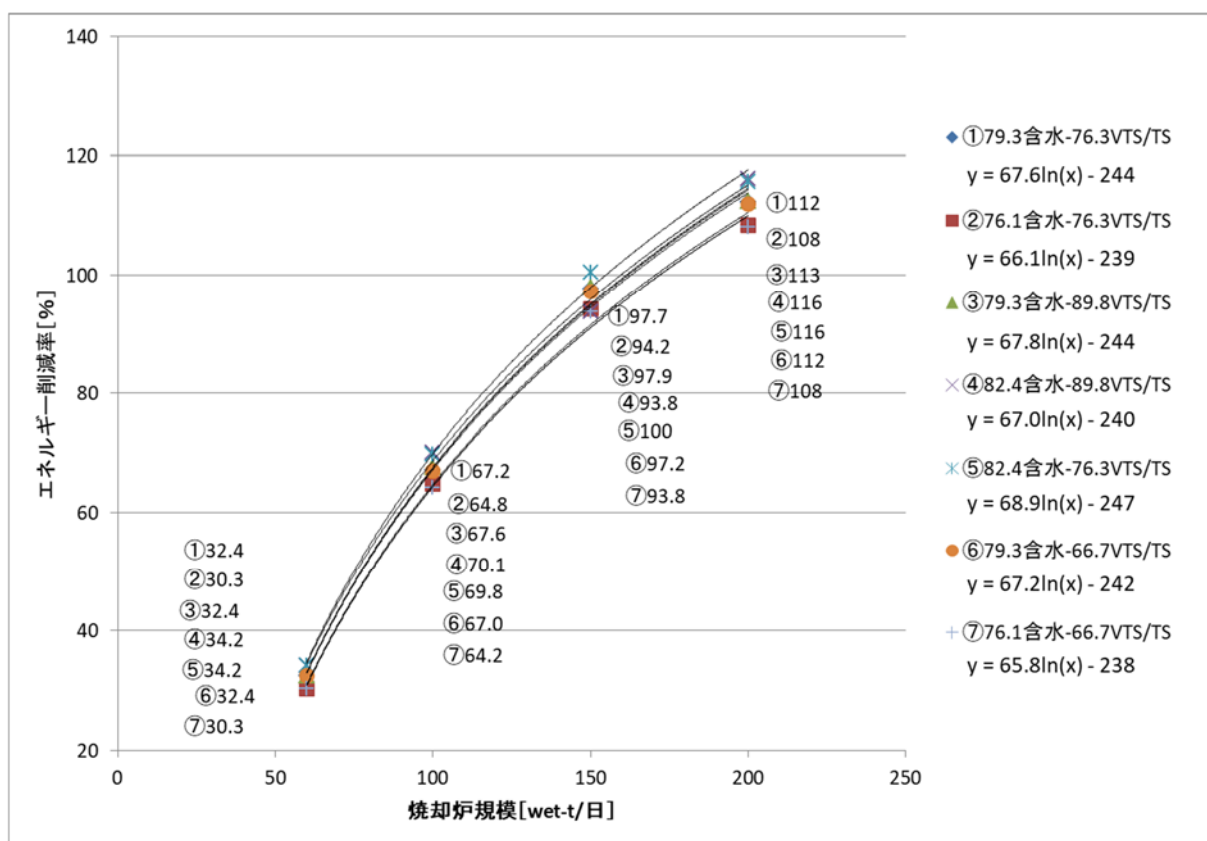


図 13-7 エネルギー削減効果概略確認図(消化汚泥)

※設定した汚泥性状範囲より処理規模ごとに消費エネルギーを試算した。

(3) 温室効果ガス削減効果

本実証設備を導入した際の温室効果ガス削減効果を下記の手順で概算確認を実施する。なお、本確認は概算確認となるため、導入検討を実施する場合は、詳細の検討を再度実施する必要がある。

1) 混合生污泥焼却炉の概算温室効果ガス削減効果

i. 汚泥性状の確認

図 13-2 より、導入を検討する処理場の汚泥性状に近い条件の番号を確認する。

ii. 温室効果ガス削減効果の確認

図 13-8 に各汚泥性状において試算した各焼却規模それぞれの温室効果ガス削減効果を示した。

図 13-8 より、i で選択した番号のエネルギー削減効果近似式を確認し、導入を検討する処理場の焼却炉規模を代入して概算の温室効果ガス削減効果を確認する。なお、温室効果ガス排出量の試算範囲は汚泥受け槽から煙突までの焼却炉設備と、発電設備が消費する電力等のユーティリティ、補助燃料、運転によって排出される一酸化二窒素を対象とする。

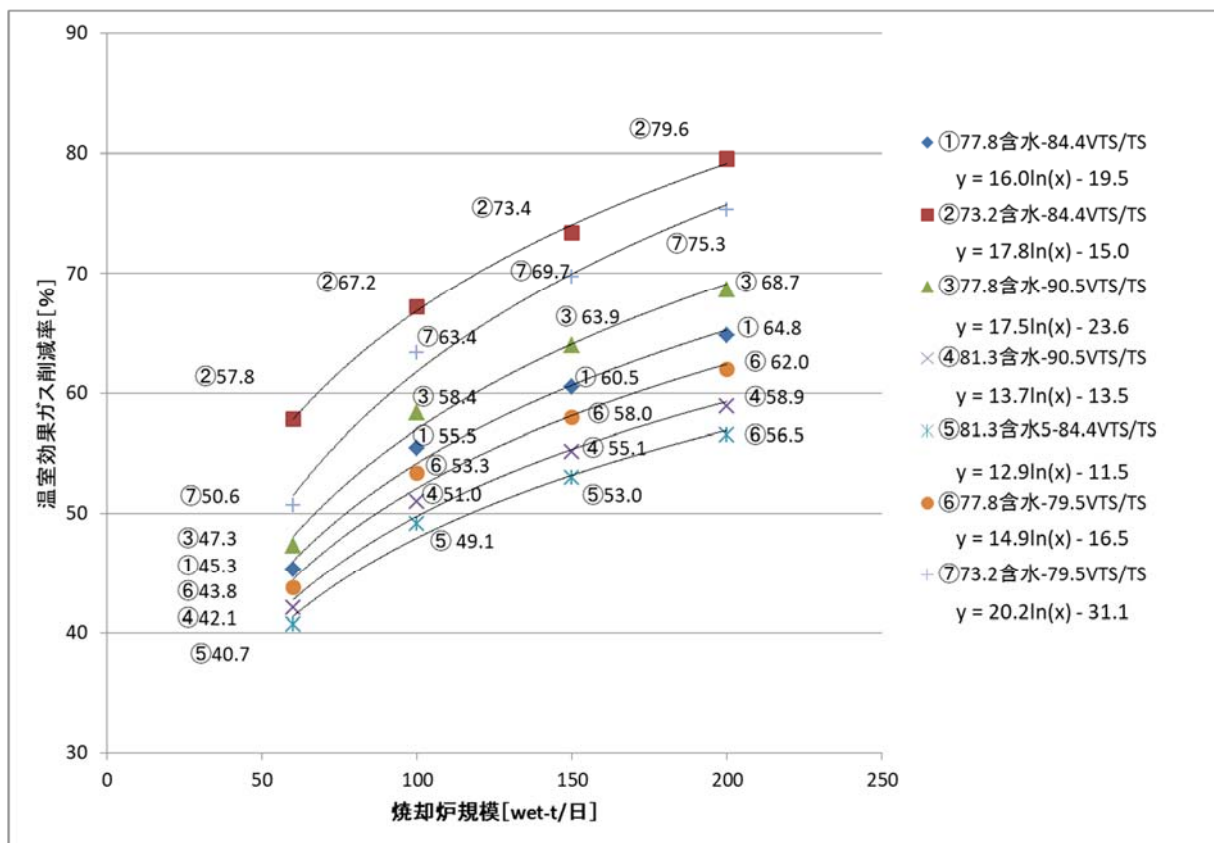


図 13-8 温室効果ガス削減効果概略確認図(混合生污泥)

※設定した汚泥性状範囲より処理規模ごとに温室効果ガス排出量を試算した。

2) 消化汚泥焼却炉の概算温室効果ガス削減効果

i. 汚泥性状の確認

図 13-4 より、導入を検討する処理場の汚泥性状に近い条件の番号を確認する。

ii. 温室効果ガス削減効果の確認

図 13-9 に各汚泥性状において試算した各焼却規模それぞれの温室効果ガス削減効果を示した。

図 13-9 より、i で選択した番号のエネルギー削減効果近似式を確認し、導入を検討する処理場の焼却炉規模を代入して概算の温室効果ガス削減効果を確認する。なお、温室効果ガス排出量の試算範囲は汚泥受け槽から煙突までの焼却炉設備と、発電設備が消費する電力等のユーティリティ、補助燃料、運転によって排出される一酸化二窒素を対象とする。また、消化汚泥焼却炉については、補助燃料として消化ガスを利用し、消化ガス由来の温室効果ガスについては温室効果ガス排出量に含めないものとする。

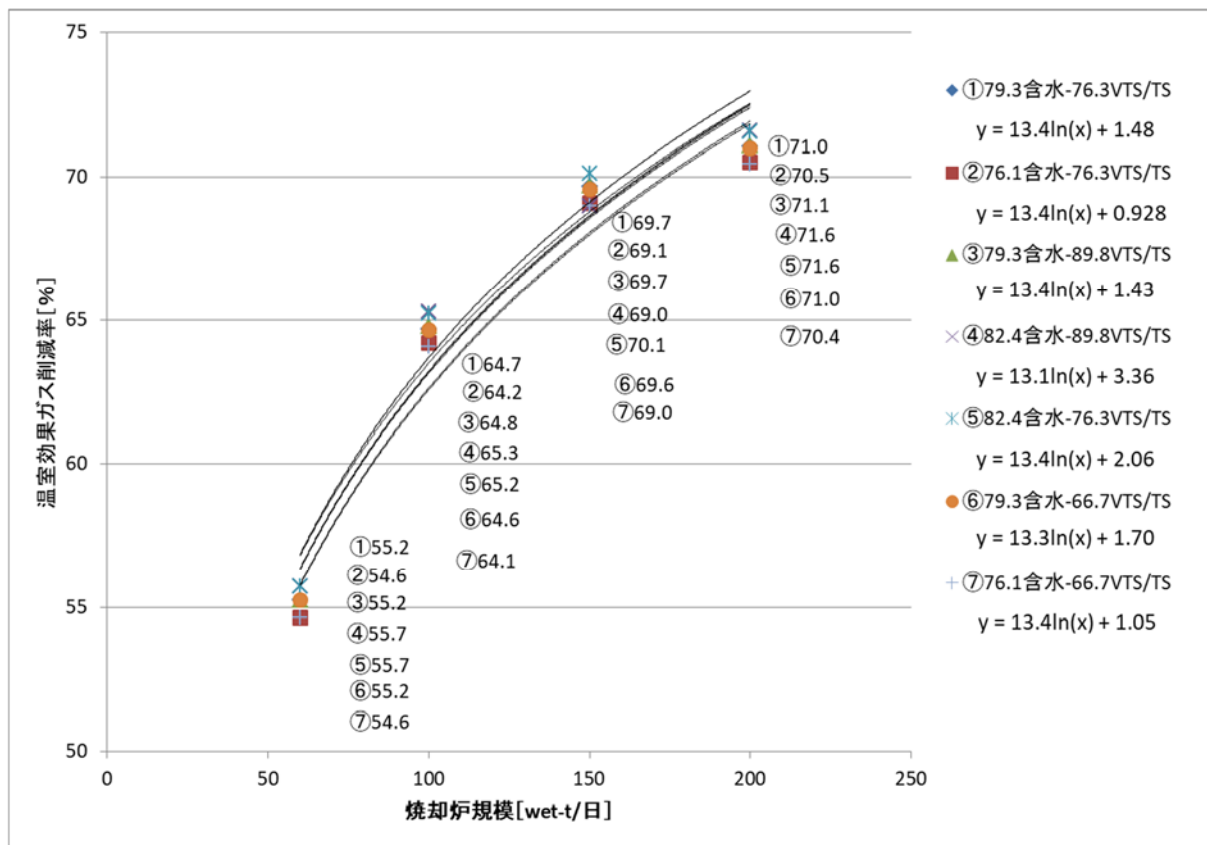


図 13-9 温室効果ガス削減効果概略確認図(消化汚泥)

※設定した汚泥性状範囲より処理規模ごとに温室効果ガス排出量を試算した。

§ 14 基礎調査

対象施設の関連下水道計画の確認を行い、当該汚泥処理場の計画年次にて想定される情報を収集・整理した上で、本技術導入に関する現状の課題を抽出する。以上を踏まえ、下記の手順に従い導入シナリオの設定を行う。

- (1) 関連計画の整理
- (2) 対象施設の実態調査
- (3) 課題の整理
- (4) 導入シナリオの設定

【解説】

本技術の導入効果の検討に先立ち、下水道施設について関連計画ならびに計画年次にて想定される状況などを把握する。また、技術の導入効果の検討に必要な既存施設の運転データを収集・整理し、運転状況を把握した上で、本技術導入に関する課題を抽出・整理を行う。整理を行った結果を踏まえ、適切な導入シナリオの設定を行う。

(1) 関連計画の整理

対象とする汚泥処理場に係る下水道計画などについて把握する。ここでは、当該汚泥処理場に係る上位計画、各種基本計画およびその他の関連計画について確認する。

- ・上位計画：都道府県構想、流域別下水道整備総合計画、下水道における地球温暖化対策マニュアル⁴⁾、下水道事業におけるエネルギー効率に優れた技術の導入について(国水下水事第 38 号⁸⁾、など
- ・基本計画：基本構想、全体計画、事業計画、流域別下水道整備総合計画、など
- ・その他関連計画：ストックマネジメント計画、耐震計画、バイオマス利活用関連の計画、流域水害対策計画、環境基本計画、水循環基本計画、環境規制値、法令上の規制など

(2) 対象施設の実態調査

当該汚泥処理場の実態を把握するための項目、手段、目的について表 14-1 に示す。

なお、管理日報等(維持管理年報、運転管理日報、月報等)については、導入検討については年平均のデータが必要で、可能であれば 4 回/年(四季データ)の調査が必要である。

表 14-1 実態調査項目

調査項目	手段	目的	備考
汚泥処理場の基本諸元・条件※ ¹ 既存施設・設備の設置ならびに 整備状況 既存監視システムの設置状況 汚泥処理場の将来計画	計画資料等	導入シナリオの検討	既存設備の老朽度確認 新設、更新、増設計画の把握 技術導入時の配置検討
		設備規模の算定	汚泥処理量の設定
脱水汚泥の種類※ ² 、 量および性状	管理日報等	高効率発電技術の導入検討	汚泥処理量および汚泥性状の 設定
		局所攪拌空気吹込み技術の 導入検討	汚泥処理量および汚泥性状の 設定
既存ユーティリティの種類および 利用可能量	管理日報等	高効率発電技術の導入検討	給水・排水・燃料条件の計画
下水処理水の処理方式および供給 量、供給圧力、水質、温度	管理日報等	高効率発電技術の導入検討	復水設備用の下水処理水条件の 計画
汚泥処理施設の運転管理状況	管理日報等	既存設備の性能把握	汚泥処理量の設定 導入効果の検討
汚泥処理設備からの N ₂ O、NO _x 排 出状況	管理日報等	局所攪拌空気吹込み技術の 導入検討	導入効果の検討
汚泥焼却炉の最小流動化空気量	計画資料等	局所攪拌空気吹込み技術の 導入検討	局所攪拌吹込み空気量の設定
その他燃料など※ ³ の受入元、種 類、量および性状	計画資料 管理日報等	高効率発電技術の導入検討	基本計算に利用※ ⁴ 導入効果の検討
大気汚染防止法、各自治体の 公害防止条例等	届出書類 自治体資料等	高効率発電技術の導入検討	適用法令の確認
		局所攪拌空気吹込み技術の 導入検討	適用法令の確認
環境アセスメント、近隣地域との 各種協定等	自治体資料等	高効率発電技術の導入検討	適用法令の確認
		局所攪拌空気吹込み技術の 導入検討	適用法令の確認

※¹ 処理規模・周辺環境など※² 混合生汚泥、消化汚泥※³ 消化ガス、し渣・沈砂、乾燥汚泥、木質バイオマスなど※⁴ 物質・熱収支

(3) 課題の整理

上記(1)、(2)の情報を収集・整理した上で、当該汚泥処理場における本システム技術導入の課題を整理する。§ 8 に記載の適用条件が満足できない場合の課題を抽出し、本技術を導入する意義・目的を明確にした上で、§ 15 **導入効果の検討**に移る。適用条件を満足している場合のその他の課題については別途検討を行う。

(4) 導入シナリオの設定

以上の(1)～(3)の内容を考慮し、本技術の設備規模、システムフロー、計画年次などを設定する。

なお、本技術での焼却発電設備に設置する廃熱ボイラは、従来の乾燥機付き焼却設備において使用していたボイラと異なり、高温蒸気を発生させるため、過熱器を具備し、蒸気圧力 1.5～2.5MPa、飽和蒸気温度を超える蒸気温度 300℃以上の高温の蒸気を発生させる設備であることに留意する。また、主に発電に用いるボイラとなるため、従来の乾燥用ボイラと異なり、電気事業法での届け出、主任技術者の選任が必要となることに留意する。主任技術者の選任要件については、資料編 4.**発電設備設置時の法令に基づく届け出等** 2)ボイラタービン主任技術者の選任を参照のこと。

蒸気タービンについても、経済性に留意して高い効率を発揮できる運転条件を設定する必要があるため、過剰能力設備となり、効率の低い運転とさせないためにも、設備の最大能力の設定については十分なデータの検討を行う必要がある。

§ 15 導入効果の検討

導入効果の検討では、§ 14 で調査した内容を踏まえて適切な評価シナリオを選択し、簡易算定式により、本システムの以下の項目について試算し、現状システムおよび他システムとの比較をする。また追加設置を行う場合は、残存耐用年数についても考慮に入れて算定検討する。

- (1) コスト(建設費、維持管理費、費用回収年、総費用)
- (2) エネルギー削減効果
- (3) 温室効果ガス削減効果

【解説】

本システムの導入を検討する際には、建設コスト、維持管理コスト、エネルギー消費量、温室効果ガス排出量を算出し、現状や他システムの導入を行った場合等と比較することで導入効果を検討する。なお、本ガイドラインで提示する簡易算定式は、実証研究の成果等に基づき、特定の条件(第2章第2節における評価条件参照)を前提として設定したものである。他に詳細な建設費等の積算や、別途実証研究を行い維持管理費等の評価をした場合には、検討結果を踏まえ、導入下水処理場の実態に合わせた条件設定および試算を行う。

導入効果の検討手順を図 15-1 に示した。なお、効果試算に用いる本システムの簡易算定式は第 2 章第 2 節における評価条件を前提としており、例えば、稼働率が異なる場合には、同じ検討規模であっても年間の処理汚泥量に差異が生じるため、薬剤消費量等の処理汚泥量に比例する項目については処理量比例で補正することが必要になる。また、発電設備における発電量は稼働率・負荷率の影響を大きく受けるため、定格処理量以下(単位時間負荷が定格負荷の 9 割以下程度)で運転することが多い場合や、頻繁に立ち上げ立ち下げをする場合には、簡易算定式の算出の前提としている稼働率・負荷率を踏まえて必要に応じて別途設定する必要がある。

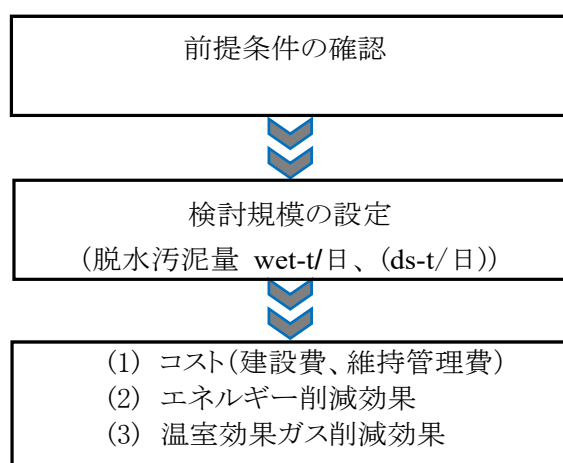


図15-1 導入効果の検討手順

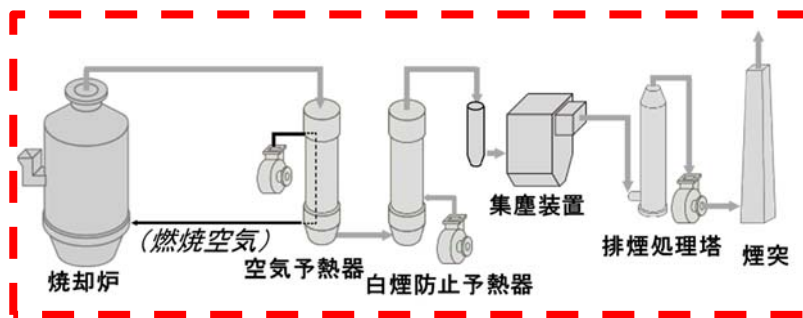
次に、検討規模(=設計の脱水污泥処理量)[wet-t/日(ds-t/日)]の設定をする。本ガイドラインで提示した簡易算定式における検討規模は、含水率 74%における脱水污泥量となっている。污泥の含水率が変化すると、污泥の熱量が変化し、補助燃料消費量、発電量等に影響を与えるため、留意の上検討を進めること。その他試算の詳細については、資料編 3.2 ケーススタディを参照されたい。

(1)コスト(建設費、維持管理費、費用回収年、総費用)の試算

コストの試算においては、各設備および各費目に設定された簡易算定式等を用いて積算を行う。簡易算定式の適用範囲は脱水污泥 60 wet-t/日から 200 wet-t/日の検討規模とする。また、導入シナリオによっては、建設後の運転年数により、その額は大きく変化するため、個別に費用を積算し、加算する必要がある。個別導入を検討する場合は下記項目のうち、導入する技術について費用を試算する。

従来技術と革新的技術の試算範囲は図 15-2、表 15-1 に示した範囲とする。

・従来技術



赤線枠
: 試算範囲

・革新的技術

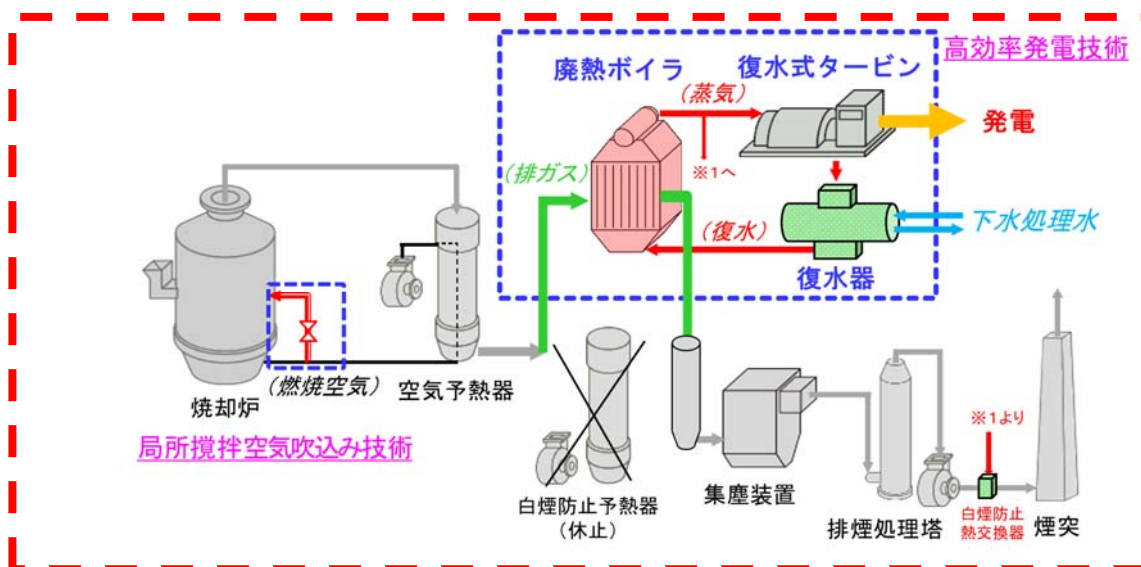


図 15-2 従来技術と革新的技術の試算範囲

表 15-1 試算範囲

設備名称	機器名称	従来技術	革新的技術
焼却設備	焼却炉本体	○	○
	空気予熱器・流動ブロワ	○	○
	白煙防止予熱器	○	—
	集塵装置・排煙処理塔	○	○
	煙突	○	○
発電設備	廃熱ボイラ	—	○
	蒸気タービン・発電機・復水器	—	○
	白煙防止熱交換器	—	○
局所攪拌空気吹込み設備	局所攪拌空気吹込み設備	—	○
電気設備	従来技術	○	○
	革新的技術	—	○
土木設備	従来技術	○	○
	革新的技術	—	○

1) 建設費

建設費は、表 15-2、3 に示した費用関数で総額を算出する。なお、表中の y_n は建設費[百万円]
 x は脱水汚泥ベースの設計の検討規模[wet-t/日](含水率 74%)である。表 15-2、3 の詳細については資料編 2.1 建設費算定式を参照のこと。発電設備のみ導入を検討する場合は、発電設備費、電気設備費、土木設備費を積算し、局所攪拌空気吹込み設備のみ導入を検討する場合は、局所攪拌空気吹込み設備費のみを積算する。土木設備費については発電設備設置にかかわる基礎工事を対象とし、くい打ち等の費用は試算対象外とする。

表 15-2 革新的技術導入時の建設費算定式(ボイラ 1 基:タービン 1 基)

項目		単位	算出式
発電設備	設備新設に合わせて新設の場合	百万円	$y=2.15x+326$
	発電設備のみ追加設置の場合		$y=2.42x+340$
電気設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.311x+53.3$
	発電設備のみ追加設置の場合		
土木設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.134x+6.58$
	発電設備のみ追加設置の場合		
局所攪拌 空気吹込 み設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.0142x+0.791$
	局所攪拌空気吹込み設備のみ 追加設置の場合		

※x:汚泥投入量(wet-t/日)、y:建設費(百万円)、焼却炉 1 基を対象とする。

表 15-3 革新的技術導入時の建設費算定式(ボイラ 2 基:タービン 1 基)

項目		単位	算出式
発電設備	設備新設に合わせて新設の場合	百万円	$y=4.08x+522$
	発電設備のみ追加設置の場合		$y=4.62x+548$
電気設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.622x+107$
	発電設備のみ追加設置の場合		
土木設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.268x+13.2$
	発電設備のみ追加設置の場合		
局所攪拌 空気吹込 み設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.0284x+1.58$
	局所攪拌空気吹込み設備のみ 追加設置の場合		

※x:汚泥投入量(wet-t/日)、y:建設費(百万円)、焼却炉 2 基を対象とする。

表 15-4 建設コストの費用関数(既設焼却炉設備)

機械建設費	$y=1.888 x^{0.597}$
電気建設費	$y=0.726 x^{0.539}$
土木建築建設費 (建屋:電気、ブロー室程度)	$y=2.42 x^{0.0094}$

※x:汚泥投入量(wet-t/日)、y:建設費(億円)

「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」⁶⁾より

各建設費の年価換算については、「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」⁶⁾より、利子率 2.3%とし、表 15-5 に示す各設備の耐用年数を考慮して、次式を用いて行った。

$$\text{建設費年価} = \text{建設費} \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad i: \text{利子率} \quad n: \text{耐用年数}$$

表 15-5 各設備の耐用年数

項目	標準耐用年数 (年)	備考
発電設備	15	「下水道施設の改築について」(平成 25 年 5 月 16 日国 水事第 7 号下水道事業課長通知)より
局所攪拌空気吹込み設備	15	同上
電気設備	15	同上
土木設備	45	同上

2) 維持管理費

①ユーティリティ消費量

維持管理費は、表 15-6 に示した消費量の簡易算定式で各々の年間消費量を算出し、設定した単価をかけて算出する。ボイラ給水に添加する薬品費用については、添加量がごく微量であるため、適正添加量におけるボイラ給水 1m³ 当たりの薬品単価を用いて試算を行うものとする。

表 15-6 ユーティリティ消費量簡易算定式(発電設備)

対象設備	項目	簡易算定式	単価(参考)
焼却炉	電力	$y = 1.12x_1 + 266$	15 円/kWh
焼却発電設備	電力	$y = 0.119x + 65.1$	15 円/kWh
	薬品※	$y = 0.015x + 0.073$	20 円/m ³
	上水	$y = 0.028x + 1.35$	200 円/m ³

y: 消費量 x: 検討規模[wet-t/日] (含水率 74%)

※ 薬品については微量のため、添加後の給水量あたりで評価する

※ 燃料費については従来技術(汚泥焼却設備)の維持管理費に含むものとし、本表では省略する。

なお、各種ユーティリティ単価は、調達単価を調査して、適切な値を設定することが望ましい。特に、電力費や燃料費等で過去の単価変動が大きいものに関しては、実績をベースにしつつも、残存耐用年数(10～15 年以上)を考慮して余裕を持った設定とすることが望ましい。また、上水の水質により上水コストや薬品コストが大幅に変化することに留意する。

また、既設焼却炉部分の維持管理費については、建設費と同じく「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」⁶⁾より下記式を用いて算出する。

・流動焼却設備維持管理費（電力、燃料、薬品費、補修費、人件費）

$$y=0.287x^{0.673}$$

なお、 y は維持管理費（百万円/年）、 x は年間処理脱水汚泥量（wet-t/年）を示す。

②点検・整備費

発電設備の点検補修費については汚泥投入量 150wet-t/日の設備において、発電設備の主要機器である蒸気タービンおよび廃熱ボイラ設備の 15 年間分の保守点検費用の合計を年平均し、18 百万円/年の点検補修費がかかるとする。なお、発電設備の保守点検費は設備規模が変化しても大きく変わらないと考えられるため、発電設備の設置台数が変化しない場合は施設規模によらず、同価格として計上するものとする。

既設焼却炉部分の点検・整備費については前項で計算した維持管理費に含むものとする。

③ 導入効果

発電設備の設置による発電電力については、実証試験の結果から作成した表 15-7 の式より算出する。また、発電電力量については発電出力に運転時間をかけて算出する。なお、投入熱量については、脱水汚泥の低位発熱量×1 時間当たりの汚泥処理量+補助燃料消費量×補助燃料発熱量によって算出する。

表 15-7 発電電力算定式

項目	単位	算出式	算出根拠
発電電力（上記以外）	kW	$y=33.1x-102$	収支計算・容量計算

※ x :投入熱量(GJ/h) y :発電電力

さらに、発電設備の設置により休止する設備については、表 15-8 の通り、動力及び点検整備費、交換に関する費用が不要になるものとしてその他導入効果として負の値で積算を行った。

表 15-8 白煙防止予熱器及び白煙防止ブロワ停止に伴う導入効果

項目	対象機器	単位	算出式	算出根拠
点検整備費用	白煙防止予熱器 白煙防止ブロワ	百万円/年	$y=0.131x^{0.7}$	容量計算
更新費用	白煙防止予熱器	百万円/年	$y=0.998x^{0.7}$	容量計算
削減電力	白煙防止ブロワ	kW	$y=0.213x+10.5$	容量計算

※ x :汚泥投入量(wet-t/日) y :費用または、削減電力

3) 費用回収年の算定

本実証設備の設置に必要となるコストを想定される導入効果から実証設備を設置することで増加する維持管理費を除いたもので除算し、経費回収に必要な期間を算出することで、導入可能性の評価を行う。既存焼却炉への後付設置を検討する場合には、既存焼却炉の残存運転年数と費用回収年を比較し、導入効果の検討を行う。試算においては下記式を用いる。

$$\text{費用回収年} = \frac{\text{建設費(百万円)}}{\text{導入効果(百万円)} - \text{維持管理費(百万円)}}$$

④ 建設費

発電設備及び局所攪拌空気吹込み設備設置で増額となる設備費

⑤ 維持管理費

発電設備及び局所攪拌空気吹込み設備設置で増額となる維持費

⑥ 導入効果

発電設備を付加することによる電力削減効果等

4) 総費用(年価換算値)の算定

建設費、維持管理費及び導入効果の合算から本技術の総費用(年価換算値)を算定し、従来技術の総費用(年価換算値)と比較することによって、本技術の導入による総費用(年価換算値)の縮減効果を検討する。総費用(年価換算値)の縮減効果は下記式より算出する。なお、革新的技術の建設費及び維持管理費は、従来設備の建設費及び維持管理費に革新的技術において付加した設備の建設費及び維持管理費を加えたものとする。

$$\text{総費用(年価換算値)縮減効果} = \left(1 - \frac{\text{総費用(年価換算値)(革新的技術)}}{\text{総費用(年価換算値)(従来技術)}} \right) \times 100$$

(2) エネルギー削減効果

エネルギー削減効果については、本実証設備を付加しない場合のエネルギー消費量に対して、本実証設備を付加した場合の正味のエネルギー消費量の削減率により評価を行う。

エネルギー消費量の算出にあたっては、ユーティリティの使用に係るものを対象とし、薬品及び上水に係るものは除外した。各原単位については表 15-9 に記載する。

なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル」⁴⁾より、補助燃料として使用した消化ガス由来のエネルギーについてはエネルギー消費量に含まないものとして計算を行う。

エネルギー創出量は、物質収支・熱収支計算結果ならびに蒸気タービン発電機の性能目安から求められる発電電力量とし、負の消費量として計上した。なお、エネルギー創出量とエネルギー消費量を足した値を、正味のエネルギー消費量とする。

また、エネルギー削減効果の計算には、電力基準で算出したエネルギー消費量を用いる。個別導入を検討する場合、局所攪拌空気吹込み設備についてはエネルギー削減に影響しないため、発電技術を個別に導入する場合のみ試算を行う。

$$\text{エネルギー削減効果} = \left(1 - \frac{\text{エネルギー消費量(革新的技術)} + \text{発電によるエネルギー創出量}}{\text{エネルギー消費量(従来技術)}} \right) \times 100$$

表 15-9 試算に用いる定数一覧

項目	単位	定数
都市ガス発熱量	MJ/Nm ³	44.8 ^{※1}
消化ガス発熱量	MJ/Nm ³	22.3 ^{※2}
灯油発熱量	MJ/L	36.7 ^{※1}
A 重油発熱量	MJ/L	39.1 ^{※1}
エネルギー/電力換算係数	kWh/MJ	0.2778 ^{※1}

※1「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」⁷⁾

※2「バイオマスの利活用に関する政策評価書」⁹⁾

(3) 温室効果ガス削減効果

温室効果ガス削減効果の算出にあたっては、下記項目について算出する。なお、地球温暖化対策推進法においては 7 種類の温室効果ガスが規定されているが、下水道温暖化対策推進計画において対象とされている CO₂、CH₄、N₂O を検討対象とし、燃焼排ガスより排出される CH₄ については、炉内で完全燃焼されるものとして本試算においては含まないものとする。温室効果ガス排出量の算出にあたっては、ユーティリティの使用、燃焼の結果生成される N₂O に係るものを対象とし、薬品、上水に係るものは除外する。個別導入を検討する場合、発電設備導入に伴う発電による温室効果ガス削減効果と局所攪拌空気吹込み設備導入に伴う N₂O 削減に伴う温室効果ガス削減効果をそれぞれ試算し個別に評価を行う。温室効果ガス排出量原単位については、実績値がある場合はそちらを用いてもよい。

温室効果ガス削減効果は下記の式に従い算出する。

$$\text{温室効果ガス削減効果} = \left(1 - \frac{\text{温室効果ガス排出量(革新的技術)}}{\text{温室効果ガス排出量(従来技術)}} \right) \times 100$$

1) 二酸化炭素(CO₂)

本システム技術に用いるユーティリティの定常運転中に排出されるものを対象とする。ユーティリティ使用量は実証結果に基づき算出した簡易算定式より算出する。補助燃料消費量については、熱収支計算より算出する。各原単位については「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」より表 15-10 に記載した。また、発電によって得られた電力については相当量の CO₂ 排出量を温室効果ガス排出量から除くものとする。

なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル」⁴⁾より、消化ガス由来の二酸化炭素については温室効果ガスに含まないものとして計算を行う。

2) 一酸化二窒素(N_2O)

焼却炉の運転時に燃焼排ガスより排出される N_2O については、実証研究にて実測した結果（資料編 1.2.2 局所攪拌空気吹込み設備運転結果参照）を踏まえ算出した排出係数（ $0.000232\text{t-N}_2\text{O/wet-t}$ ）を用いて算出し、温室効果ガス換算係数の 298 を乗じて CO_2 排出量として算出する。なお、従来技術については、「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」⁷⁾より、高温焼却（ 850°C ）対応焼却炉の排出係数を用いて試算するものとする。

表 15-10 温室効果ガス排出量原単位

項目	単位	係数
N_2O 排出係数 (従来技術)	$\text{t-N}_2\text{O/wet-t}$	$0.000645^{※2}$
N_2O 排出係数 (革新的技術)	$\text{t-N}_2\text{O/wet-t}$	$0.000232^{※1}$
都市ガス	$\text{t-CO}_2/\text{千 Nm}^3$	$2.23^{※2}$
消化ガス	$\text{t-CO}_2/\text{千 Nm}^3$	$1.33^{※2}$
灯油	$\text{t-CO}_2/\text{kL}$	$2.49^{※2}$
A 重油	$\text{t-CO}_2/\text{kL}$	$2.71^{※2}$
電力	$\text{t-CO}_2/\text{千 kWh}$	$0.555^{※2}$

※1 実証フィールドにおける実証試験結果

※2「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」⁷⁾より

3) 窒素酸化物(NO_x)

NO_x の削減効果については検討対象の焼却設備の排ガス中の NO_x 濃度を確認し、既存設備の NO_x 濃度を踏まえた削減率（実証フィールドの場合 50%）を設定して期待される排出量及び濃度を確認する。

以上、(1)～(3)における試算の際に必要な諸元値と、計算式をまとめた試算シート例を図 15-3 に示す。

第 1 節 導入検討手法

諸元値一覧

設備規模(wet-t/日)	150
投入汚泥量(wet-t/日)	150
年間処理脱水汚泥量(wet-t/年)	49,500
含水率	0.74
低位発熱量(kJ/kg-DS)	17,586
高発熱量(kJ/kg-H ₂ O)	2,500

□：手入力またはプルダウンで選択

稼働日数(日/年)	330
電力単価(円/kWh)	15
薬品単価(円/m ³)	20
上水単価(円/m ³)	200
補助燃料種類	都市ガス
補助燃料使用量(Nm ³ /h)	0

※補助燃料種類及び使用量は後付処理場の実績値とする。
※消化ガス(バイオマス系燃料)は試算対象外である。

→

エネルギー換算係数(自動入力)	44.8	MJ/Nm ³
温室効果ガス排出量原単位(自動入力)	2.23	kg-CO ₂ /m ³

総費用（年価換算値）

技術区分	設備名称	項目	単位	費用関数	費用（百万円）	備考	
従来技術	焼却設備	土木建築建築費 (建屋：電気、ブローア室程度)	百万円	$Y=2.42Xd^{1.0094} \times 100$	254	①、Xd：設備規模(wet-t/日)	
		機械建設費	百万円	$Y=1.89Xd^{0.997} \times 100$	3,759	②	
		電気建設費	百万円	$Y=0.726Xd^{0.997} \times 100$	1,081	③	
		建設費合計	百万円	—	5,094	④：①+②+③	
		建設費年価	百万円/年	$Y=工種別建設費 \times \{(1+0^*)/(1+0^*-1)\}$	394	⑤、I：利率率、n：耐用年数 ※工種別に年価を算出し、合計する。	
革新的技術	発電、局所排煙設備	維持管理費 (電力、燃料、薬品費、補修費、人件費)	百万円/年	$Y=0.287Xg^{0.873}$	414	⑥、Xy：年間処理脱水汚泥量(wet-t/年)	
		総費用(年価換算値)	百万円/年	—	809	a：⑤+⑥	
		土木設備	百万円	$Y=0.134X+6.58$	26.7	⑦、X：汚泥投入量(wet-t/日)	
		発電設備	百万円	$Y=2.42X+340$	703	⑧、X：汚泥投入量(wet-t/日)	
		局所排煙空気吹込み設備	百万円	$Y=0.0142X+0.791$	2.9	⑨、X：汚泥投入量(wet-t/日)	
		電気設備	百万円	$Y=0.311X+53.3$	100	⑩、X：汚泥投入量(wet-t/日)	
		建設費合計	百万円	—	833	⑪：⑦+⑧+⑨+⑩	
		建設費年価	百万円/年	$Y=工種別建設費 \times \{(1+0^*)/(1+0^*-1)\}$	65.1	⑫、I：利率率、n：耐用年数 ※工種別に年価を算出し、合計する。	
		維持管理費(消費電力)	消費電力量 (kWh)	$Y=0.119X+65.1$	82.9	X：設備規模(wet-t/日)	
			百万円/年	$Y=消費電力量(kWh) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 単価(円/kWh) \times 10^{-4}$	9.8	⑬	
		投入熱量 (GJ/h)	投入熱量 (GJ/h)	$Y=(汚泥投入量(wet-t/日) \times 10^3 \times 1/24(h/日) \times (1-含水率) \times 低位発熱量(kJ/kg-DS) - 高発熱量(kJ/kg-H_2O) \times (wet-t/日) \times 10^3 \times 1/24(h/日) \times 含水率) \times 10^{-4} + (補助燃料使用量(Nm^3/h) \times 補助燃料エネルギー換算係数(MJ/Nm^3) \times 10^{-4})$	17.0	⑭への投入熱量のため、 汚泥発熱量+補助燃料発熱量で算出	
		発電管理費(発電電力)	発電電力 (kW)	$Y=33.1 \times 投入熱量(GJ/h) - 102$	461		
		発電電力量 (千kWh)	発電電力量 (千kWh)	$Y=発電電力(kW) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 10^{-3}$	3,655	※発電電力量 (A)	
			百万円/年	$Y=発電電力量(千kWh) \times 単価(円/kWh) \times 10^{-3}$	-54.8	⑯	
		薬品使用量 (m ³ /h)	薬品使用量 (m ³ /h)	$Y=0.015X+0.073$	2.3	X：設備規模(wet-t/日)	
		維持管理費(薬品費)	百万円/年	$Y=薬品使用量(m^3/h) \times 単価(円/m^3) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 10^{-4}$	0.4	⑰	
		上水使用量 (m ³ /日)	上水使用量 (m ³ /日)	$Y=0.028X+1.35$	5.6	X：設備規模(wet-t/日)	
		維持管理費(上水費)	百万円/年	$Y=上水使用量(m^3/日) \times 単価(円/m^3) \times 稼働日数(日/年) \times 10^{-4}$	0.4	⑱	
		維持管理費(点検・補修費)	百万円/年	固定値	18.0	㉑	
		維持管理費合計	百万円/年	—	-26.2	⑳：⑱+㉑+㉒+㉓+㉔	
		その他導入効果(自防設備停止 (点検整備費用))	百万円/年	$Y=0.131X^{0.7}$	-4.4	㉕、X：汚泥投入量(wet-t/日)	
		その他導入効果(自防設備停止 (更新費用))	百万円/年	$Y=0.998X^{0.7}$	-33.3	㉖、X：汚泥投入量(wet-t/日)	
		消費電力量 (kWh)	消費電力量 (kWh)	$Y=(0.213X+10.5) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日)$	336,259	X：汚泥投入量(wet-t/日)	
		その他導入効果(自防設備停止 (消費電力))	百万円/年	$Y=消費電力量(kWh) \times 単価(円/kWh) \times 10^{-4}$	-5.0	㉗	
		その他導入効果合計		百万円/年	—	-42.7	㉘：㉕+㉖+㉗
		革新的技術建設費年価(焼却設備(従来技術)含む)		百万円/年	—	459	㉙：⑤+㉚
		革新的技術維持管理費(焼却設備(従来技術)含む)		百万円/年	—	345	㉚：⑥+㉛+㉜
		総費用(年価換算値)(焼却設備(従来技術)含む)		百万円/年	—	805	b：㉙+㉚
総費用（年価換算値）削減効果				%	—	0.5%	(1-b/a) × 100

利率率(%)	2.3
--------	-----

対象年数(年)	
土木建築施設	45
機械設備	15
電気設備	15

利率率(%)	2.3
--------	-----

対象年数(年)	
土木設備	45
発電設備	15
局所選択空気 吹込み設備	15
電気設備	15

稼働日数(日/年)	330
-----------	-----

単価(円/kWh)	15
-----------	----

稼働日数(日/年)	330
-----------	-----

単価(円/m ³)	20
-----------------------	----

稼働日数(日/年)	330
-----------	-----

単価(円/m ³)	200
-----------------------	-----

稼働日数(日/年)	330
-----------	-----

単価(円/kWh)	15
-----------	----

費用回収年

項目	単位	費用	a：①	備考
建設費	発電、局所選択設備	百万円	833	a：①
維持管理費	革新的技術の維持管理費	百万円/年	18.7	b：⑱+㉑+㉒
導入効果	電力費削減、その他効果	百万円/年	-87.7	c：㉓+㉔+㉕+㉖+㉗
費用回収年		年	12.1	-a/(c+b)

エネルギー削減効果

項目	単位	費用関数	電力	備考
焼却設備	消費電力量	$Y=(1.12X+266) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 10^{-3}$	3,437	①、X：汚泥投入量(wet-t/日)
	補助燃料使用によるエネルギー消費量	$Y=補助燃料使用量(Nm^3/h \text{ or } L/h) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 補助燃料エネルギー原単位(MJ/Nm^3 \text{ or } MJ/L) \times 10^{-3} \times 換算係数(kWh/MJ)$	0	②
	合計	—	3,437	③：①+② 高消費電力量 (B)
発電、局所選択設備 (焼却設備含む)	消費電力量(焼却設備含む)	$Y=(1.12X+266) + (0.119X+65.1) - (0.213X+10.5)$	474	X：汚泥投入量(wet-t/日)
		$Y=消費電力量(kW) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 10^{-3}$	3,758	④
	補助燃料使用によるエネルギー消費量	$Y=補助燃料使用量(Nm^3/h \text{ or } L/h) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 補助燃料エネルギー原単位(MJ/Nm^3 \text{ or } MJ/L) \times 10^{-3} \times 換算係数(kWh/MJ)$	0	⑤
発電設備	合計	—	3,758	⑥：④+⑤ 高消費電力量 (C)
	エネルギー削減量	$Y=発電電力(kW) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 10^{-3}$	3,655	⑦
エネルギー削減効果		%	—	⑧：(1-⑥-⑦)/③ × 100

稼働日数(日/年)	330
-----------	-----

換算係数 (kWh/MJ)	0.2778
------------------	--------

稼働日数(日/年)	330
-----------	-----

換算係数 (kWh/MJ)	0.2778
------------------	--------

稼働日数(日/年)	330
-----------	-----

温室効果ガス削減効果

項目	単位	費用関数	GHG排出量	備考
焼却設備	消費電力由来GHG排出量	$Y=消費電力量(B) \times (千kWh/年) \times 0.555(t-CO_2/千kWh)$	1,908	①
	補助燃料由来GHG排出量	$Y=補助燃料使用量(Nm^3/h \text{ or } L/h) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 温室効果ガス排出量原単位(kg-CO_2/Nm^3 \text{ or } kg-CO_2/L) \times 10^{-2}$	0	②
	N ₂ O排出量 (t-N ₂ O/年)	$Y=0.000645(t-N_2O/wet-OX) \times 稼働日数(日/年)$	31.9	X：汚泥投入量(wet-t/日)
	t-CO ₂ /年	$Y=N_2O排出量(t-N_2O/年) \times 288(t-CO_2/t-N_2O)$	9,514	③
	合計	—	11,422	④：①+②+③
発電、局所選択設備 (焼却設備含む)	消費電力由来GHG排出量(焼却設備含む)	$Y=消費電力量(C) \times (千kWh/年) \times 0.555(t-CO_2/千kWh)$	2,085	⑤
	補助燃料由来GHG排出量	$Y=補助燃料使用量(Nm^3/h \text{ or } L/h) \times 稼働日数(日/年) \times 24(h/日) \times 温室効果ガス排出量原単位(kg-CO_2/Nm^3 \text{ or } kg-CO_2/L) \times 10^{-2}$	0	⑥
	N ₂ O由来GHG排出量(焼却設備含む)	$Y=0.000232(t-N_2O/wet-OX) \times 稼働日数(日/年)$	11.5	X：汚泥投入量(wet-t/日)
	t-CO ₂ /年	—	3,422	⑦
	発電によるGHG排出削減量	$Y=発電電力量(A) \times (千kWh/年) \times 0.555(t-CO_2/千kWh)$	-2,029	⑧
合計		—	3,479	⑨：⑤+⑥+⑦+⑧
温室効果ガス削減効果		%	—	⑩：(1-⑨/④) × 100

稼働日数(日/年)	330
-----------	-----

稼働日数(日/年)	330
-----------	-----

図 15-3 試算シート(例)

§ 16 導入判断

本システムの導入可否は、算定した定量的な導入効果から総合的に判断する。また、検討条件によって導入効果が小さい、または得られない場合には、その原因を分析し再度ケースを設定しなおして検討を行うことが望ましい。

【解説】

本システム導入時のコスト、エネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果等を算出後、従来技術との比較を行い、定量的な検討結果から総合的に判断して導入効果が見込まれる場合には、本技術の導入に係る意思決定を行い、本システムの計画・設計に移る。判断に際しては、コストや温室効果ガス排出量等の全ての判断基準で優位であることが望ましいが、導入する自治体や下水処理場の特有の優先順位を設定し総合的に判断することも可能である。

また導入効果が小さいまたは見込まれない場合には、原因分析を実施しその要因を明らかにする。本システムの導入効果を小さくする要因としては、脱水汚泥性状、施設規模、稼働率および負荷率があげられる。こうした要因について、技術的に解決でき、かつコスト優位性が得られるなど、総合的判断ができる場合には、再度条件設定をし直して検討を行うことが望ましい。例えば、高効率発電設備を既設設備に前倒しで導入することで、エネルギーおよび温室効果ガス削減効果を得られる期間が長くなり、導入効果を増加させることが可能である。導入効果が見込まれない場合には導入検討を中止する。導入判断のフローを図 16-1 に示す。

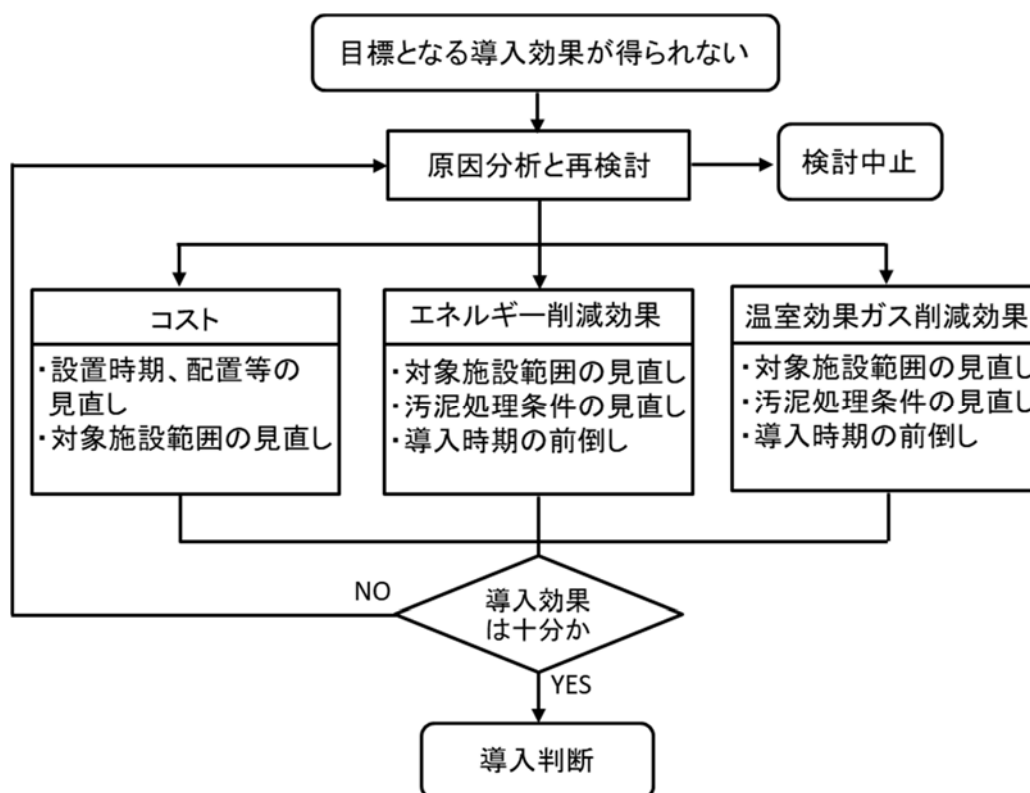


図 16-1 導入判断フロー

第 2 節 本技術の導入効果の検討例

§ 17 検討条件

本技術の導入効果の検討に際し下記条件を検討条件とする。

- (1) 既存焼却炉に一括追加設置する場合
 - 1) 100wet-t/日規模、混合生汚泥焼却 ケース(A)
 - 2) 150wet-t/日規模、消化汚泥焼却 ケース(B)
- (2) 新設もしくは更新時に一括新設する場合
 - 1) 100wet-t/日規模、混合生汚泥焼却 ケース(C)
 - 2) 150wet-t/日規模、消化汚泥焼却 ケース(D)

【解 説】

ここでは既存焼却炉に一括追加設置する場合(シナリオ1)と炉の新設及び更新時に一括新設する場合(シナリオ2)の 2 パターンの導入事例に対し、それぞれ 100wet-t/日程度の混合生汚泥を処理する場合と、150wet-t/日程度の消化汚泥を処理する場合について具体例として検討する。

(1) 設定条件

① 検討対象技術

本実証技術は、下水汚泥焼却炉に追加して発電、温室効果ガス削減を行う設備であるため、検討対象とする従来技術は高温熱回収方式の流動焼却炉とした。それぞれの技術の概略フローを図 17-1、図 17-2、図 17-3 に示す。なお、検討対象範囲は定量フィーダから煙突までの焼却設備を範囲とする。

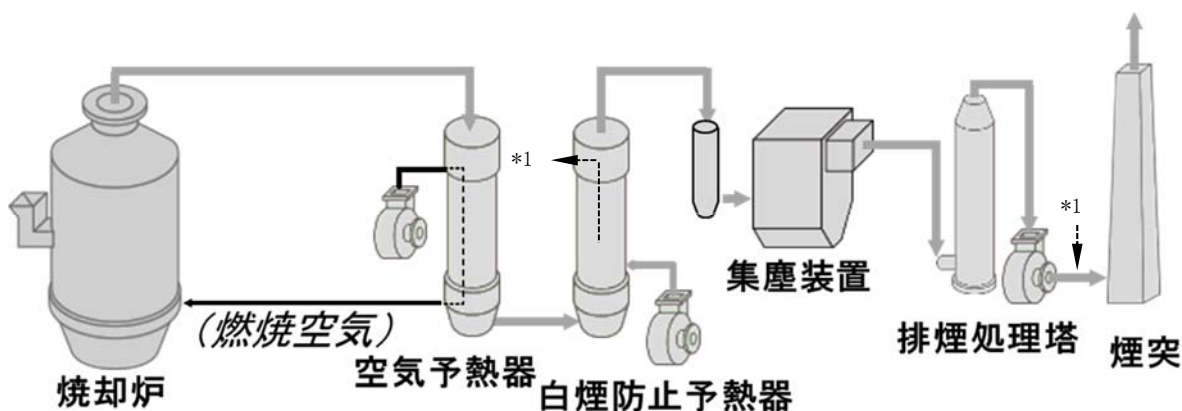


図 17-1 検討技術の概略フロー（従来技術）

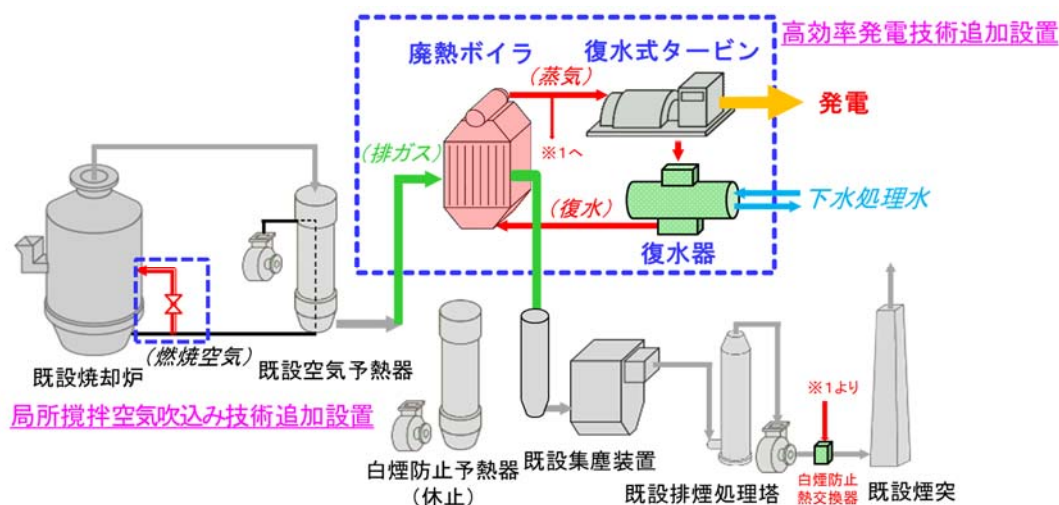


図 17-2 検討技術の概略フロー(革新的技術:既設炉への一括追加設置の場合)

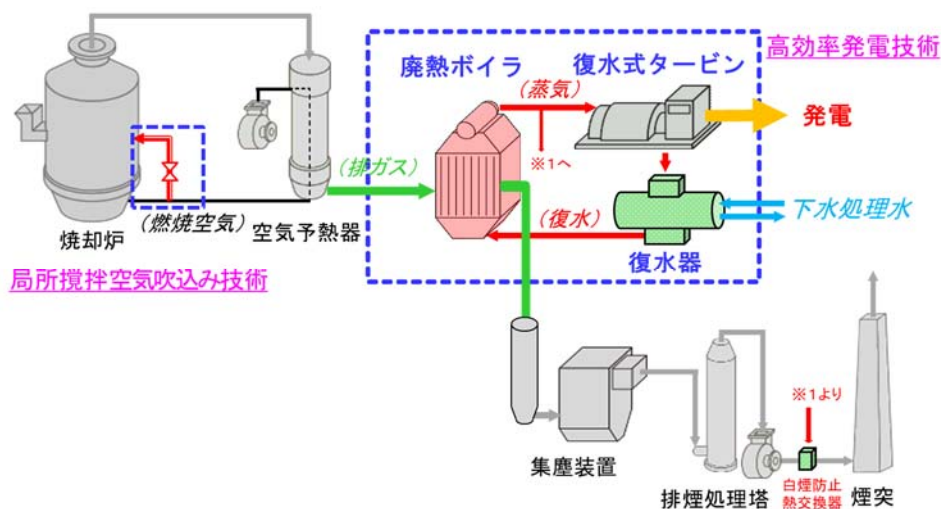


図 17-3 検討技術の概略フロー(革新的技術:新設炉への一括新設の場合)

② 汚泥条件の設定

嫌気性消化を導入していない混合生汚泥を焼却処理する場合と、嫌気性消化を導入している消化汚泥を焼却処理する場合のそれぞれについて、既存焼却炉に一括追加設置する場合と、新設時に一括新設する場合の 2 条件に対して、革新的技術の導入を想定した検討を行うことにより、実証技術の設置及び運転に係るコスト構造の把握及びコスト縮減方策の検討を行った。

検討対象とした仮想汚泥焼却設備の設定条件を表 17-1 に示す。また焼却設備に供給される仮想の脱水汚泥性状を表 17-2 に示す。なお、汚泥性状については、実証フィールドにおける汚泥分析結果の平均値及び国土交通省 国土技術政策総合研究所実施のアンケート結果(全国自治体を対象とした調査の平均値)をもとに定めた。

表 17-1 仮想汚泥焼却設備の設定条件

項目	単位	混合生汚泥	消化汚泥
含水率	%	74.0	80.0
汚泥処理量	wet-t/日	100	150
焼却設備運転時間	時間	24	24
稼働率(運転日数)	日/年	330	330

表 17-2 仮想脱水汚泥性状

項目	単位	混合生汚泥	消化汚泥
脱水汚泥含水率	%	74.0	80.0
固形物中可燃分比率	%	86.4	73.6
固形物中灰分率	%	15.6	26.4
発熱量(高位)	kJ/kg- DS	19,890	17,238
発熱量(低位)	kJ/kg- DS	17,586	15,872
可燃分 元素 組成	炭素(C)	%	51.7
	水素(H)	%	7.5
	窒素(N)	%	5.3
	酸素(O)	%	34.9
	硫黄(S)	%	0.6
			1.4

③ 稼働率の設定

稼働率は焼却設備の定期整備期間(約 1.0 ヶ月)以外の 330 日間・24 時間連続運転を行うものとして設定した

④ 設置の方法について

既存焼却炉に追加設置する場合については、廃熱ボイラを既設の白煙防止予熱器と並列に設置するため、白煙防止予熱器を休止して設置するものとし、新設時に設置する場合については白煙防止予熱器を設置しないものとした。

(2) 検討方法

表 17-3 に検討条件を示す。各条件について建設費、ユーティリティ消費量等を算出し、費用回収年、総費用(年価換算値)、エネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果を試算する。なお、試算については § 10 評価項目に記載した方法を用いて行った。

新設時の設置となるケース(C)、ケース(D)については、白煙防止予熱器及び白煙防止ブロワ等の

補機については建設費から除くものとし、表 15-4 で示した焼却炉設備の建設費から、表 15-8 の熱交換器費用を除くものとする。なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル」⁴⁾より、消化ガス由来の二酸化炭素、エネルギーについては温室効果ガス、エネルギー消費量に含まないものとして計算を行った。

表 17-3 検討条件

ケース	(A)	(C)	(B)	(D)
建設時期	一括追加設置	一括新設	一括追加設置	一括新設
汚泥性状	混合生汚泥	混合生汚泥	消化汚泥	消化汚泥
処理規模 [wet-t/日]	100	100	150	150
補助燃料	都市ガス	都市ガス	消化ガス	消化ガス

§ 18 導入効果の検討例

下記条件について検討した結果を具体例として示し、検討方法を解説する。

- (1) 既存焼却炉に一括追加設置する場合
 - 1) 100 wet-t/日規模、混合生汚泥焼却 ケース(A)
 - 2) 150 wet-t/日規模、消化汚泥焼却 ケース(B)
- (2) 新設時に一括新設する場合
 - 1) 100 wet-t/日規模、混合生汚泥焼却 ケース(C)
 - 2) 150 wet-t/日規模、消化汚泥焼却 ケース(D)

【解 説】

導入効果の検討のうち、ここでは既存焼却炉に一括追加設置する場合と新設及び更新時に一括新設する場合の2パターンの導入事例に対し、それぞれ100wet-t/日程度の混合生汚泥を処理する場合と、150wet-t/日程度の消化汚泥を処理する場合について具体例として検討し、検討方法を解説する。各検討結果について、従来型の流動床炉に対して比較を行った

なお、本節で行った各種試算については § 10 評価項目に記載した試算方法を用いて行った。

(1) コスト

各種コストの試算結果のまとめと総費用(年価換算値)を表 18-1 に示す。ケース(A)の試算条件について、従来技術と比較した場合、建設費については 17.2%程度の増加が見込まれるものの、維持管理費、総費用(年価換算値)はそれぞれ、12.2%、-2.5%の縮減効果が得られ、補助金受給を考慮しない場合の費用回収年は 17.9 年となった。ケース(B)の試算条件について、従来技術と比較した場合、建設費については 16.5%程度の増加が見込まれるものの、維持管理費、総費用(年価換算値)はそれぞれ、17.1%、0.7%の縮減効果が得られ、費用回収年は 11.8 年となった。ケース(C)の試算条件について、従来技術と比較した場合、建設費については 10.0%程度の増加が見込まれるものの、維持管理費、総費用(年価換算値)はそれぞれ、12.2%、1.1%の縮減効果が得られ、費用回収年は17年となった。ケース(D)の試算条件について、従来技術と比較した場合、建設費については 8.6%程度の増加が見込まれるものの、維持管理費、総費用(年価換算値)はそれぞれ、17.1%、4.6%の縮減効果が得られ、費用回収年は 10.9 年となった。各条件を比較した際の総費用(年価換算値)の差分は、新設と同時に設置した場合の設備費の削減効果によるものであり、総費用(年価換算値)低減のためには、新設と同時に設置することが望ましい。

表 18-1 コスト試算結果

項目	従来技術 100wet-t/日	ケース(A)	ケース(C)	従来技術 150wet-t/日	ケース(B)	ケース(D)
建設費 [百万円/年]	313	367	344	394	459	428
維持管理費 [百万円/年]	315	277	277	414	344	344
費用回収年 [年]	—	17.9	17.0	-	11.8	10.9
総費用 (年価換算値) [百万円/年]	628	644	621	809※	803	772
総費用 (年価換算値) 縮減効果 [%]	—	-2.5	1.1	-	0.7	4.6

※端数処理の関係で建設費及び維持管理費の和と異なる。

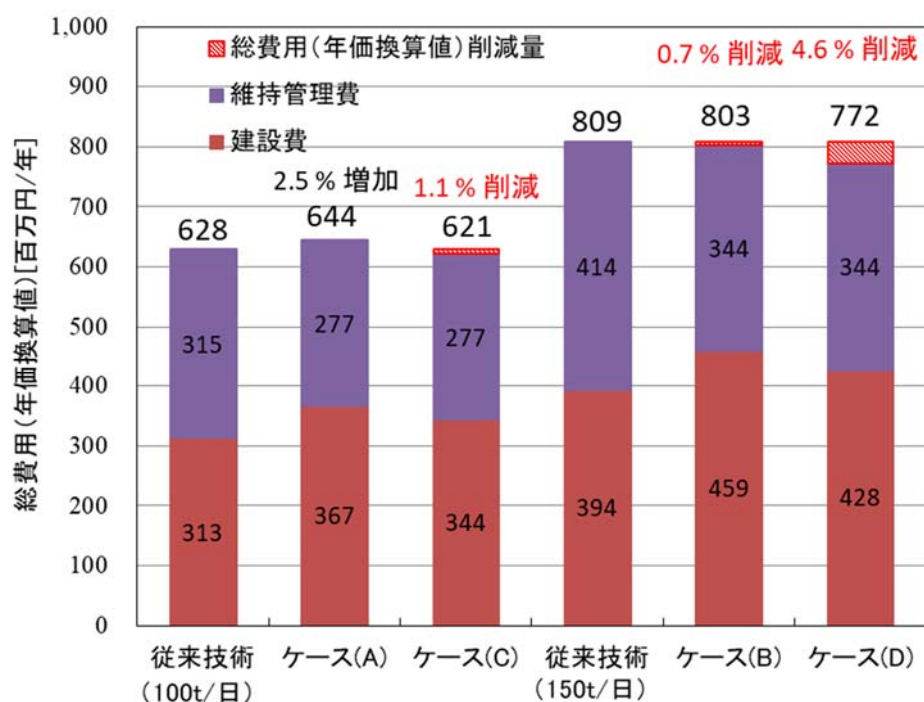


図 18-1 総費用(年価換算値)試算結果

(2) エネルギー削減効果

エネルギー消費量及び発電量を反映した正味のエネルギー消費量の試算結果のまとめを表 18-2 に示す。従来技術と比較した場合、ケース(A)～(D)の条件でそれぞれ 49.9%、101%、49.9%、101%の削減効果が得られる試算となった。また、エネルギー消費量の削減効果を図 18-2 に示す。

なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル」⁴⁾より、補助燃料として使用した消化ガス由来のエネルギーについてはエネルギー消費量に含まないものとして計算を行った。

表 18-2 エネルギー消費量試算結果

項目	従来技術 100wet-t/日	ケース (A)	ケース (C)	従来技術 150wet-t/日	ケース (B)	ケース (D)
エネルギー消費量(電気由来) ^{※1} [千 kWh/年]	2,998	3,351	3,351	3,443	3,758	3,758
エネルギー消費量(補助燃料由来) ^{※1} [千 kWh/年]	840	840	840	0	0	0
エネルギー創出量 [千 kWh/年]	-	-2,268	-2,268	-	-3,784	-3,784
合計 [千 kWh/年]	3,838	1,923	1,923	3,443	-25.6 ^{※2}	-25.6 ^{※2}
エネルギー 削減効果(%)	-	49.9	49.9	-	101	101

※1 エネルギー消費量については新設・後付共に変化しないものとする。

※2 端数処理の関係でエネルギー消費量及び創出量の和と異なる。

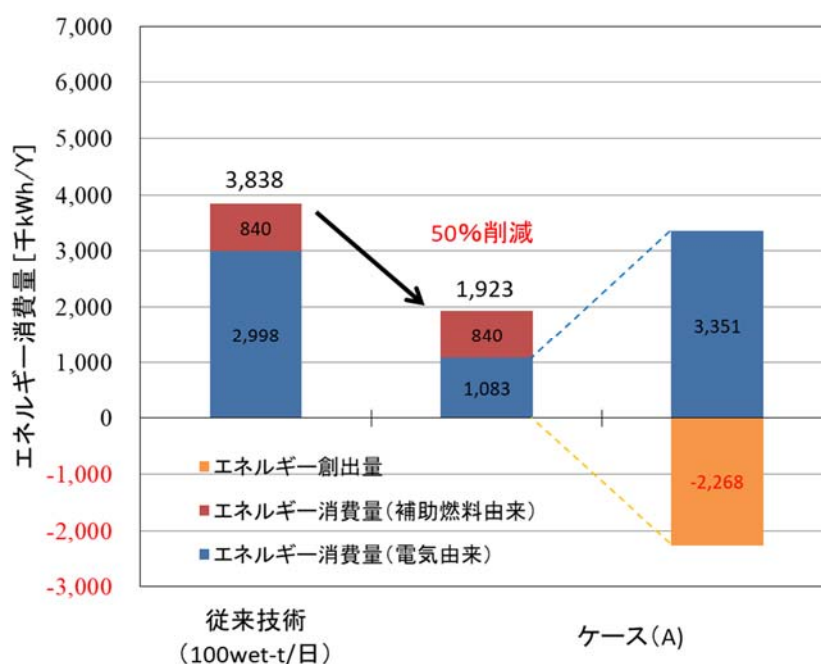


図 18-2 革新的技術のエネルギー消費量削減効果(ケース(A)の場合)

(3) 温室効果ガス削減効果

温室効果ガス排出量の試算結果のまとめを表 18-3 に示す。従来技術と比較した場合、ケース(A)～(D)の条件でそれぞれ 62.8%、70.2%、62.8%、70.2%の削減効果が得られる試算となった。また、温室効果ガスの削減効果を図 18-3 に示す。なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル」⁴⁾より、消化ガス由来の二酸化炭素については温室効果ガスに含まないものとして計算を行った。

表 18-3 温室効果ガス排出量試算結果

項目	従来技術 100wet-t/日	ケース (A)	ケース (C)	従来技術 150wet-t/日	ケース (B)	ケース (D)
温室効果ガス排出量(電気由来) ^{※1} [t-CO ₂ /Y]	1,664	1,860	1,860	1,911	2,086	2,086
温室効果ガス排出量(補助燃料由来) ^{※1} [t-CO ₂ /Y]	151	151	151	0	0	0
温室効果ガス排出量(N ₂ O 由来) [t-CO ₂ /Y]	6,343	2,282	2,282	9,514	3,422	3,422
温室効果ガス排出量(発電由来) [t-CO ₂ /Y]	-	-1,259	-1,259	-	-2,100	-2,100
合計 [t-CO ₂ /Y]	8,158	3,033 ^{※2}	3,033 ^{※2}	11,425	3,408	3,408
温室効果ガス 削減効果[%]	—	62.8	62.8	-	70.2	70.2

※1 エネルギー消費については新設・後付共に変化しないものとする。

※2 端数処理の関係により、各温室効果ガス排出量の和と異なる。

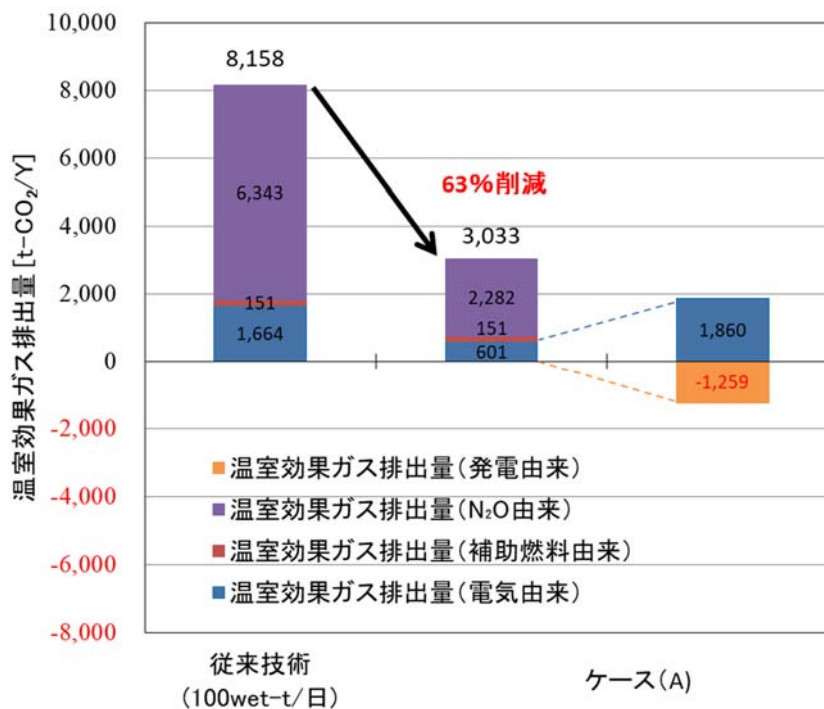


図 18-3 革新的技術の温室効果ガス排出の削減効果(ケース(A)の場合)

第4章 計画・設計

第1節 施設計画

§ 19 導入計画手順

本技術の施設計画の策定手順を示す。

【解説】

施設計画の策定手順フローを図 19-1 に示す。「第3章 導入検討」において、導入効果が見込まれると判定されたものについて、図 19-1 の手順で施設計画を策定する。

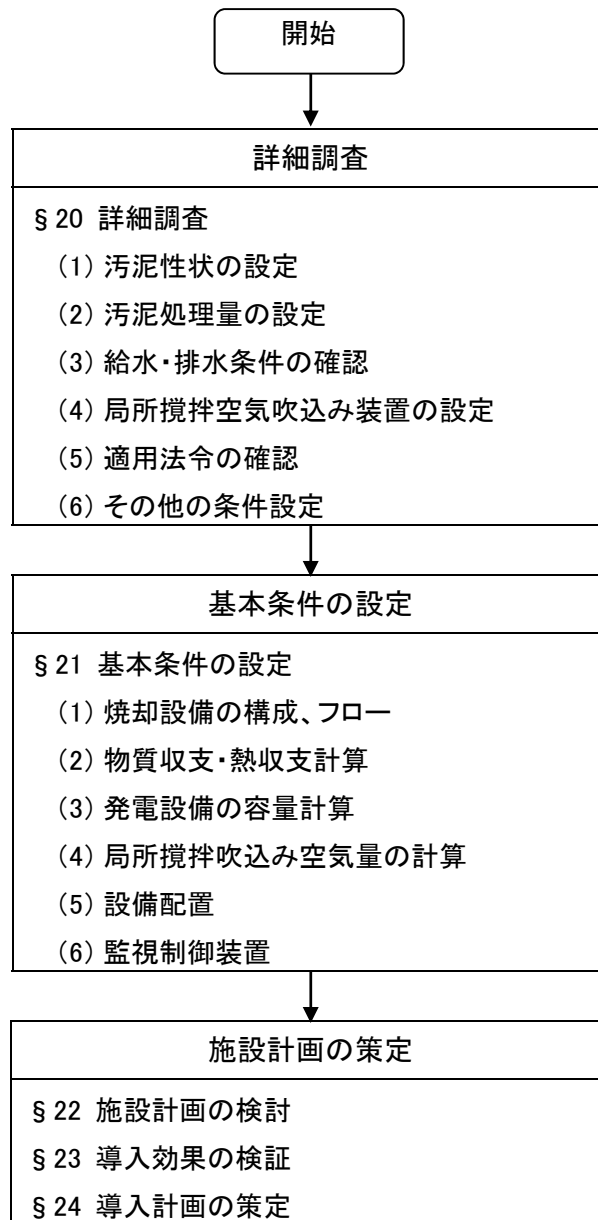


図 19-1 施設計画の策定手順フロー

§ 20 詳細調査

導入計画の検討に先立ち、「§ 14 基礎調査」に基づき詳細調査を行い、以下の基本条件の設定を行う。

【解説】

導入検討時に § 14 にて基礎調査を実施しているが、将来の汚泥発生予測量及び過去数年分のデータを用いて分析し、四季の影響を評価する等より詳細な調査を行い § 21 で行う計算条件を設定する。調査項目を表 20-1 に示す。

表 20-1 詳細調査項目

調査項目	手段	目的
下水処理場の将来計画	計画資料等	汚泥処理量の決定 →(2)
脱水汚泥の種類(混合生汚泥、消化汚泥)、量および性状	管理日報等	汚泥性状の設定 →(1) 汚泥処理量の設定 →(2)
既存ユーティリティの種類および利用可能量	管理日報等	給水・排水条件 →(3)
下水処理水の処理方式および供給量、供給圧力、水質、温度	管理日報等	給水・排水条件 →(3)
汚泥処理施設の運転管理状況	管理日報等	汚泥処理量の設定 →(2)
汚泥処理設備からの N_2O 、 NO_x 排出状況	管理日報等	局所攪拌空気吹込み装置の設定 →(4)
汚泥焼却炉の最小流動化空気量	計画資料等	局所攪拌空気吹込み装置の設定 →(4)
大気汚染防止法、各自治体の公害防止条例等	届出書類 自治体資料等	適用法令の確認 →(5)
環境アセスメント、近隣地域との各種協定等	自治体資料等	適用法令の確認 →(5)

(1) 汚泥性状の設定

実態調査(対象場所の汚泥分析結果平均値・国土交通省 国土技術政策総合研究所実施のアンケート結果を考慮)の結果を基に表 20-2 の各項目の値を整理する。そして、脱水汚泥性状範囲についてとりまとめを行う。脱水汚泥性状範囲の設定は、廃熱ボイラ設備、蒸気タービン設備の適切な設備容量の選定に必要不可欠である。

表 20-2 汚泥性状の設定

項目	内容		備考
脱水汚泥含水率(%)	変動幅 $X_{\min} \sim X_{\max}$		代表値 $X_s = (X_{\min} + X_{\max})/2$
脱水汚泥可燃分割合(%)	変動幅 $Y_{\min} \sim Y_{\max}$		代表値 $Y_s = (Y_{\min} + Y_{\max})/2$
可燃分組成(%-VS)	炭素	Z_C	分析データより
	水素	Z_H	
	窒素	Z_N	
	酸素	Z_O	
	硫黄	Z_S	
高位発熱量(MJ/kg-DS)	H_{HV}		試算式より算出 ^{※1}
低位発熱量(MJ/kg-wet)	L_{HV}		試算式より算出 ^{※2}

※1: $H_{HV}(\text{MJ/kg-DS}) = 4.186 \times \{ (58.3 \times Y_s) - 193 \}$

※2: $L_{HV}(\text{MJ/kg-wet}) = (H_{HV} - (Z_H \times 9 \times Y_s) \times 2.5) \times (1 - X_s) - X_s \times 2.5$

「汚泥焼却炉の省エネルギー化に関する調査報告書」(建設省都市局下水道部・日本下水道事業団)¹⁰より引用。

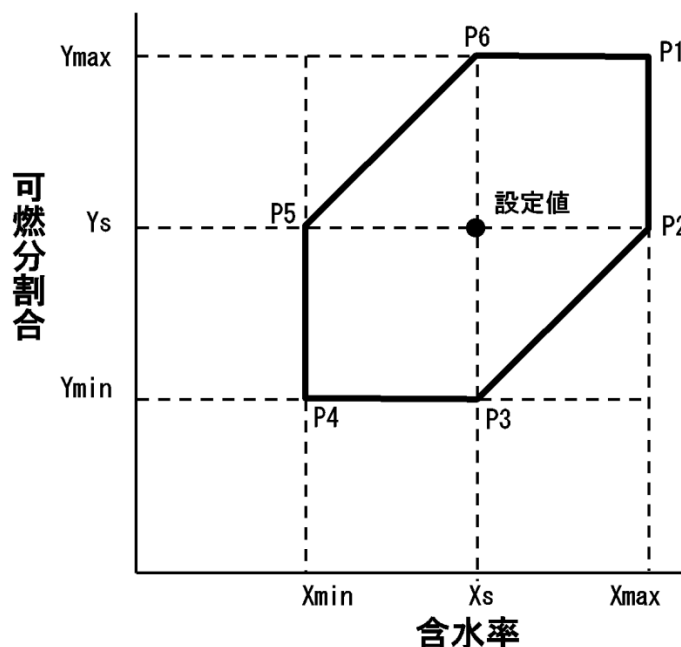


図 20-1 脱水汚泥性状範囲

(2) 汚泥処理量の設定

1) 焼却設備

焼却設備の処理量設定に当たっては、四季を通じた流入水量当たりの発生汚泥量の変化や、季節変動パターンを把握し、設備を決める要素として十分に考慮しながら収支計算、計画処理汚泥量を算出する。算出された処理量に対し、通年の発生汚泥量の変動を検討し、設備の処理規模を決める。一般的に、下水汚泥焼却設備では汚泥処理の安定性を第一として、計画 1 日最大汚水量より算出される日最大汚泥量を用いて処理規模が決められている。

2) 発電設備

エネルギー利用を目的とする焼却発電設備での処理量設定に当たっては、建設費が比較的高く、発電能力に対して十分な発電出力が得られない場合、著しく不経済となり得るため、適正な処理規模を見極める必要がある。

発電設備を構成する機器には余剰蒸気を安定的に水へ戻す復水器を設置することが一般的で、汚泥量が増加し、発電できない余剰蒸気が発生した場合においても、復水器で余剰蒸気を処理することで、焼却量の調整による蒸気発生量の調整を不要とし、焼却設備の通常運転に影響を与えることなくエネルギー利用の運転を続けられる。また、通常の焼却設備は 1 年に 1 回程度の定期整備期間を設けるため、設備稼働率最大を 85%とする。

このように、焼却発電設備の処理規模を設定するに際しては、設備の経済的な運転を最優先した日平均汚泥量を基本とする。

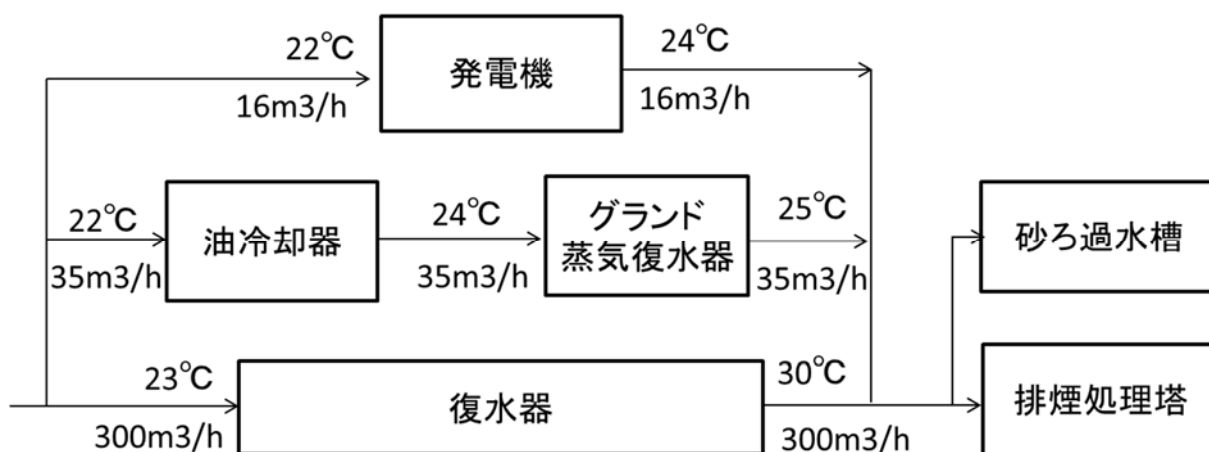
(3) 給水・排水条件の確認

給水としては復水タービン発電の冷却水に使用する下水処理水と、ボイラ給水に用いる上水が必要である。各々の取水箇所、給水可能な量上限値、給水水質、温度等を確認する。冷却水に利用するにあたり、下水処理水は砂ろ過を行い、砂ろ過水として利用することを前提に検討を進める。なお、実証フィールドにおける砂ろ過水の水質はpH7.1、塩化物イオン濃度 66mg/L、SS 濃度 1mg/L 未満程度であり、実証試験中においては大きなトラブルは発生していない。

なお、実証フィールドにおける砂ろ過水の水質条件から大きく乖離する場合は、高度処理設備を設置するなどの検討が必要な場合がある。水質による不具合例を 資料編 1.3.2 復水器冷却水についてに記載する。

排水については排水の返流箇所、排水量上限値、排水水質基準、温度等を確認する。蒸気タービン発電機ではタービン出口部分に設置した復水器にて冷却水を用いて蒸気を冷却するため、温水が排水として発生する。冷却水として砂ろ過水を使用した場合、使用水量によるものの、給水温度が 20℃の時、排水温度は 25～30℃程度となる。通常の下汚泥焼却設備において排煙処理塔の排水温度が 50～60℃程度であることを考えると温度の面で問題となることはないと考えられる。また、排水最大温度が 30℃程度であることを考慮すると、排煙処理塔の冷却水等へ再利用することも可能であり、砂ろ過水有効活用 の面からも望ましい。

復水器の冷却に十分な冷却水量が確保できる場合は、復水器冷却に使用した冷却水をもそのまま排煙処理塔等に供給して排出する方式が選定可能だが、十分な冷却水量が確保できない場合は、復水器の冷却に利用した水を砂ろ過水槽等に戻し、循環利用することを検討する。



(150wet-t/日、実証フィールドにおける例)

図 20-2 砂ろ過水フロー及び温度変化

(4) 局所攪拌空気吹込み装置の設定

汚泥処理設備からの N_2O 、 NO_x 排出状況および汚泥焼却炉の最小一次空気(燃焼空気量一局所攪拌空気量)による流動化速度の調査結果をもとに、局所攪拌空気吹込み技術について、焼却炉周りの付帯設備の設置状況を考慮して吹込み空気流量、吹込み位置、ダクトルートについて詳細を設定する。 § 26 局所攪拌空気吹込み技術の設計にて詳細の設計を行う。

(5) 適用法令の確認

本システム技術導入に当たり、汚泥焼却設備設置時の適用法令(大気汚染防止法、水質汚濁防止法、悪臭防止法、騒音規制法、振動規制法、建築基準法、ダイオキシン類対策特別措置法)に加え、代表的な法令に基づく届出等を以下に示す。

なお、各自治体による上乘せ規制がある場合があるので、個別の確認が必要である。

下記の届出に関する詳細事項(手続図や工事計画届出及び、許可申請に係る関連法規)については資料編 4.発電設備設置時の法令に基づく届出等に記載する。

1) 消防法及び火災予防条例等

焼却炉、ボイラの設置について、「設置届出」、また、補助燃料、作動油等の危険物を指定数量以上貯蔵または取扱う場合、「危険物設置許可申請(貯蔵所・取扱所)」、さらにすでに届出がなされている既存焼却設備を更新する場合や増設する場合などは「変更届出」が必要となる場合があるため、管轄の消防署に確認を行う。

2) 電気事業法

出力 90 万 kW 未満の火力発電所であって汽力(蒸気)を原動力とするものを設置する場合、電気事業法第 48 条第 1 項の規定により経済産業大臣に工事計画届出の提出等、必要な手続きを行わなければならない。代表的な手続き例を図 20-3 に示す。なお、この図は例であり、法令の改正等で変更となる場合があるため、計画に際しては最寄りの経済産業省産業保安監督部と協議を行うこと。また、営業開始後についても、定期事業者検査の実施と、定期安全管理審査の受審が必要となることに留意する。

主な手続き項目を以下に示す。

- ① 工事計画届出
- ② 保安規定の策定
- ③ 電気主任技術者の選任
- ④ ボイラー・タービン主任技術者の選任
- ⑤ 使用前自主検査
- ⑥ 使用前安全管理審査
- ⑦ 定期安全管理審査

このうち、①工事計画届出の添付資料として「発電所から電力系統への送電関係一覧図」、および「遮断器の三相短絡容量計算書」が必要であるため、電力会社への自家用電気使用の申込を早期にしておく必要がある。（上記計算書のうち、受電地点の三相短絡容量は電力会社より入手するものである）

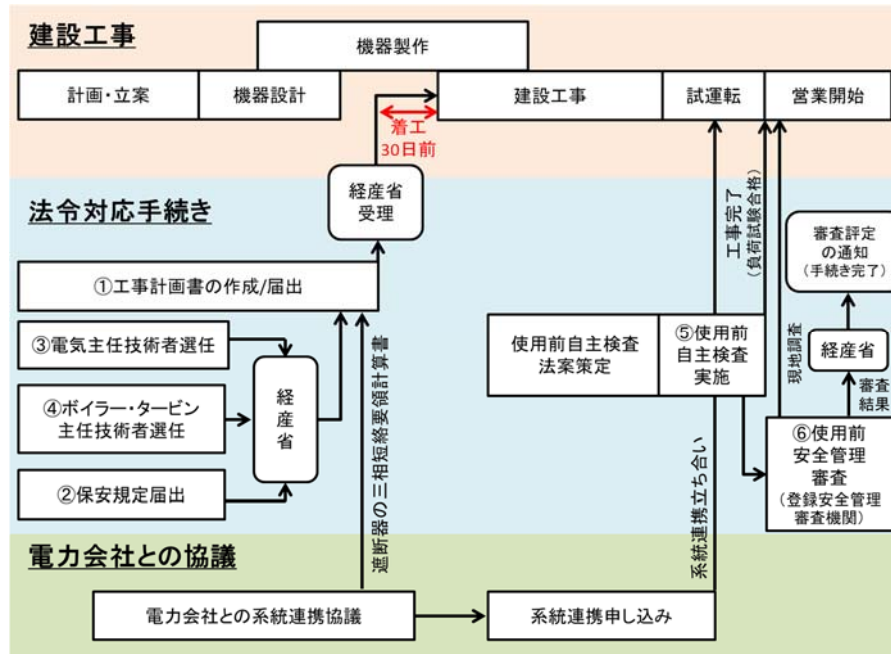


図 20-3 電気事業法に関する手続き例

3) 労働安全衛生法

タービン発電設備を設置しない廃熱ボイラには、労働安全衛生法が適用される。なお、発電用と発電以外の用途（乾燥用等）に併用するボイラの取扱いについては、焼却施設内で蒸気タービン発電を行っている場合でもボイラは労働安全衛生法の適用を受ける場合もあるので、小型の発電設備（誘導発電機など）を設置する場合は申請上留意する必要がある。必要な手続きを以下に挙げる。

- ① ボイラー取扱作業主任者の選任
- ② ボイラー据付作業の指揮者の選任
- ③ 整備業務の就業制限
- ④ 製造許可
- ⑤ 設置届
- ⑥ 構造規格
- ⑦ 構造検査
- ⑧ 溶接検査
- ⑨ 落成検査
- ⑩ 使用検査
- ⑪ 定期自主検査

⑫ 性能検査

電気事業法および労働安全衛生法適用の場合に必要な手続き詳細および主任技術者・取扱作業主任者の資格については資料編 4.発電設備設置時の法令に基づく届出等に記載する。

(6) その他の条件設定

その他の条件として、各処理場の状況に応じて、必要な条件設定を行う。

1) 既存設備の状況

既存設備の更新または増設の場合においては、既存設備の運転状況、撤去計画、将来計画などを確認し、維持管理性や配管等による熱ロスを考慮し適切な配置計画および機器更新範囲の設定を行う。発電設備の設置により消費電力が増加するため、既設の契約電力の余裕があるかを確認し、不足する場合は契約電力の変更を検討する。

2) 騒音

発電設備のうち、蒸気タービン発電機については騒音の発生があり対策を留意する必要がある。騒音の発生源は、蒸気タービン発電機の減速機部分が中心で、騒音値は装置にもよるが本発電設備規模の場合、85～90dB 程度となる。

ただし、蒸気タービンは騒音規制法上の届出の対象となっていない。対策としては、設置する建屋についてブロワ室と同様にケーシング等による防音構造とすることが必要となる。加えて、防音カバーを設置することによりさらに防音を図ることも可能であるが、日常のメンテナンスの支障とならないようにすること、および設備からの放熱を考慮することが必要となる。廃熱ボイラについては稼動部もなく大きな騒音の発生源となることはない。

3) 振動

発電設備のうち、蒸気タービン発電機については高速で回転する機器であるため振動の発生はゼロではないが、通常運転中に防振装置などの振動対策が必要となるような振動を発生させることはない。また、蒸気タービンは振動規制法上の届出の対象とはなっていない。

設置に際しては、他の設備との共振等を防止するため堅固な基礎の上に設置することが望ましく、通常は鉄筋コンクリート製の基礎の上に設置固定する。

共振を防止するために、基礎の固有振動数は蒸気タービンの回転周波数、発電機の回転周波数から離す必要がある。

また、周囲に設置する点検架台等についても蒸気タービン発電機から直接固定することなく独立の架台とすることが望ましい。

騒音と同様に、廃熱ボイラについては稼動部もなく大きな振動の発生源となることはない。

4) 荷重条件

蒸気タービン発電機は、蒸気タービン、減速機、発電機から構成されている。

また、前述のように高速回転機器ではあるものの振動は非常に少ないが、耐震性はもちろんであるが動荷重にも考慮する必要がある。

廃熱ボイラについては、その構造上、熱水と蒸気を分離するボイラドラムが蒸発器等よりも高所に設置される水槽となるため、設計用水平震度は耐震クラス S として設計を行う。

§ 21 基本条件の設定

本システムの基本条件の設定を以下の通り行う。

- (1) 高効率発電及び局所攪拌空気吹込み技術を導入した焼却設備の構成、フロー
- (2) 物質収支・熱収支計算
- (3) 発電設備の容量計算
- (4) 局所攪拌空気吹込み設備の空気量の計算
- (5) 設備配置方針
- (6) 監視制御装置

【解説】

- (1) 高効率発電及び局所攪拌空気吹込み技術を導入した焼却設備の構成、フロー

下水汚泥焼却設備に高効率発電及び局所攪拌空気吹込み技術を導入した場合の下水汚泥焼却設備の構成、フローについて整理を行う。

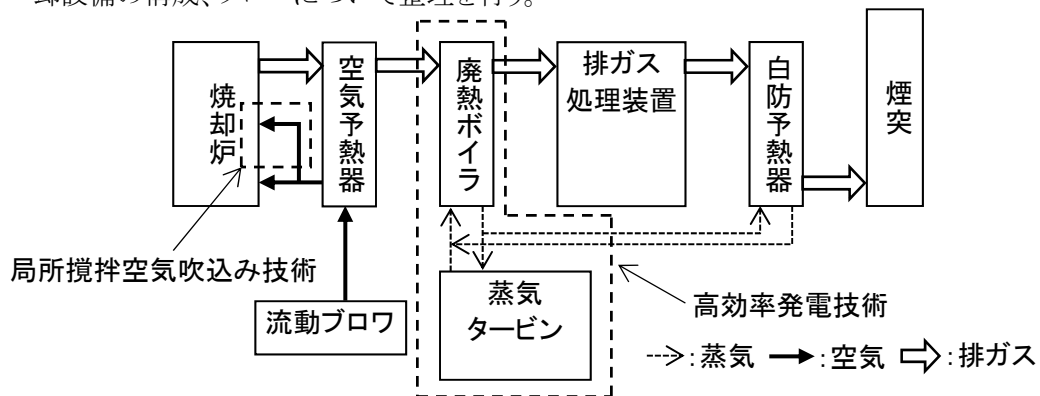


図 21-1 高効率発電及び局所攪拌空気吹込み技術を導入した下水汚泥焼却設備の構成、フロー

※白煙防止予熱器については必要な場合のみ設置する。

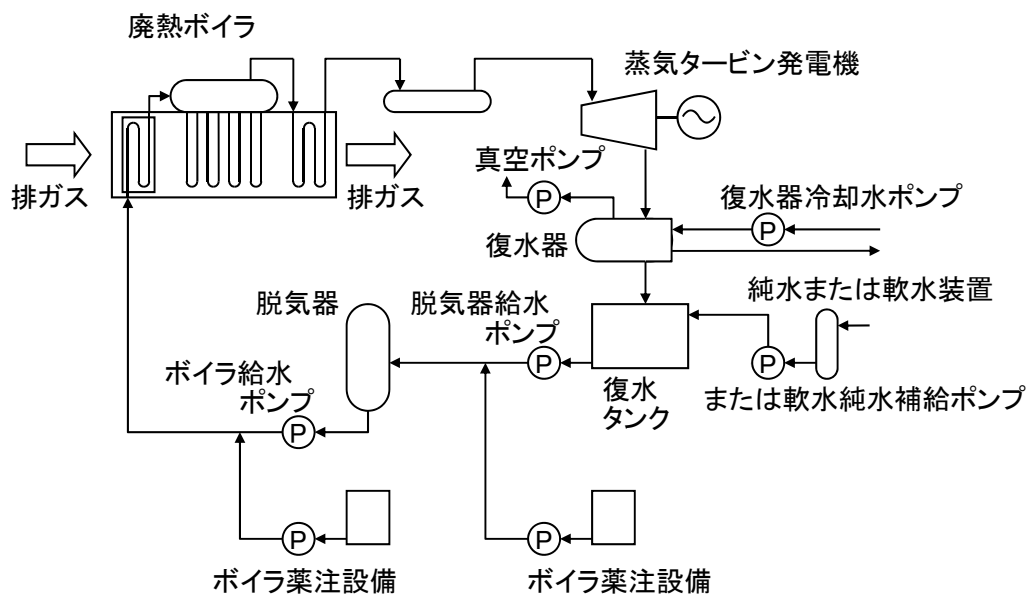


図 21-2 発電設備の構成

(2) 物質収支・熱収支計算

下水汚泥焼却設備に高効率発電技術を導入した想定フローにおいて、汚泥性状から、焼却炉の物質収支・熱収支計算および空気予熱器・廃熱ボイラの熱収支計算を行う。

1) 焼却炉の物質収支・熱収支計算

汚泥投入量、汚泥性状、空気比より、炉出口排ガス量および排ガス温度を算出する。

必要なパラメータとして以下があげられる。

- ・汚泥処理量 [wet-t/日]
- ・汚泥含水率 [%]
- ・汚泥熱量 [kJ/kg-DS、kJ/kg-VTS 等]
- ・汚泥可燃分比率 [%]
- ・汚泥成分比率 [%]
- ・炉体放散熱量 [%]
- ・熱交換器放散熱量 [%]
- ・補助燃料熱量 [MJ/Nm³、MJ/kg 等]

2) 発生蒸気量の算出

1) の計算結果および発生蒸気条件に基づき、発生蒸気量を算出する。

必要なパラメータとして以下があげられる。

- ・ダスト性状
- ・ボイラ給水温度 [°C]

以下条件についても設定を行う。

- ・排ガス量 [Nm³/h]
- ・燃焼排ガス組成 [%]
- ・ボイラ入口排ガス温度 [°C]
- ・ボイラ出口排ガス温度 [°C]
- ・発生蒸気温度 [°C]
- ・ボイラ放散熱量 [GJ/h]

3) 発電出力の算出

1)、2) の計算結果およびタービン性能曲線に基づき、発電出力を算出する。

必要なパラメータとして以下があげられる。

- ・下水処理水温度(四季) [°C]

以下条件についても設定を行う。

- ・タービン入口蒸気温度 [°C]
- ・タービン入口蒸気圧力 [MPa]
- ・復水器真空度(復水器内部圧力) [kPaA]
- ・機械損失 [%]

4) 排ガス処理設備、灰搬出設備等の計算

従来下水汚泥焼却設備の計算方法等を参考とし、算出する。

(3) 発電設備の容量計算

(2) 物質収支・熱収支計算において求められた廃熱ボイラで回収される熱量を基準に、発電設備を構成する機器の容量計算を行う。

計算結果例を表 21-1 に示す。

表 21-1 発電設備の容量

焼却量	60wet-t/日	100wet-t/日	150wet-t/日	200wet-t/日
発電量	161kW	286kW	461kW	649kW
発電設備消費電力	72kW	76kW	83kW	89kW
その他設備動力削減	22kW	32kW	43kW	53kW
実質発電量	111kW	242kW	421kW	613kW

容量計算例については、資料編 3. ケーススタディに示す。

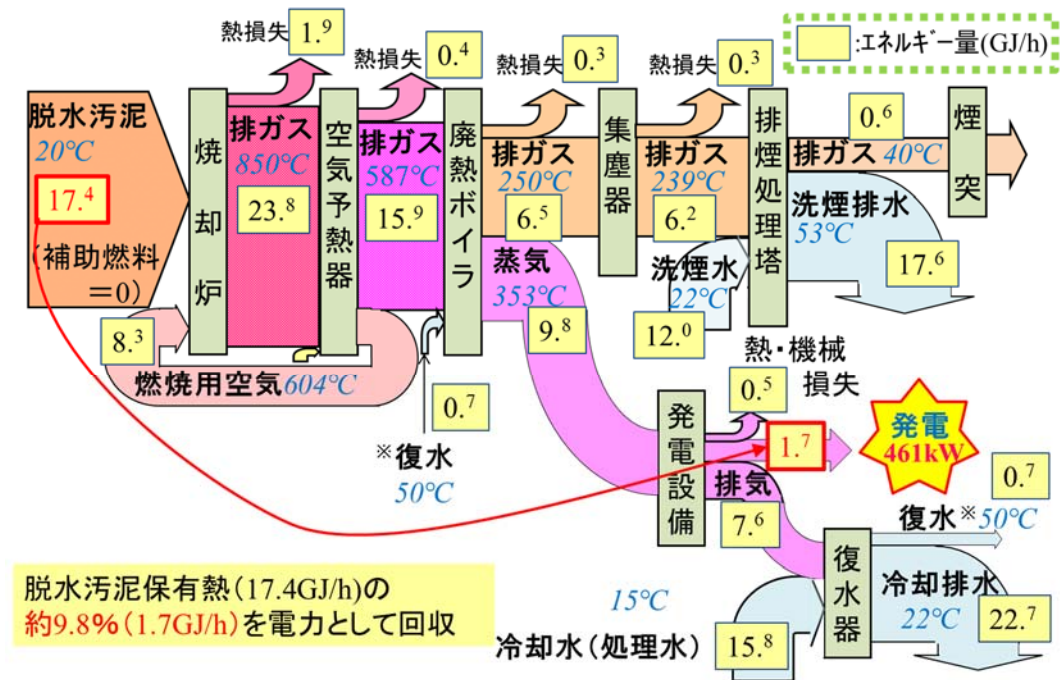


図 21-3 熱収支計算結果の一例

(4) 局所攪拌空気吹込み設備の空気量の計算

(2) 1) において算出した燃焼空気量および、§ 20 詳細調査において調査した最小流動化速度より、局所攪拌空気量を設定する。図 21-4 に局所攪拌空気吹込み技術の模式図を示す。局所攪拌空気の吹込み高さ、吹込み方向などの他条件と合わせ、十分な炉内攪拌効果が得られる空気量とする。ただし、燃焼空気量(Q_I)から局所攪拌空気量(Q_K)を引いた値が最小流動化空気量(Q_L)を下回ってはならない。最小流動化空気量(Q_L)は最小流動化速度(V_L)より算出する。最小流動化空気量は局所攪拌空気吹込み設備の設置の有無により変化しないが、局所攪拌空気吹込み設備を運転することにより、燃焼空気の一部が局所攪拌空気として利用され、実質的に砂層に供給される空気量が増加することに留意する。燃焼空気量(Q_I)に対する局所攪拌空気量(Q_K)の割合(空気比)は 10~20%程度を目安とする。最終的には炉の形状等の影響を受けるため、吹込み空気流量を変化させてシミュレーションを行い、攪拌効果が高く高温場が広くなるような吹込み空気流量を選定する。

燃焼空気量(Q_I)、局所攪拌空気量(Q_K)、最小流動化空気量(Q_L)の間には下記関係が成り立つよう計画し、表 21-2 の留意すべき項目に留意し計画を行う。

$$\text{燃焼空気量}(Q_I) [\text{Nm}^3/\text{h}] - \text{局所攪拌空気量}(Q_K) [\text{Nm}^3/\text{h}] > \text{最小流動化空気量}(Q_L) [\text{Nm}^3/\text{h}]$$

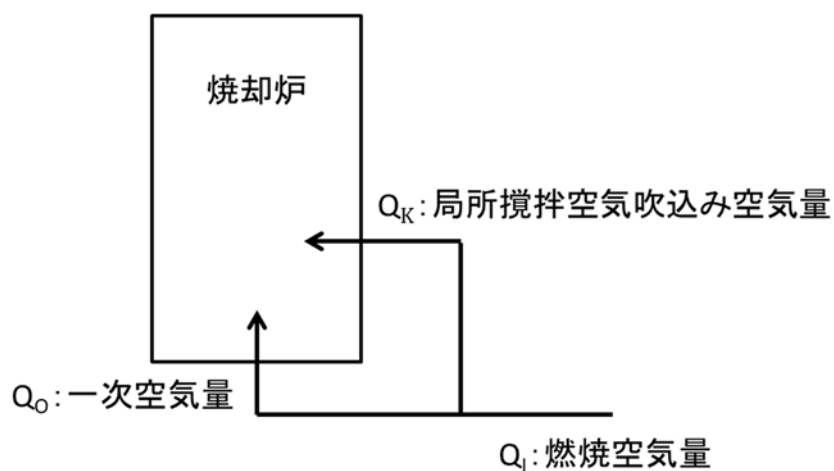


図 21-4 局所攪拌空気吹込み設備模式図

表 21-2 留意すべき項目

項目	留意すべき理由
一次空気量が最小流動化空気量を 下回らないようにする ($Q_O > Q_L$)	不流動を避けるため
局所攪拌空気量の割合(空気比) $Q_K = Q_I \times 10 \sim 20\%$	不流動を避けるため

※燃焼空気量(Q_I) — 局所攪拌空気量 (Q_K) = 一次空気量(Q_O)とする

(5) 設備配置方針

発電設備は、熱回収のための廃熱ボイラと回収した廃熱で発生させた蒸気を用いて発電を行う蒸気タービン発電機から構成される。発電設備の容量計算に基づき、発電設備の標準的な寸法例および、既存設備の状況、撤去計画、将来計画などを確認し、設備配置の計画を行う。各設備の寸法例については、資料編 2.4 フロー、配置を参照のこと。

また、本項における配置方針の検討は、基本設備フローが敷地の制約条件から明らかに不適となる可能性を排除することを目的としており、詳細な配置検討は § 22 以降で決定するものとする。

1) 廃熱ボイラ

熱源となる排ガス中のダストが多い下水汚泥焼却設備に設置する廃熱ボイラには、運転中のダストの除去が比較的容易な水管式ボイラが採用される。水管式ボイラには、一般的に広く用いられている横型(図 21-5)と、設置面積が少なくすむ比較的小規模の設備に用いられる縦型(図 21-6)がある。横型の場合、小型のものを除いて自然循環式が採用されるが、縦型の場合、自然循環が困難なため循環ポンプによる強制循環が行われることが多い。

また、発電に用いる蒸気は、熱落差を大きくしタービンでの発電効率を向上させるため乾燥等の熱源として用いる飽和蒸気ではなく飽和蒸気をさらに過熱した過熱蒸気を使用される。このため、発電用の廃熱ボイラは、ボイラへの給水を予熱するエコノマイザ(予熱器、節炭器)とボイラ本体に加えて、スーパーヒーター(過熱器)が設置される。

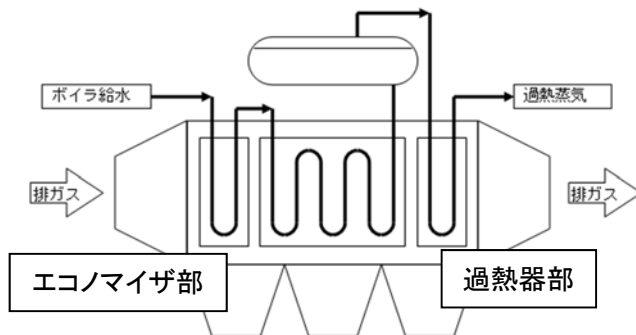


図 21-5 横型ボイラ

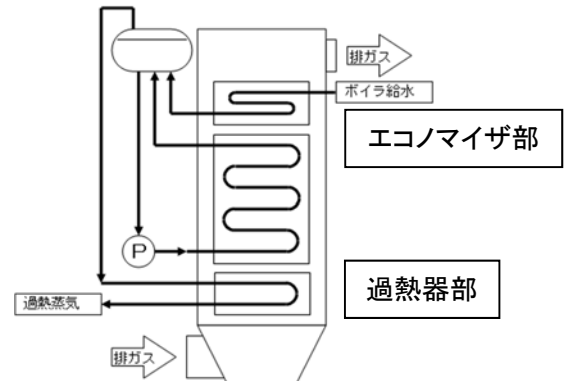


図 21-6 縦型ボイラ

2) 蒸気タービン発電機

蒸気タービン発電機においては、一般に蒸気の供給がタービンの上部から、蒸気の排出がタービンの下部から行われる。これは、蒸気が凝縮して発生するドレンの排出を考慮したものとなっている。復水式タービン発電機の概略図を図 21-7 に示す。なお、本システムの設置に必要な配置例については資料編 2.4 フロー、配置に示す。

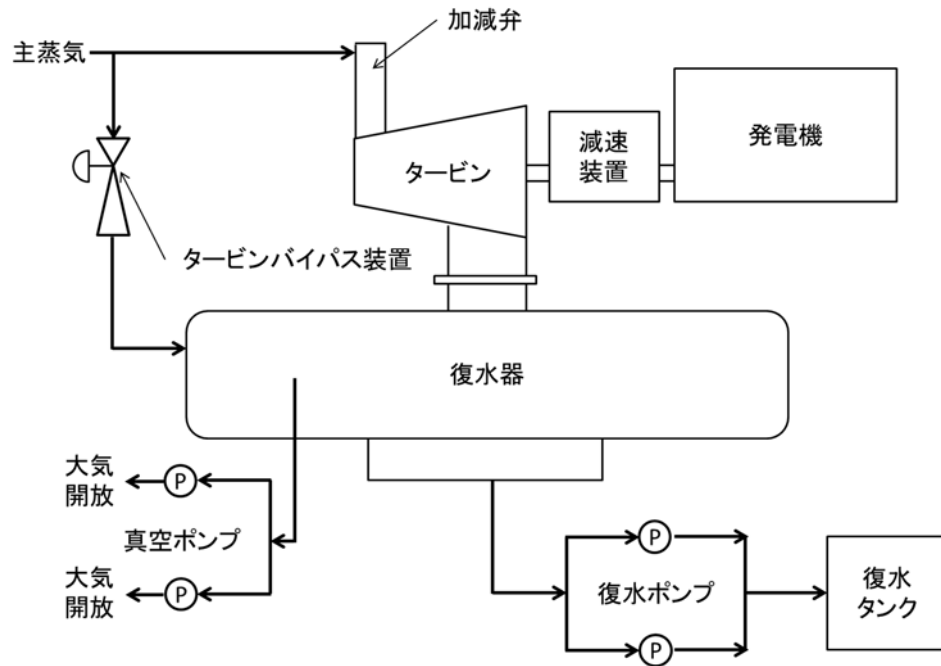


図 21-7 復水式タービン発電機概略図

(6) 監視制御装置

監視制御装置については、新設・追加設置を問わず、運転状況を適切に把握するために必要な項目を測定可能なように設計する。新設の場合は焼却炉側の監視制御装置と一体として設計を行うが、既設焼却設備への追加設置の場合は、監視制御装置の一体化は難しいため、設備の運転状況を把握するために必要な信号を取得し、独立した監視制御装置を設置する。

§ 22 施設計画の検討

本技術を導入する施設の計画では、以下の項目を実施する。

- (1) 主要設備
- (2) 機器の仕様・容量決定
- (3) 設備配置

【解説】

(1) 主要設備

1) 廃熱ボイラ

焼却炉の廃熱ボイラは、基本形式、缶水（ボイラ内部水）の循環方式、焼却炉との組合せ構成上の相違等によって、表 22-1 のように分類される。各形式にはそれぞれ特色があり、設備の容量・規模・質あるいは熱回収容量等、目的に応じて適切な選択を行う。

表 22-1 廃熱ボイラの形式

分類項目	各種形式又は方式
① 基本形式	水管式ボイラ、煙管式ボイラ等
② 缶水循環方式	自然循環方式、強制循環方式、自然／強制循環併用方式
③ 受熱面の形態	放射形、接触形
④ 形状	縦型・横型

2) タービン

焼却設備で使用されるタービンの基本的な形式には、背圧式タービンと復水式タービンの二種類があり、施設の規模や熱利用状況に応じた蒸気量により選択を行うが、基本的には効率の高い復水式タービンを採用する。

3) 蒸気復水設備

蒸気式空気予熱器や温水器等のように、熱利用機器で凝縮潜熱が使われて復水になるものはそのままボイラへ循環使用することができるが、余剰の高圧蒸気や、蒸気タービンで仕事をした低圧排気はまだ大量の潜熱をもっているため、この蒸気のもつ潜熱を奪い復水にして再びボイラに使用できるように、熱交換器、つまり復水器が必要となる。

復水設備は、復水器、復水タンク、復水ポンプ、フラッシュタンク、真空ポンプ等から構成される。

なお、蒸気復水設備の冷却は、下水処理水を有効利用する。また、余剰蒸気量、蒸気タービンの通過蒸気量等負荷の変動を考慮して、容量に余裕を持つようにする。必要冷却水量に対して、利用可能な下水処理水量が少ない場合は、循環利用を考慮する。その場合には水質管理が重要となる。

4) 局所攪拌空気吹込み装置

§ 21 基本条件の設定で設定した局所攪拌吹込み空気量をもとに、局所攪拌空気の吹込み高さ・位置・吹込み角度・ノズル口径等を設定する。設定においては炉内設置のセンサーとの位置関係や砂層高さ等を考慮する。詳細については § 26 局所攪拌空気吹込み技術の設計を参照されたい。各仕様について十分な炉内攪拌効果が得られる仕様にする必要があるが、焼却炉によって適切な設定仕様は異なる。そのため、§ 14 基礎調査において汚泥焼却炉の炉体仕様を調査し、各炉体に応じて適切な仕様を設定する必要がある。

(2) 機器の仕様・容量決定

§ 21 基本条件の設定をもとに、発電設備の主要構成機器および局所攪拌空気吹込み装置の仕様・容量の設計を行う。なお、具体的な検討方法は本章第 2 節に記述する。また、受変電設備については発電設備の設置に伴い、発電設備運転中と停止中で受電電力量が変化する。このことに留意して、設計を行うこと。

(3) 設備配置

§ 21 基本条件の設定での配置方針検討及び、(2)機器の仕様・容量の決定にて決定した機器仕様を基に設備配置を検討する。詳細については資料編 2.4 フロー、配置を参照のこと。設備の配置に際しては、§ 25、26 等の施設設計に係る項目についても留意し、決定するようにする。

§ 23 導入効果の検証

施設計画の検討に基づき、再度導入効果について検討を行う。最終的に、試算した導入効果が得られることを検証する。

【解説】

§ 15 導入効果の検討にて検討を実施しているが、本項では詳細条件を設定し、再度導入効果について検討する。計画・設計の進捗に伴い決定された機器の消費電力や、配置決定による機器仕様の変更等を反映し、導入効果を検討するように留意する。

従来技術採用時と比較し、本技術の導入により、コスト、エネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果においてどのような効果が得られるか、その効果を算出、検証する。

§ 24 導入計画の策定

導入効果の検証後、導入計画書に検討結果をとりまとめる。

【解説】

導入効果の検証結果を確認後、導入計画書を取りまとめる。

導入計画書には、導入計画手順、詳細調査、基本条件の設定、導入効果を記載するものとする。

第 2 節 施設設計

§ 25 高効率発電技術の設計

基本計算を基に、高効率発電技術の設計を行う。

- (1) 排ガス条件の設定
- (2) 廃熱ボイラ設備の設計
- (3) 復水式タービンの設計
- (4) ダクト・配管の設計
- (5) 灰搬出設備の設計
- (6) 共通設備の設計
- (7) 計装設備の設計
- (8) 制御方法
- (9) 安全対策

【解 説】

(1) 排ガス条件の設定

高効率発電設備の設計を行うにあたっては、汚泥焼却量、汚泥性状、空気比より熱収支計算を基に排ガス量及び温度を算出し、下記設備の容量を決定する。

条件設定に必要なパラメータを以下に示す。

- 1) 汚泥処理量 [wet-t/日]
- 2) 汚泥含水率 [%]
- 3) 汚泥熱量 [kJ/kg]
- 4) 汚泥可燃分比率 [%]
- 5) 汚泥成分比率 [%]
- 6) 炉体放散熱量 [%]
- 7) 熱交換器放散熱量 [%]
- 8) 補助燃料熱量 [kJ/Nm³、kJ/kg]

(2) 廃熱ボイラ設備の設計

本設備は排ガスから熱回収を行い、蒸気を発生させる廃熱ボイラと補機類から構成される。廃熱ボイラにおいて効率的な熱回収を実施できるような廃熱ボイラ設備全体での最適設計を実施する必要がある。各機器の設計上の留意点を以下に示す。

1) 廃熱ボイラ

燃焼排ガスの保有熱量を水と熱交換し、発電用熱源等として利用するための蒸気を発生させる装置であり、形式はボイラ水を循環ポンプによって強制的に循環させる強制循環式、ボイラ水の温度差による比重差で循環させる自然循環式などがある。設置場所等の状況を判断して適切な形式を選定する。概略図を図 25-1 に示す。構造は縦または横に配列された水管の上部に汽水胴(ボ

イラドラム)を設けており、水管の外側を燃焼排ガスが通過し、水管の内部で加熱され汽水胴(ボイラドラム)で蒸気が発生する構造となっている。水管は排ガス流と直角になるように配置され、排ガス流れが鉛直方向の縦型ボイラでは横に配列された水管が、排ガス流れが水平方向の横型ボイラでは縦に配列された水管が用いられる。縦型と横型は現地の設置スペース、ダクトルート等を考慮して選定する。なお、蒸気を飽和温度以上とする場合は過熱器を付随させる。発電効率の向上のためには、過熱蒸気とすることが望ましい。

また、ボイラ水管に付着したダストを払い落とすため、スートブロー(空気式または蒸気式)を付属させる。煤吹装置は定期的に自動運転を行う。灰吹き設備の運転頻度については、ボイラの運転状況を確認して適切な頻度を設定する。詳細は資料編 1.3.5 ボイラスートブロー洗浄頻度についてを参照のこと。払い落とされたダストは、本体下部のシュートから、灰搬出装置に排出される。さらに、汽水胴内が設定圧以上になった場合に、装置保護のため圧力を逃す安全弁を具備する。

給水条件については、選定する蒸気条件により異なるため、JIS 規格(JISB8223-2015)に定められた条件(ボイラの運転圧力等)に応じて軟水装置または純水装置を設ける。

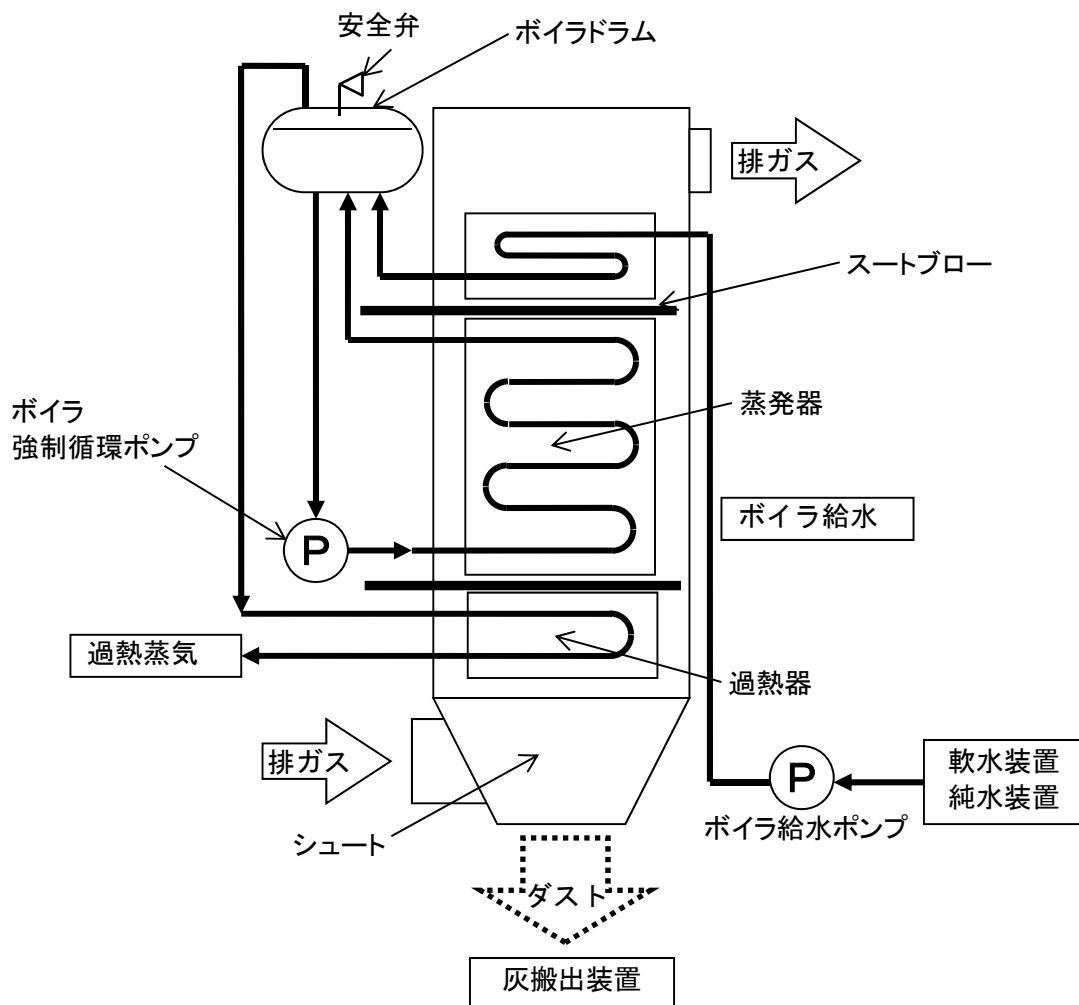


図 25-1 廃熱ボイラ概略図(縦型)

廃熱ボイラを設計する上で必要な諸数値は下記の通りであり、各数値については脱水汚泥性状の変動幅(図 20-1 脱水汚泥正常範囲参照)を考慮し、すべての汚泥条件において安全に運転可能となるように数値を選定するとともに安全装置を具備する。

- ・排ガス温度(入口・出口) (°C)
- ・排ガス量(乾・湿) (Nm³/h)
- ・排ガス組成(CO₂、H₂O、O₂、N₂等) (%)
- ・回収蒸気圧力 (MPaG)及び温度 (°C)

上記数値から検討された発生蒸気量から、ボイラの常用蒸気量と最大蒸気量を決定し、付帯機器の容量計算に使用する。廃熱ボイラの付帯機器としては下記の通り。

2) ボイラ給水ポンプ

廃熱ボイラのボイラドラムに給水するための高揚程のポンプである。形式については高圧を保持するボイラドラムへ給水を行うポンプのため、揚程が不足すると給水不全が発生する可能性があることに留意し揚程及び給水温度を考慮して多段又は単段タービンポンプ等の適切な揚程のものを選定する。給水量は発生蒸気量に応じて制御する。

なお、ボイラ給水ポンプの故障停止時に廃熱ボイラが空焚きとなるため、保安上予備機を設ける必要がある。

3) ボイラ強制循環ポンプ(必要な場合)

廃熱ボイラ缶水を強制的に循環させるためのポンプである。形式はキャンドポンプ等の適切な揚程のものを選定する。高温かつ強アルカリ性の缶水を循環させるため、ポンプ形式及び材質の選定には注意が必要となる。

なお、ボイラ強制循環ポンプの故障停止時には、水管への循環水の供給が停止し、水管の破損を招く恐れがあるため、保安上予備機を設ける必要がある。

4) ボイラ薬注設備

ボイラ水の水質を基準値内に維持するために、ボイラ水配管中にスケールの形成等を防止するための規定の薬品を注入する装置であり、貯留タンクと注入ポンプにより構成される。ボイラ薬品は使用する軟水または純水水質により注入量を決定する必要がある。

5) 軟水装置および純水装置

軟水装置はボイラ給水として利用する水中に含まれるカルシウムイオンやマグネシウムイオンなどの陽イオンを、イオン交換樹脂の働きでナトリウムイオンに置き換える働きを持つ装置である。カルシウムイオンやマグネシウムイオンは、濃度や pH、温度など条件が揃うと、二酸化炭素や、イオウ化合物やリン酸などと結合してスケールを析出させる。スケールはボイラ水管内に付着して、伝熱

効率を低下させたり水の流路を狭めたりする。しかしナトリウムイオンは解離性が高く、完全に水分を失わない限り析出しにくい(スケール化しにくい)ため、スケールによるトラブルを防ぐことができる。イオン交換樹脂の再生には、食塩水(塩化ナトリウム)を用いるため、ユーティリティとして工業塩を用いる。

蒸気が高圧(2.0MPa 以上)の条件においては、ナトリウムイオンまで除去した純水を用いる必要があり、純水装置を用いる必要がある。純水装置は陽イオン交換樹脂と陰イオン交換樹脂により構成されており、その再生には塩酸ならびに苛性ソーダが用いられる。

(3) 復水式タービンの設計

本設備は廃熱ボイラで発生させた蒸気を電気エネルギーに変換する復水式タービン及び発電機と、補機類によって構成される。得られる蒸気量に対して発電量を最適化するため、蒸気量にあったタービン及び発電機の規模の選定と入口蒸気、出口蒸気各条件の設定が重要となる。各機器の設計上の留意点を以下に示す。

1) 復水式タービン発電機

廃熱ボイラで発生した蒸気の持つエネルギーを回転エネルギーに変換する装置で、形式は衝動型復水式タービンを基本とする。概略図を図 25-2 に示す。

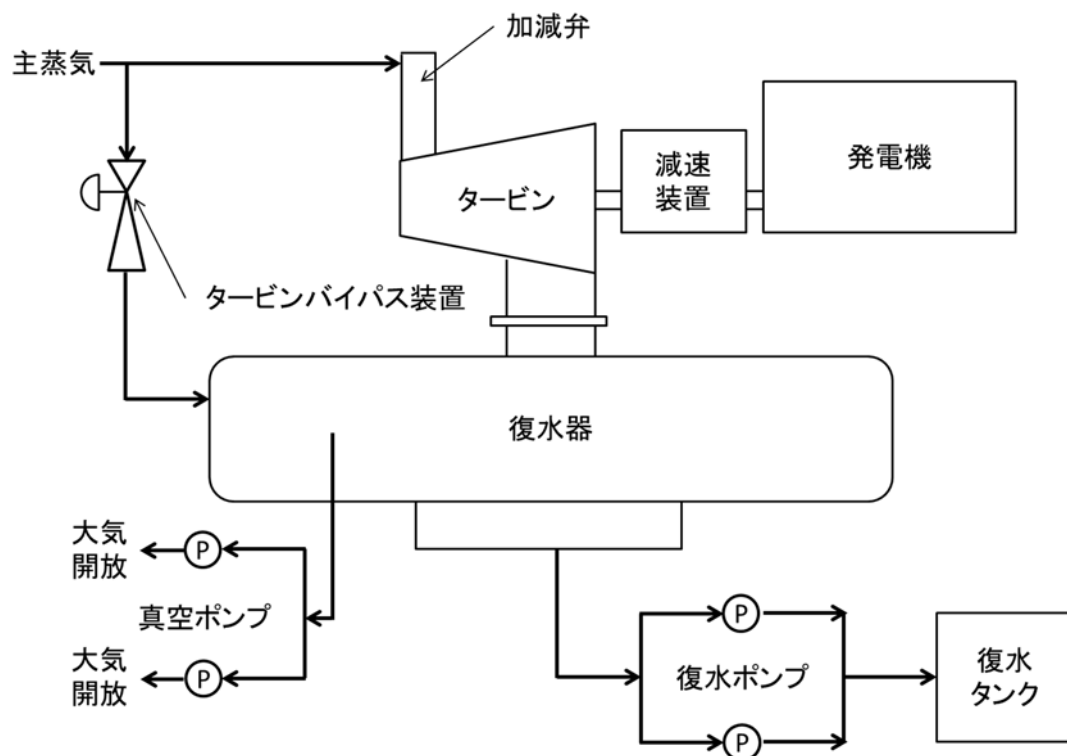


図 25-2 復水式タービン発電機概略図

復水式タービンにより得られた回転エネルギーは減速機を介して発電機に適した回転数まで調整され、発電機によって回転エネルギーから電気エネルギーへの変換を行う。

復水式タービン発電機を設計する上で必要な諸数値は下記の通りであり、各数値については脱水汚泥性状範囲(図 20-1 参照)を考慮する。

- ・入口蒸気圧力 (MPaG)、温度 (°C)
- ・タービン排気圧力 (kPaA)、温度 (°C)
- ・タービン入口蒸気量 (t/h)

※タービン排気圧力については、3) 水冷式蒸気復水器に供給される冷却水温度と量から最適な条件を決定し選定する。

上記数値より検討された結果から、付帯機器の容量計算を実施する。復水式タービン発電機の主な付帯機器は下記の通り。

2) タービンバイパス装置

タービンバイパス装置は、タービン停止時に発生した蒸気を安全に減圧・減温し復水器にて処理可能とする設備であり、減圧部と減温部からなる。減圧・減温後の蒸気条件については水冷式蒸気復水器の能力を考慮して選定する。

3) 復水器

復水器は、蒸気を復水化させるための装置である。構造は多管式(シェル& チューブ式)を基本とする。§ 14 で検討した利用可能な冷却水流量・温度・水質を考慮の上、適切な構造・材質を選定する。

容量としては、発生した蒸気をすべて復水化できる能力とし、その能力を満足できる冷却水量を確保する。下水処理水の性質によっては復水器内に付着物が発生する可能性があるため、定期整備時の清掃等対策を考慮する。詳細は資料編 1.3.2 復水器冷却水について を参照のこと。

4) 真空ポンプ

真空ポンプは、復水器中に導入される非凝縮性気体(窒素等)を取り除き復水器内の真空度を確保するために設置する。形式は水封式を基本とし、復水器の真空度を満足する容量を選定する。

5) 復水ポンプ

復水ポンプは、復水器で復水された復水を復水タンクに給水するために設置する。容量は復水を十分に給水可能な容量とする。

6) 復水タンク

復水タンクは、復水を一次的に貯留し、発電設備系内の蒸気・復水流量の変動を吸収するために設置する。容量は設置場所・コストを考慮し、想定される変動幅に対応可能なように選定する。

(4) ダクト・配管の設計

ダクト及び配管設計時の留意点を以下に示す。

1) ダクト

廃熱ボイラへ導入する燃焼排ガスは飛灰を含むため、灰の堆積を考慮して設計を行う。堆積が予想される部分についてはダクトに傾斜をつける等灰堆積を回避するような設計を行い、必要によってはハンドホール等を設置し、清掃が可能な構造とする。詳細については、資料編 1.3.4 **ダクト灰堆積について** を参照のこと。

また、ダクトからの放熱量が増加することにより、発電出力に大きな影響が出るため、十分な保温を検討する。詳細については資料編 1.3.1 **ダクト配管の放熱量について** を参照のこと。

2) 配管

蒸気の温度・圧力の低下は発電出力に大きく影響を与えるため、できる限り圧損が少なくなるよう配管設計を行い、十分な保温を実施する。ボイラと復水式タービンの設置場所についてはできる限り配管長を短くするように選定する。実証設備は蒸気配管長 90m 程度で、放熱量は 0.45%程度（春先に測定）である。外気温が 0℃程度～30℃程度まで変化した場合の放熱量を試算すると、放熱は 0.47%～0.43%程度となり、十分な保温を実施している状況の場合、外気温の変動による影響は極僅かであると思われる。配管長が長くなると圧力損失が増加し、必要な配管太さが大きくなるため、コストが増大する。得られるメリットと配管長を伸ばすことによるコストを十分に検討したうえで、配置を決定する必要があると思われる。詳細については、資料編 1.3.1 **ダクト配管の放熱量について** を参照のこと。

(5) 灰搬出設備の設計

本設備は廃熱ボイラにおいて排出される灰を灰ホッパまで移送する設備である。本設備は従来の灰搬出設備と同様に設計可能である。形式としては空気輸送、フライトコンベア等配置場所・コスト等を考慮して選定する。

(6) 共通設備の設計

本設備は発電設備に圧縮空気を供給する設備であり、従来設備と同様に設計可能である。各機器の設計上の留意点を以下に示す。

1) 空気供給設備

制御用・作動用等の圧縮空気を確保するために設ける。騒音、振動等を考慮した形式を標準とする。なお、形式によっては騒音・振動防止法において特定施設として扱われるため、設置場所に

は留意すること。また空気圧縮機の付属として、空気使用量の変化に対応するため空気槽を設け、制御用・作動用空気の除湿のため除湿器を設けるとともに、停電・断水等発生した場合においても安全に停止することができるよう留意する。

(7) 計装設備の設計

計測設備は、本実証設備の運転状況を適切に把握するために必要な項目を測定可能なように設計する。各設備における主な計測項目を表 25-1 に示し、廃熱ボイラ及び蒸気タービンについて、計測器の配置位置をフロー上に示した

表 25-1 高効率発電設備の主な計測項目

設備名称	計測項目
廃熱ボイラ設備	ボイラドラム水位・圧力、給水流量・温度、排ガス温度（入口・出口）、ボイラ缶水 pH・電気伝導度、ボイラ循環水流量
蒸気タービン発電機	蒸気流量、タービンバイパス蒸気流量、タービン入口蒸気温度・圧力、排気温度・圧力、復水器内圧力・温度、復水流量、
灰搬出設備	集塵装置圧損、空気量（空気輸送の場合）
ユーティリティ設備	空気槽圧力

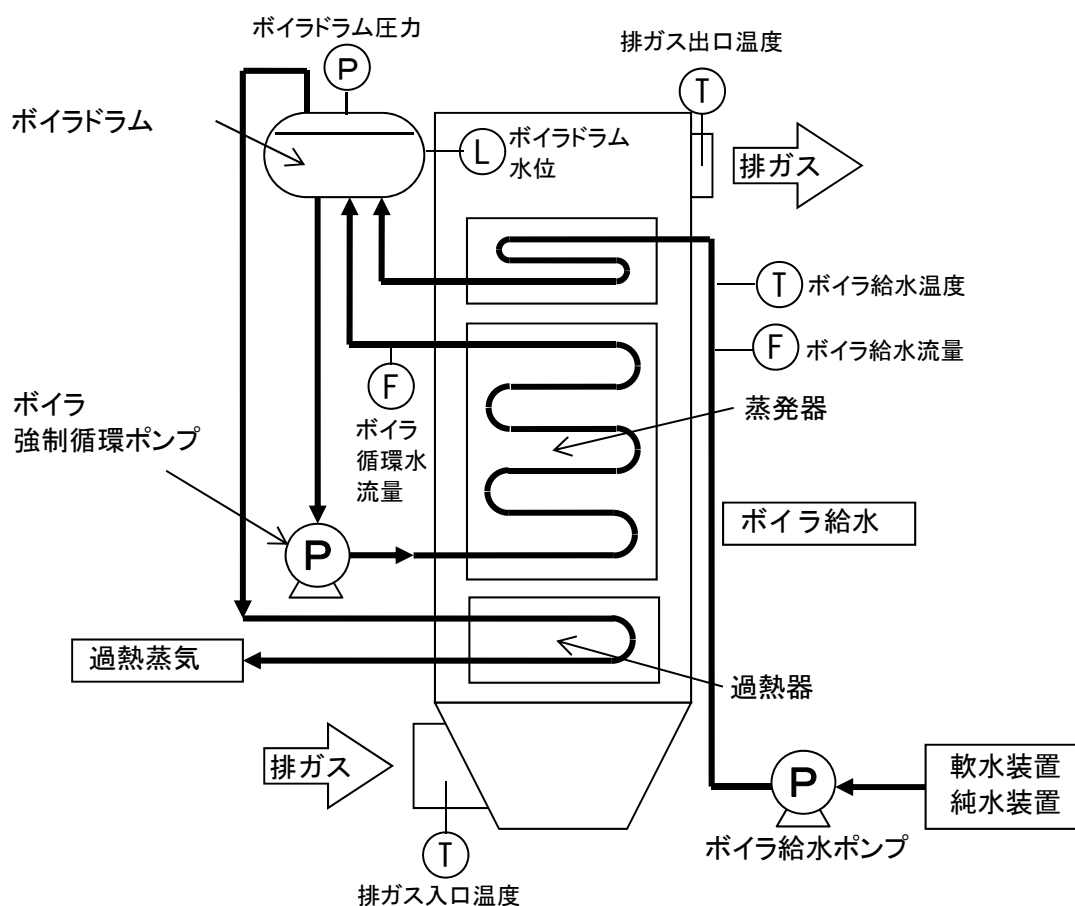


図 25-3 廃熱ボイラ 計測器配置模式図

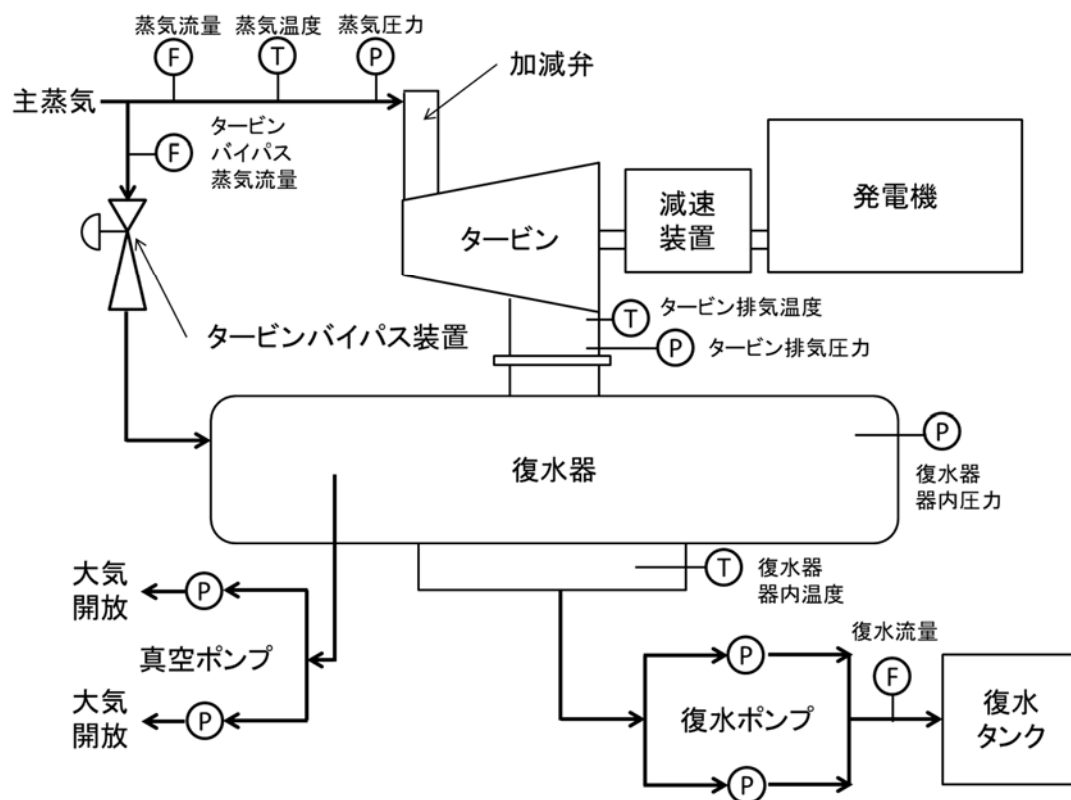


図 25-4 蒸気タービン発電機 計測器配置模式図

(8) 制御方法

1) 廃熱ボイラ

廃熱ボイラの自動制御は、ボイラドラム水位制御、ボイラドラム圧力制御、過熱蒸気温度制御を行う。ボイラドラム水位制御については、ボイラドラム液位、給水量、蒸発量、の 3 要素からドラムレベル制御を行う 3 要素制御を基本とする(図 25-5 参照)。ボイラドラム圧力についてはタービン側で主蒸気圧力を制御し、調整する。過熱蒸気温度制御については、方式として過熱器をバイパスさせる制御あるいは過熱蒸気を減温器に導入し設定温度まで制御する方式があり、適切な形式を選定する。

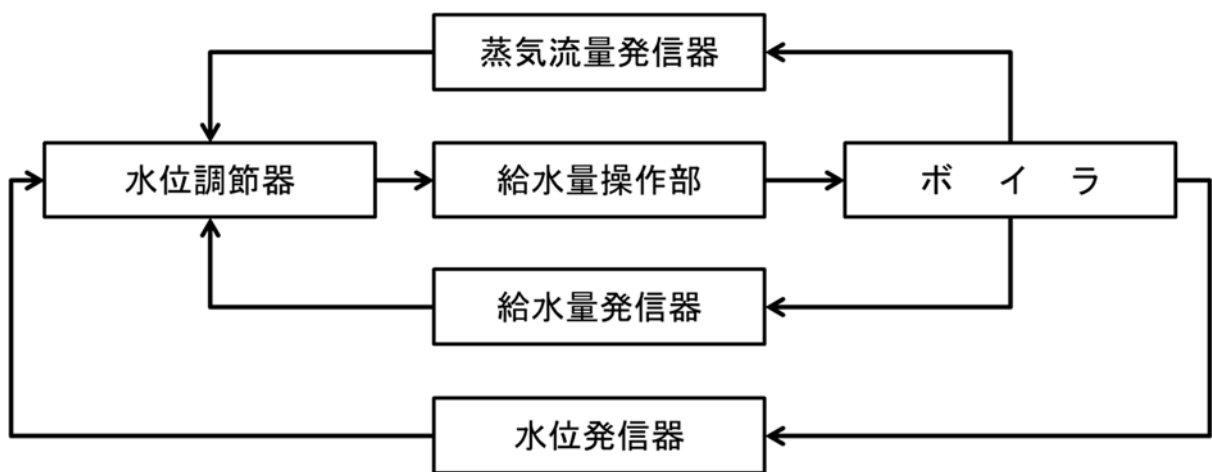


図 25-5 ボイラドラム水位制御ブロック図(3 要素制御例)

2) タービン

蒸気タービンの制御については、主蒸気圧力等が一定となるようにタービンの蒸気加減弁を制御し、タービンへの蒸気流量に応じた発電を行う主圧制御と、タービン出力を設定し、設定値に見合った発電量となるようにタービンの蒸気加減弁開度を調整する負荷制御がある。負荷制御実施時にはタービンに導入される蒸気量が減り、主蒸気の圧力が上昇するため、タービンバイパス減温器にて主蒸気圧力が設定圧以上に上昇しないように余剰蒸気のバイパス処理を行う。なお、設定圧については、タービン入口蒸気圧力が設計値以上となることが無いよう設定する。

(9) 安全対策

従来の污泥焼却設備と同様の安全対策(火傷防止、落下・転落防止、巻込まれ防止、酸欠防止等)を行う。

§ 26 局所攪拌空気吹込み技術の設計

基本計算を基に、局所攪拌空気吹込み設備の設計を行う

- (1) 局所攪拌吹込み設備の設計
- (2) 計装設備の設計
- (3) 制御設備の設計
- (4) その他
- (5) 安全対策

【解 説】

- (1) 局所攪拌空気吹込み設備の設計

局所攪拌空気吹込み設備は、空気予熱器により加熱された燃焼空気の一部を分岐し、砂層よりも上部で再度吹き込むことで、砂層での抑制燃焼とフリーボード部での高温燃焼を促進し NO_x 、 N_2O の排出を抑制することを目的とする設備である。局所攪拌空気吹込み設備については下記の通り設計する。

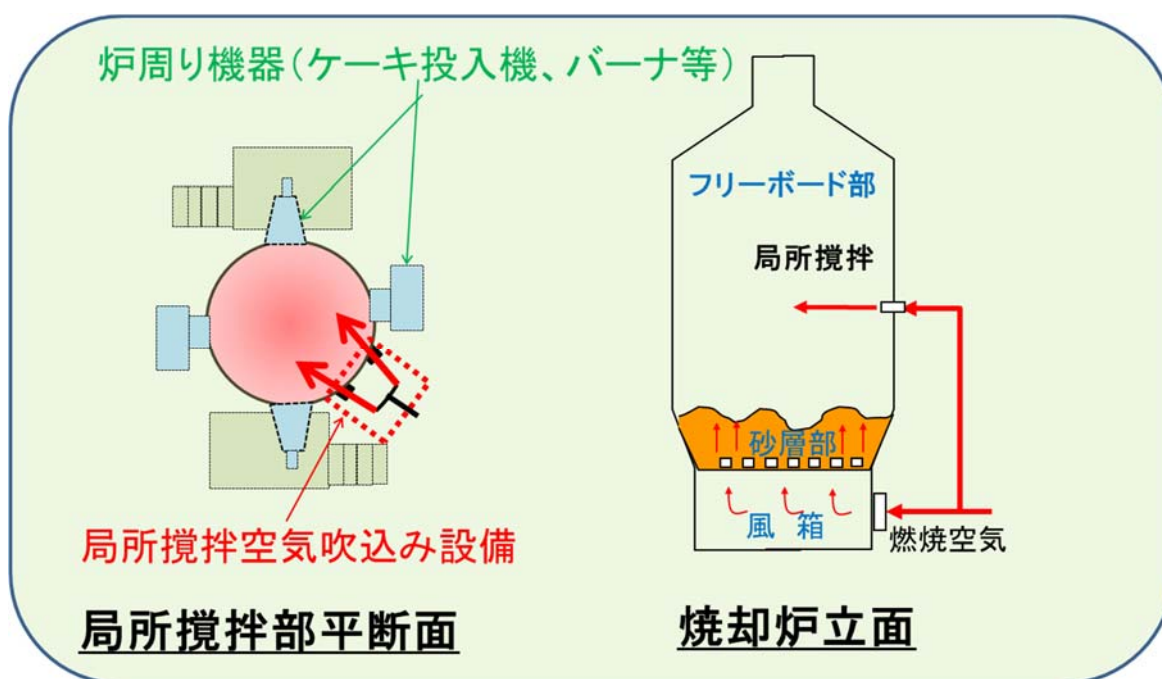


図 26-1 局所攪拌空気吹込み装置概略図

1) 局所攪拌空気吹込み位置

局所攪拌空気の吹込み位置については、炉の寸法等に留意して検討し、砂層内での抑制燃焼の達成とフリーボード部の高温化を達成するため、目安として砂層よりも上部且つ炉体高さの半分程度の位置に設置する。局所攪拌空気の吹込みに伴い、炉内温度のセンサー等に悪影響を与えないよう横方向の設置位置を決定する。詳細の確認には各パラメータを変化させてシミュレーションを実施し、炉内温度分布を検討の上決定する。表 26-1 にシミュレーション時の検討項目、図 26-2 に局所攪拌空気吹込みシミュレーション例を示す。局所攪拌空気の吹込みにより、焼却炉フリーボード部に吹込み前 840～850℃から最大 30℃程度上昇し 860～880℃の高温場が形成されるという結果が得られた。

表 26-1 局所攪拌空気吹込みシミュレーション時の検討項目

検討項目	備考
FB 最高温度	N ₂ O 削減効果に影響
FB 高温範囲	N ₂ O 削減効果に影響
炉内 O ₂ 濃度	攪拌状況の確認のため
炉内 CO 濃度	攪拌状況の確認のため
滞留時間	

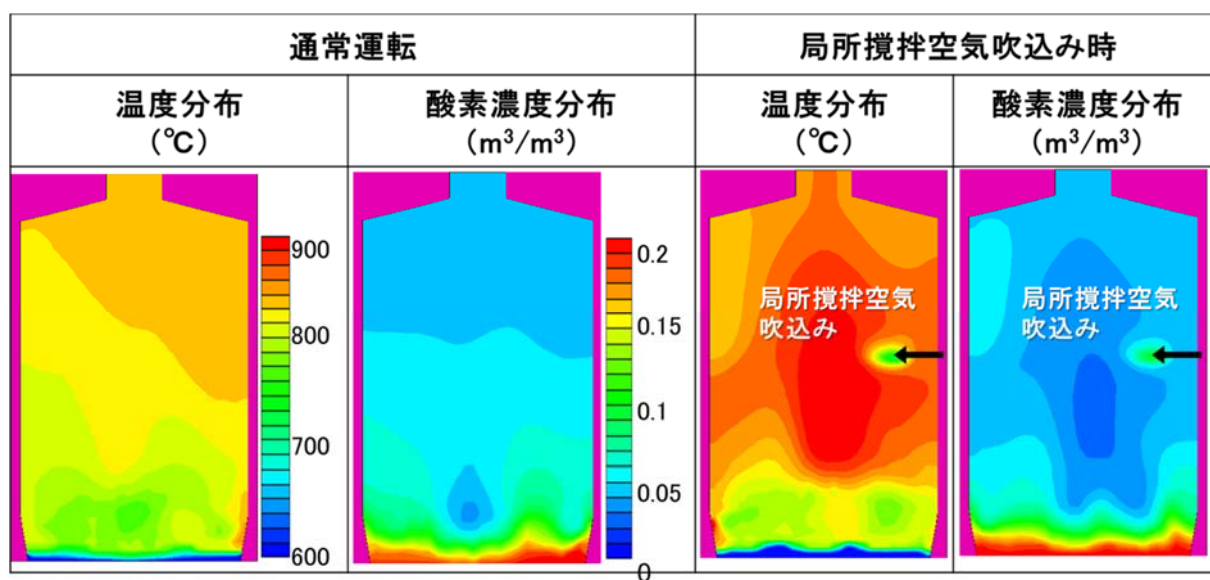


図 26-2 局所攪拌空気吹込みシミュレーション例

2) 局所攪拌空気吹込み角度

局所攪拌空気の吹込みノズルの吹込み角度については、局所攪拌空気吹込み位置の水平方向に設置し、水平面内でノズル同士が一定の角度となるように設計する。詳細の確認が必要な場合はシミュレーションを実施し、炉内温度分布を検討の上決定する。以下に局所攪拌空気吹込みノズル部の概略図を示す。

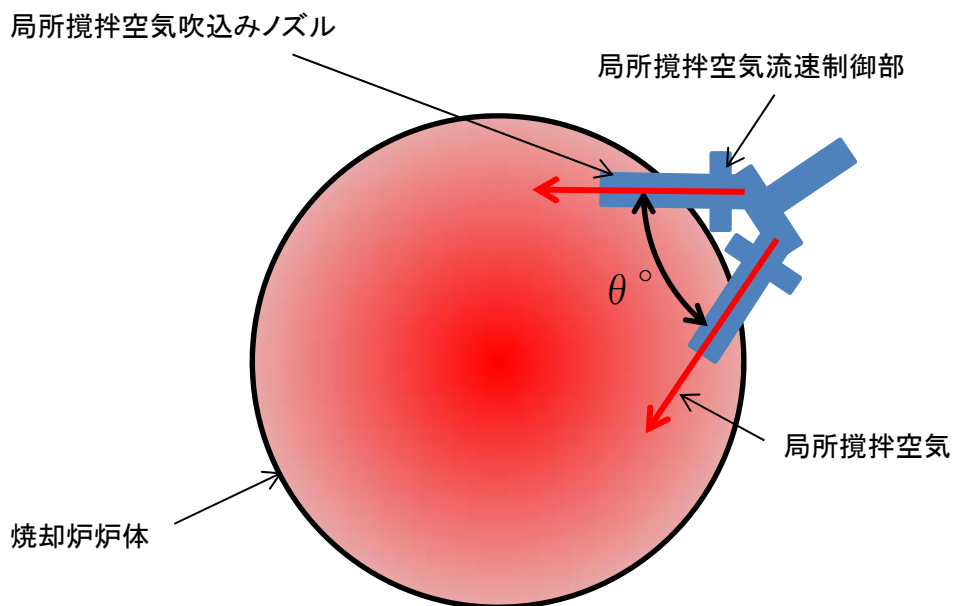


図 26-3 局所攪拌空気吹込みノズル部概略図

3) 局所攪拌空気吹込みノズル

局所攪拌空気吹込みノズルは、燃焼空気量の 10～20%程度を局所攪拌空気として吹込み可能なように設計を行う。また、流速の調整機能を備え、運転条件の調整が可能となるように設計する。吹込みノズルについては、熱伸び等を十分考慮して設計し、流速が高い吹込み運転の場合でも破損しない十分な強度を持つようにする。詳細は資料編 1.3.6 局所攪拌空気吹込み装置損傷についてを参照のこと。

既設設備への追加設置を実施する場合は、既設設備と干渉しないように配管し、局所攪拌空気の分岐により、流動空気の圧力等に影響が無いよう留意の上設計する。

(2) 計装設備の設計

計装設備は、本実証設備の運転状況を適切に把握するために必要な項目を測定可能なように設計する。本設備における主な計測項目を下記表 26-2 及び図 26-4 に示す。

表 26-2 局所攪拌空気吹込み設備の主な計測項目

設備名称	計測項目
局所攪拌空気吹込み設備	燃焼空気量、局所攪拌空気量、炉内温度、排ガス温度、排ガス濃度(O_2 、 N_2O 、 NO_x 、 CO 等)

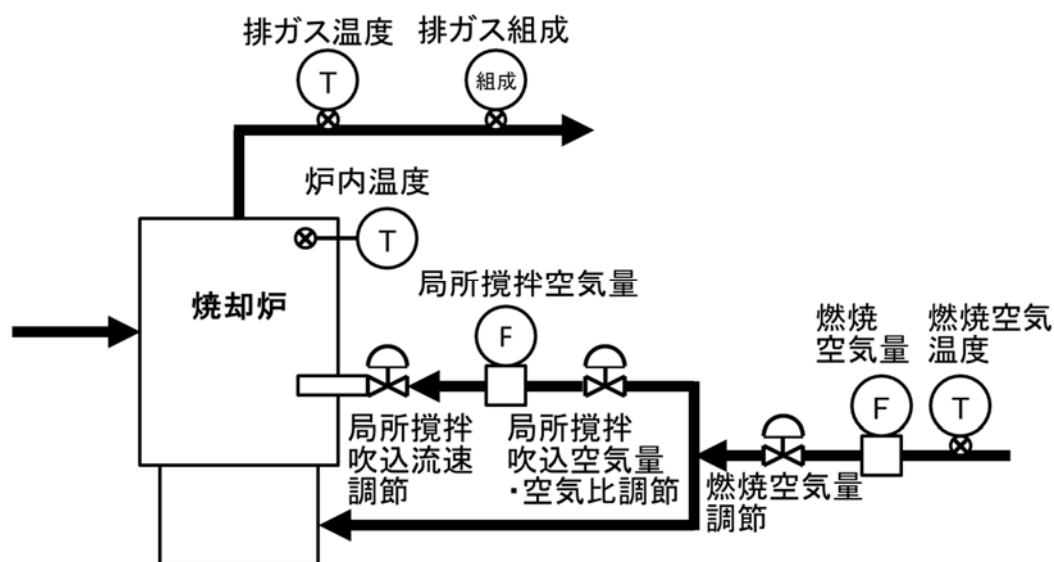


図 26-4 局所攪拌空気吹込み設備計測器配置模式図

(3) 制御設備の設計

局所攪拌空気吹込み設備の運転による N_2O 、 NO_x 削減効果を最大化するため、下記監視項目を監視し、パラメータを操作する。下記の表 26-3 に監視項目及びパラメータの一覧を示す。さらに、局所攪拌空気の吹込みにより、流動空気量が流動下限値を下回らないようインターロックを設ける等の対応を行う。

表 26-3 監視項目と操作パラメータ

監視項目	操作パラメータ
・炉内温度 ・排ガス濃度 (O_2、N_2O、NO_x、CO 等) ・燃焼空気比 ・焼却量 ・補助燃料使用量	・燃焼空気量 (設備の設置状況による) ・局所攪拌空気量 ・局所攪拌空気吹込み流速

運転員は N_2O 濃度の上昇に対する局所攪拌空気量の調整や排ガス中酸素濃度の上昇に対する流動空気量の調整など、上記パラメータを監視し手動にて各操作パラメータの操作を行う。

運転員に必須とされる資格・経験等はないが、焼却炉の運転と密接に関連しているため、通常の流動焼却炉の運転・操作に習熟していることが望ましい。なお、監視項目と操作パラメータにより自動化した制御運転も可能となる。

(4) その他

砂層温度分布に偏差が生じた場合は、砂層の不流動が発生する恐れがあるため、状況に留意して運転を行う。不流動の発生に関する詳細は資料編 1.3.3 焼却炉流動不良についてを参照のこと。

(5) 安全対策

従来の汚泥焼却設備と同様の安全対策 (火傷防止、落下・転落防止、巻込まれ防止、酸欠防止等)を行う。

第 5 章 維持管理

第 1 節 運転管理

§ 27 導入効果を高める管理の要点

革新的技術の導入効果を高めるためには、設備ごとに以下の点に留意して運転管理を行うことが望ましい。

(1) 高効率発電設備

- 1) 脱水汚泥含水率
- 2) 蒸気発生量
- 3) スートブロワの運転頻度
- 4) 発電設備追加に伴う追加監視項目
- 5) 主任技術者の設置

(3) 局所攪拌空気吹込み設備

- 1) 燃焼空気量
- 2) 炉内温度
- 3) O₂濃度
- 4) 流動不良
- 5) 局所攪拌空気吹込み設備の追加に伴う追加監視項目

【解説】

(1) 高効率発電設備

安定的に効率の高い発電を行うため、焼却炉に投入する脱水汚泥含水率や廃熱ボイラにおける蒸気発生量、スートブロワの運転頻度を適正に管理する。また、既設設備に対して追加設置を行う場合は、廃熱ボイラへの切り替え時に炉内圧力が変動する、スートブロワ運転時に炉内圧力が変動する等運転への影響が発生する恐れがあるため、既設設備側との連絡を密にしつつ切り替えを行う。また、焼却発電設備に伴い、ボイラを安定的に運転・管理を行うために、ボイラ薬品の追加(1回/1週間程度)、純水装置薬品の追加(1回/2週間程度)等の追加作業が発生する。

1) 脱水汚泥含水率

発電量を増加させるためには、廃熱ボイラに流入する排ガスの熱量を増大させて発生する蒸気量を増加させるとともに、蒸気温度、蒸気圧力を維持する必要がある。

廃熱ボイラに流入する排ガスは空気予熱器で熱交換を行った後の排ガスであるため、空気予熱器における熱回収を適正に行うことも必要である。

空気予熱器において必要以上に熱回収を行うことは発電量の低下につながるので、炉内温度を監視して燃焼空気温度を最適な温度とするとともに温度変動の少ない安定した状態に維持することが重要である。

2) 蒸気発生量

前述の通り、発電量を増加させるためには蒸気量を増加させることが重要である。

したがって、タービンバイパスで蒸気を復水することは蒸気の無駄につながり避けるべきで、発生した蒸気を無駄なくタービンで使えるようにタービン出力の調整を行うことが重要である。

3) スートブロワの運転頻度

廃熱ボイラの伝熱面を清浄な状態に維持することは、蒸気量を維持するために重要で、スートブロワはボイラ出口の排ガス温度や蒸気量、蒸気圧力、蒸気温度を監視して、必要な時に適切なタイミングで行うことが重要となる。

一方、スートブロワを使用することは、本来発電に使用できる蒸気の減少につながるため必要最小限とする必要がある。

なお、選択的にスートブロワを使用した場合、ボイラ内の回収熱バランスが変わるため、ボイラ内温度変化に留意のこと。

4) 発電設備追加に伴う追加監視項目

発電設備の追加に伴う追加監視項目を表 27-1 に示す。

表 27-1 発電設備の追加に伴う追加監視項目

機器	監視項目
廃熱ボイラ	ボイラドラム水位・圧力、過熱蒸気流量・圧力・温度、缶水電気伝導度・pH、ボイラ給水流量、ボイラ出口ガス温度、ボイラ差圧
蒸気タービン	タービン入口過熱蒸気流量・圧力・温度、復水器器内圧力・温度、復水温度、冷却水流量・温度・圧力

5) 主任技術者の設置

本技術は、電気事業法 43 条に該当する自家用電気工作物となるため、電気主任技術者及びボイラタービン主任技術者の選任が必要となる。主任技術者に求められる要件については資料編 4.発電設備設置時の適用法令を参照のこと。

(2) 局所攪拌空気吹込み設備

安定的な N_2O および NO_x の除去を維持するために、燃焼空気量、炉内温度、 O_2 濃度を適切に管理するとともに、流動不良を生じないように留意した管理を行う。

1) 燃焼空気量

燃焼空気量が適正流量よりも多い場合、炉内の燃焼ガスが冷却されるためフリーボード温度が低下するため、局所吹込みの効果が低下することになる。さらに、所定の空気割合で流動空気として供給される空気量が増加するため砂層における燃焼が抑制されないため、局所吹込みの効果が低下することになる。

炉出口排ガス中の O_2 濃度を監視して、最小流動化空気量を維持したうえで適正空気流量となるように管理する必要がある。

2) 炉内温度

炉内温度が低下すると、特に N_2O 削減効果が低下する。

炉内温度の低下の要因としては、前述の燃焼空気量のほか、脱水汚泥含水率、脱水汚泥有機分割合などの汚泥性状、燃焼空気温度、汚泥焼却量が挙げられる。

汚泥焼却量や汚泥性状に関しては容易に調整することが難しく、処理場全体として調整を行うことが必要となる。

局所攪拌空気吹込み設備を運転すると炉内温度(フリーボード温度)が上昇する傾向がある。焼却炉メーカーにより炉内温度(フリーボード温度)については上限が定められている場合はその温度を超えることがないように留意することが必要となる。炉内温度が 850°C 以上となる高温場をできる限り広く確保できるように制御することで、局所攪拌空気吹込み設備の運転効果を高めることが可能である。

3) O_2 濃度

焼却する汚泥量に対して燃焼空気が多い場合、炉出口の排ガス中の O_2 濃度が高くなる。

炉内温度を高温に維持するため、局所吹込みの効果を維持するために最適な燃焼空気量とするために O_2 濃度を監視することが重要となる。実証フィールドでの例として 6.6～7.0%程度の範囲で管理を行っているが、設備により適切な制御範囲が異なる可能性があるため、十分な検討を行った上で、管理範囲を決定する。

4) 流動不良

局所攪拌空気吹込みにおいて燃焼空気量を十分に削減することが重要となる。また、局所攪拌空気吹込み設備を運転すると、燃焼空気量の一部を局所攪拌空気(二次空気)として吹き込むことにより、砂層に供給される空気(一次空気)流量が減少する。

気泡流動層焼却炉においては最小流動化風量を一次空気量が下回ると砂層の流動状態が低下し、局所的に温度低下を生じる流動不良と呼ばれる現象を生じる。

流動不良が発生すると、燃焼排ガスの性状の悪化や砂層内でのクリンカーの生成につながり、最終的に焼却運転が継続できなくなる恐れがある。

局所攪拌空気吹込みを行う際には砂層の温度分布の偏差に注意して、流動不良が発生しないように監視を行うとともに、砂層温度の偏差が大きくなった場合は、一時的に流動空気量を増やすなどの対策を行うことも必要である。

また、汚泥の投入異常により、砂層の流動へ悪影響を与える可能性があるため、ケーキ投入量については設定した投入量に対して、実際の投入量と差異がないか、灰発生量等の指標と照らし合わせて日常的に確認する。

5) 局所攪拌空気吹込み設備追加に伴う追加監視項目

局所攪拌空気吹込み設備の追加に伴う追加監視項目を表 27-2 に示す。

表 27-2 局所攪拌空気吹込み設備の追加に伴う追加監視項目

機器	監視項目
局所攪拌空気吹込み 設備設備	局所攪拌空気流量、一次空気流量、砂層温度偏差

§ 28 運転管理項目

導入システムの運転管理では、各設備に対して、測定、分析、解析を行い、適正な運転が行われていることを確認する。

- (1) 高効率発電設備
- (2) 局所攪拌空気吹込み設備

【解説】

(1) 高効率発電設備

安定的かつ効率的な熱回収および発電を維持するための主な管理基準を表 28-1～3 に示す。

表 28-1 焼却炉廻りの管理基準

項目	測定方法	管理基準	備考
汚泥含水率	分析	設計基準値※以下	低下で発電量増加
汚泥有機分	分析	設計基準値※以下	上昇で発電量増加
汚泥発熱量	分析	設計基準値※以下	上昇で発電量増加
汚泥投入量	連続	安定していること	自動計測

汚泥性状・投入量についてはボイラ蒸発量や発電量に大きく影響するため、ここに示している。
 その他の管理基準については従来の焼却炉で指示があるものに従う必要がある。
 ※革新的技術を導入する焼却設備の設計基準値以下とする。設計基準値の設定はメーカーごとに異なるため、詳細はメーカーに確認すること。

表 28-2 廃熱ボイラ廻りの管理基準

項目	測定方法	管理基準	備考
ボイラードラム水位	連続	規定水位	自動制御
ボイラードラム圧力	連続	届出値以下※ ¹	自動制御
過熱蒸気流量	連続	安定していること	自動計測
過熱蒸気圧力	連続	届出値以下※ ¹	自動計測
過熱蒸気温度	連続	届出値以下※ ¹	自動計測
缶水電気伝導度	連続	JIS 基準値以下	自動計測
缶水pH伝導度	連続	JIS 基準値以下	自動計測
純水水質	日常点検	規定硬度以下	管理者による分析
給水量	連続	必要量	自動制御
出口ガス温度	連続	運転指標以下	管理基準値以上で スートブロウ運転
ボイラー差圧	連続	運転指標以下	同上
その他	日常点検	保安規程※ ² による	保安規程※ ² による

※1 発電設備の設置の際、所轄の経済産業省産業保安監督部に届け出た工事計画書の届出値以下に管理する必要がある。

※2 保安規程とは、自家用電気工作物(ボイラー、発電機など)を設置する者が、電気事業法の規程により使用開始前に所轄の経済産業省産業保安監督部へ届け出るものである。

表 28-3 蒸気タービン発電機の管理基準

項目	測定方法	管理基準	備考
入口過熱蒸気流量	連続	安定していること	自動計測
入口過熱蒸気圧力	連続	届出値以下※1	自動制御
入口過熱蒸気温度	連続	届出値以下※1	自動制御
復水器内圧力	連続	運転指標以下	自動計測
復水器器内温度	連続	運転指標以下	自動計測
出口復水温度	連続	運転指標以下	自動計測
各種冷却水量	連続	運転指標以下	自動計測
各種冷却水圧力	連続	運転指標以下	自動計測
各種冷却水温度	連続	運転指標以下	自動計測
その他	日常点検	保安規程による	保安規程による

※1 発電設備の設置の際、所轄の経済産業省産業保安監督部に届け出た工事計画書の届出値以下に管理する必要がある。

(2) 局所攪拌空気吹込み設備

安定的かつ効率的な N_2O 、 NO_x の排出抑制状況を維持するための主な管理基準を表 28-4 に示す。

表 28-4 局所攪拌空気吹込み設備の管理基準

項目	測定方法	管理基準	備考
燃烧空気量	連続	安定していること	自動計測
污泥焼却量	連続	安定していること	自動制御
O_2 濃度	連続	目標値以下	自動計測
N_2O 濃度	連続	目標値以下	自動計測
NO_x 濃度	連続	規制値以下	自動計測
砂層温度	連続	適正範囲内	自動計測
フリーボード温度	連続	設定値以上	自動計測
局所攪拌空気比率	連続	上限値以下	自動計測

※局所攪拌空気比率の上限値は、流動不良を発生させないように設定する。

第 2 節 保守点検

§ 29 保守点検

導入システムを長期間、適切な状態に維持するために、点検整備を実施する。

(1) 日常点検

現場巡回点検の頻度は、1 日間に 2 回を標準とする。

(2) 定期点検 (法定点検)

設備を長期的に維持するために 1 回/年を基本に点検を行う。

【解説】

(1) 日常点検

通常の運転監視は、中央制御室にて遠隔で監視する。

一方、常時監視する必要が無い機器の点検は、日常点検として、設備の安定運転を維持するために、運転中に実施する。頻度は 1 日間に 2 回 (昼間・夜間) を標準とする。主要点検項目を表 29-1 に示す。また参考に点検リストの一例を表 29-2 に示す。

局所攪拌空気吹込みを行う際には砂層の温度分布の偏差に注意して、流動不良が発生しないように監視を行うとともに、砂層温度の偏差が大きくなった場合は一時的に流動空気量を増やすなどの対策を行うことも必要である。詳細は資料編 1.3.3 を参照のこと。

基本的な保守・点検は従来設備の延長として考えて問題ないが、廃熱ボイラ及び発電設備などの電気工作物については、別途定めた保安規定に則った巡視点検・保守の実施が必要となる。詳細は「(2) 定期点検 (法定点検)」表 29-3 参照のこと。

表 29-1 日常点検主要項目

機器分類	項目
各機器共通	腐食、破損、変形、漏れ、汚れ、錆、塗装剥離、ボルト等緩み
搬送機器	詰まり、付着固着、摩耗、チェーン等の張り
駆動機器	異音、振動、発熱、油量、電流値
計器類	指示値
分析計類	分析サンプルガス量、標準ガス残量、校正
薬液タンク類	残量確認 (補充)
電気工作物※	自主保安管理 (詳細は保安規定による)

※電気工作物: 蒸発器 (廃熱ボイラ)、蒸気タービン・発電機など については、「(2) 定期点検 (法定点検)」表 29-3 による。

表 29-2 現場巡回監視点検リスト(一例)

年月日付時刻				記録者	純水装置										純水タンク						
					DCS	直流電源装置					上水 加圧 ポンプ	純水装置									
						3系統却 全体画面	直流電圧		整流器 出力	蓄電池 電流		吐出 圧力	流量	水位	給水 温度	圧力	処理水 EC	機盤 温度	積算値	フィルター圧力	
					発電機 出力	蓄電池 (1)	整流器 (2)	負荷 (3)	整流器 出力 (4)	蓄電池 電流 (5)	1	2	3	4	5	6	7	8	入口	出口	9
日	付	開始時刻			kW		V		A		MPa	m3/h	m	℃	MPa	mS/m	℃	m3	× 0.1 MPa		m

(2) 定期点検(法定点検)

定期点検は、設備を長期的に維持するために、機器毎に規定の頻度で必要な項目に関し、停止中に実施するものであり、法令による主要項目を表 29-3 および表 29-4 に示す。

保守オーバーホールの頻度は、各機器の耐用年数等をもとに、適正なストックマネジメント検討を行うことにより設定することが重要である。

なお、焼却炉については、従来設備に準じて実施する。(労働安全衛生法、大気汚染防止法、消防法)

表 29-3 法定点検項目(電気事業法)

機器設備	巡視		点検(検査含む)		
	頻度	点検項目	頻度	点検項目	備考
廃熱ボイラー	1 回/1 日	・外観 ・ドラム水位 ・振動、異音、温度 ・漏洩の有無 ・計器指示値	1 回/2 年	・外部点検 ・測定試験 ・内部点検	・外部から目視及び器具類等により各部の点検を行う。 ・測定器を用いて安全弁の吐出圧力測定等を行う。 ・分解して各部の点検を行う。
蒸気タービン	1 回/1 日	・外観 ・水面計点検 ・振動、異音、温度 漏洩、排油、弛み ・計器指示値	1 回/4 年	・外部点検 ・測定試験	・外部から目視及び器具類等により各部の点検を行う。 ・測定器を用いて非常調速機の作動回転数等の測定を行う。
発電機	1 回/1 日	・外観 ・振動、異音、温度 ・計器指示値	1 回/2 年	・外部点検 ・測定試験	・外部から目視及び器具類等により各部の点検を行う。 ・測定器を用いて絶縁抵抗測定を行う。
			1 回/4 年	・内部点検	・分解して各部の点検を行う。
遮断器	1 回/1 週	・外観 ・異音、温度、汚損 ・計器指示値			

表 29-4 法定点検項目圧力容器(労働安全衛生法)

機器分類	項目
スートブロー アキュムレータ	労働安全衛生法に基づく定期検査及び性能検査(1 回/1 年)

第 3 節 緊急時の対応

§ 30 緊急時の対応

停電、地震、蒸気タービン発電機停止や給水の停止時において、本システムを含む汚泥焼却設備が機能停止した場合に、安全に装置を停止するための対応を示す。

- (1) 停電発生時
- (2) 地震発生時
- (3) 蒸気タービン発電機停止時の対応
- (4) 給水の停止時
- (5) 発電を止めた場合の影響範囲

【解説】

(1) 停電発生時

停電時は、焼却炉への汚泥、補助燃料、燃焼用空気の供給が止まり、炉内における燃焼もとまるため排ガスの発生が停止する。加えて、誘引ファンも停止するため排ガスの廃熱ボイラへの流入が減少する。

蒸発器(廃熱ボイラ)については、排ガスの流入が停止した後も余熱により高温に維持されるため、ボイラ給水ポンプが停止した場合、ボイラの水位が下がり、空焚きとなって水管が焼損してしまう恐れがある。また、強制循環ボイラの場合はこれに加えてボイラ循環ポンプの停止により水管への給水が不十分となり焼損を生じる恐れがある。そこで、非常用電源によりボイラ給水ポンプやボイラ強制循環ポンプが再起動可能な自動制御を設置する。

蒸気タービンについては、焼却炉の運転停止により廃熱ボイラへの排ガスの通ガスが停止すると蒸気温度、蒸気圧力が低下、これを検知して主蒸気止め弁が全閉となり蒸気の供給が遮断されて緊急停止(トリップ)に至る。蒸気の供給が停止し、タービンの回転が止まった状態ではタービンの上側の温度が下側よりも低下することにより変形を生じることを防ぐために、タービンが完全に冷却されるまで連続的に回転させるためのターニング装置と潤滑油の供給を維持するための補助油ポンプに電源を供給するための非常用電源を設ける。非常用電源設備はタービン設備の一部として設置し、タービンが停止可能となるまで油ポンプを運転可能な容量を選定する。

計装設備に電源を供給する制御電源については、設備の状態を継続的に監視するとともに非常時に対応した自動制御の作動を可能とするため無停電電源装置を設ける。

既設設備への追加設置を行う場合、既設の非常用発電設備の容量に追加したポンプ等の動力が加味されていないため、既設の非常用発電設備の容量を確認し、不足する場合には別途非常用発電設備を設ける、もしくは停電時に安全に発電設備を切り離すことができるよう設計を行う。

(2) 地震発生時

地震発生時は、地震の揺れの大きさにより感震装置の作動あるいは運転員の判断により設備を非常停止させる。非常停止後の対応については(1)と同様である。

(3) 蒸気タービン発電機停止時の対応

蒸気タービン発電機本体は、法で定められた警報装置および保護装置を具備することで保安を担保しており、不測の事態においても他機器に影響を与えずに速やかに停止するものとしている。蒸気タービン発電機が停止した場合、蒸気タービン発電機入口の蒸気遮断弁を即座に閉とし、蒸気を速やかにタービンバイパス側に切り替える制御を設ける。

(4) 給水の停止時

冷却水(砂ろ過水)の給水が停止した場合、発電設備だけでなく焼却設備の給水対象機器もインターロックにより停止するため、発電設備、焼却設備のいずれも停止する。

上水の給水が停止した場合に、焼却設備に給水対象機器が存在しない場合は、発電設備の給水対象機器の停止により発電設備のみを非常停止させ、焼却設備の運転は継続する状態となる。この場合、焼却設備が運転中であるため、可能な場合は廃熱ボイラへの通ガスを停止して使用水量を低減させる処置が必要となる。発電設備の非常停止後の対応は廃熱ボイラについては排ガスの流入が停止した後も余熱により高温に維持されるため、ボイラが十分に冷却されるまで、ボイラ給水ポンプ、ボイラ強制循環ポンプ等の補機類の運転を継続する。蒸気タービンについては非常停止後十分に冷却されるまで一定速度でローターを回転させるターニング運転を行った上で停止する。

(5) 発電を止めた場合の影響範囲

発電が停止した場合、炉を含めた設備全体として受電電力量が増加するが、これに対応出来る受電・配電設備としておく必要がある。

また、受電契約によっては、発電開始/停止の連絡を電力会社にする必要が有る。

参考文献

- 1 公益社団法人日本下水道協会. 下水道施設計画・設計指針と解説. 2009 年.
- 2 公益社団法人日本下水道協会. 下水道維持管理指針. 2014 年.
- 3 公益社団法人日本下水道協会. 下水道用語集. 2000 年.
- 4 国土交通省. 下水道における地球温暖化対策マニュアル. 平成 28 年 3 月
- 5 日本下水道事業団. 機械設備工事一般仕様書. 平成 31 年度.
- 6 国土交通省・公益社団法人日本下水道協会. バイオソリッド利活用基本計画(下水污泥処理総合計画)策定マニュアル. 平成 16 年 3 月.
- 7 環境省・経済産業省. 温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル. 平成 30 年 6 月.
- 8 国土交通省水管理・国土保全局下水道部下水道事業課長. 下水道事業におけるエネルギー効率に優れた技術の導入について. 平成 29 年 9 月.
- 9 総務省. バイオマスの利活用に関する政策評価書. 平成 23 年 2 月.
- 10 建設省都市局下水道部・日本下水道事業団. 污泥焼却炉の省エネルギー化に関する調査報告書. 1985 年.

資料編

1. 実証研究結果

1. 1 実証研究概要

1. 1. 1 実証設備

(1) 研究名称

温室効果ガス削減を考慮した発電型汚泥焼却技術実証研究

(2) 実施者

JFE エンジニアリング(株)・日本下水道事業団・川崎市共同研究体

(3) 実施期間

平成 29 年 8 月 25 日～平成 30 年 3 月 31 日(平成 29 年度 委託研究期間)

平成 30 年 7 月 12 日～平成 31 年 3 月 29 日(平成 30 年度 委託研究期間)

(4) 実施場所

実証設備設置場所:川崎市入江崎総合スラッジセンター

(所在地:神奈川県川崎市川崎区塩浜 3-24-12)

(5) 処理対象

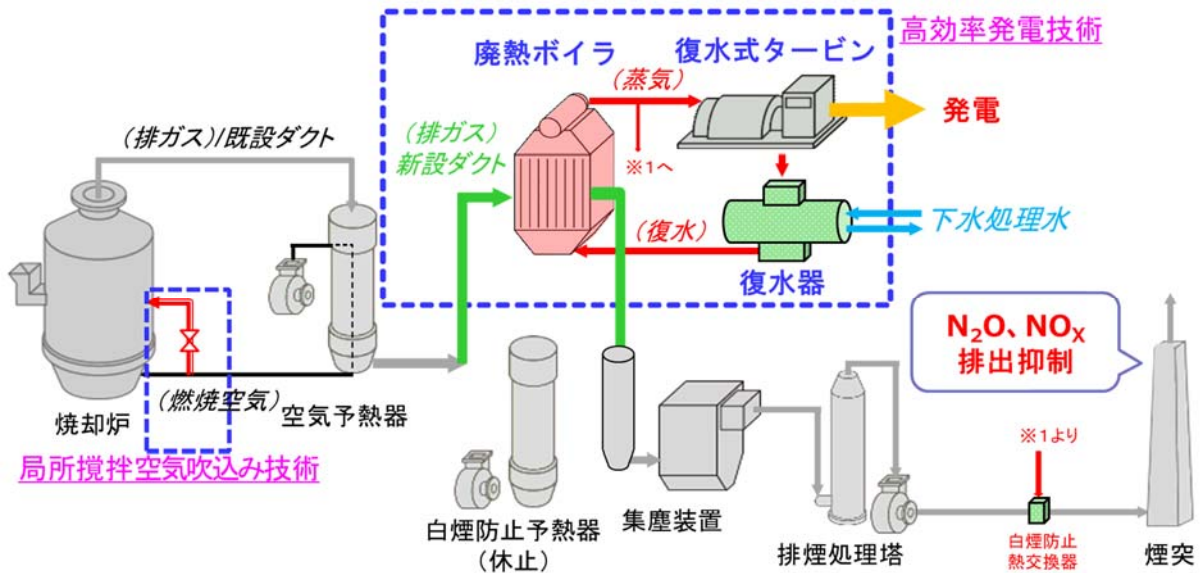
本設備の処理対象は混合生汚泥とした。

(6) 処理規模

焼却量は 120wet-t/日(低負荷)～150 wet-t/日(定格)～170 wet-t/日(高負荷)とした。

(7) 実証設備フロー

図資 1.1.1-1 に本実証設備の概略フローを示す。



図資 1.1.1-1 実証設備概略フロー

1. 1. 2 運転条件とスケジュール

(1) 運転条件

表資 1.1.2-1 に実証運転を行った運転条件を示す。

表資 1.1.2-1 運転条件一覧

	局所攪拌空気吹込み	
負荷(wet-t/日)	あり	なし
低負荷(120)	実施	実施
定格負荷(150)	実施	実施
高負荷(170)	実施	実施
低含水(140 ^{※1})	実施	実施せず ^{※2}

※1 低含水試験時は含水率が低下するため、固形物負荷が定格と同等程度になるように焼却量を設定した。

※2 低含水試験については、ポリマの変更等を実施し、運転時間に余裕がないため、局所攪拌空気吹込みなしのデータについては取得できなかった。

1. 実証研究結果

(2) スケジュール

表資 1.1.2-2 に実証工程を示す。

表資 1.1.2-2 実証工程

実証項目			平成 29 年度			平成 30 年度			
			6-9 月	10-12 月	1-3 月	4-6 月	7-9 月	10-12 月	1-3 月
準備期間	高効率発電技術	設計制作	→						
		現地工事		→					
	局所攪拌空気吹込技術	設計制作	→						
		現地工事		→					
試験期間	試運転				→				
	実証試験				→	→ 春季試験	→ 夏季	→ 秋季	→ 冬季
	連続運転試験					→			→

※平成 30 年度 4 月-6 月の自主研究成果についても春季試験として参考までにデータを記載した。

1. 2実証運転データ一覧

下記工程で四季の実証運転を行った。実証運転により得られた運転データを下記の項目についてそれぞれ示す。

1. 2. 1 発電設備運転結果

下記に低負荷、定格、高負荷、低含水の各運転条件における運転結果を表資 1.2.1-1～4 に示す。
なお、春季と冬季の高負荷運転において投入量に差がみられるが、評価については投入熱量を基準に行っているため、問題ないと考えられる。

表資 1.2.1-1 低負荷運転結果一覧

	春季	夏季	秋季	冬季※1、※2
焼却量(wet-t/日)	117	120	130	125
投入熱量(GJ/h)	11.6	12.5	13.1	-
発電量(kW)	230	290	360	-
消費電力量(kW)	509	551	560	-

※1 高効率発電設備の冬季低負荷試験は実証フィールドの運転状況により取得できなかった。

表資 1.2.1-2 定格負荷運転結果一覧

	春季	夏季	秋季	冬季※2
焼却量(wet-t/日)	150	150	151	154
投入熱量(GJ/h)	14.9	16.6	14.8	15.4
発電量(kW)	420	605	448	385
消費電力量(kW)	529	552	567	560

表資 1.2.1-3 高負荷運転結果一覧

	春季	夏季	秋季	冬季※2
焼却量(wet-t/日)	154	165	158	174
投入熱量(GJ/h)	17.2	16.0	16.0	17.5
発電量(kW)	545	514	482	506
消費電力量(kW)	552	565	572	600

表資 1.2.1-4 低含水運転結果一覧

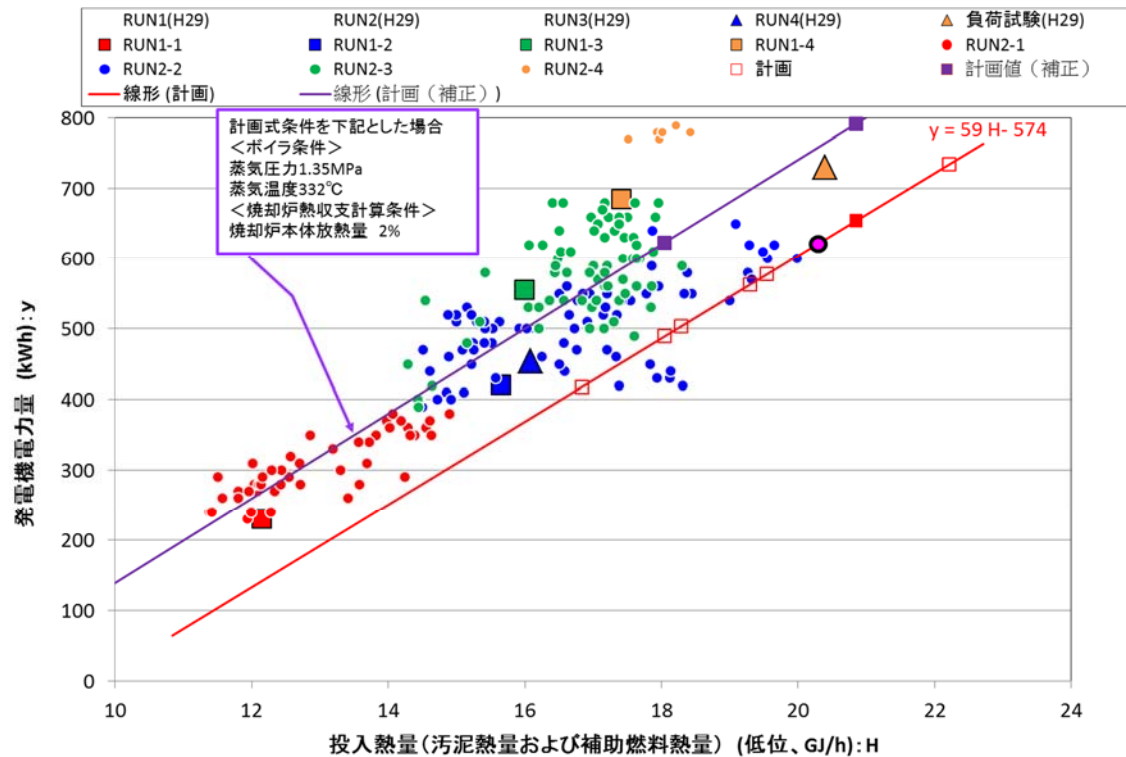
	春季	夏季	秋季	冬季※2
焼却量(wet-t/日)	138	136	140	139
投入熱量(GJ/h)	17.8	18.8	15.8	
発電量(kW)	690	730	683	616
消費電力量(kW)	559	563	569	592

※2 冬季試験において発電量が低く見えるのは、炉内温度が不安定で、炉内温度の上昇にエネルギー

1. 実証研究結果

を消費したためであると考えられる。

表資 1.2.1-1～4 に示した各運転条件について、炉への投入熱量と発電量の関係を図資 1.2.1-1 とし
て以下に示した。



図資 1.2.1-1 投入熱量に対する発電量の関係

以上の結果より、ほぼ全ての点が設計値(赤線)を上回り、目標を満足していることが示された。なお、紫色の線は設計値に対し、下記条件を試運転時の運転データより得られた条件に変更して試算した設計値(補正)である。

表資 1.2.1-5 変更した試算条件

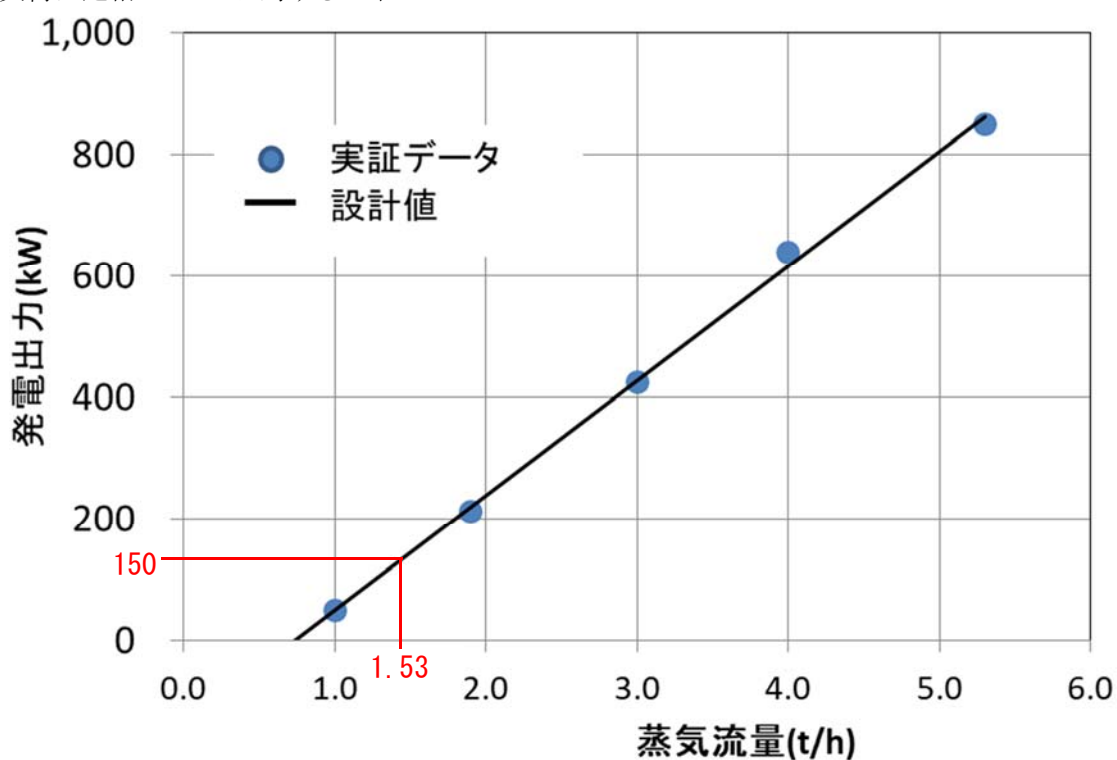
	設計値	設計値(補正)
炉体放熱	5%	2%
主蒸気圧力	1.5	1.35
主蒸気温度	353	332

また、復水式タービンの運転可能範囲を確認するため、蒸気量を変化させて復水式タービンを運転し、運転可能範囲の評価を行った。結果を図資 1.2.1-2、表資 1.2.1-6 に示す。

表資 1.2.1-6 蒸気流量と発電量の関係

負荷※	(一)	1/4	2/4	3/4	4/4
蒸気流量	(t/h)	1.9	3.0	4.0	5.3
発電出力	(kW)	213	425	638	850

※負荷は定格 850kW に対する比率



図資 1.2.1-2 蒸気流量と発電量の関係

以上の結果より、本実証技術で用いた復水式タービンを用いて、適用範囲の下限である 60t/日【16ds-t/日】程度、発電量 150kW の規模における蒸気発生量 (1.53t/h) においても発電設備の運転が可能であることが示された。

1. 2. 2 局所攪拌空気吹込み設備運転結果

(1) N₂O 削減率

各運転条件における N₂O 濃度と削減率を以下の表資 1.2.2-1~4 に示す。春季～秋季試験については砂層の不流動を防止するため、流動空気量を十分に調整することが難しく、十分な削減効果を得られない結果となった。砂層の流動不良対策を実施した冬季試験については、目標とした 50%削減を満足する結果となった。

表資 1.2.2-1 低負荷 N₂O 削減率一覧

	春季		夏季		秋季		冬季	
局所攪拌空気吹込み	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり
N ₂ O 濃度 (ppm-12%O ₂)	150	96	269	229	228	162	107	61
N ₂ O 削減率(%)	-	36	-	15	-	29	-	43

表資 1.2.2-2 定格負荷 N₂O 削減率一覧

	春季		夏季		秋季		冬季	
局所攪拌空気吹込み	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり
N ₂ O 濃度 (ppm-12%O ₂)	155	132	115	101	147	100	87	41
N ₂ O 削減率(%)	-	15	-	12	-	32	-	53

表資 1.2.2-3 高負荷 N₂O 削減率一覧

	春季		夏季		秋季		冬季	
局所攪拌空気吹込み	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり
N ₂ O 濃度 (ppm-12%O ₂)	173	111	118	118	95	156	120	54
N ₂ O 削減率(%)	—	36	—	0	—	—	—	55

表資 1.2.24 低含水 N₂O 削減率一覧

	春季		夏季		秋季		冬季	
局所攪拌空気吹込み	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり
N ₂ O 濃度 (ppm-12%O ₂)		66		57		88		15
N ₂ O 削減率(%)		—		—		—		—

※低含水試験については運転時間の関係でブランクデータなし。

なお、N₂O の削減率については以下の式に従い算出した。

$$\text{N}_2\text{O 削減率}(\%) = \frac{\text{局所攪拌空気吹込み設備停止時のN}_2\text{O 濃度} - \text{運転時のN}_2\text{O 濃度}}{\text{局所攪拌空気吹込み設備停止時のN}_2\text{O 濃度}} \times 100$$

ただし、各濃度については 12 %O₂ 補正值とする。

また、局所攪拌空気吹込み設備運転時の N₂O 排出係数については、冬季定格負荷運転時のデータを用い、以下の式に従い算出した。

$$\begin{aligned} \text{N}_2\text{O 排出係数 (t-N}_2\text{O/wet-t)} &= \text{排ガス中の N}_2\text{O 濃度 (ppm)} \times \text{排ガス量 (Nm}^3\text{/h)} \times \\ &\quad \text{N}_2\text{O 密度 (1.978 kg/Nm}^3\text{)} \times 10^{-9} / \text{汚泥投入量 (wet-t/h)} \end{aligned}$$

排ガス中の N₂O 濃度については、酸素濃度による補正前の数値を用いるため、以下のように算出した。

$$\text{排ガス中の N}_2\text{O 濃度 (ppm)} = 41.3 \text{ ppm} - 12\% \text{O}_2 \times \frac{21\% - 6.7\% (\text{測定箇所における酸素濃度})}{21\% - 12\%} = 65.6$$

また、1. 2. 1 発電設備運転結果より、冬季定格試験時の投入量は 154wet-t/日、時間あたりに換算すると 6.42wet-t/h となる。排ガス量については1. 2. 4 分析結果より冬季定格 試験時の排ガス量 11500 Nm³/h を採用し計算を行うと、N₂O 排出係数は以下の通りとなる。

$$\text{N}_2\text{O 排出係数 (t-N}_2\text{O/wet-t)} = \frac{65.6 \times 11500 \times 1.978 \times 10^{-9}}{6.42} = 0.000232$$

1. 実証研究結果

(2) NO_x削減率

各運転条件における NO_x 濃度と削減率を以下の表資 1.2.2-5～8 に示す。なお、削減率の基準となるブランクデータについては、局所攪拌吹込み設備設置前 3 年のデータ平均値 (52ppm-12%O₂) とした。低負荷運転時には砂層の流動不良防止のため、燃焼空気比率を最適な条件まで操作することが出来ず、十分な効果が得られなかった。

表資 1.2.2-5 低負荷 NO_x 削減率一覧

	春季		夏季		秋季		冬季	
局所攪拌空気吹込み	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり
NO _x 濃度 (ppm-12%O ₂)	52	81	52	147	52	25	52	97
NO _x 削減率 (%)	-	-	-	—	-	53	-	-

表資 1.2.2-6 定格負荷 NO_x 削減率一覧

	春季		夏季		秋季		冬季	
局所攪拌空気吹込み	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり
NO _x 濃度 (ppm-12%O ₂)	52	19	52	10	52	12	52	13
NO _x 削減率 (%)	-	63	-	81	-	78	-	76

表資 1.2.2-7 高負荷 NO_x 削減率一覧

	春季		夏季		秋季		冬季	
局所攪拌空気吹込み	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり
NO _x 濃度 (ppm-12%O ₂)	52	16	52	8.5	52	12	52	12
NO _x 削減率 (%)	-	69	-	84	-	78	-	78

表資 1.2.2-8 低含水 NO_x 削減率一覧

	春季		夏季		秋季		冬季	
局所攪拌空気吹込み	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり
NO _x 濃度 (ppm-12%O ₂)	52	13	52	25	52	22	52	41
NO _x 削減率 (%)	-	75	-	52	-	58	-	21※

※砂層温度制御の不調により砂層温度が上昇し、その影響で NO_x 濃度が上昇したため、削減率が低下した。

なお、NO_x の削減率については以下の式に従い算出した。

$$\text{NO}_x \text{ 削減率 (\%)} = \frac{\text{局所攪拌空気吹込み設備設置前 3 年のデータ平均値} - \text{運転時の NO}_x \text{ 濃度}}{\text{局所攪拌空気吹込み設備設置前 3 年のデータ平均値}} \times 100$$

ただし、各濃度については 12 %O₂ 補正值とする。

以上の結果より、N₂O については砂層の不流動対策を実施した冬季試験のみで 50%削減を満足する結果となった。N₂O の発生源である脱水汚泥中の窒素含有率が年間を通してほぼ一定であること、脱水汚泥の発熱量は年間を通してほぼ一定であり、年間を通して冬季試験と同等の高温化が可能であることから、冬季の結果をもって本実証技術の性能とする。NO_x については低負荷条件において一部性能を満足することができなかったが、今後の共同研究において検討を進める予定である。また、今回の実証フィールドの汚泥中の窒素含有率は一般的汚泥性状よりも高いため、他の処理場においても今回評価された性能は確保されと考えられる。

1. 2. 3 実証設備効果

実証運転によって得られた運転データを基に、運転に必要な費用を算出し、経費回収年及び総費用(年価換算値)の縮減効果を試算した。加えてエネルギー削減効果、温室効果ガス削減効果についても各運転条件ごとに評価した。評価結果を以下に示す。

表資 1.2.3-1 試算結果一覧

処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]	60 (15.6)	100 (26.0)	150※ (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]	7.9	11.7	17.0	22.7
費用回収年 [年]	39.2	17.9	12.0	9.8
総費用(年価換算値) 縮減効果 [%]	-6.0	-2.2	0.5	2.2
エネルギー削減効果 [%]	17.2	49.9	97.6	125
温室効果ガス削減効果 [%]	51.2	52.8	69.7	72.9

※150t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。

1. 実証研究結果

(1) コスト

試算によって得られた費用回収年及び総費用(年価換算値)縮減効果を以下に示す。さらに実証データから得られた推算式を用いて、60t/日、100t/日、200t/日の条件について推算を行い、規模の変化によるコスト構造の変化を確認した。なお、試算については § 10 評価項目に示した試算方法を用いて行い、発電による電力費削減効果及び白煙防止予熱器停止による点検費用、交換費用削減効果については導入効果として負の値で積算した。

表資 1.2.3-2 試算した費用回収年

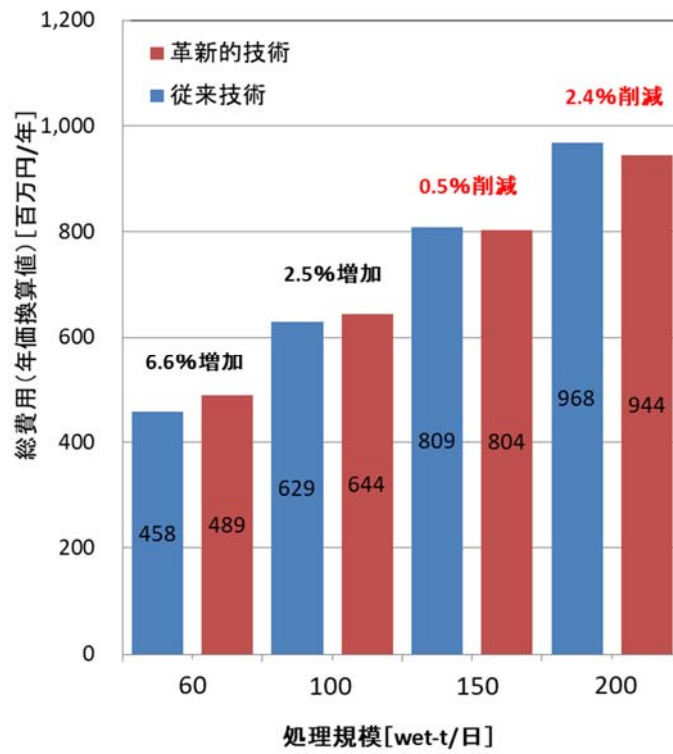
処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]	60 (15.6)	100 (26.0)	150* (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]	7.9	11.7	17.0	22.7
工事費 [百万円/年]	45.0	53.9	65.1	76.3
維持管理費 [百万円/年]	18.4	18.6	18.8	19.0
導入効果 [百万円/年]	-33.1	-57.1	-88.1	-119
費用回収年 [百万円/年]	39.2	17.9	12.0	9.8

※150t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。

表資 1.2.3-3 試算したコスト

処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]		60 (15.6)	100 (26.0)	150* (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]		7.9	11.7	17.0	22.7
従来技術	工事費 [百万円/年]	235	313	394	465
	維持管理費 [百万円/年]	224	315	414	503
	総費用(年価換算値) [百万円/年]	458	629	809	968
革新的技術	工事費 [百万円/年]	280	367	459	541
	維持管理費 [百万円/年]	242	334	433	522
	導入効果 [百万円/年]	-33.1	-57.1	-88.1	-119
	総費用(年価換算値) [百万円/年]	489	644	804	944
総費用(年価換算値)縮減効果 [%]		-6.0	-2.2	0.5	2.2

※150t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。



図資 1.2.3-1 総費用(年価換算値)縮減効果

1. 実証研究結果

(2) エネルギー削減効果

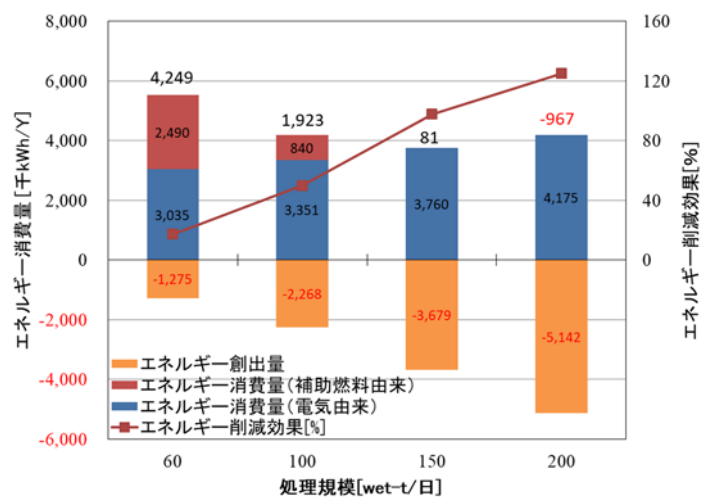
実証結果及び試算によって得られたエネルギー消費量及びエネルギー削減効果を以下に示す。さらに実証データから得られた推算式を用いて、60t/日、100t/日、200t/日の条件について推算を行い、規模の変化によるエネルギー削減効果の変化を確認した。

なお、試算については § 10 評価項目に示した試算方法を用いて行い、エネルギー創出量については、消費エネルギーを削減する効果を持つため、負の値として表記した。

表資 1.2.3-4 試算したエネルギー消費量

処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]		60 (15.6)	100 (26.0)	150※ (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]		7.9	11.7	17.0	22.7
従来技術	エネルギー消費量(電気由来) [千 kWh/Y]	2,642	2,998	3,443	3,888
	エネルギー消費量(補助燃料由来) [千 kWh/Y]	2,490	840	0	0
	エネルギー消費量[千 kWh/Y]	5,582	3,838	3,443	3,888
革新的技術	エネルギー消費量(電気由来) [千 kWh/Y]	3,035	3,351	3,760	4,175
	エネルギー消費量(補助燃料由来) [千 kWh/Y]	2,490	840	0	0
	エネルギー創出量 [千 kWh/Y]	-1,275	-2,268	-3,679	-5,142
	エネルギー消費量[千 kWh/Y]	4,249	1,923	80.8	-967
エネルギー削減効果 [%]		17.2	49.9	97.6	125

※150t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。



図資 1.2.3-2 エネルギー消費量削減効果

(3) 温室効果ガス削減効果

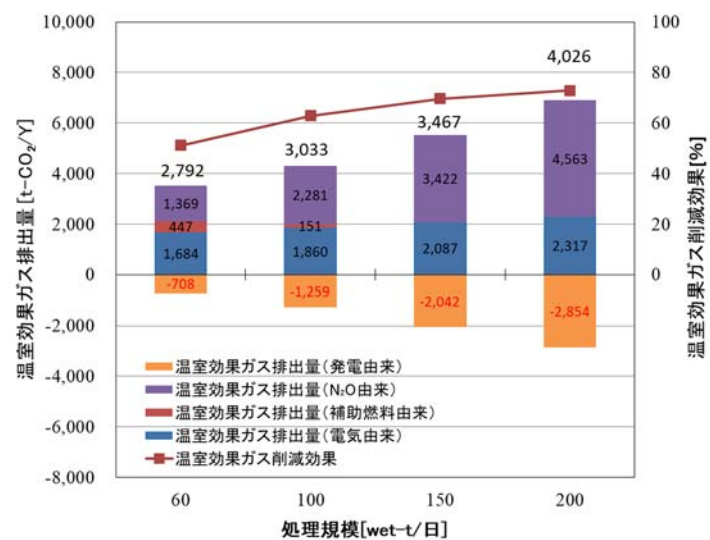
実証研究結果及び試算によって得られた温室効果ガス排出量及び温室効果ガス削減効果を以下に示す。さらに実証データから得られた推算式を用いて、60t/日、100t/日、200t/日の条件について推算を行い、規模の変化による温室効果ガス削減効果の変化を確認した。なお、試算については § 10 評価項目に示した試算方法を用いて行い、発電による温室効果ガス排出量は、発電によって得られた電力相当量の二酸化炭素を削減したものとして負の値として積算した。

表資 1.2.3-5 試算した温室効果ガス排出量

処理規模 [wet-t/日] (固形物量) [ds-t/日]		60 (15.6)	100 (26.0)	150* (39.0)	200 (52.0)
投入熱量 [GJ/h]		7.9	11.7	17.0	22.7
従来技術	温室効果ガス排出量(電気由来) [t-CO ₂ /Y]	1,466	1,664	1,911	2,158
	温室効果ガス排出量(補助燃料由来) [t-CO ₂ /Y]	447	151	0	0
	温室効果ガス排出量(N ₂ O 由来) [t-CO ₂ /Y]	3,806	6,343	9,514	12,686
	温室効果ガス排出量[t-CO ₂ /Y]	5,719	8,158	11,425	14,843
革新的技術	温室効果ガス排出量(電気由来) [t-CO ₂ /Y]	1,684	1,860	2,087	2,317
	温室効果ガス排出量(補助燃料由来) [t-CO ₂ /Y]	447	151	0	0
	温室効果ガス排出量(N ₂ O 由来) [t-CO ₂ /Y]	1,369	2,282	3,422	4,563
	温室効果ガス排出量(発電由来) [t-CO ₂ /Y]	-708	-1,259	-2,042	-2,854
	温室効果ガス排出量[t-CO ₂ /Y]	2,792	3,033	3,467	4,026
温室効果ガス削減効果[%]		51.2	62.8	69.7	72.9

※150t/日については、実際の実証試験結果より試算を行った。

1. 実証研究結果



図資 1.2.3-3 温室効果ガス排出量削減効果

1. 2. 4 分析結果

(1)汚泥分析結果

実証運転時に実施した汚泥分析の結果を以下に示す。

表資 1.2.4-1 汚泥分析結果(通常運転)

		春季平均	夏季平均	秋季平均	冬季平均
水分(%)		74.8	74.3	75.2	75.4
可燃分比率(%)		86.7	83.9	88.3	86.9
成分	C(%)	47.4	47.9	48.5	49.4
	H(%)	7.59	7.53	7.42	7.40
	O(%)	38.8	38.3	37.8	36.8
	S(%)	0.49	0.61	0.62	0.61
	N(%)	5.64	5.66	5.59	5.72
低位発熱量 (kJ/kg-DS)		17,300	17,020	18,013	18,010
高位発熱量 (kJ/kg-DS)		19,608	19,330	20,316	20,306

表資 1.2.4-2 汚泥分析結果(低含水)

		春季	夏季	秋季	冬季
水分(%)		71.7	71.6	72.9	73
可燃分比率(%)		86.8	87.3	87.3	87.4
成分	C(%)	47.2	49.1	48.9	49.0
	H(%)	7.69	7.57	7.19	7.40
	O(%)	39.0	36.7	37.4	37.2
	S(%)	0.51	0.57	0.63	0.59
	N(%)	5.59	5.97	5.86	5.67
低位発熱量 (kJ/kg-DS)		17,290	17,990	18,370	17,890
高位発熱量 (kJ/kg-DS)		19,598	20,300	20,673	20,187

1. 実証研究結果

(2) 排ガス分析結果

実証運転時に行った排ガス分析の結果を以下に示す。なお、排ガス分析は発電設備及び局所攪拌設備運転時に、集塵装置と排煙処理塔の間よりサンプリングを行い実施した。

① 春季

表資 1.2.4-3 汚泥分析結果(春季)

		低負荷	定格負荷	高負荷	低含水
湿りガス量	Nm ³ /h	16,200	15,600	20,300	20,600
乾きガス量	Nm ³ /h	10,600	10,900	13,400	13,000
排ガス温度	°C	186	188	212	219
排ガス静圧	kPa	-3.1	-3.2	-3.4	-3.5
排ガス流速	m/s	12.3	11.9	16.3	16.8
排ガス水分量	vol%	34.6	30.4	34.2	37
ダスト濃度	g/Nm ³	0.027	0.056	0.047	0.031
ダスト濃度(12%O ₂)	g/Nm ³	0.025	0.041	0.03	0.019
硫黄酸化物濃度	ppm	420	550	430	680
硫黄酸化物濃度(12%O ₂)	ppm	320	390	280	430
亜酸化窒素濃度	ppm	130	160	180	120
水銀濃度	μg/Nm ³	34	51	27	69
水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³	30	37	17	40
ガス状水銀濃度	μg/Nm ³	34	51	27	69
ガス状水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³	30	37	17	40
粒子状水銀濃度	μg/Nm ³	0.003 未満	0.003 未満	0.078	(0.0086)
粒子状水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³	0.003 未満	0.003 未満	0.05	(0.0052)
窒素酸化物濃度	ppm	86	48	27	12
窒素酸化物濃度(12%O ₂)	ppm	77	35	17	7
酸素濃度	%	11	8.6	6.9	6.1
CO ₂ 濃度	%	9.8	11.2	110	12.6
O ₂ 濃度	%	9.2	8.4	8.4	6
CO 濃度	%	5 未満	5 未満	5 未満	5 未満
N ₂ 濃度	%	81.0	80.4	80.6	81.4

② 夏季

表資 1.2.4-4 汚泥分析結果(夏季)

		低負荷	定格負荷	高負荷	低含水
湿りガス量	Nm ³ /h	18,900	20,900	21,900	21,700
乾きガス量	Nm ³ /h	15,000	16,500	16,900	14,700
排ガス温度	°C	203	213	218	217
排ガス静圧	kPa	-3.6	-4	-5.3	-3.5
排ガス流速	m/s	14.9	17	18.2	17.6
排ガス水分量	vol%	20.5	21.2	22.9	32.3
ダスト濃度	g/Nm ³	0.26	0.31	0.45	0.24
ダスト濃度(12%O ₂)	g/Nm ³	0.22	0.21	0.3	0.16
硫黄酸化物濃度	ppm	340	590	540	550
硫黄酸化物濃度(12%O ₂)	ppm	300	400	350	380
亜酸化窒素濃度	ppm	210	130	220	70
水銀濃度	μg/Nm ³	34	34	23	27
水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³	30	23	15	18
ガス状水銀濃度	μg/Nm ³	34	34	22	27
ガス状水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³	30	23	15	17
粒子状水銀濃度	μg/Nm ³	0.011	0.4	0.42	0.17
粒子状水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³	0.01	0.26	0.28	0.11
窒素酸化物濃度	ppm	130	12	13	13
窒素酸化物濃度(12%O ₂)	ppm	110	8	9	9
酸素濃度	%	10.6	11	7.5	7.5
CO ₂ 濃度	%	8.6	7.8	114	11
O ₂ 濃度	%	10.8	7.8	7.6	8
CO濃度	%	10	5 未満	5 未満	5 未満
N ₂ 濃度	%	80.6	81.2	81.0	81.0

③ 秋季

表資 1.2.4-5 汚泥分析結果(秋季)

		低負荷	定格負荷	高負荷	低含水
湿りガス量	Nm ³ /h	19,700	21,400	22,500	22,400
乾きガス量	Nm ³ /h	13,600	13,400	15,500	15,600
排ガス温度	°C	208	205	206	219
排ガス静圧	kPa	-3.7	-4	-5.7	-3.6
排ガス流速	m/s	15.6	17	18.4	18.2
排ガス水分量	vol%	31.0	37.4	31.0	30.4
ダスト濃度	g/Nm ³	0.27	0.25	0.25	0.52
ダスト濃度(12%O ₂)	g/Nm ³	0.22	0.17	0.18	0.36
硫黄酸化物濃度	ppm	480	440	490	550
硫黄酸化物濃度(12%O ₂)	ppm	390	310	350	380
亜酸化窒素濃度	ppm	220	180	180	120
水銀濃度	μg/Nm ³	58	37	34	74
水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³	46	25	24	50
ガス状水銀濃度	μg/Nm ³	57	36	33	74
ガス状水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³	46	25	23	50
粒子状水銀濃度	μg/Nm ³	0.15	0.062	0.74	0.23
粒子状水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³	0.12	0.043	0.52	0.16
窒素酸化物濃度	ppm	24	12	12	28
窒素酸化物濃度(12%O ₂)	ppm	19	8	8	19
酸素濃度	%	9.7	8.1	8.2	7.8
CO ₂ 濃度	%	9.6	11.6	10.8	10.6
O ₂ 濃度	%	9.8	7.8	8.4	8.4
CO 濃度	%	10	5 未満	50	5 未満
N ₂ 濃度	%	80.6	80.6	80.8	81.0

④ 冬季

表資 1.2.4-6 汚泥分析結果(冬季)

		低負荷	定格負荷	高負荷	低含水
湿りガス量	Nm ³ /h		17,900	32,000	16,400
乾きガス量	Nm ³ /h		11,500	18,900	11,000
排ガス温度	°C		208	220	201
排ガス静圧	kPa		-3	-5.2	-2.9
排ガス流速	m/s		14.2	26.6	12.8
排ガス水分量	vol%		35.6	40.9	33.2
ダスト濃度	g/Nm ³		0.37	1.2	0.33
ダスト濃度(12%O ₂)	g/Nm ³		0.23	0.73	0.21
硫黄酸化物濃度	ppm		590	790	660
硫黄酸化物濃度(12%O ₂)	ppm		370	480	420
亜酸化窒素濃度	ppm		180	130	33
水銀濃度	μg/Nm ³		67	55	71
水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³		43	33	45
ガス状水銀濃度	μg/Nm ³		67	54	71
ガス状水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³		43	33	45
粒子状水銀濃度	μg/Nm ³		0.13	0.57	0.097
粒子状水銀濃度(12%O ₂)	μg/Nm ³		0.087	0.35	0.061
窒素酸化物濃度	ppm		12	19	66
窒素酸化物濃度(12%O ₂)	ppm		8	12	42
酸素濃度	%		6.9	6.3	6.9
CO ₂ 濃度	%		12.2	13.0	12.2
O ₂ 濃度	%		6.8	6.4	6.6
CO 濃度	%				
N ₂ 濃度	%		81.0	80.6	81.2

※ 定格負荷については局所攪拌停止時の排ガス分析データ

1. 3 その他検証事項と提言

実証運転において判明した事項と提言について、以下の項目についてそれぞれ示す。

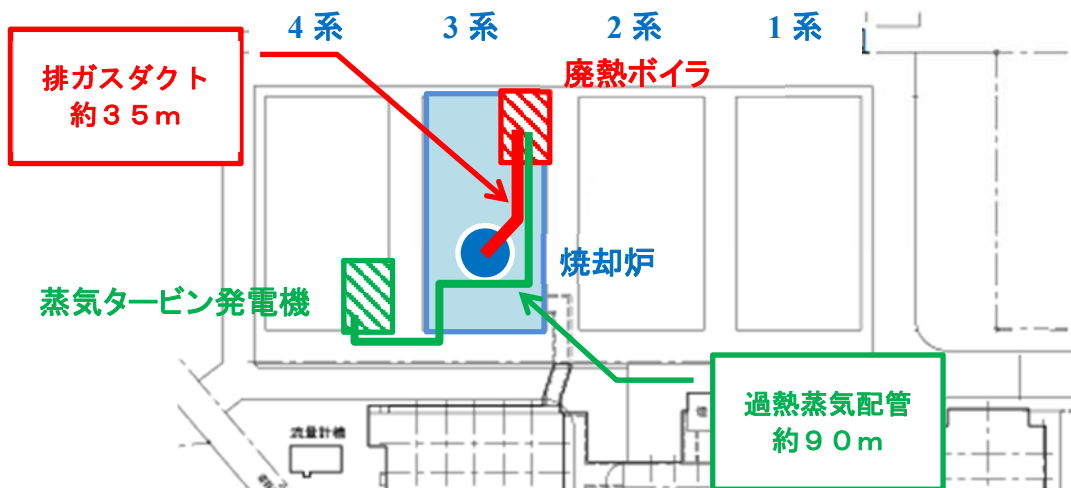
- 1. 3. 1 ダクト配管の放熱量について(熱損失の抑制対策)
- 1. 3. 2 復水器冷却水について(器内付着物の影響)
- 1. 3. 3 焼却炉流動不良について(革新的技術の性能に与える影響)
- 1. 3. 4 ダクト灰堆積について(切り替えダンパ操作時の留意点)
- 1. 3. 5 ボイラーストブロー洗浄頻度について(ボイラ内堆積灰の除去対策)
- 1. 3. 6 局所攪拌空気吹込み装置損傷について(革新的技術の改良)
- 1. 3. 7 脱水機低含水率運転について(汚泥低含水率化による発電効果と留意点)
- 1. 3. 8 革新的技術追加に際しての検討項目(既設電気設備への影響)

1. 3. 1 ダクト配管の放熱量について(熱損失の抑制対策)

通常の新設の焼却設備の場合、排熱回収に関する設備のダクトや配管は最短となるように配置等が最適に設計されるため、ダクトや配管からの放熱量は関連する機器の放熱量に含む形で計画を行うことができる。

一方、既存の焼却設備に廃熱回収に関する設備を追加設置する場合、配置上の制約を受けることとなるため、関連するダクトや配管を最短となるように設計を行うことが困難な場合が多い。この場合、関連するダクトや配管からの放熱量を別途考慮する必要がある。

今回の実証設備では、既存の焼却設備の追加設置を行ったため、焼却炉等から廃熱ボイラまでの排ガスダクトや廃熱ボイラから蒸気タービン発電機までの過熱蒸気配管のダクト長や配管長さが非常に長くなった。



図資 1.3.1-1 排ガスダクトおよび過熱蒸気配管の状況

しかし、実証設備の計画時において通常の焼却設備と同様に放熱量の検討を行ったため、ダクトや配管からの放熱量を十分に考慮することなく設備の建設が建設された。このため、放熱量が想定以上に大きな量となり、実証設備設置後に実施した実証試験の結果、発電性能が計画よりも大幅に低くなる一因となった。

そこで、ダクトおよび配管について表面温度の計測を実施して、放熱量の推定を行い、対策の検討をおこなった。

表資 1.3.1-1 排ガスダクトおよび過熱蒸気配管から熱損失の状況

推定原因	ダクト表面からの放熱	蒸気配管表面からの放熱
確認方法	表面温度計測、計算確認	表面温度計測、計算確認
状況確認	・計測確認 →表面温度 57～72℃、放熱量 849MJ/h、フランジ部で 100℃以上の高温部あり	・計測確認 →表面温度 32～40℃、放熱量 88MJ/h
対策検討	・保温強化 →①排ガスダクト(耐火物) 放散熱量を 1/2 とするためには現状 25mm の保温を 50mm 以上に変更 ②排ガスダクト 放散熱量を 1/2 とするためには現状 75mm の保温を 175mm 以上に変更	・保温強化 →放散熱量を 1/2 とするためには現状 50mm の保温を 125mm 以上に変更 →フランジ部分の保温の施工状況を確認し、必要な場合は保温の強化を行う

これらの問題を回避するためには、既存焼却設備に発電設備を追加設置する場合は、計画段階から個別の装置からの放熱量に加えて、ダクトや配管からの放熱量を考慮することが必要となる。

実証設備では保温の追加施工により保温厚みを増やすことで放熱量を削減し、発電量を向上させることで計画通りの発電性能を実現することができた。

表資 1.3.1-2 排ガスダクトおよび過熱蒸気配管から熱損失の抑制効果

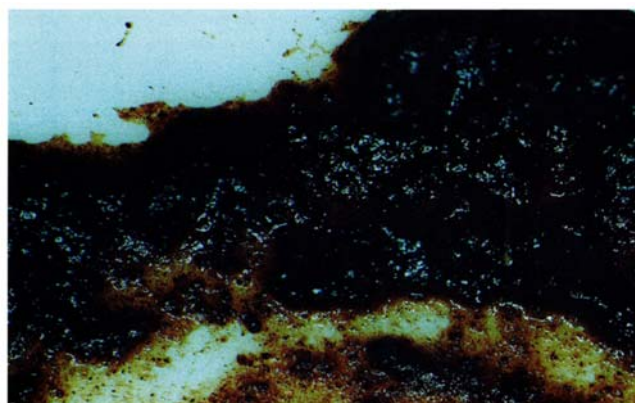
項目	排ガスダクト(耐火物)	排ガスダクト	過熱蒸気配管
対策	保温強化 25mm→50mm	保温強化 75mm→175mm	保温厚み変更 50mm→125mm
結果	放熱量 約 50%減		
発電出力への効果	約 18kWh		約 3kWh
発電出力への効果	約 0.5kWh/m (排ガスダクト)		約 0.03 kWh/m (過熱蒸気配管)

1. 3. 2 復水器冷却水について(器内付着物の影響)

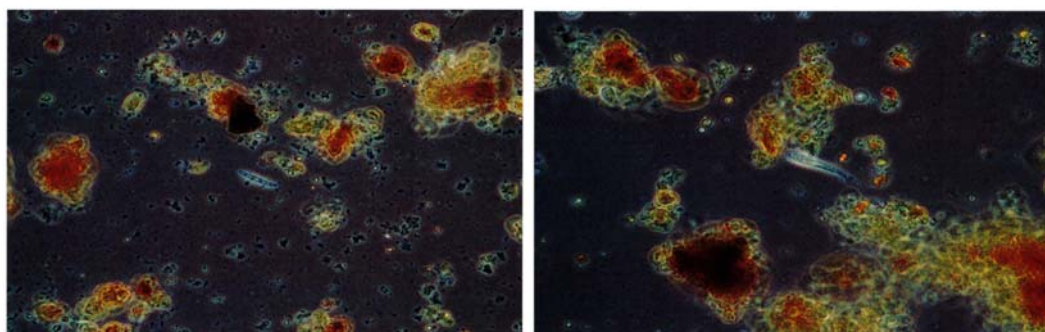
2018年10月に点検した所、冷却水側に付着物が確認された。放置を継続すると付着物が成長し、復水式タービン排気の復水が悪化する恐れがあるため、付着物の確認を行った。



図資 1.3.2-1 復水器冷却水側の状況



図資 1.3.2-2 付着物 拡大写真(28 倍)



植物プランクトン

動物プランクトン

図資 1.3.2-3 付着物 顕微鏡写真 (200 倍)

図資 1.3.2-3 より付着物は、プランクトンが含まれているものの強い腐食性の汚泥でない事が分かった。この付着物を避けるため定期点検時に器内の清掃を実施する。

1. 3. 3 焼却炉流動不良について(革新的技術の性能に与える影響)

局所攪拌空気量を増加させるためには、流動化空気を少なくする必要がある。ただしこの場合、流動状況が悪化し、砂層温度のばらつきや燃え殻(不燃物)の堆積等、安定した操業に支障が出る場合がある。

実証運転で、砂層温度のばらつきが確認され、局所攪拌空気量を増加出来ない場合があった。

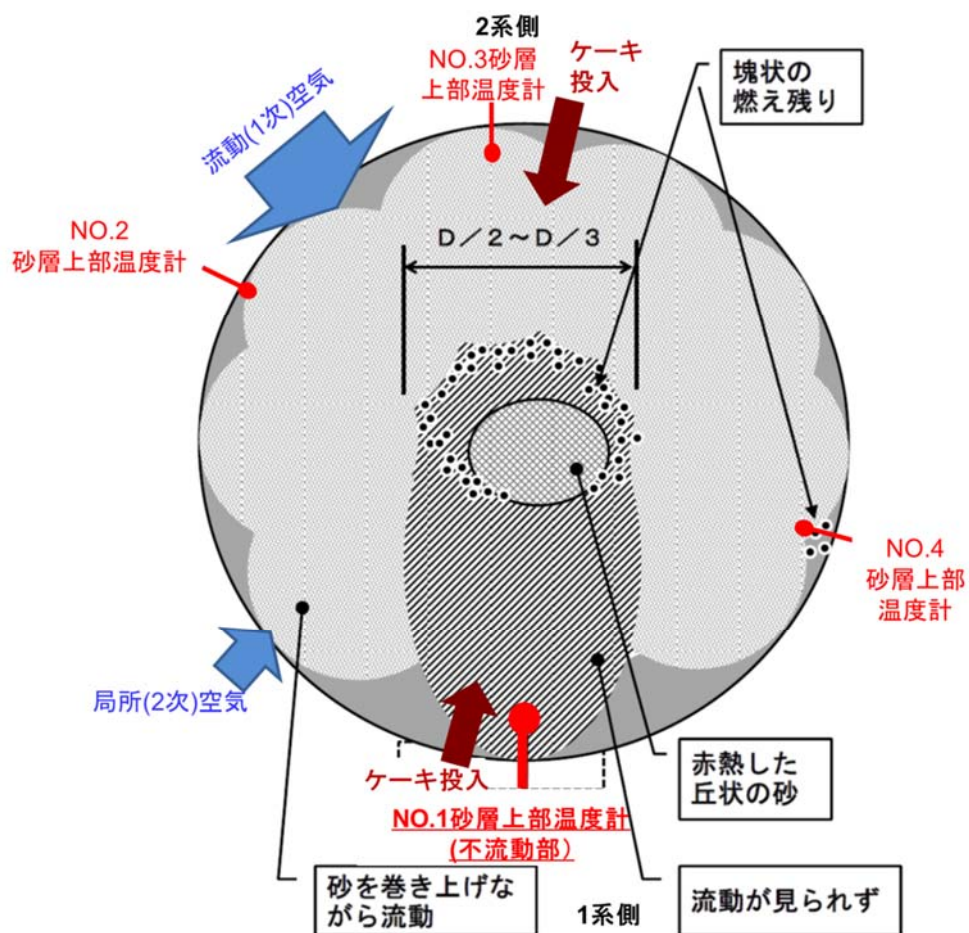
砂抜き後の炉内状況確認、クリンカは確認されなかったものの多数の燃え残りを確認した。その結果、多量燃え残りの影響による砂層不流動と推定できる。原因は、計量コンベア異常時の過剰投入と推定した。

<参考:不流動の実績>

- ・運転立上げ時砂の敷き均し不十分(再度敷き均し、立上げにより解消)
- ・装置的には熱交換器不具合による1件のみ

2018年10月30日 停止直後に状況を確認した(砂層流動時)。焼却炉頂から砂層の一部(No.1砂層上部温度計付近)に流動不良状態を確認した。

その直後、操業を停止した直後に点検した結果を次に示す。



図資 1.3.3-1 炉内調査結果



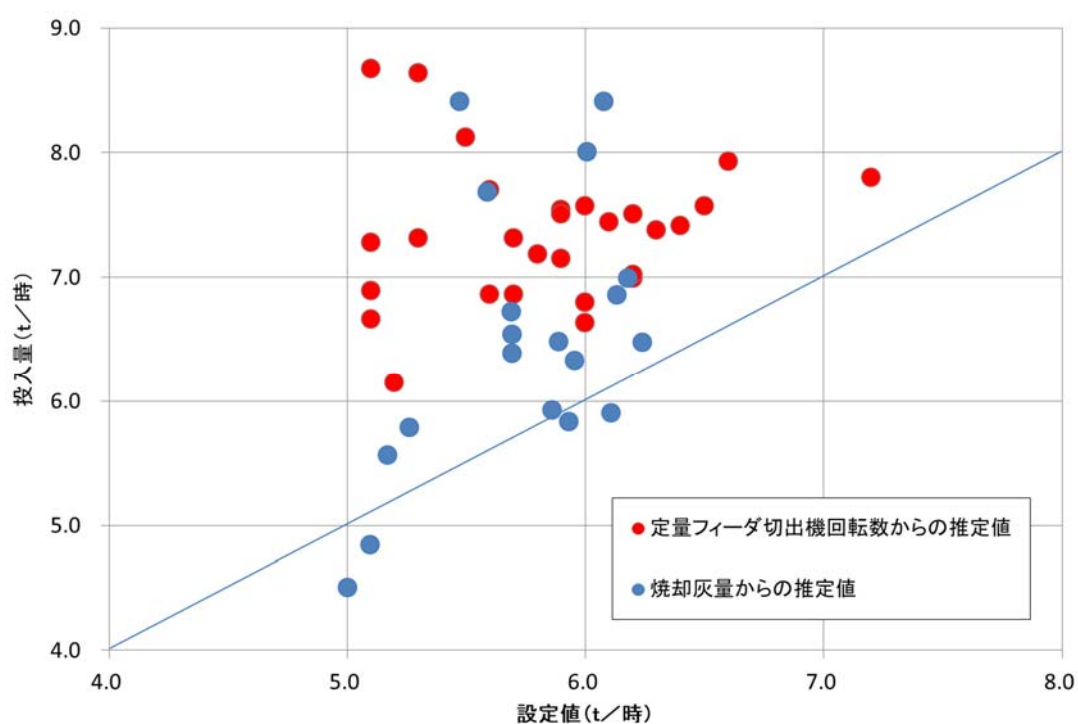
図資 1.3.3-2 燃え殻

1. 実証研究結果

原因を計量コンベヤ異常時の過剰投入と推定したのは、次の通り、①散気装置には異常が無かったこと、②投入量の定量フィーダ切出機回転数からの推定値および焼却灰量からの推定値が設定値を超える値となっていたことからである。



図資 1.3.3-3 炉内点検状況(清掃後 異常無し)



図資 1.3.3-4 計量コンベヤ異常時の投入量の推定値

なお、流動砂の状況によって砂入替えの必要がある。

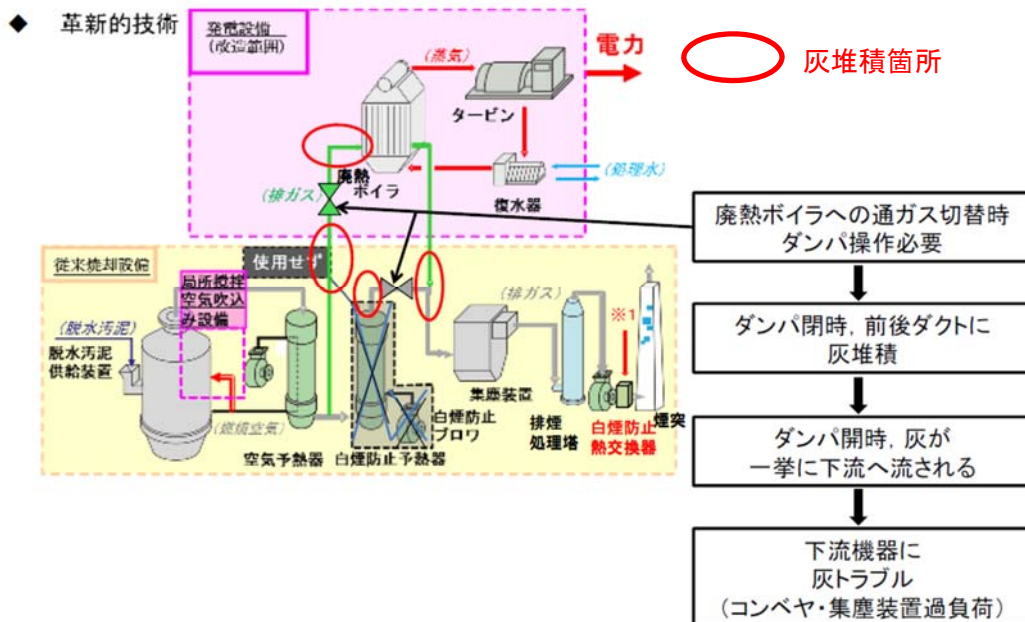
工場によって毎年交換から、2～3 年毎の交換をしている実績が有る。炉(対象汚泥)に合わせた維持管理が必要である。

1. 3. 4 ダクト灰堆積について(切り替えダンパ操作時の留意点)

廃熱ボイラへの通ガス切替時には排ガスラインを切り替えるためにダンパ操作が必要である。ボイラを使用していない場合(革新的技術を適用していない状況)ダンパは閉である。この時、ダンパ前後ダクトに灰が堆積してしまう。(ダンパは完全密閉が困難なため、わずかな排ガス流れに伴った灰が徐々に堆積する。)

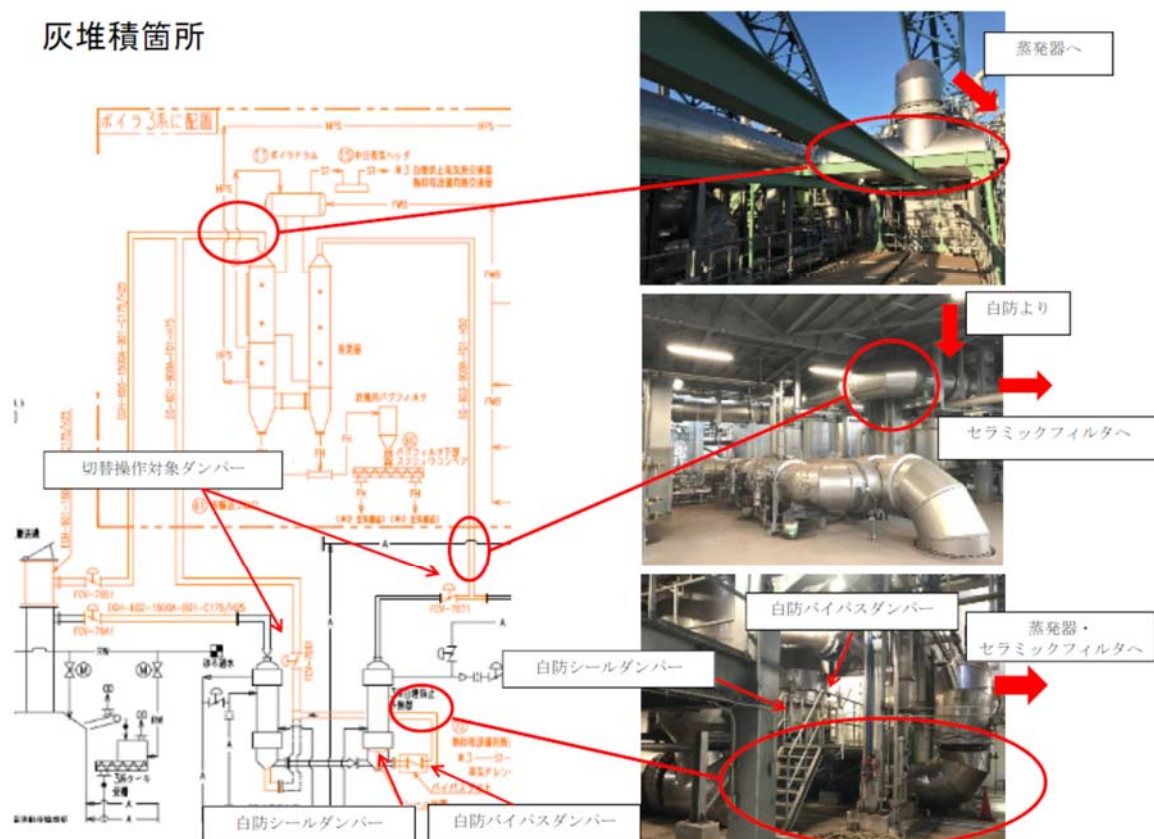
廃熱ボイラを使用開始する時にダンパを開くが、その時、堆積していた灰が一挙に下流へ流される。その場合、下流機器に灰トラブル(コンベヤ・集塵装置過負荷)が発生する。

水平ダクト部における灰堆積 発電開始時トラブル



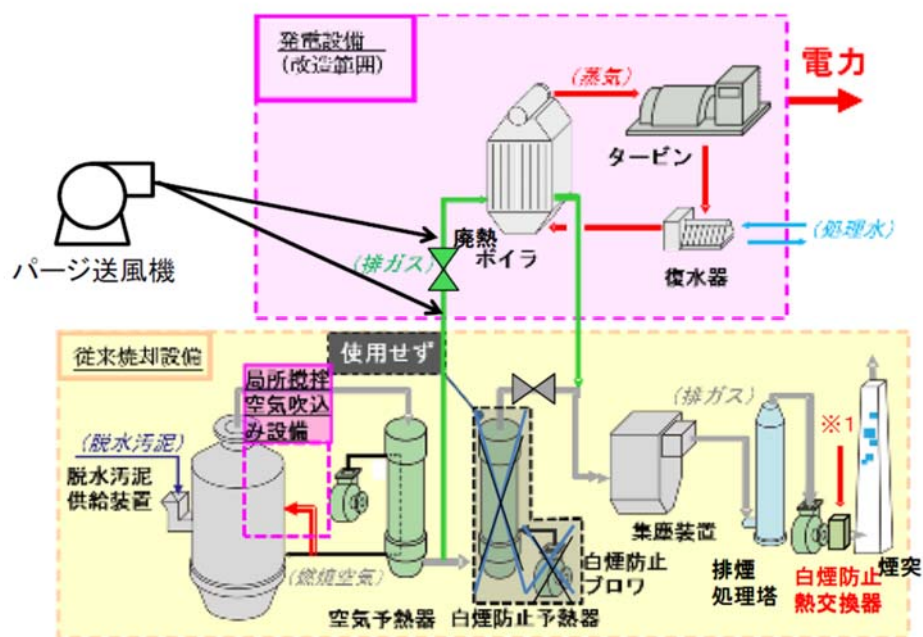
図資 1.3.4-1 水平ダクト部における灰堆積

灰堆積箇所



図資 1.3.4-2 水平ダクト部における灰堆積場所

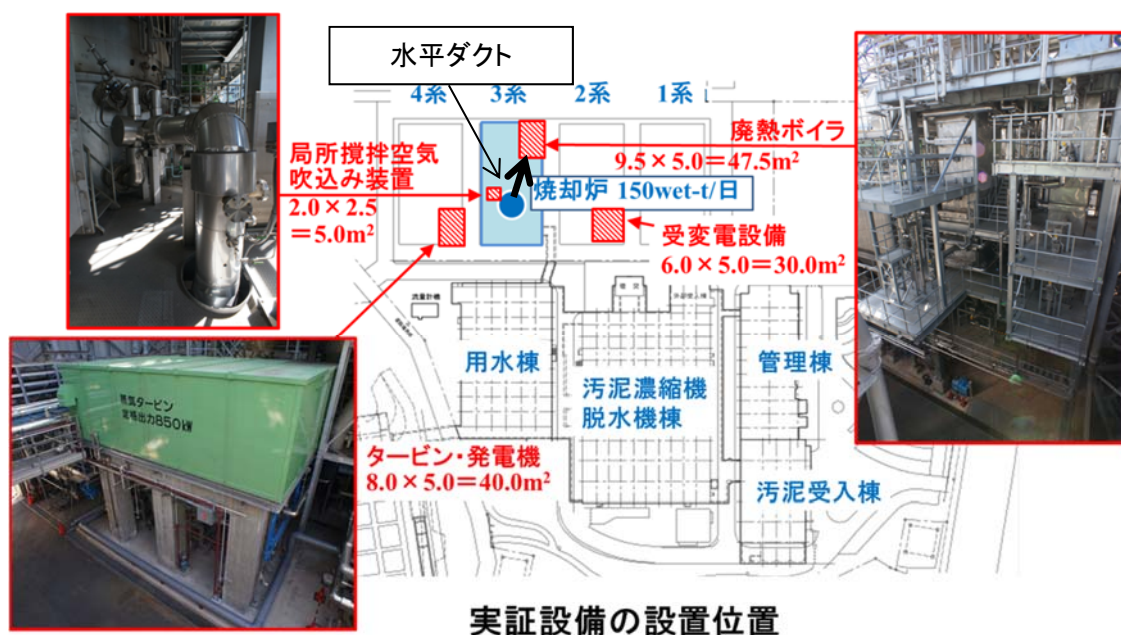
このトラブルを避けるためには、水平部に灰堆積が発生しない様にパージ(通ガスしていない間、ダンパからのリークを防ぐ)する事が必要である。



図資 1.3.4-3 水平ダクト部における灰堆積対策

なお、発電焼却設備を追加設置する場合には、上記の様な対策を考える必要がある。これは追加設置の場合、追加機器の配置に既存機器からの制約が有り、水平の排ガスダクトが発生する事が避けられないからである。

発電焼却設備を新設する場合には、極力水平ダクトを設けない様にする事が重要である。



図資 1.3.4-4 追加設置する場合の水平ダクト

1. 3. 5 ボイラースートブロー洗浄頻度について(ボイラ内堆積灰の除去対策)

今回の実証試験においては、灰の除去に実績が十分な蒸気式スートブローを採用した。ボイラースートブローの洗浄頻度は、万一のボイラ灰閉塞を回避するために、安全側に頻度を多くして 1 回/4 時間とした。(実際はボイラ水管が汚れないために 1 回/1 週間程度とすることを検討している。)

一方、廃熱ボイラから発生する蒸気を発電に極力利用するためには、蒸気式スートブローの使用頻度を下げるか、蒸気を使用しない灰除去装置を設置する事が好ましい。1 回/1 週間程度の実施頻度にすることができれば、スートブローによる発電量への影響はほぼ無視できるものと考えられる。

表資 1.3.5-1 廃熱ボイラの灰除去装置（汚泥焼却対応）

	メリット	デメリット
スートブロー (蒸気式、実証運転で使用)	灰払落し効果が高い	蒸気を使用するので、 発電量が減少
スートブロー (圧縮空気式)	蒸気を使用しないので、 発電量が増加	灰払落し効果が 若干低い
ノッカー (圧縮空気式)	蒸気を使用しないので、 発電量が増加	灰払落し効果が 低い

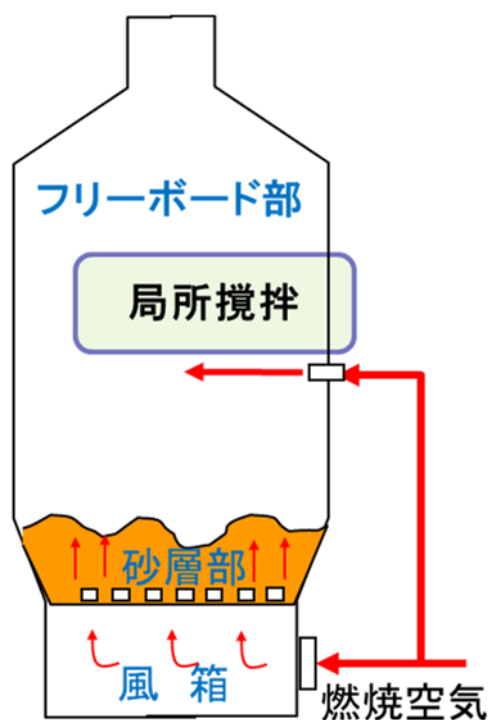
一方、今回の試験で停止前に 168 時間、スートブローを動作させずボイラでの灰閉塞状況を確認した。その結果、灰の状況に問題無く 168 時間までスートブロー間隔を広げることが出来る事が分かった。

今後の自主研究において、他種類の廃棄物等を対象としたボイラを調査し、スートブロー(圧縮空気式)やノッカーの使用が出来ないかを検討する。

1.3.6 局所攪拌空気吹込み装置損傷について(革新的技術の改良)

排ガス性状を改善するため、今回の実証では局所攪拌空気吹込み装置を設置した。

これは、ノズル入口バルブ開度の調整で、空気が通過する格子数(面積)を限定できるため、汚泥性状変動等で空気量変化時にバルブの制御で流速制御が可能と出来るものである。



図資 1.3.6-1 局所攪拌空気吹込み装置

2018 年 10 月の休炉時に炉内確認した所、下図に示す通り、流速調整用格子板がはがれていた。



図資 1.3.6-2 流速調整用格子板損傷状況

1. 実証研究結果

砂抜き後の炉内では、下のものが回収・確認された。



図資 1.3.6-3 流速調整用格子板回収物

対策として、格子を強化した対策品に交換し、その後の試験を実施した。



図資 1.3.6-4 流速調整用格子板(対策品)

1. 3. 7 脱水機低含水率運転について(汚泥低含水率化による発電効果と留意点)

近年の脱水機は性能向上が進み、脱水汚泥含水率は低下する傾向にある。また、高効率発電技術の発電量向上には、脱水汚泥の含水率を低減させることは更なるエネルギー利用効果が期待できるため、焼却設備の観点からは高効率汚泥脱水機を導入する事は望ましい。

一方で、汚泥の低含水化は既設汚泥搬送の形式によって注意が必要となる場合がある。例えば、配管圧送で汚泥を焼却炉へ供給している既設設備では、低含水汚泥化した汚泥をそのまま配管圧送する事は難しい場合が多く、既設汚泥圧送ポンプの性能を上回るような配管圧損の発生も予想される。この場合、増加した配管内圧力を逃がすため、汚泥圧送配管に滑剤注入装置などを追加する必要がある。また、汚泥搬送距離と圧損によっては既設汚泥圧送ポンプの形式や、圧送配管の耐圧レンジを上げる必要があるなど、汚泥搬送設備全体としての再検討が必要になる場合があることも留意したい。

そこで、本試験では焼却設備の観点から、低含水率汚泥による焼却発電への効果を確認すべく、実証設備で焼却処分している下水汚泥について、机上試験・実機試験によりポリマ種類と含水率の関係を調査し、現状より含水率を低減できる凝集剤を選定した。また、本試験で既設脱水機を交換する事は現実的に困難であり、また既設ポリマは濃縮・脱水の兼用となるため、貯槽内の使用ポリマをすべて入れ替える事は難しい。そこで、今回は脱水機で使用するポリマを限定的に変えることにより、汚泥の低含水率化を行い焼却発電の運転試験を実施した。なお、既設汚泥搬送設備はコンベヤで構成されており、特に改造工事を行わず試験を実施した。

以上を踏まえ、四季の試験より夏季試験を例として以下に示す。

・表資 1.3.7-1 は既設ベルトプレス脱水機の設定変更をまとめたものである。

表資 1.3.7-1 脱水機通常運転から設定変更した主な条件

調整箇所	通常時 → 試験時
下ろ布緊張圧力	2.5kgf/cm ² → 3.0kg/cm ²
布速度	6～10 目盛(平均 8 程度) → 7 目盛
泥供給量	8～13 m ³ /h(平均 10m ³ /h 程度) → 10.5 m ³ /h
薬注率	0.45 %～0.6 % → 0.4 %～0.8 %

1. 実証研究結果

・表資 1.3.7-2 の含水率測定用の汚泥サンプルは 2 つ(No. 1、No. 2)採取する事とした。

なお、表の赤色部は、ポリマ効果が現れた時刻である。

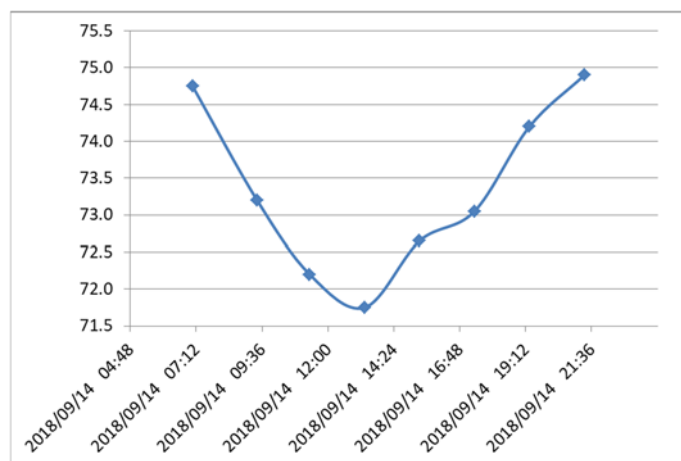
表資 1.3.7-2 夏季低含水率試験 含水率変化

夏季試験	No. 1	No. 2	平均
2018/09/14 07:04	76.3	73.2	74.8
2018/09/14 09:25	73.2	-	73.2
2018/09/14 11:20	72.1	72.3	72.2
2018/09/14 13:20	71.7	71.8	71.8
2018/09/14 15:20	71.4	73.9	72.7
2018/09/14 17:20	72.9	73.2	73.1
2018/09/14 19:20	74.3	74.1	74.2
2018/09/14 21:20	74.7	75.1	74.9

注1) 7:00 試験ポリマに変更

注2) 含水率は焼却炉前でゲットにて測定

(定量ホoppaによる既設汚泥との混合時間遅れ有)



図資 1.3.7-1 夏季低含水率試験 含水率変化

・図資 1.3.7-1 で示す通り、ポリマ効果が現れている時間帯の汚泥含水率は、試験開始時の含水率に比べ、3.2～3.3 ポイントの低下が確認された。

つづけて、表資 1.3.7-3 および、表資 1.3.7-4 に低含水率汚泥が焼却炉へ投入されている時の高効率小型復水式タービンの発電状況を以下に示す。なお、この低含水運転時は、既設炉内フリーボード部・炉出口部の温度上昇といった、炉内焼却排ガスの温度上昇が起こり、既設焼却炉の後段にある既設熱交換器(空気予熱器)保護のため、炉頂より水を連続噴霧し試験を実施した。

表資 1.3.7-3 夏季低含水率試験 含水率変化表

RUN		期間	確認項目	焼却量 (wet-t/日)		含水率 (%)	
				想定	実績	想定	実績
夏季	2-1	8/27～28	低負荷運転	120	120	74	73～76
	2-2	9/3～4	定格運転	150	150	74	72～74
	2-3	8/30～9/1	高負荷運転	160～170	165	74	74～76
	2-4	9/14	低含水運転	140	136	72	72～73
	2-5	9/19～	NOxブランク	150	150	74	74

表資 1.3.7-4 夏季低含水率試験 含水率変化表

高効率発電技術 RUN	結果	
	発電出力 (kW)	発電量 (kWh/ds-t)
1-1	230	192
1-2	420	272
1-3	545	323
1-4	690	424
2-1	290	229
2-2	605	360
2-3	514	301
2-4	730	454

以上のとおり、低含水の汚泥を焼却する場合に、既設焼却炉の焼却排ガス温度が大きく上昇する事を確認した。これは、焼却炉内の熱量増加を示しており、実際に高効率発電技術で更なる発電が可能な状態となったといえる。

なお、既設焼却炉で低含水率汚泥運転を実施する場合は、後段にある既設熱交換器の排ガス温度設計値を超えるような排ガス温度になる可能性もある。この場合、後段設備の保護装置(炉頂水噴霧スプレー連続噴霧状態の最適化・能力アップ、他)など、必要な対応を考慮しておく。

このように、汚泥の低含水率化は、先で述べた汚泥搬送設備の適正化検討、炉内焼却排ガス温度上昇等、様々な焼却設備の条件変更が起こり得るが、発電効率向上へ大きく影響することが分かった。

1.3.8 革新的技術追加に際しての検討項目（既設電気設備への影響）

革新的技術の追加設置に当たり、受電設備や制御盤等の改造が必要となる。その際に検討が必要な項目と、実証フィールドにおける対応を以下に示す。

1) 高効率発電設備

高効率発電設備の設置に当たっては、既存設備との取り合い点となる遮断器盤、高圧受電設備及び発電機盤、発電機遮断器盤、タービン起動盤等の大型の盤設置が必要となる。設置を検討する施設の電気室内に設置可能なスペースがあれば電気室内に設置するのが望ましいが、設置スペースがない場合は盤を屋外仕様とし、屋外への設置を検討する。

実証フィールドにおいては、電気室内への設置が難しかったため、高圧線の取り合い遮断器のみ、既設設備の予備盤を利用し電気室内に設置し、高圧受電設備から発電機遮断器盤までの各盤を屋外設置とした。表資 1.3.8-1 に実証フィールドにおいて設置した各盤の寸法を例として示す。

表資 1.3.8-1 実証フィールドにおける各盤寸法

名称	寸法(W×H×D)	備考
焼却蒸気タービン盤(遮断器盤)	-	既設設備との責任分界点、 既設予備盤を利用
高圧受電設備	3,600×2,500×2,100	補機類用の変電設備を含む
タービン起動盤	1,900×2,700×1,000	タービン操作用
発電機盤	1,100×2,700×1,500	発電機操作用
発電機遮断器盤	1,100×2,700×2,300	

その他補機類の現場制御盤については、通常の焼却設備と同様に各設備の近傍に設置する。実証フィールドにおいても各補機類の近傍に設置した。

2) 局所攪拌空気吹込み設備

局所攪拌空気吹込み設備の制御盤については、その他補機類の現場制御盤と同様に、局所攪拌空気吹込み設備の近傍に設置する。実証フィールドにおいても、局所攪拌空気吹込み設備の近傍に設置した。

2. 簡易算定式

2.1 建設費簡易算定式

(1) ボイラ 1 基に対してタービン 1 基を設置する場合

4つの処理規模(60wet-t/日、100 wet-t/日、150 wet-t/日、200 wet-t/日 各 1 炉構成)の試算結果(資料編3. ケーススタディ参照)を基に、直線近似を行ったものを、建設費の算定式とした。表資 2.1-1 にボイラ 1 基に対してタービン 1 基を設置する場合の各設備の建設費算定式を示す。また、図資 2.1-1～5 にボイラ 1 基に対してタービン 1 基を設置する場合の各設備の規模と建設費の関係を示す。

表資 2.1-1 革新的技術導入時の建設費算定式(ボイラ 1 基:タービン 1 基)

項目		単位	算出式
発電設備	設備新設に合わせて新設の場合	百万円	$y=2.15x+326$
	発電設備のみ追加設置の場合		$y=2.42x+340$
電気設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.311x+53.3$
	発電設備のみ追加設置の場合		
土木設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.134x+6.58$
	発電設備のみ追加設置の場合		
局所攪拌 空気吹込み設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.0142x+0.791$
	局所攪拌空気吹込み設備のみ追加設置の場合		

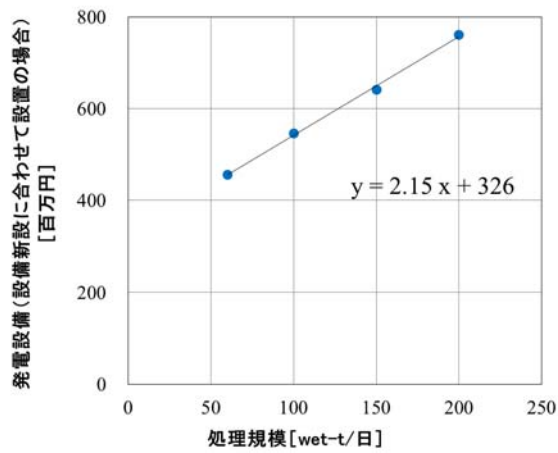
※x:汚泥投入量(wet-t/日)、y:建設費(百万円)、焼却炉 1 基を対象とする。

備考

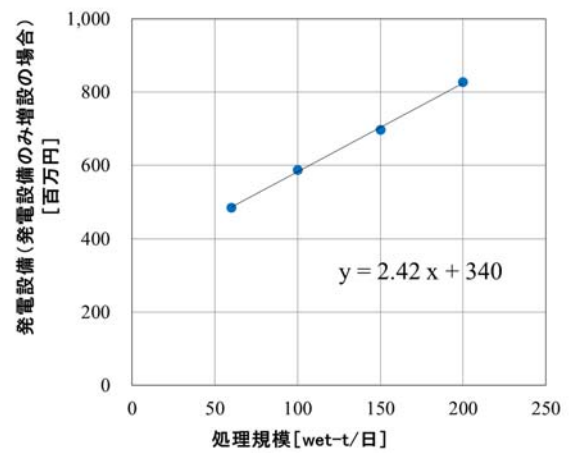
1. 発電設備のみ増設の場合には、排ガスダクトや蒸気配管が設備新設に合わせて設置する場合より長くなるため、建設費が大きくなる。ダクト/配管長は今回の実証設備で計上した。
2. 電気設備、土木設備は、発電設備の設置が設備新設時か増設かに関わらず、同一費用とした。これは、必要となる仮設費用を発電設備に計上したためである。
3. 建設費の対象範囲

発電設備	: 廃熱ボイラ/ポンプ/復水設備/純水設備 ・ 発電設備(タービン一式)・取合ダクト/配管
局所攪拌空気吹込み設備	: ノズル・ダンパ類
電気設備	: 発電設備に関わる受配電/制御/計装設備
土木設備	: 発電設備に関わる基礎
4. 局所攪拌空気吹込み設備のみを考える場合の電気設備/土木設備建設費は、吹込み設備が無い場合からの増額は考慮の必要無い。(設備がダクト/ダンパ類の増加だけのため。)

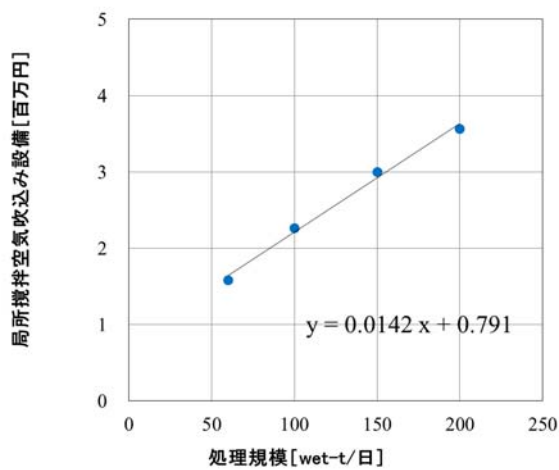
2. 簡易算定式



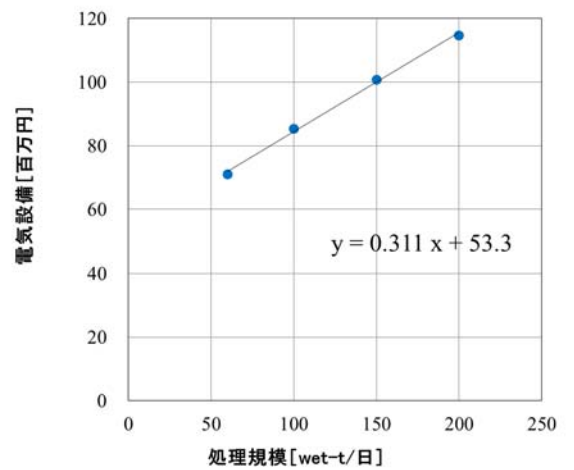
図資 2.1-1 発電設備建設費
(設備新設に合わせて設置の場合)



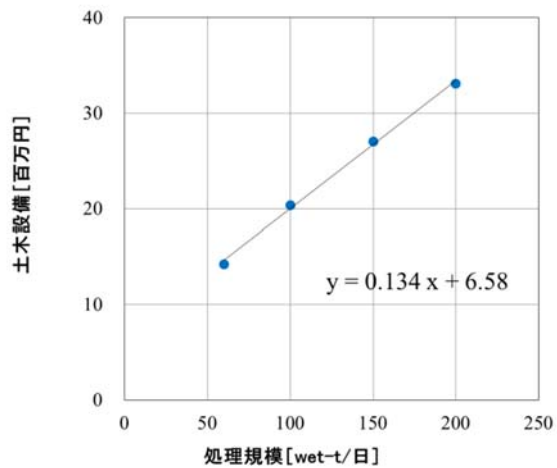
図資 2.1-2 発電設備建設費
(発電設備のみ増設の場合)



図資 2.1-3 局所攪拌空気吹込み設備



図資 2.1-4 電気設備



図資 2.1-5 土木設備

(2) ボイラ 2 基に対してタービン 1 基を設置する場合

4 つの処理規模(60wet-t/日、100 wet-t/日、150 wet-t/日、200 wet-t/日 各 1 炉構成)の試算結果(資料編3. ケーススタディ参照)を基に、直線近似を行ったものを、建設費の算定式とした。表資 2.1-2 にボイラ 2 基に対してタービン 1 基を設置する場合の各設備の建設費算定式を示す。また、図資 2.1-6～10 にボイラ 2 基に対してタービン 1 基を設置する場合の各設備の規模と建設費の関係を示す。

表資 2.1-2 革新的技術導入時の建設費算定式(ボイラ 2 基:タービン 1 基)

項目		単位	算出式
発電設備	設備新設に合わせて新設の場合	百万円	$y=4.08x+522$
	発電設備のみ追加設置の場合		$y=4.62x+548$
電気設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.622x+107$
	発電設備のみ追加設置の場合		
土木設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.268x+13.2$
	発電設備のみ追加設置の場合		
局所攪拌 空気吹込 み設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.0284x+1.58$
	局所攪拌空気吹込み設備のみ追加設置の場合		

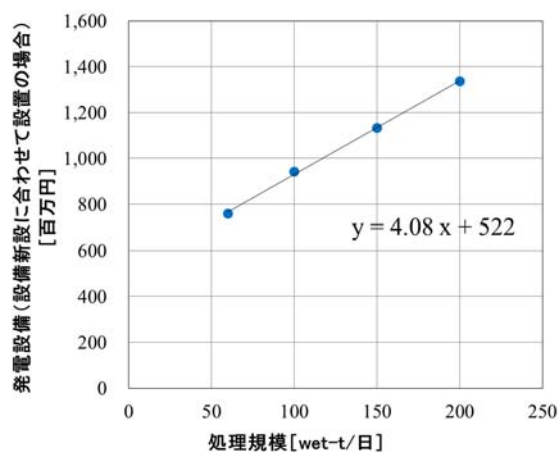
※x:汚泥投入量(wet-t/日)、y:建設費(百万円)、焼却炉 1 基を対象とする。

備考

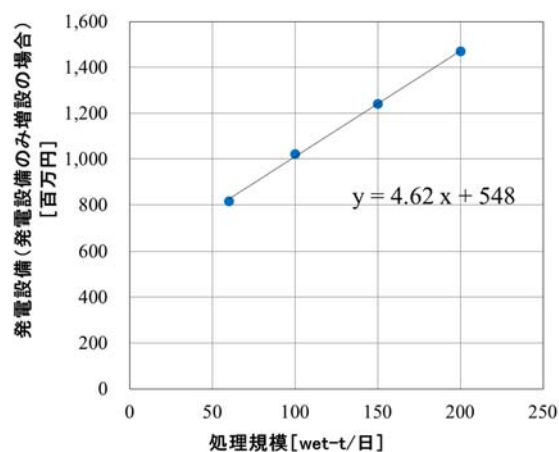
1. 廃熱ボイラ 2 基に対してタービン 1 基を設置する場合の費用については、機械設備費、電気設備費、土木建築費、局所攪拌空気吹込み設備費をそれぞれ 2 倍し、タービン 1 基分の設備費を除いたものとする。
2. 発電設備のみ増設の場合には、排ガスダクトや蒸気配管が設備新設に合わせて設置する場合より長くなるため、建設費が大きくなる。ダクト/配管長は今回の実証設備で計上した。
3. 電気設備、土木設備は、発電設備の設置が設備新設時か増設かに関わらず、同一費用とした。これは、必要となる仮設費用を発電設備に計上したためである。
4. 建設費の対象範囲

発電設備	: 廃熱ボイラ/ポンプ/復水設備/純水設備・ 取合ダクト/配管 各 2 式 ・ 発電設備(タービン一式) 1 式
局所攪拌空気吹込み設備	: ノズル・ダンパ類 各 2 式
電気設備	: 発電設備に関わる受配電/制御/計装設備 各 2 式
土木設備	: 発電設備に関わる基礎 各 2 式
5. 局所攪拌空気吹込み設備のみを考える場合の 電気設備/土木設備建設費は、吹込み設備が無い場合からの増額は考慮の必要無い。(設備がダクト/ダンパ類の増加だけのため。)

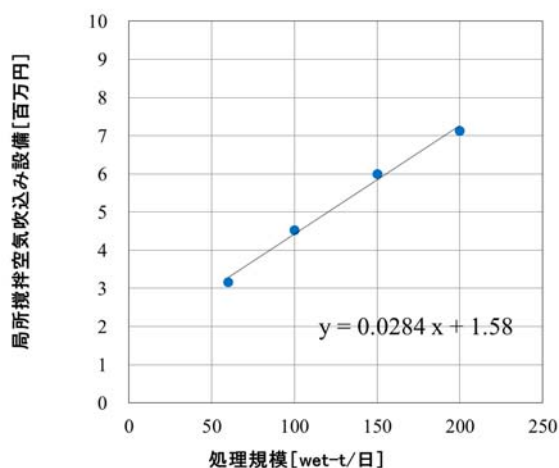
2. 簡易算定式



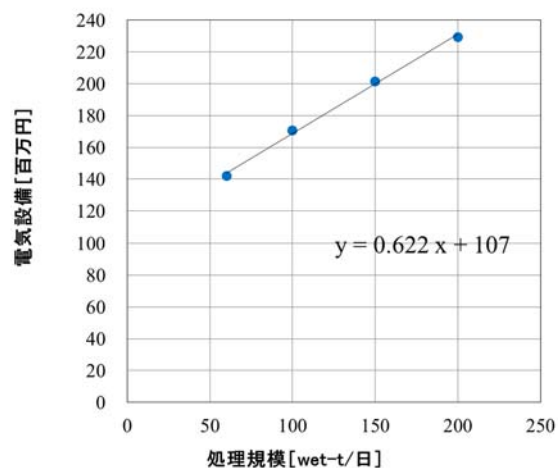
図資 2.1-6 発電設備建設費
(設備新設に合わせて設置の場合)



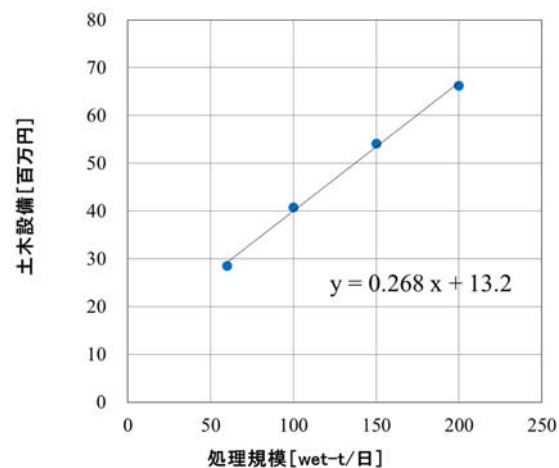
図資 2.1-7 発電設備建設費
(発電設備のみ増設の場合)



図資 2.1-8 局所攪拌空気吹込み設備



図資 2.1-9 電気設備



図資 2.1-10 土木設備

2.2 ユーティリティ消費量算定式

実証結果および収支計算を元に、直線近似を行ったものをユーティリティ消費量の算定式とした。

表資 2.2-1 に各ユーティリティの消費量の算定式を示すとともに、各々の算出根拠を示す。

表資 2.2-1 革新的技術導入時のユーティリティ消費量算定式

項目	単位	算出式	算出根拠
消費電力量(焼却設備)	kWh	$y=1.12 x_1+266$	実証結果
消費電力量(発電設備)	kWh	$y=0.119 x_1+65.1$	実証結果
発電電力量(上記以外)	kWh	$y=33.1 x_2-102$	収支計算・容量計算
薬品使用量	m ³ /h	$y=(0.0150 x_1+0.737)$	収支計算
上水使用量	m ³ /日	$y=(0.0274 x_1+1.35)$	収支計算

※ x_1 :汚泥投入量(wet-t/日) x_2 :投入熱量(GJ/h)

y:消費電力量、発電電力量または使用量

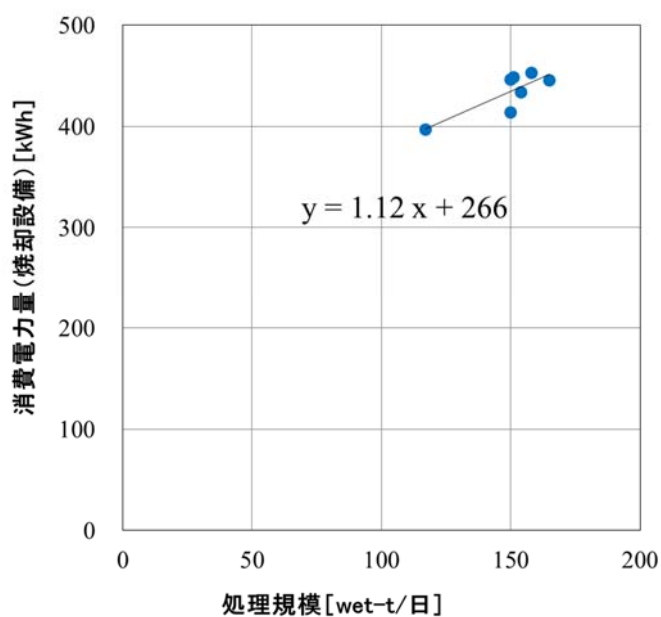
備考

- 局所攪拌空気吹込み設備のみを考える場合の ユーティリティは、吹込み設備が無い場合からの増額は考慮の必要無い。(設備がダクト/ダンパ類の増加だけのため。)

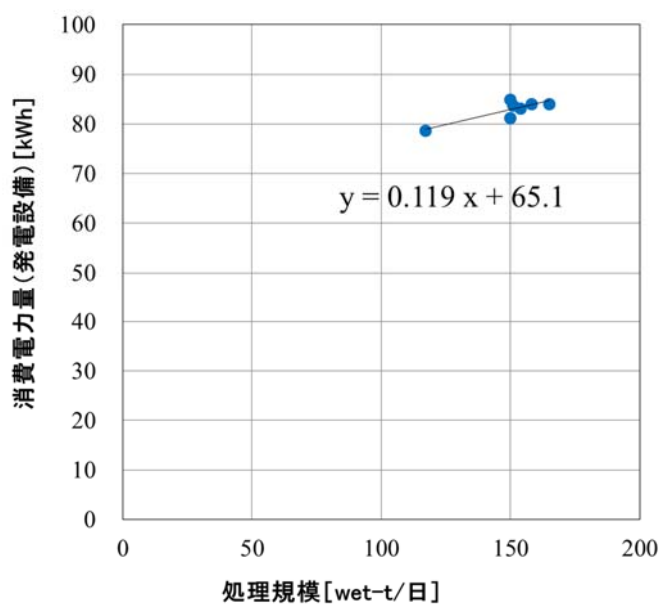
2. 簡易算定式

(1) 消費電力量

各汚泥投入量に対する焼却設備及び発電設備の消費電力量の実証結果を基に、直線近似を行ったものを、使用電力の算定式とした。図資 2.2-1 に処理規模と消費電力量(焼却設備)の関係、図資 2.2-2 に処理規模と消費電力量(発電設備)の関係を示す。



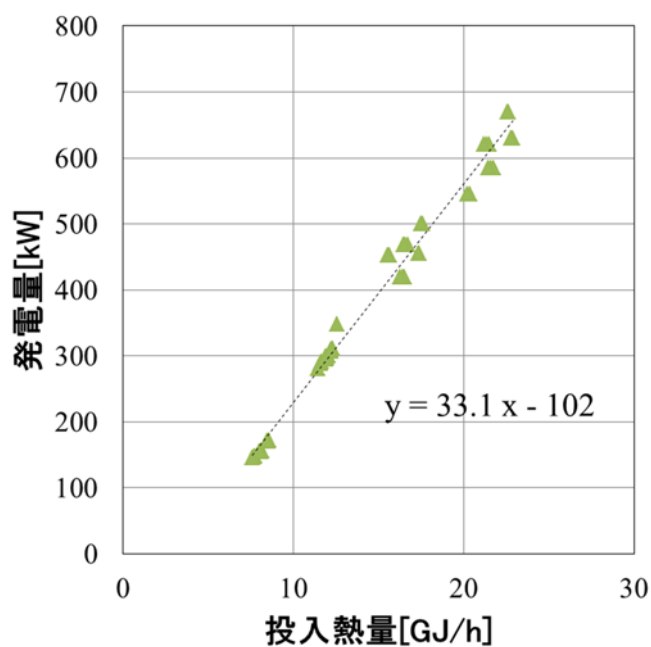
図資 2.2-1 処理規模と消費電力量(焼却設備)



図資 2.2-2 処理規模と消費電力量(発電設備)

(2) 発電電力量

収支計算・容量計算結果および実証研究結果に基づいて、投入熱量に対する発電量の直線近似を行い、それぞれ算定式とした。図資 2.2-3 に投入熱量と発電電力の関係を示す。



図資 2.2-3 投入熱量と発電量

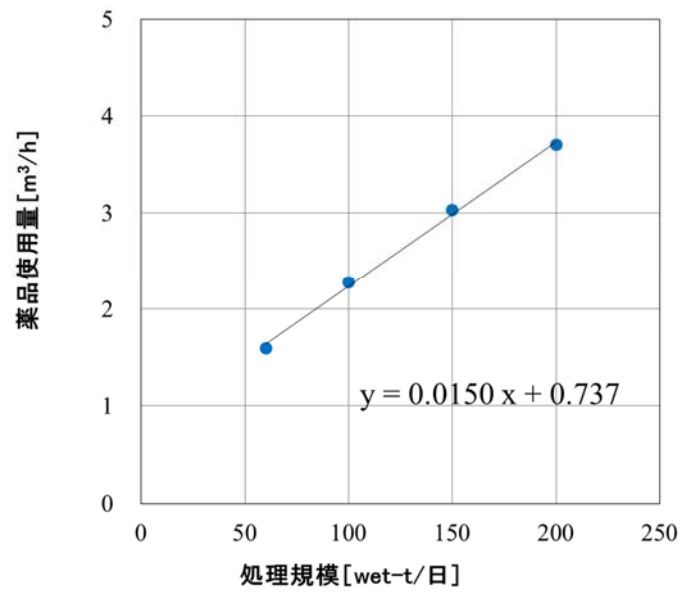
(3) 薬品使用量

汚泥投入量 150wet-t/日における薬品使用量は、収支計算より 3.03m³/h である。この値について、0.7 乗則により前後の汚泥投入量における薬品使用量を推算したものを表資 2.2-2 に示す。これに対して直線近似を行ったものを薬品使用量の算定式とした。図資 2.2-4 に処理規模と薬品使用量の関係を示す。

表資 2.2-2 処理規模と薬品使用量

処理規模 (wet-t/日)	60	100	150	200
薬品使用量 (m³/h)	1.59	2.28	3.03	3.71

2. 簡易算定式



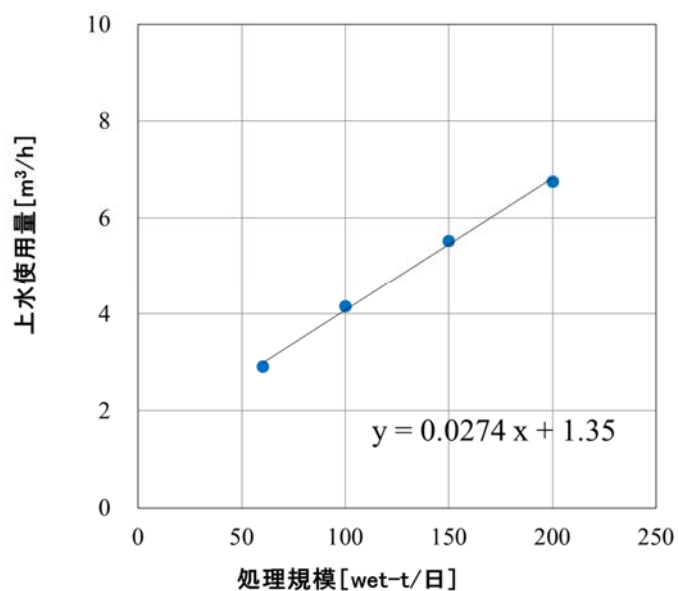
図資 2.2-4 処理規模と薬品使用量

(4) 上水使用量

汚泥投入量 150wet-t/日における上水使用量は、収支計算より $5.53\text{m}^3/\text{日}$ である。この値について、0.7 乗則によって前後の汚泥投入量における上水使用量を推算したものを表資 2.2-3 に示す。これに対して直線近似を行ったものを上水使用量の算定式とした。図資 2.2-5 に処理規模と上水使用量の関係を示す。

表資 2.2-3 処理規模と上水使用量

処理規模 (wet-t/日)	60	100	150	200
上水使用量 ($\text{m}^3/\text{日}$)	2.91	4.16	5.53	6.76



図資 2.2-5 処理規模と上水消費量

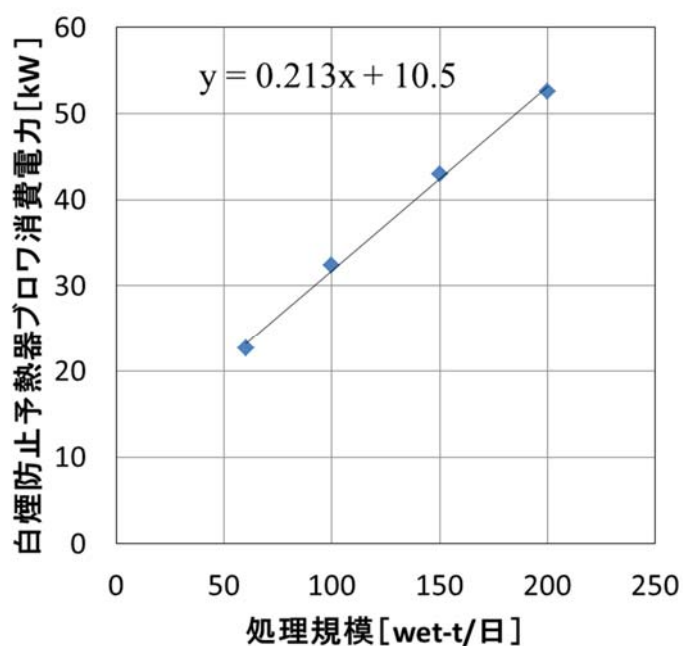
(5) その他導入効果

廃熱ボイラ導入に伴い、白煙防止予熱器を設置しない、もしくは休止するため、白煙防止ブロワ分の消費電力が焼却設備の消費電力量からその他導入効果として除くものとする。

汚泥投入量 150wet-t/日としたときの白煙防止ブロワの消費電力は43kWである。この値について、0.7乗則により前後の汚泥投入量における白煙防止ブロワの消費電力をを推算したものを表資 2.2-4 に示す。これに対して直線近似したものを白煙防止ブロワの消費電力の算定式とした。図資 2.2-6 に処理規模と白煙防止ブロワの消費電力の関係を示す。

表資 2.2-4 処理規模と白煙防止ブロワ消費電力

処理規模(wet-t/日)	60	100	150	200
消費電力(kW)	23	32	43	53



図資 2.2-6 処理規模と白煙防止ブロワ消費電力

2.3 点検補修費算定式

(1) 発電設備

汚泥投入量 150wet-t/日の設備において、発電設備の主要機器である蒸気タービンおよび廃熱ボイラ設備の15年間分の保守点検費用の合計を年平均し、18百万円/年の点検補修費がかかるとした。(点検補修費用として、タービン設備、ボイラ設備等一式の年次点検平均費用を算出対象とした。)

なお、発電設備の保守点検費は設備規模が変化しても大きく変わらないと考えられるため、施設規模によらず、同価格として計上するものとする。

(2) その他導入効果

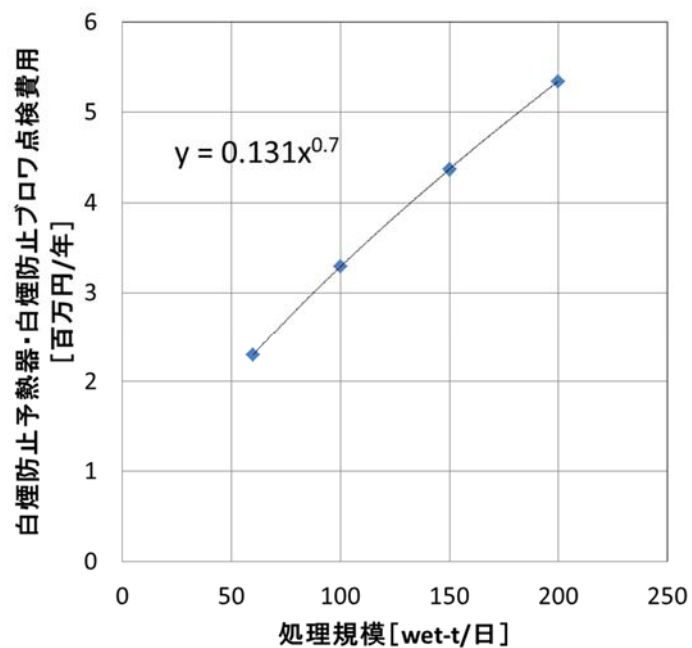
廃熱ボイラ導入に伴い、白煙防止予熱器を設置しない、もしくは休止するため、白煙防止ブロワ及び白煙防止予熱器の点検・整備費と、白煙防止予熱器の更新費用を点検・整備費から除くものとする。

汚泥投入量 150wet-t/日としたときの白煙防止予熱器及び白煙防止ブロワの点検費用を 4.37 百万円/年、白煙防止予熱器の更新工事費用を 33.3 百万円とし、10 年に一度交換を実施するものとして、1 年あたりの更新費用を 33.3 百万円/年とした。これらの値について、0.7 乗則により前後の汚泥投入量における白煙防止ブロワの点検費用及び白煙防止予熱器の点検・更新費用を推算したものを表資 2.3-1 に示す。これに対して直線近似したものを白煙防止ブロワ及び白煙防止予熱器の点検・整備費の算定式、白煙防止予熱器更新費用の算定式とした。図資 2.3-1 に処理規模と白煙防止ブロワ及び白煙防止予熱器の点検・整備費用の関係、図資 2.3-2 に処理規模と白煙防止予熱器の更新費用の関係を示す。

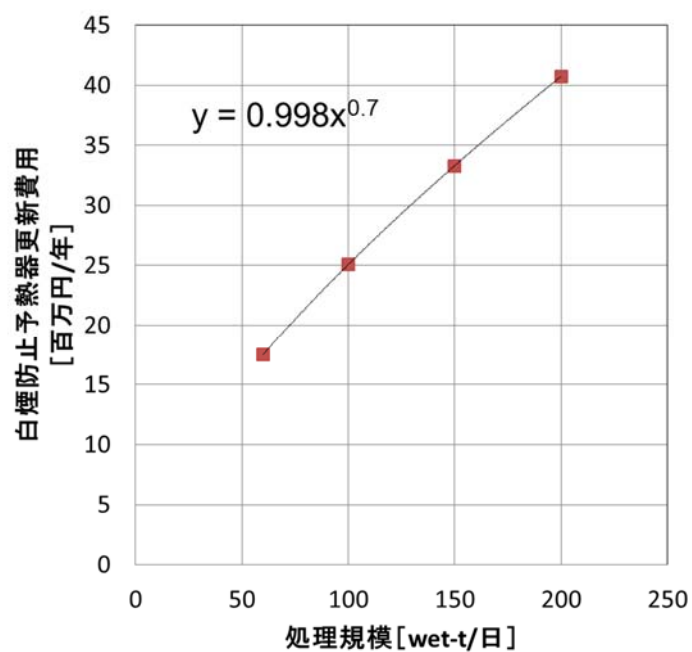
表資 2.3-1 処理規模と白煙防止ブロワ、白煙防止予熱器点検整備費の関係

処理規模 (wet-t/日)	60	100	150	200
点検整備費 (百万円/年)	2.3	3.3	4.4	5.3
白煙防止予熱器更新費用 (百万円/年)	17.5	25.1	33.3	40.7
その他導入効果合計 (百万円/年)	19.8	28.4	37.7	46.1

2. 簡易算定式



図資 2.3-1 処理規模と白煙防止ブロワ及び白煙防止予熱器の点検・整備費用の関係

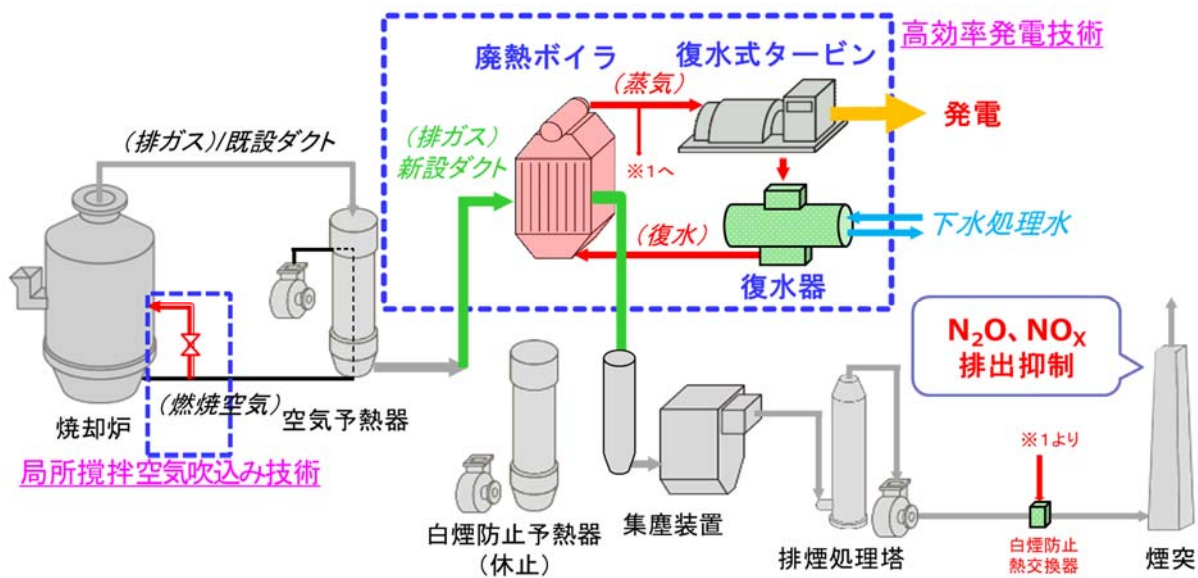


図資 2.3-2 処理規模と白煙防止予熱器の更新費用の関係

2. 4 フロー、配置

1) フロー

本技術のフロー図を図資 2.4-1 に示す。



図資 2.4-1 フロー図(追加設置の場合)

上図は、既設炉に追加設置する場合である。

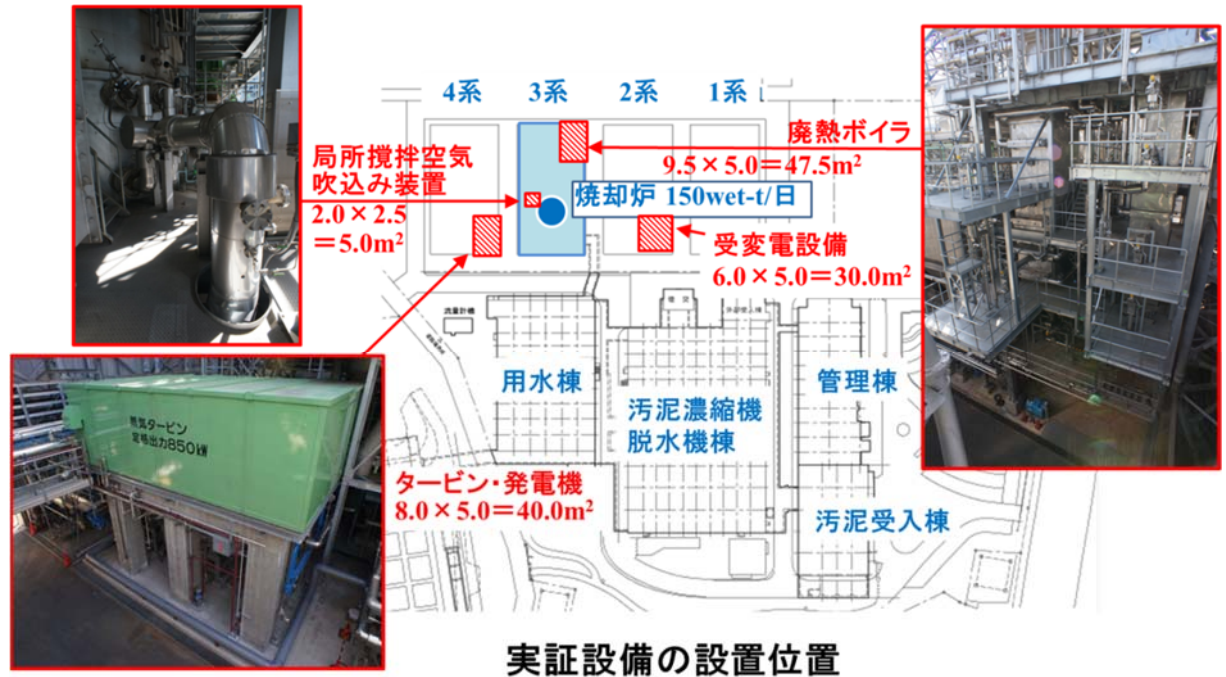
一括新設する場合には、白煙防止予熱器が不要となり、廃熱ボイラからの蒸気で排ガスを昇温させる白煙防止熱交換器を設置すれば良い。

2. 簡易算定式

2) 配置

① 本実証試験時

実証試験時の配置を下図に示す。



図資 2.4-2 配置図(実証試験時)

備考

1. 蒸気タービン発電機は、実証試験では設置場所がタービン発電機メンテナンス工場の至近であった為、メンテナンス時の取出し部品置場や部品整備スペースを省いている。このため、標準的なスペースより狭くなっている。
2. 廃熱ボイラは、実証試験では設置場所に高さ制約があるため、ボイラを2つのパスに分割しており、標準的なスペースより平面設置範囲が広がっている。

② 本文 §9 導入シナリオで示した条件毎の設備規模

4つの処理規模(60wet-t/日、100 wet-t/日、150 wet-t/日、200 wet-t/日)や汚泥性状/補助燃料種類/設備数により、導入シナリオを設定した。

それぞれの導入シナリオ毎に配置を検討出来る様に、

廃熱ボイラ

蒸気タービン発電機

局所攪拌空気吹込み装置

焼却設備への発電設備の配置

の標準的配置例を示す。

表資 2.4-1 シナリオ毎設備規模等

シナリオ 1					
-「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括追加設置-					
No.	規 模	汚泥性状	補助燃料	設備数	備考
1-1	60(wet-t/日)[16(ds-t/日)]	混合生汚泥	都市ガス	1	
1-2	100(wet-t/日)[26(ds-t/日)]				
1-3	150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]				
1-4			2		
1-5		低含水率混合生汚泥	1		
1-6		消化汚泥		消化ガス	
1-7				灯油	
1-8	200(wet-t/日)[52(ds-t/日)]	混合生汚泥		都市ガス	
シナリオ 2					
-「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括新設(もしくは更新設置)-					
2	150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]	混合生汚泥	都市ガス	1	
シナリオ 3					
-「高効率発電焼却技術」を追加設置後、「局所攪拌空気吹込み技術」を 設備更新時に段階追加設置-					
3	150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]	混合生汚泥	都市ガス	1	

表資 2.4-2 シナリオ毎廃熱ボイラ・発電設備規模

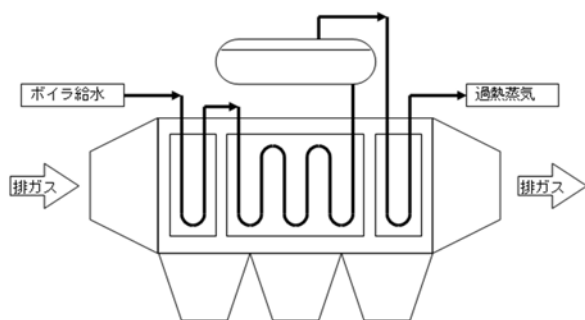
No.	規模 [wet-t/日]	蒸気量(廃熱ボイラ規模) [t/h]	発電量(発電設備規模) [kW]	備考
1-1	60	1.36	161	
1-2	100	2.03	287	
1-3	150	3.12	430	
1-4	150×2 炉	3.12×2 炉	1,025	
1-5	150	3.54	486	
1-6	150	3.10	478	
1-7	150	3.23	454	
1-8	200	4.20	649	
2	150 (新設)*	3.12	430	
3	150	3.12	430	

* 特記外:追加設置

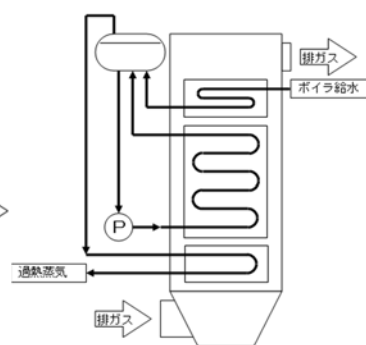
③ 廃熱ボイラ

熱源となる排ガス中のダストが多い廃棄物焼却設備に設置する廃熱ボイラには、運転中のダストの除去が比較的容易な水管式ボイラが採用される。水管式ボイラには、一般的に広く用いられている横型と、設置面積が少なくてすむ比較的小規模の設備に用いられる縦型がある。横型の場合、小型のものを除いて自然循環式が採用されるが、縦型の場合、自然循環が困難なため循環ポンプによる強制循環が行われることが多い。

また、発電に用いる蒸気は、乾燥等の熱源として用いる飽和蒸気ではなく飽和蒸気をさらに過熱した過熱蒸気を使用される。このため、発電用の廃熱ボイラは、ボイラへの給水を予熱するエコノマイザ（予熱器、節炭器）とボイラ本体に加えて、スーパーヒーター（過熱器）が設置される。

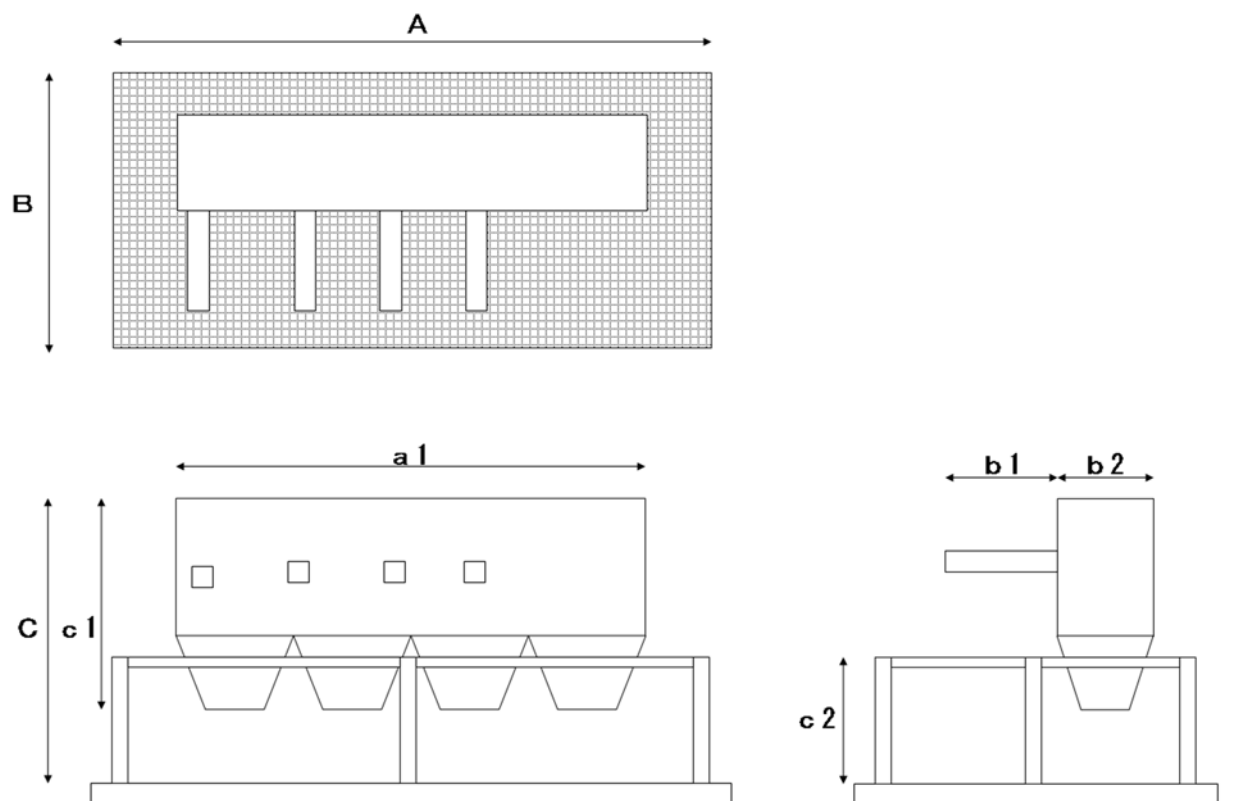


図資 2.4-3 横型ボイラ



図資 2.4-4 縦型ボイラ

(i) 横型



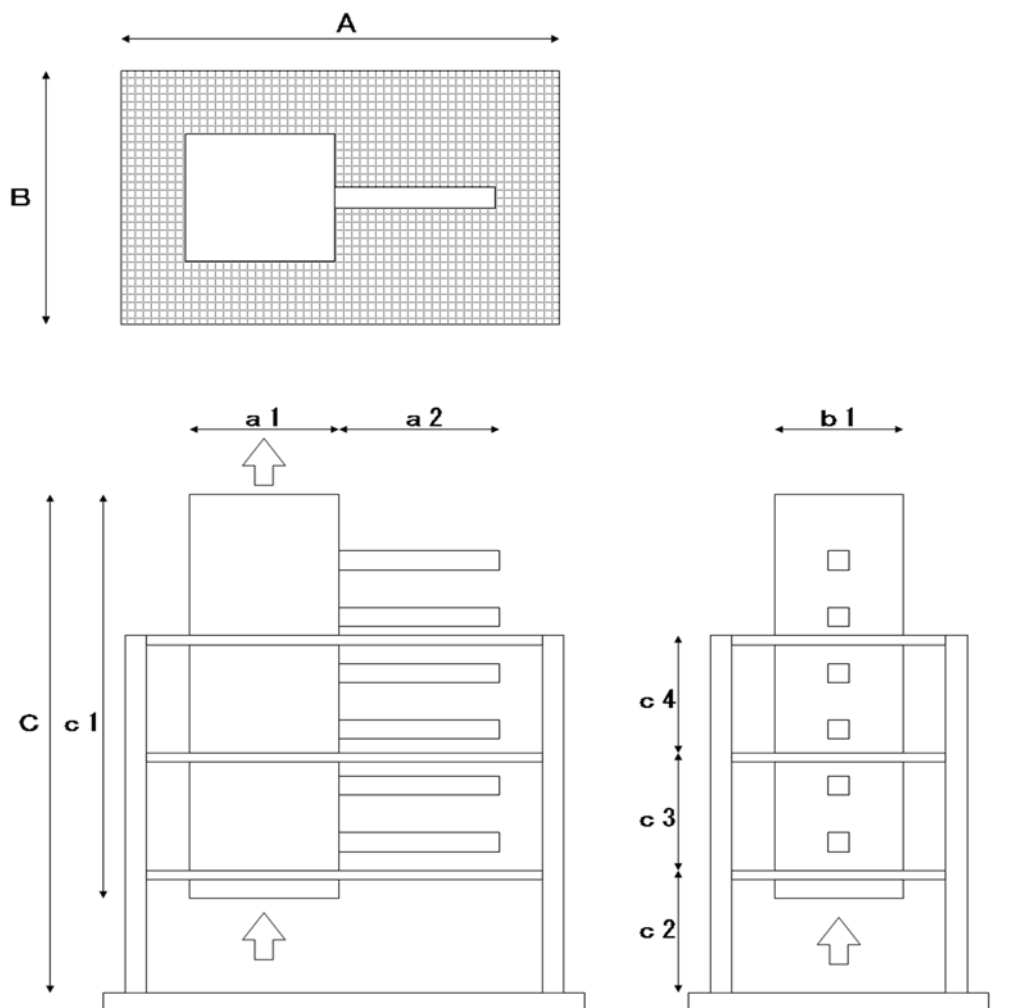
図資 2.4-5 廃熱ボイラ(横型)の標準的な配置例

表資 2.4-3 設備容量ごとの標準的な寸法例

(mm)

設備容量	60、100 [wet-t/日] (蒸気量～5.0t/h)	150、200 [wet-t/日] (蒸気量 5～10.0t/h)	備考
A	15,000	17,000	
a1	12,500	14,500	
B	10,000	12,000	
b1	2,500	4,500	
b2	3,000	4,000	
C	8,000	10,000	
c1	7,000	8,500	
c2	5,000	5,000	

(ii) 縦型



図資 2.4-6 廃熱ボイラ(縦型)の標準的な配置例

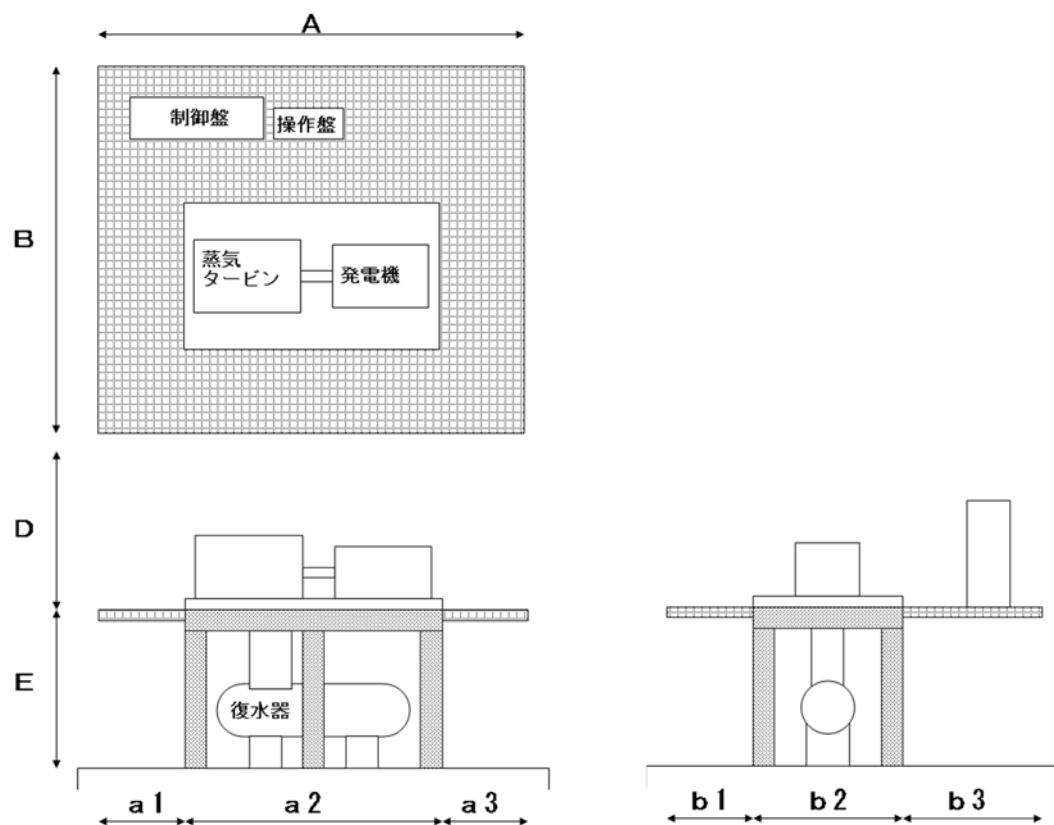
表資 2.4-4 設備容量ごとの標準的な寸法例 (mm)

設備容量	60、100、150、200 [wet-t/日] (蒸気量～5.0t/h)	備考
A	8,000	
a1	3,000	
a2	2,500	
B	4,000	
b1	1,800	
C	16,500	
c1	13,500	
c2	3,500	
c3	3,500	
c4	3,500	

④ 蒸気タービン発電機

蒸気タービン発電機においては、一般に蒸気の供給がタービンの上部から、蒸気の排出がタービンの下部から行われる。これは、蒸気が凝縮して発生するドレンの排出を考慮したものとなっている。

蒸気タービン発電機を用いた発電設備の標準的な配置例と寸法例を以下に示す。



図資 2.4-7 発電機の標準的な配置例

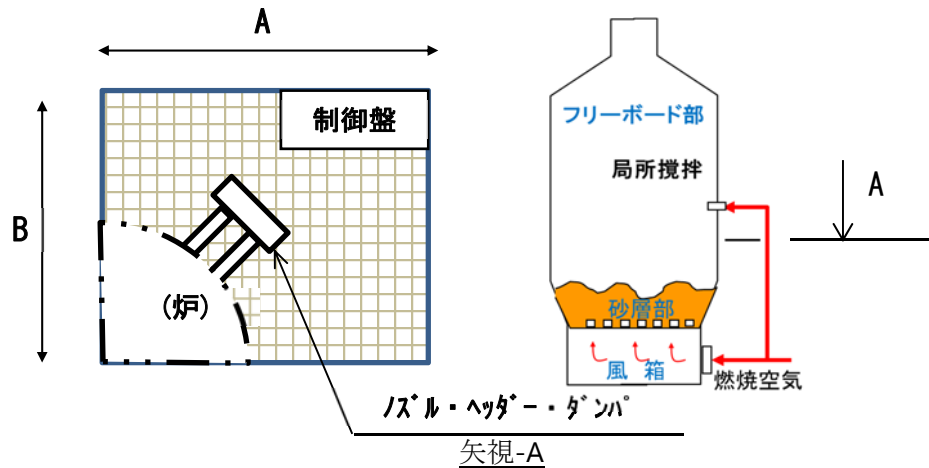
表資 2.4-5 設備容量ごとの標準的な寸法例

(mm)

設備容量	60、100、150、200 wet-t/日 (発電量 ～1,000kW)	150 wet-t/日×2 炉 (発電量 1,000～1,500kW)	備考
A	10,000	10,500	
a1	2,500	2,500	
a2	6,000	6,500	
a3	1,500	1,500	
B	12,000	12,500	
b1	4,000	4,000	
b2	3,000	3,500	
b3	5,000	5,000	
D	5,000	5,000	荷役設備(ホイスト等)の吊り代を除く
E	5,000	5,000	

⑤ 局所攪拌空気吹込み装置

本装置は、汚泥焼却規模によらず、同じスペースとなる。



図資 2.4-8 局所攪拌空気吹込み装置の標準的な配置例

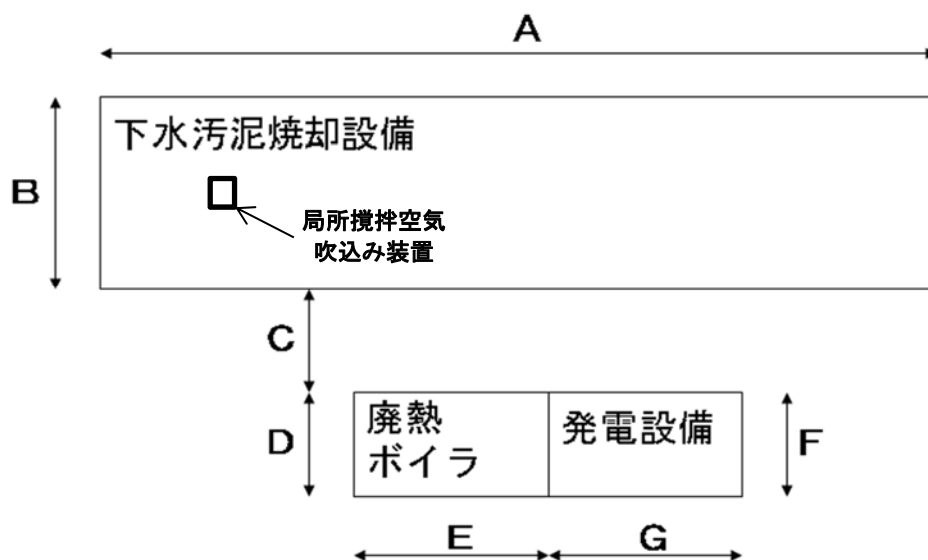
表資 2.4-6 設備容量ごとの標準的な寸法例

(mm)

設備規模	60、100、150、200、150×2 炉 [wet-t/日]	備考
A	2,000	
B	2,500	

⑥ 焼却設備への発電設備の配置

(a) 既設の焼却設備に発電設備を設置する場合



図資 2.4-9 焼却設備への発電設備の標準的な配置例

表資 2.4-7 設備容量ごとの標準的な寸法例

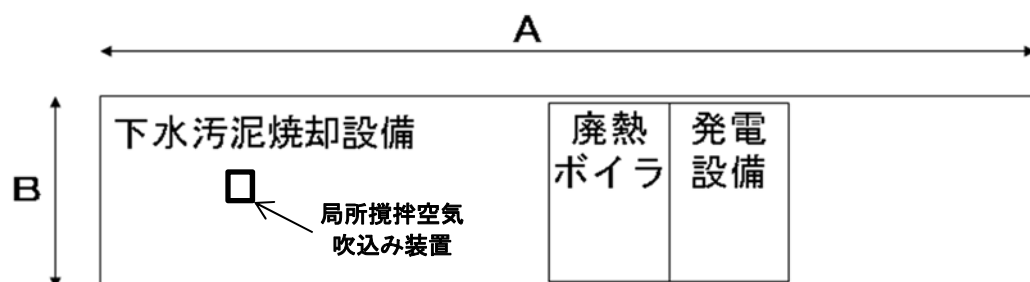
(mm)

設備容量	60、100 [wet-t/日]		150 [wet-t/日]		200 [wet-t/日]	
ボイラ	横型	縦型	横型	縦型	横型	縦型
A	35,000	35,000	40,000	40,000	42,000	—
B	18,000	18,000	20,000	20,000	22,000	—
C	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	—
D	10,000	4,000	10,000	4,000	12,000	—
E	15,000	8,000	15,000	8,000	17,000	—
F	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	—
G	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	—

※ A、B寸法は実績工場での平均的な標準寸法である。

※ C寸法については最小必要寸法で、消防法上の保有空地などについては別途考慮する必要がある。

(b) 新規に焼却設備を建設する場合に発電設備を設置する場合



図資 2.4-10 焼却設備への発電設備の標準的な配置例

表資 2.4-8 設備容量ごとの標準的な寸法例

(mm)

設備容量	60、100 [wet-t/日]		150 [wet-t/日]		200 [wet-t/日]	
	横型	縦型	横型	縦型	横型	縦型
A	50,000	45,000	54,000	48,000	56,000	—
B	18,000	18,000	20,000	20,000	22,000	—

3. ケーススタディ

3. 1 従来技術

(1) 建設費

建設費は、機械設備、電気設備、土木建築施設の設置に係る工事費を対象とし、60wet-t/日、100wet-t/日、150wet-t/日、200wet-t/日の処理規模を試算対象とした。

機械・電気設備費については、実態調査結果に基づく回帰分析による費用関数を用いた。

土木建築設備費については、機械設備主要部は屋外設置とし、建屋(ブロワ室、電気室、制御室等)は既存施設を利用するものとし、機械基礎、防液堤等の増築費を計上した。また、本工事範囲としては整地済の既存敷地に建設されるものとし、造成費、杭打設費、既設建築物の撤去費等は含まないこととした。土木建築設備費の算出には、実態調査結果に基づく回帰分析による費用関数を用いた。

- ・土木建築建設費(建屋:電気、ブロワー室程度)

$$Y_{91} = 2.42Xd^{0.0094}$$

- ・機械建設費

$$Y_{91} = 1.888Xd^{0.597}$$

- ・電気建設費

$$Y_{91} = 0.726Xd^{0.539}$$

なお、 Y_{91} は建設費(億円)、 X_d は設備規模(wet-t/日)を示す。

なお、「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」(公益社団法人日本下水道協会)^{3.1-1)}より、利子率 2.3%とし、機械設備(発電)、機械設備(局所攪拌設備)、電気設備の耐用年数をそれぞれ 15 年、土木建築設備の耐用年数を 45 年として年価換算を行った。

消化汚泥焼却炉の建設費については使用する補助燃料に関らず混合生汚泥焼却炉の建設費と同額とし、計算は省略する。

$$\text{建設費年価} = \text{建設費} \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad i: \text{利子率} \quad n: \text{耐用年数}$$

1) 60wet-t/日(混合生汚泥)

土木建築費

$$2.42 \times (60\text{wet-t/日})^{0.0094} = 2.52 \text{ 億円}$$

機械設備費

$$1.888 \times (60\text{wet-t/日})^{0.597} = 21.8 \text{ 億円}$$

電気設備費

$$0.726 \times (60\text{wet-t/日})^{0.539} = 6.60 \text{ 億円}$$

3. ケーススタディ

2) 100 wet-t/日 (混合生汚泥)

土木建築費

$$2.42 \times (100 \text{ wet-t/日})^{0.0094} = 2.53 \text{ 億円}$$

機械設備費

$$1.888 \times (100 \text{ wet-t/日})^{0.597} = 29.5 \text{ 億円}$$

電気設備費

$$0.726 \times (100 \text{ wet-t/日})^{0.539} = 8.69 \text{ 億円}$$

3) 150 wet-t/日 (混合生汚泥)

土木建築費

$$2.42 \times (150 \text{ wet-t/日})^{0.0094} = 2.54 \text{ 億円}$$

機械設備費

$$1.888 \times (150 \text{ wet-t/日})^{0.597} = 37.6 \text{ 億円}$$

電気設備費

$$0.726 \times (150 \text{ wet-t/日})^{0.539} = 10.8 \text{ 億円}$$

4) 200 wet-t/日 (混合生汚泥)

土木建築費

$$2.42 \times (200 \text{ wet-t/日})^{0.0094} = 2.55 \text{ 億円}$$

機械設備費

$$1.888 \times (200 \text{ wet-t/日})^{0.597} = 44.6 \text{ 億円}$$

電気設備費

$$0.726 \times (200 \text{ wet-t/日})^{0.539} = 12.6 \text{ 億円}$$

表資 3.1.1-1 建設費一覧(既設設備)

処理規模	wet-t/日	60	100	150	200	150	150
汚泥性状	-	混合生	混合生	混合生	混合生	消化	消化
補助燃料	-	都市ガス	都市ガス	都市ガス	都市ガス	消化ガス	灯油
土木建設費	億円	2.52	2.53	2.54	2.55	2.54	2.54
機械建設費	億円	21.8	29.5	37.6	44.6	37.6	37.6
電気建設費	億円	6.60	8.69	10.8	12.6	10.8	10.8
合計	億円	30.9	40.7	50.9	59.8	50.9	50.9
土木建設費	百万円/年	9.1	9.1	9.1	9.2	9.1	9.1
機械建設費	百万円/年	173	235	299	355	299	299
電気建設費	百万円/年	52.5	69.1	86.0	101	86.0	86.0
合計	百万円/年	235	313	394	465	394	394

(2)維持費

維持費については建設費と同じくバイオソリッド活用基本計画策定マニュアルより下記式を用いて算出する。なお、試算を行う仮想汚泥焼却炉の運転日数は 330 日/年、24 時間連続運転とする。

また、消化汚泥焼却炉の維持管理費については使用する補助燃料に関らず混合生汚泥焼却炉の維持管理費と同額とし、計算は省略する。

・流動焼却設備維持管理費(電力、燃料、薬品費、補修費、人件費)

$$Y_{93} = 0.287X_y^{0.673}$$

なお、 Y_{93} は維持管理費(百万円/年)、 X_y は年間処理脱水汚泥量(wet-t/年)を示す。

1) 60 wet-t/日(混合生汚泥)

年間処理脱水汚泥量

$$60 \text{ wet-t/日} \times 330 \text{ 日} = 19,800 \text{ wet-t/日}$$

維持管理費

$$0.287 \times (19,800 \text{ wet-t/日})^{0.673} = 224 \text{ 百万円/年}$$

2) 100 wet-t/日(混合生汚泥)

年間処理脱水汚泥量

$$100 \text{ wet-t/日} \times 330 \text{ 日} = 33,000 \text{ wet-t/日}$$

維持管理費

$$0.287 \times (33,000 \text{ wet-t/日})^{0.673} = 315 \text{ 百万円/年}$$

3) 150 wet-t/日(混合生汚泥)

年間処理脱水汚泥量

$$150 \text{ wet-t/日} \times 330 \text{ 日} = 49,500 \text{ wet-t/日}$$

維持管理費

$$0.287 \times (49,500 \text{ wet-t/日})^{0.673} = 414 \text{ 百万円/年}$$

4) 200 wet-t/日(混合生汚泥)

年間処理脱水汚泥量

$$200 \text{ wet-t/日} \times 330 \text{ 日} = 66,000 \text{ wet-t/日}$$

維持管理費

$$0.287 \times (66,000 \text{ wet-t/日})^{0.673} = 503 \text{ 百万円/年}$$

表資 3.1.2-1 維持管理費一覧(既設設備)

処理規模	wet-t/日	60	100	150	200	150	150
汚泥性状	-	混合生	混合生	混合生	混合生	消化	消化
補助燃料	-	都市ガス	都市ガス	都市ガス	都市ガス	消化ガス	灯油
維持管理費	百万円/年	224	315	414	503	414	414

3. ケーススタディ

(3) 総費用(年価換算値)

総費用(年価換算値)の算出にあたっては、建設費を年価換算したものと、維持管理費を合算することで行った。

表資 3.1.3-1 総費用(年価換算値)一覧(既設設備)

処理規模	wet-t/日	60	100	150	200	150	150
汚泥性状	-	混合生	混合生	混合生	混合生	消化	消化
補助燃料	-	都市ガス	都市ガス	都市ガス	都市ガス	消化ガス	灯油
土木建設費	百万円/年	9.1	9.1	9.1	9.2	9.1	9.1
機械建設費	百万円/年	173	235	299	355	299	299
電気建設費	百万円/年	52.5	69.1	86.0	101	86.0	86.0
合計	百万円/年	235	313	394	465	394	394
維持管理費	百万円/年	224	315	414	503	414	414
総費用 (年価換算値)	百万円/年	458	628	809	968	809	809

(4) エネルギー消費量

エネルギー消費量の算出にあたっては、電気、補助燃料の使用に関するものを対象とし、薬品に関するものについては除外した。補助燃料の使用については、各処理規模ごとに熱収支計算を実施し、必要な補助燃料使用量を決定した。計算に用いた定数を以下に示す。

なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル」(環境省・国土交通省、平成 28 年 3 月)^{3.1-2)}より、補助燃料として使用した消化ガス由来のエネルギーについてはエネルギー消費量に含まないものとして計算を行った。

表資 3.1.4-1 定数一覧

項目	単位	定数
都市ガス発熱量	MJ/Nm ³	44.8 ^{※1}
消化ガス発熱量	MJ/Nm ³	22.3 ^{※2}
灯油発熱量	MJ/L	36.7 ^{※1}
A 重油発熱量	MJ/L	39.1 ^{※1}
エネルギー/電力換算係数	kWh/MJ	0.2778 ^{※1}

※1「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」(環境省・経済産業省)^{3.1-3)}

※2「バイオマスの利活用に関する政策評価書」(総務省)^{3.1-4)}

エネルギー消費量の計算例を 150wet-t/日、混合生汚泥焼却を代表として以下に示す。

1) エネルギー消費量(電気由来)

消費電力量については、消費電力に運転時間を乗じて算出するものとする。

$$\begin{aligned}\text{従来設備の消費電力(kW)} &= 1.12 \times 150(\text{wet-t/日}) + 266 \\ &= 435\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(電力由来)}(\text{千 kWh/年}) &= 435 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 10^{-3} \\ &= 3,443\end{aligned}$$

2) エネルギー消費量(補助燃料由来)

従来設備の補助燃料使用量は、焼却炉の熱収支計算によって決定する。例示条件での熱収支計算の結果、補助燃料使用量が 0 となったため、エネルギー消費量(補助燃料由来)も 0 となるが、参考までに計算式を示す。

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(補助燃料由来)}(\text{千 kWh/年}) &= \text{補助燃料使用量}(\text{Nm}^3/\text{h}) \times \text{運転日数} \\ &\quad (\text{日/年}) \times \text{運転時間}(\text{h/日}) \times \text{補助燃料エネルギー原単位}(\text{MJ/Nm}^3) \times 10^{-3} \times \text{換算係数} \\ &\quad (\text{kWh/MJ})\end{aligned}$$

以上の結果より、エネルギー消費量は下記の通りとなる。

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(従来設備)}(\text{千 kWh/年}) &= 3,443 + 0 \\ &= 3,443\end{aligned}$$

表資 3.1.4-2 エネルギー消費量一覧

処理規模	wet-t/日	60	100	150	200	150	150
汚泥性状	-	混合生	混合生	混合生	混合生	消化	消化
補助燃料	-	都市ガス	都市ガス	都市ガス	都市ガス	消化ガス	灯油
処理状況	-	助燃	助燃	自燃	自燃	助燃	助燃
補助燃料 使用量	m ³ /h kg/h	24.6	8.3	0	0	492	205
エネルギー 消費量 (補助燃料)	千 kWh/年	2,490	840	0	0	0	20,809
エネルギー 消費量(電力)	千 kWh/年	2,642	2,998	3,443	3,888	3,443	3,443
合計	千 kWh/年	5,132	3,838	3,443	3,888	3,443	24,252

(5) 温室効果ガス排出量

温室効果ガス排出量の算出にあたっては、下記項目について算出した。なお、燃焼排ガスより排出される CH₄ については、一酸化二窒素と比較して排出係数及び地球温暖化係数が小さく、温室効果ガス排出量に対する寄与が小さいため、炉内で完全燃焼されるものとして本試算においては含まないものとした。温室効果ガス排出量の算出にあたっては、ユーティリティ(電気、燃料)の使用、燃焼の結果生成される N₂O に係るものを対象とし、薬品に係るものは除外した。

3. ケーススタディ

1) 二酸化炭素(CO₂)

本システム技術に用いるユーティリティ(電気、補助燃料)の定常運転中に排出されるものを対象とした。ユーティリティ使用量は実証結果に基づき算出した。焼却している汚泥由来二酸化炭素はバイオマス炭素由来のため、試算の対象外とした。各原単位については表資 3.1.5-1 に記載した。

なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル」より、消化ガス由来の二酸化炭素については温室効果ガスに含まないものとして計算を行った。

2) 一酸化二窒素(N₂O) 由来 CO₂

焼却炉の運転時に燃焼排ガスより排出される N₂O については、「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」(環境省・経済産業省)^{3.1-3)}より従来の高温焼却型汚泥焼却炉の排出係数 0.000645t-N₂O/wet-t と汚泥処理量(wet-t/日)を乗じて算出し、温室効果ガス換算係数の 298 を乗じて算出した。

表資 3.1.5-1 温室効果ガス排出量原単位

項目	単位	係数
N ₂ O	t-N ₂ O/wet-t	0.000645
都市ガス	t-CO ₂ /千 Nm ³	2.23
消化ガス	t-CO ₂ /千 Nm ³	1.33
灯油	t-CO ₂ /kL	2.49
A 重油	t-CO ₂ /kL	2.71
電力	t-CO ₂ /千 kWh	0.555

温室効果ガス排出量の計算例を 150wet-t/日、混合生汚泥焼却を代表として以下に示す。

① 温室効果ガス排出量(電気由来)

電気由来の温室効果ガス排出量は、電気由来エネルギー消費量に対し、温室効果ガス排出量原単位を乗じて算出する。

$$\begin{aligned} \text{温室効果ガス排出量(電気由来)} (t\text{-CO}_2/\text{年}) &= \\ &= 3,443 (\text{千 kWh}/\text{年}) \times 0.555 (t\text{-CO}_2/\text{千 kWh}) \\ &= 1,911 \end{aligned}$$

② 温室効果ガス排出量(補助燃料由来)

補助燃料由来の温室効果ガス排出量は、補助燃料消費量に対し、温室効果ガス排出量原単位を乗じて算出する。なお、例示条件の場合補助燃料由来のエネルギー消費量が 0 のため、温室効果ガス排出量も 0 となるが、参考までに計算式を示す。

$$\begin{aligned} \text{温室効果ガス排出量(補助燃料由来)} (t\text{-CO}_2/\text{年}) &= \\ &= \text{補助燃料消費量} (\text{Nm}^3/\text{h}) \times 330 (\text{日}/\text{年}) \times 24 (\text{h}/\text{日}) \\ &\quad \times 10^{-3} \times \text{温室効果ガス排出量原単位} (t\text{-CO}_2/\text{千 Nm}^3) \end{aligned}$$

③ 温室効果ガス排出量(N₂O 由来)

N₂O 由来の温室効果ガス排出量は、処理量に対して排出係数を乗じて N₂O 排出量を算出し、得られた N₂O 排出量に対して温室効果ガス排出量原単位を乗じて算出する。

$$\begin{aligned} \text{N}_2\text{O 排出量 (t-N}_2\text{O/年)} &= 0.000645 \times 150 (\text{wet-t/日}) \times 330 (\text{日/年}) \\ &= 31.9 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{温室効果ガス排出量 (N}_2\text{O 由来) (t-CO}_2\text{/年)} &= 31.9 \times 298 (\text{t-CO}_2\text{/t-N}_2\text{O}) \\ &= 9,514 \end{aligned}$$

以上の結果より、温室効果ガス排出量は下記の通りとなる。

$$\begin{aligned} \text{温室効果ガス排出量 (従来技術) (t-CO}_2\text{/年)} &= 1,911 + 0 + 9,514 \\ &= 11,425 \end{aligned}$$

表資 3.1.5-2 温室効果ガス排出量一覧

処理規模	wet-t/日	60	100	150	200	150	150
汚泥性状	-	混合生	混合生	混合生	混合生	消化	消化
補助燃料	-	都市ガス	都市ガス	都市ガス	都市ガス	消化ガス	灯油
電力由来	t-CO ₂ /年	1,466	1,664	1,911	2,158	1,911	1,911
補助燃料由来	t-CO ₂ /年	447	151	0	0	4,869	5,102
N ₂ O 由来	t-CO ₂ /年	3,806	6,343	9,514	12,686	9,514	9,514
合計	t-CO ₂ /年	5,719	8,158	11,425	14,844	16,294	16,527

3.1-1) 「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」,

国土交通省・公益社団法人日本下水道協会 平成 16 年 3 月

3.1-2) 「下水道における地球温暖化対策マニュアル」

環境省・国土交通省、平成 28 年 3 月

3.1-3) 「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」

環境省・経済産業省 平成 30 年 6 月

3.1-4) 「バイオマスの利活用に関する政策評価書」

総務省 平成 23 年 2 月

3.2 革新的技術

(1) シナリオの設定

革新的技術のケーススタディを行なうにあたり、革新的技術を挿入するシナリオを検討する。

本技術の導入が有効と考えられる典型的なシナリオは次の3例である。

- ・シナリオ1「高効率発電焼却装置技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括追加設置
- ・シナリオ2「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括新設、もしくは更新設置
- ・シナリオ3「高効率発電焼却技術」を追加設置後、

「局所攪拌空気吹込み技術」を設備更新時に段階追加設置

また、この他に次のような詳細条件の違いも考えられる。

- ・汚泥が混合生汚泥の場合、もしくは消化汚泥の場合
- ・補助燃料が都市ガス、消化ガス、液体化石燃料(灯油、A重油)の場合
- ・場内の複数の焼却設備から蒸気を回収・発電する場合
- ・高効率脱水機の採用により脱水ケーキの低含水率化が実施されている場合

そこで、革新的技術のケーススタディとして先のシナリオ1～3の3種の検討を行なうが、代表的なシナリオであるシナリオ1については詳細条件を加味し、細かな8条件を設定することとした。

表資 3.2.1-1 シナリオ一覧

シナリオ1 -「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括追加設置-						
No.	規模	汚泥性状	補助燃料	設備数	備考	
1-1	60(wet-t/日)[16(ds-t/日)]	混合生汚泥	都市ガス	1		
1-2	100(wet-t/日)[26(ds-t/日)]					
1-3	150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]					
1-4				2	300wet-t/日	
1-5	141(wet-t/日)[39(ds-t/日)]	低含水率混合生汚泥	消化ガス 灯油 都市ガス	1		
1-6	150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]	消化汚泥				
1-7						
1-8	200(wet-t/日)[52(ds-t/日)]	混合生汚泥				

既存 焼却設備

高効率発電焼却技術

・コスト削減効果

・エネルギー削減効果

・温室効果削減効果

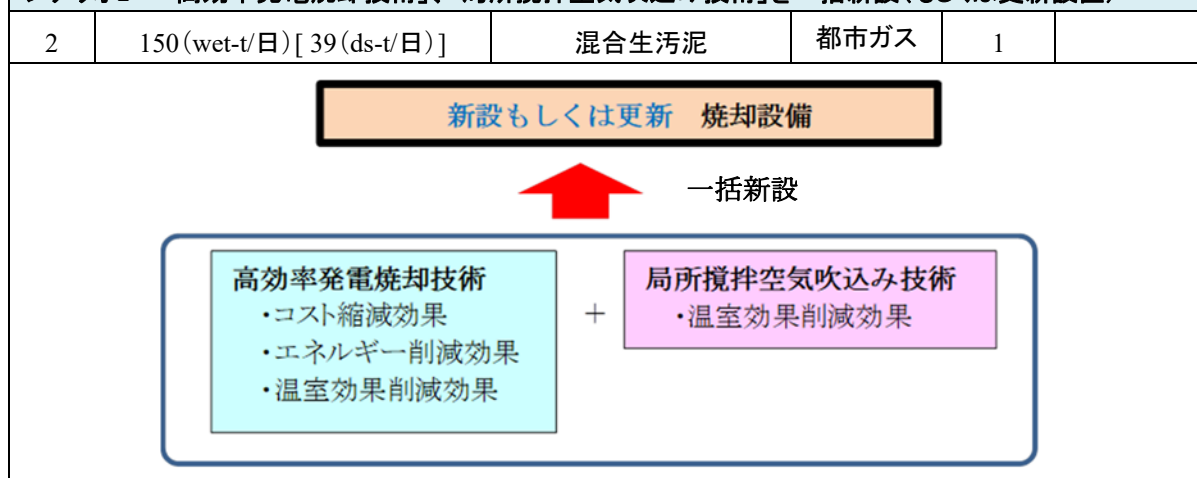
+

局所攪拌空気吹込み技術

・温室効果削減効果

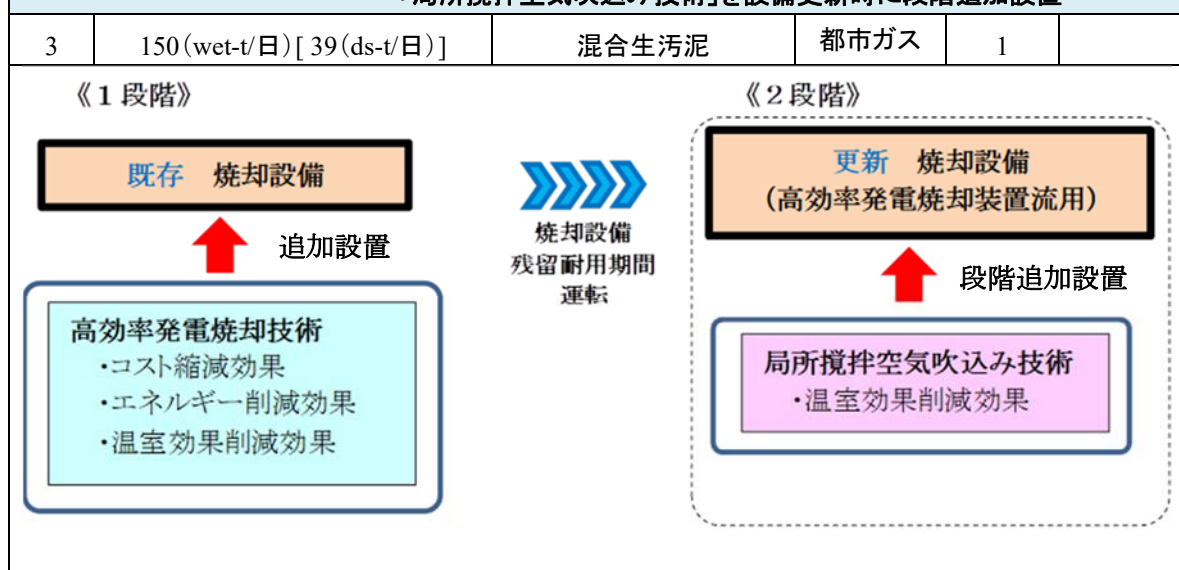
一括追加設置

シナリオ2 -「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括新設(もしくは更新設置)-



シナリオ3 -「高効率発電焼却技術」を追加設置後、

「局所攪拌空気吹込み技術」を設備更新時に段階追加設置-



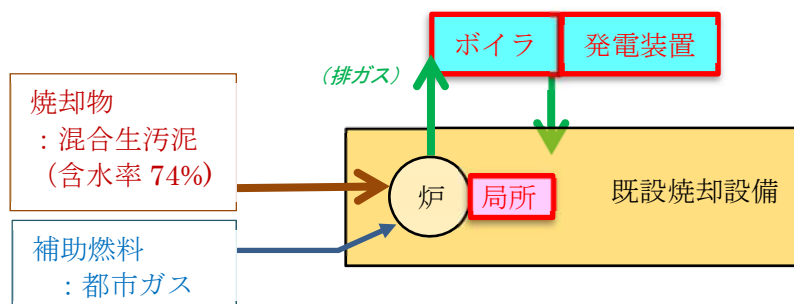
(2) 各シナリオ内容

1) シナリオ 1「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括追加設置
8条件について以下に示す。

- No. 1-1 : 60(wet-t/日)[16(ds-t/日)]、混合生汚泥、都市ガス
- No. 1-2 : 100(wet-t/日)[26(ds-t/日)]、混合生汚泥、都市ガス
- No. 1-3 : 150(wet-t/日)[39(ds-t/日)]、混合生汚泥、都市ガス
- No. 1-8 : 200(wet-t/日)[52(ds-t/日)]、混合生汚泥、都市ガス

混合生汚泥を補助燃料都市ガスを用いて焼却する代表的な例であり、異なる焼却規模4例(60、100、150、200(wet-t/日))を設定したものである。

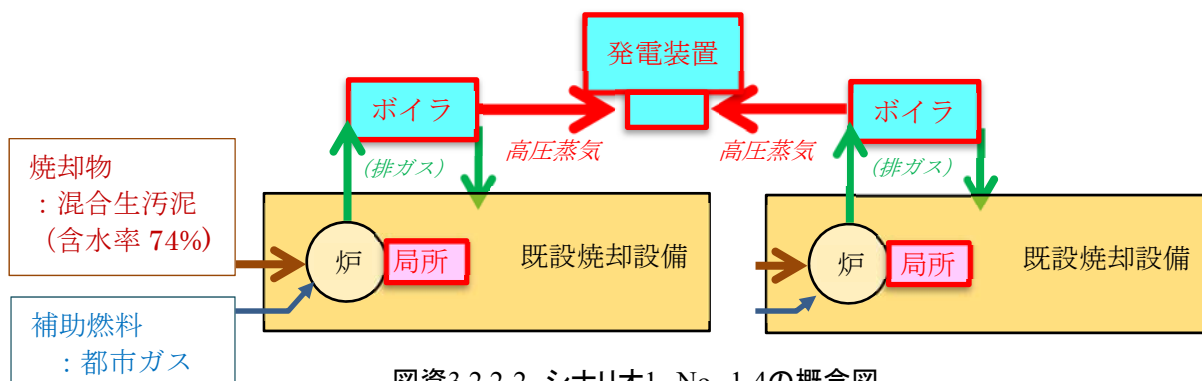
いずれも焼却炉1基に対し、ボイラ、発電装置も1基設置する条件としている。



図資3.2.2-1 シナリオ1 No.1-1～1-3、1-8の概念図

- No. 1-4 : 150(wet-t/日)[39(dry-t/日)]、混合生汚泥、都市ガス 設備数:2、(300 wet-t/日)

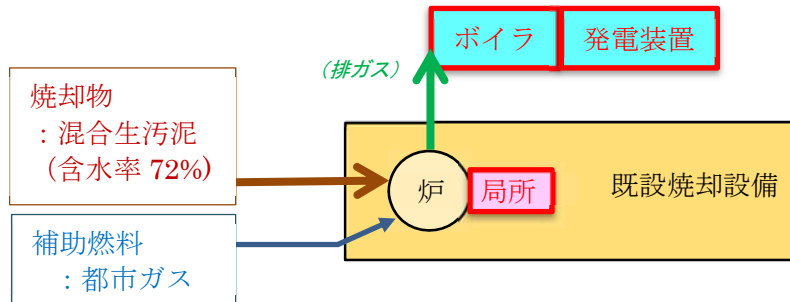
複数の焼却炉と各炉に設置したボイラから蒸気を回収し、1台の発電装置を稼動する例である。先の代表的な例に倣い、混合生汚泥を補助燃料都市ガスを用い焼却する条件とし、焼却規模は $150(\text{wet-t/日}) \times 2\text{設備} = 300(\text{wet-t/日})$ と設定した。2設備より蒸気を得ることができれば、発電装置の大容量化が可能となる。大容量化による効率向上などの効果もあり、発電量は増え費用対効果も高まるが見込める。



図資3.2.2-2 シナリオ1 No. 1-4の概念図

・No. 1-5 : 141 (wet-t/日) [39 (ds-t/日)]、低含水率混合生汚泥、都市ガス

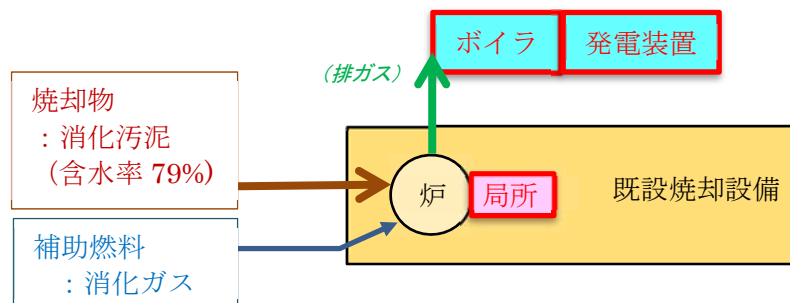
近年検討が進んでいる高効率脱水機が導入されていることから、含水率が72%と低いケースを設定した。なお、汚泥の種類は混合生汚泥、補助燃料は都市ガス、焼却規模は150 (wet-t/日)とした。



図資3.2.2-3 シナリオ1 No.1-5の概念図

・No. 1-6 : 150 (wet-t/日) [39 (ds-t/日)]、消化汚泥、都市ガス

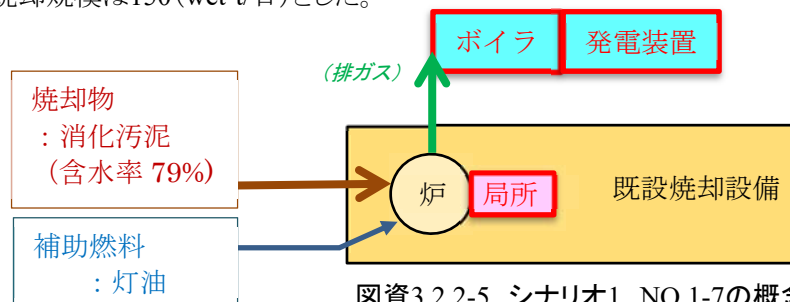
混合生汚泥ではなく、消化汚泥を焼却する例であり、補助燃料を消化ガスとした。焼却規模は150 (wet-t/日)とした。



図資3.2.2-4 シナリオ1 No.1-6の概念図

・No. 1-7 : 150 (wet-t/日) [39 (ds-t/日)]、消化汚泥、灯油

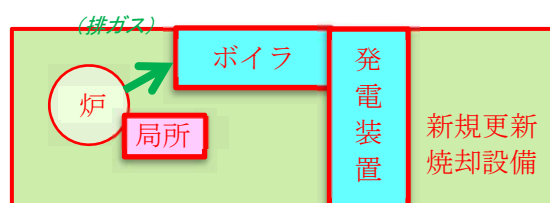
No.1-6と同様、混合生汚泥ではなく、消化汚泥を焼却する例であるが、補助燃料を灯油とした。焼却規模は150 (wet-t/日)とした。



図資3.2.2-5 シナリオ1 NO.1-7の概念図

2) シナリオ2 「高効率発電焼却技術」、「局所攪拌空気吹込み技術」を一括新設(もしくは更新設置)

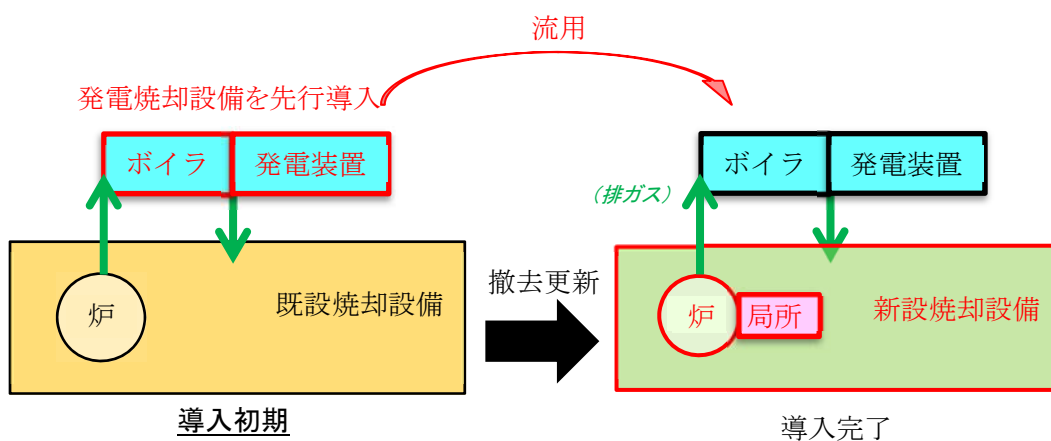
焼却設備の更新と発電焼却設備を同時更新で構築するシナリオである。
架台の共通化や熱ロスの少ない機器レイアウト・ダクトルートを採用できる。



図資3.2.2-6 シナリオ2 の概念図

3) シナリオ3 「高効率発電焼却技術」を追加設置後、「局所攪拌空気吹込み技術」を設備更新時に段階追加設置

発電焼却設備を既設焼却設備撤去に影響が無い位置へレイアウトし、焼却排ガスダクトとボイラを繋ぐ。
そして、焼却炉更新工事に合わせて、局所攪拌空気吹込み装置を設置する例である。



図資3.2.2-7 シナリオ3 の概念図

(3) 高効率発電技術と局所攪拌空気吹込み技術を各々単独導入した場合の技術適用条件・推奨条件

1) 高効率発電技術の単独設備導入

適用・推奨条件を、表資 3.2.3-1 に示す。

表資 3.2.3-1 高効率発電技術のみを導入する場合の適用・推奨条件

適用条件
焼却規模が約 60wet-t/日(約 16ds-t/日) 以上※であること。
※複数炉に設置ができる条件(ボイラーを各炉に設置、発電機は共通 1 台)の場合、コスト縮減効果が改善されることから、60wet-t/日(約 16ds-t/日)規模でも適応可能
焼却炉形式が、流動床式、循環流動層式、階段ストーカ式であること
脱水汚泥含水率が 85%未満(一般的脱水機の上限值)であること
推奨条件
100wet-t/日以上規模であること 白煙防止の必要が無い、もしくは必要な熱量が少ないこと 余剰の消化ガスがあること

2) 局所攪拌空気吹込み技術の単独設備導入

適用・推奨条件を、表資 3.2.3-2 に示す。

表資 3.2.3-2 局所攪拌空気吹込み技術のみを導入する場合の適用・推奨条件

適用条件
焼却炉形式が流動床式であること
二段燃焼、およびそれに類する設備を保有していないこと
脱水汚泥含水率が 85%未満(一般的脱水機の上限值)であること
推奨条件
—

(4) シナリオ毎の検討結果

上記シナリオ 1(No. 1-1～1-8)、シナリオ 2、シナリオ 3 の条件を基に検討を行った
以下に結果を示す。

1) 建設費

建設費は、本実証技術に関する機械設備、電気設備、土木建築施設の設置に係る工事費を対象とし、各シナリオについて試算を行ったものと、流動床型汚泥焼却炉の建設に関する費用(資料編 3.1 従来技術参照)を足し合わせたものについて年換算、総費用(年価換算値)の評価を行った。

機械・電気設備費については、容量計算などにより機器の仕様を決定し、機器の単価を乗じてこれを積算するとともに、機器費を材料費として扱い、工費(労務費)を計上した。

土木建築設備費については、機械設備主要部は屋外設置とし、建屋(ブロワ室、電気室、制御室等)は既存施設を利用するものとし、機械基礎、防液堤等の増築費を計上した。また、本工事範囲としては整地済の既存敷地に建設されるものとし、造成費、杭打設費、既設建築物の撤去費等は含まないこととした。

以上の試算結果より、局所攪拌・発電設備の建設費算定式を算出し、表資 3.2.4-1、2 に示した。詳細は資料編 2.1 建設費算定式を参照のこと。

表資 3.2.4-1 革新的技術導入時の建設費算定式(ボイラ 1 基:タービン 1 基)

項目		単位	算出式
発電設備	設備新設に合わせて新設の場合	百万円	$y=2.15x+326$
	発電設備のみ追加設置の場合		$y=2.42x+340$
電気設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.311x+53.3$
	発電設備のみ追加設置の場合		
土木設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.134x+6.58$
	発電設備のみ追加設置の場合		
局所攪拌 空気吹込み設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.0142x+0.791$
	局所攪拌空気吹込み設備のみ追加設置の場合		

※x:汚泥投入量(wet-t/日)、y:建設費(百万円)、焼却炉 1 基を対象とする。

表資 3.2.4-2 革新的技術導入時の建設費算定式(ボイラ 2 基:タービン 1 基)

項目		単位	算出式
発電設備	設備新設に合わせて新設の場合	百万円	$y=4.08x+522$
	発電設備のみ追加設置の場合		$y=4.62x+548$
電気設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.622x+107$
	発電設備のみ追加設置の場合		
土木設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.268x+13.2$
	発電設備のみ追加設置の場合		
局所攪拌 空気吹込 み設備	設備新設に合わせて新設の場合		$y=0.0284x+1.58$
	局所攪拌空気吹込み設備のみ 追加設置の場合		

※x:汚泥投入量(wet-t/日)、y:建設費(百万円)、焼却炉 2 基を対象とする。

汚泥焼却炉部分の建設費の算出には、「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」(公益社団法人日本下水道協会)より、下記式をそれぞれ用いた。

また、ケース 1-4 についてはケース 1-3 と同じタービンを発電機のみ変更して 1 基設置するものとして試算を行った。その他ボイラ等の仕様は 1-3 と同等とした。

- ・土木建築建設費(建屋:電気、ブロワー室程度)

$$Y_{91}=2.42Xd^{0.0094}$$

- ・機械建設費

$$Y_{91}=1.888Xd^{0.597}$$

- ・電気建設費

$$Y_{91}=0.726Xd^{0.539}$$

なお、 Y_{91} は建設費(億円)、 X_d は設備規模(wet-t/日)を示す。

なお、「バイオソリッド利活用基本計画(下水汚泥処理総合計画)策定マニュアル」(公益社団法人日本下水道協会)より、利子率 2.3%とし、機械設備(発電)、機械設備(局所攪拌設備)、電気設備の耐用年数をそれぞれ 15 年、土木建築設備の耐用年数を 45 年として年価換算を行った。

$$\text{建設費年価} = \text{建設費} \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad i: \text{利子率} \quad n: \text{耐用年数}$$

建設費の計算例をケース 1-3 (150wet-t/日、混合生汚泥焼却)を代表として以下に示す。

局所攪拌・発電設備分

§ 10 評価項目、表 15-2、3 革新的技術導入時の建設費算定式より、以下の通り局所攪拌・

発電設備の建設費を算出した。

・発電設備

$$\begin{aligned}\text{発電設備建設費(百万円)} &= 2.42 \times 150(\text{wet-t/日}) + 340 \\ &= 703\end{aligned}$$

・局所攪拌空気吹込み設備建設費

$$\begin{aligned}\text{局所攪拌空気吹込み設備建設費(百万円)} &= 0.0142 \times 150(\text{wet-t/日}) + 0.791 \\ &= 2.9\end{aligned}$$

・電気設備

$$\begin{aligned}\text{電気設備建設費(百万円)} &= 0.311 \times 150(\text{wet-t/日}) + 53.3 \\ &= 100\end{aligned}$$

・土木設備

$$\begin{aligned}\text{土木設備建設費(百万円)} &= 0.134 \times 150(\text{wet-t/日}) + 6.58 \\ &= 26.7\end{aligned}$$

§ 10 評価項目の建設費年価換算式及び表 15-5 各設備の耐用年数より、年価換算を行った。

・発電設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{発電設備建設費(年価)(百万円/年)} &= 703 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{15}}{(1+0.023)^{15}-1} \\ &= 56.0\end{aligned}$$

・局所攪拌空気吹込み設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{局所攪拌空気吹込み設備建設費(年価)(百万円/年)} &= 2.9 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{15}}{(1+0.023)^{15}-1} \\ &= 0.23\end{aligned}$$

・電気設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{電気設備建設費(年価)(百万円/年)} &= 100 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{15}}{(1+0.023)^{15}-1} \\ &= 8.0\end{aligned}$$

・土木設備(年価)

$$\begin{aligned}\text{土木設備建設費(年価)(百万円/年)} &= 26.7 \times \frac{0.023 \times (1+0.023)^{45}}{(1+0.023)^{45}-1} \\ &= 1.0\end{aligned}$$

以上の結果より、局所攪拌・発電設備に関する建設費年価は 65.1 百万円/年となる。
その他のケースの計算結果については、下記表に示した。

表資 3.2.4-3 建設費一覧(発電・局所攪拌吹き込み設備のみ)

ケース	-	1-1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8	2	3
処理規模	wet-t/日	60	100	150	150× 2	150	150	150	200	150	150
土木建設費	百万円	14.6	20.0	26.7	54.1	25.5	26.7	26.7	33.4	27.1	26.7
機械建設費 (発電設備)	百万円	485	582	703	1,543	681	703	703	824	641	703
機械建設費 (局所攪拌)	百万円	1.6	2.2	2.9	6.0	2.8	2.9	2.9	3.6	3.0	2.9
電気建設費	百万円	72	84.4	100	202	97.1	100	100	116	101	100
合計	百万円	573	689	833	1,804	806	833	833	977	772	833
土木建設費	百万円/年	0.5	0.7	1	1.9	0.9	1.0	1.0	1.2	1.0	1.0
機械建設費 (発電設備)	百万円/年	38.6	46.3	56	123	54	56	56	65.6	51	56
機械建設費 (局所攪拌)	百万円/年	0.13	0.18	0.23	0.48	0.22	0.23	0.23	0.29	0.24	0.23
電気建設費	百万円/年	5.7	6.7	8.0	16.0	7.7	8.0	8.0	9.2	8.0	8.0
合計	百万円/年	45	54	65	141	63	65	65	76	60	65

革新的技術の建設費は、従来焼却設備の建設費に局所攪拌・発電設備の建設費を加えたものとなる。表資 3.2.4-1 の結果に表資 3.1.1-1 に示した従来設備の建設費を加えた革新的技術の建設費を下記表に示す。

表資 3.2.4-4 建設費一覧(革新的技術)

ケース	-	1-1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8	2	3
処理規模	wet-t/日	60	100	150	150×2	150	150	150	200	150	150
機械建設費	百万円	2,175	2,951	3,759	7,519	3,620	3,759	3,759	4,464	3,429	3,759
機械建設費 (発電設備)	百万円	485	582	703	1,543	681	703	703	824	641	703
機械建設費 (局所攪拌)	百万円	1.6	2.2	2.9	6.0	2.8	2.9	2.9	3.6	3.0	2.9
電気建設費	百万円	732	953	1,181	2,364	1,142	1,181	1,181	1,378	1,182	1,181
土木建設費	百万円	267	273	281	563	280	281	281	288	281	281
合計	百万円	3,661	4,762	5,927	11,994	5,725	5,927	5,927	6,958	5,537	5,927
機械建設費	百万円/年	173	235	299	598	288	299	299	355	273	299
機械建設費 (発電設備)	百万円/年	38.6	46.3	56.0	123	54.2	56.0	56.0	65.6	51.0	56.0
機械建設費 (局所攪拌)	百万円/年	0.13	0.18	0.23	0.48	0.22	0.23	0.23	0.29	0.24	0.23
電気建設費	百万円/年	58.2	75.9	94.0	188	90.9	94.0	94.0	110	94.1	94.0
土木建設費	百万円/年	9.6	9.8	10.1	20.2	10.0	10.1	10.1	10.4	10.1	10.1
合計	百万円/年	280	367	459	930	443	459	459	541	428	459

2) 維持管理費

本実証技術の維持管理費は、焼却炉部分の維持管理費と、革新的技術実証設備の維持管理費を足し合わせたものとする。

焼却炉部分の維持管理費については、建設費と同じくバイオソリッド活用基本計画策定マニュアルより下記式を用いて算出する。なお、試算を行う仮想汚泥焼却炉の運転日数は 330 日/年、24 時間連続運転とする。

また、消化汚泥焼却炉の維持管理費については使用する補助燃料に関らず混合生汚泥焼却炉の維持管理費と同額とし、計算は省略する。

・流動焼却設備維持管理費(電力、燃料、薬品費、補修費、人件費)

$$Y_{93}=0.287X_y^{0.673}$$

なお、 Y_{93} は維持管理費(百万円/年)、 X_y は年間処理脱水汚泥量(wet-t/年)を示す。

革新的技術の維持管理費については本システムに用いるユーティリティ(電気、上水、薬品)について、実証研究から得られたデータを用い、定常運転時について推算した。点検補修費については廃熱ボイラ及びタービンに必要な法定点検を積算した。なお、発電した電力は全量場内で利用するものとし、発電設備の消費電力から発電電力を差し引いたものから消費電力費を算出した。各ユーティリティ単価については表資 3.2.4-5 に記載した。発電電力量については発電出力に運転時間を乗じて算出した。

また、焼却設備で利用される電気、補助燃料については、従来技術における維持管理費に含まれるものとし、本実証設備におけるユーティリティ消費には含まないものとした。

各ユーティリティ消費量の試算には表資 3.2.4-6 ユーティリティ消費量算定式に示した式を用いた。

さらに、発電設備の設置により休止する設備については、表資 3.2.4-7 の通り、動力及び点検整備費、交換に関する費用が不要になるものとしてその他導入効果として負の値で積算を行った。

発電設備の点検補修費については汚泥投入量 150wet-t/日の設備において、発電設備の主要機器である蒸気タービンおよび廃熱ボイラ設備の 15 年間分の保守点検費用の合計を年平均し、18 百万円/年の点検補修費がかかるとした。

なお、発電設備の保守点検費は設備規模が変化しても大きく変わらないと考えられるため、施設規模によらず、同価格として計上するものとする。

各算定式の詳細については資料編 2.2 ユーティリティ消費量算定式、2.3 点検補修費算定式を参照のこと。

表資 3.2.4-5 ユーティリティ単価

項目	単価	備考
電気	15 円/kWh	
上水	200 円/m ³	
ボイラ薬品	20 円/m ³	添加量が微量のため、希釈後のボイラ給水流量あたりの費用より計算した。

表資 3.2.4-6 ユーティリティ消費量算定式

項目	単位	算出式	算出根拠
消費電力(焼却設備)	kW	$y=1.12x_1+266$	実証結果
消費電力(発電設備)	kW	$y=0.119 x_1+65.1$	実証結果
発電電力(上記以外)	kW	$y=33.1 x_2-102$	収支計算・容量計算
薬品使用量	m ³ /h	$y=(0.0150 x_1+0.737)$	収支計算
上水使用量	m ³ /日	$y=(0.0274 x_1+1.35)$	収支計算

※ x_1 :汚泥投入量(wet-t/日) x_2 :投入熱量(GJ/h)

y:消費電力、発電電力または使用量

表資 3.2.4-7 白煙防止予熱器及び白煙防止ブロワ停止に伴う導入効果

項目	対象機器	単位	算出式	算出根拠
点検整備費用	白煙防止予熱器 白煙防止ブロワ	百万円/年	$y=0.131x^{0.7}$	容量計算
更新費用	白煙防止予熱器	百万円/年	$y=0.998x^{0.7}$	容量計算
削減電力	白煙防止ブロワ	kW	$y=0.213x+10.5$	容量計算

※ x :汚泥投入量(wet-t/日) y:費用または、削減電力

維持管理費の計算例をケース 1-3 (150wet-t/日、混合生汚泥焼却)を代表として以下に示す

① 局所攪拌・発電設備分

維持管理費については消費電力、薬品費、上水費、点検・補修費を対象とし、各算定式より算出した。

・消費電力(局所攪拌・発電設備)による電力消費

$$\begin{aligned}\text{消費電力(kW)} &= 0.119 \times 150 (\text{wet-t/日}) + 65.1 \\ &= 82.9\end{aligned}$$

・発電電力による電力削減

$$\begin{aligned}\text{投入熱量(GJ/h)} &= (6,250 (\text{kg/h}) \times (1-0.74) \times 17,586 (\text{kJ/kg-DS}) \\ &\quad - 2,500 (\text{kJ/kg-H}_2\text{O}) \times 6,250 (\text{kg/h}) \times 0.74) \times 10^{-6} \\ &\quad + 0 (\text{m}^3/\text{h}) \times 44.8 (\text{MJ/Nm}^3) \times 10^{-3} \\ &= 17.0\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{発電電力(kW)} &= 33.1 \times 17.0 \text{ (GJ/h)} - 102 \\ &= 461\end{aligned}$$

・白煙防止ブロワ停止による電力削減

$$\begin{aligned}\text{白煙防止ブロワ停止による電力削減(kW)} &= 0.213 \times 150 \text{ (wet-t/日)} + 10.5 \\ &= 43.0\end{aligned}$$

よって以上の結果より、局所攪拌・発電設備の消費電力は下記の通りとなる。

$$\begin{aligned}\text{局所攪拌・発電設備の消費電力(kW)} &= 82.9 - 461 - 43 \\ &= -421\end{aligned}$$

また、消費電力量については消費電力に運転時間を乗じて算出する。

$$\begin{aligned}\text{消費電力量(千 kWh)} &= -421 \times 330 \text{ (日/年)} \times 24 \text{ (h/日)} \times 10^{-3} \\ &= -3,335\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{局所攪拌・発電設備の電力費(百万円/年)} &= -3,335 \times 15 \text{ (円/kWh)} \times 10^{-3} \\ &= -50.1\end{aligned}$$

発電による電力費削減は負の値として維持管理費に計上する。

・薬品費

$$\begin{aligned}\text{薬品消費量(m3/h)} &= 0.0150 \times 150 \text{ (wet-t/日)} + 0.737 \\ &= 3.0\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{薬品費用(百万円/年)} &= 3.0 \times 20 \text{ (円/m}^3\text{)} \times 330 \text{ (日/年)} \times 24 \text{ (h/日)} \times 10^{-6} \\ &= 0.48\end{aligned}$$

・上水費

$$\begin{aligned}\text{上水消費量(m3/日)} &= 0.0274 \times 150 \text{ (wet-t/日)} + 1.35 \\ &= 5.46\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{上水費用(百万円/年)} &= 5.46 \times 200 \text{ (円/m}^3\text{)} \times 330 \text{ (日/年)} \times 10^{-6} \\ &= 0.36\end{aligned}$$

・点検・補修費

§ 10 評価項目より、18 百万円/年の維持管理費を計上した。

維持管理費

以上の試算結果より、局所攪拌・発電設備の維持管理費は下記の通りとなる。

$$\begin{aligned}\text{維持管理費(百万円/年)} &= 0.48 + 0.36 + 18 \\ &= 18.8\end{aligned}$$

※電力費については発電による削減効果のほうが大きいいため、維持管理費からは除くものとする。

② 既設設備分

既設設備の維持管理費は、§ 10 評価項目に示した流動焼却設備維持管理費より

$$\begin{aligned}\text{維持管理費(百万円/年)} &= 0.287 \times (150 \text{ (wet-t/日)} \times 330 \text{ (日/年)})^{0.673} \\ &= 414\end{aligned}$$

表資 3.2.4-8 維持管理費一覧(革新的技術)

ケース	-	1-1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8	2	3
維持管理費 (焼却炉)	百万円/年	224	315	414	829	397	414	414	503	414	414
消費電力 (発電設備)	kW	72.2	77.0	82.9	166	81.8	82.9	82.9	88.8	82.9	82.9
消費電力削減 (白煙防止ブロワ)	kW	-22.6	-32.4	-43	-86	-41.1	-43	-43	-52.6	-43	-43
発電電力	kW	-161	-287	-461	-1,025	-493	-478	-454	-649	-461	-461
消費電力 (実証設備)	kW	-111	-242	-421	-945	-453	-438	-414	-613	-421	-421
電力費	百万円/年	-13.2	-28.7	-50.1	-112	-53.8	-52.0	-49.2	-72.8	-50.1	-50.1
薬品消費量	m ³ /日	38.3	54.8	72.7	145	69.6	72.7	72.7	88.9	72.7	72.7
薬品費	百万円/年	0.25	0.36	0.48	0.96	0.46	0.48	0.48	0.59	0.48	0.48
上水消費量	m ³ /日	2.9	4.2	5.5	11.1	5.3	5.5	5.5	6.8	5.5	5.5
上水費	百万円/年	0.19	0.27	0.36	0.73	0.35	0.36	0.36	0.45	0.36	0.36
点検・補修費	百万円/年	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
合計	百万円/年	229	305	383	736	362	381	384	449	383	383

3) 費用回収年

下記計算式にて算出する。

$$\text{費用回収年} = \frac{\text{建設費(百万円)}}{\text{導入効果(百万円)} - \text{維持管理費(百万円)}}$$

① 建設費

発電設備及び局所攪拌空気吹込み設備設置で増額となる設備費

② 維持管理費

発電設備及び局所攪拌空気吹込み設備設置で増額となる維持費

③ 導入効果

発電設備を付加することによる電力削減効果等

費用回収年の計算例をケース 1-3 (150wet-t/日、混合生汚泥焼却)を代表として以下に示す

その他導入効果の算出

§ 10 評価項目より、発電設備導入に伴い休止される白煙防止予熱器及び白煙防止ブロワの点検・交換費用及び電力費用を負の値として計上する。

点検整備費用削減

$$\begin{aligned} \text{白煙防止ブロワ及び熱交換器点検費用削減(百万円/年)} &= 0.131 \times 150(\text{wet-t/日})^{0.7} \\ &= 4.4 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{白煙防止熱交換器更新費用削減(百万円/年)} &= 0.998 \times 150(\text{wet-t/日})^{0.7} \\ &= 33.3 \end{aligned}$$

以上の結果より、局所攪拌・発電設備の導入効果を消費電力削減による導入効果とその他導入効果の和として算出する。

導入効果

$$\begin{aligned} \text{導入効果(百万円/年)} &= -50.1 - 4.4 - 33.3 \\ &= -87.8 \end{aligned}$$

費用回収年の算出

§ 10 評価項目より、費用回収年を算出する。

$$\begin{aligned} \text{費用回収年(年)} &= \frac{703 + 2.9 + 100 + 26.7}{87.8 - 18.8} \\ &= 12.1 \end{aligned}$$

表資 3.2.4-9 費用回収年一覧(革新的技術)

ケース	-	1-1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8	2	3
建設費(発電設備)	百万円	573	689	833	1,804	806	833	833	977	772	833
維持管理費(発電設備)	百万円/年	18.4	18.6	18.8	37.7	18.8	18.8	18.8	19.0	18.8	18.8
発電による導入効果	百万円/年	13.2	28.7	50.1	112	53.8	52.0	49.2	72.8	50.1	50.1
その他導入効果	百万円/年	19.8	28.4	37.7	75.3	36.0	37.7	37.7	46.1	37.7	37.7
費用回収年	年	39.2	17.9	12.1	12.0	11.4	11.8	12.2	9.8	11.2	12.1

4) 総費用(年価換算値)

総費用(年価換算値)は建設費を年価換算したものと、維持管理費を対象とした。算出した総費用(年価換算値)より、総費用(年価換算値)削減効果を下記の通り算出し、評価を行う。

$$\text{総費用(年価換算値)削減効果} = \left(1 - \frac{\text{総費用(年価換算値)(革新的技術)}}{\text{総費用(年価換算値)(従来技術)}}\right) \times 100$$

総費用(年価換算値)の計算例をケース 1-3 (150wet-t/日、混合生汚泥焼却)を代表として以下に示す

§ 10 評価項目より、総費用(年価換算値)削減効果を算出する。なお、革新的技術の建設費及び維持管理費は、従来設備の建設費及び維持管理費に局所攪拌・発電設備の建設費及び維持管理費を加えたものとする。

① 革新的技術の総費用(年価換算値)

・建設年価(革新的技術)

$$\begin{aligned} \text{建設年価(革新的技術)(百万円/年)} &= 394 + 65.1 \\ &= 459 \end{aligned}$$

・維持管理費(革新的技術)

$$\begin{aligned} \text{維持管理費(革新的技術)(百万円/年)} &= 414 + 18.8 \\ &= 433 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{革新的技術の総費用(年価換算値)(百万円/年)} &= 459 + 433 - 87.8 \\ &= 805 \end{aligned}$$

② 従来技術の総費用(年価換算値)

$$\begin{aligned} \text{従来技術の総費用(年価換算値)(百万円/年)} &= 394 + 414 \\ &= 809 \end{aligned}$$

以上の結果より総費用(年価換算値)削減効果(%)は下記式で算出できる。

$$\begin{aligned} \text{総費用(年価換算値)削減効果(\%)} &= \left(1 - \frac{805}{809}\right) \times 100 \\ &= 0.5 \end{aligned}$$

表資 3.2.4-10 総費用(年価換算値)一覧(革新的技術)

ケース	-	1-1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8	2	3
建設費	百万円/年	280	367	459	930	443	459	459	541	428	459
維持管理費 (従来設備)	百万円/年	224	315	414	829	397	414	414	503	414	414
維持管理費 (発電設備)	百万円/年	18.4	18.6	18.8	37.7	18.8	18.8	18.8	19.0	18.8	18.8
導入効果	百万円/年	-33.1	-57.1	-87.8	-188	-89.8	-89.7	-86.9	-119	-87.8	-87.8
総費用 (年価換算値) (革新的技術)	百万円/年	489	644	805	1,609	769	803	806	944	774	805
総費用 (建年価換算値) 縮減効果	%	-6.6	-2.5	0.5	0.5	1.0	0.7	0.4	2.4	4.3	0.5

5) エネルギー削減効果

エネルギー削減効果については、本実証設備を付加しない場合のエネルギー消費量に対して、本実証設備を付加した場合の正味のエネルギー消費量の削減率により評価を行う。

エネルギー消費量の算出にあたっては、ユーティリティ(電気、燃料)の使用に係るものを対象とし、薬品に係るものは除外した。各原単位については表資 3.2.4-11 に示した。

なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル、環境省・国土交通省、平成 28 年 3 月」より、補助燃料として使用した消化ガス由来のエネルギーについてはエネルギー消費量に含まないものとして計算を行った。

エネルギー創出量は、物質収支・熱収支計算結果ならびに蒸気タービン発電機の性能目安から求められる発電電力量とし、負の消費量として計上した。なお、エネルギー創出量とエネルギー消費量を足した値を、正味のエネルギー消費量とした。

エネルギー削減効果の計算には電力基準で算出したエネルギー消費量を用いた。

$$\text{エネルギー削減効果} = \left(1 - \frac{\text{エネルギー消費量(革新的技術)} + \text{発電によるエネルギー創出量}}{\text{エネルギー消費量(従来技術)}} \right) \times 100$$

表資 3.2.4-11 試算に用いた定数一覧

	単位	定数
都市ガス発熱量	MJ/Nm ³	44.8 ^{※1}
消化ガス発熱量	MJ/Nm ³	22.3 ^{※2}
灯油発熱量	MJ/L	36.7 ^{※1}
A 重油発熱量	MJ/L	39.1 ^{※1}
エネルギー/電力換算係数	kWh/MJ	0.2778 ^{※1}

※1「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル」(環境省・経済産業省)

※2「バイオマスの利活用に関する政策評価書」(総務省)

ケース 1-4 (150wet-t/日 2 炉に対して 1 基のタービン)においてエネルギー削減効果がケース 1-3 (150wet-t/日)に対して改善している理由は、タービン 1 基分の消費電力が削減されているためである。

エネルギー消費量の計算例をケース 1-3 (150wet-t/日、混合生污泥焼却)を代表として以下に示す

① エネルギー消費量(電気由来)

・革新的技術

革新的技術の消費電力は、従来技術の消費電力と局所攪拌・発電設備の消費電力及びその他導入効果による消費電力の削減の和となる。なお、消費電力量については、消費電力に運転時間を乗じて算出するものとする。

従来技術の消費電力(kW) = 435

革新的技術の消費電力(kW) = 435 + 82.9 - 43

= 475

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(電気由来)}(\text{千 kWh/年}) &= 475 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 10^{-3} \\ &= 3,759\end{aligned}$$

・従来技術

$$\begin{aligned}\text{従来技術の消費電力(kW)} &= 1.12 \times 150(\text{wet-t/日}) + 266 \\ &= 435\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(電気由来)}(\text{千 kWh/年}) &= 435 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 10^{-3} \\ &= 3,443\end{aligned}$$

② エネルギー消費量(補助燃料由来)

・革新的技術

革新的技術の補助燃料消費量は、焼却炉の熱収支計算によって決定する。

実証運転条件においては補助燃料使用量が 0 のため、エネルギー消費量(補助燃料由来)も 0 となるが、参考までに計算式を示す。

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(補助燃料由来)}(\text{千 kWh/年}) &= \text{補助燃料使用量}(\text{Nm}^3/\text{h}) \times \text{運転日数} \\ &\quad (\text{日/年}) \times \text{運転時間}(\text{h/日}) \times \text{補助燃料エネルギー原単位}(\text{MJ/Nm}^3) \times 10^{-3} \times \text{換算係数} \\ &\quad (\text{kWh/MJ})\end{aligned}$$

・従来技術

革新的技術と同様に、実証運転においては補助燃料使用量が 0 のため、エネルギー消費量(補助燃料由来)も 0 となる。

③ エネルギー創出量

・革新的技術

発電電力量については発電出力に運転時間を乗じて算出するものとし、エネルギー消費量に対して負の値のエネルギー創出量として計上する。

$$\begin{aligned}\text{エネルギー創出量(千 kWh/年)} &= -461 \times 330(\text{日/年}) \times 24(\text{h/日}) \times 10^{-3} \\ &= -3,655\end{aligned}$$

④ エネルギー削減効果

§ 10 評価項目より、革新的技術と従来技術のエネルギー削減効果を算出する。

・革新的技術

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(千 kWh/年)} &= 3,759 + 0 - 3,655 \\ &= 104\end{aligned}$$

・従来技術

$$\begin{aligned}\text{エネルギー消費量(千 kWh/年)} &= 3,443 + 0 \\ &= 3,443\end{aligned}$$

よってエネルギー削減効果は以下の式で表される。

$$\begin{aligned}\text{エネルギー削減効果}(\%) &= \left(1 - \frac{104}{3,443}\right) \times 100 \\ &= 97.0\end{aligned}$$

表資 3.2.4-12 エネルギー削減効果一覧

ケース	-	1-1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8	2	3
汚泥性状	-	混合生	混合生	混合生	混合生	混合生	消化	消化	混合生	混合生	混合生
補助燃料	-	都市ガス	都市ガス	都市ガス	都市ガス	都市ガス	消化ガス	灯油	都市ガス	都市ガス	都市ガス
補助燃料使用量	m ³ /h kg/h	24.6	8.3	0	0	0	462	205	0	0	0
エネルギー消費量 (補助燃料)	千 kWh/年	2,490	840	0	0	0	0	20,809	0	0	0
エネルギー消費量 (電力)	千 kWh/年	3,035	3,351	3,759	7,518	3,692	3,759	3,759	4,175	3,759	3,759
エネルギー創出量	千 kWh/年	-1,275	-2,268	-3,655	-8,115	-3,906	-3,784	-3,598	-5,142	-3,655	-3,655
合計	千 kWh/年	4,249	1,923	104	-598	-215	-25.6	20,970	-967	104	104
エネルギー削減効果	%	17.2	49.9	97.0	109	106	101	13.5	125	97.0	97.0
電力自給率	%	42.0	67.7	97.2	108	106	101	95.7	123	97.2	97.2

6) 温室効果ガス排出量

温室効果ガス排出量の算出にあたっては、下記項目について算出した。なお、燃焼排ガスより排出される CH_4 については一酸化二窒素と比較して排出係数及び地球温暖化係数が小さく、温室効果ガス排出量に対する寄与が小さいため、炉内で完全燃焼されるものとして本試算においては含まないものとした。温室効果ガス排出量の算出にあたっては、ユーティリティ(電気、燃料)の使用、燃焼の結果生成される N_2O に係るものを対象とし、薬品に係るものは除外した。

温室効果ガス削減効果は下記の式に従い算出した。

$$\text{温室効果ガス削減効果} = \left(1 - \frac{\text{温室効果ガス排出量(革新的技術)}}{\text{温室効果ガス排出量(従来技術)}} \right) \times 100$$

a) 二酸化炭素(CO_2)

本システム技術に用いるユーティリティ(電気、補助燃料)の定常運転中に排出されるものを対象とした。ユーティリティ使用量は実証結果に基づき算出した。焼却している汚泥由来二酸化炭素はバイオマス炭素由来のため、試算の対象外とした。各原単位については表資 3.2.4-13 に記載した。発電によって得られた電力については相当量の CO_2 排出量を温室効果ガス排出量から除いた。

なお、「下水道における地球温暖化対策マニュアル、環境省・国土交通省、平成 28 年 3 月」より、消化ガス由来の二酸化炭素については温室効果ガスに含まないものとして計算を行った。

b) 一酸化二窒素(N_2O) 由来 CO_2

革新的技術を導入した焼却炉の運転時に燃焼排ガスより排出される N_2O については、実証試験の結果より排出係数 $0.000232\text{kg-N}_2\text{O/wet-t}$ を用いて算出し、温室効果ガス換算係数の 298 を乗じて算出した。

表資 3.2.4-13 温室効果ガス排出量原単位

項目	単位	係数
N_2O	t- $\text{N}_2\text{O/wet-t}$	0.000232
都市ガス	t- $\text{CO}_2/\text{千 Nm}^3$	2.23
消化ガス	t- $\text{CO}_2/\text{千 Nm}^3$	1.33
灯油	t- CO_2/kL	2.49
A 重油	t- CO_2/kL	2.71
電力	t- $\text{CO}_2/\text{千 kWh}$	0.555

温室効果ガス排出量の計算例をケース 1-3 (150wet-t/日、混合生汚泥焼却)を代表として以下に示す。
 なお、試算については § 10 評価項目 に示した試算方法を用いて行い、発電による温室効果ガス排出量は、発電によって得られた電力相当量の二酸化炭素を削減したものとして負の値として積算した。

① 温室効果ガス排出量(電気由来)

電気由来の温室効果ガス排出量は、電気由来エネルギー消費量に対し、温室効果ガス排出量原単位を乗じて算出する。

・革新的技術

$$\begin{aligned}\text{温室効果ガス排出量(電気由来)} (t\text{-CO}_2/\text{年}) &= \\ &= 3,759 (\text{千 kWh}/\text{年}) \times 0.555 (t\text{-CO}_2/\text{千 kWh}) \\ &= 2,086\end{aligned}$$

・従来技術

$$\begin{aligned}\text{温室効果ガス排出量(電気由来)} (t\text{-CO}_2/\text{年}) &= \\ &= 3,443 (\text{千 kWh}/\text{年}) \times 0.555 (t\text{-CO}_2/\text{千 kWh}) \\ &= 1,911\end{aligned}$$

② 温室効果ガス排出量(補助燃料由来)

補助燃料由来の温室効果ガス排出量は、補助燃料消費量に対し、温室効果ガス排出量原単位を乗じて算出する。なお、実証条件の場合補助燃料由来のエネルギー消費量が 0 のため、温室効果ガス排出量も 0 となるが、参考までに計算式を示す。

$$\begin{aligned}\text{温室効果ガス排出量(補助燃料由来)} (t\text{-CO}_2/\text{年}) &= \\ &= \text{補助燃料消費量} (\text{Nm}^3/\text{h}) \times 330 (\text{日}/\text{年}) \times 24 (\text{h}/\text{日}) \\ &\quad \times 10^{-3} \times \text{温室効果ガス排出量原単位} (t\text{-CO}_2/\text{千 Nm}^3)\end{aligned}$$

③ 温室効果ガス排出量(N₂O 由来)

N₂O 由来の温室効果ガス排出量は、処理量に対して排出係数を乗じて N₂O 排出量を算出し、得られた N₂O 排出量に対して温室効果ガス排出量原単位を乗じて算出する。

・革新的技術

$$\begin{aligned}\text{N}_2\text{O 排出量} (t\text{-N}_2\text{O}/\text{年}) &= 0.000232 \times 150 (\text{wet-t}/\text{日}) \times 330 (\text{日}/\text{年}) \\ &= 11.5 \\ \text{温室効果ガス排出量(N}_2\text{O 由来)} (t\text{-CO}_2/\text{年}) &= 11.5 \times 298 (t\text{-CO}_2/t\text{-N}_2\text{O}) \\ &= 3,422\end{aligned}$$

・従来技術

$$\begin{aligned}\text{N}_2\text{O 排出量} (t\text{-N}_2\text{O}/\text{年}) &= 0.000645 \times 150 (\text{wet-t}/\text{日}) \times 330 (\text{日}/\text{年}) \\ &= 31.9 \\ \text{温室効果ガス排出量(N}_2\text{O 由来)} (t\text{-CO}_2/\text{年}) &= 31.9 \times 298 (t\text{-CO}_2/t\text{-N}_2\text{O}) \\ &= 9,514\end{aligned}$$

④ 温室効果ガス排出量(発電由来)

発電由来の温室効果ガス排出量は、発電によるエネルギー創出量分に相当する温室効果ガス排出量を削減したものとして、負の値として計上する。

$$\begin{aligned}\text{温室効果ガス排出量(発電由来)} &= -3,655(\text{千 kWh/年}) \times 0.555(\text{t-CO}_2/\text{千 kWh}) \\ &= -2,029\end{aligned}$$

⑤ 温室効果ガス排出量削減効果

以上の結果より、革新的技術と従来技術の温室効果ガス排出量は下記の通りとなる。

・革新的技術

$$\begin{aligned}\text{温室効果ガス排出量(革新的技術)}(\text{t-CO}_2/\text{年}) &= 2,086 + 0 + 3,422 - 2,029 \\ &= 3,480\end{aligned}$$

・従来技術

$$\begin{aligned}\text{温室効果ガス排出量(従来技術)}(\text{t-CO}_2/\text{年}) &= 1,911 + 0 + 9,514 \\ &= 11,425\end{aligned}$$

よって温室効果ガス排出量削減効果は下記の通りとなる。

$$\begin{aligned}\text{温室効果ガス排出量削減効果}(\%) &= \left(1 - \frac{3,480}{11,425}\right) \times 100 \\ &= 69.5\end{aligned}$$

表資 3.2.4-14 温室効果ガス削減効果一覧

ケース	-	1-1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8	2	3
電気由来	t-CO ₂ /年	1,684	1,860	2,086	4,172	2,044	2,086	2,086	2,317	2,086	2,086
補助燃料由来	t-CO ₂ /年	447	151	0	0	0	0	5,102	0	0	0
N ₂ O 由来	t-CO ₂ /年	1,369	2,281	3,422	6,844	3,212	3,422	3,422	4,563	3,422	3,422
発電由来	t-CO ₂ /年	-708	-1,259	-2,029	-4,504	-2,168	-2,100	-1,997	-2,854	-2,028	-2,028
合計	t-CO ₂ /年	2,792	3,033	3,480	6,513	3,088	3,408	8,613	4,026	3,480	3,480
温室効果ガス削減効果	%	51.2	62.8	69.5	71.5	71.4	70.2	47.9	72.9	69.5	69.5

4. 発電設備設置時の法令に基づく届出等

汚泥焼却設備設置時の適用法令(大気汚染防止法、水質汚濁防止法、騒音規制法、振動規制法、建築基準法、ダイオキシン類対策特別措置法)に加え、発電設備設置時の法令に基づく届出等を以下に示す。

なお、各自治体による上乗せ規制がある場合があるので、個別の確認が必要である。

(1) 消防法及び火災予防条例等

焼却炉、ボイラの設置について、「設置届出」、また、補助燃料、作動油等の危険物を指定数量以上貯蔵または取扱う場合、「危険物設置許可申請(貯蔵所・取扱所)」、さらにすでに届出がなされている既存焼却設備を更新する場合や増設する場合などは「変更届出」が必要となる場合があるため、管轄の消防署に確認を行う。

(2) 電気事業法

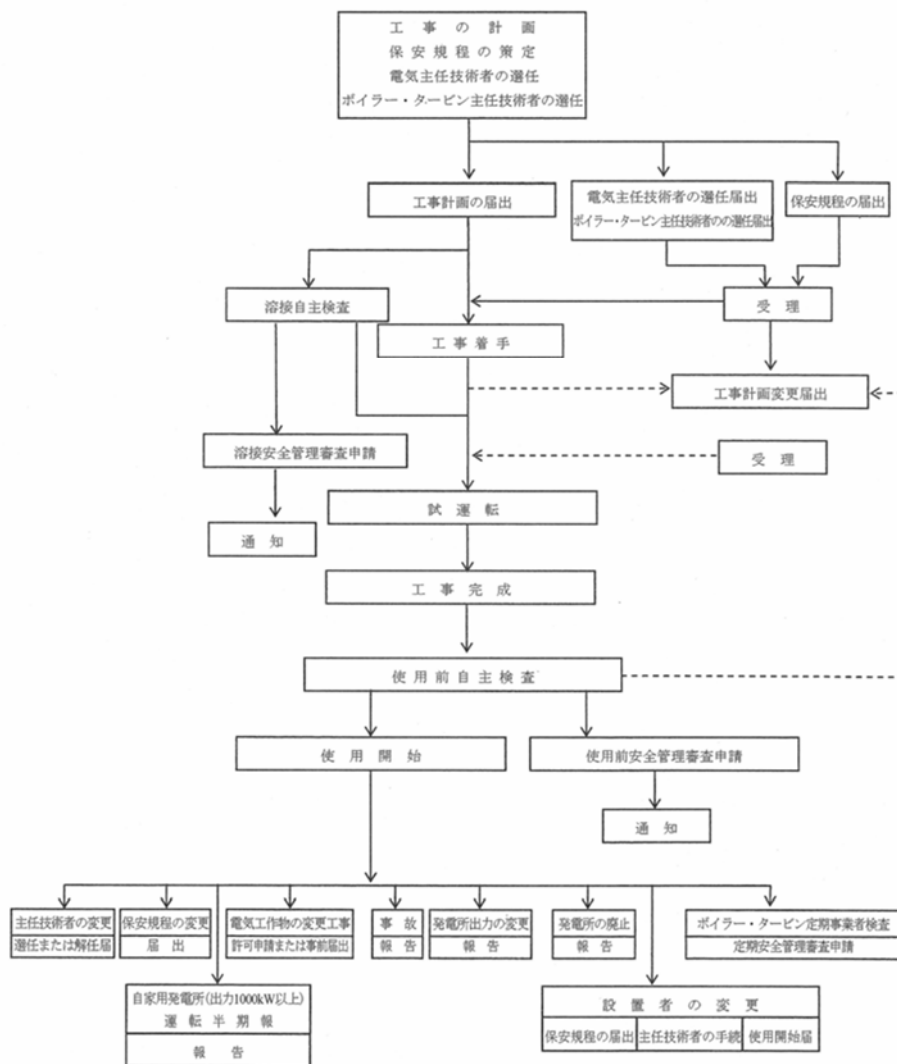
1) 手続き

出力 90 万 kW 未満の火力発電所であって汽力(蒸気)を原動力とするものを設置する場合、電気事業法第 48 条第 1 項の規定により経済産業大臣に工事計画届出の提出等、必要な手続きを行わなければならない。

- ①工事計画届出
- ②保安規定の策定
- ③電気主任技術者の選任
- ④ボイラー・タービン主任技術者の選任
- ⑥使用前自主検査
- ⑦使用前安全管理審査
- ⑧定期安全管理審査

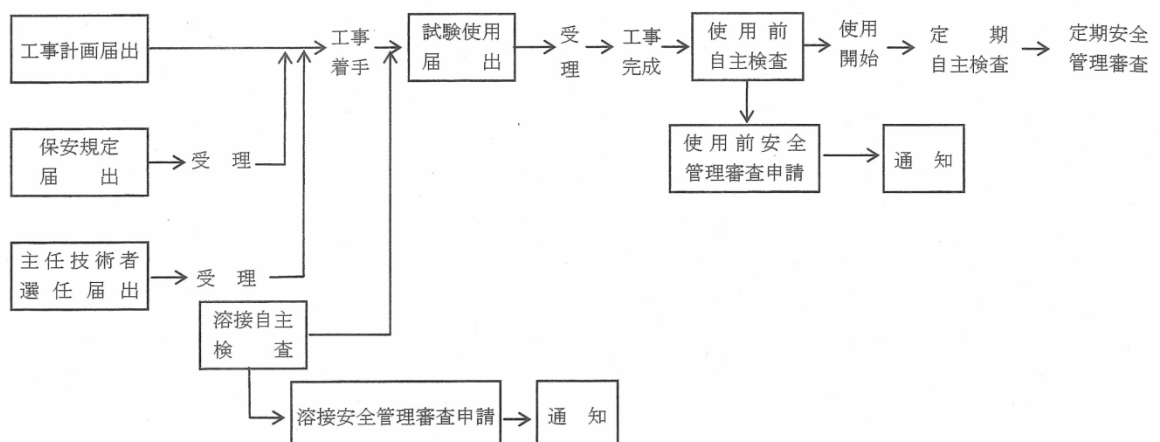
このうち、①工事計画届出の添付資料として「発電所から電力系統への送電関係一覧図」、および「遮断器の三相短絡容量計算書」が必要であるため、電力会社への自家用電気使用の申込を早期にしておく必要がある。(上記計算書のうち、受電地点の三相短絡容量は電力会社より入手するものである。)

経済産業局への手続きを図資 4-1 に、申請及び検査の工程を図資 4-2 に示した。使用開始以後定期検査を受検することが義務付けられている。また、工事計画届出及び、許可申請に係る関連法規をまとめて表資 4-1 に示した。



図資 4-1 汽力発電所を設置する場合の手続図(90 万 kW 未満の場合)

(出典:NEDO 廃棄物発電導入マニュアル改訂版, 2001)



図資 4-2 電気事業法の適用を受ける場合の申請及び検査の工程

(出典:全国都市清掃会議 ごみ処理施設設備の計画・設計要領 2017 改訂版, 2017, P.326)

表資 4-1 自家用電気工作物設置者のための電気事業法関係諸法令抜粋(汽力発電設備)

法令等 項目	電気事業法	政令	省令
1総則条項 目的 用語の定義 自家用電気工作物定義	第1条 第2条 第38条	施工令第1条	施行規則第1条 施行規則第48条
2工事計画 2-1工事計画届出	第48条		施行規則第65条～67条
3主任技術者 (電気及びボイラ・タービン主任技術者) 3-1選任、解任 3-2免状の種類	第43条 第44条		施行規則第52条～55条 施行規則第56条
4保安規定	第42条		施行規則第50条、51条
5電気工作物検査 5-1使用前安全管理検査 5-2ボイラ・タービン等の 溶接安全管理検査 5-3定期安全管理検査 5-4立入検査	第50条の2 第52条 第55条 第107条		施行規則第73条の2～9 施行規則第79条～86条 施行規則第95条
6電気工作物の維持 自家用電気工作物の維持技 術基準適合命令	第39条、40条		技術基準を定める省令
7その他 7-1特定供給 7-2事故その他の報告	第17条 第106条	施行令第5条第2項	施行規則第20、21条 報告規則第2～5条

2) ボイラー・タービン主任技術者の選任

発電設備付施設にあっては、圧力によって下記のように規定されている。(電気事業法第 43 条、第 44 条、同施行規則第 52 条、第 56 条)

- ・圧力 5,880kPa 未満のタービン : 第 2 種ボイラタービン主任技術者
- ・上記以外 : 第 1 種ボイラタービン主任技術者

但し、圧力 2,940kPa 未満、1,470kPa 未満かつ出力 5,000kW 未満の場合には第 2 種ボイラタービン主任技術者の選任対象が緩められる。

ボイラー・タービン主任技術者の選任については、設置者の従業員から免状所持者を選任する必要があるが、免状未所持のものでも選任できる例外制度が存在する。ボイラー・タービン主任技術者の選任条件を表に示す。

表資 4-2 ボイラー・タービン主任技術者の選任条件

条件		火力発電所(自家用電気工作物)				
条件	発電出力	200kW 未満	5,000kW 未満	—	—	—
	使用圧力	1,000kPa 未満	1,470kPa 未満	2,940kPa 未満	5,880kPa 未満	5,880kPa 以上
	最大蒸発量	4t/h 未満	—	—	—	—
資格保有者	兼任	○(2 事業所まで)				
	外部選任 (派遣等)	○	○	○	○	○
資格を 保有しない 者	許可選任	○ (条件 1)	○ (条件 2)	○ (条件 3)	○ (条件 4)	○ (条件 5)

自家用電気工作物に該当するものであれば、兼任、外部選任、許可選任制度を利用することができる。ボイラー・タービン主任技術者の兼任は 2 事業所までに制限されている。また、許可選任可能な条件は、自家用電気工作物に該当する設備の発電出力や最大使用圧力等の条件によって異なる。ボイラー・タービン主任技術者の許可選任条件を表に示す。

表資 4-3 ボイラー・タービン主任技術者の許可選任条件

条件 1	①学校教育法による高等学校又はこれらと同等以上の教育施設において機械工学の過程を修めて卒業した者 ②学校教育法による高等学校又はこれらと同等以上の教育施設を卒業した者又は高等学校卒業程度認定試験合格者であって、火力発電所の工事、維持または運用に関する実務に通算して1年以上従事した者 ③1級海技士(機関)、2級海技士(機関)又は3級海技士(機関)として海技士の免許を受けているもの ④労働安全衛生法のボイラー取扱い技能講習を修了した者であって、労働安全衛生法施行令第20条第5号イからニまでに掲げるボイラーを4か月以上取り扱った経験がある者 ⑤特級ボイラー技士免許、1級ボイラー技士免許、2級ボイラー技士免許を受けている者 ⑥エネルギー管理士免状の交付を受けている者エネルギー管理士の試験及び免状の交付に関する規則第29条の表の上欄に掲げる熱分野専門区分に応じた同表の下欄に掲げる試験科目又は同規則別表第1の第1欄に掲げる熱分野専門区分に応じた同表の第2欄に掲げる修了試験科目に合格したことによりエネルギー管理士免状の交付を受けたものに限る) ⑦技術士(機械部門に限る。)の2次試験に合格した者
条件 2	①学校教育法による高等学校又はこれらと同等以上の教育施設において機械工学の過程を修めて卒業した者 ②1級海技士(機関)として海技士の免許を受けているもの ③特級ボイラー技士免許又は1級ボイラー技士免許を受けている者 ④エネルギー管理士免状の交付を受けている者(エネルギー管理士の試験及び免状の交付に関する規則第29条の表の上欄に掲げる熱分野専門区分に応じた同表の下欄に掲げる試験科目又は同規則別表第1の第1欄に掲げる熱分野専門区分に応じた同表の第2欄に掲げる修了試験科目に合格したことによりエネルギー管理士免状の交付を受けたものに限る) ⑤技術士(機械部門に限る。)の2次試験に合格した者 ⑥条件1②に掲げる者であって、出力200kW以上かつ圧力1,000kPa以上の火力発電所又は燃料電池発電所の工事、維持又は運用に関する実務に通算して2年以上従事した者 ⑦条件1③(2級海技士(機関)又は3級海技士(機関)として海技士の免許をうけた者に限る。)又は⑤(2級ボイラー技士免許を受けているものに限る。)に掲げる者であって、出力200kW以上かつ圧力1,000kPa以上の火力発電所又は燃料電池発電所の工事、維持又は運用に関する実務に通算して2年以上従事した者 ⑧①から⑦までに掲げる者と同等以上の知識及び技能を有すると認められるもの

条件 3	①学校教育法による短期大学若しくは高等専門学校又はこれらと同等以上の教育施設において機械工学の過程を修めて卒業した者 ②条件 2 に掲げる者(⑥及び⑦に掲げる者を除く。)であって、圧力 1,470kPa 以上の火力発電所又は燃料電池発電所の工事、維持又は運用に関する実務に通算して 3 年以上従事した者
条件 4	①学校教育法による大学(短期大学を除く。)又はこれと同等以上の教育施設において機械工学の過程を修めて卒業した者 ②条件 3 に掲げる者であって、圧力 2,450kPa 以上の火力発電所又は燃料電池発電所の工事、維持又は運用に関する実務に通算して 2 年以上従事した者
条件 5	条件 4 に掲げる者であって、圧力 2,450kPa 以上の火力発電所又は燃料電池発電所の工事、維持又は運用に関する実務に通算して 3 年以上従事した者

(3) 労働安全衛生法

1) 手続き

タービン発電設備を設置しない廃熱ボイラには、労働安全衛生法が適用される。なお、発電用と工場用に併用するボイラの取扱いについては、通商産業省(経済産業省)より下記の見解(昭和40年7月1日付40公局第566号)が出されている。

通商産業省(経済産業省)(昭和40年7月1日付40公局第566号)より抜粋

- a 2個以上のボイラから発生する蒸気を発電用の蒸気タービン又は往復機関及び発電用以外の用途に併用する場合、
- b 1個のボイラから発生する蒸気を発電用の蒸気タービン又は往復機関及び発電用以外の用途に併用する場合、
その蒸発量の2分の1以上を発電用に充当するボイラは、電気工作物として取扱うものとする。

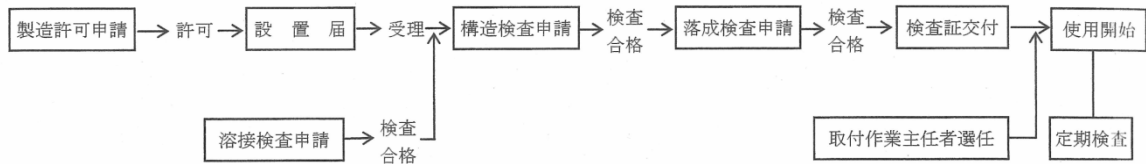
これは、ボイラ自体の安全性について、電気事業法の規制でも労働安全衛生法の規制でも同等の安全性が確保されるためであり、一つのボイラが労働安全衛生法と電気事業法の両方に適用されるということはない。

焼却施設内で蒸気タービン発電を行っている場合でもボイラは労働安全衛生法の適用を受ける場合もあるので、小型の発電設備(誘導発電機など)を設置する場合は申請上留意する必要がある。

労働安全衛生法において必要な手続きを以下に挙げる。

- ①ボイラー取扱作業主任者の選任
- ②ボイラー据付作業の指揮者の選任
- ③整備業務の就業制限
- ④製造許可
- ⑤設置届
- ⑥構造規格
- ⑦構造検査
- ⑧溶接検査
- ⑨落成検査
- ⑩使用検査
- ⑪定期自主検査
- ⑫性能検査

申請及び検査の工程を図資4-3に示した。使用開始後毎年性能検査を受検することが併せ規定されている。



図資 4-3 労働安全衛生法の適用を受ける場合の申請及び検査の工程

（出典：全国都市清掃会議 ゴミ処理施設整備の計画・設計要領 2017 改訂版，2017，P.326）

2) ボイラー取扱作業主任者の選任

取扱者については、労働安全衛生法の適用を受ける場合は、ボイラ及び圧力容器安全規則第 24 条で伝熱面積の大小によって表のように規定しているので、ボイラ設置に当たっては資格者の用意が必要である。

表資 4-4 ボイラ取扱者（労働安全衛生法の適用を受ける場合）

伝熱面積	取扱主任者
500m ² 以上	特級ボイラ技士
500m ² 未満25m ² 以上	特級及び1級ボイラ技士
25m ² 未満	特級、1級及び2級ボイラ技士

但し、伝熱面積は同一施設内に設置される取扱い対象の全ボイラの合計伝熱面積で規制される。

5. 問い合わせ先

本技術ガイドラインに関する問い合わせは、以下にお願いいたします。

国土交通省 国土技術政策総合研究所	国土交通省 国土技術政策総合研究所 下水道研究部 下水処理研究室 〒305-0804 茨城県つくば市旭1番地 TEL 029-864-3933 FAX 029-864-2817 URL www.nilim.go.jp/lab/ecg/index.htm
----------------------	---

本書は、下水道革新的技術実証事業(B-DASHプロジェクト)により国土交通省国土技術政策総合研究所が以下の企業・団体に研究委託を行い、その成果を取りまとめたものです。

<実証研究者 連絡先>

JFE エンジニアリング株式会社	環境本部アクア事業部 〒230-8611 神奈川県横浜市鶴見区末広町2丁目1番地 TEL 045-505-7664 FAX 045-505-6518 URL http://www.jfe-eng.co.jp/
日本下水道事業団	技術戦略部 資源エネルギー技術課 〒113-0034 東京都文京区湯島2-31-27 湯島台ビル TEL 03-6361-7854 FAX 03-5805-1828 URL https://www.jswa.go.jp/
川崎市	上下水道局下水道部 下水道計画課 〒210-8577 神奈川県川崎市川崎区宮本町1番地 TEL 044-200-2914 FAX 044-200-3980 URL http://www.city.kawasaki.jp/800/index.html

国土技術政策総合研究所資料

TECHNICAL NOTE of N I L I M

No. 1093

November 2019

編集・発行 ©国土技術政策総合研究所

本資料の転載・複写の問い合わせは

〒305-0804 茨城県つくば市旭1番地

企画部研究評価・推進課 TEL 029-864-2675