

将来の変動性再エネの調整機能の活用方法の検討について

2025年6月3日

需給調整市場検討小委員会 事務局
調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 第50回本小委員会（2024年9月10日）において、変動性再生可能エネルギー電源（以下「変動性再エネ」という。）の調整機能の活用について、変動性再エネの調整機能の特徴、および「技術面」「制度面」それぞれの現状と課題について整理・議論を行った。
- また、現行制度ではFIP等電源が入札可能であるものの、変動性再エネが需給調整市場への参入を目指す場合、「リソース単体かアグリゲーションか」「ポジワット型・ネガポジ型・ネガワット型」等、多様な参加方法が考え得る。
- この点、需給調整市場は多様なリソースの参入を促すべく制度設計をしているが、各リソース種別に対応する制度が多岐に亘る（複雑な）点も市場参加ハードルになっていることから、これらリソースの市場参加方法や市場取引の対価性がどのようになるか整理することで、市場参加の促進に繋がると考えられる。
- 今回、上記の観点で、将来の変動性再エネの調整機能の活用可能性について検討したため、ご議論いただきたい。

論点整理 [共通]			
赤字：前回議論結果 青字：検討再開条件			12
課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
7-1 緊急時（電源脱落）対応の調整力確保方法	✓ 再エネ余剰時はポンプに持ち替え、ΔkW約定リソースを停止 ✓ ポンプ遮断の要件を整理	✓ EPPS考慮による必要量見直しの検討 ✓ 早期の（簡易的な）対応方法の検討	今回議論
7-2 低コスト方式の専用線の拡大可否	✓ 10MW未満かつ上位2電圧以外は電柱方式可	✓ 電柱方式の拡大	
7-3 将来の変動性再エネ調整機能の活用方法	✓ 変動性再エネの調整機能の活用を目指す ✓ 対象は市場連動型のFIP電源	✓ 技術面の課題 ✓ 制度面の課題（市場への応札）	

1. 変動性再エネの調整機能の活用（振り返り）
2. 変動性再エネの需給調整市場への参加方法について
3. 変動性再エネの需給調整市場での対価性について
4. まとめ

1. 変動性再エネの調整機能の活用（振り返り）
2. 変動性再エネの需給調整市場への参加方法について
3. 変動性再エネの需給調整市場での対価性について
4. まとめ

- 変動性再エネには、FIT電源・FIP電源・非FIT電源等が併存しており、これらは大きく、市場関係なく出力される（インバンスリスクがない）FIT特例①・FIT特例③（以下「FIT 電源①③」という。）と、市場統合されている（インバンスリスクがある）FIT特例②・FIP・非FIT（以下「FIP電源等」という。）に分類される。
- このうちFIP電源等は通常の発電リソースと同様と見做すことができ、変動性再エネ（FIP電源等）自体も調整力として活用することも可能となっている。
- 再エネが主力電源となる将来において調整力必要量が増加することが予想されており、より一層多様なリソースの参入が期待されるところ、変動性再エネの調整力への活用も一案となることから、以降はFIP電源等を前提として、調整機能の活用について検討を進めているところ。

【FIT電源①③】制度の概要（全体像）

5

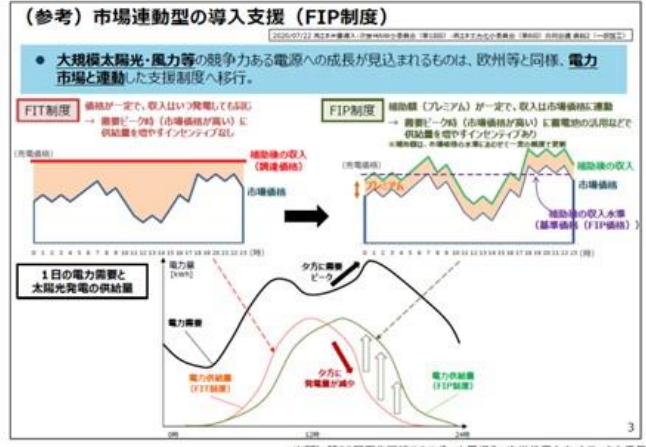
- FIT制度において、再エネ導入促進のため、FIT電源①③の発電量（実績）については、買取義務者（FIT特例①：小売電気事業者、FIT特例③：TSO）が、**固定価格で全量買い取る仕組み**となっている。
- FIT特例①の場合、買取義務者（小売電気事業者）においては、自身の売電計画（自社供給、卸市場売り）に関係なく、全量買取を義務付けられており、これをそのまま同時同量計画に反映するだけで、買取義務者は常にインバンスリスクに晒されることとなるため、買取義務者（小売電気事業者）は、TSOからの計画配分（前日6時再通知分）以降の当該FIT電源の変動に関する**同時同量達成義務は免除**される。また、当該FIT電源の計画値と実績値の差分はインバンスとなるも、インバンス精算を回避可能費用（≒スポット価格）にて行うことで収支を±0とする仕組みが設けられている。
- FIT特例③の場合、買取義務者（TSO）においては、計画配分（前日6時の再通知分）に従って、スポット市場に売り入れを行うこととなっている。
- また、計画配分（再通知）以降の予測誤差に対しては、TSOが調整力の調達（ΔkW確保：三次調整力②）・運用（上げ下げ調整）等によって需給一致を行っている状況であり、この収支はFIT賦課金やインバンスリスク料で相償している。

		FIT事業者	FIT特例①： 小売が買取義務者	FIT特例③： TSOが買取義務者	TSO
同時同量 達成義務	下振れ時	なし	計画配分 (前日6時再通知)	計画配分（前日6 時再通知）に従って、 スポット市場で売電	計画配分以降のΔkW確保 + GC以降の上げ調整 優先給電ルールでの抑制 + GC以降の下げ調整
	上振れ時				
インバンス リスク	不足		インバンスになるが 回避可能費用で 精算（収支±0）		ΔkW（前日～GC）：FIT賦課金 上げ下げ調整：インバンス収支 （インバンスリスク料で補填）
	余剰				

【FIP電源等】制度の概要

8

- FIP制度は、FIT制度と異なり発電量の固定価格での買取ではなく、スポット市場の売電収入と発電実績に応じた補助金（プレミアム）を支給する、電力市場と連動した（市場統合された）再エネ導入支援制度となっている。
- そのため、FIP電源と非FIT電源で補助金有無の違いはあるが、再エネ事業者自身に**同時同量達成義務ならびにインバンスリスクが存在する点では、通常の発電リソースと同様**になる。



- FIT電源①③による調整力の調達・運用は、前述の制度上の特徴(全量買い取り・同時同量義務免除等)から、買取義務者に認められていない電気の供給・使用方法となっており、需給調整市場への参入は不可となっている。
- 一方で、市場統合されているFIP電源等であれば、リクワイアメントを満たすことが出来れば、現行においても調整力の調達・運用(需給調整市場での活用)自体は可能な仕組みとなっている。

【論点5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い

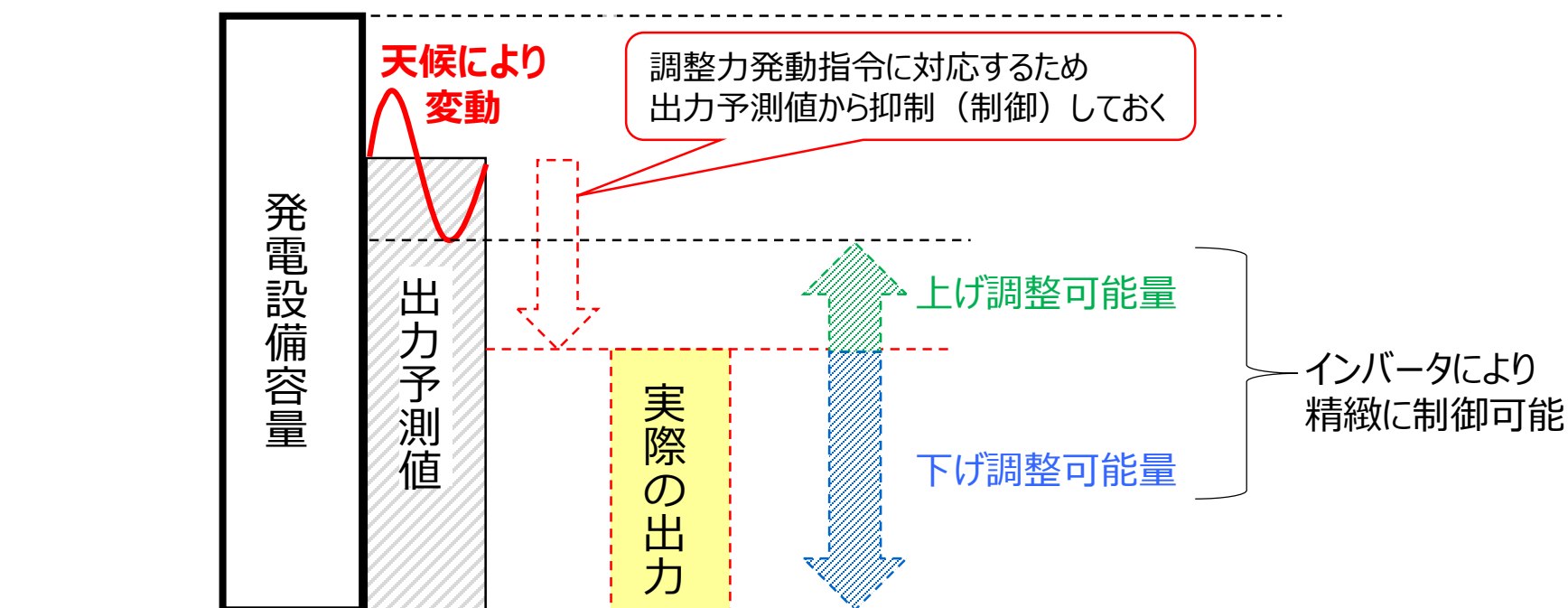
- 参照価格の算定に当たっては、卸電力取引市場に加え、電力市場をなるべく的確に反映するという観点からも、FIP制度の下で発電事業者がどの市場から収入を確保できるかを踏まえる必要がある。そこで、**各電力市場(非化石証書取引市場、容量市場、需給調整市場)へのFIP電源の参入可否について検討するとともに、市場とFIP制度の双方からの価値二重取りにならないよう、FIP電源が参入し、自ら収入を確保できると整理された市場について、適切な参照方法を検討していくべきではないか。**
- 各FIP電源が**参入選択可能な市場**については、以下の表のように整理してはどうか。その上で、**各電力市場でのFIP電源の具体的な取扱いについては**、これらの市場に係る検討がこれまでも行われてきた**制度検討作業部会にて検討いただくこととしてはどうか。**

＜各FIP電源が参入選択可能な市場(案)＞

	卸電力取引市場	非化石価値取引市場	容量市場	需給調整市場
FIT電源	×	×	×	×
	※買取義務者による取引は可	※GIOがFIT非化石証書取引	※FIT電源は一律不可	※買取義務者に認められていない電気の供給・使用方法
FIP電源	○	○	(案)×	(案)○
		※証書の種類は要検討	※FIP電源は一律不可	※リクワイアメントを満たせば可
FIP電源の参入可否及び価格参照検討の観点(案)	前頁のとおり、FIP電源については、kWh価値を、主に卸電力取引市場における売買取引又は小売電気事業者等への電力の卸取引により供給することを前提とされている。なお、価格参照については前頁にて検討。	本年2月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめで、「FIP制度は自立化へのステップとして、再エネの市場統合を目指すものであることを踏まえると、FIP制度においても、 再エネ発電事業者が自ら環境価値を相対取引又はオークションによって販売していく仕組みとすべきである。 なお、FIP制度の下で販売された電気は、費用負担調整機関がFIT非化石証書を販売しその収入を国民負担の抑制に充てていることの整合性の観点から、詳細設計に際しては、 非化石価値相当額が再エネ発電事業者自らの収入となることを踏まえた上でプレミアムの額を設定する等の留意が必要である。 」と整理されている。	(案) 市場とFIP制度の双方からの kWh価値二重取り防止、シンプルな制度設計の観点から、容量市場に参入可能な対象電源から除外することとしてはどうか。	(案) FIP制度は自立化へのステップとして、 再エネの市場統合を目指すものであること、また、需給調整市場への参入を認めることは価値の二重取りにはならないと考えられるため、FIP電源の参入を認めるべきではないか。 ※需給調整市場はΔkW価値とkWh価値を持つ。ΔkW価値は、調整能力を有する電源に対してのみ付与される価値であり、FIP制度で評価される価値とは別ものである。 kWh価値は、指令に応じた供給への対価として与えられる価値であり、需給調整市場に参入する場合の取引分は、卸電力取引市場でのkWh取引から減少することから、当該kWh価値にFIP制度のプレミアムを付与しても、kWh価値の二重取りにはならないと考えられる。
他電源	○	○(非FIT非化石証書) ※非化石電源のみ	○ ※リクワイアメントを満たせば可	○ ※リクワイアメントを満たせば可

29

- 変動性再生エネルギーが調整力を供出する場合、実需給断面の天候により出力上限が変動することで、**調整力として供出できる量も時々刻々と変動**することとなる。
- このため、変動性再生エネルギーが調整力を供出する際は、発電事業者が出力予測値から予め出力を抑制して、上げ調整に対応できる状態にしておき、調整力発動指令に基づき供出するといった方法が考えられる。
- 変動性再生エネルギーではインバータ制御により、**速やかな応動や精緻な出力調整が可能**であり、この点は安定電源と比較して変動性再生エネルギーが優れているといえる。



- **変動性再エネの特徴としては**、調整力として供出できる量は、予め抑制した出力値から最大出力値であるところ、実需給断面の天候等の影響で最大出力値が変動するために、**調整力として供出できる量が変動するといった点がある一方、インバータによる出力制御により、速やかな応動や精緻な出力調整が可能といった特徴**があるといえる。
- 調整力として供出できる量が変動する点を補う対策として、「蓄電池の併設」や「再エネ出力予測精度の向上」が考えられる。

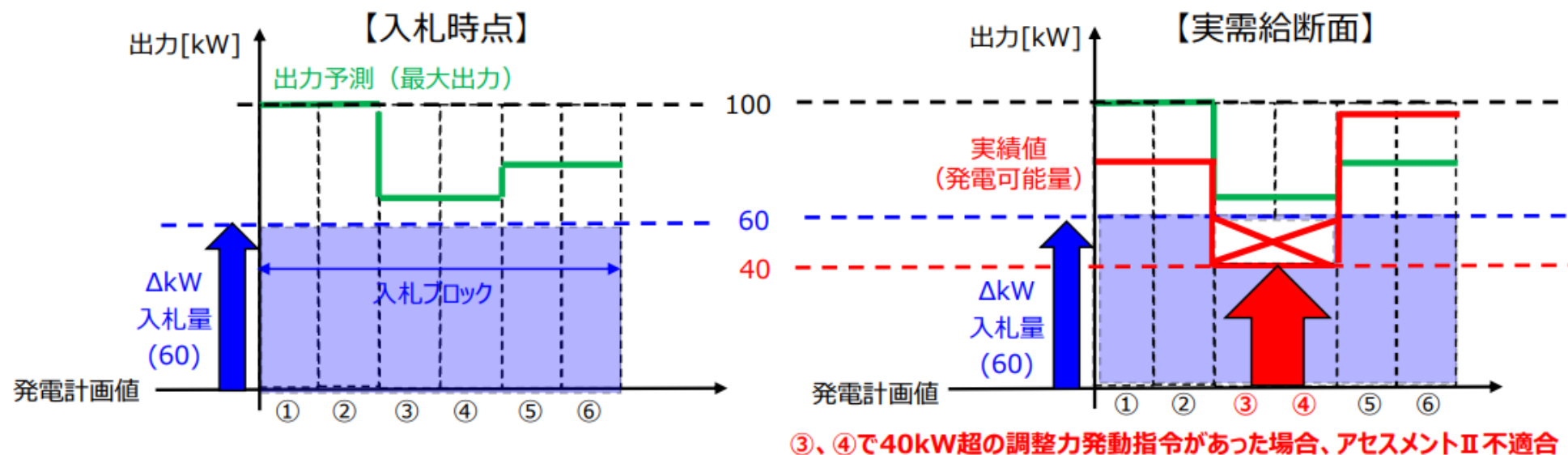
リソース種別	調整力として供出できる量	調整力としての応動機能
安定電源 (火力・水力等)	発電計画値～定格まで 供出可能であり、 安定している	調整力指令に対して ある程度の遅延や誤差がある (発電機仕様に依存する)
変動性再エネ (太陽光・風力)	発電計画値～最大出力まで供出可能だが、 最大出力は天候の影響を受け 変動する	インバータにより 精緻に制御可能
変動性再エネ (太陽光・風力) ＋ 蓄電池	天候の影響を蓄電池で補うことで 安定した調整力の供出が可能 と考えられる	インバータにより 精緻に制御可能

- 第50回本小委員会では、「技術面」「制度面」それぞれの現状と課題を整理し議論を行ったところ、技術開発や制度変更により解消する見込みのある課題もあるが、引き続き検討を要する点もあるとされたところ。
- 「技術面」においては「予測精度向上」・「蓄電池併設」・「PCSの機能向上※」による応札促進が考えられる。
- 「制度面」については、「応札スケジュール・入札ブロック時間」の制度変更により応札促進が考えられるものの、「アセスメント・ペナルティ」・「再エネ出力制御時の調整力供出」については課題が残存する。
- この点、制度の緩和により応札を促進する方向性も考えられるが、実需給断面で調整力供出の確実性がないリソースを調整力として確保することの妥当性や、他リソースとの公平性の観点から慎重な検討が必要としていた。

	現状と課題	今後の方向性
技術面	予測外しにより調整力供出可能量が変動する	「予測精度向上」「蓄電池併設」が対策となり得る
	需給調整市場の要件に対応可能な機能が未実装（優先給電ルールに対応した出力制御機能は有）	需給調整市場の商品要件を満足するPCSを今後開発（数年単位）することで対応可能※
制度面	応札スケジュール・入札ブロック時間により応札が制限される	2026年度に週間商品の前日取引化、および全商品30分取引化されるため 一定程度解消する見込み
	アセスメント・ペナルティにより応札が制限される	予測精度の向上により改善する可能性はあるが、一定量は残存するものの、変動性再エネに限定した制度の緩和については慎重な検討が必要
	再エネ出力制御時の調整力供出	優先給電ルールおよび系統混雑時の出力制御ルールの仕組みとの整合が必要なため、引き続き検討

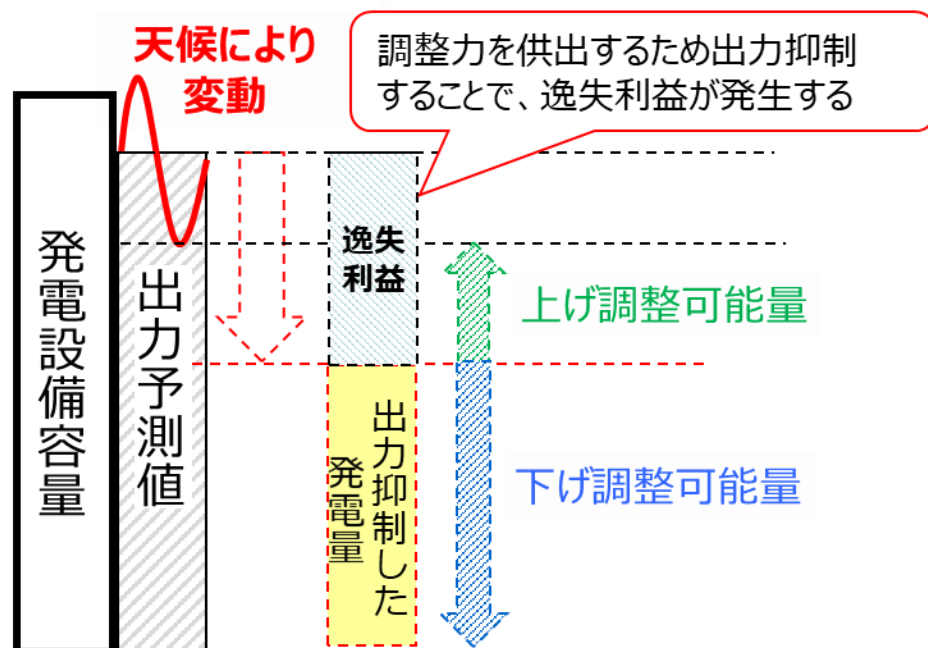
※ 海外では変動性再エネの調整機能を活用している事例もあるため、現時点においても需給調整市場の商品要件を満足するPCSも存在する。

- 変動性再エネには予測外しにより供出可能量が変動する可能性がある。
- 需給調整市場におけるアセスメントでは、 ΔkW 約定量の供出が可能な状態を維持しているか、実際の調整力指令に対して商品要件を満足する応動をしているかが評価されることとなるが、仮に予測誤差（下振れ）が大きい場合、約定した ΔkW を全量供出できない状態になることも考えられ、その場合はアセスメント不適合となる。
- アセスメント不適合を避けるためには、発電予測値にある程度予測誤差（下振れ）を考慮した ΔkW 応札量とすることが必要であるものの、応札量は相応に少なくなってしまう。
- アセスメント不適合となった場合のペナルティとしては、月3回以上の不適合で市場退出といった重大なものもあり、調整力の供出可能量に不確実性のある変動性再エネにとって市場参入の障壁になっていると考えられるが、この緩和については実需給断面で調整力供出の確実性がないリソースが増加する虞もあるため、慎重な検討を要する。

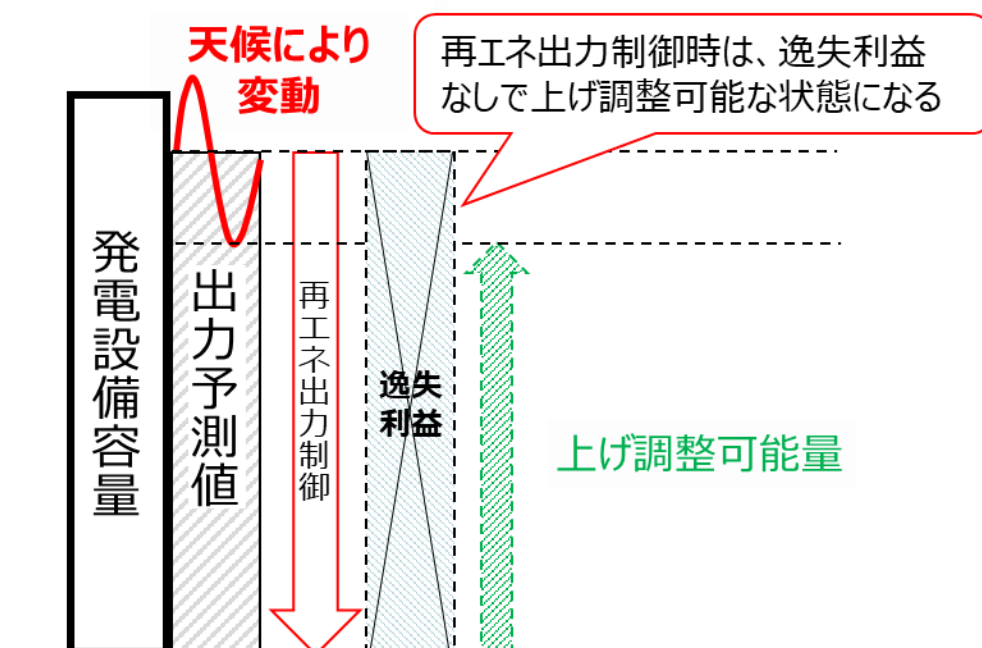


- 優先給電ルールによる再エネ出力制御時には、対価なく変動性再エネの出力が制御されることから、自然体で上げ調整が可能な状態になっており、逸失利益がないことから安価な調整力として活用可能になる。
- この点、再エネ出力制御の通知は前日商品取引後となることから、調整力提供者が需給調整市場に応札することを判断する断面で、再エネ出力制御の実施有無がわからないといった課題がある。

【再エネ出力制御なし】



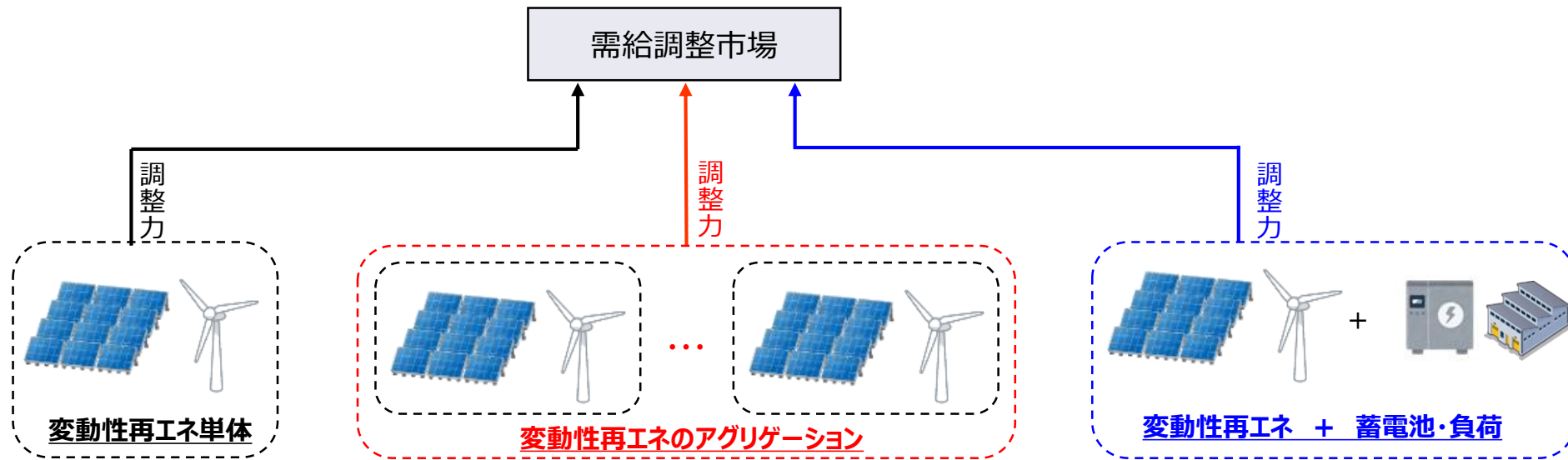
【再エネ出力制御あり】



1. 変動性再エネの調整機能の活用（振り返り）
2. 変動性再エネの需給調整市場への参加方法について
3. 変動性再エネの需給調整市場での対価性について
4. まとめ

- 前述のとおり、FIP電源等であれば2025年現在でも需給調整市場への参加は可能である。
- 他方で、変動性再エネが需給調整市場へ参加する場合、どのようにリソースを組み合わせるかで、提出が必要な計画値や供出可能量の考え方が異なるため、リソース種別（ケース）ごとに参加方法を整理する。

【需給調整市場への変動性再エネの様々な参加方法（イメージ）】



- ・需給調整市場は「多様な電源等の公平性」、「調達コストの透明性・適切性」、「調整力の効率的な確保」の観点で調整力を確保するため設立されている。
- ・需給調整市場で調達する調整力は、実需給断面の需給調整を確実に実施するため、「応動時間」や「最低入札量」等を商品要件として定め、それを満足するリソースが入札対象となる。
- ・多様なリソースの参加を促すため、リソースの特性ごとに様々な制度を用意しているが、その分制度が複雑化している点が逆に市場参加ハードルになっているとも考えられる。

2025年度以降の商品区分・要件について

19

■ 2025年以降の商品区分および要件（将来的に要件変更が予定されているものは赤字）は下表のとおり。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン(EDC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフライン可※1)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ (オフライン監視の場合は不要)	専用線のみ	専用線 または (簡易指令システム※2)	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間※4	3時間※4	3時間※4	3時間※4	30分※5
応動時間	10秒以内※6	5分以内	5分以内	15分以内	60分以内※5
継続時間	5分以上※6	30分以上※4	30分以上※4	3時間※4	30分※5
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－（自端制御）	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分 (簡易指令システム※3：5分)	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度 (簡易指令システム※3：1分)	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※7
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	60分以内※5に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)
最低入札量	1MW	1MW	1MW	1MW	1 MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2

※1 事後に数値データを提供する必要あり

※2 現行は上げ区分のみ適用

※3 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後開始
(2024年度以降準備ができたエリアから順次適用)

※4 2026年度より「30分」に変更予定

※5 入札時間単位「30分」応動時間「60分以内」、継続時間「30分」に変更（2025年度より適用）

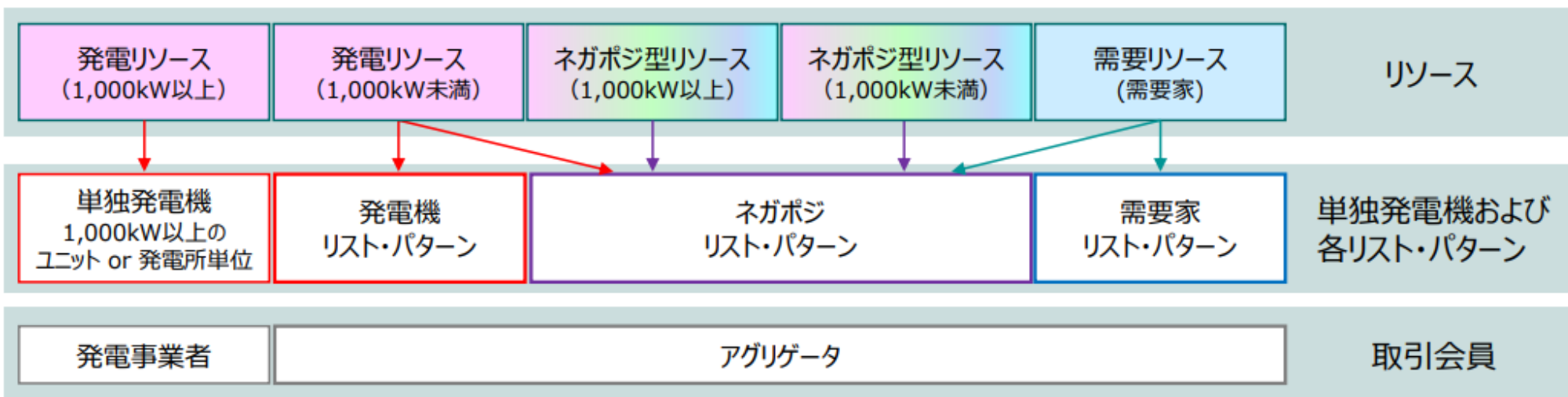
※6 オフライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」（2025年度より適用）

※7 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

- 需給調整市場の参入（商品）要件として、最低入札量は1MW（1,000kW）と設定している。
- そのため、1,000kW以上のリソースを用いる場合はリソース単独で入札、1,000kW未満のリソースを用いる場合は複数リソースを束ねて（アグリゲートして）入札することとなっている。
- アグリゲートして入札する場合は、調整力提供者が「リスト・パターン」を提出することで、一般送配電事業者へアグリゲートされたリソースの特定とその組み合わせの情報を提供し、複数の小規模リソースについて「リスト・パターン」単位の入札と見做すことで事前審査やアセスメントをまとめて実施可能としている。
- なお、ネガポジ型およびネガワット型については、仮に最低入札量である1,000kW以上のリソースであっても、リスト・パターンの提出が必要となる。



- 需給調整市場ではリソースが調整力を提供する手段（逆潮流／需要抑制／両方）に応じて下表のとおり分類をしており、提出が必要となる計画値や ΔkW 供出可能量の考え方が異なる。
- 変動性再エネが需給調整市場へ参加する場合、どのようなリソース種別で参加するかにより入札方法が変わるため、応札するリソースがどのように分類されるか認識した上で参加検討することが重要になる。

	発電リソース（ポジワット型）	ネガポジ型リソース	需要リソース（ネガワット型）
概要	発電機、発電所、自家発や蓄電池等を用いて、 逆潮流（ポジワット）のみによりΔkWを供出	一需要場所において、 需要を抑制（ネガワット） したうえで、さらにその余力を活用して 逆潮流（ポジワット） までも行うことにより ΔkW を供出	需要家の負荷設備、自家発や蓄電池等を用いて、 需要抑制（ネガワット）のみによりΔkWを供出
イメージ			
必要となる計画値	発電計画	発電計画 基準値計画	基準値計画
ΔkW 供出可能量	発電上限と発電計画値の差分	発電上限から発電計画の差分と基準値の合計	基準値の合計

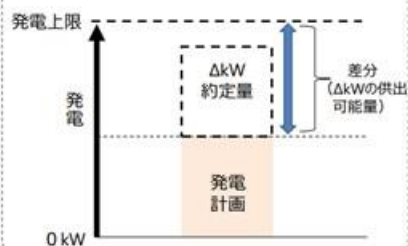
(参考) ΔkW の供出可能量 (1 / 2)

15

実需給時点で各時間帯毎に必要な能力をもった電源等を「出力を調整できる状態で予め確保すること」を満たすためには「 ΔkW の約定量」が「 ΔkW の供出可能量」の範囲内である必要があります。

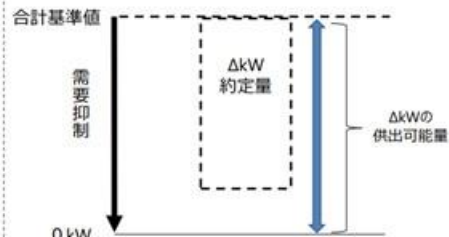
単独発電の場合

- 発電上限から発電計画を引いた差分が ΔkW の供出可能量です。



需要抑制 (デマンドレスポンス) の場合

- 合計基準値が ΔkW の供出可能量です。



© Electric Power Reserve eXchange

(参考) ΔkW の供出可能量 (2 / 2)

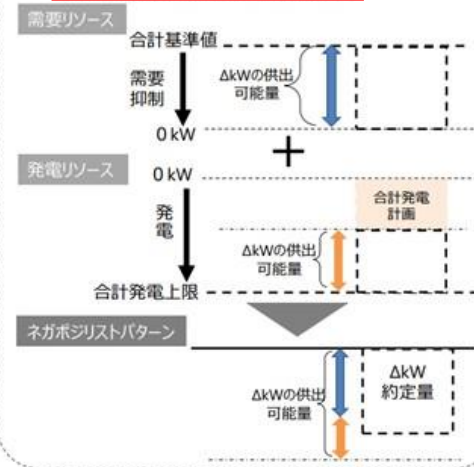
16

需要抑制 + 自家発電の余力活用などで
逆潮流もある場合 (単独地点)

- 発電上限から発電計画を引いた差分と基準値との合計が ΔkW の供出可能量です。

需要抑制 + 自家発電の余力活用などで
逆潮流もある場合 (複数地点)

- 合計発電上限から合計発電計画を引いた差分と合計基準値との和が ΔkW の供出可能量です。



© Electric Power Reserve eXchange

- ネガポジ型リソースや需要リソース（ネガワット型）により需給調整市場へ参加する場合、インバランス精算と調整力精算の仕訳やリソースの応動評価を実施するために基準値の提出が必要となる。
- 調整力提供者が基準値を予測する「事前予測型」に加え、一次～三次①はきめ細やかな応動が要求されるため、より指令時点の実需要に近い値である必要がある点を踏まえ、「直前計測型」「事前予測型」「逐次計測型※」から選択してデータ提供することとなっている。

※ 逐次計測型は一次にのみ参加可能。

基準値設定方法	アセスメントⅠ	アセスメントⅡ
直前計測型	落札ブロック開始前の5分間平均値	同左
事前予測型	30分毎の基準値計画	1分毎の基準値電力計画
逐次計測型	実需給の5分前平均値の30分毎の平均値	実需給の5分前平均値

商品区分	(参考) 応動時間	基準値提供方法
一次	10秒以内	事前予測型・直前計測型・逐次計測型から選択し、データ提供
二次①	5分以内	事前予測型・直前計測型から選択し、データ提供
二次②	5分以内	
三次①	15分以内	
三次②	60分以内	30分コマごとの基準値計画をシステム登録

- 需給調整市場へ参加する場合、「単体／アグリゲーション」か、「ポジワット型／ネガポジ型／ネガワット型」といったリソースの種別（パターン）に応じて参加方法が異なる。
- 変動性再エネの場合、様々な設備容量や蓄電池・需要との組み合わせによる多様なパターンで調整力を供出することが想定されることから、各パターンごとに需給調整市場における参加方法を整理する。
- なお、前述のとおり、ネガポジ型・ネガワット型については、単体リソースの場合であってもリスト・パターンによる入札となるため、「単体／アグリゲーション」かでは区別せず整理を行う。

	発電リソース (ポジワット型)	ネガポジ型リソース	需要リソース (ネガワット型)
単体	ケース 1	ケース 3	ケース 4
アグリゲーション	ケース 2		

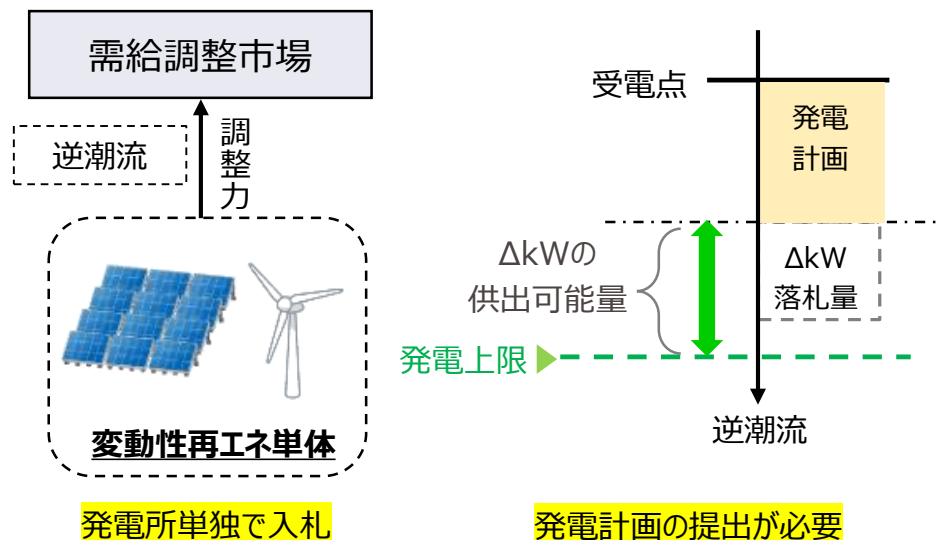
□ ケース1（発電リソース・単体）

- ✓ 変動性再エネが発電リソースとして需給調整市場に参加する場合、単体で最低入札量である1,000kW以上であれば、単独で入札することとなり、他の発電リソース（火力電源等）同様に発電計画を提出の上、その発電計画から発電上限までの差分が ΔkW 約定量以上であることが必要となる。

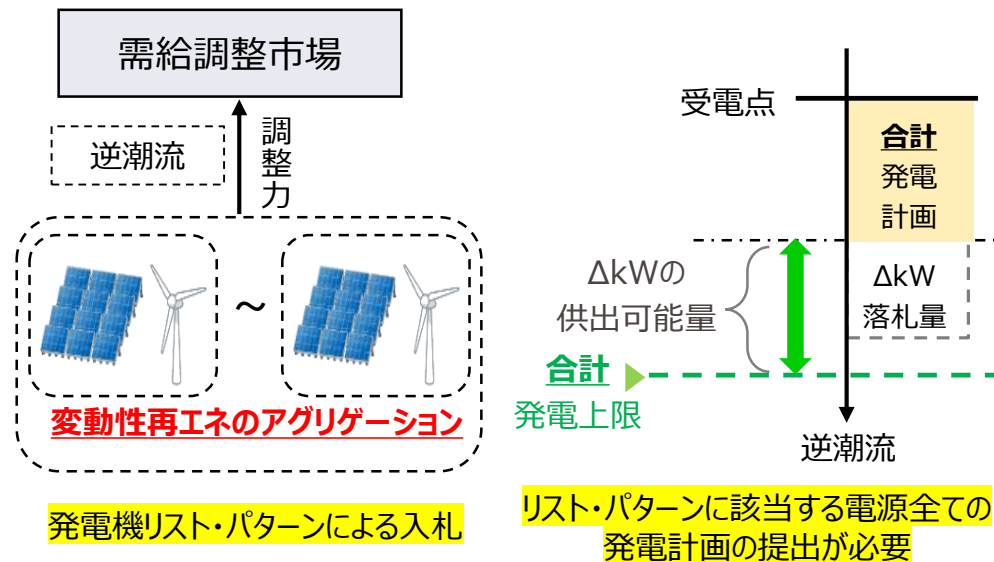
□ ケース2（発電リソース・アグリゲーション）

- ✓ 変動性再エネが発電リソースでも、1,000kW未満（最低入札量未満）のリソースの場合、複数の発電所を束ねる（アグリゲーションする）ことで、発電機リスト・パターンによる入札が可能。
- ✓ 発電機リスト・パターンの中のリソースすべての発電計画を提出し、その合計発電計画から合計発電上限までの差分が ΔkW 約定量以上であることが必要となる。

【ケース1（発電リソース・単体）】



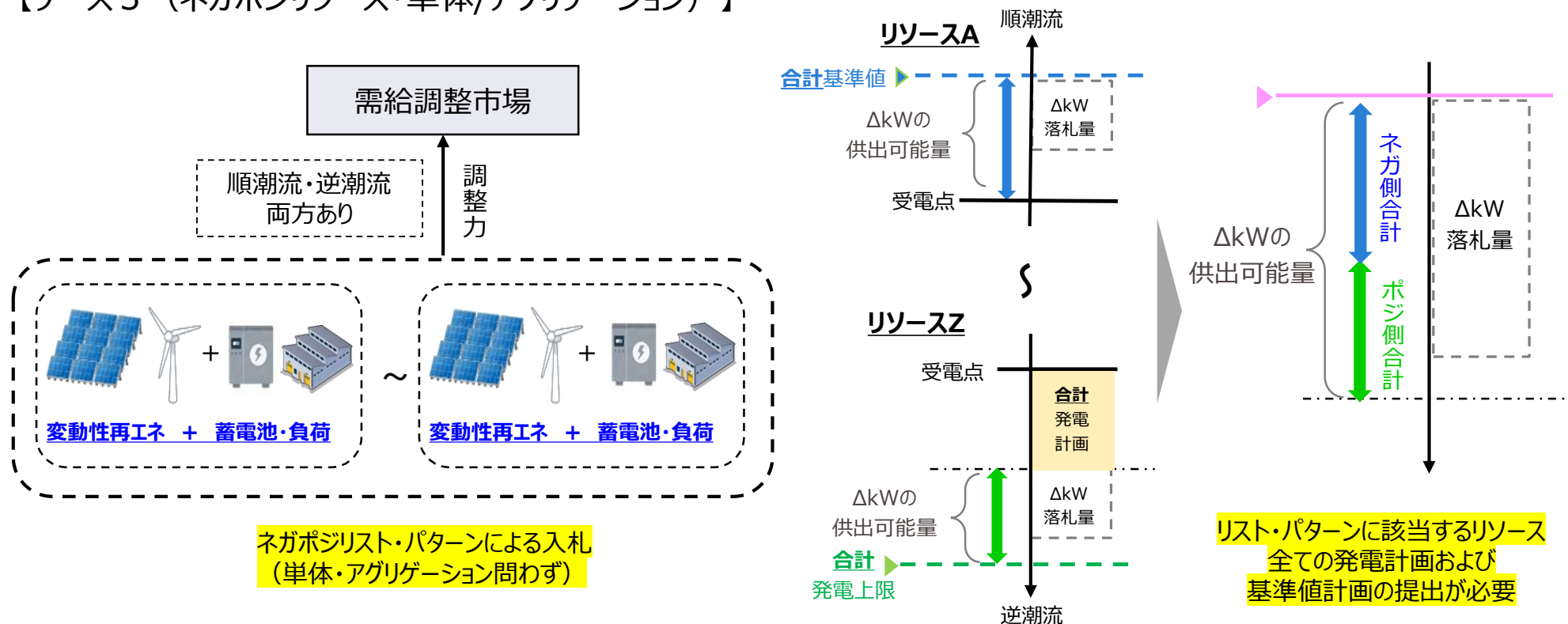
【ケース2（発電リソース・アグリゲーション）】



□ ケース3（ネガポジリソース・単体/アグリゲーション）

- ✓ 変動性再エネ + 蓄電池・負荷制御により、順潮流から逆潮流まで ΔkW を供出するネガポジ型リソースであり、1,000kW以上の単体リソース（一需要場所）の入札でも、ネガポジリスト・パターンの提出が必要となる。
- ✓ ネガポジリスト・パターンのリソースごとに発電計画および基準値計画を提出し、全リソースの合計発電計画から合計発電上限までの差分と合計基準値の合計が ΔkW 約定量以上（かつ最低入札量の1,000kW以上）であることが必要となる。

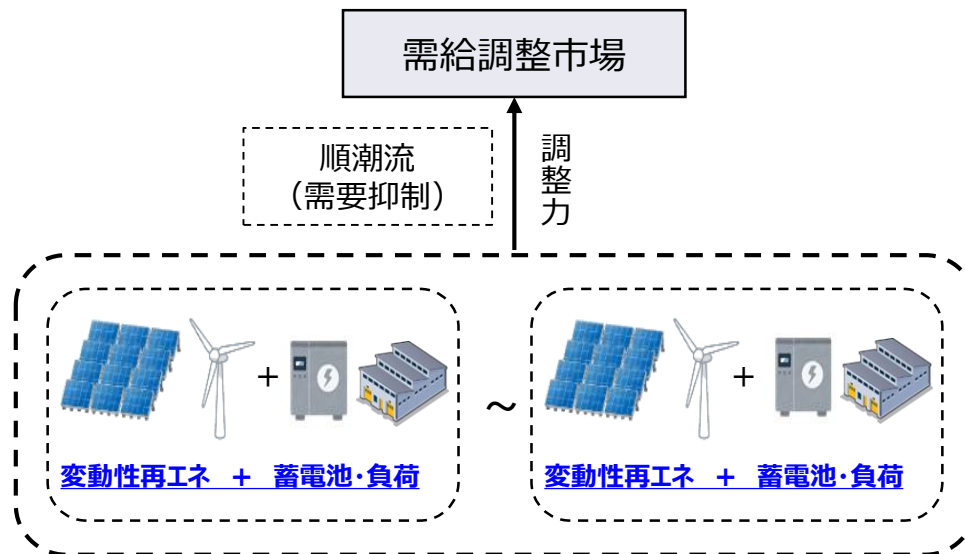
【ケース3（ネガポジリソース・単体/アグリゲーション）】



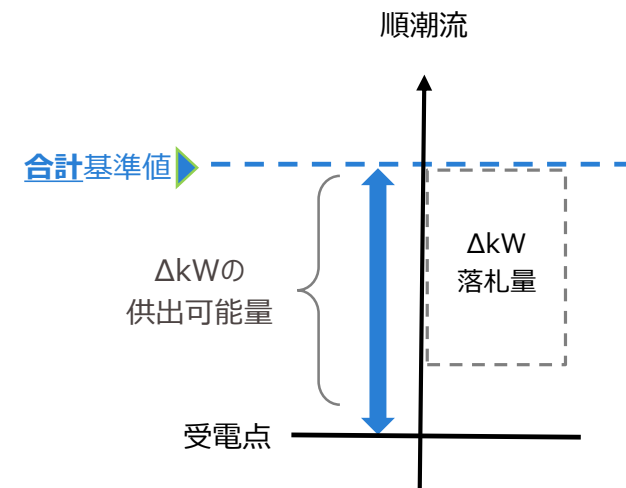
□ ケース4（ネガワット・単体/アグリゲーション）

- ✓ 変動性再エネ + 蓄電池・負荷制御による需要抑制（順潮流のみ）で ΔkW を供出するリソースであり、1,000kW以上の単体需要家であっても、需要家リスト・パターンの提出が必要となる。
- ✓ 需要家リスト・パターンの中のリソースごとに基準値計画を提出し、全需要家の合計基準値が ΔkW 約定量以上（かつ最低入札量の1,000kW以上）であることが必要となる。

【ケース4（ネガワット・単体/アグリゲーション）】

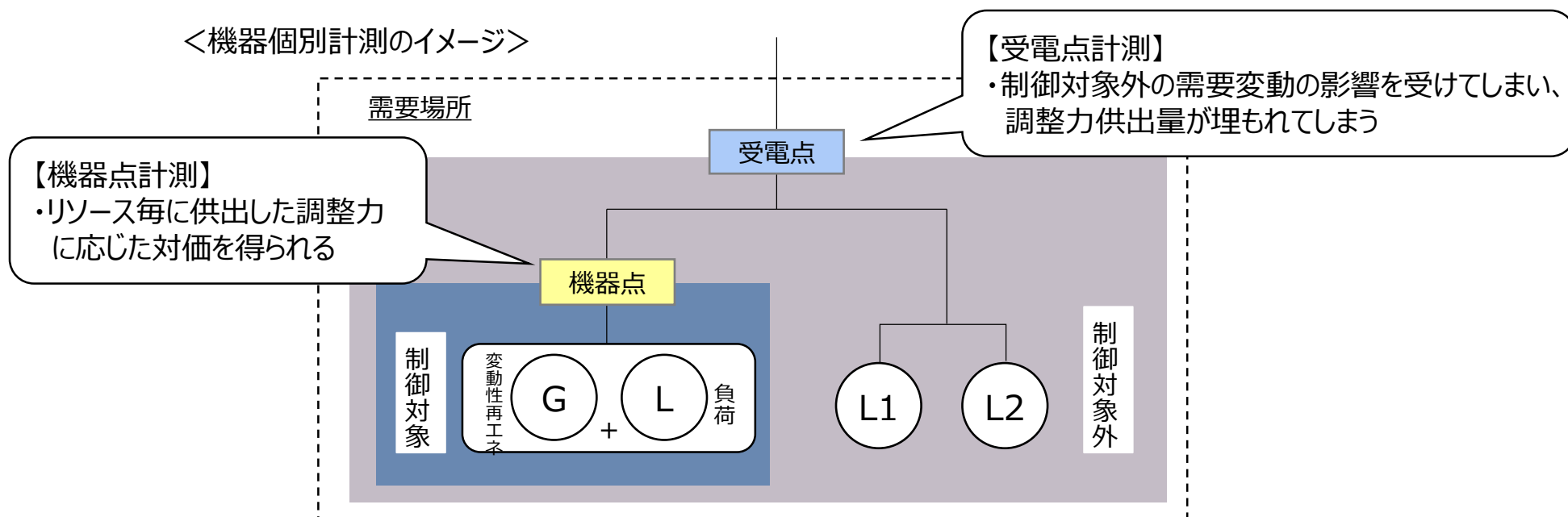


需要家リスト・パターンによる入札
(単体・アグリゲーション問わず)



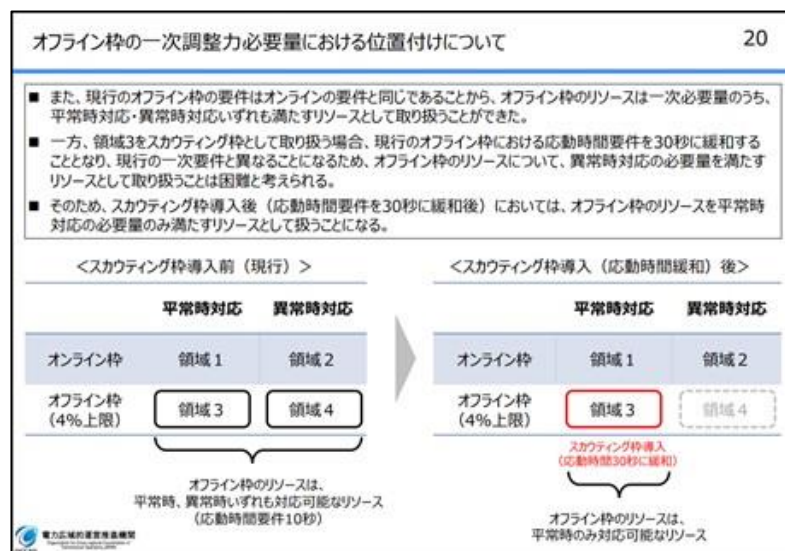
リスト・パターンに該当するリソース全ての
基準値計画の提出が必要

- また、需要リソース内には、制御対象のリソース（自家発、蓄電池、制御可能な変動性再エネならびに需要）と、制御対象外のリソース（制御対象外の変動性再エネならびに需要）が存在する。
- 受電点において ΔkW のアセスメント等を実施する場合、制御対象外のリソースの変動が大きい場合、制御対象のリソースで供出した調整力が適切に評価されないこととなる。
- そのため、系統と需要家の接続点である受電点ではなく、需要家内に設置された制御対象のリソース出力、もしくは消費電力を直接計測できる計測点（機器点）において、 ΔkW 評価または調整力 kWh 精算を行うために計測を行うことを機器個別計測と定義し、2026年度から適用開始予定となっている。



- 需給調整市場において、応動時間の短い一次を提供するためには、TSOとの間で専用線を構築する必要がある一方、その費用が調整力提供者にとって過大な負担となり、新規参入の妨げとなる懸念があった。
- 一次においては、多様なリソースの参入を促すため、オフラインによる監視および平常時対応に特化した（異常時の対応が免除された）調整力として、応動時間を30秒以内に緩和した、オフライン枠が設定されている。
- 具体的には以下のようなリソースを対象としており、これらに該当すれば、変動性再エネの調整機能を活用する場合にも一次オフライン枠への応札が可能となる。
 - 1MW未満の発電機をアグリゲートする場合
 - 1MW以上10MW未満の蓄電池で電圧階級が特別高圧（一部の22kV等）・高圧の場合
 - 負荷設備（需要家）を用いる場合※

※ 当該設備（受電点以下）に含まれる発電設備の電源種別および燃料・発電方式等が、長期脱炭素電源オークションの対象電源に該当している必要がある。



まとめ 43

■ スカウティング枠の導入については、以下のとおりとはどうか。

- 応札不足の未然防止、調整力調達コスト低減を目的とし、応動時間を30秒以内とした一次相当の商品（スカウティング枠）の導入検討を進める
- 社会便益に寄与、かつ早期実現性も見込まれることから、スカウティング枠については、平常時対応に特化したオフライン枠で取り扱う
- スカウティング枠の対象は、脱炭素調整力ともなりうるリソース発掘やアグリゲーター育成といった観点とも整合的であることから、現行整理と同様、「DSR・蓄電池・発電機（1MW未満）」とし、今後の取引実態において、脱炭素調整力が活用されていない等の事態が生じた場合は、国と連携の上、適宜対応を検討したい
- 現行のオフライン枠の調達上限（一次単独必要量4%）内ならば、スカウティング枠導入による周波数品質の影響は限定的と考えられるため、まずは、現行オフライン枠の調達上限値をスカウティング枠の調達上限値とする
- スカウティング枠導入に向けては、引き続き検討を進め、導入開始時期については改めてお示しする

■ 基準値設定方法の追加については、以下のとおりとはどうか。

- 調整力提供者負担の軽減による応札インセンティブ増加、ひいては応札不足の未然防止を目的とし、追加基準値（アセスメントⅠにおいては実需給の5分前平均値の30分毎の平均値、アセスメントⅡにおいては実需給の5分前平均値）の導入検討を進める
- 一次においては、追加基準値を採用した場合であっても問題なくアセスメント等が可能であるため、需要変動の適切な扱い等の観点も踏まえ、一次のみのリソースに限り、追加基準値を導入する
- 基準値設定方法の追加に向けては、引き続き検討を進め、導入開始時期については改めてお示しする

- 変動性再エネが調整力を供出する場合、最低入札量を満足するために複数の発電所を束ねて入札したり、蓄電池や負荷と組み合わせてポジワット型／ネガポジ型／ネガワット型として参加する等、様々な方法が存在し、また、参加方法に応じて、機器個別計測や一次オフライン枠への参加可否も変わる。
- 各リソース種別毎に必要な計画値、機器個別計測・一次オフライン枠の参加可否を整理すると、下表のようになる。

必要な計画値、リスト・パターン
機器個別・一次オフライン参加可否

	発電リソース (ポジワット型)	ネガポジ型リソース	需要リソース (ネガワット型)
単体	発電計画 ※機器個別・一次オフライン枠 ともに不可	発電計画 + 基準値計画※1 ネガポジリスト・パターン	基準値計画※1 需要家リスト・パターン
アグリゲーション	発電計画 発電機リスト・パターン 機器個別 一次オフライン枠	機器個別 一次オフライン枠※2	機器個別 一次オフライン枠※2

※1 「事前予測型」「直前計測型」「逐次計測型（一次のみ）」の3種類から選択可能。

※2 当該設備（受電点以下）に含まれる発電設備の電源種別および燃料・発電方式等が、長期脱炭素電源オークションの対象電源に該当している必要がある。

1. 変動性再エネの調整機能の活用（振り返り）
2. 変動性再エネの需給調整市場への参加方法について
3. 変動性再エネの需給調整市場での対価性について
4. まとめ

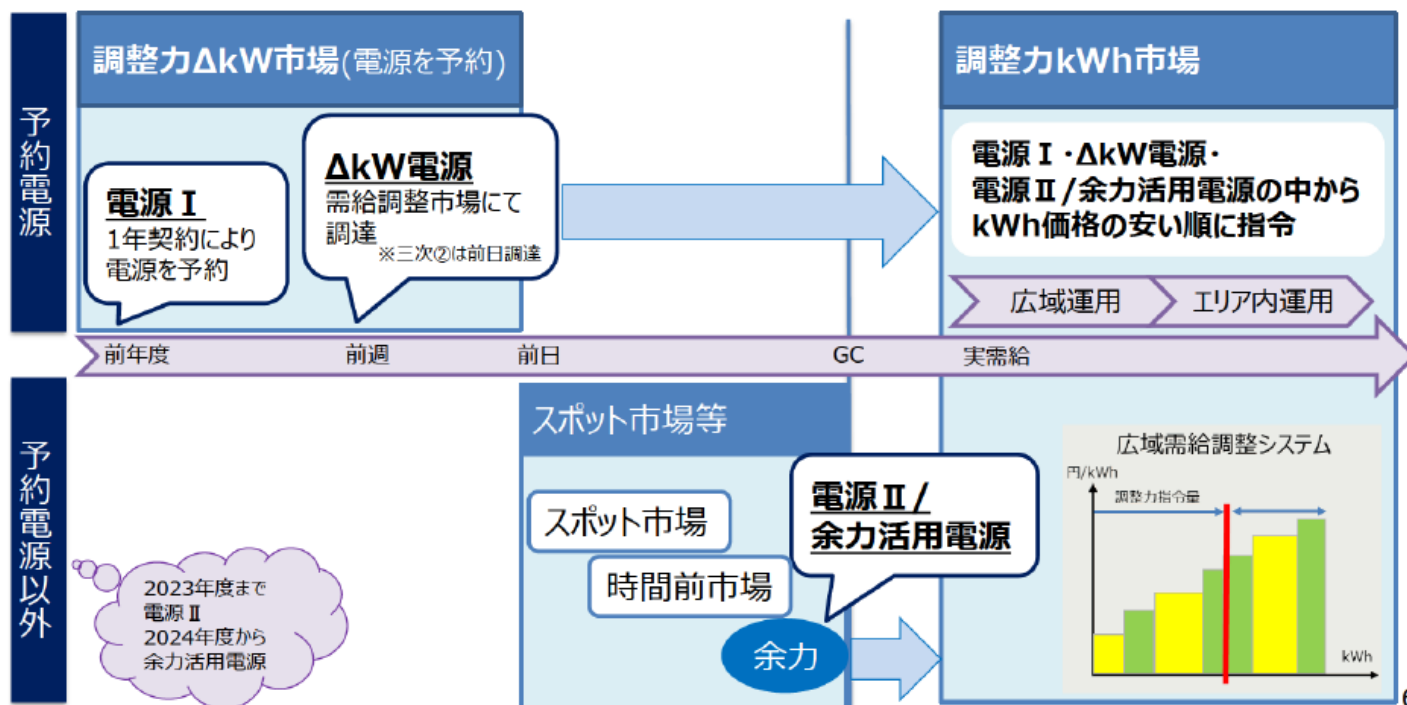
- 変動性再エネが需給調整市場への参加を検討する場合、他の収益方法（卸電力市場・PPA）と比較し対価性があるかといった点も重要と考えられる。
- 需給調整市場（ ΔkW 市場）の価格決定方式は、低廉な需給運用を実施する観点から、事業者が売り入札した ΔkW 価格がそのまま約定価格となり、複数の価格で取引が行われるマルチプライスオークション方式を採用している。
- この点、需給調整市場への入札価格の設定における望ましい行為（価格規律）については、需給調整市場ガイドラインで以下のように定められているところ。
 - ✓ **ΔkW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用） + 一定額等※**
- 調整力 ΔkW 市場における価格規律では、機会費用・逸失利益とも、基本的には、当該電源の限界費用ならびに卸電力市場価格（予想）をもとに算出すると整理されている。
- この価格規律に従うと、対象のリソースが需給調整市場に応札・約定した場合、仮に、調整力発動指令がなくとも卸電力市場へ応札した場合と比較し、より多くの（一定額分）対価性が得られるものとなっている。

※ 一定額＝「0.33 円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分」または「電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額」となる。

- 需給調整市場には、調整力 Δ kW市場（調達）と調整力kWh市場（運用）の2つの側面があるが、調整力kWh市場は必ず発動するわけではないため、今回は調整力 Δ kW市場に限定して、卸電力市場や相対取引での対価性と比較検討することとする。

調整力 Δ kW市場と調整力kWh市場の概要

- 一般送配電事業者は、需給調整市場において、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）する。（当面は、公募による電源Ⅰの調達も併存。）【調整力 Δ kW市場】
- その後、実需給断面において、予約確保した電源等に加え、スポット市場等で約定しなかった電源Ⅱ/余力活用電源も含めた中から、kWh価格の安い順に稼働指令される。【調整力kWh市場】



- 需給調整市場ガイドラインにて、需給調整市場に関する価格規律が定められており、大きな市場支配力を有する事業者に対してこれを遵守するよう要請することとなっている。

Δ kW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等

一定額＝0.33 円/ Δ kW・30 分（※1）又は電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額（※2）とし、等は売買手数料とする。

※1 A 種電源という。

※2 B 種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、当年度分の固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。なお、当年度分の固定費回収後の一定額は、A 種電源とする。

①「逸失利益（機会費用）」について

Δ kW を需給調整市場に供出する電源は、基本的には、以下の形で確保されると考えられることから、これらを逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とする。なお、逸失利益（機会費用）は、需給調整市場への応札に伴い発生するものに限る。

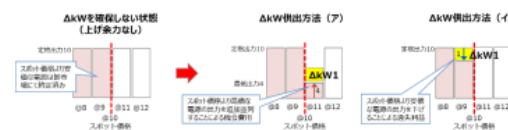
（逸失利益（機会費用）の考え方）

（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し Δ kW を確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その「起動費」、及び、「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」（以下「起動費等」という。）の機会費用が発生

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げて Δ kW を確保する場合
この場合、 Δ kW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

調整力 Δ kW 市場に供出する電源の Δ kW 確保の考え方



なお、限界費用及び卸電力市場価格（予想）については、以下のとおりとする。

（限界費用の考え方）

- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。
- 揚水発電等の限界費用については、調整力kWh市場における限界費用の記載を参照して算定する。

（卸電力市場価格（予想）の考え方）

- 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。
- 受渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とする。受渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

- 需給調整市場で約定した場合、リクワイアメント (ΔkW が落札された際に果たす必要がある義務) を果たせたかを確認するためにアセスメントを実施することとなり、アセスメント不適合となった場合はペナルティの対象となる。
- 需給調整市場におけるペナルティは大別して「金銭的ペナルティ」と「契約不履行ペナルティ」がある。
- 金銭的ペナルティとしては、最大強度の場合1.5倍※となり、契約不履行ペナルティでは、市場退出（新規取引の停止）が課されることとなるため、仮に需給調整市場の対価性が他の手段と比較して優れていた場合であっても、ペナルティ強度次第では対価性が逆転することに留意が必要となる。

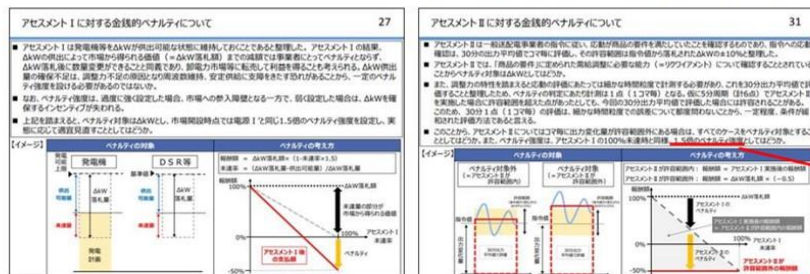
※ 1.5倍の強度のペナルティは、調整力提供者が需給調整市場への供出対価を受け取れず、更に ΔkW 落札価格の0.5倍を一般送配電事業者に支払うことを意味する。

需給調整市場におけるペナルティについて（1 / 2）

13

- また、需給調整市場におけるペナルティについては、大きく「金銭的ペナルティ」「契約不履行ペナルティ」の2つに分けてこれまで整理を行ってきたところ。
- まず、金銭的ペナルティについては、前述のアセスメントⅠおよびアセスメントⅡに紐づく形で整理を行っている。
 - アセスメントⅠ不適合の場合：不適合度合いに応じて段階的にペナルティが発生（最大強度は1.5倍※）
 - アセスメントⅡ不適合の場合：不適合時に1.0倍のペナルティが発生（不適合度合いは無関係）
- なお、最終的なペナルティ額は上記のペナルティ額のいずれか大きい方を採用。

※ 1.5倍の強度のペナルティは、調整力提供者が需給調整市場への供出対価を受け取れず、さらに ΔkW 落札価格の0.5倍を一般送配電事業者に支払うことを意味する。



市場参加インセンティブ増加等の観点からペナルティ強度を1.5⇒1.0倍に見直し済み

需給調整市場におけるペナルティについて（2 / 2）

15

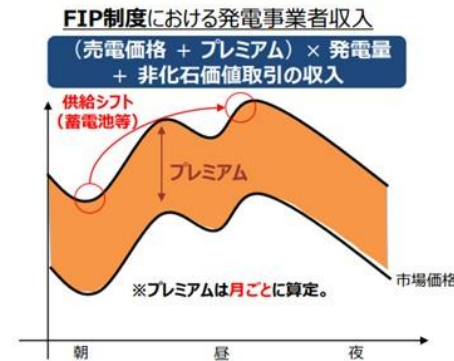
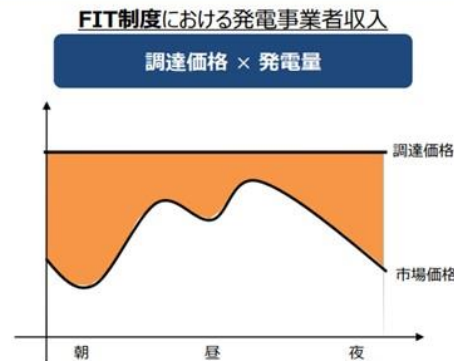
- 契約不履行ペナルティについても、前述のアセスメントⅠおよびアセスメントⅡに紐づく形で以下のとおり整理を行った。（全商品共通）
 - アセスメントⅠ不適合の場合の契約不履行ペナルティ
 - ✓ 市場運営者は取引会員に対して是正勧告ならびに国への報告を行うことができる※
 - ✓ 上記による改善が見られない場合、市場運営者は取引会員新規の取引を停止し、除名することができる※
 - アセスメントⅡ不適合の場合の契約不履行ペナルティ
 - ✓ 市場運営者は取引会員に対して是正勧告ならびに国への報告を行うことができる※
 - ✓ 同一リソース・同一商品について、月あたり3回以上の不適合が発生した場合（一次については異常時のアセスメント不適合が1回以上）、市場運営者は当該リソースの新規取引を停止することができる※
 - ✓ 上記の取引停止処分となったリソースについては、再度事前審査を実施し、市場運営者が条件を満たすと判断しない限り解除されない

※ アセスメント不適合が想定外の事故やシステムトラブル等によるものであり、それを市場運営者が認める場合は対象外。

- 一方で、変動性再エネの中で需給調整市場に参加可能であるのはFIP電源等であることから、以降は、まずもってFIP電源が需給調整市場に参加する場合とその他で収益を得る場合を比較することで対価性の検討を行う。
- FIP制度は再エネ事業者自身に同時同量達成義務ならびにインバンスリスクが存在する点がFIT制度と異なるが、発電実績に応じた補助金（プレミアム）を支給する再エネ導入支援制度となっており、プレミアムの支給対象は、電気供給量（0.01円/kWhコマを除き、認定発電設備で発電し市場取引等により供給した電気の量）となっている。
- なお、FIPプレミアムについては、kWh価値や非化石価値と重複しないよう、FIT制度における調達価格と同水準の基準価格から、kWh価値に相当する参照価格と非化石価値取引相当額を控除したものと設定している。

（参考）FIP制度の導入

- FIP制度は、投資インセンティブを確保しながら、電力市場のメカニズムを活用しつつ、再エネ電源の電力市場への統合を図るもの。2022年4月に制度を開始した。
- FIP制度における発電事業者収入は、電力市場での売電価格等にプレミアムを加えたものが基本となるため、市場価格に連動。
- FIP制度を活用する事業者は、例えば、市場価格が低い時間帯に蓄電池等に蓄電した電気を、市場価格が高い時間帯に供給すること等を通じ、事業全体の期待収入を高めることが可能。



プレミアム = 基準価格 (※1) - 参照価格 (※2) - 非化石価値相当額 (※3)
 (※1) FIT制度の調達価格と同水準に設定。交付期間にわたって固定。
 (※2) 市場価格をベースに、月ごとに機械的に算定。
 (※3) 再エネ発電事業者が自ら非化石価値取引を行い、その収入が再エネ発電事業者に帰属することを前提に、非化石価値相当額を割引。27

- また、FIP電源は非FIT証書による非化石価値により収益を得ることが可能となっており、高度化法義務達成市場を通じた、もしくは需要家との直接の取引が可能となっている。
- この非FIT証書による非化石価値についても、FIPプレミアムと同様に、電力量（発電実績）に基づいた量を取引することとなっている。
- これらを踏まえると、FIP電源は発電実績に基づき、FIPプレミアムと非化石価値による対価が得られることとなる。

【参考】非化石価値取引市場の全体像

再生エネルギーの取引【再生エネルギー取引市場】

- RE100等の再生エネルギーへの需要家ニーズの高まりに対応するため、①需要家の直接購入を可能とし、②価格を引き下げること、グローバルに通用する形で取引できる2021年11月に創設。
- 小売電気事業者及び需要家が購入可能
- 取引対象は「FIT電源」
- 2021年度から全量トレーディング※。（※RE100へ活用するためには、発電所の位置情報等のトレーディングが行われている必要あり。）



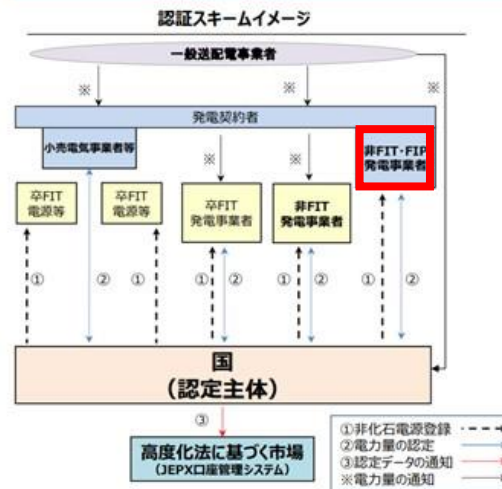
高度化法義務の達成【高度化法義務達成市場】

- 小売電気事業者が購入可能 ※一定の条件を満たす場合は、需要家は発電事業者から非FIT証書を直接取得することが可能。
- 取引対象は「非FIT電源」
- 2022年2月よりトレーディング開始済。



国が実施する非FIT非化石証書に係る認定スキームの全体像

- 卒FIT電気の取り扱いも踏まえた非FIT非化石証書に係る認定スキームの全体像は以下の通りとなります。



第三者認定機関による認定業務の内容

① 非化石電源登録

- ✓ 国は、発電事業者、小売電気事業者等からの申請に応じて非化石電源登録を行う。
- ✓ 卒FIT電源については、過去にFIT制度の下、設備認定を受けているため、当該情報を活用の上、確認作業を実施。
- ✓ 大型水力等の非FIT発電事業者は、発電事業者届等を基に別途非化石電源登録を行う。
- ✓ 登録が完了すると、設備ごとに設備IDを付番し通知する。

② 電力量の認定

- ✓ 一般送配電事業者による託送供給等業務の一環で確認された電力量のデータを一般送配電事業者から直接通知を受け、当該データに基づき電力量の認定を行う。
- ✓ ①で付番した設備IDと一般送配電事業者より受領した当月の発電実績を基に、申請値の一致を確認し、認定結果を通知する。

③ 認定データの通知

- ✓ ②で認定した電力量のデータをJEPXに通知する。

出所）第84回制度検討作業部会（2023年9月11日）資料3-2をもとに作成

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/084_03_02.pdf

出所）非FIT非化石電源に係る認定についての事業者説明資料（2025年4月25日更新）

https://www.biprogy.com/solution/uploads/1_nonfit-nintei_explain.pdf

- 前述のFIP電源の価値を踏まえ、一定の前提の元、需給調整市場と卸電力市場の対価性の比較を行った。
- 需給調整市場の価格規律は、基本的には、卸電力市場価格（予想）をもとに設定する機会費用（逸失利益）に一定額を加えることが出来るため、卸電力市場と比べて対価性が高いものとなっている。
- 他方で、FIP電源の価値として、「FIPプレミアム」「非化石価値」があるが、これらは発電実績に応じて支払われる。
- 卸電力市場で約定した場合は供給力として発電することが確定する一方で、需給調整市場に約定した場合は電源が予約されるのみで、調整力kWhで発動されるかは需給状況や同じ断面のメルिटオーダーによることとなる。
- これを踏まえると、確実に得られる対価としては、需給調整市場は【 ΔkW 約定価格】であり、卸電力市場の場合は【卸電力市場価格 + FIPプレミアム + 非化石価値】となる。
- 両者ともに最低限、「卸電力市場価格」は対価性に織り込まれていると考え、**「FIPプレミアム + 非化石価値」**の状況次第でどちらの市場に入札することが合理的かわり得るといえるが、一定の前提の元、現行の各種単価のみ比較すると、大宗の場合、後者（卸電力市場取引）が対価性で優位になるとも考えられる。

【前提条件】

卸電力市場価格：9円/kWh（簡略化のため一定額）
 ΔkW 市場価格：9※ + 0.66 円/ $\Delta kW \cdot h$
 FIPプレミアム：1円/kWh
 非化石価値：0.8円/kWh（直近1年の平均値）

※ 逸失利益（機会費用）について、
 FIP電源の限界費用を0円/kWhと見做し、また、
 FIPプレミアム・非化石価値は織り込まない前提とした

【需給調整市場での取引】

取引コマ	約定量	対価
Aコマ	3	$(9+0.66) \times 3$
Bコマ	6	$(9+0.66) \times 6$
Cコマ	4	$(9+0.66) \times 4$
Dコマ	2	$(9+0.66) \times 2$
合計	15	144.9

【卸電力市場での取引】

取引コマ	約定量	対価
Aコマ	3	$(9+1+0.8) \times 3$
Bコマ	6	$(9+1+0.8) \times 6$
Cコマ	4	$(9+1+0.8) \times 4$
Dコマ	2	$(9+1+0.8) \times 2$
合計	15	162

FIPプレミアムおよび非化石価値分、卸電力市場が対価性優位

- この点、卸電力市場に約定した場合であっても、優先給電ルールによる出力制御断面（FIP発電量そのものが抑制になる断面）では、「FIPプレミアム」「非化石価値」を得ることができないが、需給調整市場については上げ調整可能な状態に対して対価が支払われるため、出力制御断面であっても「ΔkW約定価格」を得ることができる。
- したがって、優先給電ルールによる出力制御断面については、大宗の場合、需給調整市場取引が対価性で優位になると考えられる。（事業者が出力制御の実施有無をどのように把握するかは課題となる）
- また、卸電力市場価格0.01円/kWhとなるコマであり、かつ当該FIP電源は出力制御されなかった領域（FIP自体の発電量が存在する領域）では、FIPプレミアム支給の対象外ではあるが、「非化石価値」は得ることが出来るため、「非化石価値」の状況次第でどちらの市場に入札することが合理的か変わり得る。

【前提条件】

卸電力市場価格：0.01円/kWh（系統余剰時）
ΔkW市場価格：0.01※ + 0.66 円/ΔkW・h
FIPプレミアム：0円/kWh（0.01円/kWhコマのため）
非化石価値：0.8円/kWh（直近1年の平均値）

※ 逸失利益（機会費用）について、
FIP電源の限界費用を0円/kWhと見做し、また、
FIPプレミアム・非化石価値は織り込まない前提とした

【需給調整市場での取引】

取引コマ	約定量	対価
Aコマ	3	$(0.01+0.66) \times 3$
Bコマ	6	$(0.01+0.66) \times 6$
前半合計	9	6.03
Cコマ	4	$(0.01+0.66) \times 4$
Dコマ	2	$(0.01+0.66) \times 2$
後半合計	6	4.02

【卸電力市場での取引】

取引コマ	約定量	対価
Aコマ	3	$(0.01+0.8) \times 3$
Bコマ	6	$(0.01+0.8) \times 6$
前半合計	9	7.29
Cコマ	4 → 2 (出力制御)	$(0.01+0.8) \times 2$
Dコマ	2 → 0 (出力制御)	0
後半合計	2	1.62

出力制御断面では需給調整市場に参加の方が対価性優位

- その他、FIP電源を用いて収益を得る方法として、PPA（相対取引）も存在する。
- PPA（相対契約）は、基本的には需要家との契約で取り決めた価格で取引される点を除くと、卸電力市場取引と同様になるため、PPAで得られる対価としては、【PPA取引価格＋FIPプレミアム＋非化石価値】となる。
- この点、PPA（相対契約）は需要家と長期で契約を締結する場合が多く、価格安定性が高い反面、卸電力市場価格よりPPA取引価格の方が高い場合が多いと思われ、その場合、 Δ kW価格に織り込む機会費用（逸失利益）では補償しきれず、基本的にはPPA（相対契約）が対価性で優位になるか。（逆も、可能性としてはあり得る）
- また、優先給電ルールによる出力制御断面については、FIP発電量が抑制されることで、PPA取引価格が得られない契約であれば、需給調整市場取引が対価性で優位になると考えられる。

【前提条件】

卸電力市場価格：9円/kWh（簡略化のため一定額）
 Δ kW市場価格：9※ + 0.66 円/ Δ kW・h
 FIPプレミアム：1円/kWh
 非化石価値：0.8円/kWh（直近1年の平均値）
 PPA取引価格：10円/kWh

※ 逸失利益（機会費用）について、
 FIP電源の限界費用を0円/kWhと見做し、また、
 FIPプレミアム・非化石価値は織り込まない前提とした

【前提条件】

卸電力市場価格：0.01円/kWh（系統余剰時）
 Δ kW市場価格：0.01※ + 0.66 円/ Δ kW・h
 FIPプレミアム：0円/kWh（0.01円/kWhコマのため）
 非化石価値：0.8円/kWh（直近1年の平均値）
 PPA取引価格：10円/kWh（出力制御時はなし）

【需給調整市場での取引】

取引コマ	約定量	対価
Aコマ	3	$(9+0.66) \times 3$
Bコマ	6	$(9+0.66) \times 6$
Cコマ	4	$(9+0.66) \times 4$
Dコマ	2	$(9+0.66) \times 2$
合計	15	144.9

【PPA（相対契約）での取引】

取引コマ	約定量	対価
Aコマ	3	$(10+1+0.8) \times 3$
Bコマ	6	$(10+1+0.8) \times 6$
Cコマ	4	$(10+1+0.8) \times 4$
Dコマ	2	$(10+1+0.8) \times 2$
合計	15	177

PPA取引価格＞卸電力市場価格の場合、PPA（相対契約）が対価性優位

取引コマ	約定量	対価
Cコマ	4	$(0.01+0.66) \times 4$
Dコマ	2	$(0.01+0.66) \times 2$
後半合計	6	4.02

取引コマ	約定量	対価
Cコマ	出力制御	0
Dコマ	出力制御	0
後半合計	6	0

出力制御断面では需給調整市場に参加する方が対価性優位（契約次第）

- ここまで、一定の前提の元、変動性再エネ（FIP電源）が需給調整市場に参加した場合と、卸電力市場またはPPA（相対契約）から収益を得る場合の対価性について比較検証した。
- 需給調整市場では Δ kW約定した場合でも、発電実績に応じて「FIPプレミアム」「非化石価値」を得ることのできる卸電力市場やPPA（相対契約）と比較して対価性が劣後する可能性が高い。
- 一方、優先給電ルールによる出力制御断面では、需給調整市場取引であれば「 Δ kW価値」を得ることができるが、卸電力市場またはPPA（相対契約）取引では「FIPプレミアム」「非化石価値」（場合により、PPA取引価格も）が得られなくなるため、基本的には需給調整市場取引が対価性で優位になると考えられる。（事業者が出力制御の実施有無をどのように把握するかは課題となる）

【対価性の比較】

主な収益源	需給調整市場	卸電力市場	PPA（相対契約）
平常時	卸電力市場価格（相当値） ＋一定額	卸電力市場価格 ＋FIPプレミアム ＋非化石価値	PPA取引価格 ＋FIPプレミアム ＋非化石価値
出力制御時 （発電量抑制）	卸電力市場価格（0.01円） ＋一定額	卸電力市場価格（0.01円） ＋非化石価値（出力制御後の 発電実績分）	（PPA取引価格） ＋非化石価値（出力制御後の 発電実績分）

1. 変動性再エネの調整機能の活用（振り返り）
2. 変動性再エネの需給調整市場への参加方法について
3. 変動性再エネの需給調整市場での対価性について
4. まとめ

- 今回、将来の変動性再エネの調整機能の活用方法の検討として、現行制度におけるリソース種別ごとの具体的な市場参加方法と市場取引の対価性の比較を行った。
- 現行制度においても、FIP等電源であれば需給調整市場へ応札することは可能であり、入札に必要な各種計画や ΔkW 供出の考え方等に差異があるが、供出した ΔkW については適切に評価される制度となっている。
- なお、需給調整市場に参加する場合は、予測外しによるアセスメント不適合を回避するために、予測の下振れを考慮した上で応札量を設定することが考えられるが、応札量は相応に少なくなってしまう点に留意が必要となる。
- 対価性については、FIP電源が得ることのできる「FIPプレミアム」「非化石価値」を考慮すると、現行制度上では需給調整市場への応札は、卸電力市場またはPPA（相対契約）と比べて劣後する可能性が高いと想定される。
- 一方、優先給電ルール等による出力制御断面では、需給調整市場取引であれば「 ΔkW 価値」を得ることができるが、卸電力市場またはPPA（相対契約）取引では「FIPプレミアム」「非化石価値」（場合により、PPA取引価格も）が得られなくなるため、基本的には需給調整市場取引が対価性で優位になると考えられる。（事業者が出力制御の実施有無をどのように把握するかは課題となる）
- これらを踏まえると、まずもっては出力制御断面において変動性再エネの調整機能を活用すべく、上記課題の解決に向けた検討を進めていく方向性が考えられる。
- また、対価性については将来の同時市場に関する検討の中で、調整力 ΔkW に対する適切な対価（パフォーマンス価値）の検討も始まっているため、将来的な技術ならびに制度動向も踏まえながら、引き続き、関係箇所とも連携の上、検討していくこととしてはどうか。

調整力 ΔkW に対する適切な対価の検討について (2 / 2)

20

- 今回、同時市場における一次 (GF) と二次 (LFC) に対する適切な対価を検討するにあたっては、前述のとおり、これらの商品は時間内変動に対応する商品であり、共に周波数変動に応じて応動する (高速に出力調整する) 性質があり、三次 (EDC) が主として変動性再エネや需要予測誤差の「量」 (大きさ) に対応しているのに対し、一次や二次はより「質」 (高速性や精密性) の部分に対応している調整力であるといえる。
- ここで、同時市場は、将来的な変動性再エネの大量導入に伴う需給運用面等の課題解決に向けた仕組みであることを踏まえると、将来的にはより一層、調整力の「質」の部分が必要になってくる (適切に評価すべき) といえる。
- これらを踏まえ、同時市場においては「① ΔkW 価値」と「② ΔkWh 価値」に加え、将来的により重要性が増すであろう商品の応動性を適切に評価できるよう、新たに「③ パフォーマンス価値 (マイルージの評価)」を設けることが考えられる。

