

地熱発電について

2024年11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（※）。また、新規認定でFIP制度のみ認められる対象についても、昨年度の委員会で、2026年度の対象まで取りまとめたところ。

※なお、地熱発電に適用される地域活用要件については、昨年度の委員会で、2026年度までの要件を取りまとめたところ。

2027年度の要件については、本日はなく、別日の委員会にて御議論いただきたい。

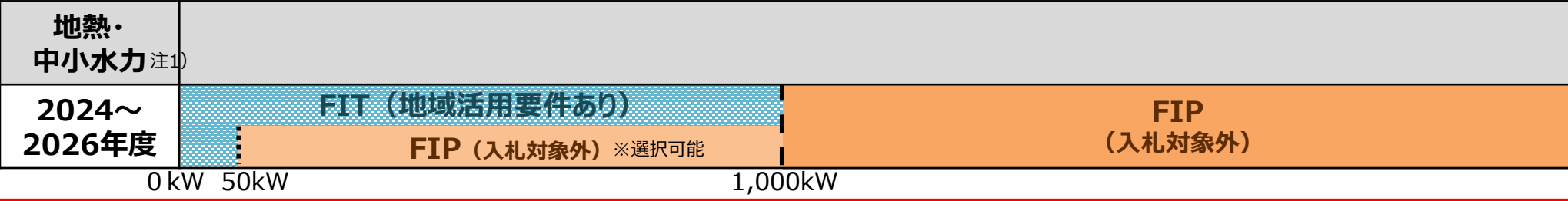
- このため、本日の委員会では、**2027年度の取扱い（①調達価格・基準価格、②新規認定でFIP制度のみ認められる対象）**について、御議論いただきたい。
- なお、第95、96、97回の委員会においては、**FIT/FIP制度の支援対象や、自立化に向けた価格目標のあり方**について意見があったところ。ついては、**第7次エネルギー計画策定に向けた、基本政策分科会やコスト検証ワーキンググループにおける議論、業界団体が掲げる目標も踏まえて、今後、検討を深める**こととしてはどうか。

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】	2 6 円（15,000kW以上・新設）															フォ ミュ ン 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
						2 0 円（15,000kW以上・リブレース（全設備更新型））												
						1 2 円（15,000kW以上・リブレース（地下設備流用型））												
						4 0 円（15,000kW未満・新設）												
						3 0 円（15,000kW未満・リブレース（全設備更新型））												

※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、〔リブレース・全設備更新型〕1,000kW未満:30円/kWh,30,000kW以上:20円/kWh、〔リブレース・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

調達価格等算定委員会（第95回）
（2024年10月16日）事務局資料より抜粋・一部修正



注）地熱・中小水力発電のリブ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。

第69回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
(2024年9月30日) 事務局資料 (抜粋・一部修正)

- 2024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1,761MW・1,199件。
- 2023年10月時点の認定量 (約986MW・275件) から、容量は1.8倍／件数は4.4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、それに続いて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	449	779	160	319	609	1,098
風力	274	7	235	18	510	25
地熱	7	2	0	0	7	2
水力	185	33	68	6	253	39
バイオマス	61	8	322	27	383	35
合計	976	829	785	370	1,761	1,199

※ 2024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。
※ 「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を指す。

今年度の本委員会の主な論点（総論）（案）

調達価格等算定委員会（第95回）
（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

<2050年カーボンニュートラルに向けた取組の加速>

- 再エネについては、2050年カーボンニュートラルや2030年度再エネ比率36～38%の導入目標の実現に向けて、**S+3E**を大前提に、再エネの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していくことが基本方針。
- 第6次エネルギー基本計画の策定から約3年が経過する中で、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会では、①最近のエネルギー情勢への評価、②今後のエネルギー政策の基本的な方向性、③エネルギーミックスの在り方など様々な視点から、次期エネルギー基本計画の策定に向けた検討が進んでいる。
- こうした中、今年度の本委員会では、国民負担の抑制、電源の特性を踏まえたリスクの評価や分担、電力システムへの影響等も勘案し、中長期的な視点で時間軸を意識しながら、調達価格／基準価格や入札制度等について検討してはどうか。具体的には、例えば、以下のような点が主な論点となるのではないかと考える。
 - 需給近接型の電源については、系統負荷が小さく、比較的地域共生しやすい再エネであるところ、再エネの適地が限られる中、国民負担の抑制を図りつつ、今後の導入を加速する観点から、設置主体の特性も踏まえ、投資回収の早期化などを図ることが重要ではないか。具体的には、より一層の導入拡大を促す観点から、需給近接型の電源における調達期間／交付期間や調達価格／基準価格のあり方について、どう考えるか。
例）住宅用太陽光発電、事業用屋根設置太陽光発電
 - 大規模かつ総事業期間が長期にわたる電源については、建設期間における資材価格等の変動が事業撤退リスクに直結することも踏まえつつ、電源投資を確実に完遂させるための官民のリスク分担のあり方について、どう考えるか。
例）洋上風力発電（再エネ海域利用法適用対象）
 - 資源の特性上、開発段階のリスク／コストが高い電源については、官民における調査・開発の分担に係る議論を踏まえ、新たなリスク分担のあり方について、どう考えるか。
例）地熱発電
 - 長期安定稼働が可能な電源について、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、長期安定稼働が可能な実態に合わせた支援の在り方について、どう考えるか。一方で、燃料の安定調達等の課題から、脱炭素電源としての事業の安定継続が課題となっている電源について、支援のあり方をどう考えるか。
例）地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電

今年度の本委員会の主な論点（電源ごとの論点③・その他）（案）

調達価格等算定委員会（第95回）
（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

＜地熱発電・中小水力発電＞

● 地熱発電・中小水力発電の2027年度（中水力は2026年度）以降の取扱い

- 2027年度（中水力は2026年度）の調達価格／基準価格について、コスト動向や、価格目標として掲げている「中長期的な自立化」、2030年の導入目標に向けた導入ペースの加速化に加え、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。
- また、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・リスク分担の見直しにより、事業者のリスク低減が想定されることを踏まえ、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。
- 2027年度のFIT／FIPの対象について、電源の発電特性等を踏まえつつ、どう設定するか。

＜バイオマス発電＞

● バイオマス発電の2026年度以降の取扱い

- 2026年度の調達価格／基準価格等について、コスト動向や調整力としての活用可能性に加え、近年では燃料の需給が逼迫しており、事業の安定継続が課題となっていること等を踏まえつつ、どう設定するか。
- 発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造にあり、他の電源と比べても、調達期間／交付期間終了後の再エネ電源としての自立が相対的に難しいことを背景として、調達期間／交付期間終了後の稼働停止や、化石燃料の火力発電への移行が懸念されているところ、FIT／FIPによる支援を受けたバイオマス発電が化石燃料の火力発電へ移行することを抑止するような制度設計について、どう考えるか。
- 2026年度のFIT／FIP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。

● バイオマス発電入札の2025年度以降の取扱い

- 2025年度も入札対象とされている一般木材等（10,000kW以上）及びバイオマス液体燃料（全規模）について、十分なFIT認定量があることや、直近の入札実績が無い状況の下、中長期的な自立化に向けて設定された価格水準や燃料の安定調達の実現性、バイオマス発電全体における燃料の需給が逼迫していることを踏まえて、区分のあり方について、どう考えるか。

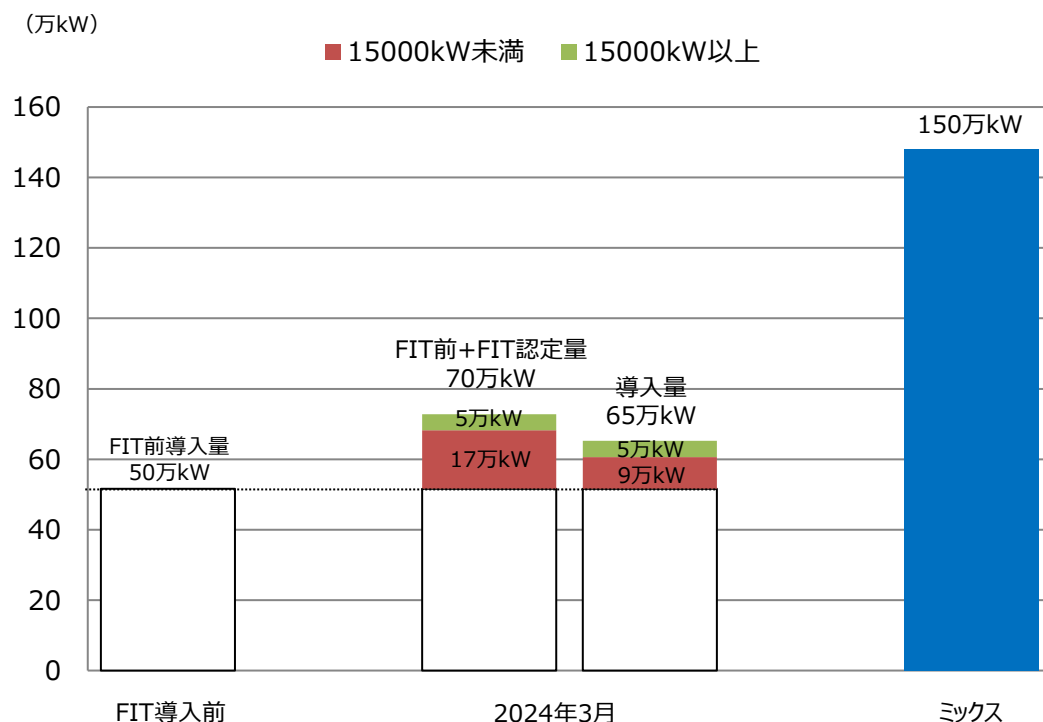
(参考) 地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量・買取価格

7

調達価格等算定委員会（第95回）
（2024年10月16日）事務局資料より抜粋

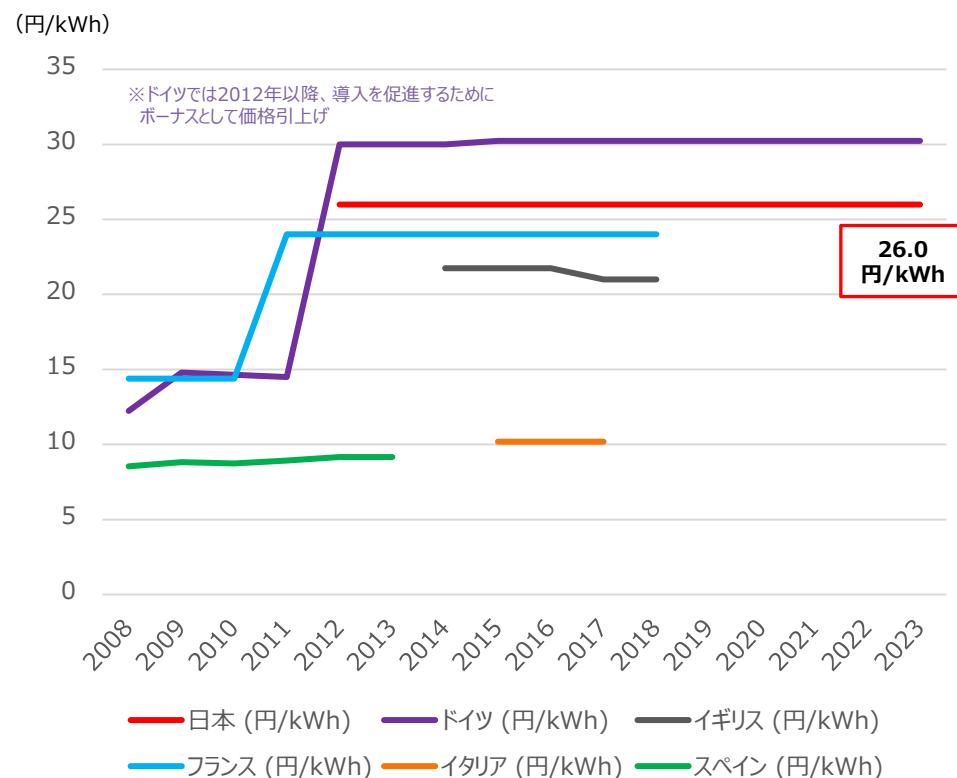
- 地熱発電については、エネルギーミックス（150万kW）の水準に対して、2024年3月末時点では、FIT前導入量＋FIT・FIP認定量は70万kW、導入量は65万kW。
- 2024年度の買取価格は、15,000kW以上で26円/kWh、15,000kW未満で40円/kWhである。

<地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量>



※ 失効分（2024年3月末時点）を反映済。

<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。

<地熱発電（新設）のFIT・FIP認定量> 単位：kW（件）

認定（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)	7,390(2件)	0(0件)	0(0件)	7,515(3件)
合計	2,107(46件)	9,047(42件)	5,240(9件)	5,403(3件)	54,422(12件)	44,889(3件)	46,199(1件)	167,307(116件)

<地熱発電（新設）のFIT・FIP導入量> 単位：kW（件）

導入（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)	4,168(2件)	0(0件)	0(0件)	7,300(10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)
合計	1,708(38件)	7,227(35件)	1,845(3件)	5,403(3件)	30,537(7件)	14,900(1件)	46,199(1件)	107,819(88件)

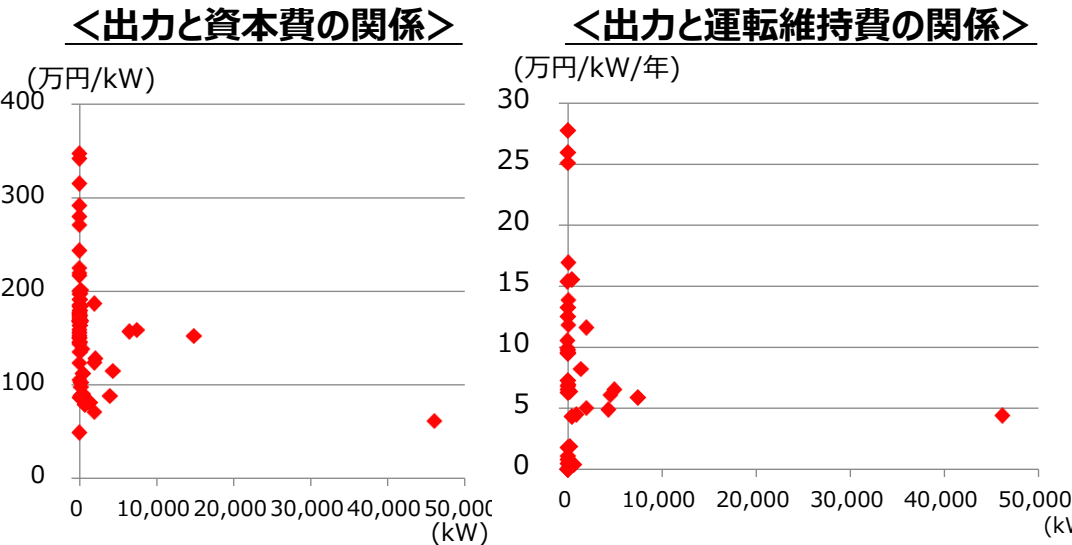
※四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。
※リプレイス区分については、全設備更新で16,600kW（2件）の認定（導入は14,900kW（1件）のみ）、地下設備流用で28,185kW（2件）の認定・導入（導入は13,195kW（1件）のみ）がある。

地熱発電

I コストデータ

II 2027年度以降の取扱い

- 15,000kW未満の資本費の定期報告データは66件、運転維持費の定期報告データは39件。
 - 資本費の平均値は**167万円/kW**、中央値は**167万円/kW**となり、**想定値（123万円/kW）を上回った**。また、運転維持費の平均値は**8.5万円/kW/年**、中央値は**6.8万円/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、資本費の平均値は**126万円/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ている**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**4.2万円/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）を下回った**。



	-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 11件	1件 1件
資本費 平均値 (万円/kW)	192	149	126	61
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	9.2	7.9	6.9	4.4

※資本費・運転維持費については、2024年7月17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。

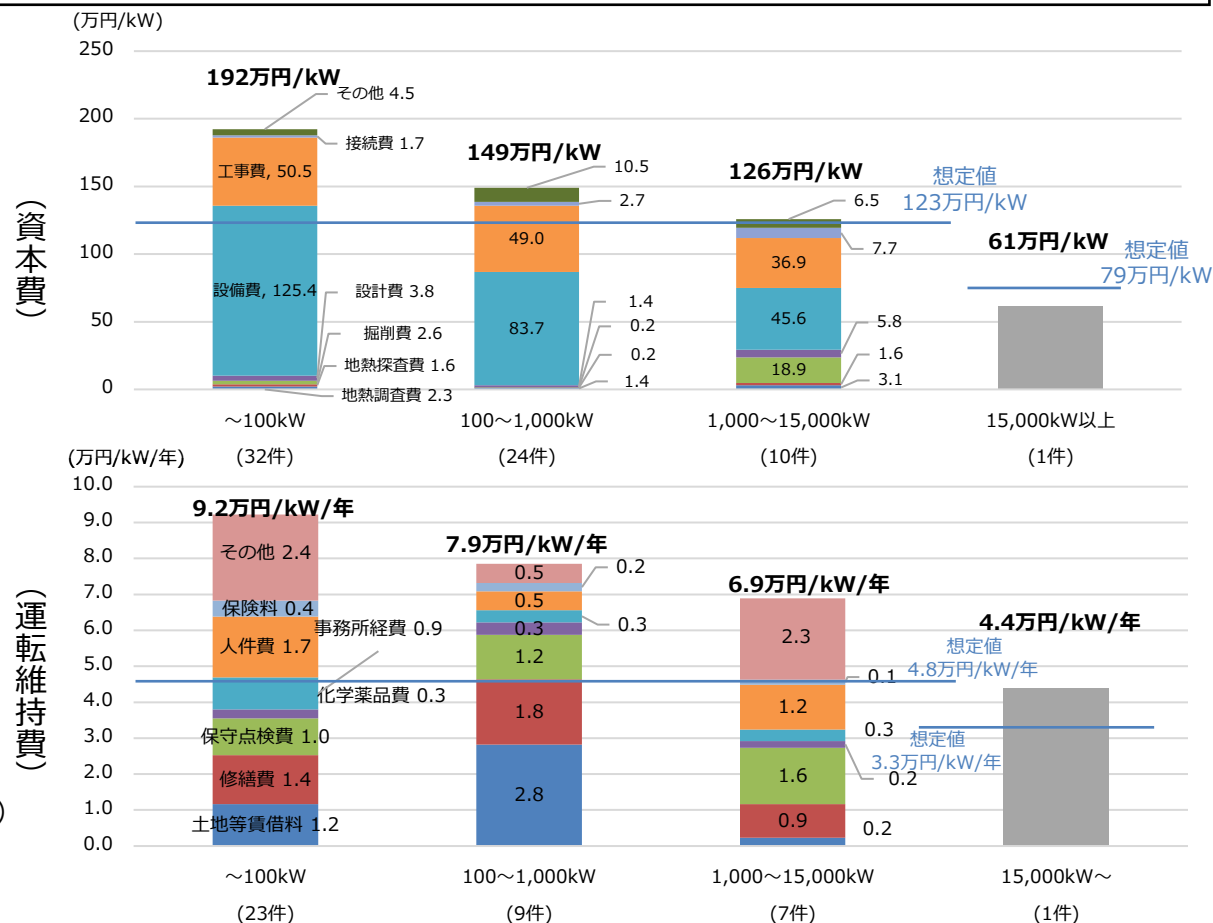
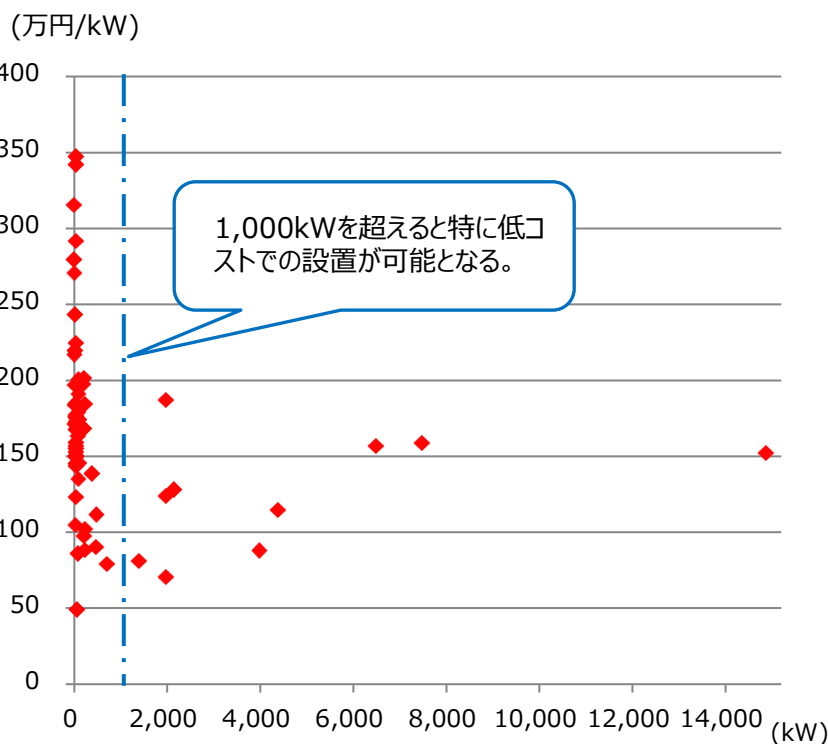
(1) 国内の動向：地熱発電の資本費・運転維持費（規模別詳細）

11

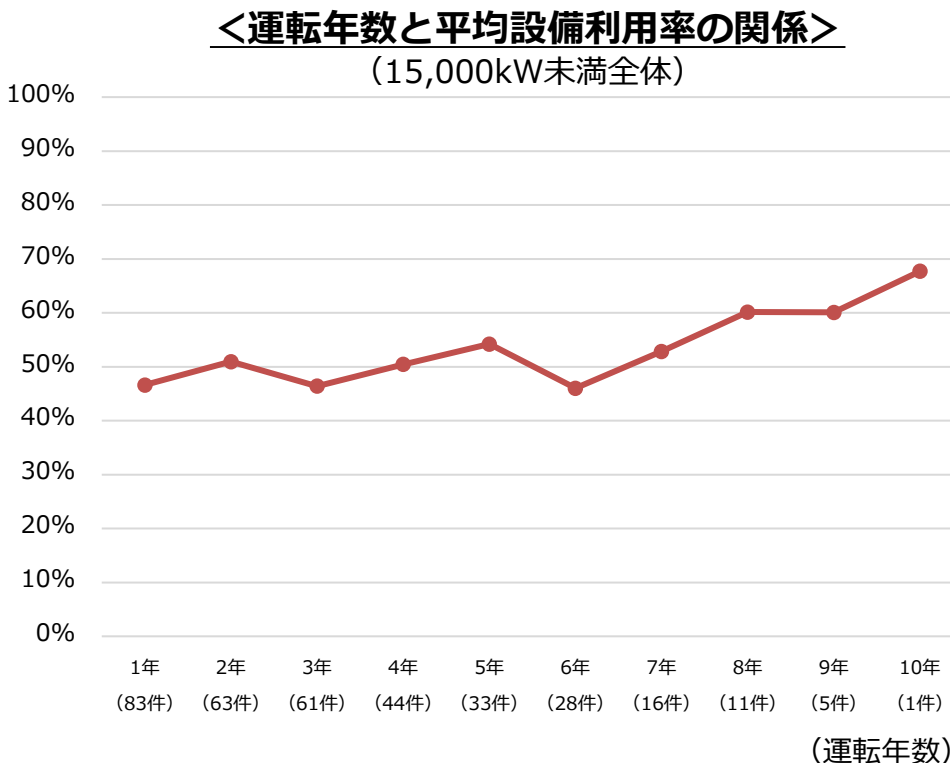
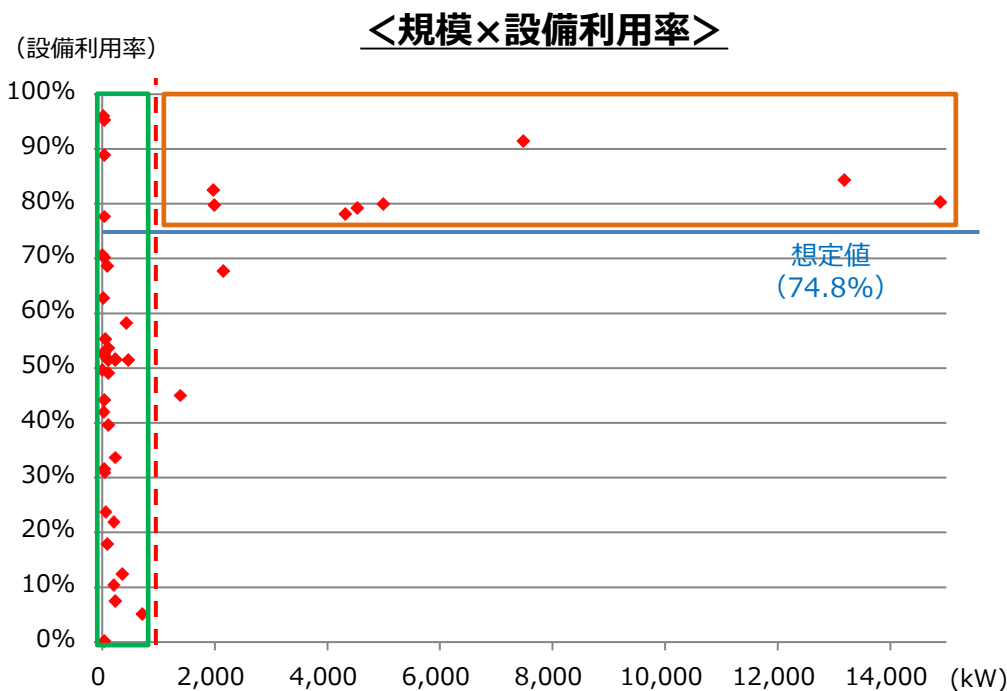
■ 地熱発電の資本費・運転維持費の規模別内訳を分析すると、以下のことが分かった。

- 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**149万円/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**126万円/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を超えると特に低コストでの設置が可能**となる。
- 運転維持費についても得られたデータが少ない点に留意が必要ではあるが、大規模になるほどコストが低減する傾向がみられた。

<出力と資本費の関係>



- 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53.3%、中央値は52.3%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79.8%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0件であった。
- 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、運転年数の経過につれて、全体として、概ね横ばいの傾向があった。



※2023年6月～2024年5月までのデータを対象。

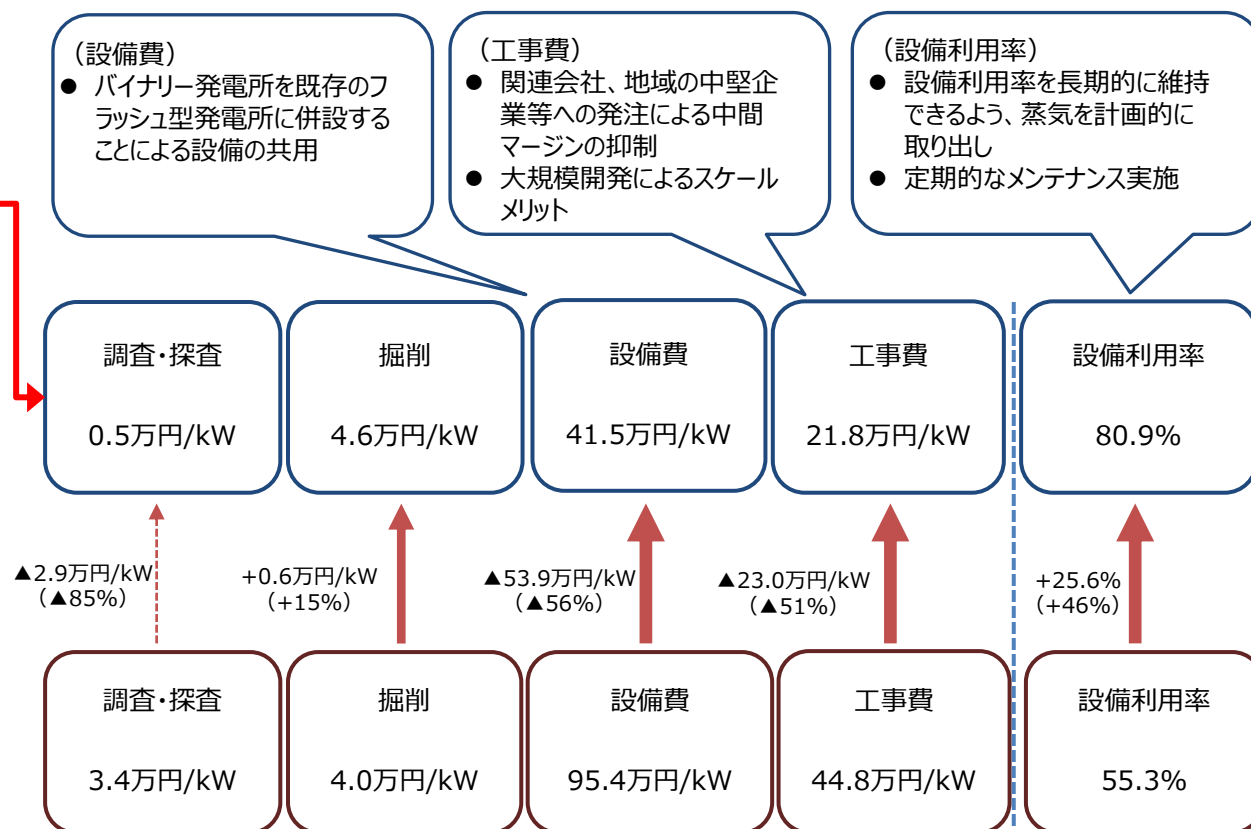
- 地熱発電については、定期報告データの提出があり、かつ設備利用率が確認できた事業者（35件）のうち、**2件（全体の6%）**が20円/kWh未満で事業を実施できている。
- 20円/kWh未満の事業者は、**掘削に要する費用は平均的な案件よりも大きい**が、**調査・探査、設備費、工事費が安価となっており、設備利用率も高い**ことが低コストの要因であった。

<地熱発電のコスト動向>

機械的・簡易的に 計算したLCOE	-100	100 - 1000	1000 - 7500	7500 - 15000	15000 -
0円/kWh～20円/kWh	0件	0件	2件	0件	0件
20円/kWh～25円/kWh	0件	0件	2件	0件	0件
25円/kWh～30円/kWh	3件	2件	2件	0件	0件
30円/kWh～35円/kWh	1件	2件	1件	0件	0件
35円/kWh～40円/kWh	4件	0件	0件	0件	0件
40円/kWh以上	8件	8件	0件	0件	0件
合計	16件	12件	7件	0件	0件

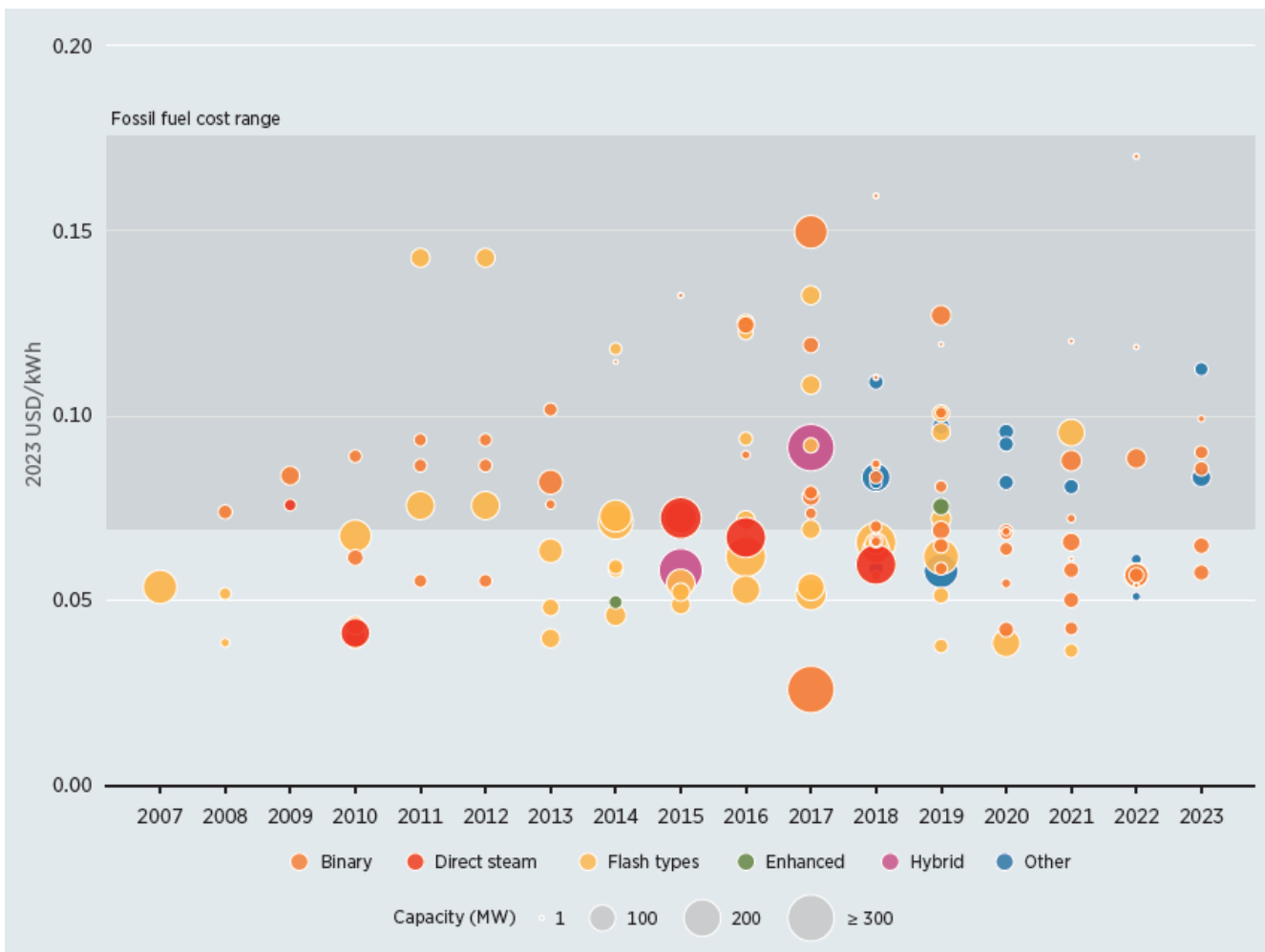
・（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機械的・簡易的に計算した。
・割引率は3%と仮定。資本費と発電電力量は実績値、運転維持費は最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機械的・簡易的に計算した。

【20円/kWh未満の水準の平均値】

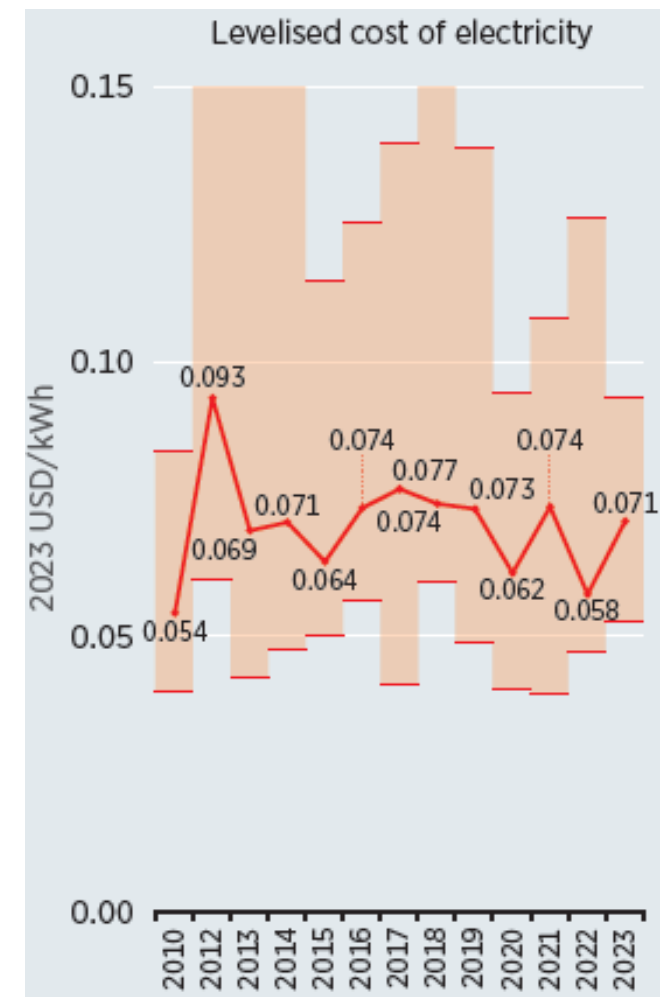


【全案件の平均値】

＜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 2023」

更なる開発リスク/開発コストの低減

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66回）（2024年8月7日）事務局資料（抜粋）

<これまでの対応>

- 大中規模の地熱発電は、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がある。特に、新規開発時の探査・掘削については、仮に探査・掘削を実施しても、商業的に採取可能な貯留層を発見できないリスクが存在している。また、探査・掘削に対する地域理解醸成の難しさも、リスクを向上させる要因となっている。

（※）これまでの開発成功案件では、事業者が、NEDOの掘削調査（ポテンシャル調査）の結果を活用することで、リスク低減を図ってきた。

- こうした状況の下、開発リスク/開発コストの低減を図るため、JOGMECから事業者に対して助成や債務保証を実施してきた。さらに、2020年度以降は、JOGMECが自ら探査・掘削を実施し、調査を完了次第、事業者
に調査結果を提供する「先導的資源量調査」を実施してきた。

（※）なお、FIT/FIP制度では、通常要する費用を基礎とした上で、再エネ発電事業者が得べき適正な利潤を勘案して調達価格/基準価格を設定しているが、地熱発電では、高い事業リスクに鑑み、適正な利潤として、他の電源よりも高いIRRを想定（IRR13%）している。

<現状の課題>

- 新規開発時の探査・掘削に伴う開発リスク/開発コストは依然として高く、新規地点開発が遅滞。
- JOGMECが自ら掘削を実施していくことが重要であるが、現在のJOGMECの「先導的資源量調査」は、掘削調査よりも地表調査が中心となっている。

【今後の施策強化の方向性】

- 新規開発時の探査・掘削に伴う開発リスク/開発コストを低減させるため、新規開発地域において、JOGMECが自ら探査・掘削（噴気試験含む。）を実施し、その結果を事業者に提供する取組の拡充を検討する。

（※）その際、JOGMECの体制・費用面でのリソースの確保（例：結果を事業者に提供する際の対価の支払い）についても、併せて検討を進める。

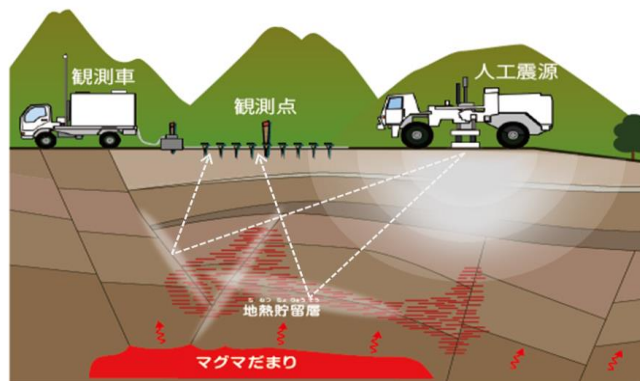
- 事業者の開発コスト・開発リスクを低減するため、2020年度からJOGMEC自らが地熱開発に必要な熱・地質構造等を把握するための調査を実施。調査を完了次第、事業者に調査結果を提供している。
- 調査件数は、2020～2023年度で全国延べ82件（地表調査74件、掘削調査8件）であり、地表調査が中心となっている。開発リスク/開発コストの低減の観点から、掘削の拡充を検討すべきではないか。

<先導的資源量調査 実績>

- ・2020年度：地表調査5件、掘削調査1件
- ・2021年度：地表調査18件、掘削調査1件
- ・2022年度：地表調査28件、掘削調査6件
- ・2023年度：地表調査23件

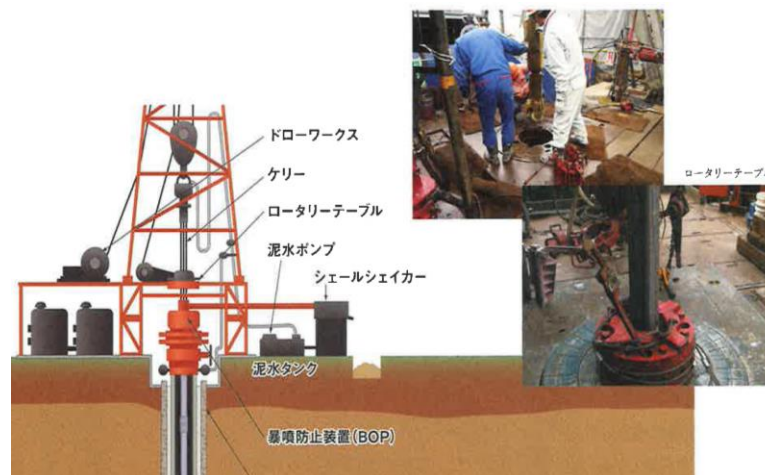
（地表調査のイメージ）

地下に弾性波を発信し、弾性波が地上に戻る速さ等を観測し、地下構造を把握する。



（掘削調査のイメージ）

地表調査で得られた情報に基づき、調査のための井戸を掘削し、地質や坑内の温度・圧力等を深度ごとに把握。



地熱発電

I コストデータ

II 2027年度以降の取扱い

<本年度の議論対象>

- 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、これまで向こう3年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきたことをふまえると、引き続き向こう3年間について取扱いを決定することは効果的と考えられる。2026年度までは既に取扱いが決定しているところ、**2027年度の取扱いについて、本年度に議論することとしてはどうか。**
- 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・リスク分担の見直しにより、事業者のリスク低減が想定されるため、**IRR**については、**資源・燃料分科会等での今後の検討結果等を踏まえたうえで想定値を設定**することとしてはどうか。

<調達価格・基準価格>

- 2023年度の本委員会において、発電コストは設備容量の拡大とともに逡減する傾向にあることを踏まえ、1,000kW以上30,000kW未満の地熱発電の調達価格・基準価格については、容量の増加に応じて価格が連続的に変化する形（フォーミュラ方式）による価格設定を行うこととされた。2027年度の調達価格・基準価格についても、適切な規模での事業実施を促す観点から、一定規模以上においては、引き続き容量フォーミュラ方式による価格設定を行うこととしてはどうか。
- 具体的には、以下のコストデータや調査等の結果によると、コスト動向や発電方式に大きな変化が確認されていないことを踏まえ、①フォーミュラ方式を設ける範囲（1,000kW以上30,000kW未満）、②フォーミュラの形状（直線）、③フォーミュラ方式を設ける範囲の前後の調達価格・基準価格に関するIRR以外の想定値（大規模地熱発電及び小規模地熱発電の想定値）について、据え置くこととしてはどうか。
 - 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
 - コストデータやコスト調査の結果に基づけば、
 - ✓ 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、1000kW以上の中規模案件では、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と同程度となっている。また、調査結果に基づけば、1,000kW未満で資本費が高い理由の1つとしては、発電設備の選択肢が限られており、過大な設備仕様になってしまうこと等があげられる。
 - ✓ 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、1000kW以上の中規模案件では、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おり、効率的な事業実施が出来ている。また、調査結果等に基づけば、設備利用率が低い1,000kW未満については、適切なメンテナンスの実施により設備利用率の向上も期待できる。
 - 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、動向を注視することが必要。

<リプレイス区分について>

- 15,000kW未満における地下設備流用区分の 1 件のみしか導入実績がないところ、リプレイ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。
- また、今後、新設区分等における案件のリプレイス区分への移行が想定されるところ、リプレイス区分への移行後に適切な規模での事業実施がなされるような価格設定とすることが重要。
- これらを踏まえ、リプレイス区分等の調達価格・基準価格（フォーミュラ方式含む）については、接続費や地下設備の費用を勘案しつつ、新設の区分等と同様の考え方で、設定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、前回の事業者団体等ヒアリングにおいても、事業者団体から、50年以上の長期間操業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、引き続きさらなる実態把握に努めつつ、関係審議会での議論も踏まえ、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。

＜新規認定においてFIP制度の対象とする領域＞

- これまでの本委員会では、以下の理由から、2026年度までの新規認定でFIP制度のみ認められる地熱発電の対象※を、1,000kW以上とした。
 - ① 資本費や運転維持費、設備利用率のデータが1,000kW未満と1,000kW以上で、分布の傾向が異なっていたこと
 - ② 地熱発電は、ベースロード電源であり出力が安定していることから、発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい、といった特徴があるため、FIP制度により、早期に電力市場へ統合していくことが適切と考えられること
- 上述のとおり、地熱発電は、自立化へのステップとして、早期に電力市場へ統合していくことが適切である。一方で、定期報告データを用いて規模別のコスト動向を分析したところ、1,000kWを超えると比較的 low コストでの事業実施が可能な傾向にあるが、1,000kW未満についてはコスト水準が高く、資本費の分散も大きい。また、FIP制度の開始が2022年度であることも踏まえ、制度の動向についても注視していくことが重要。
- 以上をふまえ、新規認定でFIP制度のみ認められる地熱発電の対象について、2027年度についても、引き続き1,000kW以上としてはどうか。

※ 全設備更新や地下設備流用の区分等はいずれも認定・導入実績に限られるが、地熱発電の電源特性は、新設も全設備更新も地下設備流用も同様と考えられることから、2026年度までの新規認定でFIP制度のみ認められる対象を1,000kW以上とした。同様の考え方にに基づき、2027年度についても、引き続き1,000kW以上としてはどうか。

<新規認定においてFIT制度の対象とする領域>

- 同様に、地熱発電は、**FIP制度により早期に電力市場へ統合していくことが適切**と考えられることをふまえれば、**2027年度にFIT制度の新規認定を認める対象は、1,000kW未満かつ地域活用要件を満たすものに限定**すべきではないか。

<2027年度における地熱発電のFIP/FIT制度の対象 (イメージ) >

