

需給調整市場における市場運営ルールに関する 検討の進め方について

2019年1月24日
需給調整市場検討小委員会 事務局

(参考) 市場のプロセスに沿った各課題の位置付け

14

■ 需給調整市場のプロセスに沿って整理すると、課題は以下のような位置付けとなる。



➤ 事前審査

- 契約・精算 (TSO-BG)
- 余力活用
- 商品設計
- 調達スケジュール
- 情報公開
- 調整係数
- **リクワイアメント**
- 調整力必要量
- 下げ調整力の調達
- ΔkW調達不調・減少時の扱い
- 複合約定ロジック
- 連系線容量確保

- 直流設備の扱い
- 運用段階での設備トラブル時等の対応
- 連系線容量確保

- 契約・精算 (TSO-TSO)
- 契約・精算 (TSO-BG)

➤ アセスメント・ペナルティ

(プロセスに沿った課題のみ記載)

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点
2-1 一般送配電事業者間の契約・精算プロセス	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 精算に必要なデータ（エリア情報、価格情報等）はシステムから抽出 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ kWh単価がインバランス制度の基準となることを踏まえたTSO-TSO間の精算の考え方
3-1 一般送配電事業者と発電・小売事業者間の契約・精算プロセス	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ΔkWhは調達段階の商品区分で精算 ✓ kWhはユニット単位のkWhでV1/V2単価により精算 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ TSO-BG間の契約・精算プロセスおよびスケジュール ✓ アグリゲーターに係る計量方法と精算方法
3-2 余力活用に係る具体的な仕組み	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 年初に公募に基づく契約を行う 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 容量市場におけるリクワイアメント等を前提とした余力活用の具体的な仕組みの検討 ✓ kWh単価の登録および変更時期
3-7 事前審査		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 事前審査の考え方 <ul style="list-style-type: none"> ・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

課題

これまでの議論の方向性

小委における論点

3-8 確実な需給バランス調整を行うために必要となるリクワイアメント

- ✓ 調達時、運用時に求められる責務
- ✓ 容量市場におけるリクワイアメントとの関係

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

- ✓ アセスメントの考え方
(実施方法、時期など)
- ✓ ペナルティの考え方

- 2021年度に需給調整市場が開設され三次②から市場取引が開始されるが、参入者側での市場参加に関する検討および事務手続き、専用線敷設に伴う設備工事の期間が必要となる一方で、市場運営者である一般送配電事業者側においても、事務手続きも含めた準備期間を考慮する必要がある。
- 今回、海外の事例を踏まえつつ、需給調整市場の運営にあたり必要となる業務フローと本小委員会で議論が必要と考えられる主な論点を整理するとともに、本小委員会における今後の検討スケジュールを整理したことから、これらの内容についてご議論いただきたい。

商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。※1

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
三次調整力② (低速枠)					広域運用+ 広域調達					
三次調整力① (EDC※3-L)			自主的 運用	3社 広域運用	開始目標	広域調達 (週間) (2022~2023は年間で電源 I -b相当の設備を調達)				
二次調整力② (EDC※3-H)					開始目標	広域調達 (週間)				
二次調整力① (LFC※3)					エリア内調達※2	広域運用 (週間)				
一次調整力 (GF相当枠※3)					一次調整力、二次調整力①の 広域化の要否・時期について (週間)					

容量市場初回オークション

容量契約発効

- ※1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う (各社の改修時期は未定)
(例: kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大...)
- ※2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み (現行の電源 II に相当する仕組み) を続ける。
詳細については今後検討。
- ※3 EDC (経済負荷配分制御) : 全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御 (小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる)。
LFC (負荷周波数制御) : 周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。
GF (ガバナフリー制御) : 発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

- 1. 業務フローおよび市場運営ルールに関する論点整理**
- 2. 今後の検討スケジュール**
- 3. まとめ**

1. 業務フローおよび市場運営ルールに関する論点整理

2. 今後の検討スケジュール

3. まとめ

■ イギリスにおける業務フローは以下の通り。各商品毎の関連するドキュメント、グリッドコードはこうした業務フローと整合性をとりながら構成されている。

項目	実施事項詳細
市場参加の意思確認	<ul style="list-style-type: none"> 事業者はTechnical requirements（技術要件）等の参入要件をHPで確認 参入を決定した場合、National Grid（市場運営者）に連絡
Sign Framework Agreement（基本合意書締結）	<ul style="list-style-type: none"> Framework Agreement（基本合意書）を締結 締結後、市場取引専用サーバー（ARIBA）へのアクセスが可能となる
Unit Testing（事前審査）	<ul style="list-style-type: none"> 商品要件に沿って、技術的な項目を中心にUnit Testingを実施 <ol style="list-style-type: none"> ① Dynamic test(1) [Step test] 周波数が不感帯を超えた場合に一定時間内に確実に動作することを確認 ② Dynamic test(2) [Frequency sweep test] 基準周波数の範囲以上に周波数をランプ変化させた場合の動作を確認 ③ Dynamic test(3) [Duration test] 一定時間、最大出力を継続的に発動できることを確認 ④ Dynamic test(4) [Connection to Grid test] 実際の系統周波数に対する応動を確認 入札時までには要件を満たせば市場参加可能とする救済措置（Cure Plan）を設定
応札	—

応札までの流れ

出所) National Grid HPをもとに作成

https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/Firm%20Frequency%20Response%20%28FFR%29%20Interactive%20Guidance%20v1%200_0.pdf

項目	実施事項詳細
落札	—
調整力発動	—
実績確認 アセスメント	<ul style="list-style-type: none"> 実績確認からアセスメントまでの実施事項は以下の通り <ol style="list-style-type: none"> 実績確認（計量） 所定の規則に従い、送配電事業者・応札者間で合意した計量器にて実施。秒単位でサンプルチェックし、定められたPerformance Factorによって評価 Reproving Test Delivery Failure（調整力の発動不調）が特定のコマで発生した場合、Reproving Testを実施し、ユニットが要件に適合可能であることを送配電事業者に明示 送配電事業者の支払い拒否 上記Reproving Testに合格しなかった場合、Delivery Failureが生じた当該コマおよび当該コマが発生した日から14日間以内の落札コマについては、送配電事業者はその支払いを拒否
ペナルティ 対象判定	<ul style="list-style-type: none"> 応札期間内で契約不履行が生じた場合、違反した回数が規定回数を超過した場合は、契約を解除 (例：契約したリソースが応札期間内で3回若しくは1年間で8回違反した場合)
精算	<ul style="list-style-type: none"> 8営業日に応札者宛に精算に関する書類（仮版）が提示。 18営業日に応札者宛に精算に関する書類（正式版）が提示され、当該書類の発行日から3営業日以内に精算を実施

DEMAND RESPONSE SERVICES CODE	主な記載内容
1. INTRODUCTION	【導入部分】 <ul style="list-style-type: none"> Transmission Licence C16、Standard Contract Terms等の適合への必要性
2. OBJECTIVE	【本ドキュメントの目的】 <ul style="list-style-type: none"> Ancillary Services契約の要件を補完するとともに、要求されている最低限の技術要件およびコンプライアンス要件の定義
3. SCOPE	【本ドキュメントの適用範囲】
4. GENERAL PROVISIONS	【一般規定（サービスのカテゴリー等）】
5. SPECIFIC PROVISIONS FOR DEMAND UNITS WITH DEMAND RESPONSE ACTIVE POWER CONTROL AND TRANSMISSION CONSTRAINT MANAGEMENT	【有効電力制御等に関する特別規定】 <ul style="list-style-type: none"> 指令に対する応動など提供する事項およびこれに関連する規定 速度、感度、頻度など要件 連続的な指令に応じること 等
6. SPECIFIC PROVISIONS FOR DEMAND UNITS WITH DEMAND RESPONSE FREQUENCY CONTROL	【周波数制御に関する特別規定】 (同上)
7. SPECIFIC PROVISIONS FOR DEMAND UNITS WITH DEMAND RESPONSE VERY FAST ACTIVE POWER CONTROL	【高速有効電力制御に関する特別規定】 (同上)
8. DATA REQUIRED BY NGET FROM DEMAND RESPONSE PROVIDER'S	【提出が求められているデータ】 <ul style="list-style-type: none"> 商品毎に詳細を設定（個別契約を参照）
9. OPERATIONAL METERING REQUIREMENTS	【メータリングの要件】 <ul style="list-style-type: none"> 商品毎に設定（新たに設置が必要となる場合あり）
10. INSTRUCTIONS ISSUED TO DEMAND RESPONSE PROVIDER'S	【D R 事業者に送信される指令】 <ul style="list-style-type: none"> 指令を受けるための通信機能の設置 等

DEMAND RESPONSE SERVICES CODE**主な記載内容**

11. OPERATIONAL NOTIFICATION PROCEDURE

【リソースの運用に関する通知手順（一般規定）】

11.1. GENERAL PROVISIONS

- 要件に適合したプロセス実施の要求

11.2. OPERATIONAL NOTIFICATION PROCEDURES FOR DEMAND RESPONSE PROVIDERS

【DR事業者向けの通知手順】

- 適合に関するチェックシート（DRUD）に基づき要件を満たすための情報提供義務（各需要単位）
- NGET（National Grid Electricity Transmission plc）は承認通知を発行

11.3. COMPLIANCE

【リソースの運用に関する規定および適合評価】

- 契約要件の遵守、技術的改修前の通知義務、事故・故障時の報告義務、DR事業者の情報提供項目
- 適合テストのスケジュール、手順の事前提出
- NGETによるリアルタイムの監視、評価および結果の通知
- 設備改修時の再テスト

11.4. COMPLIANCE TESTING

【適合テスト詳細】

- 提出されたデータ正確性、要件への適合性をNGETがテスト
- 当該試験は遠隔もしくは現地で行われ、NGET指定の信号により、NGETの機器を使用する可能性があること

11.5. COMPLIANCE TESTING FOR DEMAND RESPONSE PROVIDER'S WITH DEMAND RESPONSE ACTIVE POWER CONTROL, REACTIVE POWER CONTROL AND TRANSMISSION CONSTRAINT MANAGEMENT

【有効電力制御等に関する適合テスト】

- 実地テストにより能力の実証が必要
- DRアグリゲーションも可
- NGETの信号から実機まで信号の送受信によるテストが必要
- 認定事業者による試験による代替も可能

11.6. COMPLIANCE SIMULATION

【適合シミュレーション】

- 高速有効電力制御を提供する事業者への適合シミュレーションの要求

■ 需給調整市場の運営にあたり必要となる業務フローと本小委員会で議論が必要と考えられる主な論点を以下のとおりとしてはどうか。

		今後検討が必要な課題と主な論点	商品毎の検討要否
応札までの流れ	市場参入資格審査	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整市場への参入資格要件の整理 ✓ 事業者に求める資格要件（財務要件、ライセンス等） 	—
	工事施工	—（専用線の設置工事等）	—
	事前審査	<ul style="list-style-type: none"> 市場参加者が応札するリソースについて、商品要件への適合性確認テストの整理 ✓ 応動速度、継続時間、変化量、ベースライン等、技術審査で実施したテスト内容の詳細を整理 ✓ サイバーセキュリティの要件詳細 	要
	契約締結	<ul style="list-style-type: none"> 各事業者にて準備若しくは取得が必要な契約類の整理 ✓ 「需給調整市場」、「余力活用」の観点から、容量市場の要求事項との関係も含め必要となる契約を整理 ✓ 各契約で主に求める事項を整理 	—
	応札	<ul style="list-style-type: none"> 需要家リストの変更時期 （参考）kWh単価の変更時期 ※一般送配電事業者が中給改修の検討の中で検討 （調達スケジュールは、一次～三次①を週間、三次②を前日とすることで整理済み） 	—

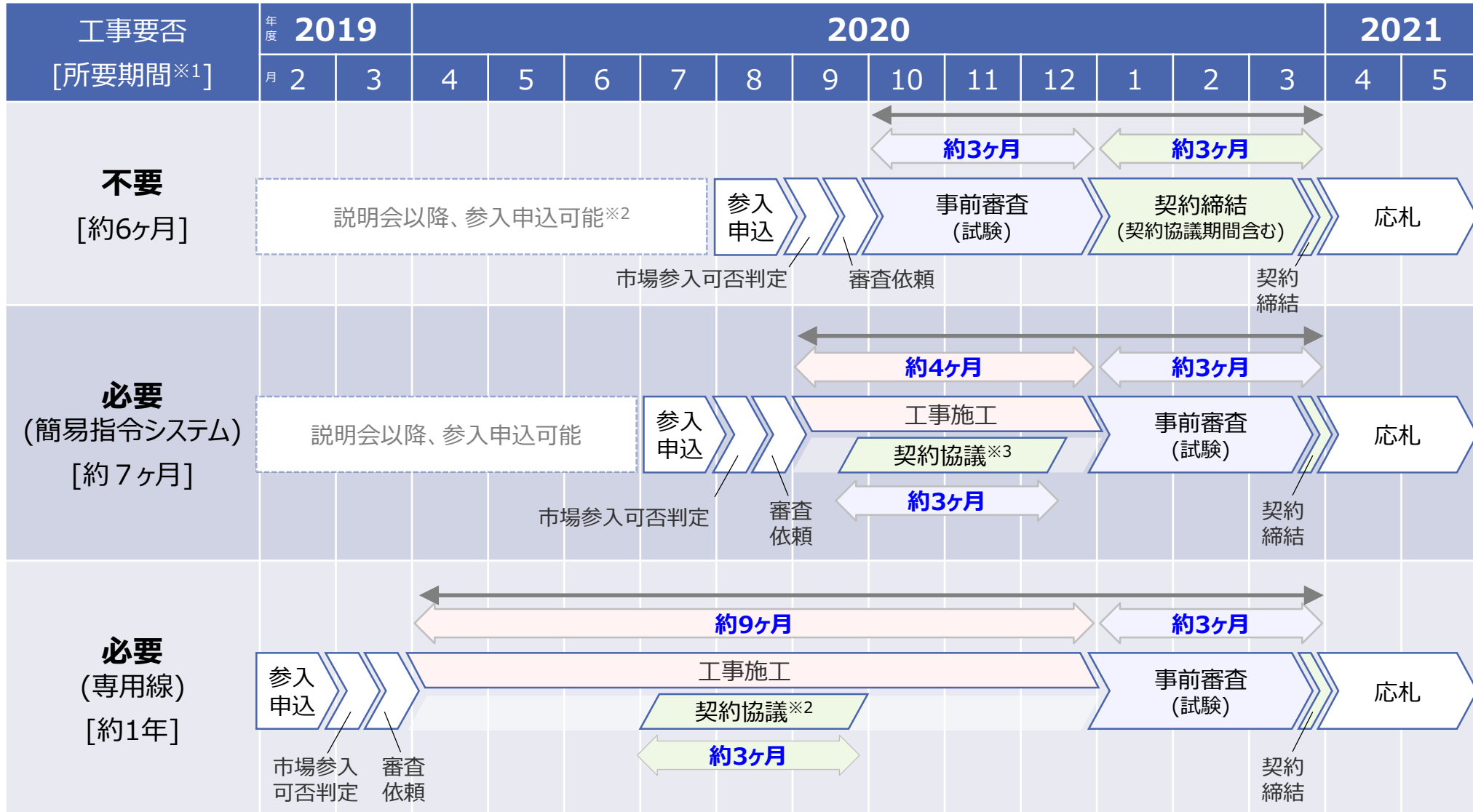
応札から精算までの流れ

項目	今後検討が必要な課題と主な論点	商品毎の 検討要否
落札	<ul style="list-style-type: none"> 落札者に求められる要件（リクワイアメント） 	-
発動	-	
応動実績 の評価 (アセスメント)	<ul style="list-style-type: none"> 計量地点、計量器等の整理 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 受電点もしくは機器個別計測 ✓ 必要となる計量器の整理および計量法との関係 計量データの収集主体の整理 <ul style="list-style-type: none"> ✓ アグリゲートされるリソースの計量主体の検討 発動実績の評価方法（アセスメント）と必要となる計量データの整理 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 応動速度、継続時間、変化量、ベースライン等、技術審査にかかる項目毎に詳細を整理（商品により必要となる計量データは異なることが考えられる） 	要
ペナルティ 判定	<ul style="list-style-type: none"> ペナルティに関する詳細内容を整理 	要
精算	<ul style="list-style-type: none"> 精算時期の整理 <ul style="list-style-type: none"> ✓ アセスメント、ペナルティ等の事務手続きを考慮 ✓ 預託金の取り扱い 	要

1. 業務フローおよび市場運営ルールに関する論点整理

2. 今後の検討スケジュール

3. まとめ



※1 審査依頼から契約締結までに要する期間 ※2 事前審査前に市場参入に関する何らかの取り決めが必要になる場合がある ※3 工事と並行で実施

余白

1. 業務フローおよび市場運営ルールに関する論点整理

2. 今後の検討スケジュール

3. まとめ

- 今回、海外事例を参照にしつつ入札から精算までの業務フローおよびこれに関連し、需給調整市場の運営にあたり必要となる業務フローと本小委員会で議論が必要と考えられる主な論点を以下の通り整理した。
 - 今後検討が必要な課題
資格審査、事前審査、契約体系の整理、応動実績の評価（アセスメント）、ペナルティ、精算
- また、2021年度の需給調整市場開設に向けた検討スケジュールについてもあわせて以下の点について整理した。
 - 事業者および一般送配電事業者の準備期間を考慮すると、2019年度第一四半期までに本小委員会における議論を終える前提で検討を進める。
 - 商品毎に検討が必要な項目のうち、三次②については、2019年度第一四半期までに必要な議論が完了するように優先的に検討を進めることとする。その他の商品については取引開始が2021年度以降であるため、順次検討する。