

# 地内系統の混雑管理について

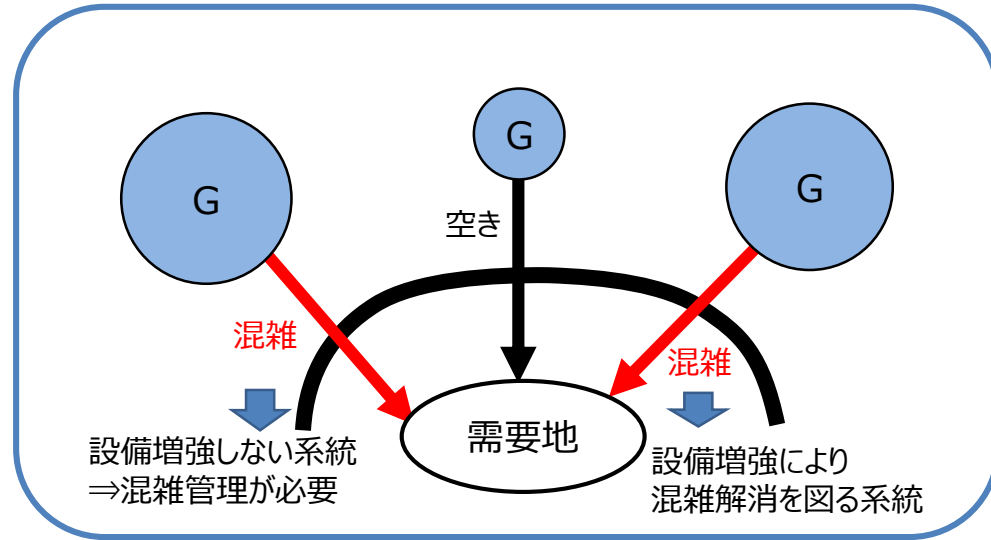
2020年9月4日  
地内系統の混雑管理に関する勉強会事務局

1. 課題・論点の整理
2. 今後の進め方

1. 課題・論点の整理
2. 今後の進め方

- 前回、メリットオーダーを可能とする混雑管理の仕組みや系統と電源の全体最適化の実現を目指していく上で、整理しておくべき論点の洗い出しを行い議論していくことに関して、大きな異論はなかった。
- 今回は、メリットオーダーを可能とする混雑管理の仕組みとすることで、具体的にどのような課題が考えられるか整理したので、ご議論いただきたい。
- なお、具体的な課題を整理するため、実務を行う事業者（発電、小売り、一般送配電）には事前に意見を伺っている。

- 混雑系統への混雑管理方法適用を意識した論点・課題出しを行っていく。



混雑系統の特徴などを踏まえ、その系統に適した混雑管理方法を導入

混雑管理方法適用に向け整理すべき課題への対応

混雑管理を適用する系統を念頭に置いた課題出し

混雑管理方法実現に向け解決すべき課題・論点の洗い出し

ベースとなる着眼点  
目指すべき姿

メルिटオーダーの実現

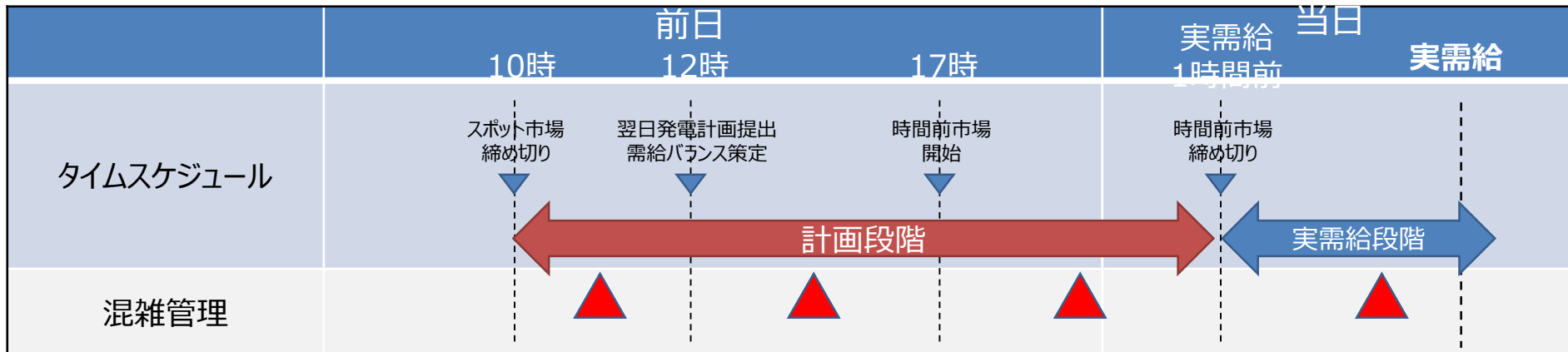
価格シグナルによる  
電源の新陳代謝

【勉強会での目指すべき姿】

- 社会便益を最大化するため、電源運用を先着優先からメリットオーダーへと変えた混雑管理の実現
- 価格シグナルに基づいた事業者自らの選択により、自然と適切な系統に適切な電源が接続される（系統と電源が最適化される）設備形成の実現

【議論を進める上でのポイント】

- ✓ 混雑管理のタイミングによる、メリットオーダーによる総合コスト最小化や価格シグナルへの効果の違い等を踏まえた議論



**混雑管理を行うタイミングを念頭に置いた課題出し**

- 前回、海外で主流となっている混雑管理方法（再給電方式、ゾーン制、ノードル制）をご紹介した。
- 今後の議論を進めていくにあたり、その違いについて、混雑送電線に対しどのようなアプローチで混雑処理を行っているかという観点で改めて整理した。

混雑管理方法	先着優先 (後着者抑制型)	TSO主導型(再給電)		市場主導型		地点別混雑料金
		実需給断面	計画断面	ゾーン制	ノードル制	
抑制方法	・後着者間でプロラタ抑制 ・後着者間順に抑制	事前に決められた順序に応じて TSOが抑制		市場落札されなかった電源が抑制		運用断面における 混雑解消方法が別途必要
抑制対象	後着電源 (ノンファーム電源)	全電源		全電源		運用断面における 混雑解消方法が別途必要
適用可能 系統	基幹系統～ ローカル系統	基幹系統～ローカル系統		基幹系統(ある程度の ゾーンが限界か)	基幹系統～ ローカル系統	基幹系統(ある程度の ゾーンが限界か)
混雑処理の 実施断面	計画断面	実需給断面※1	計画断面※2	計画断面※2		-
海外事例	・日本：試行ノンファーム ・英国：ANM	ドイツなど		ノルウェーなど	PJMなど	英国(基幹系統)など

※1 ゲートクローズ(実需給1時間前)後～実需給  
 ※2 前日市場～ゲートクローズまでの間

海外における実施事例を見るとほとんどの国で「TSO主導型(再給電)」「市場主導型(ゾーン制)」「市場主導型(ノードル制)」のいずれかの方法となっている。

TSO主導型(再給電)	市場主導型(ゾーン制)	市場主導型(ノードル制)
英国、ドイツ、スペイン、フランス など	イタリア、ノルウェー	PJM、ERCOT、CAISO など

どの送電線にいつ混雑処理を行うかの観点から、混雑管理方法を整理した。

### ① 再給電方式

予め混雑送電線を特定することはせず、混雑が発生する（あるいは発生する可能性が高い）と判断した段階で混雑処理を行う

- （例：事業者が策定した発電計画に基づき、各エリアの一般送配電事業者がエリア内の送電線の混雑有無を確認し、混雑が生じる場合は混雑処理を行う方式）

### ② ゾーン制

予め混雑送電線を特定し、混雑処理を行う準備を整えた上で、混雑発生時に処理を行う

- （例：スポット市場においてエリア内で予め特定した送電線に対して、連系線と同様の約定処理を行うことで、全国メリットオーダーに基づく混雑処理を行う方式）

### ③ ノーダル制

全ての送電線に対して混雑処理を行う準備を整えた上で、混雑発生箇所に処理を行う

- （例：エリア内のすべての基幹系送電線に対して、混雑状況等に応じた地点別限界価格（LMP）を設定し、スポット市場においてLMP価格で約定処理を行うことで、全国メリットオーダーに基づく混雑処理を行う方式）



# 1 - 4. 混雑管理方法の特徴 (イメージ※)

※ 海外事例などを参考に事務局で作成

混雑管理方法	TSO主導型 (再給電)		市場主導型	
	実需給断面	計画断面	ゾーン制	ノードル制
混雑送電線	特定しない		予め特定する	全ての送電線
混雑処理のタイミング	実需給断面に混雑発生の有無を判断し混雑処理	計画断面で混雑発生の有無を判断し混雑処理	混雑発生時は、市場 (計画断面) において混雑処理	
適用が想定される混雑系統の状況	あらゆる状況に対応可能 (調整可能な電源が必要)		<ul style="list-style-type: none"> <li>混雑箇所が限定的</li> <li>混雑箇所の特定が容易</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>混雑箇所の特定が困難</li> <li>混雑箇所が相当数ある</li> </ul>
電源稼働順	TSOによるメリットオーダー		市場によるメリットオーダー	
上げ調整電源の調達方法	TSOが混雑系統以外から調達	TSOもしくはBGが混雑系統以外から調達	市場によるメリットオーダーで混雑系統以外の電源が約定	市場によるメリットオーダーで電源が約定
日本の現状の仕組みとの親和性	高い (従来GC後にTSOが行ってきた需給調整と概念的には同様)		高い (市場分断箇所を現状(9エリア)より細分化)	低い (市場形態、需給運用など電力システムの仕組みが異なる)
システム対応期間	計画断面と同等か短期間で可能か(課題の確認要)	2~3年程度か(試行ノンフォームを参考)	2~3年程度か(間接オークションを参考)	7~8年程度か(海外実績を参考)
混雑調整費用	一般負担 (需要家含めたエリア全体の負担)	一般負担もしくは事業者負担	事業者負担	事業者負担
競争原理	先着優先よりは働く		働きやすい	働きやすい
価格シグナル	価格シグナルの発信の仕組みについては別途必要		混雑発生時は、市場価格により価格シグナルが発信される	混雑発生時は、LMP価格により価格シグナルが発信される
(参考)更なる混雑調整 (実需給断面)	-		TSOが調整力等を用いて実施※1	

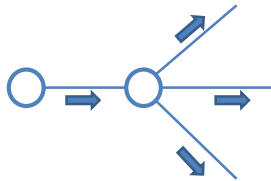
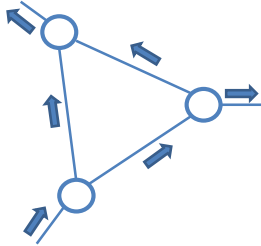
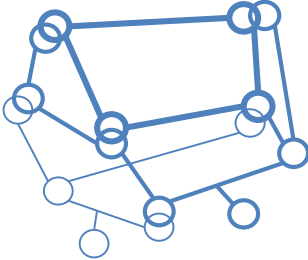
※1 調整力等の調達方法など詳細部分は、方式により異なる

- 日本の系統の特徴を踏まえると、放射状系統や簡単なループ系統のように混雑箇所の特定が比較的容易な系統が多い。一方で、一部の複雑なループ運用をしている系統では、混雑箇所の特定が困難であったり、大多数の送電線の混雑などが予想され、ノードル制の適用が考えられるが、複雑なシステムが必要となる等、適用に向け整理すべき課題も多く、導入までに時間を要することが予想される。
- 複雑なループ運用をしている系統へのメリットオーダーによる混雑管理方法の早期導入に向けては、まずは、再給電方式で開始し、混雑状況を見極めた上で混雑管理方法を見直していくことも考えられる。
- この様に、系統の特徴により、混雑管理方法だけでなく、導入の仕方も変わってくるものと考えられることから、実際の適用に際しては、系統の特徴、混雑状況、導入まで時間等に応じて最適な混雑管理方法を組み合わせることを視野に入れた課題整理を行っていく必要があるのではないか。

## 今後の議論の方向性

- ✓ 日本の系統の特徴、混雑状況等に応じた混雑管理方法の適用の考え方整理

(参考) 日本の系統イメージ

①放射状系統	②簡単なループ系統	③複雑なループ系統
		
<p>潮流方向が分かりやすく、混雑箇所の想定が容易（日本の系統に多い）</p>	<p>ループ運用されているが、潮流方向が想定でき、混雑箇所の想定が比較的容易（日本の基幹系統に多い）</p>	<p>電圧の異なる系統も含めループ運用されている場合は、潮流の流れが複雑となり、混雑箇所の想定が困難（日本の一部の基幹系統）</p>

整理すべき項目	混雑管理方法	課題
<ul style="list-style-type: none"> <li>・電源稼働順</li> <li>・上げ調整電源の調達</li> </ul>	再給電	<ul style="list-style-type: none"> <li>・市場での約定結果とは別の考え方に基づいた混雑処理</li> <li>・誰（一般送配電や発電BGなど）が調達を行うことが合理的か</li> </ul>
混雑調整後の更なる混雑への対応	再給電 ゾーン制	<ul style="list-style-type: none"> <li>・エリア内分断を考慮した混雑処理のための調整力の確保</li> <li>・電源調達単位を細分化して調整力を確保する場合の影響</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>・現状の仕組みとの関連性</li> <li>・実現までの時間</li> </ul>	再給電 ゾーン制 ノーダル制	<ul style="list-style-type: none"> <li>・導入までの時間やシステム等の合理性</li> <li>・将来の混雑状況などを見据えた適用の考え方</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>・混雑調整費用負担※</li> <li>・競争原理</li> <li>・価格シグナル</li> </ul>	再給電 ゾーン制 ノーダル制	<ul style="list-style-type: none"> <li>・混雑調整費用の負担の在り方</li> <li>・混雑系統への接続に対するディスインセンティブとなる仕組み（地点別混雑料金等）導入の必要性</li> <li>・市場分断が電源調達の確実性等へ与える影響</li> <li>・市場分断の発生など将来の不確実性に伴う電源投資意欲減退</li> </ul>
既存契約等について	再給電 ゾーン制 ノーダル制	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新たな混雑管理への見直し（先着優先→メリットオーダー）に伴う、既存契約等の整理</li> </ul>

今後の議論の参考となる海外事例については、次回以降にご報告できるよう引き続き調査を行う

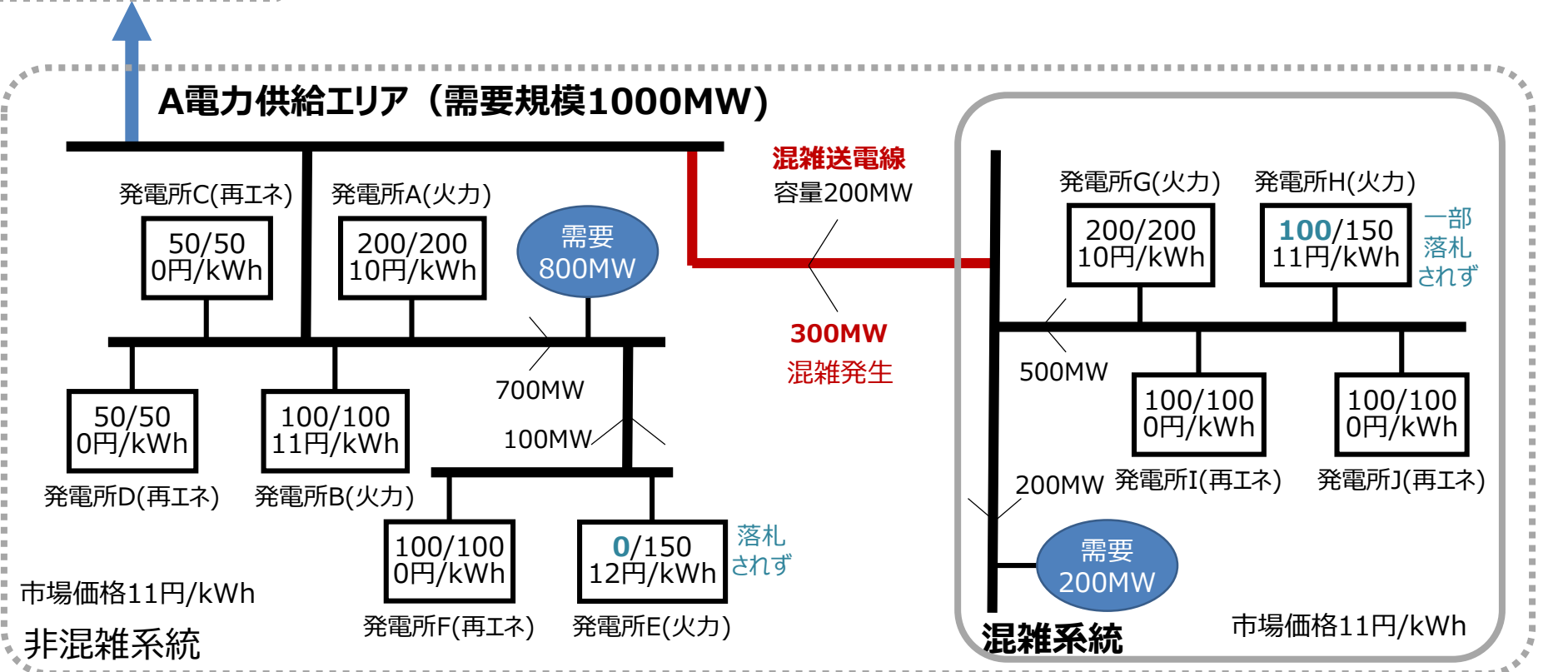
※調整費用の負担については、勉強会にて得失等について整理し次回以降議論するが、その性質上、広域機関だけでは検討できない。今後、監視等委員会において検討することも必要ではないか。

- 入札価格に応じて落札電源が確定するが、**スポット市場の約定量に地内系統混雑は加味されないため、系統混雑が発生**している可能性がある。

再給電：スポット約定後に混雑は解消されない

- このため、一般送配電事業者は、混雑系統内の電源を抑制し、非混雑系統で確保している調整電源へ上げ調整の指示を行う必要がある。(この例では調整電源へ指令を出して調整することをイメージ)。

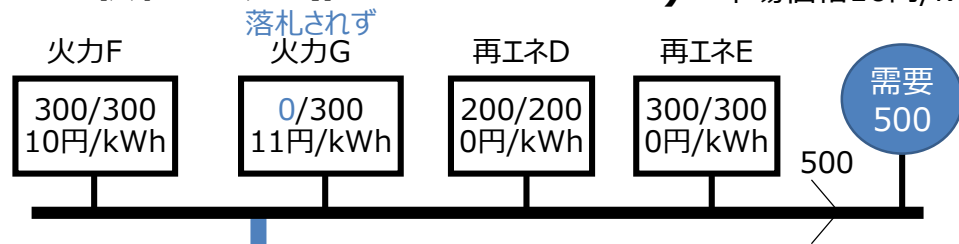
**B電力供給エリア**



■ 送電線容量に応じて落札電源が確定し、落札量が減少することで系統混雑が解消される。

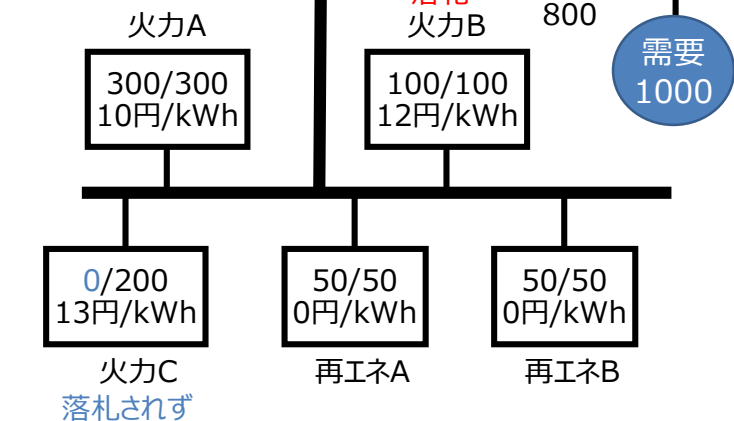
市場分断：スポット約定後に混雑は解消

B電力供給エリア (需要規模500MW) 市場価格10円/kWh



地域間連系線 容量300MW 300 系統混雑解消

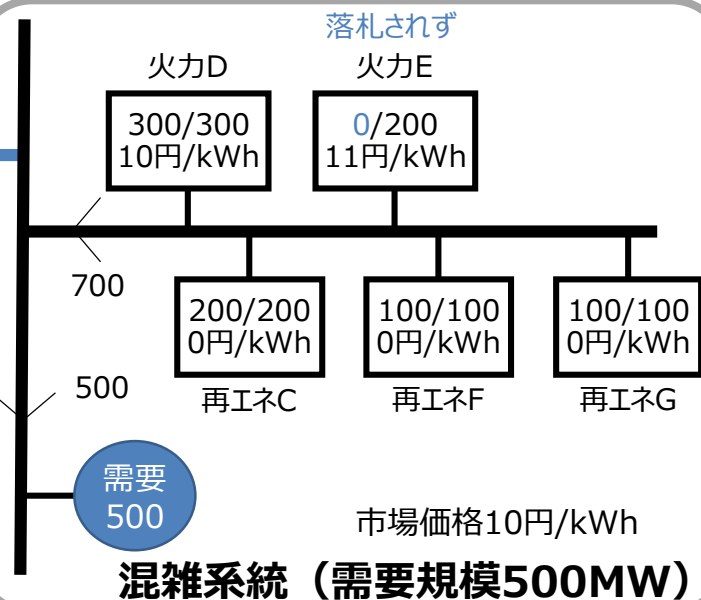
- ・B電力供給エリアでは、火力Gが落札されず、地域間連系線の混雑が解消
- ・混雑系統エリアでは、火力Eが落札されず、混雑送電線の混雑が解消
- ・非混雑系統の火力Cは、広域メリットオーダーにより落札されないこととなる。



非混雑系統 (需要規模1000MW) 市場価格12円/kWh

混雑送電線 容量200MW

200 系統混雑解消



混雑系統 (需要規模500MW) 市場価格10円/kWh

A電力供給エリア (需要規模1500MW)

- 「メリットオーダーによる混雑管理」と「混雑状況に応じた適切な価格シグナルの発信」を念頭に考えた場合、それぞれに対して、安定供給、経済効率性、環境への適合の視点から以下の論点が考えられるか

	メリットオーダーによる混雑管理	混雑状況に応じた適切な価格シグナルの発信
安定供給の視点	混雑処理を行う際に、電源出力の持ち替え（増加／減少）可能量や持ち替え可能な電源の kWh 価格に関する情報を一元的に管理できる仕組みの実現が重要か	エリアを混雑システムで分割した場合に、細分化されたそれぞれのエリアにおける電源価値が可視化される仕組みの実現が重要か
経済効率性の視点	エリア内の電源のみを対象とするのではなく、全国を対象とすることでより経済効率性の高いメリットオーダーの実現を目指すことが重要か	混雑システムと非混雑システムにおける価格差を解消する手段としては、系統増強や価格の高い系統(非混雑システム)への電源新設などが考えられ、これらを総合的に機能させ、経済効率性の最適化を目指すことが重要か
環境への適合の視点	メリットオーダーの電源稼働により、再エネの稼働機会が増えることで、環境負荷の低減は可能か	・価格シグナルが示された場合でも、再エネは混雑を回避した立地が困難であることを考えると、マスタープランの中で整理していく費用便益に基づく系統増強のあり方を考える上で整合を図ることが重要か。

1. 事業者からの課題・論点
2. 今後の進め方

- マスタープラン検討委員会への中間報告へ向け、本日の議論を踏まえ、論点の取りまとめを行う。
- 次回は、取りまとめ結果に基づきご議論いただき、その結果を中間報告案として、マスタープラン検討委員会へ中間報告を行う。

	2020年度											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
マスタープラン 検討委員会								○ ↑		☆ ↑		
地内系統 混雑管理 勉強会				7/27 ◆		◆	◆	中間報告 ↓	◆	最終報告 ↓	◆	
内容	第2回	事業者意見集約 ディスカッション 課題・論点洗い出し										
	第3回	中間報告案取りまとめ 素案に対するディスカッション										
	第4回	中間報告を受けたさらなる論点の洗い出し ディスカッション										
	第5回	最終報告案取りまとめ										



# 参考資料

- 設備形成：設備増強を前提とした設備形成
  - 英国のconnect & manageは増強を前提に早期接続する仕組み（日本で言う暫定接続）
  - 増強完了後に混雑は解消
- 混雑管理方法：プライスベースのメリットオーダー
- 抑制対象電源：BM（Balancing Mechanism）に登録されている電源
  - 発電ライセンスを保有する発電事業者（50MW以上）が対象（BMへ強制登録）
  - DSO系統に接続しBMへ登録されている電源も含む
  - BM登録対象外の電源でもNGと先渡契約を結ぶ電源（主に132kVの風力）は対象
- 抑制方法：NG（National Grid）が調整力等を用いて実施
  - 基本的な混雑調整は需給調整市場におけるBMの入札価格に基づき、市場運用者であるNGが電源の出力調整行う。
  - NGは、先渡取引等でも混雑調整用の電源を確保しており、実際の抑制は、NGが確保している調整力費用が最経済的となるよう調整
- 抑制のタイミング：計画断面で3回
  - ～1週間前：公募入札で決定した混雑調整用の電源
  - ～前日：先渡取引で契約した電源
  - ～実需給：BMへ入札した電源
- 混雑費用の負担：一般負担（BMの入札価格に応じて精算）
- 需給調整市場：BMおよび先渡取引で必要量確保
  - 需給調整用の調整力と混雑調整用の調整力は色分けなし
- 容量市場：集中型容量市場において、NGが必要容量を入札で確保
- 託送料金制度：発電側も負担
  - 発電事業者は、TNUoS（送電線利用 課金比率15%程度）およびBSUoS（バランシングサービス利用料 課金比率50%）を支払う。
  - 混雑調整費用はBSUoSから拠出される。
- 再エネ促進策：優先給電「無」 補助施策「FIT⇒ FIT-Cfd」

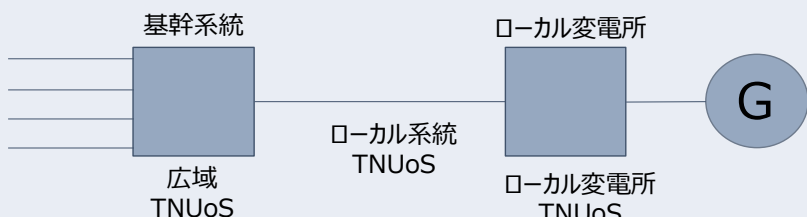
- 設備形成：設備増強を前提とした設備形成
  - ドイツの優先接続は増強を前提に早期接続する仕組み（日本で言う暫定接続）
  - 増強完了後に混雑は解消
- 混雑管理方法：優先給電順による抑制
- 抑制対象電源：全電源
  - 火力電源といった従来型電源の他、再エネも対象
  - DSO系統に接続する電源も含む
- 抑制方法：TSOが再給電により実施
  - 前日断面で火力電源などの従来型電源を再給電により抑制し、実需給に近い断面でなお抑制量が不足する場合は、優先給電順に基づき抑制
- 抑制のタイミング：前日および実需給断面
  - ～前日：従来型電源
  - ～実需給：優先給電順
- 混雑費用の負担：一般負担
  - 前日断面の従来型電源の再給電は損失補償あり
  - 実需給断面の優先給電順による抑制は、従来型電源は補償なし。再エネは逸失利益補償あり。
- 需給調整市場：市場により必要調整力の全量を確保
  - 前日断面に行う再給電用の電源は、需給調整用の調整力とは別に相対契約により確保
- 容量市場：容量市場は存在せず、容量リザーブと呼ばれる仕組みにより、TSOが入札で確保。
  - 容量リザーブに組み込まれた電源は市場での売買を禁止され、TSOの管理下におかれる。
  - 現状ピーク負荷の5%（4GW）程度が必要量として見積もられている。
- 託送料金制度：小売のみが負担
- 再エネ促進策：優先給電「有」 優先接続「有」 補助施策「FIT⇒ FIP」

- 設備形成：混雑を前提とした設備形成
  - LMPに基づく市場取引システムが採用されている。そのため、PJM域内での系統混雑は基本的に、送電線の制約が発生した場合の過負荷潮流（送電混雑）の解消に要する費用を送電ネットワーク構成に基づいて各地点のLMPに配賦・反映する方法により対応。
- 混雑管理方法：LMPを用いた最経済ディスパッチ
  - LMPは基本的に100kVに適用されており、例外的にDSO系統である66kVのノードが追加されている。
  - 低圧や6kVへは、LMPは設定されていない。
- 抑制対象電源：PJM系統の全電源
- 抑制方法：LMPを元に、最経済で混雑が解消するようPJMが発電所をディスパッチする。
  - 欧州の同時同量制度と異なり、エネルギー市場（プール市場）へ入札しPJMがディスパッチする※1
- 抑制のタイミング：前日および実需給断面
  - ～前日：前日市場
  - ～実需給：リアルタイム市場
- 混雑費用の負担：発電事業者が負担
  - FTR（金融的送電権）により混雑費用を回避する仕組みあり
- アンシラリーサービス市場(需給調整のための市場)：前日およびリアルタイム市場とアンシラリーサービス市場を一体運用
  - エネルギーと調整力を一体で運用するため、混雑調整分や需給調整分といった調整力の区分はない。
  - 市場参加にはCapacity Resource※2の取得が必要。
- 容量市場：集中型容量市場において、PJMが必要容量を入札で確保
  - 容量市場の落札電源は前日およびリアルタイム市場への入札義務あり
  - 市場参加にはCapacity Resource ※2の取得が必要
- 託送料金制度：小売のみが負担
- 再エネ促進策：優先給電「無」 補助施策「ITC, PTC」

※1 プール市場へ入札するほか、PJMへセルフスケジュールを提出することにより相対での取引も可能であり、セルフスケジューリング電源は市場に下限価格で入札したとみなされる。セルフスケジュールであっても混雑費用は支払う必要があるが、相対取引を行う小売事業者はFTRを保有することにより混雑費用を回避可能である。

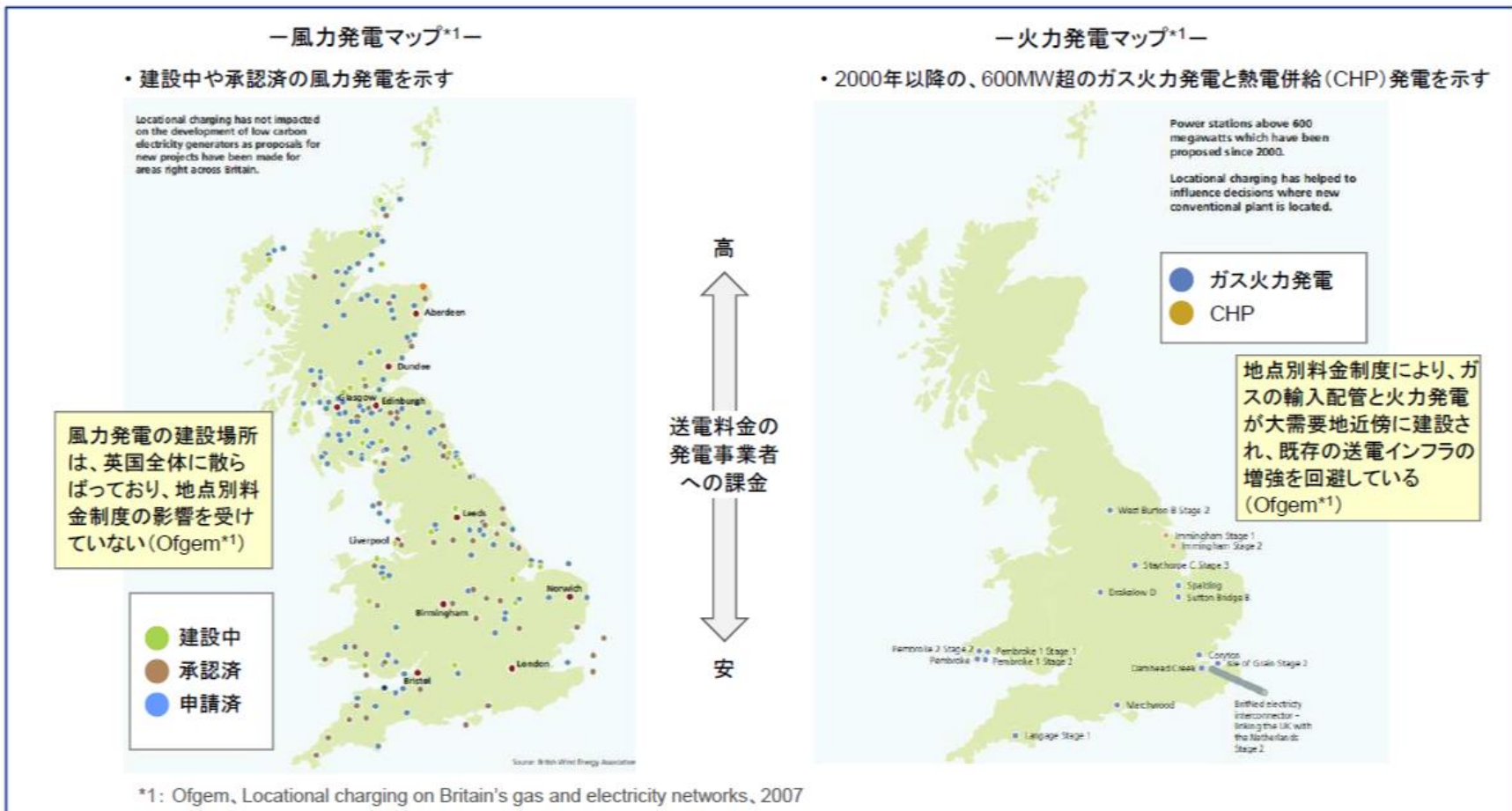
※2 新規電源は接続申込の段階で、CR(Capacity Resource)の量とER(Energy Resource)の量を申告する必要があり、系統計画はCRを前提になされるため、CRに対し空容量が不足する場合は増強が必要となる。ただし、実需給断面で想定外の事象が生じた場合やメリットオーダー上劣後する場合は抑制を受けることもあり、発電は保証されない。容量市場およびアンシラリーサービス市場へはCRの容量分のみ参加することが可能となる。一方でERは系統に容量がなくとも接続可能であり、エネルギー市場にのみ参加可能である。

- 発電事業者は送電利用料金を支払う必要があり、地点毎で異なる料金が設定される。
- また、混雑管理や需給調整のための費用はバランシングサービス料金として立地場所に無関係に徴収され、需要家および発電事業者から50%ずつの割合で課金される。

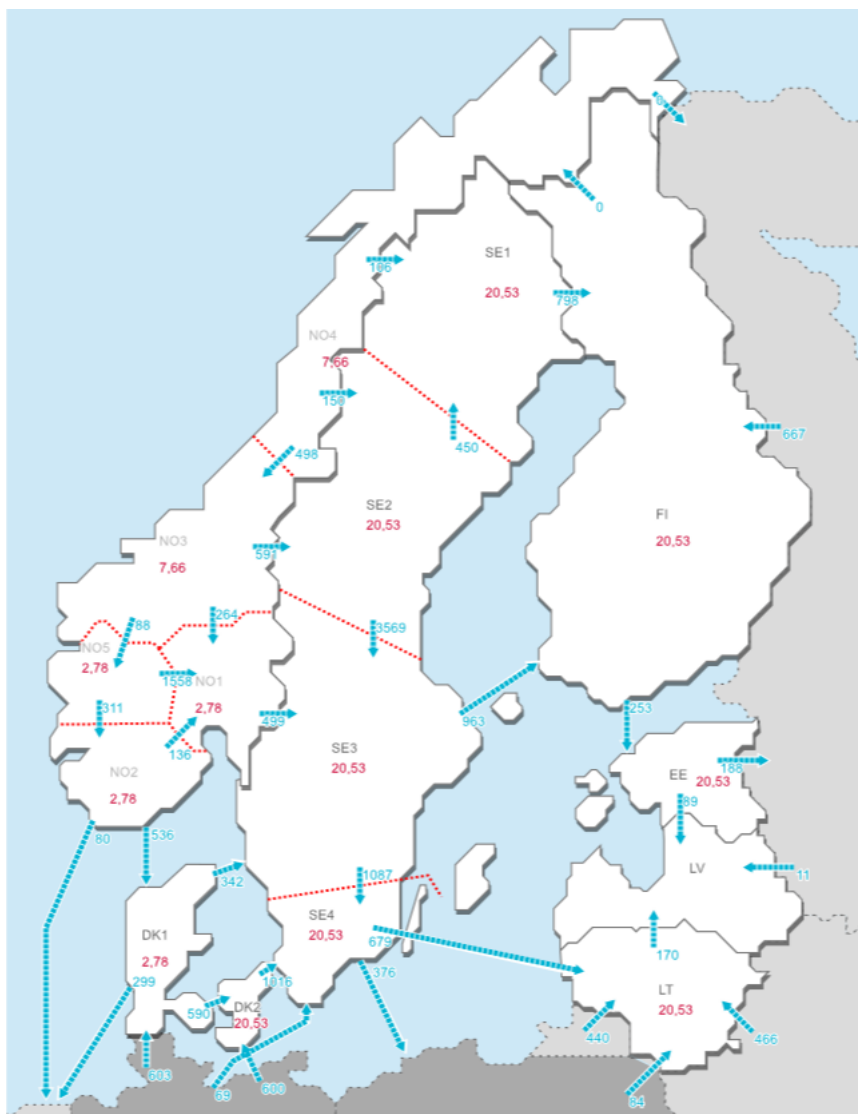
種類		概要
送電利用料金 (TNUoS : Transmission Network Use of System)	地点別料金 (広域TNUoS)	送電モデルに応じて計算される。これは、異なる地理的ポイントにおいてシステムに追加される増分コストを反映する。
	残余料金 (広域TNUoS)	地点別料金で回収されなかったものは、この料金で回収され、その結果、TOは、(許可された) 総収入を回収する。
	ローカル系統料金 (ローカル系統 TNUoS、ローカル 変電所TNUoS)	<p>発電事業者のみが支払うローカル系統およびローカル変電所の使用料。</p>  <p>The diagram illustrates the flow of power from a wide area TNUoS (represented by a blue box with three horizontal lines on the left) to a local system TNUoS (represented by a blue box). This local system is then connected to a local substation TNUoS (represented by a blue box), which is finally connected to a generator (G) represented by a blue circle.</p>
バランシングサービス料金 (BSUoS : Balancing Service Use of System)		<p>BSUoSは、基幹指令所の運営、周波数調整、その他のアンシリサービスや制約コスト等のシステムバランシングに係るコストを反映したバランシングサービス利用料である。BSUoSの料金は、30分単位でシステムに送られるエネルギーの量に基づく。30分毎に、BSUoS料金は£/ MWhで設定される。需要と発電の両方がBSUoS料金を支払う。TNUoSとは異なり、BSUoSは場所によって異なることはなく(フラットな料金)、発電で50%、需要で50%の支払いを支払う。</p>

➤ Ofgemによると、英国の地点別料金制度は、風力発電の立地に対してはインセンティブとして作用していない一方で、火力発電に対してはインセンティブとして効果的に作用し、大需要地近傍への立地誘導ができたと評価している。

発電マップ(英国)



## (参考)ノルウェーの市場取引ゾーン



- ノルウェーの電力市場はゾーン制を採用しており、ノルウェー国内で5つのゾーンに分かれている。
- 市場運営は、ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマークの4か国を取りまとめる形でノルドプールが運用しており、ノルドプール全体では12のゾーンが存在する。
- 混雑が生じない場合、市場価格は4か国共通のシステムプライスとなる。

- 移行前の形態：ゾーン制
- 移行のきっかけ：
  - ゾーン市場では、きめ細やかな給電を行えず、異なるゾーン間の系統だけでなくゾーン内の系統においても送電混雑が発生していた。ゾーン内で送電混雑が発生した場合は、ゾーン内の2地点間の市場価格が同一であるため、市場メカニズムに基づく送電混雑管理を行うことができず、系統混雑解消のための発電事業者への出力抑制要請の際には補償がなされていた。
  - ゾーン市場開設後、出力抑制に対する補償額が当初の予想を上回る水準に及び、市場における送電混雑管理の非効率性が指摘されるようになったため、PUCT（テキサス州公益事業委員会）は2003年9月、ERCOT(テキサス電力信頼度協議会)に対してノーダル市場設計の開発を指示。
- 移行に要した期間：約7年

## 【移行スケジュール】

年月	概要
2003年9月	PUCT が「より詳細な価格設定とエネルギーサービスのスケジューリングによる市場および運用効率の向上」を目的とし、ERCOT にノーダル市場設計の開発を指示
2005年9月	ERCOT がPUCT に対して、ノーダル・プロトコル（Nodal Protocol）のプロポーザルを提出
2006年4月	PUCT は、施行開始日を 2009年1月1日とするノーダル・プロトコルの受け入れに合意
2008年	ノーダル市場の運営開始日を 2010 年12月に延期
2010年12月	ERCOT がノーダル市場の運営を開始



- 移行前の形態：ゾーン制
- 移行のきっかけ：2001年のカリフォルニア州電力危機をきっかけに、混雑管理体制の再設計と前日市場の導入に関するFERCの命令により市場再設計の取り組みを開始
- 移行に要した期間：約8年

【移行スケジュール】

