

本小委員会における議論の方向性と整理

2020年9月29日

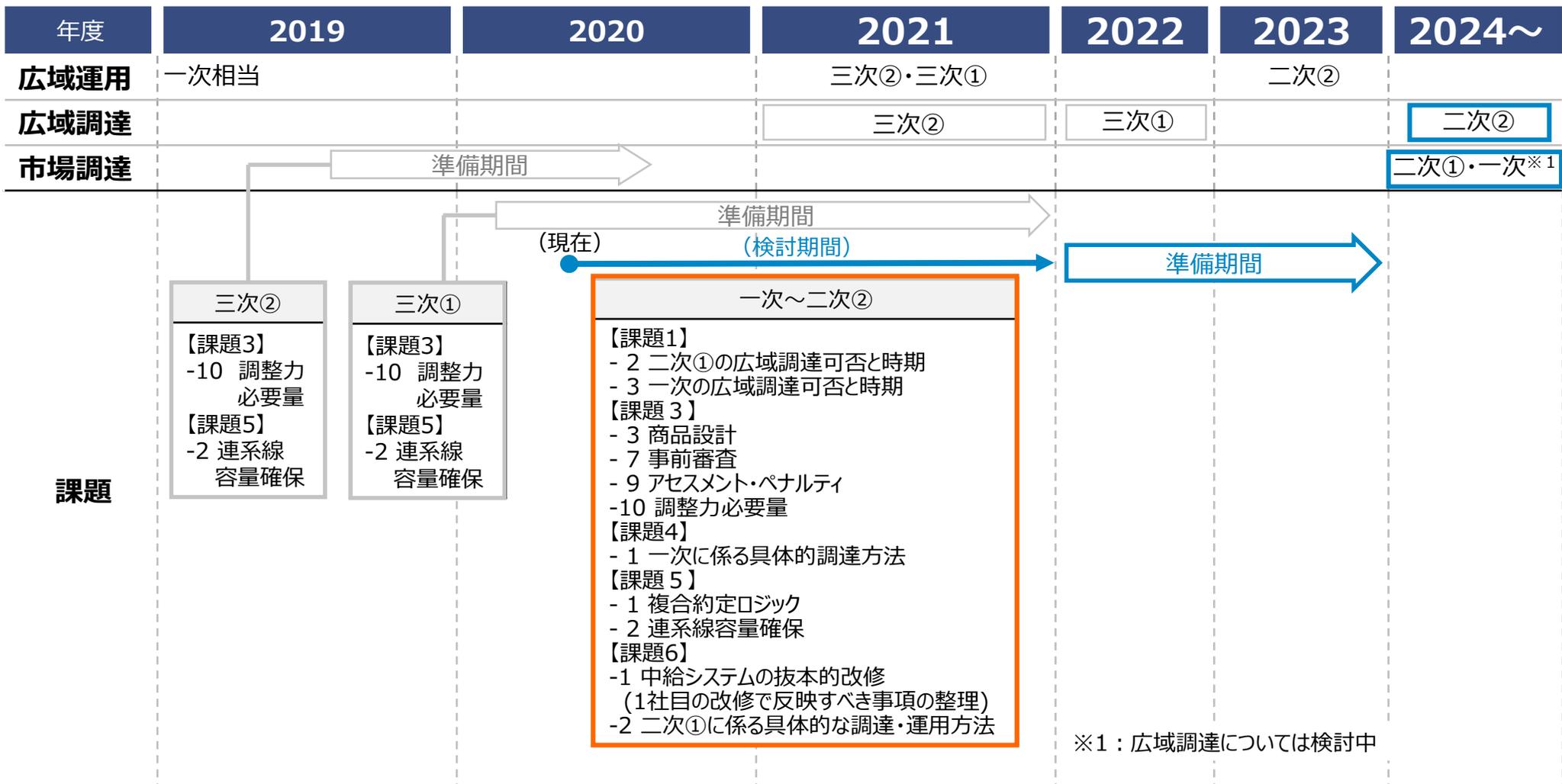
需給調整市場検討小委員会 事務局

1. 検討すべき課題の整理
2. 課題に対する論点整理

1. 検討すべき課題の整理

2. 課題に関する論点整理

- 一次～二次②に関する市場開設に向けた検討課題および、三次①および三次②の残課題は以下の通り。
- 一次～二次②に係る課題については、2024年度の市場開設に向けて、市場参加者および一般送配電事業者の準備期間を考慮し、2021年度中に検討を終える必要がある。



1. 検討すべき課題の整理
2. 課題に関する論点整理

論点整理① [一次、二次①の広域調達の可否および開始時期に係る対応]

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
1-2 二次①の 広域調達可否と 開始時期		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 以下を踏まえた広域調達の可否 <ul style="list-style-type: none"> • 広域調達メリットは期待できる一方、kWhがほぼ生じないため広域運用メリットが少ないことや、連系線確保によって生じる卸市場への影響 • 連系線事故等における周波数制御を踏まえた調整電源等の偏在リスク ✓ 上記および中給システムの抜本的な改修を踏まえた広域調達・運用開始時期 	
1-3 一次の 広域調達可否と 開始時期	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 必要量の検討を踏まえた電源 I - a からの切り出し可否やその他の課題（偏在リスク、連系線容量確保、直流設備制約、必要供給予備力との関係）を踏まえ引き続き検討 ✓ 電源 I - a の要件を満たさず一次の要件だけを満たすリソースは安定電源として必要供給予備力としての機能が十分でないため、2022～2023年度の間、電源 I - a 公募から一次を切り出した公募を行わない。 ✓ 一次は2024年度から需給調整市場で取引開始する。広域調達の是非は引き続き検討 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ その他の課題（偏在リスク、連系線容量確保、直流設備制約、必要供給予備力との関係）の整理 ✓ 以下を踏まえた広域調達の可否 <ul style="list-style-type: none"> • 電源広域調達メリットは期待できる一方、kWhがほぼ生じないため広域運用のメリットが少ないことや、連系線確保によって生じる卸市場への影響 • 連系線事故等における周波数制御を踏まえた調整電源等の偏在リスク 	<p>(2021年度上期中に要検討)</p>

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
3-3 商品設計	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 意見募集等を踏まえ、商品の要件はP26に記載の通りとする ✓ 三次②における中間点等の設定は不要とする ✓ 三次①の市場開設時点においては、三次①に係る中間点や出力変化率等の設定は行わず、三次②の参入状況や諸外国の状況も注視しながら、継続検討する。 	<p><一次～二次②></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 中間点の設定 <p><一次></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ オフライン枠の上限設定 	<p>(2021年度中に要検討)</p>

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

- <三次②>
- ✓ 評価対象は「応動時間」「出力変化量」「継続時間」等とし、測定間隔は5分とする
 - ✓ 許容範囲は応札を予定している ΔkW の $\pm 10\%$ とする
 - ✓ 審査時の基準について、以下を事前に一般送配電事業者に提出する。ただし基準の想定方法については、一般送配電事業者が指定しないこととする
 - 発電機では、発電計画を提出
 - DSR等では、5分単位で、事前審査対象時間およびその前の60分の想定値を提出
 - ✓ 過去データに基づく審査を実施する場合は以下のとおり
 - 需給調整市場に参加する電源等は、商品要件に適合することが確認できる書類を事前に提出する
 - 提出された書類をもとに、属地の一般送配電事業者が商品要件への適合について確認を行い、承認する
 - 主な確認項目は、「応動時間」「出力変化量」「継続時間」とする
 - 需給調整市場に参加する電源等を保有する事業者が提出する書類は、メーカー試験成績書等の第三者が確認した書類を原則とする
 - ✓ メーカー試験成績書等の提出が困難な場合には、標準パターン化した実働試験を実施(標準パターンは今後検討)
- <三次①>
- ✓ 事前審査は、アセスメントⅡと同様の応動確認を行う。
 - ✓ 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は、過去の試験データ等に基づく事前審査も許容する。

- <一次～二次②>
- ✓ 事前審査の考え方
 - 内容、方法、時期・頻度
 - 容量市場の事前審査との関係
 - ✓ アグリゲーターについて特に取り決めておかなければいけない項目の整理

(2021年度中に要検討)

3-7 事前審査

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
<p>3-9 リクワイアメントに対するアセスメントと実効性を確保するためのペナルティ</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 調整力提供者がリクワイアメントを果たせたかどうか確認することをアセスメントとする。 ＜三次②のアセスメント＞ 【アセスメントⅠ（ΔkWの供出可否の確認）】 <ul style="list-style-type: none"> ✓ ΔkWの供出可否について確認する。詳細は以下の通り <ul style="list-style-type: none"> • 発電機では、GC時点での発電計画を確認し、発電可能上限値および発電計画値の差が落札可能量を上回っていることを確認 • DSR等では、アグリゲーター単位ΔkW落札量が供出可能量の内数にあることを確認 ✓ 精算時に全データを確認する 【アセスメントⅡ（応動実績の確認）】 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 評価対象は、30分出力平均値の出力変化量とし、評価間隔は30分とする ✓ 許容範囲は落札されたΔkWの±10%とする ✓ アセスメント時の基準については以下の通り。ただし基準の想定方法について、一般送配電事業者が指定しないこととする <ul style="list-style-type: none"> • 発電機では、発電計画を提出 • DSR等では、30分単位でΔkW落札時間およびその前の60分について、事前に一般送配電事業者へ提出 ✓ 将来的にはシステム化等により、データの全数確認を行うことを検討していくこととし、当面はサンプルチェックとなることもある 	<p>＜一次～二次②＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ アセスメント・ペナルティについて、今後検討が必要 	<p style="text-align: center;">（2021年度中に要検討）</p>

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
<p>3-9 リクワイアメントに対するアセスメントと実効性を確保するためのペナルティ</p>	<p><三次①のアセスメント> 【アセスメントⅠ】 ✓ アセスメントⅠに関する基本的な考え方（供出可否の確認、データの確認方法等）は三次②と同様とする。 ✓ 三次①と三次②を同一リソースで同時に約定した場合、ΔkW単価の安い順にアセスメントを実施する。 【アセスメントⅡ】 ✓ 評価方法は、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)以上となることとする。評価間隔は1分とする。 ✓ 応動時間は「中央給電指令所が指令を発信してから供出可能量まで出力変化するのに要する時間」と定義する。 ✓ 三次①における基準値は「直前計測型」での算出を基本とし、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ことから、このことを前提に「事前予測型」も選択可とする。 ✓ 専用線を用いる場合、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を用い、これによりアセスメントを実施する。 ✓ 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①の指令に基づきアセスメントⅡを行う。 ✓ 複数の機能の指令（GF・LFC・EDC）に対して応動した場合、応動実績を指令信号毎に切り分ける手法が確立されるまでは、指令が重畳したコマはアセスメントⅡの対象外とする。今後その手法が確立された場合は指令信号毎にアセスメントⅡを行う。 ✓ 当面は、運用時にLFC機能が不要の場合は機能ロックした上でアセスメントⅡを行うとともに、GF使用時にそ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も早期に検討する。 （その他記載が無い事項は三次②と同様とする）</p>		<p><三次①のアセスメントⅡ> ✓ 三次①を落札したリソースが、GF機能を使用しLFC機能は不使用として運用する場合、GFとEDCを同時に使用した応動実績の10分移動平均を用いることでGF機能の影響を取り除き、三次①のアセスメントⅡを実施する。</p>

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

<三次②のペナルティ>

【金銭的ペナルティ（アセスメントⅠ）】

- ✓ ペナルティ対象は ΔkW とする
- ✓ 市場開設時点では電源Ⅰ'と同様に、1.5倍のペナルティ強度を設定することとし、実態に応じて今後見直すこととする。
- ✓ 具体的な算定式は以下の通り

$$\text{報酬額} = \Delta kW \text{落札額} \times (1 - \text{未達率} \times 1.5)$$

$$\text{未達率} = (\Delta kW \text{落札量} - \text{供出可能量}) / \Delta kW \text{落札量}$$

【金銭的ペナルティ（アセスメントⅡ）】

- ✓ ペナルティ対象は ΔkW とし、アセスメントⅡが許容範囲外にある場合、ペナルティ対象とする
- ✓ 市場開設時点では電源Ⅰ'と同様に、1.5倍のペナルティ強度を設定することとし、実態に応じて今後見直すこととする。
- ✓ 具体的な算定式は以下の通り
 アセスメントⅡが許容範囲内：

$$\text{報酬額} = \text{アセスⅠ実施後の報酬額}$$
 アセスメントⅡが許容範囲外：

$$\text{報酬額} = \Delta kW \text{料金} \times (-0.5)$$

<三次①のペナルティ>

【金銭的ペナルティ】

- ✓ 金銭的ペナルティ強度は ΔkW 落札額の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。

3-9

リクワイアメントに対するアセスメントと実効性を確保するためのペナルティ

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

<三次②のペナルティ>

【契約不履行に対するペナルティ（アセスメントⅠ）】

- ✓ 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、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期間停止した場合の不履行については、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、是正勧告対象とするか決定する
- ✓ 対象は事業者毎に課すこととする

【契約不履行に対するペナルティ（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
- ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長期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、是正勧告対象とするか決定する
- ✓ アセスメントが応札単位であることを踏まえ、発電機またはパターン毎に課す

3-9 リクワイアメントに対するアセスメントと実効性を確保するためのペナルティ

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

<三次①のペナルティ>

【契約不履行ペナルティ】

- ✓ 契約に不履行が生じた場合、三次②と同様の契約不履行ペナルティを設定する。
- ✓ 単一の発電機および需要家の事故等により調達期間内で連続して不適合となる場合、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停止事由等を申告し、一般送配電事業者との協議により妥当と判断された場合は不適合回数を1回とすることについて配慮を行う。

3-9

リクワイアメントに対するアセスメントと実効性を確保するためのペナルティ

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
3-10 需給バランス維持に必要となる調整力の必要量	<p><三次②></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 基本的な算定式は以下の通り 三次②必要量 = 「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値 - 「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値 ✓ この算定は、過去データを使用して月別・想定出力帯別・時間帯別に事前に行う ✓ 前日に決定する日々の三次②必要量は、前々日の出力予測に基づき、予測出力帯・月・時間帯が一致する上記の算定量とする 	<p><三次①></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 調達量の考え方 <p><一次～二次②></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 商品区分ごとの調達量の考え方 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ただし、各社の必要量の試算結果でエリア間で必要量の傾向に差が生じている部分については、2022年度の三次①調達開始に向けて、各種データを蓄積しながら、エリア間での差の傾向を評価し、必要に応じて今回議論した考え方を見直すことも含めて、今後引き続き検討していくこととする。 <p style="text-align: right;">(2021年度中に要検討)</p>

- 一次から三次①については、GC以降に生じる変動（平常時の予測誤差・時間内変動や事故時の電源脱落）に対応することとし、各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

✓ 一次調整力 : $(\text{残余需要元データ}^{\ast 1} - \text{元データ}^{\ast 1} \text{10分周期成分}) \text{の} 3\sigma \text{相当値}^{\ast 4} + \text{単機最大ユニット容量の系統容量按分値}^{\ast 2}$

✓ 二次調整力①: $(\text{元データ}^{\ast 1} \text{10分周期成分} - \text{元データ}^{\ast 1} \text{30分周期成分}) \text{の} 3\sigma \text{相当値}^{\ast 4} + \text{単機最大ユニット容量の系統容量按分値}^{\ast 2}$

✓ 二次調整力②: $(\text{残余需要予測誤差30分平均値}^{\ast 3} \text{のコマ間の差}) \text{の} 3\sigma \text{相当値}^{\ast 4}$

✓ 三次調整力①: $(\text{残余需要予測誤差30分平均値}^{\ast 3} \text{のコマ間で連続する量}) \text{の} 3\sigma \text{相当値}^{\ast 4} + \text{単機最大ユニット容量の系統容量按分値}^{\ast 2}$

※ 1 残余需要1～10秒計測データ

※ 2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※ 3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

※ 4 「3σ相当値」: いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①必要量は、月別・商品ブロック別に算定してはどうか。
- 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。
- 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該商品ブロックの必要量を、週を通して調達することとしてはどうか。

- 不等時性を考慮した複合約定時の必要量の算定の考え方として、以下の算定式としてはどうか。

✓ 複合約定時の必要量: { 残余需要元データ^{※1} - (BG計画 - GC時点の再エネ予測値) } の3σ相当値^{※3}
+ 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

※1 残余需要1分計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※3 「3σ相当値」: いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値 (全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値) を使用。

- 複合約定時についても、一次から三次②と同様に、平常時の必要量は、各月別・商品ブロック別に必要量を算定してはどうか。事故時の電源脱落に対応する必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。
- なお、調達量や調達費用の低減は、需給調整市場システムに実装を検討している複合約定ロジックで対応することとしてはどうか。
- 今回、一次から三次①の必要量算定の考え方を一旦、整理した。しかしながら、各社の必要量の試算結果でエリア間で必要量の傾向に差が生じている部分については、2022年度の三次①調達開始に向けて、各種データを蓄積しながら、エリア間での差の傾向を評価し、必要に応じて今回議論した考え方を見直すことも含めて、今後引き続き検討していくこととしてはどうか。

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
4-1 一次調整力に係る具体的な調達方法		✓ 広域調達量の考え方	(2021年度中に要検討)

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
5-1 複合約定ロジックの構築		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 調達コストの低減を目的として商品間を複合的に約定するロジックの考え方 	<p>(2021年度上期中に要検討)</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 隣接エリアおよび運用容量の大きい交流連系線を優先して容量確保 ＜三次②＞ ✓ 三次②の約定における連系線活用については、その量に一定の上限(時間前市場に残す量)を設ける。 ✓ 三次②への影響と時間前市場への影響を検討し、両者の経済メリット等を評価して、社会コストが最小となるように、時間前市場向けに残す連系線空容量 (a) を決定し、スポット市場後の連系線空容量からaを差し引いた残余分を三次②向けに充てる。 ＜一次～三次①＞ ✓ 一次～三次①の約定における連系線活用については、その量に一定の上限(一次～三次①向けに確保する量)を設ける。 ✓ 一次～三次①への影響(メリット)と卸電力市場への影響(デメリット)を合計し、社会便益が最大となるように、スポット・時間前向けに残す連系線容量 (β) を決定し、連系線容量からβを差し引いた残余分を一次～三次①向けに上限とする。 	<p>＜三次②＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 卸市場に与える影響（スポット後）を踏まえた連系線の容量確保の考え方 ※上限の在り方は引き続きの検討 	<p>＜三次②＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 2021年度の上限値の決定にあたっては、直近1年間の実績データ等を活用して試算等を行い、改めて2020年度末までに制度設計専門会合で議論して決定する。 ※監視等委にて検討 <p>(本年度中に要検討)</p>
5-2 連系線の容量確保の考え方		<p>＜一次～三次①＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 卸市場に与える影響（スポット前）を踏まえた連系線の容量確保の考え方 ※連系線枠は確保。上限の在り方は引き続きの検討 	<p>＜一次～三次①＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 2022年度の上限値の決定にあたっては、直近1年間の実績データ等を活用して試算等を行い、改めて2021年度末までに制度設計専門会合で議論して決定する。 ※監視等委にて検討 <p>(2021年度中に要検討)</p>

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
5-2 連系線の容量確保の考え方	✓ 2022年度以降については、前年度の考え方を基本としつつ、需給調整市場における調達の状況や卸電力市場の状況変化等も考慮し、必要に応じて設定方法の見直しを検討する ※監視等委にて検討		

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
6-1 1社目の中給システムの抜本的な改修において反映すべき中給改修項目の整理	<p><制御方式・演算周期の統一></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 二次①の広域運用に向けて、中給システムの抜本改修なしで、各エリアの現在の制御方式を活用する案の検討をシミュレーションを含め開始 ✓ 更なる将来的な検討課題として、中給システムのリプレースに合わせた抜本改修の検討を進める <p><単価登録の細分化></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 単価登録細分化、中給システムへの単価登録の自動化、時間帯別に異なる単価の調整力の自動制御については、抜本改修を必要としない改修方法について検討を進める ✓ 中給システムにおいて、30分毎単価を複数認識し、GC直前まで変更可能とできるよう、2021年4月を目途に改修する。(メーカーとの協議により多少前後の可能性あり) <p><V1/V2による直接的な運用></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ V1/V2による直接的な運用には、中給システムの抜本改修が必要であり、実現するための方法について検討を進める ✓ リプレースまでの間は引き続きabc定数による運用を継続 <p><中給制御の最大数></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 制御最大数の拡大に関して中給システムの抜本改修等が必要なエリアについては、中給システムのリプレース等のタイミングに合わせて検討を進める ✓ 接続申込状況に応じて中給システムの改修を実施(個別に相談) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 将来の広域化に対して制約とならない中給改修項目の整理と改修内容 	<p>(2021年度上期中に要検討)</p>
6-2 二次調整力①に係る具体的な調達・運用方法		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 具体的な調達・運用の方法 	<p>(2021年度中に要検討)</p>

意見募集結果を踏まえ継続検討が必要な事項②

81

<市場開設後も実現の可否について引き続き検討する事項>

1. 複数信号受信時のアセスメントⅡの方法
2. ポジワットのアグリゲーション／ネガワット・ポジワット混在
3. 機器個別計測
4. 低圧リソースのアグリゲーション

■ 一次～二次②に関連する各課題について、2024年度の市場取引開始に向けた今後の検討スケジュールを整理した。各課題について、遅滞なく検討を進めることとする。

	年度	2019			2020	2021	2022	2023	2024～	
		2Q	3Q	4Q						
一次～ 二次②	(3-3)				■				2024年 4月 市場 開設	
	(3-7)				■					
	(3-9)				■					
	(3-10)	■			--- 試算を実施 ---					
	(5-1)				■					
	(6-1)	■			■					
	(1-2)				■					
	(6-2)				■					
	(5-2)	■			■			--- 試算を実施 ---		
	(1-3)				■					
	(4-1)				■					

注: 2019年4Qに「切出可否の判断」が行われ、2020年1Qに「広域調達可否・時期の検討」が行われる。

【需給調整市場 (三次②) の市場開設に向けたスケジュール】

		年度	2019			2020	2021	2022	2023	2024~
			2Q	3Q	4Q					
三次②	(3-10)	調整力必要量	[Progress bar]			試算を実施	2021年4月 市場開設			
	(5-2)	連系線容量確保(スポット後) ＜監視等委にて検討＞	[Progress bar]			試算を実施				
	(参考)	市場開設に向けた実務的な準備 (システム構築、中給改修、契約手続、 事前審査etc.) ＜一般送配電事業者にて検討＞	[Progress bar]							

【需給調整市場】 (三次①) の市場開設に向けたスケジュール】

		年度	2019			2020	2021	2022	2023	2024~
			2Q	3Q	4Q					
三次①	(3-10)	調整力必要量	[Progress bar]			試算を実施	2022年4月 市場開設			
	(5-2)	連系線容量確保(スポット前) ＜監視等委にて検討＞	[Progress bar]			試算を実施				
	(参考)	市場開設に向けた実務的な準備 (システム構築、中給改修、契約手続、 事前審査etc.) ＜一般送配電事業者にて検討＞	[Progress bar]							

參考資料

■ 需給調整市場および容量市場の開設により、年間公募の契約は以下のように順次変更される。

商品	年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024~ (容量市場開設※)
需給調整市場 の商品				三次② (広域)	需給調整市場 (広域)		需給調整市場 (広域)
				三次①	需給調整市場 (広域)		需給調整市場 (エリア内)
						二次②	需給調整市場 (広域)
						二次①	需給調整市場 (エリア内)
						一次	需給調整市場 (広域調達は検討中)
電源 I -a (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場 (オークションは4年前)
電源 I -b (kW)		エリア内公募 (年間)			広域調達 (年間)		容量市場 (オークションは4年前)
電源 I' (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場 (オークションは4年前)
電源 II		エリア内公募 (随時)					余力活用
電源 II'		エリア内公募 (随時)					余力活用
ブラックスタート		電源 I 公募時に公募					公募 (公募は4年前)

(参考) 需給調整市場における商品の要件(簡易指令システムが中給システムに接続された場合)

	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	オンライン
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 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
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)	商品ブロック時間(3時間)
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※4	数秒～数分※4	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6	30分
監視間隔	1～数秒※2	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	1～30分※5
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 システムも含む)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	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
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 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。

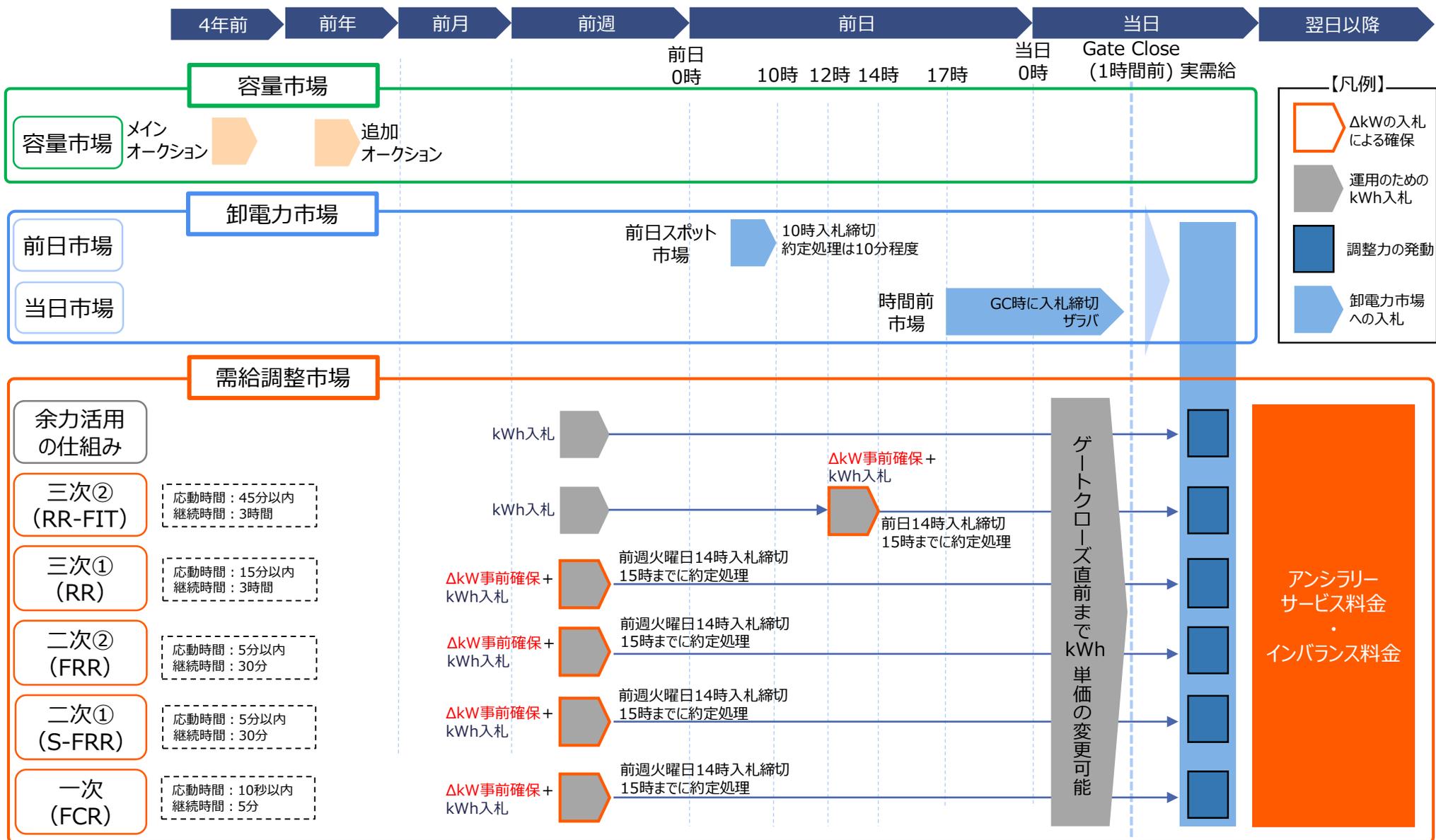
※2 事後に数値データを提供する必要有り(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※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。



	容量市場 (発動指令電源のリクワイアメント)		調整力公募 (電源 I '公募要件の代表例※1)	(参考) 需給調整市場 (三次調整力②商品要件)
調達主体	広域機関		一般送配電事業者	一般送配電事業者
取引対象	kW		kW+ΔkW	ΔkW
調達範囲	全国		エリア	全国
調達時期	4年前 or 1年前		1年前	前日
発動回数	12回		12回	ΔkW落札ブロック内で制限なし
応動時間	3時間		3時間	45分以内
継続時間	3時間		3時間	3時間
指令間隔	3時間		3時間	30分
活用時期 の決定	一般送配電事業者		一般送配電事業者	発電事業者
発動者	一般送配電事業者		一般送配電事業者	一般送配電事業者
活用者	小売電気事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
kWh価格	卸市場により決定	予め登録※2	前週登録	ΔkW応札時にあわせて登録

※1 一部の公募要件は異なる

※2 需給ひっ迫時に一般送配電事業者の指示等があった場合にその対価を支払う仕組みは別途検討が必要