

地熱発電について

2025年12月
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項（地熱発電）

- 地熱発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、これまで原則向こう3年間の複数年度の調達価格/基準価格を取りまとめてきたが、2027年度の取扱いについては、JOGMECによる資源調査の拡大等により、事業者の開発リスクの低減が見込まれるため、今年度以降の本委員会で決定することとして、昨年度の本委員会で取りまとめたところ。
- 本日の本委員会では、自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方やFIT/FIP制度における価格設定のあり方、業界ヒアリングにおける議論を踏まえ、今後の調達価格/基準価格の設定の方向性を含めた2027年度以降の地熱発電の取扱いについて、御議論いただきたい。

電源 【調達期間・ 交付期間】	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度 以降	価格 目標
地熱 【15年】																	
																	26円（15,000kW以上・新設）
																	20円（15,000kW以上・リプレース（全設備更新型））
																	12円（15,000kW以上・リプレース（地下設備流用型））
																	40円（15,000kW未満・新設）
																	30円（15,000kW未満・リプレース（全設備更新型））

フォ
ミュ
方式等
※

御議論いただき
たい事項

FIT制度
からの
中長期的な
自立化を
目指す

※地熱発電の2026年度:1,000~30,000kWでは容量に応じて価格が変化するフォーミュラ方式を採用。

〔新設〕1,000kW未満:40円/kWh,30,000kW以上:26円/kWh

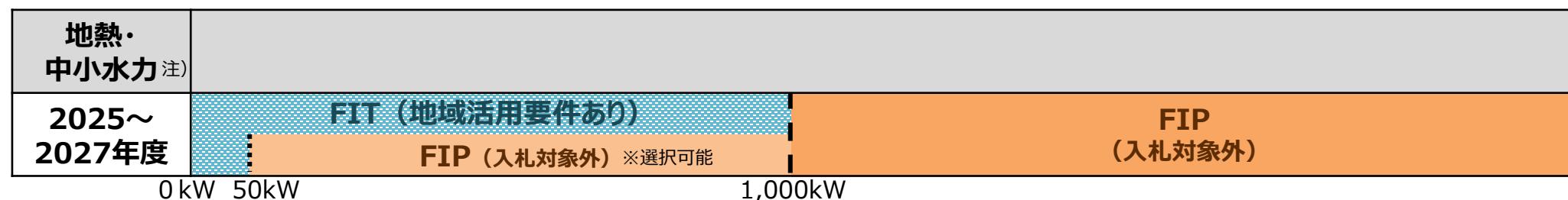
〔リプレース・全設備更新型〕1,000kW未満:30円/kWh,30,000kW以上:20円/kWh

〔リプレース・地下設備流用型〕1,000kW未満:19円/kWh,30,000kW以上:12円/kWh

(参考) FIT/FIP・入札の対象（地熱・中小水力）のイメージ

3

調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋・一部修正



注) 中小水力発電のリプレースは新設と同様の取扱い。

※沖縄地域・離島等供給エリアはいずれの電源も地域活用要件なしでFITを選択可能とする。

(参考) FIP制度の活用状況（2025年3月末時点）

4

調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋・一部修正

- 2025年3月末時点のFIP認定量は、新規認定・移行認定を合わせて、約3,795MW・1,889件。
- 2024年3月時点の認定量（約1,761MW・1,199件）から、容量は2.2倍／件数は1.6倍となっている。
- 新規認定・移行認定の件数については、太陽光発電が最も多いが、新規認定では水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向。

電源種	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
太陽光	706	934	363	795	1,070	1,729
風力	1,629	36	236	23	1,864	59
地熱	5	2	0	0	5	2
水力	197	39	89	15	286	54
バイオマス	82	12	488	33	570	45
合計	2,619	1,023	1,176	866	3,795	1,889

※ 2025年3月末時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。

※ 2025年3月末時点で、FIT/FIP制度全体の認定量に占めるFIP認定量の割合は約4%。

※ 「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものと指す。

1. 自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方

調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

- 昨年度の本委員会においては、電源の特性、導入状況等に応じて、コストダウンのスピードに差異がある点を踏まえ、**各再エネ電源の自立化に向けた進捗状況とそれを踏まえた支援のあり方**等について御議論いただいた。昨今のインフレによる建設費の上昇等が見られる中でも、引き続き、**環境価値が適切に評価される再エネの事業環境整備を図りながら、FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを目指していくことが重要**であることから、昨年度整理された支援のあり方を踏まえ、各電源について別紙の観点から今年度の本委員会において御議論いただくこととしてはどうか。

2. 今後のFIT/FIP制度における価格算定のあり方

- 再エネ特措法に基づく調達価格/基準価格の算定にあたっては、同法第2条の3第2項又は第3条第5項の規定に基づき、**再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎とし、適正な利潤その他の事情を勘案して定める**こととされている。
- 加えて、FIT/FIP制度は、**再エネのコスト競争力が他電源と比べてまだ十分ではない段階**において、**国民負担により価格支援を行うことで導入拡大を図り、導入拡大によるスケールメリット・習熟効果等を通じてコストダウンを実現していく**制度である。したがって、FIT/FIP制度の対象となる電源は、**将来的にFIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況までコストダウンを実現していくこと**、すなわち、**再生可能エネルギーの自立化を実現していく**ことが制度の前提である。
- 昨今のインフレによる建設費等の上昇が見られる中で、足下のコストデータが上昇しているという電源も現れているが、これらの前提を踏まえ、コストデータに上昇が見られる全ての電源について、機械的に一律の想定値の引上げ等を行うのではなく、**各電源の特性を考慮しつつ、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認**した上で、総合的に判断しながら足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うこととしてはどうか。

3. FIT/FIP制度における入札制度の活用のあり方

- 事業用太陽光発電や陸上風力発電においては、入札制度によるコスト低減が実現**してきたところであり、**直近の入れでは、卸電力市場価格を下回る価格での落札が生じており、非FIT/非FIPでの導入も増加する等、FIT/FIP入札への参加件数は減少傾向にある。件数が減少する場合であっても、入札システムの保守・運用費用等の事務コストは一定程度要することが課題。**
- 現時点で入札対象となっている各電源について、**上限価格や落札価格の水準、入札件数等を踏まえつつ、最大限の再エネ導入拡大**という観点から、**①入札制度を継続するか、②入れではなく政府が一律の調達価格/基準価格を設定する方法とするか**、御議論いただくこととしてはどうか。

(参考) 今年度の本委員会の主な論点（自立化）

6

調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

①コストダウンが進展している/見込まれる電源（例：太陽光発電、陸上風力発電）

- 太陽光発電や陸上風力発電については、コストダウンが進展している/見込まれる電源である。既にFIT/FIPによらない案件の形成が進んできている。地域との共生の観点から、関係法令に基づいて適切に事業規律の強化を図りながら、自立化に向けた道筋の検討を加速化させる必要がある。
- 特に、大規模な事業用太陽光については、調達価格/基準価格が卸電力市場価格を下回るなど、着実なコスト低減が実現されてきている中で、大規模な事業用太陽光の入札件数の減少やPPA等を活用しながら卸電力市場価格を大幅に下回る価格での入札も生じている。こうした事業者の入札行動を踏まえつつ、具体的な自立化の道筋の検討をより加速させていく。具体的には、2027年度以降の支援のあり方、価格水準について、どう考えるか。

②電源の特性を踏まえた中長期的なコストダウン策を検討すべき電源（例：中小水力発電・地熱発電）

- 地熱発電・中小水力発電は、太陽光発電等と比べて稼働期間が長いという特徴を有している。この特徴も踏まえ、まずは、FIT/FIP制度の支援期間の終了後も長期安定的な稼働が確保されることが重要。その上で、特に小規模なこれらの電源については、中長期的に「FIT/FIP制度がない状態でも新規の電源投資が進展する状況」を目指しながら、緩やかなコストダウンを実現していくべきではないか。
- また、地熱発電は、地熱資源の開発を伴うという電源の性質上、開発リスク/開発コストが高いという特徴を持つことから、官民の役割やリスク分担のあり方、自立化に向けたコスト低減の見通しについて関係審議会等にて議論が行われているところ。これらの見通しについて確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

③大規模化や案件形成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すべき電源（例：洋上風力発電）

- 国内の洋上風力は未だ黎明期にあることから、今後、大規模化や案件形成、人材育成等を行うことによる産業基盤の構築を通じてコストダウンを目指すことが求められるものの、投資額が大きく、総事業期間が長くなることによる収入・費用の変動リスクが大きいという大型電源としての特性を持つ中で、足下では国内における洋上風力発電事業についても世界的なインフレ等による影響が生じていることが指摘されている。
- こうした状況を踏まえ、洋上風力発電については、自立化に向けたコスト低減や産業基盤構築に関する中長期的見通しを明確にしながら、その意義を改めて確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

④自立化への課題が大きいコスト構造にある電源（例：バイオマス発電）

- バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費を含む運転維持費が占める構造にあるが、FIT/FIP制度による支援終了後の事業の安定継続に課題が生じるなど、自立化への課題が大きいコスト構造にある電源である。
- 電源の特性を踏まえ、自立化に向けたコスト低減を進めていくにあたって重要な燃料供給サプライチェーンの強化・構築の状況を確認した上で、支援のあり方を検討していくべきではないか。

(※) 例えば、大規模バイオマス発電については、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造であり、その燃料費は国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質があり、現在の事業環境下では、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいことから、2024年度調達価格等算定委員会においては、一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）は、2026年度以降、FIT/FIP制度の支援の対象外とするとの意見がとりまとめられた。

<地熱発電>

調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

● 地熱発電の2027年度以降の取扱い

- 2027年度の調達価格／基準価格について、調達期間／交付期間を大幅に超える稼働年数が見込まれる実態等を踏まえつつ、どう設定するか。
- 大中規模の地熱発電については、地熱資源の開発を伴うという電源の性質上、開発リスク／開発コストが高いという特徴があるため、新規開発地点において、JOGMECが自ら探査・掘削（新たに噴気試験までも含む。）を実施し、その結果を事業者に提供する取組が、資源・燃料分科会等において検討されている。同取組が拡充した場合、官民の役割・リスク分担に変化が生じることとなるが、資源・燃料分科会における今後の検討も踏まえつつ、調達価格／基準価格等の設定について、どう考えるか。
- 小規模の地熱発電については、機器導入やメンテナンスにおいて課題が多く、大中規模の地熱発電と比較してコスト高の構造となっている。直近の入札実績が無い状況の下、中長期的な自立化を目指していく上で、調達価格／基準価格の設定について、どう考えるか。
- 2027年度のFIT／FIP制度の対象について、地熱発電の特性を踏まえつつ、どう設定するか。

<中小水力発電>

● 中小水力発電の2027年度以降の取扱い

- 2027年度以降の調達価格／基準価格について、調達期間／交付期間を大幅に超える稼働年数が見込まれる実態等を踏まえつつ、どう設定するか。
- 大規模な中小水力発電については、緩やかなコスト低減が実現されてきている中、小規模な水力発電についても中長期的な自立化を目指していくにあたって、調達価格／基準価格の設定についてどう考えるか。
- 2027年度のFIT／FIP制度の対象について、中小水力発電の特性を踏まえつつ、どう設定するか。

<バイオマス発電>

● バイオマス発電の2027年度以降の取扱い

- 2027年度の調達価格／基準価格について、コスト動向や調整力としての活用可能性等を踏まえつつ、どう設定するか。
- 2027年度のFIT／FIP制度の対象について、バイオマス発電の特性を踏まえつつ、どう設定するか。

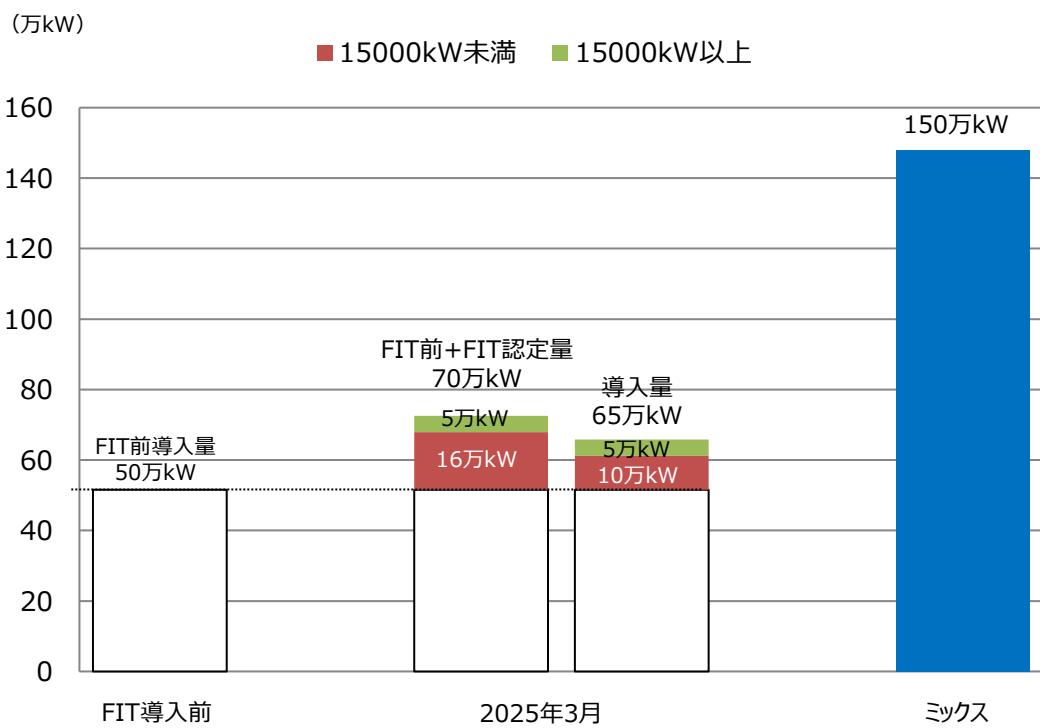
(参考) 地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量・買取価格

8

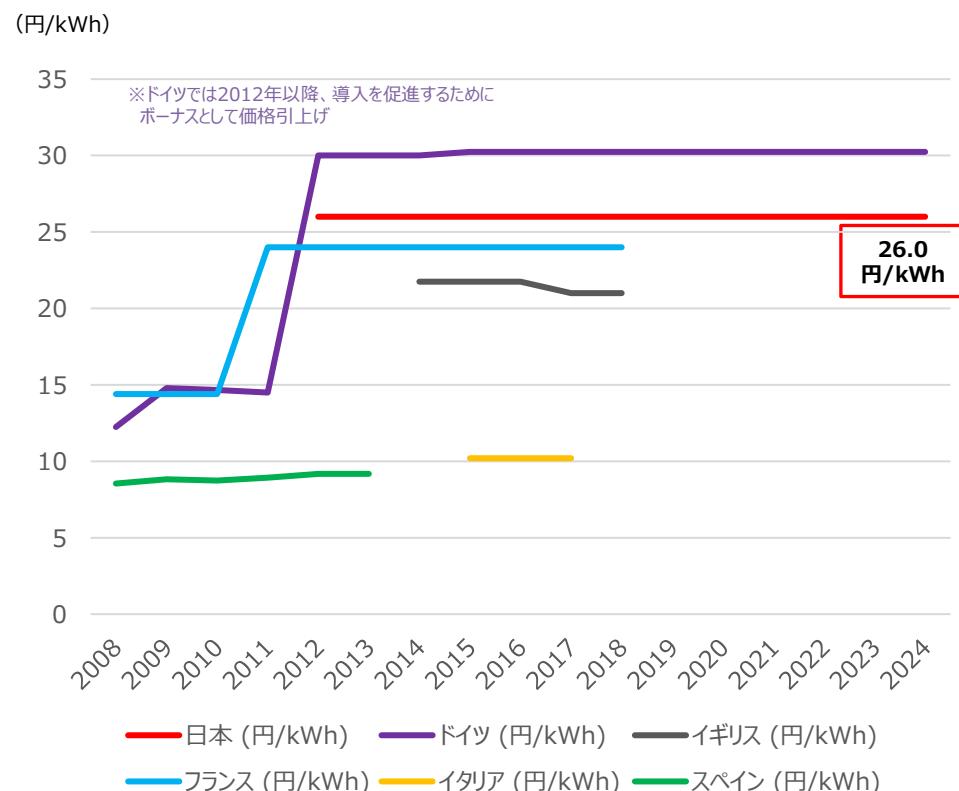
調達価格等算定委員会（第105回）
(2025年10月24日) 事務局資料より抜粋

- 地熱発電については、エネルギー・ミックス（150万kW）の水準に対して、2025年3月末時点では、FIT前導入量 + FIT・FIP認定量は70万kW、導入量は65万kW。
- 2025年度の買取価格は、1,000kW未満で40円/kWh、30,000kW以上で26円/kWhとしつつ、1,000kWから30,000kWの範囲においては容量に応じて連続的に価格が変化するフォーミュラ方式を採用。

＜地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量＞



＜地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格＞



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、
イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。
フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

(参考) 地熱発電のFIT・FIP認定・導入状況 (新設) (2025年3月末時点)

9

＜地熱発電（新設）のFIT・FIP認定量＞

単位：kW (件)

認定年度 (新設)	100kW未満	100kW以上 500kW未満	500以上 1,000kW未満	1,000kW以上 2,000kW未満	2,000以上 7,500kW未満	7,500以上 15,000kW未満	15,000kW以上	合計
2012年度認定	97(2件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	70(2件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	9,330(2件)	0(0件)	0(0件)	10,340(6件)
2014年度認定	342(9件)	115(1件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,705(13件)
2015年度認定	203(5件)	3,085(17件)	1,100(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	4,388(24件)
2016年度認定	463(8件)	2,332(11件)	550(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,345(20件)
2017年度認定	99(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
2018年度認定	320(7件)	480(1件)	720(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,520(9件)
2019年度認定	50(1件)	250(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	14,900(1件)	0(0件)	15,200(3件)
2020年度認定	278(6件)	280(1件)	625(1件)	1,998(1件)	10,668(3件)	14,990(1件)	0(0件)	28,839(13件)
2021年度認定	184(4件)	1,435(5件)	1,745(3件)	0(0件)	14,985(3件)	14,999(1件)	0(0件)	33,348(16件)
2022年度認定	0(0件)	280(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	280(1件)
2023年度認定	0(0件)	125(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	125(1件)
2024年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	4,985(2件)	0(0件)	0(0件)	4,985(2件)
合計	2,107(46件)	9,047(42件)	5,240(9件)	5,403(3件)	52,017(12件)	44,889(3件)	46,199(1件)	164,902(116件)

＜地熱発電（新設）のFIT・FIP導入量＞

単位：kW (件)

認定年度 (新設)	100kW未満	100kW以上 500kW未満	500以上 1,000kW未満	1,000kW以上 2,000kW未満	2,000以上 7,500kW未満	7,500以上 15,000kW未満	15,000kW以上	合計
2012年度認定	97(2件)	225(2件)	0(0件)	3,405(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,727(6件)
2013年度認定	70(2件)	440(1件)	500(1件)	0(0件)	9,330(2件)	0(0件)	0(0件)	10,340(6件)
2014年度認定	342(9件)	115(1件)	0(0件)	0(0件)	12,049(2件)	0(0件)	46,199(1件)	58,705(13件)
2015年度認定	134(4件)	3,085(17件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	3,219(21件)
2016年度認定	414(7件)	1,417(8件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,831(15件)
2017年度認定	99(2件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	99(2件)
2018年度認定	274(6件)	480(1件)	720(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	1,474(8件)
2019年度認定	50(1件)	250(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	14,900(1件)	0(0件)	15,200(3件)
2020年度認定	229(5件)	280(1件)	625(1件)	1,998(1件)	10,668(3件)	0(0件)	0(0件)	13,800(11件)
2021年度認定	0(0件)	655(2件)	0(0件)	0(0件)	4,990(1件)	0(0件)	0(0件)	5,645(3件)
2022年度認定	0(0件)	280(1件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	280(1件)
2023年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
2024年度認定	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)	0(0件)
合計	1,708(38件)	7,227(35件)	1,845(3件)	5,403(3件)	37,037(8件)	14,900(1件)	46,199(1件)	114,319(89件)

※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

※リプレース区分については、全設備更新で16,600kW (2件) の認定（導入は14,900kW (1件) のみ）、地下設備流用で28,185kW (2件) の認定・導入（導入は13,195kW (1件) のみ）がある。

地熱発電

I コストデータ

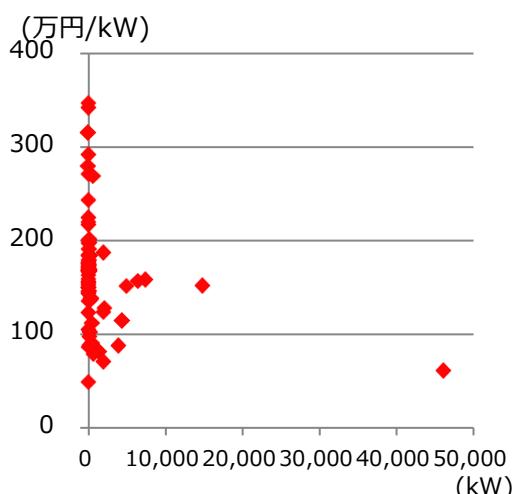
II 2027年度以降の取扱い

(1) 国内の動向：地熱発電の資本費・運転維持費（全体像）

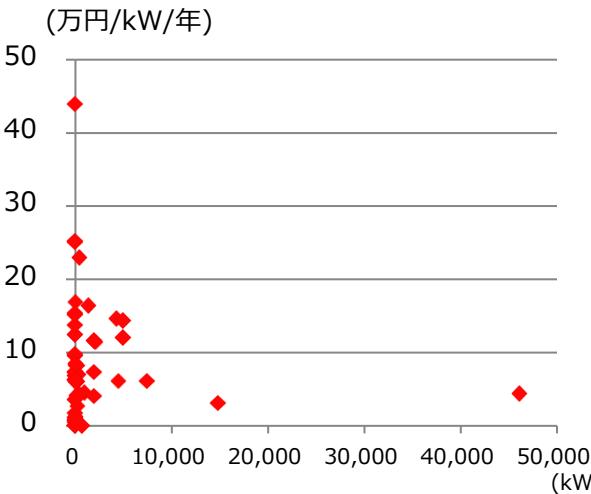
11

- 15,000kW未満の資本費の定期報告データは69件、運転維持費の定期報告データは47件。
 - 資本費の平均値は167万円/kW、中央値は167万円/kWとなり、小規模地熱発電の想定値（123万円/kW）を上回った。また、運転維持費の平均値は9.0万円/kW/年、中央値は7.3万円/kW/年となり、小規模地熱発電の想定値（4.8万円/kW/年）を上回った。
 - 一方で、導入件数は少ないものの、1,000-15,000kW案件において、資本費の平均値及び中央値は128万円/kWと小規模地熱発電の想定値（123万円/kW）と同水準であり、効率的に設置ができることが確認された。
- 15,000kW以上の資本費及び運転維持費の定期報告データは1件。資本費は61万円/kWとなり、大規模地熱発電の想定値（79万円/kW）を下回った。また、運転維持費は4.4万円/kW/年となり、大規模地熱発電の想定値（3.3万円/kW/年）を上回った。
- リプレース区分の資本費の定期報告データは2件、運転維持費の定期報告データは2件（15,000kW未満）。資本費の平均値は107万円/kWとなり、小規模地熱発電（リプレース）の想定値（77万円/kW）を上回った。また、運転維持費は5.3万円/kW/年となり、小規模地熱発電（リプレース）の想定値（4.8万円/kW/年）を上回った。

＜出力と資本費の関係＞



＜出力と運転維持費の関係＞



	-100kW	100-1,000kW	1,000-15,000kW	15,000kW-
認定件数 導入件数 (新設)	46件 38件	51件 38件	18件 12件	1件 1件
資本費 平均値 (万円/kW)	192	153	128	61
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	9.6	7.2	9.8	4.4

※資本費・運転維持費については、2025年7月22日時点までに報告された定期報告を分析対象としている。

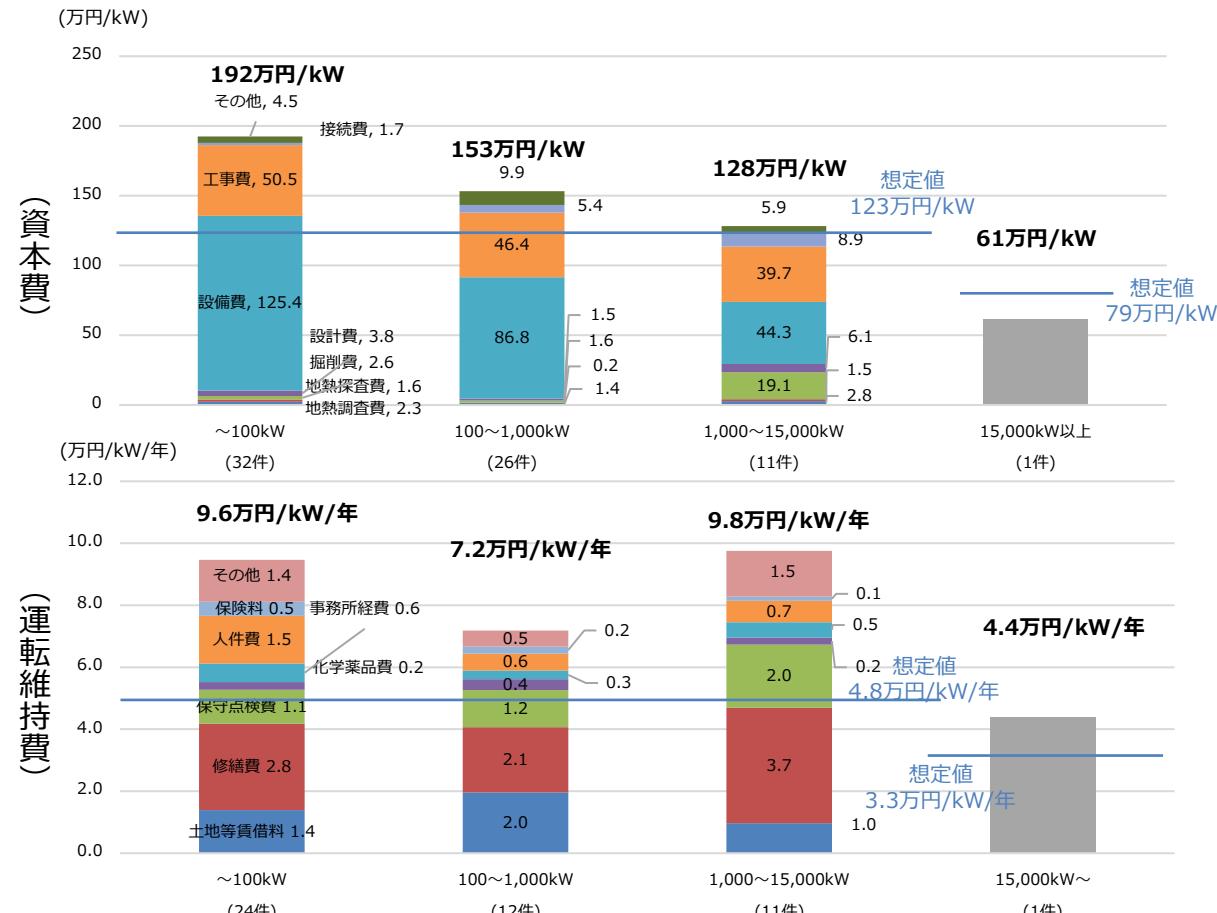
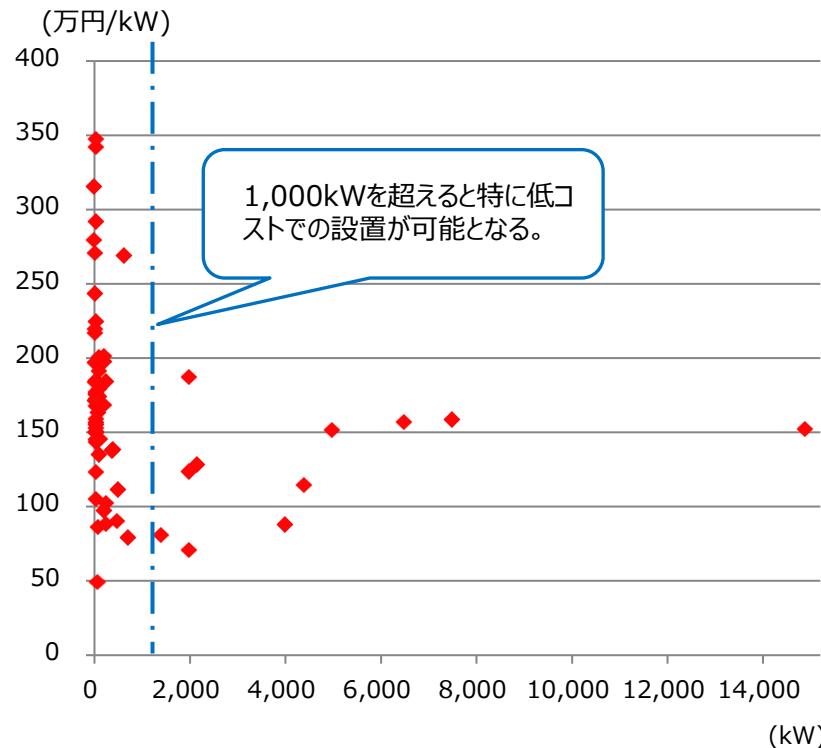
(1) 国内の動向：地熱発電の資本費・運転維持費（規模別詳細）

12

■ 地熱発電の資本費・運転維持費の規模別内訳を分析すると、以下のことことが分かった。

- 資本費について、100kW未満は平均値**192万円/kW**、100-1,000kWは平均値**153万円/kW**となっている一方、データが少ない点に留意が必要であるが、1,000-15,000kWは平均値**128万円/kW**、15,000kW以上は**61万円/kW**となっており、規模が大きくなるほどコストが低減し、**1,000kWを超えると特に低成本での設置が可能となる**。
- 運転維持費については、得られたデータが少なく、案件間・年度間のばらつきが大きい点に留意が必要ではあるが、規模によるコストの違いはみられなかった。

<出力と資本費の関係>



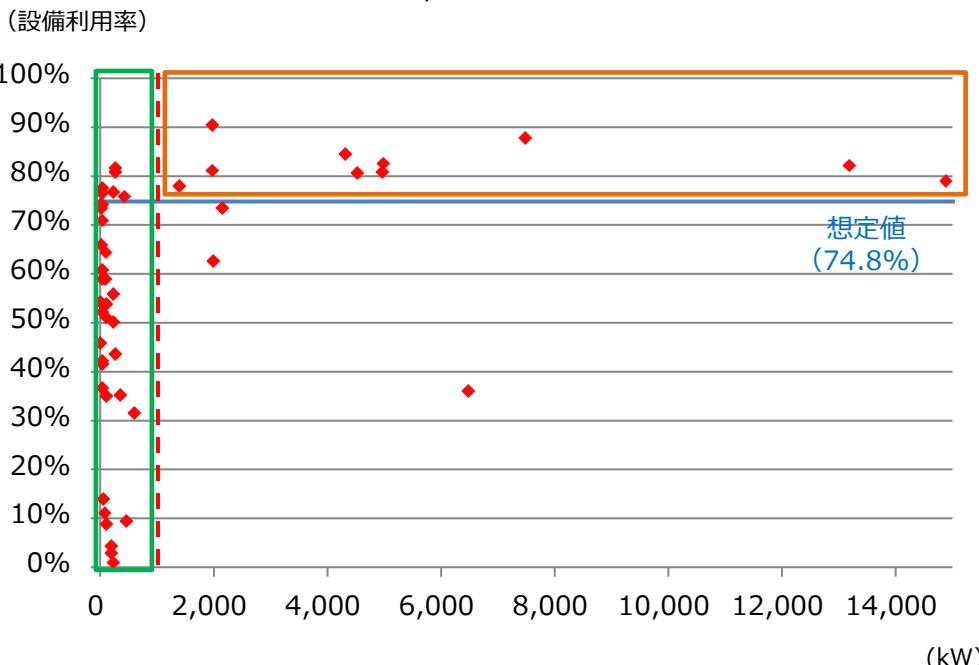
※2025年7月22日時点までに報告された定期報告を対象。

(1) 国内の動向：地熱発電の設備利用率

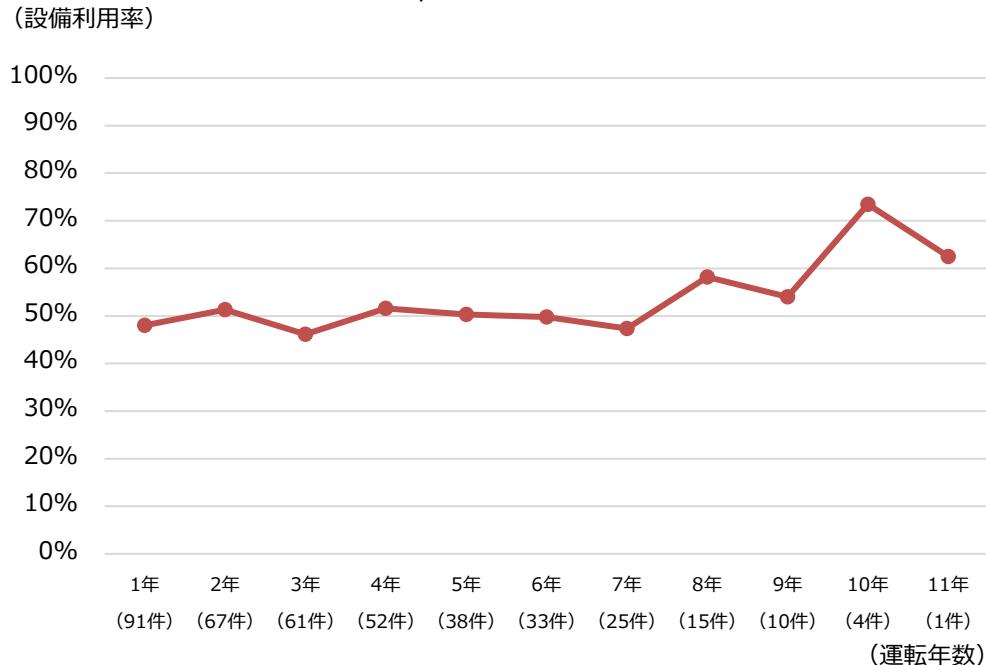
13

- 15,000kW未満の設備利用率データは、ばらつきが大きいものの平均値は56.0%、中央値は59.8%となっており、小規模地熱発電の想定値（74.8%）を下回った。一方で、1,000kW以上15,000kW未満に着目すると、その設備利用率データの平均値は76.8%、中央値は80.7%となっており、小規模地熱発電の想定値を上回った。
- 15,000kW以上の設備利用率データは1件で、設備利用率は76.8%であり、大規模地熱発電の想定値（73.9%）を上回った。
- なお、運転開始後の設備利用率の低下状況を確認するため、運転開始後経過年数と設備利用率の関係を分析すると、運転年数が長い設備のデータが少ない点に留意が必要であるが、運転年数の経過による設備利用率の低下傾向はみられなかった。

＜規模×設備利用率＞
(15,000kW未満全体)



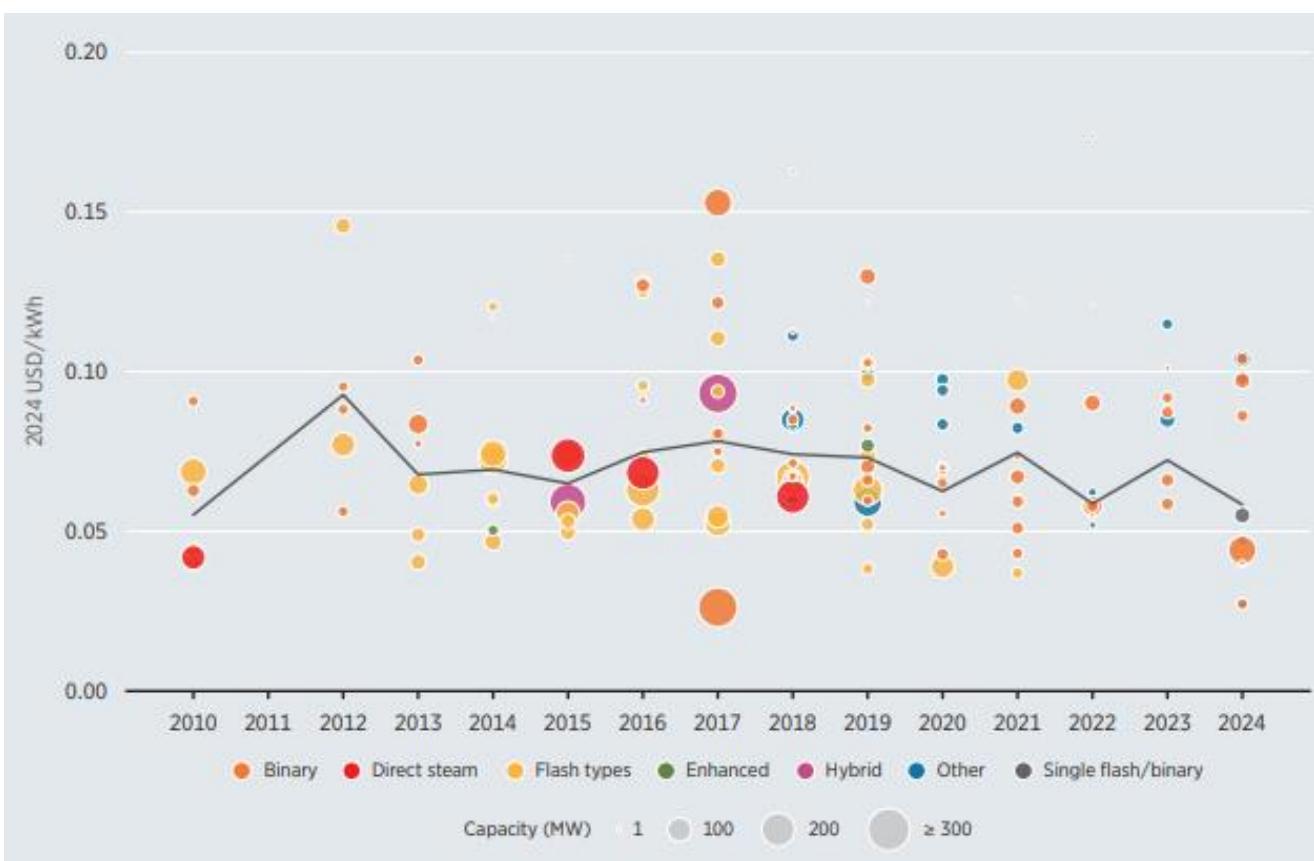
＜運転年数と平均設備利用率の関係＞
(15,000kW未満全体)



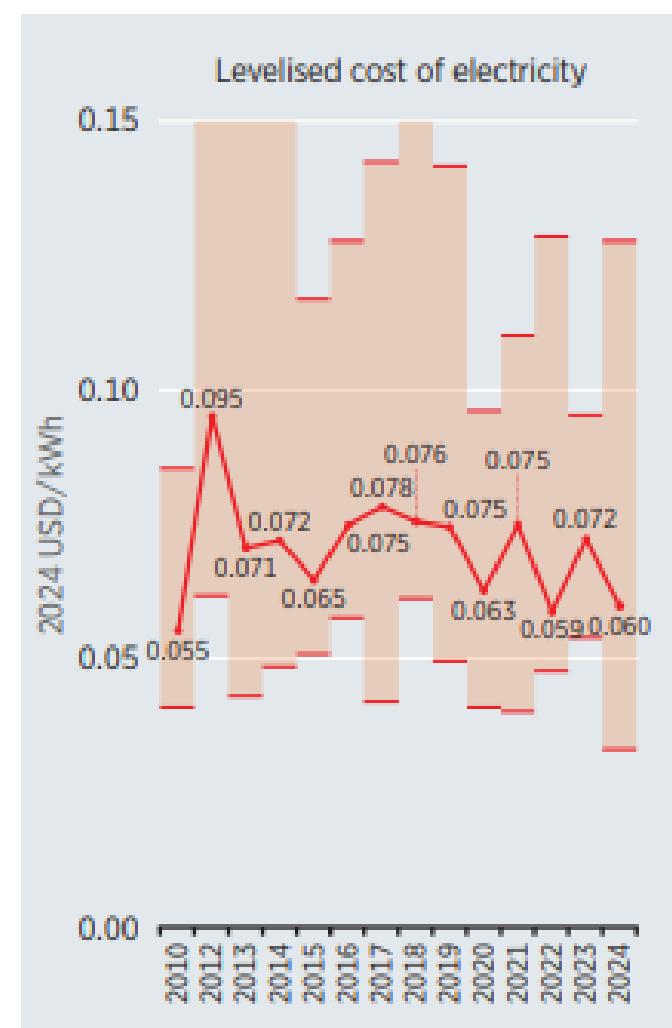
(2) 海外の動向：地熱発電の発電コスト

14

〈地熱発電事業のLCOE〉



〈地熱発電事業のLCOEの加重平均〉



出典：IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2024」

(参考) 地熱開発プロセスと経済産業省・JOGMECによる支援措置

15

新規有望地点の開拓

<国主体 (JOGMEC自身が実施) >

先導的資源量調査

- 高いポテンシャルが期待されるが、開発難度が特に高い地域での地表・掘削（噴気試験を含む）調査。
- 特に、国立・国定公園内における新規有望地点の開拓を想定。
- また、海外地熱動向を調査し、事業者へ情報提供を実施。

初期調査 (地表調査／掘削調査)

約3～5年

- 地表調査（地形・地下構造・熱）
- 掘削調査（温度・蒸気・熱水）



個別地点での調査・探査・開発

<開発事業者主体 (JOGMECが支援) >

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第62回）
(2024年5月29日) 事務局資料（一部抜粋）

環境アセス

約2年

- 7,500kW以上が対象（一部例外）



開発事業 (発電設備の設置等)

約1～3年

- 生産井・還元井掘削
- 発電設備設置



開発プロセス

支援措置

調査支援等

理解促進

技術開発

地表調査／掘削調査

- 事業者が行う調査に対して、JOGMECから助成金を交付。
- 補助率は、地表調査は2/3、掘削調査は1/2・2/3。
- 地元案件等は、補助率引上げ。

出資

- 事業者が行う噴気試験に必要な資金をJOGMECが出資（50%上限）。

債務保証

- 事業者が行う井戸掘削、発電設備設置等に必要な融資を受ける際の債務をJOGMECが保証（80%上限）。

モニタリング調査／理解促進／代替温泉井掘削

- 地表調査・掘削調査を行う際、温泉事業者等の理解促進のため、初期調査調査時の温泉や生態系等の自然環境への影響のモニタリング調査を支援。
- 温泉事業者等の理解を得るため、地元説明会や専門家派遣を実施。この他、国民理解を得るために地熱シンポジウムの開催、地熱資源を活用した産業振興等の優良事例（モデル地区）の認定・PR。
- 万が一温泉湧出量等が過度に減少した場合、代替温泉井掘削を支援。

調査・開発段階における技術開発

- 地下構造の探査手法の高精度化、坑井掘削の期間短縮化・低コスト化等のための技術開発。
- 環境影響や経済性向上に向けた技術開発。
- 次世代型地熱発電の実用化に向けた共通基盤に資する技術開発。

(参考) 地熱開発加速化パッケージ 概要

令和6年11月13日 第43回資源・燃料分科会 資料

- 今後の地熱発電の開発促進に向けて、「令和6年度 地熱発電の推進に関する研究会」にて、必要な政策について議論し、地熱開発加速化パッケージを取りまとめた。

- 従来型地熱**: 現在、調査段階の地熱開発をさらに推進するとともに、民間企業だけでは手が出しにくい、地熱ポテンシャルが有望な自然公園等の未開発のエリアの開発促進に向けて、国が対象地域において JOGMEC 自らが初期調査を実施し、民間企業の参入を支援するとともに、掘削・環境影響評価・建設コストの高騰への対応や規制・許認可対応等の、事業推進を円滑化するために関係省庁・事業者・自治体によるプロジェクトのフォローアップ体制を確立する。
- 次世代型地熱**: 複数の次世代型地熱技術について、実現可能性評価(経済性含む)及び国内での実証を強化するため、官民協議会を立ち上げて民間企業の参入を促しながら、関連基金や助成・ファイナンスによる支援を通じて、事業化を促進する。

パッケージ概要

<従来型地熱>

- 国が全面的に支援し、JOGMECが実施するプロジェクト（フロンティア・プロジェクト）を組成
- 国・JOGMECによる初期開発リスクへの支援
—噴気試験を含む先導的資源量調査の実施等
- 国・自治体によるフォローアップ体制の確立
—関連規制の適切な運用等、地元理解醸成に向けた連携
—経産局に地熱開発官の設置
- JOGMECによる支援体制の強化

目指す開発領域

<従来型地熱>

- 現在、調査・開発中のエリア
- 地熱ポテンシャルが有望な自然公園内（特別地域）などのうち未開発エリア
- 情報・アクセス・社会環境等の面から個別企業では参入しづらい有望エリア

2040年以降の目指す姿

<従来型地熱>

- 発電量の着実な拡大
- 有望エリアの開発モデルの全国展開を通じた更なる従来型地熱の開発促進

<次世代型地熱>

- 更なる地熱ポテンシャルの再評価
- 次世代型地熱技術を評価するための体制構築
- 次世代型地熱技術の実証および社会実装に向けた支援

<次世代型地熱>

- 従来型地熱発電よりも、より広範囲で深部の有望エリアの開発
- 従来型地熱の成立要素である水・割れ目が無いエリアへの拡大

<次世代型地熱>

- 開発可能な資源量の増加
- 早期開発と発電容量確保

(参考) 3. 従来型地熱に関する施策

令和6年11月13日 第43回資源・燃料分科会 資料

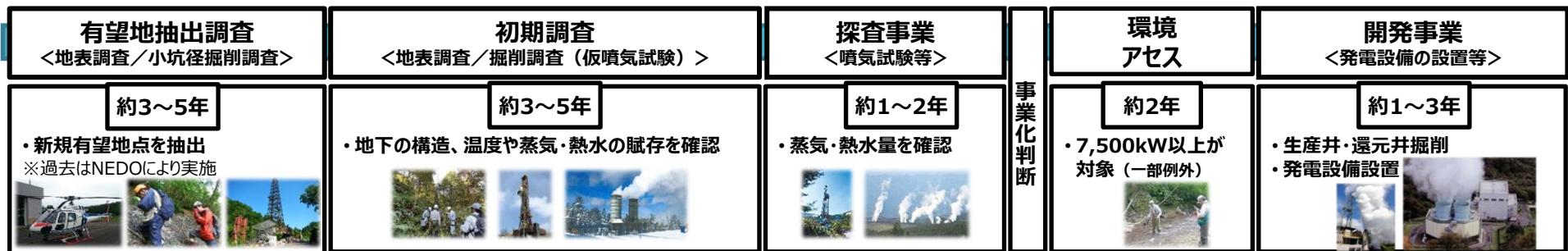
3-1 国が全面的に支援する地熱フロンティアプロジェクト

- 従来型地熱が進まない背景として、初期開発リスクの大きさ及び温泉法（環境省・自治体）や自然公園法（環境省）、森林法（林野庁）等の規制に基づく許認可や、地域理解醸成・温泉事業者との合意を取得するためにかかる開発リードタイムの長さ、があげられる。
- 地熱フロンティアプロジェクトの下で、① JOGMECの先導的資源量調査の実施・拡大を通じて国が事業の初期段階の開発リスクをとり、さらに② 経産省主導で関係省庁・自治体との調整を行うことで許認可や地域関係者との合意形成のプロセスの円滑化・迅速化を図る。また、③ それら実績を他案件へ横展開し全国の地熱開発加速化に繋げる。

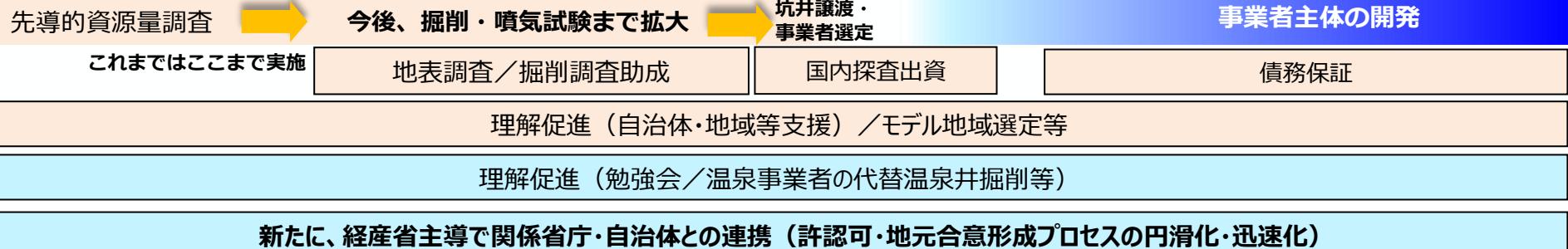
開発プロセス
一般的な
口

JOGMEC

国



地熱フロンティアプロジェクト



(参考) 地熱フロンティアプロジェクトの進め方

地熱F-PJの選定基準とその選定スキーム

- 先述の目指すべき姿や期待される効果を勘案し次のような選定基準を設け、JOGMECが実施している地熱ポテンシャル調査案件から抽出することとし、JOGMECに設置されている第三者委員会でも審議することとする。
- なお、F-PJの選定・決定に当たっては、地元自治体等や関係機関との協議のうえ、適切なタイミングで公表する。

選定に際して考慮する主な指標



選定プロセスのイメージ

JOGMECポテンシャル調査

- ① 工務省・JOGMECによる候補の抽出
- ② 第三者委員会での審議
※ポテンシャル調査案件の決定

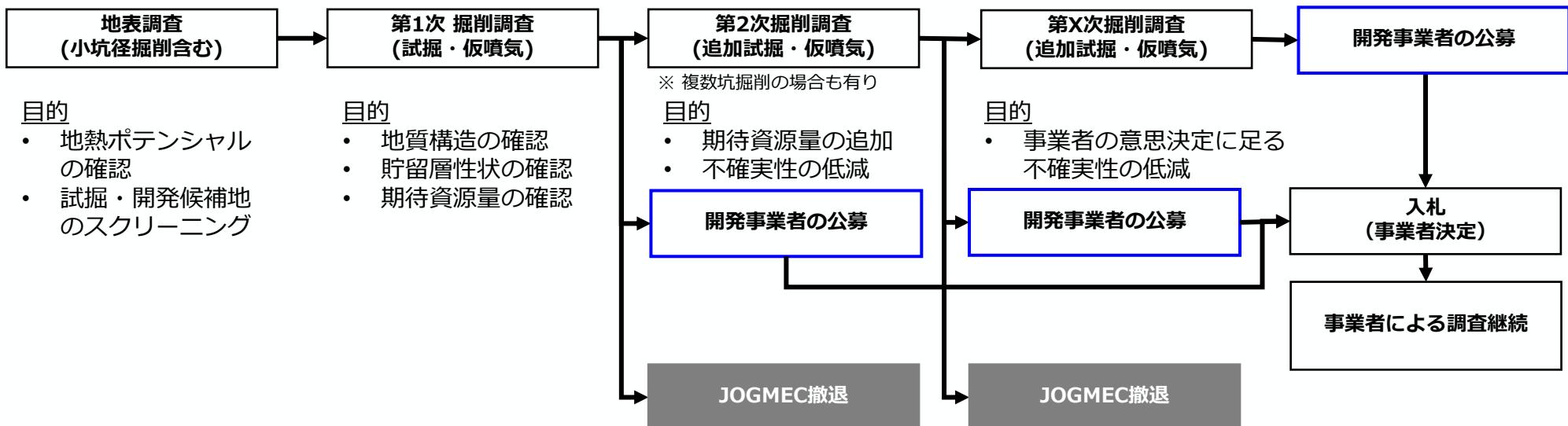
F-PJの選定

- ① F-PJ候補抽出（工務省・JOGMEC）
- ② JOGMEC第三者委員会での審査
※ポテンシャル調査からF-PJへの格上げ
- ③ F-PJ対象自治体等へのヒアリング
- ④ 対象自治体の前向きな回答
- ⑤ F-PJの決定

(参考) 地熱フロンティアプロジェクトの進め方

地熱F-PJによる開発シナリオイメージ

- 地熱F-PJは、事業者の意思決定に足る事業リスクの低減かつ、早期の事業譲渡を目指す。
- そのため、プロジェクトによって事業譲渡タイミングは、1坑の試掘～複数坑の試掘、1度～複数回の仮噴気試験等、事業エリアの特性に応じてプロジェクト毎に決定するものとする。また、調査結果によってはJOGMEC自身も撤退することが考えられる。
- この撤退に際しては、JOGMECに設置されているポテンシャル調査に関する第三者委員会での意見聴取を踏まえて決定することとする。

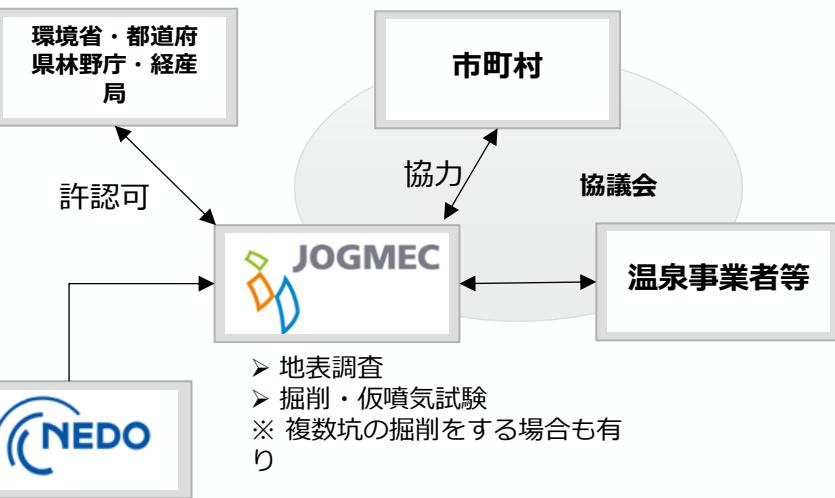


(参考) 地熱フロンティアプロジェクトの進め方

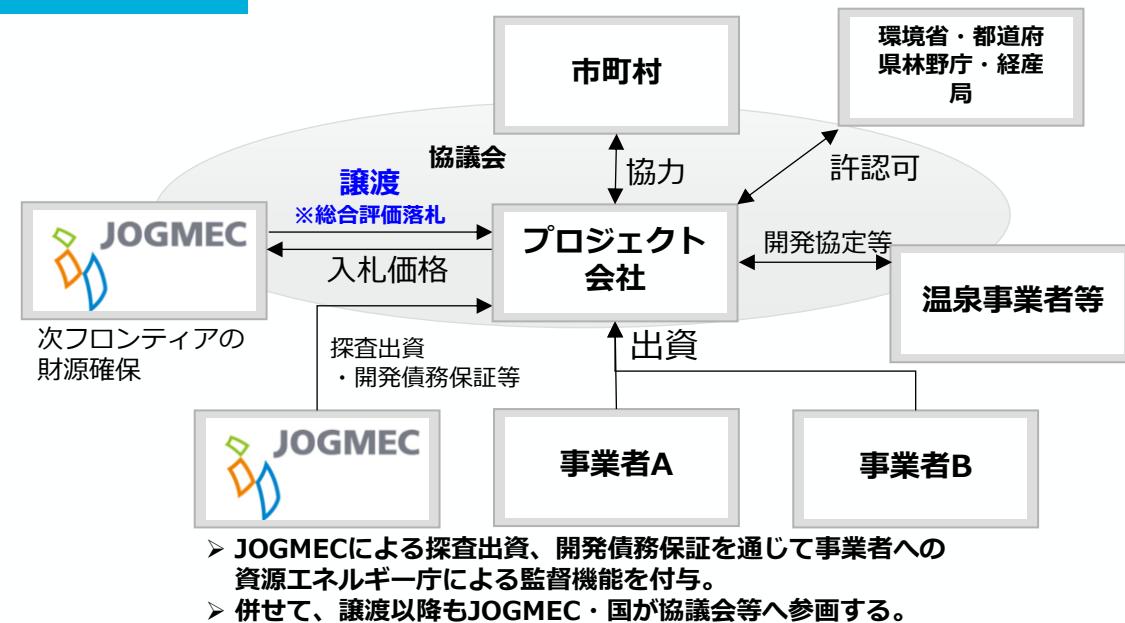
地熱F-PJの調査・開発スキーム

- 譲渡スキームは、地熱F-PJの立上げに際しても地元自治体・関係者の協力を得るためにも重要。
- 国・JOGMECが譲渡以降も引き続きフォローアップするとともに、応益負担の観点から選定事業者となつた場合に調査費用を負担するというスキームを見据え、総合評価落札方式をベースに案件ごとに調整を行う。

調査時



譲渡～開発時



(参考) 地熱資源開発の更なる加速化・拡大に向けて

- 地熱開発加速化パッケージを策定以降、地熱フロンティアプロジェクトの立ち上げ等様々な施策を取りまとめてきたところであるが、さらに開発を加速・拡大していくためには、様々な課題に直面している状況。
- 電源としての自立化、地熱価値の向上を目指し、令和8年は適切な施策を地熱研究会等で議論し、コスト分析を通じたコスト低減のための対応策を具体化していく。

① 電源としての自立化

- 地熱発電のコストは不確実性が大きく、依然として高水準にある。国内外における既開発・開発中のコスト実績等を参考に、これらのコストをさらに詳細に分析し、コスト低減のために必要な施策や対応策や、それらを受けてのコスト低減見通しを検討。

(例：掘削コストの低減や、技術開発、ポテンシャル調査等)

② 地熱価値の向上

- 地熱電源特有の価値（カーボンニュートラル価値、ベースロード電源価値、エネルギー安全保障に寄与する国産・内製化、調整電源機能の可能性等）を踏まえ、これらの価値を再評価し、地熱価値の向上に資する施策を検討。

(例：PPA価値が向上するような市場の形成、調整電源コストを踏まえた地熱価値の再評価)

地熱発電

I コストデータ

II 2027年度以降の取扱い

＜地熱発電に係る今後の調達価格/基準価格の設定について＞

- 地熱発電については、第105回の本委員会において「電源の特性を踏まえた中長期的なコストダウン策を検討すべき電源」としてその支援のあり方を御議論いただいた。なお、第107回の本委員会における業界ヒアリングでは、業界から、発電コストや採算性についての現状把握やコスト削減策の具体化、新たなビジネスモデルの構築に向けた検討が進められている旨の報告があったとともに、委員から、今後、コストの低減が見込めるのかという点についても指摘がなされた。
- その後、第108回の本委員会では、①太陽光発電・陸上風力発電以外の電源について、コストデータの上昇の調達価格等/基準価格等への反映を行うにあたっては、自立化に向けた取組状況の確認を継続して行うこととし、確認を行った後、適切に反映すること、②コストデータの上昇の反映を行うにあたり、まず、自立化に向けた取組状況を確認するため、今後の各業界からのヒアリング等の機会において、自立化に向けた取組状況や業界としてのコミットメントについて本委員会への報告を求ることとすること等が確認された。
- こうした議論等を踏まえ、地熱発電に係る今後の調達価格/基準価格の設定について、以下の方針とすることとしてはどうか。
 - ① 自立化に向けた取組として、来年度に予定されている業界ヒアリングにおいて、具体的なコスト削減策やJOGMECのフロンティアプロジェクトの実施等の官民のリスク分担のあり方の見直しによるリスク低減状況について確認することとし、確認を行った後、特に効率的に事業が実施されている場合においてもコストデータに上昇が見られることが確認されるときには、上昇分について適切に反映を行う。
 - ② 加えて、業界団体に対しては、インフレ等のコスト動向の要因など、調達価格/基準価格の検討に資する情報の収集について報告を求める。
- なお、本委員会においては、再エネ特措法に基づいて事業者から提出のあったコストデータの分析を行った上で、法第2条の3第2項又は第3条第5項の規定に基づき、再エネ電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎とし、適正な利潤その他の事情を勘案して調達価格/基準価格を定めてきたところ。一方で、大規模な地熱発電については、足下複数年における認定件数及び導入件数が少なく、建設費等の実態変化コストデータのみでは実態の確認が困難であることから、今後の調達価格/基準価格の設定にあたっては、こうした状況についても勘案し、モデル分析等の代替的方法の活用も含めて検討していく必要があるのではないか。

<地熱発電に係る2027年度以降の取扱いについて>

- 地熱発電の調達価格/基準価格については2026年度まで取扱いが決定しているところ。2027年度の取扱いについては、昨年度の本委員会において、JOGMECによる資源調査の拡大等を通じて事業者の開発リスクの低減が見込まれることによる開発リスクの低減の程度などの検討を踏まえ、今年度の本委員会において決定することとしていた。
- しかしながら、上記のとおり、地熱発電についてはコストデータの上昇を適切に反映するにあたり、まずは、来年度に予定されている本委員会の業界ヒアリングにおいて、自立化に向けた取組を確認することとしていることから、2027年度以降の取扱いについては、原則として、業界団体から説明がなされる取組内容も踏まえた上で、来年度の本委員会において検討することとしてはどうか。
- 一方で、事務局が業界団体に対して別途ヒアリングを実施したところ、事業の予見可能性確保に向けた配慮が必要との意見があった。こうした業界団体からの意見や、本委員会においては、地元調整、関係法令の手続きに時間がかかるおそれがあるため、これまで原則向こう3年間の複数年度の調達価格等を取りまとめてきたことを踏まえ、来年度までに自立化に向けた取組に一定の進捗が見込まれることを前提に、2027年度についても引き続き支援を行うことを基本としてはどうか。なお、①自立化に向けた取組がなされているか、②コストデータの上昇について、当該電源の中でも事業が特に効率的に実施されている場合においても生じているものかを確認した上で、総合的に判断しながら、足下のコストデータの上昇について適切に調達価格等/基準価格等への反映を行うという方針を踏まえ、その取扱いを来年度の本委員会において検討することとしてはどうか。

＜長期安定稼働が可能な電源への支援のあり方の検討＞

- 地熱発電は長期稼働が見込まれる電源であり、これまでの業界ヒアリングにおいても、業界団体から、50年以上の長期稼働を前提としたエネルギーであるとの説明があった。また、実態としても、50年程度運転を継続した地熱発電所は日本に複数存在している。
- 調達期間/交付期間の終了後も長期間にわたって稼働可能という特性を踏まえると、①長期稼働が可能という特性を必ずしも評価し切れない現行のFIT/FIP制度と、他の措置との役割分担を検討するとともに、②FIT/FIP制度においても、調達期間/交付期間終了後の便益も加味した調達価格・基準価格の算定を検討することが必要となる。このため、引き続き、更なる実態把握に努めつつ、長期的な稼働が可能な実態に合わせた地熱発電への支援のあり方について検討することとしてはどうか。

<調達価格・基準価格>

i) 小規模地熱発電（※フォーミュラ方式を設ける範囲より小さい地熱発電。従前の15,000kW未満の区分）について

- コストデータに基づけば、
 - ✓ 資本費・運転維持費：平均値・中央値いずれも、2026年度の調達価格・基準価格における想定値を上回っている。ただし、資本費については、1,000kW以上の中規模案件では、平均値・中央値のいずれも2026年度の調達価格・基準価格における想定値と同程度となっている。
 - ✓ 設備利用率：平均値・中央値いずれも、2026年度の調達価格・基準価格における想定値を下回っている。ただし、1,000kW以上の中規模案件では、平均値・中央値のいずれも、2026年度の調達価格・基準価格における想定値を上回っており、効率的な事業実施ができている。

ii) 大規模地熱発電（※フォーミュラ方式を設ける範囲より大きい地熱発電。従前の15,000kW以上の区分）について

- 導入済み1件のコストデータによれば、運転維持費については2026年度の基準価格における想定値を上回っているもの、資本費は想定値を下回るが、報告数が1件のみと少なく、引き続き動向を注視することが必要。

<リプレース区分について>

- リプレース区分等の調達価格・基準価格における資本費は、新設区分等の調達価格・基準価格における資本費の想定値から、接続費や地下設備の費用を差し引いた値を想定している。
- 15,000kW未満における地下設備流用区分1件及び全設備更新区分1件の合計2件のコストデータによれば、資本費及び運転維持費のいずれも2026年度の調達価格・基準価格における想定値を上回っているが、報告数が2件と少ないことに留意が必要。