

変動性再エネの調整機能の活用について

2024年9月10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

- 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。）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。
- 将来的な変動性再エネの大量導入に伴い、市場関係なく出力されるFIT電源①③がより増加すると、再エネ出力の予測誤差および時間内変動が増加することから、将来断面において必要となる調整力必要量は増加していくことが想定されるなか、より一層多様なリソースの参入が期待されるところ。
- このようななか、市場統合されているFIP電源等であれば、それ自体を変動性再エネの調整力として活用することが考えられるところ、変動性再エネの調整機能として具体的にどのような機能があるのか（技術レベルとしてどの程度の水準なのか）、また、調整機能を取引する需給調整市場において、制度上どのような課題があるのかを明確にして、技術・制度の両面から変動性再エネの調整力としての活用方法を検討することが望ましい。
- 今回、変動性再エネ（FIP電源等）の調整機能の活用について、技術面と制度面それぞれの現状および課題、今後の方向性について整理を行ったため、ご議論いただきたい。

1. 背景
2. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（技術面）
3. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（制度面）
4. まとめ

1. 背景

2. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（技術面）

3. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（制度面）

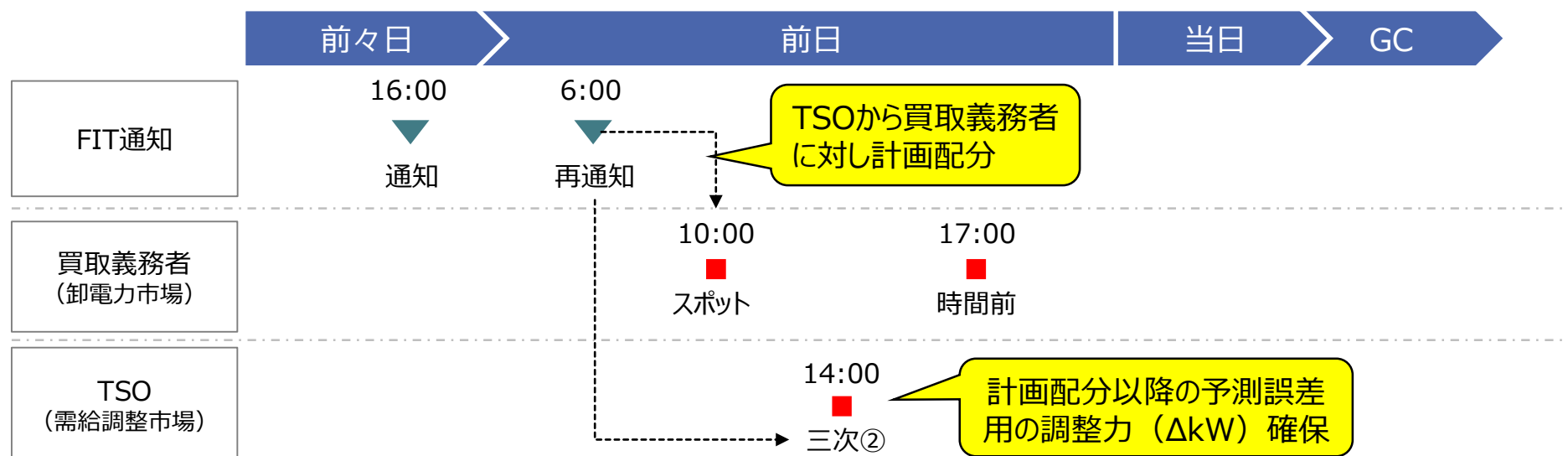
4. まとめ

- 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だと、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札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
	上振れ時				優先給電ルールでの抑制 + GC以降の下げ調整
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				

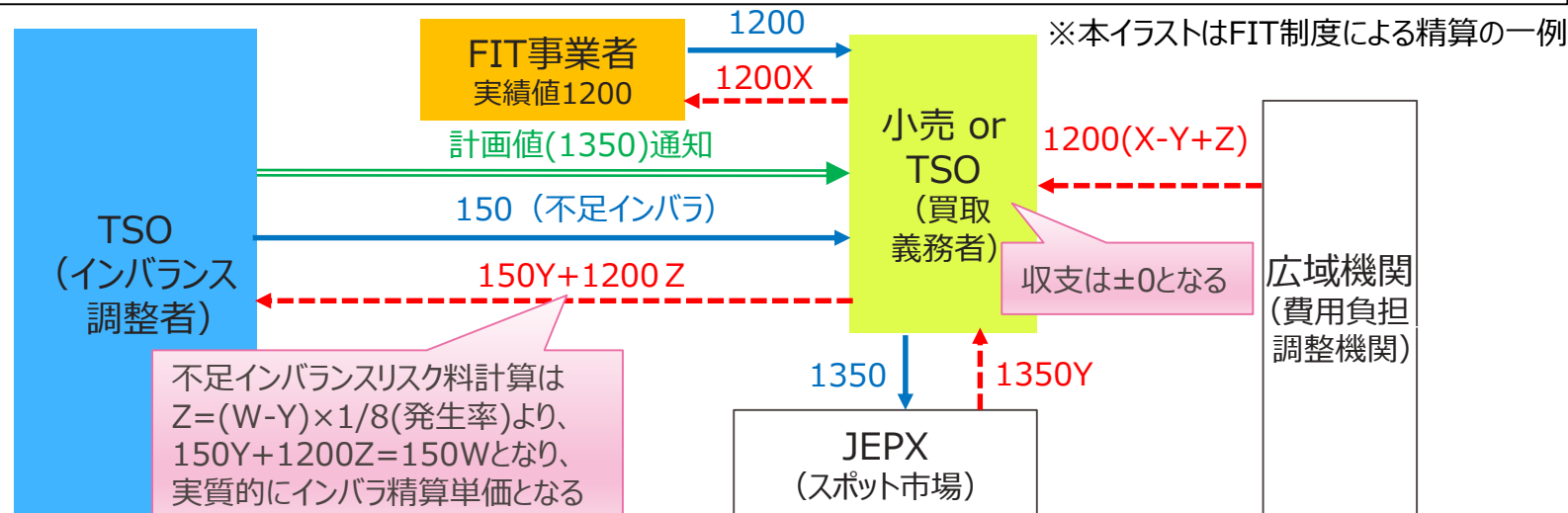
- 通常であれば、発電事業者が発電（GC時の同時同量）計画を策定するところ、FIT電源①③を保有する事業者に関しては、発電事業者自身で計画策定することなく、買取義務者（FIT特例①であれば小売電気事業者。FIT特例③であればTSO。）が代行で計画策定することになっている。
- また、FIT特例①では、買取義務者（小売電気事業者）についても、FIT発電量の計画配分に対し、それ以降の当該FIT電源の変動に関する同時同量達成義務は免除され、FIT特例③では、買取義務者（TSO）が卸電力市場を通じた売電を行う。
- FIT発電量の計画配分については、TSOから買取義務者に対し前日6時頃に行われており、これは取引量の多い前日スポット市場で確実に売電すべく、前日スポット市場の締切（10時）を踏まえて設定※されている。
- また、計画配分以降の下振れ（予測誤差）に備え、TSOは前日需給調整市場で、三次調整力②として ΔkW を調達しており、この締切時間（14時）については、再通知時間および調整力提供者の応札準備時間を踏まえて設定されている。

※ 制度設計当時、時間前市場の取引量は十分でなく、計画上振れ時の売電（あるいは下振れ時の買電）が上手く行かない際の混乱が懸念された。

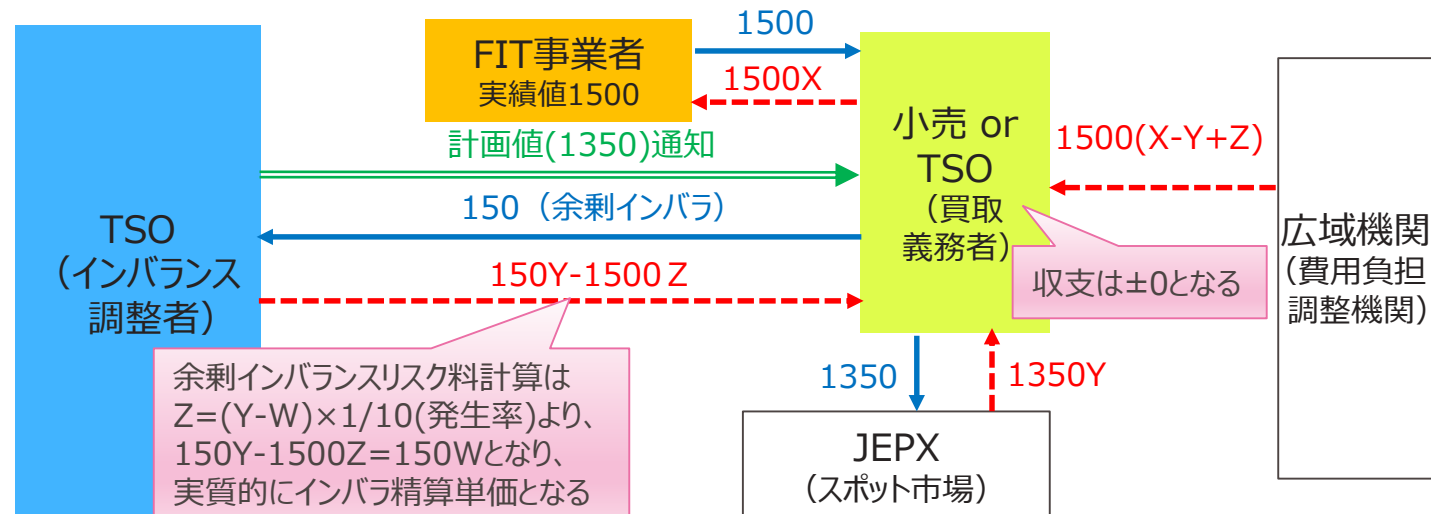


- また、買取義務者の計画値と実績値の差分はインバンスとなるも、インバンス精算を回避可能費用（≒スポット価格）にて行うことで収支を±0とし、また広域機関（費用負担調整機関）がインバンスリスク料（FIT賦課金）を交付することでTSO収支への影響を相償する（実質的にインバンス精算単価にする）制度が設けられている。

【不足インバラ時】



【余剰インバラ時】



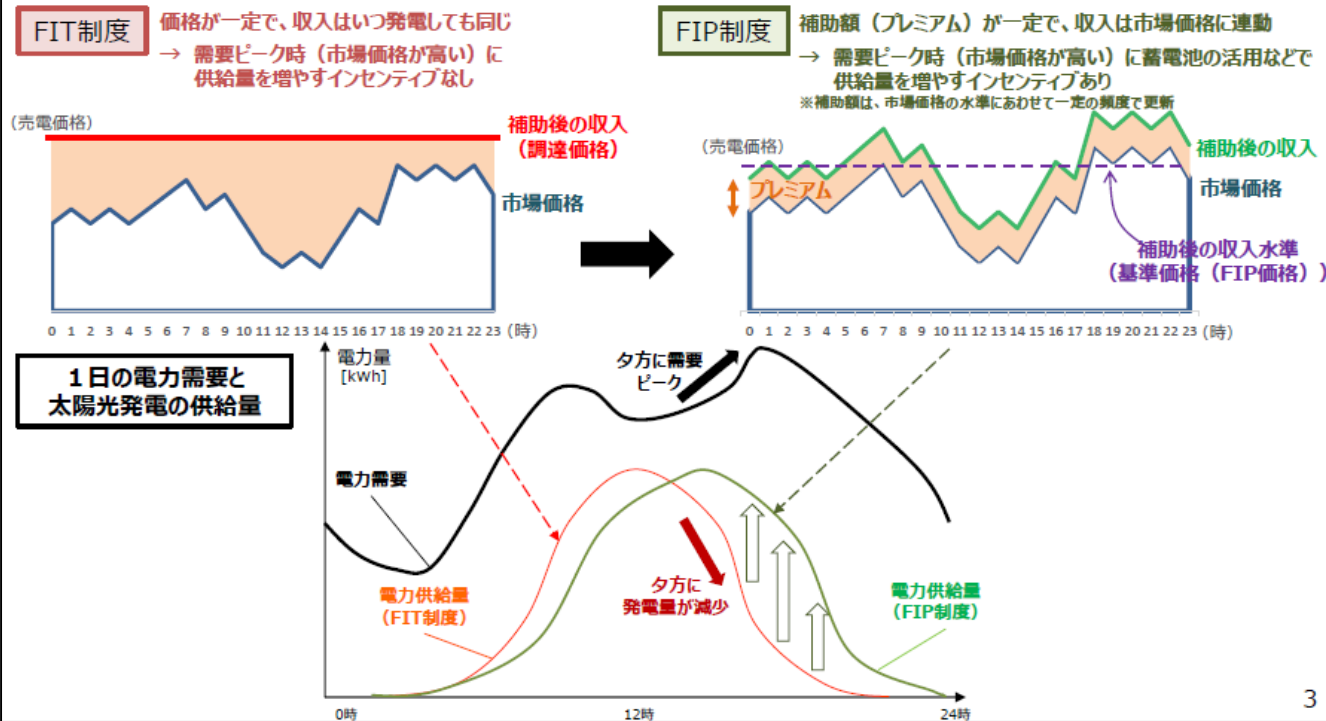
W:インバンス精算単価
X:FIT固定買取価格
Y:回避可能費用
≒スポット市場価格
Z:インバンスリスク料

- FIP制度は、FIT制度と異なり発電量の固定価格での買取りではなく、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ラ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。

（参考）市場連動型の導入支援（FIP制度）

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第18回）・再エネ主力化小委員会（第6回）合同会議 資料2（一部加工）

- 大規模太陽光・風力等の競争力ある電源への成長が見込まれるものは、欧州等と同様、電力市場と連動した支援制度へ移行。



- 第6次エネルギー基本計画（2021年10月策定）では、再生可能エネルギーについて、2030年時点での電源構成比36～38%の目標を掲げており、S+3Eを大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネ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すこととされている。
- このうち変動性再エネ（特にFIT電源①③）はその特性上、導入量の増加に比例して再エネ予測誤差や時間内変動も相応に増加することに伴い、これらに対応する調整力必要量も現状と比較して増加することが予想される。

再生可能エネルギーの導入状況

- 2012年7月のFIT制度（固定価格買取制度）開始により、再エネの導入は大幅に増加しており、2011年度10.4%から2022年度は21.7%に拡大。

	2011年度	2022年度	2030年ミックス
再エネの電源構成比 発電電力量: 億kWh	10.4% (1,131億kWh)	21.7% (2,189億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4% 48億kWh	9.2% 926億kWh	14-16%程度 1,290~1,460億kWh
風力	0.4% 47億kWh	0.9% 93億kWh	5%程度 510億kWh
水力	7.8% 849億kWh	7.6% 768億kWh	11%程度 980億kWh
地熱	0.2% 27億kWh	0.3% 30億kWh	1%程度 110億kWh
バイオマス	1.5% 159億kWh	3.7% 372億kWh	5%程度 470億kWh

※2022年度数値は令和4年度（2022年度）エネルギー需給実績（確報）より引用

変動性再エネ電源の増加に伴う調整力必要量の増加

- 足元の変動性再エネ（太陽光・風力）の導入量は75.9GW。今後、未稼働分等の追加稼働により、2030年度、ひいては2050年CNIに向けて、さらに導入量が拡大することが予想される。
- こうした、変動性再エネの拡大に向けては、市場での調整力の確保も重要となる。

第52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（2023年6月21日）資料1より抜粋（一部修正）

太陽光発電

陸上風力発電

洋上風力発電

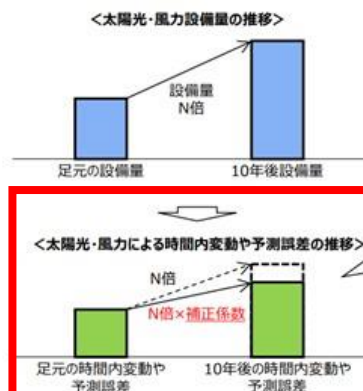
注）再エネ地域利用法、港湾法等に基づき設備容量等を記載。
※導入量については、港湾法等に基づき実測している発電事業で稼働済みの設備容量を記載。

- 第100回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年9月3日）において、中長期（10年後）の調整力必要量算定にあたっては、足元と将来の再エネ設備量実績・設備量想定を乗じて、「平滑化効果」、「予測精度向上」、「再エネ出力制御」といった要因について補正する方法が提案されている。
- なお、FIT電源①③が増加した場合は、設備量に応じて調整力必要量が増加すると考えられるが、市場統合電源であるFIP電源は発電事業者インバンスリスクが存在するため、FIPが増加したとしても単純に調整力必要量が増加することにならないと考えられ、中長期の調整力必要量算定方法については引き続き検討することとされている。

(参考) 中長期の調整力必要量算定のためのデータ補正について

8

- 10年後といった将来の調整力必要量を算定するにあたって、足元と将来断面では需要や再エネ導入量が異なることから、算定に用いる実績データに関して、足元と将来想定との差異に応じた補正が必要となる。
- 再エネ導入量を踏まえた補正について、最も簡易な方法は、足元と将来の再エネ設備量実績・設備量想定を基にその倍率を掛ける方法であるが、再エネ起因の時間内変動や予測誤差は、「平滑化効果」、「予測精度向上」、「再エネ出力制御」といった要因により、単純な設備量倍とはならない（小さくなる）と考えられるため、これらの影響を分析のうえ計算式に織り込むことで、より精緻な必要量算定が可能になると考えられる。



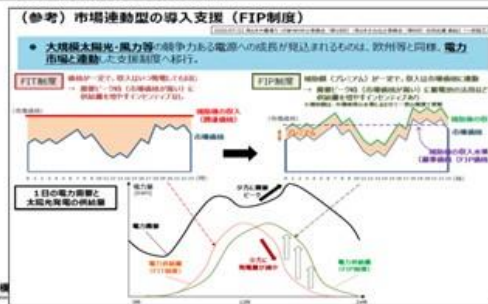
以下のような要因により、時間内変動や予測誤差は設備量倍（N倍）よりも小さくなることが考えられる。

- ・平滑化効果
- ・再エネ予測精度の向上
- ・再エネ出力制御による出力減少

(参考) 調整力必要量とFIT・FIP制度について

26

- 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。
- 現状の変動性再エネはFIT電源①③が大宗であり、仮に今後もFIT電源①③が増加続けると、再エネ出力の予測誤差および時間内変動が増加し、将来的な調整力必要量は増加していくと考えられる。
- 一方、2022年4月より制度が開始されたFIP制度については、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ことから、事業者自らにおいて、インバンスを最小に抑えようとする中で、予測誤差および時間内変動も抑制されることが期待できる。このため、FIP電源等の場合は、導入量拡大によって必ずしも調整力必要量の増加には直結しないことも考えられ、今後FIP電源導入状況を踏まえて、時間内変動・予測誤差への影響について分析が必要と考えられる。



出所）第22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（2020年12月7日）資料2より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_u_gas/saisei_kano/pdf/022_02_00.pdf

- 出所) 第72回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2022年4月12日) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/jinkai/chouseirivoku/2022/chousei_jukyu_72_haifu.html

- 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

2. 価値創出



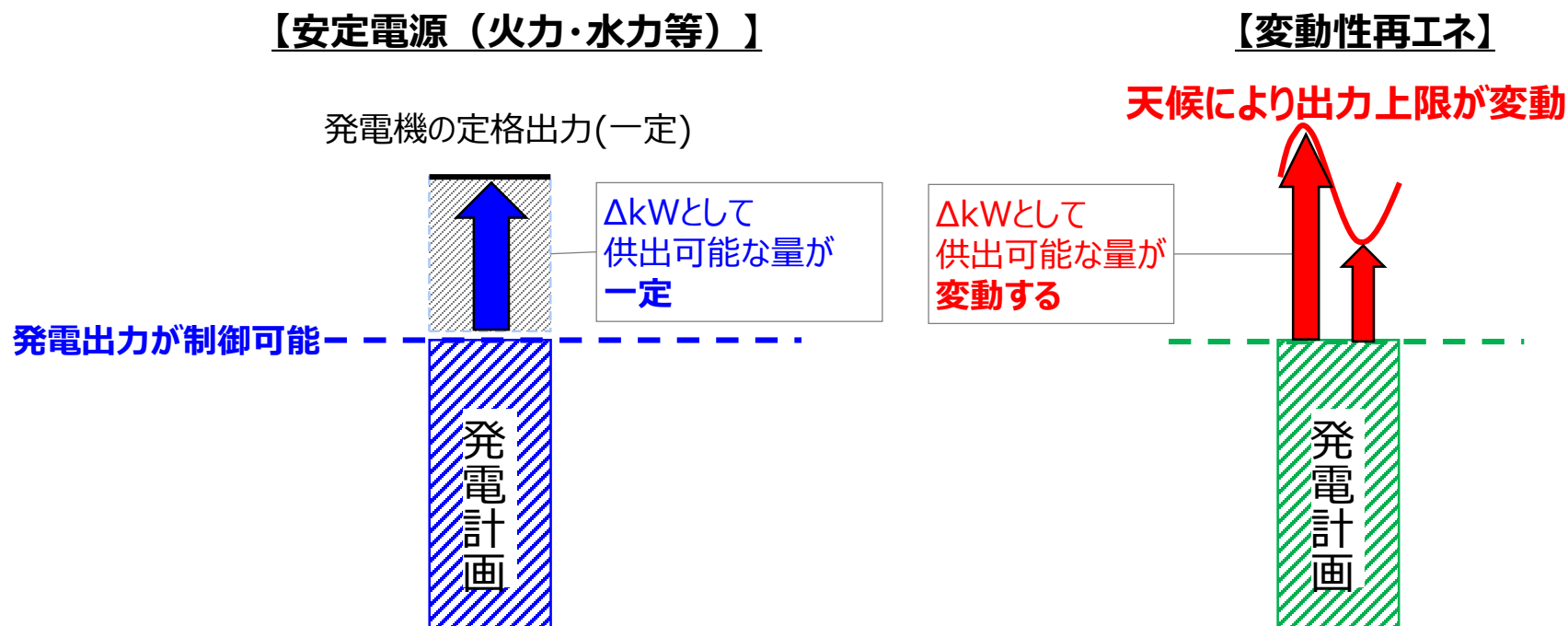
■ 2030年までに達成すべきことは「FITから自立した主力電源になること」

	国・OCCTO等	事業者・ 業界団体	需要家
カーボンプライシング	GXによる制度検討・導入等 (事業予見性の確保に資する 制度となることが望ましい)	卒FIT電源やFIP電源の活用、 PPAモデルの推進(発電事業者 等)	環境価値を適切に評価し 積極的に活用
変動制再エネの調整力活用	需給調整市場における変動制 再エネの積極活用を可能とする 商品要件の見直し等	卒FIT電源やFIP電源の調整力活 用の検討・事業化(発電事業者、 アグリゲータ)	
容量市場の活用	容量市場の見直し検討 (FIT/FIP電源併設蓄電池の容 量市場での活用等)	卒FIT電源や、再エネ併設蓄電 池の活用、並びにアグリゲー ションの推進(発電事業者、ア グリゲータ)	
垂直設置型PVの普及拡 大(地上設置)		両面受光パネルを垂直(東西向 き)に設置することで出力抑制 の低減とキャプチャー価格の向 上を実現(発電事業者等)	
BIPV(建材一体型)の 市場開拓	市場開拓に向けた支援等	建築物の壁面や窓等にも導入可能なBIPV(建材一体型)の 市場開拓を需要家との連携で推進(パネルメーカー、発電事 業者、需要家、ゼネコン、業界団体等)	

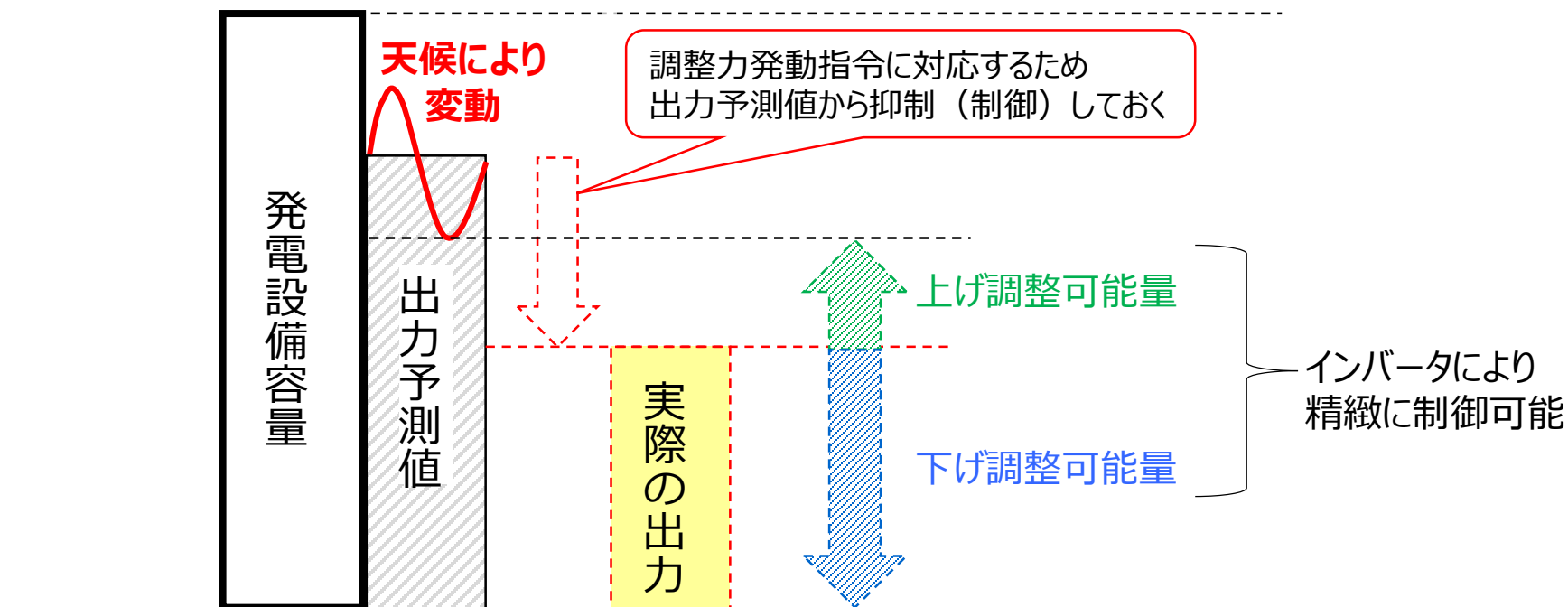
1. 背景
2. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（技術面）
3. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（制度面）
4. まとめ

- 火力・水力※等の安定電源により調整力を供出する際は、発電計画にもとづき最低出力以上で運転することで、定格出力までの上げ調整が可能となり、発電計画値～定格出力の範囲で調整力の供出は一定となる。
- 他方、変動性再エネの場合は、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り、この点が安定電源との大きな違いとなる。

※ 揚水式や貯水式等の規模の大きい水力発電



- この点、変動性再エネが調整力を供出するためには、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う方法が考えられる。
- なお、変動性再エネを系統に連系する際には、交流に変換するためインバータ（太陽光発電であればPCS）を介することとなり、出力量等の調整機能の制御はインバータにより実施（インバータ制御）される。
- 変動性再エネ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エネが優れているといえる。



- 安定電源（火力・水力等）と変動性再エネによる調整力を比較すると下表のとおりとなる。
- **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

- 変動性再エネの調整機能に関し、将来的に調整機能として活用するための実証として以下のような事例がある。
- これらの事例では、いずれもインバータによる精緻な制御により、需給調整市場の商品要件を満足するような調整力の供出も可能であることが確認されている。

事例	検証環境	概要	調整力の活用先
①	250kW規模の太陽光発電所	【NEDO】 出力抑制をして、PCS制御により一次～三次②相当の調整力供出可否を検証	一次、二次①、二次②、三次①、三次②
②	300MW規模の太陽光発電所	【CAISO】 インバータ制御により、周波数（GF）応動とLFC信号による調整力供出について検証	一次（GF）、二次①（LFC）
③	130MW規模の風力発電所	【CAISO】 インバータ制御により、周波数（GF）応動とLFC信号による調整力供出について検証	一次（GF）、二次①（LFC）
④	100MW規模の風力発電所	【AEMO】 インバータ制御により、平常時・緊急時対応の各種調整力（一次、二次①相当）供出について検証	一次、二次①

- NEDOの実証プロジェクトでは、気象データから期待される発電電力を推定し、期待発電電力から一定程度出力を抑制して発電することで、上げ調整を可能とする手法が検討された。
- 250kW規模の太陽光発電所にて一次～三次②調整力が供出可能かの検証が行われた。
- 具体的は、PCSによる速やかな応動制御が可能であることから応動時間については大きな制約にならない前提とし、各商品区分に応じた継続時間について重点的に調査を行ったところ、定格の30%程度の調整力供出であれば、全ての商品（継続時間5分～180分）に応じた調整力の供出が可能と確認されている。

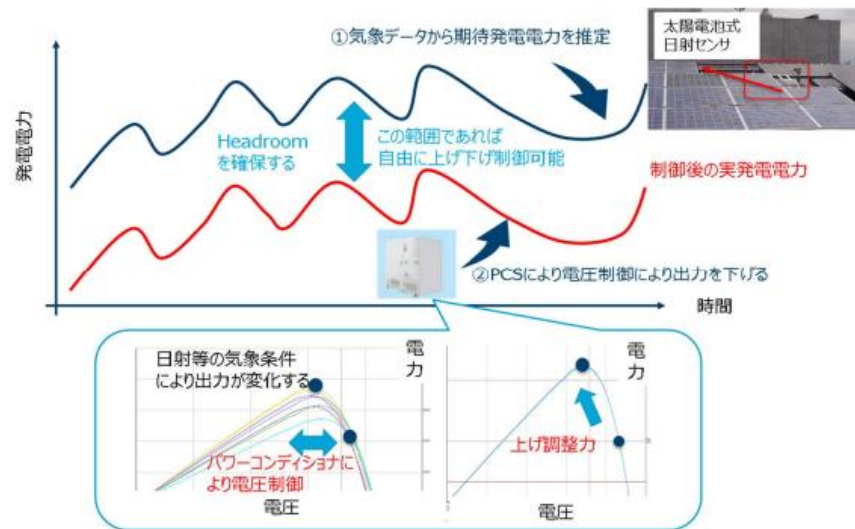
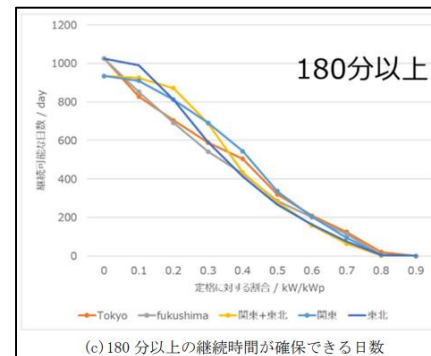
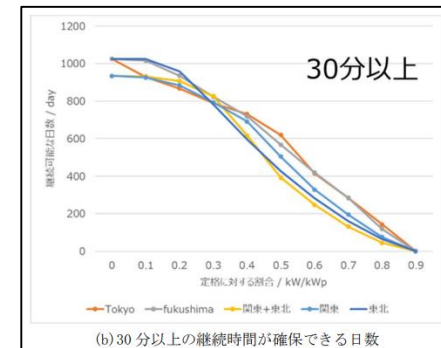
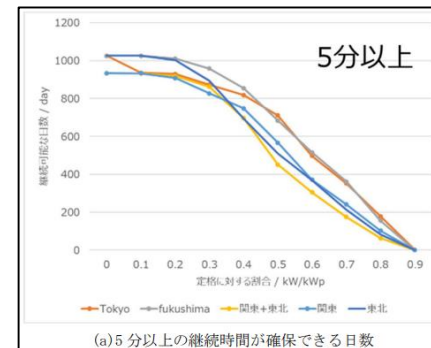
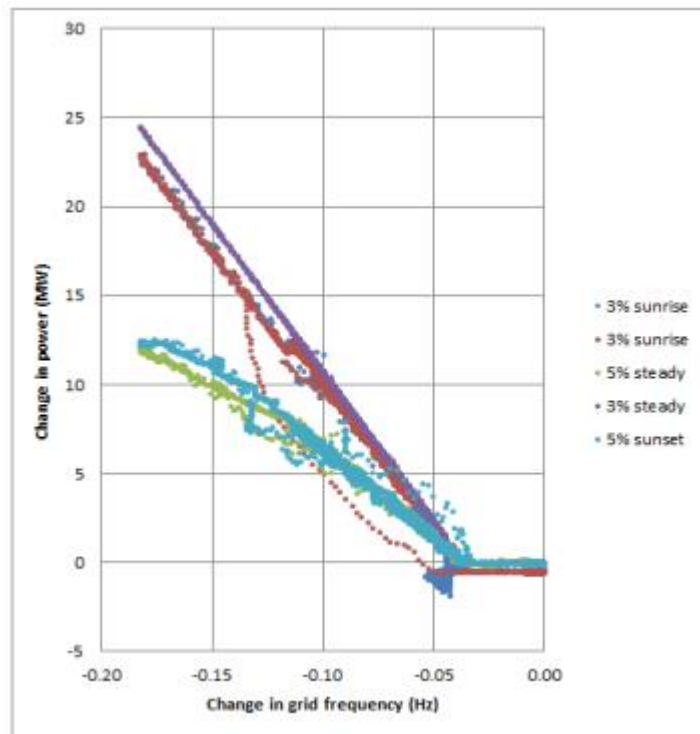


図1.2.2(1)-2 上げ調整力創出方法の概要



- CAISO（アメリカ）では、300MW規模の太陽光発電所を用いて、インバータ制御による周波数（GF）応動とLFC信号による応動について検証され、調整力指令に対する十分な追従性があることが確認されている。

周波数低下への対応

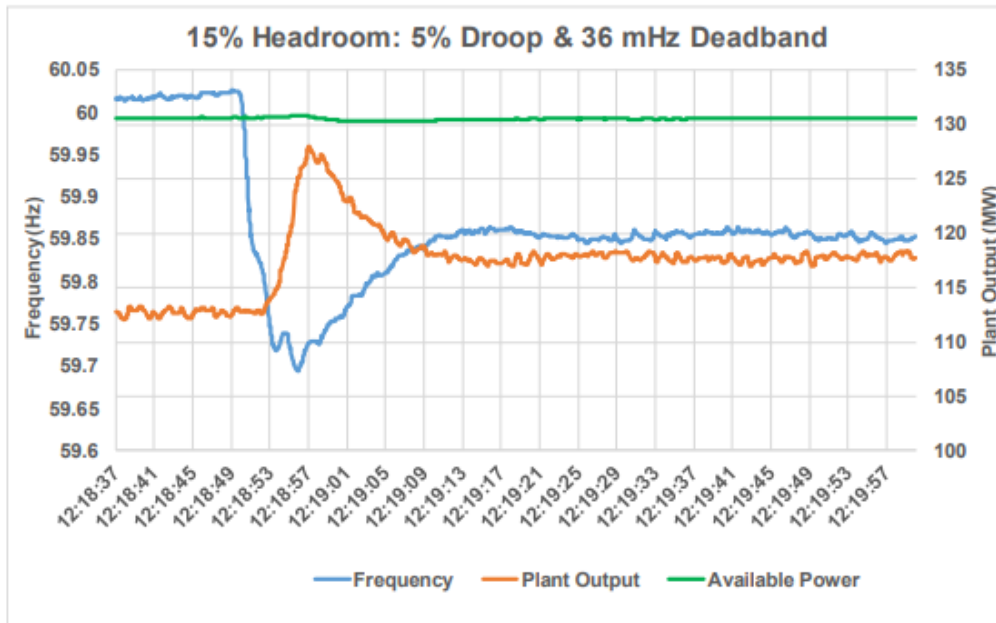


LFC信号への対応

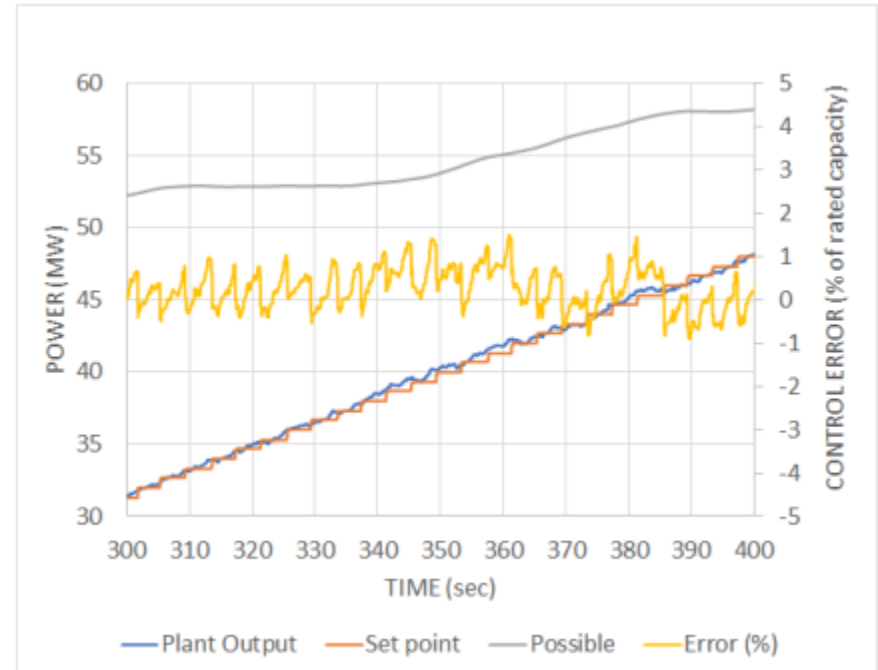


- また、CAISOでは、130MW規模の風力発電所を用いて、インバータ制御による周波数（GF）応動とLFC信号による応動についても検証され、こちらも調整力指令に対して十分な追従性があることが確認されている。

周波数低下への対応

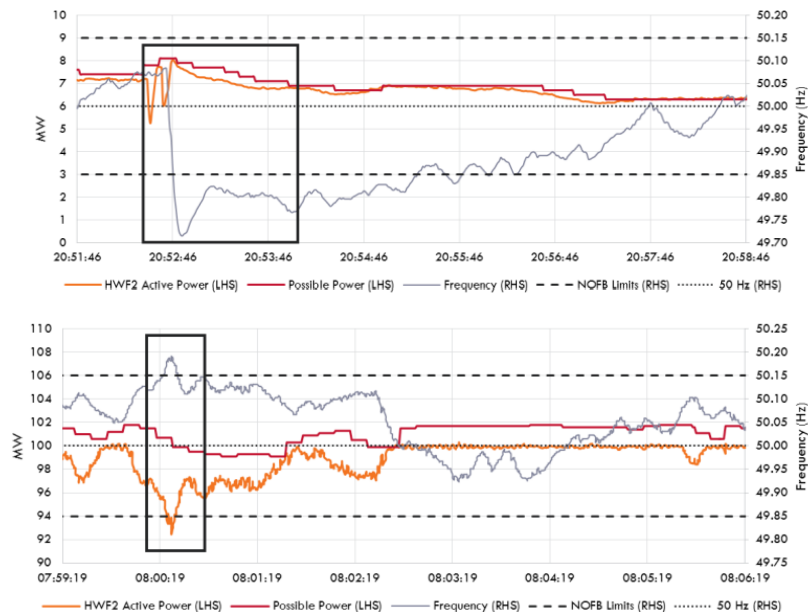


LFC信号への対応

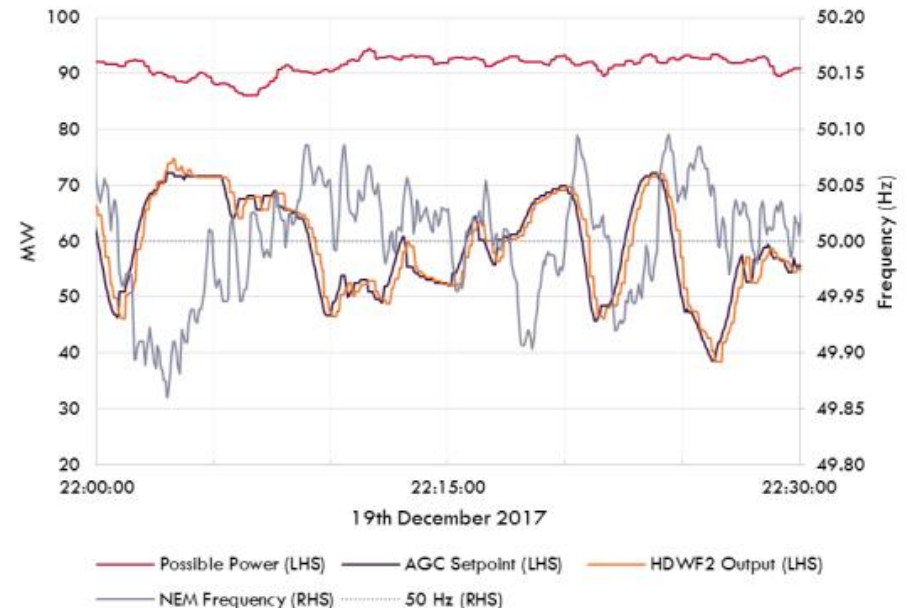


- AEMO（オーストラリア）では、100MW規模の風力発電所を用いて、インバータ制御による調整力の応動を、以下2商品ごとに検証された。
 - 調整FCAS： 自動発電制御（AGC）信号により、平常時の周波数変動に対応するための調整力
 - 緊急時FCAS：自端制御により、電源脱落等の緊急時の周波数変動に対応するための調整力
- 本実証では、調整FCASに関しては、同期発電機に勝る精度で追従できることが確認された。一方、緊急時FCASに関しては実証期間内での調達機会が稀であり完全な評価ができないものの、周波数の増減に応じて出力の変化が確認されている。

周波数変動への対応
(上：周波数低下、下：周波数上昇)



調整FCASの追従結果

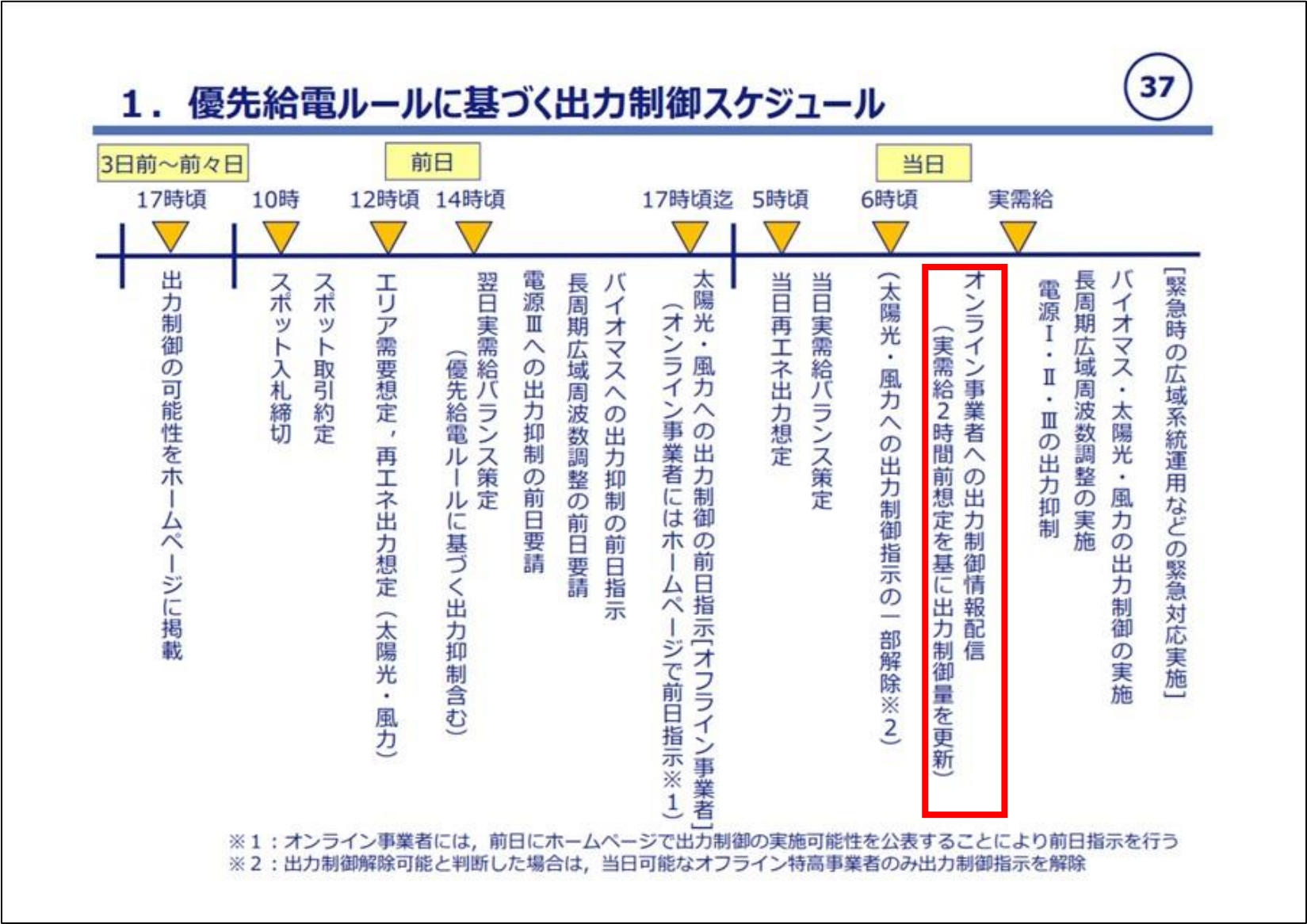


出所) AEMO, "Hornsedale Wind Farm2 FCAS trial"

<https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/strategic-partnerships/2018/hwf2-fcas-trial-paper.pdf?la=en&hash=9C9EFF402D42FD6170A0967AE877BE11>

- 一方で、現状においても、優先給電ルールによる出力制御において、変動性再エネに関する出力調整機能は活用されている。
- これは、電気の供給量が需要量を上回ることが見込まれる余剰時に、一般送配電事業者の指示に基づき、変動性再エネの出力を制御するものであり、具体的には、オンライン事業者に対して属地TSOからは実需給の2時間前頃に出力制御指示が出されることとなっており、オンライン事業者の設備として、ある程度実需給に近い断面での指令に基づき出力調整ができる機能を具備していると考えられる。
- しかしながら、**需給調整市場で取引されるような調整力を供出するためには**、各商品の応動時間や指令間隔に応じた調整力発動指令に従うことのできる機能が必要となることから、現状の優先給電ルールによる出力制御に求められる以上の制御機能をインバータ（PCS等）に具備することとなり、こちらに関しては、**今後の開発・実装（数年単位）を要する。**

	出力制御方法	指令スケジュール
オンライン事業者	一送からの指令（制御信号）に基づき自動制御	実需給断面の再エネ出力に応じて指令実施 （前日17時頃までに翌日の出力制御有無を通知）
オフライン事業者	一送から電話・メールなどで指示を受け、発電停止・運転操作	前日17時頃 までに 翌日の出力制御の実施を指示



- これまでの整理を踏まえると、安定電源（火力・水力等）と比較した、変動性再エネの調整機能の特徴としては、「調整力として供出できる量の不確実性」と「調整力としての応動機能が優れている点」が挙げられる。
- 「調整力として供出できる量」は、変動性再エネの出力が天候の影響を受けるため変動するが、今後「予測精度向上」「蓄電池併設」等の技術面での対策により、一定程度解消することが期待される。
- 「調整力としての応動機能」については、インバータにより精緻に制御でき、安定電源と比較して優れているといえる一方で、実際に、需給調整市場の商品要件を満足する機能の実装（PCS等の開発）はこれからとなる。
- これらの技術的な対策については、変動性再エネの調整機能を活用することのできる市場等の制度整備と両輪で検討することから、制度面について、次章で現状確認と課題整理を行うこととする。

	調整力として供出できる量	調整力としての応動機能
現状	太陽光・風力単体では、調整力として供出できる量が変動する	優先給電ルールに対応した出力制御機能はあるものの、需給調整市場の商品要件に対応可能な機能は未実装
技術的な対策	「予測精度向上」「蓄電池併設」により課題が一定程度解消することを期待	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

1. 背景
2. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（技術面）
3. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（制度面）
4. まとめ

- 変動性再エネ（FIP電源等）の調整機能の活用方法については、大きく以下2点が考えられる。
 - 需給調整市場で取引する調整機能：周波数変動や一般送配電事業者からの指令に応じて、GC以降の時間内変動および計画誤差等に対応するための出力調整（発電計画値に対する増出力・減出力）
 - 市場外で活用する調整機能：BG自身のバランス策定（計画値同時同量達成）、または、系統余剰時の優先給電ルールに対応するための出力調整
- 変動性再エネの調整機能に関して、どのような用途に活用するか明確化すべく下表のとおり整理を行った。以降は、下表の分類において需給調整市場に関する①～③※について、制度上の課題整理を行う。

	需給調整市場における調整力 (GC以降の出力調整)			市場外で活用する 調整機能 (GC以前の出力調整)
	GF (一次)	LFC (二次①)	EDC (二次②,三次①,三次②)	
指令	オフライン (自端での周波数計測に基づく指令)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン／オフライン (BGバランス策定、優先給電ルール等)
応動時間	10秒以内	5分以内	5分～45分	—
上げ調整	①	②	③	④
下げ調整 ※	⑤	⑥	⑦	⑧

※ 現状のGC以降の下げ調整（⑤～⑦）に関しては、需給調整市場では調達せずに余力活用契約により実施

- 変動性再エネ（FIP電源等）の調整機能の活用先について、前項整理の他に余力活用契約による調整力供出も考えられる。
- この点、余力活用契約における調整機能とは、需給調整市場における商品要件を満たす機能を指しており、需給調整市場への応札を前提として変動性再エネの調整機能の課題を整理することで、余力活用契約における調整機能についても整理することができる。
- なお、余力活用契約における調整指令範囲は、GCまでに事業者から提出される「発電販売計画」等をもとに決定することになるが、実需給断面では再エネの予測外しにより、調整力の供出量が目減りすることが想定される。
- この点、現行の余力活用の運用フローでは、一般送配電事業者により予測外しの量を把握できない等の懸念点があることから、まずは需給調整市場における課題を整理した後で、事業者ニーズを踏まえて、変動性再エネにおける余力活用契約の在り方を検討する必要がある。

[illegible]

- 2024年度より全商品の取引が開始された需給調整市場では、一次～三次②の全5商品を取引している。
- 各商品ごとに、異なる周波数変動を引き起こす事象に対応することから、指令方法や応動時間、継続時間等区分して要件を定めており、各リソースの特性に見合った商品に応札することとなる。

	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 （一部オフラインも可※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※3	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※4
応動時間	10秒以内※5	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内※4
継続時間	5分以上※5	30分以上※3	30分以上※3	3時間※3	3時間※4
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※2：5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※2：1分）	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※6
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）	45分以内※4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	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 事後に数値データを提供する必要有り
※2 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に開始
（2024年度以降準備ができたエリアから順次適用）
※3 2026年度より「30分」に変更予定
※4 2025年度より入札時間単位「30分」応動時間「60分以内」、継続時間「30分」に変更予定

※5 2025年度に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」に変更予定
※6 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

- 需給調整市場で取引をする商品には、前述のとおり各要件が定められており、要件が異なる商品の特性を活かし、調整力を組み合わせて運用することで、実需給断面の需給バランスを維持することとしている。
- 商品要件を満足しない商品が需給調整市場で調整力として参加した場合、需給バランスの維持、言い換えると電力の安定供給に影響を及ぼすことから、需給調整市場に参加するリソースに対しては、調整力の供出前後において「アセスメント（評価）」を実施することで、要件を満足しているかを確認することとしている。
- アセスメントを違反した場合、調整力提供者にペナルティを課すこととしており、これにより需給調整市場で調達する調整力の品質を担保することとしている。

	リクワイアメント	アセスメントのイメージ	不具合事象例
アセスメントⅠ （ ΔkW の供出可否の確認）	• ΔkWの供出が可能な状態に発電機等を維持しておくこと	• 約定したΔkWが、GC時点における「発電上限値および発電計画値」の差が約定したΔkW以上になっていることを確認	• 落札したリソースの空き容量不足
アセスメントⅡ （応動実績の確認）	• 一般送配電事業者の指令に従い商品の要件を満たした応動を行うこと	• 発電機等の応動実績が一般送配電事業者の指令に対して、商品の要件を満たした上で応動していることを確認	• 商品の要件に適合していない応動時間で応動

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

出所) 第11回需給調整市場検討小委員会 (2019年4月25日) 資料3をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_11_haifu.html

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

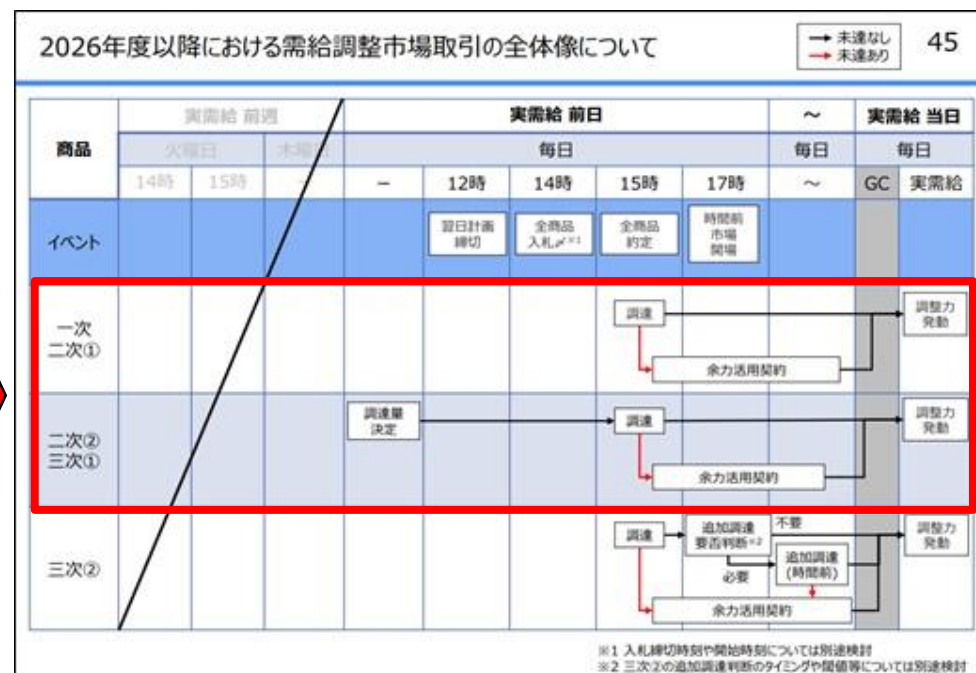
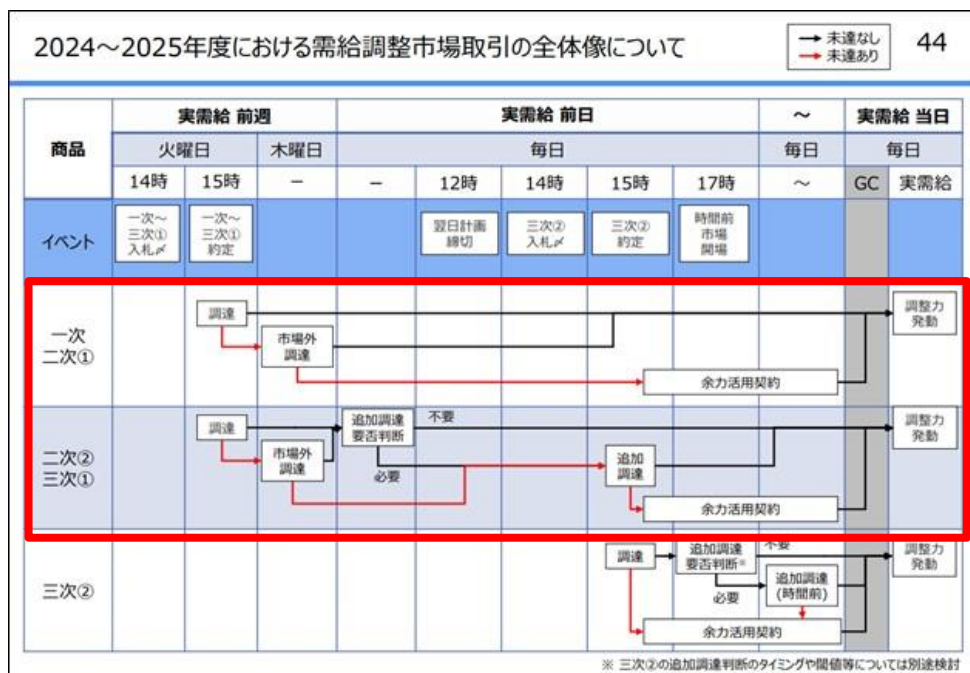
※アセスメント不適合が想定外の事故やシステムトラブル等によるものであり、それを市場運営者が認める場合は対象外。

出所) 電力需給調整力取引所HP 取引規程 (2024年4月1日実施) をもとに作成
<https://www.cptr.jp/outline/announcement.html>

- 前述のとおり、出力が天候に左右されることによる「調整力として供出できる量の不確実性」が、変動性再エネの大きな特徴となる。
- 一方で、特に優先給電ルールによる再エネ出力制御時などは、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（安価に）上げ調整が可能な状態になっており、こういった調整力を活用することは社会全体から見ても合理的だと考えられる。
- これらの点を踏まえ、変動性再エネが需給調整市場に参入するにあたり、変動性再エネの特徴の影響が大きいと想定される「応札スケジュール」「入札ブロック時間」「アセスメント・ペナルティ」の3つの課題、ならびに変動性再エネの最大限の有効活用に資する「再エネ出力制御時の調整力供出」に関する課題について、調整力応札に係る影響はどの程度か、今後解消の見込みはあるかといった点の確認を行う。

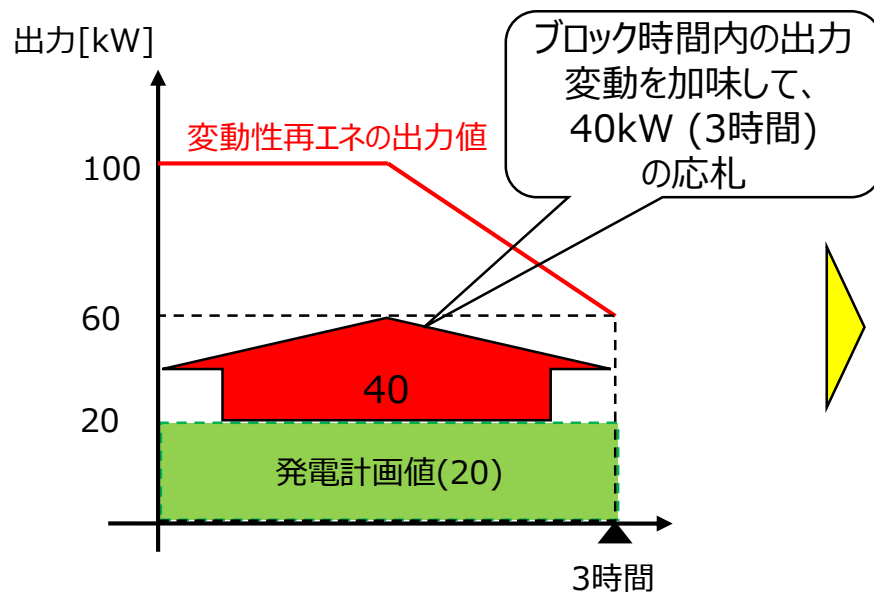
課題	項目	概要
1	応札スケジュール	予測時点から実需給断面までの期間の長さに比例して、出力予測誤差が大きくなることから、調整力の応札量の予測を立てることが困難となる
2	入札ブロック時間	入札ブロック時間に応じて、その時間内の出力下振れを最大限考慮した（制限された）応札量となる
3	アセスメント・ペナルティ	調整力として供出できる量の変動するため、他リソースと比較してアセスメント・ペナルティに関するリスクが大きくなる
4	再エネ出力制御時の調整力供出	再エネ出力制御の通知は前日商品取引後となることから、調整力提供者が需給調整市場に応札することを判断する断面では、出力制御の蓋然性が分からない

- 需給調整市場の商品のうち、一次、二次①、二次②、三次①は一週間分の調整力を前週の火曜日にまとめて取引する商品（週間商品）となっており、これらについて調整力提供者は一週間先の応札できる量を予測して応札量を算出し、札入れする必要がある。
- 一方で、変動性再エネによる応札できる量は、実需給時の出力により変動することから、出力の予測精度は実需給から遠いほど誤差が大きくなり、応札量算定がより困難になる（市場参入のハードルが高い）と考えられる。
- この点、一次、二次①、二次②、三次①は、**2026年度に前日取引化されることに伴い、応札スケジュールに係る懸念点は一定程度解消**されることになると考えられる。

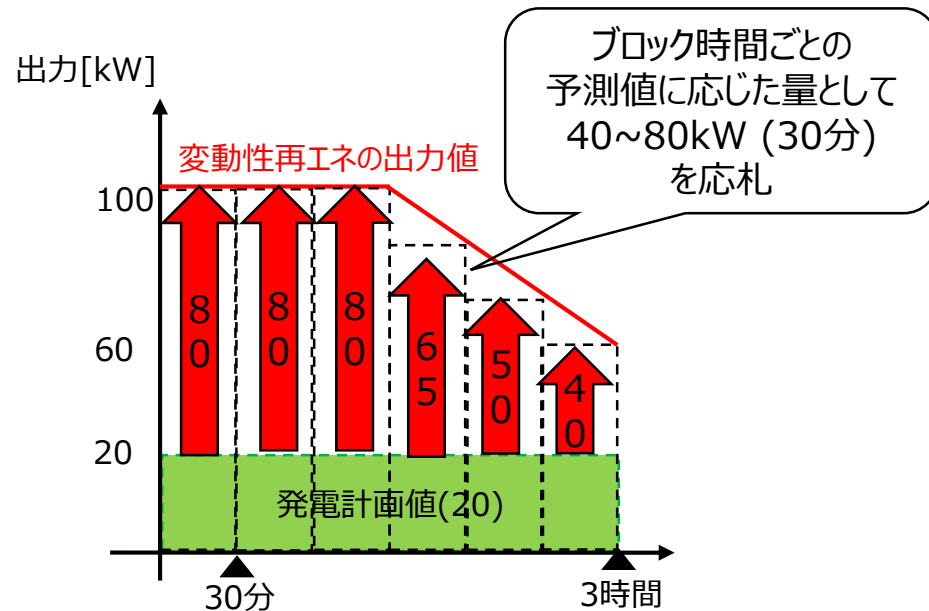


- また、天候に応じて出力変動するといった変動性再エネの特性によって、調整力発動指令を受けている入札ブロック時間内に出力可能量が変化（下振れ）することで、調整力として供出できる量が制限されることがある。
- この点、変動性再エネが調整力を供出する場合、現行の要件では全商品の入札ブロック時間が3時間となっているため、実需給断面でほぼ確実に応動できる量として、入札ブロック時間内の予測下振れの最大程度出力変動を織り込んだ量を応札することとなり、入札ブロック時間が長いほど変動性再エネにとっては非効率な応札になる。
- この点、2025年度より三次②の入札ブロック時間30分化、2026年度から他4商品の入札ブロック時間30分化が予定されていることから、**入札ブロック時間変更後は現行と比較して効率的な応札ができるようになる**と考えられる。

【入札ブロック時間：3時間】



【入札ブロック時間：30分】



まとめ

41

<取引スケジュールの変更>

- ✓ 2026年度に前日取引化を実現することを目指し、引き続き詳細な状況の把握を行うとともに、国と連携して検討を行っていくこととしたい
- ✓ 一般送配電事業者においても、前日化を実現する上での実務的な検討を引き続き行っていくこととしたい

<応札不足に関する全体スケジュール>

- ✓ 複合約定に影響ある項目について、早期実現の観点から「連系線利用枠拡大」については広域機関システム側、これ以外をMMS側で実施することで、項目全て最短2026年度から実施可能とすることも考えられるため、その実現可否については、引き続き深掘り検討（上記も踏まえた、全体スケジュールについては下表のとおり）

応札不足対応			導入目標時期
市場競争環境の改善	取引スケジュール変更		2026年度 ^{※1}
	連系線利用枠拡大		2026年度
	商品要件緩和	アセスメント・ペナルティの見直し	2024年度 ^{※2}
		最低入札量見直し	2024年度
		三次②応動時間見直し	2025年度
		ネガポジ単体リソースの参入	2023年度 ^{※3}
		機器個別・低圧アグリ	2026年度 ^{※4}
調整力の効率的な調達	複合約定ロジック ^{※5}		2024年度
	調整力必要量の在り方		2023年度期中
	ブロック時間30分化（三次②）		2025年度
	ブロック時間30分化（一次～三次①）		2026年度

※1 ヒアリング等により、詳細な状況把握を行い、国と連携し引き続き検討

※2 取引規程等の改定後に実施

※3 出力変化量指令は2024年度から

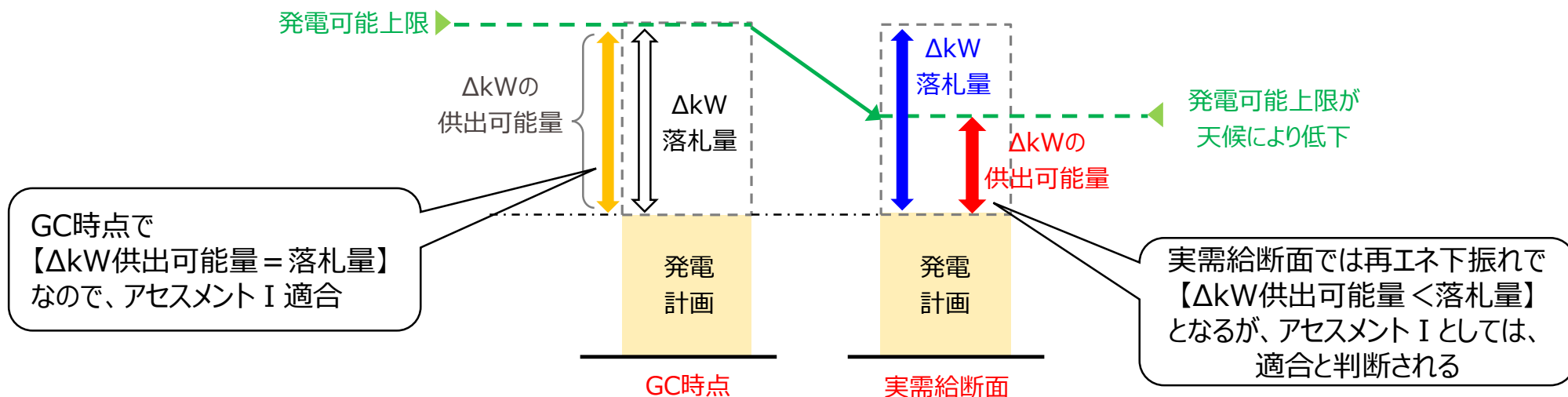
※4 高圧機器点・低圧受電点のみ、また、今後の詳細な業務フロー設計等を踏まえ、必要なシステム改修期間が2年より長くなる可能性もある。※5 一次～二次②市場システム含む

斜字 広域システム側での対応等、引き続き深掘り検討を行う

- 需給調整市場で約定した場合、アセスメント I によって、リソースが調整力 (ΔkW) を供出できるか評価することになるが、これは「GC時点の発電計画と発電可能上限の差分」が約定量以上になっているかを確認することとなる。
- 実際の発電可能上限（変動性再エネの出力可能量）は実需給断面にならないと確定はしないものの、出力変動によりGC時点の予測値から乖離した場合でも、実際の発電可能上限はアセスメント I の評価対象にならない※ことから、アセスメント I としては「適合」と判定してしまう（適合判定の不確実性といった課題）。

※ アセスメント I における発電可能上限は、属地TSOが不適合と認めた場合を除き、GCまでに調整力提供者が提出する発電販売計画の値が用いられることとなる。

【アセスメント I イメージ】



- DRのアセスメント I は、「供出可能量 = 合計基準値電力 - 合計需要抑制計画電力」となっており、基準値の作成方法によって、以下の通りアセスメント方法は異なる。
 - 事前予測型であれば、基準値はGCまでに提出された計画を用いる
 - 直前計測型であれば、基準値は5分前計測平均値を用いる
- 一方、需要抑制計画については、いずれの基準値の場合も、GCまでに調整力提供者が提出する当日計画の値が用いられることとなる。

2-9. アセスメント c.アセスメント I (需要家リスト・パターン) 修正 441

- アセスメント I については、 ΔkW の供出可能量が、 ΔkW 約定量を下回っていないかを確認します。
- 同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 ΔkW 約定単価が安い順にアセスメント I を実施いたします。なお、週間市場商品の ΔkW 約定単価が上限価格を超えている場合にアセスメント I に用いる ΔkW 約定単価は、約定した週間市場商品の上限価格とします。ただし、複合商品に入札した場合、取引規程別冊（複合約定）第33条（約定の通知）第1項にもとづく約定結果の通知が単一商品の場合においても、複合商品における上限価格を適用します。

○需要家リスト・パターンにおけるアセスメント I の算定式

- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定していない場合

$$\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力}$$
- ・同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合

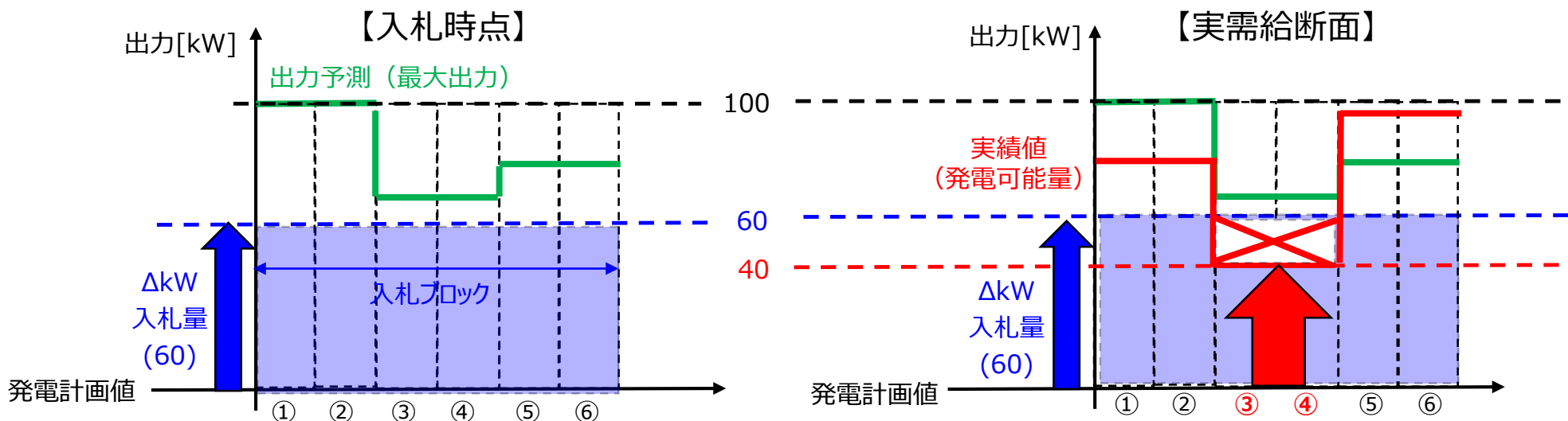
$$\text{供出可能量} = \text{合計基準値電力} - \text{合計需要抑制計画電力} - \text{控除}\Delta kW\text{約定量}^*$$

※ 当該リソースにおいて評価対象約定分の ΔkW 約定単価より ΔkW 約定単価が安い約定分および評価対象の約定分と ΔkW 約定単価が同一かつ既に評価を行った約定分の約定量合計



[取引規程 第8章 第39条](#)

- 一方で、実際に調整力の発動指令があった場合は、アセスメントⅡにより、調整力指令に対して適切に応動していたことを事後的に評価することとなる（これにより、アセスメントⅠ 適合判定の不確実性をカバーする建付け）。
- 具体的には、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る。
- 天候の変化により特定の時間帯で ΔkW 落札量を供出できなかったとしても、調整力発動指令が出力の下振れより少ない（下図の場合40kWまで）場合、アセスメントⅡ 不適合にはならないが、それ以上の指令（下図の場合60kW）があった場合、アセスメントⅡ 不適合になる。
- これを踏まえると、アセスメントⅡ 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といえる。

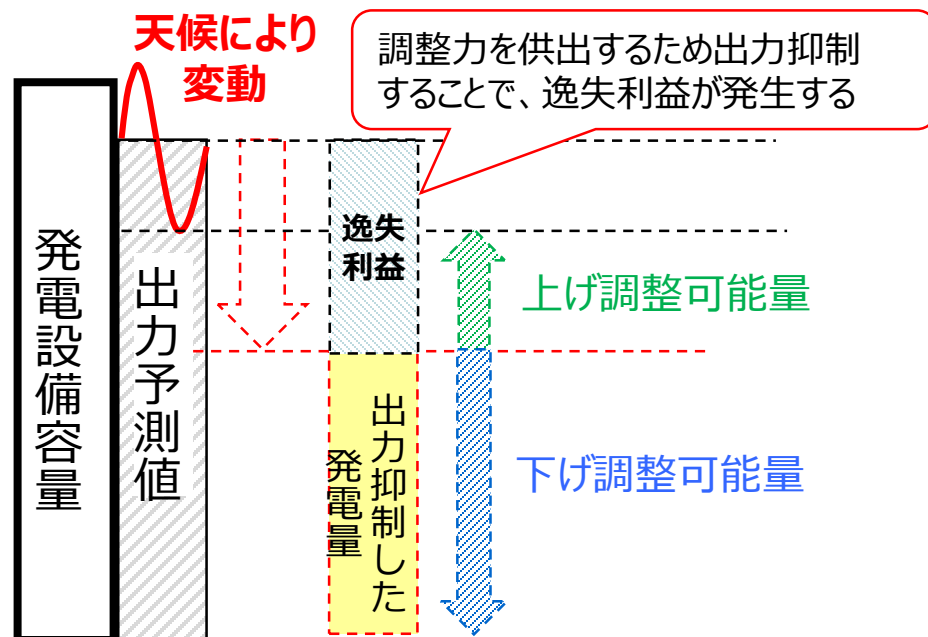


③、④で40kW超の調整力発動指令があった場合、アセスメントⅡ 不適合

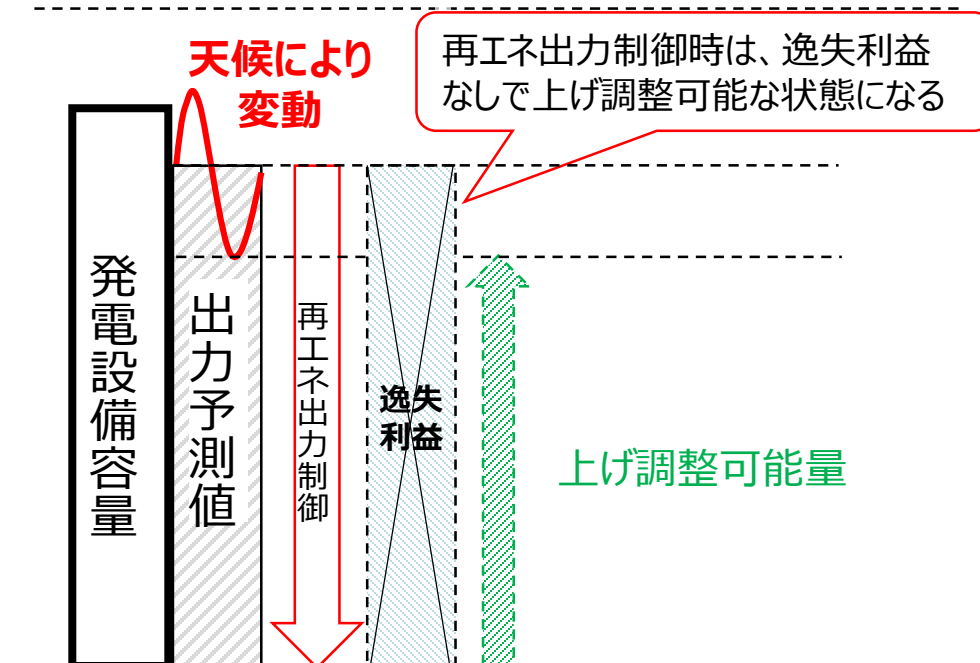
- 前述のとおり、変動性再エネは実需給断面での出力の不確実性により、他のリソースと比較してアセスメントⅡの達成のためには、予測値の下振れを考慮した上で応札量を決定する等の工夫が必要であるといえるが、この場合応札量は相応に少なくなってしまう。
- また、アセスメント不適合となった場合のペナルティとしては、月3回以上の不適合で市場退出といった重大なものもあり、調整力として供出できる量に不確実性のある変動性再エネにとって市場参入の障壁になっていると考えられる。
- この点、調整力提供者の再エネ予測精度が向上すれば一定程度改善することも考えられるが、予測誤差を完全にゼロにすることはできないため、アセスメントⅡ不適合を確実に回避することは難しいといえる。
- これに対応するために、例えばアセスメントⅡの条件緩和、ペナルティ軽減することも考えられるが、その場合、実需給断面で調整力供出の確実性がないリソースを、調整力として対価を払い確保することの妥当性をどのように考えるか、慎重に検討することが必要となる。
- これらを踏まえると、**アセスメント・ペナルティに係る対策としては、まずもって出力の不確実性を補完するための予測精度向上や蓄電池併設といった技術面の対策を十分に図った上で、制度面の緩和を検討することが必要**と考えられるか。

- 変動性再エネにより調整力を供出するためには、出力予測値に対してあらかじめ出力を抑制して、上げ調整の発動指令に対応できる状態にしておく必要がある。
- 出力抑制することで、スポット市場などで売電することで取引可能であったkWh価値を得ることができず、逸失利益 (Δ kWh確保コスト) が発生することとなる。
- この点、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、需給調整市場に応札して調整力を活用することが社会全体から見ても合理的だと考えられる。

【再エネ出力制御なし】

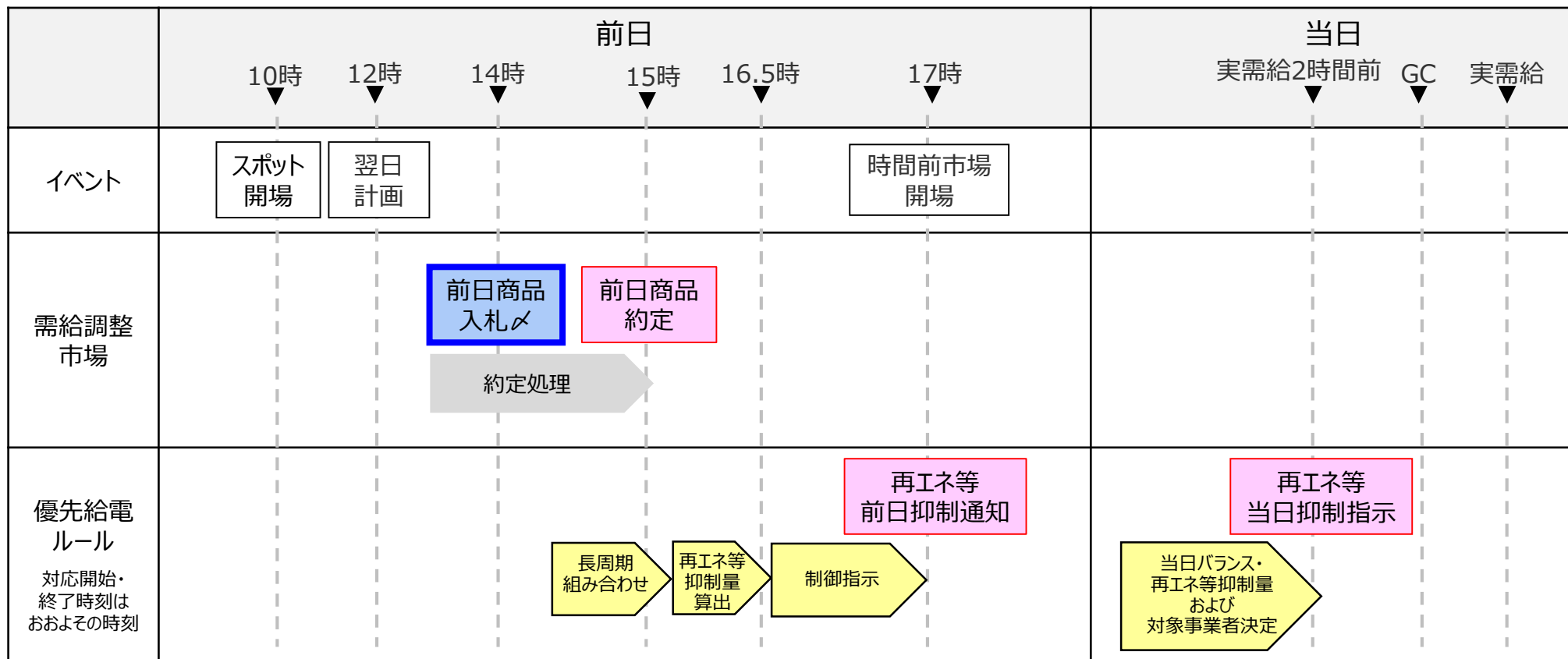


【再エネ出力制御あり】



- 他方、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※があり、どのような方法で Δ kW応札時点で出力制御の蓋然性を調整力提供者側が判断するか、あるいはTSOから通知するか等について検討を要する。
- 上記については、出来る限り制御指示を後ろ倒し（また需給状況が改善された際には制御指示の取り消し）する **優先給電ルールの仕組みとどのように整合させるか、国とも連携の上、引き続き検討**を進めることとしたい。

※ スポットが0.01円/kWhになると判断した際に、自ら抑制し Δ kW応札することも考えられるが、予め（スポット前に）判断が難しいという同種の課題を抱える。



- 前述のとおり、変動性再エネの需給調整市場参入における課題のうち、「応札スケジュール」や「入札ブロック時間」については要件緩和が予定されていることから、応札は比較的容易になっていくものと考えられる。
- 一方、「アセスメント・ペナルティ」については、発電事業者の予測精度向上（下振れ考慮含む）や、応札量算定が習熟することで、一定程度解消するとはいえ、再エネ予測誤差を完全にゼロにすることはできないのも事実である。
- また、優先給電ルールによる「再エネ出力制御時の調整力供出」については、自然体で（安価に）活用可能である一方、どのような方法でΔkW応札時点で出力制御の蓋然性を調整力提供者側が判断するか（あるいはTSOから通知するか）等について検討を要すると考えられる。
- これらの課題については、優先給電ルールの仕組み（考え方）との整合が必要なものもあるため、国とも連携の上、引き続き検討を進めることとしたい。

課題	項目	方向性
1	応札スケジュール	2026年度に週間商品が前日取引化されるため、一定程度解消する見込み
2	入札ブロック時間	2025年度に三次②、2026年度のその他商品が30分ブロック化されるため、一定程度解消する見込み
3	アセスメント・ペナルティ	予測精度の向上により改善する可能性はあるが、それでもゼロにはならない。変動性再エネに限ったアセスメント・ペナルティの緩和については慎重な検討が必要
4	再エネ出力制御時の調整力供出	出力制御の蓋然性をどのように判断するか等について検討を要するも、優先給電ルールの仕組みとの整合が必要なため、国とも連携の上、引き続き検討

1. 背景
2. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（技術面）
3. 変動性再エネの調整機能の現状と課題（制度面）
4. まとめ

- 将来的な変動性再エネの大量導入に伴い、将来断面において調整力必要量が増加すると想定されている。
- これを踏まえ、調整力として活用可能なリソースを有効活用という観点から、変動性再エネ（FIP電源等）の調整機能の活用に関して、以下のとおり整理を行った。

<技術開発面>

- 変動性再エネが調整力を供出するためには、予測値からあらかじめ出力を抑制しておき、調整力指令に従ってPCS等で出力を精緻に制御することで調整力を供出可能な状態とすることが考えられる
- 安定電源と比較して、変動性再エネは予測外しにより調整力として供出できる量が変動するという特徴があるが、予測精度向上や蓄電池併設等により、一定程度解消可能
- 応動時間等の調整力供出機能については、インバータによる精緻な制御が可能なため、今後需給調整市場の要件を満足するPCSの開発等、引き続き対応が必要（数年単位）

<制度面（需給調整市場への応札）>

- 「応札スケジュール」や「入札ブロック時間」について要件緩和が予定されていることから、変動性再エネの調整力の活用（需給調整市場への応札）は今後容易になっていくと想定される
- 「アセスメント・ペナルティ」については、技術の向上により一定程度改善すると考えられるが、予測誤差自体はゼロにならず、アセスメント・ペナルティ緩和も考えられるが、変動性再エネに限ったアセスメント・ペナルティ緩和については慎重な検討が必要（まずは技術的なサポートを十分に実施した上で、制度面の緩和を検討することが必要）
- 再エネ出力制御時は逸失利益なしで変動性再エネの調整力を活用できるが、需給調整市場への応札より前に出力制御の蓋然性を事業者が判断するための対策が必要であり、優先給電ルールの仕組みとの整合が必要のため、国とも連携の上、引き続き検討