

令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業
(再生可能エネルギー固定価格買取制度における賦課金単価算定の
精緻化に向けた分析等調査)

報告書

MRI 三菱総合研究所

2022年3月31日

サステナビリティ本部

目次

はじめに	3
1. 再エネ発電設備の導入量・導入時期の分析、予測	5
2. 回避可能費用に関する分析、予測	10
3. 電気事業者が供給することが見込まれる電気の量に関する分析、予測	12
4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測	14
5. 卸電力取引市場や環境価値の参照価格に係る分析・予測	41
6. バランシングコストや出力制御に係る分析・予測	46
7. 賦課金及び賦課金単価の算定	48

調査の背景と目的

- 本調査では、下記の背景・目的に基づき、FIT認定設備の各種データを分析・整理し、令和4年度の賦課金総額及び賦課金単価の算定を行った。

調査の背景

- 我が国では、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(以下、「FIT法」という。)に基づき、平成24年7月1日より再生可能エネルギーの固定価格買取制度が導入されている。
- 本制度は、国が定めた価格・期間での再生可能エネルギー電気の買い取りを電気事業者に対して義務付けるものであるが、電気事業者がその買い取りに要した費用は、賦課金という形で、すべての電気の使用者からその使用量に応じた額が電気料金を通じて回収される。その際、電気事業者が電気の使用者から回収する賦課金額は、電気の使用者の電気使用量に毎年度定める賦課金単価を乗じて計算される。
- 賦課金単価は、電気事業者に交付される交付金の額や電気事業者が供給することが見込まれる電気の量等を勘案した上で算定することとなるが、再生可能エネルギーを巡る状況が変動する中で、算定のより一層の精緻化が求められている。
- また、令和4年4月から施行予定となるFIP(Feed-in Premium)制度における補助額(プレミアム)に要する費用等もFIT制度と同様に賦課金で回収されるため、今回から新たに勘案する必要がある。

調査の目的

- 本調査は、FIT法に基づく再エネ発電設備の認定状況等から、事業者へのヒアリング等を通じて、固定価格買取制度及びFIP制度、関連する制度の動向等を踏まえつつ、今後の再エネ発電設備の導入量等の分析・予測方法の検討を行い、令和4年度の賦課金単価の算定を行う際に必要となるデータ等の整理を行うことを目的とする。

調査の実施内容

- 本調査では、各分析項目に従って下表のとおり分析を実施し、令和4年度(2022年度)の賦課金総額および賦課金単価を算出した。

調査項目ごとの分析実施内容

項目	分析内容	
I. FIT制度に係る算定用データの分析、予測	(1) (2) 発電設備の導入量・導入時期に関する分析、予測	<ul style="list-style-type: none"> ・ 稼働済設備: FIT認定設備に関するデータを基に導入量を分析 ・ 未稼働設備: アンケート調査を基に将来の導入量を分析
	(3) 回避可能費用に関する分析、予測	<ul style="list-style-type: none"> ・ スポット市場・時間前市場価格の過去トレンドを基に分析
	(4) 電気事業者が供給することが見込まれる電気の量に関する分析、予測	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電気供給量の過去トレンドを基に分析
II. FIP制度に係る分析・予測	(1) FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測	<ul style="list-style-type: none"> ・ アンケート調査を基にFIP制度活用予定事業者を分析
	(2) 卸電力取引市場や環境価値の参照価格に係る分析・予測	<ul style="list-style-type: none"> ・ 卸電力取引市場: スポット市場・時間前市場価格の過去トレンドを基に分析 ・ 環境価値: 非FIT非化石価値オークションの取引状況を基に分析
	(3) バランシングコストや出力制御に係る分析・予測	<ul style="list-style-type: none"> ・ バランシングコスト: FIPプレミアム算定方法に基づいて分析 ・ 出力制御量: FIPプレミアム分析では考慮しない
III. その他	賦課金単価算定	<ul style="list-style-type: none"> ・ 仕様 I、II の分析結果を基に賦課金単価を算定

1. 再エネ発電設備の導入量・導入時期の分析、予測

1. 再生可能エネルギー発電設備の導入量・導入時期の分析、予測

集計・推計方法の概要

- 再生可能エネルギー発電設備の導入量・導入時期について、以下データを基に集計・推計を行った。
 - 稼働済設備：FIT制度費用負担調整機関保有データ（以下、GIOデータ）及びFIT設備認定データ（以下、認定データ）を用いて集計。
 - 未稼働設備：導入量・導入時期に関するアンケート調査結果を用いて集計。アンケート未回答分（含む未発送分）については、アンケート分析結果等を用いて推計。

稼働状況ごとの集計・推計方法



1. 再エネ発電設備の導入量・導入時期の分析、予測

アンケート調査対象・調査内容

- 未稼働設備に対して、発電事業の開発意向や運転開始時期等に関するアンケート調査を実施した。
 - 太陽光発電設備については、10kW以上の事業用太陽光を調査対象とした。未稼働設備容量が大きい2,000kW以上については全数調査を実施し、その他規模についてはサンプル調査を実施した。
 - 太陽光以外の発電設備については、20kW未満風力(サンプル調査)を除いて全数調査を実施した。

アンケート調査実施対象と調査方法

エネルギー種類	調査方法	
太陽光発電	10-50kW	サンプル調査
	50-500kW	サンプル調査
	500-1,000kW	サンプル調査
	1,000-2,000kW	サンプル調査
	2,000kW以上	全数調査
風力発電	20kW未満	サンプル調査
	20kW以上	全数調査
中小水力発電	全数調査	
地熱発電	全数調査	
バイオマス発電	木質等	全数調査
	一般廃棄物	全数調査
	メタン発酵	全数調査

アンケート調査内容

アンケート質問項目											
設問1	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電事業の開発継続意向 <ol style="list-style-type: none"> ① あり ② なし ③ 運転開始済み 										
設問2	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電所の運転開始見込み時期 (運転開始済みの場合は実際の運転開始時期) <ol style="list-style-type: none"> ① 2023年3月までに運転開始見込み・運転開始済み ② 2023年4月以降の運転開始見込み ③ 事業譲渡予定 ④ ①～③の具体的な運転開始(見込み)年月 										
設問3	<ul style="list-style-type: none"> ■ 現在の事業開発ステータス <table border="0"> <tr> <td>①事前調査</td> <td>②環境影響評価</td> </tr> <tr> <td>③基本設計</td> <td>④実施設計</td> </tr> <tr> <td>⑤土地造成</td> <td>⑥坑井掘削期間(地熱)</td> </tr> <tr> <td>⑦基礎・土木工事</td> <td>⑧据付・電気配管・附帯工事</td> </tr> <tr> <td>⑨系統接続に関する工事</td> <td>⑩その他</td> </tr> </table> 	①事前調査	②環境影響評価	③基本設計	④実施設計	⑤土地造成	⑥坑井掘削期間(地熱)	⑦基礎・土木工事	⑧据付・電気配管・附帯工事	⑨系統接続に関する工事	⑩その他
①事前調査	②環境影響評価										
③基本設計	④実施設計										
⑤土地造成	⑥坑井掘削期間(地熱)										
⑦基礎・土木工事	⑧据付・電気配管・附帯工事										
⑨系統接続に関する工事	⑩その他										

1. 再エネ発電設備の導入量・導入時期の分析、予測

アンケート調査件数および調査結果

- アンケート対象数・回収数・回収率および発電事業の開発継続意向の集計結果は下表のとおり。
 - 全数調査電源では70～95%程度と高いアンケート回収率が得られた。
 - 発電事業の開発継続意向を基に、各年度ごとの運転開始率を算出し、未稼働設備の導入量・時期を推計した。

アンケート調査件数および調査結果

設備種類・区分	アンケート調査方法	アンケート調査件数			アンケート調査結果			
		調査数	回収数	回収率	事業開発継続意向あり	事業開発継続意向なし	運転開始済	
太陽光	10-50kW	サンプル調査	800件	249件	31.1%	6,240kW (60%)	2,647kW (25%)	1,508 kW (15%)
	50-500kW	サンプル調査	500件	250件	50.0%	42,833kW (60%)	18,666kW (26%)	10,398 kW (14%)
	500-1,000kW	サンプル調査	500件	259件	51.8%	113,133kW (63%)	34,852kW (19%)	31,826 kW (18%)
	1,000-2,000kW	サンプル調査	500件	285件	57.0%	323,107kW (72%)	67,396kW (15%)	60,555 kW (13%)
	2,000kW以上	全数調査	416件	298件	71.6%	4,674,162kW (66%)	1,852,822kW (26%)	605,764 kW (8%)
風力	20kW未満	サンプル調査	500件	163件	32.6%	2,099kW (68%)	863kW (28%)	117 kW (4%)
	20kW以上	全数調査	730件	600件	82.2%	9,185,491kW (95%)	381,990kW (4%)	118,267 kW (1%)
中小水力	全数調査	193件	184件	95.3%	759,514kW (89%)	1,124kW (<1%)	89,613 kW (11%)	
地熱	全数調査	28件	22件	78.6%	65,634kW (98%)	1,390kW (2%)	0 kW (0%)	
バイオマス	木質等	全数調査	187件	141件	75.4%	3,074,455kW (75%)	728,218kW (18%)	308,619 kW (8%)
	一般廃棄物	全数調査	17件	14件	82.4%	25,775kW (74%)	5,125kW (15%)	3,980 kW (11%)
	メタン発酵	全数調査	44件	32件	72.7%	13,900kW (67%)	1,590kW (8%)	5,196 kW (25%)

1. 再エネ発電設備の導入量・導入時期の分析、予測

各電源の累積導入量見通し

- GIOデータ、認定データ、アンケート調査結果等を用いた分析結果を踏まえ、2022年度末の各電源の累積導入量を下記のとおり推計した。
 - 推計にあたっては、FIT買取期間が終了する案件(卒FIT案件)を集計・考慮した。

2022年度末の累積導入量見通し(MW)

電源種	設備詳細区分	2022年度末 累積導入量見通し [MW]
太陽光	10kW未満	7,882
	10kW未満・ダブル発電	359
	10kW以上	57,230
風力	20kW未満	60
	20kW以上・洋上風力含む	5,076
中小水力	200kW未満・既設含む	46
	200kW-1,000kW未満・既設含む	127
	1,000kW以上・既設含む	1,062

電源種	設備詳細区分	2022年度末 累積導入量見通し [MW]
地熱	15,000kW未満	60
	15,000kW以上	46
バイオマス	メタン発酵ガス	97
	未利用2,000kW未満	59
	未利用2,000kW以上	457
	一般木質等	4,053
	建設資材廃棄物	480
	一般廃棄物	875
	液体燃料	0

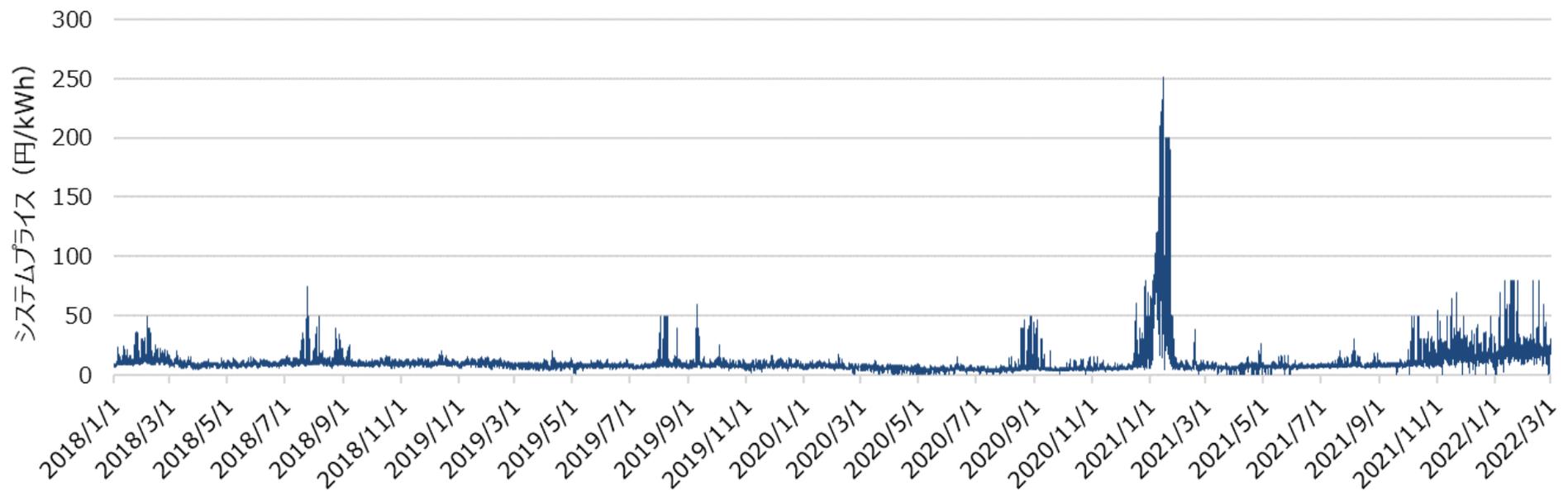
2. 回避可能費用に関する分析、予測

2. 回避可能費用に関する分析、予測

回避可能費用に関する分析

- 過去数年間のJEPXスポット市場のシステムプライス推移を参照して分析を実施した。
 - システムプライスはおおむね7～11円/kWhの範囲で推移しているが、2021年1月や2022年10月以降はシステムプライスの高騰が生じている。

システムプライスの推移



出所) JEPX「取引情報: スポット市場・時間前市場」(<http://www.jepx.org/market/>) <閲覧日: 2022年3月1日>

3. 電気事業者が供給することが見込まれる 電気の量に関する分析、予測

3. 電気事業者が供給することが見込まれる電気の量に関する分析、予測

電力広域的運営推進機関による電力供給量の見通し

- 電力広域的運営推進機関(OCCTO)が公表している電力需要について、過去実績値および直近の見通しに関する分析を行った。
 - 2017～2019年度は微減傾向にあり、2020年度は新型コロナウイルスの影響によって大きく減少している。一方で、2021年度、2022年度は復調し、電力需要が増加する見通しである。

電力広域的運営推進機関による来年度(2022年度)の電力需要の想定

電力広域的運営推進機関の公表値

単位:億kWh	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度 (一部推計)	2022年度 (推計値)
使用端電力需要	8,510	8,465	8,366	8,186	8,285	8,362

出所)電力広域的運営推進機関「2022年度全国及び供給区域ごとの需要想定について」
(https://www.occto.or.jp/juyousoutei/2021/220119_juyousoutei_2022.html) <閲覧日:2022/3/1>

4. FIP制度活用予定事業者における 発電設備に関する分析、予測

- アンケート調査の概要
- アンケート結果

アンケート実施方法・対象

- FIT運開済の50kW以上設備を対象にFIP移行に係るアンケート調査を実施。
 - 稼働済件数約3万5千件のうち、同一事業者が複数設備所有時には送付上限を設定。また、無効メールアドレスを除いた最終的な実配信数は23,536件。
 - アンケート実施期間は2021/12/1(水)～12/24(金)。※最終的には2022/1/5(水)までに収集された回答を分析。
 - アンケート形式はWeb回答を基本とし、電子回答・メール返送とのハイブリッド形式とした。

アンケート調査方法および調査件数

設備種類・規模		稼働済容量 [万kW]	稼働済件数 [件]	アンケート 総配信数※1 [件]	アンケート 実配信数※2 [件]
太陽光発電	50-500kW	471	18,573	14,147	12,841
	500-1,000kW	471	6,778	5,060	4,615
	1,000-2,000kW	1,091	7,205	4,813	4,390
	2,000kW以上	1,176	765	498	458
風力発電	50kW以上	444	416	313	279
中小水力発電	50kW以上	89	588	493	436
地熱発電	50kW以上	9	45	33	30
バイオマス発電	50kW以上	399	621	556	487
合計	50kW以上	4,151	34,991	25,913	23,536

※1: 同一事業者が複数設備を保有している場合には1電源種につき最大5件までのメール配信となるように調整。

※2: メールアドレスが無効で配信エラーが発生した件数を除く最終的な実配信数。

4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測 | アンケート調査の概要

アンケート項目の概要

- アンケート調査は、FIP制度への**移行予定・時期**や**メリット・ハードル**の把握を中心に、設問を設計。
 - Q1, Q2で基本的なFIP制度に係る認識や移行予定・移行時期について質問を行う。
 - Q3ではFIP移行のメリットやハードルについての設問を作成。特にハードルについては、「ハードルの所在」や「ハードル解消の要因」についての質問を設定することで、今後のFIP制度拡大にあたり解消すべき課題の把握・解決策のヒントとなる情報を探る。
 - 更にQ4では卒FIT後の事業継続予定や新規FIP事業の予定についての確認を行う。

アンケート設問内容の概要

アンケート質問項目の概要 ※Q1-1は発電所基本情報の入力			
Q1-2	<ul style="list-style-type: none"> ■ FIP制度への移行認定制度の認識有無 <ol style="list-style-type: none"> ① 認識している ② 認識していなかった 		<ul style="list-style-type: none"> ■ FIP移行のハードル <ol style="list-style-type: none"> ① 収益安定性(事業期間、年間、月間) ② 市場取引が難しい(卸価格、非化石) ③ インバランス対応が難しい等 ■ ハードルの所在 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 自社要因/他社要因、具体的な他社 ■ ハードル解消の要因 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 相談相手/解消方法
Q2-1 Q2-2	<ul style="list-style-type: none"> ■ FIPへの移行予定・移行時期 <ol style="list-style-type: none"> ① 移行予定あり →具体的な移行時期(年) ② 検討中 ③ 移行予定なし 	Q3-2 ~ Q3-8	
Q3-1	<ul style="list-style-type: none"> ■ FIP移行のメリット・インセンティブ <ol style="list-style-type: none"> ① 供給タイミング調整による収益増 ② バランシングコスト・インバランス対応経験 ③ 非化石価値の帰属・自社小売メニュー・相対契約など 	Q4-1 Q4-2	<ul style="list-style-type: none"> ■ 卒FIT後の予定 <ol style="list-style-type: none"> ① 事業継続(リプレース有/無) ② 他社へ売却(FIT期間内/終了後) ③ 廃棄 ■ 新規FIP予定 <ol style="list-style-type: none"> ① 計画中/検討中 ② 予定なし

4. FIP制度活用予定事業者における 発電設備に関する分析、予測

- アンケート調査の概要
- アンケート結果

結果のポイント (1/2)

- FIP制度の認識は全体のうち53%。
 - 太陽光以外の認識率が高く、特に風力は9割程度が認識。
 - 太陽光の中でも規模が大きい方が認識率が高い。
- FIP制度へ移行予定はFIP認識のうち1%(17件)。検討中も含めると2割程度。
- FIPメリットとしては供給タイミング調整による増収・増益の回答が最も多い。
 - 移行を予定している事業者はbalancing cost・非化石価値を自ら売却できる点もメリットと回答。
 - 小売相対契約、自社再エネメニュー、インバランス対応経験も一定程度の回答あり。
- FIPハードルとしては7割程度が事業期間全体での収益安定性を指摘。
 - 最も変動が大きいと考えられる月単位の収益安定性は事業期間・年単位に比べて回答が少ない。
 - インバランスや自社電力取引への懸念も一定程度存在。他方で非化石価値取引に対する懸念は僅か。

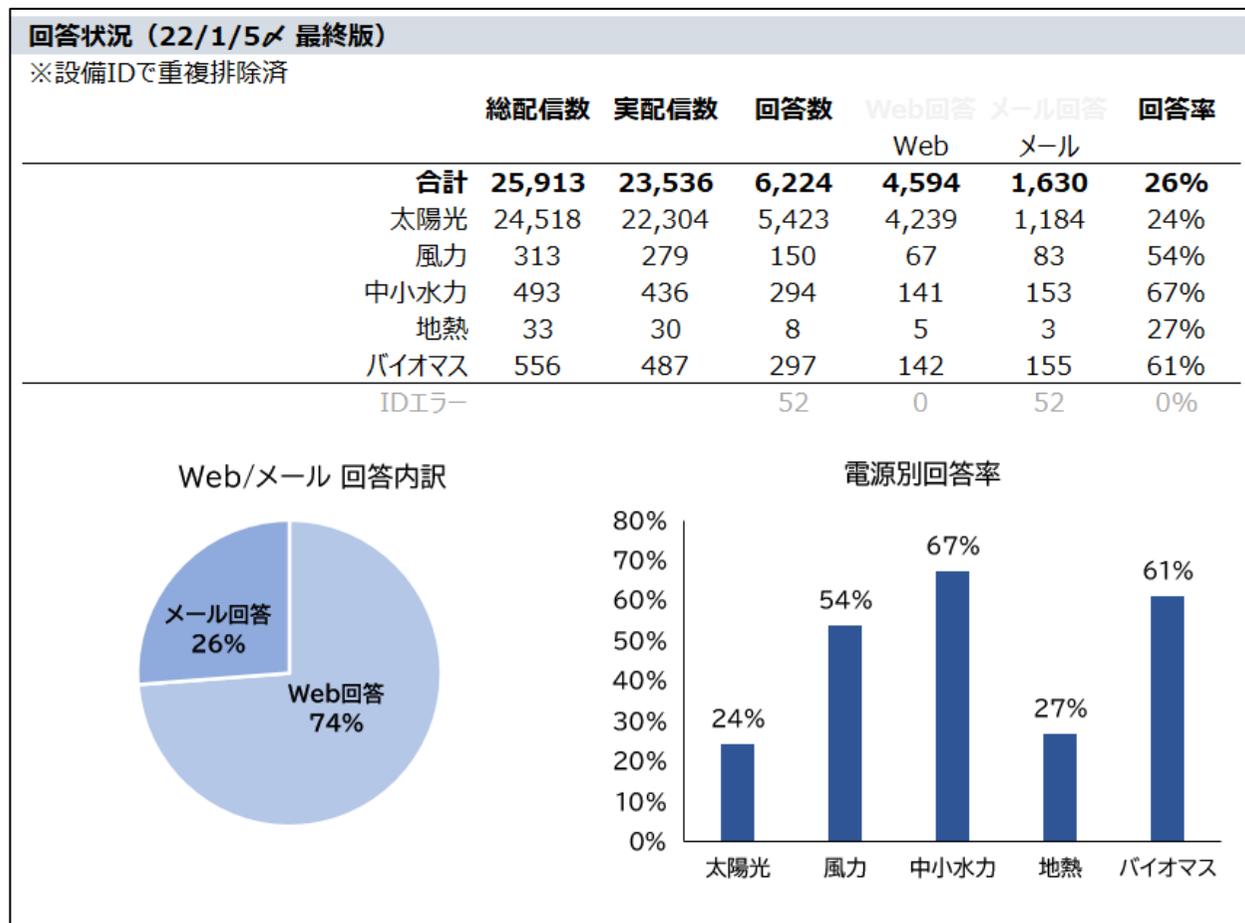
結果のポイント (2/2)

- 移行予定なしのうち、検討したが見送ったケースは20%程度。(8割はそもそも検討していない)
- 移行ハードルとしては太陽光では自社要因、風力では他社要因の指摘が多い。
 - 太陽光も規模が大きいほど自社要因が下がり他社要因が上がる。
 - 自社要因としてはデータ、人材、情報の順に指摘が多いが、いずれも過半数で回答あり。
 - 他社要因としては債権者との調整が難しいとの声が76%。小売・協業者・アグリゲーターも3割前後の回答。
 - ハードル解消にあたっては独力で政府公表資料を参照したケースなどが存在。
- 既存FIT案件のうち7割程度がFIT終了後も事業継続を予定(3割はリプレイス想定)。
 - 継続意思は中小水力が最も高い(78%)。
 - 太陽光は規模が大きいほど継続意思が低下(廃棄予定が増加)する傾向。
- 新規再エネ事業を予定しているのは3割弱。
 - FIPよりもFIT選択予定が多いが、FIPも一定の予定あり。
 - 非FIT/非FIPについても10%程度の回答あり。

4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測 | アンケート結果 ②各設問の結果

回答状況

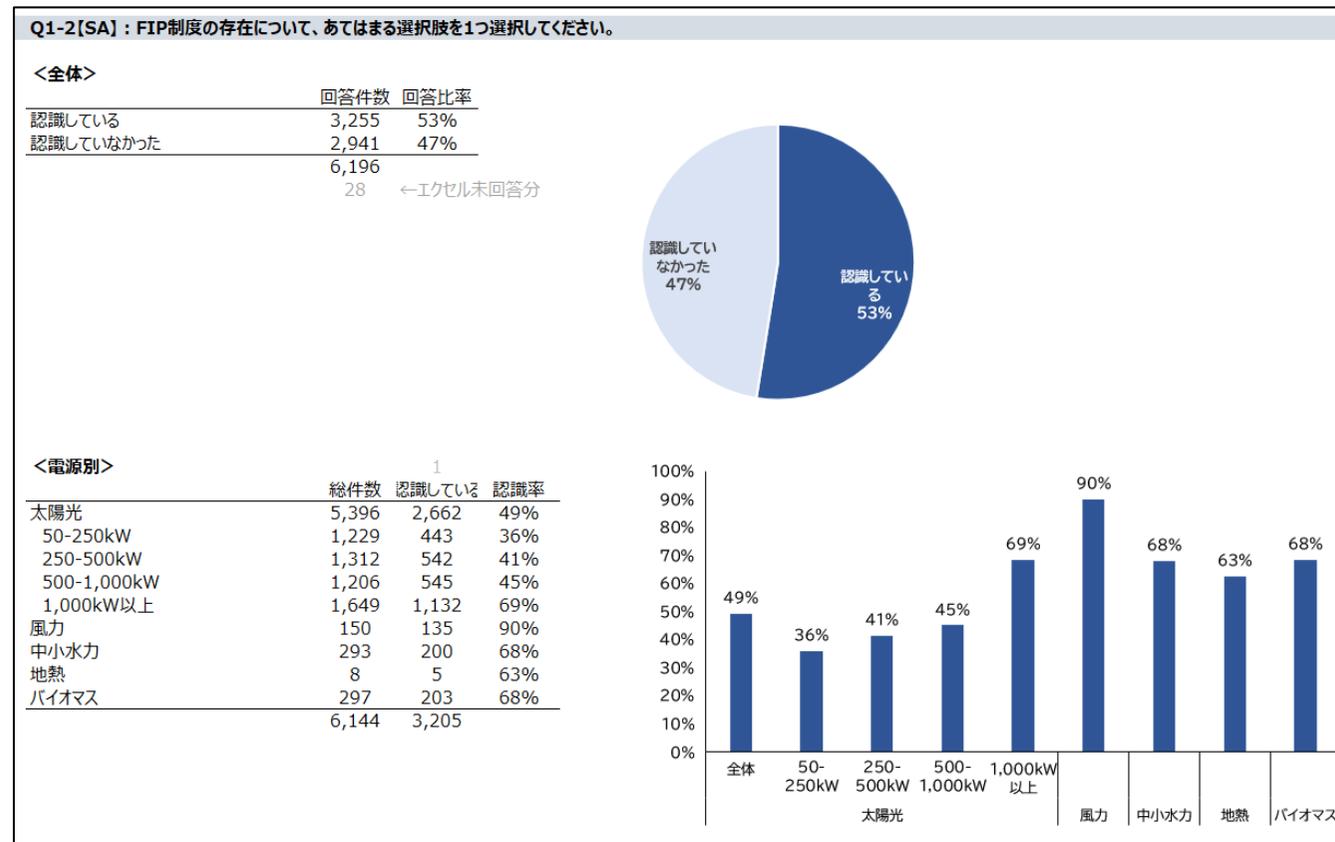
- 回答率は26%（総回答数6,224件。うちWeb4,594件、メール1,630件）。
- 回答率は太陽光24%、風力54%、中小水力67%、バイオマス61%。
 - 地熱は27%であるが、サンプル数が小さい点に注意が必要（回答数8件）。



4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測 | アンケート結果 ②各設問の結果

Q1-2: FIP制度の認識

- FIP制度を認識しているのは全体の53%。
- 電源別には、太陽光49%に対して風力は90%と高い認識率。
- 太陽光は50-250kWの認識率は36%の一方、1,000kW以上は69%まで上昇。

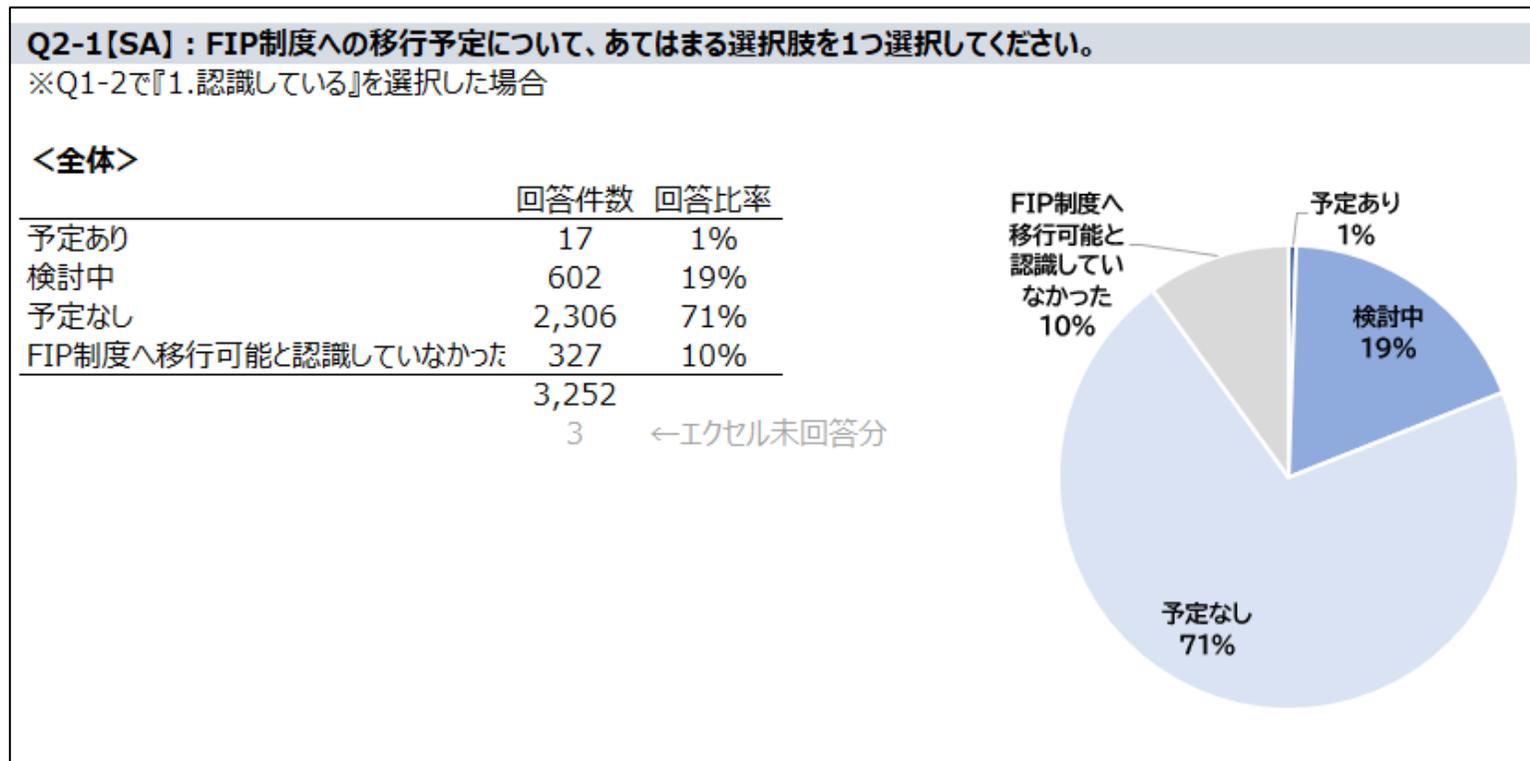


※Q1-1は基本情報(発電事業者名、発電所名、設備ID)の設問

※【SA】はシングルアンサー(一つのみ回答)、【MA】はマルチアンサー(複数回答)の設問

Q2-1: FIP制度への移行予定 (1/2)

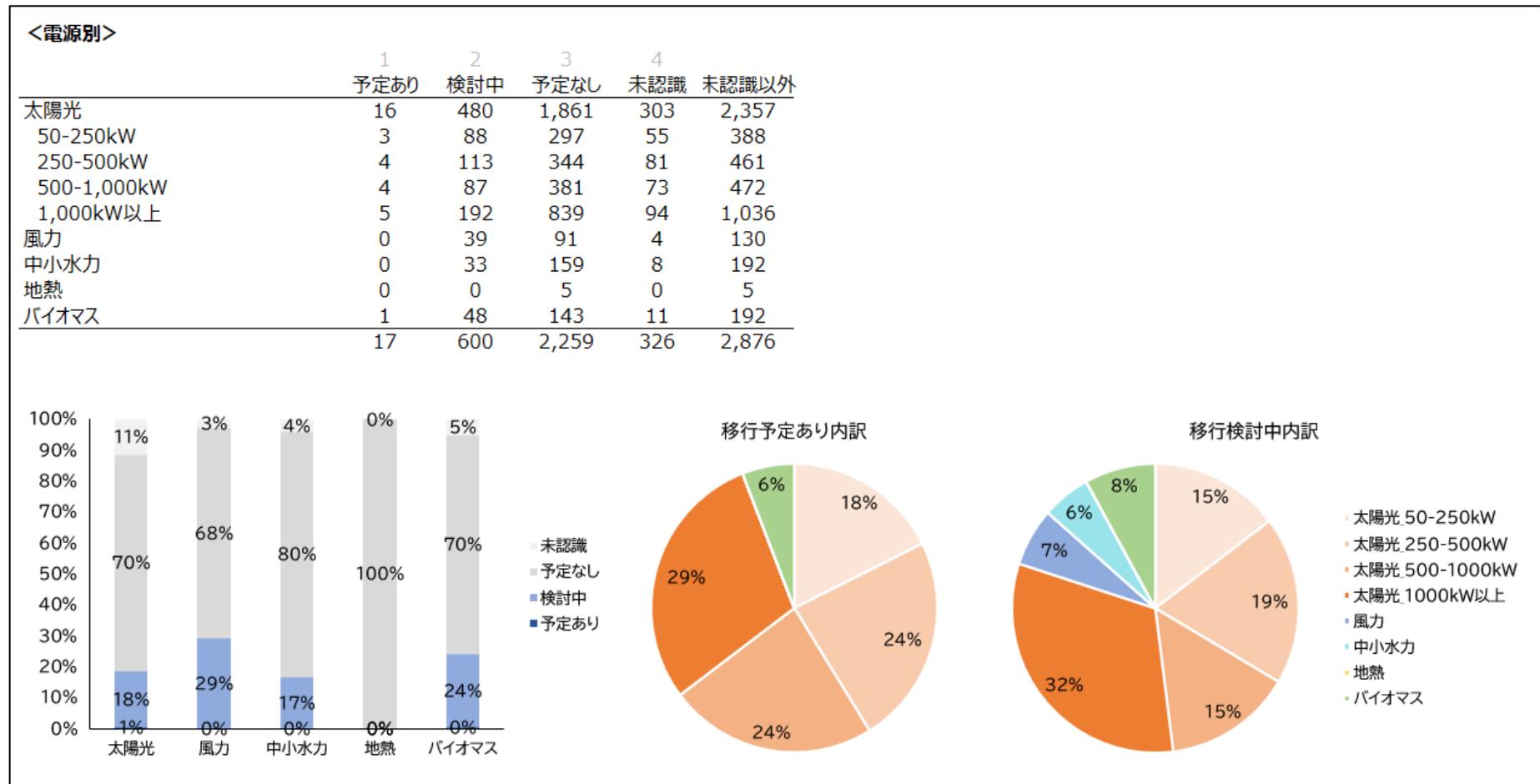
- 移行予定ありは17件で全体(FIP制度を認識しているうち)の1%。
- 検討中19%を含めて2割程度が予定または検討中。
- FIP制度を認識しており、かつ移行可能と認識していなかったのは10%。



※Q1-2で「2.認識していなかった」を選択したにも関わらずQ2-1で「予定あり」を選択した回答が1件あるが(エクセル回答)、他の回答を確認すると大部分が空白であり、誤選択の可能性が高い。
 (本分析結果はQ1-2で「1」を選択した回答に絞っているため、当該回答は分析対象外)

Q2-1: FIP制度への移行予定 (2/2)

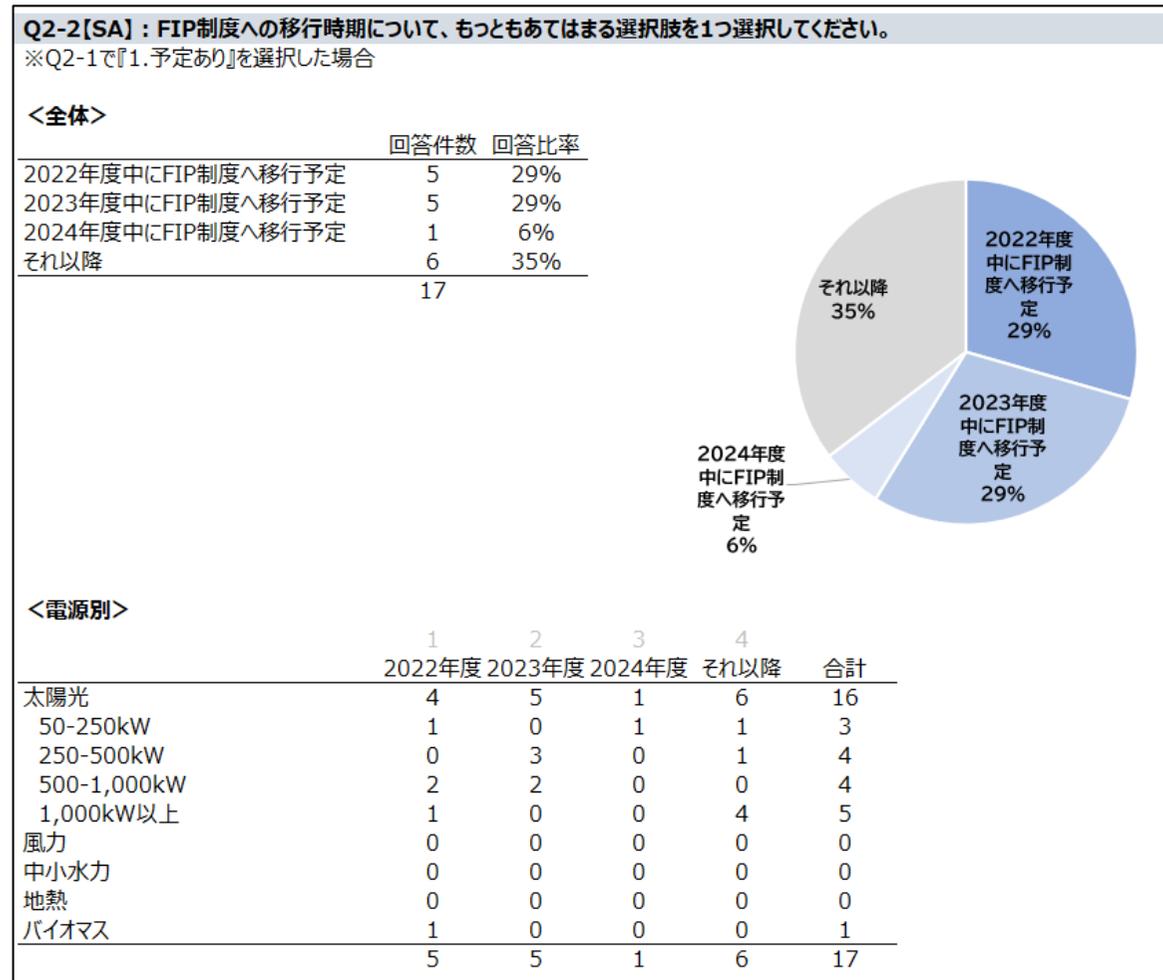
- 予定あり17件のうち16件は太陽光。残り1件はバイオマス。
- 移行検討中も太陽光が8割程度を占める。
- 風力の「検討中」は風力全体の29%。他電源に比べて比率が高い傾向がある。



4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測 | アンケート結果 ②各設問の結果

Q2-2: FIP制度への移行時期

- 移行予定あり17件のうち5件(29%)が制度開始初年度、5件が23年度中の移行を予定。
- バイオマスで移行予定の1件は2022年度中と回答。



Q3-1: FIP移行のメリット・インセンティブ(1/3)

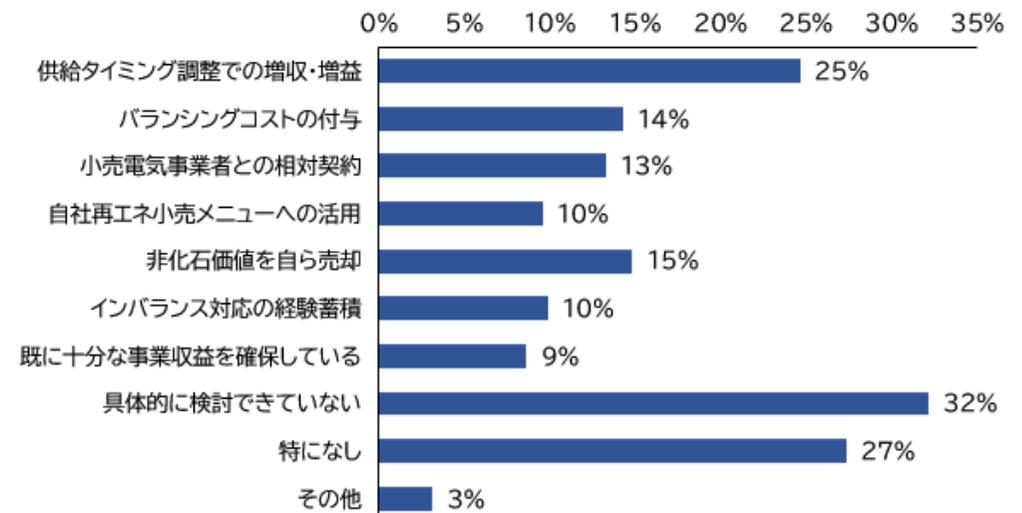
- インセンティブとして最も多いのが「供給タイミング調整での増収・増益」で25%。
- 次いで「非化石価値」(15%)、「バランシングコスト」(14%)、「相対契約」(13%)。
- 「インバランス経験蓄積」(10%)や「自社小売メニュー」(10%)も一定の回答あり。
- 「既に十分な事業収益を確保している」を選択した設備は9%。
- 「具体的に検討できていない」は32%、「特になし」は27%。「特になし」は「移行予定なし」回答者の選択率が高い(次頁参照)。

Q3-1【MA】: FIP制度へ移行することのメリット・インセンティブとして感じている点について、あてはまる選択肢をすべて選択してください。

※Q2-1で『1. 予定あり』～『3. 予定なし』のいずれかを選択した場合

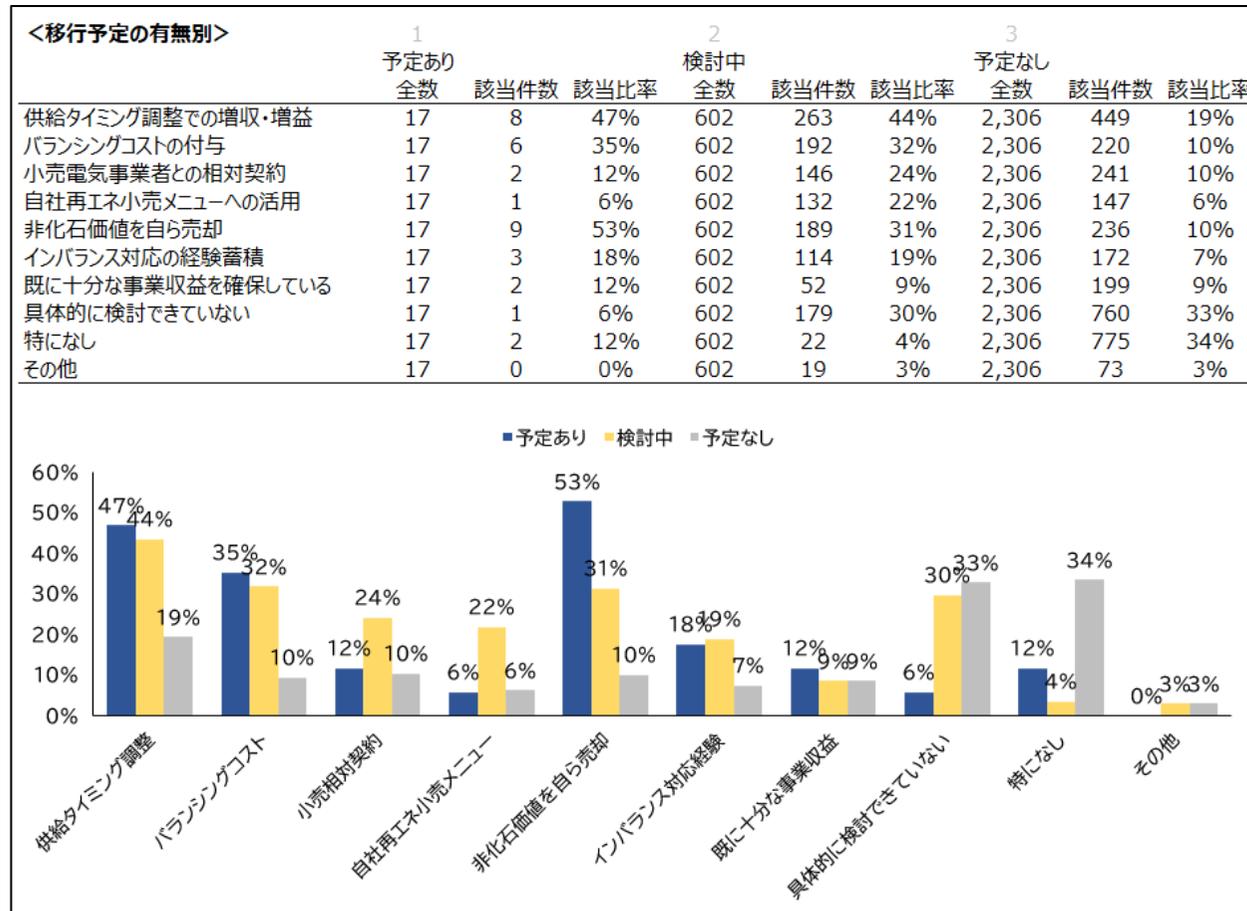
<全体>

	全数	該当件数	該当比率
供給タイミング調整での増収・増益	2,925	720	25%
バランシングコストの付与	2,925	418	14%
小売電気事業者との相対契約	2,925	389	13%
自社再エネ小売メニューへの活用	2,925	280	10%
非化石価値を自ら売却	2,925	434	15%
インバランス対応の経験蓄積	2,925	289	10%
既に十分な事業収益を確保している	2,925	253	9%
具体的に検討できていない	2,925	940	32%
特になし	2,925	799	27%
その他	2,925	92	3%



Q3-1: FIP移行のメリット・インセンティブ(2/3)

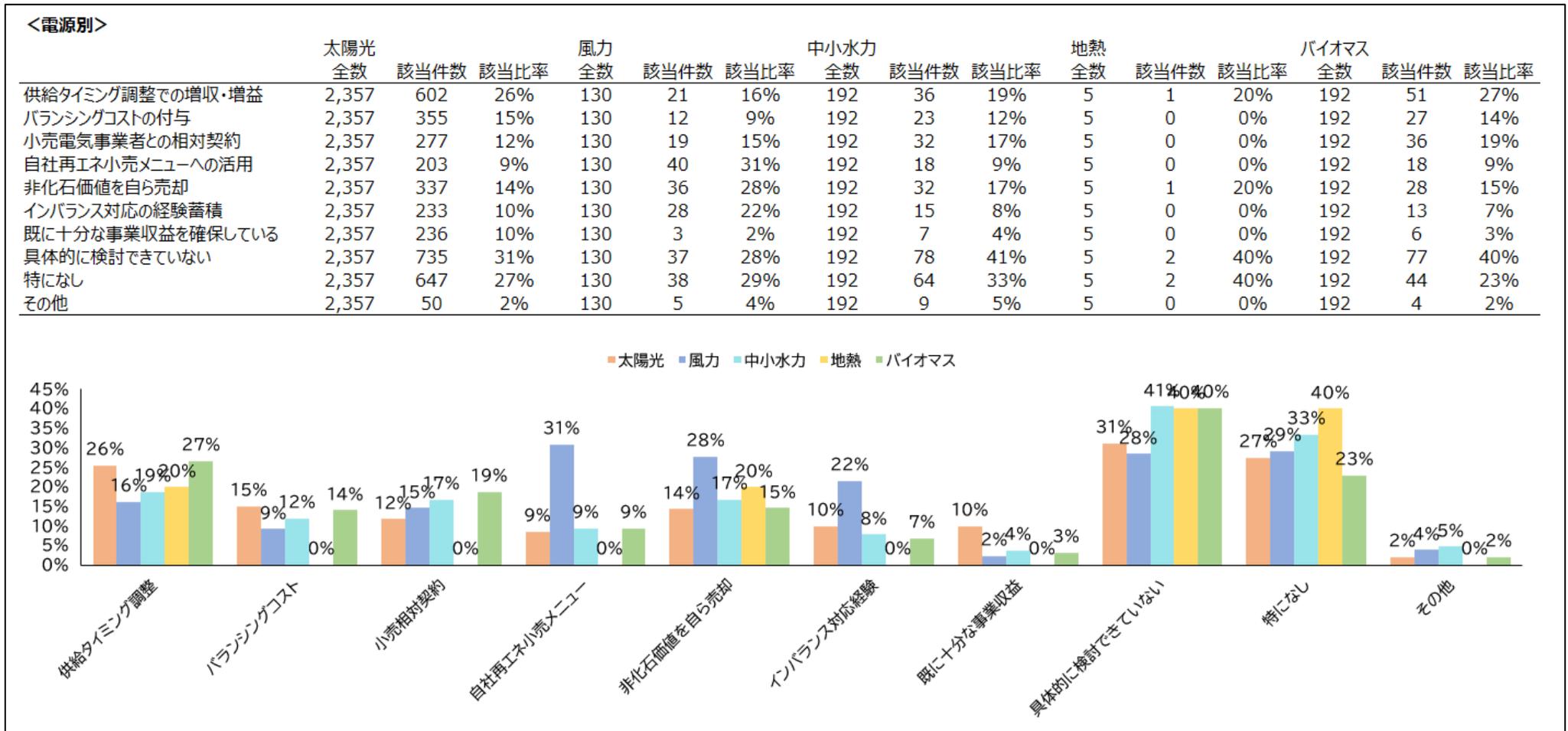
- 「移行予定あり」回答者は供給タイミング調整、バランシングコストに加え非化石価値の売却にメリットを感じているケースが多い。相対契約・自社小売メニューは「検討中」に比べて低い回答率。
- 「移行予定なし」は特になしと回答するケースが多い。具体的に検討できていない比率は「検討中」「予定なし」で大きな差がない。



4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測 | アンケート結果 ②各設問の結果

Q3-1: FIP移行のメリット・インセンティブ(3/3)

- 電源別にはバイオマスが供給タイミング調整と回答した比率が高い(27%)。太陽光も26%。
- 風力は自社小売メニューや非化石価値、インバランス経験の回答率が高い点に特徴。
※地熱はサンプル数が小さく回答率が上下し易い点に留意が必要。



Q3-2: FIP移行のハードル(1/3)

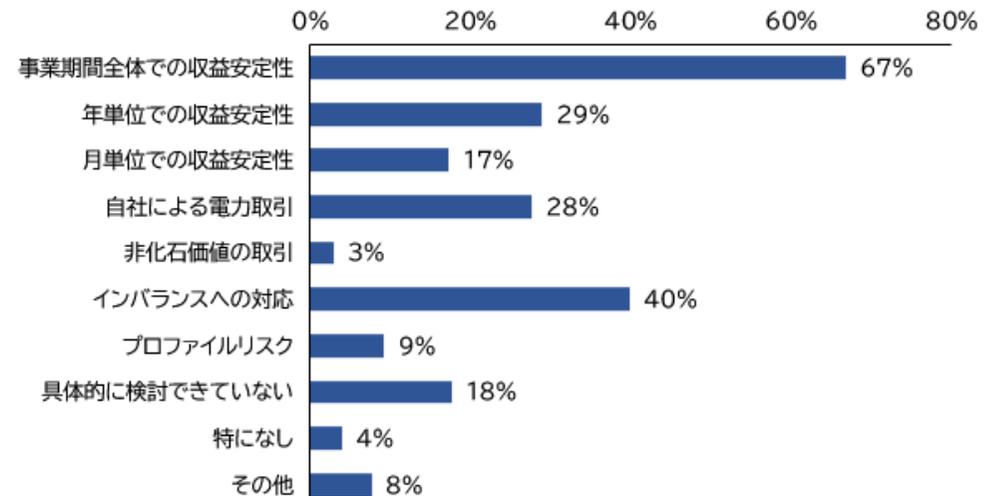
- ハードルとして最も多い回答は「事業期間全体での収益安定性」(67%)。
- 収益安定性でも「年単位」は29%、「月単位」は17%となる。FIT制度と比べて大きな変化は月単位であると考えられることから、FIP制度への理解が十分でない可能性がある。
- その他、「インバランス対応」が40%、「自社電力取引」が28%となる一方、「非化石価値取引」への回答は3%に留まる。
- 「プロファイルリスク」の回答も9%存在。

Q3-2【MA】：FIP制度へ移行するにあたって、ハードルが高いと感じている点について、あてはまる選択肢を3つまで選択してください。

※Q2-1で『1. 予定あり』～『3. 予定なし』のいずれかを選択した場合

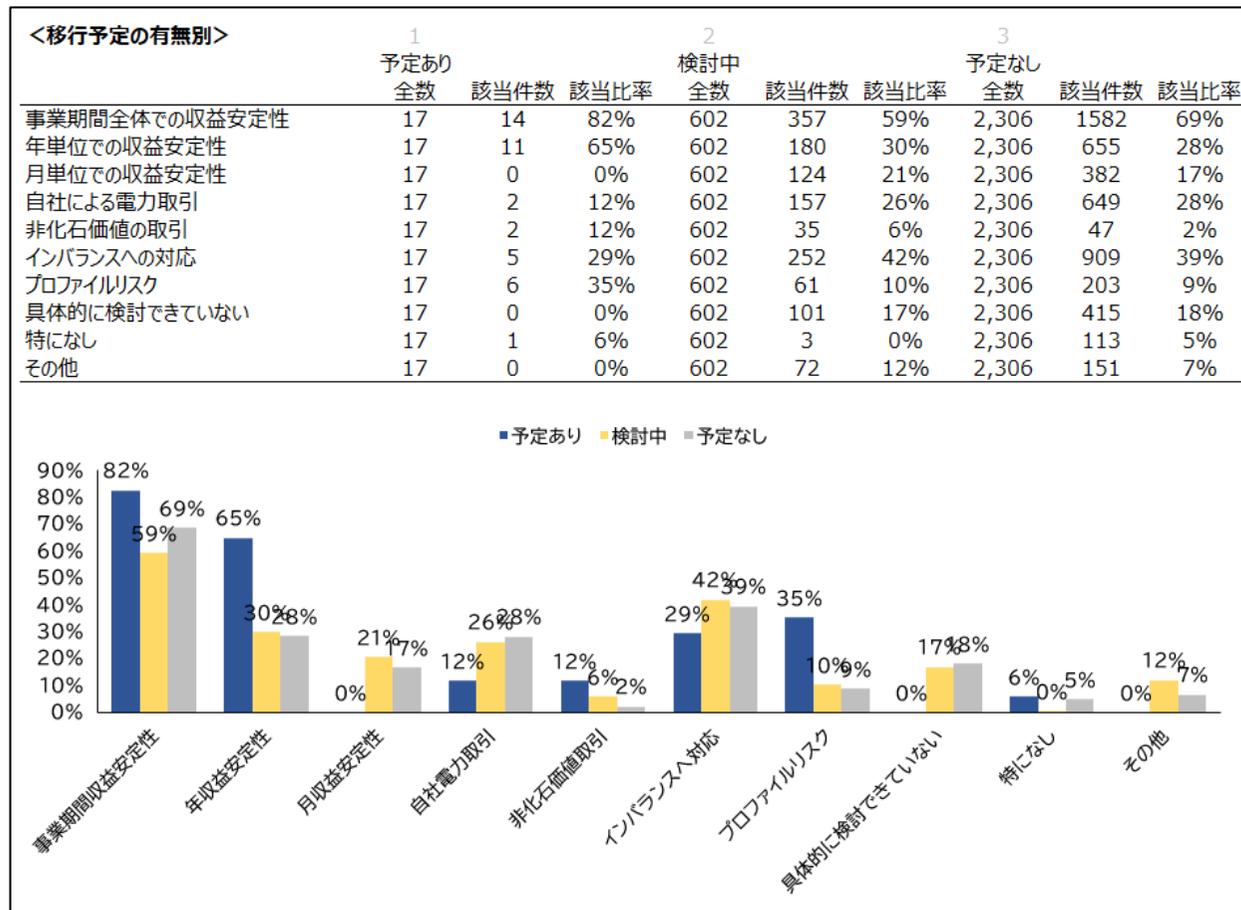
<全体>

	全数	該当件数	該当比率
事業期間全体での収益安定性	2,925	1953	67%
年単位での収益安定性	2,925	846	29%
月単位での収益安定性	2,925	506	17%
自社による電力取引	2,925	808	28%
非化石価値の取引	2,925	84	3%
インバランスへの対応	2,925	1166	40%
プロファイルリスク	2,925	270	9%
具体的に検討できていない	2,925	516	18%
特になし	2,925	117	4%
その他	2,925	223	8%



Q3-2: FIP移行のハードル(2/3)

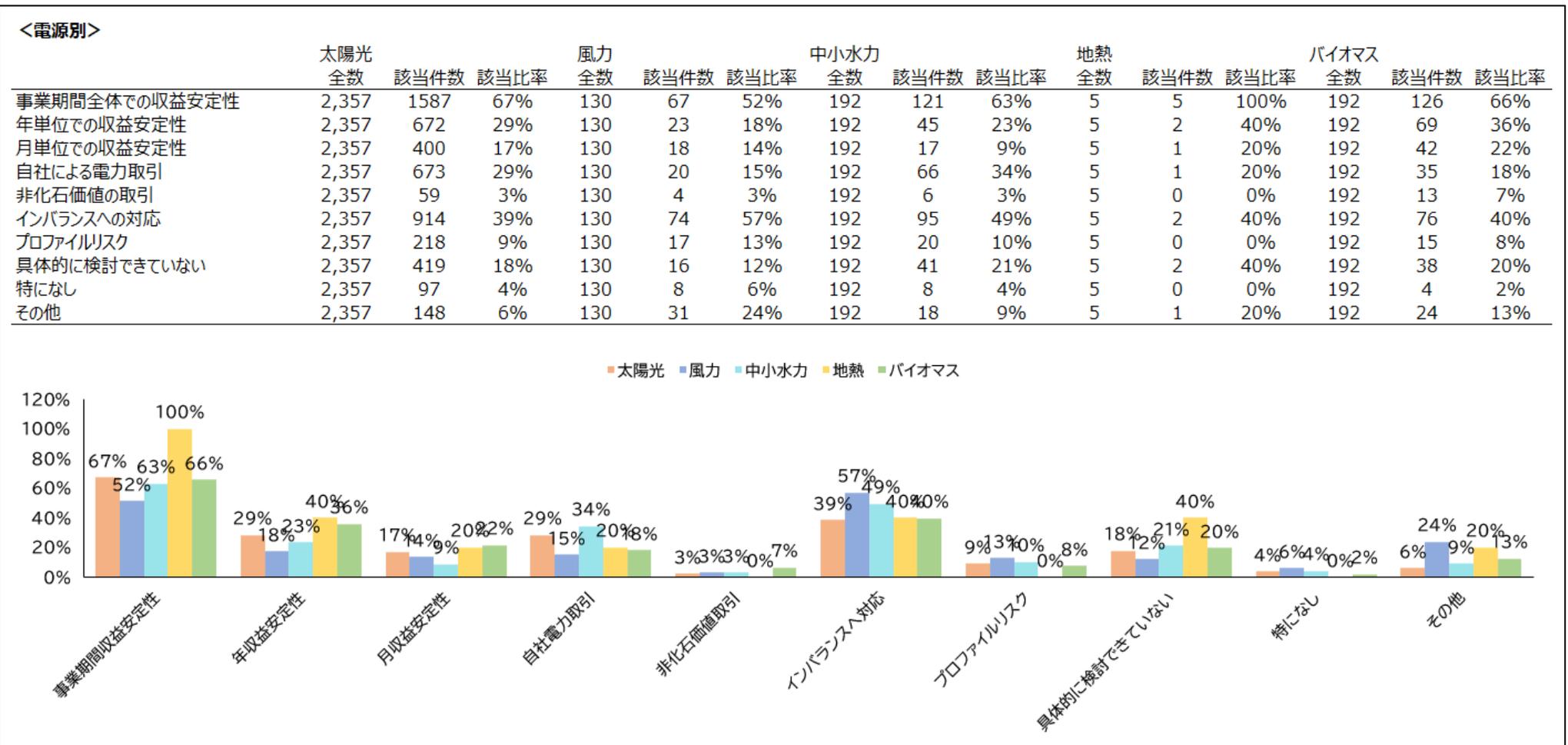
- 「移行予定あり」は事業期間・年単位の収益安定性への懸念が大きいが月単位回答はゼロ。自社電力取引やインバランスに対する懸念も「検討中」「予定なし」よりも低い。
- プロファイルリスクは「移行予定あり」が35%であり、それ以外の事業者(10%程度)と制度理解度に差が見受けられる。



4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測 | アンケート結果 ②各設問の結果

Q3-2: FIP移行のハードル(3/3)

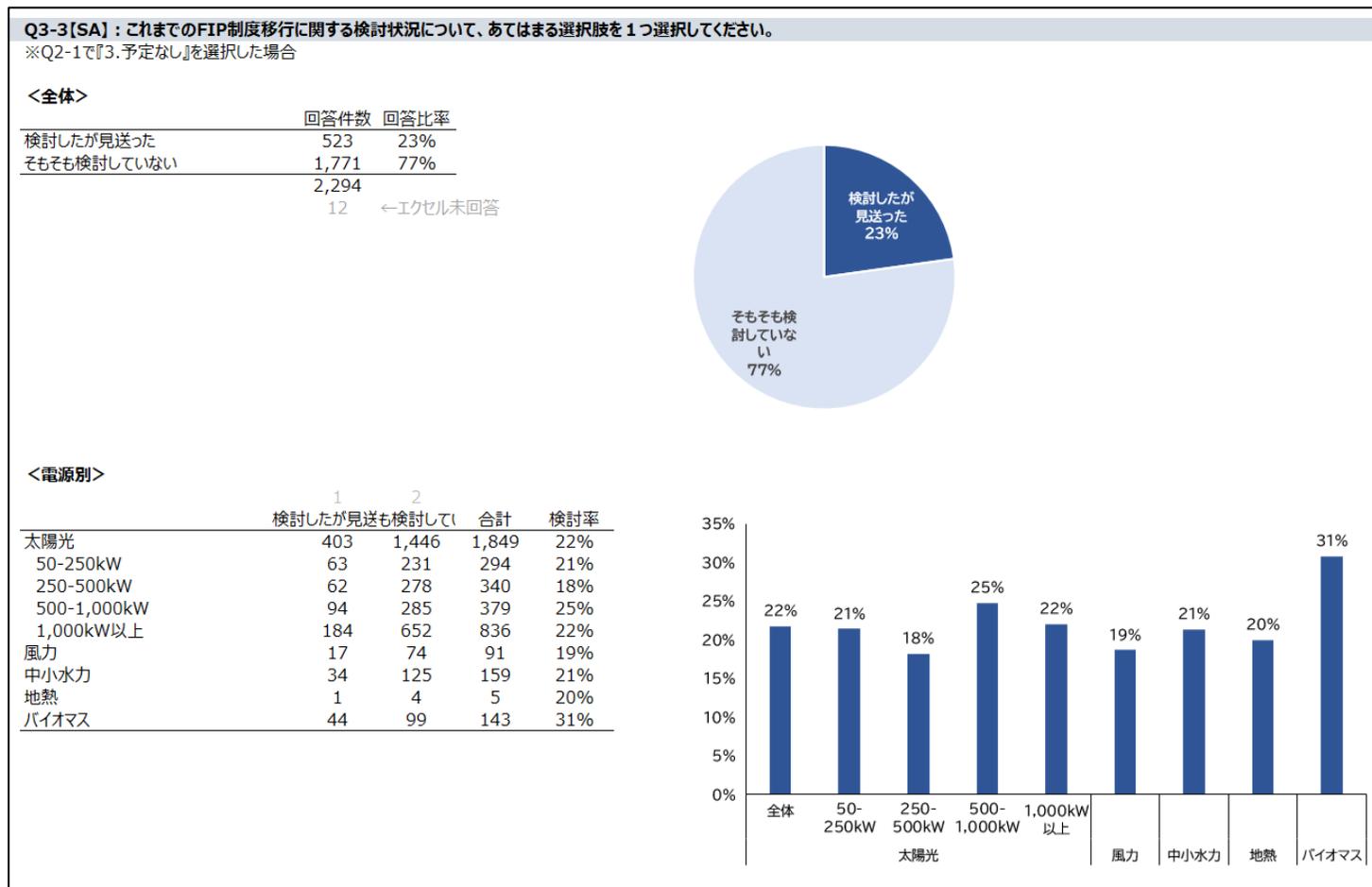
- ハードルについては電源別での差異が大きい傾向。
- 風力発電が自社電力取引への懸念が小さく、インバランス対応への懸念が大きい。
※地熱はサンプル数が小さく回答率が上下し易い点に留意が必要。



4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測 | アンケート結果 ②各設問の結果

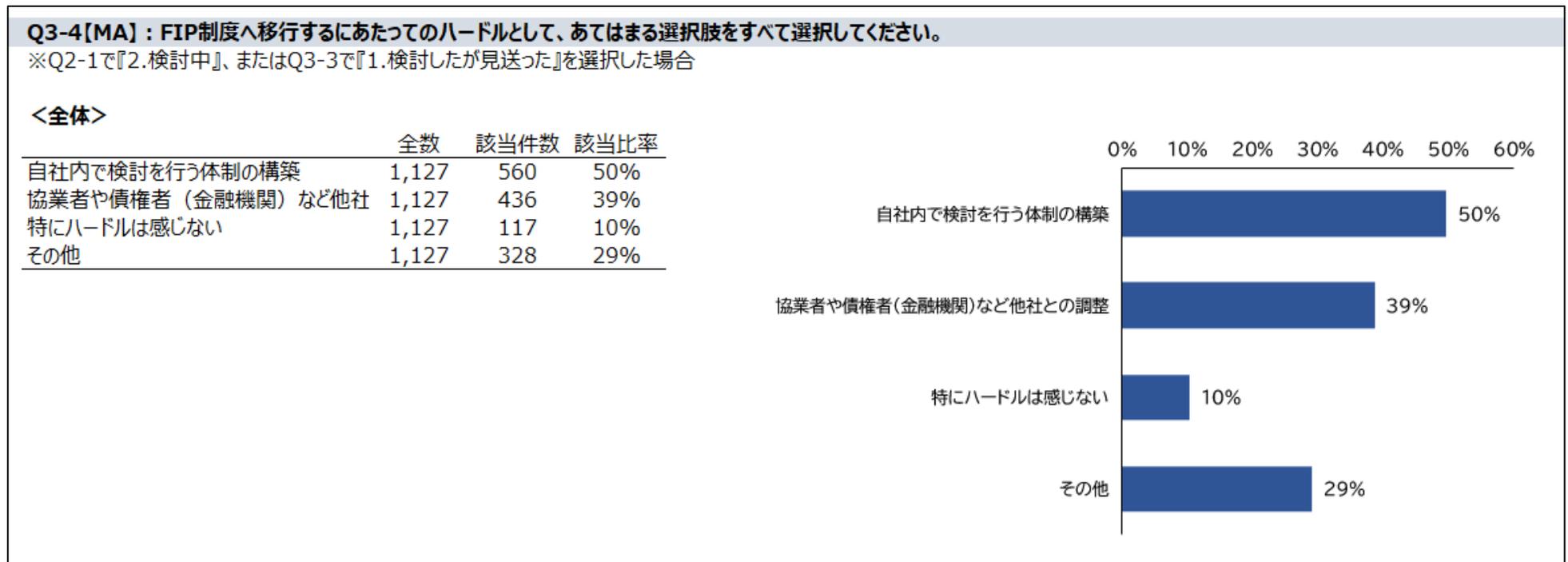
Q3-3: これまでのFIP移行の検討状況

- 移行予定なしの設備のうち、2割程度は「検討したが見送った」と回答。
- 電源別には検討した結果見送った比率が高いのはバイオマス(31%)であり、風力は最も低い(19%)。



Q3-4: FIP移行のハードル(自社・他社) (1/2)

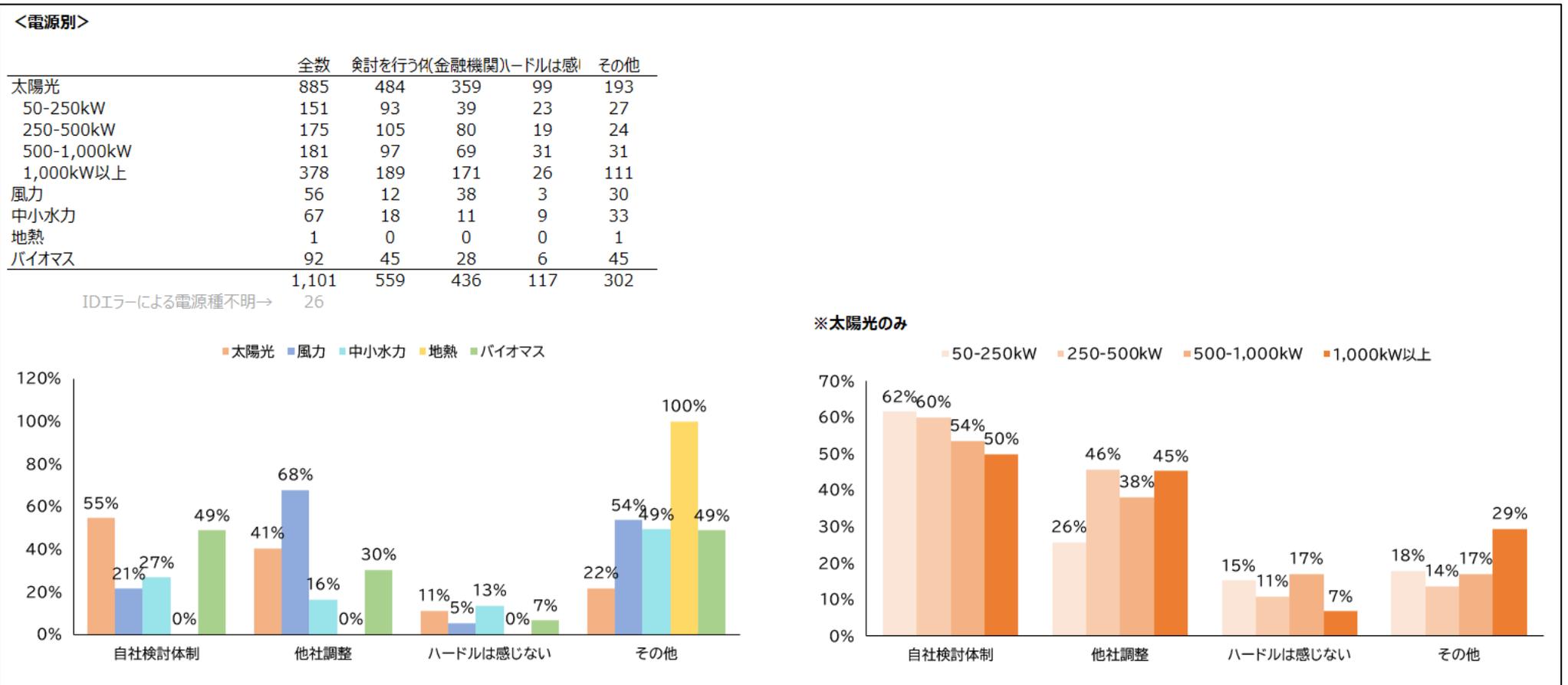
- 自社内での体制構築は50%、協業者や債権者など他社要因は39%。
- 「その他」の具体としては「収益予測が困難になる」「外部環境や制度の不確実性」「FITの方が収益性が高い」などの回答が存在。



4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測 | アンケート結果 ②各設問の結果

Q3-4: FIP移行のハードル(自社・他社) (2/2)

- 電源別には、「自社検討体制」は太陽光(55%)およびバイオマス(49%)と回答が多い。
- 「他社調整」は68%の風力が回答。
- 太陽光を規模別にみると規模が大きいと「自社検討体制」の比率が下がり、「他社調整」の比率が上がる傾向が確認された。



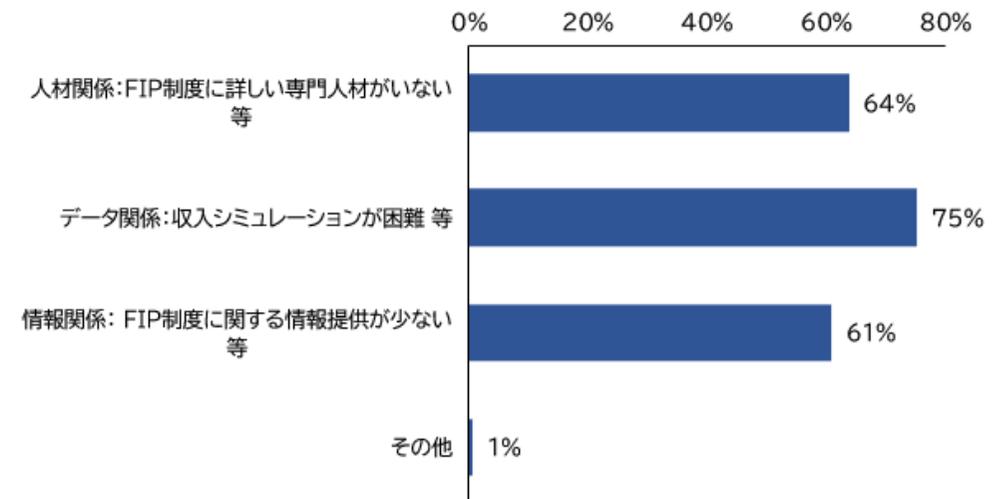
Q3-5: 具体的な自社内のハードル

- データ関係(シミュレーション困難等)に対する回答が75%。
- 人材関係(専門人材不足)は64%、情報関係(情報提供が少ない)は61%といずれも過半数がハードルとして回答している。

Q3-5[MA] : 具体的な自社内のハードルについて、あてはまる選択肢をすべて選択してください。

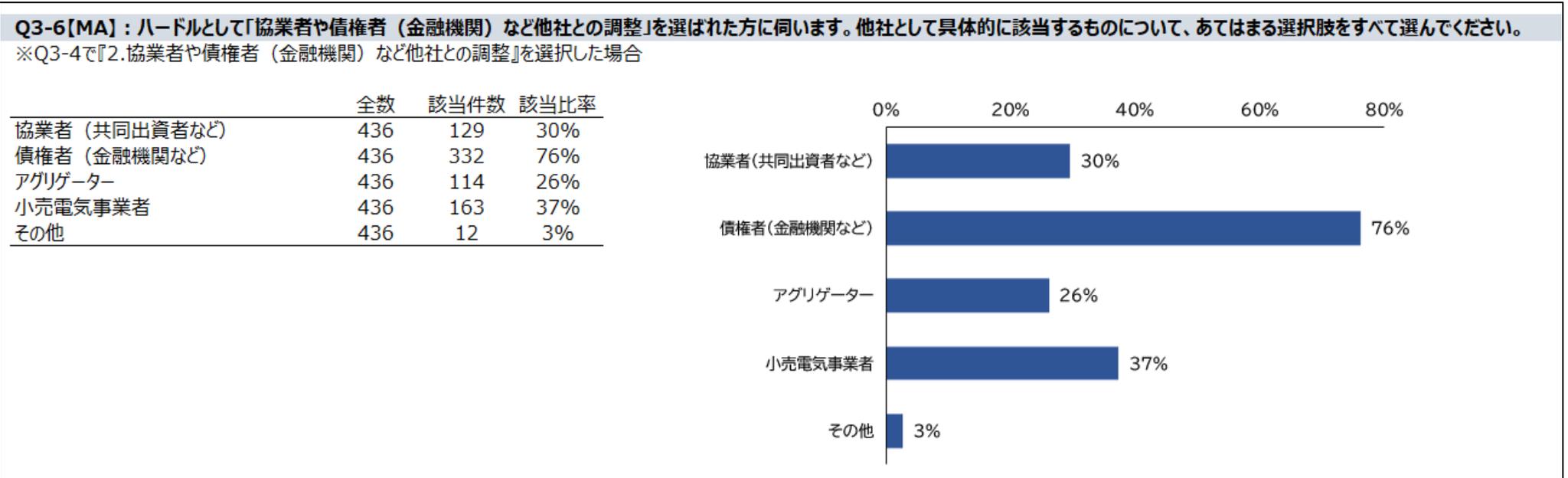
※Q3-4で『1.自社内で検討を行う体制の構築』を選択した場合

	全数	該当件数	該当比率
人材関係：FIP制度に詳しい専門人材	560	357	64%
データ関係：収入シミュレーションが困難	560	421	75%
情報関係：FIP制度に関する情報提供	560	341	61%
その他	560	4	1%



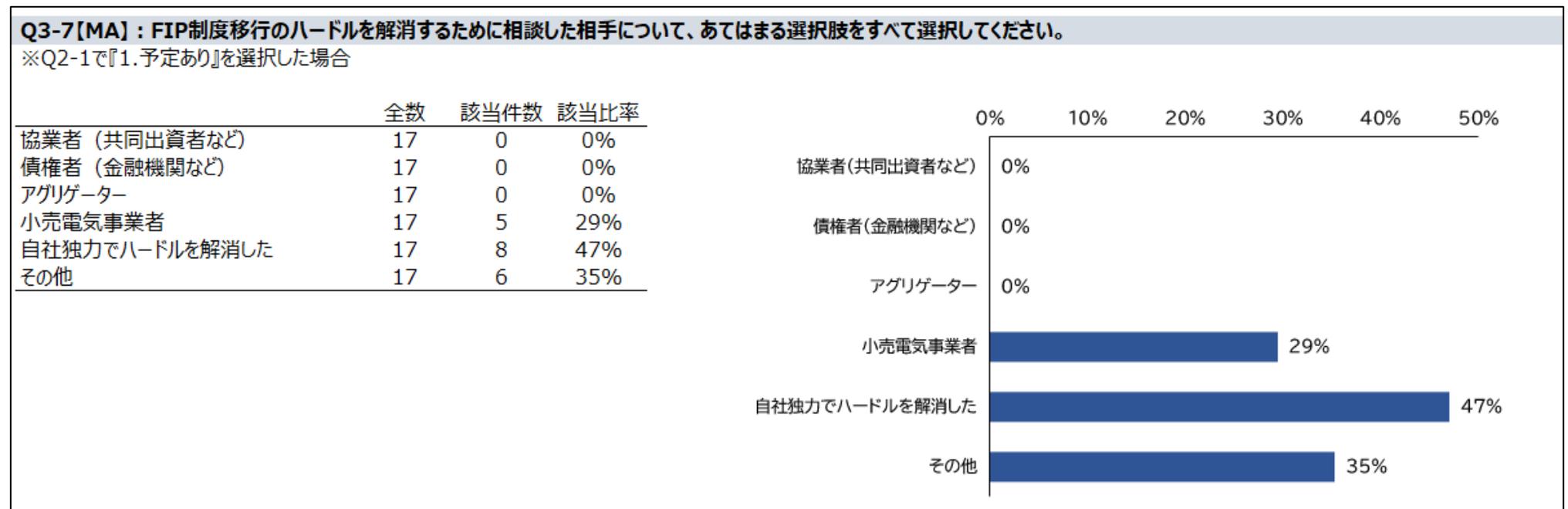
Q3-6: 具体的な他社について

- ハードルとなる他社としては76%が「債権者」と回答。
- それ以外では「小売事業者」が37%、「協業者」が30%、「アグリゲーター」が26%。



Q3-7: ハードル解消の相談相手

- 17件のうち独力でハードルを解消したケースが8件(47%)。
- 5件(29%)が「小売事業者」、6件(35%)が「その他」と回答。
 - 6件のその他の自由記述を確認すると、4件が「代表者の判断」、1件が「本社 部長」、1件が「これから電力会社に交渉する」とあり、うち5件は「自社独力で解消」に近いと考えられる。



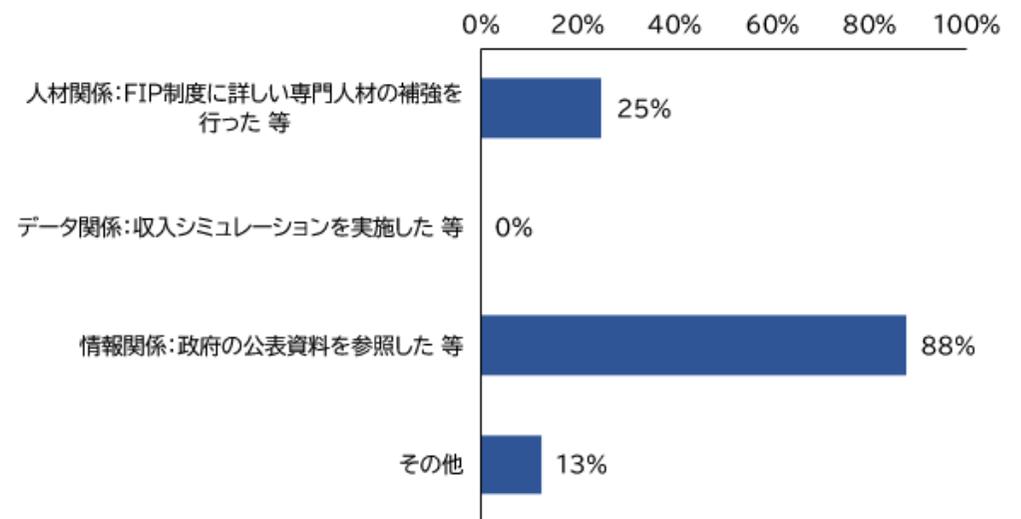
Q3-8: 自社でのハードル解消の仕方

- ハードル解消の仕方としては政府公表資料を参照したケースが8件中7件。
※7件のうち5件は同一事業者の回答。
- 1件は専門人材の補強を行ったと回答。

Q3-8[MA] : 具体的にどのように自社内でハードルを解消したかについて、あてはまる選択肢をすべて選択してください。

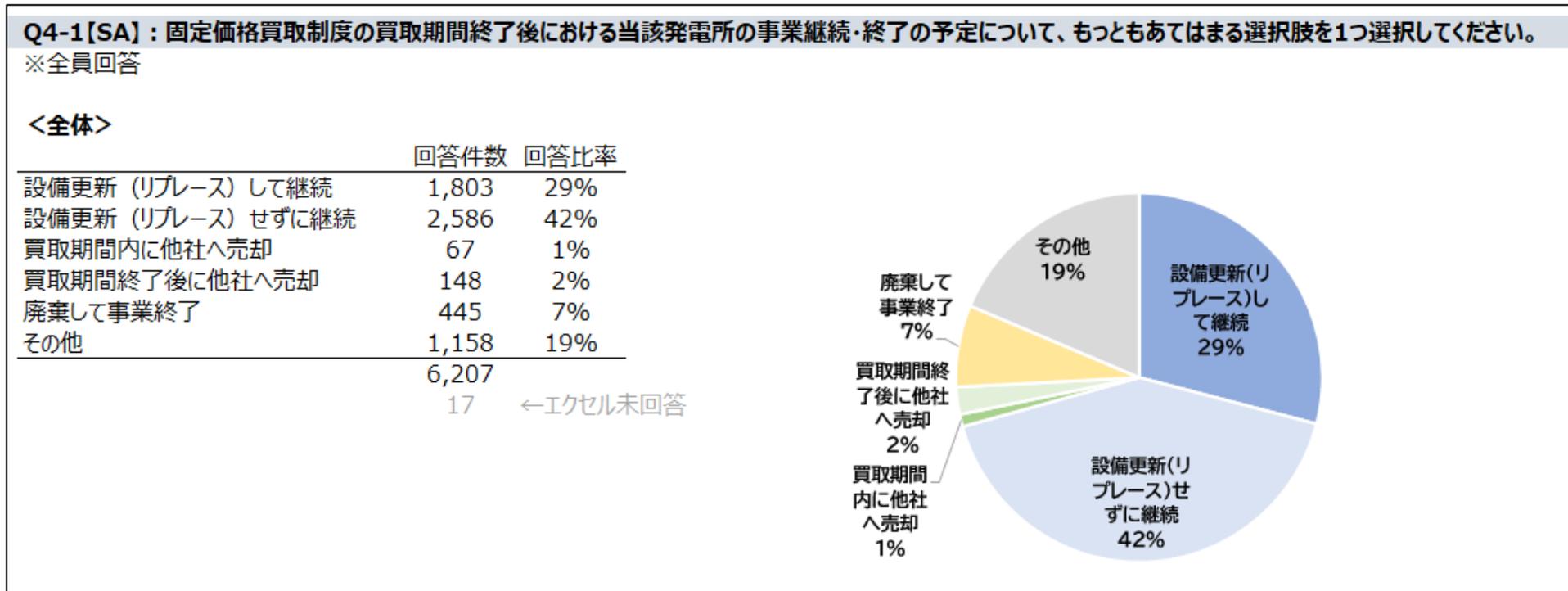
Q3-7で『5. 自社独力でハードルを解消した』を選択した場合

	全数	該当件数	該当比率
人材関係：FIP制度に詳しい専門人材の補強を行った等	8	2	25%
データ関係：収入シミュレーションを実施した等	8	0	0%
情報関係：政府の公表資料を参照した等	8	7	88%
その他	8	1	13%



Q4-1: FIT終了後の事業継続・終了予定(1/2)

- FIT期間終了後も発電継続意思ありは71%（29%はリプレイス予定あり）。
- 買取期間終了後の他社売却は2%、FIT期間内の売却は1%。
- 廃棄して事業終了は7%。
- 「その他」19%の自由記述を確認すると「分からない」「未定」「検討中」などの回答が中心。

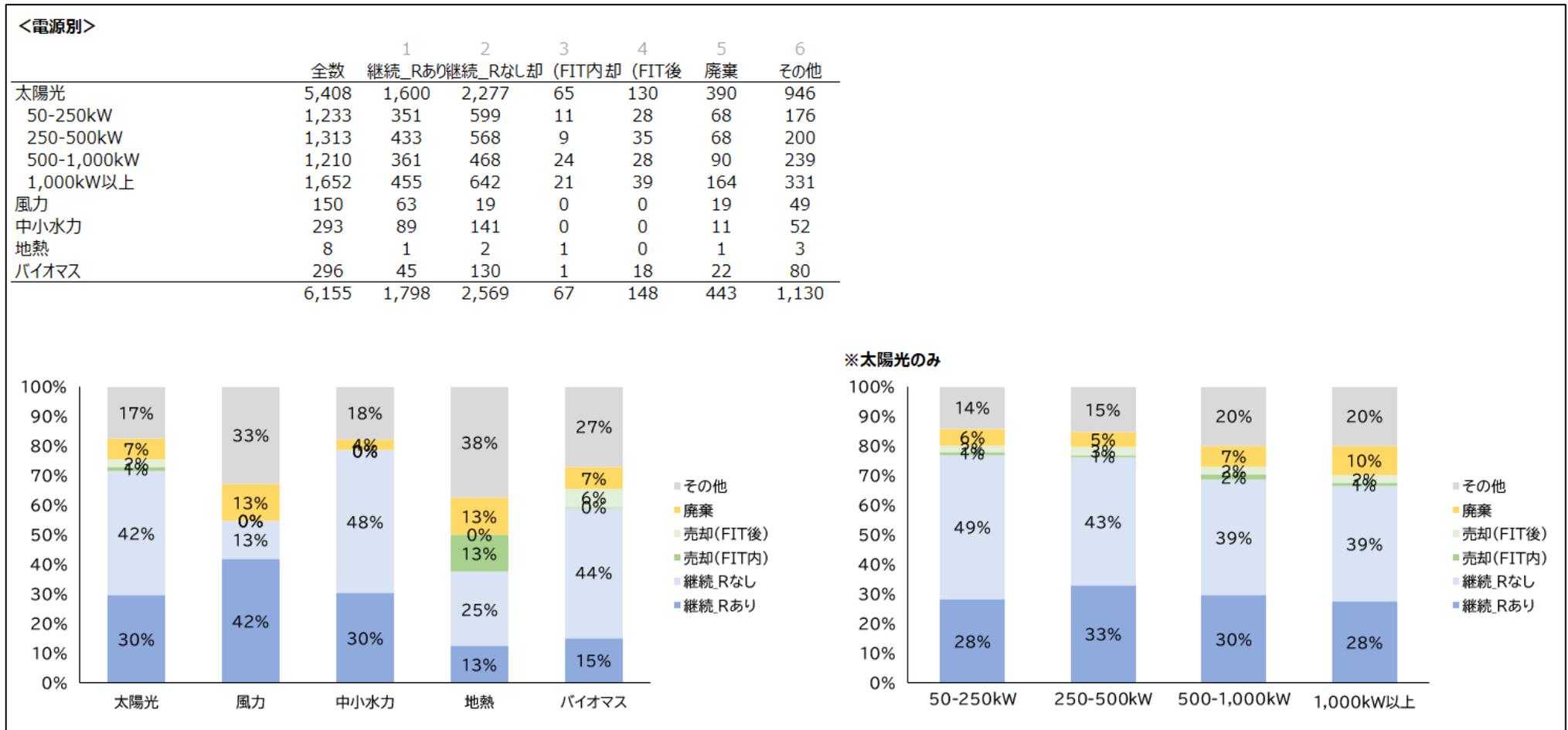


※本アンケート対象は50kW以上設備であること、また回答者は未回答者に比べて事業意欲が高い可能性がある点には留意が必要。

4. FIP制度活用予定事業者における発電設備に関する分析、予測 | アンケート結果 ②各設問の結果

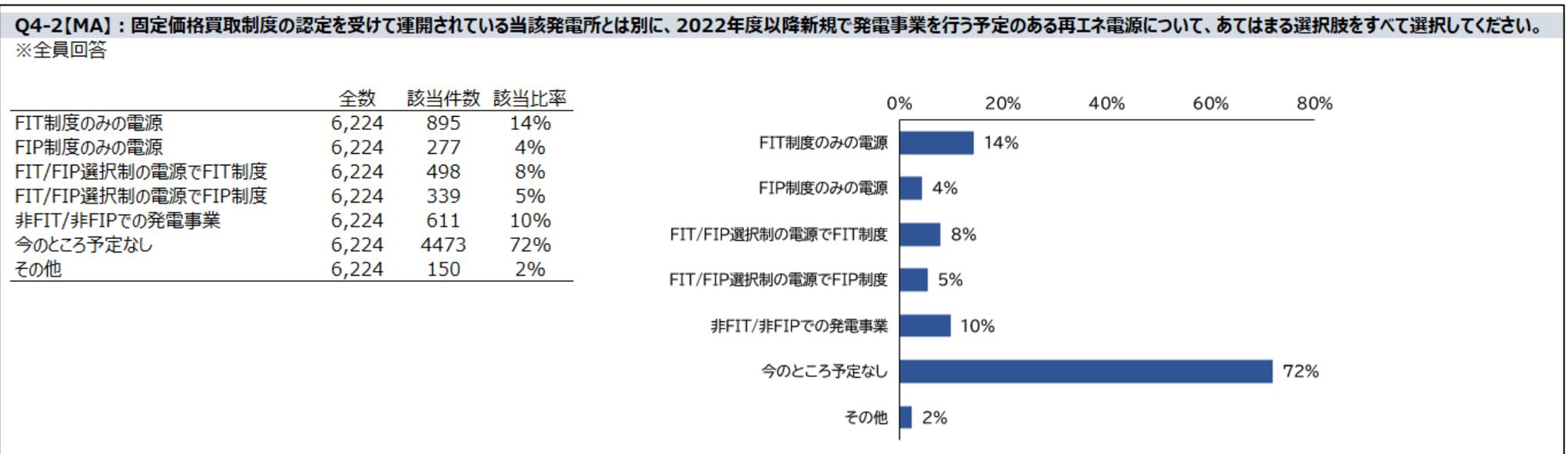
Q4-1: FIT終了後の事業継続・終了予定(2/2)

- 電源別にみると継続意思率が最も高いのは中小水力で78%、次いで太陽光の72%。
- 風力はリプレースありの継続意思が最も高い(42%)。
- 太陽光は規模が大きいほど継続意思が低下する傾向が確認された。



Q4-2: 今後の新規再エネ事業予定

- 今後の新規開発について28%は予定あり。(予定なし72%との差分)
- そのうちFIT制度のみ区分が14%、FIT/FIP選択制でFITが8%。
- FIP制度のみ区分は4%、FIT/FIP選択制でFIP制度が5%存在。
- 非FIT・非FIPでの開発も10%の回答あり。



※設備ベースでの回答である点、および回答者は未回答者に比べて事業意欲が高い可能性がある点には留意が必要。

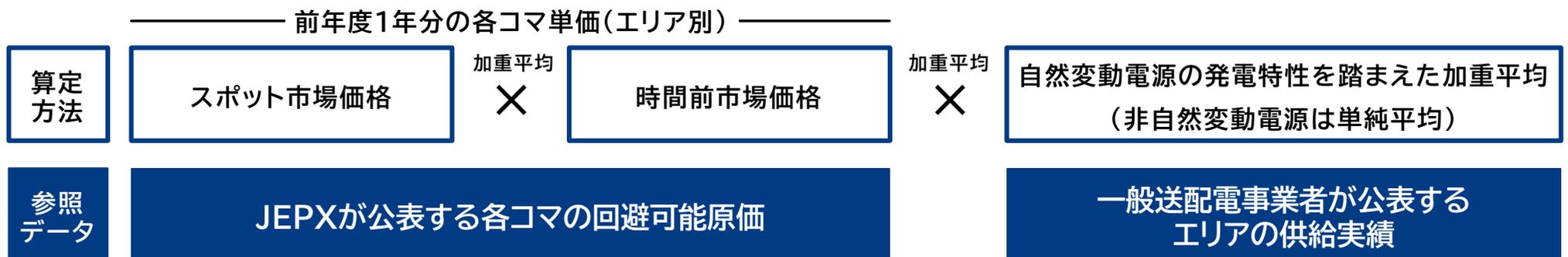
5. 卸電力取引市場や環境価値の参照価格に係る分析・予測

- 卸電力取引市場の参照価格の分析・予測
- 環境価値の参照価格の分析・予測

卸電力取引における前年度年間平均市場価格の分析手法

- 卸電力取引における前年度年間平均市場価格の具体的な分析手法は下記および下図のとおり。
 - スポット市場価格と時間前市場価格を加重平均した各コマ単価として、JEPXが算出・公表しているエリア別の回避可能原価を用いた。
 - 自然変動電源については、上記の回避可能原価と、電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針に基づいて各一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績(電源種別、1時間値)を利用して、発電特性を踏まえた加重平均値を算出した。
 - 非自然変動電源については、回避可能原価の単純平均値を算出した。

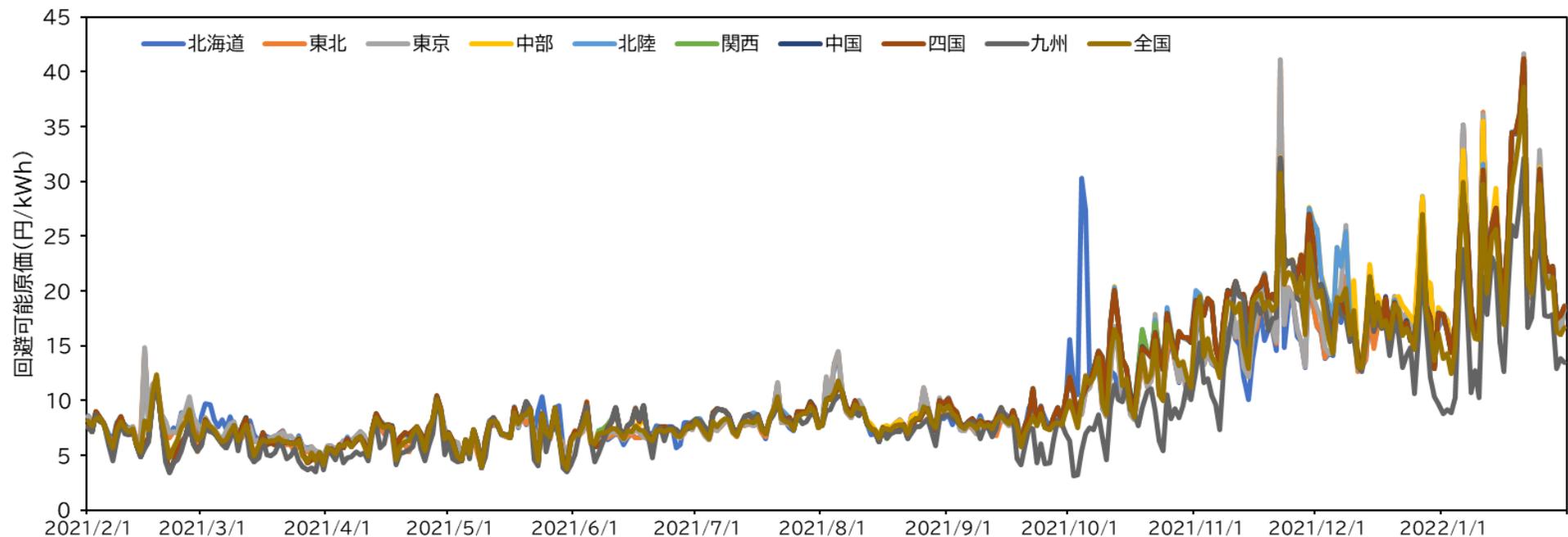
前年度年間平均市場価格の分析手法



エリア別の回避可能原価の推移

- 直近のJEPX回避可能費用原価のエリア別推移を参照して分析を実施した。
- 直近1年間のエリア別回避可能原価は、2021年9月まではエリアごとの価格差が比較的小さい一方、市場価格が上昇傾向にある2021年10月以降においては、エリアごとの価格差が顕著になっている。

エリア別の回避可能原価の推移(日平均)



出所) JEPX「取引情報: スポット市場・時間前市場」(<http://www.jepx.org/market/>) <閲覧日: 2022年3月1日>

各エリアの分析結果まとめ

- 卸電力取引における前年度年間平均市場価格の単純平均値、および自然変動電源の発電特性を踏まえた加重平均値は以下のとおり。
 - 単純平均では11円/kWh前後となるエリアが大半であるが、九州では9.55円/kWhと低い価格になっている。
 - 太陽光発電の発電特性を踏まえた加重平均値は、単純平均値よりも価格が低下しており、特に九州等の太陽光発電が多く導入されているエリアではその傾向は強くなる。
 - 風力発電の発電特性を踏まえた加重平均値は、単純平均値よりも価格が上昇している。

※分析時点で収集できたデータの関係上、2021年2月～2022年1月の1年分の平均値として算出

卸電力取引における前年度年間平均市場価格の分析結果（単位:円/kWh）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国 (参考)
単純平均	10.94	10.89	11.07	11.54	11.41	11.31	11.30	11.29	9.55	11.0
太陽光 加重平均	7.81	7.90	8.94	8.87	8.00	8.47	8.48	8.56	5.99	-
風力 加重平均	11.47	11.91	11.56	13.68	12.74	11.78	12.23	12.74	10.38	-

出所) JEPX「取引情報: スポット市場・時間前市場」(<http://www.jepx.org/market/>) <閲覧日: 2022年3月1日>
各電力会社のエリアの供給実績

環境価値の参照価格について

- FIP制度における環境価値の参照価格は、非化石価値取引市場における非FIT非化石証書(再エネ指定)の直近1年間(直近4回)の約定価格の加重平均値が採用されることと整理されている。
- 非FIT非化石証書(再エネ指定)の取引状況は、最低取引価格が設定された直近3回の取引では約定価格が最低取引価格(0.6円/kWh)と同一の価格であった。

非化石価値取引市場における非FIT非化石証書(再エネ指定)の取引結果・予定

取引回		約定日	約定量	最低取引価格	約定価格	
2020年度	第1回	取引なし	—	設定なし	—	
	第2回	2020年11月12日	630,735,457kWh	設定なし	1.20円/kWh	
	第3回	2021年2月10日	10,569,550,414kWh	設定なし	1.20円/kWh	
	第4回	2021年5月13日	2,276,086,362kWh	設定なし	0.90円/kWh	
2021年度	第1回	2021年8月27日	1,744,483,697kWh	0.60円/kWh	0.60円/kWh	2022年4月～6月の 環境価値参照価格
	第2回	2021年11月25日	1,845,636,348kWh	0.60円/kWh	0.60円/kWh	
	第3回	2022年2月9日	2,825,123,103kWh	0.60円/kWh	0.60円/kWh	
	第4回	2022年5月12日	実施前	実施前	実施前	2022年7月～9月の 環境価値参照価格
2022年度	第1回	2022年8月(未定)	実施前	実施前	実施前	2022年10月～12月の 環境価値参照価格
	第2回	2022年11月(未定)	実施前	実施前	実施前	2023年1月～3月の 環境価値参照価格

出所) JEPX「非化石価値取引市場 取引結果」(<http://www.jepx.org/market/nonfossil.html>) (閲覧日: 2021年2月22日) を基に三菱総合研究所作成

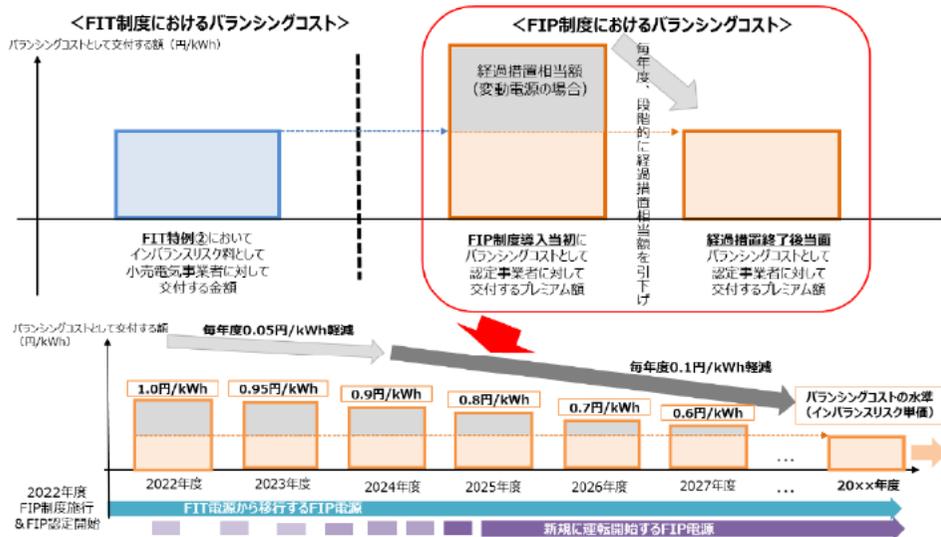
6. バランシングコストや出力制御に係る分析・予測

6. バランシングコストや出力制御に係る分析・予測

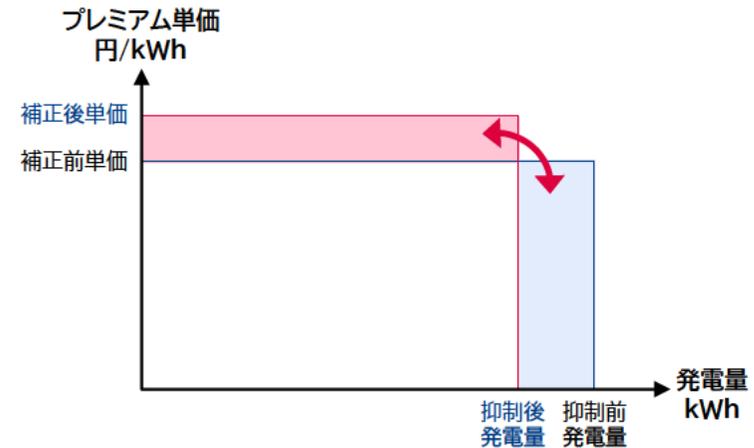
バランシングコストや出力制御の扱いについて

- バランシングコストは、公表されている交付単価およびインバランスリスク単価を採用した。
 - 令和4年度(2022年度)の賦課金単価試算におけるバランシングコストは、自然変動電源(太陽光・風力)は1.0円/kWh、非自然変動電源(中小水力・地熱・バイオマス)はインバランスリスク単価で設定。
- 出力制御は特に考慮せず、「抑制前発電量×補正前プレミアム単価」でプレミアム総額を算出した。
 - 右図のとおり、出力制御の考慮有無に関わらずFIPプレミアム総額には影響がない。

FIP制度におけるバランシングコストの想定値



FIPプレミアム単価の出力制御補正イメージ



補正前でも後でもプレミアム総額自体は同じ
(総額は「抑制前発電量」×「補正前単価」で算出可能)

出所)資源エネルギー庁 第34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
「資料1 FIP制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスの更なる活性化④」(2021年1月13日)、p.26

7. 賦課金及び賦課金単価の算定

- 賦課金算定結果まとめ
- 認定年度別の買取価格

賦課金単価算定の考え方

- 賦課金総額及び賦課金単価は、下図の考え方にに基づき算出した。

賦課金算定の考え方

FIT賦課金	+	FIT買取費用	= <設備導入量> × <設備利用率> × <FIT買取価格単価>
	-	回避可能費用	= <設備導入量> × <設備利用率> × <回避可能費用単価>
FIP プレミアム	+	FIP基準価格	= <設備導入量> × <設備利用率> × <FIP基準価格>
	-	卸電力取引市場の参照価格	= <設備導入量> × <設備利用率> × <卸電力取引市場の参照価格>
	-	環境価値の参照価格	= <設備導入量> × <設備利用率> × <環境価値の参照価格>
	+	バランシングコスト	= <設備導入量> × <設備利用率> × <バランシングコスト単価>
その他諸費	+	事務費等	
<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-top: 20px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 10px;">賦課金総額</div> → <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px; margin-right: 10px;">賦課金総額</div> / <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 10px;">供給電力量※</div> = <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 10px;">賦課金単価</div> </div>			<small>※「減免制度の対象となる電力量を控除した電力量</small>

7. 賦課金及び賦課金単価の算定 | 賦課金算定結果まとめ

2022年度の賦課金算定結果

- 2022年度の賦課金総額及び賦課金単価は、下記のとおり算定された。

2022年度 賦課金算定結果

賦課金単価3.45円/kWh =

$$\frac{\text{①買取費用 4兆2,033億円} - \text{②回避可能費用等 1兆4,609億円} + \text{費用負担調整機関事務費 17億円}}{\text{③販売電力量 7,943億kWh}}$$

(内訳)

	2021年度における想定	2022年度における想定	主な要因
①買取費用	3兆8,434億円	4兆2,033億円	<ul style="list-style-type: none"> 2022年度から新たに運転開始する再エネ発電設備 再エネ予測誤差のための調整力確保費用
②回避可能費用等	1兆1,448億円	1兆4,609億円	<ul style="list-style-type: none"> 過去の市場価格の実績を踏まえて、市場価格に連動する回避可能費用単価を推計 非化石価値取引収益等
③販売電力量 [※]	8,036億kWh	7,943億kWh	<ul style="list-style-type: none"> 過去の販売電力量の実績を元に販売電力量を推計[※]

※減免費用のうち、賦課金負担となる分の電力量を控除

7. 賦課金及び賦課金単価の算定 | 認定年度別の買取価格

認定年度別の買取価格(1/5)

	買取価格 (認定年度別) ^{※1}										
	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
太陽光											
10kW未満 ^{※2}	42円	38円	37円	35円	33円	30円	28円	26円	21円	19円	17円
10kW未満・ダブル発電 ^{※2}	34円	31円	30円	29円	27円	27円	27円	26円	21円	19円	17円
10kW以上50kW未満	40円	36円	32円	27円 ^{※3}	24円	21円	18円	14円	13円	12円	11円
50kW以上250kW未満									12円	11円	10円
250kW以上500kW未満								入札	入札	入札	
500kW以上2,000kW未満											
2,000kW以上	入札	入札	入札								

※1 太陽光10kW未満(含むダブル発電)のみ税込価格

※2 2015～2020年度は、出力制御対応機器設置義務ありの買取価格を記載

※3 2015年度は、2016年6月30日まで29円、同年7月1日以降27円

出所)以下より作成<閲覧日:2022年3月28日>

【2012年度～2021年度】資源エネルギー庁、なっとく!再生可能エネルギー、「固定価格買取制度」「買取価格・期間等(2012年度～2020年度)」

『平成24年度の価格表』、『平成25年度の価格表』、『平成26年度の価格表』、『平成27年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『平成28年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『平成29年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『2018年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『2019年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『2020年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』

(https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html#h26)

【2022年度】資源エネルギー庁 調達価格等算定委員会、「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」(令和4年2月4日)、別紙1-16

(https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204_1.pdf)

7. 賦課金及び賦課金単価の算定 | 認定年度別の買取価格

認定年度別の買取価格(2/5)

	買取価格（認定年度別）										
	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
風力											
20kW未満 ^{※1}	55円	55円	55円	55円	55円	55円					
20kW以上50kW未満(新設)											16円
50kW以上250kW未満(新設)	22円	22円	22円	22円	22円	21円 ^{※2}	20円	19円	18円	17円	入札
250kW以上(新設)										入札	
20kW以上(リプレース)						18円	17円	16円	16円	15円	14円
洋上 ^{※3}			36円	36円	36円	36円	36円	36円	36円	36円	36円

※1 20kW未満の風力発電は、2018年度より20kW以上の調達価格等と統合

※2 2017年9月末まで22円

※3 洋上風力は2020年度より浮体式のみ、着床式は入札へ移行

出所)以下より作成<閲覧日:2022年3月28日>

【2012年度～2021年度】資源エネルギー庁、なっとく!再生可能エネルギー、「固定価格買取制度」「買取価格・期間等(2012年度～2020年度)」

『平成24年度の価格表』、『平成25年度の価格表』、『平成26年度の価格表』、『平成27年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『平成28年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『平成29年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『2018年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『2019年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』、『2020年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』

(https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html#h26)

【2022年度】資源エネルギー庁 調達価格等算定委員会、「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」(令和4年2月4日)、別紙1-16

(https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204_1.pdf)

7. 賦課金及び賦課金単価の算定 | 認定年度別の買取価格

認定年度別の買取価格(3/5)

	買取価格（認定年度別）										
	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
水力											
200kW未満・新設	34円	34円	34円	34円	34円	34円	34円	34円	34円	34円	34円
200kW未満・既設			25円								
200kW以上1MW未満・新設	29円	29円	29円	29円	29円	29円	29円	29円	29円	29円	29円
200kW以上1MW未満・既設			21円								
1MW以上30MW未満・新設	24円	24円	24円	24円	24円						
1MW以上30MW未満・既設			14円	14円	14円						
1MW以上5MW未満・新設						27円	27円	27円	27円	27円	27円
1MW以上5MW未満・既設						15円	15円	15円	15円	15円	15円
5MW以上30MW未満・新設						20円※1	20円	20円	20円	20円	20円
5MW以上30MW未満・既設						12円	12円	12円	12円	12円	12円

※1 2017年9月末まで24円

出所)以下より作成<閲覧日:2022年3月28日>

【2012年度～2021年度】資源エネルギー庁, なっとく!再生可能エネルギー, 「固定価格買取制度」「買取価格・期間等(2012年度～2020年度)」

『平成24年度の価格表』, 『平成25年度の価格表』, 『平成26年度の価格表』, 『平成27年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『平成28年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『平成29年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『2018年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『2019年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『2020年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』

(https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html#h26)

【2022年度】資源エネルギー庁 調達価格等算定委員会, 「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」(令和4年2月4日), 別紙1-16

(https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204_1.pdf)

7. 賦課金及び賦課金単価の算定 | 認定年度別の買取価格

認定年度別の買取価格(4/5)

	買取価格（認定年度別）											
	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	
地熱												
15MW未満・新設	40円	40円	40円	40円	40円	40円	40円	40円	40円	40円	40円	40円
15MW未満・リプレース全設備						30円	30円	30円	30円	30円	30円	30円
15MW未満・リプレース地下設備						19円	19円	19円	19円	19円	19円	19円
15MW以上・新設	26円	26円	26円	26円	26円	26円	26円	26円	26円	26円	26円	26円
15MW以上・リプレース全設備						20円	20円	20円	20円	20円	20円	20円
15MW以上・リプレース地下設備						12円	12円	12円	12円	12円	12円	12円

出所)以下より作成<閲覧日:2022年3月28日>

【2012年度～2021年度】資源エネルギー庁, なっとく!再生可能エネルギー, 「固定価格買取制度」「買取価格・期間等(2012年度～2020年度)」
『平成24年度の価格表』, 『平成25年度の価格表』, 『平成26年度の価格表』, 『平成27年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『平成28年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』,
『平成29年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『2018年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『2019年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『2020年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』

(https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html#h26)

【2022年度】資源エネルギー庁 調達価格等算定委員会, 「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」(令和4年2月4日), 別紙1-16
(https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204_1.pdf)

7. 賦課金及び賦課金単価の算定 | 認定年度別の買取価格

認定年度別の買取価格(5/5)

	買取価格（認定年度別）											
	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	
バイオマス												
メタン発酵ガス	39円	39円	39円	39円	39円	39円	39円	39円	39円	39円	39円	39円
未利用木質・2MW未満	32円	32円	32円	40円	40円							
未利用木質・2MW以上				32円	32円							
一般木質・20MW未満	24円	24円	24円	24円	24円	24円						
一般木質・20MW以上						21円※1						
一般木質・10MW未満							24円	24円	24円	24円	24円	24円
一般木質・10MW以上							入札	入札	入札	入札	入札	入札
バイオマス液体燃料							入札	入札	入札	入札	入札	入札
建設廃材	13円	13円	13円	13円	13円	13円	13円	13円	13円	13円	13円	13円
一般廃棄物	17円	17円	17円	17円	17円	17円	17円	17円	17円	17円	17円	17円

※1 2017年9月末まで24円

出所)以下より作成<閲覧日:2022年3月28日>

【2012年度～2021年度】資源エネルギー庁, なっとく!再生可能エネルギー, 「固定価格買取制度」「買取価格・期間等(2012年度～2020年度)」
『平成24年度の価格表』, 『平成25年度の価格表』, 『平成26年度の価格表』, 『平成27年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『平成28年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』,
『平成29年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『2018年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『2019年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』, 『2020年度の価格表(調達価格1kWh当たり)』

(https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html#h26)

【2022年度】資源エネルギー庁 調達価格等算定委員会, 「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」(令和4年2月4日), 別紙1-16

(https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204_1.pdf)

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業(再生可能エネルギー固定価格買取制度における賦課金単価算定の精緻化に向けた分析等調査)報告書

委託事業名：令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業(再生可能エネルギー固定価格買取制度における賦課金単価算定の精緻化に向けた分析等調査)

受注事業者名：株式会社三菱総合研究所

頁	図表番号	タイトル
11	図表番号なし	システムプライスの推移
13	図表番号なし	電力広域的運営推進機関による来年度(2022年度)の電力需要の想定
43	図表番号なし	エリア別の回避可能原価の推移(日平均)
44	図表番号なし	卸電力取引における前年度年間平均市場価格の分析結果
45	図表番号なし	非化石価値取引市場における非FIT非化石証書(再エネ指定)の取引結果・予定