第81回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会　資料3

将来断面の慣性力確保状況の試算について
(報告)

２０２３年１月２４日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　事務局

目次

1. 本日の報告内容
2. 算定方法の振り返り
3. 算定結果（2050withベースシナリオ）
4. 算定結果（2050withその他シナリオ）

慣性力不足に対する対策費用の試算結果（2050without）

■ 第76回（2022年8月23日）本委員会において、マスタープラン検討の系統整備が行われない場合（without）における慣性力不足に対する対応費用を試算した。

2050without各シナリオにおける対策費用算定結果

21

■ withoutその他２シナリオについての追加費用概算は下表のとおり。
■ シナリオに応じて多少の変動はあるが、**追加費用概算は概ね50億～250億円/年程度**と試算された。

※1,2,3		需給立地最適化シナリオ	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ
北海道エリア	日数/年	0日	0日	0日
	対応策	なし	なし	なし
	コスト	0億円/年	0億円/年	0億円/年
東北・東京エリア	日数/年	18日	11日	8日
	慣性不足量	190GW・s・日	157GW・s・日	122GW・s・日
	対応策	電源	電源	電源
	コスト	5.9～22.8億円/年	4.9～19.1億円/年	3.8～14.8億円/年
中西6エリア	日数/年	98日	76日	55日
	慣性不足量	782GW・s・日	812GW・s・日	582GW・s・日
	対応策	電源、同期調相機	電源、同期調相機	電源、同期調相機
	コスト	63.0～193.9億円/年	69.4～233.0億円/年	50.8～188.9億円/年
合計	コスト	**68.9～216.7億円/年**	**74.3～252.1億円/年**	**54.6～203.7億円/年**

※１対策費用の諸元は、第64回調整力等委員会と同様。
同期電源：費用が270万～1,050万円/GW・日、費用対効果逆転日数が176日～45日以下
同期調相機：費用が4.75億円/GW・s・年

※2 需要や供給力の想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要
※3 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要

出所）第７６回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料３より（シナリオ名称一部変更）
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_76_haifu.html

（参考）ベースシナリオとその他シナリオについて

1－1　複数シナリオにおける長期展望とりまとめ（振り返り）シナリオについて

第16回マスタープラン検討委員会資料１を一部修正　6

- 前提条件については2050年も視野に入れて、**需要**については**再エネ余剰を活用する需要のロケーションやEV・ヒートポンプなどの負荷率の変化**を想定して設定した。また、**電源**については**再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の方針**を踏まえて、**各シナリオにおいて同じ条件**とした。
- 再エネ導入量など系統増強に影響すると考えられる要素については、更に感度分析を行うこととしたい。

＜各シナリオの前提条件の比較＞

		需給立地最適化シナリオ	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ
需　要		■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約８割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約８割が可制御でピークシフトできると想定	■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約２割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約２割が可制御でピークシフトできると想定	■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの全量を需要地近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定
電源構成	再エネ　太陽光	■ 約260GW（※1）	■ 約260GW（※1）	■ 約260GW（※1）
	再エネ　陸上風力	■ 約41GW（※1）	■ 約41GW（※1）	■ 約41GW（※1）
	再エネ　洋上風力	■ 約45GW（官民協議会導入目標）	■ 約45GW（官民協議会導入目標）	■ 約45GW（官民協議会導入目標）
	再エネ　水力 バイオマス 地熱	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）
	火　力（化石＋CCUS）	■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 （廃止後は水素・アンモニアにﾘﾌﾟﾚｰｽと仮定）	■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 （廃止後は水素・アンモニアにﾘﾌﾟﾚｰｽと仮定）	■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 （廃止後は水素・アンモニアにﾘﾌﾟﾚｰｽと仮定）
	原子力	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定
	水素・アンモニア	■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレースされるものと仮定して設定	■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレースされるものと仮定して設定	■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレースされるものと仮定して設定

注）マスタープランは、一定の仮定に基づく前提条件による検討結果であり、情勢変化による需要や電源の動向によっては、結果は変わり得ることに留意が必要

※１第43回基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

立地最適化シナリオはピークシフト等により再エネをより多く活用可能

立地自然体シナリオはピークシフト等をせず再エネ活用が最も少ない

出所）第21回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_21_shiryou.html

（参考）ベースシナリオとその他シナリオについて

1－1　複数シナリオにおける長期展望とりまとめ
（1）各シナリオのwithout断面における燃種別発電量

7

■ 各シナリオにおける年間発電量の比率等は以下のとおり。なお、without断面において、需給立地最適化シナリオでは再エネ余剰が有効活用されることで出力制御率が低下している。

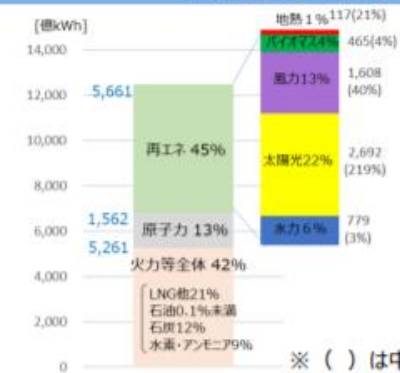
ベースシナリオ

再エネ比率　４３%
再エネ出力制御率

全国	２２%
東地域	３１%
中西地域	１３%

※（ ）は中間整理からの増加率　※系統増強前

需給立地最適化シナリオ

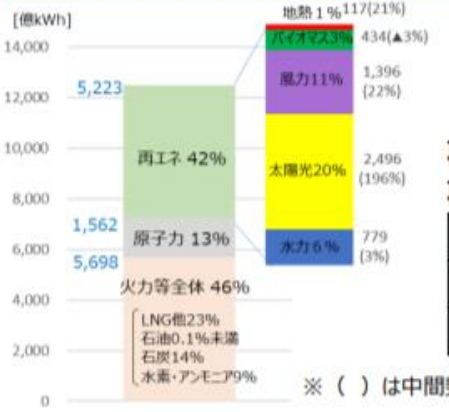


再エネ比率　４５%
再エネ出力制御率

全国	１６%
東地域	２３%
中西地域	９%

※（ ）は中間整理からの増加率　※系統増強前

需給立地自然体シナリオ

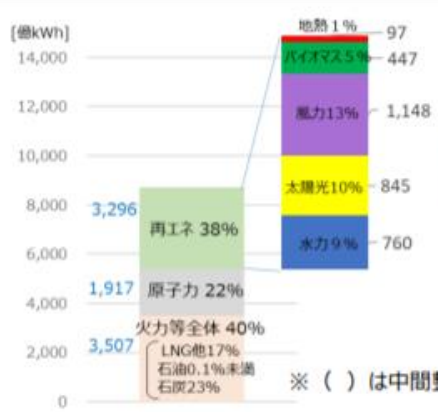


再エネ比率　４２%
再エネ出力制御率

全国	２４%
東地域	３４%
中西地域	１５%

※（ ）は中間整理からの増加率　※系統増強前

（参考）中間整理（45GWシナリオ）



再エネ比率　３８%
再エネ出力制御率

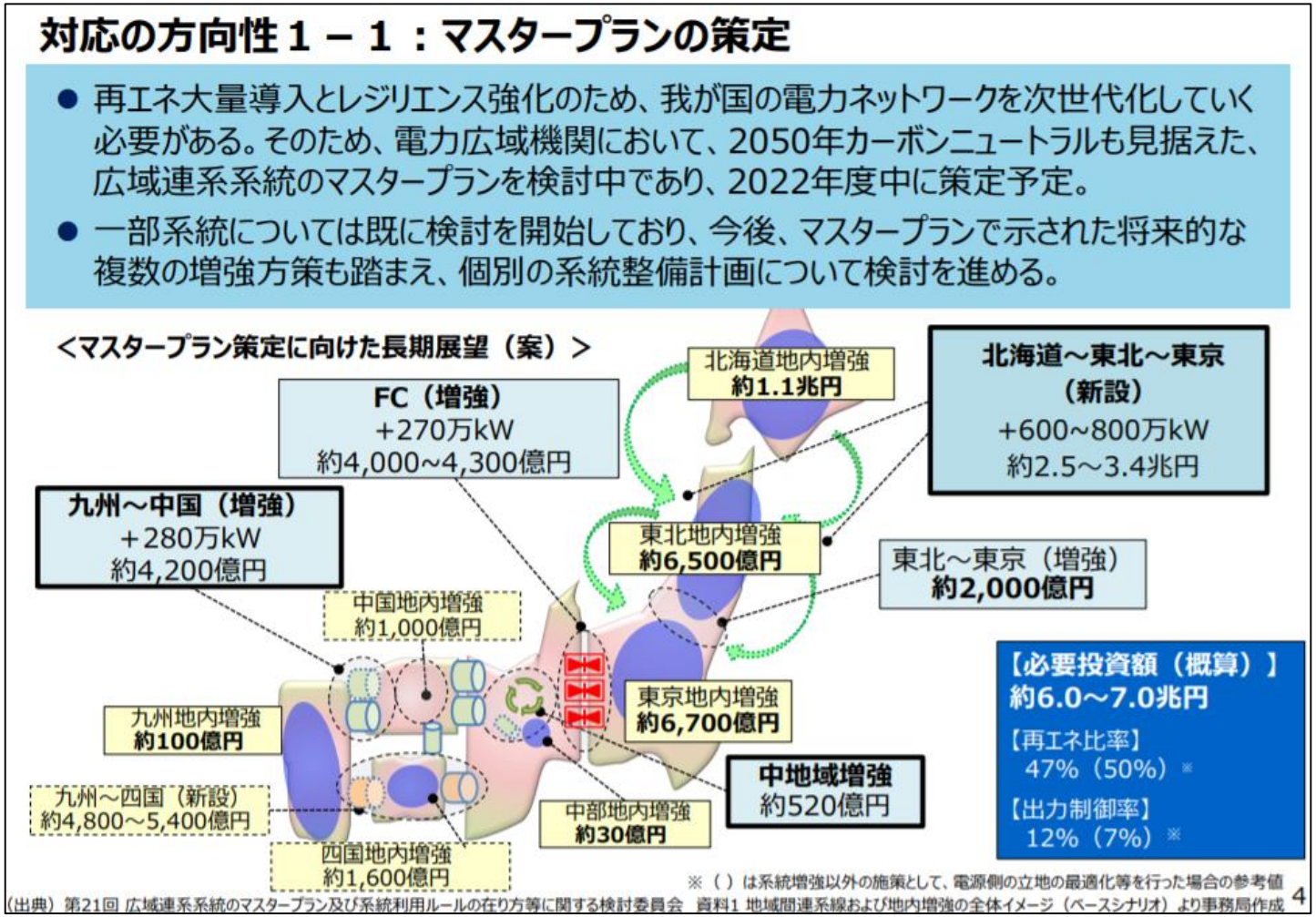
全国	１４%
東地域	１９%
中西地域	８%

※（ ）は中間整理からの増加率　※系統増強前

出所）第21回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_21_shiryou.html

本日の報告内容

■ 第20回（2022年11月18日）および、第21回（2022年12月1日）の広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会で示された、系統整備が行われる場合（with）の増強案にて慣性力不足に対する対応費用を試算したため報告する。



出所）第47回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/047.html

（参考）東地域HVDCの構成について（ベースシナリオ）

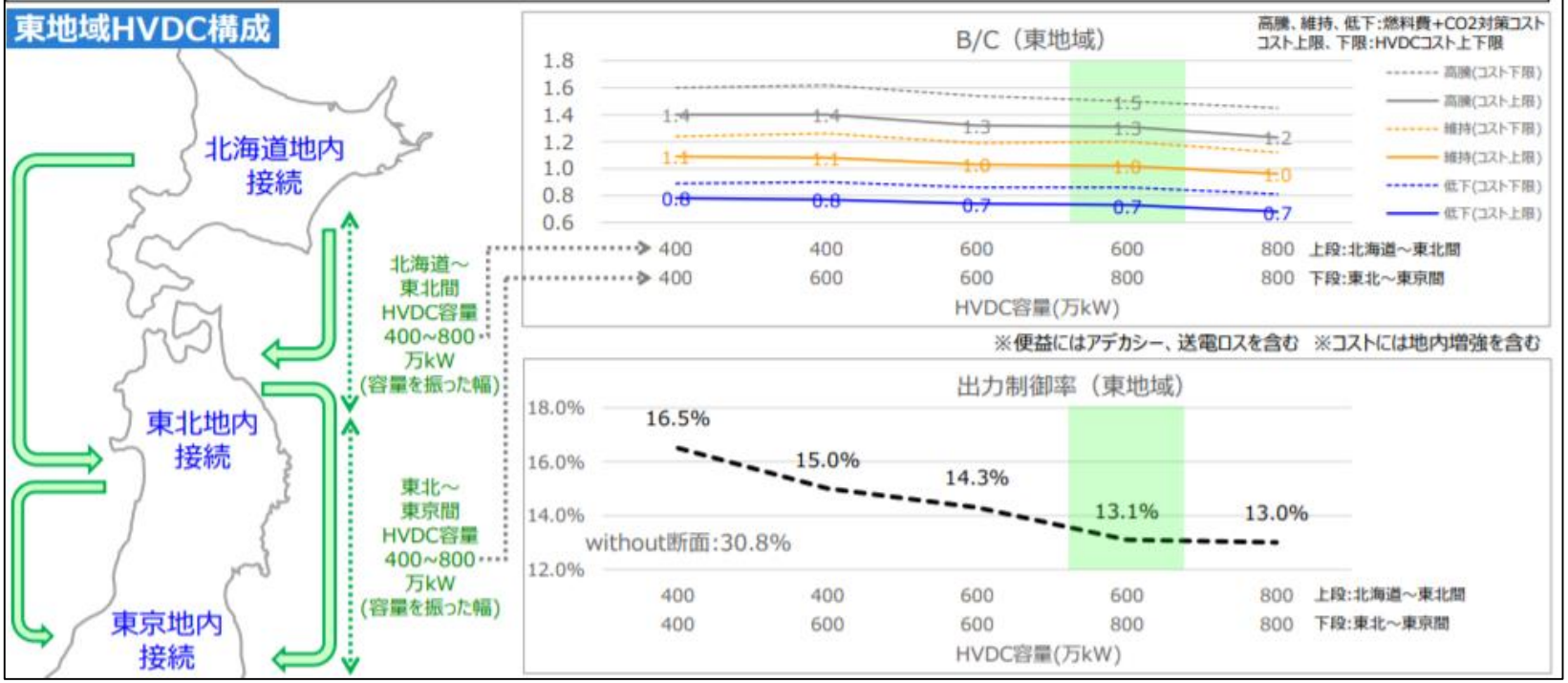
1－2　複数シナリオにおける長期展望とりまとめ(東地域)
（2）ベースシナリオの費用便益評価について(振り返り)

ベースシナリオ

16

第20回マスタープラン検討委員会資料1を一部修正

■ ベースシナリオにおけるHVDC構成は、各エリアの再エネポテンシャル配置や増強後の再エネ出力制御率を考慮して、日本海側、太平洋側で容量を分散して配置。HVDC容量は、B/C>1を確保しつつ、再エネ出力制御率の低減効果が飽和する北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW程度が有力と考える。なお、整備計画を具体化する中で、既存系統への影響や同期安定性による東北東京間連系線の運用容量制約などを考慮した費用便益評価を行い、HVDCの構成および容量等を詳細検討していく。



出所）第21回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_21_shiryou.html

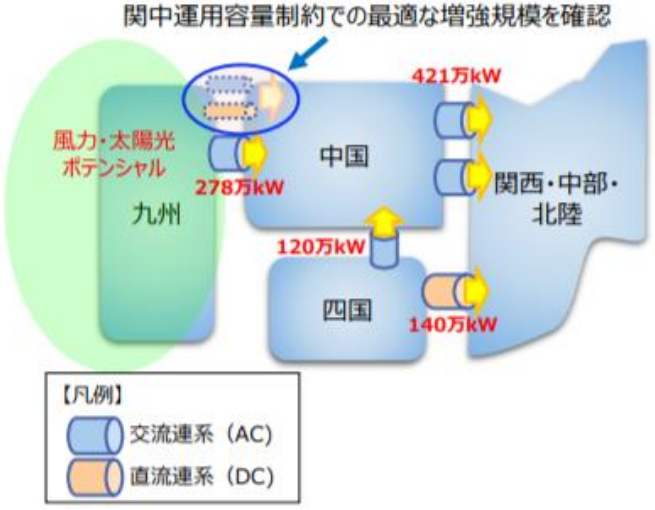
（参考）関門連系線の増強規模について（ベースシナリオ）

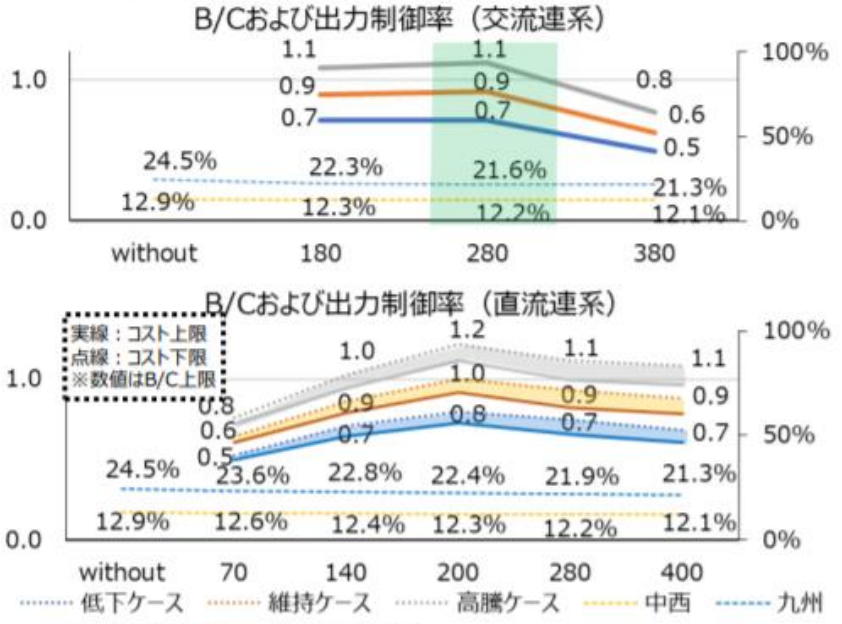
１－２．中西地域の系統増強に関するこれまでの検討（振り返り）
（２－１）費用便益評価（中国ルート）

14

- 関門連系線の運用容量を拡大した場合、280万kW程度まではB/Cが増加する傾向が見られ、燃料価格およびHVDCコスト次第ではB/C＞１となる。このため、長期展望においては、**関門連系線の増強規模は280万kW程度**を目安に検討を進める。
- マスタープランの長期展望においては、周波数制約解消の効果もある交流連系を基本ケースとするものの、交流連系にも様々な技術的課題等が存在することから、計画策定プロセスで整備計画を具体化していく中で、直流連系適用の選択肢や増強規模も含め検討を深めていくこととなる。

関門連系線の増強規模





※便益はアデカシー、送電ロスを考慮
※コストは地内増強を考慮（代表ケースで抽出し、各増強規模に適用）

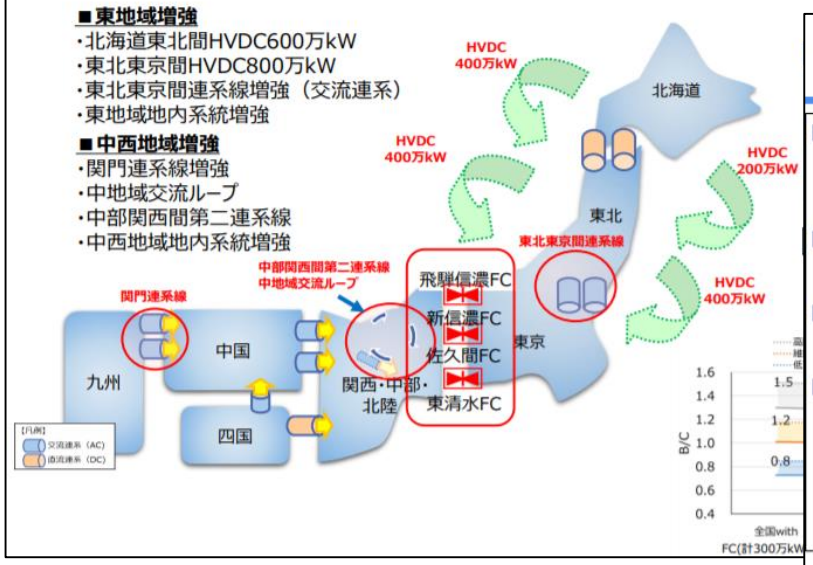
出所）第20回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_20_shiryou.html

（参考）FCの増強規模について（ベースシナリオ）

2　東京中部間連系設備（FC）の増強検討について
（1）費用便益評価

19

■ 東地域と中西地域の有望な増強系統を組み合わせ、FC容量を300万kWからさらに＋90万kW～＋270万kWの増強を織り込んでシミュレーションを実施した。その結果、FCを最大+270万kWまで増強する範囲において、**マスタープラン全体でB/C>1となることが確認**できた。



2　東京中部間連系設備（FC）の増強検討について
（2）FC増強の必要性について

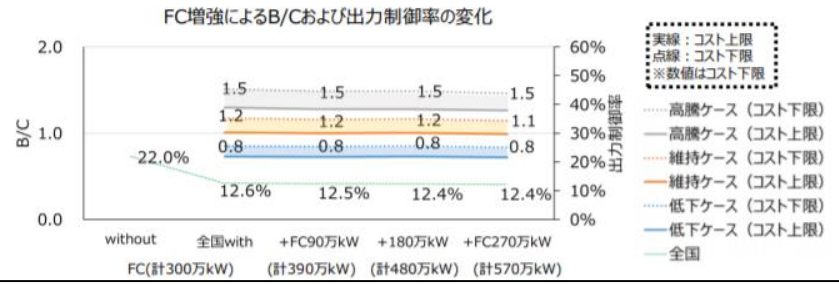
20

■ **平時においては**、今回のメリットオーダーシミュレーションによる費用便益評価のように、再エネポテンシャルの多い地域から大消費地への潮流基調（北海道→東京方面、九州→中部・関西方面）の中で、**更に再エネ余剰があれば東西融通を行う効果が期待できる**ものと考えられる。(費用便益評価の中で考慮済み)

■ 一方、**東日本大震災のような大規模災害等が発生した際は**、電源が脱落している被災エリアに向けて**FCを介して最大限融通し、被災エリアの需給バランスを保つ役割**もある。(費用便益評価の中で未考慮)

■ 今後の再エネ大量導入による電源構成の変化や、既設電源の発電機会の減少を想定すると、**長期的には、東西の需要や気象条件の変化に対する電源のアンバランスが生じる可能性が増える**ことも考えられる。

■ こうした将来の不確実性も踏まえれば、FC増強の具体的な規模については大規模災害への対応などの丁寧な検討が必要となるが、日本全体で見たB/Cが+270万kWまでは1を超えていることから、**マスタープランにおいては、B/Cの視点から＋270万kW増強を目安として位置付けてはどうか。**
また、具体的な増強規模やスケジュール感については、今後、政策的な観点も踏まえながら、具体的な検討を進めていくこととしてはどうか。



出所）第20回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_20_shiryou.html

目次

1. 本日の報告内容
2. 算定方法の振り返り
3. 算定結果（2050withベースシナリオ）
4. 算定結果（2050withその他シナリオ）

（参考）算定方法の振り返り

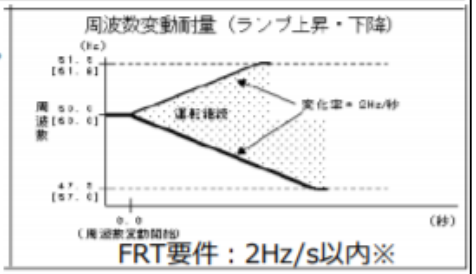
（参考）同期電源減少に伴う主な技術的な課題（1/2）

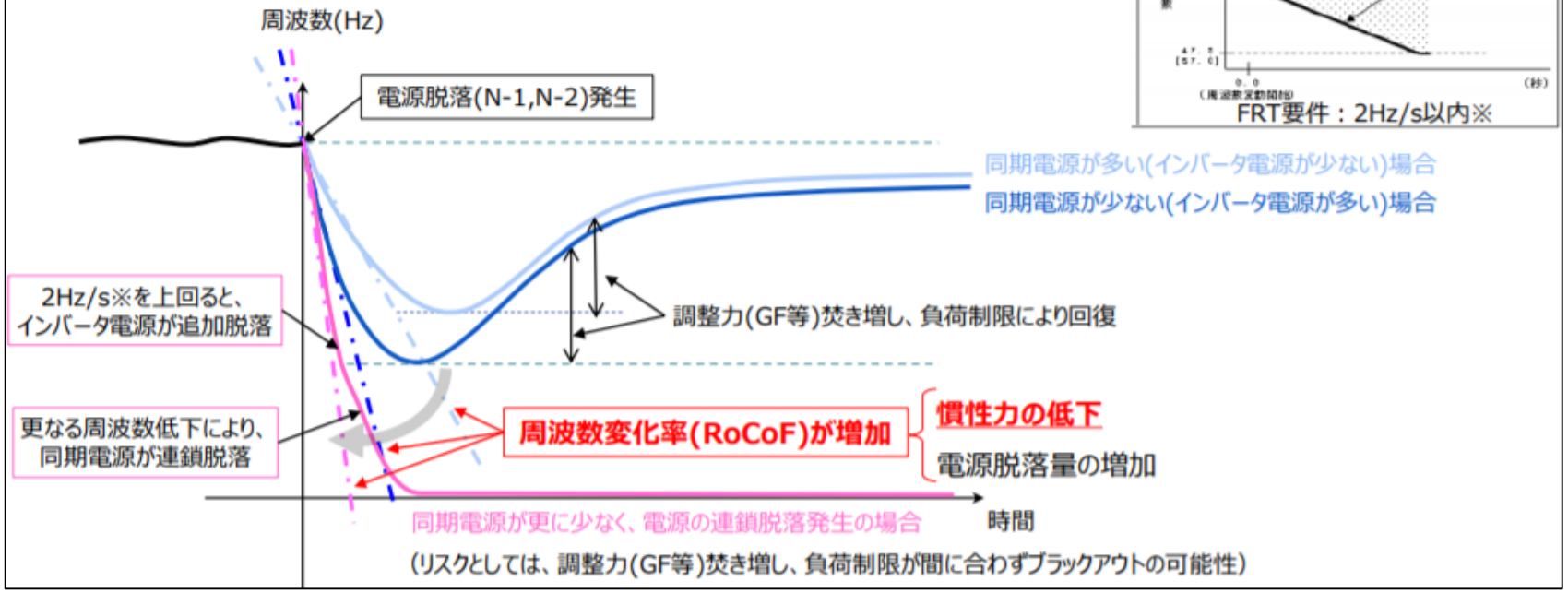
8

出所）第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_57_haifu.html

- 「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がある。）

※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。





出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

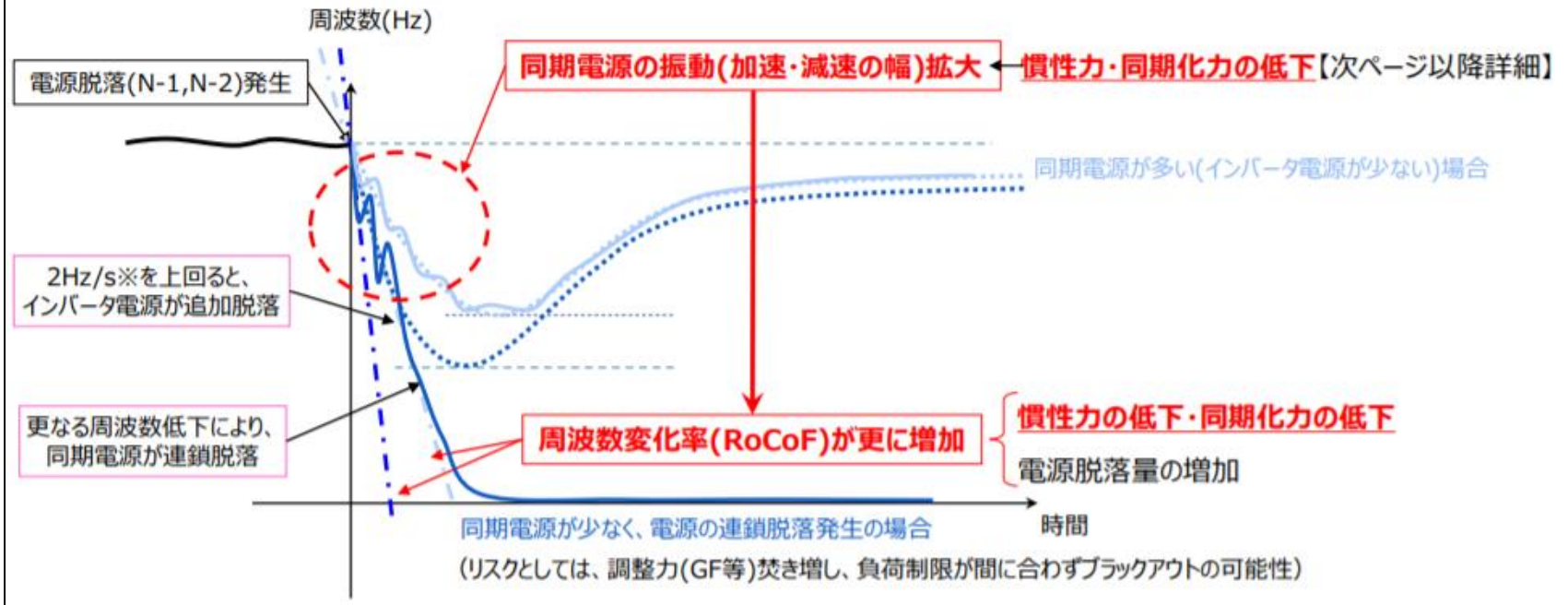
（参考）算定方法の振り返り

（参考）同期電源減少に伴う主な技術的な課題（2/2）

9

出所）第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_57_haifu.html

- 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。

出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

（参考）算定方法の振り返り

■ これまで本委員会(第55回(2020年10月27日)、第57回(2021年2月15日)、第61回(2021年5月26日))において、「再エネ主力電源化」に向けて再エネの導入量がさらに高いレベルまで増加すると、系統安定性の観点からの課題が発生し、更なる再エネ導入の妨げとなる、あるいは、需要家の不利益となる可能性があると考え、検討に着手し、**その技術的な課題の抽出と対応策の方向性を議論**してきたところ。

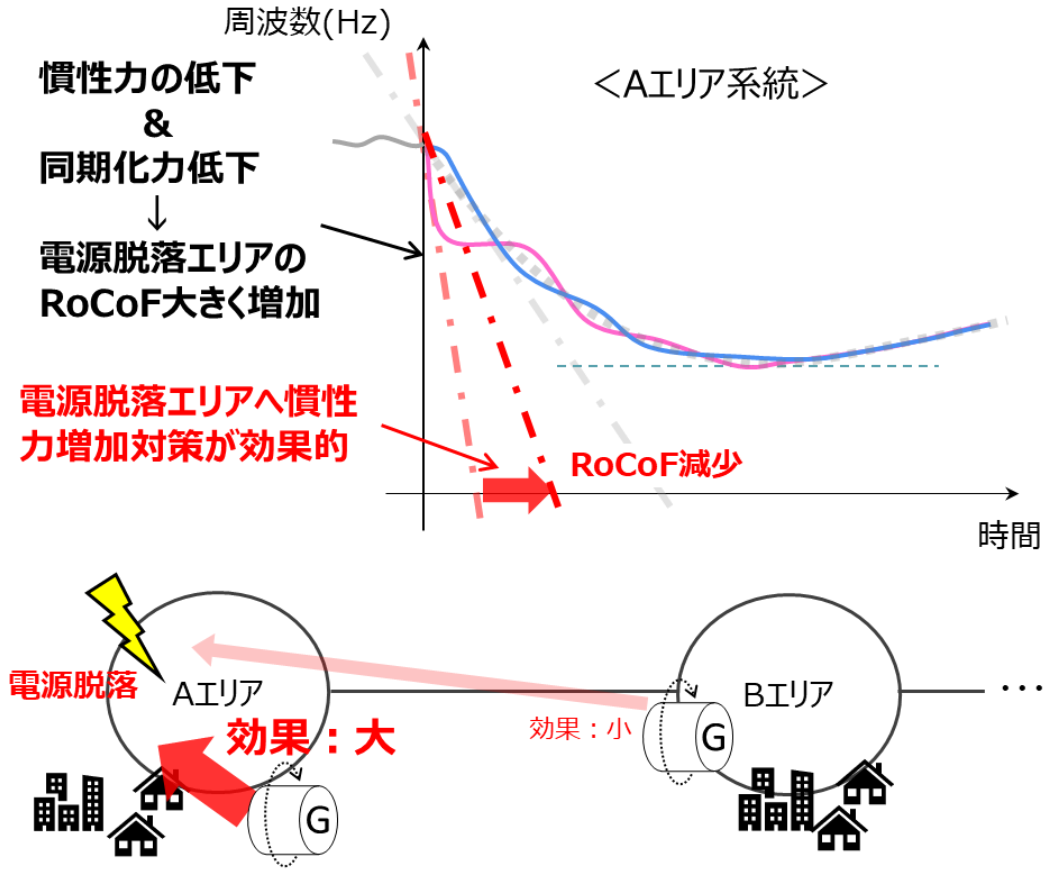
検討概要

<技術的な課題>

- 同期電源の減少に伴い慣性力の低下による電源脱落時のRoCoF増加
- さらに、同期化力の低下により、電源脱落時の同期電源の振動が大きくなり、特に電源脱落エリアのRoCoFが大きく増加

<対応策の方向性>

- 電源脱落エリアのRoCoFの増加が大きくなる特性より、電源脱落エリアへ慣性力増加対策を講じることが効果的
- また、電源脱落エリアだけでなく、系統全体としてのRoCoF改善効果もあり



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

(参考)算定方法の振り返り

■ 第64回(2021年8月23日)において、**感度係数を提案**し、それをもとに**各エリアの慣性力Msys管理値を算出**するとともに、各マスタープラン中間整理シナリオの**慣性力の必要量と確保状況およびその対策費用について試算**を行い、**広域的な調達方針について整理**した。

検討概要

<感度係数、Msys管理値>

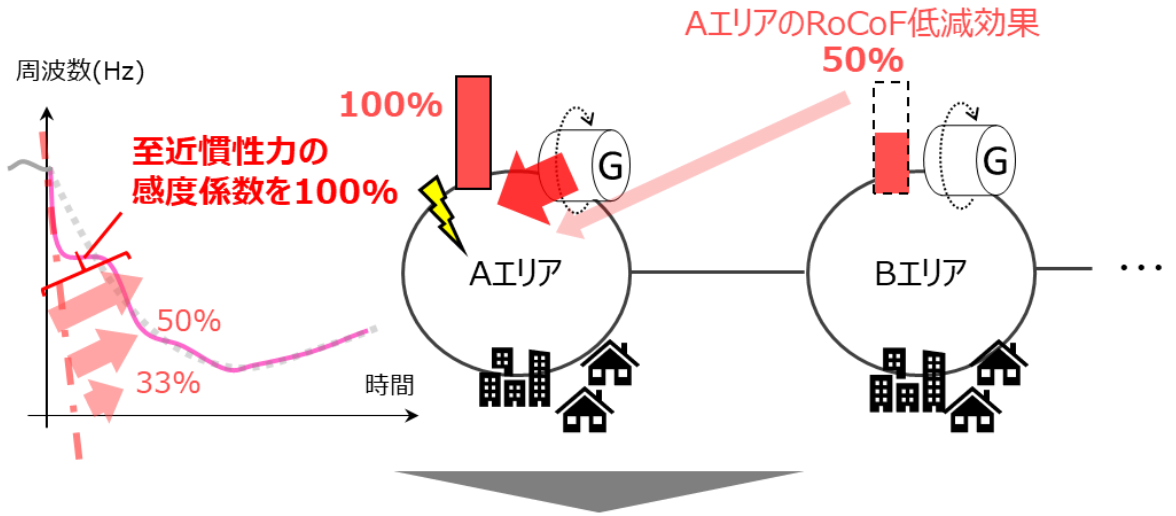
- 各エリアの慣性力が、電源脱落エリアのRoCoF低減にどの程度寄与しているかの割合を感度係数として算出
- RoCoF2.0Hz/sとなるバランスと感度係数からMsys管理値を算出

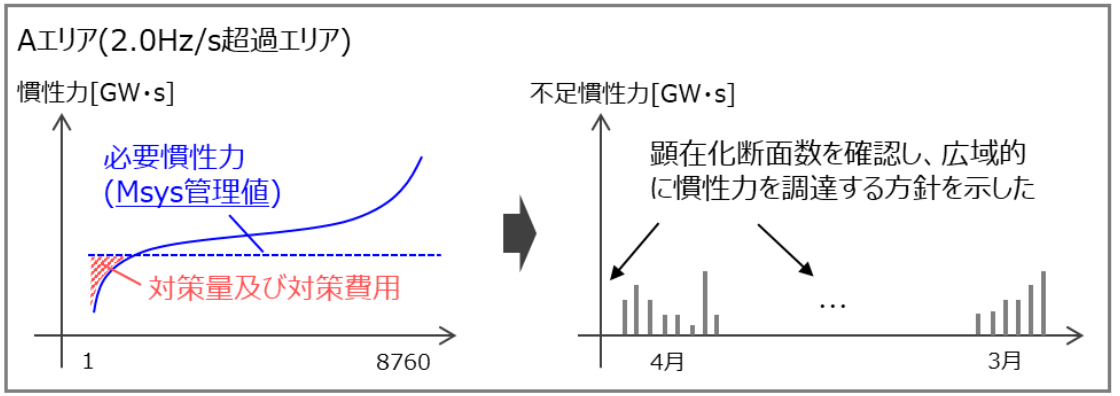
<将来の慣性力の必要量、費用>

- 感度係数とMsys管理値を用いてマスタープラン中間整理シナリオにおける慣性力不足断面及び対策必要量及び対策費用を算出

<調達方針>

- 感度係数を用いて、広域的に慣性力を調達する方針を示した





出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

(参考)算定方法の振り返り

■ 第64回(2021年8月23日)本委員会において、**電源脱落地点との電気的距離に応じて感度係数が異なる**ことが確認されている。

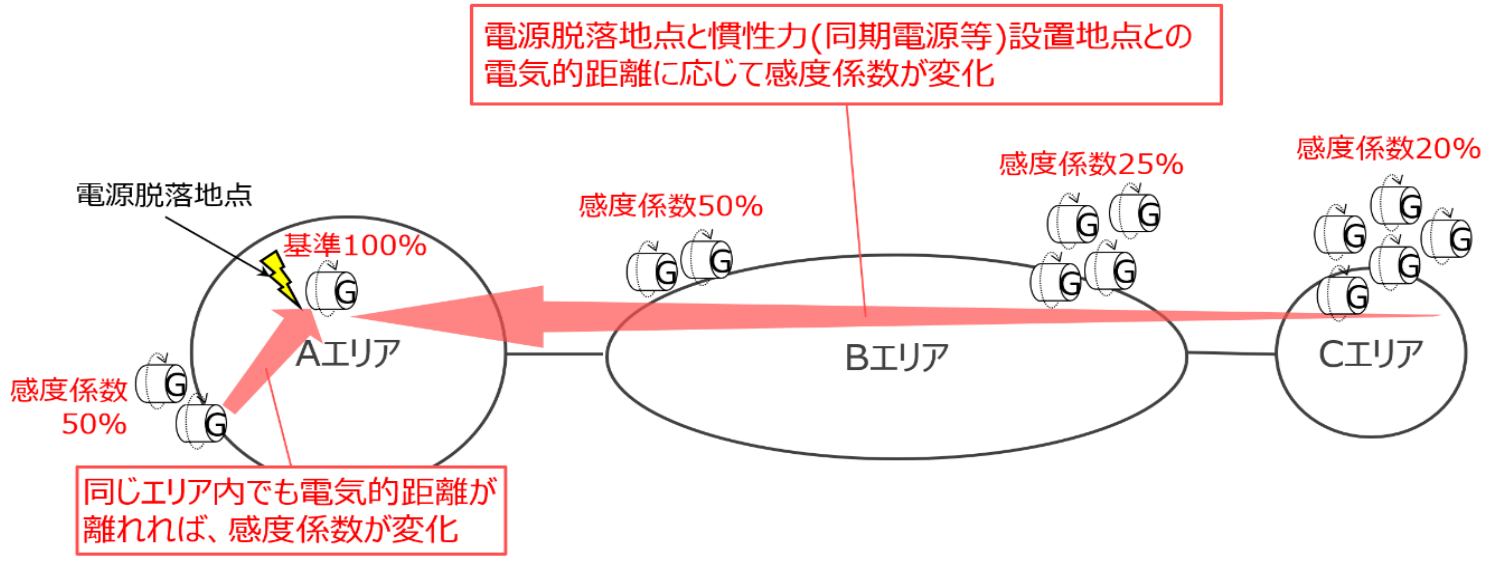
（参考）詳細な感度係数の算出イメージ

22

■ 前述の感度係数の概算イメージに対して、実際の詳細な感度係数については、同一エリア内においても慣性力(同期電源等)の設置地点によって感度係数が異なる。具体的には、電源脱落地点との電気的距離が近ければ感度係数が大きくなり、電気的距離が遠ければ感度係数が小さくなると考えられる。

■ 各慣性力(同期電源等)の感度係数を決定するにあたっては、「慣性力の設置地点毎に算定する」、あるいは「エリア単位など一定の電気的距離の区分を設定して算定する」など、その算定方法については、引き続き検討していく。

■ なお、本日の委員会資料としては、感度係数を用いた慣性力Msysの管理方法の大きな方向性についてご議論いただくこととして、暫定的に、電源脱落エリアの感度係数を100%として、他エリアは各エリアの感度係数の最大値と最小値の平均値を感度係数概算値として算出し、慣性力Msys管理値および費用対効果などの検討を行うこととする。

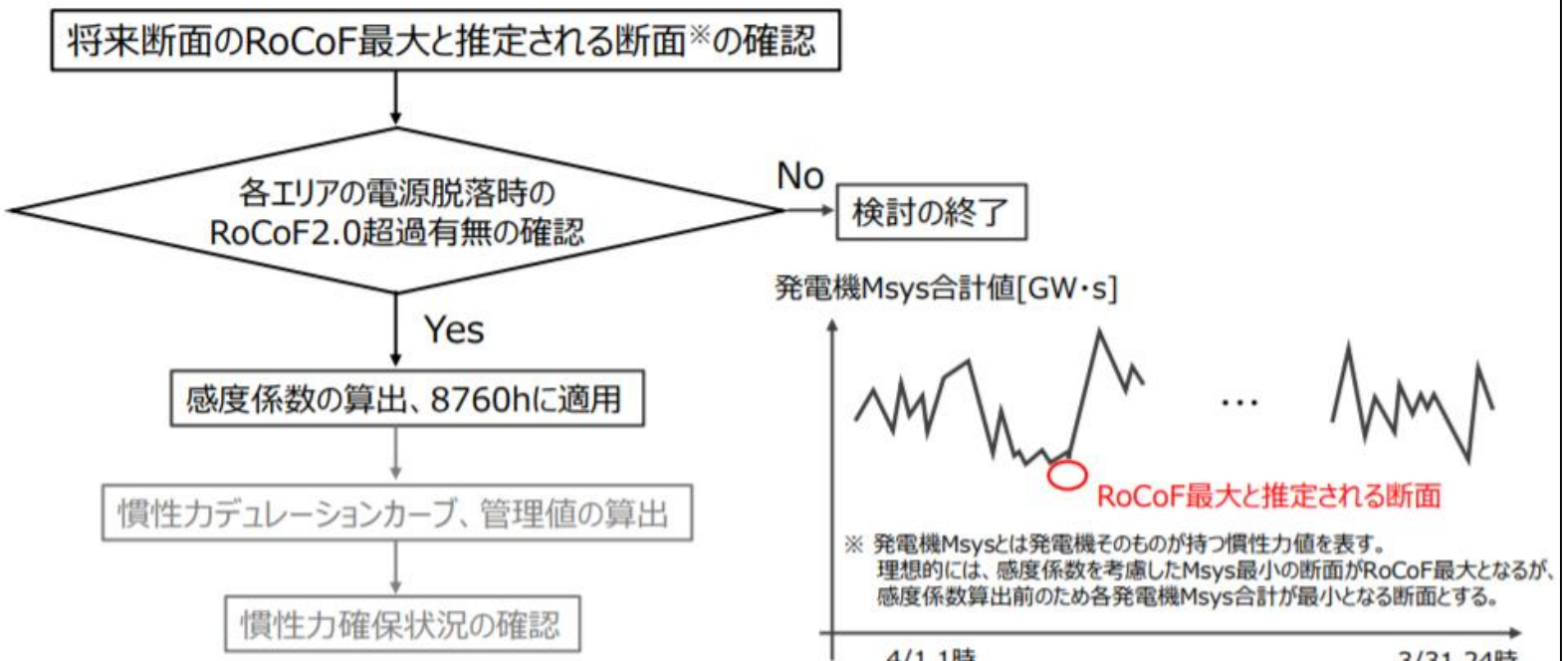


出所）第64回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_64_haifu.html

(参考)算定方法の振り返り

感度係数の算定断面について　36

- 感度係数の特性分析から、理想的には複数断面での感度係数の算出が望ましいが、複数断面の解析には長時間を要するため、実務上現実的ではない。（簡易的な算出方法など、今後の継続検討）
- まずは将来断面の「RoCoF最大と推定される代表断面※にて、RoCoFの2.0Hz/s超過有無の確認」を行い、超過の際には、代表断面をベースに「感度係数を算出し、8760hに適用」することでどうか。
- なお、慣性力の確保状況の確認は、これまで通り、慣性力デュレーションカーブと管理値から算出することとなる。



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

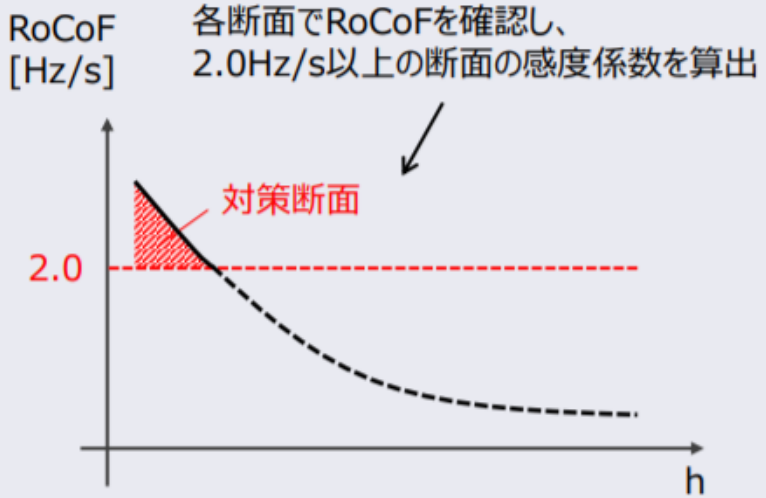
(参考)算定方法の振り返り

（参考）理想的な感度係数の算出と対策量の算出イメージ　37

- 将来、慣性力が不足し、RoCoF2.0Hz/s以上となり、電源の一斉脱落を発生させないためには、RoCoF2.0Hz/s以上となる断面を確認し、RoCoF2.0Hz/s以下とすべく事故箇所に対する必要慣性力を求めることが必要となる。
- 具体的には、各断面(8760h)のRoCoFを確認し、RoCoF2.0Hz/s以上となる複数断面で感度係数の算出を行い、RoCoF2.0Hz/sとなる管理値と対策断面の慣性力デュレーションカーブの差分から必要慣性力を算出する。

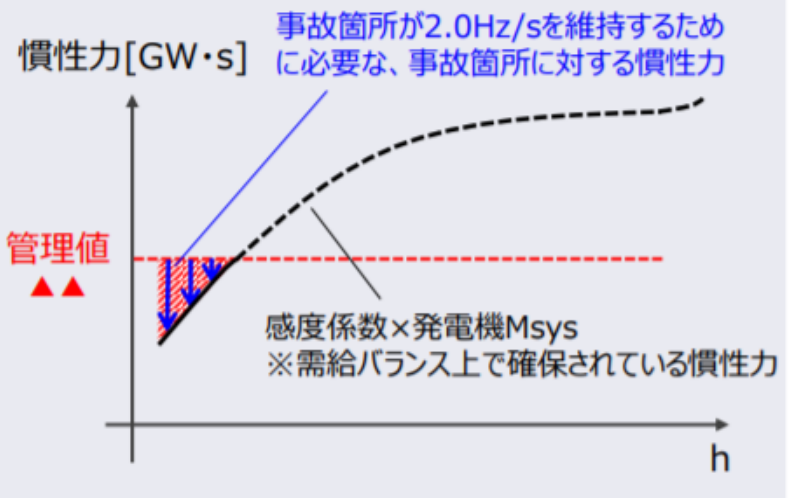
複数断面の感度係数を算出

- 各断面(8760h)で系統状態などが異なるため、各断面でRoCoFを確認し、RoCoFが2.0Hz/s以上となる断面の事故箇所に対する感度係数を算出する。



対策断面の必要慣性力を算出

- 感度係数と各発電が備える慣性力(Msys)からRoCoF2.0Hz/sとなる管理値や慣性力ﾃﾞｭﾚｰｼｮﾝｶｰﾌﾞを作成し、その差分が必要慣性力として算出する。



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

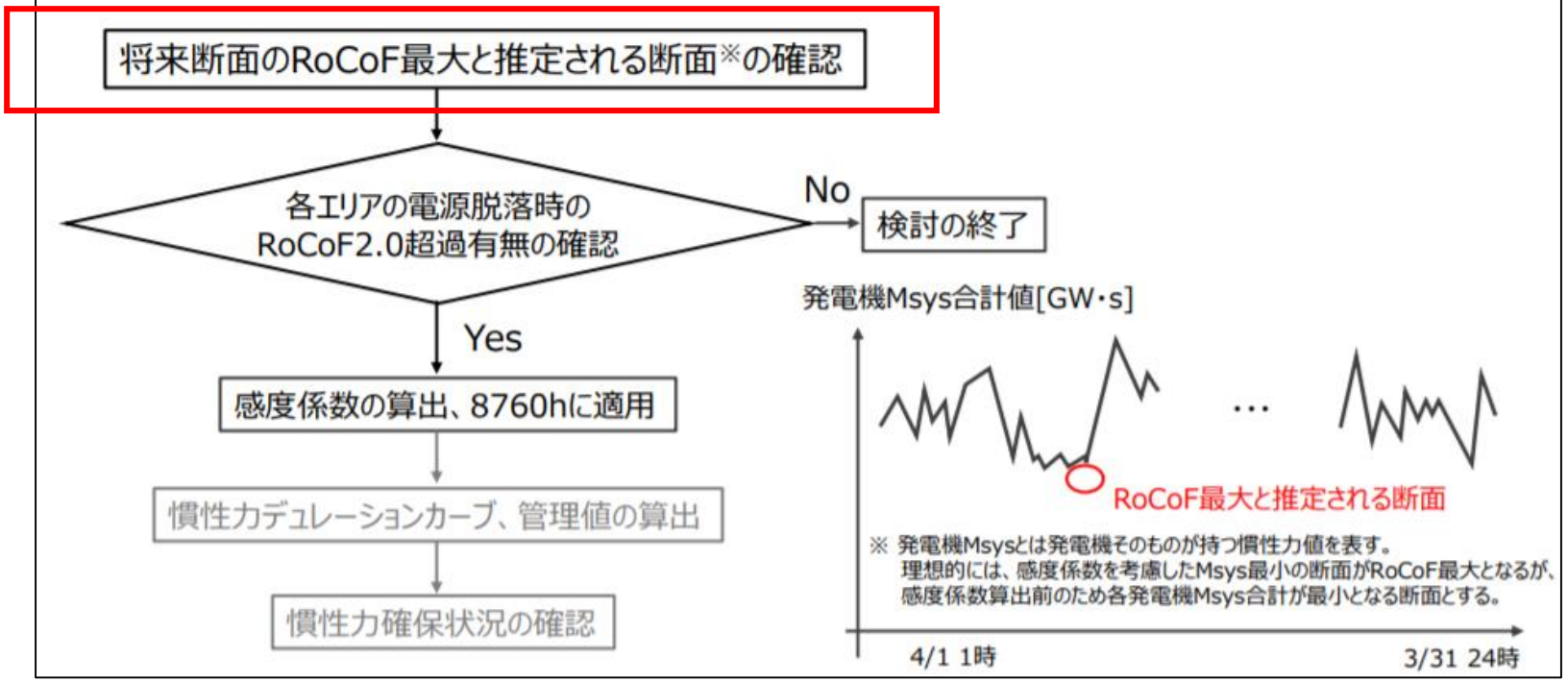
目次

1. 本日の報告内容
2. 算定方法の振り返り
3. 算定結果（2050withベースシナリオ）
4. 算定結果（2050withその他シナリオ）

2050with（ベースシナリオ）Msys最小断面（代表断面）の確認

感度係数の算定断面について　36

- 感度係数の特性分析から、理想的には複数断面での感度係数の算出が望ましいが、複数断面の解析には長時間を要するため、実務上現実的ではない。（簡易的な算出方法など、今後の継続検討）
- まずは将来断面の「RoCoF最大と推定される代表断面※にて、RoCoFの2.0Hz/s超過有無の確認」を行い、超過の際には、代表断面をベースに「感度係数を算出し、8760hに適用」することでどうか。
- なお、慣性力の確保状況の確認は、これまで通り、慣性力デュレーションカーブと管理値から算出することとなる。



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

2050with（ベースシナリオ）Msys最小断面（代表断面）の確認

- 2050年with断面の北海道、東北・東京、中西6エリアにおけるRoCoF最大と推定される断面の選定として、各発電機Msysの合計値が最小となる断面（以降：代表断面）を選定。
- 2050withoutと比較し、北海道はMsys変化なし、東北・東京はほぼ同等、中西６エリアは減少。

2050with	北海道	東北・東京	中西6エリア
日時	11/12 2:00※	2/22 8:00	5/5 7:00
発電機Msys合計	14.7	170.3	139.5

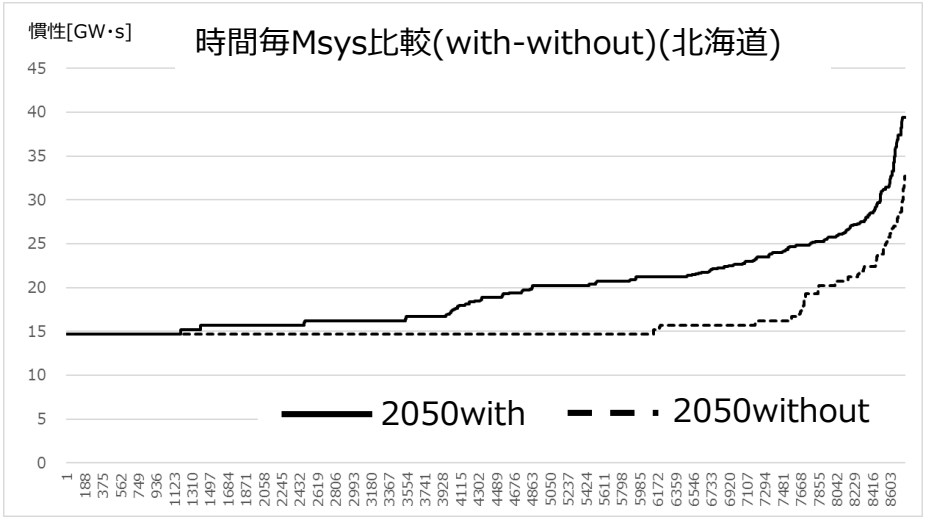
※発電機Msys最小断面が複数存在するため、発電機Msys最小断面の中でSNSP最大の日時を抽出

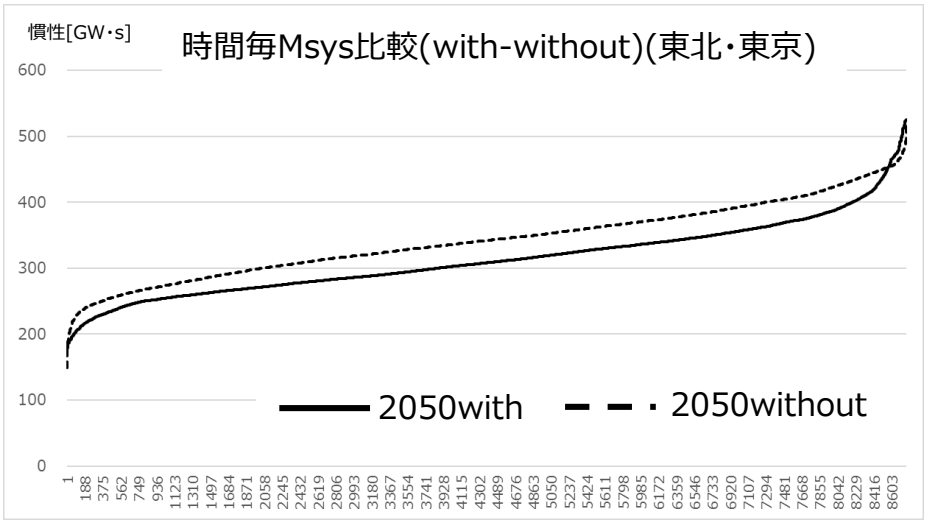
【参考】2050without 第73回調整力等委報告	北海道	東北・東京	中西6エリア
日時	12/1 1:00※	5/2 9:00	5/5 7:00
発電機Msys合計	14.7	162.8	183.1

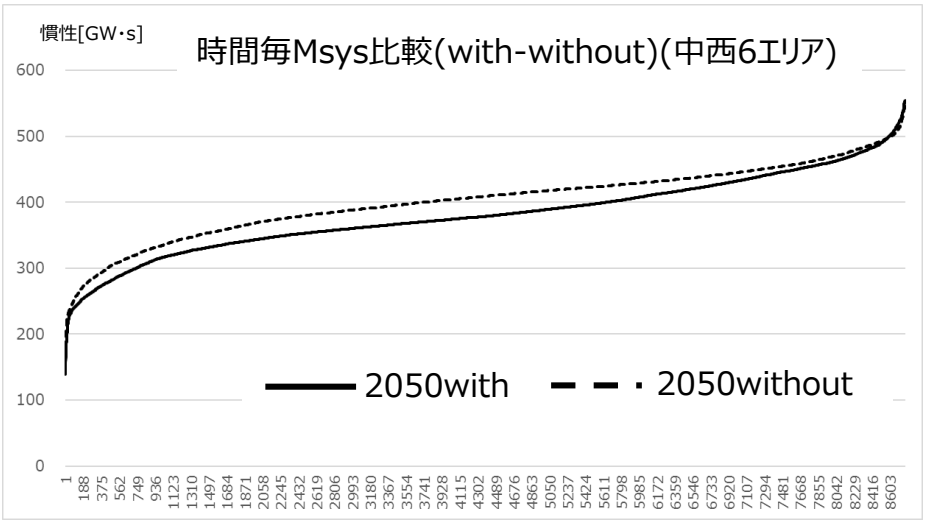
(参考)2050withと2050without　Msys比較（ベースシナリオ）

■ 2050with断面の各発電機Msys※の合計値は、連系線増強により多くの再エネが活用できることから、東北・東京、中西６エリアは減少傾向。北海道については、連系線増強により石炭・MACCなどの安価な電源もより多く活用しており多くの時間でMsysが増加する傾向。

※発電機Msysとは発電機そのものが持つ慣性力値であり、電源脱落地点からの電気的な距離を考慮した慣性力ではない



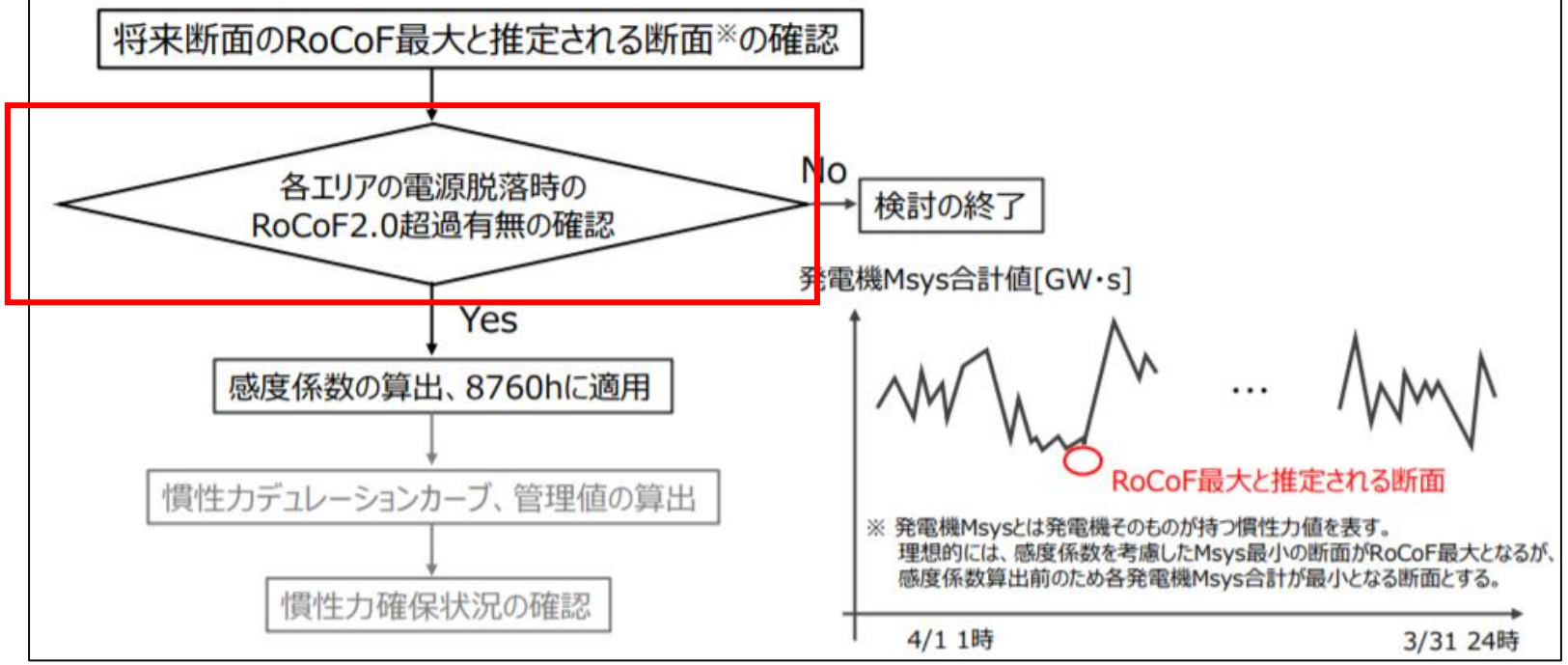




2050with（ベースシナリオ）各エリア電源脱落時におけるRoCoF確認

感度係数の算定断面について　36

- 感度係数の特性分析から、理想的には複数断面での感度係数の算出が望ましいが、複数断面の解析には長時間を要するため、実務上現実的ではない。（簡易的な算出方法など、今後の継続検討）
- まずは将来断面の「RoCoF最大と推定される代表断面※にて、RoCoFの2.0Hz/s超過有無の確認」を行い、超過の際には、代表断面をベースに「感度係数を算出し、8760hに適用」することでどうか。
- なお、慣性力の確保状況の確認は、これまで通り、慣性力デュレーションカーブと管理値から算出することとなる。



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

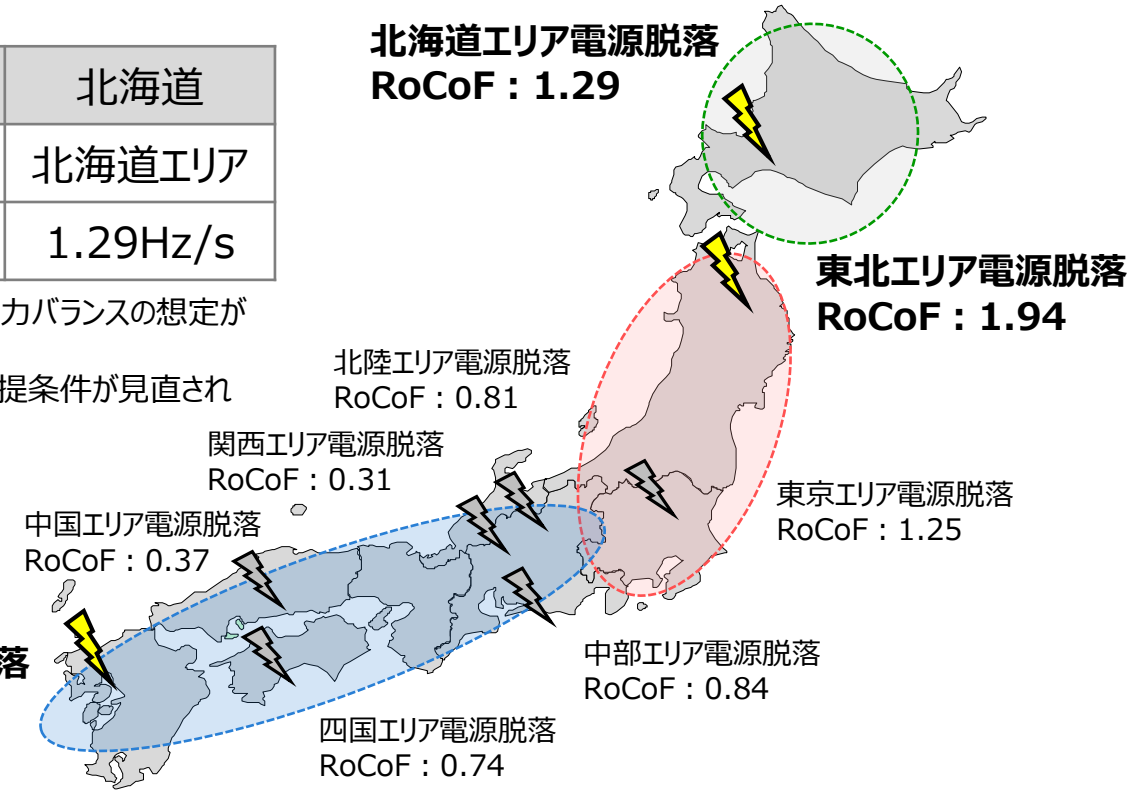
2050with（ベースシナリオ）各エリア電源脱落時におけるRoCoF確認結果

- 2050年の北海道、東北・東京エリア、中西6エリアの代表断面において、各電源脱落ケースにおけるRoCoFは、**北海道エリアは1.29、東北・東京エリアは最大が東北エリアで1.94、中西6エリアは最大が九州エリアで2.39**となり、九州エリアの電源脱落にてRoCoF2.0Hz/sを超過。
- Without（次スライド）と比較し、以下に記載するような系統増強や潮流状態の変化の影響により、中西６エリアと東北・東京エリアではRoCoFが大きく減少する結果となった。また、代表断面における電源の並解列状態による同期化力の変化もRoCoFに影響していると推測される。
  - ✓ 中西6エリア：交流連系線増強に伴う同期化力の増加に加え、東北・東京エリアからの受電量増加による潮流減少
  - ✓ 東北・東京エリア：交流系統増強に伴う同期化力増加に加え、直流連系線増強による分流に伴う交流系統の潮流減少

<RoCoF算定結果>

※1,※2	中西6エリア	東北東京	北海道
最大エリア	**九州エリア**	東北エリア	北海道エリア
RoCoF	**2.39Hz/s**	1.94Hz/s	1.29Hz/s

※1 マスタープランベースシナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。
※2 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要。



（参考）2050without（ベースシナリオ）各エリア電源脱落時ケースにおけるRoCoF確認結果

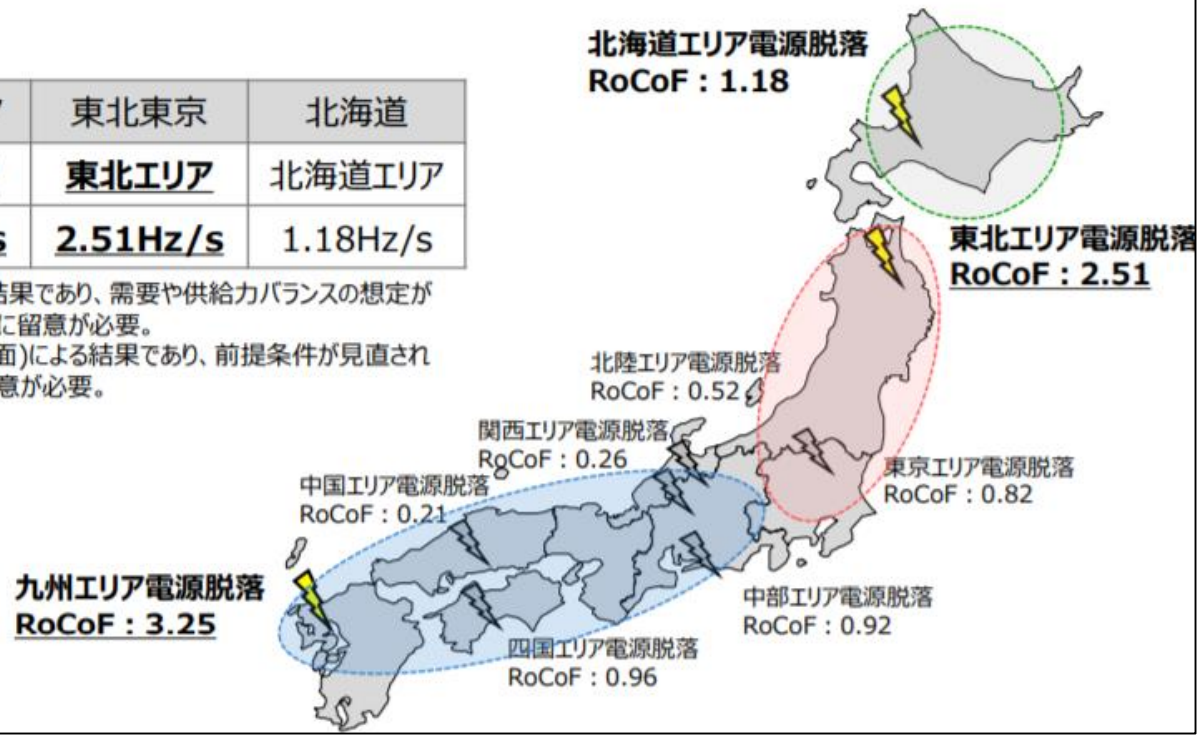
RoCoFの算定結果

- 2050年の北海道、東北・東京、中西6エリアのRoCoF最大と推定される断面において、各電源脱落ケースにおけるRoCoFが2.0Hz/sを超過するエリアを確認したところ、**北海道エリアは最大が1.18**、**東北東京エリアは最大が東北エリアで2.51**、**中西6エリアは最大が九州エリアで3.25**となり、RoCoFが2.0Hz/s超過するエリアが確認された。
- したがって、2050年withoutケースにおいて、東北東京エリアでは東北エリア、中西6エリアでは九州エリアに対するRoCoF2.0Hz/sとなる管理値、感度係数を算出し、慣性力確保状況を確認することとなる。

<RoCoF算定結果>

※1,※2	中西6エリア	東北東京	北海道
対象エリア	**九州エリア**	**東北エリア**	北海道エリア
RoCoF	**3.25Hz/s**	**2.51Hz/s**	1.18Hz/s

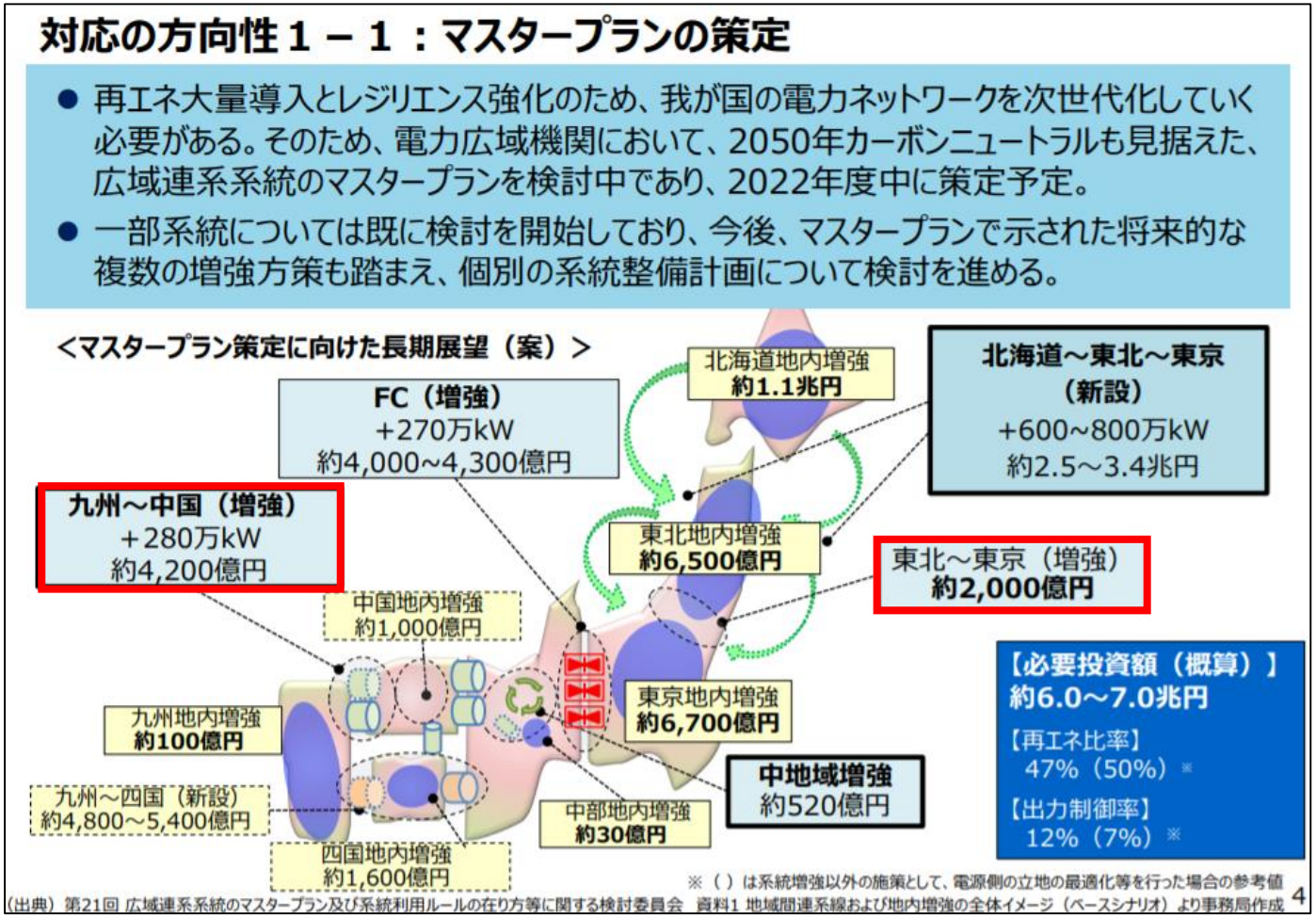
※1 マスタープラン基本シナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。
※2 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要。



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

（参考）同期化力への影響

■ 例えば、2050withでは交流連系線の増強を実施しているが、過去検討において、送電線増強することでインピーダンス・位相差が変化し、同期化力に影響を与えることがわかっている。（次スライド）



出所）第47回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/047.html

（参考）同期化力への影響

感度係数の特性分析の概要について

23

- 感度係数の変化要素としては、以下の通り、**潮流変化や送電線増強・停止、発電機の運転・停止、電圧階級の違い**が考えられ、**それぞれの変化要素のみを変更させた**時の感度係数への影響を確認した。
- また、今回行った検討結果を考察するとともに、考察結果に基づいて感度係数の今後の検討の方向性をご議論いただきたい。

(参考)同期化力 (関連式) $\frac{V_1V_2}{X}cos\delta$	潮流	送電線	発電機	電圧階級	概要
	δ	X,δ	X,δ	X,δ	
パターン①	**変更**	固定	固定	固定	潮流の向き・量を変数に感度分析
パターン②	固定	**変更**	固定	固定	500kV主要送電線、連系線を増強及び停止させて感度分析
パターン③	固定	固定	**変更**	固定	発電機の起動・停止を行い感度分析
パターン④	固定	固定	固定	**変更**	500kV,275kV…を変更し感度分析

X：インピーダンス
δ：位相差

出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

(参考)同期化力への影響（送電線の停止及び増強による影響）

■ 送電線増強によるインピーダンス減少により、同期化力が増加することで、感度係数が増加（電源脱落に対するRoCoF低減効果が大きくなる）し、中西６エリア、東北・東京エリアの代表断面のRoCoFが減少したと考えられる。

パターン②：送電線の停止及び増強による影響

27

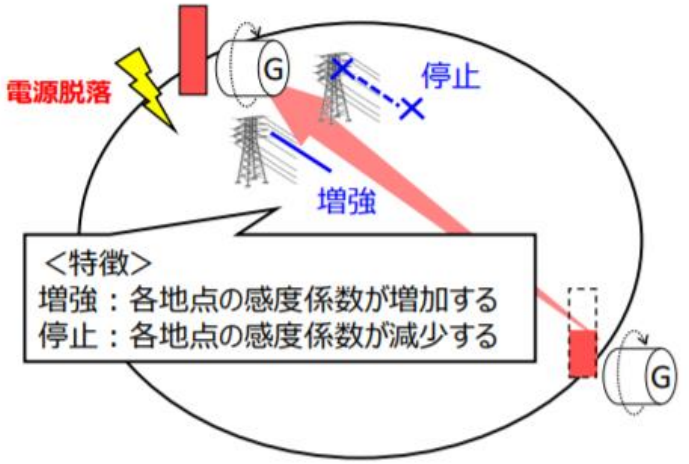
- 東北・東京エリア、中西6エリアにて、マスタープラン中間整理シナリオの増強案や主要送電線の停止を模擬して、各地点の感度係数の特性分析※を行ったところ、**送電線増強**に伴い各地点の**感度係数が増加**し、**送電線停止**に伴い**感度係数が減少**することを確認した。
- これは、送電線増強・停止に伴い、各地点の電源脱落地点に対する同期化力も変化し、その結果、感度係数が変化したと推定される。
- この結果から、感度係数の管理としては、系統の変化に応じて感度係数を算出することが望ましいため、具体的な感度係数の管理方法について、今後さらなる検討が必要と考えられる。

※感度係数算出地点の系統が電源脱落地点に対して放射系統に近い場合の特徴。

感度係数の特徴

送電線**増強**に伴い各地点の感度係数が**増加**し、
送電線**停止**に伴い各地点の感度係数が**減少**する

<考察>
送電線増強・停止に伴い、各地点の同期化力(1/X,δ)が変化し、感度係数が増減する。



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

（参考）同期化力への影響（潮流変化による影響）

■ その他、種々の影響により同期化力が変化する。

パターン①：潮流変化による影響

25

- 東北・東京エリア、中西6エリアにて、潮流の増減における感度係数の特性分析※行ったところ、**潮流の増加**に伴い各地点の**感度係数が減少**し、**潮流の減少**に伴い**感度係数が増加**することを確認した。
- これは、潮流の増減に伴い、各地点の電源脱落地点に対する同期化力が変化し、その結果、感度係数が変化したと推定される。
- この結果から、感度係数の管理としては、潮流の変化に応じて感度係数を算出することが望ましいため、具体的な感度係数の管理方法について、今後さらなる検討が必要と考えられる。

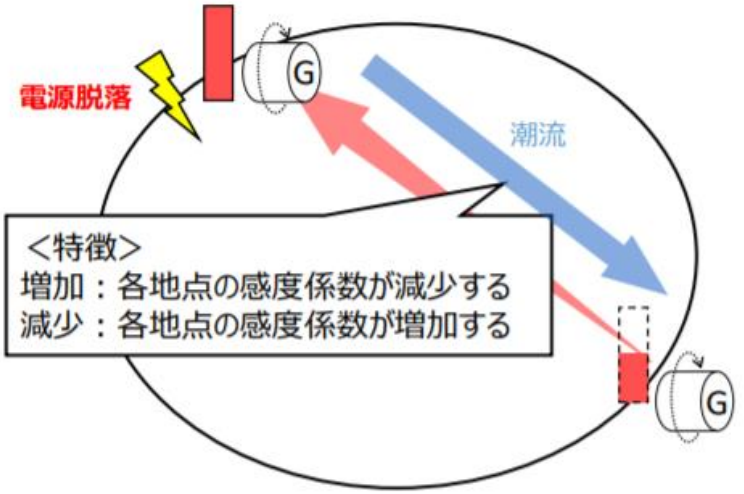
※脱落電源地点から感度係数算出地点の潮流を増減させた。
また、感度係数算出地点の系統が電源脱落地点に対して放射系統に近い場合の特徴。

感度係数の特徴

潮流の**増加**に伴い各地点の感度係数が**減少**し、
潮流の**減少**に伴い各地点の感度係数が**増加**する

<考察>

潮流の増減に伴い、各地点の同期化力(δ)が変化し、感度係数が増減する。



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

(参考)同期化力への影響（発電機運転・停止による影響）

パターン③：発電機の運転・停止による影響

29

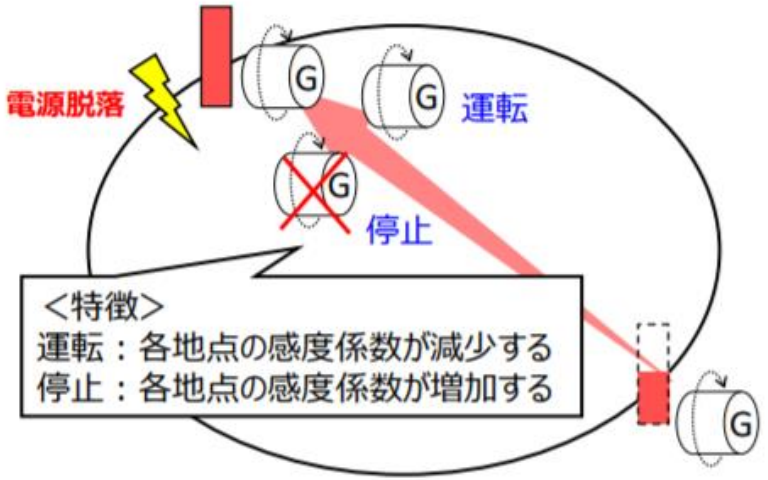
- 東北・東京エリア、中西6エリアにて、発電機の運転・停止の変化における感度係数の特性分析※1を行ったところ、特に電源脱落地点に比較的近い**発電機の運転**に伴い各地点の**感度係数が減少**し、**停止**に伴い**感度係数が増加**することを確認した。
- 電源脱落時、各同期発電機は喪失した電力を慣性により補うように働き、その負担配分は電源脱落地点に近い発電機が大きくなる傾向※2がある。
- このため、発電機の運転により各発電機の負担配分が相対的に減少し、特に、負担割合が大きい電源脱落地点に近い発電機が増えることで、各発電機の負担は相対的に小さくなり、感度係数が減少すると考えられる。
- この結果から、感度係数の管理としては、電源の変化に応じて感度係数を算出することが望ましいため、具体的な感度係数の管理方法について、今後さらなる検討が必要と考えられる。

※1 感度係数算出地点の系統が電源脱落地点に対して放射系統に近い場合の特徴。
※2 発電機の容量や出力状態等にも依存することに留意が必要。

感度係数の特徴

発電機の運転に伴い各地点の感度係数が**減少**し、
発電機の停止に伴い感度係数が**増加**する

<考察>
発電機の運転により各発電機の慣性の負担配分(同期化力)が相対的に減少する。特に、負担割合が大きい電源脱落地点に近い発電機が増えることで、各発電機の負担は相対的に小さくなり、感度係数が減少すると考えられる。（発電機の停止はその逆）



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

(参考)同期化力への影響（電圧階級の違いによる影響）

パターン④：電圧階級の違いによる影響　31

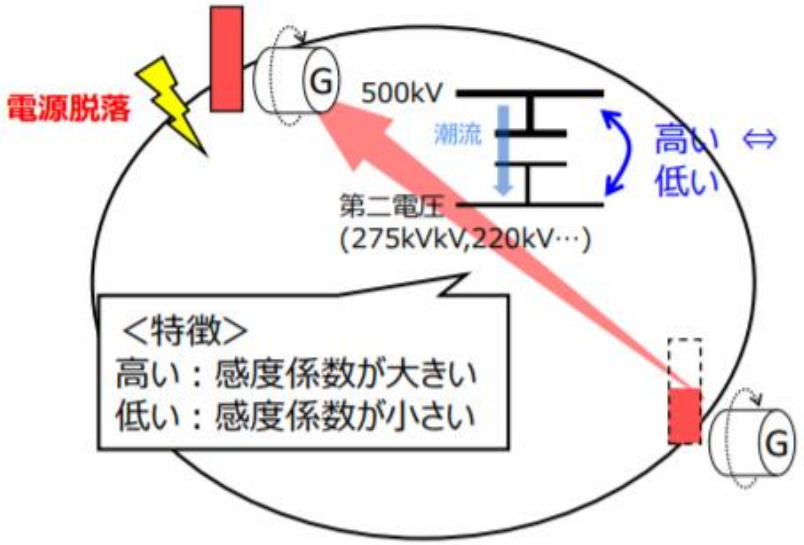
- 東北・東京エリア、中西6エリアにて、これまでの500kVの対象からと各地点の第二電圧(2次電圧)の変化における感度係数を算出し特性分析※を行ったところ、**電圧階級が高く**なるにつれて**感度係数が大きく**なり、**低く**なるにつれて**感度係数が小さく**なる。
- これは、電圧階級の変化に伴い、各地点の電源脱落地点に対する同期化力も変化し、その結果、感度係数も変化したと推定される。
- この結果から、感度係数の管理としては、感度係数の管理としては、電圧階級別に感度係数を算出することが望ましいため、具体的な感度係数の管理方法について、今後さらなる検討が必要と考えられる。

※潮流の向きが電圧の高い→低い方向となっている場合の特徴

感度係数の特徴※

電圧階級が高くなると、感度係数が**大きく**、
電圧階級が低くなると、感度係数が**小さく**なる

<考察>
電圧階級の変化に伴い、各地点の同期化力(1/X,δ)が変化し、感度係数が増減する。



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

2050with（ベースシナリオ）　感度係数算出

- 北海道エリア、東北・東京エリアについてはRoCoF2.0Hz/sを超過しなかったことから検討終了。
- 中西6エリアについては、感度係数・管理値の算出及び、慣性力確保状況の確認を実施。

2050withベースシナリオ
北海道エリア、東北・東京エリア

2050withベースシナリオ
中西6エリア

出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

2050with（ベースシナリオ）　感度係数算出結果（中西6エリア）

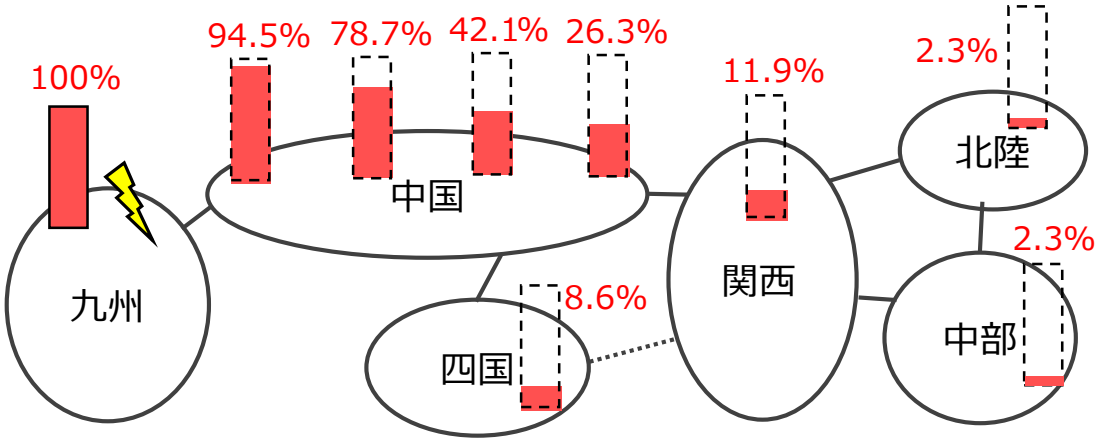
■ 2050年withベースシナリオにおいて、中西6エリアの九州エリアでRoCoF2.0Hz/sを超過したため、九州エリアに対する感度係数を算出。このデータをもとに、管理値や慣性力デュレーションカーブの作成を行う。

※1、※2　中西６エリア

- 九州エリアに対する他エリアの慣性力の感度係数を算出。
- 感度係数は、ブロック内の最大と最小の平均値で算出。

(%)

エリア	九州	四国	中国				関西	北陸	中部
ブロック	基準	四国	新西広島	新広島	新岡山	東岡山	関西	北陸	中部
感度係数	100	8.6	94.5	78.7	42.1	26.3	11.9	2.3	



※1 マスタープランベースシナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。

※2 発電機Msys最小断面(代表断面)をベースにRoCoF2.0Hz/s断面を作成し算出された結果であり、感度係数の管理方法などが見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要。

（参考）2050without（ベースシナリオ）感度係数

感度係数の算出

48

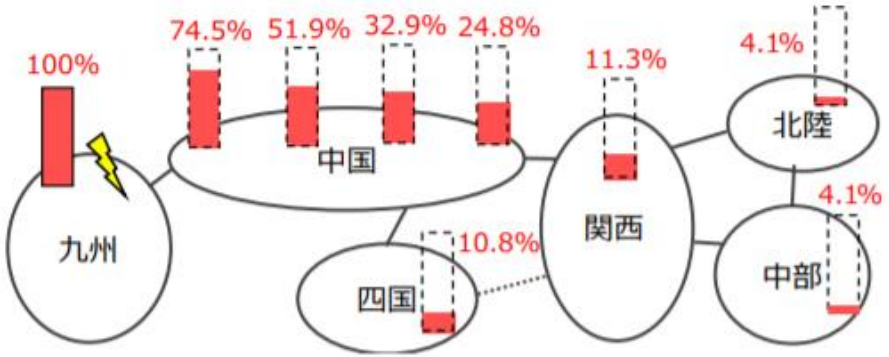
- 2050年withoutにおいて、東北東京エリアは東北エリア、中西6エリアでは九州エリアでRoCoF2.0Hz/sを超過したため、東北エリアに対する感度係数及び九州エリアに対する感度係数を算出した。
- このデータをもとに、管理値や慣性力デュレーションカーブの作成を行う。

※1、※2 中西６エリア

- 九州エリアに対する他エリアの慣性力の感度係数を算出。
- 感度係数は、ブロック内の最大と最小の平均値で算出。

(%)

エリア	九州	四国	中国				関西	北陸	中部
ブロック	基準	四国	新西広島	新広島	新岡山	東岡山	関西	北陸	中部
感度係数	100	10.8	74.5	51.9	32.9	24.8	11.3	4.1	

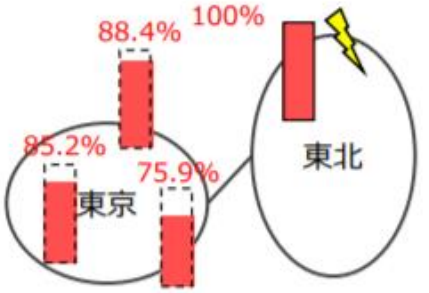


東北・東京エリア

- 東北エリアに対する他エリアの慣性力の感度係数を算出。
- 感度係数は、ブロック内の最大と最小の平均値で算出。

(%)

エリア	東京			東北
ブロック	千葉湾岸	東京南	東京北	基準
感度係数	75.9	85.2	88.4	100



※1 マスタープラン基本シナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。

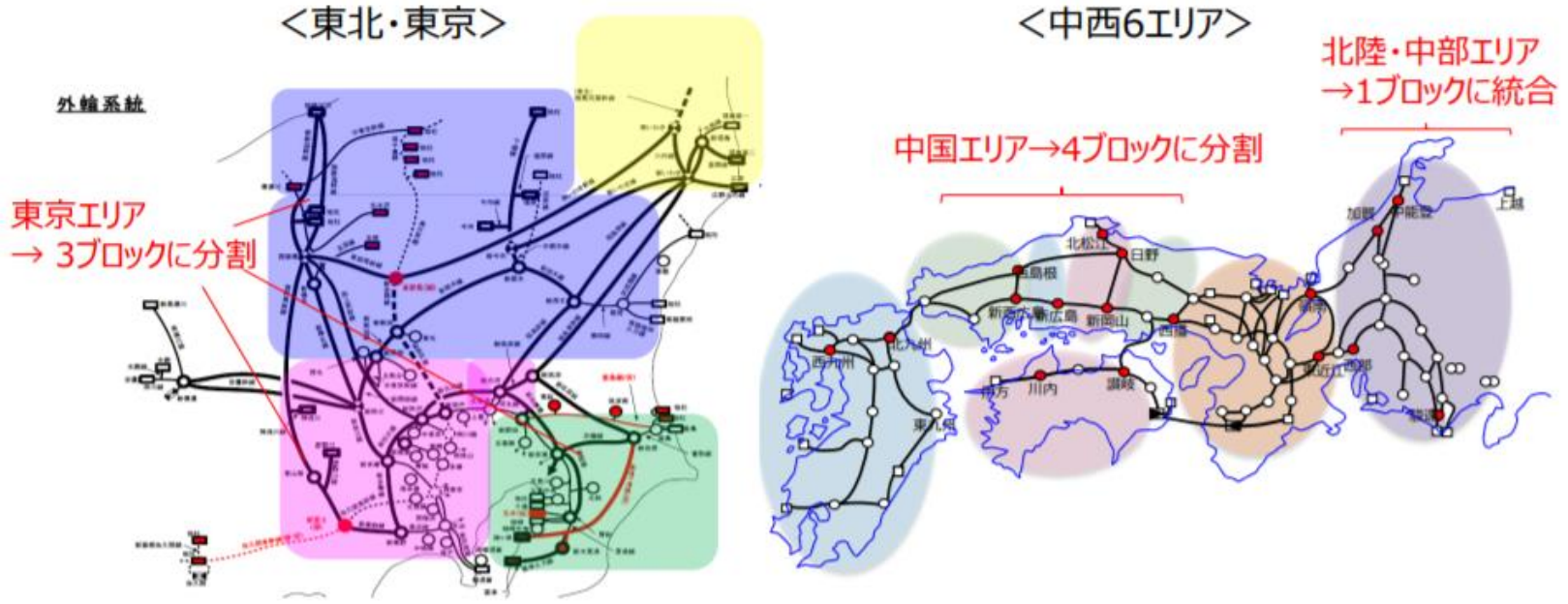
※2 発電機Msys最小断面(代表断面)をベースにRoCoF2.0Hz/s断面を作成し算出された結果であり、感度係数の管理方法などが見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要。

出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

（参考）感度係数のエリアの細分化について

感度係数のエリアの細分化について　39

- 感度係数は、電源脱落地点との同期化力に応じて感度係数が異なることが分かっており、今回の特性分析においても、**同一エリア内の地点によって、感度係数の差異が発生することを確認**している。
- 今回、代表地点の感度係数を確認し、これまでのエリア単位の感度係数から**さらにブロック分けによる細分化**を行い、将来断面の検討を行うことでどうか。
- なお、ブロック単位については、今回確認した感度係数の算出結果や系統の特徴などを考慮して細分化を行い、ブロック単位の感度係数は、これまで通り、電圧階級によらずブロック内の最大と最小の平均値を暫定的に用いることとする。



出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

2050with（ベースシナリオ）　管理値算定結果（中西6エリア）

- 九州エリアの電源脱落時にRoCoF2.0Hz/sとなる九州～中部の発電機Msysと感度係数から**<u>RoCoF2.0Hz/sとなる慣性力量（管理値）を算出した結果36.2GW・s</u>**となった。
- 2050without（次スライド）と比較すると、代表断面（Msys最小断面）におけるRoCoFが小さくなったことから、RoCoF2.0Hz/sとなる慣性力量（管理値）も2050withの方が減少した。

※1、※2　中西６エリアの管理値

＜RoCoF2.0Hz/sの発電機Msys＞　(GW・s)

エリア	九州	四国	中国				関西	北陸	中部
ブロック	基準	四国	新西広島	新広島	新岡山	東岡山	関西	北陸	中部
発電機Msys	25.5	16.0	1.6	0	8.5	0	27.5	41.2	

× 感度係数

<u>36.2</u>

※1 マスタープランベースシナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。

※2 発電機Msys最小断面(代表断面)をベースにRoCoF2.0Hz/s断面を作成し算出された結果であり、感度係数の管理方法などが見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要。

（参考）2050without（ベースシナリオ）管理値

管理値の算出

50

■ 前述の感度係数をもとに東北エリアおよび九州エリアの電源脱落時にRoCoFが2.0Hz/sとなる各エリアの発電機Msysと感度係数からRoCoF2.0Hz/sとなる慣性力量(管理値)を算出した結果、
東北エリアで**166.3GW・s**、九州エリアで**66.8GW・s**となった。

中西６エリア

- 九州エリアの電源脱落時にRoCoF2.0Hz/sとなる九州～中部の発電機Msysと感度係数から、電源脱落地点に対する慣性力の管理値を算出

<RoCoF2.0Hz/sの発電機Msys>　(GW・s)

ブロック	基準	四国	新西広島	新広島	新岡山	東岡山	関西	北陸	中部
発電機Msys	53.4	21.5	2.3	0	8.5	0	43.6	42.7	

× 感度係数

66.8

東北・東京エリア

- 東北エリアの電源脱落時にRoCoF2.0Hz/sとなる東北～東京の発電機Msysと感度係数から、電源脱落地点に対する慣性力の管理値を算出

<RoCoF2.0Hz/sの発電機Msys>　(GW・s)

エリア	東京			東北
ブロック	千葉湾岸	東京南	東京北	基準
発電機Msys	45.2	9.7	43.6	85.2

× 感度係数

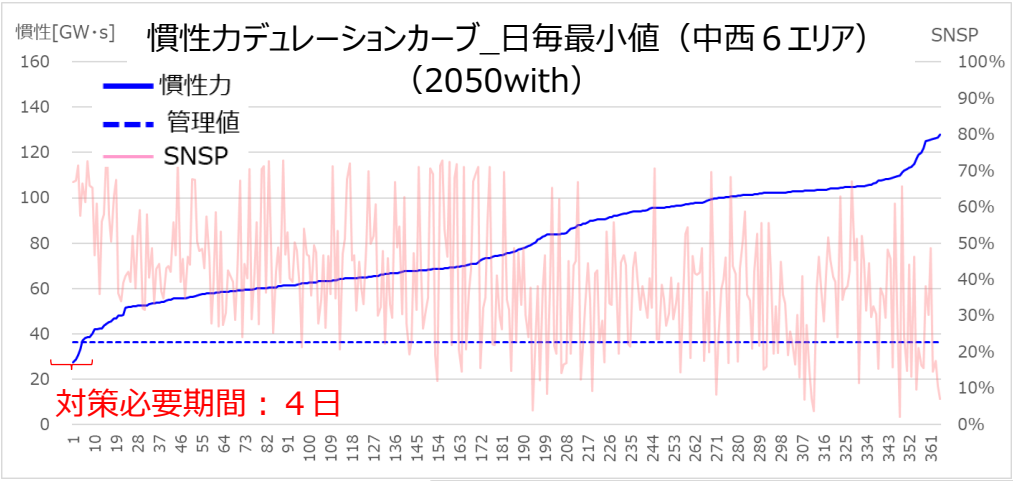
166.3

出所）第73回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

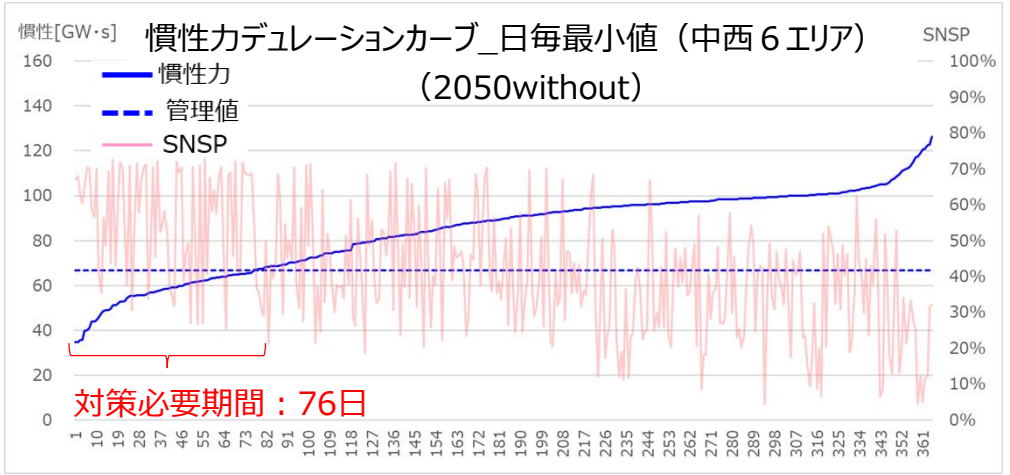
2050with（ベースシナリオ）　慣性力確保状況（中西6エリア）

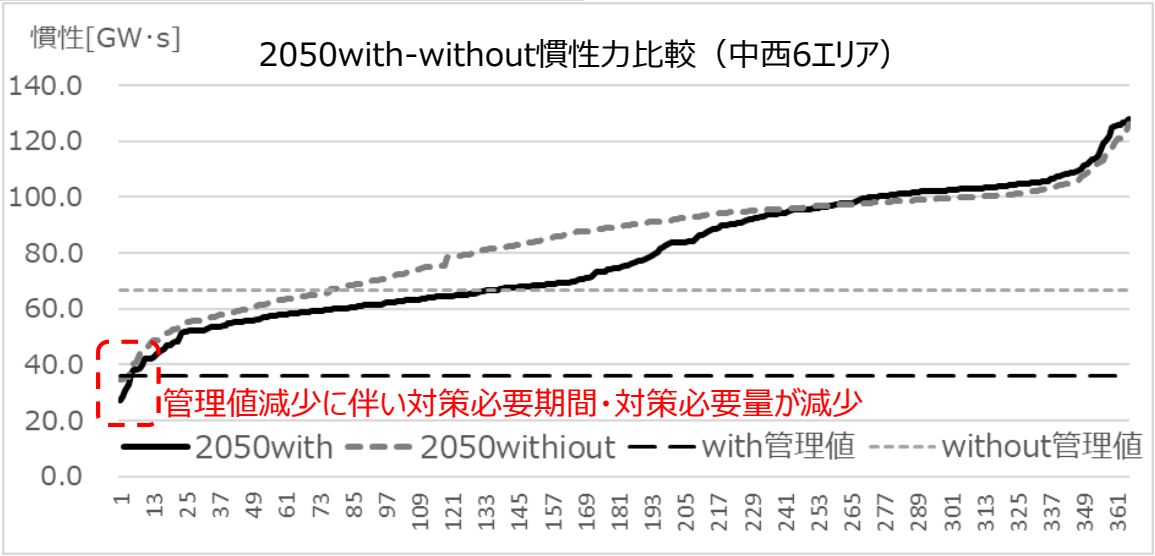
- 算出した感度係数から、慣性力のデュレーションを作成し、管理値から対策必要量・対策必要期間を算出。
- 2050withoutと比較し、2050withは再エネがより多く活用できていることから慣性力は低め傾向。
  一方、系統増強等の影響により管理値も小さくなったため、対策必要期間・対策必要量は減少。

2050with



【参考】2050without





2050with（ベースシナリオ）　慣性力不足に対する対策費用算定結果

■ 系統増強等の影響により、withoutと比較し代表断面（Msys最小断面）におけるRoCoFが小さくなったことから、**北海道エリア、東北・東京エリアは対策不要、中西６エリアの対策コストも減少し、2.1～8.2億円程度/年の対策費用概算値**となった。

※1,2,3		2050withベースシナリオ（今回算定）	【参考】2050withoutベースシナリオ
北海道エリア	日数/年	0日	0日
	対応策	なし	なし
	コスト	0億円/年	0億円/年
東北・東京エリア	日数/年	0日	11日
	慣性不足量※4	なし	157GW・s・日
	対応策	なし	電源
	コスト	0億円/年	4.9～19.1億円/年
中西6エリア	日数/年	4日	76日
	慣性不足量※4	25GW・s・日	812GW・s・日
	対応策	電源	電源、同期調相機
	コスト	2.1～8.2億円/年	69.4～233.0億円/年
合計	コスト	**2.1～8.2億円/年**	**74.3～252.1億円/年**

※１対策費用の諸元は、第64回調整力等委員会と同様。
同期電源：費用が270万～1,050万円/GW・s・日、
　　費用対効果逆転日数が176日～45日以下
同期調相機：費用が4.75億円/GW・s・年

※2 需要や供給力の想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要
※3 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、
　　算定結果も異なることに留意が必要
※4 各日の慣性力不足最大値をその日の不足量として算出

（参考）慣性力対策費用について（同期電源の運転費用の試算）

■ 第64回本委員会において、同期電源の運転費用をLNG MACCをモデルに、持ち替え対象機を石炭、再エネとして、１日あたりのコストしては**270～1,050万円/GW･s･日**と試算した。

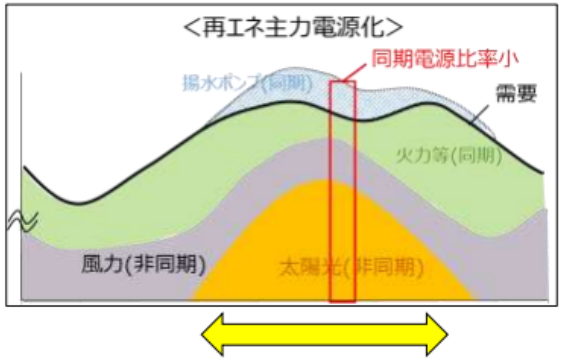
（参考）同期電源の運転費用の試算

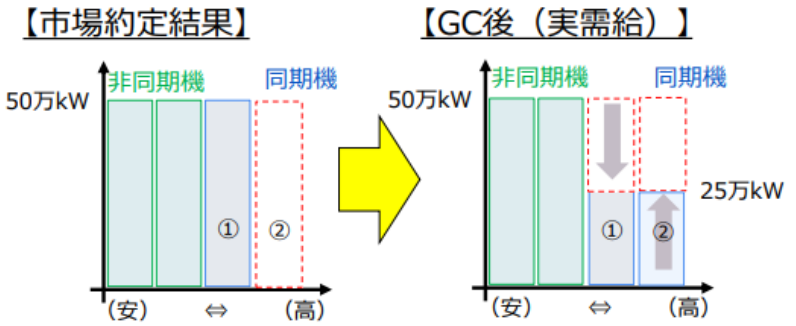
出所）第61回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_61_haifu.html

■「同期電源の運転」費用を、50万kWのLNG MACCをモデルとして270～1,050万円/GW･s･日と試算した。

【同期電源の運転費用の算定諸元】

- 起動並列が比較的容易かつ大容量50万kWの火力発電機(LNG MACC)をモデルとし、並列して最低運転25万kWにて運転している場合を仮定する。
- 単位慣性定数H(s)を電気学会の標準モデルで使用されているH=4(s)と仮定すると、上記の同期電源の運転は慣性力を50万kW×4s=200万kW･sを確保することに該当する。
- また、同期電源の燃料単価差※1は、持ち替え対象機が石炭の場合2.6円/kWh、持ち替え対象機が再エネの場合13円/kWhとし、起動費は150万円/回※2と仮定した。
- 1日あたりの運転時間としては、PV出力が多い時間のみ対策が必要と考え、6時間/日と仮定した。
- 以上より、1日の200万kW･sの慣性力供出にかかる総コストは540～2,100万円（=2.6～13円/kWh×25万kW×6h+150万円）となり、1日あたりのコストとしては270～1,050万円/GW･s･日と算定される。





※1 マスタープランの検討諸元と同様に燃料費、CO2対策コストには、国の審議会（発電コスト検証WG）の値を基本とする
※2「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」から設定（2016, 電力中央研究所）

出所）第64回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_64_haifu.html

（参考）慣性力対策費用について（同期調相機の設置費用の試算）

■ 第64回本委員会において、同期調相機の設置費用を、単位慣性定数8sのフライホイール化を想定して、**4.75億円/GW・s・年**と試算した。

（参考）同期調相機の設置費用の試算

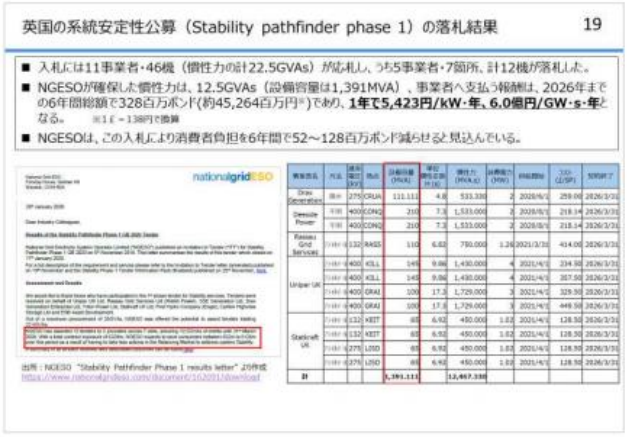
33

出所）第61回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_61_haifu.html

■「同期調相機の設置」費用を、単位慣性定数8sのフライホイール化を想定して4.75億円/GW・s・年と試算した。

【同期調相機（ロータリコンデンサ）のコスト算定諸元】
- 過去実績（昭和）では数千万円/MVAの設置費用であったことから、現在は5千万円/MVAと仮定する。
- 単位慣性定数H(s)については、海外ではフライホイール化（重り設置）することにより、同期発電機の倍レベルの値となっていることから、電気学会で定める火力標準の倍であるH=8(s)と仮定する。
- 以上より、単位慣性力（GW・s）あたりの設置費用は、62.5億円/GW・sとなる。
- またコスト評価年数については、同期調相機は変電設備であるものの、比較対象が「同期電源の運転」等であることから、容量市場における評価年数（電源運転期間）を参考に40年とした。
- 上記より、年経費率については1年目～22年目（減価償却試算の耐用年数）は10.7%、23年目～40年目は3.8%（維持管理費）となる。
- また今回の目的は、年あたりのコスト算定であることから、割引率（時点換算）は考慮しない。
- 以上より、40年間の総コストは190億円/GW・s（=62.5×10.7%×22年+62.5×3.8%×18年）となり、1年あたりのコストとしては4.75億円/GW・s・年と算定される。

英国の系統安定性公募（Stability pathfinder phase 1）の落札結果 19



アイルランドにおけるシステムサービス費用 21

出所）第64回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_64_haifu.html

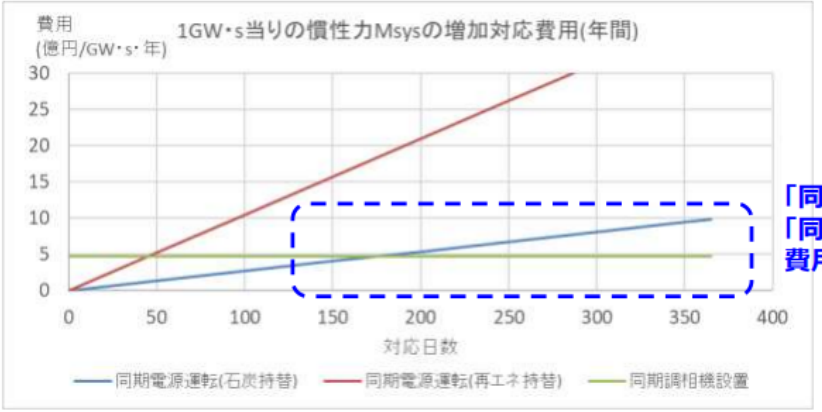
（参考）慣性力対策費用について（費用対効果逆転日数）

■ 第64回本委員会において、同期電源費用の270～1,050万円/GW・ｓ・日と同期調相機費用の4.75億円/GW・ｓ・年を用いて、費用対効果を算出したところ、同期電源費用が**270万円/GW・ｓ・日で176日**まで、**1,050万円/GW・ｓ・日で45日**を境に、同期調相機の設置の方が費用対効果が上回ることとなった。

（参考）慣性力不足の対応策（慣性力Msysの増加対応）の費用について　31

出所）第61回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4をもとに一部修正 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_61_haifu.html

- 慣性力不足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不足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。



出所）第64回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_64_haifu.html

（参考）慣性力対策費用について（算出概要）

■ 第64回本委員会において、同期電源と同期調相機の費用対効果逆転日数を境に、同期電源は従量費による算出、同期調相機は固定費による算出を行うことで、**<u>最経済な対策費用となる手法を提示</u>**した。

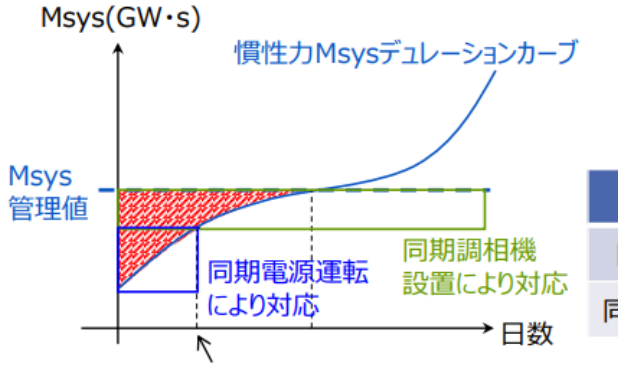
慣性力不足の対応策(慣性力Msysの増加対応)の費用の試算について

【論点6】費用対効果評価 43

■ 前回(第61回)本委員会にて示した、「同期電源の運転」費用と「同期調相機の設置」費用の特徴(対応日数により費用対効果が逆転すること)を踏まえると、慣性力不足の対応策(慣性力Msysの増加対応)の費用対効果の検討にあたっては、年間のどの程度の期間に、どの程度の量の対応策が必要となるか(対応策の必要状況)を整理していくことが必要である。

■ よって、**<u>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策の対応日数等を算出し、どの程度の慣性力Msysの増加対応費用が必要となるかを試算する</u>**こととする。

<計算イメージ>



同期電源運転と同期調相機設置の費用対効果が逆転する日数

<計算例>

Ex. 同期電源の運転が1,050万円/GW・s・日 → 費用対効果逆転日数:45日
仮に対応日数が150日の場合
→45日までは同期電源の運転、残り105日は同期調相機の設置により対応
上記により、デュレーションカーブから同期電源の運転による対応が0～10GW・s、同期調相機の設置による対応が一律20GW・sとする

対応費用の算出式
：1,050万円/GW・s・日×ΣMsys(≦10GW・s)×日数(≦45日)
+4.75億円/GW・s・年×20GW・s

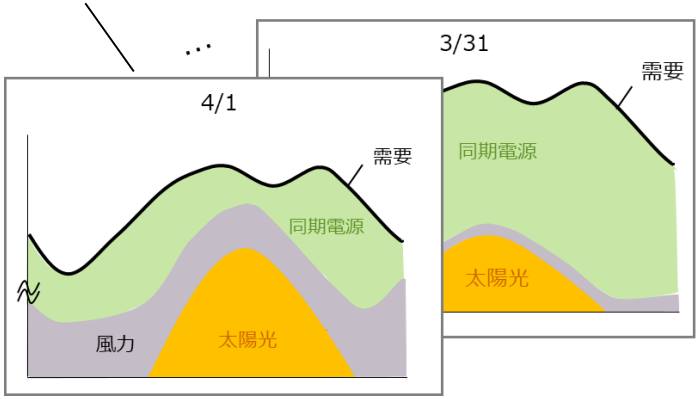
対策種別	費用	日数
同期電源の運転	270万～1,050万円/GW・s・日	176日～45日以下
同期調相機の設置	4.75億円/GW・s・年	上記以上

出所）第64回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_64_haifu.html

2050with（ベースシナリオ）算定まとめ（今後の課題認識）

- 本検討では、全国需給シミュレーションの結果をもとに、将来断面のRoCoF最大と推定される代表断面にて、各電源脱落ケースでRoCoFの2.0Hz/s超過有無の確認を行い、超過の際に、代表断面をベースに感度係数を算出し、8760hに適用することで対策費用を算出した。
- **系統増強や潮流状態などによる同期化力の変化により、代表断面において、2050withはwithoutより慣性力不足が発生しにくい状況であった**。ただし、過去検討においても、潮流や発電機の並解列状態による同期化力の変化により感度係数やRoCoFが変化することを確認しており、**需要や再エネ導入量、系統増強有無だけでなく、電源の運転状況やそれに伴う潮流の変化等によっても今回試算より厳しい結果となる可能性もあることに留意が必要**。
- なお、系統増強を反映したシミュレーションであるが、精緻な電圧等の対策・整定検討などは未実施であるため、そうした前提条件の違いによっても算定結果が異なってくることにも留意が必要。
- また、系統連系規程においてFRT要件が規定されているが、大きな系統事故などの擾乱が発生し、電圧や周波数等が急峻に変化した場合の応動については、現状確認できていない。
- 以上より、今後も一般送配電事業者と連携し、**発電機運転状態や潮流の変化を踏まえた複数断面の評価方法を検討するとともに、再エネが一斉かつ大量に脱落し得る可能性についてPCS応動調査等を通じて明らかにし、必要な対策の検討を進めていきたい**。

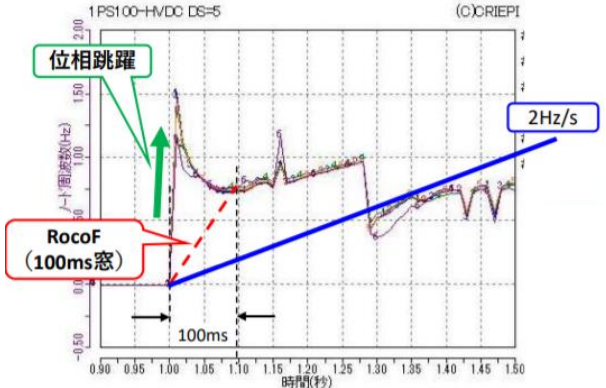
8760hで発電機運転状態や潮流が変化するため、詳細検討が必要



不連続かつ急峻な周波数変化に対して、PCSがどのように応動するのか、詳細検討が必要

出所）第63回広域系統整備委員会資料1-2より一部抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2022/seibi_63_shiryou.html

HVDC脱落時（２GW）の周波数変化



目次

1. 本日の報告内容
2. 算定方法の振り返り
3. 算定結果（2050withベースシナリオ）
4. 算定結果（2050withその他シナリオ）

2050withその他シナリオの算定について

■ 感度係数・管理値の算出には長時間を要するため、需給立地自然体シナリオ及び需給立地最適化シナリオについては、withoutと同様に、代表断面としているMsys最小値が大きく変わらないことを確認したうえで、ベースシナリオの感度係数・管理値を使用し、参考として追加費用概算値の試算を実施。

立地最適化シナリオはピークシフト等により再エネをより多く活用可能

1－1　複数シナリオにおける長期展望とりまとめ（振り返り）シナリオについて

第16回マスタープラン検討委員会資料１を一部修正　6

■ 前提条件については2050年も視野に入れて、**需要**については**再エネ余剰を活用する需要のロケーションやEV・ヒートポンプなどの負荷率の変化**を想定して設定した。また、**電源**については**再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の方針**を踏まえて、**各シナリオにおいて同じ条件**とした。

■ 再エネ導入量など系統増強に影響すると考えられる要素については、更に感度分析を行うこととしたい。

＜各シナリオの前提条件の比較＞

		需給立地最適化シナリオ	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ
需　要		■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約８割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約８割が可制御でピークシフトできると想定	■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約２割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約２割が可制御でピークシフトできると想定	■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの全量を需要地近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定
電源構成	再エネ　太陽光	■ 約260GW（※1）	■ 約260GW（※1）	■ 約260GW（※1）
	再エネ　陸上風力	■ 約41GW（※1）	■ 約41GW（※1）	■ 約41GW（※1）
	再エネ　洋上風力	■ 約45GW（官民協議会導入目標）	■ 約45GW（官民協議会導入目標）	■ 約45GW（官民協議会導入目標）
	再エネ　水力 バイオマス 地熱	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）
	火　力（化石＋CCUS）	■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 （廃止後は水素・アンモニアにﾘﾌﾟﾚｰｽと仮定）	■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 （廃止後は水素・アンモニアにﾘﾌﾟﾚｰｽと仮定）	■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 （廃止後は水素・アンモニアにﾘﾌﾟﾚｰｽと仮定）
	原子力	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定
	水素・アンモニア	■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレースされるものと仮定して設定	■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレースされるものと仮定して設定	■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレースされるものと仮定して設定

注）マスタープランは、一定の仮定に基づく前提条件による検討結果であり、情勢変化による需要や電源の動向によっては、結果は変わり得ることに留意が必要

※１第43回基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

立地自然体シナリオはピークシフト等をせず再エネ活用が最も少ない

出所）第21回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_21_shiryou.html

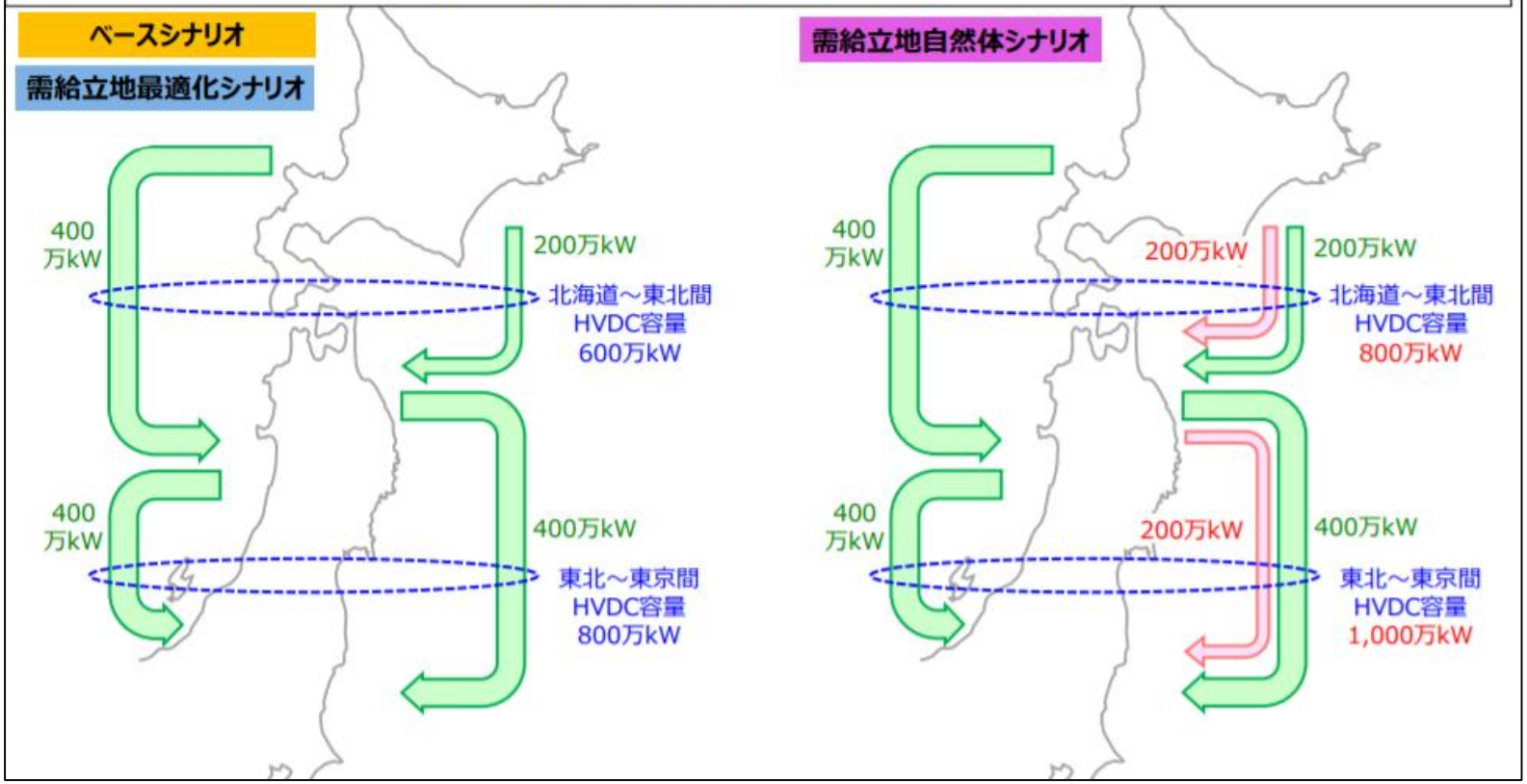
（参考）東地域HVDCの構成について（その他シナリオ）

■ 需給立地自然体シナリオのみHVDCの増強規模が異なる。

（参考）各シナリオのHVDC構成

22

- ベースシナリオと需給立地最適化シナリオにおける有力なHVDC増強規模は同じとなった。
- 需給立地自然体シナリオは、北海道～東北間、東北～東京間の各区間でベースシナリオのHVDC増強規模から追加で200万kWの増強が必要となった。



出所）第21回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_21_shiryou.html

（参考）関門連系線の増強規模について（その他シナリオ）

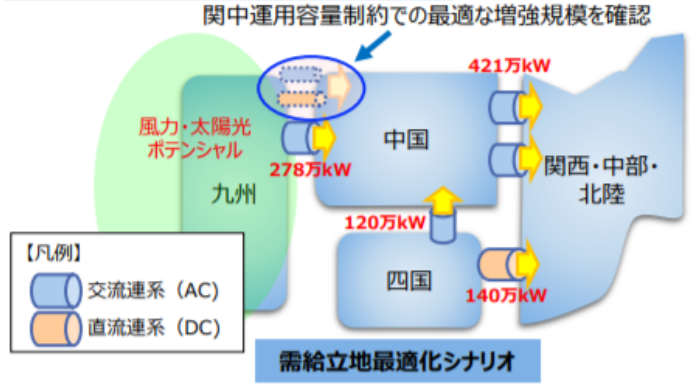
■ 関門連系線の増強規模はいずれのシナリオでも同一。

1－3　複数シナリオにおける長期展望とりまとめ（中西地域）
（2）費用便益評価（中国ルート　交流連系）

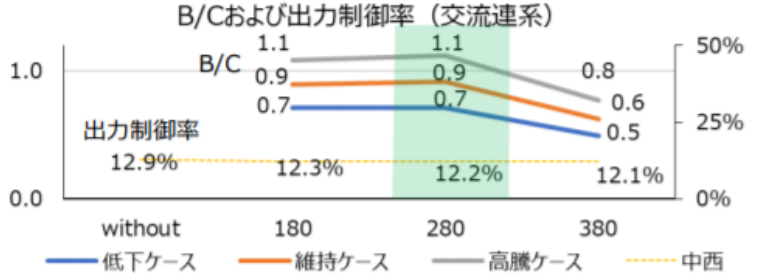
■ どのシナリオにおいても、関門連系線の運用容量を拡大した場合、280万kW程度まではB/Cが増加する傾向が見られ、運転コスト次第ではB/C＞１との結果となった。

■ このため、関門連系線の増強規模は280万kW程度を目安とすることが適当である。

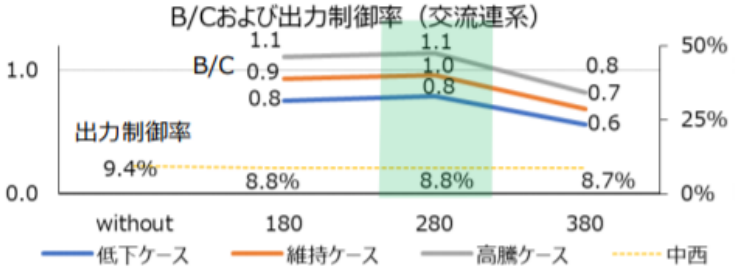
関門連系線の増強規模



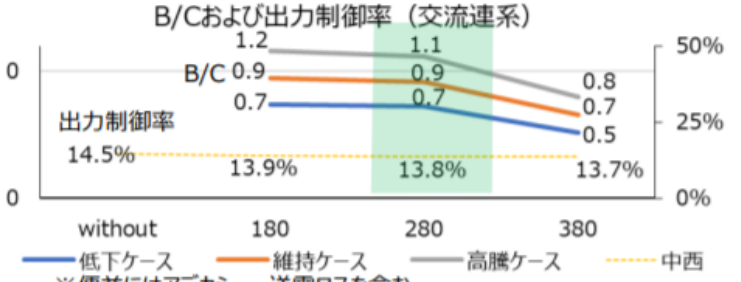
ベースシナリオ



需給立地最適化シナリオ



需給立地自然体シナリオ



※便益にはアデカシー、送電ロスを含む
※コストには地内増強を含む（代表ケースで抽出し、各増強規模に適用）

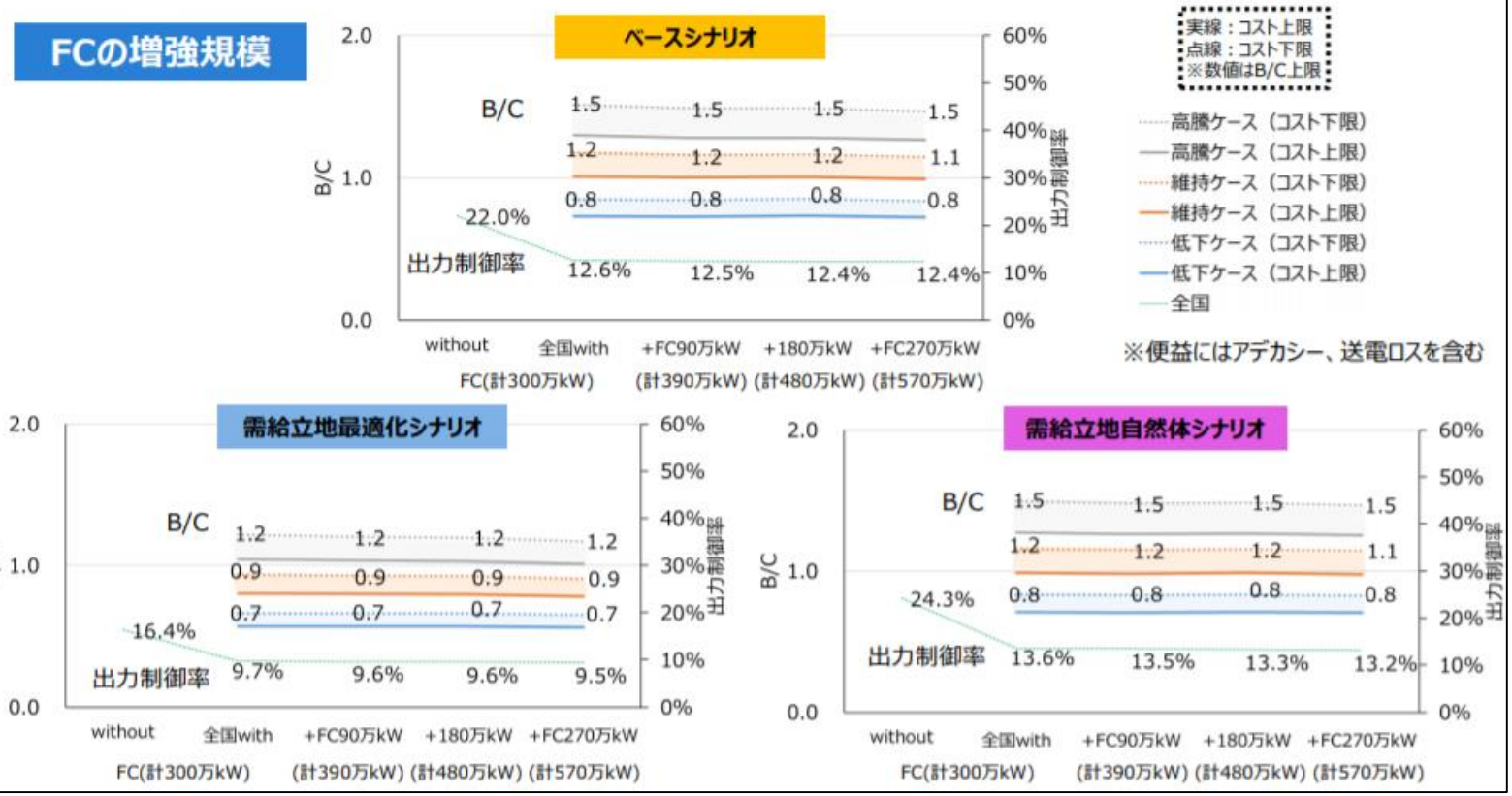
出所）第21回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_21_shiryou.html

（参考）FCの増強規模について（その他シナリオ）

■ FCの増強規模はいずれのシナリオでも同一。

1－3　複数シナリオにおける長期展望とりまとめ（FCを含む全国）
（２）費用便益評価結果

■ どのシナリオにおいても、FCを最大+270万kWまで増強する範囲および運転コスト等の幅の中で、マスタープラン全体でB/C>1となることを確認した。そのため、ベースシナリオと同様にFC＋270万kW増強を目安として位置付ける。

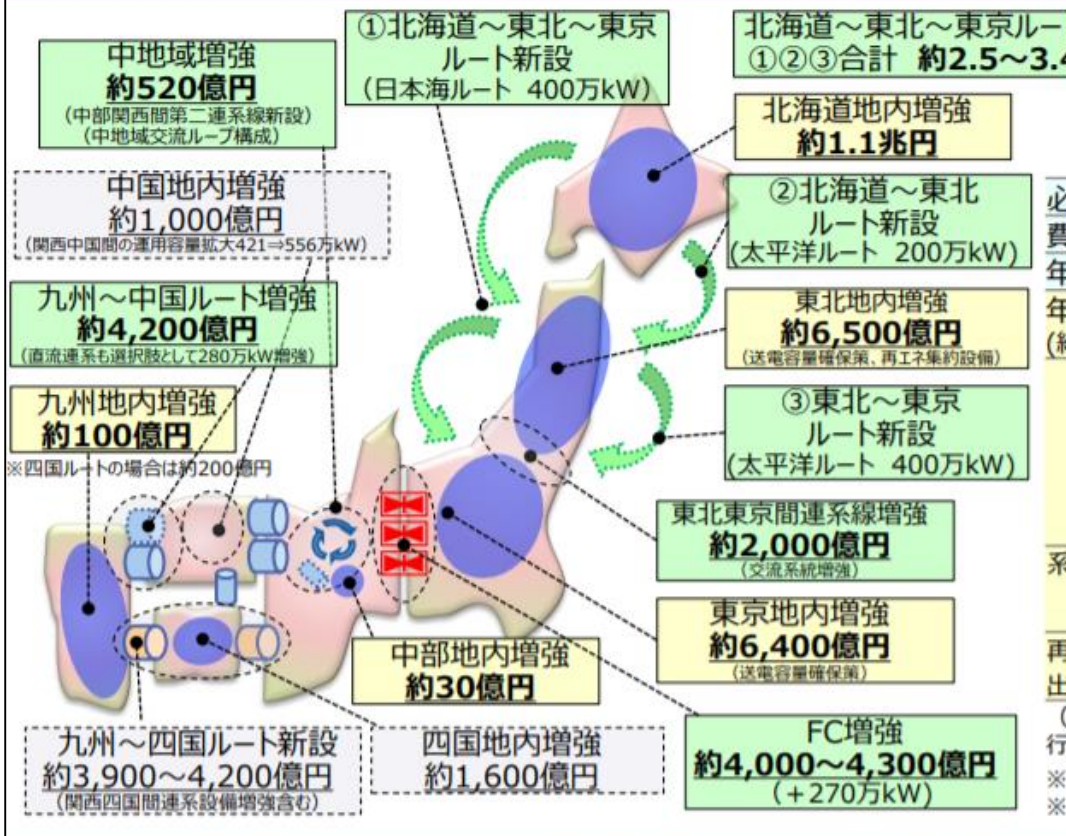


出所）第21回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_21_shiryou.html

（参考）需給立地最適化シナリオ全体イメージ

1－4　複数シナリオにおける長期展望とりまとめ（全国）
（2）　地域間連系線および地内増強の全体イメージ

需給立地最適化シナリオ 37



【凡例】
- 連系線増強
- 地内増強
- 将来の選択肢

必要投資額※1	約6.0 ～ 6.9兆円
費用便益比(B/C)※1	0.6 ～ 1.2
年間コスト※1, ※2	約5,500 ～ 6,400億円/年
年間便益（純便益）	約3,200 ～ 5,800億円/年（約▲3,200～300億円/年）
削減された燃料費	約3,000～5,800億円/年
削減されたCO2対策コスト	約270億円/年
削減されたCO2排出量	約870万ｔ/年
アデカシー便益	約330億円/年
送電ロス	約▲590～▲350億円/年

系統の安定性
地域間連系の複線化による周波数安定性の向上、
災害時等のバックアップ機能の強化

再エネ比率	増強後49%（50%）	増強前45%
出力制御率	増強後10%（7%）	増強前16%

（ ）は系統増強以外の施策として、電源側の立地の最適化等を行った場合の参考値

※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算
※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出
架空送電（7.9%）、地中送電（9.0%）、変電（10.7%）

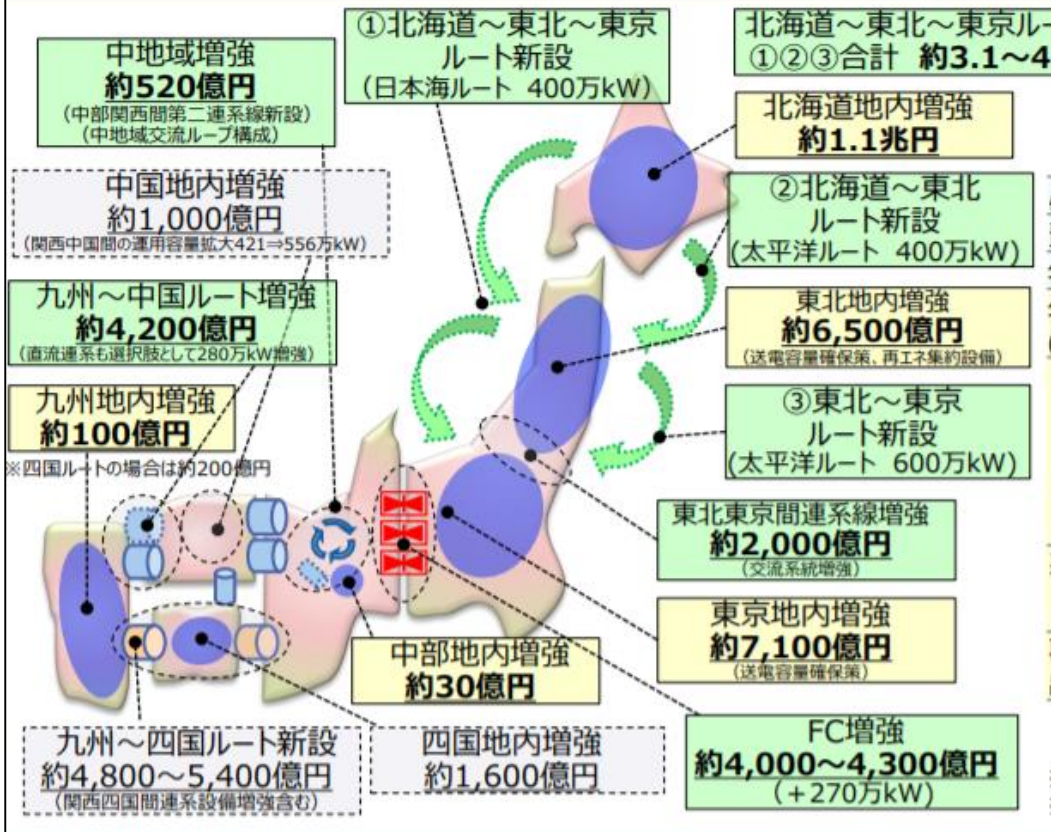
【留意事項】
・電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
・上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線および上位２電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
・再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強はマスタープランの対象外とした。
・HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
・地内基幹系統はN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織込んだ。
・地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要、電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源ポテンシャルで変更有無を確認のうえ着手時期と併せて見極める必要がある。

出所）第21回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_21_shiryou.html

（参考）需給立地自然体シナリオ全体イメージ

1－4　複数シナリオにおける長期展望とりまとめ（全国）
（3）　地域間連系線および地内増強の全体イメージ

需給立地自然体シナリオ 38



必要投資額※1	約6.7 ～ 7.9兆円
費用便益比(B/C) ※1	0.7 ～ 1.5
年間コスト※1, ※2	約6,200 ～ 7,300億円/年
年間便益（純便益）	約4,600 ～ 8,200億円/年（約▲2,700~2,000億円/年）
削減された燃料費	約3,600～7,400億円/年
削減されたCO2対策コスト	約920億円/年
削減されたCO2排出量	約2,830万ｔ/年
アデカシー便益	約310億円/年
送電ロス	約▲410～▲240億円/年

系統の安定性
地域間連系の複線化による周波数安定性の向上、
災害時等のバックアップ機能の強化

再エネ比率	増強後47%	増強前42%
出力制御率	増強後13%	増強前24%

※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算
※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出
架空送電（7.9%）、地中送電（9.0%）、変電（10.7%）

【留意事項】
・電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
・上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線および上位２電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
・再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強はマスタープランの対象外とした。
・HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
・地内基幹系統はN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織込んだ。
・地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要、電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源ポテンシャルで変更有無を確認のうえ着手時期と併せて見極める必要がある。

出所）第21回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2022/masutapuran_21_shiryou.html

2050withその他シナリオにおける対策費用算定結果

■ 2050withその他２シナリオについての追加費用概算は下表のとおり。
■ シナリオに応じて多少の変動はあるが、**追加費用概算は概ね2～9億円/年程度**と試算された。

※1,2,3		需給立地最適化シナリオ	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ
北海道エリア	日数/年	0日	0日	0日
	対応策	なし	なし	なし
	コスト	0億円/年	0億円/年	0億円/年
東北・東京エリア	日数/年	0日	0日	0日
	慣性不足量※4	なし	なし	なし
	対応策	なし	なし	なし
	コスト	0億円/年	0億円/年	0億円/年
中西6エリア	日数/年	4日	4日	6日
	慣性不足量※4	26GW・s・日	25GW・s・日	27GW・s・日
	対応策	電源	電源	電源
	コスト	2.1～8.3億円/年	2.1～8.2億円/年	2.3～8.8億円/年
合計	コスト	**2.1～8.3億円/年**	**2.1～8.2億円/年**	**2.3～8.8億円/年**

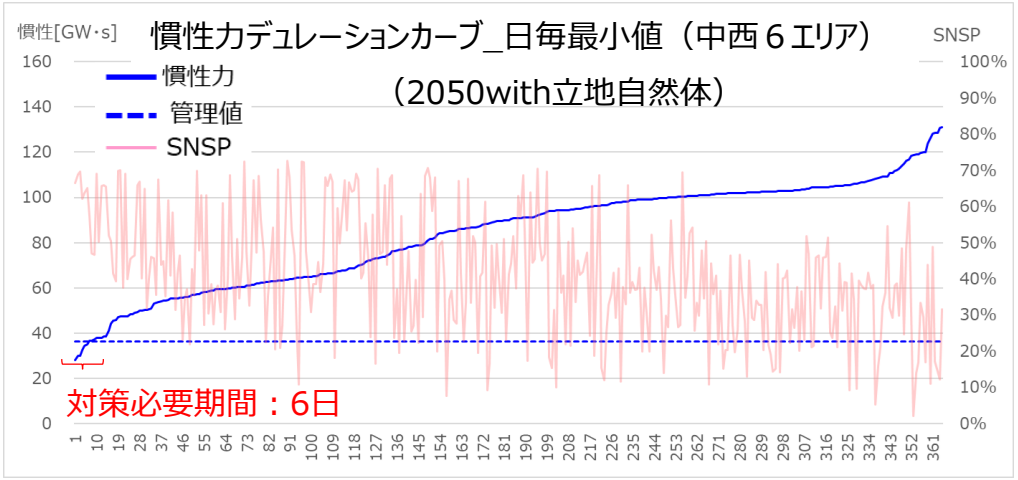
※１対策費用の諸元は、第64回調整力等委員会と同様。
同期電源：費用が270万～1,050万円/GW・s・日、
費用対効果逆転日数が176日～45日以下
同期調相機：費用が4.75億円/GW・s・年

※2 需要や供給力の想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要
※3 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、
算定結果も異なることに留意が必要
※4 各日の慣性力不足最大値をその日の不足量として算出

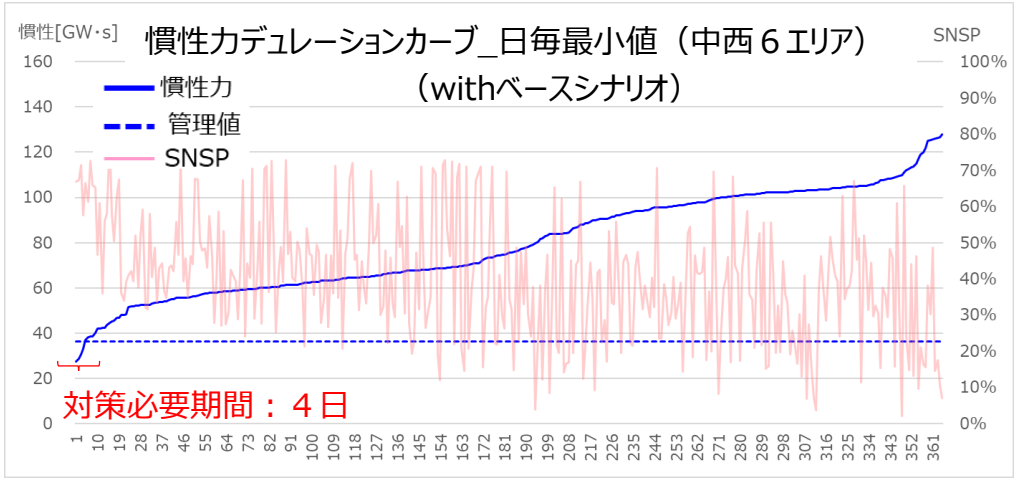
2050with（需給立地自然体シナリオ）　慣性力確保状況（中西6エリア）

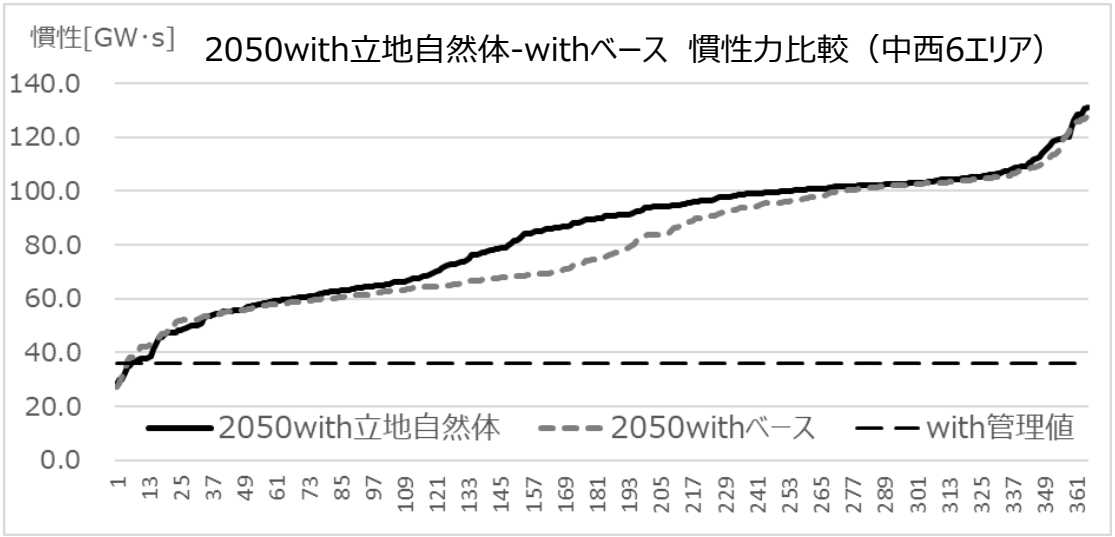
■ 2050withベースシナリオと比較すると、全体の傾向としては、立地自然体シナリオの方が再エネ抑制量が多いため、慣性力が増加傾向（安定電源増加）。ただし、PVの立ち上がり時間など、ピークシフトが必ずしも再エネ出力増加と同調していない時間があるため、一部時間帯で逆転あり。

2050with（需給立地自然体シナリオ）



【参考】2050with（ベースシナリオ）

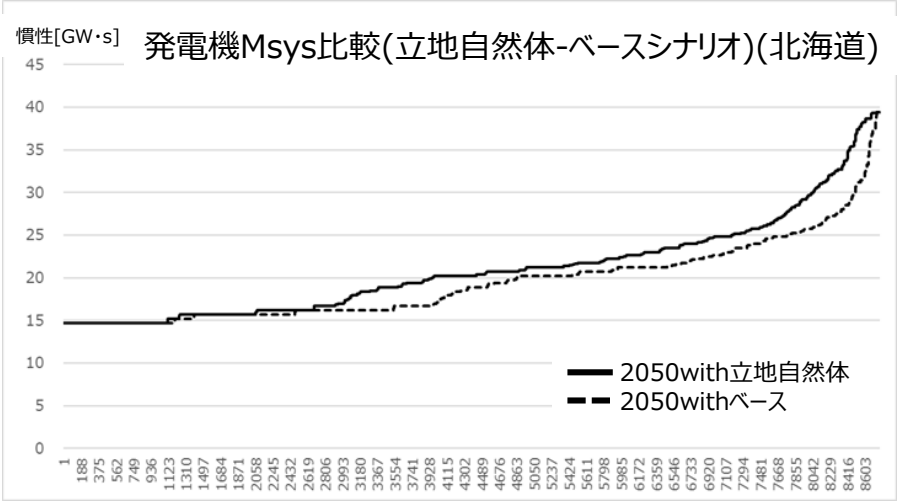


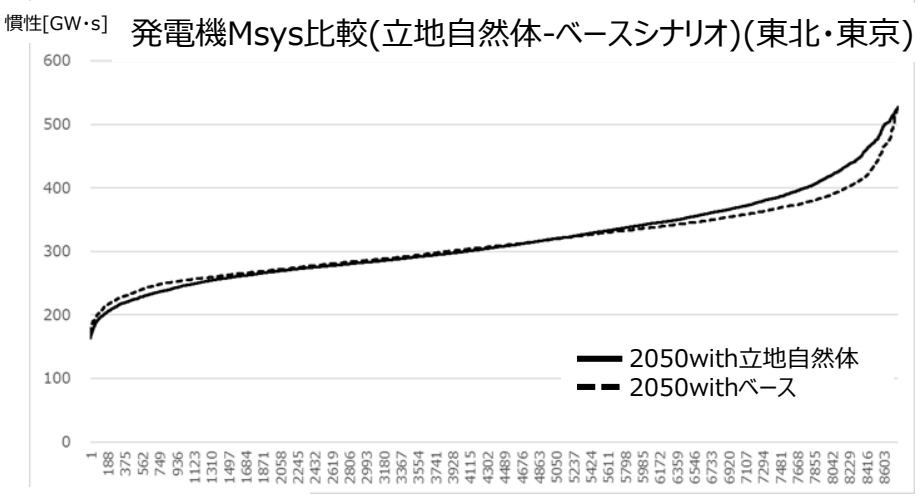


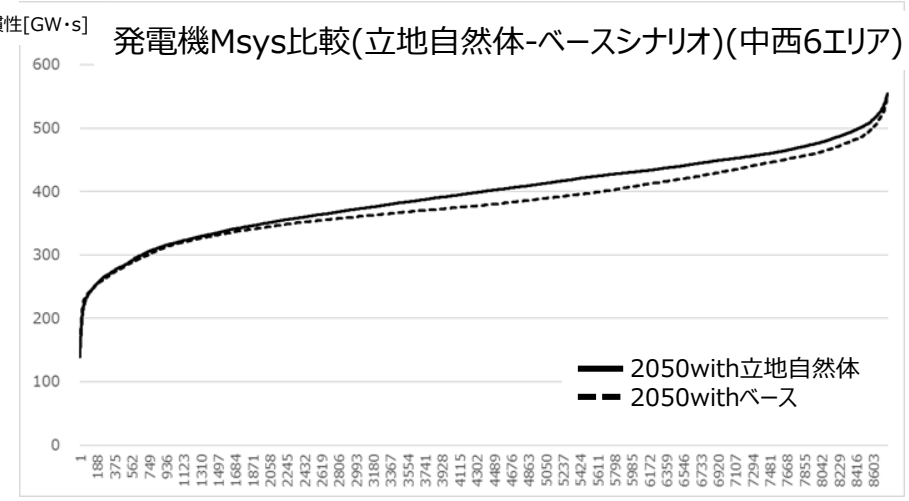
（参考）2050with（需給立地自然体シナリオ）による発電機Msys

■ 2050withベースシナリオと比較しても発電機Msys※の最小値については大きな変化はないため、本試算においてはベースシナリオの結果より北海道エリア、東北・東京エリアについては対策は不要と整理。

※発電機Msysとは発電機そのものが持つ慣性力値であり、電源脱落地点からの電気的な距離を考慮した慣性力ではない



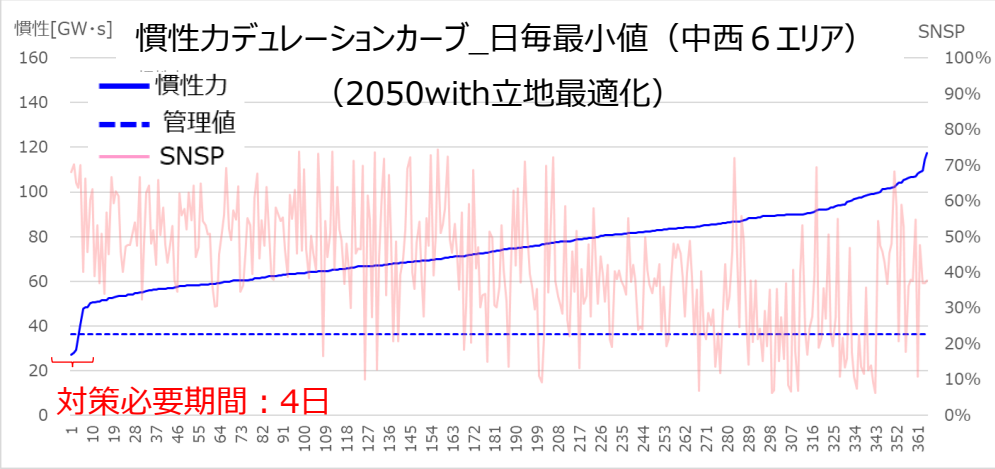




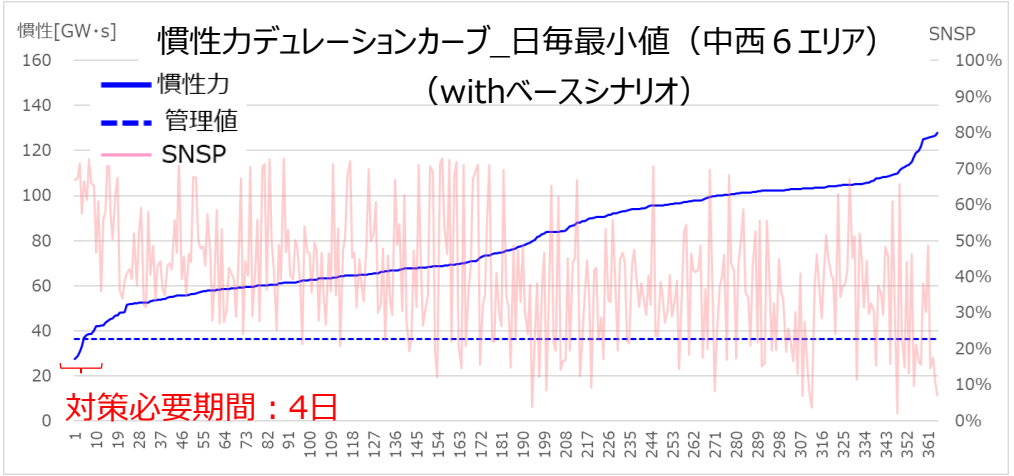
2050with（需給立地最適化シナリオ）　慣性力確保状況（中西6エリア）

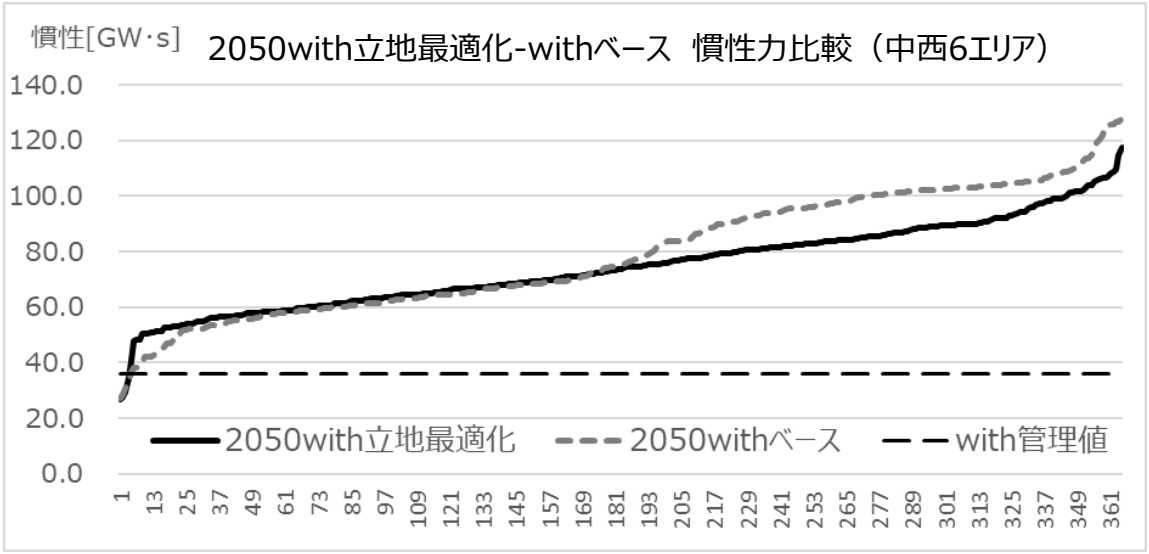
■ 2050withベースシナリオと比較すると、全体の傾向としては、立地最適化シナリオの方が再エネ抑制量が少ないため、慣性力が減少傾向（安定電源減少）。ただし、PVの立ち上がり時間など、ピークシフトが必ずしも再エネ出力増加と同調していない時間があるため、一部時間帯で逆転あり。

2050with（需給立地最適化シナリオ）



【参考】2050with（ベースシナリオ）

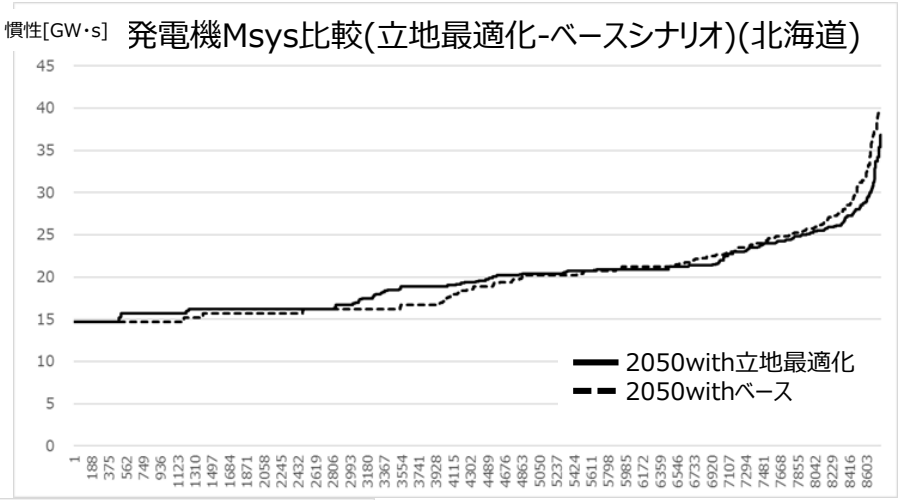


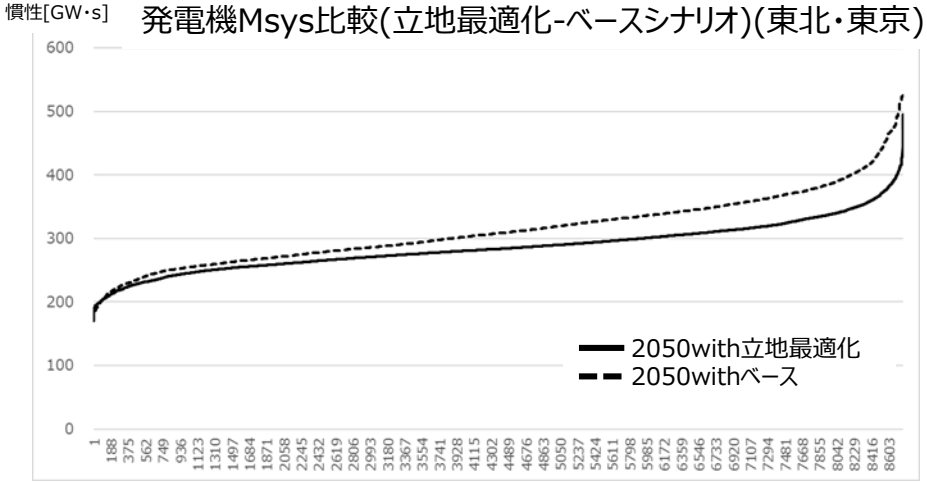


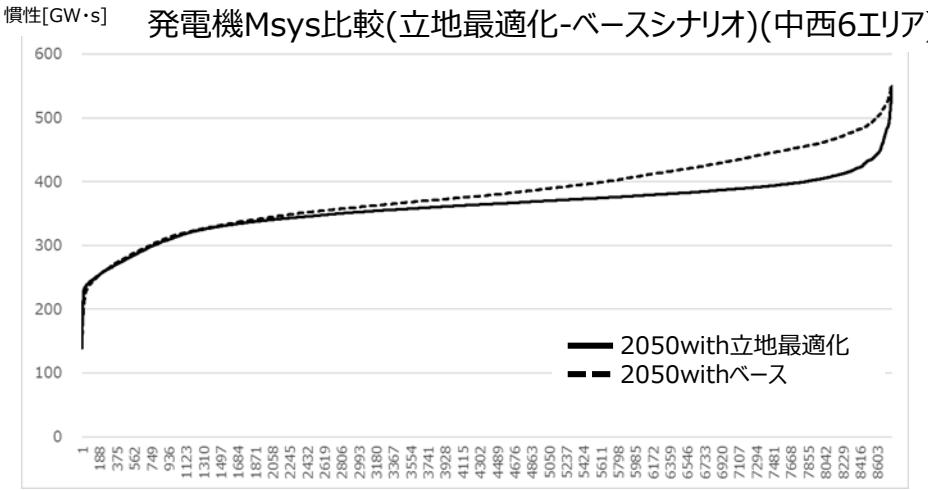
（参考）2050with（需給立地最適化シナリオ）による発電機Msys

■ 2050withベースシナリオと比較しても慣性力Msys※の最小値については大きな変化はないため、本試算においてはベースシナリオの結果より北海道エリア、東北・東京エリアについては対策は不要と整理。

※発電機Msysとは発電機そのものが持つ慣性力値であり、電源脱落地点からの電気的な距離を考慮した慣性力ではない







2050with（その他シナリオ）算定まとめ

- 感度係数・管理値の算出についてはwithoutと同様に、ベースシナリオと同一の数値を使用するという一定の割り切りを行ったうえで、2050withその他２シナリオについて、慣性力の追加費用概算値を試算した。
- ベースシナリオと同様、様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が見直されれば算定結果も異なることに留意が必要である。
- 今回の試算結果については、広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会においても報告を予定している。