

地熱発電について

2022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）

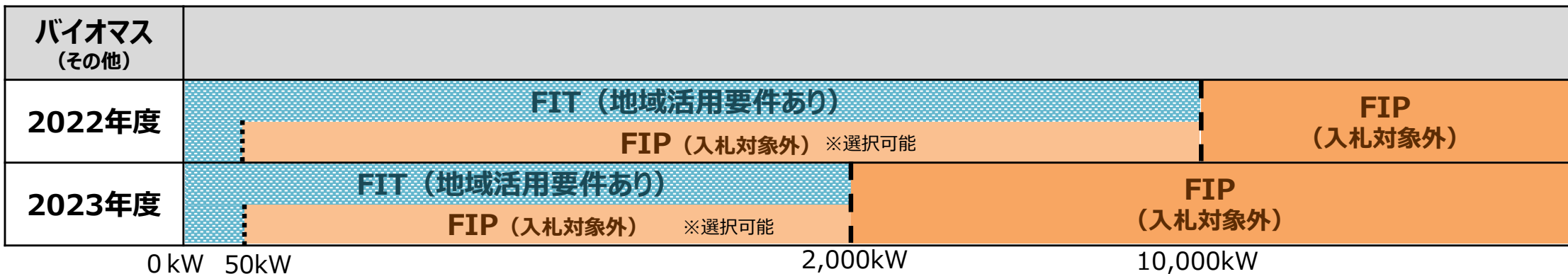
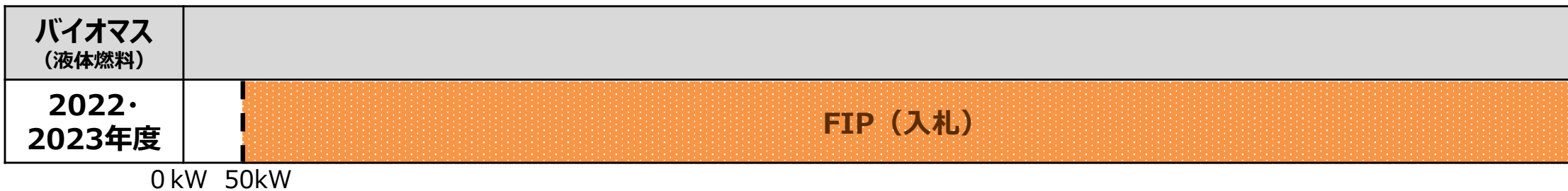
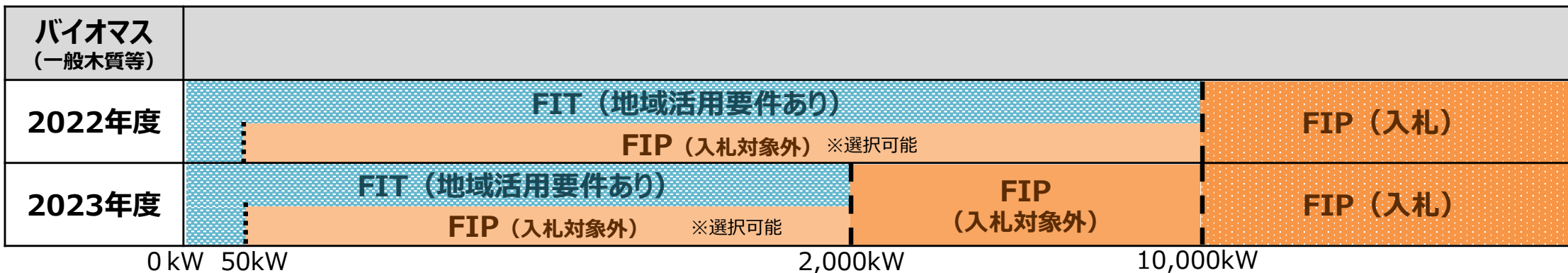
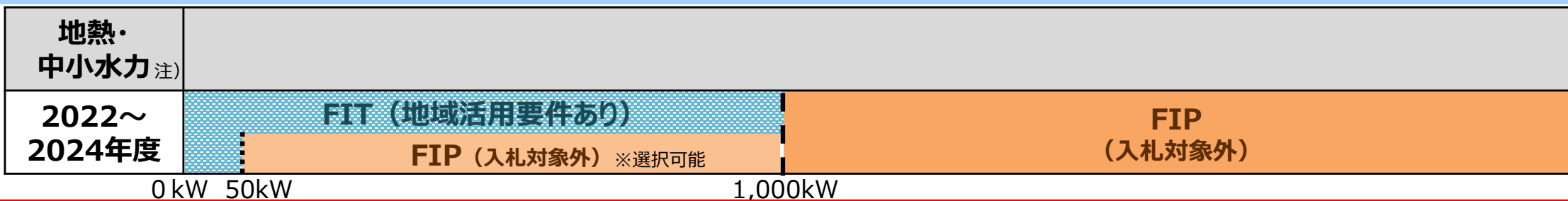
■ 地熱発電については、地元調整、関係法令の手続き等を勘案し、これまで向こう3年間の複数年度の調達価格を取りまとめてきた。また、新規認定でFIP制度のみ認められる対象についても、昨年度の委員会で、2024年度までの対象を取りまとめたところ。

■ このため、本日の委員会では、**2025年度の取扱い（①新規認定でFIP制度のみ認められる対象、②調達価格・基準価格）**について、御議論いただきたい。

※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、2024年度までの要件を取りまとめたところ。2025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。

電源 【調達期間】	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 度以降	価格 目標	
地熱 【15年】	2.6円（15,000kW以上・新設）															
							2.0円（15,000kW以上・リプレース（全設備更新型））									
							1.2円（15,000kW以上・リプレース（地下設備流用型））									
	4.0円（15,000kW未満・新設）															
							3.0円（15,000kW未満・リプレース（全設備更新型））									
							1.9円（15,000kW未満・リプレース（地下設備流用型））									
水力 【20年】	2.4円（1,000-30,000kW・新設）					2.4円	2.0円（5,000-30,000kW・新設）					1.6円			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	
	2.7円（1,000-5,000kW・新設）															
	1.4円（1,000-30,000kW ・既設導水路活用型）				1.2円（5,000-30,000kW・既設導水路活用型）				9円							
							1.5円（1,000-5,000kW・既設導水路活用型）									
	2.9円（200-1,000kW・新設）															
							2.1円（200-1,000kW・既設導水路活用型）									
	3.4円（200kW未満・新設）															
							2.5円（200kW未満・既設導水路活用型）									

(参考) FIT/FIP・入札の対象（地熱・中小水力・バイオマス）のイメージ 3



注) 地熱・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。

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78回）
（2022年10月12日）事務局資料より抜粋

● 足元のエネルギー情勢やGXの加速に向けた検討

- 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%との野心的な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。
- 特に、足元、ロシアによるウクライナ侵略をきっかけに世界のエネルギー情勢が一変する中で、エネルギーの安定供給の確保を大前提に、クリーンエネルギー中心の経済社会・産業構造の転換（GX）を加速させることが必要。こうした中、再エネの導入拡大はエネルギー源の多様化にも資することから、再エネの最大限活用を進めていくことが重要。
- 今年度の本委員会では、こうした点をふまえた、再エネ大量導入小委員会等の関係審議会における検討もふまえつつ、調達価格／基準価格や入札制度等について検討すべきではないか。

<地熱発電・中小水力発電>

● 地熱発電・中小水力発電の2024年度以降の取扱い

- 2024年度及び2025年度の調達価格／基準価格について、コスト動向等をふまえて、どう設定するか。
 - ・ 特に中小水力発電（1,000kW以上30,000kW未満）については、コスト実績が調達価格の水準を下回る中で、オーバーホールによる運転維持費や設備利用率への影響実態等ふまえて、どう設定するか。
- 2025年度のFIT／FIPの対象について、電源の発電特性等をふまえて、どう設定するか。

<バイオマス発電>

● バイオマス発電の2024年度以降の取扱い

- 2024年度の調達価格／基準価格について、コスト動向等をふまえて、どう設定するか。
- 2024年度のFIT／FIPの対象について、バイオマス発電の特性等をふまえて、どう設定するか。

● バイオマス発電の2023年度の取扱い

- 2022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、募集容量や上限価格、その事前公表／非公表等をどう設定するか。
- また、バイオマス持続可能性WGにおいて、ライフサイクルGHGの確認手段等の残された論点に関する同WGの結論を得た上で、新規燃料の取扱いについて、どう検討するか。

<その他の論点>

● インボイス制度の導入に伴う調達価格における消費税の取扱い

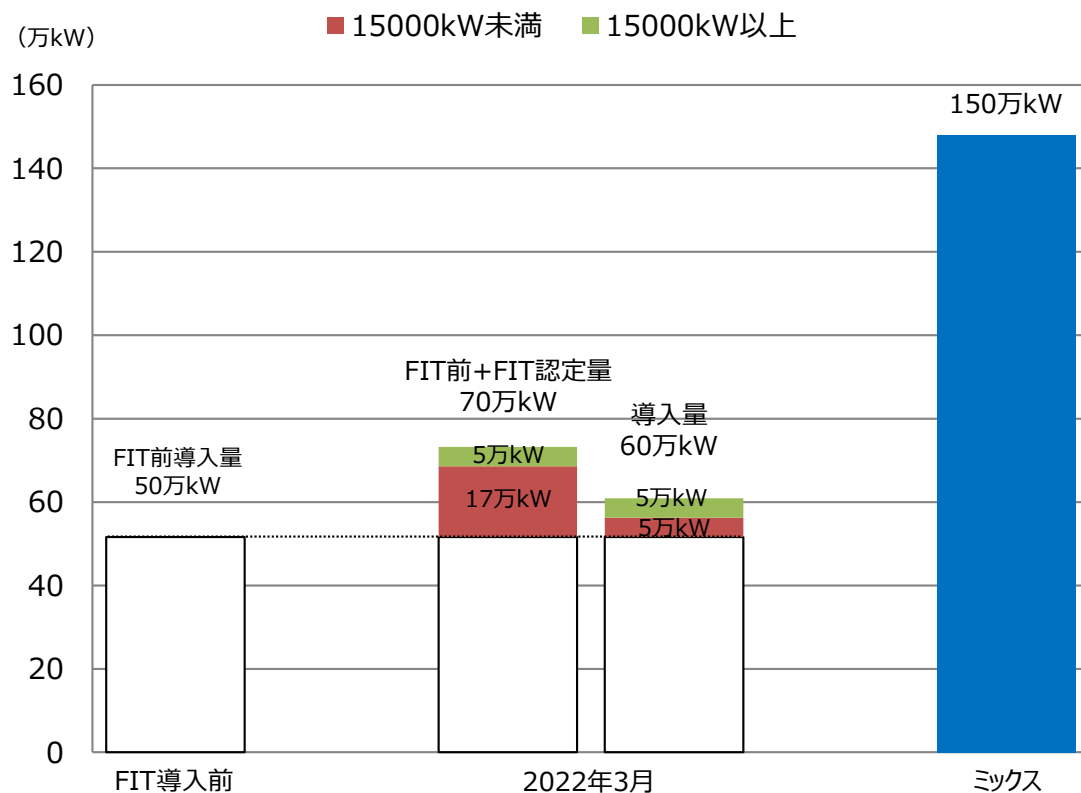
- 新規認定については、課税事業者の場合、インボイス発行事業者として登録を行うことを認定要件とする方向性の中で、インボイス発行事業者と非インボイス発行事業者で、調達価格における消費税の取扱いについて、どう設定するか。

(参考) 地熱発電のFIT・FIP認定量・導入量・買取価格

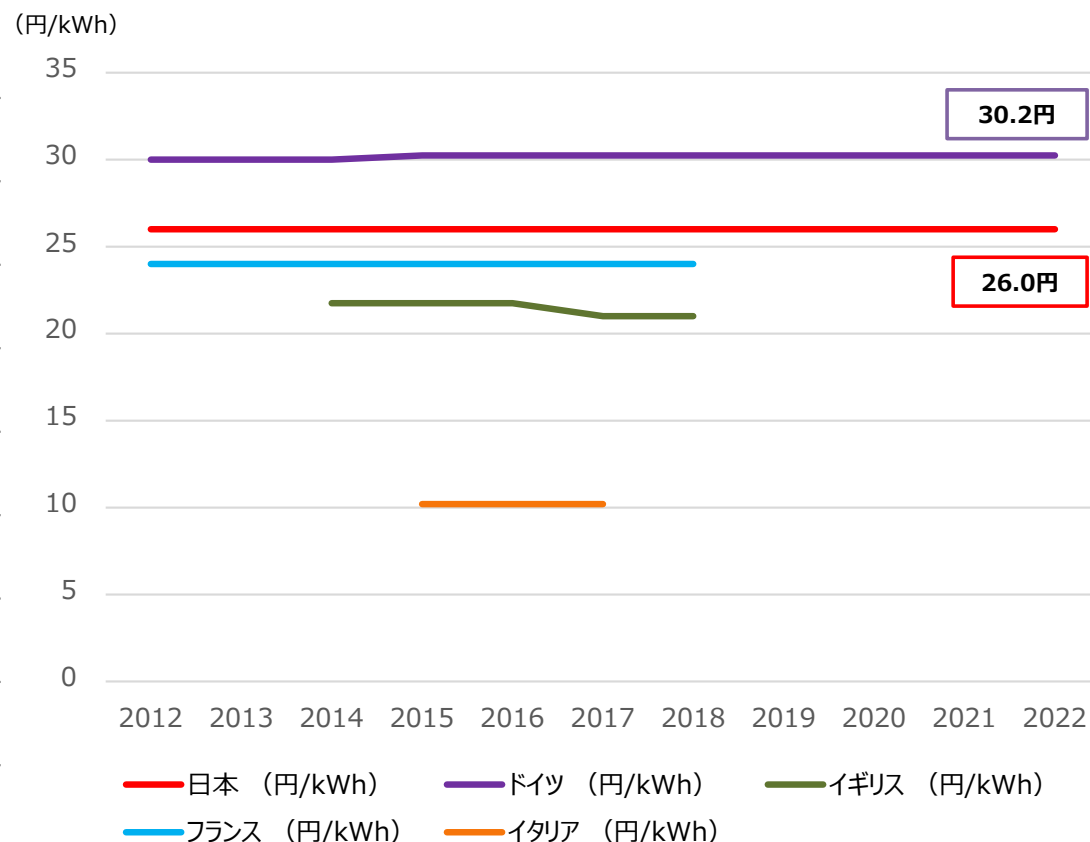
調達価格等算定委員会（第78回）
（2022年10月12日）事務局資料より抜粋・一部修正

- 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、2022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**60万kW**。
- 2022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>



<地熱発電（30,000kW）の各国の買取価格>



※ 失効分（2022年3月時点で確認できているもの）を反映済。

※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)	225(2)	0(0)	3,405(2)	0(0)	0(0)	0(0)	3,727(6)
2013年度認定	161(3)	440(1)	500(1)	0(0)	9,330(2)	0(0)	0(0)	10,431(7)
2014年度認定	342(9)	215(2)	0(0)	0(0)	12,049(2)	0(0)	46,199(1)	58,805(14)
2015年度認定	203(5)	2,905(17)	1,100(2)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	4,208(24)
2016年度認定	424(8)	2,212(11)	550(1)	0(0)	4,444(1)	0(0)	0(0)	7,630(21)
2017年度認定	99(2)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	99(2)
2018年度認定	320(7)	480(1)	720(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	1,520(9)
2019年度認定	50(1)	250(1)	0(0)	0(0)	0(0)	14,900(1)	0(0)	15,200(3)
2020年度認定	278(6)	280(1)	625(1)	1,998(1)	10,938(3)	14,990(1)	0(0)	29,109(13)
2021年度認定	233(5)	1,125(4)	1,745(3)	0(0)	22,375(5)	14,999(1)	0(0)	40,477(18)
合計	2,209(48)	8,132(40)	5,240(9)	5,403(3)	59,136(13)	44,889(3)	46,199(1)	171,208(117)

<地熱発電 (新設) のFIT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)	225(2)	0(0)	3,405(2)	0(0)	0(0)	0(0)	3,727(6)
2013年度認定	161(3)	440(1)	500(1)	0(0)	9,330(2)	0(0)	0(0)	10,431(7)
2014年度認定	342(9)	215(2)	0(0)	0(0)	12,049(2)	0(0)	46,199(1)	58,805(14)
2015年度認定	134(4)	2,905(17)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	3,039(21)
2016年度認定	375(7)	1,122(7)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	1,497(14)
2017年度認定	99(2)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	99(2)
2018年度認定	274(6)	480(1)	720(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	1,474(8)
2019年度認定	50(1)	250(1)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	300(2)
2020年度認定	229(5)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	229(5)
2021年度認定	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)
合計	1,761(39)	5,637(31)	1,220(2)	3,405(2)	21,379(4)	0(0)	46,199(1)	79,601(79)

※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、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

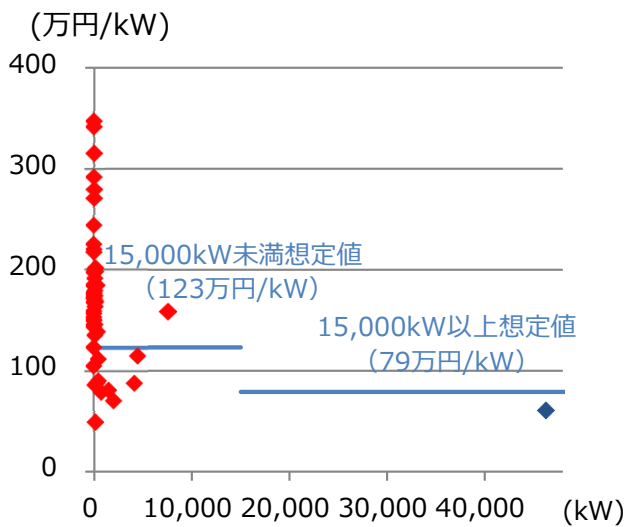
I コストデータ

II 2025年度以降の取扱い

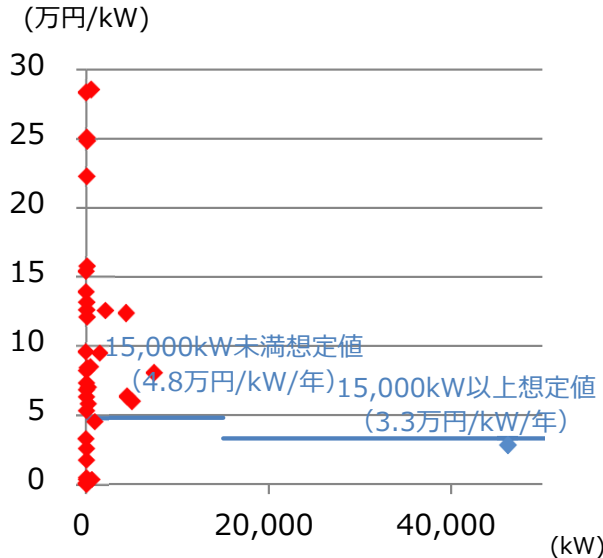
(1) 国内の動向：地熱発電の資本費・運転維持費（全体像）

- 15,000kW未満の資本費の定期報告データは58件、運転維持費の定期報告データは36件。
 - 資本費の平均値は**171万円/kW**、中央値は**168万円/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**9.8万円/kW/年**、中央値は**8.1万円/kW/年**となり、**想定値（4.8万円/kW/年）を上回った**。
 - 一方で、**中規模（1,000-7,500kW）案件**では、導入件数が少ないものの、平均値は**102万円/kW**と**想定値（123万円/kW）を下回っており、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、**想定値（79万円/kW）を下回った**。また、運転維持費は**2.8万円/kW/年**となり、**想定値（3.3万円/kW/年）を下回った**。
- リプレース区分の資本費及び運転維持費の定期報告データは1件（15,000kW未満・地下設備流用区分）。資本費が**69万円/kW**となり、**想定値（77万円/kW）を下回った**。また、運転維持費は**3.1万円/kW/年**となり、**想定値（4.8万円/kW/年）を下回った**。

＜出力と資本費の関係＞



＜出力と運転維持費の関係＞



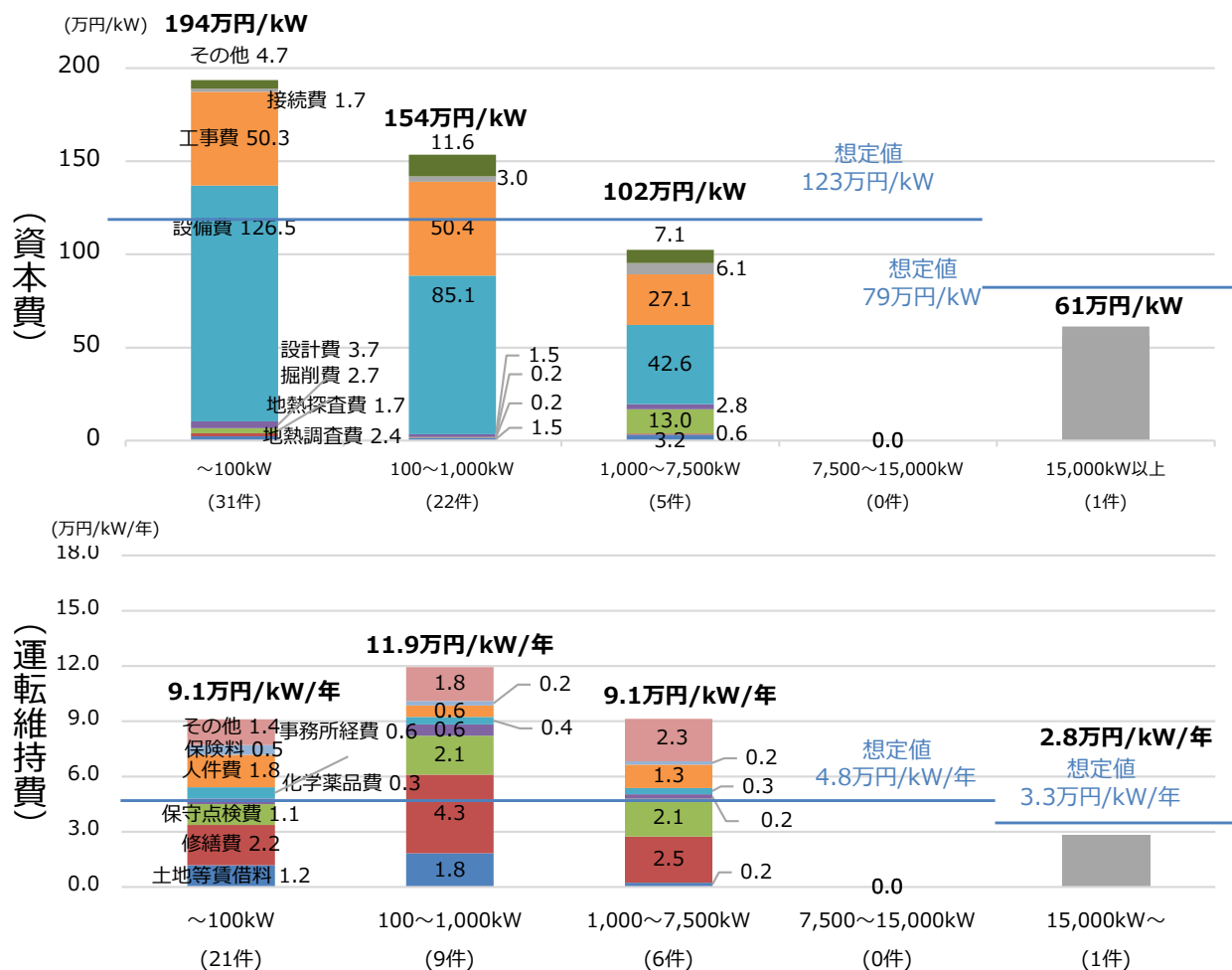
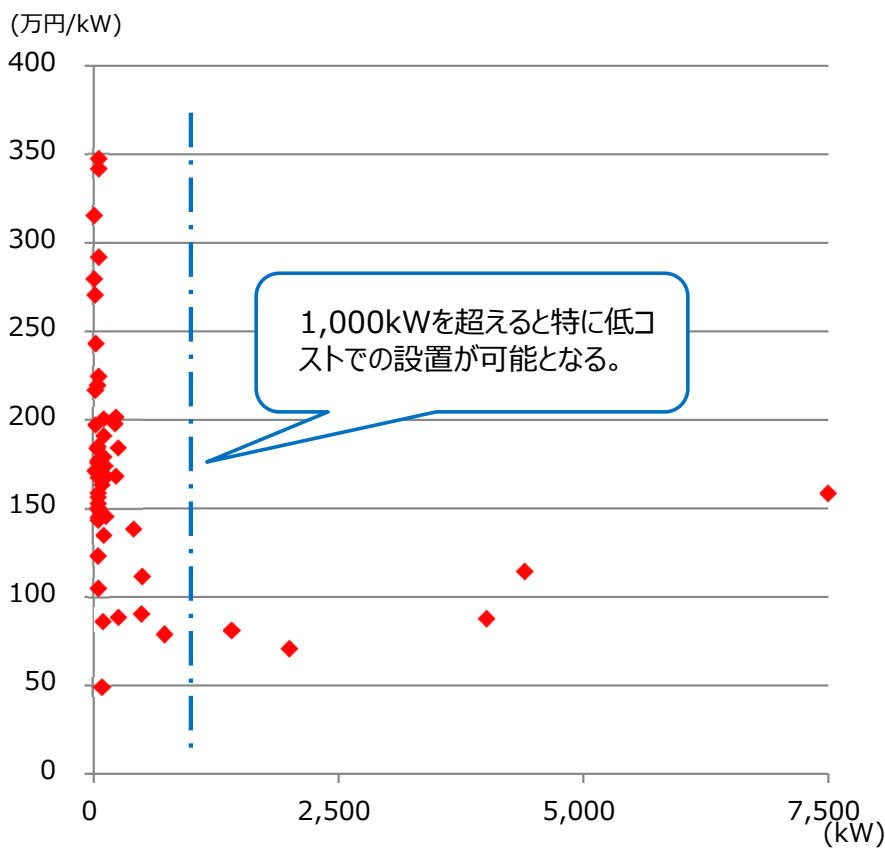
	-100kW	100-1,000kW	1,000-7,500kW	7,500-15,000kW	15,000kW-
認定件数	48件	49件	16件	3件	1件
導入件数 (新設)	39件	33件	6件	0件	1件
資本費 平均値 (万円/kW)	194	154	102	—	61
運転維持費 平均値 (万円/kW/年)	9.1	11.9	9.1	—	2.8

※資本費・運転維持費については、2022年7月29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。

■ 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194万円/kW、100-1,000kWは平均値154万円/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、1,000-7,500kWは平均値102万円/kW、15,000kW以上は61万円/kWとなっており、**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は、得られたデータが少な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>

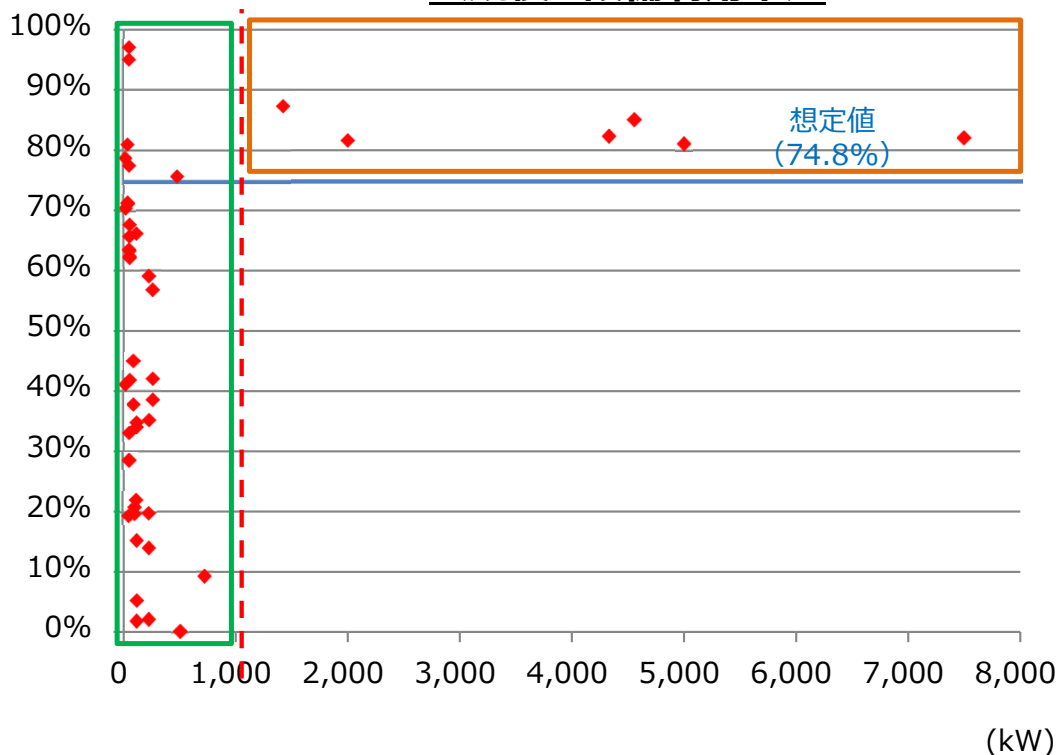


※2022年7月29日時点までに報告された定期報告を対象。

- 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50.7%、中央値は58.0%となっており、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83.8%、中央値は82.3%となっており、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79.6%であり、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、運転開始年数の経過につれて、全体として、横ばいの傾向があった。

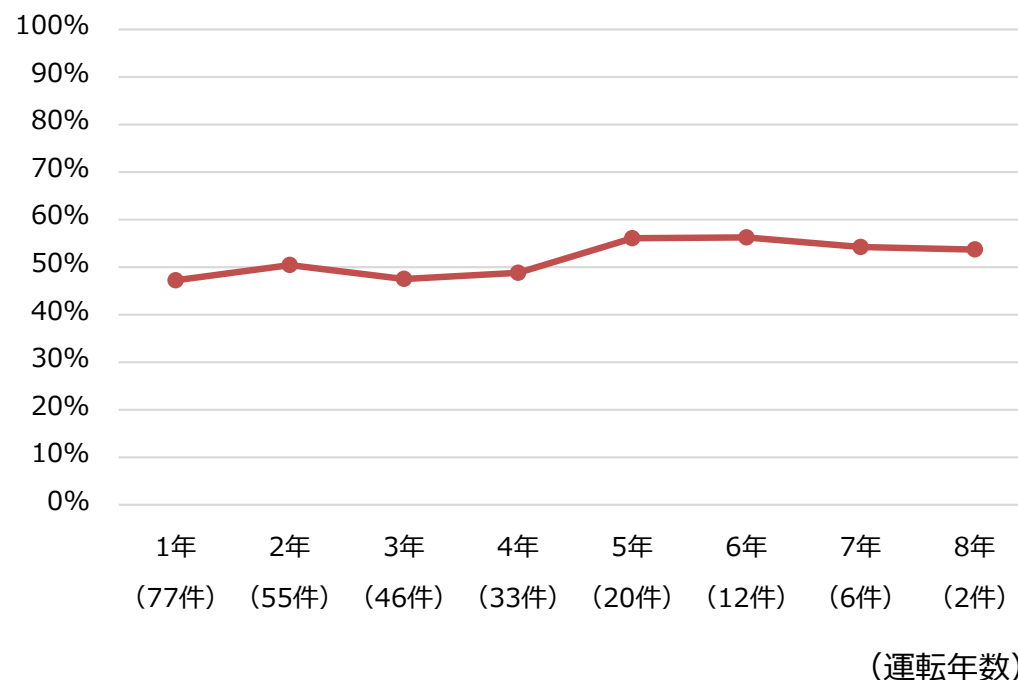
(設備利用率)

＜規模×設備利用率＞



＜運転年数と平均設備利用率の関係＞

(15,000kW未満全体)



※2021年6月－2022年5月までのデータを対象。

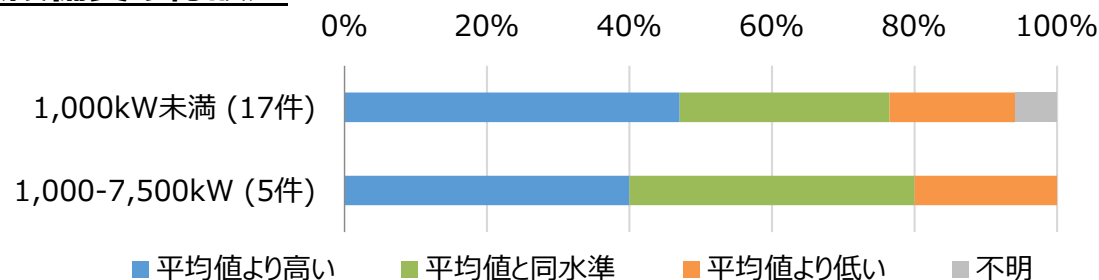
(1) 国内の動向：地熱発電のコストに関する調査概要①（設問）

- 地熱発電の資本費や設備利用率等のコスト動向の詳細を把握するため、本年9～10月に、稼働済のFIT認定設備65件に対して、アンケート調査を実施した。
- 具体的には、各案件の設備費や設備利用率等が、平均的な値または事業計画時の想定と比べて高い／同水準／低いかどうか、また、その高い／低い理由等に関して、質問した。
- 回答件数は23件（回答率35%）。

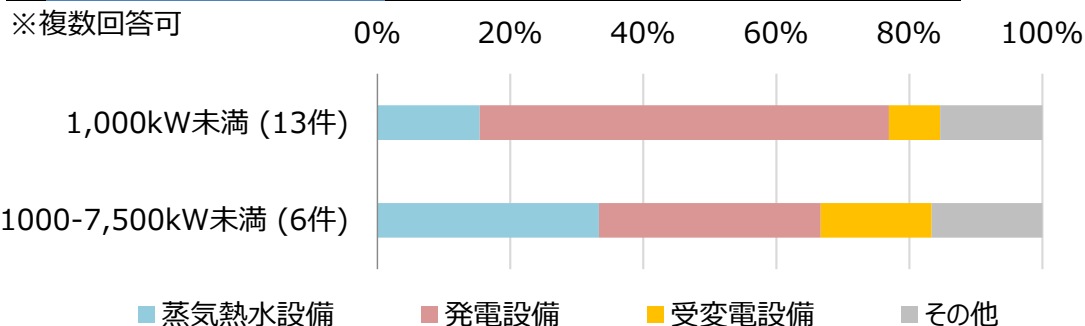
	-1,000kW	1,000-7,500kW	7,500-15,000kW	15,000kW-	合計
送付件数	57件	6件	1件	1件	65件
回答件数	17件 (30%)	5件 (83%)	0件 (0%)	1件 (100%)	23件 (35%)

- 設備費が平均より高額となってしまった案件では、特に**発電設備や蒸気熱水設備が平均より高額**となっており、その主な理由としては、**求める設備仕様に対応可能なメーカーの選択肢が限られており、多数の見積を基に検討することができなかったことや設備仕様が過大となってしまうことが挙げられる。**

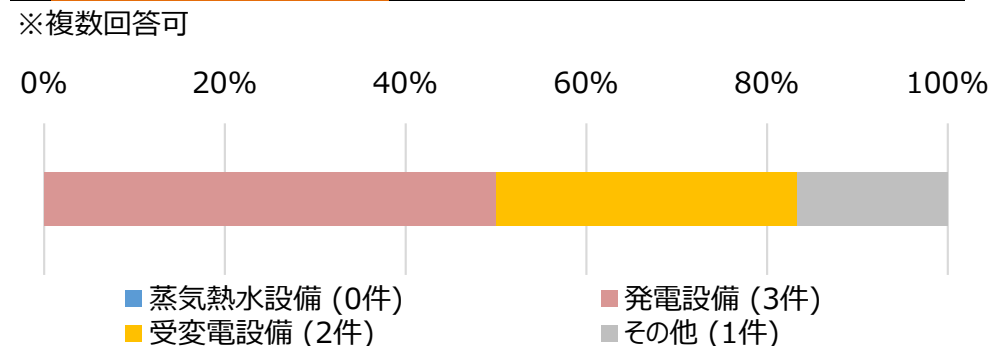
<設備費の総額>



<平均値より高い案件における特に高額となった設備費>



<平均値より低い案件における特に低額となった設備費>



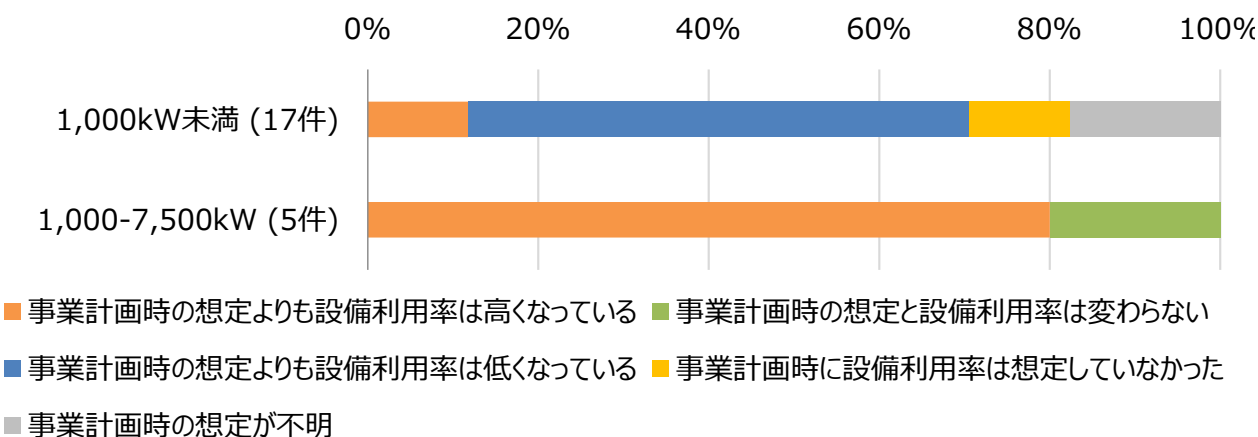
<高額となった主な理由> ※複数回答可

- 求める設備仕様に対応可能なメーカーが少なく、価格交渉が行えなかったため。（11件、うち8件が**発電設備**について）
- 設備仕様が過大となったため。（6件、うち3件が**発電設備**について）
- 為替の影響により海外メーカーの製品の価格が上昇したため。（1件、うち1件**発電設備**について）

(1) 国内の動向：地熱発電のコストに関する調査概要③ (設備利用率)¹⁴

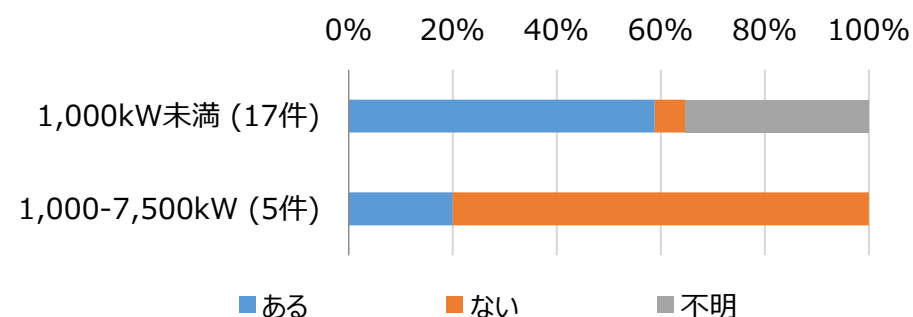
- 特に**1,000kW未満**の案件においては、**事業計画時の想定より設備利用率が低くなり**、また、**極端に設備利用率が低下することが多い傾向**。また、設備利用率が高い／低いを左右する要因としては、**適切なメンテナンスの実施**が多く挙げられた。

<事業計画時の想定に対する設備利用率の実績>



<極端に設備利用率が低下した年の有無>

※設備利用率が30%以下へと低下したこと



<設備利用率が高い案件における工夫> ※複数回答可

- 定期的な設備メンテナンスにより、適切な設備管理の実施。(6件)
- 定期的な坑井のメンテナンスにより、適切な地熱流体管理の実施。(1件)
- 設備利用率の維持のため、蒸気・熱水を計画的に取り出している。(2件)

<設備利用率が低い案件における理由> ※複数回答可

- 設備の故障・修繕が発生したため。(4件)
- 設備の長期点検・停止が必要となったため。(2件)
- 坑井の詰まりにより、蒸気・熱水量が低下したため。(1件)
- 自然要因により蒸気・熱水が減衰したため。(1件)

B30

<参考>小規模バイナリーの利用率低下要因

小規模バイナリー地熱発電の IoT-AI 適用化研究(1)：発電停止分析と異常予兆検知
IoT-AI application research in small-scale binary geothermal power generation
(1) : Analysis of power generation troubles and abnormal sign detection

塩崎 功・松原 洋 (ENAA)・荒金 聡 (サンコーコンサルタント)・高市 和義・船戸 遥子 (CTC)
I. Shiozaki, H. Matsubara, S. Arakane, K. Takaichi and Y. Funato

1. はじめに

本研究は、小規模バイナリー地熱発電所におけるトラブル発生率 20%低減と暦日利用率 10%向上を目的とし、(一財)エンジニアリング協会、(一財)電力中央研究所、(国大)東京海洋大学、伊藤忠テクノソリューションズ(株)の4団体が実施した、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の委託事業「地熱発電技術研究開発/地熱エネルギーの高度利用化に係る技術開発/IoT-AI 適用による小規模地熱スマート発電&熱供給の研究開発 (2018 年度～2021 年度)」の成果の一部である。

2. 発電停止の原因分析

5 つの小規模バイナリー地熱発電所における発電停止のトラブル原因ならびに定期点検などのメンテナンス情報を、発電機の運転データと対比することにより、発電機停止の原因を分析した。分析対象とした 5 つの発電所の総発電停止時間は 15,225 時間 (約 634 日) で、停止件数は合計 515 件である。発電停止の原因を、①不調、②検査、③工事、④停電、⑤清掃、⑥その他、および原因不明の 7 種類に分類して集計した結果を表 1 に示す。

表 1 発電停止トラブル原因分析結果

No.	原因種別	停止時間累計 (時間)	停止件数累計 (件数)	1件あたりの停止時間 ^(注)	備考
①	不調	9,627.8	131	73.5 (3.1)	故障、異常、トラブル、修理、交換など
②	検査	1,365.1	29	47.1 (2.0)	検査・点検、メンテナンス、法定点検など
③	工事	812.3	19	42.8 (1.8)	取付・取替、修繕・修理、定規工事など
④	停電	611.5	35	17.5 (0.7)	編停、停電
⑤	清掃	572.2	43	13.3 (0.6)	清掃、洗浄
⑥	その他	75.7	11	6.9 (0.3)	振差、断水、地震など
※	原因不明	2,160.6	247	8.7 (0.4)	発電停止原因不明
	(計)	15,225.2	515	100.0%	

(注) 1 件あたりの停止時間 (時間) = 停止時間累計 ÷ 停止件数累計、() 内の数字は日数を示す。

発電停止トラブルの最たる原因は設備 (主に発電機) の①不調である。今回の分析では、発電停止時間の 63%は設備不調によるもので、他の原因に比べて突出して多い。一方、発生件数は全体の 25%に留まり、1 件あたりのトラブル復旧に要する時間も他の原因に比べて非常に長い (73.5 時間(3.1 日)/件)。したがって、暦日利用率を向上させるには設備不調に対する対策を行うことが最も効率的である。設備不調に続く発電停止原因には、②検査、③工事、④停電、⑤清掃がある。停電を除けば自ら計画・管理できる原因である。一方、これら 4 つの原因による発電停止時間の合計値は、設備不調の 63%に対して 22%に過ぎない。したがって、予防保全として検査・工事・清掃の頻度や時間を増やし、それに勝るだけ設備不調の時間が抑えられる可能性があれば、積極的に予防保全を検討すべきである。

3. 異常予兆検知によるトラブル発生率の低減

発電停止時間が最も長い設備不調が低減できれば、本事業の目的である暦日利用率は向上する。そこで、「事前に予兆検知可能なトラブルは、何らかの措置を行うことによりトラブル発生を予防可能」という前提条件を置いてトラブル発生率の低減率を試算した。実際に発生したトラブルが予兆検知可能なトラブルであるか否かに関しては、米国ベンチャー ECG 社が開発した AI を使った異常予兆検知ソフトである Predict-It[®]を用いた複数の試行解析を行い、予兆検知できる可能性のあるトラブル事象を抽出した。実証試験サイトとして選定した 2 つの発電所において発生したトラブル事象の分析から、「予兆検知できる可能性のあるすべてのトラブル事象の件数：13 件」、Predict-It を用いた複数の試行解析から、「予兆検知できる可能性が示されたトラブル事象の件数：3 件」となり、上述の前提条件に基づくトラブル発生率の平均的な低減率は、 $3/13=0.23=23\%$ と試算できる。

発電停止の原因分析 (5発電所を対象)

- ・主要原因：設備 (主に発電機) 不調
- ・発電停止時間の 63%
- ・発生件数は全体の 25%



- ・1 件あたりのトラブル復旧所要時間が長い (73.5 時間/件)



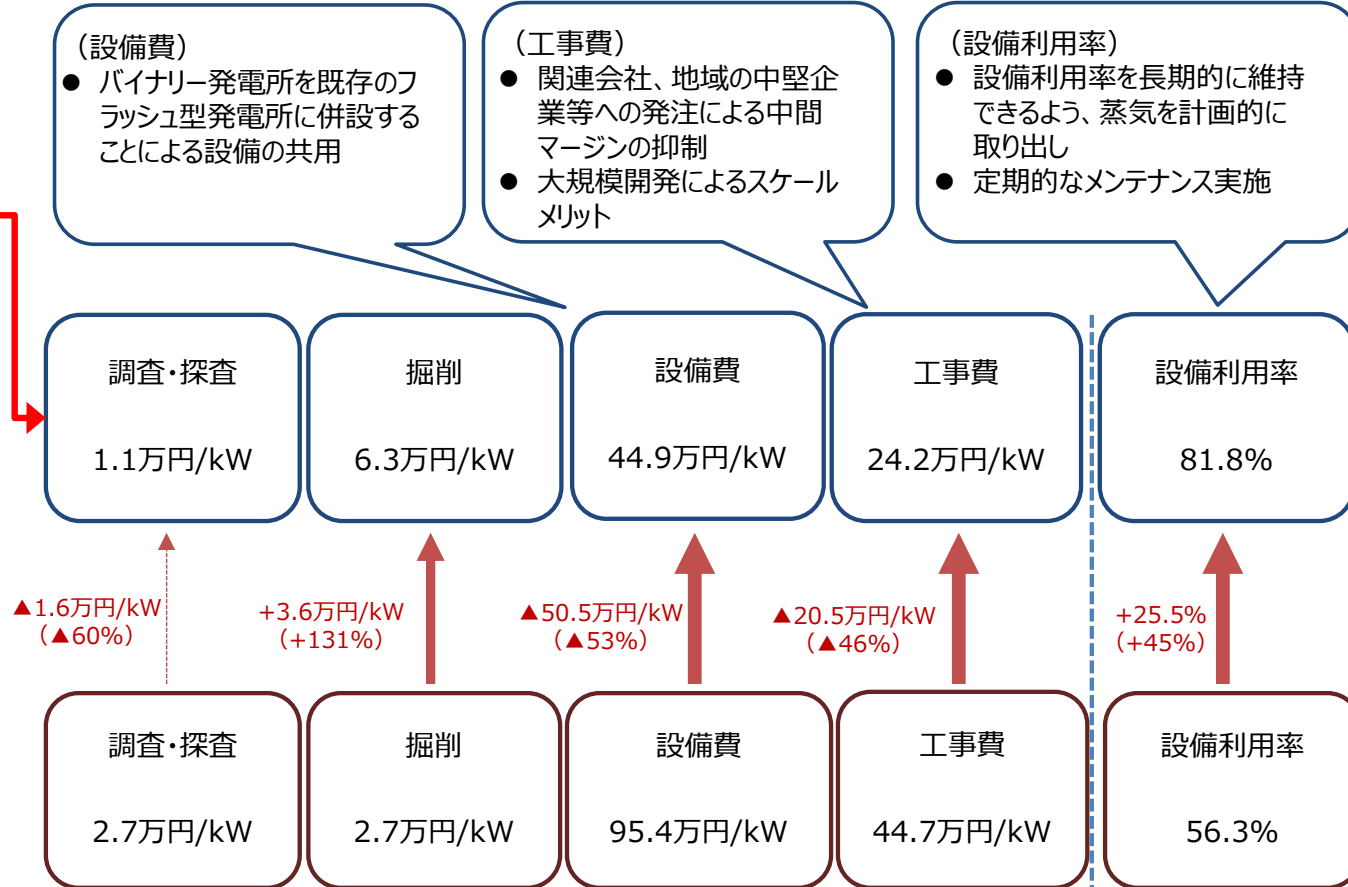
- ・利用率向上には設備不調への対策が効率的

- 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、**5件（全体の14%）**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	7500	15000
		- 1000	- 7500	- 15000	-
0円/kWh～20円/kWh	0件	1件	3件	0件	1件
20円/kWh～25円/kWh	1件	0件	1件	0件	0件
25円/kWh～30円/kWh	2件	0件	1件	0件	0件
30円/kWh～35円/kWh	6件	2件	0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	4件	9件	0件	0件	0件
合計	17件	12件	5件	0件	1件

【20円/kWh未満の水準の平均値】

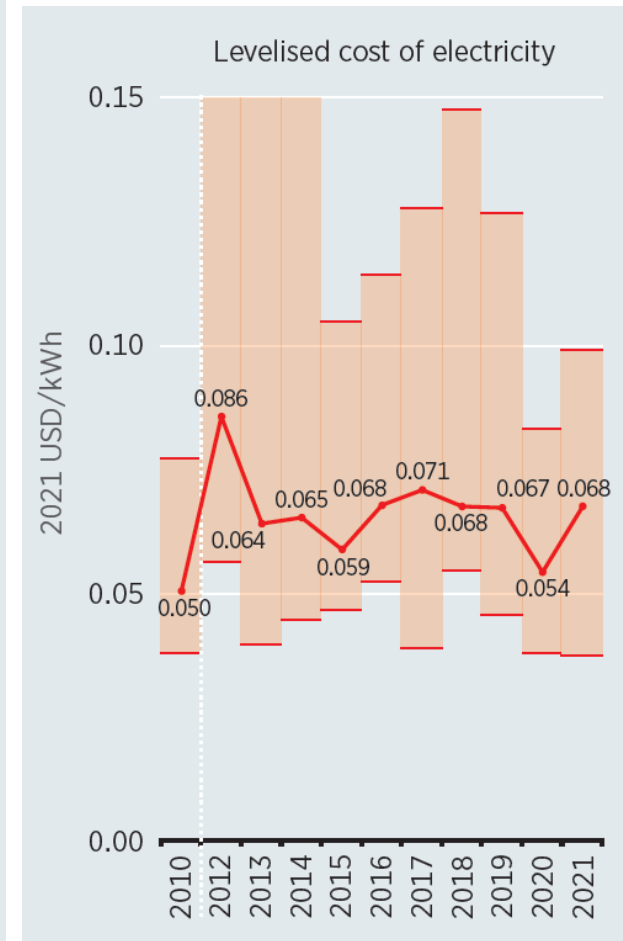
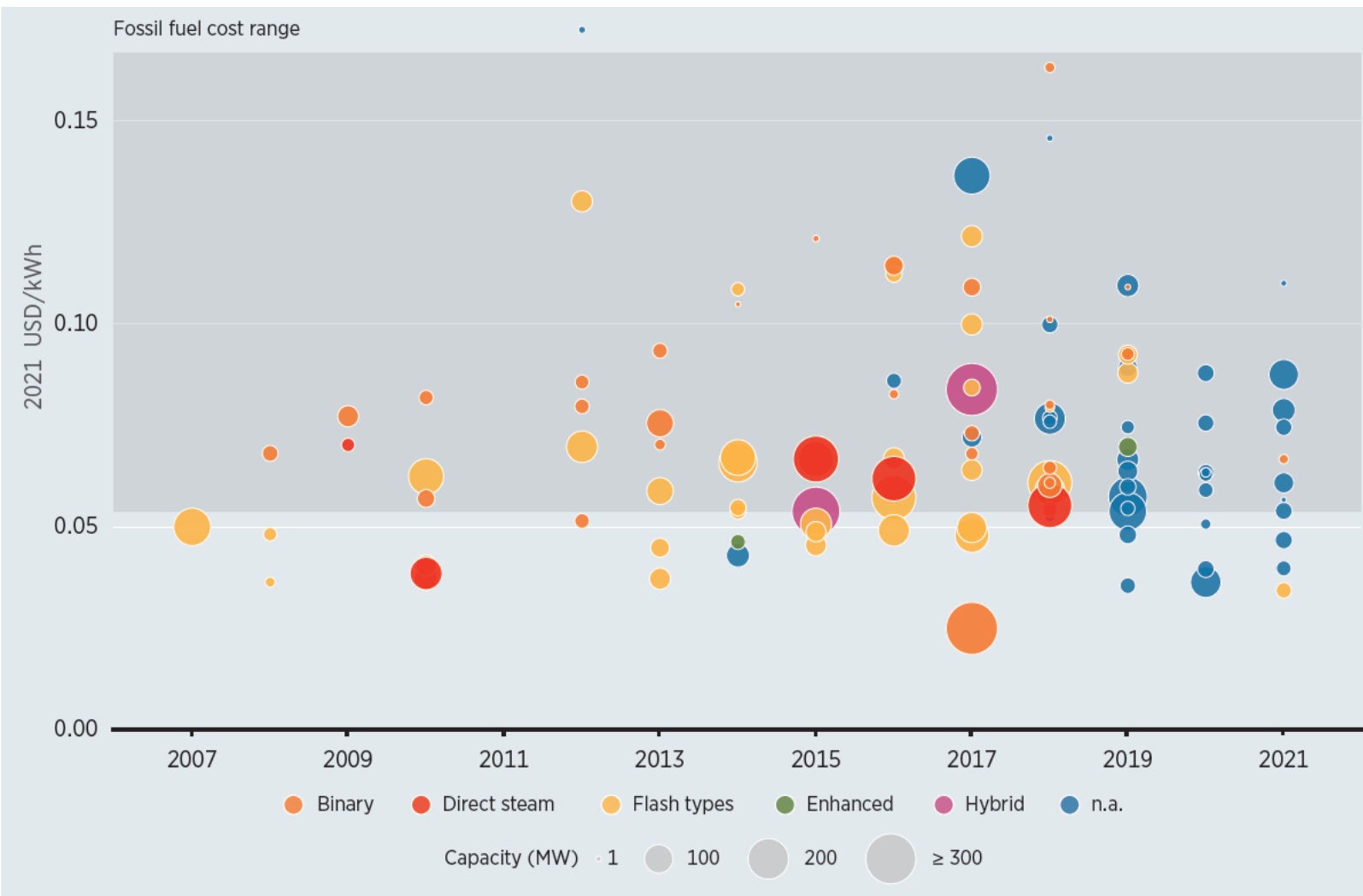


【全案件の平均値】

・ (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。

＜地熱発電事業のLCOE＞

＜地熱発電事業のLCOEの加重平均＞



Source: IRENA Renewable Cost Database.

出典：IRENA「Renewable Power Generation Costs in 2021」

地熱発電

I コストデータ

II 2025年度以降の取扱い

<本年度に取扱いを示す対象>

- 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。2024年度までは既に取扱いが決定しているところ、**2025年度取扱いについて、本年度に示す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>

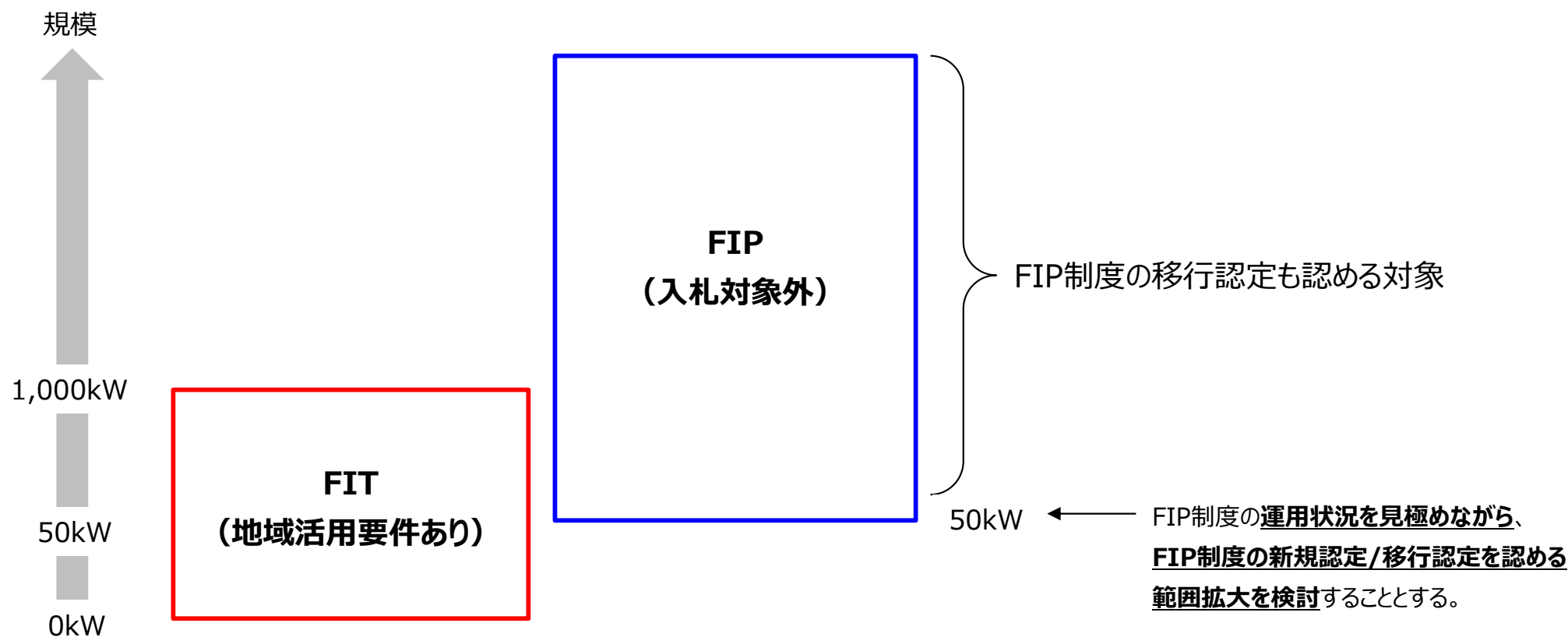
- これまでの本委員会では、以下の理由から、**2024年度までの新規認定でFIP制度のみ認められる地熱発電の対象**※を、**1,000kW以上**とした。
 - ① 資本費や運転維持費、設備利用率のデータが1,000kW未満と1,000kW以上で、**分布の傾向が異なっていたこと**
 - ② 地熱発電は、ベースロード電源であり**出力が安定**していることから、**発電予測が比較的容易、需要側が単体の電源から安定した電気を調達しやすい**、といった特徴があるため、FIP制度により、**早期に電力市場へ統合していくことが適切**と考えられること
- 上述のとおり、地熱発電は、**自立化へのステップ**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、今年度からFIP制度が開始する中で、1,000kW以上については、FIP制度のみ認められることとしており、FIP制度の動向についてもふまえることが重要。
- 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、**2025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、2024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、2025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、**2025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。

<2025年度における地熱発電のFIP/FIT制度の対象 (イメージ) >



<調達価格・基準価格>

i) 15,000kW未満 (新設) 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、2024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、平均値は想定値を下回っており、効率的な事業実施ができています。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、2024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・中央値は想定値を上回っており、効率的な事業実施ができています。また、調査結果等に基づけば、特に設備利用率が低い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。
- 調達価格・基準価格の設定にあたっては、このように、中規模案件では効率的な事業実施ができていたり、特に設備利用率については小規模案件においても改善が期待できること、また、価格目標で中長期的な自立化を目指していることや、15,000kW未満／以上の間の価格差が適切な事業規模での導入拡大に影響を与えている可能性があることをふまえることが重要。
- 一方で、15,000kW未満全体で見れば想定値ほどに安価に事業実施できていないことや、世界的にも価格低減が進んでいるとはいえない状況もふまえ、2025年度の調達価格・基準価格については、2024年度の想定値を維持することとして、今後、2030年の野心的な導入目標に向けた導入ペースの加速化や15,000kW未満／以上の間の価格差による適切な事業規模での導入拡大への影響等も勘案しつつ、資本費や設備利用率等の想定値の引き下げ（設備利用率については引き上げ）や調達価格・基準価格の区分のあり方の見直し等も検討することとしてはどうか。

<調達価格・基準価格>

ii) 15,000kW以上 (新設) について

- 導入済み1件のコストデータによれば、資本費・運転維持費は2024年度の基準価格における想定値を下回っており、設備利用率は想定値と同程度であるが、まだ報告数が1件のみと少ない。このため、動向を注視することとし、2025年度の基準価格については、2024年度の想定値を維持してはどうか。

iii) 全設備更新や地下設備流用の区分等について

- 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。また、全設備更新や地下設備流用の区分等の調達価格・基準価格における資本費は、新設の区分等の調達価格・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。これらをふまえ、全設備更新や地下設備流用の区分等についても、新設の区分等と同様、引き続き、2025年度の15,000kW未満/以上の調達価格・基準価格については、それぞれ2024年度の調達価格・基準価格における想定値を維持してはどうか。