

マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について (費用便益項目)

2022年 4月28日
広域連系システムのマスタープラン及び
システム利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局

	2021年度				2022年度			
	12	1	2	3	4	5	6	
本委員会 開催予定	第14回 ◆	第15回 ◆		第16回 ◆	第17回 ◆		第18回 ◆	マスタープランとりまとめ 第19回以降 ◆長期展望案 ◆最終案◆
時期	主な内容							
第14回	<ul style="list-style-type: none"> ▶ マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について 							
第15回	<ul style="list-style-type: none"> ▶ マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について（前提条件） 							
第16回	<ul style="list-style-type: none"> ▶ マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について（複数シナリオと感度分析） 							
第17回	<ul style="list-style-type: none"> ▶ マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について（費用便益項目） ▶ マスタープラン（広域系統長期方針）の概要（骨子案）について 							
第18回	<ul style="list-style-type: none"> ▶ マスタープラン策定に向けた長期展望について（draft：連系線増強の方向性） ▶ マスタープラン（広域系統長期方針）整理状況について 							
第19回 以降	<ul style="list-style-type: none"> ▶ マスタープラン策定に向けた長期展望について（案） ▶ マスタープラン（広域系統長期方針）整理状況について 							
2022年度 未までに	<ul style="list-style-type: none"> ▶ マスタープラン（広域系統長期方針）策定 							

- 第16回本委員会において、複数シナリオ設定や感度分析の考え方について整理し、増強方策の検討を進めていくこととした。
- 第17回本委員会では、増強方策を評価する際の費用便益項目について整理したため、ご議論頂きたい。

マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について（費用便益項目）

1. 費用便益項目について【論点】

1-1. 費用便益評価の考え方について

1-2. 追加考慮する費用便益項目について

2. まとめと今後の進め方

【費用便益項目に関するご意見】

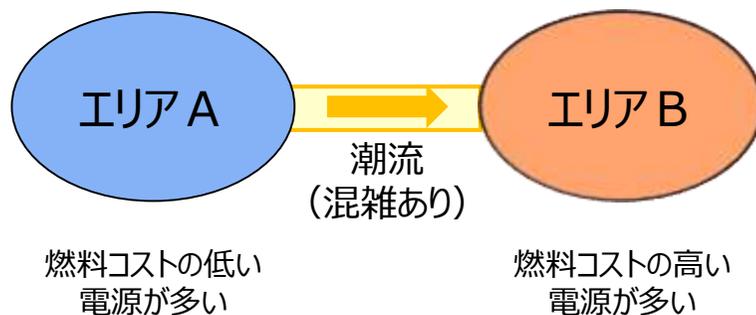
- 費用便益評価について、どのような便益が想定されているか、リストアップしてお示し頂けると考えやすい。まずは海外でどのような便益が示されているのか、日本でどのような便益を想定しているのか示して頂けると良い。
- 費用便益分析はマスタープラン策定の前提となるものであり、一次案策定時に燃料コスト・CO2対策コストの二つを用いて便益を評価する方針に違和感はないが、他の便益項目のうち必要と考える項目については順次反映し、分析の精度を高めていく事が重要。
- 便益として何を評価するかという点についても議論が必要。信頼度についても制約条件として扱っていくのか、追って整理頂きたい。
- 系統混雑を前提として考えていくのであれば、それに基づくコストやベネフィットをきちんとB/Cの関数の中に入れて込んで評価していく事が必要になると思う。
- アデカシーのように影響がある程度大きく、数値の定め方が明確でないために考慮しないような項目があるのであれば、概算の数値がもし算出できるのであれば考慮しておくというのも、全く考慮しないよりは正しい数値に近づくこともある。
- 再エネの導入量とCO2の削減量についても、欧州でも別に切り出して評価をしていると思うが、日本の国の政策としても再エネの主力電源化やCO2の削減を政策目標として掲げているため、系統整備計画がどのように国の政策に貢献するのかを示す指標として切り出して示すことが必要ではないか。
- 費用便益評価について、平常時の広域的取引だけでなく、緊急時のセキュリティやレジリエンスといった切り口の評価も取り込める様な形にして頂きたい。
- 調整力や慣性力の確保等の課題が技術的な観点から本当に大丈夫であるかという検討は引き続き必要。変動型の再エネ普及に伴い更なる調整力が必要だと想定すると、そのためのコストは当然あるし、系統増強したことにより、調整力の広域調達が進むとか、あるいはHVDCやFCが調整力にも活用できるという点もメリット。
- 安定供給、同期化力は、費用便益評価を精緻化すれば適切に評価できるのではないか。例えば同期化力や慣性力が足りずないことがボトルネックとなり再エネが入らなければベネフィットが少なくなるため、こういった点を必ず考える必要が生じる。このように考えると、費用便益評価を精緻化すれば、そういった問題も考えざるを得なくなり、うまく整理できるのではないか。

1 - 1. 費用便益評価の考え方について

(1) 費用便益評価手法について (振り返り)

- 系統混雑が発生すると、燃料コストの低い電源（再エネ等）を有効に活用できなくなることから、発電事業者（生産者）の電源の稼働率低下や、一部の需要家（消費者）の価格が高くなるといったデメリットが発生する。
- この系統混雑を**系統増強で緩和することができれば、発電事業者（生産者）は電源の稼働率向上が可能となり、需要家（消費者）は価格が安くなる等※**といった便益が得られる。
※ 系統増強により何等かの便益が生じるが、その便益は価格の低下以外の形で表れることもある。
- 上記に加えて、**再エネ電源の稼働率が向上すれば、CO2削減といった環境面での便益なども得られる。**
- マスタープランでは、上記の便益（B:Benefit）と系統増強コスト（C:Cost）を比較する費用便益評価によって、系統増強の判断を行う。

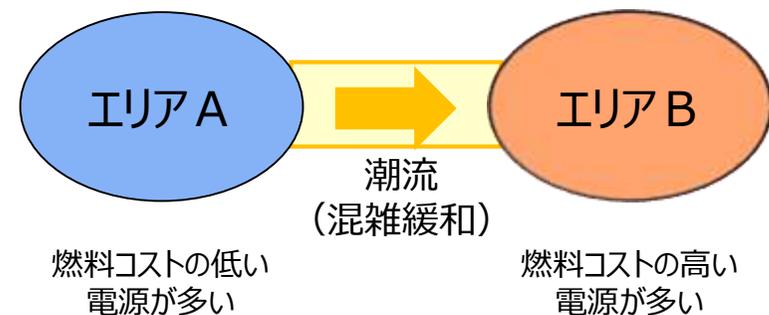
系統増強なし (Without)



【発電事業者（生産者）】
燃料コストの低い電源があるが、混雑により稼働できない。
(機会損失)

【需要家（消費者）】
エリアAの燃料コストの低い電源の電気の一部しか利用できない。
(価格が高い)

系統増強あり (With)



【発電事業者（生産者）】
混雑解消により、燃料コストの低い電源の稼働率が向上した。
(機会損失の低減)

【需要家（消費者）】
エリアAの燃料コストの低い電源の電気を利用できる。
(価格の低減)

1 - 1. 費用便益評価の考え方について

(2) ここまでの便益項目の整理について (振り返り)

- マスタープラン中間整理では、ENTSO-E (欧州) やPJM (米国) の海外事例を参考に、総燃料コスト (燃料コスト、CO2対策コスト) とCO2排出量および再エネ出力制御率による評価を実施した。
- 中間整理以降は、「アデカシー面」については第11回本委員会にて方向性をご提案し、その他の「送電ロス・システムの安定性」については、引き続き検討することとしていた。

第2回マスタープラン検討委員会 資料2 追記

【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし、△…検討中

便益項目	ENTSO-E (欧州)	PJM (米国)	広域機関
燃料コスト	○ (B1)	○	○
CO2対策コスト	○ (B1)	○	○
アデカシー面	○ (B6) (年間供給支障量×停電コスト等)	○ (容量市場モデルを活用し、 便益を算出)	△ (評価方法を含めて検討中)
システムの柔軟性 (調整力)	◆ (B7) (必要な融通量の増加割合)	- (※2)	- (PJMと同様、シミュレーションの中で、 一定の調整力を考慮)
送電ロス	○※1 (B5)		△ (評価方法を含めて検討中)
システムの安定性 (信頼度基準を充足したうえでの評価)	◆ (B8) (+, ++等で評価)	-	△ (エネルギー供給強靱化等を踏まえ 補完的な優劣評価として検討)
その他 (CO2排出量、再エネ出力 制御率等)	◆ (B2~B4)	-	◆

方向性
提案済

今回
ご提案

※1 ロス電力量の変化×平均価格といった概算 (最適化潮流計算とは別に算出したもの)

※2 エネルギー市場のシミュレーションの中で調整力と送電ロスを考慮したうえで、最適な電源をディスパッチさせている。(PJMより聞き取り)

■ CBA2.0では、貨幣価値と非貨幣価値の指標が含まれている。

項目	概要	評価
B1: SEW (社会経済厚生) ※ Socio-economic welfare	送電線増強に伴う運用容量増加による、発電コストのうち可変費の減少分 (燃料費及びCO ₂ 対策コストも考慮)	€/年
B2: CO ₂ emissions(CO ₂ 排出量)	連系線増強によるCO ₂ 排出変動量 (B1で考慮されたものについて、その内訳を記載)	トン/年
B3: RES integration (再エネ導入) ※ RES: Renewable Energy Source	再エネ接続量増加、再エネ出力抑制量の削減 (導入目標や条約等の進捗可視化のため、内訳を記載)	MW/年, MWh/年
B4: Societal RES benefits (その他)	自由形式の指標 (B2,B3統合したうえで、B1を超えて社会にもたらす追加便益)	—
B5: Losses (送電ロス)	増強前後での送電ロスの変化 (平均価格×ロス電力量[MWh]といった概算)	MWh/年 €/年
B6: SoS-adequacy (アデカシー)	予備力増加による便益 (停電コストで評価が可能な場合に限る)	MWh/年 €/年
B7: SoS-flexibility (システムの柔軟性)	非貨幣価値 ※ 各国の融通量	%
B8: SoS-system-stability (安定性)	非貨幣価値 ※ 安定性への効果を+, ++等で評価	—

…… 貨幣価値の指標 (B2~B3の指標の貨幣価値換算については、客観的には困難とされている)

1 - 1. 費用便益評価の考え方について

(3) 中間整理以降の検討課題について (振り返り)

- 中間整理において、調整力や慣性力に関する課題について関係委員会とも連携して検討を行うこととしていた。
- 関係委員会における議論状況を踏まえ、費用便益評価との関係性を整理したため、あわせてご報告させて頂く。

4. 今後の検討課題と進め方

(1) 今後の検討課題

マスタープラン検討委員会 中間整理

中間整理以降の検討課題

- 国のエネルギー政策との連携
 - 国のエネルギー政策とも連携し、**ネットワーク側から分析結果のフィードバックを継続**
(例) 次期エネルギーミックス、非効率石炭フェードアウト、発電コスト検証ワーキンググループの発電コスト見直しなど
- エネルギーミックス等を踏まえたシナリオによる分析
 - **再エネの余剰電力を有効活用できる需要側の対策の検討**
(例) EV、水素転換、蓄電池なども考慮した「分散化シナリオ」などの検討
- 再エネ導入に伴う調整力の検討 (北海道エリアを事例として検討)
 - **洋上風力の平滑化効果等を考慮した調整力確保に向けた検討**
- レジリエンス面からの検討
 - **慣性力・同期化力やレジリエンス面から必要な対策・コストの検討**
- 具体的な整備計画に向けた検討の深化
 - **マスタープランから整備計画を具体化する仕組みの検討**
 - **早期に整備計画として進めていく増強案の具体化** (次項参照)
- その他
 - 費用便益評価手法のリバイズ、新技術に関する検討 など

1 - 1. 費用便益評価の考え方について (4) ここまでの費用項目の整理について (振り返り)

- ここまで費用項目の考え方については、系統整備に係るコスト (減価償却費、運転維持費等) とすることで進めてきている。

マスタープラン検討委員会 中間整理

2. 費用便益評価手法 (2) 費用項目について

15

- 費用便益評価における費用には、系統整備が行われない場合 (Without) と、系統整備が行われる場合 (With) の総費用の差分を用いることが適当。
- 系統整備に係るコストは、総費用の差分 (With-Without) に表れる。
- 他方、電源開発コストは、新規の電源開発がなければ、With-Withoutで費用に変化がないため、考慮する必要がない。
- このため、費用は基本的に系統整備に係るコスト (減価償却費、運転維持費等) とする。

1 - 2. 追加考慮する費用便益項目について

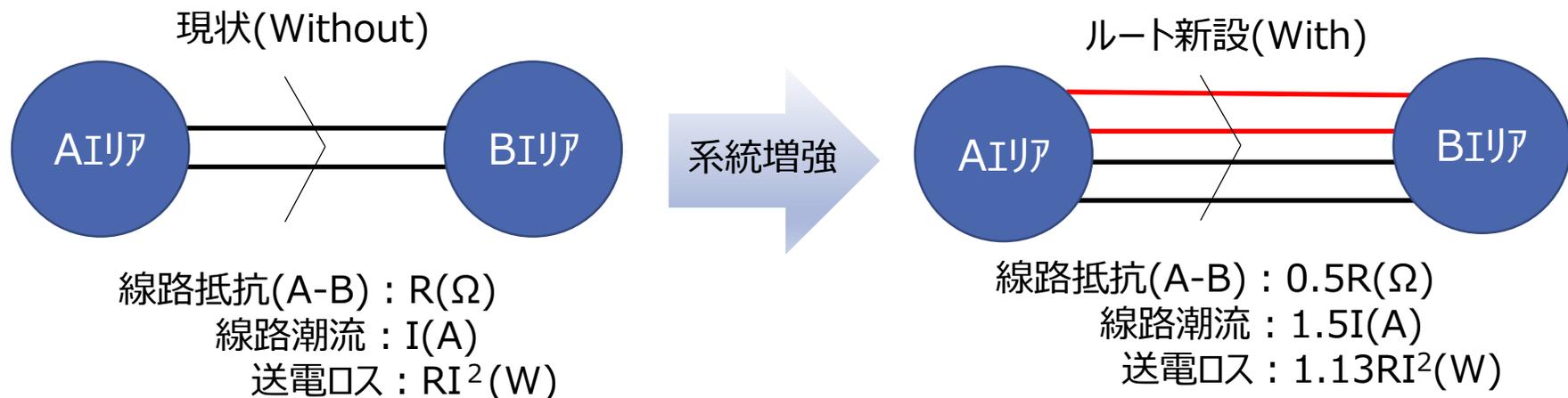
(1) 費用便益項目に対する基本的考え方

- マスタープラン検討においては、再エネ大量導入を前提とした系統構成において、**系統増強による影響を評価**することを目的に、**系統増強前 (Without) と系統増強後 (With) の差の部分**を費用便益評価することとしている。
- 系統増強に係る全ての項目を定量的に貨幣価値換算して便益へ織り込むことが望ましいが、**送配電網の強靱化**といった貨幣価値へ換算することが難しい効果も考えられることから、海外事例も踏まえ、**系統の安定性に寄与する効果については定性的に示す**こととしたい。
- 一方で、マスタープランのシナリオを成立させるために必要となるコストとして、**調整力や慣性力の確保**といった**再エネ大量導入という政策目標実現に必要なコスト**があるが、こうしたコストは、技術面や制度面等について検討段階であるため、**現時点の費用便益項目には織り込まず、政策目標実現に必要な社会コストとして規模感を示す**こととしたい。

マスタープランにおける費用便益項目と社会コスト（政策目標実現に必要なコスト）の整理

評価区分	評価における変化 (Without-With)	マスタープランにおける扱いの考え方	費用便益項目の例
マスタープランでの 費用便益項目	系統増強による 広域的取引拡大	貨幣価値換算可能な便益と費用を基に 系統増強による影響を B/C により評価	(整理済) 燃料費抑制 (整理済) CO2削減 (2) 送電ロス
	複線化等による ネットワークの強靱化	複数の増強方策を比較する際に勘案する要素として、貨幣価値換算が難しい効果を 定性的に評価	(3) 系統の安定性
政策目標実現に 必要な社会コスト ※系統増強の如何に関わらず政策目標実現に必要なコスト	系統増強に関わらず 政策目標実現	系統増強の費用便益項目としては扱わないが、 目標実現に必要な 社会コストとして明確化	(4) 調整力 (5) 慣性力

- **系統混雑が発生している状況**においては、系統増強により、**メリットオーダーによる経済運用が可能となり運転費削減**が見込まれる一方で、**潮流の増加により送電ロスも増加**する。
- **送電ロス**は、**送配電設備の抵抗損失等によって発生**し、**潮流に変化がない場合**、一般的には**系統増強によって抵抗値が小さくなるため損失は減少**する。
- 一方、**新たなルートの新設や既存ルートの増強**によって、エリアを跨ぐ**潮流が増加する場合**、**損失は増加**する。
- 今回、費用便益評価における送電ロスの扱いについて検討するため、欧州での算出方法の調査を行った。



- ENTSO-EのCBA (3rd) では、**システムの潮流と抵抗から送電ロス**を求め、**限界費用を乗算することで貨幣価値換算**し、時間毎、市場毎に計算・合計※して1年間の送電ロスに関する費用としている。
- 系統増強の有無で算出した送電ロスに関する費用を比較し、便益として評価している。
- そのため、**系統増強により送電ロスに関する費用が減少する場合はプラスの便益、送電ロスに関する費用が増加する場合はマイナスの便益**として評価している。

送電ロス

※CBA (2nd) では、年間ロス電力量×年間平均価格といった簡易計算も用いられている

$$p = R \frac{P^2}{V^2 \cos^2 \varphi}$$

R : ブランチ抵抗
 P : 有効電力
 V : 電圧
 $\cos\varphi$: 力率

1年間の送電ロスに関する費用

$$C = \sum_{\text{market node } i} \left(\sum_{\text{time step } h} S_{h,i} \cdot p_{h,i} \right)$$

s : 限界費用
 p : 送電ロス

送電ロスによる便益

$$B = C - C'$$

C : 系統増強無しの場合の
1年間の送電ロスに関する費用
 C' : 系統増強有りの場合の
1年間の送電ロスに関する費用

1 - 2. 追加考慮する費用便益項目について (2) 送電ロスの方向性

- マスタープランの各シナリオにおいては、再エネが偏在しており、連系線を増強することで、東地域では東京方面への南向き潮流、中西地域では関西・中部・東京方面へ東向き潮流の傾向が強くなる。
- その結果、エリアを跨いで大都市へ長距離送電する潮流が増加することになるため、送電ロスは増加方向※と考えられる。
- 送電ロスについては、メリットオーダーによる経済運用の効果と合わせて考えることで費用便益評価の精緻化につながること、および一定程度単純な計算によって合理的に算出できることから、海外での評価状況も踏まえて、マスタープランにおける費用便益評価においても、便益項目として織り込むこととしてはどうか。

※ただし、送電ロスが増加したとしても、エリア間の連系強化により限界費用が低減され、送電ロスに関する費用が減少する場合もある

1 - 2. 追加考慮する費用便益項目について

(3) 系統の安定性

- 流通設備の設備形成を行う場合、送配電等業務指針において同期安定性、電圧安定性等に関わる電力系統性能基準を充足しなければいけないことが定められている。
- **系統増強により、そのような基準を充足した上で、さらに系統の安定性に寄与する効果がある**場合もある。例えば、複線化により周波数制約が解消されることによる運用容量の拡大については貨幣価値換算可能であるが、**レジリエンスの観点から関門連系線や中地域連系線の多ルート化によるバックアップ機能強化という貨幣価値へ換算することが難しい効果**も考えられる。
- マスタープランにおける増強方策の評価においては、定量的に貨幣価値換算して便益へ織り込むことが望ましいが、経済性があると確認された複数の増強方策を比較する際に勘案する要素として、海外事例も踏まえて、**送配電網の強靱化といった系統の安定性に寄与する効果も定性的に示す**こととしてはどうか。

【参考】欧州事例（定量的な評価が難しく、非貨幣価値として、++等で評価）

要素	過渡安定度	電圧安定性	周波数安定度
交流送電線の 신설	++	++	0
HVDCの 신설	++	++	+(同期エリア間)
交流送電線の直列補償	+	+	0
交流送電線 高温導体/多導体化	-	-	0
交流送電線 ダイナミックレーティング	-	-	0
コンデンサ・リアクトル	0	+	0
SVC	+	+	0
STATCOM	+	++	0
同期調相機	+	++	++

-:悪影響 0:影響なし +:中・小規模な改善 ++:大幅な改善

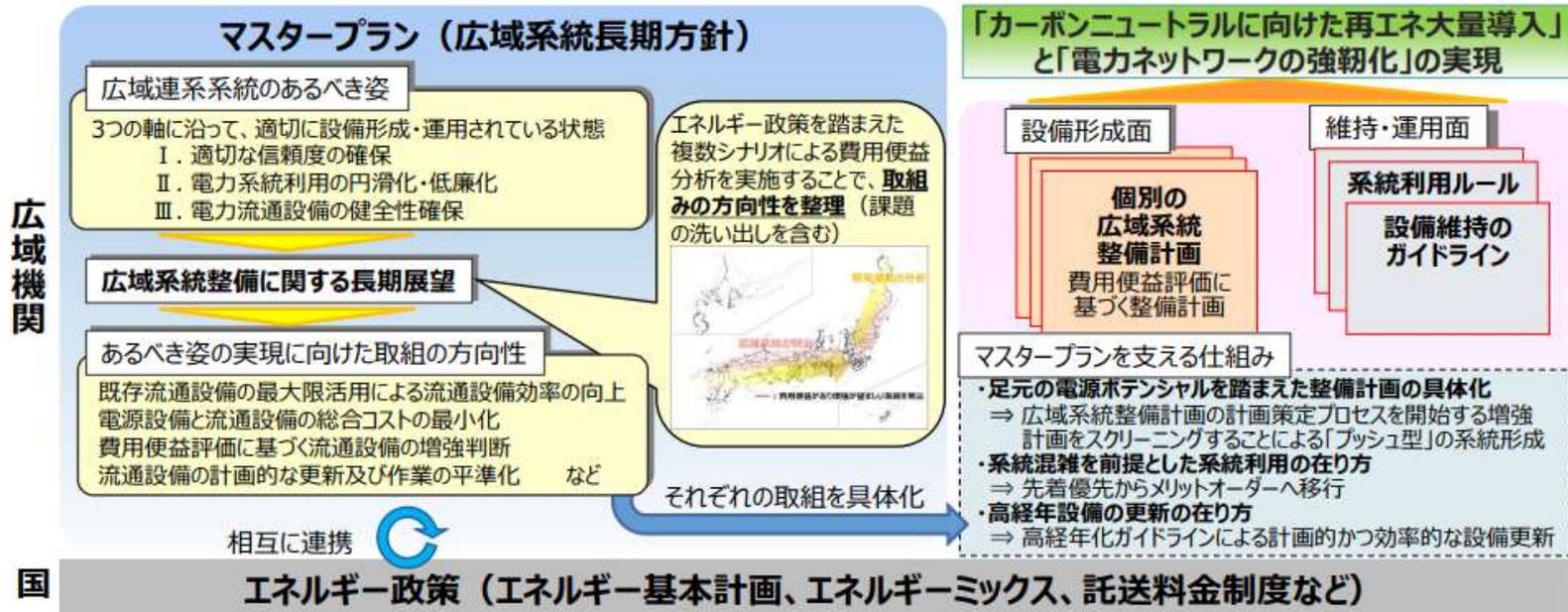
マスタープランにおける系統の安定性の評価の視点（例）

- エリア間連系の複線化によるバックアップ機能の強化
- 平常時の運用容量向上では考慮できない大規模災害時のエリア間融通量の拡大
- 稀頻度事故時のセキュリティ向上

1. マスタープランについて
(2) マスタープランの目的

7

- **マスタープランは、個別の広域系統整備計画を検討する際の考え方を示す広域連系システムの長期方針であり、国民負担を抑制して再生可能エネルギーの導入を図る一方で、地震等の災害により電力ネットワークが機能不全に陥った場合なども想定して、全国大でのネットワークの複線化を図ることによるバックアップ機能を強化など、電力ネットワークの強靱化の実現に向けた取組みの方向性を示すものである。**
- また、長期的な観点から、エネルギー政策とも整合したシナリオを費用便益評価で分析し、**今後増強が望ましい系統（長期展望）を把握**したうえで、今後、足元の電源ポテンシャルを踏まえつつ、マスタープランから整備計画を具体化させることで、「**プッシュ型**」の系統形成も可能となる。



1 - 2. 追加考慮する費用便益項目について (4) 調整力

- 再エネ導入に伴う調整力の検討については、マスタープラン中間整理において、北海道エリアを事例として調整力等委員会と連携して実施していくこととしていた。
- 第72回調整力等委員会において、以下の項目に関する検討状況が報告されたところ。

調整力等委における調整力に関する検討項目

- 調整力必要量の推計について
- 調整力の確保可能量の検討について
- 新たな調整力リソースの検討について
- HVDC設備の活用検討について
- 調整力の調達方法（広域調達、マージンの扱い等の整理）について

(1) 調整力必要量の推計について 【将来の時間内変動および予測誤差の推計方法について】

28

■ 将来（2040～2050年）の調整力必要量を推計については、以下の前提を置き推計することとしたい。

【再エネの時間内変動】

➤ 将来の時間内変動の推計では、保守的な仮定を置くという前提のもと、**N倍の相関**を仮定し推計することとどうか。

【再エネの予測誤差】

➤ 将来の予測誤差の推計についても、保守的な仮定を置くという前提のもと、N倍の相関を仮定。

➤ さらに、2040～2050年までの予測精度向上の更なる進展を想定した上で、再エネの設備導入量の増加と予測誤差の相関は、**0.66×N倍と仮定する**こととどうか。（次々スライド以降参照）

【再エネの出力制御】

➤ **再エネの出力制御による影響も考慮した上で、調整力必要量を推計する**こととどうか。

➤ 具体的には、予測誤差、時間内変動ともに、出力制御値を超える下振れが発生した場合のみを変動として扱い、それ以外は変動0と扱う。

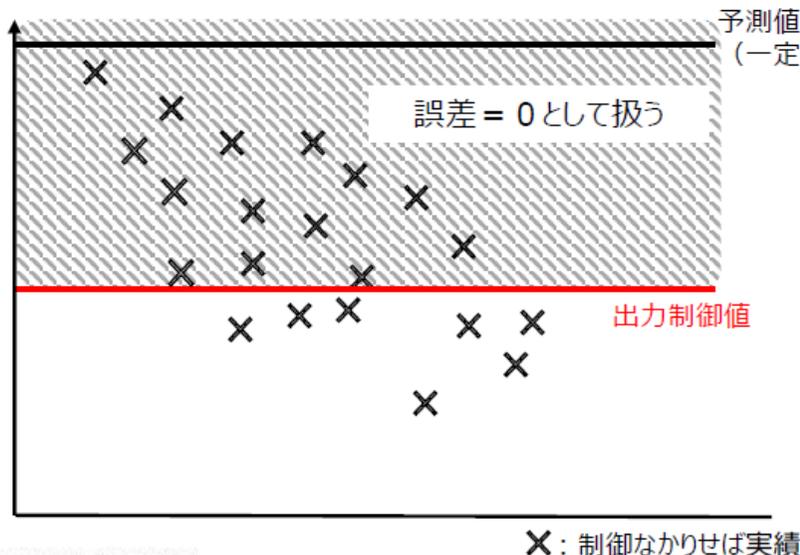
(1) 調整力必要量の推計について

27

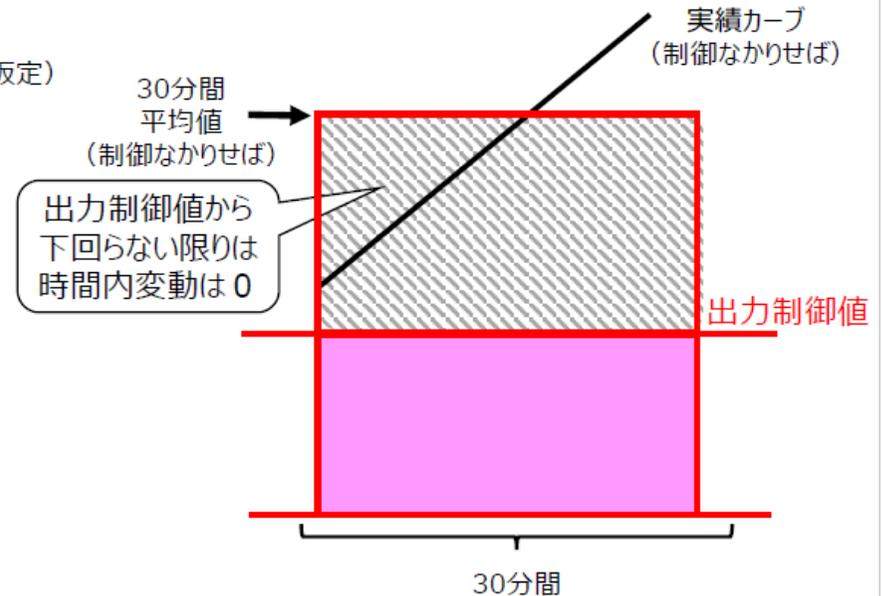
【再エネ出力制御に伴う調整力必要量への影響について】

- 再エネ導入の拡大にともない出力制御（出力抑制）が増加していくことも想定されるため、再エネ出力制御を実施した場合の調整力必要量への影響についても検討した。
- 予測誤差については、制御なかりせば実績値が出力制御値を超えている場合は、気象の変動が発生しても、再エネの出力は変動しないため、再エネの予測誤差に対応する調整力は不要になると考えられる。
- 時間内変動対応についても同様に、気象の変動が発生しても、制御なかりせば実績値が出力制御値を超えている場合は、再エネの出力としては変動しないため、再エネの時間内変動に対応する調整力は不要になると考えられる。

【予測誤差のイメージ図】



【時間内変動のイメージ図】



(4) HVDC設備の活用検討について

58

【(4)－2：調整力の広域運用として活用する上での必要機能について】

- 調整力の広域運用を前提に考えると、どのような広域制御・広域運用を選択したとしても、以下のような機能が必要となるか。

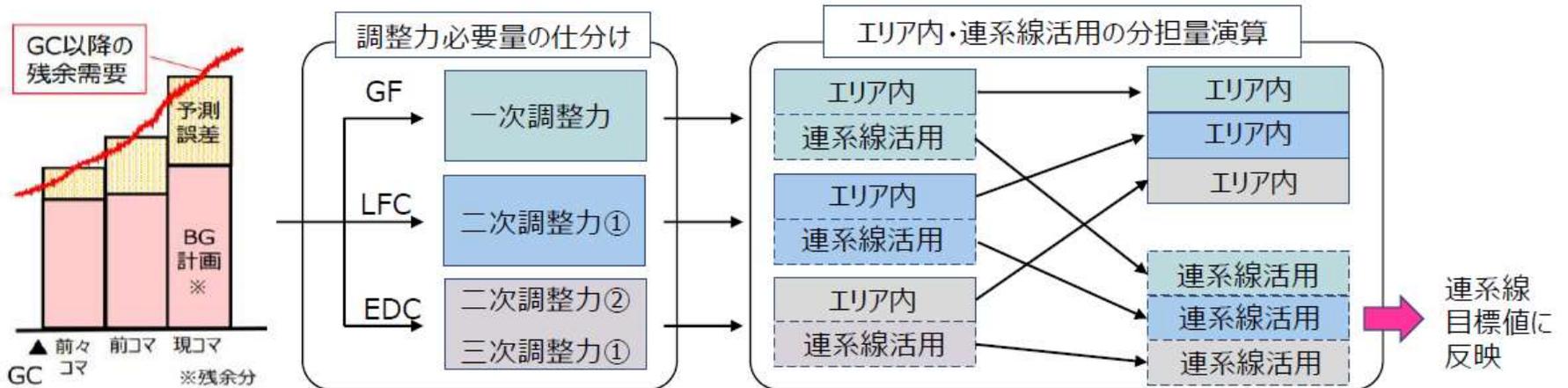
【ハード面】

- 既設設備においてもガバナフリー領域の早い速度で動作しており、変換設備としては既に必要な機能は整っていると考えられるか。
- 一方、潮流変化による地内系統の変動にも対応する必要があり、潮流変動・電圧変動等に対応できるだけの地内系統の対策が必要となる。

【ソフト面】

- 調整力必要量を成分（一次～三次①）ごとに算出のうえ、エリア内調整力と連系線を活用したエリア外調整力の分担等をリアルタイムで演算し、演算結果に応じて連系線の目標潮流を設定する機能の構築が必要となる。

【リアルタイム演算のイメージ図】



1 - 2. 追加考慮する費用便益項目について

(4) 調整力の方向性

- 調整力等委員会で整理された将来の調整力必要量の推計方法を踏まえると、再エネ導入量が増大するマスタープランのシナリオにおいては、現状よりも非常に多くの調整力が必要となる。
- この調整力必要量の増大は再エネ大量導入に伴うものであり、系統増強を検討するマスタープランのどのシナリオにも共通する課題として、シナリオ成立の前提条件となる。
- 調整力に関する対応については、系統増強による影響を評価するために考慮する必要があるが、必要な調整力をどのような方法・ボリューム・ロケーション等で確保するか、引き続き技術面や制度面等の様々な検討が必要であり、現時点では貨幣価値として合理的に算出することが困難であるため、系統増強の費用便益項目としては織り込まないこととしたい。
- ただし、再エネ大量導入というマスタープランのシナリオを成立させるための必要コストとして、対策やコストの規模感等を一定の前提を置いて検討のうえ、政策目標実現に必要な社会コストとして示すこととしたい。

1 - 2. 追加考慮する費用便益項目について (5) 慣性力

- 再エネ導入に伴う慣性力の検討については、マスタープラン中間整理において、調整力等委員会と連携して実施していくこととしていた。
- これまでの調整力等委員会において、以下の論点に関する検討状況が報告されている。

調整力等委における慣性力に関する検討項目

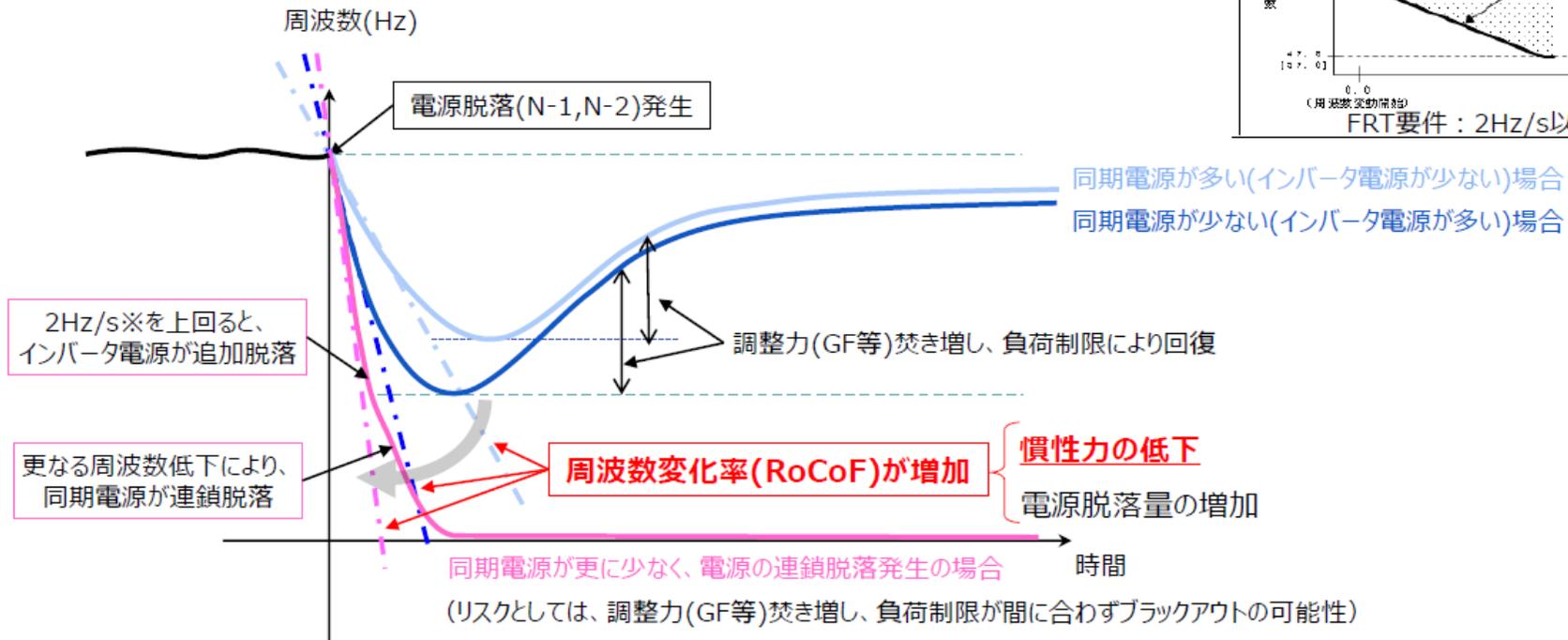
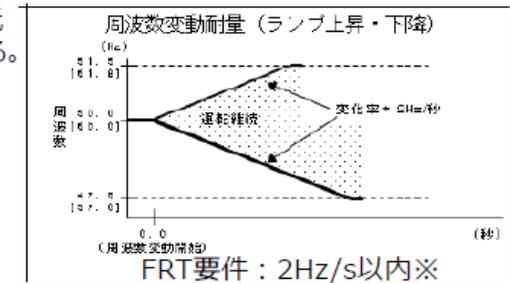
- 同期電源減少に伴う技術的な課題の整理
- 技術的な課題を管理する指標の検討
- 技術的な課題の対応策の検討
- 対応策に応じた調達方法の検討
- 対応策を可能とする環境整備の検討
- 対応策に要する費用対効果の確認

日本の同期電源減少に伴う主な技術的な課題 (1/2)

10

- 「再エネ主力電源化」に向けた日本の主な技術的課題としては、インバータ電源(非同期電源)の増加および同期電源の減少による**慣性力の低下により、電源脱落時の周波数変化率RoCoFが増加**するという試算結果が得られた。
- 周波数変化率RoCoFが増加し、FRT要件の2Hz/s※を超過すると、インバータ電源等が運転継続せず、停止してしまう可能性があり、インバータ電源の停止により、周波数が更に低下し、その周波数の更なる低下により、同期電源が運転継続できず、解列してしまう可能性がある。(電源の連鎖脱落の可能性ある。)

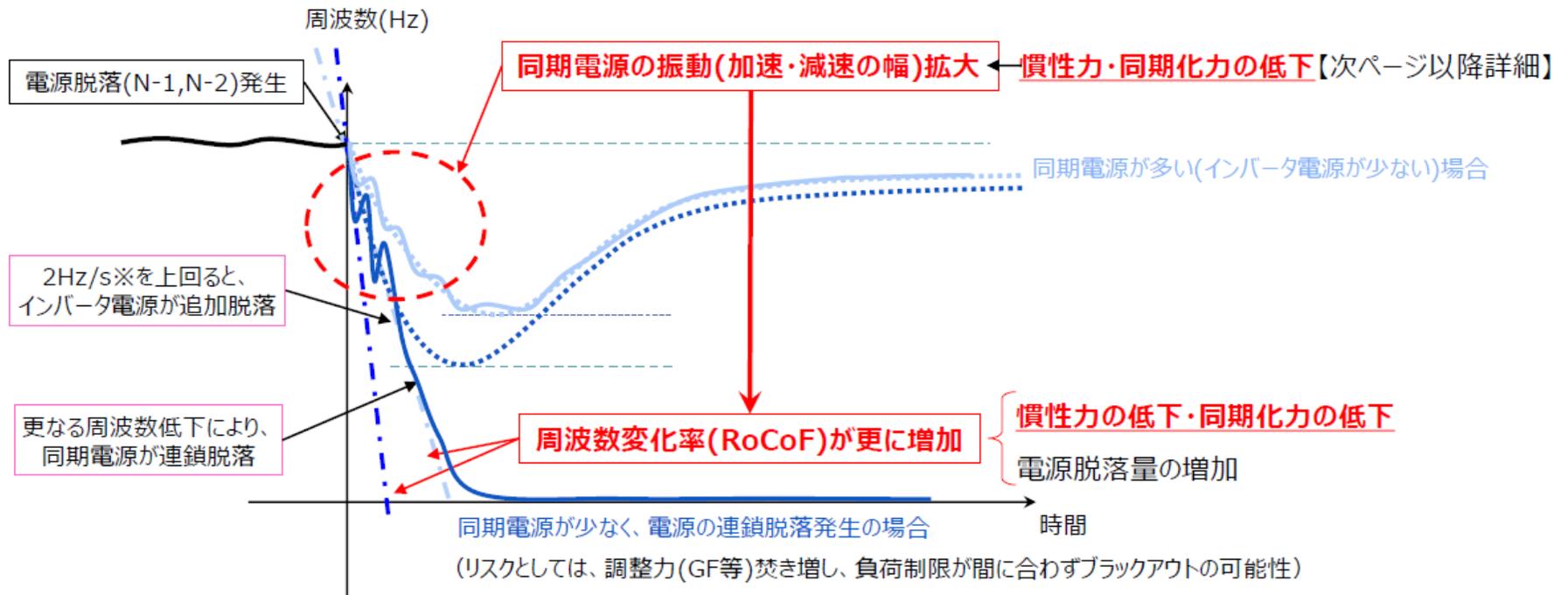
※系統連系規定では、事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)について規定を追加しており、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の±2Hz/sの周波数変動に対して運転を継続する(右図)」ことが示されている。



日本の同期電源減少に伴う主な技術的な課題 (2/2)

11

- さらに、電源脱落時の同期電源の動きを確認した結果、前述の慣性力の低下の影響に加えて、インバータ電源(非同期電源)の増加および同期電源の減少による同期化力の低下により、電源脱落時の同期電源の振動(加速・減速の幅⇒周波数変化)が大きくなり、周波数変化率RoCoFが更に増加するという試算結果が得られた。
- 同期電源の振動拡大の要因については、次ページ以降にて説明する。



※系統連系規定では、事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)について規定を追加しており、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の±2Hz/sの周波数変動に対して運転を継続する」ことが示されている。

【論点6】費用対効果評価

45

(参考) 慣性力不足の対応策(電源脱落エリアのみの慣性力Msysの増加対応時)の費用試算結果

- 各マスタープランシナリオにおける慣性力不足の対応策の必要量および必要期間の結果をもとに、「同期電源の運転」と「同期調相機の設置」の費用対効果を踏まえた各対応策の対応日数を算出し、電源脱落エリアに対する必要慣性力を確保するために、**電源脱落エリアにて必要となる慣性力Msysの増加対応費用の概算値を試算**した。
- 再エネ導入拡大に従い対策費用は増加となり、慣性力対策として電源偏在シナリオ(45GW)で10～37億円程度/年、再エネ5～6割シナリオで42～97億円程度/年の追加費用概算値が必要となる見込みとなった。

		電源偏在シナリオ (30GW)	電源偏在シナリオ (45GW)	電源立地変化 シナリオ(45GW)	再エネ5～6割 シナリオ
北海道 エリア	日数	66日	75日	79日	241日
	対応策	電源、調相機	電源、調相機	電源、調相機	電源、調相機
	コスト	2.7～9.5億円	3.3～10.6億円	3.7～11.8億円	11.2～18.9億円
東北・東京 エリア	日数	3日	19日	21日	131日
	対応策	電源	電源	電源	電源、調相機
	コスト	0.7～2.7億円	6.6～25.6億円	5.1～19.7億円	28.5～69.8億円
中西6 エリア	日数	0.0GW・s、0日	2日	10日	29日
	対応策	—	電源	電源	電源
	コスト	0.0億円	0.2～0.7	0.2～0.9	2.1～8.2億円
合計	コスト	0.0～0.0	10.1～36.9	9.0～32.4	41.8～96.9億円

1 - 2. 追加考慮する費用便益項目について

(5) 慣性力の方向性

- 調整力等委員会で整理された慣性力の技術的課題や管理指標等を踏まえると、再エネ導入量が増大するマスタープランのシナリオにおいては、インバータ電源（非同期電源）の増加に伴う同期発電機の並列台数減少による慣性力の低下が懸念される。
- この慣性力低下に対して必要となる対策は再エネ大量導入に伴うものであり、系統増強を検討するマスタープランのどのシナリオにも共通する課題として、シナリオ成立の前提条件となる。
- 慣性力に関する対応については、系統増強による影響を評価するために考慮する必要があるが、必要な慣性力をどのような方法・ボリューム・ロケーション等で確保するか、引き続き技術面や制度面等の様々な検討が必要であり、現時点では貨幣価値として合理的に算出することが困難であるため、系統増強の費用便益項目としては織り込まないこととしたい。
- ただし、再エネ大量導入というマスタープランのシナリオを成立させるための必要コストとして、対策やコストの規模感等を一定の前提を置いて検討のうえ、政策目標実現に必要な社会コストとして示すこととしたい。

2. まとめと今後の進め方

(1) まとめ

■ マスタープランの費用便益評価について、海外事例も参考にしながら、新たに**送電ロスは貨幣価値指標**とし織り込み、**システムの安定性は経済性があると確認された複数の増強方策を比較する際に勘案する非貨幣価値指標として織り込む**こととしたい。

■ また、**調整力や慣性力といった再エネ大量導入というシナリオを成立させるための前提条件となるコスト**については、**系統増強の費用便益項目には織り込まず、政策目標実現のための社会コストとして示す**こととしたい。

マスタープランに織り込む便益項目

【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし

便益項目	ENTSO-E (欧州)	PJM (米国)	広域機関
燃料コスト	○ (B1)	○	○
CO2対策コスト	○ (B1)	○	○
アデカシー面	○ (B6) (年間供給支障量×停電コスト等)	○ (容量市場モデルを活用し、 便益を算出)	○ (調達コストベース・停電コストベース※3の双方 を算出し、保守的な便益の見積もりにて評価)
システムの柔軟性 (調整力)	◆ (B7) (必要な融通量の増加割合)	- (※2)	- (PJMと同様、シミュレーションの中で、一定の調 整力を考慮)
送電ロス	○※1 (B5)		○ (送電ロス費用を評価)
システムの安定性 (信頼度基準を充足したうえでの評価)	◆ (B8) (+, ++等で評価)	-	◆ (定性的に評価)
その他 (CO2排出量、再エネ出力 制御率等)	◆ (B2~B4)	-	◆

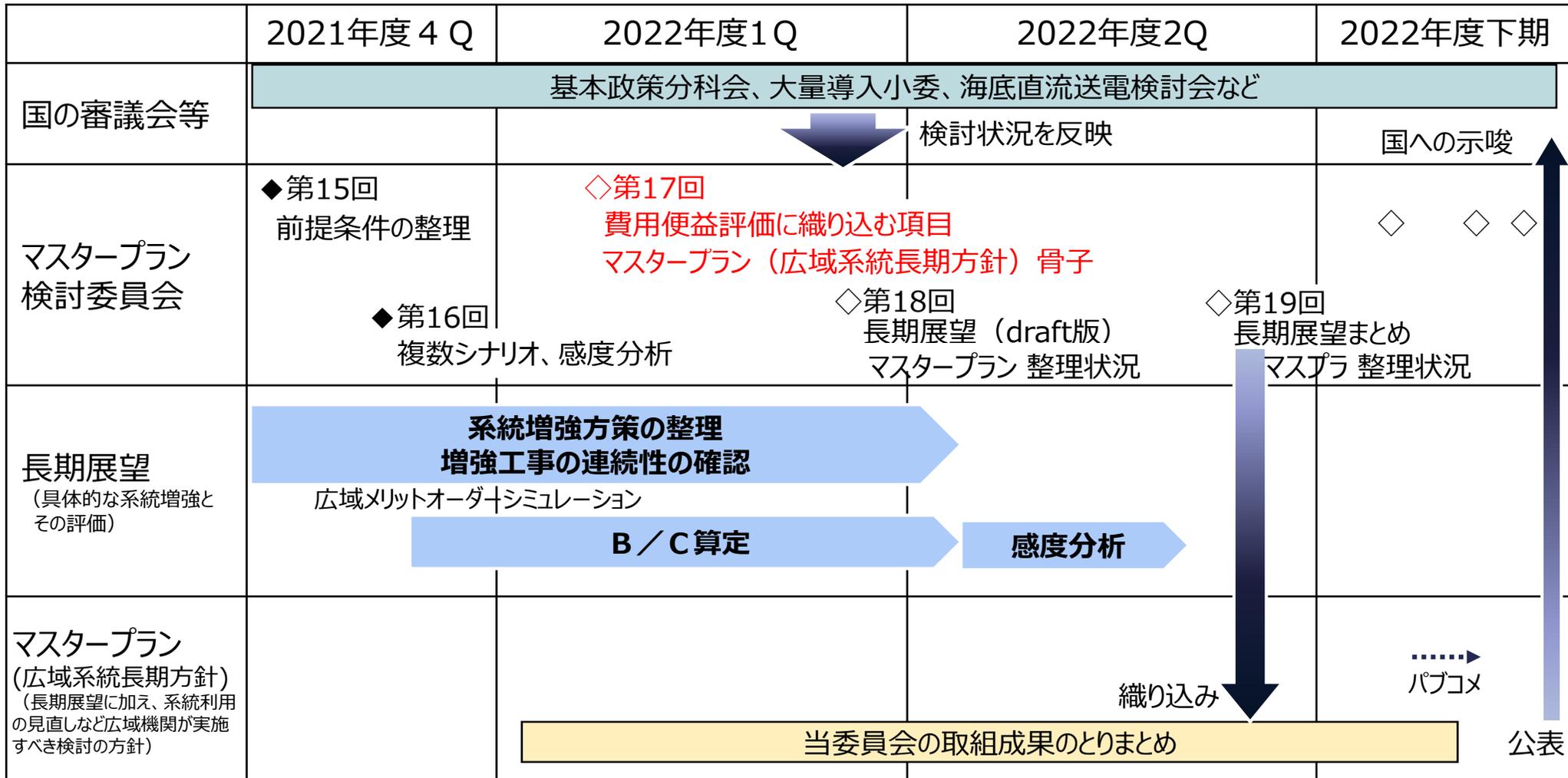
※1 ロス電力量×限界費用により算定 (最適化潮流計算とは別に算出したもの)

※2 エネルギー市場のシミュレーションの中で調整力と送電ロスを考慮したうえで、最適な電源をディスパッチさせている。(PJMより聞き取り)

※3 調達コストベース：必要予備力×調達コスト、 停電コストベース：供給支障量×停電コストにて算出

2. まとめと今後の進め方 (2) 今後のスケジュール

- 第18回本委員会では、連系線を中心とした系統増強方策の方向性（draft）について提示したい。
- 第19回本委員会において、長期展望（案）をお示しできるよう、シミュレーション作業を進めるとともに、本委員会で整理した費用便益評価に織り込む項目の考え方により、費用便益を算定する。



參考資料

(参考) 気象予測精度向上の取り組み事例

30

- 将来の予測誤差の推計にあたっては、予測手法の見直しなども変化要因として考えられる。
- 気象予測精度向上の取り組みについては、三次調整力②必要量算出において、複数の気象モデル活用の実績があり、概ね10%以上の改善が見られた。
- 将来の予測誤差の推計にあたっては、一定の予測精度向上を仮定したうえでの算定が必要となる。



エリア	従来モデル	複数モデル※2	改善率
東京	57.51	53.13	8%
北陸	3.75	2.57	31%
関西	42.24	25.51	40%
中国	25.15	19.79	21%
四国	23.15	14.64	37%

※2 同一の気象条件と仮定した場合の推計値

※1 年間の全ての調達を複数モデル予測を反映した三次②必要量テーブルで実施した場合の改善効果

出所) 第65回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2021年9月22日) 資料5
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_65_05.pdf

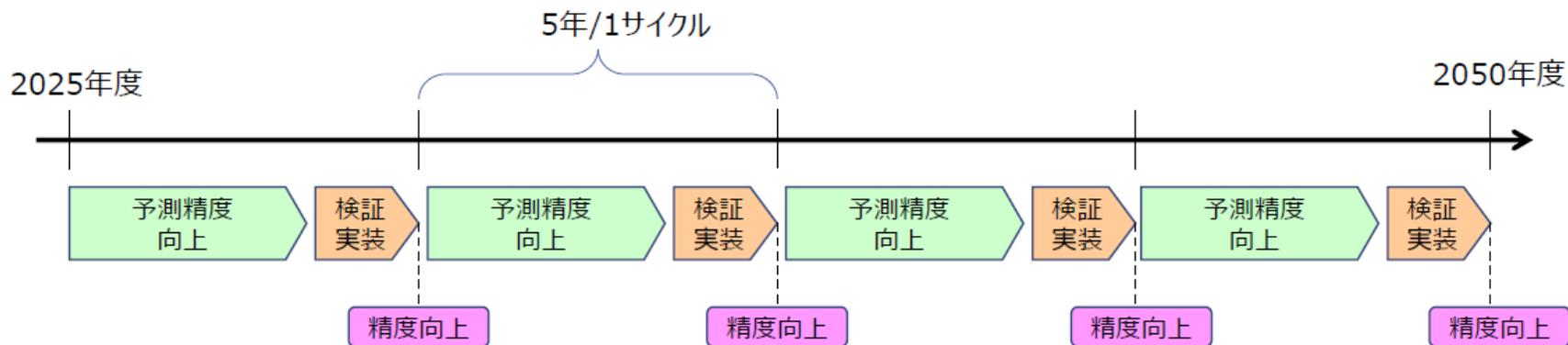
(参考) 気象予測精度向上の技術開発について

31

- 気象予測精度向上の技術開発について、NEDO事業において2024年度までの4年間の計画として進められている。
- 技術開発4年間に1年の検証・実装期間を加え、1サイクル5年と仮定し、今後も同様の取り組みが継続することを想定すると、2050年度までには4サイクル実施されることとなる。
- これを前提とし、継続して10%精度向上すると仮定すると、将来（2040～2050年）の予測誤差は現在から34%改善（0.9の4乗=0.66倍）すると試算される。

※精度向上については具体的な目標値ではなく、改善率の見通しが立っているものではないことに留意

<気象予測精度向上の期間設定について（イメージ）>



(2) 調整力の確保可能量の検討について

45

【(2)－1：既存調整力リソースでの調整力確保状況の確認について（結果）】

- 再エネ5～6割シナリオにおいて、再エネ主力化（再エネ5・6割）を維持しつつ、既存リソースにて調整力を確保する場合、北海道エリアでは平均197万kW、東北エリアでは559万kW、東京エリアでは2771万kW程度確保できるという結果となった。
- エリア単体で見ると、北海道および東北エリアにおいては火力等の既存調整力リソースのみでは必要調整力が確保できない時間帯が多く発生する結果となった。
- 一方、調整力の広域運用が可能という前提を置き、連系線の制約も無いと仮定した場合、東エリア全体で見れば調整力必要量は確保可能という結果となった。

※1 ※2	北海道	東北	東京
平均確保可能量 (H3需要比)	197万kW (38.8%)	559万kW (39.0%)	2771万kW (50.5%)
調整力不足時間数 (年間)	3303時間	850時間	なし
H3需要	508万kW	1435万kW	5483万kW
太陽光設備量	936万kW	3864万kW	7388万kW
風力設備量	2057万kW	2327万kW	993万kW

制約を考慮しない合成値

東エリア

3527万kW
(48.2%)

なし

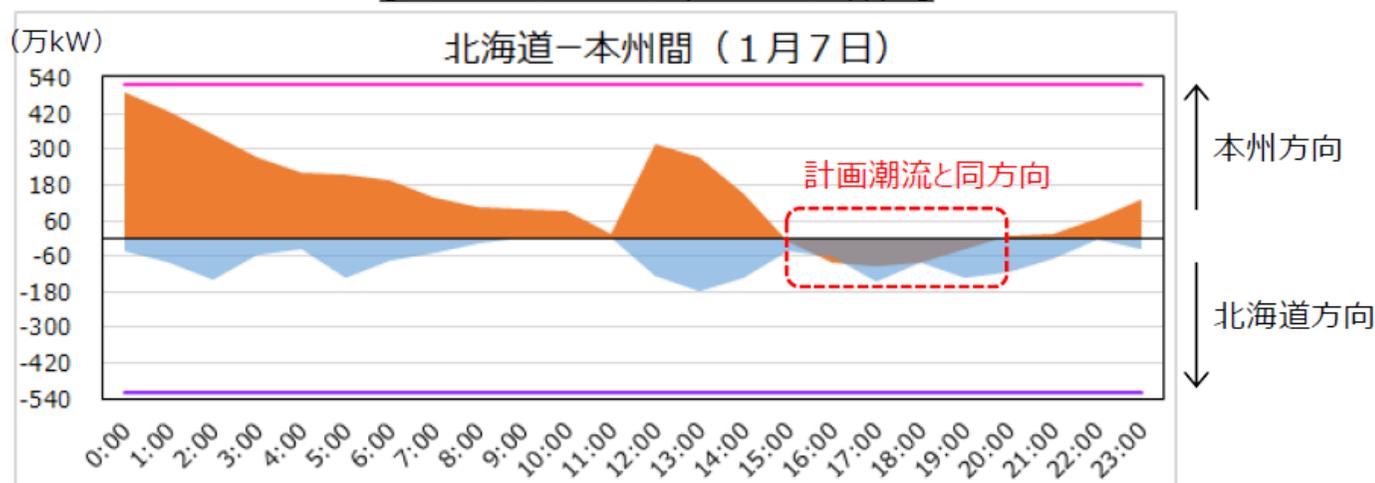
- ※1 調整力必要量（電源I - a相当）の総量が確保できるかの確認であり、時間内変動・予測誤差それぞれに対する確保可能量の確認については考慮されていないことに留意
また、ゲートクローズ（実需給1時間前）までの予測誤差への対応等についても考慮されていないことに留意
- ※2 再エネ5～6割シナリオでの試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、既存リソースのみでは確保できない可能性があることに留意

(2) 調整力の確保可能量の検討について
【(2)－2：連系線の潮流状況について】

46

- 再エネ 5～6 割シナリオでの調整力確保状況の試算における、連系線の潮流状況について確認を行った。
- 北海道本州間、東北東京間の連系線の潮流状況を確認した結果、北海道から本州方向および東北から東京方向の潮流が基調となっていることが確認できる。
- 北海道および東北エリアが、エリア内で不足する調整力を東京エリアに期待する場合、基調となっている潮流方向とは逆方向となり、連系線の空容量は十分にあることから、不足分の調達は可能と考えられる。
- 一方、北海道本州間においては、短時間ではあるが計画潮流と同方向に調整力を調達する時間帯が確認されたものの、計画潮流および調整力不足量の数値も小さく、空容量の範囲内で不足分を調達することは可能と考えられる。

【連系線潮流状況（代表日抜粋）】



■ : 計画潮流 ■ : 連系線期待量 (北海道) — : 運用容量 (本州方向) — : 運用容量 (北海道方向)

(3) 新たな調整力リソースの検討について

51

- 再エネ 5～6割シナリオでは、調整力の広域運用を前提とすれば既存の調整力リソースのみで必要量を確保できるという試算結果となったが、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、既存リソースのみでは確保できない可能性もあることから、新たな調整力リソースの可能性について以下のとおり纏めた。
- 調整力必要量が増えていくという将来想定においては、新たなリソースの活用の可能性を継続して確認していくことが必要か。

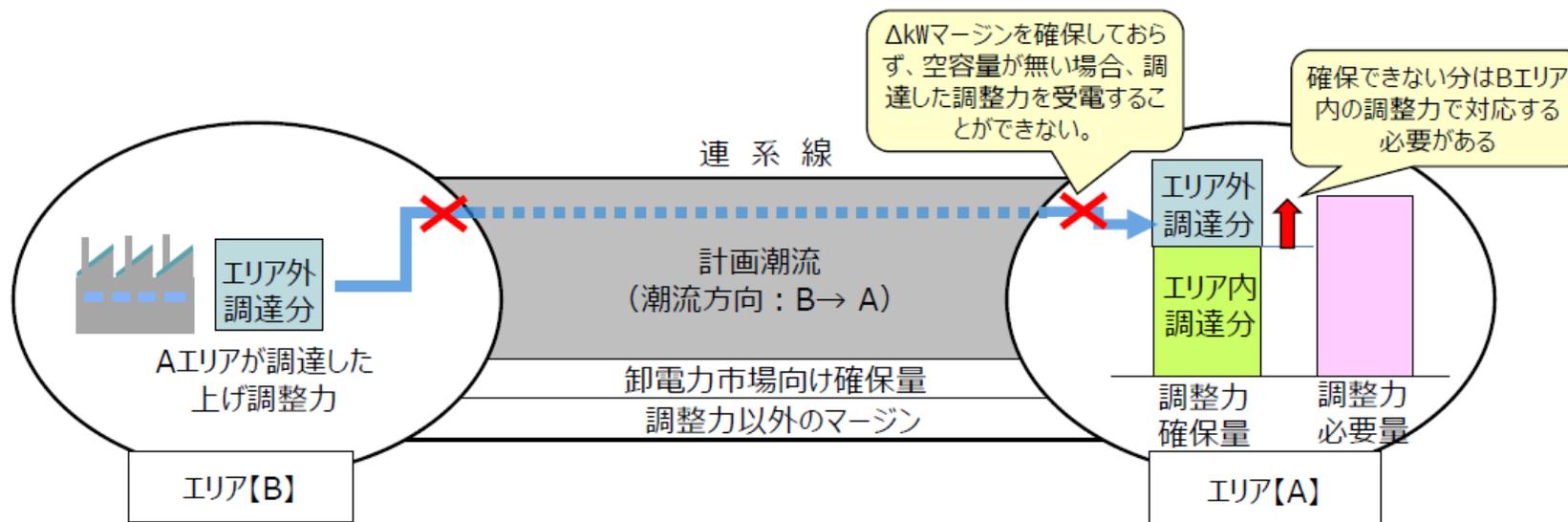
リソース	活用方法
DSR・DER	自家発の並列や電池の活用、需要リソースのコントロールにより、上げ調整力として活用
系統用蓄電池	蓄電システムとしては、リチウムイオン、ナトリウム硫黄（NAS）レドックスフロー型、フライホイール等があり、上げ調整力が必要な際に放電し、再エネの余剰電力が多く、下げ調整力が必要な際に充電することで下げ調整力として活用
バイオマス発電機 (地熱含む)	火力発電設備と同等の調整機能を有しているバイオマス発電であれば、火力発電と同様に活用可能。
アンモニア・水素火力 (混焼含む)	設備的には既存火力発電とほぼ同様。燃料が脱炭素となっており、調整力の機能としては既存火力と同様。
太陽光、風力発電	出なりでの出力上昇ではなく、出力上昇を制御することで上げ調整力としても活用可能か。

(5) 将来における調整力広域調達時のマーヅンの扱ひや必要性についての検討

61

【(5)-1: ΔkW マーヅンの必要性について】

- エリア外から調達した調整力を確実に活用するには、 ΔkW マーヅンの確保は必要となり、この前提は調整力の広域調達・運用から考えると必須条件と言える。
- ΔkW マーヅンを確保せず、連系線の空容量が計画潮流で埋まった場合、エリア外から調達した調整力を発動できず、エリア内の調整力のみでの対応が必要となる。
- 調整力の広域調達・運用には ΔkW マーヅンが必要となるが、 ΔkW マーヅンの確保量が増えると、供給力・卸電力市場としての連系線活用に影響を与えるため、その影響についても考慮が必要となる。

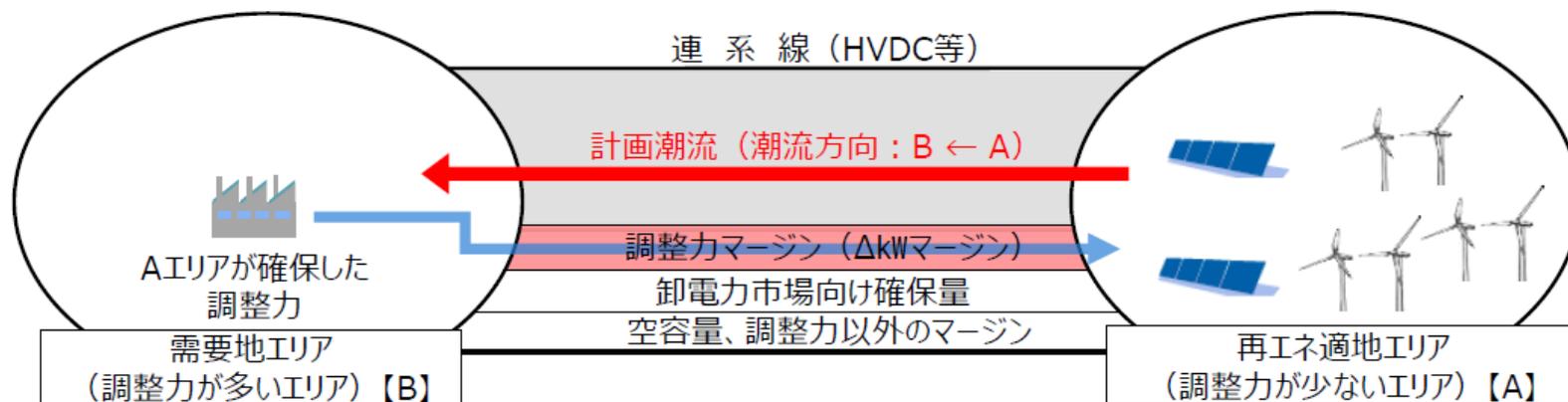


(5) 将来における調整力広域調達時のマーシンの扱ひや必要性についての検討

63

【(5) - 2 : 計画潮流と逆方向の ΔkW マーシンの扱ひについて】

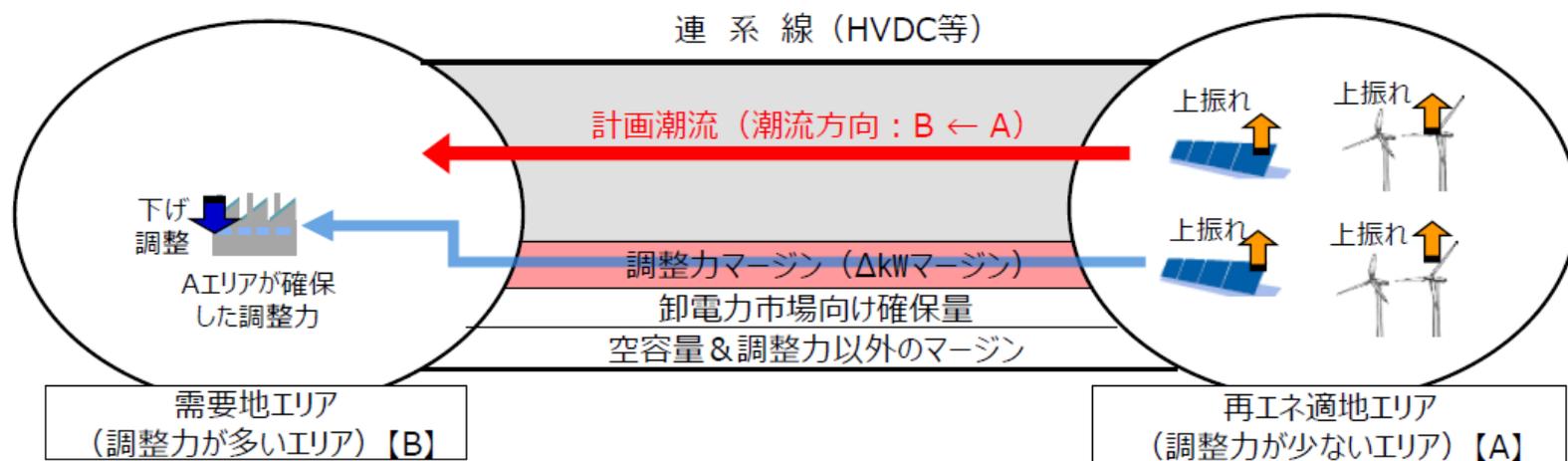
- エリア外から調達した調整力を確実に活用するには、 ΔkW マーシンの確保は必要。
- 再エネ5～6割シナリオでの試算においては、再エネ適地に再エネが大量導入され、再エネ適地から需要地に送電する潮流が基調となっている。
- 上記の前提の場合、再エネ適地エリアが確保する ΔkW マーシンは計画潮流に対して逆方向となることから、調整力の広域運用に必要な ΔkW マーシンを確保しても、供給力・卸電力市場としての連系線活用には影響しないと言える。



(5) 将来における調整力広域調達時のマーシンの扱ひや必要性についての検討
【(5) - 3 : 計画潮流と同方向の ΔkW マーシンのについて】

64

- 再エネ適地エリアが需要地エリアから下げ調整力を確保すると想定した場合、計画潮流と同方向の ΔkW マーシンのが必要となる。
- 一方で、将来的にはリアルタイムでの再エネ出力制御により、常時、一定出力上限での制御が可能となると仮定すれば、再エネの上振れに対応するための下げ調整力は不要となり、 ΔkW マーシンのも不要と考えられる。
- 計画潮流と同方向の ΔkW マーシンの (下げ調整力) を確保する場合、空き容量が減少し、結果して再エネ出力制御の増加も想定されることから、将来的には上述のような運用を目指すこととなるか。



再エネ主力電源化に向けた技術的課題の管理指標について

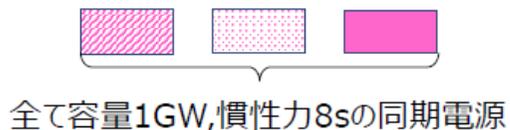
26

- 論点 1 のとおり、日本においては、再エネ主力電源化に向けて慣性力の低下および同期化力の低下による電源脱落時の周波数変化率RoCoFの増加の課題が生じると考えられる。その課題発生要因は、同期電源の並列台数の減少による慣性力の低下であることを踏まえ、どのくらい慣性力が低下しているか、その状況を直接的に示す指標として、**システムの慣性力(Msys)にて管理**することが望ましいと考えられるがどうか。
- 他方で、**システムの慣性力(Msys)**の諸元となる単位慣性定数Hについては、各同期電源によって定格容量が同じでも異なる場合があり、一般的には理解しづらいところもあることから、その補完的な指標として、**需給バランス状況を示す瞬間的な非同期電源比率(SNSP)を用いる**こととしてはどうか。

<単位慣性定数の例>

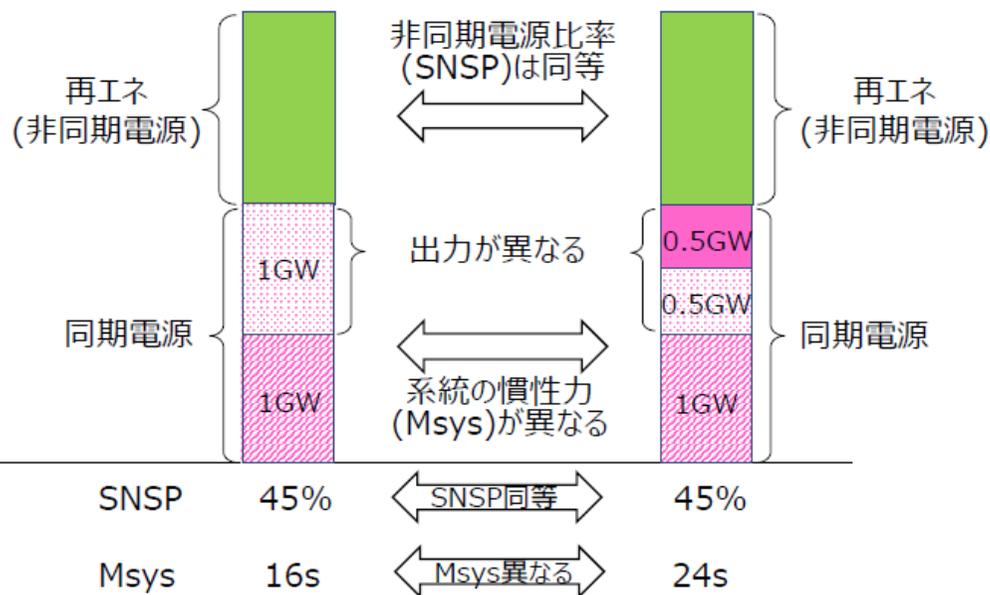
- ・電気学会EAST10モデル
8s : 火力、原子力
10s : 水力
- ・系統連系技術要件での記載例
6~8s : 火力

※同期電源は有効電力出力の大きさに関わらず、並列運転することで慣性力を提供できる



<SNSPとMsysの関係イメージ>

並列運転中の電源*(kW)

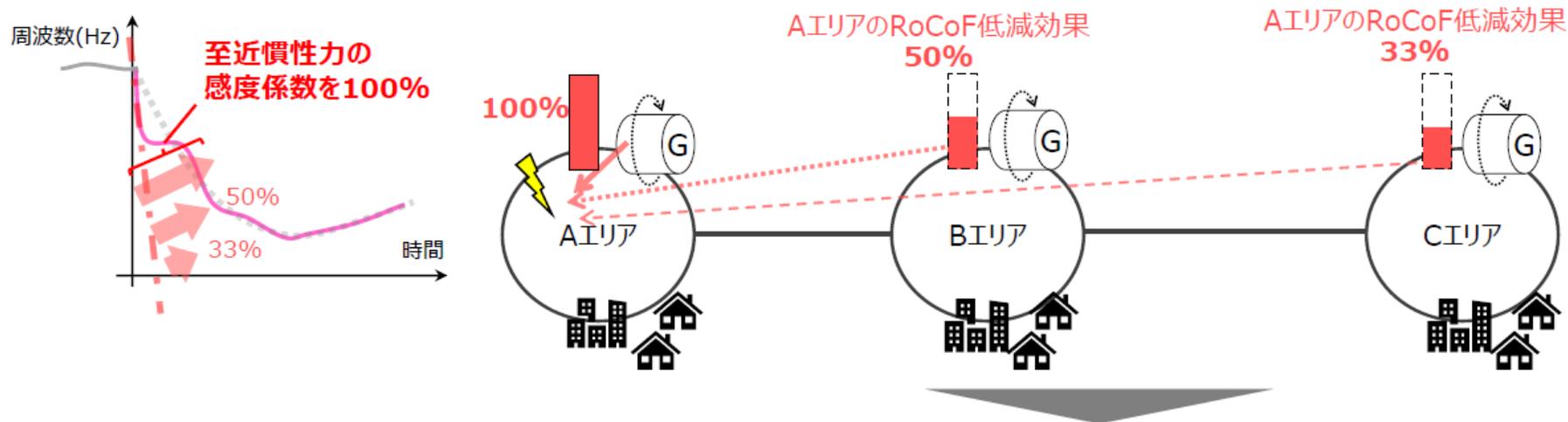


【論点2】管理指標の確認

20

【論点2】再エネ主力電源化における慣性力の管理指標の検討(感度係数の導入)

- 各エリアの慣性力の管理指標の検討にあたり、前述のとおり、各エリアの慣性力Msysが、電源脱落エリアの周波数変化率RoCoF低減にどの程度寄与しているのかを確認する。
- 具体的には、**電源脱落エリア慣性力の当該エリアRoCoF低減効果を基準(100%)として、他エリアの慣性力が電源脱落エリアRoCoF低減に効果がある割合を算定**することとした。
- そして、各エリア慣性力の電源脱落エリアRoCoF低減効果を示す割合を「感度係数」と呼ぶこととしてはどうか。
- また、**各エリアの感度係数に各エリアの慣性力を乗じて合計**することで、**エリア全体としての電源脱落エリアに対する慣性力の換算値として算出**することとしてはどうか。



例えば、
 エリア全体としてAエリアに対する慣性力の換算値として
 「 $\Sigma(\text{各エリア慣性力} \times \text{感度係数})$ 」を算出する

具体的には
 エリア全体としてのAエリアに対する慣性力の換算値
 = Aエリア慣性力 \times 100% + Bエリア慣性力 \times 50% + Cエリア慣性力 \times 33%

Aエリアに対して効果がある
 各エリアの感度係数

←

同期機
 ● GW・s

感度係数	Aエリア	Bエリア	Cエリア
Aエリア	100%基準	50%	33%
Bエリア	50%	100%基準	80%
Cエリア	33%	80%	100%基準

日本の同期電源減少に伴う技術的な課題の特徴を踏まえた対応策の検討の方向性

15

- 前述のとおり、インバータ電源(非同期電源)の増加および同期電源の減少による慣性力の低下のみでなく、同期化力の低下により、周波数変化率RoCoFへの影響が生じている。
- したがって、「再エネ主力電源化」に向けた検討にあたり、今後、慣性力低下の対応とともに同期化力低下の対応を検討し、その費用対効果を確認していくこととしてはどうか。

項目	課題	想定されるリスク事象	想定される設備対策・系統対策(案)
周波数	慣性力低下	慣性力が低下すると、電源脱落時の周波数低下スピードが速くなり、上げ調整力やUFR等の負荷制限が間に合わず、再エネ等の分散電源が解列し、周波数がさらに大きく低下した結果、発電機が安定運転を維持できず連鎖解列し、系統崩壊(ブラックアウト)に至る可能性がある。	同期発電機の維持 同期調相機設置 再エネの疑似慣性機能/インバータ容量拡大 蓄電池の疑似慣性機能/インバータ容量拡大
周波数 電圧	適正值逸脱	周波数調整能力、電圧調整能力の低下により、周波数や電圧を適正值に維持することができず、電気の品質低下により需要家に影響が生じる可能性がある。	同期発電機(揚水発電機)の維持 同期調相機設置 調相設備(STATCOM等)設置 再エネ・蓄電池等による周波数・電圧制御 系統インピーダンスの抑制
安定度	同期化力低下	同期化力が減少すると、送電線事故時などの発電機間の加速/減速が大きくなり、発電機が同期運転を継続することができず(発電機が安定的の運転できる位相差に戻ることができず)、発電機が連鎖脱落し、系統崩壊(ブラックアウト)に至る可能性がある。	同期発電機の維持 同期調相機設置 再エネ・蓄電池による同期化力維持のための制御 系統インピーダンスの抑制
事故 除去	短絡容量低下	電圧維持能力(短絡容量)が減少し、事故時の故障電流(無効電力)が減少すると、これまで事故点判別のために用いていた故障電流検出が機能せず、安全に事故設備のみを系統から切り離すことができなくなり、保安上の問題が生じる可能性がある。	同期発電機の維持 同期調相機設置 事故検出整定値の見直し 新しい事故検出方法の開発

慣性力低下対応
を検討し、
費用対効果を確認

共通する対策
・同期電源の運転
・同期調相機の設置

同期化力低下対応
を検討し、
費用対効果を確認

同期電源減少に伴う技術的課題の対応策の検討 (慣性力の増加対応)

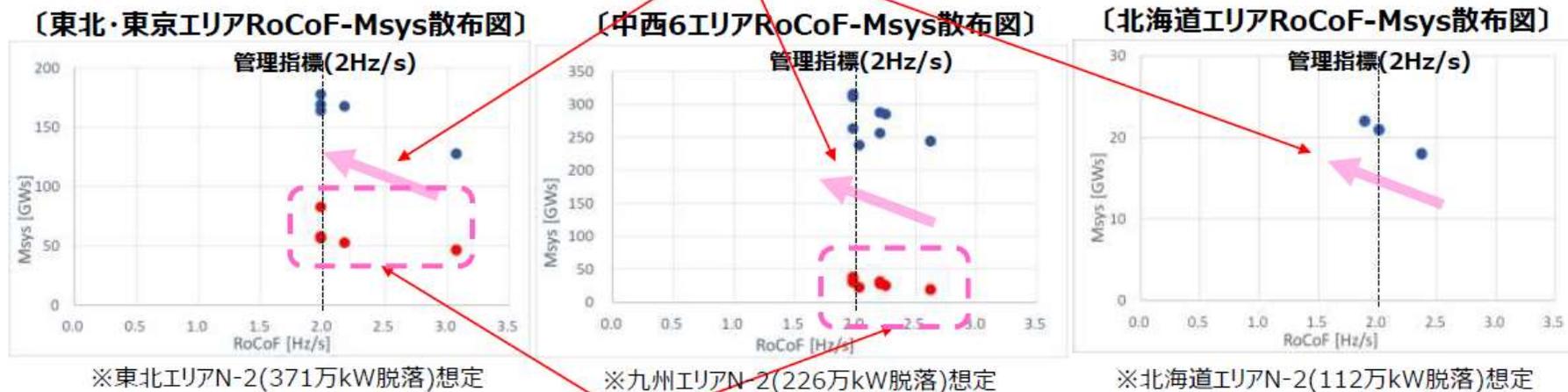
【論点3】諸対策案の検討

18

- 慣性力 M_{sys} の低下に伴う周波数変化率 $RoCoF$ の増加に対しては、北海道エリア・東北東京エリア・中西6エリアとともに、「同期電源の運転」、「同期調相機の設置」、「MGセット設置」などの慣性力 M_{sys} を増加させることにより周波数変化率 $RoCoF$ を減少させる効果を確認した。また、各エリアで確保すべき慣性力 M_{sys} の試算結果としては、北海道エリアで21GW・s、東北東京エリアで164~178GW・s、中西6エリアで239~316GW・sとなり、各エリアの慣性力のバランスによって値に幅があることが分かった(ある条件における目安値)。
- 周波数変化率 $RoCoF$ を減少させるためには、電源脱落エリアに対策を講じることが効果的であり、系統全体の慣性力 M_{sys} と各エリアの慣性力 M_{sys} の必要量をどのように評価するかについては、論点2の管理指標の課題とともに、引き続き、詳細に検討することとしたい。

慣性力 M_{sys} の増加により、 $RoCoF$ は小さくなる

凡例 ● $RoCoF$ と M_{sys} 相関(系統全体)
● $RoCoF$ と M_{sys} 相関(脱落エリア)



電源脱落エリアの慣性力 M_{sys} を増加することが効果的

同期電源減少に伴う技術的課題の対応策に応じた調達方法(慣性力の調達方法)について

- 論点3(16ページ)で示す慣性力低下の対応策のうち、「同期電源の運転」については、kWh取引(小売との相対取引や卸電力市場取引)や ΔkW 取引(需給調整市場取引)に約定されずバランス停止している同期電源を起動する(待機することによって、慣性力を調達することが考えられる。また、「疑似慣性機能」については、機能を有している再エネ・蓄電池が、同期電源の回転エネルギーに代わるエネルギー余力を出力抑制または蓄電池等に蓄積しておく必要があるため、その準備(待機)によって、慣性力を調達することが考えられる。したがって、「同期電源の運転」・「疑似慣性機能」による慣性力の調達については、需給調整市場の ΔkW 調達のように、週間ベース・日々ベースの市場により調達していくことが考えられるがどうか。
- 他方で、「同期調相機の設置」、「MGセットの設置」については、慣性力の確保のために設備投資するものであり、設備形成の考え方として検討することが必要となる。したがって、「同期調相機の設置」、「MGセットの設置」による慣性力の調達については、調整力公募や容量市場のような年間ベースにより調達していくことや、系統対策として一般送配電事業者にて設置することが考えられるがどうか。
- 以上のことから、慣性力の増加対応が、年間ベースとなるか、あるいは週間ベース・日々ベースとなるかによって、その調達方法および調達対象が異なると考えられる。
- 今回、慣性力の増加対応が必要となる期間を確認するため、次ページ以降にて各検討ケースの慣性力 M_{sys} の状況を確認することとした。

慣性力を確保するための各技術のイメージ



【出典】基本政策分科会(第40回会合)(経済産業省 2021年4月13日) 資料2

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/040/040_005.pdf

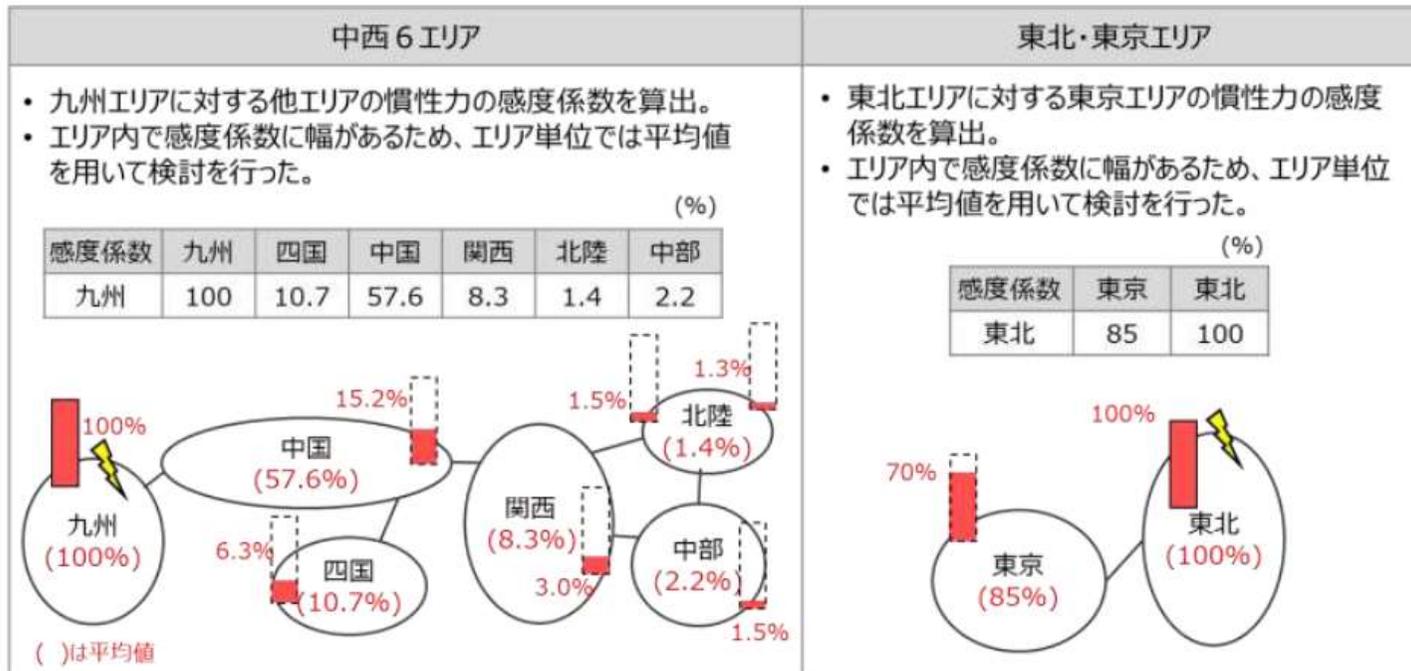
【論点4】 対応策に応じた調達方法の検討(広域的な調達について)

【論点4】 調達方法の検討

48

- 今回、論点2「管理指標の確認」においては、電源脱落エリアに対する各エリアの感度係数を算定することによって、各エリアの慣性力バランスの状況から慣性力Msys管理値を算定した。
- 上記の考え方から、電源脱落エリアの慣性力不足対応としては、当該エリアの慣性力を追加調達するのみではなく、他エリアの慣性力についても感度係数に応じて追加調達することで必要なRoCoF低減効果を得られることとなる。
- したがって、電源脱落エリアに対する慣性力の調達については、**交流連系エリアを対象に広域的な調達※とすることを基本とし、感度係数を踏まえ、効率的な調達を目指す**こととしてはどうか。

※東北・東京エリアは東北エリア・東京エリアを対象、中西6エリアは中部エリア・北陸エリア・関西エリア・中国エリア・四国エリア・九州エリアを対象とする

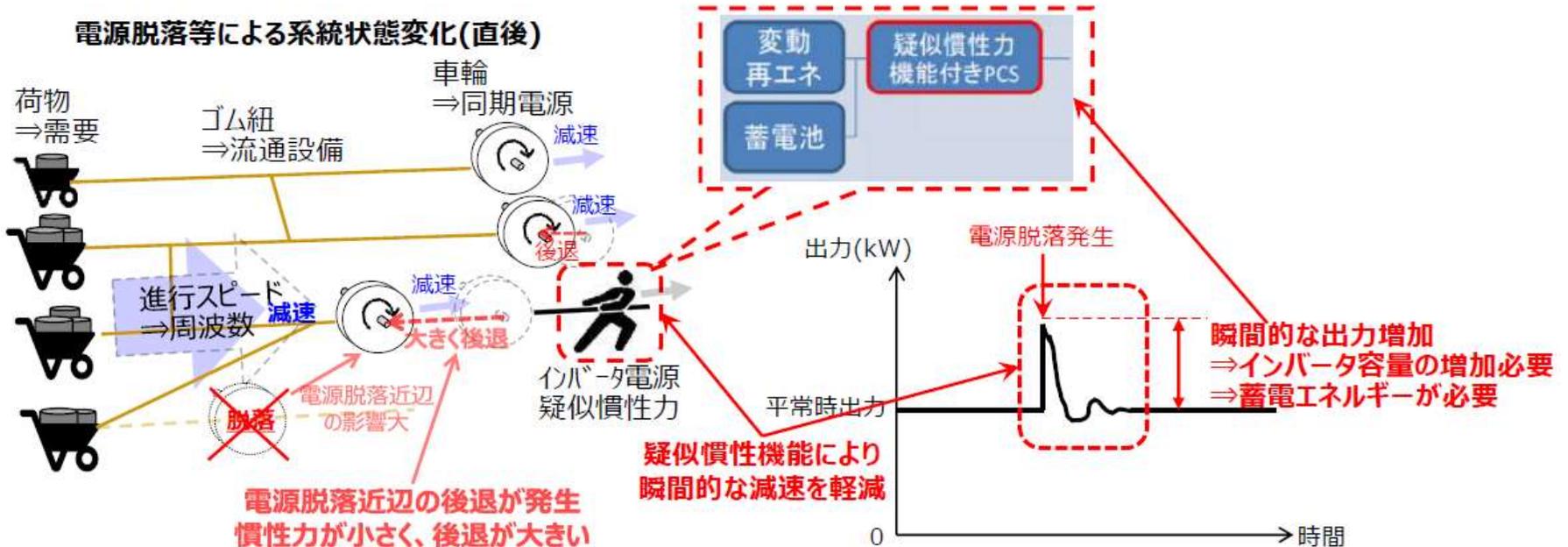


同期電源減少に伴う技術的課題の対応策(慣性力の増加対応)を確保するための環境整備(グリッドコード)について ～疑似慣性機能～

31

【論点5】環境整備の検討

- 論点4で示す慣性力低下の対応策(慣性力の増加対応)のうち、「疑似慣性機能」については、分散電源のPCSの仕様に織り込むことが必要である。
- また、「疑似慣性機能」については、同期電源の回転エネルギーに代わるエネルギー余力を出力抑制または蓄電池等に蓄積しておくための設備容量の確保と同時に、電源脱落等による周波数低下発生直後に、蓄積エネルギーを一度に放出するためのインバータ容量を増やしておくことが必要である。その必要容量は、疑似慣性機能を持つインバータ電源に求める慣性力の量に応じて増加することとなる。
- さらに、疑似慣性機能を持つインバータ電源が多数連系した場合の制御安定性などの検討(技術開発)が必要であり、その技術開発状況と費用対効果を踏まえてグリッドコードでの要件化を検討することとしてはどうか。

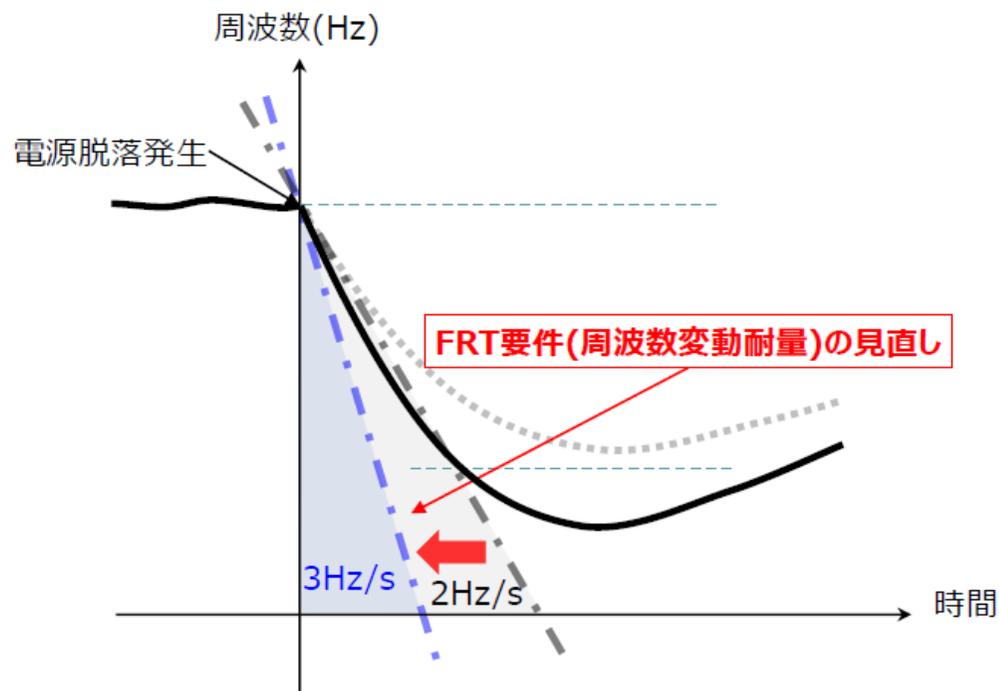


同期電源減少に伴う技術的課題の対応策としての環境整備(グリッドコード)について
(RoCoFの耐量の増加対応) ～FRT要件見直し～

33

【論点5】環境整備の検討

- 慣性力低下に伴う周波数変化率RoCoFの増加に対しては、前述の同期調相機設置などに慣性力の増加対応以外に、そもそもの分散電源の周波数変化率RoCoFの耐量を見直すことも考えられる。
- 具体的には、現状、FRT要件により定められている周波数変動耐量 2.0Hz/s を、例えば 3.0Hz/s などに見直すことが考えられる。
- 他方で、FRT要件の見直しにあたっては、「系統事故時の確実な検出を求める単独運転検出(系統事故時に運転停止を求める要件)」と、「一斉不要解列を防止するFRT要件の 2.0Hz/s の周波数変動耐量(系統事故時に運転継続を求める要件)」の両立性の検討(技術開発)が必要であり、引き続き、技術開発状況を踏まえてFRT要件の見直しを検討することとしてはどうか。



慣性力低下の対応策(慣性力Msysの増加対応)の費用について

【論点6】費用対効果評価

37

- 慣性力低下の対応策の費用対効果を検討するにあたっては、慣性力Msysの増加対応のうち、「同期電源の運転」と「同期調相機の設置」の費用について算定した。
- そして、算定した結果、「同期電源の運転」の費用は、270～1,050万円/GW・s・日と試算され、「同期調相機の設置」の費用は、4.75億円/GW・s・年と試算された。
- 論点4にて整理したとおり、「同期電源の運転」による慣性力の増加対応は、週間ベース・日々ベースの調達となるが、「同期調相機の設置」については、年間ベースの調達または一般送配電事業者が系統対策として設置することとなる。
- 他方で、「同期電源の運転」費用は、270～1,050万円/GW・s・日であることから、年間あたり45～176日以上の運転を実施することにより、年間ベースの「同期調相機の設置」費用である4.75億円/GW・年を超過するため、対策が必要な期間が一定程度を上回ると、「同期調相機の設置」の方が費用対効果が上回ることとなる。
- 上記のような慣性力低下に対する各対応策とその費用対効果については、各対応策の技術開発状況等を注視しつつ、継続的に、確認していくこととしたい。

