

次期ごみ処理施設に係る
廃棄物エネルギー利活用基本計画

令和6年12月

高松市

目次

第1章 高松市におけるごみ処理及び施設整備計画.....	1
1.1 ごみ処理フロー.....	1
1.2 ごみ排出量.....	2
1.3 次期ごみ処理施設の概要.....	3
第2章 エネルギー利活用の方策.....	7
2.1 国の方策.....	7
2.2 高松市関連方策.....	11
第3章 供給可能なエネルギー量.....	12
3.1 外部供給可能な廃棄物エネルギー量.....	12
第4章 エネルギー供給先の検討.....	18
4.1 需要情報の収集・整理.....	18
4.2 エネルギー利活用ケースの設定.....	20
4.3 利活用ケースの比較検討.....	21
第5章 熱利用に関する検討.....	42
5.1 全国における熱利用の事例.....	42
5.2 農業利用.....	44
5.3 給湯・冷暖房利用.....	45
第6章 電力・熱以外のエネルギー利活用方策.....	46
6.1 脱炭素社会へ向けた取組と廃棄物処理施設の役割.....	46
6.2 ZEB について.....	47
6.3 CCUS について.....	49
第7章 まとめ.....	51

第1章 高松市におけるごみ処理及び施設整備計画

1.1 ごみ処理フロー

本市では、家庭から排出されるごみを可燃ごみ、破碎ごみ、資源ごみ及び有害ごみに分別し、ステーション方式により回収しています。このうち、資源ごみは、缶・びん・ペットボトル、プラスチック容器包装及び紙・布類ごとに分別収集しています。また、使用済み小型家電及び小型充電式電池などは回収ボックス方式により回収しています。

分別収集・回収した一般廃棄物は、本市の西部クリーンセンター（以下「西部 CC」という。）及び南部クリーンセンター（以下「南部 CC」という。）と民間の処理施設で中間処理しています。

中間処理後に排出された処理生成物のうち、焼却灰は、南部 CC 埋立処分地及び綾川町一般廃棄物最終処分場で最終処分しています。また、熔融スラグ、不適物（石、ブロックなど、その処理に適さないもの）及び不燃物（陶器、ガラスなど、燃えにくいもの）は、高松市一般廃棄物陶最終処分場で最終処分を行っています。なお、熔融飛灰は山元還元処理しており、鉄及びアルミも再資源化を行っています。

ごみ処理フローを図 1.1 に示します。

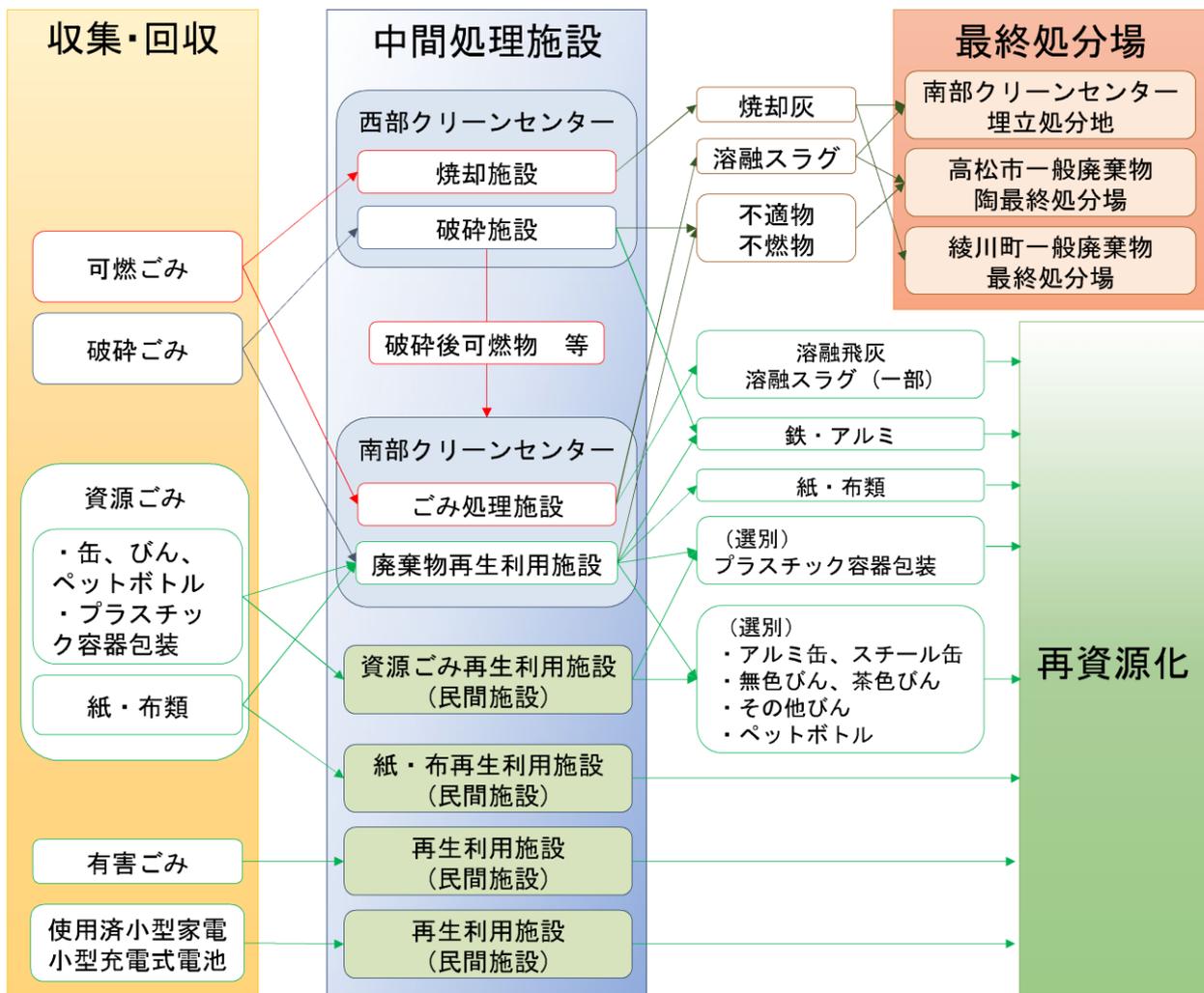


図 1.1 ごみ処理フロー

1.2 ごみ排出量

1.2.1 高松市のごみ排出量

本市のごみ排出量の推移を表 1.1 に示します。

本市のごみの総排出量は、平成 30 年度まで減少傾向が続き、令和元年度に増加しましたが、令和 2 年度に再び減少に転じました。

表 1.1 高松市のごみ排出量の推移

項目	単位	市町名	平成 29 年度	平成 30 年度	令和 元年度	令和 2 年度	令和 3 年度	令和 4 年度
人口	人	高松市	420,529	419,696	418,772	417,496	415,908	414,105
	人	綾川町	24,458	24,290	24,093	23,860	23,606	23,427
	人	合計	444,987	443,986	442,865	441,663	439,821	437,532
ごみ総排出量	t/年	高松市	141,815	140,625	140,956	136,117	134,945	133,168
	t/年	綾川町	6,108	5,950	6,120	6,095	6,239	6,063
	t/年	合計	147,923	146,575	147,076	142,212	141,184	139,231
1人1日当たりの排出量	g/人・日	高松市	923.92	917.98	919.65	892.58	888.27	881.04
	g/人・日	綾川町	684.20	671.11	694.03	699.86	724.10	709.05
	g/人・日	合計	910.74	904.48	909.87	882.17	879.46	871.83

出典：高松市 各年度清掃事業概要（人口は国勢調査人口に補正をかけた値）

綾川町 一般廃棄物実態調査結果（環境省）

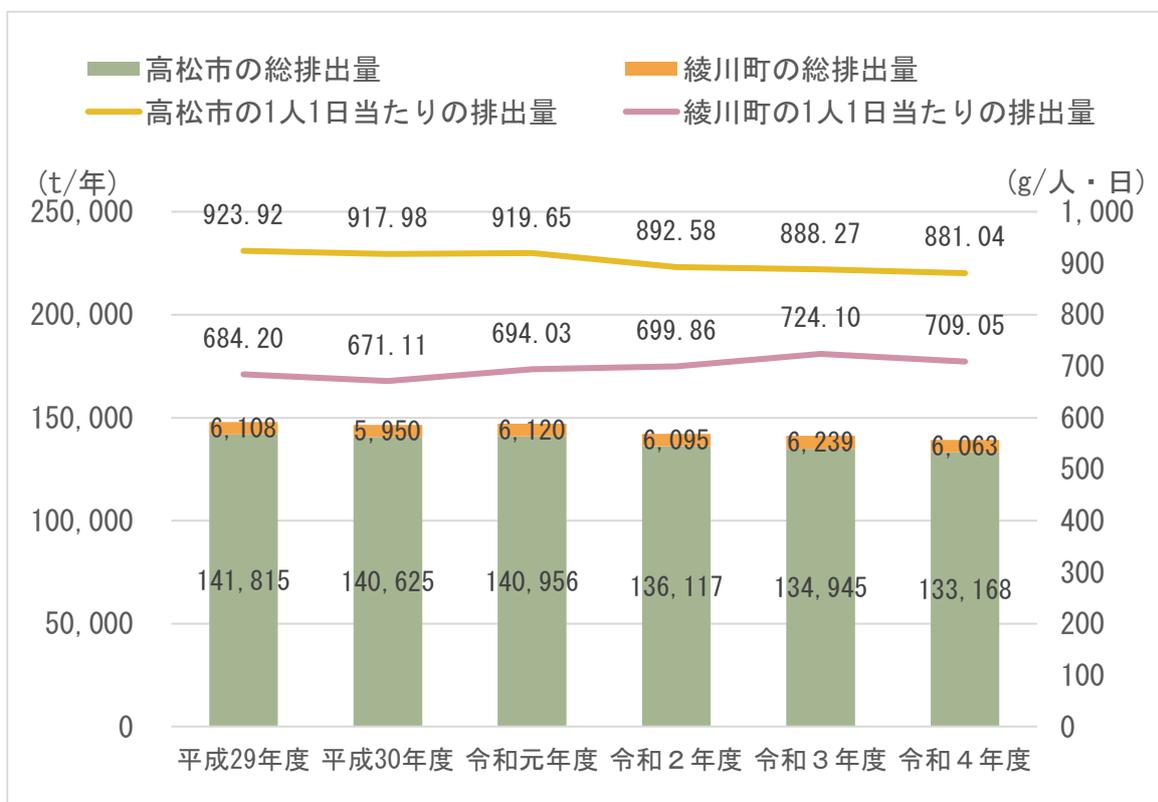


図 1.2 高松市のごみ排出量の推移

1.3 次期ごみ処理施設の概要

1.3.1 建設予定地の概要

建設予定地に係る基本条件を表 1.2 に示します。

また、建設予定地の位置を図 1.3 に示します。隣接する健康増進温浴施設（ループしおのえ）の建物に影響がないよう、今後の検討を進めます。

表 1.2 建設予定地の基本条件

項目	内容			
所在地	香川県高松市塩江町安原下第 3 号 2084 番地 1 付近 (高松市南部クリーンセンター隣接地)			
敷地面積	未定 (21,000m ² 程度を想定)			
都市計画 関連事項	用途地域	都市計画区域外		
	容積率	—		
	建ぺい率	—		
緑地面積率等	緑地	20%以上 (敷地面積に対する割合)		
	環境施設	25%以上 (敷地面積に対する割合)		
敷地周辺設備	電気(受電方式)	特別高圧受電 (受電電圧 22kV) ※1		
	用水	生活用水	上水 (メーター口径 : 50 ミリ)	
		プラント用水	上水 (メーター口径 : 50 ミリ) ※2	
	電話・通信	公道部より必要回線を引き込む		
	燃料	A 重油、灯油 (A 重油及び灯油の併用も可) 、LPG		
	排水	生活排水	無放流方式 (排水クローズドシステム) 又は下水道放流※3、※4	
		プラント排水	無放流方式 (排水クローズドシステム) 又は下水道放流※3、※4	
		雨水排水	自然排水 (ごみ計量機ピット内及び煙突内 の排水はプラント排水として取り扱う)	

※1 逆潮流の電力は 10,000kW 未満の制限有り。

※2 必要に応じて、南部 CC 最終処分場から排出された脱塩処理後の処理水を利用する。

※3 排水クローズドシステムとした場合でも、再利用水の一部は、隣接する最終処分場浸出水の希釈に利用し、下水道放流される。なお、下水道排水は、日平均、日最大、時間最大汚水量のいずれも最大 130 m³/日。

※4 南部 CC では、焼却施設から破碎・資源化施設へ再利用水を供給している。そのため、本焼却施設のプラント基本設計及び破碎・資源化施設の延命化基本計画・基本設計において、本焼却施設から破碎・資源化施設への再利用水の供給を検討する。

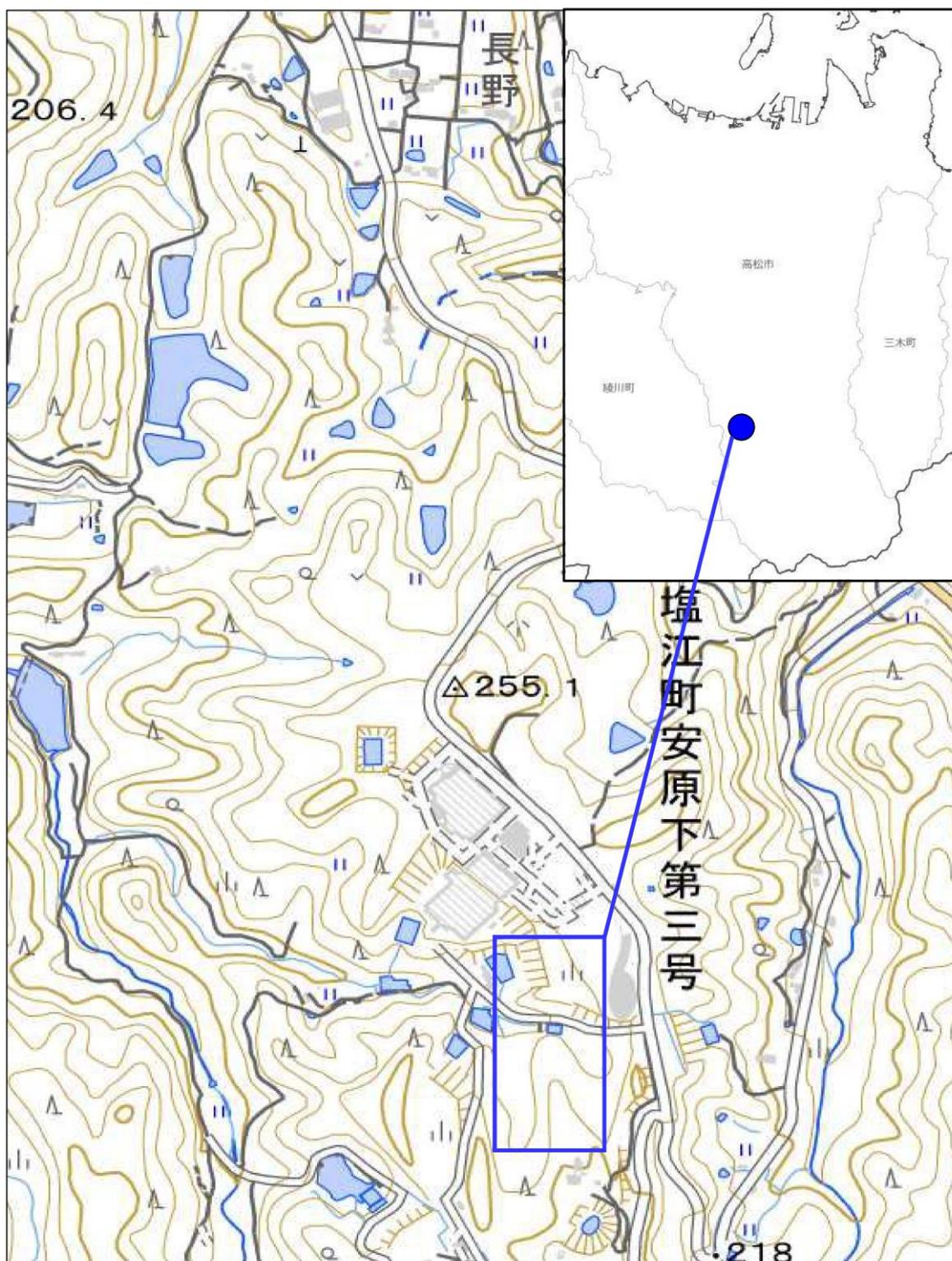


図 1.3 建設予定地の位置

1.3.2 計画目標年度

計画目標年度とは、一般廃棄物処理施設の施設規模を設定する上で根拠となる計画処理量を採用する年度をいいます。

なお、計画目標年度は、「ごみ処理施設整備の計画・設計要領 2017 改訂版（（公社）全国都市清掃会議）」において、ごみ処理基本計画に基づき、将来予測の確度、施設の耐用年数、投資効率及び今後の施設の整備計画等を勘案して定めることとされています。

本焼却施設の計画目標年度は、高松市次期ごみ処理施設整備基本構想（以下「基本構想」という。）に基づき、施設稼働予定年の 7 年を超えない範囲内で最も排出量が多いと推計される令和 15 年度の排出量とします。

計画目標年度 令和 15 年度

1.3.3 施設規模

施設規模は、基本構想に基づき、452t/日となります。

なお、施設規模は、今後もプラスチックの分別等によるごみ量の削減を含めて検討するものとし、ごみ将来予測の最新値をプラント基本設計に反映します。

1.3.4 計画ごみ質

本焼却施設の計画ごみ質の設定結果を表 1.3 及び表 1.4 に示します。

低位発熱量は、基準ごみが 8,750kJ/kg、低質ごみが 5,800kJ/kg、高質ごみが 11,700kJ/kg となりました。

今後は、令和 4 年度以降のごみ質実績を蓄積して、最新の値を施設設計に反映します。

表 1.3 本焼却施設の計画ごみ質

項目		低質ごみ	基準ごみ	高質ごみ
低位発熱量(kJ/kg)		5,800	8,750	11,700
三成分	水分(%)	53.7	45.7	37.7
	灰分(%)	3.0	5.9	8.8
	可燃分(%)	43.3	48.4	53.5
単位容積重量(kg/m ³)		246	169	92

表 1.4 本焼却施設の元素組成

項目	炭素量	水素量	窒素量	硫黄量	塩素量	酸素量	可燃分量
乾ベース	51.37%	7.26%	0.80%	0.01%	0.42%	40.14	100%

1.3.5 処理方式

基本計画において表 1.5 に示す 4 方式を選定しましたが、今後メーカーヒアリング等を行い必要に応じて、対象とする処理方式の選定を行います。

表 1.5 今後の検討対象とするごみ処理方式

区分	ごみ処理方式
焼却方式	・ ストーカ式ごみ焼却方式 ・ 流動床式ごみ焼却方式
溶融方式	・ シャフト式ガス化溶融方式 ・ 流動床式ガス化溶融方式

第2章 エネルギー利活用の方策

2.1 国の方策

国のエネルギー施策について主要なものを表 2.1 に示します。また、次頁以降に詳細を示します。

表 2.1 国のエネルギー施策

名称	策定・施行・開催年月	概要
第 6 次エネルギー基本計画	2021 年 10 月	エネルギー政策の基本的な方向性を示すためにエネルギー政策基本法に基づき政府が策定するものであり、2050 年カーボンニュートラル、2030 年度の 46%削減、更に 50%の高みを目指して挑戦を続ける新たな削減目標の実現に向けた道筋を示すとともに、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服として、安全性の確保を大前提に、気候変動対策を進める中でも、安定供給の確保やエネルギーコストの低減（S+3E）に向けた取組を進めることとされている。 今年度中に計画見直しがされる見込みとなっている。
地球温暖化対策計画	2021 年 10 月	2021 年 4 月に、2030 年度において温室効果ガス 46%削減（2013 年度比）を目指すこと、さらに 50%の高みに向けて挑戦を続けることを政府が表明したことを受け、5 年ぶりに改訂されたものであり、二酸化炭素以外も含む温室効果ガスの全てを網羅し、新たな 2030 年度目標の裏付けとなる対策・施策を記載して新目標実現への道筋を描いている。
2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略	2021 年 6 月	2020 年 10 月に政府が宣言した「2050 年カーボンニュートラル」の実現に向け、経済産業省が中心となり関係省庁と連携して策定。産業政策・エネルギー政策の両面から、成長が期待される 14 の重要分野について実行計画を策定し、国として高い目標を掲げ、可能な限り具体的な見通しを示すもので、こうした目標の実現を目指す企業の前向きな挑戦を後押しするため、あらゆる政策を総動員している。
地域脱炭素のための促進区域設定等に向けたハンドブック（第 4 版）	2024 年 4 月	2022 年 4 月改正の地球温暖化対策法では、地方公共団体実行計画制度を拡充し、円滑な合意形成を図りながら、適正に環境に配慮し、地域に貢献する再エネ事業の導入拡大を図るため、地域脱炭素化促進事業の促進に関する制度が導入されたことを受け、促進区域等を定める際により具体的な解説や事例、実務的な手順の例を示したものを。

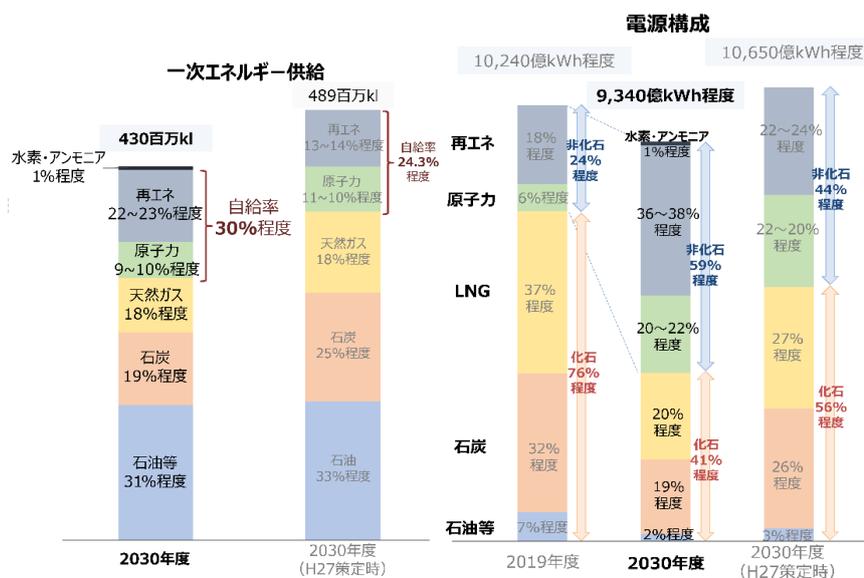
(1) 第6次エネルギー基本計画

政府が宣言した「2050年カーボンニュートラル」の実現に向けたエネルギー政策の道筋を示すものとして、2021(令和3)年10月22日に第6次エネルギー基本計画(資源エネルギー庁)が閣議決定されました。

エネルギー政策の基本的視点として、安全性(Safety)を前提とした上で、エネルギーの安定供給(Energy Security)、経済効率性の向上(Economic Efficiency)、環境への適合(Environment)を図る、『S+3E』を堅持した上で、前計画では「主力電源化を目指す」とされていた再生可能エネルギーの位置付けが、「主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促す」と大幅に強化されました。また、再生可能エネルギー種別では、新たなエネルギー源として初めて水素・アンモニアが位置付けられました。

このエネルギー基本計画の内容を受けて同時に公表された「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」には、下図に示す通り一次エネルギーと電源の燃料構成について示されています。再生可能エネルギーの比率を2015(平成27)年7月に示された「長期エネルギー需給見通し」と比較すると、一次エネルギー供給で10~11%とされていたものが22~23%、電源構成で22~24%とされていたものが36~38%となる見通しとなっています。再生エネルギー種別では、太陽光発電と陸上風力発電、洋上風力発電の大幅な導入増が見込まれています。

エネルギー基本計画は3年毎の見直しが定則とされており、現在は第7次エネルギー基本計画を策定するための検討が進められているところです。総合資源エネルギー調査会・基本政策分科会では、第7次エネルギー基本計画についてGX2040ビジョンと一体的な計画とするべきであることや、将来の電力需要の見込み、国際社会の情勢を踏まえて課題となる脱炭素及びエネルギー安全保障の両立などについて議論されました。第7次エネルギー基本計画は今年度中に閣議決定する方針です。



出典：「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」(資源エネルギー庁)

図 2.1 2030年度における一次エネルギー供給及び電源構成の見通し

(2) 地球温暖化対策計画

第6次エネルギー基本計画と同日に閣議決定された地球温暖化対策計画は、「2050年カーボンニュートラル」宣言を受けて2021年3月に改正された「地球温暖化対策の推進に関する法律（以下、温対法）」を踏まえたものであり、要である温室効果ガス排出量削減目標は、「2013年度から46%削減することを目指します。さらに、50%の高みに向け挑戦を続けていく。」と、従来目標であった26%削減を大幅に上回る高い目標を掲げています。エネルギー起源CO₂に限れば、以下に示す通り45%の削減であり、産業、家庭、エネルギー転換で従来計画を大きく上回る削減を見込んでいます。

表 2.2 エネルギー起源CO₂の削減目標の分野別内訳

部門	2013年実績 [億 t-CO ₂]	2030年 [億 t-CO ₂]	削減率	従来目標
産業	4.63	2.89	38%	7%
業務その他	2.38	1.16	51%	40%
家庭	2.08	0.70	66%	39%
運輸	2.24	1.46	35%	27%
エネルギー転換	1.06	0.56	47%	27%
計	12.35	6.77	45%	25%

出典：「地球温暖化対策計画」（環境省）

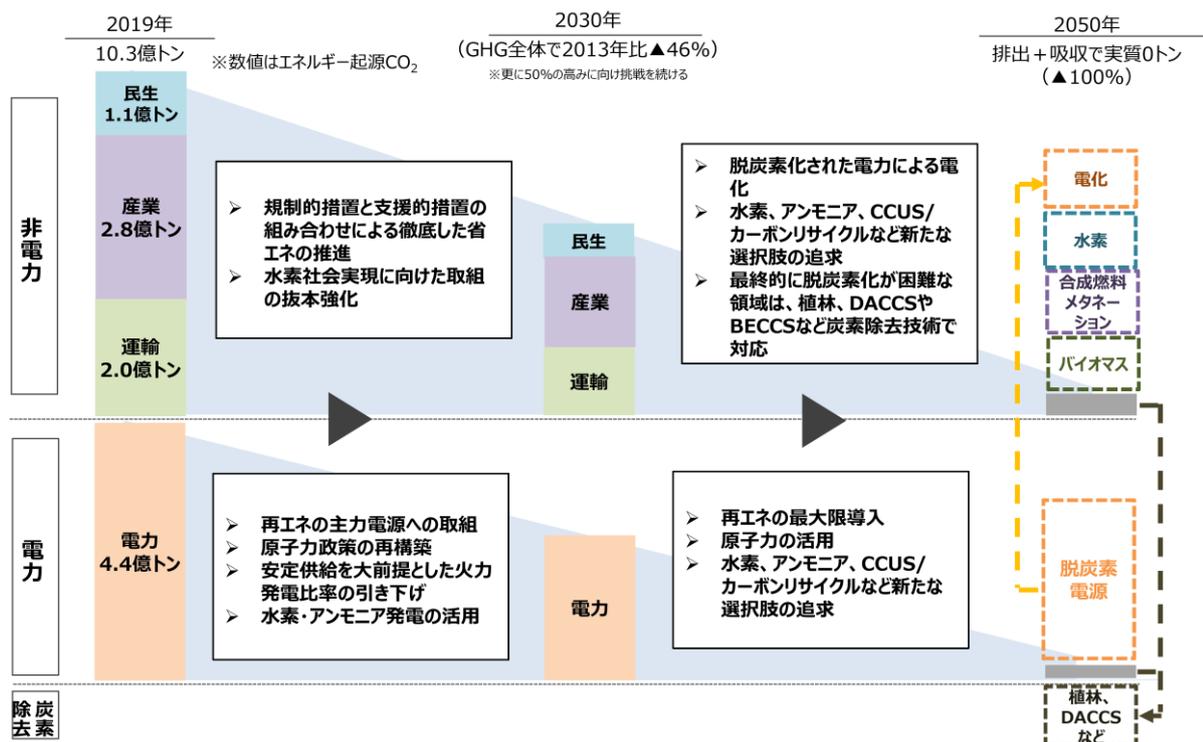
目標達成のための対策・施策として、地方公共団体は従来の実行計画の策定・実施に加えて、改正温対法第2条6項に定める「再生可能エネルギーの利用と地域の脱炭素化の取組を一体的に行うプロジェクト（地域脱炭素化促進事業）が円滑に推進されるよう、都道府県は促進区域設定に係る環境配慮の基準を必要に応じ定めるとともに、市町村は地域脱炭素化促進事業に関する事項を定め実施するよう努める。」ことが求められています。

再生可能エネルギーについては、「S+3E の考え方の下、再生可能エネルギーに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促す。」「環境保全に配慮され、地域のレジリエンスの向上などに役立つ地域共生・地域裨(ひ)益型の再生可能エネルギーの導入を促進する。」と、エネルギー基本計画と同様に位置付けられており、都道府県及び市町村は「相互に連携し、地域資源である再生可能エネルギーを活用した地域の脱炭素化を推進する。」ことが求められています。

(3) 2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略

2020年10月に政府が宣言した「2050年カーボンニュートラル」を受けて、経済産業省を中心として関連省庁が連携して、2021年6月18日に策定したものであり、地球温暖化への対応を成長の機会と捉え、経済と環境の好循環を作っていく産業政策を「グリーン成長戦略」と位置づけています。

可能な限り具体的な見通しを示し、高い目標を掲げて、民間企業が挑戦しやすい環境を作る必要があるとして、まず2050年カーボンニュートラルを実現するためのエネルギー政策及びエネルギー需給の絵姿を示し、そこから導き出された成長が期待される産業（14分野）を重点分野として選定し、あらゆる政策を総動員することとしています。



出典：「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」（経済産業省ほか）

図 2.2 2050年カーボンニュートラル実現のためのエネルギー需給の絵姿

2.2 高松市関連方策

(1) 第7次高松市総合計画（令和6年4月）

第7次高松市総合計画は「人がつよい 未来に躍動する 世界都市・高松」を目指し策定されたもので、令和6（2024）年度から令和13（2031）年度までの8年間を対象としています。

「基本構想」と「まちづくりプラン」で構成されており、基本構想においては、30年後、50年後の将来を見据えた長期的な展望の下、本市が目指す都市像とまちづくりの目標を示すとともに、市民・市民活動団体・事業者・行政などの、まちづくり及び市政運営の共通の基本方針として、施策の基本方向を明らかにしています。

ゼロカーボンシティの推進に関する指標として表2.3のとおり目標を掲げています。

表 2.3 指標と目標値

施策名	指標名	現況値 (R4年度)	目標値 (R8年度)
ゼロカーボンシティ の実現	本市域の温室効果ガス排出量	2,230 千 t-CO ₂	2,108 千 t-CO ₂
	市内における太陽光発電システムの発電総容量	243,092kW	309,307 kW

(2) 高松市環境基本計画（令和6年3月）

高松市環境基本条例第8条に基づく本市の環境行政の基本計画であり、環境施策を総合的かつ計画的に推進するために策定するものです。市民・事業者・行政の三者協働による計画の実現を図り、それぞれの役割及び行動指針を示しています。

脱炭素型社会の推進における地球温暖化対策に関する指標として表2.4のとおり目標を掲げています。

表 2.4 指標と目標値

指標名	現状値 (R4年度)	目標値 (R9年度)	目標値 (R13年度)
太陽光発電システムと連携する蓄電システムへの市補助件数（累計）	879 件	1,400 件	2,067 件
市有施設における再生可能エネルギー発電設備の発電出力	4,936kW	5,764kW	5,824kW
環境学習講座参加者数（再掲）	1,760 人	1,910 人	2,030 人

第3章 供給可能なエネルギー量

3.1 外部供給可能な廃棄物エネルギー量

(1) 総発電量

表 3.1 にメーカーアンケートの回答内容を示します。今後の検討に用いる発電量等は回答が充実しているメーカー 3 社のストーカ式ごみ焼却方式の回答を基に設定しています。同 3 社は物質収支を回答しており、今後の余熱利用に関する検討が詳細に検討可能です。

表 3.1 メーカーアンケート回答内容

項目		A 社	B 社	C 社	平均
運転日数 (日)	1 炉	0	28	0	9
	2 炉	259	209	266	245
	3 炉	96	121	92	103
	全停止	10	7	7	8
発電出力 (kW)		11,350	10,910	10,930	11,063
総発電量 (MWh/年)		71,341	64,662	66,651	67,551
場内電力使用量 (MWh/年)		16,994	18,069	19,108	18,057

(2) 外部電力供給量の設定

時間帯別の発電量から場内電力消費量を差し引くことで外部電力供給量を算出しました。夏季を想定して3炉、2炉、1炉の場合の外部電力供給量を表 3.2～表 3.4 に示します。

表 3.2 外部電力供給量（3炉運転、夏季）

項目	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00
発電量	10,333	10,333	10,333	10,333	10,333	10,333
【場内消費】焼却施設	2,793	2,793	2,793	2,793	2,793	2,793
【場内消費】管理棟	38	37	36	37	37	37
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	38	37	36	37	37	37
発電量-場内消費	7,228	7,230	7,232	7,230	7,230	7,230
項目	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
発電量	10,333	10,333	10,333	10,333	10,333	10,333
【場内消費】焼却施設	2,793	2,793	2,793	2,793	2,793	2,793
【場内消費】管理棟	36	35	39	63	63	64
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	36	35	39	63	63	64
発電量-場内消費	7,232	7,234	7,226	7,178	7,178	7,176
項目	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
発電量	10,333	10,333	10,333	10,333	10,333	10,333
【場内消費】焼却施設	2,793	2,793	2,793	2,793	2,793	2,793
【場内消費】管理棟	65	65	68	66	66	66
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	65	65	68	66	66	66
発電量-場内消費	7,174	7,174	7,168	7,172	7,172	7,172
項目	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
発電量	10,333	10,333	10,333	10,333	10,333	10,333
【場内消費】焼却施設	2,793	2,793	2,793	2,793	2,793	2,793
【場内消費】管理棟	72	70	53	25	26	26
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	72	70	53	25	26	26
発電量-場内消費	7,160	7,164	7,198	7,254	7,252	7,252

表 3.3 外部電力供給量（2炉運転、夏季）

項目	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00
発電量	6,780	6,780	6,780	6,780	6,780	6,780
【場内消費】焼却施設	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314
【場内消費】管理棟	38	37	36	37	37	37
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	38	37	36	37	37	37
発電量-場内消費	4,154	4,156	4,158	4,156	4,156	4,156
項目	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
発電量	6,780	6,780	6,780	6,780	6,780	6,780
【場内消費】焼却施設	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314
【場内消費】管理棟	36	35	39	63	63	64
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	36	35	39	63	63	64
発電量-場内消費	4,158	4,160	4,152	4,104	4,104	4,102
項目	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
発電量	6,780	6,780	6,780	6,780	6,780	6,780
【場内消費】焼却施設	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314
【場内消費】管理棟	65	65	68	66	66	66
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	65	65	68	66	66	66
発電量-場内消費	4,100	4,100	4,094	4,098	4,098	4,098
項目	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
発電量	6,780	6,780	6,780	6,780	6,780	6,780
【場内消費】焼却施設	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314	2,314
【場内消費】管理棟	72	70	53	25	26	26
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	72	70	53	25	26	26
発電量-場内消費	4,086	4,090	4,124	4,180	4,178	4,178

表 3.4 外部電力供給量（1炉運転、夏季）

項目	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00
発電量	2,581	2,581	2,581	2,581	2,581	2,581
【場内消費】焼却施設	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924
【場内消費】管理棟	38	37	36	37	37	37
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	38	37	36	37	37	37
発電量-場内消費	345	347	349	347	347	347
項目	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
発電量	2,581	2,581	2,581	2,581	2,581	2,581
【場内消費】焼却施設	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924
【場内消費】管理棟	36	35	39	63	63	64
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	36	35	39	63	63	64
発電量-場内消費	349	351	343	295	295	293
項目	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
発電量	2,581	2,581	2,581	2,581	2,581	2,581
【場内消費】焼却施設	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924
【場内消費】管理棟	65	65	68	66	66	66
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	65	65	68	66	66	66
発電量-場内消費	291	291	285	289	289	289
項目	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
発電量	2,581	2,581	2,581	2,581	2,581	2,581
【場内消費】焼却施設	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924
【場内消費】管理棟	72	70	53	25	26	26
【場内消費】再生棟	236	236	236	236	236	236
【場内消費】ループしおのえ	72	70	53	25	26	26
発電量-場内消費	277	281	315	371	369	369

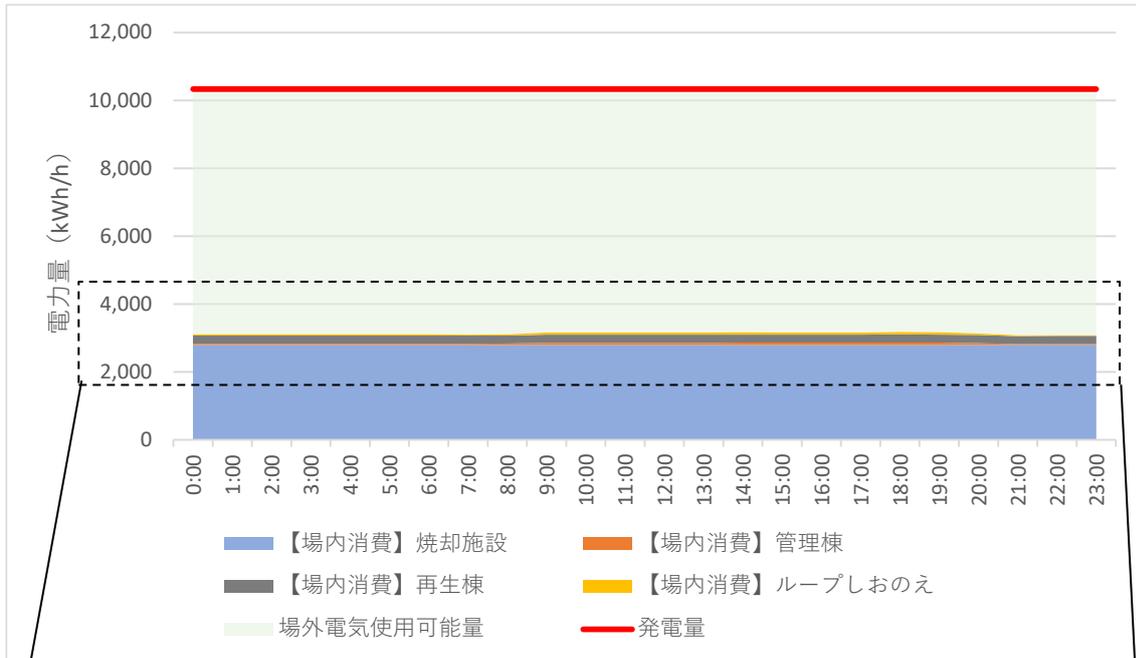


図 3.1 時間帯別発電量及び電力消費量（3炉運転、夏季）

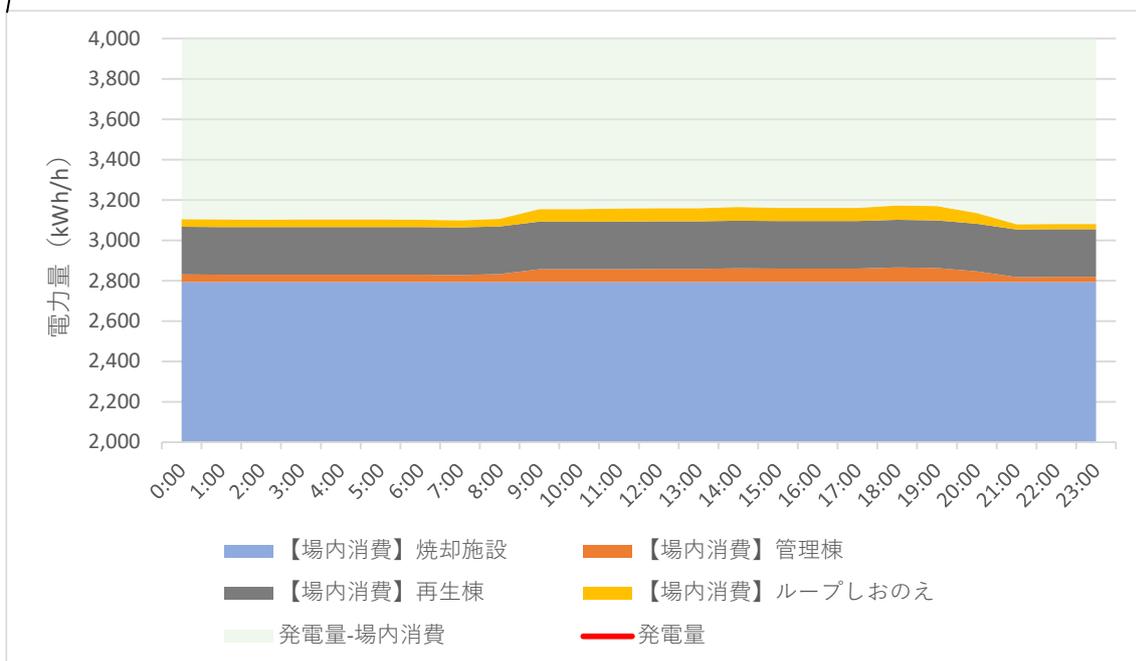


図 3.2 【詳細参考】時間帯別発電量及び電力消費量（3炉運転、夏季）

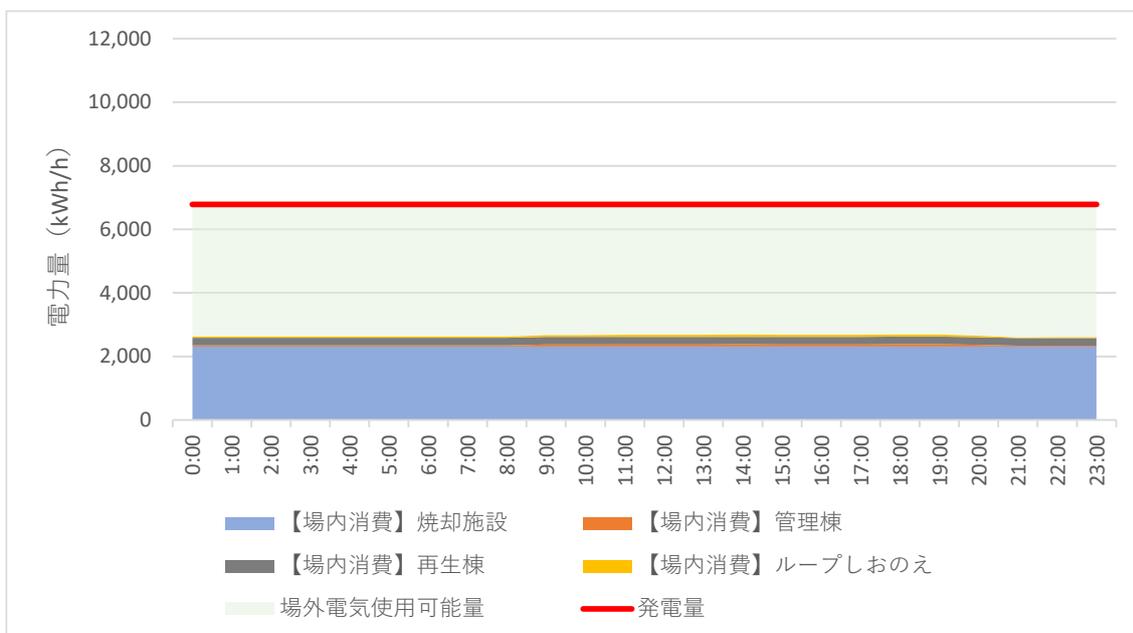


図 3.3 時間帯別発電量及び電力消費量（2炉運転、夏季）

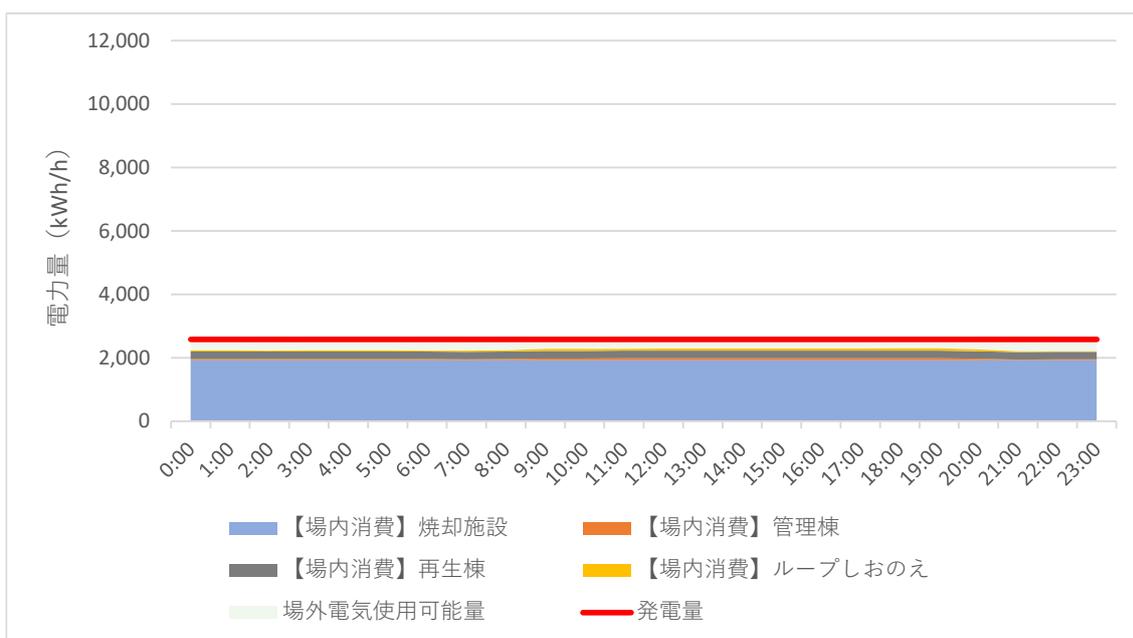


図 3.4 時間帯別発電量及び電力消費量（1炉運転、夏季）

第4章 エネルギー供給先の検討

4.1 需要情報の収集・整理

(1) 高松市における公共施設の電力需要について

1) 公共施設の年間電力需要

高松市における公共施設の電力需要（南部 CC を除く上位 20 施設）を表 4.1 に示します。メーカーによる総発電量は 67,551MWh/年、場内電力使用量は 18,057MWh/年であることから、外部利用電力量は 49,494MWh/年となります。電力量の合計値から見ると No.1 の小学校（49 箇所）から No.12 の競輪場の合計値程度を賄うことが可能です。

表 4.1 高松市公共施設電力需要（上位 20 施設）

No.	施設名称	電力消費量 (MWh/年)	住所
1	高松市立小学校（49 カ所）	9,128	－
2	東部下水処理場	8,650	屋島西町 2366-6
3	高松市立みんなの病院	6,065	仏生山町甲 847-1
4	高松市立中学校（23 カ所）	5,377	－
5	香東川浄化センター	4,672	香西本町 762
6	中央卸売市場	4,107	瀬戸内町 30-5
7	（南部クリーンセンター）	3,336	塩江町安原下第 3 号 2084-1
8	本庁舎	3,056	番町一丁目 8-15
9	保育所、こども園（37 カ所）	2,803	－
10	牟礼浄化苑	1,914	牟礼町牟礼 2633-1
11	高松市食肉センター	1,853	郷東町 587-197
12	競輪場	1,421	福岡町一丁目 4-46
13	高松市防災合同庁舎 （香川県広域水道企業団を除く）	1,340	番町一丁目 8-15
14	高松市美術館	1,314	紺屋町 10-4
15	高松市総合体育館	1,240	福岡町四丁目 36-1
16	高松市香南楽湯	962	香南町横井字尾池原 997-2
17	サンクリスタル高松	943	昭和町一丁目 2-20
18	たかまつミライエ	824	松島町一丁目 15-1
19	北消防署以外（11 カ所）	822	－
20	高松市文化芸術ホール	813	サンポート 2-1
21	高松市立高松駅前広場地下駐車場	783	浜ノ町、西の丸町
合計		61,423	

※端数処理の関係で合計値が合わないことがある。

2) 公共施設の時間帯別電力需要

時間帯別需要量の算出にあたっては、「都市ガスコージェネレーションの計画・設計と運用（空気調和・衛生工学会、H27.3 発行）」に掲載されるエネルギー需要原単位を用いて推計しました。なお、今後の検討においては30分単位の電力使用量を把握し、生データに基づいた検討を行います。

図 4.1 に時間帯別の電力需要量を示します。3 炉運転時の場合、小学校～中央卸売市場の電力需要を賅うことが可能です。

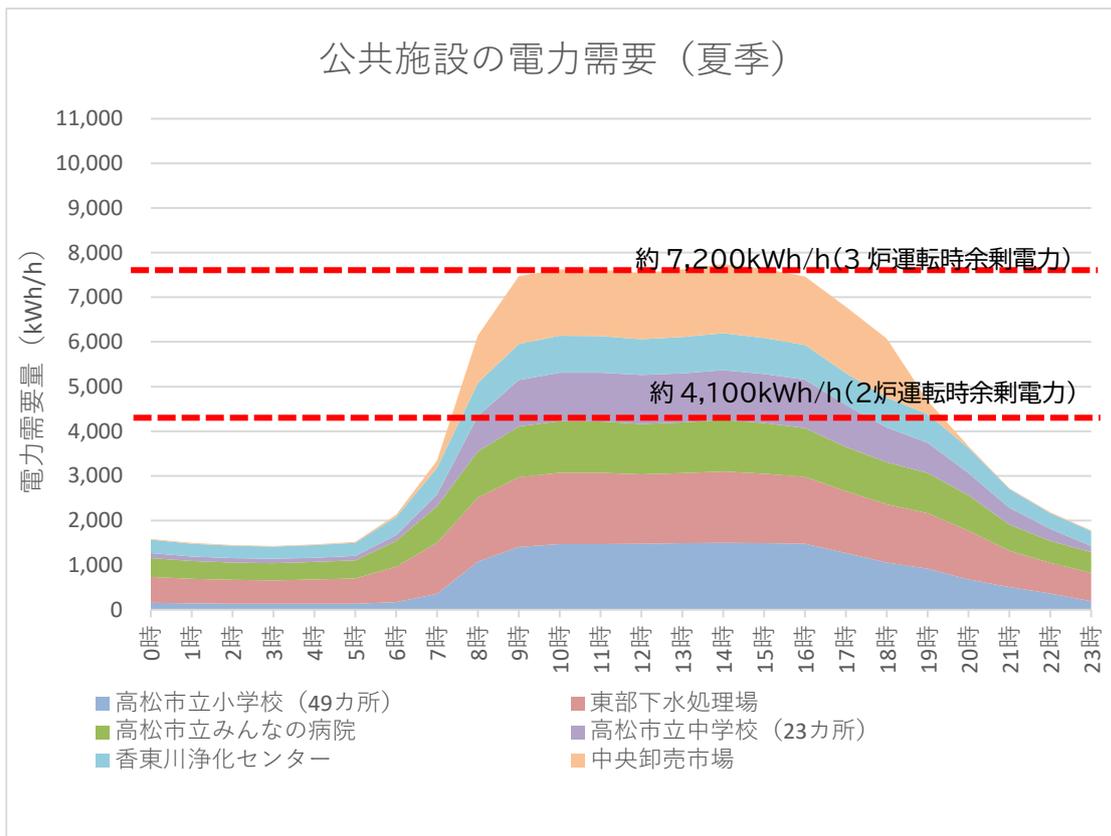


図 4.1 時間帯別電力需要量

4.2 エネルギー利活用ケースの設定

エネルギー利活用ケース（電力供給のイメージ）を図 4.2～図 4.7 に示します。

自営線による供給は、ごみ焼却施設からの電力を既存電力線ではなく、自ら電線を敷設し供給するケースです。自己託送は既存電力線を活用して、電力供給するケースです。マイクログリッドは災害時等に既存電力線から切り離し、地域（グリッド）単独で電力供給を行うことができるケースです。新電力会社を活用した方法は、既存電力線を介して新電力会社に売電し、新電力会社から供給対象施設へ電力供給を行うケースです。また、電力を全量売電するケースもあります。

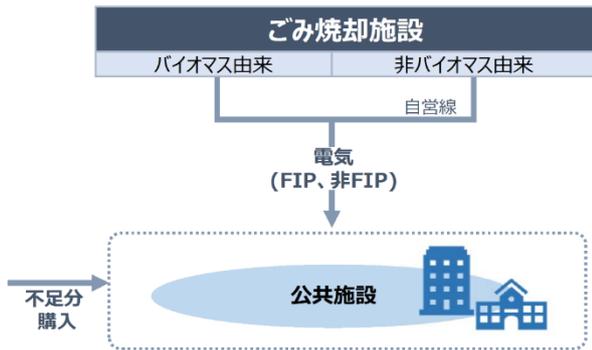


図 4.2 電力供給イメージ（自営線）

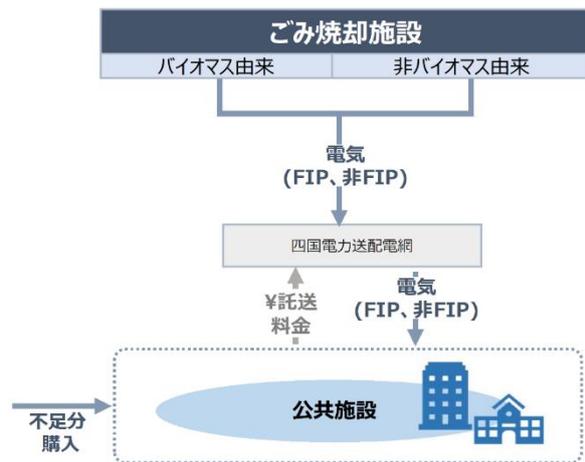


図 4.3 電力供給イメージ（自己託送）

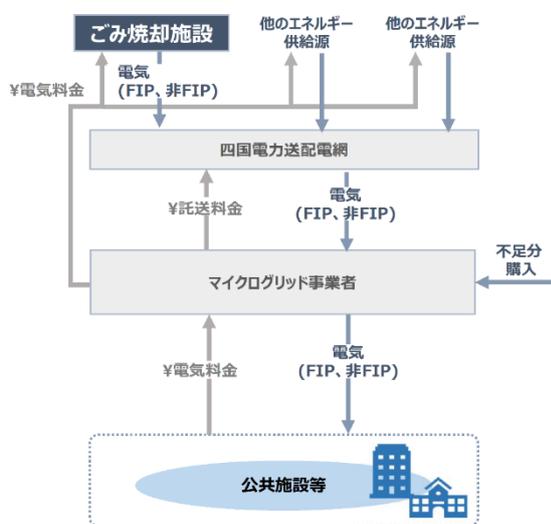


図 4.4 電力供給イメージ
（マイクログリッド：一般送配電網）

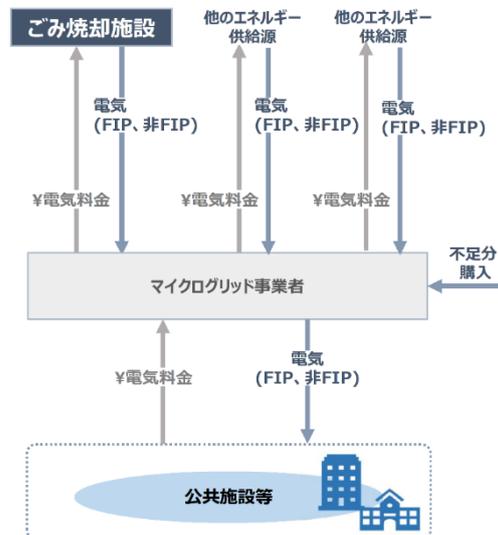


図 4.5 電力供給イメージ
（マイクログリッド：自営線）

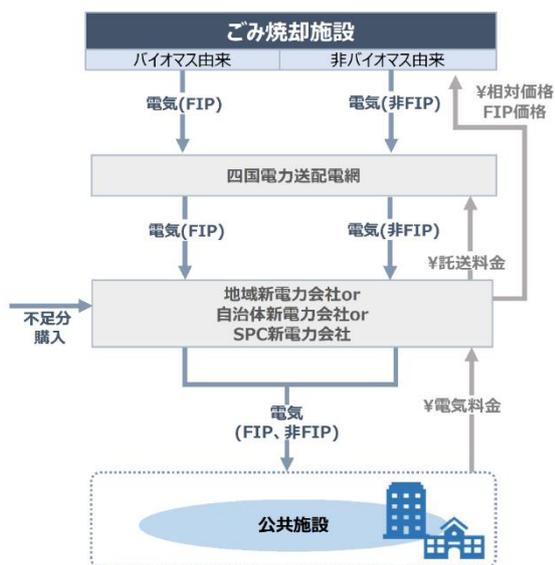


図 4.6 電力供給イメージ（新電力会社）

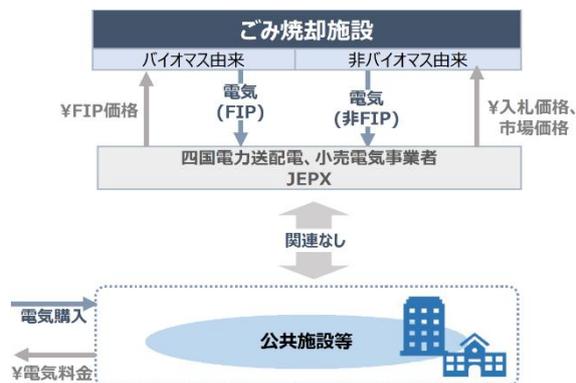


図 4.7 電力供給イメージ（全量売電）

4.3 利活用ケースの比較検討

4.3.1 供給条件の整理

供給条件として、「第3章 供給可能なエネルギーの種類と量」で示した電力量を最大限活用できる方法を検討します。具体的には、1年間の夏季、冬季、中間季に分けるとともに炉数毎の運転日数を設定し、余剰電力量を算出します。年間の操炉計画は現施設の運転状況を参考に以下に示すとおりとします。

供給対象施設の優先順位は①次期ごみ処理施設周辺の公共施設、②高松市内公共施設のうち電力需要が大きい施設、③ベース需要の確保として夜間に電力需要がある施設とします。

■ 操炉計画（現施設の運転状況をもとに設定）

3 炉運転	： 103 日(夏 46 日、冬 45 日、中間季 12 日)
2 炉運転	： 245 日(夏 45 日、冬 45 日、中間季 155 日)
1 炉運転	： 9 日(中間季 9 日)
全停止	： 8 日(中間季 8 日)

4.3.2 事業スキームの検討

(1) 電力供給方法の整理

想定される電力供給方法の概要を次頁以降に示します。自営線による供給は、次期ごみ処理施設と需要先を直接電線でつなぐ方法です。

一方、自己託送や小売電気事業者による電力供給は既存の電線（四国電力送配電網）を介した電力供給方法です。この他に、マイクログリッド、新電力会社、売電のみの場合もあわせて整理しました。

表 4.2 電力供給方法別特徴等

項目		自営線	自己託送	マイクログリッド	新電力会社	売電のみ	
概要		自営線を敷設し、次期ごみ処理施設から需要施設に電力を直接供給する方式	次期ごみ処理施設からの電力を、一般送配電事業者の送配電網を介して同一の者の別事業所に供給する方式	大規模発電所の電力供給に頼らず、エネルギー供給源と消費施設を持つ小規模なエネルギーネットワークを形成する方式	小売電気事業者の仲介によって、次期ごみ処理施設からの電力、再生可能エネルギー・電源・JEPX等の電力を調達する方式	ごみ発電から発生する電力の全量を売電する方式	
電力供給設備	発電設備	所有	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設
		利用	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設
		管理運営	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設
	送配電設備	所有	次期ごみ処理施設	一般送配電事業者	一般送配電事業者 (or マイクログリッド事業者)	一般送配電事業者	一般送配電事業者
		利用	次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	マイクログリッド事業者	新電力会社	一般送配電事業者
		管理運営	次期ごみ処理施設	一般送配電事業者	一般送配電事業者 (or マイクログリッド事業者)	一般送配電事業者	一般送配電事業者
	変電設備	所有	次期ごみ処理施設	一般送配電事業者	一般送配電事業者 (or マイクログリッド事業者)	一般送配電事業者	一般送配電事業者
		利用	次期ごみ処理施設	一般送配電事業者	一般送配電事業者 (or マイクログリッド事業者)	一般送配電事業者	一般送配電事業者
		管理運営	次期ごみ処理施設	一般送配電事業者	一般送配電事業者 (or マイクログリッド事業者)	一般送配電事業者	一般送配電事業者
	受電設備	所有	需要施設	需要施設	需要施設	需要施設	—
利用		需要施設	需要施設	需要施設	需要施設	—	
管理運営		需要施設	需要施設	需要施設	需要施設	—	
需給管理		次期ごみ処理施設	次期ごみ処理施設	マイクログリッド事業者	新電力会社	—	
計画条件(留意点)等		○需要施設と密接な関連性 ^{※1} を有している必要がある。	○発電設備が売電目的ではないことが必要 ○発電設備を設置する者と電力の供給を受ける者が密接な関連性を有している必要がある。	○多様な関係者(電力会社、地方公共団体、地域の需要家、地域の再エネ事業者など)との協議が必要 ○一般送配電網を利用できず、自営線を設置する場合は、自営線の敷設及び維持管理にコストがかかる。	○市場価格に影響を受けやすい。	—	
メリット及びデメリット		○送配電網を使用しないため、運転開始後は低コストで電力利用が可能となる。 ○送配電網を介さないことで、ごみ発電を災害時の非常用電源として利用できる可能性が高い。このため需要施設の防災拠点化が期待できる。 ○需要施設までの距離が長い場合、自営線の敷設及び維持管理コストが増加する。 ○自営線の故障・事故のリスクが発生する。	○託送料金が必要となる。 ○需要施設との需給バランスを調整は次期ごみ処理施設で実施する。 ○30分同時同量の義務 ^{※2} があり、インバランス ^{※3} 発生時の負担は市が請け負う。 ○市内公共施設の電気料金を削減できる。既存送配電網を利用するため、実現性が高い。 ○送配電網を利用するため、災害対策にならない。 ○送電網の故障・事故のリスクは一般送配電事業者が負担する。	○需要施設との需給バランスを調整はマイクログリッド事業者が実施する。 ○エネルギーの地産地消によるエネルギー利用の効率化に寄与する。 ○エネルギーの地産地消による地域産業の活性化に寄与する。 ○ネットワーク内で発電する電力を活用できるため、非常時の対応性が高い。一般送配電網が利用できる場合でも災害時にごみ発電を利用できる可能性が高い。 ○一般送配電網が利用できる場合、送電網の故障・事故のリスクは一般送配電事業者が負担する。自営線の場合は故障・事故のリスクが発生する。 ○平常時は通常の電力供給を受け、災害等のみ自立して電力供給するシステムも可能	○需要の余剰分は売電、不足分は JEPX 等からの調達が想定される。 ○需要施設との需給バランスを調整は新電力会社が実施する。 ○需要施設との需給バランスを考慮する必要が少ない。(インバランス発生時の負担は新電力会社が請け負う。) ○発電設備を設置する者と電力の供給を受ける者の関連性は問われないため、市外需要施設にも供給可能 ○再生可能エネルギー特定卸供給事業者 ^{※4} 等を介して FIP 電気であっても電源として調達可能 ○既存送配電網を利用するため、実現性が高い。(施設周辺の住民等へ別料金で供給できる可能性がある。)	○需要施設との需給バランスを考慮する必要が少ない。 ○ごみ発電の環境価値が市外に流出する。(地域の需要家に環境価値を還元できない) ○需要施設は通常の電気料金を支払う(電気料金は削減できない)。 ○既存送配電網を利用するため、実現性が高い。	

※1 両者に資本関係がある、電力供給のために設立された組合に加盟している等

※2 小売電気事業者や発電事業者は電力広域的運営推進機関に事前に提出した需要量や発電量の計画と、当日の実績を30分単位で一致させる必要がある。

※3 小売電気事業者が30分同時同量の義務にもとづいて計画する電力供給量と実際の需要量との差

※4 特定卸供給事業者は小規模な電源を束ねて調整しながら、小売電気事業者・配電事業者に電気を供給する仲介の役目を果たす。

4.3.3 導入効果の評価

(1) 需給シミュレーション

1) ケース1 自己託送（バイオマス分、非バイオマス分全量利用）

需給シミュレーションを図 4.8～図 4.10 に示します。3 炉運転時において、塩江地区公共施設、東部下水処理場、本庁舎、高松市食肉センター、中央卸売市場の電力を賄うことができます。2 炉運転時は電力が不足するため、別途購入する必要があります。

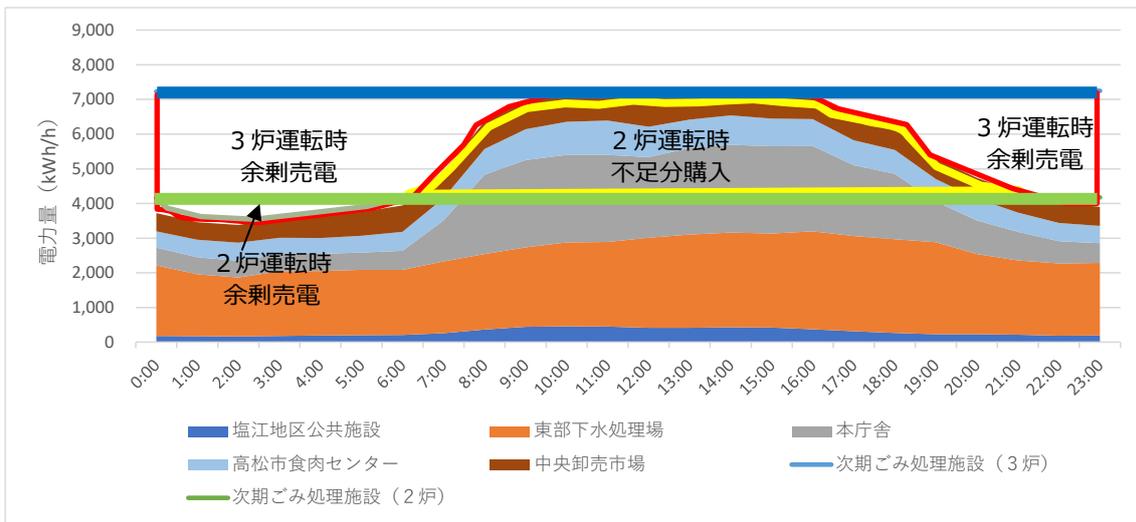


図 4.8 需給シミュレーション（ケース1：夏季）

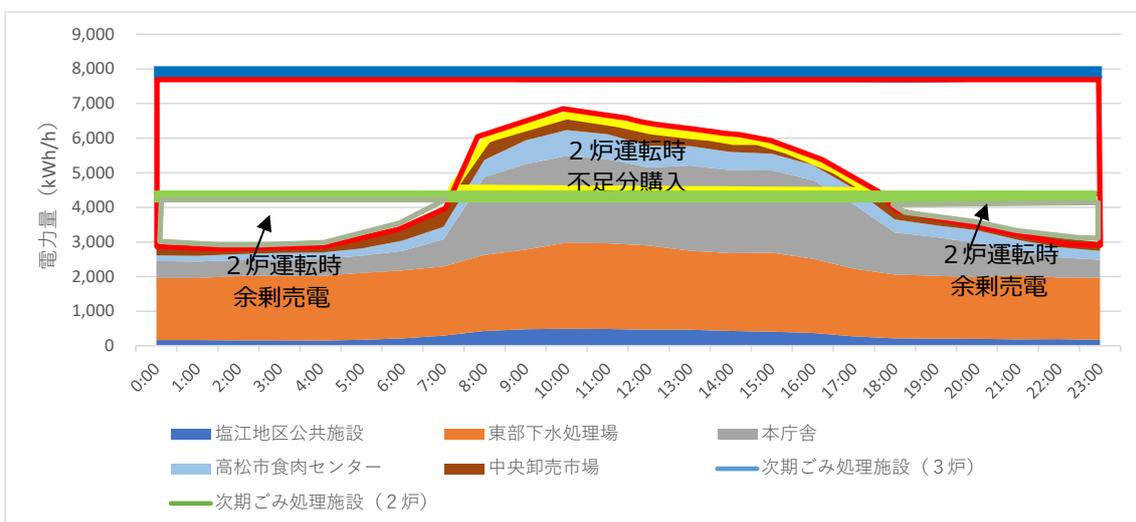


図 4.9 需給シミュレーション（ケース1：冬季）

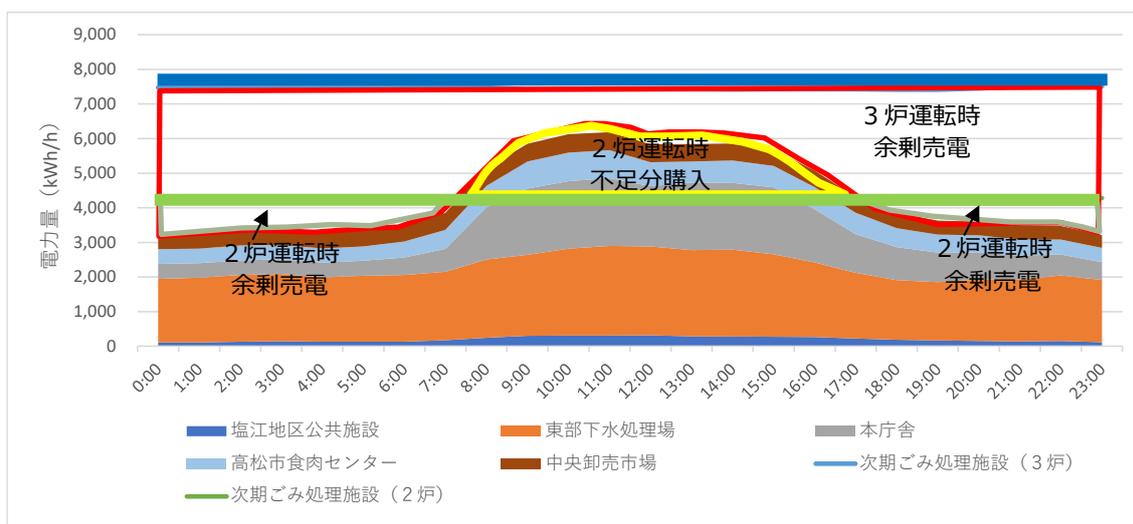


図 4.10 需給シミュレーション (ケース1 : 中間季)

表 4.3 電力需要量及び供給量 (ケース1)

単位 : kWh/日

2 炉運転時					
時期	需要量 (公共施設)			供給量 (次期ごみ処理施設)	
	ベース需要	不足分購入	合計	供給量	売電量
夏季	95,097	33,735	128,832	95,097	4,043
冬季	89,013	16,784	105,797	89,013	15,119
中間季	90,449	13,837	104,286	90,449	11,187
3 炉運転時					
時期	需要量 (公共施設)			供給量 (次期ごみ処理施設)	
	ベース需要	不足分購入	合計	供給量	売電量
夏季	128,832	0	128,832	128,832	44,296
冬季	105,797	0	105,797	105,797	79,215
中間季	104,286	0	104,286	104,286	74,678

※ 3 炉運転時は需要全量供給可能

2) ケース2 自己託送（バイオマス分 FIP 売電、非バイオマス分自己託送）

需給シミュレーションを図 4.11～図 4.13 に示します。バイオマス分（発電量の50%と想定）は FIP 制度を活用して売電することから、3 炉運転時においても、塩江地区公共施設、東部下水処理場、本庁舎、高松市食肉センター、中央卸売市場の電力を賄うことができないため、別途購入する必要があります。

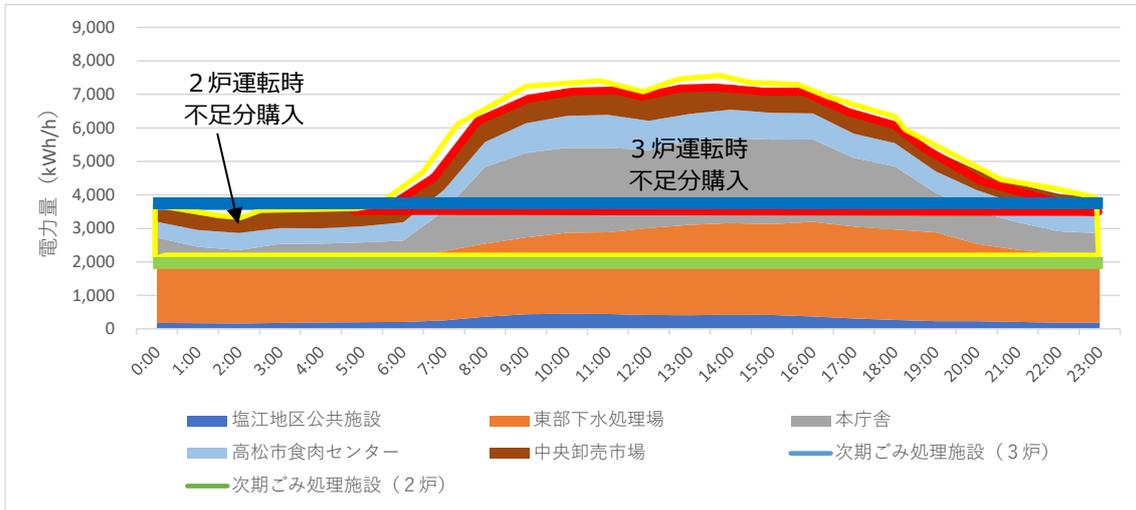


図 4.11 需給シミュレーション（ケース2：夏季）

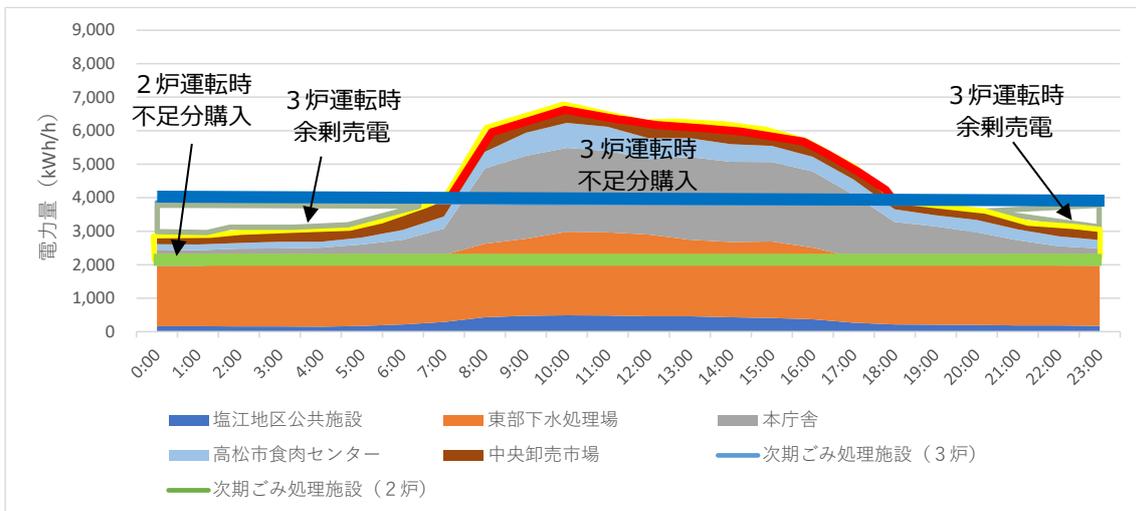


図 4.12 需給シミュレーション（ケース2：冬季）

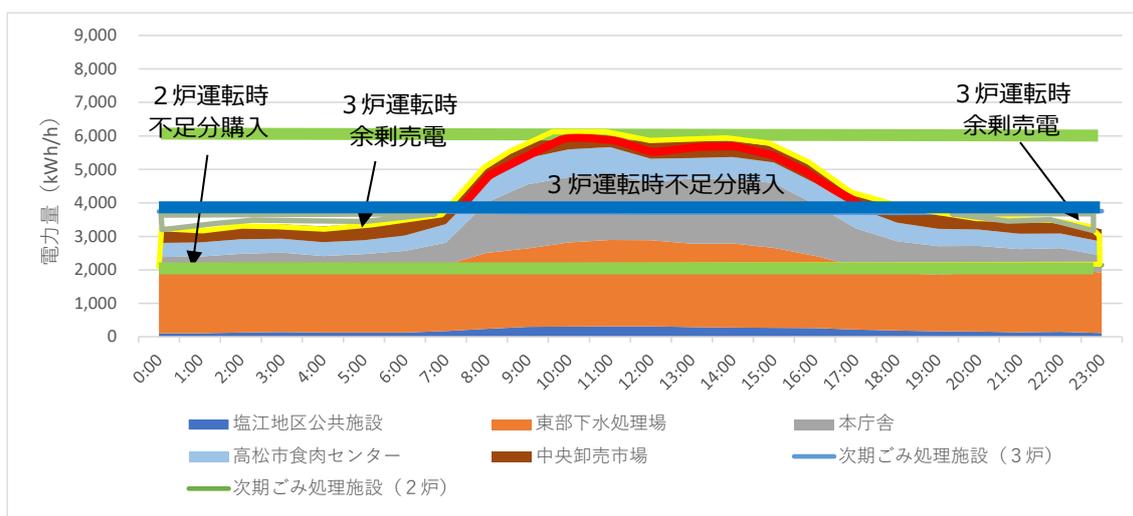


図 4.13 需給シミュレーション (ケース2 : 中間季)

表 4.4 電力需要量及び供給量 (ケース2)

単位 : kWh/日

2 炉運転時					
時期	需要量 (公共施設)			供給量 (次期ごみ処理施設)	
	ベース需要	不足分購入	合計	供給量	売電量
夏季	49,570	79,262	128,832	49,570	49,570 (内、非バイオマス分 0)
冬季	52,066	53,731	105,797	52,066	52,066 (内、非バイオマス分 0)
中間季	50,818	53,468	104,286	50,818	50,818 (内、非バイオマス分 0)
3 炉運転時					
時期	需要量 (公共施設)			供給量 (次期ごみ処理施設)	
	ベース需要	不足分購入	合計	供給量	売電量
夏季	86,015	42,817	128,832	86,015	86,901 (内、非バイオマス分 886)
冬季	84,142	21,655	105,797	84,142	100,870 (内、非バイオマス分 16,728)
中間季	85,249	19,037	104,286	85,191	93,715 (内、非バイオマス分 8,524)

※発電量の 50%を供給し、残りの 50%を FIP 売電する。売電量は FIP 売電 + 余剰電力となる。

3) ケース3 小売電気事業

需給シミュレーションを図 4.14～図 4.16 に示します。本ケースは余剰電力の全量を小売電気事業者に売電します。3 炉運転時は公共施設の需要量に対して供給量が上回っています。この場合、公共施設以外（その他施設）にも電力の供給を行うことができます。

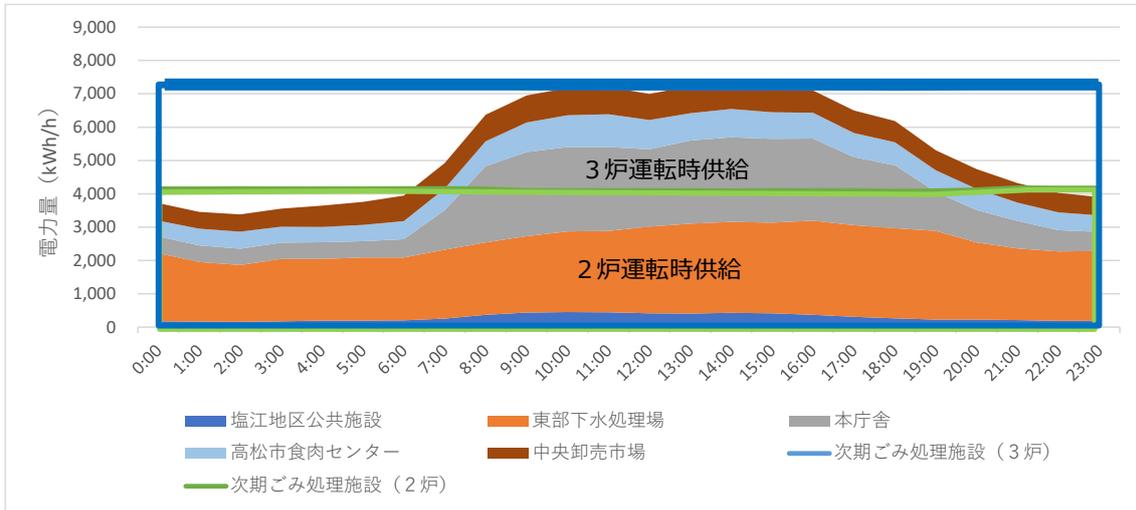


図 4.14 需給シミュレーション (ケース3 : 夏季)

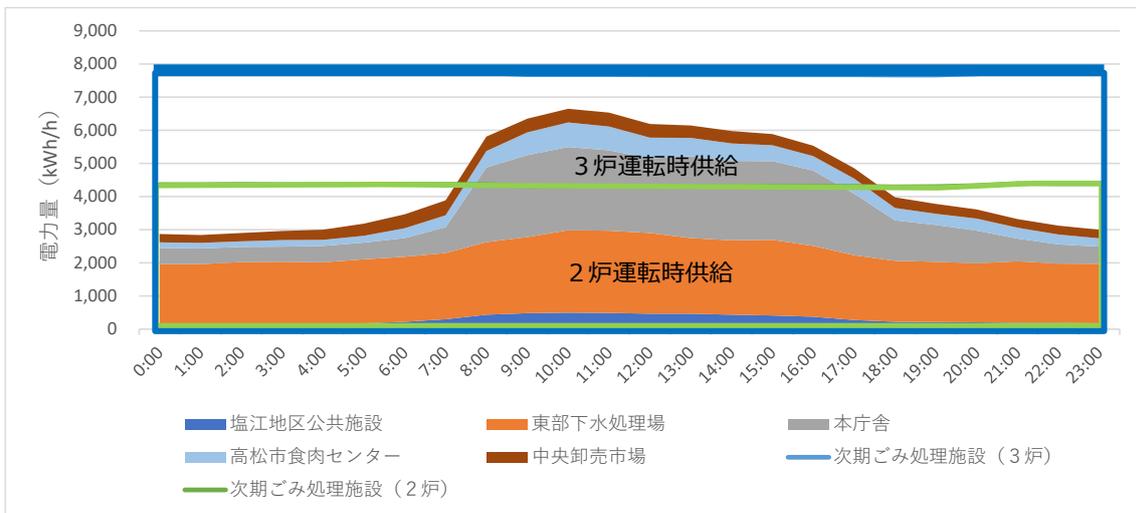


図 4.15 需給シミュレーション (ケース3 : 冬季)

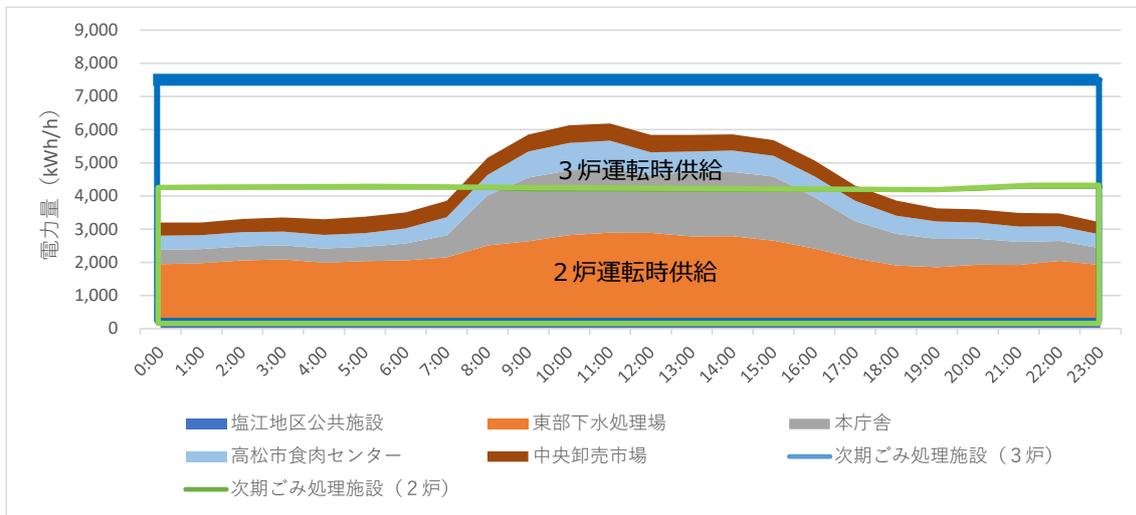


図 4.16 需給シミュレーション (ケース3 : 中間季)

表 4.5 電力需要量及び供給量 (ケース3)

単位 : kWh/日

2 炉運転時			
時期	需要量 (公共施設)	供給量 (次期ごみ処理施設)	
		公共施設	その他施設
夏季	128,832	99,140	0
冬季	105,797	104,132	0
中間季	104,286	101,636	0

3 炉運転時			
時期	需要量 (公共施設)	供給量 (次期ごみ処理施設)	
		供給量	その他施設
夏季	128,832	128,832	44,084
冬季	105,797	105,797	79,215
中間季	104,286	104,286	74,678

その他施設 : 小売電気事業者と契約しているその他施設

4) ケース4 自営線による供給

需給シミュレーションを図 4.17～図 4.19 に示します。3 炉運転時において、塩江地区公共施設、東部下水処理場、本庁舎、高松市食肉センター、中央卸売市場の電力を賄うことができます。2 炉運転時は電力が不足するため、別途購入する必要があります。

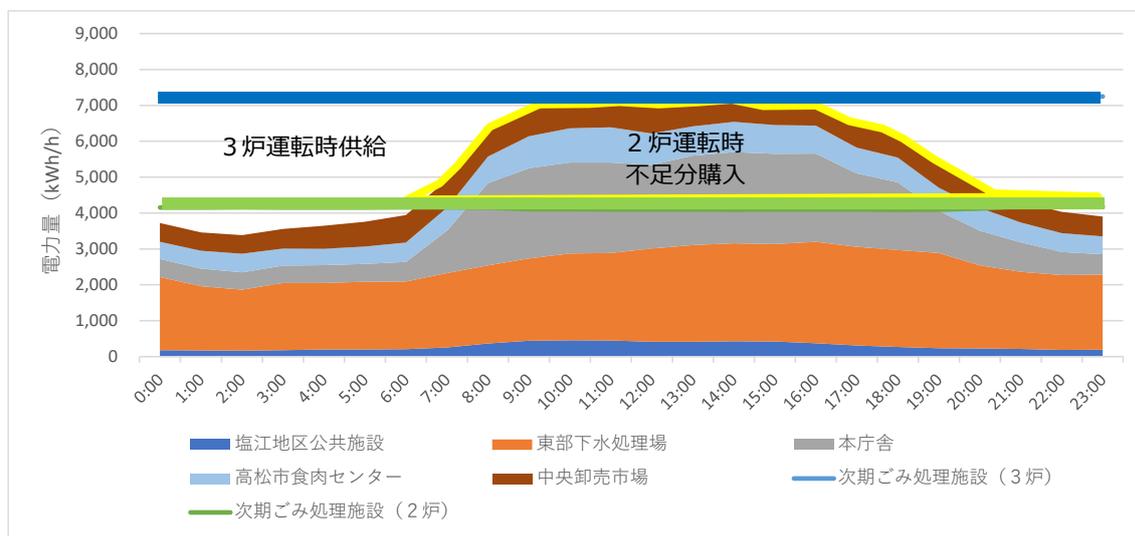
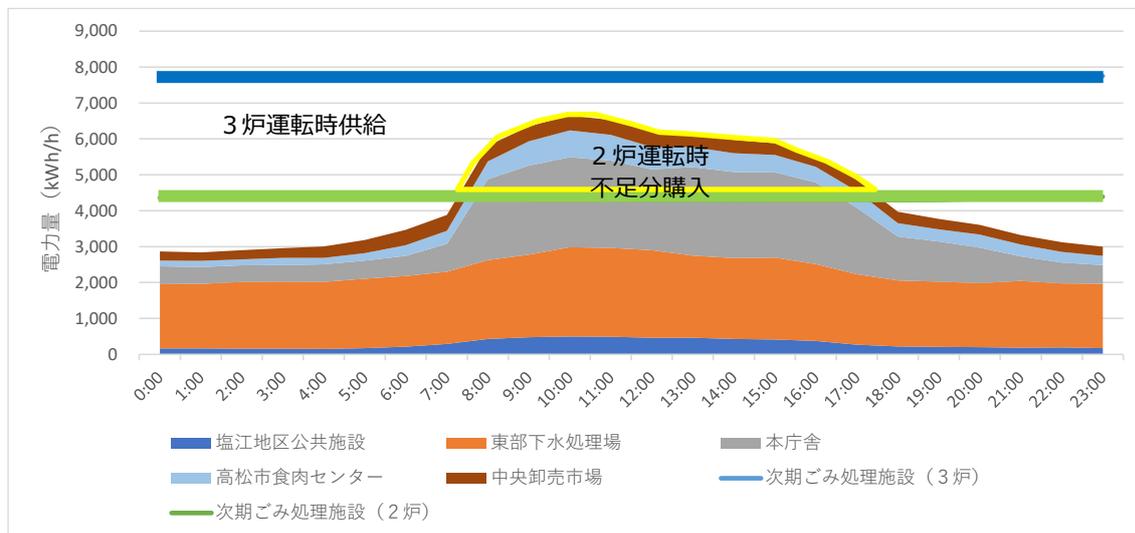


図 4.17 需給シミュレーション (ケース4 : 夏季)



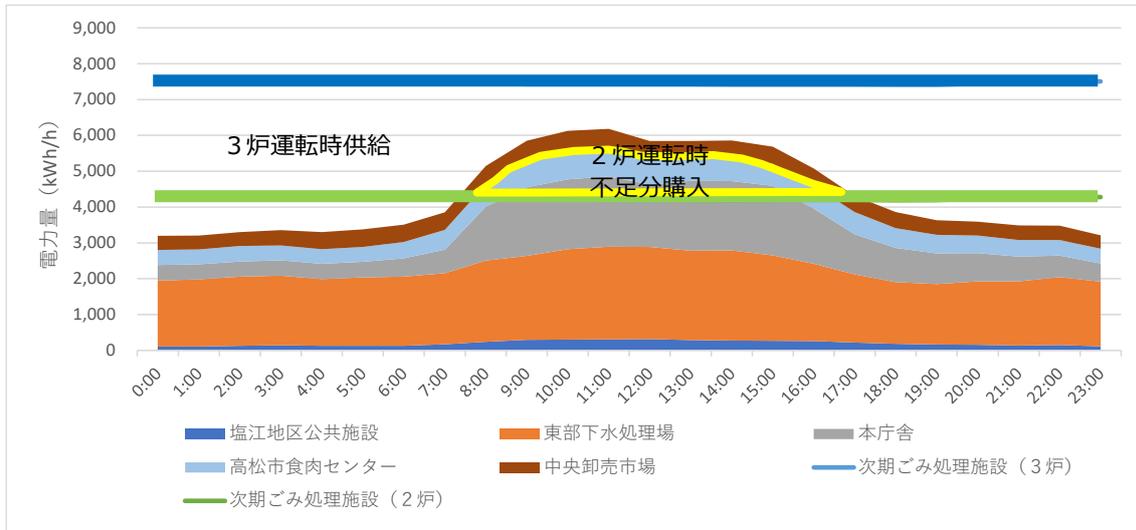


図 4.19 需給シミュレーション (ケース4 : 中間季)

表 4.6 電力需要量及び供給量 (ケース4)

単位 : kWh/日

2 炉運転時					
時期	需要量 (公共施設)			供給量 (次期ごみ処理施設)	
	ベース需要	不足分購入	合計	供給量	売電量
夏季	95,097	33,735	128,832	95,097	0
冬季	89,013	16,784	105,797	89,013	0
中間季	90,449	13,837	104,286	90,449	0

3 炉運転時					
時期	需要量 (公共施設)			供給量 (次期ごみ処理施設)	
	ベース需要	不足分購入	合計	供給量	売電量
夏季	128,832	0	128,832	128,832	0
冬季	105,797	0	105,797	105,797	0
中間季	104,286	0	104,286	104,286	0

※ 3 炉運転時は需要全量供給可能

4.3.4 事業性評価

(1) 経済性評価

経済性評価に関する設定値は表 4.7 に示すとおりです。

それぞれのケースにおける電気料金、託送料金、需給管理費及び売電収入の合計は表 4.8～表 4.17 に示すとおりです。

表 4.7 経済性評価に関する設定値

項目	設定値	備考
公共施設電気料金	基本料金：5,714 千円/1 施設 従量料金：25.47 円/kWh	四国電力「業務用電力（500kW 以上）2024 年 4 月 1 日実施」 基本料金は 952.28 円/kW であり、500kW の契約を想定した。
託送料金	基本料金：712.80 円/kW 従量料金：2.21 円/kWh	四国電力送配電の接続送電サービス料金（託送料金）
需給管理委託費用	0.23 円/kWh	他事例より設定
非バイオマス分売電価格	7 円/kWh	四国電力卒 FIT 買取価格
公共施設小売単価	現在の契約金額より 2.5%～8.0%引き（本検討では 5.0%）	「今後のごみ発電のあり方研究会 第 2 期最終報告」内のコストメリット試算における設定値
小売電気事業者売電価格	12 円/kWh	バイオマス比率を 50%と想定し、FIP 価格と非バイオマス分売電価格値の案分（ $(17+7) \div 2$ ）
FIP 価格	17 円/kWh	2023 年度基準価格
自営線設置費用	117 千円/m	西尾市検討結果※より 35,000 千円/300m
自営線維持管理費用	3.7 円/m	西尾市検討結果※より 1,100 千円/300m
運転日数	3 炉運転：103 日 2 炉運転：245 日 1 炉運転：9 日 全停止：8 日	メーカーアンケート結果より設定

※西尾市一般廃棄物中間処理施設建設専門委員会 第 5 回委員会（令和 5 年 3 月 29 日） 資料 1 より

1) ケース0（全量売電）

公共施設電気料金は1,228,449千円でした。次期ごみ処理施設は売電収入が519,969千円でした。総合計では、708,480千円の支出となりました。

表 4.8 経済性評価（ケース0：全量売電）

単位：千円

項目	電気料金	託送料金	売電収入	計
公共施設	-1,228,449	0	0	-1,228,449
次期ごみ処理施設	0	0	+519,969	+519,969
			合計	-708,480

※収入を+、支出を-で表す

2) ケース1（自己託送（バイオマス分、非バイオマス分全量利用））

公共施設電気料金は381,501千円、託送料金は94,866千円の合計476,367千円でした。次期ごみ処理施設は売電収入が114,826千円でした。

総合計では、361,541千円の支出となりました。

表 4.9 経済性評価（ケース1（自己託送（バイオマス分、非バイオマス分全量利用）））

単位：千円

項目	電気料金	託送料金 需給管理費	売電収入	計
公共施設	-381,501	-94,866	0	-476,367
次期ごみ処理施設	0	0	+114,826	+114,826
			合計	-361,541

※収入を+、支出を-で表す

3) ケース2（自己託送（バイオマス分 FIP 売電、非バイオマス分自己託送））

公共施設電気料金は 757,446 千円、託送料金は 64,247 千円の合計 821,693 千円でした。次期ごみ処理施設は売電収入が 366,950 千円でした。

総合計では、454,743 千円の支出となりました。

表 4.10 経済性評価（ケース2（自己託送（バイオマス分 FIP 売電、非バイオマス分自己託送）））

単位：千円

項目	電気料金	託送料金 需給管理費	売電収入	計
公共施設	- 757,446	- 64,247	0	- 821,693
次期ごみ処理施設	0	0	+366,950	+366,950
			合計	- 454,743

※収入を+、支出を-で表す

4) ケース3（小売電気事業者）

公共施設電気料金は 1,162,929 千円でした。次期ごみ処理施設は売電収入が 519,969 千円でした。

総合計では、642,960 千円の支出となりました。

表 4.11 経済性評価（ケース3（小売電気事業者））

単位：千円

項目	電気料金	託送料金 需給管理費	売電収入	計
公共施設	- 1,162,929	0	0	- 1,162,929
次期ごみ処理施設	0	0	+519,969	+519,969
			合計	- 642,960

※収入を+、支出を-で表す

5) ケース4（自営線）

公共施設電気料金は381,501千円、自営線敷設費用は1,756,110千円の合計2,137,611千円でした。次期ごみ処理施設は支出・収入がありませんでした。

総合計では、2,137,611千円の支出となりました。

表 4.12 経済性評価（ケース4（自営線））

単位：千円

項目	電気料金	託送料金 需給管理費	売電収入	自営線 敷設費用	計
公共施設	-381,501	0	0	-1,756,110	-2,137,611
次期ごみ処理施設	0	0	0	0	0
				合計	-2,137,611

※収入を+、支出を-で表す

表 4.13 全量売電の経済性評価 (ケース0)

時期	電気料金			
	電力量(kWh)	従量料金(千円)	基本料金(千円)	小計(千円)
夏季 (7~9月 : 91日)	128,832×91日 = 11,723,712	11,723,712 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 298,603	5,714×35 施設 = 199,990	1,228,449
冬季 (12~2月 : 90日)	105,797×90日 = 9,521,730	9,521,730(kWh)× 25.47(円/kWh) = 242,518		
中間季 (184日)	103,988×184日 = 19,133,792	19,133,792 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 487,338		

時期	託送料金				需給管理費用	
	託送電力量 (kWh)	託送費用 (千円) 従量料金	託送費用 (千円) 従量料金	小計 (千円)	託送電力量 (kWh)	需給管理費用 (千円)
夏季 (7~9月 : 91日)	0	0	0	0	0	0
冬季 (12~2月 : 90日)						
中間季 (184日)						

時期	売電料金	
	売電量(kWh)	売電量金(千円)
夏季 (7~9月 : 91日)	■ 2 炉運転時 (99,140×91日 + 104,132×90日 + 101,636×184日) ÷ 365 × 245日 = 24,899,145	(24,899,145 + 18,431,585) × 0.5 × 17(円/kWh) + (24,899,145 + 18,431,585) × 0.5 × 7(円/kWh) = 519,969
冬季 (12~2月 : 90日)		
中間季 (184日)		

表 4.14 自己託送（バイオマス分、非バイオマス分全量利用）の経済性評価（ケース1）

時期	電気料金			
	電力量(kWh)	従量料金(千円)	基本料金(千円)	小計(千円)
夏季(7~9月: 91日)	33,735×91日 = 3,069,885	3,069,885 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 78,190	5,714× 35施設 = 199,990	381,501
冬季(12~2月: 90日)	16,784×90日 = 1,510,560	1,510,560 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 38,474		
中間季(184日)	13,837×184日 = 2,546,008	2,546,008 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 64,847		

時期	託送料金			
	託送電力量(kWh)	託送費用(千円) 従量料金	託送費用(千円) 従量料金	小計(千円)
夏季(7~9月: 91日)	■ 2 炉運転時 (95,097×91日 + 89,013×90日 + 90,449×184日) ÷ 365×245日 = 22,357,165 ■ 3 炉運転時 (128,832×91日 + 105,797×90日 + 104,286×184日) ÷ 365×103日 = 11,410,161	(22,357,165 (kWh) + 11,410,161 (kWh)) × 2.21(円/kWh) = 74,626	712.80 (円/kW) × 500(kW) × 35施設 = 12,474	87,100
冬季(12~2月: 90日)				
中間季(184日)				

時期	需給管理費用	
	託送電力量(kWh)	需給管理費用(千円)
夏季(7~9月: 91日)	22,357,165 + 11,410,161 = 33,767,326	33,767,326 (kWh) × 0.23(円/kWh) = 7,766
冬季(12~2月: 90日)		
中間季(184日)		

時期	売電料金	
	売電量(kWh)	売電量金(千円)
夏季(7~9月: 91日)	■ 2 炉運転時 (4,043×91日 + 15,119×90日 + 11,187×184日) ÷ 365×245日 = 2,541,980 ■ 3 炉運転時 (44,296×91日 + 79,215×90日 + 74,678×184日) ÷ 365×103日 = 7,026,868	(2,541,980 + 7,026,868) × 0.5 × 17(円/kWh) + (2,541,980 + 7,026,868) × 0.5 × 7(円/kWh) = 114,826
冬季(12~2月: 90日)		
中間季(184日)		

表 4.15 自己託送（バイオマス分 FIP 売電、非バイオマス分自己託送）の経済性評価（ケース2）

時期	電気料金			
	電力量(kWh)	従量料金(千円)	基本料金(千円)	小計(千円)
夏季(7~9月: 91日)	79,262×91日 = 7,212,842	7,212,842 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 183,711	5,714× 35 施設 = 199,990	757,446
冬季(12~2月: 90日)	53,731×90日 = 4,835,790	4,835,790 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 123,168		
中間季(184日)	53,468×184日 = 9,838,112	9,838,112 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 250,577		

時期	託送料金			
	託送電力量(kWh)	託送費用(千円) 従量料金	託送費用(千円) 従量料金	小計(千円)
夏季(7~9月: 91日)	■ 2 炉運転時 (49,570×91日 + 52,066×90日 + 50,818×184日) ÷ 365×245日 = 12,449,572 ■ 3 炉運転時 (86,015×91日 + 84,142×90日 + 85,191×184日) ÷ 365×103日 = 8,769,191	(12,449,572 (kWh) + 8,769,191 (kWh)) × 2.21(円/kWh) = 46,893	712.80 (円/kW) × 500(kW) × 35 施設 = 12,474	59,367
冬季(12~2月: 90日)				
中間季(184日)				

時期	需給管理費用	
	託送電力量(kWh)	需給管理費用(千円)
夏季(7~9月: 91日)	12,449,572 + 8,769,191 = 21,218,763	21,218,763 (kWh) × 0.23(円/kWh) = 4,880
冬季(12~2月: 90日)		
中間季(184日)		

時期	売電料金	
	売電量(kWh)	売電量金(千円)
夏季(7~9月: 91日)	■ 2 炉運転時 (バイオマス分) (49,570×91日 + 52,066×90日 + 50,818×184日) ÷ 365×245日 = 12,449,572 ■ 3 炉運転時 (バイオマス分) (86,015×91日 + 84,142×90日 + 85,191×184日) ÷ 365×103日 = 8,769,191 ■ 3 炉運転時 (非バイオマス分) (886×91日 + 16,728×90日 + 8,524×184日) ÷ 365×103日 = 890,191	(12,449,572 + 8,769,191) × 17(円/kWh) + 890,191 × 7(円/kWh) = 366,950
冬季(12~2月: 90日)		
中間季(184日)		

表 4.16 小売電気事業者の経済性評価（ケース3）

時期	電気料金			
	電力量(kWh)	従量料金(千円)	基本料金(千円)	小計(千円)
夏季(7~9月:91日)	128,832×91日 = 11,723,712	11,723,712 (kWh)× 25.47(円/kWh) ×0.95=283,673	5,714× 35施設 = 199,990	1,162,929
冬季(12~2月:90日)	104,132×90日 = 9,371,880	9,371,880 (kWh)× 25.47(円/kWh) ×0.95 = 226,767		
中間季(184日)	101,636×184日 = 18,701,024	18,701,024 (kWh)× 25.47(円/kWh) ×0.95=452,499		
時期	託送料金			
	託送電力量(kWh)	託送費用(千円) 従量料金	託送費用(千円) 従量料金	小計(千円)
夏季(7~9月:91日)	0	0	0	0
冬季(12~2月:90日)				
中間季(184日)				
時期	需給管理費用			
	託送電力量(kWh)	需給管理費用(千円)		
夏季(7~9月:91日)	0	0		
冬季(12~2月:90日)				
中間季(184日)				
時期	売電料金			
	売電量(kWh)	売電料金(千円)		
夏季(7~9月:91日)	■ 2 炉運転時 (99,140×91日 + 104,132×90日 + 101,636×184日) ÷ 365 × 245日 = 24,899,144 ■ 3 炉運転時 (172,916×91日 + 185,012×90日 + 178,964×184日) ÷ 365 × 103日 = 18,431,585	(24,899,144 + 18,431,585) × 12(円/kWh) = 519,969		
冬季(12~2月:90日)				
中間季(184日)				

表 4.17 自営線の経済性評価 (ケース4)

時期	電気料金			
	電力量(kWh)	従量料金(千円)	基本料金(千円)	小計(千円)
夏季(7~9月: 91日)	33,735×91日 = 3,069,885	3,069,885 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 78,190	5,714× 35施設 = 199,990	381,501
冬季(12~2月: 90日)	16,784×90日 = 1,510,560	1,510,560 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 38,474		
中間季(184日)	13,837×184日 = 2,546,008	2,546,008 (kWh)× 25.47(円/kWh) = 64,847		

時期	託送料金			
	託送電力量(kWh)	託送費用(千円) 従量料金	託送費用(千円) 従量料金	小計(千円)
夏季(7~9月: 91日)	0	0	0	0
冬季(12~2月: 90日)				
中間季(184日)				

時期	需給管理費用	
	託送電力量(kWh)	需給管理費用(千円)
夏季(7~9月: 91日)	0	0
冬季(12~2月: 90日)		
中間季(184日)		

時期	自営線敷設費用(千円)	売電料金	
		売電量(kWh)	売電量金(千円)
夏季(7~9月: 91日)	<p>公共施設 35 か所に自営線を敷設する場合を想定。公共施設 35 か所への自営線距離を概ね 300km と設定する(1 施設線)。</p> <p>■ 敷設費用 300,000m×117 千円/m = 35,100,000 千円÷ 20年 = 1,755,000 千円</p> <p>■ 維持管理費用 300,000m×3.7 円/m = 1,110 千円</p>	0	0
冬季(12~2月: 90日)			
中間季(184日)			

(2) 二酸化炭素排出量

二酸化炭素排出量に関する設定値は表 4.18 に示すとおりです。各ケースで購入電力量と排出係数から二酸化炭素排出量を算出しました。

二酸化炭素排出量はケース 0（全量売電）の場合に最も多く、ケース 1（自己託送（バイオマス分、非バイオマス分全量利用））及びケース 4（自営線）の場合に最も少なくなります。

表 4.18 二酸化炭素排出量に関する設定値

項目	設定値	備考
四国電力排出係数	0.000484 t-CO ₂ /kWh	環境省・経済産業省公表資料（電気事業者別排出係数（R3 年度実績 R5.7.18 公表）より
次期ごみ処理施設 電力排出係数	0 t-CO ₂ /kWh	
小売電気事業者 排出係数	0.000160 t-CO ₂ /kWh	香川県内に本社を持つ小売電気事業者 [*] の排出係数の内、最小の値

^{*}四国電力株式会社、香川電力株式会社、日本エネルギー総合システム株式会社、株式会社吉田石油店、RE100 電力株式会社、K B N株式会社、サントラペラーズサービス株式会社、株式会社そらいろ電力

表 4.19 二酸化炭素排出量評価（ケース 0：全量売電）

項目	購入電力量 (kWh)	排出係数 (t-CO ₂ /kWh)	二酸化炭素 排出量 (t-CO ₂)
公共施設	40,379,234	0.000484	19,544

表 4.20 二酸化炭素排出量評価（ケース 1：自己託送（バイオマス分、非バイオマス分全量利用））

項目	購入電力量 (kWh)	排出係数 (t-CO ₂ /kWh)	二酸化炭素 排出量 (t-CO ₂)
公共施設	7,126,453	0.000484	3,449

表 4.21 二酸化炭素排出量評価

（ケース 2：自己託送（バイオマス分 FIP 売電、非バイオマス分自己託送））

項目	購入電力量 (kWh)	排出係数 (t-CO ₂ /kWh)	二酸化炭素 排出量 (t-CO ₂)
公共施設	21,886,744	0.000484	10,593

表 4.22 二酸化炭素排出量評価（ケース 3：小売電気事業者）

項目	購入電力量 (kWh)	排出係数 (t-CO ₂ /kWh)	二酸化炭素 排出量 (t-CO ₂)
公共施設	39,796,616	0.000160	6,367

表 4.23 二酸化炭素排出量評価（ケース 4：自営線）

項目	購入電力量 (kWh)	排出係数 (t-CO ₂ /kWh)	二酸化炭素 排出量 (t-CO ₂)
公共施設	7,126,453	0.000484	3,449

(3) まとめ

事業性評価としてのコスト、CO₂ 排出量は表 4.24 に示すとおりです。コストが最も安価なのはケース 1 であり、CO₂ 排出量が最も少ないのは、ケース 1 及びケース 4 です。また、電力を高松市内で有効利用できるのは、ケース 1 及びケース 4 です。

表 4.24 コスト、CO₂ 排出量検討のまとめ

ケース	コスト (千円)	CO ₂ 排出量 (t-CO ₂)
ケース 0 (売電のみ)	708,480	19,544
ケース 1 (全量自己託送)	361,541	3,449
ケース 2 (非 FIP 自己託送)	454,743	10,593
ケース 3 (小売電気事業)	642,960	6,367
ケース 4 (自営線)	2,137,611	3,449

※コストは高い方が市の支出が多くなる。CO₂ 排出量は少ないほど良い評価となる。

第5章 熱利用に関する検討

5.1 全国における熱利用の事例

(1) 温水プール

施設名称	盛岡市余熱利用健康増進センター ゆびあす
所在地	岩手県盛岡市上田小鳥沢 148-103
ごみ処理施設稼働年	平成 10 年 3 月
ごみ処理施設規模	405t/日 (135/日×3 炉)
概要	<p>盛岡市クリーンセンターから発生するごみ焼却熱を利用した施設。1 階はプール・サウナ・露天風呂・浴場があり、2 階にはアリーナ・会議室を備えている。屋外にはテニスコート等も完備されるなど、一年を通して利用できるレクリエーション型の複合施設。</p>
	

(2) ロードヒーティング

施設名称	高岡広域エコ・クリーンセンター
所在地	富山県氷見市上田子字笹谷内 50
ごみ処理施設稼働年	平成 26 年 9 月
ごみ処理施設規模	255t/日 (85/日×3 炉)
概要	<p>ごみの焼却により発生した熱エネルギーを有効利用するために冬期間の路面凍結・降雪対応として、構内道路のロードヒーティングを行っている。</p> <p>地中にパイプを張り巡らし、そのパイプの中を、ごみ焼却で発生した熱を使って、暖められた液体を通し融雪をする仕組みとなっている。</p>
	

(3) 足湯

施設名称	さすてな京都
所在地	京都市伏見区横大路八反田 29
ごみ処理施設稼働年	令和元年 9 月
ごみ処理施設規模	500t/日 (250/日×2 炉)
概要	京都市南部クリーンセンター環境学習施設で、年間を通して様々な環境学習プログラムを開催している。管理棟の屋上に燃料電池の熱で沸かした足湯がある。 

(4) 工場内暖房

施設名称	名古屋市富田工場
所在地	名古屋市中川区吉津四丁目 3208
ごみ処理施設稼働年	令和 2 年 6 月
ごみ処理施設規模	450t/日 (150t/日×3 炉)
概要	ごみを焼却する際に発生した焼却熱は、施設内の暖房や給湯等で場内利用を行っている。 

(5) 養殖事業

施設名称	天竜エコテラス
所在地	静岡県浜松市天竜区青谷地内
ごみ処理施設稼働年	令和 6 年 4 月
ごみ処理施設規模	399t/日 (199.5t/日×2 炉)
概要	清掃工場から発生する温水エネルギーを利用し、民間企業によるチョウザメの陸上養殖が行われている。チョウザメの水槽から排水される水を植物の栽培で栄養として使用することで浄化し、閉鎖的に循環させることによって、チョウザメの養殖を行うことで施設から排出される汚れた水をゼロにすることができる。 

5.2 農業利用

■農業利用（トマトハウス栽培）の作付可能面積

面積・日当たりトマト栽培必要熱量	0.146 MJ/日・m ²
余熱利用可能量	25,164MJ/h
暖房必要期間日数	273 日
暖房必要期間における余熱利用可能量	164,874,528MJ
作付可能面積	4,136,548 m ² (=414ha)

■トマトハウス栽培 2ha を想定した時の発電量の変動

2ha 栽培するための必要熱量	797,160MJ
1 時間当たり必要熱量	122MJ/h
農業利用を減じた発電量	6,956kW（利用前 6,990kW、0.5%減）

表 5.1 作物別暖房必要時期

作物	最適日中平均温度	最適夜間平均温度	暖房必要時期
トマト	22～24℃	12～14℃	10月～6月
パプリカ	22～25℃	17～18℃	9月～6月
キュウリ	23～26℃	16～18℃	10月～5月
ナス	25℃	15℃	9月～5月
イチゴ	18～20℃	8℃	10月～5月
マンゴー	29～31℃	23～25℃	11月～3月
バナナ	30℃	21℃	10月～5月

表 5.2 ハウス栽培時の必要熱量

項目	設定値	備考
トマトのハウス栽培時の必要熱量	1,987kW	蓄熱式環境制御システムを用いたトマトの高生産省エネルギー栽培技術の開発 栃木県農業試験場研究報第77号より、7カ月、230.4m ² あたりに必要な熱量
面積・日当たり必要熱量	0.146 MJ/日・m ²	上記資料の設定値を単位変換

5.3 給湯・冷暖房利用

福祉センターの給湯・冷暖房や地域集中給湯、冷暖房の利用可能性について調査しました。単位当たり必要熱量は「ごみ処理施設整備の計画・設計要領 2017 改訂版」に記載されている値を採用しました。

■福祉センター給湯

単位当たり必要熱量	230MJ/m ²
余熱利用可能量	25,164MJ/h
供給可能面積	2,626m ²

■福祉センター冷暖房

単位当たり必要熱量	16.1MJ/m ²
余熱利用可能量	25,164MJ/h
供給可能面積	37,512m ²

■地域集中給湯

単位当たり必要熱量	69MJ/世帯・日
余熱利用可能量	25,164MJ/h
供給可能面積	8,753 世帯

■地域集中暖房（個別住宅）

単位当たり必要熱量	84MJ/世帯・h
余熱利用可能量	25,164MJ/h
供給可能面積	300 世帯

第6章 電力・熱以外のエネルギー利活用方策

6.1 脱炭素社会へ向けた取組と廃棄物処理施設の役割

平成27年9月に国連サミットで採択された「持続可能な開発目標（Sustainable Development Goals : SDGs）」を中核とする「持続可能な開発のための2030アジェンダ」では、掲げられた持続可能な世界を実現するため、図6.1に示す17のゴールを定めています。17のゴールのうち「7.エネルギーをみんなにそしてクリーンに」や「11.住み続けられるまちづくりを」、「12.つくる責任 つかう責任」、「13.気候変動に具体的な対策を」は、特に廃棄物処理施設を整備するうえで重要な項目であり、その中では「省・再生可能エネルギーの普及」や「循環型社会の形成」、「気候変動対策」が優先課題として挙げられています。

また、令和2年（2020年）10月には日本政府が「2050年までにカーボンニュートラル（温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする）を目指すこと」を宣言しています。



引用元：国際連合広報センター

図 6.1 SDGs の 17 の目標

6.2 ZEB について

ZEBとは、Net Zero Energy Building（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）の略称で、室内及び室外の環境品質を低下させることなく、負荷抑制、自然エネルギー利用、設備システムの効率化等により、大幅な省エネルギーを実現した上で、再生可能エネルギーを導入し、建物で消費する年間の一次エネルギーの収支をゼロにすることを目指した建物のことです。ゼロエネルギーの達成状況等に応じて、4段階（「ZEB」、「Nearly ZEB」、「ZEB Ready」及び「ZEB Oriented」）で定義されています（表 6.1）。

表 6.1 ZEB の定義

名称	ZEB	Nearly ZEB
概要図	<p>省エネ+創エネで0%以下まで削減</p> <p>従来建物で必要なエネルギー 100%</p> <p>ZEBで使うエネルギー 0%以下</p> <p>ZEBで作るエネルギー</p>	<p>省エネ+創エネで25%以下まで削減</p> <p>従来建物で必要なエネルギー 100%</p> <p>ZEBで使うエネルギー 25%以下</p> <p>ZEBで作るエネルギー</p>
定義 (①②両方に適合)	<ul style="list-style-type: none"> ①基準一次エネルギー消費量から50%以上の削減(再生可能エネルギーを除く) ②基準一次エネルギー消費量から100%以上の削減(再生可能エネルギーを含む) 	<ul style="list-style-type: none"> ①基準一次エネルギー消費量から50%以上の削減(再生可能エネルギーを除く) ②基準一次エネルギー消費量から75%以上100%未満の削減(再生可能エネルギーを含む)
名称	ZEB Ready	ZEB Oriented
概要図	<p>省エネで50%以下まで削減</p> <p>従来建物で必要なエネルギー 100%</p> <p>ZEBで使うエネルギー 50%以下</p>	<p>延べ面積が10,000㎡以上の建物</p> <p>省エネで用途毎に既定する削減率を達成+未評価技術の導入による更なる省エネ</p> <p>事務所等・学校・工場等 40%以上削減</p> <p>ホテル等・病院等・百貨店等・飲食店等・集会所等 30%以上削減</p> <p>更なる省エネ</p> <p>従来建物で必要なエネルギー 100%</p> <p>ZEBで使うエネルギー 60%以下 70%以下</p>
定義 (①②両方に適合)	<ul style="list-style-type: none"> ①基準一次エネルギー消費量から50%以上の削減（再生可能エネルギーを除く） 	<ul style="list-style-type: none"> ①該当する用途毎に、再生可能エネルギーを除き、基準一次エネルギー消費量から規定する一次エネルギー消費量を削減すること。 <ul style="list-style-type: none"> A)事務所等、学校等、工場等は40%以上の一次エネルギー消費量削減 B)ホテル等、病院等、百貨店等、飲食店等、集会所等は30%以上の一次エネルギー消費量削減 ②「更なる省エネルギーの実現に向けた措置」として未評価技術（WEBPROにおいて現時点で評価されていない技術）を導入すること

※環境省「ZEB PORTAL（ゼブ・ポータル）」より作成（<https://www.env.go.jp/earth/zeb/about/05.html>）

6.2.1 ZEBに係る補助金

ZEBに係る補助金制度としては、環境省の「建築物等の脱炭素化・レジリエンス強化促進事業」及び経済産業省の「住宅・建築物需給一体型等省エネルギー投資促進事業」があります（図 6.2）。

次期ごみ処理施設で ZEB の導入を検討する場合、これらの補助金の活用についても検討していく必要があります。ただし、環境省の補助金制度は政令市においては廃止予定であり、地方財政措置として新たに「脱炭素化推進事業債（仮称）」（充当率 90%、交付税措置率 50%）が整備される予定です。このほか、廃棄物処理施設に活用できる交付金制度としては、「循環型社会形成推進交付金（エネルギー回収型廃棄物処理施設）」もあるため、それぞれの条件等を整理し、交付金・補助金の活用について引き続き検討していく必要があります。

建築物等のZEB化・省CO2化普及加速事業のうち、
（1）ZEB普及促進に向けた省エネルギー建築物支援事業（経済産業省連携事業）





業務用施設のZEB化普及促進に資する高効率設備導入等の取組を支援します。

1. 事業目的

- 一度建築されるとストックとして長期にわたりCO2排出に影響する建築物分野において、建築物のZEB化の普及拡大を強力に支援することで2050年のカーボンニュートラル実現に貢献する。
- 建築物分野の脱炭素化を図るためには既存建築物ストックの対策が不可欠であり、2050年ストック平均でZEB基準の水準の省エネルギー性能※1の確保を目指す。

2. 事業内容

①新築建築物のZEB普及促進支援事業（経済産業省連携事業）
②既存建築物のZEB普及促進支援事業（経済産業省連携事業）

ZEBの更なる普及拡大のため、新築/既存の建築物ZEB化に資するシステム・設備機器等の導入を支援する。

◆補助要件：ZEBの基準を満たすと共に、計量区分ごとにエネルギーの計量・計測を行い、データを収集・分析・評価できるエネルギー管理体制を整備すること。需要側設備等を通信・制御する機器を導入すること。新築建築物については再エネ設備を導入すること。ZEBリーディング・オーナーへの登録を行い、ZEBプランナーが関与する事業であること等。

◆優先採択：以下に該当する事業については優先採択枠を設ける。
・補助対象事業者が締結した建築物木材利用促進協定に基づき木材を用いる事業
・CLT等の新たな木質部材を用いる事業 等

4. 補助対象等

延べ面積	補助率等	
	新築建築物	既存建築物
2,000㎡未満	『ZEB』1/2 Nearly ZEB 1/3 ZEB Ready 対象外	『ZEB』2/3 Nearly ZEB 2/3 ZEB Ready 対象外
2,000㎡～10,000㎡	『ZEB』1/2 Nearly ZEB 1/3 ZEB Ready 1/4	『ZEB』2/3 Nearly ZEB 2/3 ZEB Ready 2/3
10,000㎡以上	『ZEB』1/2 Nearly ZEB 1/3 ZEB Ready 1/4 ZEB Oriented 1/4	『ZEB』2/3 Nearly ZEB 2/3 ZEB Ready 2/3 ZEB Oriented 2/3

※1 一次エネルギー消費量が省エネルギー基準から、用途に応じて30%又は40%程度削減されている状態。
※2 都道府県、指定都市、中核市及び施行時特別市を除く。
※3 延べ面積において新築の場合10,000㎡以上、既存の場合2,000㎡以上の建築物については民間事業者・団体等は対象外。

3. 事業スキーム

- 事業形態 間接補助事業（2/3～1/4（上限3～5億円））
- 補助対象 地方公共団体※2、民間事業者・団体等※3
- 実施期間 令和6年度～令和10年度

引用元：環境省 令和6年度予算及び令和5年度補正予算 脱炭素化事業一覧
(<https://www.env.go.jp/earth/earth/ondanka/enetoku/2024/>)

図 6.2 建築物等の脱炭素化・レジリエンス強化促進事業の概要（環境省）

6.3 CCUS について

6.3.1 CCUS の種類と廃棄物処理施設における実証事例

廃棄物処理施設に搬入されるごみのうち、自然由来（非化石）である木や紙、食物残さ等を焼却した場合、大気中から吸収した二酸化炭素を再放出しているため、地球温暖化にはつながらないとされています。一方、化石由来のプラスチック類を焼却した場合は、化石燃料を燃焼するのと同様に、地球内部にある二酸化炭素を放出することとなり、地球上の二酸化炭素を増加させる要因となります。

カーボンニュートラル・脱炭素社会の実現に向け、廃棄物処理施設（焼却施設）から排出される二酸化炭素を直接的に抑制する技術が開発・導入されてきており、二酸化炭素（Carbon-dioxide）を分離回収（Capture）し利用（Utilization）、貯留（Storage）するため、CCUSと呼ばれています。

回収した二酸化炭素の処理については、植物栽培への利用、工業利用、メタンの生成等の実証実験が行われていますが、大量の二酸化炭素を処理する方法は、確立されていないため、今後の技術進歩が期待されます。廃棄物処理施設に適用可能な CCUS 技術の実証及び導入事例を表 6.2 に示します。

表 6.2 廃棄物処理施設における CCUS 技術の実証及び導入事例 (1)

<p>概要図</p>	 <p>引用元：JFE エンジニアリング株式会社 HP (https://www.jfe-eng.co.jp/news/2021/20210120.html)</p>	 <p>引用元：積水化学工業株式会社 HP (https://www.sekisui.co.jp/news/2022/1373478_39136.html)</p>
<p>施設名</p>	<p>クリーンプラザふじみ</p>	<p>SBR 久慈実証プラント</p>
<p>利用用途</p>	<p>化学品・燃料</p>	<p>化学品・燃料</p>
<p>内容</p>	<p>クリーンプラザふじみで回収した CO₂ を用いて、三菱ガス化学新潟研究所において、メタノール転換試験を行った結果、ごみ焼却排ガス中の CO₂ からメタノールを製造することに成功している。メタノールは様々な化学製品の基となっており、中でも特にバイオマス由来の CO₂ と、再生可能エネルギーから生産した水素を用いた脱炭素効果の高い「グリーンメタノール[※]」は、クリーンエネルギーの有力な素材として注目を集めている。</p>	<p>久慈市から提供される 20t/日の可燃ごみを原料とし、エタノールを生産する。エタノールをエチレンに、さらにはプラスチック(ポリオレフィン)に変換するループの構築を進める。このプラスチックを消費材製造者によって商品化し、その商品が利用され廃棄される際に回収し、再び B R プラントに戻すことで、何度も繰り返すことが可能な資源循環を構築することを目指す。</p>
<p>実証導入時期</p>	<p>実証実験成功(2022年3月)</p>	<p>実証プラント竣工(2022年4月)</p>

※再生可能エネルギーから生産した水素とバイオマスの燃焼ガス等から回収した CO₂ を用いて製造されたメタノール

第7章 まとめ

次期ごみ処理施設で作られたエネルギーの利活用について検討しました。熱利用としては温水プールへの熱供給や農業利用、地域への給湯・冷暖房の可能性あります。電力の利用として、複数のケースで検討しました。電力の供給対象施設について検討した所、地元地区である塩江地区公共施設への電力供給は2炉運転時、3炉運転時どちらも供給できることがわかりました。塩江地区公共施設以外にも市内の電力需要が多い公共施設に対しても電力供給が可能であることがわかりました。

熱や電力を有効利用することでコスト削減や二酸化炭素の排出量を減らすことができるため、積極的に具体策について検討する必要があります。現在も電力システムの詳細な運用変更等が実施されているため、次期ごみ処理施設の稼働時におけるシステム、国の二酸化炭素削減政策等を踏まえて、最適なエネルギーの利活用方策を選択することが望ましいです。

住民が自ら排出したごみから得られたエネルギーを地域で利用することで、エネルギーの地産地消が実現できます。これにより、ごみ処理施設が地域に対して価値を還元することが可能です。将来的には市有施設や国が進める脱炭素先行地域に活用するなど、他の再生可能エネルギーも含め、地域資源を最大限活用したゼロカーボンシティの実現が所望されます。