

下げ調整の扱いについて

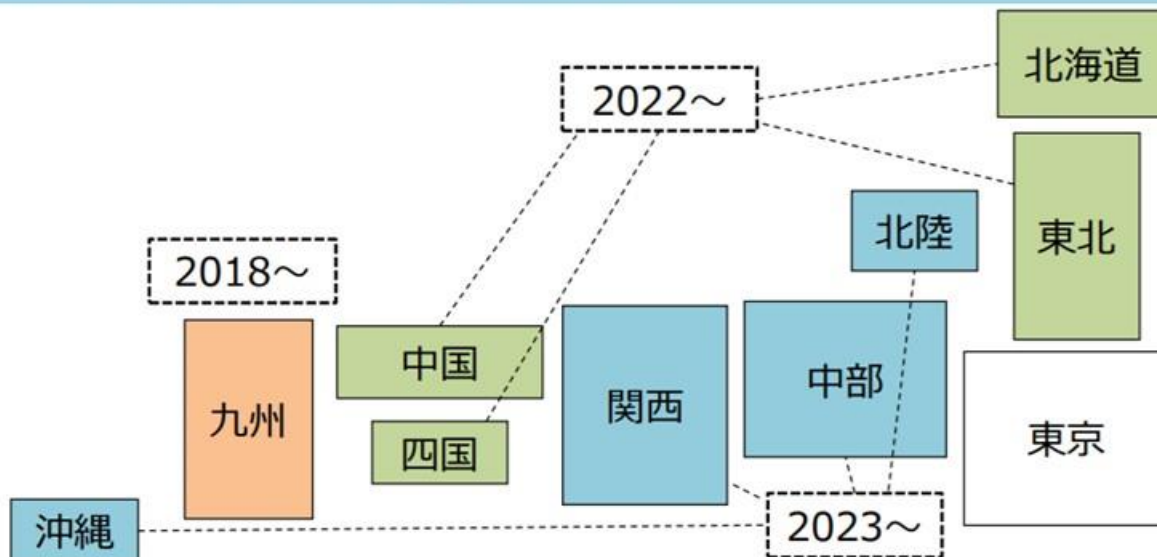
2023年8月17日

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

- 近年、再エネ（特に太陽光）大量導入に伴い、需要の少ない端境期の昼間帯において、再エネ抑制を行う状況が増えてきており、既に東京エリアを除く9エリアで再エネ抑制が実施されている。
- そのため、再エネ抑制量を減少させるべく、様々な対策の検討が進んでいるところ、この対策の一つとして「下げ調整の価値」についても言及されている。
- 他方で、「下げ調整の価値」が意味するところについては、様々な考え方が混在していると考えられることから、今回、具体的な下げ調整の価値について深掘り検討するとともに、需給調整市場における下げ調整力の扱いについて整理したため、ご議論いただきたい。

出力制御の実施状況① 実施エリアの拡大

- 電力供給が需要を上回ると見込まれる場合に供給安定性を確保するために行われる再エネの出力制御は、**2018年10月に全国で初めて九州エリア**で行われた。
- その後、休日やGW等の軽負荷期に九州エリアでのみ実施されていたが、再エネの導入拡大とともに、**現在、全国8エリアまで拡大**。同年4月に東北、中国、四国エリア、5月に北海道エリア、2023年1月に沖縄エリア、4月に中部、北陸エリアにおいて、6月に関西エリアにおいて、初めて出力制御が行われた。
- **これまでのところ、東京エリアは未実施**であるが、今年のGWは、揚水等のトラブルがあった場合に出力制御の可能性があったことが事前に公表されており、東京エリアにおいても、**出力制御の実施は時間の問題**となっている。



中長期対策① 変動再エネ（風力・太陽光）の調整力としての活用

- 需給調整市場では、上げ調整力を調達することと整理されており、下げ調整力については、2024年度以降は余力活用契約により確保される見込み。
- また、現状、変動再エネは、下げ調整力が不足する場合に、優先給電ルールに従って、火力の制御や揚水・連系線の最大活用を行った上で、出力制御されることとなっている。
- 他方で、海外では、変動再エネを上げ下げ両方の調整力として活用している事例も存在する。 ※例えば、スペインでは、必要な調整力の7%を風力が供出（2021年）したとの報告もある。
- 今後、変動再エネの増加に伴い、必要な調整力量も増加していくと考えられるところ、変動再エネを調整力として活用することについて、社会的なコストも踏まえ、どのように考えるか。
- 例えば、出力制御が生じている断面では、スポット価格が0.01円となっている中、これに対する下げ調整力の価値をどのように評価するか。
- また、下げ調整力のみで価値付けすることは、過度な社会コストの増加や安定供給の観点を踏まえれば、上げ下げ両方の調整力を持つことが必要ではないか。

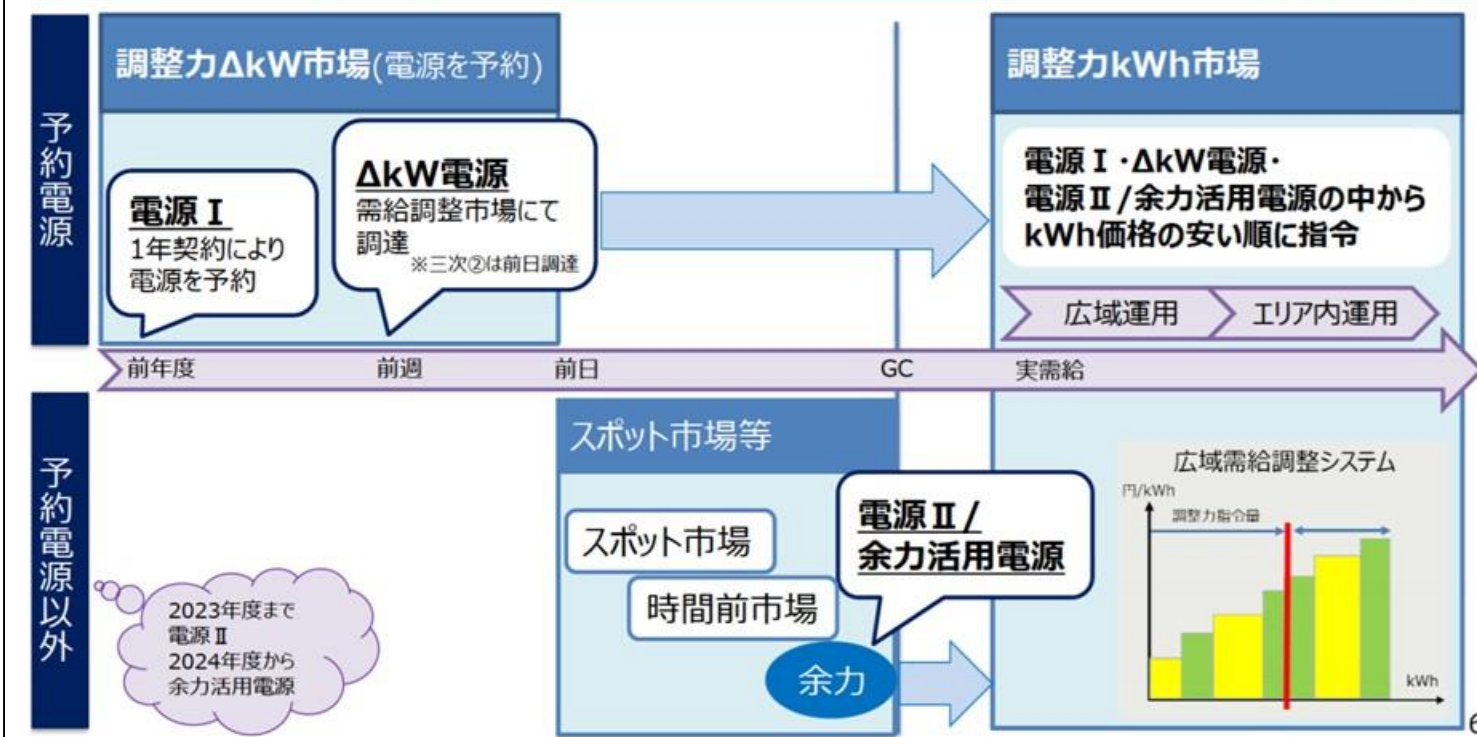
1. 調整力の定義
2. 優先給電ルールに基づく再エネ抑制
3. 再エネ抑制を回避する下げ調整の価値
4. まとめ

1. 調整力の定義
2. 優先給電ルールに基づく再エネ抑制
3. 再エネ抑制を回避する下げ調整の価値
4. まとめ

- 現状の需給調整市場では、事前に調整力（上げのみ）の調達を行う調整力 Δ kW市場と、ゲートクローズ（GC）以降の実需給において調整力（上げ下げ両方）の発動を行う調整力kWh市場の二つが存在する。

調整力 Δ kW市場と調整力kWh市場の概要

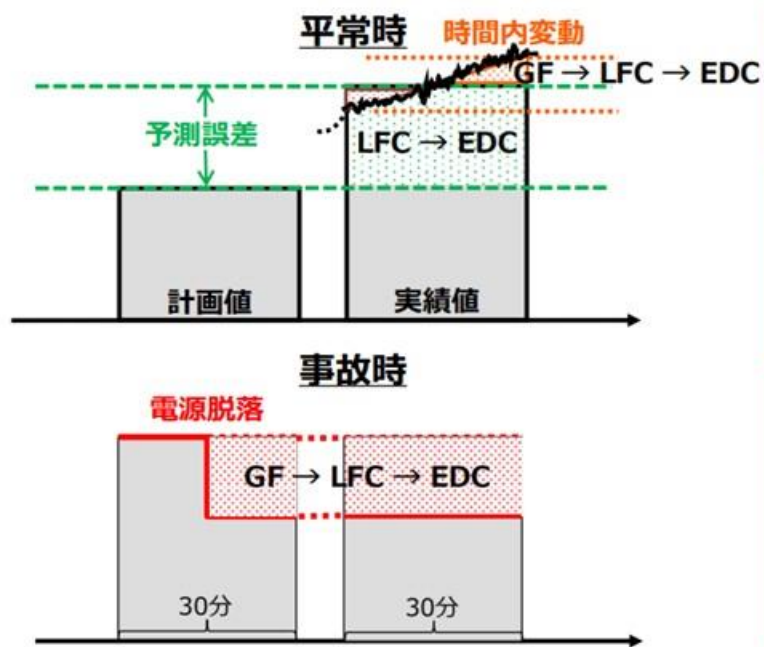
- 一般送配電事業者は、需給調整市場において、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）する。（当面は、公募による電源Ⅰの調達も併存。）【調整力 Δ kW市場】
- その後、実需給断面において、予約確保した電源等に加え、スポット市場等で約定しなかった電源Ⅱ/余力活用電源も含めた中から、kWh価格の安い順に稼働指令される。【調整力kWh市場】



- また、調整力により対応する (ΔkW を調達すべき) 事象は、予測誤差や時間内変動、電源脱落等が存在する。

(参考) 調整力に対応する事象

- 需給調整市場で調達すべき調整力は予測誤差、時間内変動、電源脱落等。
- これらの事象に対応するため、各一般送配電事業者はGF、LFC、EDCに活用できる調整力を確保。
- また、一定程度のバックアップ電源も必要不可欠。



予測誤差

- 計画値と実績値の30分毎の平均の誤差。
- 主にLFC、EDCで対応。

時間内変動

- 30分未満の変動。
- 秒単位の変動にはGFで対応。分単位以上の変動には主にLFC、EDCで対応。

電源脱落

- 電源脱落に備え、一定程度のバックアップ電源を確保。
- 脱落直後の瞬時の応答が必要になるため、直後はGFで対応し、その後LFC、EDC等で対応。

- 調整力の調達においては、 ΔkW （上げのみ）を取引しており、この ΔkW は実需給断面で発生しうる変動に備えて、調整機能を有する発電機等を、GC時点で出力調整できる状態にしておく調整余力となる。
- また、調整力の運用においては、調整力 kWh （上げ下げ）を取引しており、この調整力 kWh とは、実需給断面で発生した誤差に対して、実際に発動した電力量（ kWh ）となる。
- なお、調整力の運用に応じて実際に生じる電力量（ kWh ）は、あらかじめ取り決めておくことができないため、実際に生じた電力量に対して、あらかじめ取り決めた単価（上げ:V1、下げ:V2）で事後精算を行う※（この点が取引する電力量をあらかじめ契約する卸電力市場とは異なる点となる）。

※一次についてはインバランス精算単価の確報値を用いて精算

	調達	運用
卸電力市場		
需給調整市場	<p>※各商品毎</p>	<p>※GC後の実誤差を調整するために必要な量のみ受電する。その時点の需給状況により受電しない場合や100%受電の場合もあり得る。</p> <p>※各商品毎</p>

- また、第9回本小委員会（2019年3月5日）において、平常時には自然体で下げ Δ kWが確保されること、加えて、エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時には優先給電ルールにより下げ Δ kWを確保することができることから、当面、下げ調整力（下げ Δ kW）については市場調達しないと整理している。

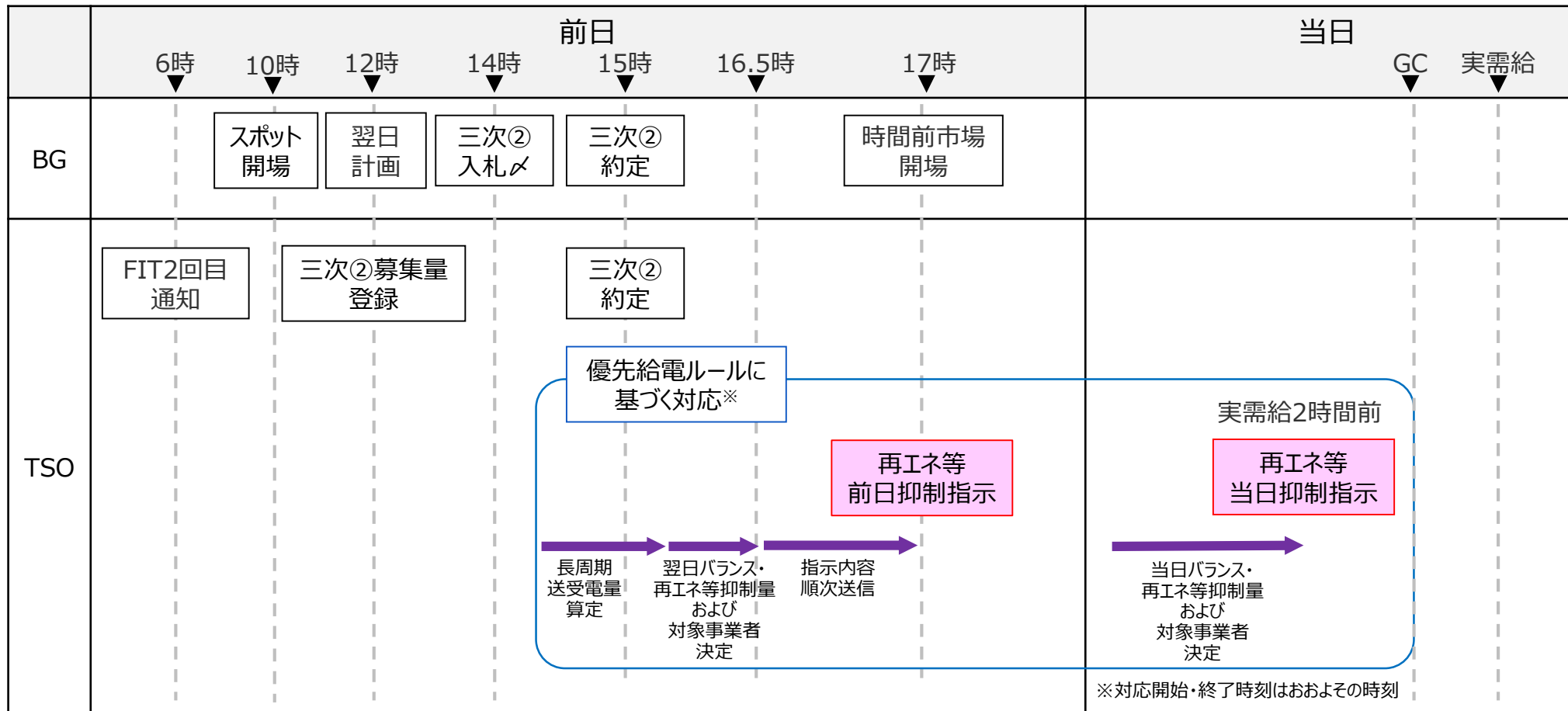
まとめ

21

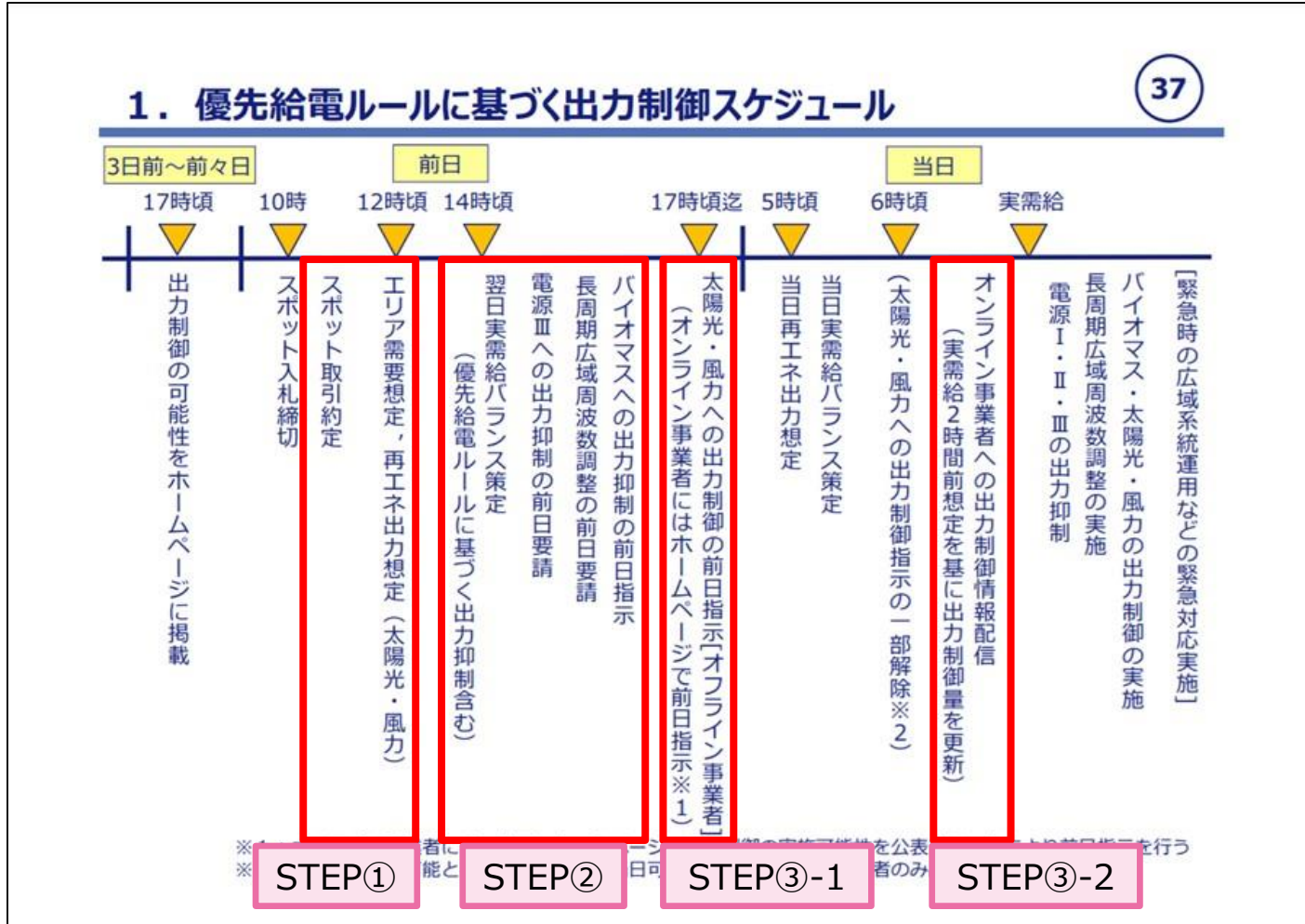
- エリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールは、抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ Δ kW）を確保して、自然変動電源の出力抑制量を決めるという考え方であり、これを前提として以下のとおり対応することとなる。
 - 平常時
 - ✓ 発電事業者がメリットオーダーにもとづく発電計画を作成すると、安価な調整電源等から順に定格出力になると考えられるため、十分な量の下げ Δ kWを備えた調整電源等が自然に生じる。
 - ✓ このため、下げ調整力について Δ kWをあらかじめ市場で調達する必要性はない。
 - ✓ なお、これは余力活用の仕組みにより、下げ調整力の Δ kW調達を行われていない調整能力を持った電源等の下げ余力を十分活用できることを前提としている。ただし、余力活用に関する契約に実効性を持たせるには、発電事業者が余力活用に応じるインセンティブ性についての検討が必要となる。
 - エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時
 - ✓ 優先給電ルールによる抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ Δ kW）を確保して、自然変動電源の出力抑制量（下げ Δ kW）を決めることで下げ Δ kWを確保することができる。
 - ✓ このため、下げ調整力について Δ kWをあらかじめ市場で調達する必要性はない。
 - ✓ なお、これはエリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールがあることを前提としており、この前提を変更する場合には国の審議会にて検討が必要。
- 以上より、下げ Δ kWをあらかじめ調達することなく運用が可能と考えられるため、下げ Δ kWについては当面市場調達しないこととしてはどうか。

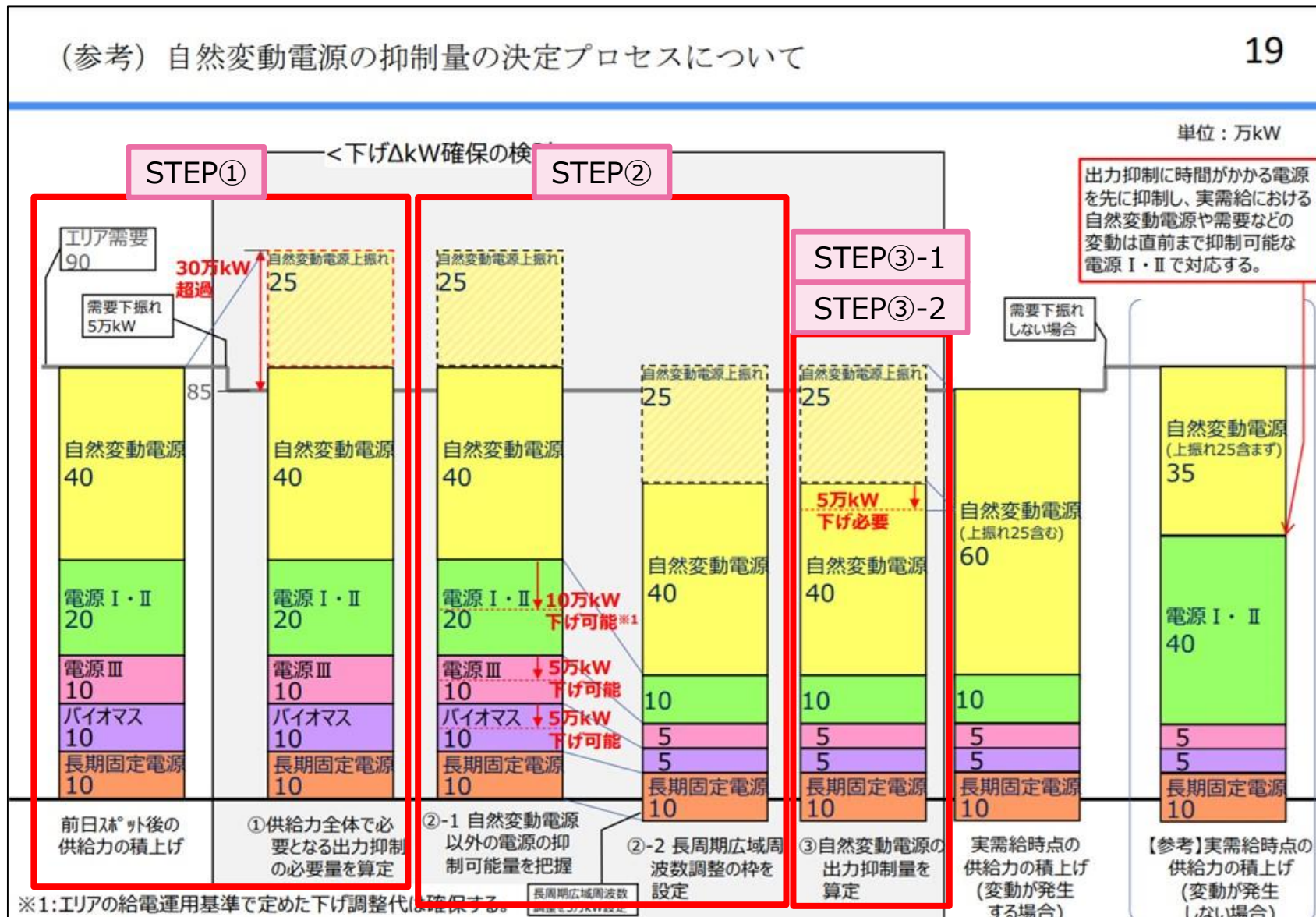
1. 調整力の定義
2. 優先給電ルールに基づく再エネ抑制
3. 再エネ抑制を回避する下げ調整の価値
4. まとめ

- 優先給電ルールに基づく再エネ抑制は、オフライン事業者には前日の17時頃に、オンライン事業者には実需給の2時間前頃に抑制指示が出されることとなっている。
- そのため、再エネ抑制を回避する下げ調整は、GCから実需給までの予測誤差に対応する（GC時点の ΔkW 確保を行う）通常の調整力とは異なる性質となるため、改めて再エネ抑制をどのように行うのか、その仕組みから深掘りした。



- 優先給電ルールに基づく再エネ抑制は、前日計画段階で需給バランスを策定し、また、「電源Ⅲ（火力電源等）」、「バイオマス」の出力制御をしたうえで、なお、下げ代不足時に「再エネ（自然変動電源）」の出力制御を実施するものとなる。





(下げ調整力が不足する場合の措置)

第174条 一般送配電事業者は、前条の措置を講じても一般送配電事業者の供給区域の電気の余剰を解消できず、下げ調整力不足又は下げ調整力不足の発生するおそれがあると判断した場合には、次の各号の順位にしたがって同号に掲げる措置を講じる。

一 一般送配電事業者及び配電事業者からオンラインで調整できない次のアからウまでに掲げる方法(第3号から第5号まで及び第7号に掲げる方法を除く。)

ア 火力電源等(出力制御が困難な電源及び下げ調整力不足の解消への効果が低い電源は除く。以下同じ。)の発電設備等の出力抑制

イ 揚水発電設備の揚水運転

ウ 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

二 長周期広域周波数調整

三 バイオマスの専焼電源(ただし、次号の地域資源バイオマス電源を除く。以下同じ。)の出力抑制

四 地域資源バイオマス電源の出力抑制

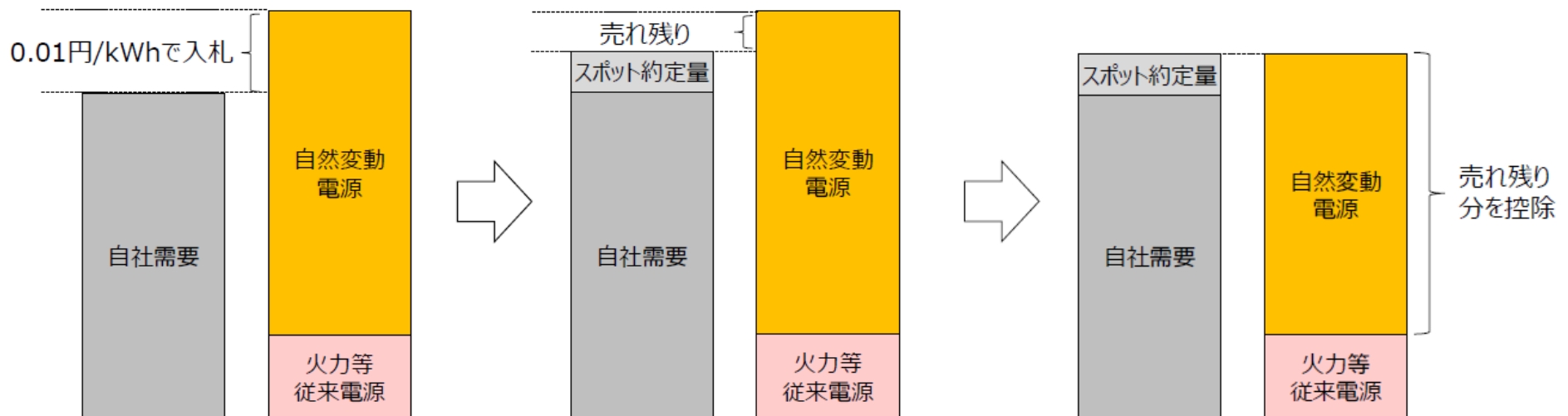
五 自然変動電源の出力抑制

六 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

七 長期固定電源の出力抑制

- このとき、再エネ抑制の原因となる余剰インバランスの発生要因としては、前日スポット市場の約定価格が0.01円/kWhになっていることから、予測誤差が主要因ではなく、計画値同時同量上の別要因が考えられる。
- 具体的には、FIT特例①（小売事業者買取）・FIT特例③（一般送配電事業者買取）に関しては、発電計画について一般送配電事業者から通知された値を用いるものの、前日スポット市場で売れ残った場合※、売れ残り分を控除して同時同量計画を策定する制度となっており、見かけ上抑制されていても（同時同量が達成されていても）、実需給断面における余剰インバランスが、再エネの上振れ・需要下振れ関係なく（予測が合っていても）発生する制度となっている。
- また、このときFIP電源については、プロラタ按分で未約定（売れ残り）となった分について、相対等で他の売電先を見つけない限り、同時同量計画に織り込めない（事業者自ら抑制する）こととなる。

※ 最低入札価格である0.01円/kWhで入札したとしても、同価格の売札量が買札量を上回った場合、約定はプロラタ按分となり売れ残りが発生する（エリアプライス0.01円/kWhの時、発生している事象）



1. 概要

19

- このため、出力抑制が予測される状況下では、小売電気事業者が自社需要を超える分をスポット市場に0.01円/kWhで入札しても、売れ残る可能性が高く、供給力が過大となります。
また、FIT特例①では自然変動電源の発電計画値は一般送配電事業者が通知をおこなうため、小売電気事業者が発電計画値を変更することができず、計画内不一致が発生してしまいます。
- 以上の背景を踏まえて、2019年6月資源エネルギー庁の第19回電力・ガス基本政策小委員会において、**「小売電気事業者が、FIT特例①の自然変動電源の発電計画値を、売れ残りを控除した計画に変更する」**ことが定められました。
これに合わせて、広域機関システムでは、小売電気事業者がFIT特例①の発電計画値を変更できるよう改修をおこないます。
- そこで、再エネ抑制が発生しているエリアに係わらず**FIT特例①の自然変動電源を買取している（または買取を検討される）全ての小売電気事業者さま**に対し、2020年4月より実施するFIT特例①の計画提出の運用変更について定めましたので、ご説明いたします。

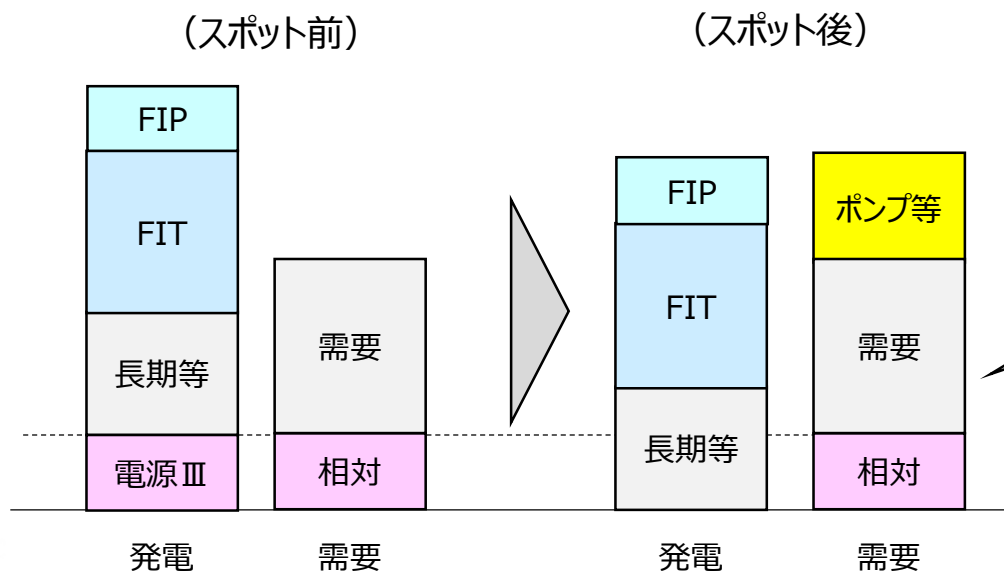
1. 調整力の定義
2. 優先給電ルールに基づく再エネ抑制
3. 再エネ抑制を回避する下げ調整の価値
4. まとめ

- 前述のとおり、需給調整市場においてはGC以降の調整力調達および調整力運用を行っており、卸電力市場での取引や優先給電ルールに基づく再エネ抑制はGC以前の需給を一致（同時同量達成）させるための調達と運用を行っている（調達と運用は一体）と考えられる。
- これらの構図を踏まえると、下げ調整として捉えることができる事象としては、以下の3つが挙げられる。
- 具体的には、「GC以前の同時同量を達成するために、計画時点において電源Ⅲや再エネを抑制するもの（①）」、「GC以降の余剰インバランスに対応するための余力（ ΔkW ）をあらかじめ確保しておくもの（②）」、「GC以降の実需給断面において発生した余剰インバランスに対する出力制御（③）」となる。
- 以降で、これら3つの下げ調整の価値について、深掘り検討を行った。

	調達	運用
GC以前 (卸電力市場や 優先給電ルール等)	①同時同量達成のための抑制	
GC～実需給 (需給調整市場)	②余剰インバランスに対応するための余力確保	③余剰インバランスに対する出力制御

- 下げ代が不足するような需給状況においては供給過剰となっていることから、前日スポット市場における約定価格は最低価格（0.01円/kWh）付近で約定されると想定され、このような場合、発電コストが少なからず生じる電源Ⅲを有する事業者は、前日スポット市場から供給力を調達し、自身の電源Ⅲの供給力と差し替えることが経済合理的な行動になると考えられる。
- また、揚水発電や蓄電池を有する事業者は前日スポット市場からの買い入札によりポンプや充電を行うことで、安価に供給力を蓄えることができ、約定価格が高いと考えられる時間帯に発電することで収益を得られることとなる。
- このような経済合理的な電源Ⅲ抑制やポンプ等が行われることで、前述の制度上発生しうるFIT余剰インバランスや未約定となるFIP電源を減少させたうえで、それでもなお供給余剰となる場合に、優先給電ルールによる電源Ⅲや再エネの抑制が行われることが制度上望ましいと考えられる。

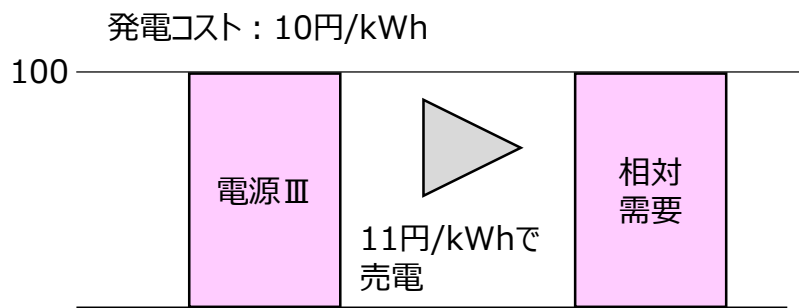
【経済合理的行動に基づく前日スポット約定結果】



供給過剰の場合、卸市場の約定価格が安いため、電源Ⅲ供給力の差し替えやポンプ等による需要創出を行うことが経済合理的

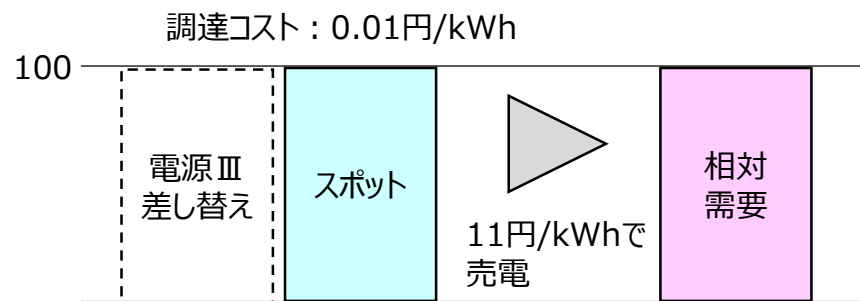
- 通常、発電コスト10円/kWhの電源Ⅲを用いて、相対需要（100kWh）に供給（11円/kWhで売電）していると仮定すると、発電事業者は、100円の利益を得ることができる。
- 他方で、供給過剰となり、前日スポット市場が最低価格付近で約定すると見込まれる場合、発電事業者は自身の電源Ⅲを停止（抑制）し、前日スポット市場から調達した供給力を相対需要に供給することで、発電事業者自身の利益が最大化される。

【通常の電源Ⅲの電力売買】



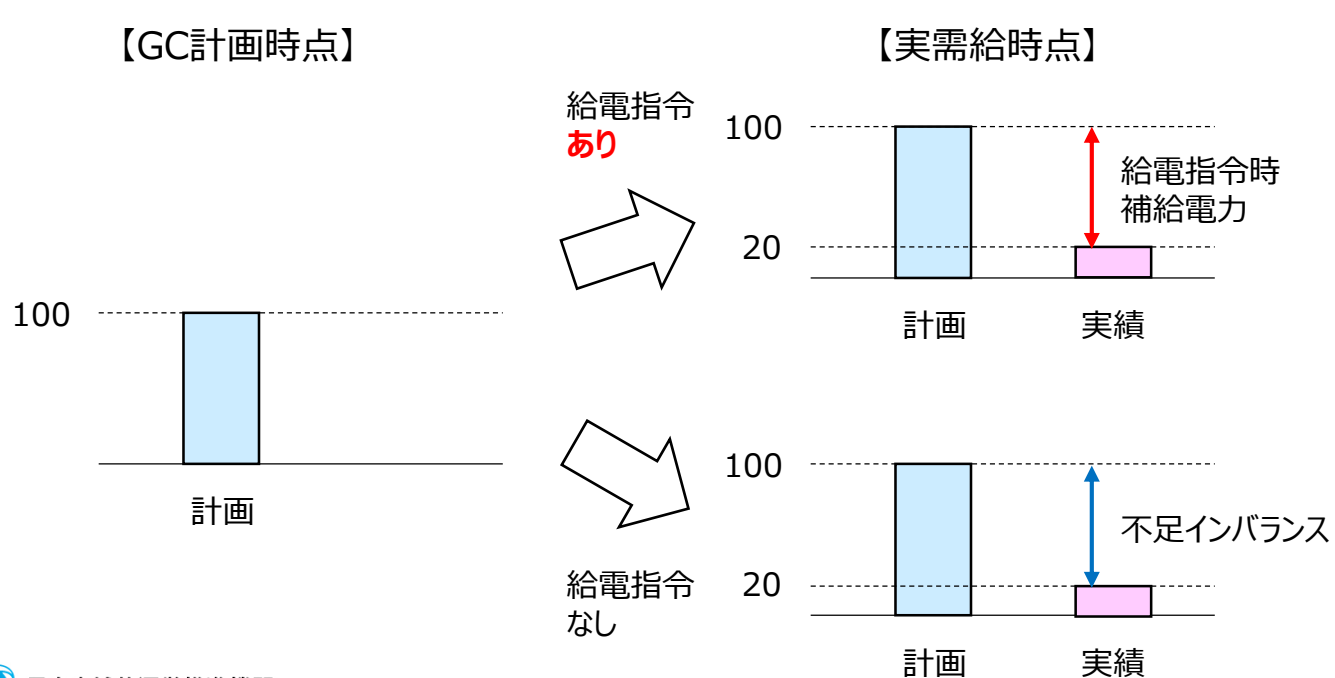
支出： $100 \times 10 = 1000$
収入： $100 \times 11 = 1100$
合計： $1,100 - 1,000 = +100$ 円

【供給過剰時の電源Ⅲの電力売買】



支出： $100 \times 0.01 = 1$
収入： $100 \times 11 = 1100$
合計： $1,100 - 1 = +1,099$ 円

- 一方、優先給電ルールにより電源Ⅲや再エネを抑制する場合、一般送配電事業者から発電事業者への給電指令によって出力抑制を行うこととなっている。
- この際、発電事業者は自身の発電計画を変更する必要はなく、つまりは、給電指令により、計画と実績の不一致が発生する状態となるが、これらはインバランスではなく、給電指令時補給電力として計上する仕組みとなっている。
- 給電指令時補給電力に対する精算に関しては、給電指令時補給電力料金単価を適用することとなっており、この給電指令時補給電力料金単価としては通常、インバランス精算単価を適用することとなっているため、精算にのみ着目すれば、インバランス精算時と同じ金額を精算していることとなっている。



【精算時点】
※ インバランス精算単価を10円/kWhとする

給電指令時補給電力
× 給電指令時補給電力単価
= 給電指令時補給電力
× インバランス精算単価
= 80 × 10 = 800
(事業者からTSOへ支払い)

インバランス量
× インバランス精算単価
= 80 × 10 = 800
(事業者からTSOへ支払い)

- 通常のインバランス精算単価は、実際に発動された調整力の限界費用（不足時は上げ調整単価の最大値、余剰時は下げ調整単価の最低値）を適用することとなっているが、優先給電ルールが適用されるような状況においては、別の考え方にに基づき、インバランス精算単価が算定される。
- 具体的には、系統余剰かつ優先給電ルールにより電源Ⅲを抑制した場合、電源Ⅲを調整電源と見做して、その下げ調整単価をインバランス精算単価とすることが適当であるものの、電源Ⅲ価格をタイムリーに把握することが困難であることから、電源Ⅲ抑制時のインバランス精算単価はすべての調整電源※の下げ調整単価の最低値としている。
- また、系統余剰かつ再エネの出力抑制が行われている場合は、実質的に限界費用0円/kWhの再エネを抑制していると見做すことが適当であることから、インバランス精算単価は0円/kWhを適用することとなっている。

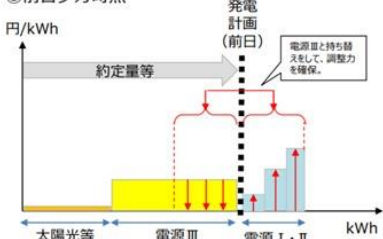
※ 通常の余剰インバランスにおいては、実際に発動された下げ調整力のうちの最低値がインバランス精算単価となる点異なる

電源Ⅲ抑制時のインバランス料金

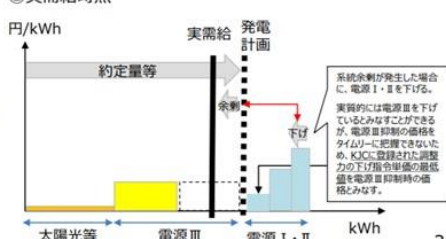
- 太陽光等の出力抑制には至らないまでも、優先給電ルールにより、一般送配電事業者からの指令によって、オフラインの火力等の出力を計画値から下げる場合がある（電源Ⅲ抑制）。
 - 例) 下げ代を確保するために電源Ⅰ・Ⅱとの持ち替えを行うケースなど（下図）
- このような状況において、系統余剰が発生した場合、持ち替えた電源Ⅰ・Ⅱを下げることとなるが、実質的には、電源Ⅲを下げているとみなすことができる。したがって、その電源Ⅲの下げkWh価格をインバランス料金に反映させるのが適当であるが、電源Ⅲの価格をタイムリーに把握することは困難であるため、以下のとおりとする。
 - ✓ 電源Ⅲ抑制実施エリアを含む広域ブロック内のインバランス料金は、広域需給調整システム（KJC）に登録された調整力の下げ指令単価の最低値とする。
 - ✓ 系統余剰/系統不足の判断は、KJC運用時の指令量に基づいて判断する。
 - ✓ 広域ブロックは、KJCの運用に基づく分断の判定により定義する。

系統余剰時の電源Ⅲ抑制実施時におけるインバランス料金について

① 前日夕方時点

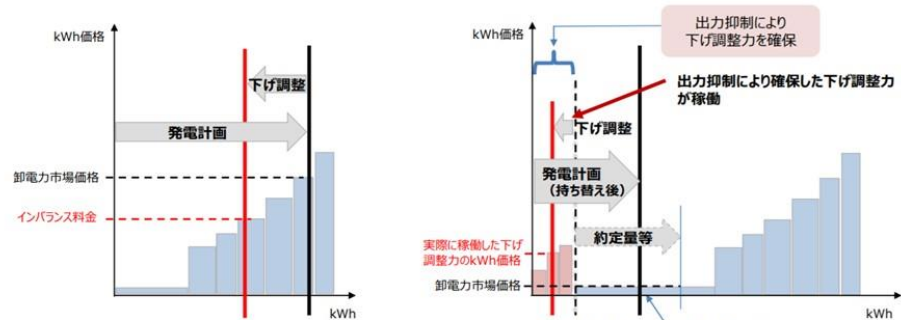


② 実需給時点



太陽光等の出力抑制時のインバランス料金

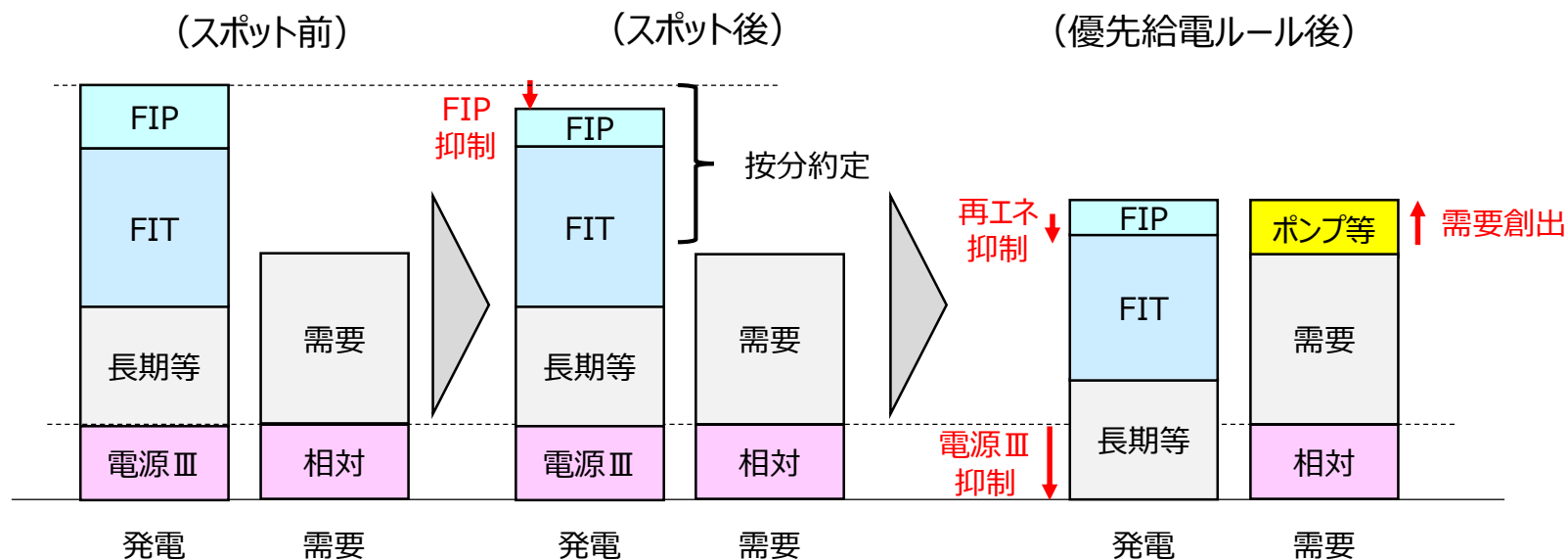
- 太陽光・風力の出力抑制が行われているコマにおける系統余剰の発生は、実質的に限界費用0円/kWhの太陽光等を下げていると見なすことが適当であると考えられる。したがって、太陽光等の出力抑制が行われているコマで系統余剰となった場合については、実際に稼働した調整力のkWh価格を引用するのではなく、インバランス料金を0円/kWhとする。
 - ✓ 太陽光等の出力抑制実施エリアを含む広域ブロック内のインバランス料金を0円/kWhを適用する。
 - ✓ 系統余剰/系統不足の判断は、広域需給調整システム（KJC）運用時の指令量に基づいて判断する。
 - ✓ 広域ブロックは、KJCの運用に基づく分断の判定により定義する。



注) 太陽光・風力の出力抑制が行われているコマでは、限界費用0円/kWhの太陽光等を抑制して火力等の調整電源との持ち替えを行い、下げ調整力を確保している。

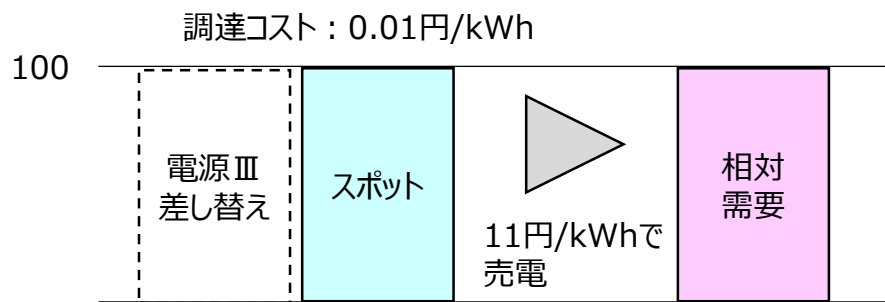
- つまり、系統余剰かつ再エネの抑制が行われる状況においては、インバランス精算単価が0円/kWhとなることから、電源Ⅲやポンプ等（調整電源を除く）においては、前日スポット市場で自ら差し替えやポンプ等を行うより、優先給電ルールによる抑制を受ける（相対契約に基づく発電計画のままにしておく等）方が僅かではあるものの経済合理的な行動となると考えられる。
- このようななか、GC以前の同時同量達成のための抑制（優先給電ルールによる抑制）に対し、単純に新たな価値を与える、つまり、抑制によって発電事業者が対価を得られるとすると、ゲーミング（抑制時に対価が貰えることを期待して逆に高出力の計画にする等）ならびに更なるFIP電源の未約定（抑制）を誘発すると考えられる。
- このため、こういったGC以前の同時同量達成のための抑制（下げ調整）に対する価値については、丁寧な議論が必要になると考えられる。

【優先給電ルールによる抑制を期待した前日スポット市場約定結果】



- 前述のとおり、前日スポット市場が最低価格付近で約定すると見込まれる場合、発電事業者は電源Ⅲを差し替えることが経済合理的であるところ。
- 他方で、再エネ抑制された場合、給電指令時補給電力単価 (= インバランス精算単価) は0円/kWhとなるため、僅かではあるものの、前日スポット市場での差し替えより、給電指令時補給電力を受ける方が経済合理的となる。

【供給過剰時の電源Ⅲの電力売買】



支出 : $100 \times 0.01 = 1$
 収入 : $100 \times 11 = 1,100$
 合計 : $1,100 - 1 = \mathbf{+1,099円}$

【給電指令時の電源Ⅲの電力売買】



支出 : $100 \times 0 = 0$
 収入 : $100 \times 11 = 1,100$
 合計 : $1,100 - 0 = \mathbf{+1,100円}$

- 現行の給電指令において、こうした下げ調整に対して価値を与える、例えば給電指令時補給電力単価にネガティブプライスを適用すると、給電指令を受けた発電事業者は給電指令による収入を得ることができる。
- 前述の電源Ⅲにおいては、利益は更に拡大することとなり、そうなると、卸電力市場（電源差し替え先）がネガティブプライスでない限り、発電事業者としては、給電指令による補給を期待した行動（抑制時に対価が貰えることを期待して逆に高出力の計画にする等）をとるものと考えられる。
- このため、こういった下げ調整に対する価値については、丁寧な議論が必要になると考えられる。

【現状の給電指令時の電源Ⅲの電力売買】



支出：100×0 = 0
 収入：100×11 = 1100
 合計：1,100 - 0 = **+1,100円**

【ネガティブプライスとした給電指令時の電源Ⅲの電力売買】



支出：100×▲0.1 = ▲10
 収入：100×11 = 1100
 合計：1,100 - (▲10) = **+1,110円**

- 続いて、GC以前の計画において同時同量が達成される前提で、GC以降の余剰インバランスに対応するための余力（下げ Δ kW）を需給調整市場で調達するスキームを検討した。
- GC以降の下げ Δ kW（下げ調整力）を確保する場合、調整電源の抑制代や揚水ポンプのポンプ代（言い換えると見かけ上の需要の上げ代）等が考えられる一方、 Δ kW価値とはGC時点で出力を調整できる状態で確保すること、言い換えれば同時同量計画上、余力が存在する状態であることが必要となる。
- つまり、調整電源であれば最低出力よりも高い計画値、揚水ポンプ等であればポンプ運転をしない計画であることが条件となり、計画時点における供給余剰を促すこととなり、再エネ抑制を行うような下げ代不足時にGC以降の下げ Δ kW（下げ調整力）を確保※することは、逆に再エネ抑制量増加に繋がると考えられる。

※ エリアの給電運用上、最低限必要な下げ代は確保しているが、これは時間内変動対応（GF・LFC）のものであり、再エネ抑制の原因となる余剰インバランス対応（EDC）のものではない

【下げ Δ kWを確保しない場合】

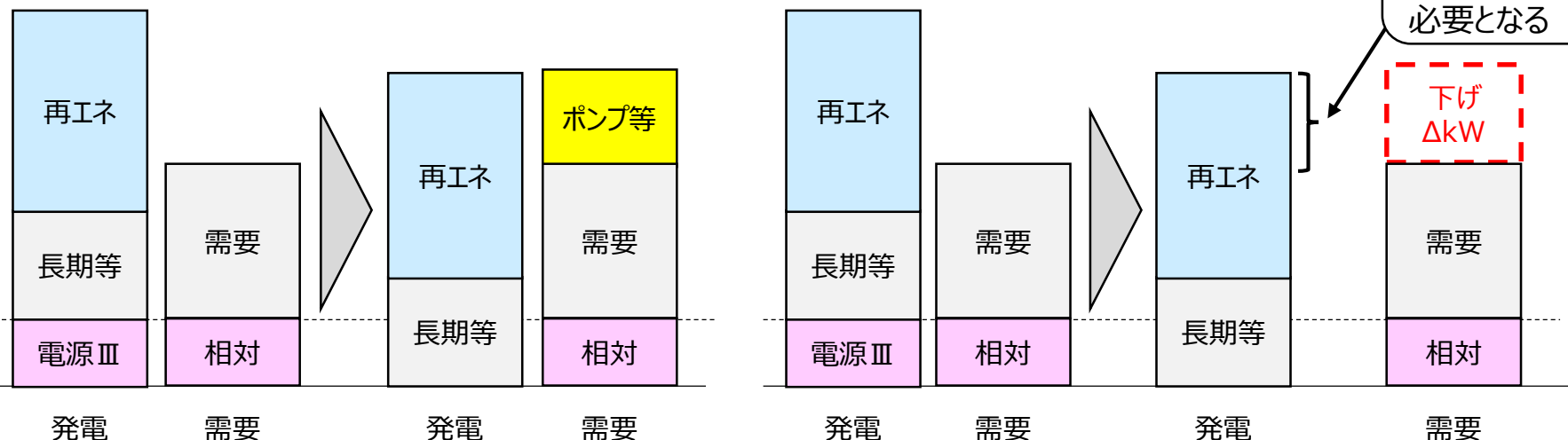
【下げ Δ kWを確保する場合】

(スポット前)

(GC時点)

(スポット前)

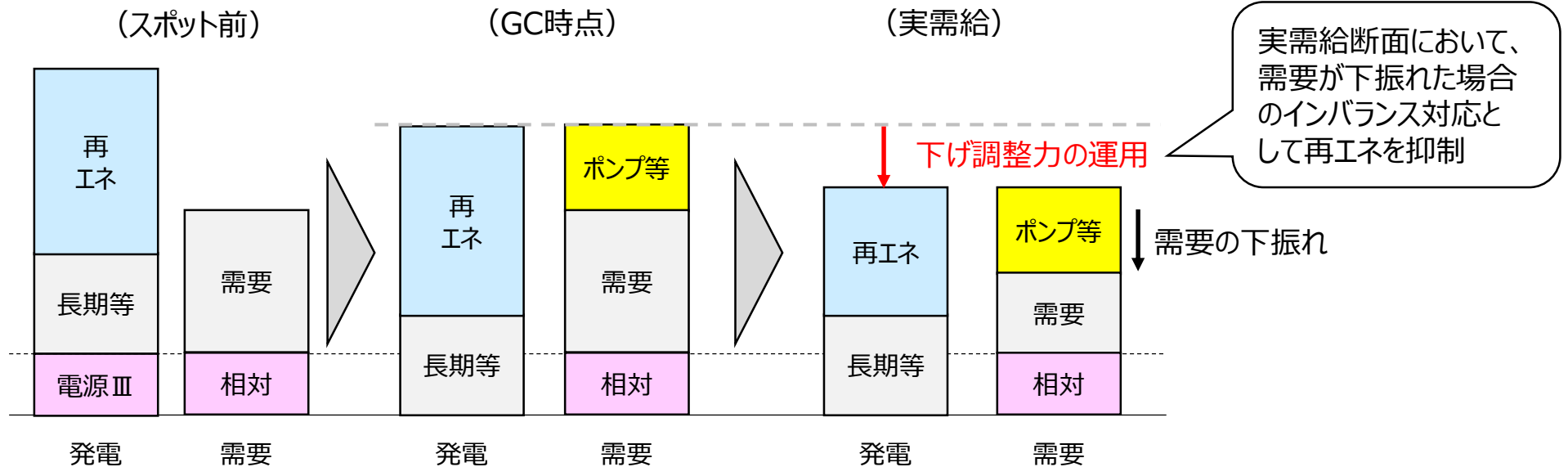
(GC時点)



下げ Δ kWをポンプで調達した結果、計画時点で供給余剰となり再エネの抑制が必要となる

下げ Δ kW

- 最後に、GC以降の余剰インバランスに対する出力制御（下げ調整kWh）については、現状の需給調整市場でも調達しておらず、電源Ⅱ契約（2024年度以降は余力活用契約）により実施しているところ。
- この点、リソース種別（火力、再エネなど）で区別しているわけではなく、機能（EDCやLFC）を有しているかどうかのみで契約していることから、FIT電源を除く再エネをGC以降の下げ調整力（kWh）として活用することは、現状でも可能である（上げ調整力としての活用も可能）。
- これらを踏まえると、再エネ（FIT電源を除く）が調整力kWh市場に参加し、下げ調整力（上げ調整力も含む）を供出することは、活用可能リソース増加による信頼度向上や調整費用低減に寄与すると考えられる（期待できる）のではないかと。



中長期対策① 変動再エネ（風力・太陽光）の調整力としての活用

- 需給調整市場では、上げ調整力を調達することと整理されており、下げ調整力については、2024年度以降は余力活用契約により確保される見込み。
- また、現状、変動再エネは、下げ調整力が不足する場合に、優先給電ルールに従って、火力の制御や揚水・連系線の最大活用を行った上で、出力制御されることとなっている。
- 他方で、海外では、変動再エネを上げ下げ両方の調整力として活用している事例も存在する。 ※例えば、スペインでは、必要な調整力の7%を風力が供出（2021年）したとの報告もある。
- 今後、変動再エネの増加に伴い、必要な調整力量も増加していくと考えられるところ、変動再エネを調整力として活用することについて、社会的なコストも踏まえ、どのように考えるか。
- 例えば、出力制御が生じている断面では、スポット価格が0.01円となっている中、これに対する下げ調整力の価値をどのように評価するか。
- また、下げ調整力のみで価値付けすることは、過度な社会コストの増加や安定供給の観点を踏まえれば、上げ下げ両方の調整力を持つことが必要ではないか。

- FIT電源による需給調整取引については、買取義務者に認められていない電気の供給・使用方法となっているため、調整力の運用（調整力kWh市場での活用）は現状では不可となっている。

【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、FIT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FIT電源の参入可否について検討するとともに、市場とFIT制度の双方からの価値二重取りにならないよう、FIT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FIT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FIT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。**

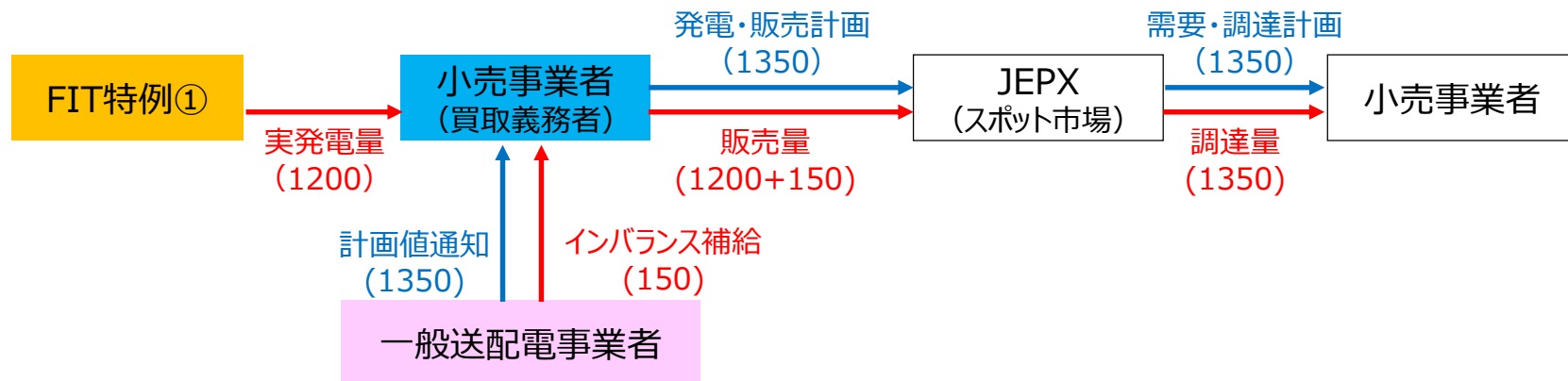
＜各FIT電源が参入選択可能な市場（案）＞

	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非化石証書を取引	× ※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	○	○ ※証書の種類は要検討	(案) × ※FIT電源は一律不可	(案) ○ ※リクワイアメントを満たせば可
FIT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、FIT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、「FIT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、FIT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、FIT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FIT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) FIT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、FIT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、FIT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FIT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

25

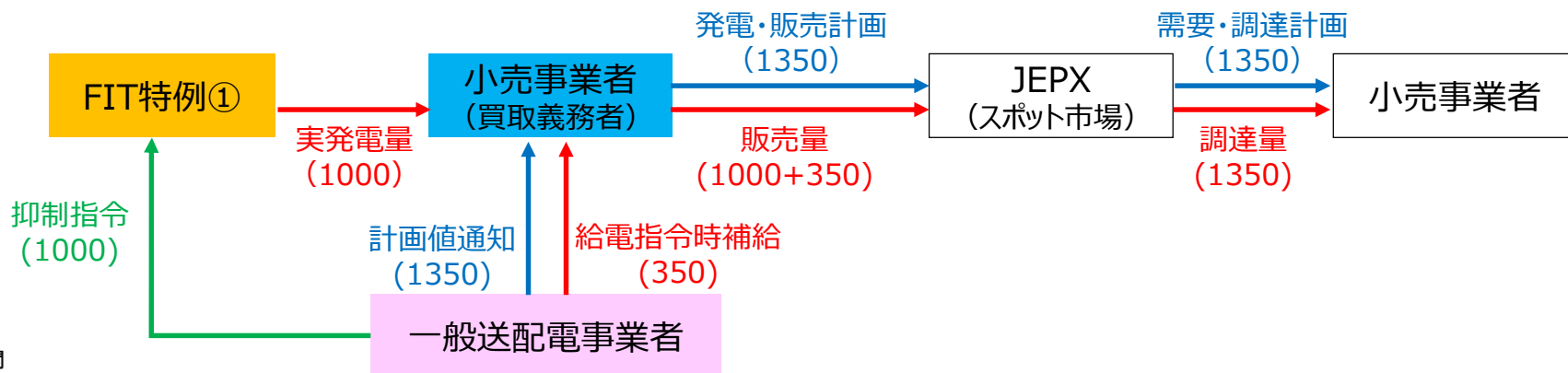
【平常時（不足インバランス発生）のFIT特例①の計画および実績（イメージ）】

小売事業者（買取義務者）が一般送配電事業者から通知された計画値に基づいて、発電・販売計画を代行作成するため、FIT電源を直接制御するわけではなく、調整力としての運用はできない



【再エネ抑制時のFIT特例①の計画および実績（イメージ）】

再エネ抑制時には、FIT電源に直接抑制指令を出す一方で、小売事業者（買取義務者）に対しては、給電指令時補給を適用する



- また、現状、実需給における下げ調整力の運用は、電源Ⅱ契約（2024年度以降は余力活用契約）に基づいて実施されている。
- 余力活用における下げ調整力の運用に関しては、以下の要件となっており、リソースを特定したものではないことから、要件さえ満たせば、再エネ（FIT電源を除く）であっても、下げ調整力の運用は可能である。
- なお、現状においては、下げ調整単価（V2単価）の最低値は0.00円/kWhであり、再エネが下げ調整力の運用に参加するメリットは少ないとも考えられ、この対応として、V2単価にネガティブプライスを導入することも考えられる。
- 他方、現行のインバランス精算単価は調整力単価を参照することから、インバランス精算単価がネガティブプライスになる可能性や、卸電力市場における議論※1等も踏まえ、丁寧な検討が必要になると考えられる。

※1 国においても、卸電力市場におけるネガティブプライスについて示唆されている

【余力活用における調整力の運用】

項目	条件等	備考
区分	上げ/下げ	下げ調整のみの参加も可能※2
機能	商品要件による	余力提供計画の範囲内で出力増減に応じる必要あり
回線	商品要件による	—
V2単価の最低値	0.00円/kWh	ネガティブプライスの設定は不可

※2 リスト・パターンの場合、システム制約により、当面の間、下げ調整力の余力活用契約の締結は不可

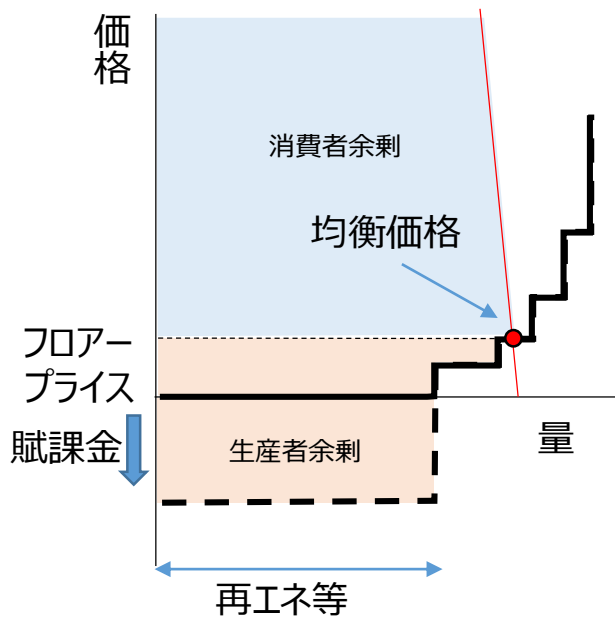
- また、前述の再エネ抑制構図を踏まえると、卸電力市場へのネガティブプライス導入の方が「①同時同量達成のための抑制」に対する効果が高いとも考えられる。

中長期対策② 価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

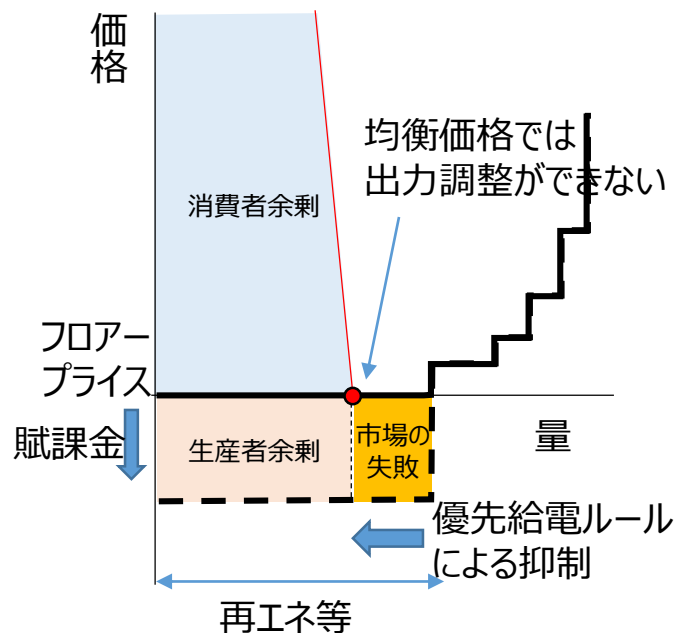
- 再エネの出力制御が行われる時間帯は、電力の供給量が需要量を上回っており、通常、卸電力市場（前日スポット取引）における約定価格は、ほぼゼロ円である。
- 現状では、市場価格がゼロ円であっても、それを需要家が享受できる小売料金メニューが完全市場連動メニューに限られるため、需要増加には寄与しておらず、需要創出に繋がる小売料金メニューの出現が期待される。
- なお、海外においては、卸電力市場において「マイナス」の価格（ネガティブプライス）での取引が行われる仕組みとなっている例もある。ネガティブプライスは、供給側に対して供給ディスインセンティブを持たせ自発的な出力調整を促すとともに、需要側に対して適切に料金に反映されれば電力の消費インセンティブを持たせる効果もあると考えられる。
- ただし、ネガティブプライスについては、日本においても導入を求める声もあるが、電力取引に係る大きな考え方の変更となるため、様々な論点（※）について、詳細・丁寧な検討が不可欠。
※例えば、ネガティブプライスをつけているコマのみならず、もう少し広い時間幅で見たときに、電力需給にどのような影響を与えられるか、短時間に供給量を調整することが困難な電源の扱いや、取引上の基本概念の変更による関連諸制度（インバランス料金制度、FIT・FIP制度、容量市場等含む各種制度）との整合性など。
- また、別途、卸電力市場価格以外の価格面の要素として、系統設備コスト等の固定費が大宗を占める託送料金などの存在も指摘されている。このうち、託送料金については、2023年4月から、再エネの出力抑制の時間帯に需要をシフトした場合は割引が適用されるようにピークシフト割引の時間帯が見直しされている。このため、まずはその効果を見極めながら、中長期的な観点から、必要に応じ、より一層のインセンティブ等を持たせることも考えられるのではないかと。

- 現行制度（前日スポット市場の下限価格が0.01円）で優先給電ルールが実施される状況は、市場で需給一致となる均衡点が見つからず、消費者余剰と生産者余剰が最大になっていないことを指している。
- ネガティブプライス導入で、需給一致の均衡点が見つかる（=消費者余剰と生産者余剰が最大）ことに加え、揚水上げDR等の需要増により、結果的に再エネ抑制（不落）量の減少（再エネの最大限活用）にも繋がる可能性。

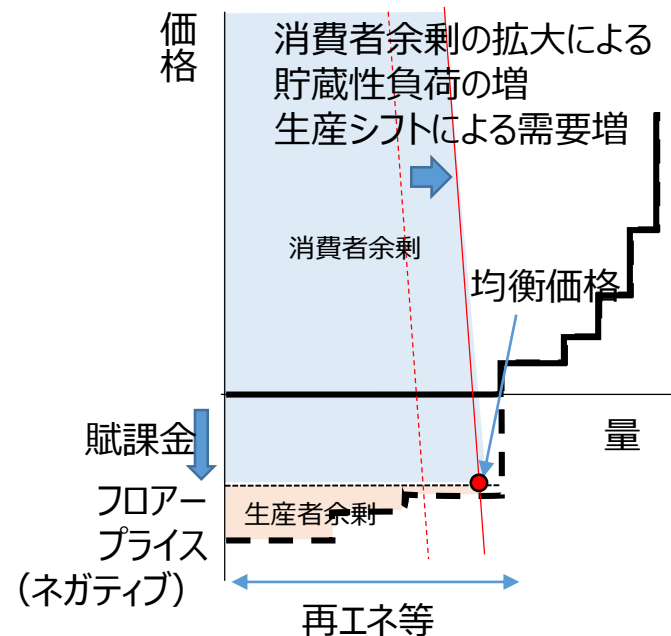
①供給力余剰がない場合、
賦課金があっても均衡価格は
見つかる



②供給力余剰があり、0円が
下限の場合、出力を抑制
する対象が見つからず、市場
で需給一致は実現しない



③供給力余剰があり、下限が
十分にネガティブである場合、
自ら停止する電源や需要増
が現れる



1. 調整力の定義
2. 優先給電ルールに基づく再エネ抑制
3. 再エネ抑制を回避する下げ調整の価値
4. まとめ

■ 「下げ調整の価値」としては、以下の3つが考えられ、それぞれに対し検討した結果は以下のとおり。

	調達	運用
GC以前 (卸電力市場や 優先給電ルール等)	①同時同量達成のための抑制	
GC~実需給 (需給調整市場)	②余剰インバランスに対応するための余力確保	③余剰インバランスに対する出力制御

- ① GC以前の同時同量達成のための抑制（優先給電ルールによる抑制）に対して、発電事業者が対価を得られるとすると、ゲーミングならびに更なるFIT電源の未約定（抑制）を誘発すると考えられることから、こういったGC以前の同時同量達成のための抑制（下げ調整）に対する価値については、丁寧な議論が必要
- ② GC以降の下げ Δ kW（下げ調整力）を確保する場合、調整電源の抑制代や揚水ポンプのポンプ代（言い換えると見かけ上の需要の上げ代）等にて確保することとなり、計画時点における供給余剰を促すこととなり、再エネ抑制量増加に繋がる
- ③ FIT電源を除く再エネが、下げ調整力（調整力kWh市場）に参加することは、現行の余力活用契約でも可能となっており、活用可能リソースの増加による信頼度向上や調整費用低減に寄与すると考えられる（期待できる）のではないかと

■ 上記を踏まえ、下げ調整の扱い（価値）については、引き続き資源エネルギー庁と連携して検討を進める。