

巻末資料3 FS 調査報告書（ワコー環境牧原崩穴安定型最終処分場）

平成28年度環境省委託業務

平成28年度  
処分場等への太陽光発電導入実現可能性調査  
「小山最終処分場」  
（管理者：一般財団法人三重県環境保全事業団）

報告書

平成29年3月

国 際 航 業 株 式 会 社  
株 式 会 社 エ ッ ク ス 都 市 研 究 所  
株 式 会 社 東 洋 設 計  
公 益 財 団 法 人 廃 棄 物 ・ 3 R 研 究 財 団



平成28年度処分場等への太陽光発電導入実現可能性調査  
「小山最終処分場」(管理者：三重県環境保全事業団)  
報告書目次

第1章 調査の全体概要	3-1
1.1 調査の背景と目的	3-1
1.2 調査の概要	3-2
1.3 調査の実施体制	3-4
第2章 事業諸元の設定	3-5
2.1 太陽光の導入地の設定	3-5
2.2 事業の意義・目標等の設定	3-7
2.3 周辺環境情報の収集・整理	3-7
第3章 施設計画	3-9
3.1 太陽光発電設備の設計条件	3-9
3.2 太陽光発電設備の概略設計	3-9
3.3 年間発電電力見込量の算出	3-11
3.4 架台・基礎の概略設計	3-12
第4章 概略施工計画	3-13
4.1 太陽光発電設備等の施工計画	3-13
4.2 工事工程表	3-14
4.3 系統接続の可能性の検討	3-14
第5章 発電した電気の活用方法の検討	3-15
5.1 事業スキームの例	3-15
5.2 本事業の事業スキームに求められる条件	3-16
5.3 本事業において検討対象とした事業スキーム	3-16
第6章 概算事業費の算定と事業採算性の検討	3-18
6.1 概算事業費の算定	3-18
6.2 事業性試算結果	3-23
6.3 処分場施設内電力利用スキームの検討	3-28

第7章 事業実施による効果の検討	3-30
7.1 CO <sub>2</sub> 削減効果の算定	3-30
7.2 CO <sub>2</sub> 削減効果以外の効果の整理	3-31
第8章 事業実施に向けた必要手続き	3-32
8.1 本事業に関連する法制度	3-32
8.2 各種法制度の届出・認可等に関する事前協議	3-34
8.3 地域住民との合意形成の方法の検討	3-34
第9章 今後の課題と将来展望	3-35

添付資料：事業計画書（案）

## 第1章 調査の全体概要

本章では、調査の目的と調査概要、調査体制等を概説する。

### 1.1 調査の背景と目的

処分場等太陽光発電の導入促進に向けて、環境省では、平成26～28年度の3カ年事業として「廃棄物処分場等への太陽光発電導入促進事業」をスタートした。「処分場等への太陽光発電導入実現可能性調査」（以下「FS調査」という。）は、そのうち調査段階にある処分場等太陽光発電に対して支援を行うものであり、1)導入段階の事業への支援を行う「先進的設置・維持管理技術導入実証補助事業」（以下「補助事業」という。）を活用可能な段階に至るまで、強力な後押しを行うとともに、2)導入・運用ガイドラインの作成を目指す「廃棄物埋立処分場等への太陽光発電導入促進方策等検討委託業務」に反映可能な有効な事業手法や課題・解決策といった有用な知見等を抽出することが役割である。今年度は3カ年事業の最終年に当たり、初年度の“「調査対象の選定の考え方」から「調査の具体的な方法論」までの実現可能性の体系構築づくり・一通りの遂行”を踏まえ、事業化に向けた具体的な検討・取組み等を行い、事例集やガイドラインに掲載可能な優良事例を創り上げ、全国の発電事業者・処分場管理者の事業実施に向けた意識を喚起することをミッションとする。

本調査は、上記のFS調査の役割・ミッションを踏まえ、太陽光発電の設置の検討を始めた「小山最終処分場」について、当該処分場の管理者と連携して、発電見込量、事業採算性、維持管理方法、CO<sub>2</sub>削減効果等の検討並びに概略設計等を行い、事業としての実現可能性を調査・検討することを目的とする。

併せて、処分場等への太陽光発電導入事業に関する課題・知見等を整理し、当該事業の有効性を検証することにより、平成28年度「廃棄物埋立処分場等への太陽光発電導入促進方策等検討委託業務」において公表される導入・運用ガイドラインに反映可能な知見を抽出することも目的の1つとする。

## 1.2 調査の概要

### (1) 調査地全体のベースとなる検討項目・検討手法

調査地全体のベースとなる検討項目・検討手法を表 1-1 に示す。

表 1-1 実現可能性調査の検討項目と具体的な検討手法

検討項目	具体的な検討手法
意義、必要性、目標	処分場等管理者や検討会での意見を踏まえて意義等を設定する。
導入位置、面積、発電最大出力、年間発電電力見込量	処分場等の埋設物による設置に関する制約条件や樹林や建物等による日影を考慮したうえで発電量を算出する。
システム(架台等を含む)概略設計、概略施工計画	掘削不要型の架台の採用を基本とし、設備認定に必要なレベルを満たした設計及び施工計画を行う。CO <sub>2</sub> 排出最小化にも留意する。
発電した電気の活用方法	全量売電を基本するが、必要に応じて処分場内施設での利用や地域貢献方策等も検討する。対象地域内に電力供給を行う新電力会社(PPS)がある場合には、処分場太陽光で発電した電力の需要を調査する。
概算事業費	発電事業者である代表提案者(国際航業)が有する実績値等を基にした価格(実態価格)による積算を行う。
資金計画	H25~27 業務で実施した事業採算性の定量化をベースに、実態価格に基づくキャッシュフローを作成。補助事業の活用の有無による採算性の違いも比較する。
事業採算性	
維持管理による発電への影響予測及びその対策	沈下や発生ガスの影響などの条件の違いによる資金調達コストや保険料率の上昇について検討する。
廃棄物の自重による沈下に伴う発電の不安定化についての対策	
モニタリング方法(項目、導入機器等)	既存のモニタリング項目に追加すべき項目及びその方法を検討する。
CO <sub>2</sub> 削減効果	H25 <sup>*</sup> 業務で実施した LCA の方法をベースに、系統電力と比較した削減効果について、処分場等管理者、発電事業者等であっても容易に算定可能な方法を検討する。
地域住民との合意形成の方法等	対象地の地域特性を考慮のうえ短中長期的な視点で方法を検討する。必要に応じて反射光の影響調査(太陽光軌道解析を応用した時刻別分析)を行う。
関係法令・制度	H25~27 業務で収集した関連法制度等をもとに、必要な手続き等を整理する。
従前の計画等で変更が必要となる項目とその可能性	既存の跡地利用計画もしくは過去の住民説明会等での意見・要望等を整理し、然るべき対応を検討する。
必要な事務手続き等	系統接続に関しては、可能な限り電力会社へ事前協議及び経済産業省への設備認定の申請支援を行う。

※環境省「平成 25 年度廃棄物処理システムにおける創エネルギーポテンシャル調査委託業務」

## (2) 調査地ごとの特徴・課題に応じた検討内容の整理に当たっての基本的な考え方

各調査地の特徴や課題を踏まえ、表 1-1 の検討項目の中から、調査地ごとの検討項目を整理した。整理に当たっての基本的な考え方を以下に示す。

- 1) 「処分場等における太陽光発電に固有の課題に関する検討事項」、「環境省ガイドラインの作成に向けて有用な知見が得られると期待される検討事項」を優先する。
  - ①廃棄物処分場の機能維持に関する視点（発生ガスや浸出水への影響等）
  - ②太陽光発電事業の事業継続に関する視点（地盤沈下による発電量の減少等）
  - ③地域との合意形成に関する視点（地域へのメリット等）
- 2) 別途、実施設計業務が進行中の場合は、実施設計で対応すべき事項は除外する。

## (3) 長塚埋没処分地の特徴・課題等とそれに応じた重点検討内容

調査にあたって、電話ヒアリング及び打合せを踏まえ小山最終処分場（三重県環境保全事業団（以下、MEC と称する。)) FS 調査における重点検討内容の絞込みを行った。重点検討内容一覧を表 1-2 に示す。

表 1-2 MEC FS 調査における重点検討内容一覧

No.	重点検討内容	概要
1	発電した電気の処分場内施設での利用や地域貢献策の検討	発電した電気を処分場内施設（管理棟、水処理施設等）の稼働エネルギーとして活用することを検討する。また、災害時には処分場敷地内に併設する「いこいの広場（防災拠点）」へ電気を供給する、非常用電源としての機能を検討する。
2	系統接続の可能性の検討	近年、全国的に太陽光発電事業が急激に増加し、系統に接続できないエリアが多くなっていることから、本処分場において太陽光事業を実施した場合に、系統に接続可能かどうかを検討する必要がある。具体的には、中部電力に対して系統接続の事前相談及び接続検討申込を行い系統接続の可否を確認する。

以上を踏まえた MEC FS 調査の検討フローと MEC への協力要請事項を図 1-1 に示す。

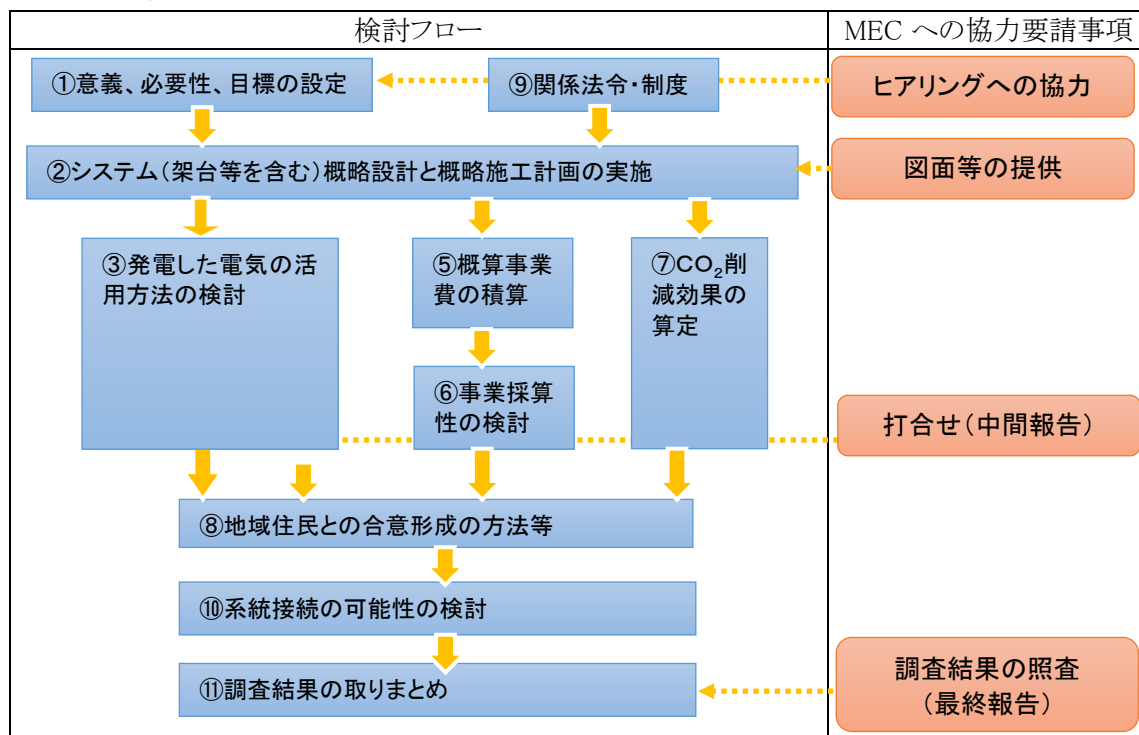


図 1-1 MEC FS 調査の検討フローと市への協力要請事項

### 1.3 調査の実施体制

本調査は平成 28 年度環境省委託業務として、国際航業株式会社、株式会社エックス都市研究所、株式会社東洋設計、公益財団法人廃棄物・3R 研究財団の 4 社による共同実施体制によって実施した。実施体制図を図 1-2 に示す。

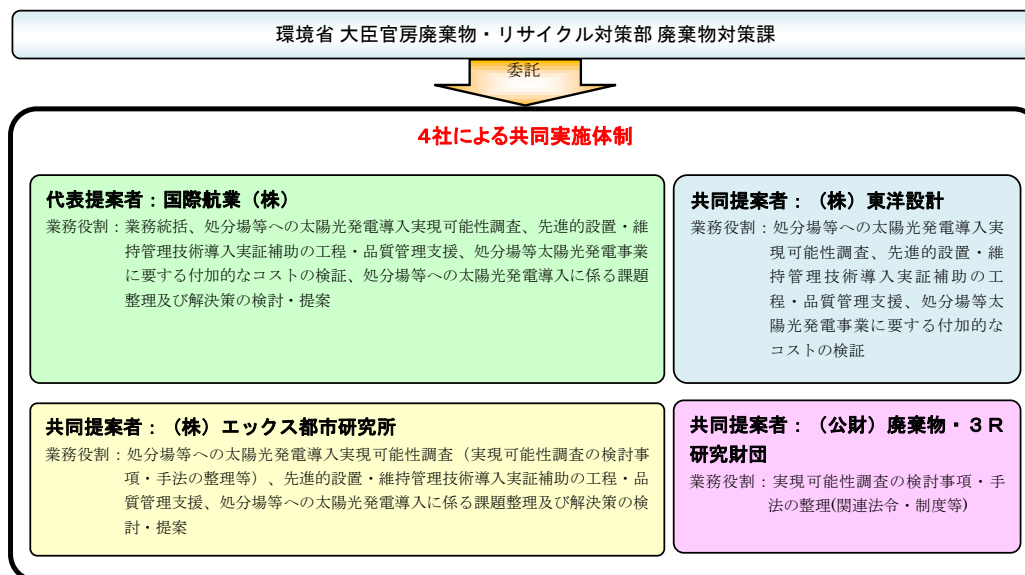


図 1-2 本調査の執行体制図



## 第2章 事業諸元の設定

本章では、太陽光の導入地及び事業の意義・目標等の設定、周辺環境情報の収集・整理に関する検討結果を概説する。

### 2.1 太陽光の導入地の設定

太陽光の導入地は「小山最終処分場」とした。導入地の概要を表 2-1、図面を図 2-1 に示す。

#### < 処分場の特徴 >

- 処分場は概ね安定化しており沈下は少ない。また、浸出水の水質にも問題は生じていない。一方で発生ガスのデータが整備されておらず、今後廃止に向けて継続的な計測が必要とされている。
- 処分場の一部（A 区画）には新設処分場建設時に発生した山土が仮置きされている。この仮置土は埋立期間中の中間覆土や土えん堤等に利用されており、全て利用されるのに約 2 年を見込んでいる。

表 2-1 太陽光の導入地の概要

管理者	一般財団法人 三重県環境保全事業団		
所在地	三重県四日市市小山 3234-1		
処分場等の種類	産業廃棄物最終処分場（管理型）		
被覆施設の面積 (㎡)	約 148,000 ㎡	設置時期	1988 年
		埋立開始時期	1988 年 11 月
処分場の状況	埋立終了	埋立完了時期	2010 年 4 月
埋立内容物	汚泥：80% 廃プラ：10% 鉱さい、ガラス等：10%	破碎の有無	無
破碎後のサイズ	—	覆土厚	100cm
遮水工の有無	有	遮水工の種類	表面遮水, 不透水性地層
構造基準・維持管理基準・処理基準 (処分基準)への適合	適合		

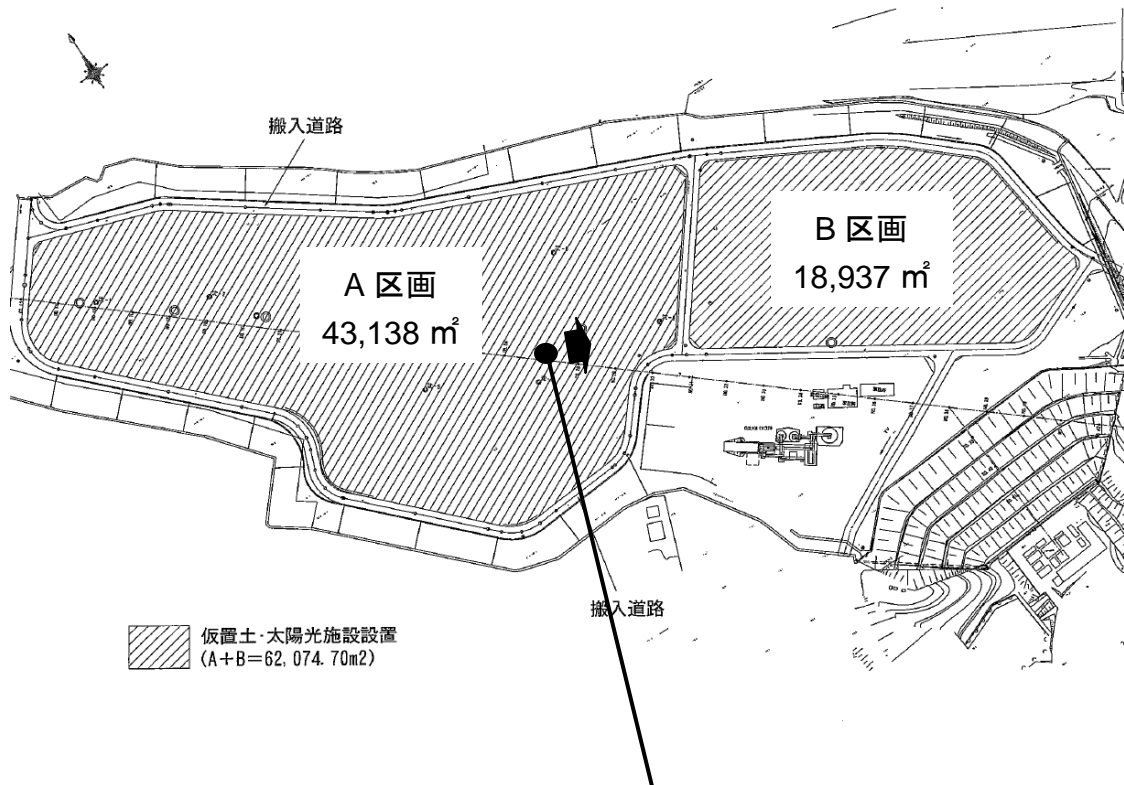


図 2-1 処分場の図面及び現地写真

## 2.2 事業の意義・目標等の設定

上記2.1を踏まえ、事業の意義・目標等を以下のとおり設定した。

### <事業の意義・目標等>

- 敷地内ではこれまでに、“防災公園の設置運営”や“ホテル生息場の復元”等、地域貢献に力を入れて取り組んできている。処分場太陽光発電事業は一部を非常用電源や緊急時の電力供給に用いることで地域貢献策のひとつとなる。今後、処分場と地域の共生を考える際のひとつのモデルとなることを目指す。
- MECが発電事業者となるビジネスモデルを目指す。

## 2.3 周辺環境情報の収集・整理

小山最終処分場は市街地から約4km離れた小山町の台地上に位置している。敷地内には現在埋立中の新小山先集処分場があり、処分場の南東側には、四日市市南部埋立処分場が隣接している。

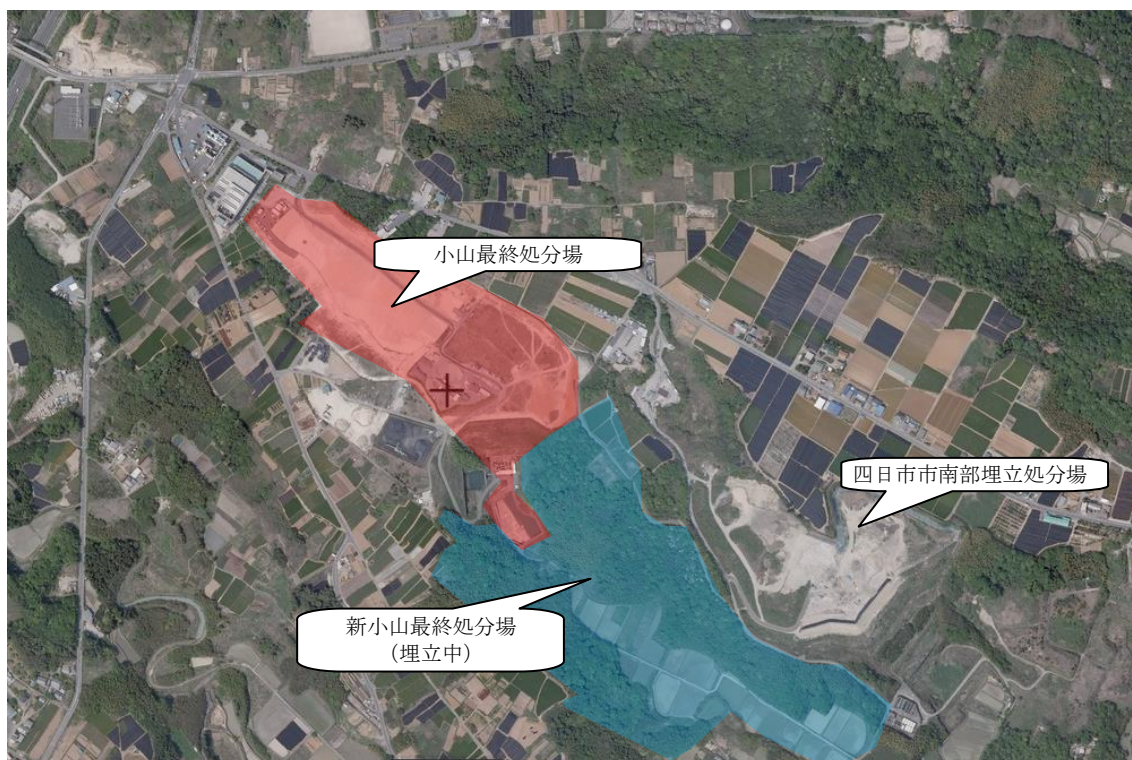


図 2-2 処分場の周辺地図

出典：国土交通省 地理院地図 (<https://maps.gsi.go.jp/>) より

最近隣民家は処分場から東側に 280m 離れた場所に位置している。敷地内は木々に囲まれており、東側の民家から当該処分場を見渡すことはできない。また、処分場の南側にも民家が存在するが、処分場の方が高台に位置しているため、パネルの設置による光害などの景観への影響はないものと考えられる。

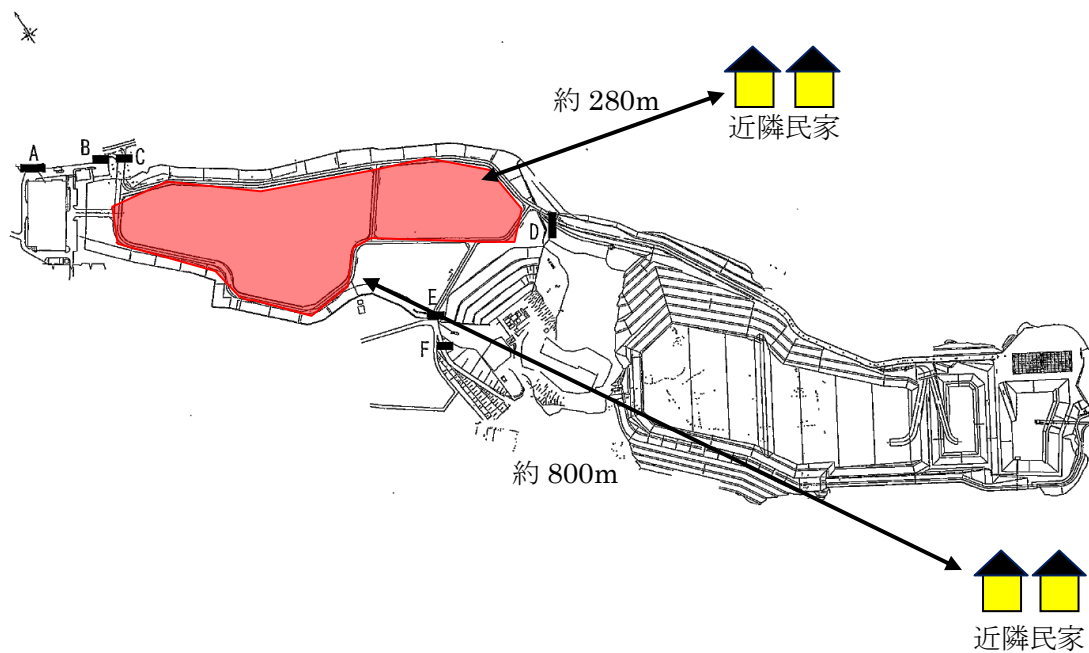


図 2-3 近隣民家と処分場の位置関係

## 第3章 施設計画

本章では、太陽光発電設備の設計条件、概略設計、年間発電電力見込量の算出、架台・基礎の概略設計、その他の検討等の結果を概説する。

### 3.1 太陽光発電設備の設計条件

太陽光発電設備の設計条件は以下のとおり。

#### <太陽光発電設備の設計条件>

- 導入位置： 小山最終処分場
- 方位角： 南0度
- 傾斜角： 10度
- パネル間の距離： 冬至に6時間日照を確保できる距離、周囲のメンテナンス通路幅： 5m
- ガス管を避けてパネルを配置

### 3.2 太陽光発電設備の概略設計

上述 3.1 を踏まえ太陽光発電設備の概略設計を行った。太陽光発電設備の概要を表 3-1 に、設計図面を図 3-1 に示す。概略設計の結果、導入面積は合計約 62,075 m<sup>2</sup>、発電最大出力は最大 5,685kW と想定された。なお、系統接続にあたり高圧連系の場合は出力が 2,000kW 以下である必要があることから、ここでは発電所を第1発電所～第3発電所に区分している。

表 3-1 太陽光発電設備の概要

	第1発電所	第2発電所	第3発電所	合計
敷地面積	約 43,138 m <sup>2</sup>			約 62,075 m <sup>2</sup>
フェンス内面積	約 14,036 m <sup>2</sup>	約 28,526 m <sup>2</sup>	約 18,630 m <sup>2</sup>	約 61,192 m <sup>2</sup>
フェンス長	約 481m	約 667m	約 556m	約 1,704m
太陽光パネル (単体)	265W/枚	265W/枚	265W/枚	-
太陽光パネル 総量	1,280kW (4,830 枚)	2,620kW (9,885 枚)	1,785kW (6,735 枚)	5,685kW (21,450 枚)
パワーコンディショナ	1,000kW (500kW×2台)	1,990kW (500kW×3台 +490kW×1台)	1,500kW (500kW×3台)	-



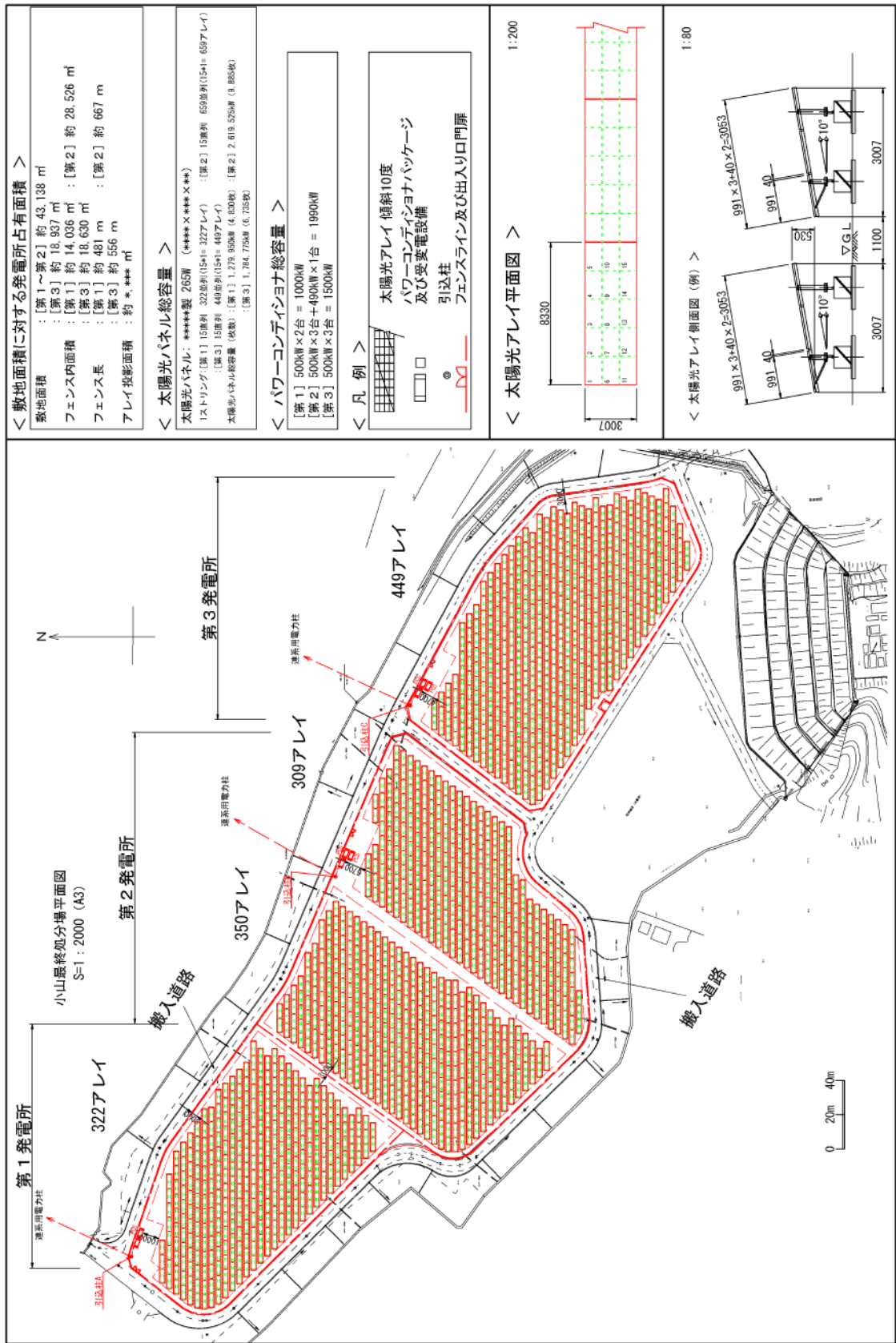


図 3-1 太陽光発電設備の設計図

### 3.3 年間発電電力見込量の算出

発電電力見込量は下式により算出した。

$$\begin{aligned} & \text{年間発電電力見込量 (kWh/年)} \\ & = \text{発電最大出力 (kW)} \times \text{日射量 (kWh/m}^2 \cdot \text{日)} \times 365 \text{ 日} \times \text{総合設計係数}^{\ast 1} \\ & \quad \div \text{標準日射強度}^{\ast 2} \text{ (kW/m}^2\text{)} \end{aligned}$$

※1 総合設計係数とは、直流補正係数、温度補正係数、インバータ効率、配線損失等を考慮した値であり、「大規模太陽光発電設備導入の手引書」(NEDO/平成23年3月)では0.65~0.8程度としている。参考までにJIS C 8907:2005 太陽光発電システムの発電電力量推定方法より、以下の値と式を用いて算出したところ0.80となる。また、「平成29年度以降の調達価格等に関する意見」(調達価格等算定委員会)によると平成29年度の調達価格の算定においては、設備利用率は昨年度の14%から15.1%に上昇したものを採用されていることから、本検討では、初年度の総合設計係数を0.86(0.80×15.1/14=0.86)とし、年ごとの減水率を0.5%見込むものとした。

$$\begin{aligned} K_{HD} &: \text{日射量年変動補正係数 } 0.97 & K_{PD} &: \text{経時変化補正係数 } 0.95 \\ K_{PA} &: \text{アレイ回路補正係数 } 0.97 & K_{PM} &: \text{アレイ負荷整合補正係数 } 0.94 \\ \eta_{INO} &: \text{インバータ実効効率 } 0.95 \\ \text{総合設計係数} &= K_{HD} \times K_{PD} \times K_{PA} \times K_{PM} \times \eta_{INO} \\ &= 0.97 \times 0.95 \times 0.97 \times 0.94 \times 0.9 = 0.8 \end{aligned}$$

※2 地球大気に入射する直達太陽光が通過する路程の、標準状態の大気に垂直に入射した場合の路程に対する比をエアマス(AM)という。AM1.5のときの日射強度を標準日射強度といい、1kW/m<sup>2</sup>となる。

導入地の日射量、気温及び上式により算出された発電電力見込量を以下に示す。

○日射量：年平均3.87kWh/m<sup>2</sup>・日 (NEDO MONSOLA-11 観測地点：四日市市より)

○気温：年平均16.5℃

○年間発電電力見込量(初年度)：





第一発電所	1,554,935 kWh
第二発電所	3,182,758 kWh
第三発電所	2,168,406 kWh
合計	6,906,099 kWh

### 3.4 架台・基礎の概略設計

架台・基礎の種類・置き方は、①コスト、②環境影響の2つの観点から検討することとした。検討結果を表3-2に示す。

小山最終処分場の場合、利用可能な覆土は100cm程度であり、埋立物への影響を考慮するとスクリー基礎とFX鋼管基礎は使用困難と考えられる。そのため、コンクリート架台の中でも比較的成本の安い「コンクリート架台・基礎（単独）」が適していると考えられる。

表3-2 架台・基礎の種類・置き方に関する検討結果

架台・基礎	概要	コスト（例） （1kWあたり、工事費込）	環境影響
スクリー杭基礎 	スクリー杭を打込む工法。使用後は有価物として売却可能。	1.5～2.5万円 （国際航業㈱実績より）	地面への荷重あり （覆土を突き破る可能性）
FX鋼管基礎 	鋼管を打込む工法。使用後は、有価物として売却可能。比較的浅い打込みで強度を確保できる。	約2.5万円 （㈱トーエネック実績より）	地面への荷重あり （覆土を突き破る可能性）
コンクリート架台・基礎（連結） 	現場で型枠設置、鉄筋組立、コンクリート打設を行う工法。基礎は全体として連続している。最も一般的な構造。	2.5～3.5万円 （国際航業㈱実績より）	地面への荷重大
コンクリート架台・基礎（単独） 	施工手順は上記連結と同じ。各基礎は独立した凸型の形状をした構造。	1.5～2.5万円 （発電事業者ヒアリング結果より）	地面への荷重やや大



## 第4章 概略施工計画

本章では、太陽光発電設備等の施工計画、工事工程表等に関する検討結果を概説する。

### 4.1 太陽光発電設備等の施工計画

第3章に示した検討結果を踏まえ、太陽光発電設備等の施工の項目を表4-1に示す。

表 4-1 施工項目

施工項目	内容
造成・整地	太陽光パネルを設置する場所の造成、整地が必要な場合に実施。
基礎工事	コンクリート基礎の搬入、設置。
架台組立	架台の搬入、組立を行う。
太陽光パネル設置	太陽光パネルの搬入、架台の取り付けを行う。
電気工事	引込内線工事、埋設管路工事、キュービクルの設置、パワーコンディショナの取り付け、配線工事、鉛管監視システムの設置を行う。
電力会社側工事	配線増強工事、電力会社供給用メーターの設置等を行う。
検査	太陽光パネル取付検査、施主検査、絶縁抵抗測定を行う。
運転開始	電力会社立会いのもと、システムの連系運転を開始する。

また、施工において留意することが望ましい事項を以下に示す。

#### <施工上の留意事項>

- 墜落災害、車両災害、火災災害、第三者災害等、事前に予想される災害の防止
- 工事のPR、作業場所周辺への環境対策、騒音対策、地元住民への配慮、苦情等の対策
- 電力使用量の節減、事務用紙購入枚数の削減、古紙リサイクル率の向上、産業廃棄物リサイクル率の向上等、環境への配慮
- 工程管理
- 品質管理

## 4.2 工事工程表

施工計画を踏まえ工事工程表（案）を表4-2のとおり作成した。想定施工期間は、約13ヶ月となった。なお、電力会社側工事については中部電力への接続検討申込の回答により実際に必要となる工事期間が判明するため、実際の工期はこれよりも短縮される可能性がある。

表 4-2 工事工程表（案）

日程（ヶ月）	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
土木			■	■									
工事				■	■								
架台組立					■	■							
太陽光パネル設置						■	■						
電気工事				■	■	■	■						
電力会社側工事※	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
検査												■	
運転開始													●

※中部電力への接続検討申込の回答により、実際に必要となる工事期間が判明する。

## 4.3 系統接続の可能性の検討

中部電力に対して系統接続の事前相談を行い系統接続の可否を確認した。その結果、近隣の連系ポイントにおいて高圧連系（6.6kV）約4,500kW分の空き容量が確認された（H28.11時点）。

## 第5章 発電した電気の活用方法の検討

本章では、既存事例調査、本事業に求められる条件、本事業に相応しいと考えられる事業スキーム（案）等に関する検討結果を概説する。

### 5.1 事業スキームの例

平成 26 年度調査結果から整理したニーズを踏まえ有望と考えられる事業スキームを整理した結果を表 5-1 に示す。

＜平成 26 年度調査結果から整理したニーズ（抜粋）＞	
・	環境政策や市民ファンドを通じて地域に収益・メリットを地域還元したい
・	災害時に利用できる蓄電池をしたい
・	（自治体が）事業者となって事業を実施したい。
・	税収入の増加につながる施策としたい。
・	初期投資の負担をなるべく軽くした事業としたい。
・	発電した電気を処分場維持管理施設内で利用し、費用負担を軽減したい。
・	地域ぐるみで「責任・役割」と「収益還元」を公平に分配できる事業実施体制ができないか。
・	電気事業法の改正を活かした地域内自家消費の事業ができないか。

表 5-1 有望と考えられる事業スキームの例

事業スキーム No	基本となる事業スキーム	付加することが適当と考えられるオプション	事業スキームの名称	選定理由
SC1	民間主導型	民間主導型	民間主導事業スキーム	管理者が土地を提供して民間事業者が事業を推進する。
SC2		売電収益の一部を地域に還元	売電収益地域還元スキーム	一般的な太陽光事業では民間事業者が市民ファンドや基金設立により地域に売電収益を事例が増えている。
SC3		災害時に電力の一部を防災拠点に供給	災害時対応スキーム	既存事例では災害対策の面から地域に貢献する事例が多く見られ有効な事業スキームと考えられる。
SC4	公共主導型	電力の一部を処分場及び関連施設で使用	処分場施設内電力利用スキーム	処分場機能の維持管理施設の費用負担の軽減に役立つことから自治体にニーズがあると推測される。
SC5		電力を地域の公共施設や地域家庭へ供給	電力地域供給スキーム	地域のエネルギー自給率向上及び災害対策の面から今後ニーズが高まることが予想される。
SC6	公民連携型	上下分離スキーム	上下分離スキーム	土地の整備・管理を公共、発電事業を民間事業者が請け負うことによりリスク分担が図られる。

## 5.2 本事業の事業スキームに求められる条件

MECと協議を行い、本FS調査における事業スキームに求められる条件を以下に整理した。

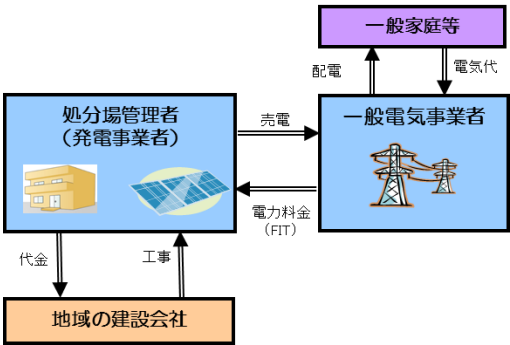
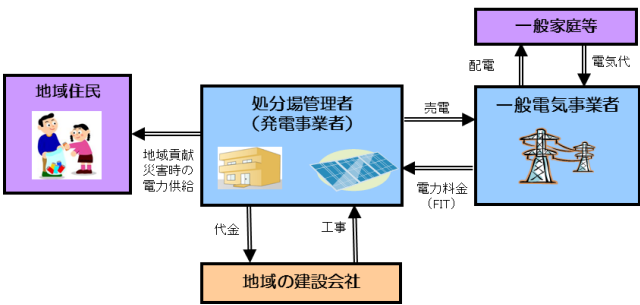
### <事業スキームに求められる条件>

1. MECが事業者となること
2. 太陽光発電事業により地域貢献ができること
3. 発電した電気を水処理施設で利用すること

## 5.3 本事業において検討対象とした事業スキーム

5.2を踏まえ、本事業において検討対象とする事業スキームを設定した。事業スキームとその概要を表5-2に示す。

表5-2 検討対象とした事業スキームの概要

事業スキーム	概要
<p>A</p> <p>MEC主導型による一般送配電事業者への売電スキーム</p>	 <p>MECが事業主体となり、資金調達や事業計画等を行い、FITを活用して売電により収入を得る事業スキーム。</p>
<p>B</p> <p>MEC主導型による一般送配電事業者への売電（災害対応）スキーム</p>	 <p>MECが事業主体となり、通常時にはFITを活用して売電を行うが、災害時には処分場敷地内に併設する「いこいの広場（防災拠点）」へ電気を供給する事業スキーム。</p>

<p>C</p>	<p>処分場施設内電力利用スキーム</p>	<div style="text-align: center;"> </div> <p>発電した電気を敷地内の管理棟と水処理施設の電力として活用する事業スキーム。</p> <p>※再生可能エネルギーの固定買取価格制度を活用して10kW以上の太陽光発電事業を行う場合には、全量売電が必須となり、余剰売電を行うことができない。本スキームは系統接続とは独立して発電した電気を敷地内の管理棟と水処理施設の電力として活用するものである。</p>
----------	-----------------------	---

## 第6章 概算事業費の算定と事業採算性の検討

本章では、概算事業費の算定、事業採算性の検討等の結果を概説する。

### 6.1 概算事業費の算定

#### (1) 売電単価の設定

事業採算性を重視した全量売電を前提とした。売電単価は平成 29 年度の調達価格<sup>※1</sup>を使用することとした。なお、調達価格は毎年見直され、年度末に次年度の価格が決定される。非住宅用（10kW 以上）調達価格を表 6-1 に示す。

※1 調達価格とは、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成 23 年法律第 108 号）第 3 条の調達価格のこと。

表 6-1 非住宅用（10kW 以上）調達価格

項目	平成 29 年度
調達価格（税抜）	21 円/kWh
調達期間	20 年

出典：「平成 29 年度調達価格及び調達期間に関する意見」，経済産業省調達価格等算定委員会

#### (2) 資金計画

資金調達は、事業性を比較するため、代表実施者（国際航業（株））の実績値を基により一般的な比率として、基本的に建設コストの 75%を金融機関より借入れ、自己資金 25%と設定した。

#### (3) 事業採算性の評価条件の設定

事業採算性の評価には、一般的に投資事業の判断指標で用いられる IRR（内部収益率）<sup>※2</sup>を用いる。指標の定義と事業化の一般的な目安を表 6-2 に示す。

※2 IRR（Internal Rate of Return）とは、投資に対する利回り（収益性）を表すもので、投資プロジェクトの正味現在価値（NPV）がゼロとなる割引率のことをいう。投資によって得られると見込まれる利回りと、本来得るべき利回りを比較し、その大小により判断する。

表 6-2 評価指標の定義と事業化の一般的な目安

指標名称	指標の定義	事業化の一般的な目安
PIRR	<p><u>Project Internal Rate of Return</u> : プロジェクト IRR</p> <p>投資額を資本金+借入金（全投資額）、キャッシュフローとして融資に対する返済額を含まないフリーキャッシュフローを用いて算出する内部収益率。</p> <p>投資額 = <math>\sum (n \text{ 年後のフリーキャッシュフロー} / (1+R)^n)</math> R : PIRR</p>	4~8%以上
EIRR	<p><u>Equity Internal Rate of Return</u> : 配当 IRR</p> <p>投資事業を純粋な株式投資と見立てた場合の指標。投資額を自己資本（資本金+株主融資）、キャッシュフローを当期余剰金として算定する内部収益率。</p> <p>投資額 = <math>\sum (n \text{ 年後の当期余剰金} / (1+R)^n)</math> R : EIRR</p>	8~10%以上
DSCR	<p><u>Debt Service Coverage Ratio</u> : 元利金返済カバー率</p> <p>融資機関から見た、返済される金額に対してどれくらいの余裕があるかをチェックする指標。</p> <p>DSCR = (返済前のキャッシュフロー) / 返済額（元利金）</p>	1.30~1.50 以上

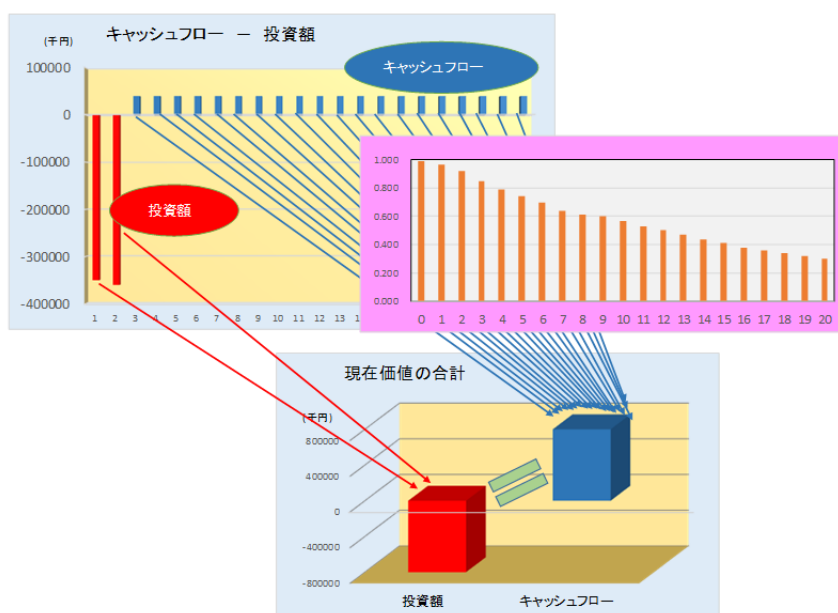


図 6-1 IRR の概念図

#### (4) 各コストの設定

事業採算性を把握するためには、建設コスト、系統連系工事負担金、その他開発コスト、運営管理費、借入金利、保険料、パワーコンディショナ交換費用、施設撤去費を設定する必要があり、表 6-3 のとおり各コストを設定した。

表 6-3 各コストの設定

建設 コスト	※設定前提	<ul style="list-style-type: none"> <li>・調達価格等算定委員会では、24.4 万円/kW（税抜き）という調達価格を算出している。しかしながら本値は各候補地の特徴や建設コストの実情と乖離があることから、本報告では、EPC 業者へのヒアリングや実績ベースでの単価を設定することとする。</li> <li>・太陽光モジュールについては、実績のある国産メーカー製を採用することとする。</li> </ul>					
	小山最終 処分場	<ul style="list-style-type: none"> <li>・基礎は現場打ちコンクリート or コンクリート式連続ゲタ基礎を採用する。</li> <li>・以上の条件を考慮し、以下の通り建設コストを設定した。</li> </ul> <table style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>650kW</td> <td>23.0 万円/kW</td> </tr> <tr> <td>2,620kW</td> <td>19.0 万円/kW</td> </tr> <tr> <td>5,684kW</td> <td>18.0 万円/kW</td> </tr> </table> <p>※上記の金額には系統連系工事負担金を含まない。</p>	650kW	23.0 万円/kW	2,620kW	19.0 万円/kW	5,684kW
650kW	23.0 万円/kW						
2,620kW	19.0 万円/kW						
5,684kW	18.0 万円/kW						
系統連系工事 負担金		<ul style="list-style-type: none"> <li>・【高圧連系】連系候補地への距離・連系希望系統の空き状況により大きく異なるが、本業務では調達価格等算定委員会の 1.35 万円/kW と設定した。</li> <li>・【特別高圧連系】電力広域的運営推進機関「送変電設備の標準的な単価の公表について、H28.3」の資料を参考に、昇圧器や送電線の距離を考慮し、248,237,375 円と設定した。</li> </ul> <p>(設定に用いた前提条件)</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) 430V→6,600V 昇圧器 : 0.10 億円/台</li> <li>2) 6,600V→66,000V 昇圧器 : 1.00 億円/台</li> <li>3) 送電線・鉄塔 : 2.05 億円/km (連系ポイントまでの距離は 300m を想定)</li> <li>4) 1)～3) の他、事業者ヒアリングによりその他必要工事費を 13,500 円/kW と設定。</li> </ol>					



<p>その他開発 コスト</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・現地調査費用、設計費用、系統連系協議費用（高圧のみ）、法令許認可確認作業、地域貢献費用等の太陽光発電設備の開発のために必要な費用※をいう。</li> <li>※地域貢献の一貫として用いられる自立運転機能付きパワーコンディショナ（10kW以上）にかかる追加費用や、発電量等の表示パネル等の整備のこと。自立運転機能付きパワーコンディショナは、自立運転機能のないものと比較すると2～3割程度割高になるため、そのコスト増加分を追加費用としてみている。</li> <li>・当該コストは規模に比例して費用が高くなることから、建設コストの5%と設定した。なお、調達価格等算定委員会では、詳細なコスト項目を積み上げていないため、より実態的なコストとするために国際航業(株)の調査によって費用を設定した。</li> </ul>
<p>運営管理費 (修繕費)</p>	<p>昨年度の調達価格等算定委員会が算出した値が概ね必要コスト通りと見込まれることから、建設コストの0.84%/年と設定した。</p>
<p>借入金利</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・借入金利は事業者の業績や担保の有無、これまでの金融機関との取引状況により大きく異なるため、ここでは発電設備以外の担保を設定しない条件で、金融機関との取引履歴が少ないことを想定し、日本政策金融公庫の基準利率を参考にし、年利2.0%（借入期間15年）と設定した。</li> </ul>
<p>保険料</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・一般的に保険料は建設コストに応じて比率で算出することが多い。数箇所の発電事業における保険料実績から、建設コストの0.25%/年と設定した。</li> <li>・当該保険料は火災保険（建物に起因する火災により被害を受けた場合、調達価格の100%の保険が受けられる）、利益保証保険（売電収入の3ヶ月分）、損害賠償保険（5億円/対人、5億円/対物）が含まれている。</li> </ul>
<p>パワーコンディショナ 交換費用</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・パワーコンディショナは10年程度が寿命といわれており、20年の売電事業期間中に一度入替え、若しくはオーバーホールをする必要があることから、1年目～10年目までの間11年目の入替え費用を毎年積立計算する条件とした。</li> <li>・オーバーホールをするより入れ替えの作業に費用がかかるため、本費用設定においてはオーバーホールをする場合の現在の一般的なパワーコンディショナ費用である2万円/kW・年とした。</li> </ul>
<p>施設撤去費用</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事業終了後、施設を撤去することを想定し、パワーコンディショナ交換費用積立終了後の11年目～20年目までの間、毎年撤去費用を積立計上する条件とした。</li> <li>・費用設定においては、昨年度の調達価格等算定委員会の根拠として用いられた建設費の5%を必要撤去費用とし、当該費用を10年間で分割積立する計算とした。</li> </ul>

これら各コストの設定を踏まえ、表 6-4 に事業スキーム別のコストを整理した。今後の仮置土の利用状況を考慮し、A：MEC 主導型による一般送配電事業者への売電スキームでは 650kW (A-1)、2,620kW (A-2)、5,684kW (A-3) の規模別に試算を行った。なお、処分場施設内電力利用スキーム (C) は 6.3 項において別途検討した。

表 6-4 事業スキームの初期投資、維持管理費、その他費用の一覧

		A-1 MEC 主導型 による一般送 配電事業者へ の売電スキ ーム	A-2 MEC 主導型 による一般送 配電事業者へ の売電スキ ーム	A-3 MEC 主導型 による一般送 配電事業者へ の売電スキ ーム	B MEC 主導型 による一般送 配電事業者へ の売電 (災害 対応) スキ ーム
設備容量		650kW	2,620kW	5,684kW	2,620kW
系統連系		高圧	高圧	特別高圧	高圧
初期 投資	建設コスト	23 万円/kW	19 万円/kW	18 万円/kW	19 万円/kW
	系統連系工事負担金	1.35 万円/kW	1.35 万円/kW	248,237,375 円	1.35 万円/kW
	その他開発コスト	建設コストの 5%			
維持 管理費	修繕費	建設コストの 0.84%			
	借入金利・借入期間	2%・15 年			
	保険料	建設コストの 0.25%			
その他	パワーコンディショ ナ交換積立 (前半 10 年のみ)	2 万円/kW			
	施設撤去費用 (後半 10 年のみ)	建設コストの 5%			
	可動式蓄電池※	—	—	—	180 万円
	自立運転機能付きパ ワーコンディショナ 及びコンセント盤費 用	—	—	—	200 万円

※可動式蓄電池「パワーイレ・スリー」蓄電池容量 2.5kWh×2 台 (90 万円/台) を非常時に備えて設置することを想定。

## 6.2 事業性試算結果

事業スキーム別の事業性試算結果を表 6-5 に、それぞれのシミュレーション結果を図 6-2～5 に示す。PIRR に着目すると、A-2 スキーム (2,620kW) の場合に最もよく、6.90%であった。A-1 スキーム (650kW) では目安となる 5%を下回る結果となったが、それ以外のスキームでは全て 5%を上回っていた。また、B スキーム (災害対応) の方策を実施する場合においても PIRR=6.80%となり、事業が成り立つことが示された。

表 6-5 基本事業スキームの事業性試算結果

		A-1 (図 6-2)	A-2 (図 6-3)	A-3 (図 6-4)	B (図 6-5)
		MEC 主導型による一般送配電事業者への売電スキーム	MEC 主導型による一般送配電事業者への売電スキーム	MEC 主導型による一般送配電事業者への売電スキーム	MEC 主導型による一般送配電事業者への売電 (災害対応) スキーム
設備容量		650kW	2,620kW	5,684kW	2,620kW
初期投資		165,750,000 円	557,958,825 円	1,322,560,625 円	560,058,825 円
初期投資内訳	建設コスト	149,500,000 円	497,709,750 円	1,023,165,000 円	499,709,750 円 (自立運転機能付き PC 費用 200 万円を含む)
	系統連系工事負担金	8,775,000 円	35,370,000 円	248,237,375 円	35,370,000 円
	その他開発コスト	7,475,000 円	24,879,075 円	51,158,250 円	24,979,075 円
年間の修繕費		1,255,800 円	4,180,762 円	8,594,586 円	4,917,562 円 (可動式蓄電池導入のため 初年度のみ 5,997,562 円)
年間の保険料		373,750 円	1,244,274 円	2,557,913 円	1,249,274 円
年間の売電収入		15,006,642 円	60,477,343 円	137,482,275 円	60,477,343 円
		16,581,924 円	66,825,793 円	151,914,116 円	66,825,793 円
20 年間の売電収入		315,885,660 円	1,273,031,364 円	2,893,963,918 円	1,273,031,364 円
投資回収年 (初期投資÷(年間の売電収入-年間修繕費、保険料))		11.1 年	9.2 年	9.5 年	9.3 年
税引前 PIRR		4.27%	6.90%	5.89%	6.80%
EIRR		3.65%	8.26%	6.91%	8.08%
FCF 平均額※		3,497,150 円	18,267,443 円	38,889,042 円	18,128,853 円

※FCF：営業利益に税金、返済金、利息、減価償却費、その他積立金の増減を加味した年間の純現金収支のこと。

発電設備概要及びスケジュール

■発電設備概要	
設置可能面積	28,526 m <sup>2</sup>
設置規模	650 kW
固定式or追従式	固定式
設置場所	地上型
設置角	10度
日射量	3.87 kWh/m <sup>2</sup> ・日
■スケジュール	
事業期間	20年

ZONINGコスト

1.建設関連:	149,500,000
2.その他:	16,250,000
合計	165,750,000

固定買取価格

1.価格:	21 円/kWh
2.期間:	20年

条件

使用料	0 円/m <sup>2</sup> ・年
修繕費	: 建設コストの0.8%
保険料	: 建設コストの0.25%
金利	2.00%

収支

	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
発電量 (kWh)	789,615	785,667	781,719	777,771	773,823	769,875	765,927	761,979	758,031	754,083
売上合計	16,581,924	16,499,915	16,416,105	16,333,196	16,250,286	16,167,376	16,084,467	16,001,557	15,918,647	15,835,738
支出合計	-12,611,546	-12,478,343	-12,293,346	-12,108,349	-11,923,352	-11,738,355	-11,553,358	-11,368,361	-11,183,364	-11,000,000
土地賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
修繕費	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800
保険料	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750
法人事業税	-228,831	-227,686	-226,542	-225,398	-224,254	-223,110	-221,966	-220,822	-219,677	-218,533
固定資産税	-1,959,048	-1,827,189	-1,595,136	-1,363,083	-1,131,030	-900,977	-670,924	-440,871	-210,818	10,235
減価償却費	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118
営業利益	3,970,378	4,020,472	4,170,759	4,291,576	4,386,665	4,459,293	4,512,314	4,548,216	4,569,175	4,577,088
支払利息	-2,486,250	-2,320,500	-2,154,750	-1,989,000	-1,823,250	-1,657,500	-1,491,750	-1,326,000	-1,160,250	-994,500
税引前収支	1,484,128	1,699,972	2,016,009	2,302,576	2,563,415	2,801,793	3,020,564	3,222,216	3,408,925	3,582,588
法人税率	-504,604	-577,990	-658,443	-742,876	-831,369	-920,862	-1,010,355	-1,099,848	-1,189,341	-1,278,834
税引後利益	979,524	1,121,981	1,330,566	1,519,700	1,691,354	1,849,184	1,993,572	2,126,663	2,249,890	2,364,008
現金調整合計	-493,382	-493,382	-493,382	-493,382	-493,382	-493,382	-493,382	-493,382	-493,382	-493,382
減価償却費	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118
元本返済	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500
PCS積立	-1,000,000	-1,000,000	-1,000,000	-1,000,000	-1,000,000	-1,000,000	-1,000,000	-1,000,000	-1,000,000	-1,000,000
撤去積立	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	486,142	628,599	897,184	1,026,318	1,198,472	1,355,801	1,500,190	1,633,280	1,756,508	1,871,125
発電量 (kWh)	750,135	746,187	742,239	738,290	734,342	730,394	726,446	722,498	718,550	714,602
売上合計	15,752,828	15,669,919	15,587,009	15,504,099	15,421,190	15,338,280	15,255,370	15,172,461	15,089,551	15,006,642
支出合計	-11,179,217	-11,109,726	-11,048,916	-10,995,683	-10,949,065	-10,908,223	-10,872,422	-10,846,905	-10,821,348	-1,995,146
土地賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
修繕費	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800	-1,255,800
保険料	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750	-373,750
法人事業税	-217,389	-216,245	-215,101	-213,957	-212,812	-211,668	-210,524	-209,380	-208,236	-207,092
固定資産税	-538,160	-489,814	-441,468	-393,122	-344,876	-296,630	-248,384	-199,138	-150,892	-102,646
減価償却費	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118	-8,794,118
営業利益	4,573,611	4,560,182	4,538,093	4,508,416	4,472,124	4,430,057	4,382,948	4,335,839	4,288,730	4,241,621
支払利息	-828,750	-663,000	-497,250	-331,500	-165,750	0	0	0	0	0
税引前収支	3,744,861	3,897,182	4,040,843	4,176,916	4,306,374	4,430,057	4,382,948	4,335,839	4,288,730	4,241,621
法人税率	-1,273,253	-1,325,045	-1,373,887	-1,420,152	-1,464,167	-1,506,219	-1,490,202	-1,443,869	-1,397,536	-1,351,203
税引後利益	2,471,608	2,572,137	2,666,956	2,756,765	2,842,207	2,923,838	2,892,746	2,892,746	2,892,746	2,892,746
現金調整合計	-240,882	-240,882	-240,882	-240,882	-240,882	-240,882	-240,882	-240,882	-240,882	-240,882
減価償却費	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118	8,794,118
元本返済	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500	-8,287,500
PCS積立	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
撤去積立	-747,500	-747,500	-747,500	-747,500	-747,500	-747,500	-747,500	-747,500	-747,500	-747,500
FCF	2,230,726	2,331,264	2,426,074	2,515,882	2,601,325	2,681,325	2,756,325	2,826,325	2,891,325	2,956,325
Equity IRR	3.65%									
Project IRR	4.27% 税引き前									

図 6-2 収支シミュレーション結果: A-1 スキーム (650kW)

発電設備概要及びスケジュール

■ 発電設備概要	設置可能面積	28,526 m <sup>2</sup>
	設置規模	2,620 kW
	固定式/可動式	固定式
	設置場所	地上型
	設置角	10度
	日射量	3.87 kWh/m <sup>2</sup> ・日
■ スケジュール	事業期間	20年
プロジェクトコスト		
1. 建設関連:		497,709,750
2. その他:		60,249,075
合計		557,958,825

■ 固定買取価格		
1. 価格:		21 円/kWh
2. 期間:		20年
■ 条件		
使用料		0 円/m <sup>2</sup> ・年
修繕費・建設コストの0.8%		
保険料・建設コストの0.25%		
金利		2.00%

収支

	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
発電量 (kWh)	3,182,181	3,166,270	3,150,359	3,134,448	3,118,537	3,102,626	3,086,715	3,070,804	3,054,893	3,038,983
売上合計	66,825,793	66,491,664	66,157,535	65,823,406	65,489,277	65,155,148	64,821,020	64,486,891	64,152,762	63,818,633
支出合計	-42,146,265	-41,702,674	-40,925,521	-40,246,481	-39,653,093	-39,134,480	-38,681,145	-38,284,798	-37,938,202	-37,635,038
土地賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
修繕費	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762
保険料	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274
法人事業税	-922,196	-917,565	-912,934	-908,303	-903,672	-899,041	-894,410	-889,779	-885,148	-880,517
固定資産税	-6,521,989	-6,083,009	-5,310,466	-4,636,037	-4,041,261	-3,533,258	-3,084,535	-2,692,799	-2,350,813	-2,052,260
減価償却費	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044
営業利益	-24,679,528	-24,788,990	-25,232,015	-25,769,826	-26,292,669	-26,899,874	-27,497,044	-28,082,092	-28,654,549	-29,219,595
支払利息	-8,369,382	-7,811,424	-7,253,465	-6,695,506	-6,137,547	-5,579,588	-5,021,629	-4,463,671	-3,905,712	-3,347,753
税引前収支	16,310,146	16,977,567	17,978,550	18,881,420	19,698,637	20,441,080	21,118,245	21,738,422	22,308,848	22,835,842
法人税金等	-5,545,450	-5,772,373	-6,112,707	-6,419,683	-6,697,537	-6,949,967	-7,180,203	-7,391,063	-7,585,008	-7,764,186
税後利益	10,764,696	11,205,194	11,865,843	12,461,737	13,001,101	13,491,113	13,938,042	14,347,358	14,723,840	15,071,656
現金調整合計	-2,600,897	-2,600,897	-2,600,897	-2,600,897	-2,600,897	-2,600,897	-2,600,897	-2,600,897	-2,600,897	-2,600,897
減価償却費	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044
元本返済	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941
POS積立	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000
撤去積立	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	8,163,799	8,604,297	9,284,946	9,860,940	10,400,204	10,890,216	11,337,145	11,746,461	12,122,843	12,470,759

	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目
発電量 (kWh)	3,023,072	3,007,161	2,991,250	2,975,339	2,959,428	2,943,517	2,927,606	2,911,695	2,895,784	2,879,873
売上合計	63,484,504	63,150,375	62,816,246	62,482,117	62,147,988	61,813,859	61,479,730	61,145,601	60,811,472	60,477,343
支出合計	-37,369,790	-37,137,642	-36,934,392	-36,756,370	-36,600,370	-36,463,597	-36,343,608	-36,238,228	-36,147,685	-36,067,309
土地賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
修繕費	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762	-4,180,762
保険料	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274	-1,244,274
法人事業税	-876,086	-871,475	-866,864	-862,253	-857,642	-853,031	-848,420	-843,809	-839,198	-834,587
固定資産税	-1,791,623	-1,564,087	-1,365,448	-1,192,036	-1,040,647	-908,485	-793,108	-692,383	-604,450	-527,685
減価償却費	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044	-29,277,044
営業利益	26,114,714	26,012,732	25,881,853	25,725,747	25,547,618	25,350,262	25,136,122	24,904,372	24,657,787	24,401,034
支払利息	-2,789,794	-2,231,835	-1,673,876	-1,115,918	-657,959	0	0	0	0	0
税引前収支	23,324,920	23,780,897	24,207,977	24,609,830	24,889,659	25,050,262	25,136,122	25,136,122	25,136,122	25,136,122
法人税金等	-7,930,473	-8,085,505	-8,230,712	-8,367,942	-8,496,484	-8,619,089	-8,736,881	-8,849,967	-8,958,648	-9,063,034
税後利益	15,394,447	15,695,392	15,977,265	16,242,887	16,493,175	16,731,173	16,959,241	17,176,155	17,382,474	17,578,088
現金調整合計	-1,109,446	-1,109,446	-1,109,446	-1,109,446	-1,109,446	-1,109,446	-1,109,446	-1,109,446	-1,109,446	-1,109,446
減価償却費	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044	29,277,044
元本返済	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941	-27,897,941
POS積立	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
撤去積立	-2,488,549	-2,488,549	-2,488,549	-2,488,549	-2,488,549	-2,488,549	-2,488,549	-2,488,549	-2,488,549	-2,488,549
FCF	14,285,001	14,585,946	14,867,819	15,133,042	15,383,729	15,619,668	15,841,122	16,048,601	16,241,614	16,420,771

Equity IRR 8.26%  
Project IRR 6.90% 税引前

図 6-3 収支シミュレーション結果: A-2 スキーム (2, 620kW)

発電設備概要及びスケジュール

■発電設備概要	
設置可能面積	61,192 m <sup>2</sup>
設置規模	5,684 kW
固定式・可搬式	固定式
設置場所	地上型
設置角	10度
日射量	3.87 kWh/m <sup>2</sup> ・日
■スケジュール	
事業期間	20年

1.建設関連: 1,023,165,000  
 2.その他: 299,395,625  
 合計: 1,322,560,625

プロジェクトコスト

1.建設関連:	1,023,165,000
2.その他:	299,395,625
合計:	1,322,560,625

固定買取価格

1.価格:	21 円/kWh
2.期間:	20年

条件

使用料:	0 円/m <sup>2</sup> ・年
修繕費・建設コストの0.84%	
保険料・建設コストの0.25%	
金利:	2.00%

収支

	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
発電量(kWh)	6,905,187	6,870,661	6,836,135	6,801,609	6,767,083	6,732,557	6,698,031	6,663,506	6,628,980	6,594,454
売上合計	151,914,116	151,154,546	150,394,975	149,635,405	148,875,834	148,116,264	147,356,693	146,597,122	145,837,552	145,077,981
支出合計	-86,842,644	-85,929,730	-84,331,098	-82,834,160	-81,173,302	-80,646,162	-79,713,218	-78,897,426	-78,183,909	-77,559,677
土地賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
修繕費	-8,594,586	-8,594,586	-8,594,586	-8,594,586	-8,594,586	-8,594,586	-8,594,586	-8,594,586	-8,594,586	-8,594,586
保険料	-2,557,913	-2,557,913	-2,557,913	-2,557,913	-2,557,913	-2,557,913	-2,557,913	-2,557,913	-2,557,913	-2,557,913
法人事業税	-2,086,415	-2,086,415	-2,075,451	-2,064,989	-2,054,487	-2,044,004	-2,033,522	-2,023,040	-2,012,558	-2,002,076
固定資産税	-13,407,554	-12,505,123	-10,916,972	-9,530,517	-8,320,141	-7,263,483	-6,341,021	-5,535,711	-4,832,676	-4,218,926
減価償却費	-60,186,176	-60,186,176	-60,186,176	-60,186,176	-60,186,176	-60,186,176	-60,186,176	-60,186,176	-60,186,176	-60,186,176
営業利益	65,071,472	65,224,816	66,063,878	66,701,245	67,182,552	67,470,101	67,643,475	67,699,666	67,655,643	67,518,304
支払利息	-19,838,409	-18,515,849	-17,193,288	-15,870,728	-14,548,167	-13,225,606	-11,903,046	-10,580,485	-9,257,924	-7,935,364
税引前収支	45,233,063	46,708,967	48,870,589	50,830,517	52,614,385	54,244,495	55,740,429	57,119,211	58,395,718	59,582,940
法人控除	-15,379,241	-15,891,049	-16,616,000	-17,282,376	-17,888,894	-18,443,128	-18,951,746	-19,420,532	-19,854,544	-20,258,200
税後利益	29,853,822	30,817,918	32,254,589	33,548,141	34,725,481	35,801,367	36,788,683	37,698,679	38,541,174	39,324,741
現金調整合計	-14,921,855	-14,921,855	-14,921,855	-14,921,855	-14,921,855	-14,921,855	-14,921,855	-14,921,855	-14,921,855	-14,921,855
減価償却費	60,186,176	60,186,176	60,186,176	60,186,176	60,186,176	60,186,176	60,186,176	60,186,176	60,186,176	60,186,176
元本返済	-66,128,031	-66,128,031	-66,128,031	-66,128,031	-66,128,031	-66,128,031	-66,128,031	-66,128,031	-66,128,031	-66,128,031
PCS積立	-8,980,000	-8,980,000	-8,980,000	-8,980,000	-8,980,000	-8,980,000	-8,980,000	-8,980,000	-8,980,000	-8,980,000
償還積立	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	14,931,967	15,906,063	17,332,734	18,626,286	19,803,626	20,879,512	21,866,829	22,776,824	23,619,319	24,402,886

Equity IRR	6.91%
Project IRR	5.89%

税引き前

図 6-4 収支シミュレーション結果: A-3 スキーム (5, 684kW)



■発電設備概要	
設置可能面積	28,526 m <sup>2</sup>
設置規模	2,620 kW
固定式or浮体式	固定式
設置場所	地上型
設置角	10度
日射量	3.87 kWh/m <sup>2</sup> ・日

■スケジュール	
事業期間	20年

ZONINGコスト	
1.建設関連:	499,709,750
2.その他:	60,349,075
合計	560,058,825

固定買取価格	
1.価格:	21円/kWh
2.期間:	20年

条件	
使用料	0円・m <sup>2</sup> ・年
修繕費	建設コストの0.8%
保険料	建設コストの0.25%
金利	2.00%

※建設コストに自立運転機能付きPOS+コンセント盤(200万円)を追加計上  
 ※1年目の修繕費には蓄電池費用180万円を含む

図 6-4 収支シミュレーション結果 B: (災害対応) スキーム (2, 620kW)

収支	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
発電量 (kWh)	3,182,181	3,166,270	3,150,359	3,134,448	3,118,537	3,102,626	3,086,715	3,070,804	3,054,893	3,038,983
売上合計	66,825,793	66,491,664	66,157,535	65,823,406	65,489,277	65,155,148	64,821,020	64,486,891	64,152,762	63,818,633
支出合計	-44,111,920	-41,866,565	-41,086,308	-40,404,957	-39,808,804	-39,288,125	-38,832,987	-38,435,066	-38,087,085	-37,782,731
土地賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
修繕費	-5,997,562	-4,197,562	-4,197,562	-4,197,562	-4,197,562	-4,197,562	-4,197,562	-4,197,562	-4,197,562	-4,197,562
保険料	-1,249,274	-1,249,274	-1,249,274	-1,249,274	-1,249,274	-1,249,274	-1,249,274	-1,249,274	-1,249,274	-1,249,274
法人事業税	-922,196	-917,585	-912,974	-908,363	-903,752	-899,141	-894,530	-889,919	-885,308	-880,697
固定資産税	-6,548,197	-6,107,453	-5,666,709	-5,225,965	-4,785,221	-4,344,477	-3,903,733	-3,462,989	-3,022,245	-2,581,501
減価償却費	-29,394,691	-29,394,691	-29,394,691	-29,394,691	-29,394,691	-29,394,691	-29,394,691	-29,394,691	-29,394,691	-29,394,691
営業利益	22,713,873	24,625,099	25,071,228	25,418,849	25,680,474	25,867,032	25,988,032	26,051,825	26,065,666	26,035,901
支払利息	-8,400,882	-7,840,824	-7,280,765	-6,720,706	-6,160,647	-5,600,588	-5,040,529	-4,480,471	-3,920,412	-3,360,353
税引前支	14,312,991	16,784,276	17,790,463	18,698,143	19,519,827	20,266,435	20,947,503	21,571,354	22,145,254	22,675,548
法人税率	-4,866,417	-5,706,654	-6,049,747	-6,357,369	-6,636,741	-6,890,588	-7,122,151	-7,334,260	-7,529,387	-7,709,686
税後利益	9,446,574	11,077,622	11,740,716	12,340,775	12,883,086	13,375,847	13,825,352	14,237,094	14,615,868	14,965,862
現金調整合計	-2,588,250	-2,588,250	-2,588,250	-2,588,250	-2,588,250	-2,588,250	-2,588,250	-2,588,250	-2,588,250	-2,588,250
減価償却費	29,394,691	29,394,691	29,394,691	29,394,691	29,394,691	29,394,691	29,394,691	29,394,691	29,394,691	29,394,691
元本返済	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000	-3,980,000
PCS精立	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
撤去精立	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	6,858,324	8,489,372	9,153,456	9,752,525	10,294,836	10,787,597	11,237,102	11,648,844	12,027,618	12,377,612

Equity IRR	8.08%
Project IRR	6.80% 税引き前

### 6.3 処分場施設内電力利用スキームの検討

#### (1) 自家消費用太陽光発電設備の設定

MECから入手した過去3年間における管理棟と水処理施設の電力使用量実績を表6-6に示す。H27における管理棟の年間電力使用量は67,716kWh/年、水処理施設の年間電力使用量は385,424kWh/年であった。これらの施設では年間約7,778,000円の電力費用が発生していると推計される（中部電力高圧業務用電力及び高圧プラン(L)の電力料金をもとに推計）。

年間電力使用量の110%を満たす太陽光発電所を想定すると、出力規模は450kWとなった。結果を表6-7に示す。また、昼間電力のピークカット用に蓄電池の導入を検討した結果、1日2時間のピークカット（508,518kWh/年÷365日×(2/24時間)≒116kWh）を想定した場合には、容量120kWhの蓄電池が適当と考えられた。

表6-6 管理棟と水処理施設の電力使用量実績（単位：kWh）

年月	管理棟	水処理施設	合計
2015.04	5,795	38,951	44,746
2015.05	4,488	35,680	40,168
2015.06	4,599	40,000	44,599
2015.07	4,180	36,954	41,134
2015.08	8,997	32,032	41,029
2015.09	6,964	29,751	36,715
2015.10	4,082	31,233	35,315
2015.11	4,484	33,290	37,774
2015.12	4,613	34,056	38,669
2016.01	5,795	26,066	31,861
2016.02	7,883	22,277	30,160
2016.03	5,836	25,134	30,970
合計	67,716	385,424	453,140

表6-7 自家消費用太陽光発電設備の設定結果

出力規模	450kW
傾斜角	10度
日射量	3.87kWh/m <sup>2</sup> ・日
予想年間発電量	508,518kWh/年
1日あたりの発電量	1,393kWh/日
ピークカット用蓄電池の容量 (2h/日のピークカットを想定)	120kWh



### (3) 概算事業費の算定と現状の電力単価との比較

表 6-3 に示す各コストの設定に基づき、処分場施設内電力利用スキームの 20 年間の概算事業費を算定した。結果を表 6-9 に示す。なお、処分場施設内電力利用スキームにあたっては蓄電池の導入と環境省「平成 29 年度二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金（再生可能エネルギー電気・熱自立的普及促進事業）」の活用を考慮し、表 6-8 の通り補助金の活用に関連するコストを設定した。

20 年間の概算事業費は 1 億 3,609 万円となった。また、電力単価を比較した結果を表 6-10 に示す。現状の電力単価が 15.51 円/kWh であるのに対し、太陽光発電事業の電力単価が 14.03 円/kWh と下回る結果となり、現状の電力料金よりも安価となった。

表 6-8 処分場施設内電力利用スキームにおける補助金の活用に関連するコスト設定

項目	設定結果
建設コスト	23 万円/kW
開発コスト	建設コストの 5%
蓄電池	18 万円/kWh (資源エネルギー庁「定置用蓄電池の目標価格設定, H28.9」の産業用蓄電池 2015 年度実績より設定)
環境省平成 29 年度二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金 (再生可能エネルギー電気・熱自立的普及促進事業)	43,425,000 円 (建設コスト、開発コスト、蓄電池費用の 3 分の 1 を補助)

表 6-9 処分場施設内電力利用スキームの概算事業費算定結果 (20 年間)

大項目	小項目	金額
初期費用	建設コスト	103,500,000 円
	蓄電池	21,600,000 円
	開発コスト	5,175,000 円
	補助金	-43,425,000 円
維持管理費	修繕費	17,388,000 円
	保険料	5,175,000 円
その他	利息 (初期費用分)	12,506,400 円
	P C S 積立	9,000,000 円
	撤去積立	5,175,000 円
合計		136,094,400 円

表 6-10 現状の電力単価との比較

項目	値
現状の年間電力使用量	508,518 kWh/年
現状の年間電力料金	7,885,111 円
現状の電力単価	15.51 円/kWh
太陽光発電事業の電力単価	14.03 円/kWh

## 第7章 事業実施による効果の検討

本章では、CO<sub>2</sub>削減効果の算定、CO<sub>2</sub>削減効果以外の効果の整理等の結果を概説する。

### 7.1 CO<sub>2</sub>削減効果の算定

#### (1) 算定方法の検討

CO<sub>2</sub>削減効果については、二酸化炭素排出抑制対策事業費補助金の申請書類のひとつであるハード対策事業計算ファイルに従い、環境省「地球温暖化対策事業効果算定ガイドブック(B.再生可能エネルギー発電用),H29.2」を参考とした。本計算ファイルでは、年間設備利用率から設備容量当たりの発電量を算出し、設備容量当たりの発電量にCO<sub>2</sub>排出係数を掛け合わせて設備容量当たりのCO<sub>2</sub>削減量を算出し、これに設備容量を掛け合わせることで年間CO<sub>2</sub>削減量及び累積CO<sub>2</sub>削減量を算出している。

#### (2) 算定に当たっての前提条件の設定

CO<sub>2</sub>削減効果の算定に当たっての前提条件を表7-1に示す。

表7-1 CO<sub>2</sub>削減効果の算定に当たっての前提条件

事項	設定内容	設定理由
設備容量	5,685kW	第1～3発電所の合計容量
導入する機器・システムの種類	太陽光発電	—
耐用年数	20年	国家戦略室コスト等検証委員会における電源別耐用年数(稼働年数)より設定
設備利用率	15.1%	経済産業省調達価格等算定委員会第28回資料より設定
排出係数	0.000587 t-CO <sub>2</sub> /kWh	電気事業者別排出係数の代替値(平成27年度実績)

#### (3) CO<sub>2</sub>削減効果の算定結果

年間CO<sub>2</sub>削減量及び累積CO<sub>2</sub>削減量を算定した結果を表7-2に示す。

表7-2 CO<sub>2</sub>削減量の算定結果

年間CO <sub>2</sub> 削減量	4,414	t-CO <sub>2</sub> /年
累積CO <sub>2</sub> 削減量	88,284	t-CO <sub>2</sub> (20年間)

## 7.2 CO<sub>2</sub>削減効果以外の効果の整理

処分場管理者との意見交換を踏まえ、本事業におけるCO<sub>2</sub>削減効果以外の期待される社会的効果等を表7-3のとおり整理した。

表 7-3 処分場太陽光発電事業により期待される効果

項目	効果
収入の増加	太陽光発電事業の実施により、年間約1,800万円のキャッシュが得られる（MEC主導型スキーム2,620kWの場合）。これにより維持管理費用等の負担軽減が期待できる。
環境学習への利用	太陽光発電所の概要説明パネルと発電状況の表示装置を設置することで、小山最終処分場及び発電施設を訪れた人の環境学習を支援することが可能となる。また、社会科見学会を開催することで、地元の小・中学生等の環境教育を行うことが可能となる。
地域産業の活性化と雇用創出	施工工事や維持管理業務を県内や市内の地元企業に委託することで、地元産業の活性化に貢献できる。
処分場イメージの向上	地域住民は小山最終処分場について、迷惑施設との印象を少なからず持っていると考えられるが、太陽光発電の導入により地域住民の処分場等に対するイメージが向上することが期待される。また、地域自体のイメージも良くなると期待される。
地域のエネルギー政策等への寄与	四日市市が取り組んでいる「四日市市環境計画」及び三重県が取り組んでいる「三重県地球温暖化対策実行計画」における再生可能エネルギーの利用推進に貢献できる。また、地域エネルギー自給率の向上に寄与できる。

## 第8章 事業実施に向けた必要手続き

本章では、本事業に関連する法制度、各種法制度の届出・認可等に関する事前協議、地域住民との合意形成の方法等に関する検討結果を概説する。

### 8.1 本事業に関連する法制度

最終処分場等へ太陽光発電設備を設置する際に、届出や許可などの事前協議が必要になると考えられる法令等（不要となる法令等については、その理由）を表8-1～2に示す。

最終処分場に係る法令等は、土地の形質変更の内容や規模、最終処分場の状態（廃止前、廃止後）、廃止前であれば処分場の所有者（市町村、民間）などによって手続きが変わるため、各処分場においては、それぞれの状況に応じた手続きを行う必要がある。

表 8-1 処分場に関連する法令等

法制度名	実施主体	概要	処分場の状態	処分場等太陽光に関する手続き等
廃棄物の処理及び清掃に関する法律	環境省	土地の形質変更を行う際に必要となる。	廃止前	<p>一般廃棄物最終処分場（ただし、市町村が届出を行った施設を除く）及び産業廃棄物最終処分場においては、都道府県知事の許可が必要である。</p> <p>市町村が届出を行った一般廃棄物最終処分場においては、都道府県知事へ届出が必要である。</p> <p>ただし、その変更が環境省令で定める軽微な変更である時は、この限りではない。</p>
			廃止後	<p>都道府県知事により指定された指定区域内での土地の形質を変更しようとする者は、都道府県知事へ事前の届出を行う必要がある。</p> <p>ただし、この限りでない行為もある。</p> <p>なお、環境省令で定める措置が行われた不法投棄地は、指定区域に含まれる。</p>
最終処分場跡地形質変更に係る施行ガイドライン	環境省	指定区域における土地の形質変更を行う際に役立つ。	廃止後	<p>指定区域の指定範囲と指定方法、届出事項及び届出が不要な場合の考え方、施行基準の具体的な内容について、都道府県知事等や事業者が法の適正な執行に資するための内容が整理されている。</p>

法制度名	実施主体	概要	処分場の状態	処分場等太陽光に関する手続き等
跡地利用計画に関する条例等	地方公共団体	最終処分場の跡地利用を行う際に係る。	廃止前・廃止後	<p>最終処分場の跡地利用を行う際には、その地域の福祉向上、地域の活性化及び発展など、地域への還元について検討を行うことが、持続的に最終処分場の立地を推進するためにも重要である。</p> <p>そのため、地方公共団体は、条例などにより、跡地利用計画を作成している。また、その計画を基に跡地利用の事業者等に対し、開発工事を開始する前に、周辺住民説明会などにより、その計画の概要を周知し、住民の理解・協力を得ることを求めている。</p> <p>なお、民間の最終処分場については、地方公共団体が条例などを基に指導要綱などを作成し、跡地利用の指導を行っている場合もあることに注意する必要がある。</p>

表 8-2 太陽光に関連する法令等

法制度名	実施主体	概要	摘要	処分場等太陽光に関する手続き等
電気事業法	経済産業省	電気工作物の設置および利用する際に必要となる。	廃止前 廃止後 廃止後	太陽光発電設備（50kW 未満を除く）は、「自家用電気工作物」と定義されているため、保安規定を定め、電気主任技術者を選任し、経済産業大臣に届出を行う必要がある。
電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法	経済産業省	電力事業者により再生可能エネルギーを固定価格で売電する際に必要となる。	廃止前 廃止後	一般的な太陽光発電施設と同様に、経済産業大臣へ設備認定の申請を、電気事業者へ特定契約・接続契約の申し込みを行う必要がある。

なお、上記以外にも、場合によっては、所定の手続きが必要となる最終処分場もある。

## 8.2 各種法制度の届出・認可等に関する事前協議

本調査において事前協議を実施すべきと判断した関連法制度等について、MECと協議した結果、該当する項目は特になかった。

## 8.3 地域住民との合意形成の方法の検討

地域住民に対しては設置検討時と工事前において、以下を目的とした説明を行うことが重要と考えられる。

○設置検討時：太陽光発電設備の事業を行うことについて同意を得ること。

## 第9章 今後の課題と将来展望

本章では、MEC FS 調査の達成状況を取りまとめ、小山最終処分場で太陽光発電事業を実施するための今後の課題等について概説する。

### (1) 事業の意義・目標等に対する達成状況

#### ○処分場太陽光発電事業による地域貢献

災害対応型事業スキームにおいて、通常時には FIT を活用して売電し、災害時には処分場敷地内に併設する「いこいの広場（防災拠点）」へ可動式蓄電池より電力を供給する事業スキームを検討した結果、事業採算性は良好な値を示した。本スキームは、災害時における具体的な電力供給地点を定め、防災拠点としての機能を向上させることで地域貢献を実現するものであり、処分場と地域の共生を考える際のひとつのモデルとして他の処分場太陽光発電事業にも展開が可能である。

#### ○MECが発電事業者となるビジネスモデルの構築

MECが発電事業者となる事業スキームを計4パターン検討した。内、3パターンにおいて事業採算性は良好な値を示し、民間の処分場管理者が発電事業者となるビジネスモデルの実現可能性が高いことが示された。

### (2) 小山最終処分場太陽光発電事業の今後の課題と将来展望

#### ①仮置土の撤去を考慮した事業計画の策定

小山最終処分場の一部には新設処分場建設時に発生した山土が仮置きされており、全て利用されるのに最短で2年を見込んでいる。太陽光発電事業を早期に実施する場合には、場合によっては仮置土の移設措置を検討する必要がある。

#### ②事業に係る資金調達

本調査結果では、規模によって初期投資が約1.6～13億円必要であることがわかった。事業を実施する場合にはMECとしての資金確保のほか、地元金融機関等の調達候補先との調整を進めていく必要がある。

#### ③余剰スペースが発生した場合の活用検討

MECが実施する設備容量の規模によっては（650kW や 2,620kW で実施する場合には）処分場に余剰スペースが発生する。本余剰スペースにおいて、MECが実施する太陽光発電事業とは別に賃貸借契約による民間事業者が主体となった事業を行うことも可能である。

2016年11月時点では近隣連系ポイントにおける系統連系の空き容量（4,500kW分）が確認されていることから、余剰スペースを活用したさらなる太陽光発電の拡大も視野に入れていくことが望ましい。

以上



## 添付資料 事業計画書（案）

# 小山最終処分場太陽光発電事業計画書(案)

## 【背景・処分場の特徴】

- 小山最終処分場は1988年に埋立を開始した管理型の産業廃棄物最終処分場であり、2010年4月に埋立が完了した。三重県四日市に位置しており、日射条件が良い。
- 処分場は概ね安定化しており沈下は少ない。また、浸出水の水質にも問題は生じていない。
- 処分場の一部には新設処分場建設時に発生した残土を埋立期間中の覆土材として仮置きしている状態である。本仮置土は中間覆土や土堰堤等に転用しており、全て利用されるのに約2年を見込んでいる。

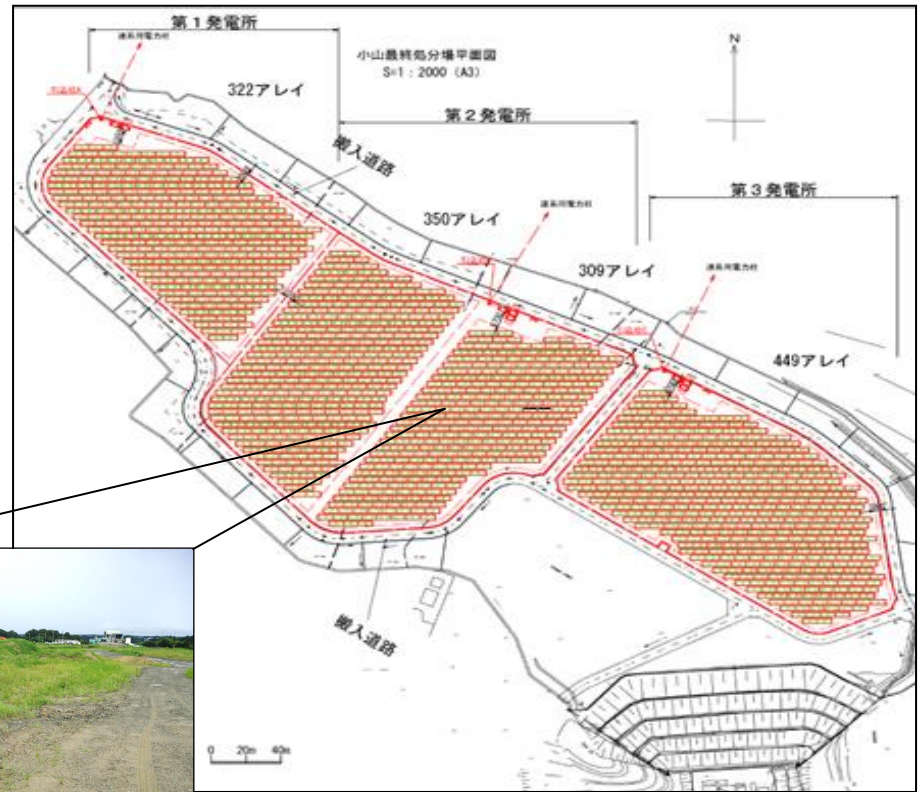
## 【基本コンセプト】

- 敷地内ではこれまでに、“防災公園の設置運営”や“ホテル生息場の復元”等、地域貢献に力を入れて取り組んできている。処分場太陽光発電事業は一部を非常用電源や緊急時の電力供給に用いることで地域貢献策のひとつとなる。今後、処分場と地域の共生を考える際のひとつのモデルとなることを目指す。
- 三重県環境保全事業団が事業実施者となるビジネスモデルを目指す。

## 【事業計画の概要(案)】

### <事業計画の全体概要>

項目	概要
事業実施エリア	小山最終処分場(右図)
発電所全体の設備容量	第1発電所: 1,280kW 第2発電所: 2,620kW 第3発電所: 1,785kW
年間発電量(予測)	6,906,099 kWh/年(第1~3発電所合計)
概算事業費(第2発電所の場合)	建設費: 4億9770万円 系統連系負担金・開発コスト: 6024万円 運転管理費: 418万円/年 保険料: 124万円/年 パワコン・インverter交換積立: 398万円/年(事業開始後1年目~10年目) 施設撤去費用: 248万円/年(事業開始後11年目~20年目)  ※中部電力への事前相談により、高圧連系4,500kWの空き容量を確認済みである。(H28.11時点)

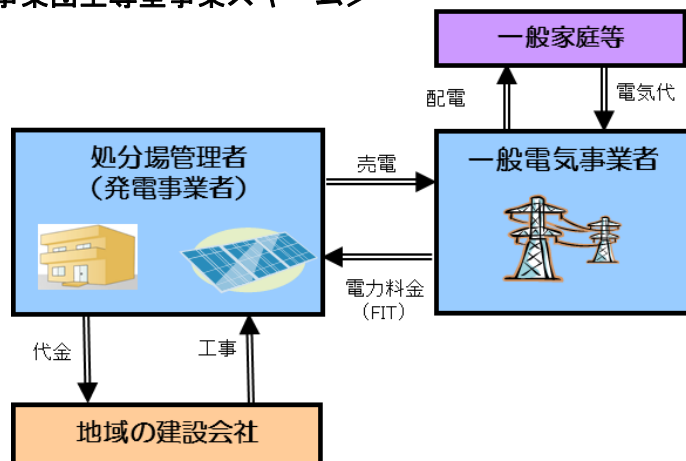


事業計画地写真

概略設計図

## 【事業スキーム・事業性評価結果等】

### <事業団主導型事業スキーム>



#### ○概要

三重県環境保全事業団が事業主体となり、資金調達や事業計画等を行い、FITを活用して売電により収入を得る事業スキーム。

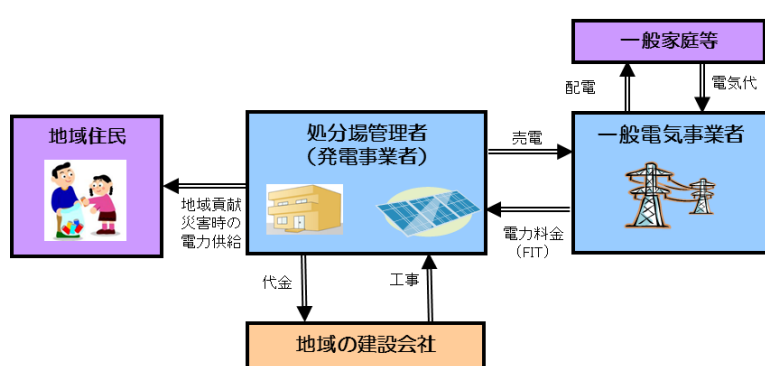
#### ○事業性評価等

仮置土の撤去を考慮し、650~5,684kWの規模別に事業採算性を算出した結果、設備容量2,620kWの場合に最も良く、PIRR=6.90%、EIRR=8.26%となった。

設備容量	系統接続	PIRR	EIRR
650kW (最小設置規模)	高圧	4.27%	3.65%
2,620kW (第2発電所)	高圧	6.90%	8.26%
5,684kW (第1~3発電所)	特高	5.89%	6.91%

※売電単価 21 円/kWh として試算

### <災害対応型事業スキーム>



#### ○概要

三重県環境保全事業団が事業主体となり、通常時にはFITを活用して売電を行う。災害時には処分場敷地内に併設する「いこいの広場(防災拠点)」へ可動式蓄電池より電気を供給する事業スキーム。

#### ○想定機器

- ・可動式蓄電池「パワーイレ・スリー」。蓄電池容量2.5kWh×2台を非常時に備えて設置。
- ・自立運転型コンセント付パワコンを設置。



出典: エリーパワー(株)HP

#### ○事業性評価等

設備容量	系統接続	PIRR	EIRR
2,620kW (第2発電所)	高圧	6.80%	8.08%

※売電単価 21 円/kWh として試算