

意見募集結果反映

修正箇所については以下の通り記載

- ページ右上： **修正あり**
- 記載例：「**意見募集**」

三次調整力①の事前審査・アセスメント等に
関する市場設計案について
＜意見募集結果反映（案）＞
（修正履歴版）

2020年6月12日

電力広域的運営推進機関

1. 取引スケジュールについて
2. 事前審査およびアセスメントについて
3. ペナルティについて
4. 精算について
5. その他

1. 取引スケジュールについて
2. 事前審査およびアセスメントについて
3. ペナルティについて
4. 精算について
5. その他

- 三次①の入札受付期間については、**一般送配電事業者から「系統起因による出力抑制等」の通知を前週月曜14時までに実施し、これを踏まえて前週月曜日の14時から前週火曜日の14時までの間に入札することとする。**
- また、**市場参加者が作成する週間計画の提出期限は前週水曜日10時、一般送配電事業者が作成する週間計画の提出期限は定時を基本とする前週木曜日中とする。**

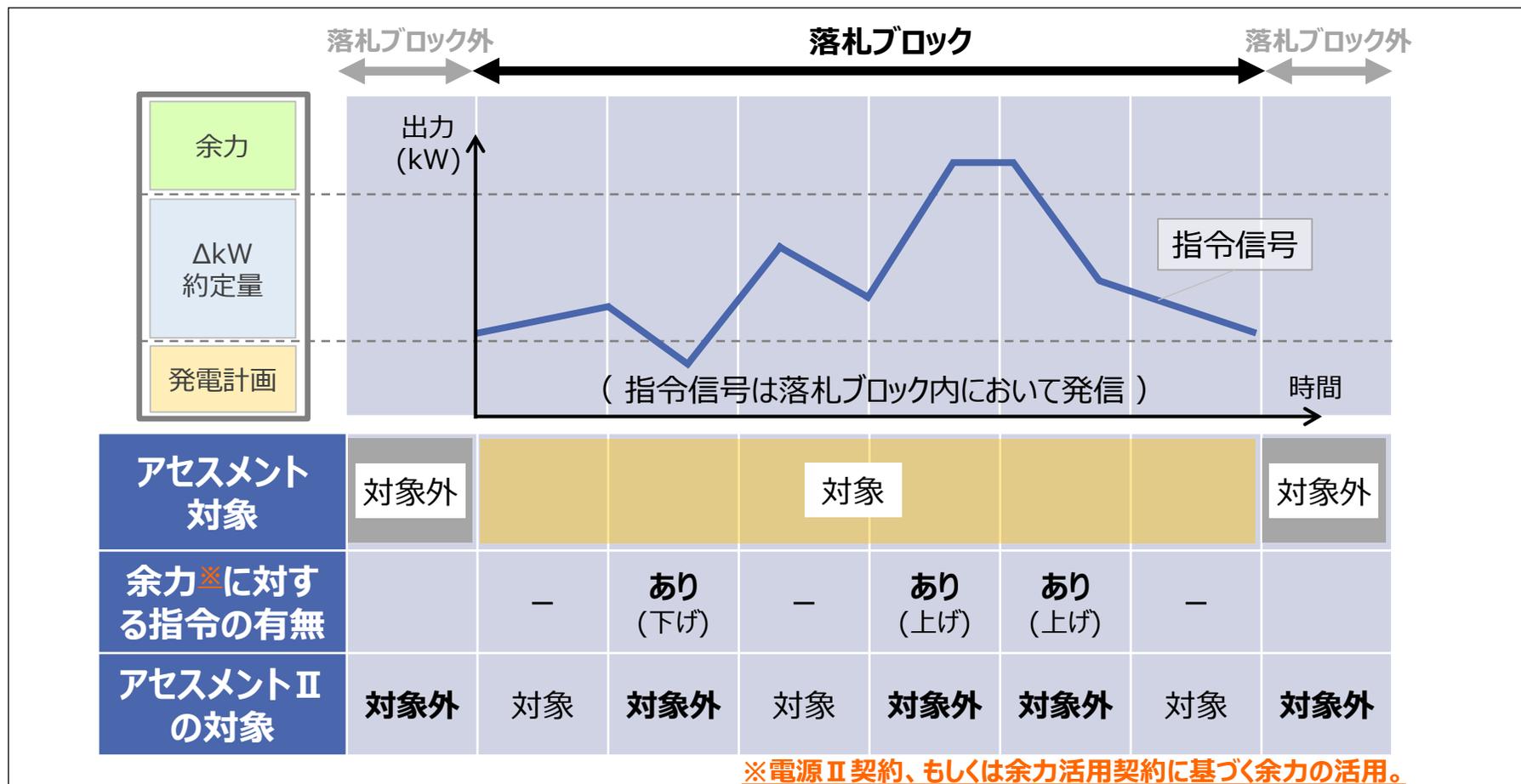
【需給調整市場（三次①）における取引スケジュール】



1. 取引スケジュールについて
2. 事前審査およびアセスメントについて
3. ペナルティについて
4. 精算について
5. その他

- 三次①におけるアセスメントの対象は落札ブロック時間内とする。
- ただし、**余力に対して指令された**コマについてはアセスメントⅡの対象外とする。

【アセスメントの対象】



※電源Ⅱ契約、もしくは余力活用契約に基づく余力の活用。

- 三次①におけるアセスメント I は、三次②と同様、 ΔkW 落札量を供出可能な状態に維持していたかどうかを確認※することとする。

※電源 I・I'については一般送配電事業者が年初に活用を契約している部分は除いた上で ΔkW を確保できているかを確認する。ただし、発動指令電源については小売事業者が活用する場合もあり、この限りではない。

アセスメント I の具体的な実施方法について

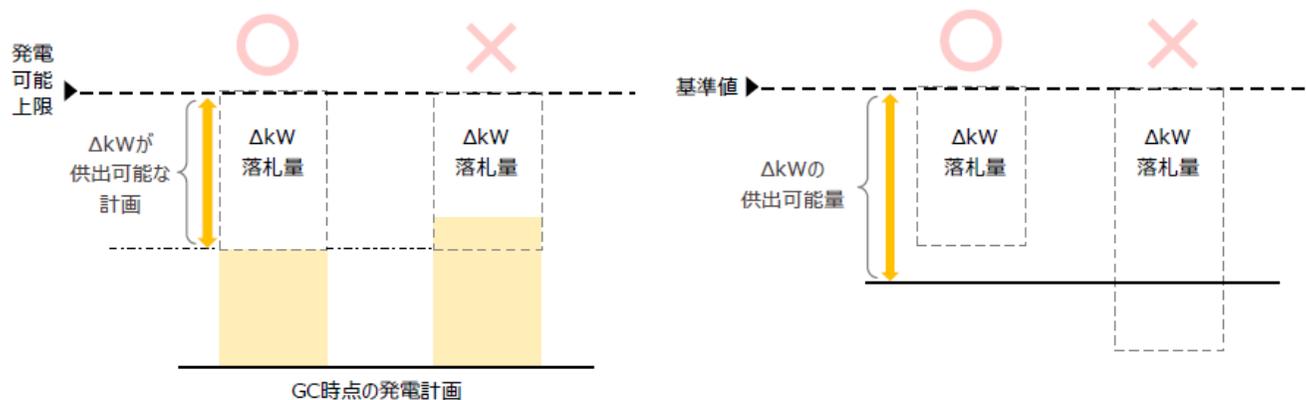
第10回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

25

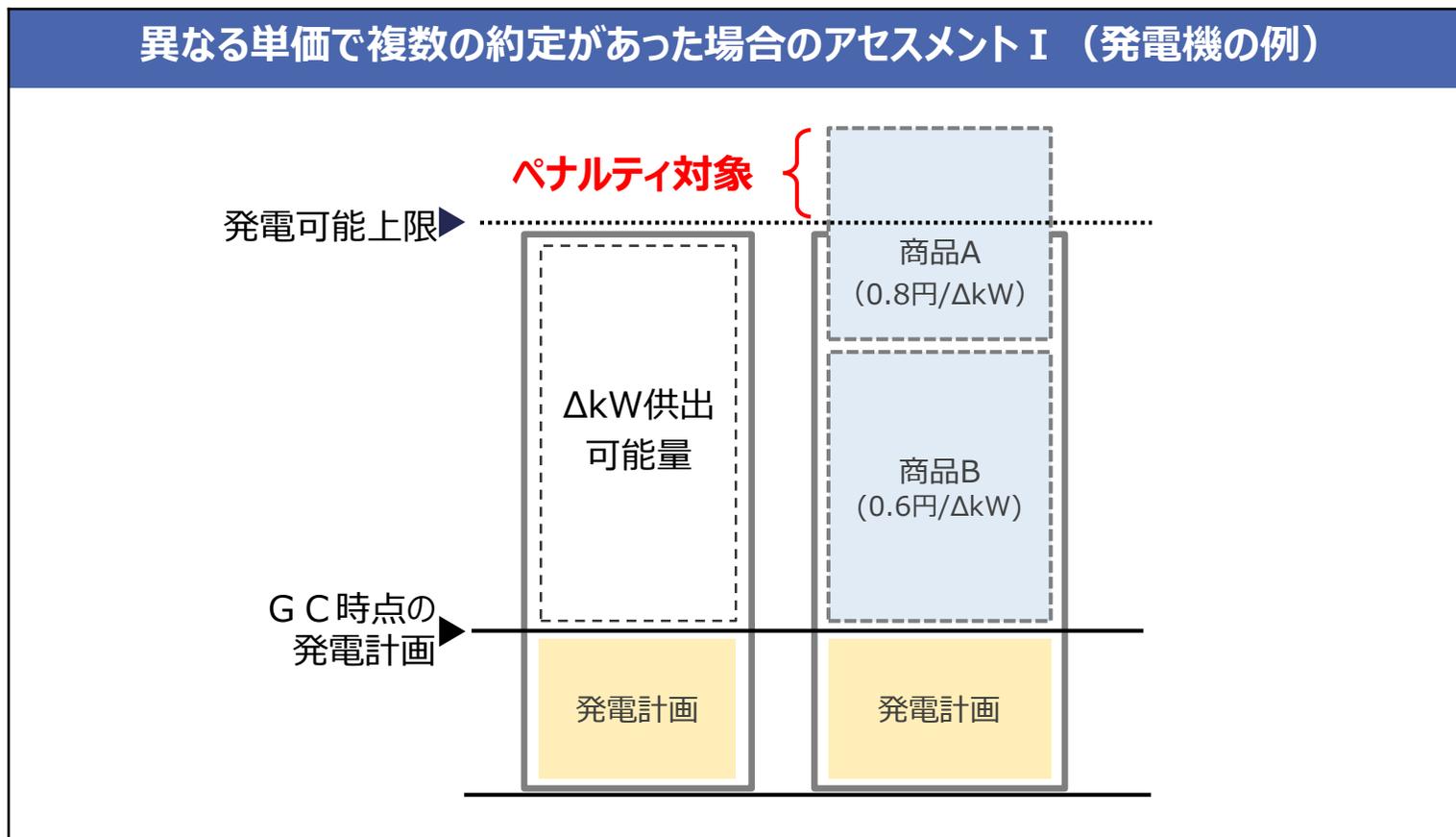
- アセスメント I に関する具体的な実施方法は以下の通り。
- アセスメント I については、精算時に落札された ΔkW の実績について全て確認する。

【アセスメント I のイメージ】

発電機	DSR等
<ul style="list-style-type: none"> ✓ GC時点の発電計画値を確認。 ✓ 発電可能上限値および発電計画値の差分がΔkWの落札量を上回っていることを確認。 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ アグリゲーター単位で設定した基準値と落札量を比較して、リクワイアメントの達成状況を確認 ✓ ΔkW落札量が供出可能量の内数にあることを確認



- 三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合、 ΔkW 単価の安い順にアセスメント I を実施する（ペナルティは ΔkW 単価の高い順に課す）こととし、同一の商品であっても単価の異なる複数の約定があった場合は同様とする。



三次①におけるアセスメントⅡの実施方法について (簡易指令システムを用いて指令を発信する場合)

- 簡易指令システムを用いて指令を発信する場合の三次①におけるアセスメントⅡの実施方法は以下の通り。
※簡易指令システムは中給システムへの接続が実証等において検討されており、現時点で接続可能時期および詳細等は未定。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差 [送電端で確認]
評価間隔	1分 (オンライン)
許容範囲	指令値※1・2から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分毎の全計測点を30分コマ単位で評価し、 許容範囲への滞在率が90%(27/30点) 以上となっていること
中間点	設定無し

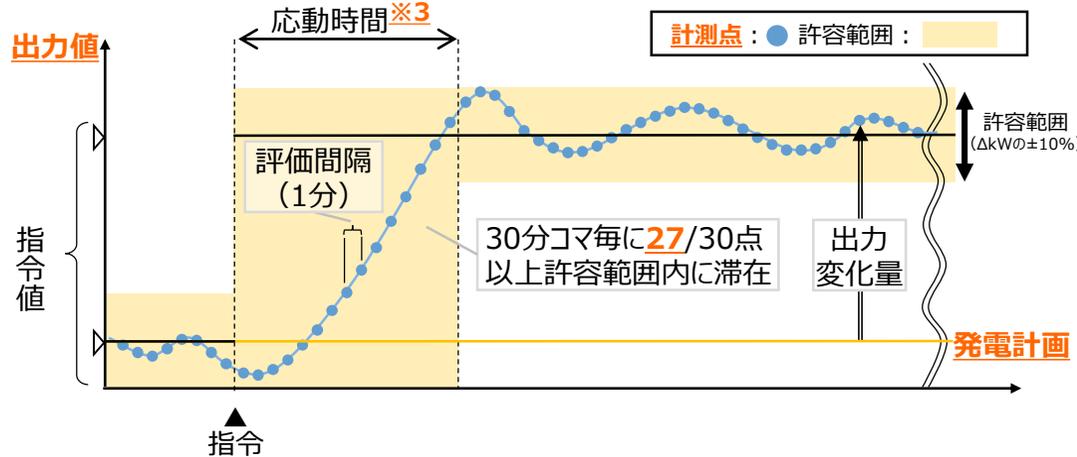
※1：ブロック開始後、最初の指令および出力が変化する場合、指令値ゼロの場合も含めて指令が発信される

※2：実出力値での指令については簡易指令システムの改修が必要

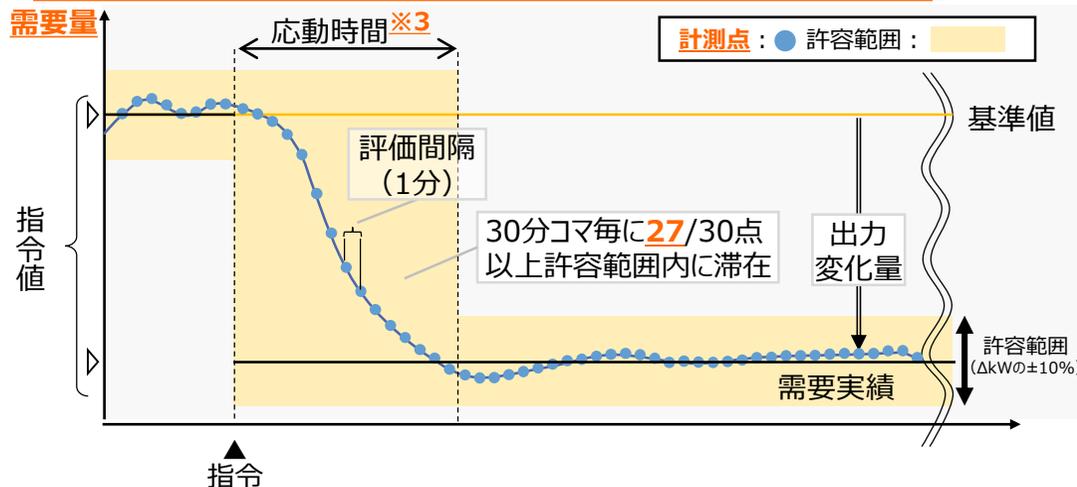
【計測時の基準の考え方】

指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画
出力変化量	基準値

【アセスメントⅡのイメージ（実出力値での指令の例）】



【アセスメントⅡのイメージ（出力変化量での指令の例）】



※3：中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間

三次①におけるアセスメントⅡの実施方法について (専用線を用いて指令を発信する場合)

- 中給システムから専用線を用いて指令を発信する場合の三次①におけるアセスメントⅡの実施方法は以下の通り。
※エリアにより中給システムの仕様が異なるため、詳細については一般送配電事業者が定める取引規程において取り決めることとする。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

項目	実施内容
評価対象	実出力(需要実績)と基準の差 [送電端で確認]
評価間隔	1分 (オンライン)
許容範囲	指令値※1・2・3から落札された ΔkW の $\pm 10\%$
評価方法	1分毎の全計測点を30分コマ単位で評価し、 許容範囲への滞在率が90%(27/30点) 以上となっていること
中間点	設定無し

※1：EDCの演算結果（**演算周期は3分または5分**）にもとづく**発電端での指令値**。EDC演算周期よりも短い間隔で指令発信される場合は、EDC演算周期において最後に出る値をEDC演算結果とする。

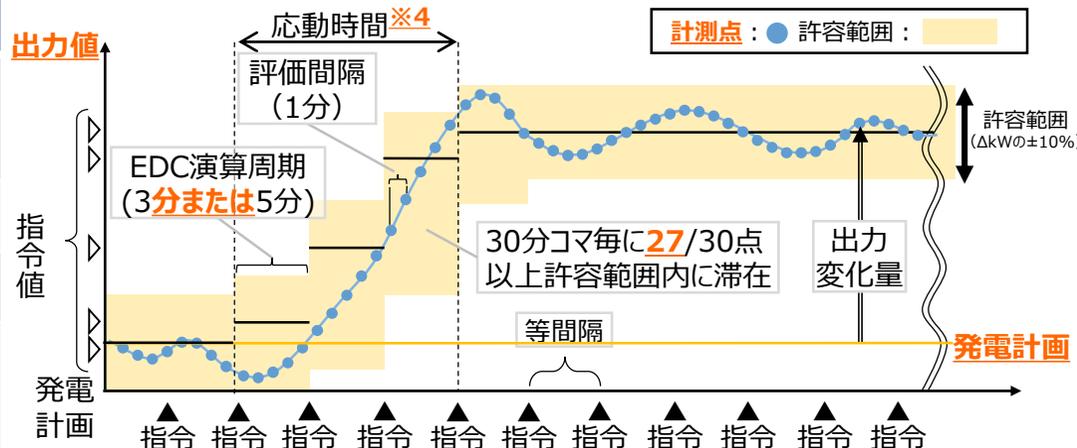
※2：指令無しの場合、指令値ゼロとみなす

※3：**出力変化量での指令については、中給システムの改修が必要**

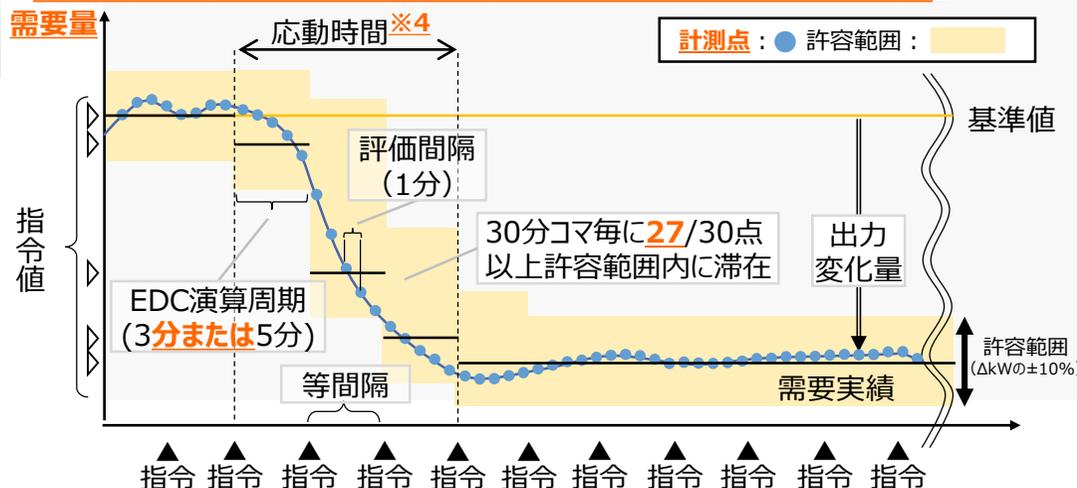
【計測時の基準の考え方】

指令方法	基準の考え方
実出力値	発電計画
出力変化量	基準値

【アセスメントⅡのイメージ（実出力値での指令の例）】



【アセスメントⅡのイメージ（出力変化量での指令の例）】



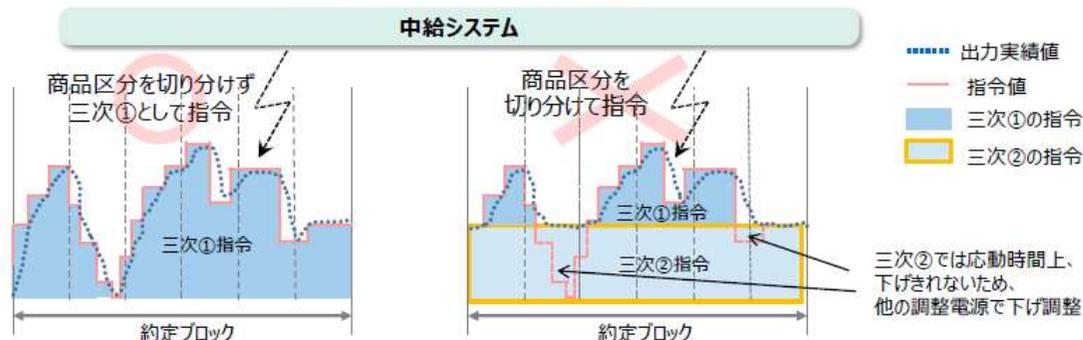
※4：中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間

- 同一リソースが三次①と三次②で同時に落札された場合、中給からの指令に制約があるため、三次①の指令信号（指令間隔・指令タイミング）が発信される。
- こうした同時落札の場合においては、三次①に落札されたリソースは三次①の間隔・タイミングでアセスメントⅡが実施されることを予め取り決めることとし、三次①と三次②を同一リソースで同時に約定した場合、三次②に落札された Δ kWであっても三次①の指令に基づきアセスメントⅡを実施することとする。

三次①と三次②を同一電源等が約定した場合の中給システムからの指令信号 4

- 現行の中給システムや発電事業者のシステムは、旧一般電気事業者として、様々な応動速度の発電機を複合的に利用することを前提に設計されているため、**応動時間が異なるEDCの指令信号※を切り分けて送受信することはできない。**
- なお、指令信号は
 - ✓ 切り分けた場合、中給ならびに発電事業者側のシステムの改修が必要な虞があること
 - ✓ 切り分けたとしても、**実動のkWhは商品ごとに切り分けた計量・精算ができないこと**からも、**商品ごとに切り分けずに送信することとなる。**
- 従って、**三次①と三次②を同じリソースが約定した場合でも、三次①としての指令信号（指令間隔・指令タイミング）が送信される。**
- 三次②と三次①が違うリソースである場合には、それぞれの信号（指令間隔、指令タイミング）で指令が送信される。

三次①と三次②の同時約定の場合



- 同一リソースが複数の指令信号（GF/LFC/EDC）を受ける場合があり、この場合、アセスメントⅡを行うためには、指令信号毎に応動実績を切り分ける必要があるが、現時点ではこうした手法が確立されていない。このため、当面は複数の指令信号に対して応動した場合、**実際に出力変化を求める指令が重畳したコマ**はアセスメントⅡの対象外とする。
- ただし、今後指令信号および応動実績を切り分けて評価できる手法の検討を行い、この手法が確立された場合は、複数の指令信号を受けた場合でも指令信号毎にアセスメントⅡを行うこととする。**それまでの間、運用時にLFC機能が不要の場合は、LFC機能をロックした運用をすることとし、その上でアセスメントⅡを実施することとする。加えて、GFとEDCが重畳して指令された場合にGFの影響を取り除いた上で三次①のアセスメントⅡを実施する方法について早期に検討していくこととする。**
- **また、GFやLFCは電源Ⅰ・Ⅱ契約に基づき指令されていることから、電源Ⅰおよび電源Ⅱ契約（電源Ⅱ契約は将来的には余力活用契約）に基づいて事前審査、応動評価を実施し、事前に確認した能力通りに応動していない場合は、該当する事業者に対して、その点を指摘することとする。**

	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
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

- 調整力の応動評価にあたり、DSRは発電計画等の計画値が無い場合、調整力を供出できなかった場合の需要（なかりせば需要）を基準値として定める必要がある。
- 三次①では現時点における需給状態からの細かな応動が要求され、基準値はより指令時点の実需要に近い値である必要があることから、基本的には「直前計測型」をその算出方法とする。ただし、一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことが確認できたため、このことを前提に「事前予測型」も選択できることとし、市場開設後の運用状況を踏まえて必要に応じて見直しを行うこととする。
- 「直前計測型」と「事前予測型」の主な要件は以下の通りとし、詳細は一般送配電事業者が定める取引規程にて定めることとする。

【直前計測型と事前予測型の主な要件】

	直前計測型	事前予測型
概要	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 指令直前の実需要の値を基準値に設定 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ あらかじめ落札時間中の需要を市場参加者が予測し、その値を基準値に設定
基準値の設定における主な要件	<ul style="list-style-type: none"> ✓ オンラインで1分間隔に取得している応動実績データのうち、落札ブロック開始前5点の平均値を基準値とする ✓ ブロックを連続して約定した場合ははじめの落札ブロックで設定した基準値を最終ブロックまで継続。ただし連続するブロックにおいて重複する需要家が無い場合はその限りではない 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 市場参加者が1分毎の予測値を需給調整市場システムを用いて提出し、その値を基準値とする ✓ 落札ブロックの最初のコマの1時間前までに提出

- 三次①の事前審査は、アセスメントⅡと同様の応動確認を行うこととする。
- また、**落札商品以外の機能**（GFやLFC）**については、電源Ⅰ・Ⅱ契約に基づいて指令を発信していることから、それぞれの指令信号に対する応動の詳細について、電源Ⅰおよび電源Ⅱ契約（電源Ⅱ契約は将来的には余力活用契約）に基づき、落札商品の事前審査とは別に、事前に確認することとなる。**
- なお、過去に実施した同様の試験等により既に商品の要件を満たしている事が確認できる場合については、三次②と同様、過去の試験データ等に基づく事前審査も許容することとする。

- 複数のリソースをアグリゲートして市場参入する場合は、三次②と同様に需要家リスト・パターンの提出を求めることとする。

需要家リストの内容

第9回需給調整市場検討小委員会
資料4をもとに作成

18

- 需要家リストにおいて提出を求める情報およびリソースの組み合わせパターンに関するイメージは以下のとおり。
- 需要家リスト・パターンは属地TSO毎に作成し提出する。

【需要家リストに求める情報】

需要家リストに記載する主な項目例

• 需要家名称	• 電源等種別
• 所在地	• 供出方法
• 供給地点特定番号	• 小売BGコード
• 供出電力	• 他の需要抑制契約
• 電圧	

【リソースの組み合わせパターンのイメージ】

リソース \ パターン	①	②
リソースA	○	○
リソースB	○	○
リソースC	○	
リソースD	○	
リソースE	○	
リソースF	○	
リソースG	○	
⋮		
リソースZ	○	
合計 [ΔkW] (試験により確認された 供出可能量)	10,000	3,000

- 需要家リスト・パターンの提出・変更等に係るスケジュール等については、三次②と同様、以下の通りとする。

需要家リスト・パターンの提出・変更等に係るスケジュールについて

第9回需給調整市場検討小委員会
資料4をもとに作成

19

- 需要家リストに係る提出および変更のスケジュールは以下のとおりとする。
 - ① 事前審査までに需要家リスト・パターンを一般送配電事業者に提出する
 - ② 一般送配電事業者は需要家リストに基づきパターンごとに事前審査を実施。事前審査に合格した需要家リスト・パターンで応札可能となる。(過去の試験データ等に基づく事前審査も可)
 - ③ 需要家リスト・パターンの変更は、季節により需要が変わること、事前審査に時間を要すること等を考慮して四半期毎に変更可能とする。需要家リスト・パターンを変更する場合、応札する四半期の3ヶ月前までに再度需要家リスト・パターンを提出(変更申込)し、変更分について事前審査を実施する。
 - ④ 応札時には登録されたパターン※1を一つ選択し提出する。その応札上限は事前審査時点の ΔkW の供出可能量とする。(事前審査を実施したパターンにおいて、 ΔkW 供出可能量の範囲内であれば応札量は任意に設定可能。(基準も同様))
 - ⑤ 落札後、 ΔkW の供出量が落札量を下回らないパターンへの差し替えは、各計画提出の締切まで可能とする。
- 各四半期ごとに10パターン※2まで提出可能とする。(年間40パターンから選択した応札、発動が可能となる)
- パターン変更の都度、事前審査が必要となる。

※1 アセスメントは、事業者があらかじめ指定したパターンに対して事前に基準を提出し、この基準と実績の差を調整力の発動量として扱う(事後的なパターン差替えを許容すると、不正ができる可能性があるため)

※2 需要家パターンの上限は10パターンを前提としているが、一般送配電事業者の運用可能な範囲で協議による増枠やリソースのトラブル時にパターンから除外することが可能か等について、一般送配電事業者にて検討する。

【需要家リスト・パターンの登録・変更に係る流れ(イメージ)】



- 需要家リストの変更申込期限および事前審査スケジュールについては、三次②同様、以下の通りとする。

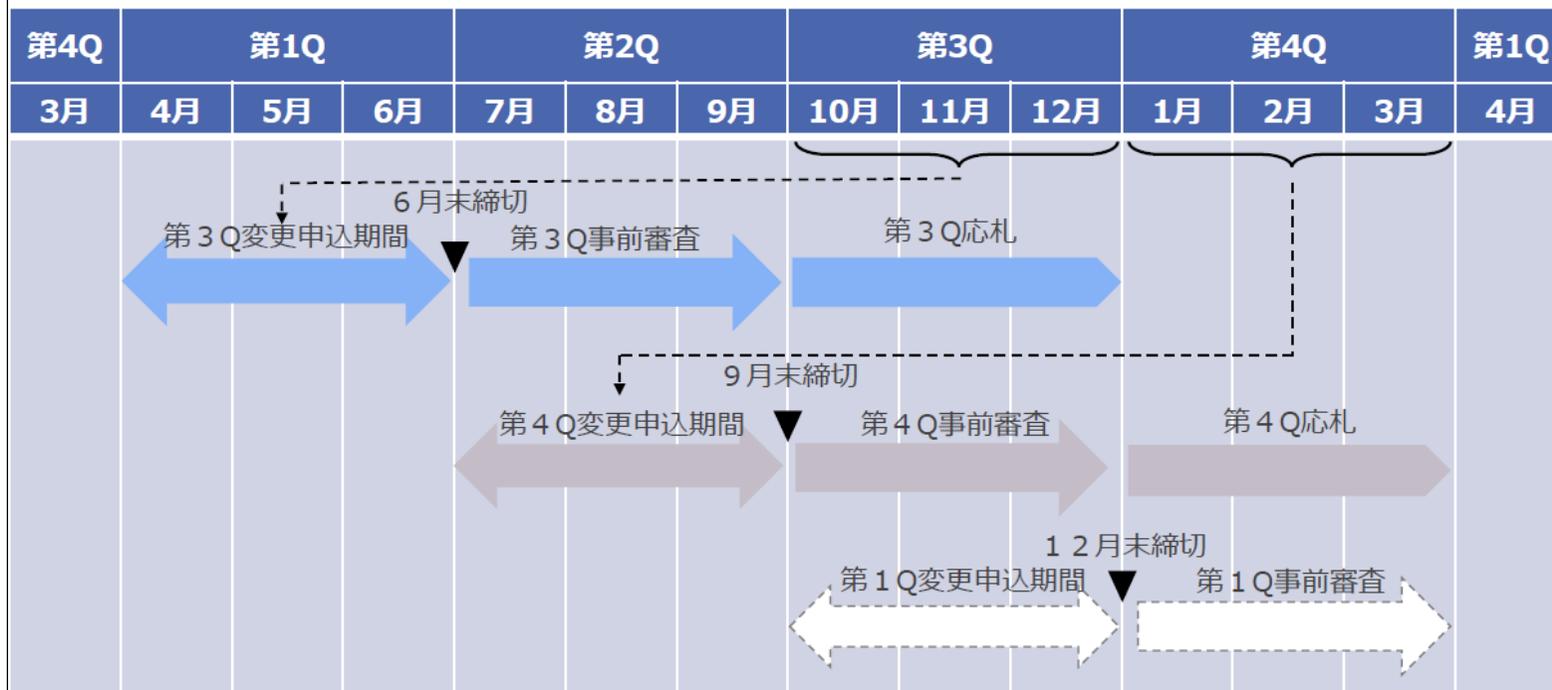
(参考) 需要家リストの変更申込期限および事前審査スケジュール例

第9回需給調整市場検討小委員会
資料4をもとに作成

20

- 需要家リストは四半期毎に変更可能とし、それぞれ申込期限を設定した上で事前審査を実施する。

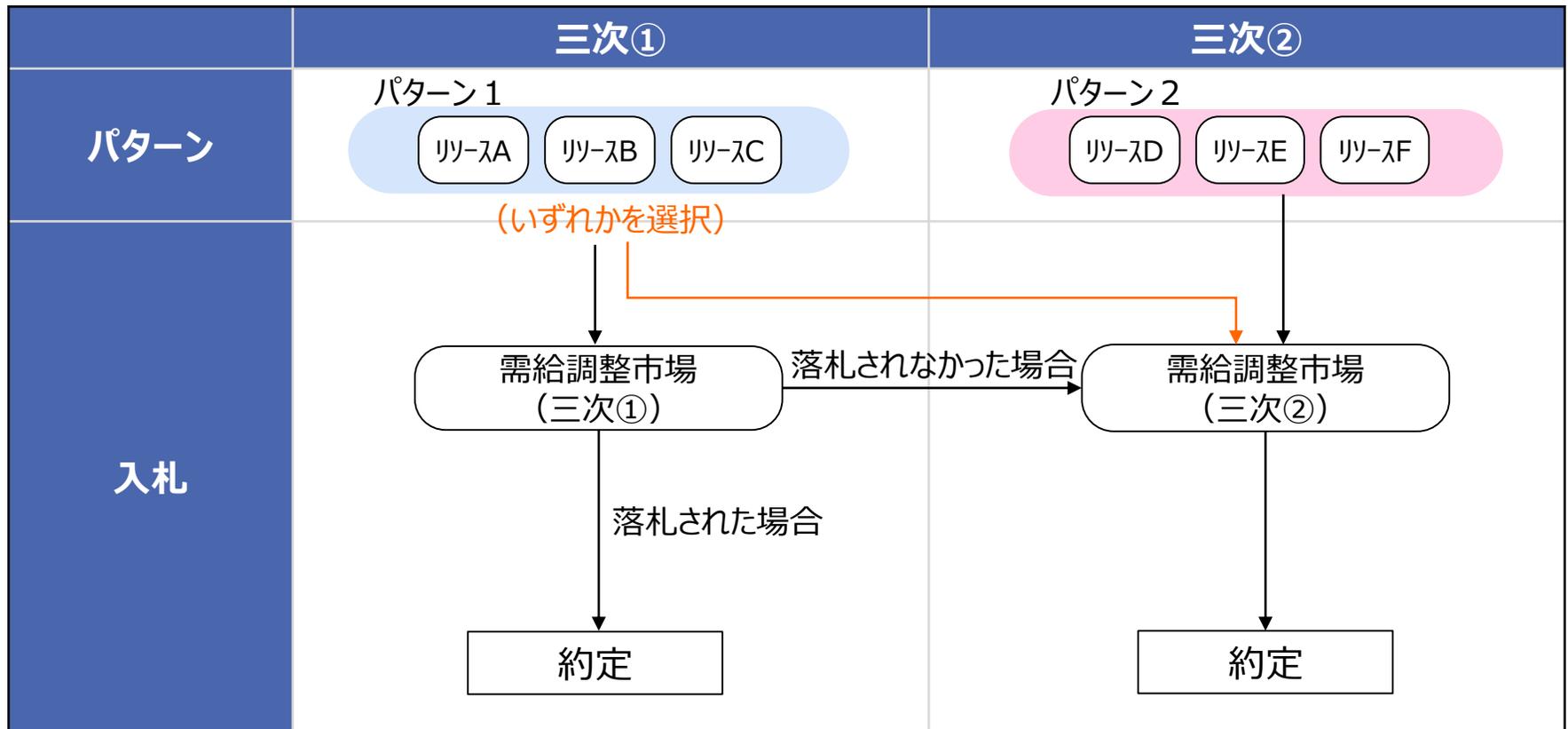
【需要家リストの変更申込およびこれに係る事前審査スケジュール（イメージ）】



- 現在、電力・ガス取引監視等委員会において、kWh単価の変更期限について検討しているところである。これらの検討結果を踏まえて単価の変更期限を設定する。

- 三次①および三次②に応札する場合、パターンは商品ごとに管理する。
- ただし、三次②のパターンを兼ねることができる三次①のパターンが三次①に**入札もしくは落札**されなかった場合、三次②に入札することを許容することとする。

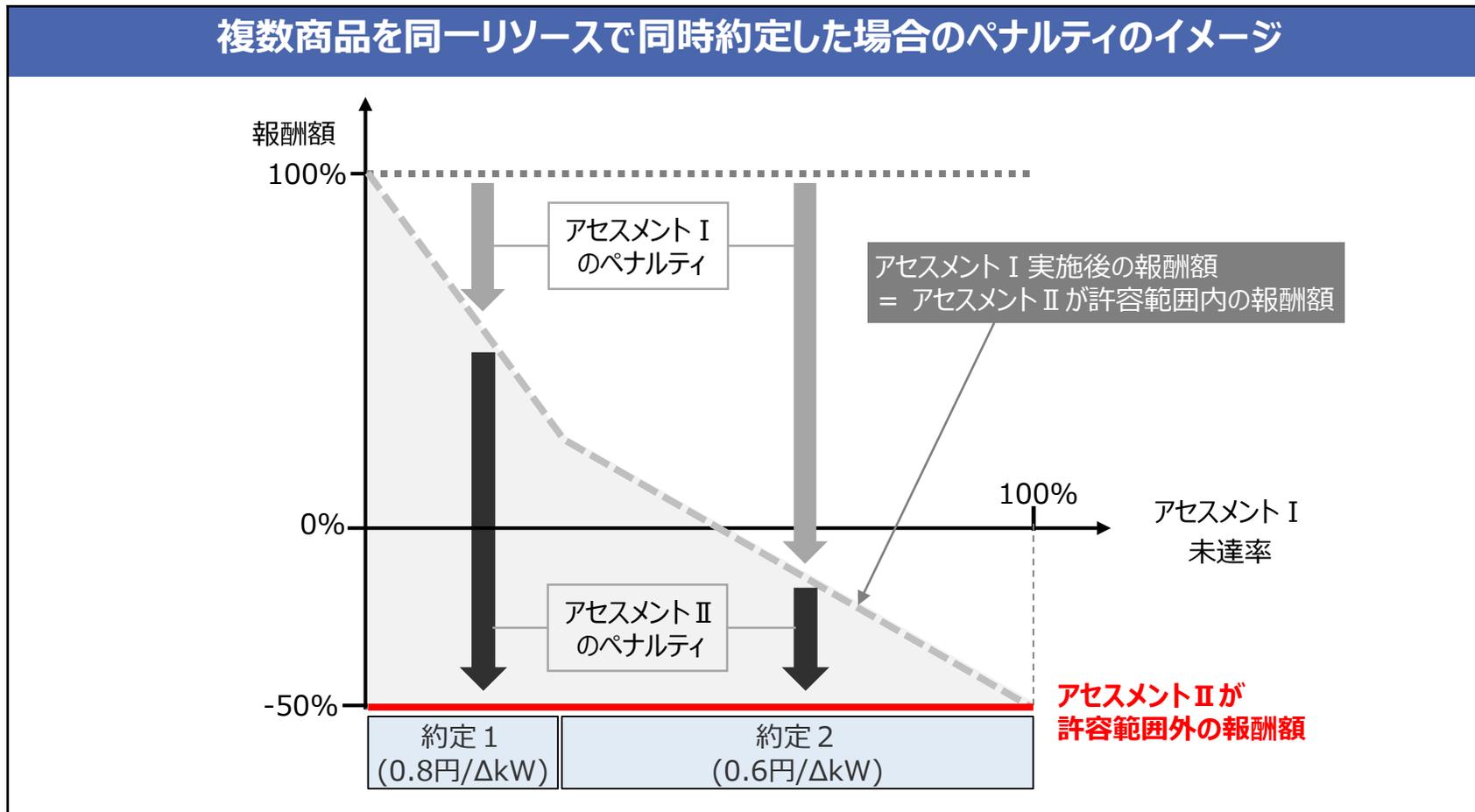
【三次①および三次②への応札におけるパターン管理】



※三次①と三次②のパターンにおいて相互でリソース(需要家)が重複すると、同一時間帯で双方約定した場合に、そのリソースの応動が二重計上され、期待した応動が得られない可能性がある。さらに約定処理時のリソースの重複確認も複雑となることから、リソースの重複は不可とする。

1. 取引スケジュールについて
2. 事前審査およびアセスメントについて
3. ペナルティについて
4. 精算について
5. その他

- 三次①のペナルティ強度は三次②と同様、 ΔkW 落札価格の1.5倍とし、三次②の運用実態等に応じて適宜見直しを行うこととする。



- 三次①における契約不履行時のペナルティは、三次②と同様、以下の通りとする。

契約不履行への対応について

第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

29

- 契約不履行に対するペナルティの詳細を以下の通りとする。
(アセスメントⅠ)
 - ✓ アセスメントⅠは発電計画等に対する評価であるため、通常は意図的もしくは過失がなければリクワイアメントを果たしていない事象は発生しない。
 - ✓ このため、故意もしくは重過失に起因する場合で複数回の是正勧告にもよらず改善が見られない場合においては、段階的な金銭的ペナルティの設定や契約解除等を含めた措置について一般送配電事業者にて検討する（詳細は取引規程等で制定する）。
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差替の努力や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、是正勧告対象とするか決定する。
 - ✓ 上記を踏まえ、アセスメントⅠにおける契約不履行に関するペナルティは事業者単位で課すこととする。
(アセスメントⅡ)
 - ✓ 落札時間（30分×6コマ 計3時間）毎に金銭的ペナルティの発生有無を確認し、アセスメントⅡに対するペナルティの発生回数（落札ブロック単位でカウント）が月あたり3回以上となった場合、事前審査を再実施※することとする。
※ ペナルティに伴う事前審査の再実施については臨時対応の扱いとなることから、都度、属地TSOと協議
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差し替えの状況や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、カウント対象とするか決定する。
 - ✓ アセスメントが応札単位で行われることを踏まえ、アセスメントⅡにおける契約不履行に関するペナルティは入札単位（発電機またはパターン単位）で課すこととする。
- なお、事業者側および一般送配電事業者の双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、事業者の申出があった場合にはペナルティⅠおよびⅡのペナルティ強度を1.0倍とし、契約不履行時のペナルティについてもカウントの対象外とする。

- 週間調達となる三次①においては、単一の**発電機および需要家の**事故等により連続して不適合となる場合については、電源差替の措置や速やかな復旧措置をとる等の復旧努力を行った上で一般送配電事業者と協議し、妥当と判断された場合においては、不適合回数を1回とすることについて配慮を行う。

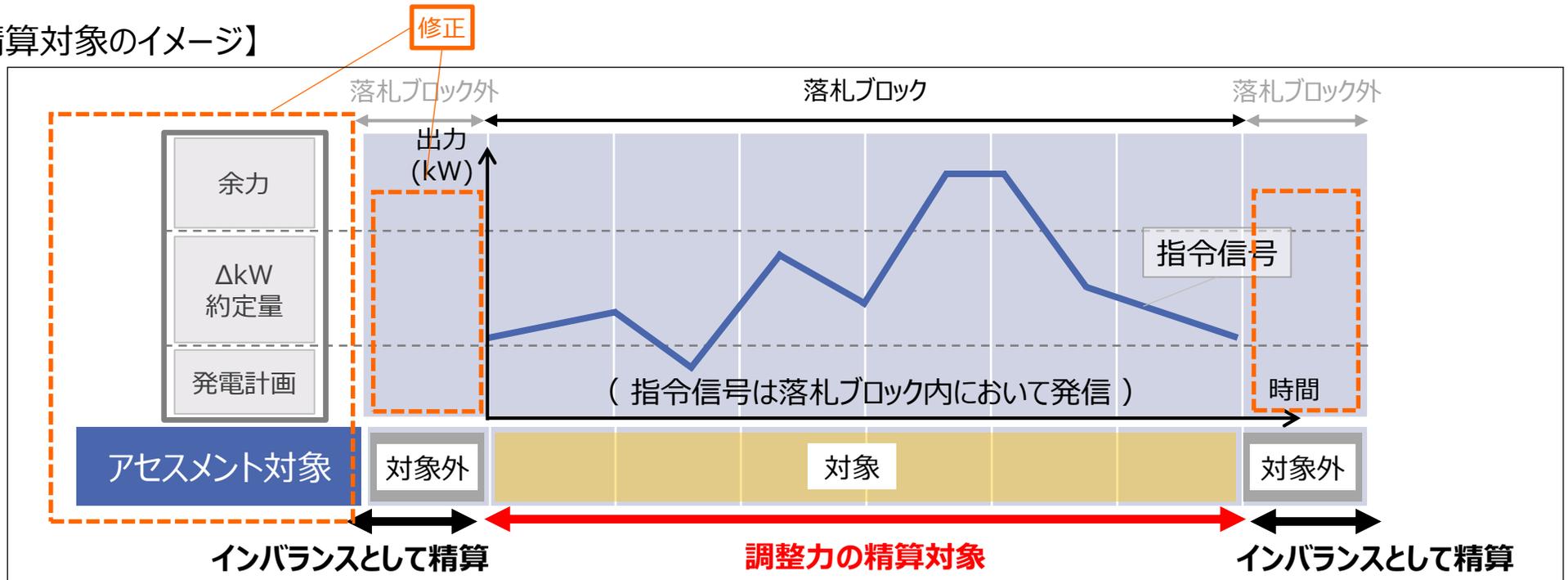
【トラブル等発生時の不適合回数カウントに関する例】

三次①の調達期間（週間調達）							
	土	日	月	火	水	木	金
供出可否	可	可	不可	不可	不可	不可	不可
ΔkWのペナルティ	—	—	対象	対象	対象	対象	対象
不適合回数の カウント	—	—	対象	事業者からの申請および一般送配電事業者との協議によりカウント対象外とすることを配慮			

1. 取引スケジュールについて
2. 事前審査およびアセスメントについて
3. ペナルティについて
4. 精算について
5. その他

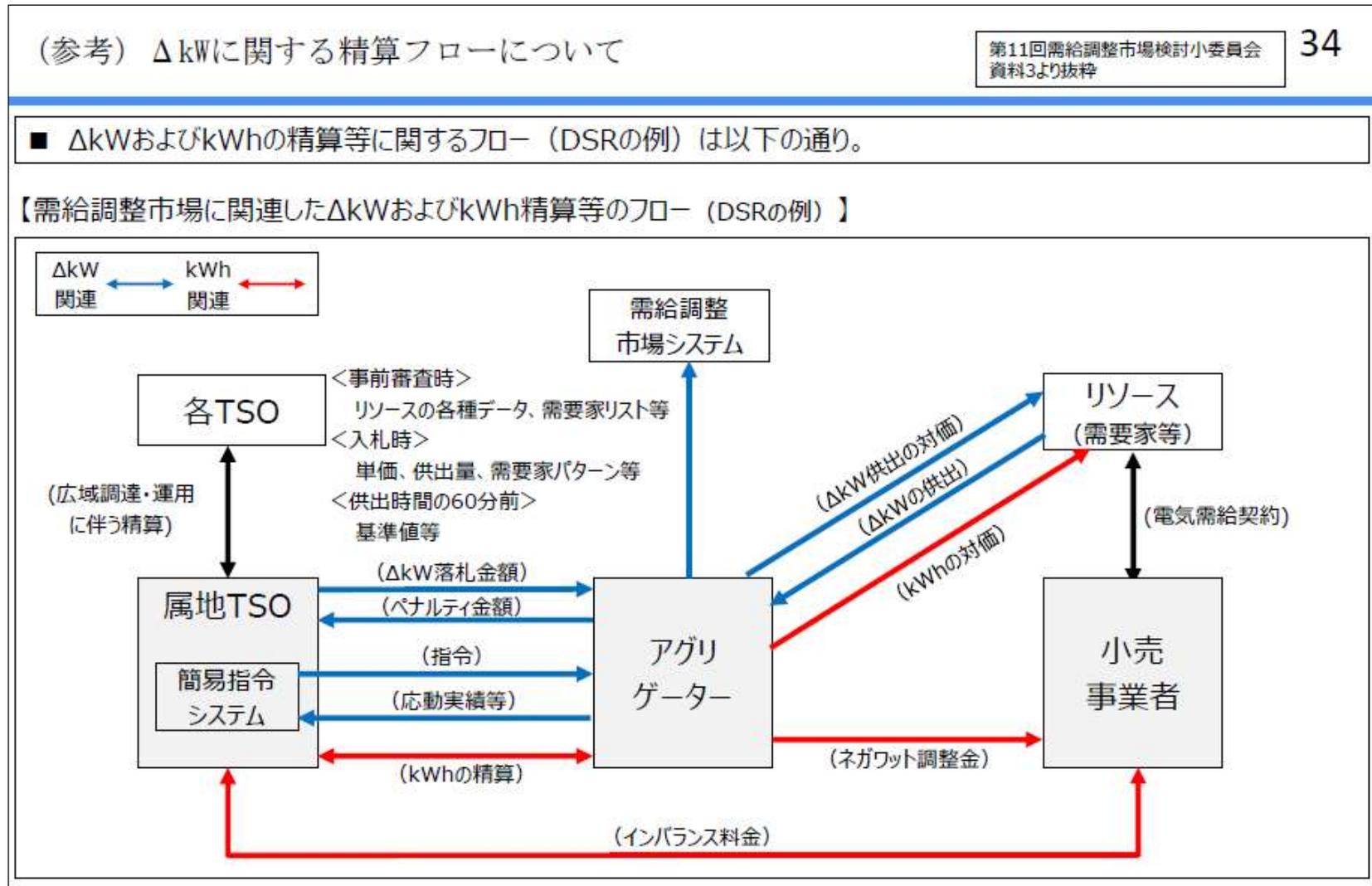
- 三次①のΔkWおよびkWhの精算については、三次②同様、ΔkWは落札ブロックを対象に精算することとし、kWhは落札ブロック内については全て調整力として精算し、アセスメント対象外となる落札ブロック前後についてはインバランスとして精算することとする。

【精算対象のイメージ】



(参考) ΔkW に関する精算フローについて

- ΔkW および kWh の精算等に関するフロー（DSRの例）は三次②と同様、以下の通りとなる。



- インバランスの精算と、調整力としての精算の仕分けを実施するため、アグリゲーターに対して、三次②と同様に小売単位で基準値および実績の提出を求めることとする。

(参考) アグリゲーターに提出を求める基準
および実績の単位について

第11回需給調整市場検討小委員会
資料3より抜粋

35

- 各小売電気事業者（以下、「小売」という）は小売単位で需要計画を提出する。実績との差異が生じた場合、インバランス対象となるが、調整力としてアグリゲートされた負荷については、kWhの支払対象となる。
- 上記の場合、アグリゲーターは複数の小売に属する需要家（リソース）をアグリゲートすることが想定され、各小売において需要計画および実績の差がインバランス対象が調整力によって生じた差（kWhの支払対象）かについての仕分けが必要となる。
- 上記の点を踏まえると、アグリゲーターに対しては、小売単位で基準値および実績の提出を求める。他方、アセスメントについてはアグリゲーター単位で実施し、実績等は送電端における数値を提出することとする。

(現在) 小売需要計画 調整力対象負荷 インバランス対象負荷

✓ アグリゲーター単位で基準値、実績を提出

✓ 基準値および実績の提出：小売単位
✓ アセスメント：アグリゲーター単位

小売-1 小売-2

アグリゲーター

「インバランス」or「調整力」の仕分けが必要

小売-1 小売-2

アグリゲーター

= -

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

出所) 第12回需給調整市場検討小委員会 (2019.6.27) 資料3-2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_12_haifu.html

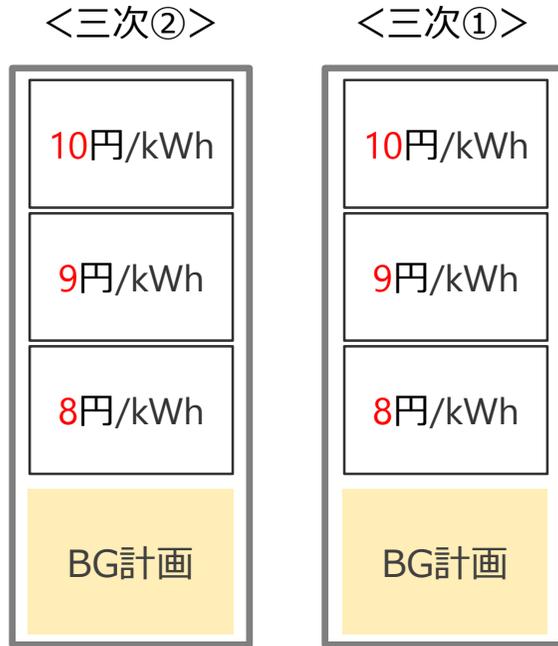
- 計量法の制約から、精算に用いるkWhの計量には特定計量器を用いる必要がある。
- 計量法の制約上、複数商品のkWh値を切り分けて計量・精算することができないため、kWhについては商品区分によらず、ユニット（計量単位）の出力帯毎に同一単価で登録することとし、精算については送電端の値を用いる。

kWh精算単価の設定（発電機の例）

出力帯毎に単価が同一であることを明示

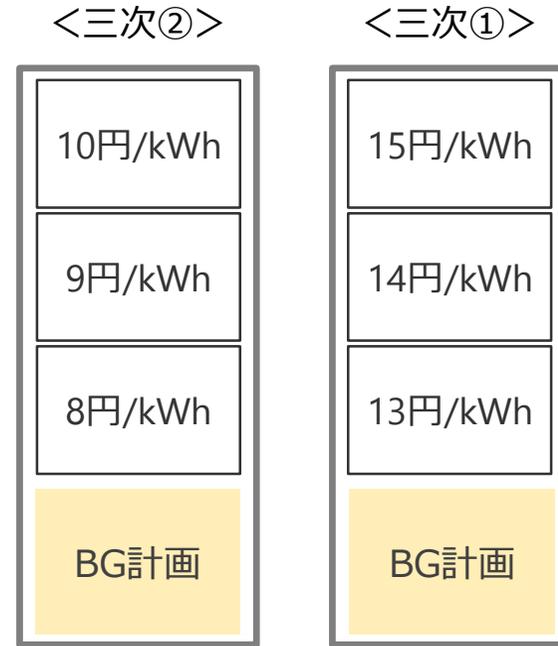
同一ユニットのkWh単価が出力帯毎に同一

出力帯



同一ユニットのkWh単価が出力帯毎に異なる

出力帯



調整力kWh精算とインバランスおよび ネガワット調整金の精算

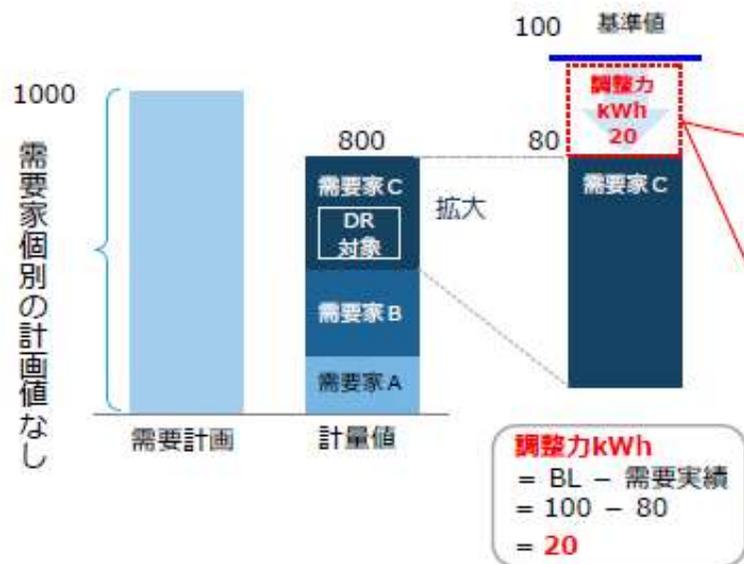
第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

36

- 三次②のkWh精算も電源 I' と同様、以下の精算方法とする。
- なお、精算にあたっては従来と同様に電圧別の損失率を加味した送電端の値を用いることとする。

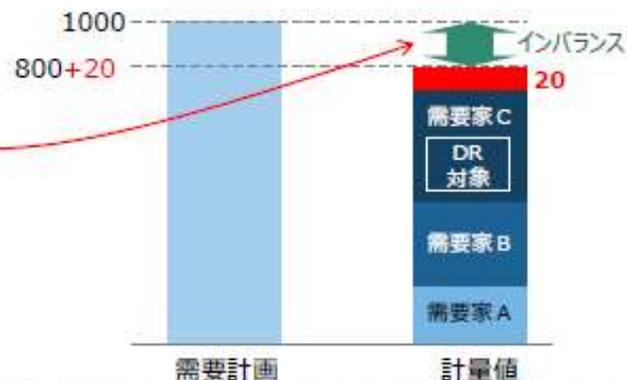
調整力kWh精算 (TSO⇔アグリゲーター)

✓ 基準値と実績の差でkWh精算



インバランス精算 (TSO⇔小売)

✓ 調整力kWhを加算した需要実績と需要計画でインバランス精算



ネガワット調整金の精算 (アグリゲーター⇔小売)

✓ 調整力kWhをネガワット調整金kWhとして精算



(参考) 送電端における精算データの算出例について

- 託送供給においては、計量値に電圧別の損失率を加味した電力量に変換して精算している。
- このため、アグリゲーターが提出する基準値・精算対象となる電力量についても、電圧別の損失率を加味した送電端の値とする必要がある。

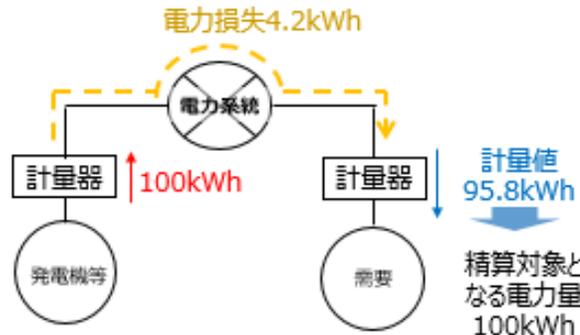
(参考) 送電端における精算データの算出例について

第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

37

- 託送供給においては、計量値に電圧別の損失率を加味した電力量に変換して精算している。
- このため、アグリゲーターが提出する基準値・精算対象となる電力量についても、電圧別の損失率を加味した送電端の値とする必要がある。

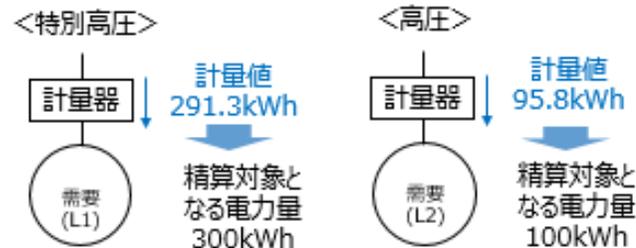
【需要実績と電力損失についてのイメージ】



$$\text{精算対象となる電力量} = \frac{\text{計量値}}{1 - \text{損失率}^{\ast}}$$

※特別高圧損失率:2.9% 高圧損失率:4.2%
低圧損失率:7.1% (東京電力PGの例)

【アグリゲーターの需要実績算定方法について】



アグリゲーターが算定する需要実績は、計量値に対して、電圧別の損失率を加味した後、対象地点のkWhを合算する。

$$\text{L1需要実績} = \frac{291.3}{1 - 0.029} = 300\text{kWh}$$

$$\text{L2需要実績} = \frac{95.8}{1 - 0.042} = 100\text{kWh}$$

アグリゲーター合計需要実績 = 300 + 100 = 400kWh

- 計測地点については受電点とする。ただし、不正防止策の策定を前提に今後、個別計測についても検討する。

(参考) 計測地点 (受電点計測)

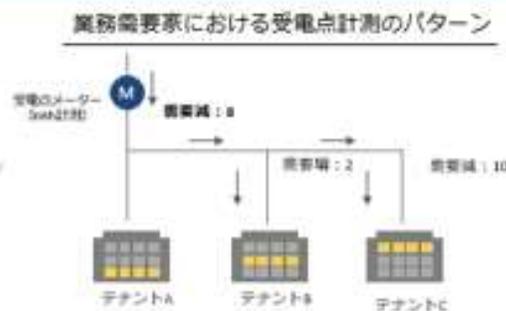
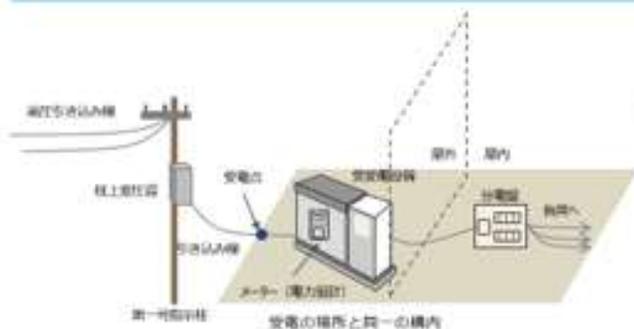
第9回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

38

- 計測地点については受電点とする。ただし、不正防止策の策定を前提に今後、個別計測についても検討する。
- 機器個別計測を許容するにあたり、計量法の課題については資源エネルギー庁で検討。

【参考】計測地点① 受電点計測

- 受電点とは、受電の場所と同一の構内への入り口となる地点。受電点計測とは、受電点から屋内の分電盤の間に設置されたメーターにより計測する方法である。



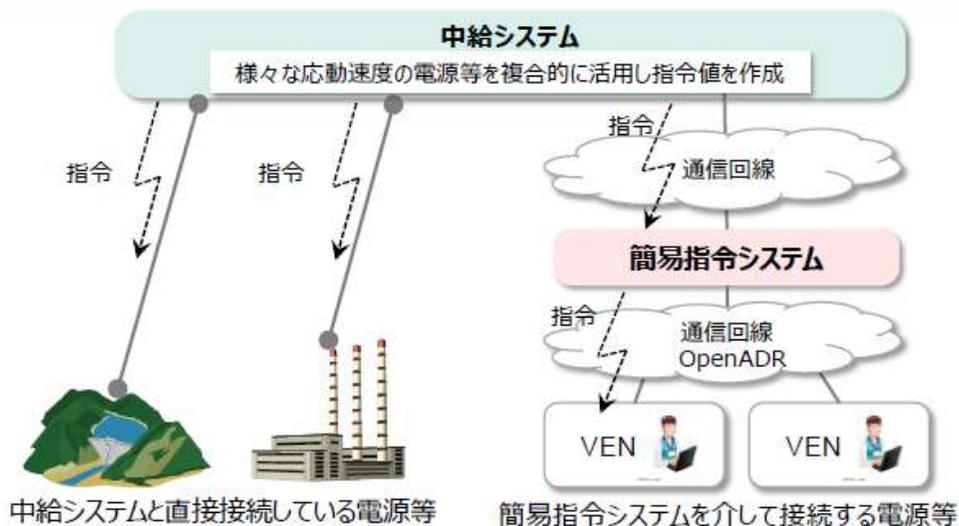
10

1. 取引スケジュールについて
2. 事前審査およびアセスメントについて
3. ペナルティについて
4. 精算について
5. その他

- 簡易指令システムは中給システムへの接続が検討されており、その接続にあたってはセキュリティガイドラインの要件を満たすことが求められ、現在、実証等でセキュリティ対策が十分であるか等について検証している状況にある。

三次①と三次②を同一電源等が約定した場合の簡易指令システムからの指令信号 5

- 現時点では簡易指令システムを中給システムに接続することはできないが、簡易指令システムが中給システムに接続できるようになった場合※1には、三次①についても簡易指令システムを使った参入が可能となる。
※1 簡易指令システムを中給システムに接続するためには、セキュリティガイドラインを満たした機能の構築・侵入試験等を行い、セキュリティ対策が十分であることを検証する必要がある。
- **現状、簡易指令システム**については、電源 I 'を対象※2に活用しており、**基準値からのデルタ分の指令信号を送信**している。
- 簡易指令システムと中給システムの接続後には、中給から指令を作成することになるため、**簡易指令システムも中給システムと同様に、三次①と三次②を同じリソースが約定した場合でも、三次①としての指令信号(指令間隔・指令タイミング)が送信**される。
- 三次②と三次①が違うリソースである場合には、それぞれの信号（指令間隔、指令タイミング）で指令が送信される。



※2 電源 II 'についても、簡易指令システムを活用する調整力であるが、現時点において契約者はいない状況

- 簡易指令システムは中給システムへの接続が実証等において検討されているが、現時点では接続時期および詳細などは定まっていない。今後、簡易指令システムが中給システムへ接続された場合は、商品の要件は以下の通りとする。

(参考) 需給調整市場における商品の要件 49

	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※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品
並列要否	必須	必須	任意	任意	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6
指令間隔	- (自端制御)	0.5～数十秒※4	数秒～数分※4	1～数分※4	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分
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分以内に出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令システムを含む)で調整可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	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 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。
 ※2 事後に数値データを提供する必要有り (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。
 ※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。
 ※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。
 ※5 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。

➡ ※6 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。