

将来断面の慣性力確保状況の試算について (報告)

2022年 8月23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

■ 第73回(2022年5月25日)本委員会において、マスタープランの基本シナリオにおける連系線増強前の想定(以下、2050without)における慣性力Msysの増加対応費用の概算値を試算した。

慣性力不足に対する対策費用の試算結果

55

- 2050年without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応策の対応日数等を算出し、電源脱落エリアに対する必要慣性力を確保するために、**エリア全体※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。**
※各エリアH3需要比の配分比率で慣性力を確保した場合
- **慣性力対策として117.5～316.6億円程度/年の追加費用概算値が必要**となる見込みとなった。

		2050without
北海道 エリア	日数/年	0日
	対応策	なし
	コスト	0億円/年
東北・東京エリア	日数/年	13日
	対応策	電源
	コスト	4.2～16.3億円/年
中西6 エリア	日数/年	117日
	対応策	電源、同期調相機
	コスト	113.3～300.3億円/年
合計	コスト	117.5～316.6億円/年

※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

■ 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。

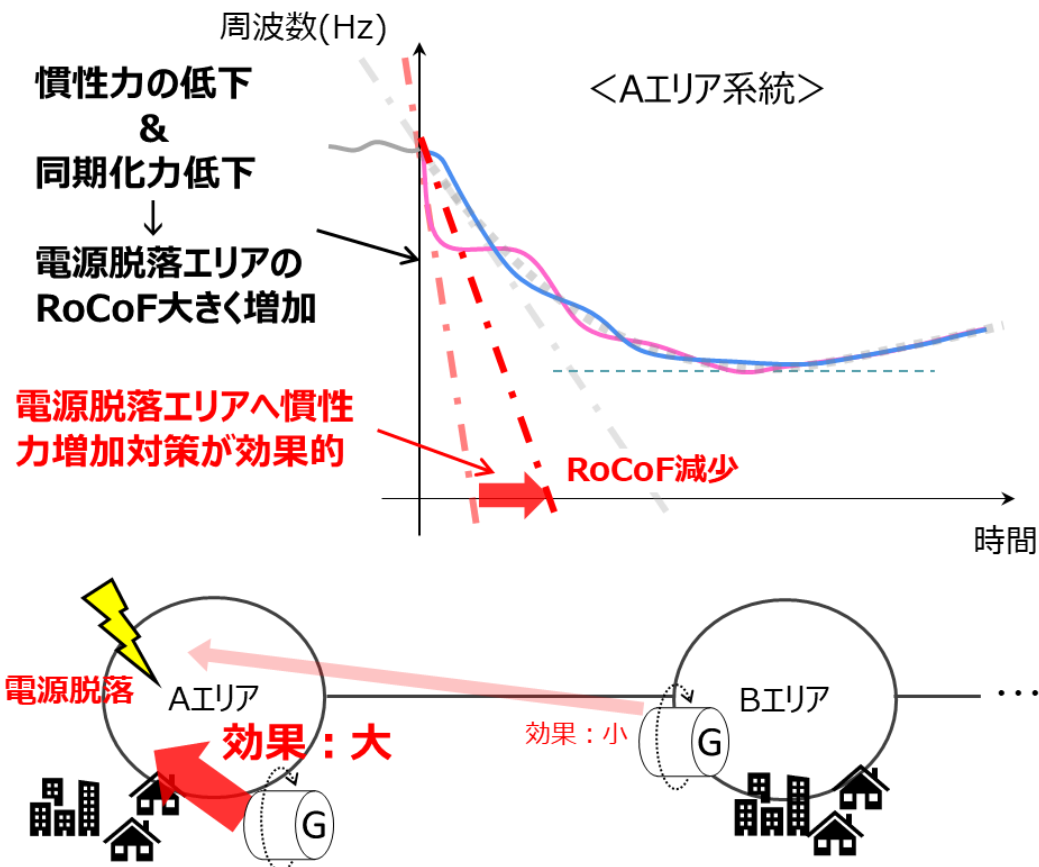
検討概要

<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

■ 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>

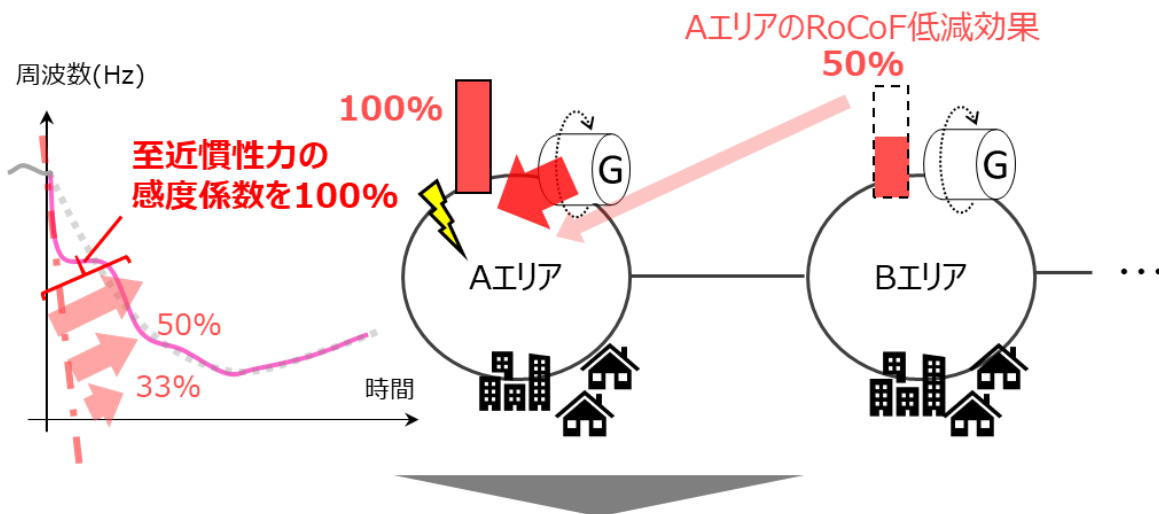
- 各エリアの慣性力が、電源脱落エリアのRoCoF低減にどの程度寄与しているかの割合を感度係数として算出
- RoCoF2.0Hz/sとなるバランスと感度係数からMsys管理値を算出

<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

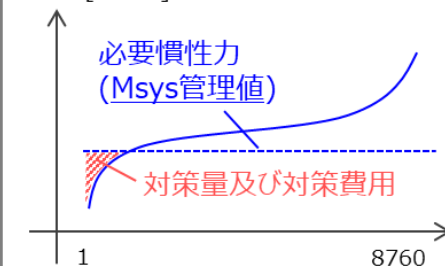
<調達方針>

- 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

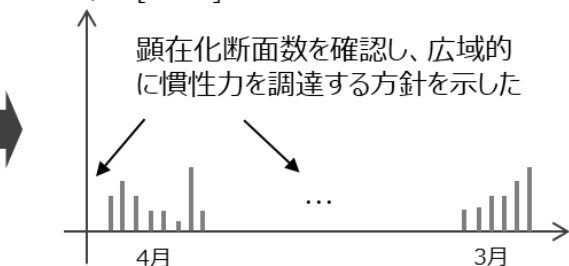


Aエリア(2.0Hz/s超過エリア)

慣性力[GW・s]



不足慣性力[GW・s]



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

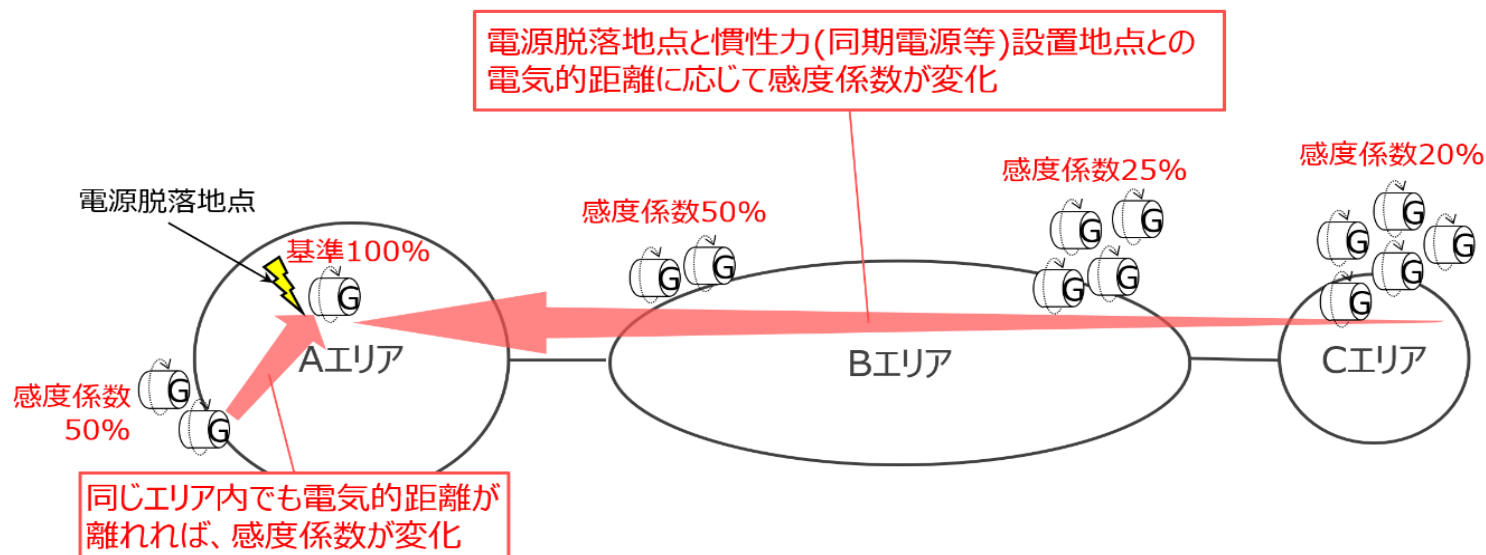
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_73_haifu.html

- 第64回(2021年8月23日)において、**電源脱落地点との電氣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氣的距離が近ければ感度係数が大きくなり、電氣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氣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。



RoCoFの算定結果

46

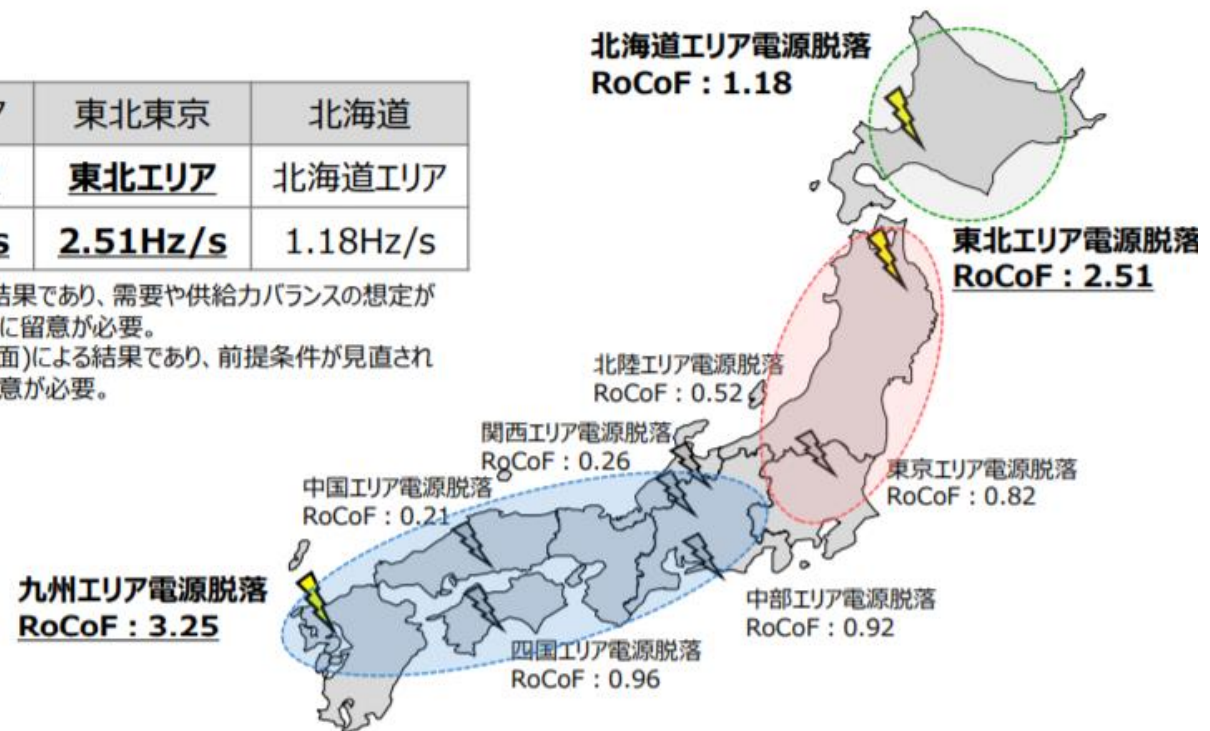
- 2050年の北海道、東北・東京、中西6エリアのRoCoF最大と推定される断面において、各電源脱落ケースにおけるRoCoFが2.0Hz/sを超過するエリアを確認したところ、**北海道エリアは最大が1.18、東北東京エリアは最大が東北エリアで2.51、中西6エリアは最大が九州エリアで3.25**となり、RoCoFが2.0Hz/s超過するエリアが確認された。
- したがって、2050年withoutケースにおいて、東北東京エリアでは東北エリア、中西6エリアでは九州エリアに対するRoCoF2.0Hz/sとなる管理値、感度係数を算出し、慣性力確保状況を確認することとなる。

<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。



感度係数の算出

- 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、管理値や慣性力デレレーションカーブの作成を行う。

※1、※2 中西6エリア							東北・東京エリア			
<ul style="list-style-type: none"> 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。 							<ul style="list-style-type: none"> 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	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		

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。

管理値の算出

50

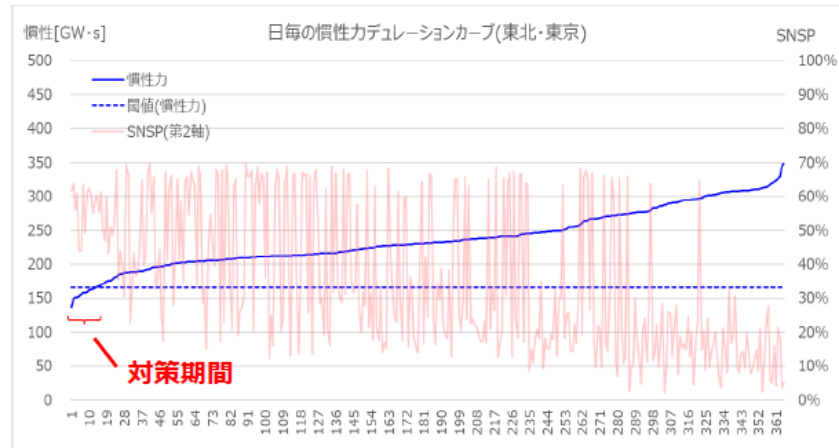
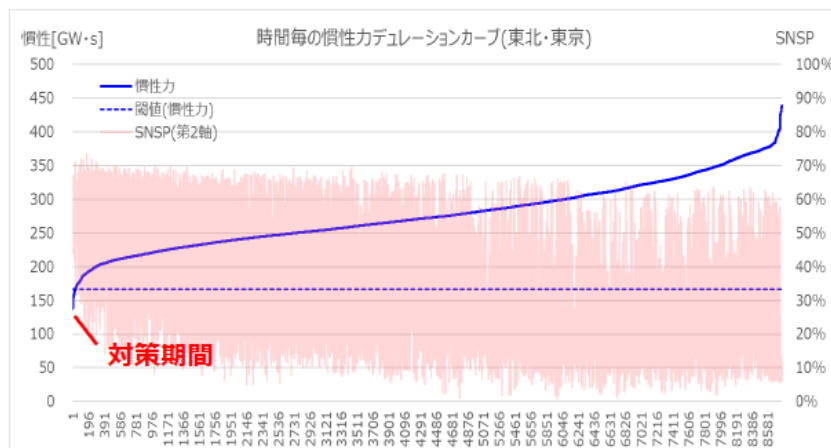
- 前述の感度係数をもとに東北エリアおよび九州エリアの電源脱落時にRoCoFが2.0Hz/sとなる各エリアの発電機Msysと感度係数からRoCoF2.0Hz/sとなる慣性力量(管理値)を算出した結果、東北エリアで166.3GW・s、九州エリアで66.8GW・sとなった。

中西 6 エリア										東北・東京エリア				
<ul style="list-style-type: none"> 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 										<ul style="list-style-type: none"> 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)										<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	エリア	東京		東北	
発電機 Msys	53.4	21.5	2.3	0	8.5	0	43.6	42.7		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										 × 感度係数				
<u>66.8</u>										<u>166.3</u>				

東北・東京エリアにおける慣性力確保の状況

51

■ 2050年without想定発電機Msysと感度係数をもとに、東北エリアに対する慣性力デレションカーブを作成し、166.3GW・sの管理値を下回り、対策が必要な期間は、**時間数で28時間・日数で13日**となる。



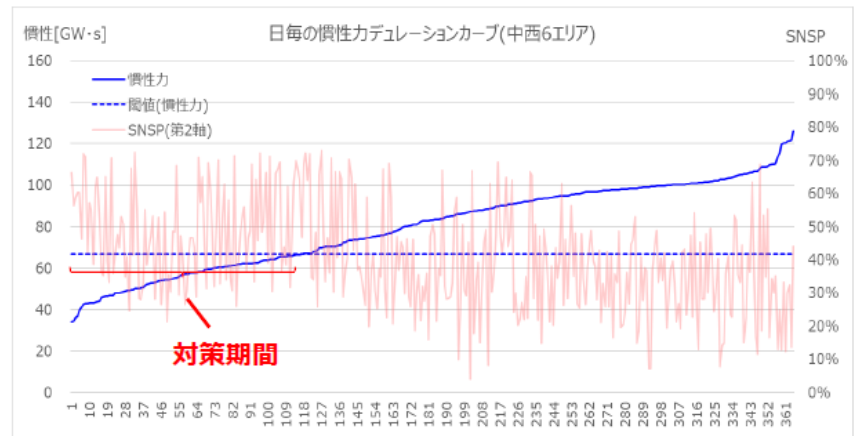
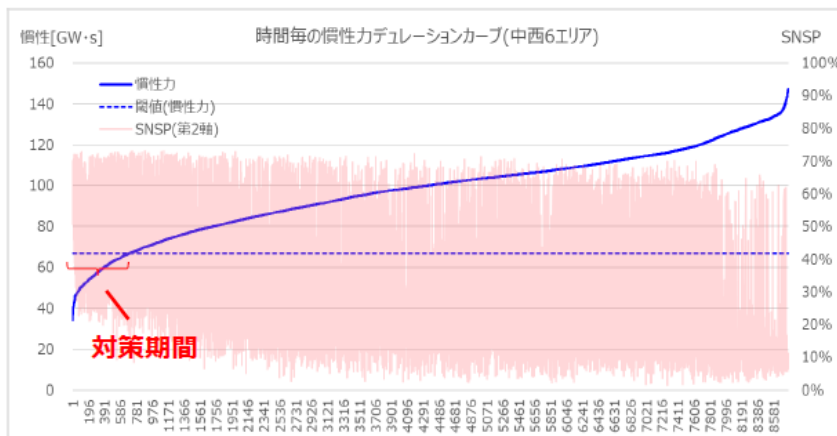
※1 マスタープラン基本シナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。

※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感度係数を8760hに適用した結果であり、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。

中西6エリアにおける慣性力確保の状況

53

■ 2050年without想定発電機Msysと感度係数をもとに、九州エリアに対する慣性力デレージョンカーブを作成し、66.8GW・sの管理値を下回り、対策が必要な期間は、**時間数で692時間・日数で117日**となる。



※ 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感度係数を8760hに適用した結果であり、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。

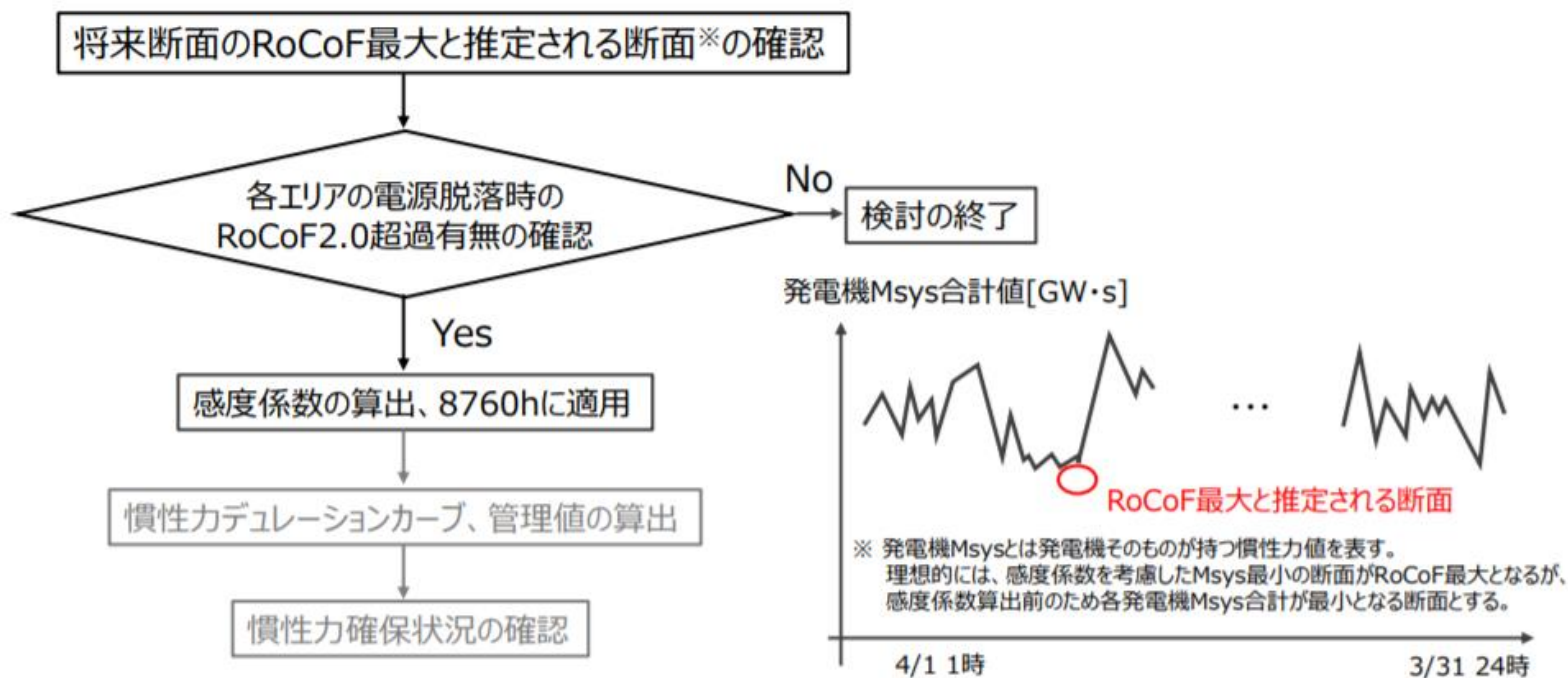
- 第73回(2022年5月25日)委員会において、2050withoutの基本シナリオに加えて、比較のために他シナリオについても、作業上可能な範囲での対応についてご要望をいただいたため、**2050withoutのその他2シナリオについても参考として追加費用概算値を試算したため報告する。**
- また、最新のマスタープランの検討状況を踏まえ、電源等開発動向調査の結果を反映し、各エリアの再エネ設備量が見直されたことから、**基本シナリオについても再計算を実施。**

※**感度係数・管理値の算出には長時間を要するため、代表断面としているMsys最小断面が大きく変わらないことを確認したうえで、前回算定の数値を使用**

感度係数の算定断面について

36

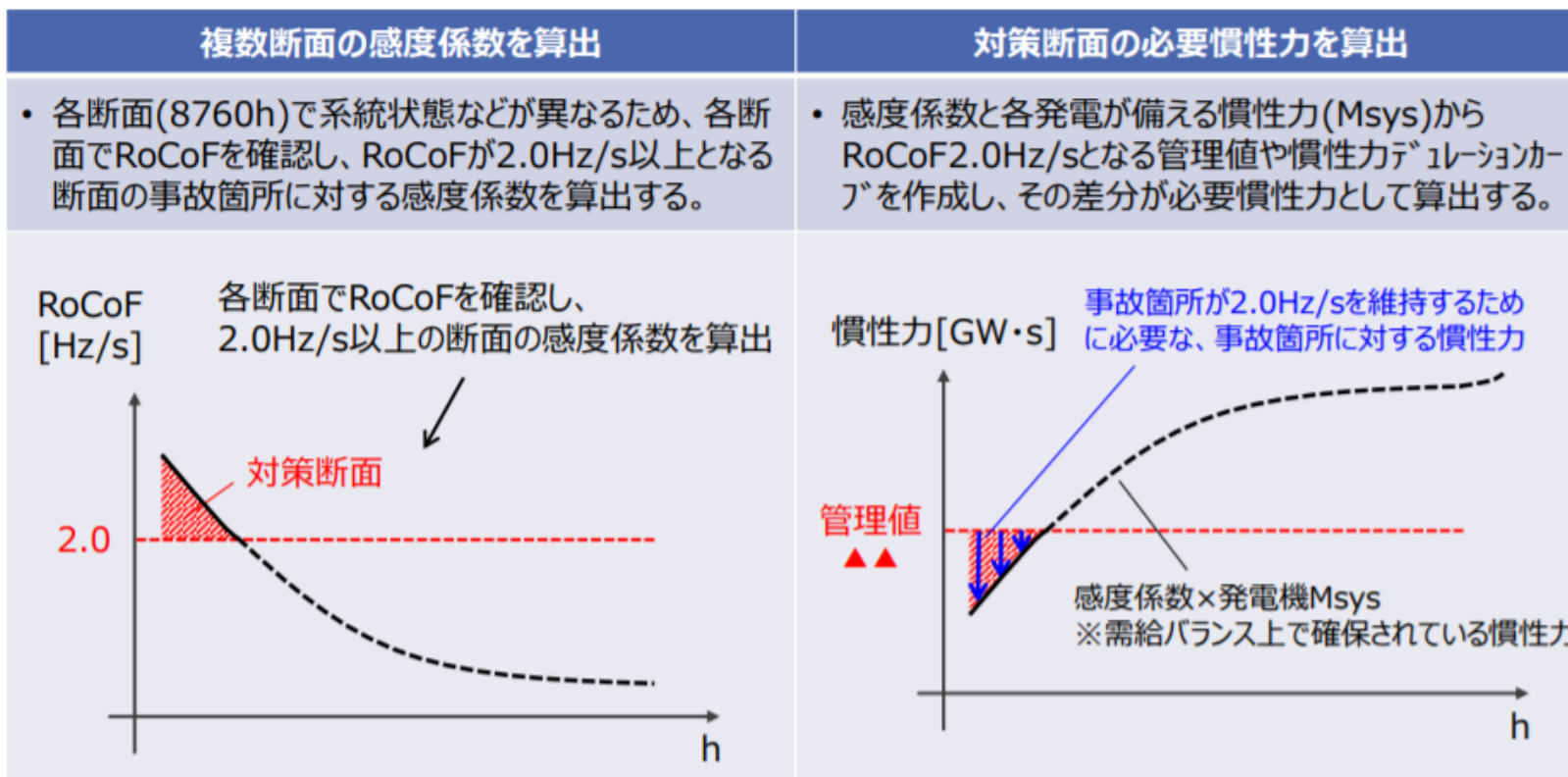
- 感度係数の特性分析から、理想的には複数断面での感度係数の算出が望ましいが、複数断面の解析には長時間を要するため、実務上現実的ではない。(簡易的な算出方法など、今後の継続検討)
- まずは将来断面の「RoCoF最大と推定される代表断面※にて、RoCoFの2.0Hz/s超過有無の確認」を行い、超過の際には、代表断面をベースに「感度係数を算出し、8760hに適用」することでどうか。
- なお、慣性力の確保状況の確認は、これまで通り、慣性力デューションカーブと管理値から算出することとなる。



(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ーレーションカーブの差分から必要慣性力を算出する。

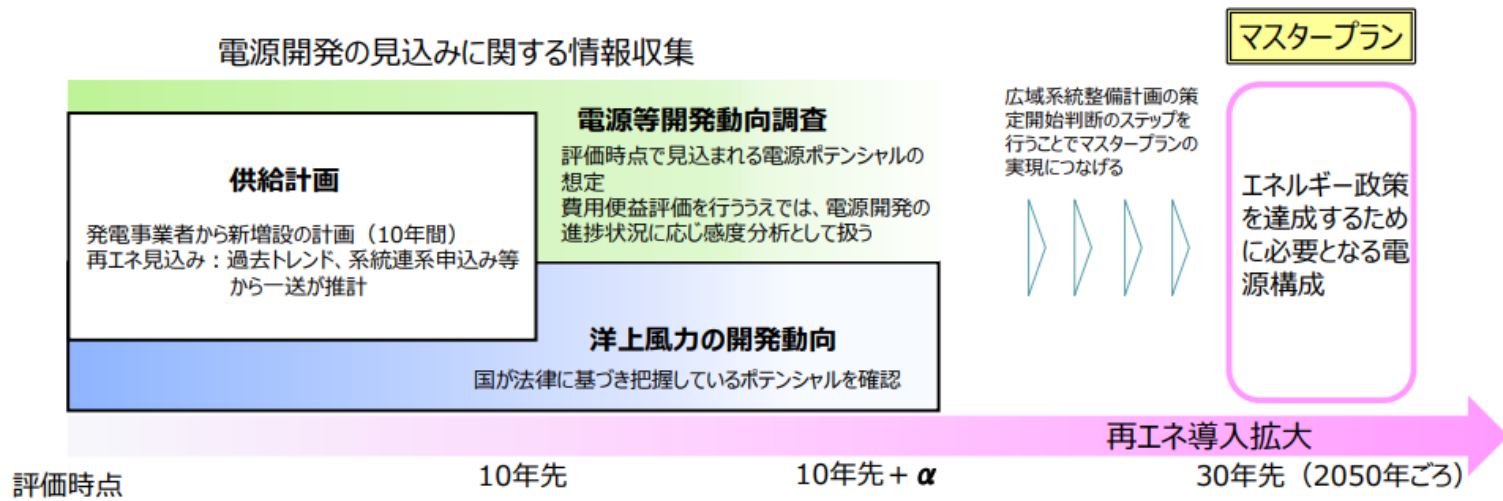


■ マスタープランにおける各エリアの再エネ設備量に電源等開発動向調査の結果が反映された。

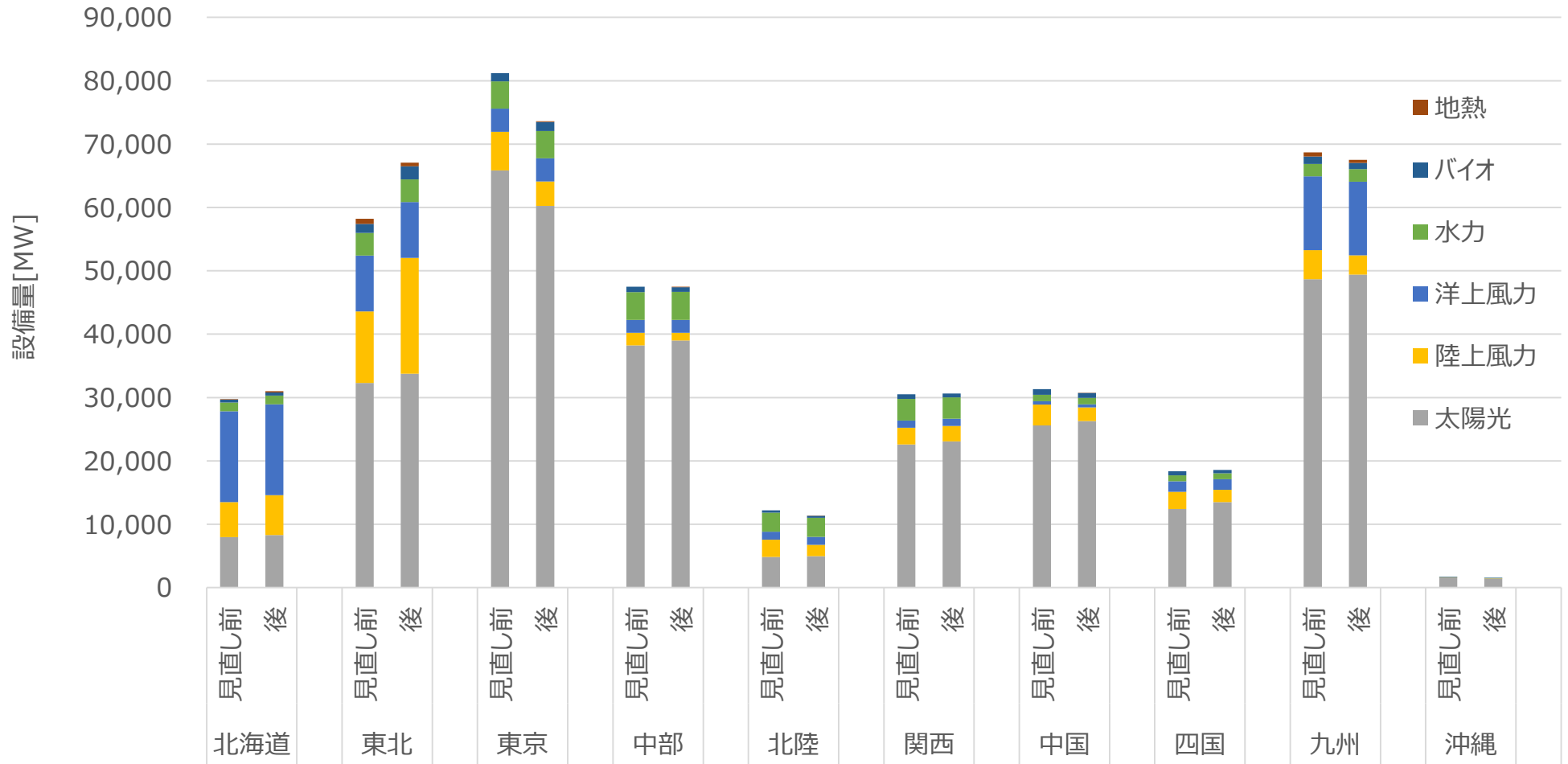
3. 電源ポテンシャルの把握

7

- 前述の広域系統整備計画の策定開始判断に必要な情報として重要になるのは、将来の電源開発がどの程度見込まれるかという点である。
- 広域機関は、供給計画により1,000kW以上の発電所の新增設の計画（10年間）を把握している。これは当然変更があり得るものであるが、電気事業法に基づく届け出であり、一定の信頼性をもった情報といえる。
- また、洋上風力の開発動向は、再エネ海域利用法に基づき国が把握する区域での発電事業の蓋然性を判断しており、一定の信頼性をもった情報といえる。
- これらの電源開発の情報を基礎に置きつつ、**足元の1,000kW未満の電源や、10年超の開発を検討している電源に対しても動向を把握することで、情報を補完**していく必要がある。



(参考) 基本シナリオの再エネ設備量の見直し



慣性力不足に対する対策費用基本シナリオの再計算結果

- 最新のマスタープランの検討状況を踏まえ、電源等開発動向調査の結果を反映した各エリアの再エネ設備量で基本シナリオの再計算を実施。
- **慣性力対策費用を再算定した結果、74.3～252.1億円程度/年の追加費用概算値が必要**となる見込み。

※1,2,3		2050without基本シナリオ (前回報告)	2050without基本シナリオ (再エネ設備量見直し後)
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	13日	11日
	慣性不足量	132GW・s・日	157GW・s・日
	対応策	電源	電源
	コスト	4.2～16.3億円/年	4.9～19.1億円/年
中西6 エリア	日数/年	117日	76日
	慣性不足量	1339GW・s・日	812GW・s・日
	対応策	電源、同期調相機	電源、同期調相機
	コスト	113.3～300.3億円/年	69.4～233.0億円/年
合計	コスト	117.5～316.6億円/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・日、費用対効果逆転日数が176日～45日以下

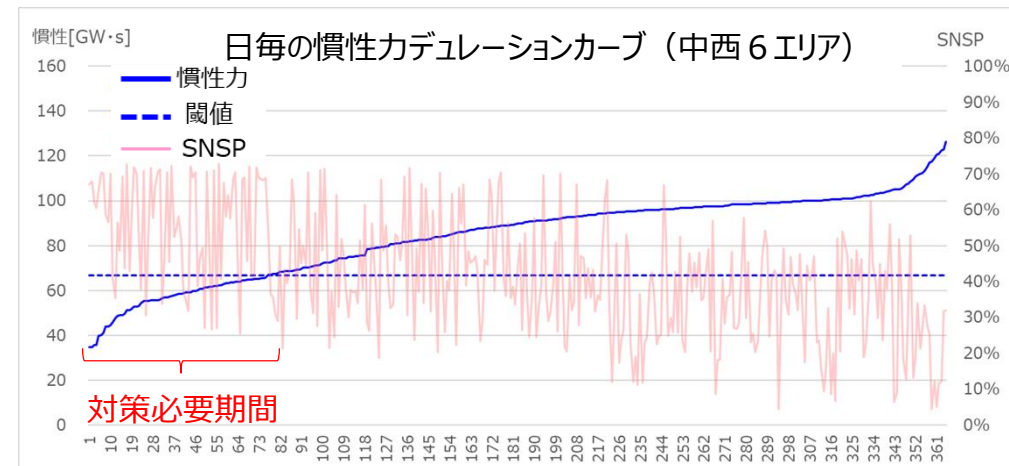
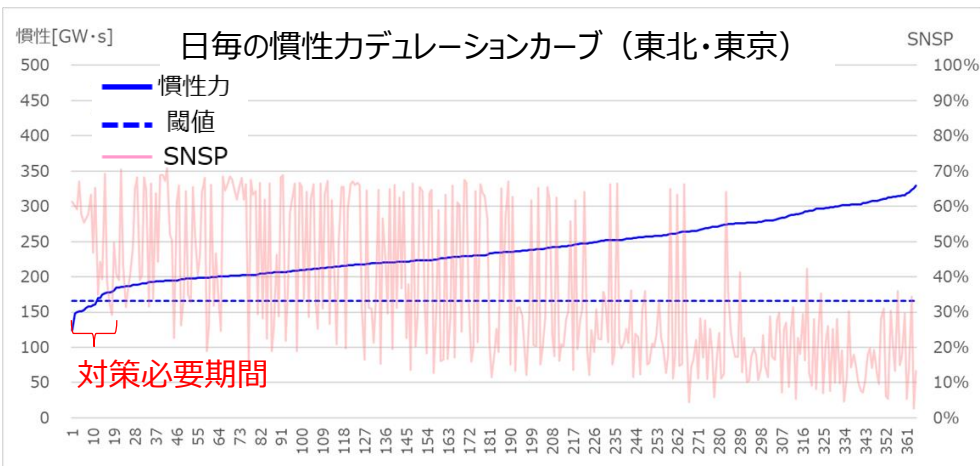
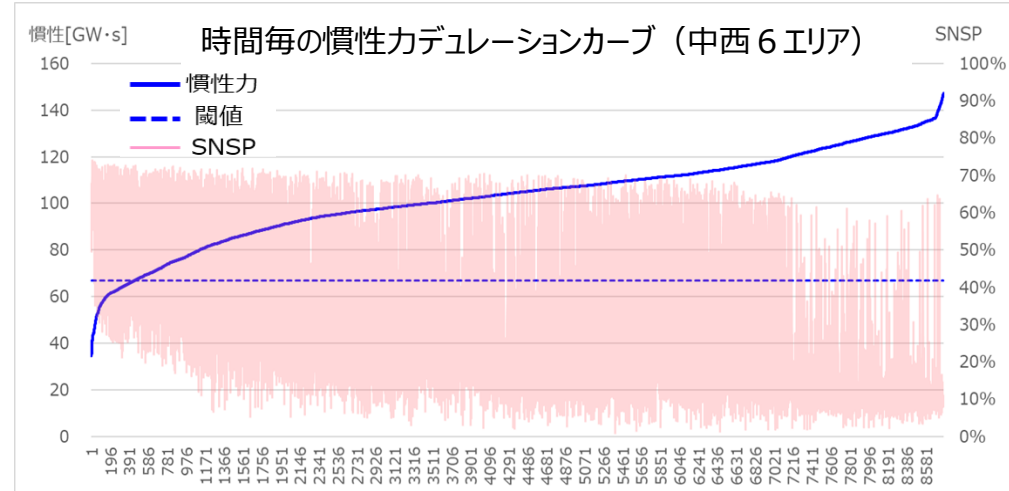
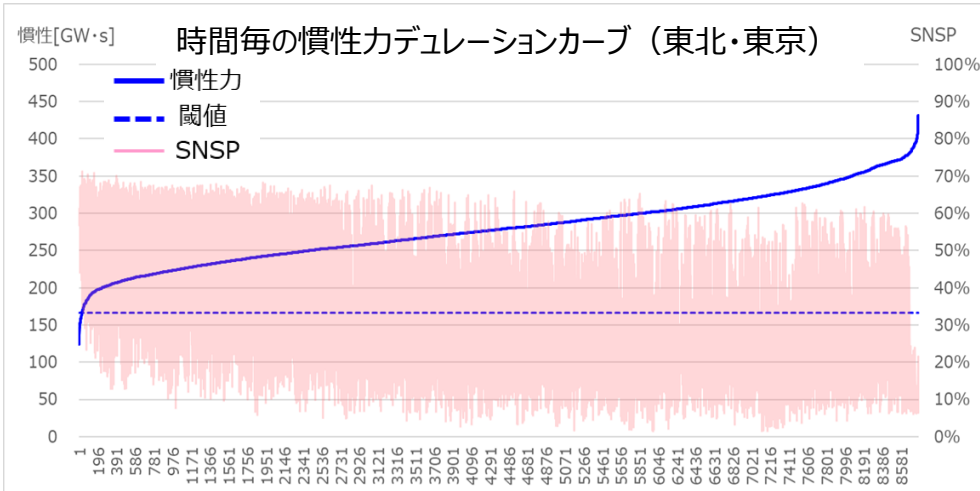
同期調相機：費用が4.75億円/GW・s・年

※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

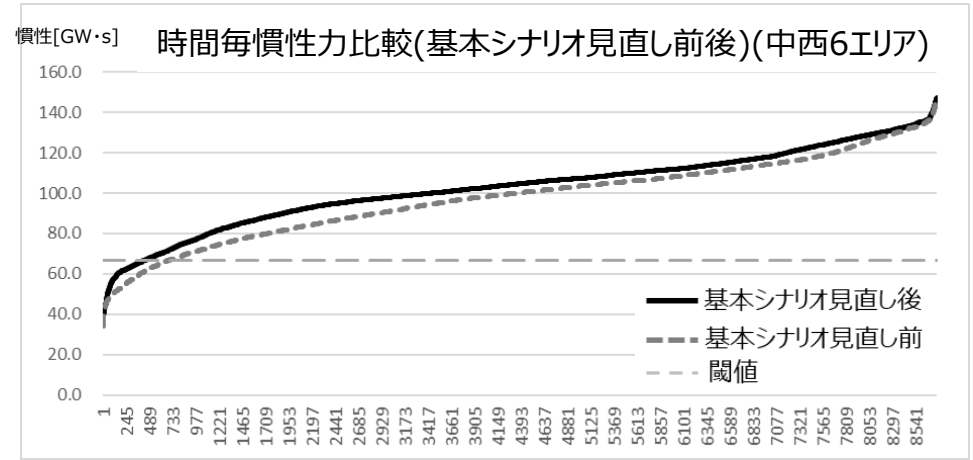
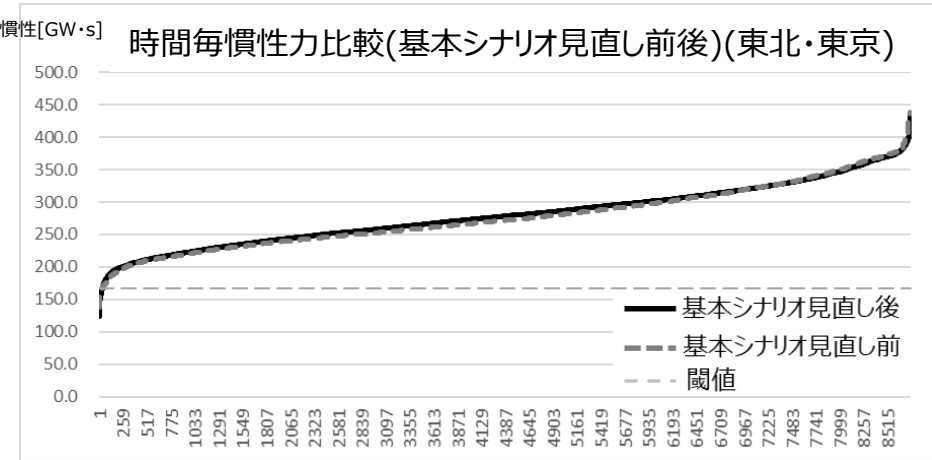
- 2050without基本シナリオ再エネ設備量見直し後の慣性力確保状況は以下の通り。
- 対策必要期間:【東北・東京エリア】11日,29時間 【中西エリア】76日,441時間

再エネ設備量見直し後の慣性力デレージョン

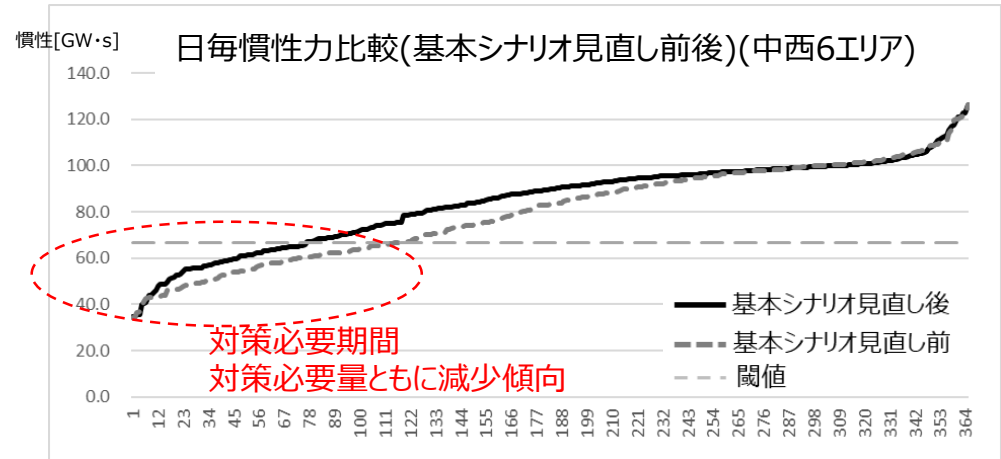
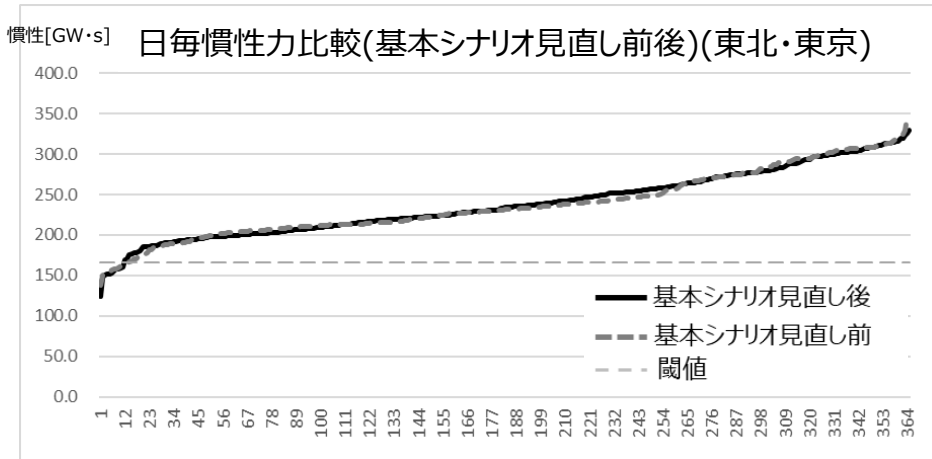


■ 2050without基本シナリオ再エネ設備量見直し前後の慣性力確保状況は以下の通り。

再エネ設備量見直し前後の基本シナリオの比較 (8760時間)

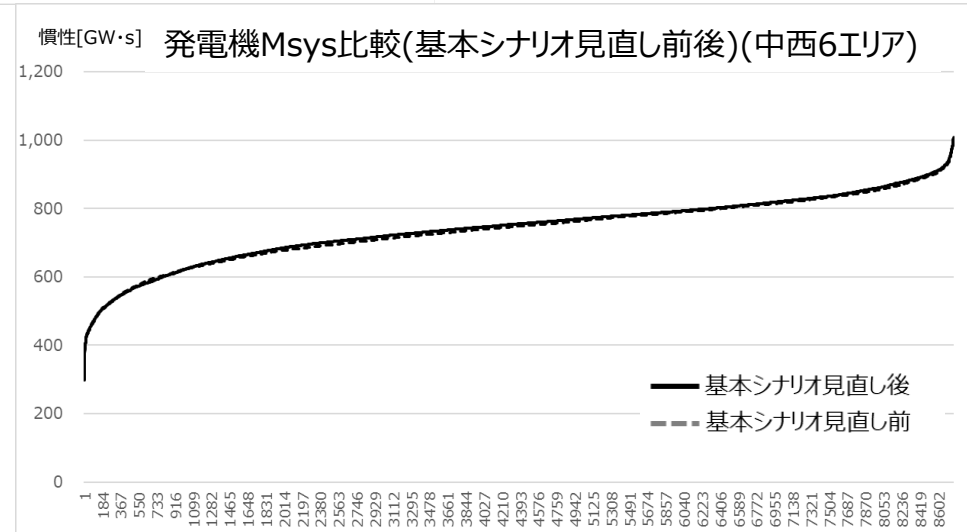
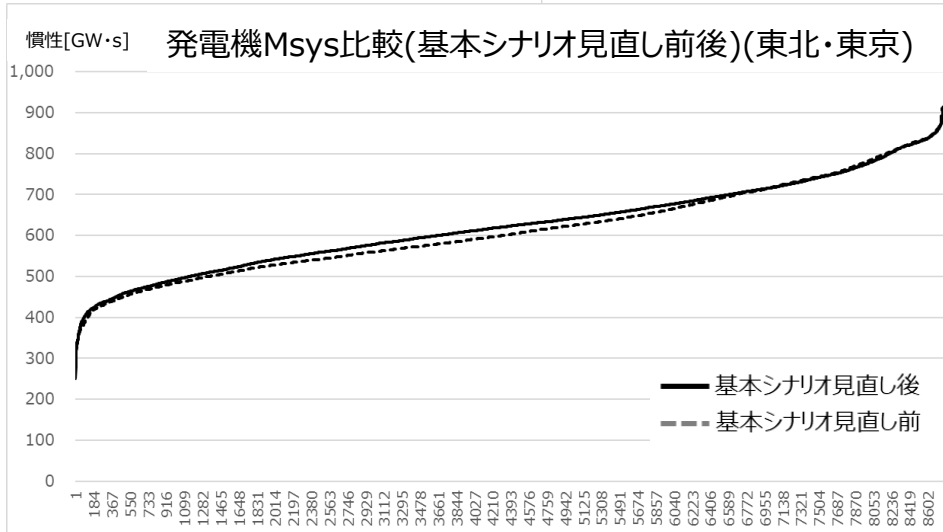
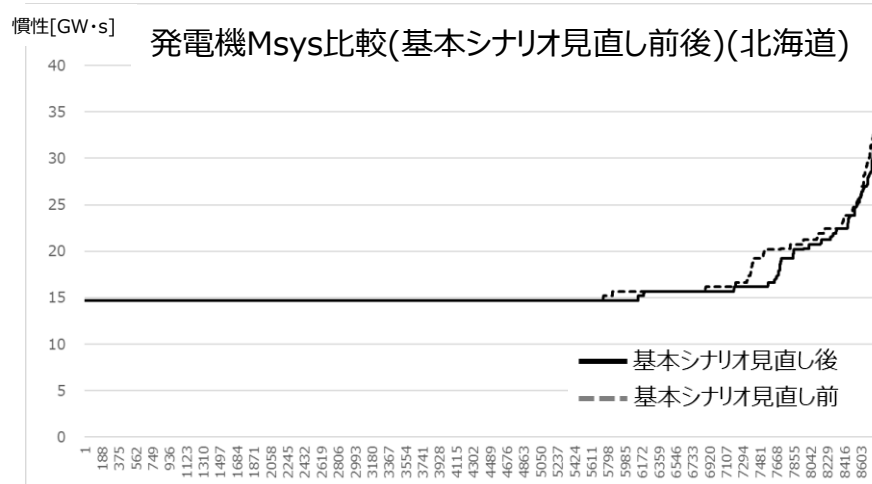


再エネ設備量見直し前後の基本シナリオの比較 (日毎最小)



■ 2050without基本シナリオ再エネ設備量見直しにおける慣性力Msysの最小断面については大きな変化はない。

※ 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氣的な距離を考慮した慣性力ではない



2050without各シナリオにおける対策費用算定について

- 委員よりご要望をいただいた、2050withoutの需要立地自然体ケース及び需要立地最適化ケースについても参考として追加費用概算値の試算を実施。

2. 複数シナリオの前提条件について (5) 各シナリオの具体的な前提条件について【論点】

12

- 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が変化**することを想定して設定し、**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、**電源**については**各シナリオにおいて同じ条件**とする。
- 変動することで系統増強に影響すると考えられる要因（再エネ導入量等）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>

		系統増強縮小シナリオ 需給立地最適化ケース	基本シナリオ 需給立地誘導ケース	系統増強拡大シナリオ 需給立地自然体ケース
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
	再エネ	太陽光 約260GW (※1) 陸上風力 約41GW (※1) 洋上風力 約45GW (官民協議会導入目標) 水力 約60GW (エネルギーミックス水準) バイオマス 地熱	太陽光 約260GW (※1) 陸上風力 約41GW (※1) 洋上風力 約45GW (官民協議会導入目標) 水力 約60GW (エネルギーミックス水準) バイオマス 地熱	太陽光 約260GW (※1) 陸上風力 約41GW (※1) 洋上風力 約45GW (官民協議会導入目標) 水力 約60GW (エネルギーミックス水準) バイオマス 地熱
電 源 構 成	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・アンモニアにリプレイスと仮定)	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・アンモニアにリプレイスと仮定)	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・アンモニアにリプレイスと仮定)
	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	既設火力が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定	既設火力が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定	既設火力が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定

立地最適化ケースはピークシフト等により再エネをより多く活用可能

立地自然体ケースはピークシフト等をせず再エネ活用が最も少ない

※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

出所) 第16回広域連系システム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/masutapuram/2021/masutapuram_16_shiryuu.html

2050without各シナリオにおける対策費用算定結果

- 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		系統増強縮小シナリオ 需要立地最適化ケース	基本シナリオ 需要立地誘導ケース	系統増強拡大シナリオ 需要立地自然体ケース
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	<u>5.9～22.8億円/年</u>	<u>4.9～19.1億円/年</u>	<u>3.8～14.8億円/年</u>
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	<u>63.0～193.9億円/年</u>	<u>69.4～233.0億円/年</u>	<u>50.8～188.9億円/年</u>
合計	コスト	<u>68.9～216.7億円/年</u>	<u>74.3～252.1億円/年</u>	<u>54.6～203.7億円/年</u>

※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

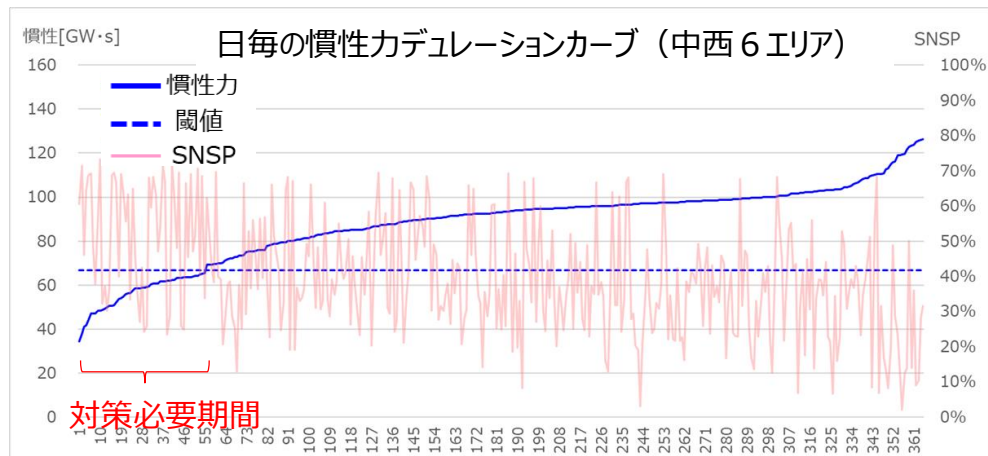
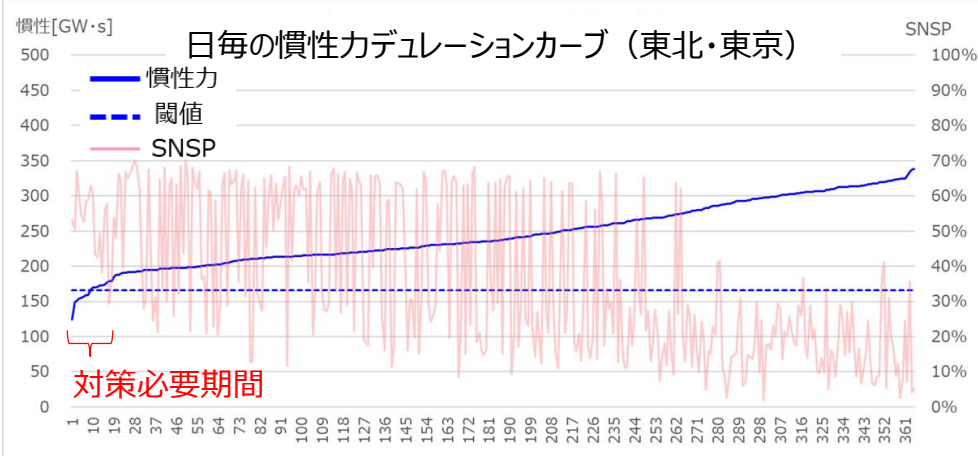
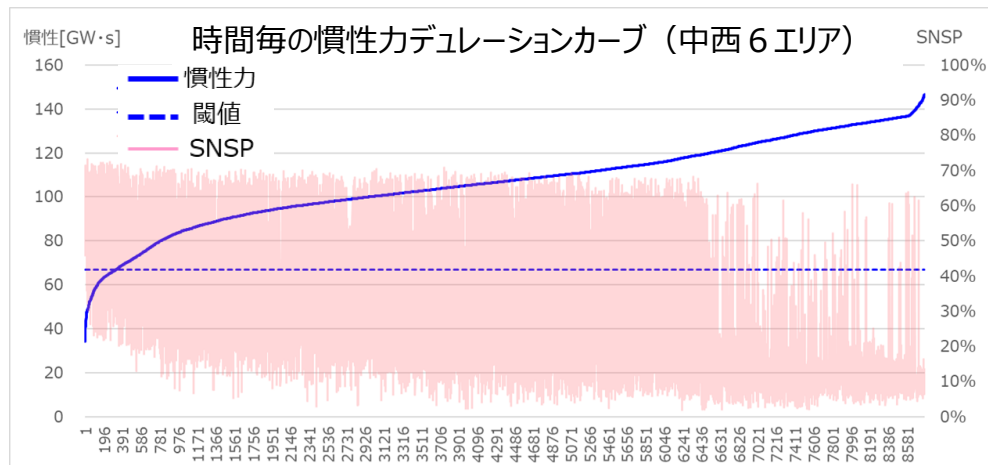
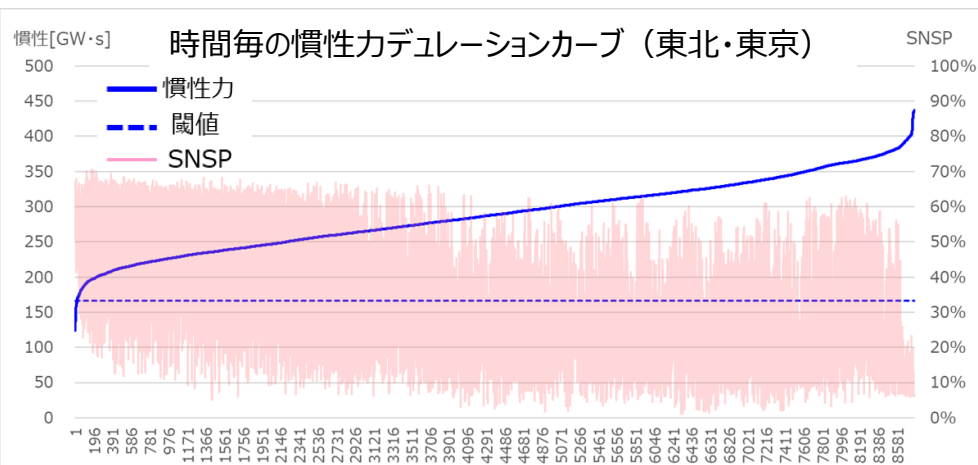
同期調相機：費用が4.75億円/GW・s・年

※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

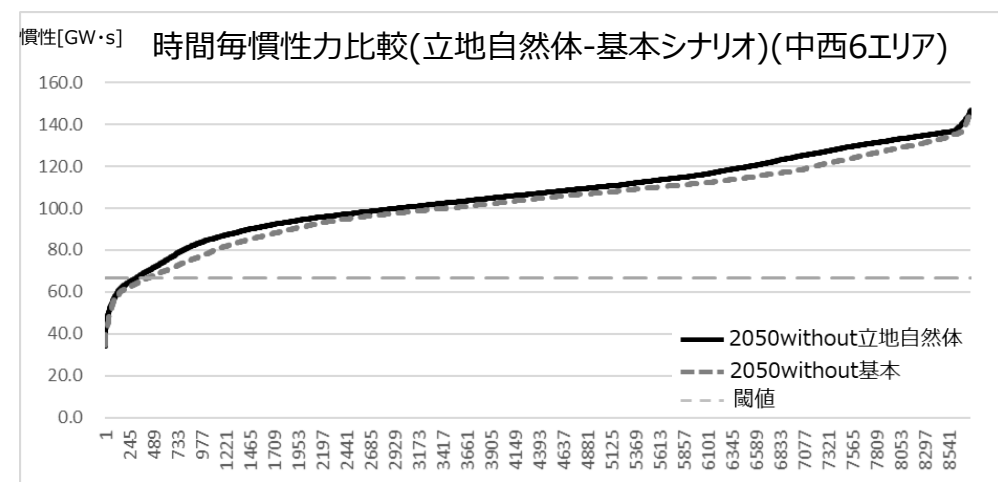
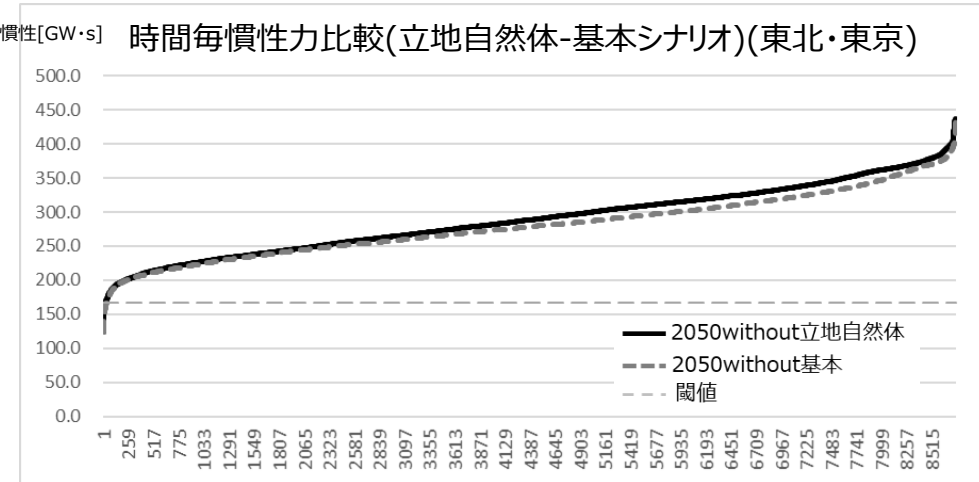
- 2050without需要立地自然体ケースの慣性力確保状況は以下の通り。
- 対策必要期間:【東北・東京エリア】8日,20時間 【中西エリア】55日,319時間

需要立地自然体ケースの慣性力デューション

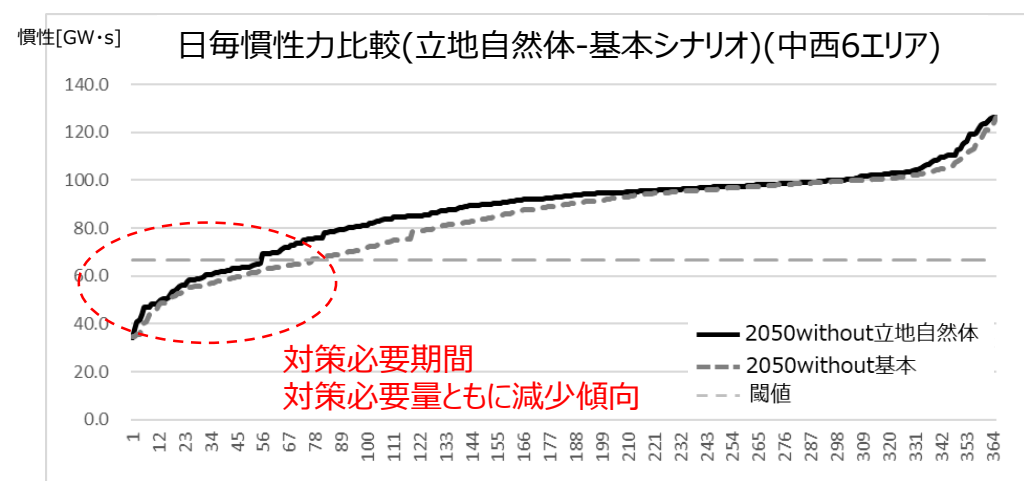
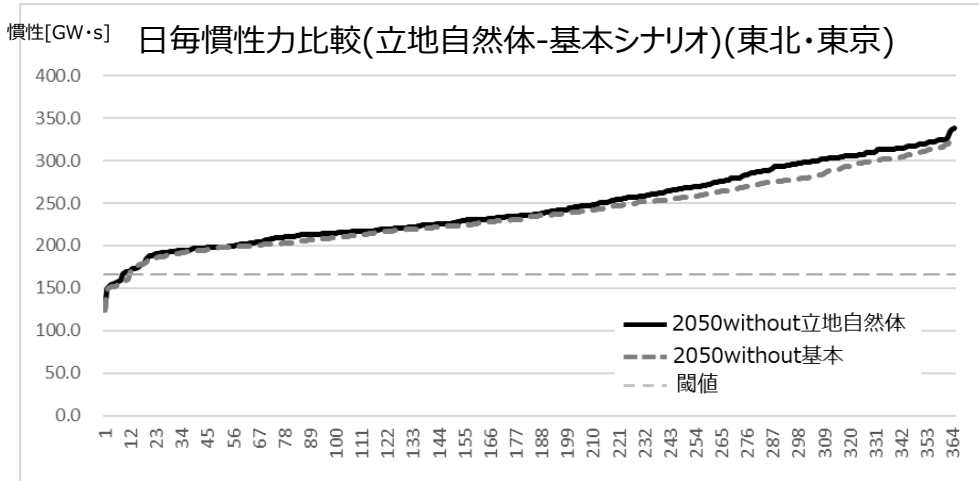


■ 2050without基本シナリオと比較すると、全体の傾向としては、立地自然体ケースの方が再エネ抑制量が多いため（安定電源増加）、慣性力が増加傾向。

需要立地自然体ケースと基本ケースの比較（8760時間）

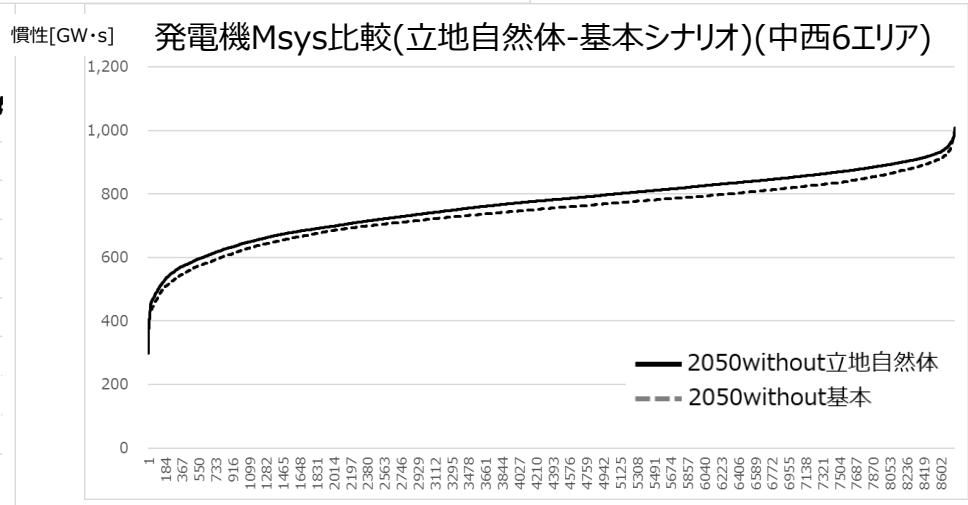
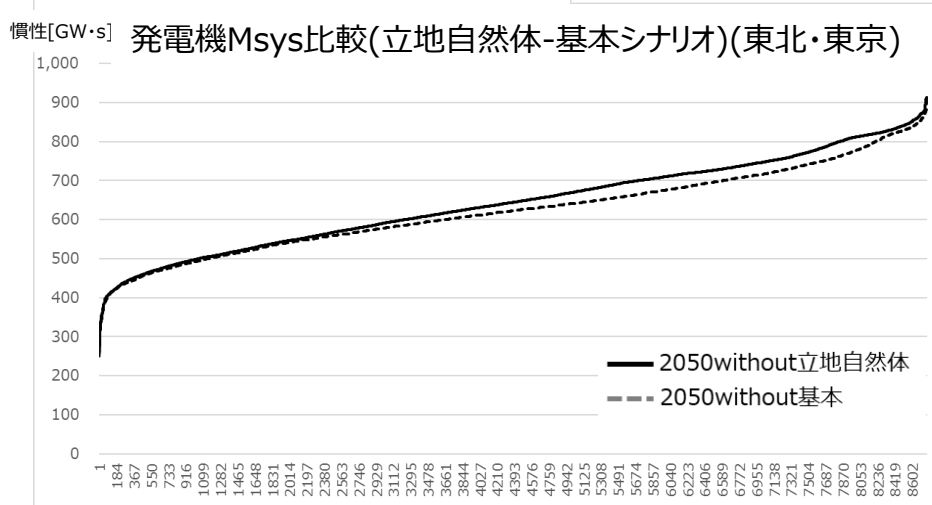
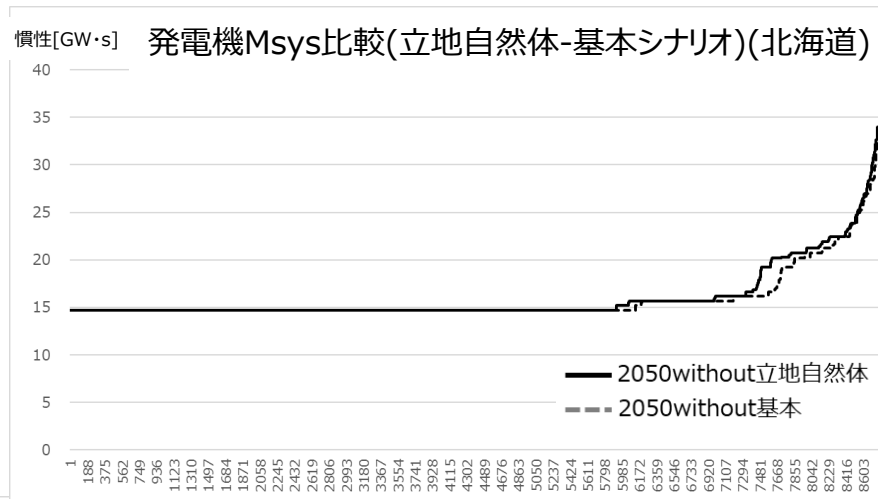


需要立地自然体ケースと基本ケースの比較（日毎最小）



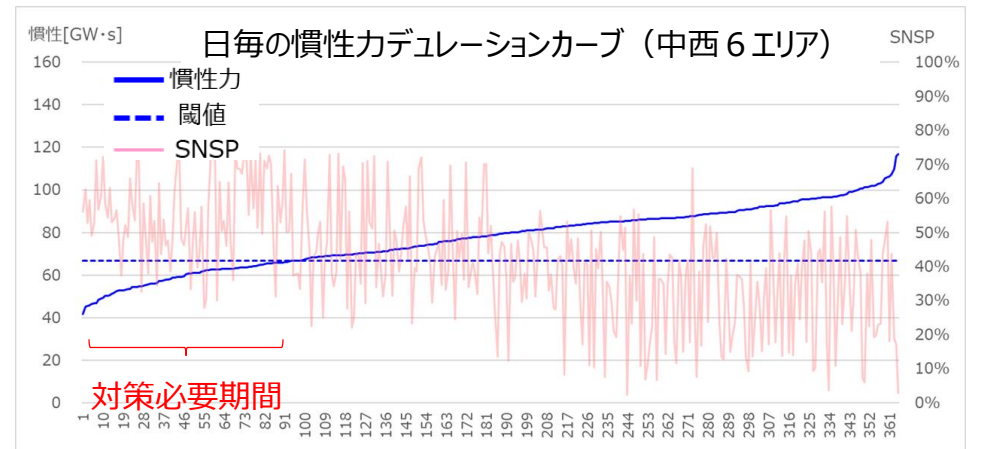
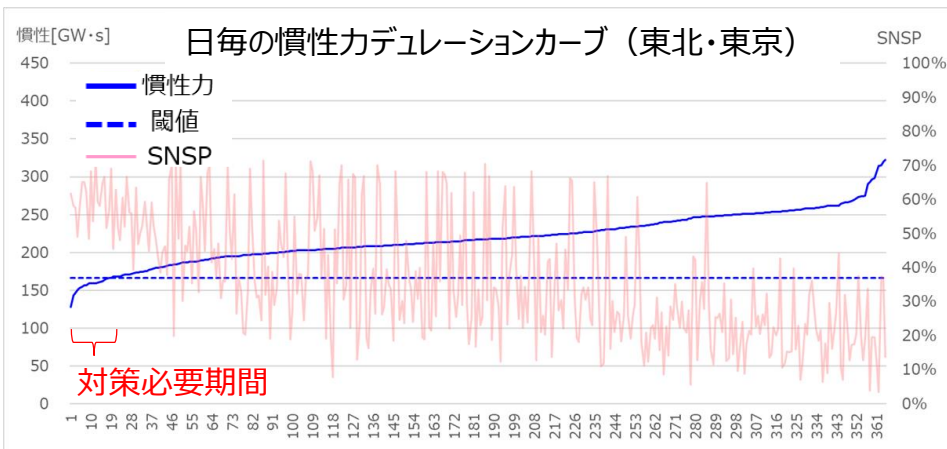
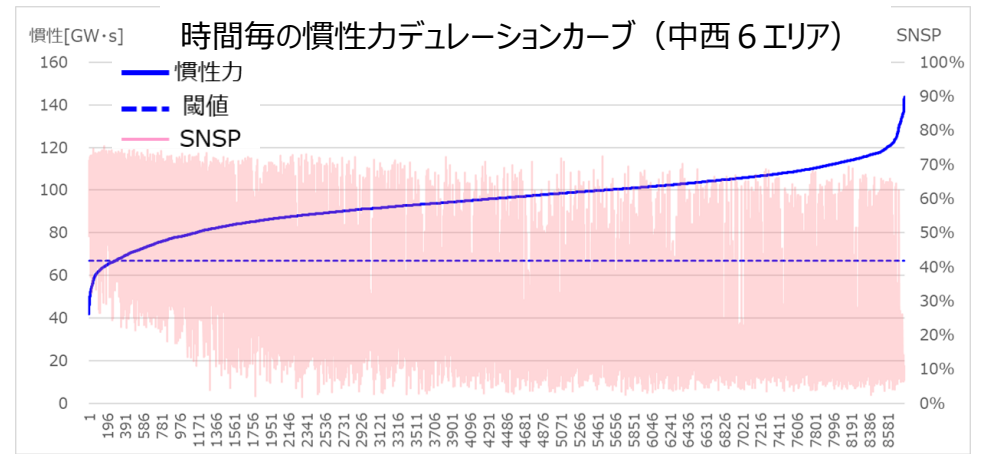
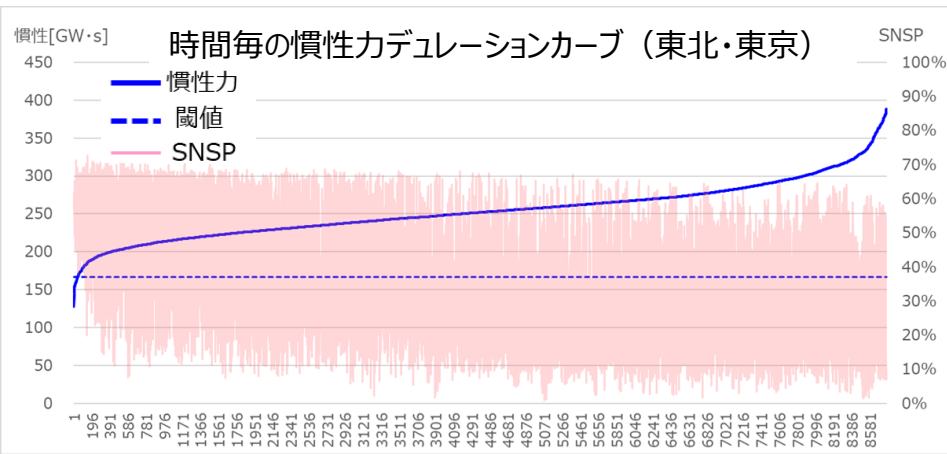
- 2050without基本シナリオと比較して慣性力Msysの最小断面については大きな変化はない。
- 北海道エリアについても最小Msysについては変化がないため、本シナリオでの対策は不要。

※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氣的な距離を考慮した慣性力ではない



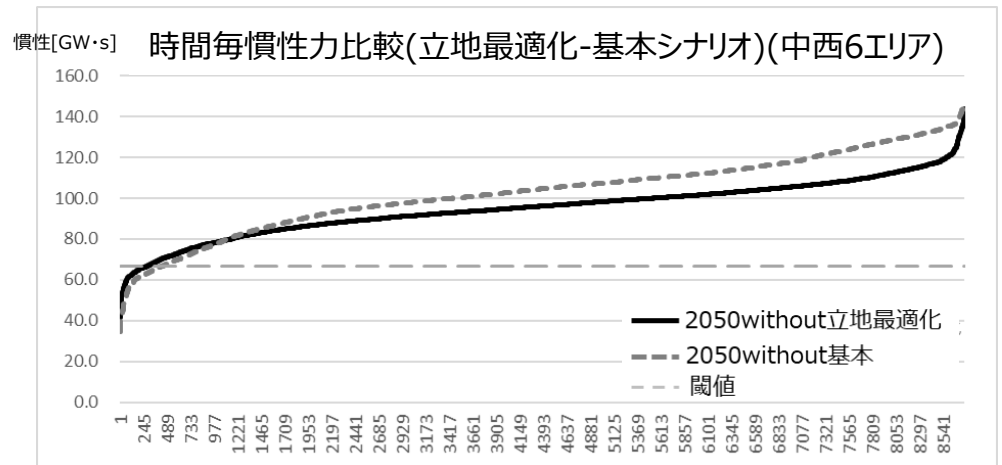
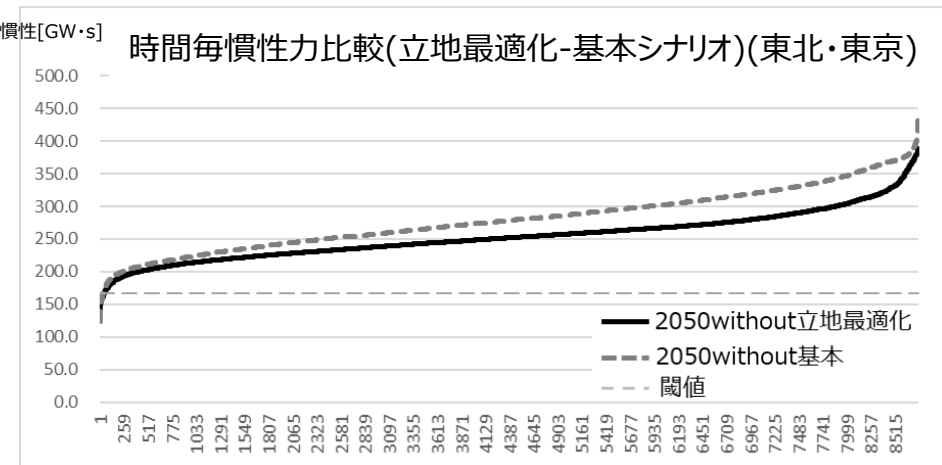
- 2050without需要立地最適化ケースの慣性力確保状況は以下の通り。
- 対策必要期間:【東北・東京エリア】18日,42時間 【中西エリア】98日,281時間

需要立地最適化ケースの慣性力デレージョン

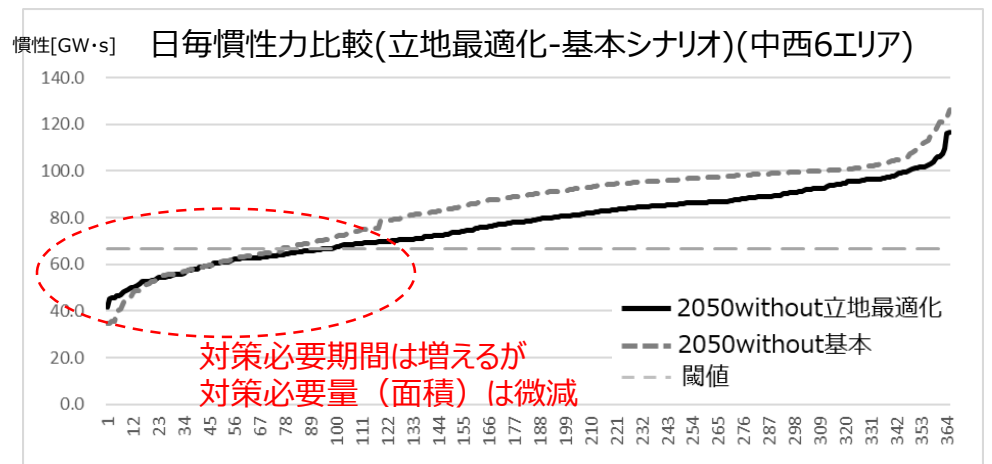
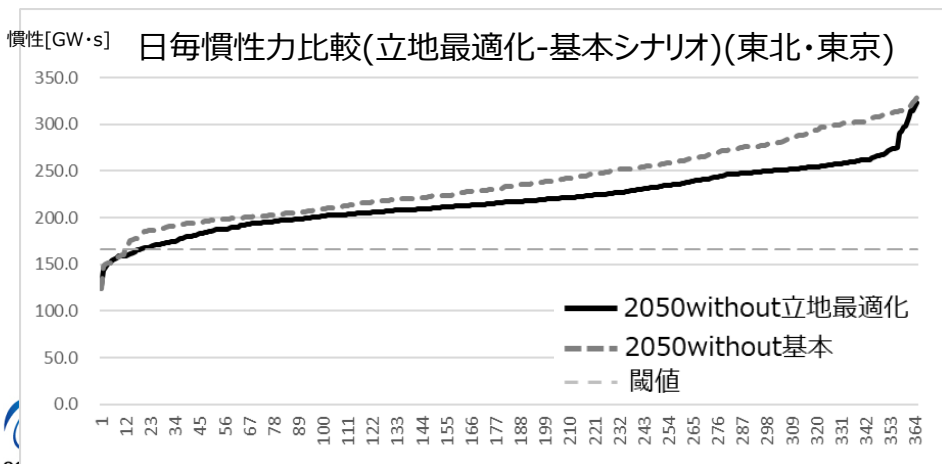


- 2050without基本シナリオと比較すると、全体の傾向としては、立地最適化ケースの方が再エネ抑制量が少ないため（安定電源減少）、慣性力が減少傾向。
- ただし、PVの立ち上がり時間など、ピークシフトが必ずしも再エネ出力増加と同調していない時間があるため、中西6エリアの対策必要量（慣性不足量の面積）としては若干減少。

需要立地最適化ケースと基本ケースの比較（8760時間）

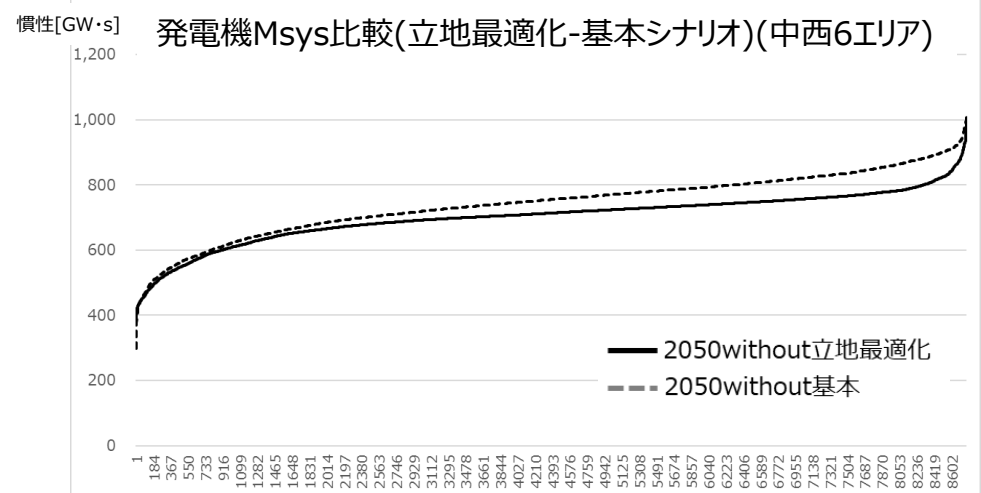
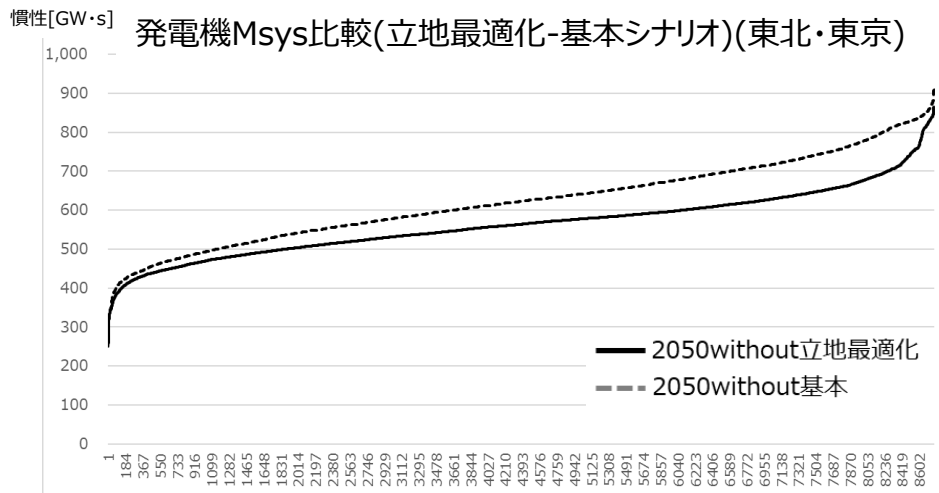
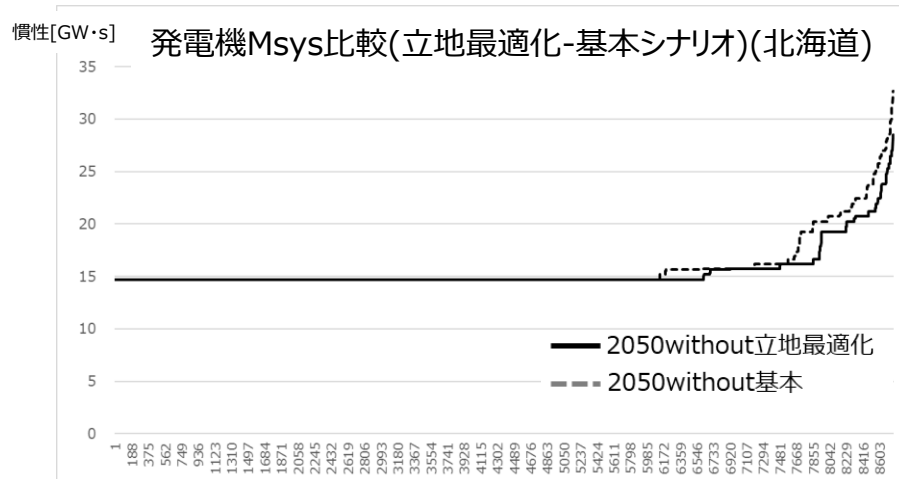


需要立地最適化ケースと基本ケースの比較（日毎最小）



- 2050without基本シナリオと比較して慣性力Msysの最小断面については大きな変化はない。
- 北海道エリアについても最小Msysについては変化がないため、本シナリオでの対策は不要。

※ 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氣的な距離を考慮した慣性力ではない



- 今回感度係数・管理値の算出については前回数値を使用するという一定の割り切りを行ったうえで、2050without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。
- 併せて、基本シナリオ(2050without)について、各エリアの再エネ設備量の見直しを踏まえ、慣性力の追加費用概算値を再試算した。
- 今後は、マスタープラン最終とりまとめ策定に向けて、今回同様の前提条件のもとで、改めて2050年における連系線増強も踏まえた基本シナリオ(2050年with)の慣性力確保状況等の試算を進めることとしたい。

以下、参考スライド

- 第64回調整力等委員会において、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日あたりのコストとしては**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

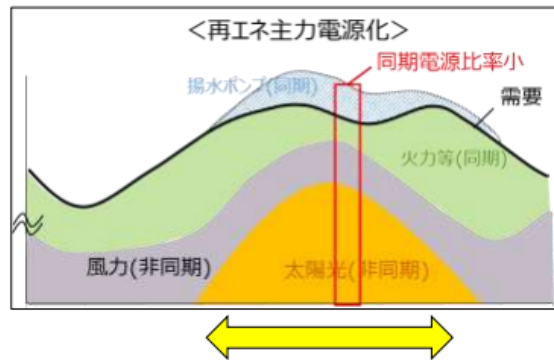
32

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

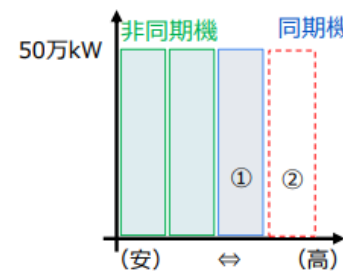
- 「同期電源の運転」費用を、50万kWのLNG MACCをモデルとして270~1,050万円/GW・s・日と試算した。

【同期電源の運転費用の算定諸元】

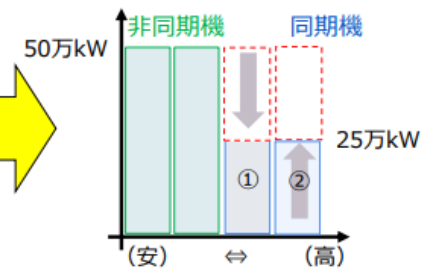
- 起動並列が比較的容易かつ大容量50万kWの火力発電機(LNG MACC)をモデルとし、並列して最低運転25万kWにて運転している場合を仮定する。
- 単位慣性定数H(s)を電気学会の標準モデルで使用されているH=4(s)と仮定すると、上記の同期電源の運転は慣性力を50万kW×4s=200万kW・sを確保することに該当する。
- また、同期電源の燃料単価差^{※1}は、持ち替え対象機が石炭の場合2.6円/kWh、持ち替え対象機が再エネの場合13円/kWhとし、起動費は150万円/回^{※2}と仮定した。
- 1日あたりの運転時間としては、PV出力が多い時間のみ対策が必要と考え、6時間/日と仮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



【市場約定結果】



【GC後 (実需給)】



※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）

- 第64回調整力等委員会において、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

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_jukyuu_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

■ 入札には11事業者・46機 (慣性力の計22.5GVAs) が応札し、うち5事業者・7箇所、計12機が落札した。

■ NGENOが確保した慣性力は、12.5GVAs (設備容量は1,391MVA)、事業者へ支払う報酬は、2026年までの6年間総額で326百万ポンド(約45,264百万円)であり、**1年で5,423円/kW・年、6.0億円/GW・s・年**となる。 ※1円 = 1.389円で換算

■ NGENOは、この入札により消費者負担を6年間で52~128百万ポンド減らせると見込んでいる。

事業者名	方式	慣性力 (MVA)	慣性力 (GVAs)	単年支払額 (百万ポンド)	単年支払額 (百万円)	期間 (年)	合計支払額 (百万ポンド)	合計支払額 (百万円)
Shen	2775SCLM	111.11	4.8	533.333	7,339	2020/4/1	209.00	2826.372
	400C592	231	7.3	1,533.000	21,389	2020/5/1	218.14	2826.372
	400C592	231	7.3	1,533.000	21,389	2020/5/1	218.14	2826.372
Galax	4131RA05	115	4.52	790.000	10,842	2021/1/1	40.00	2826.372
	400C451	159	5.98	1,450.000	20,045	2021/4/1	244.90	2826.372
Usher	400C451	159	5.98	1,450.000	20,045	2021/4/1	244.90	2826.372
	400C592	231	7.3	1,729.000	23,824	2021/4/1	359.30	2826.372
Galax	400C592	231	7.3	1,729.000	23,824	2021/4/1	359.30	2826.372
	400C592	231	7.3	1,729.000	23,824	2021/4/1	359.30	2826.372
Galax	4132K077	89	3.52	400.000	5,520	2021/4/1	128.50	2826.372
	4132K077	89	3.52	400.000	5,520	2021/4/1	128.50	2826.372
Galax	4275L030	89	3.52	400.000	5,520	2021/4/1	128.50	2826.372
	4275L030	89	3.52	400.000	5,520	2021/4/1	128.50	2826.372
計		6,194.111	244.667					

アイルランドにおけるシステムサービス費用 21

■ アイルランドでは、系統安定化のためにDS3 (Delivering Secure Sustainable System) プログラムが展開されており、市場運営者The Single Electricity Market Committee (SEMC) が、取引ルールと価格を定めて公表している。

■ 2018年9月以降のサービスは左下表の14種類あり、慣性力商品(SIR)の報酬については、以下の算式で求めることとされている。 (SIRは15s以上提供することを求める。例えば、同期調相機の場合は、SIRを45sとし、45s-15s=30sにて試算)

慣性力商品(SIR)の報酬 = 慣性力 [MVA] × (SIRF-15) [s] × 単価 [0.0050¢ / MVA2] × 持続時間 (SNSPで変動) [h]

■ なお、SIRは、最低運転で発電していても発電していないと支払われる報酬であり、系統運用者Eirgridが事業者へ支払う報酬は150¢/GWs-hとなり、年間8760時間を通して供給した場合の報酬は1年で1,314~8,278¢/GWs-h (1年で1.7~10.6億円/GWs・年) となる。 ※1¢ = 128円で換算

Service Name	Unit of Payment	Final Rate
Synchronous Inertial Response (SIR)	MVAh	5.000
Primary Operating Reserve (POR)	MVA	3.24
Secondary Operating Reserve (SOR)	MVA	1.96
Tertiary Operating Reserve (TOR1)	MVA	1.95
Tertiary Operating Reserve (TOR2)	MVA	1.34
Replacement Reserve - Synchronous (RRS)	MVA	0.20
Replacement Reserve - Desynchronous (RRD)	MVA	0.56
Ramping Margin 1 (RM1)	MVA	0.12
Ramping Margin 2 (RM2)	MVA	0.18
Ramping Margin 3 (RM3)	MVA	0.16
Standby State Reserve (SSR)	MVA	0.25
Fast Frequency Response (FFR)	MVA	2.18
Fast Post-Fault Active Power Recovery (FFAPR)	MVA	0.15
Dynamic Reactive Response (DRR)	MVA	0.94

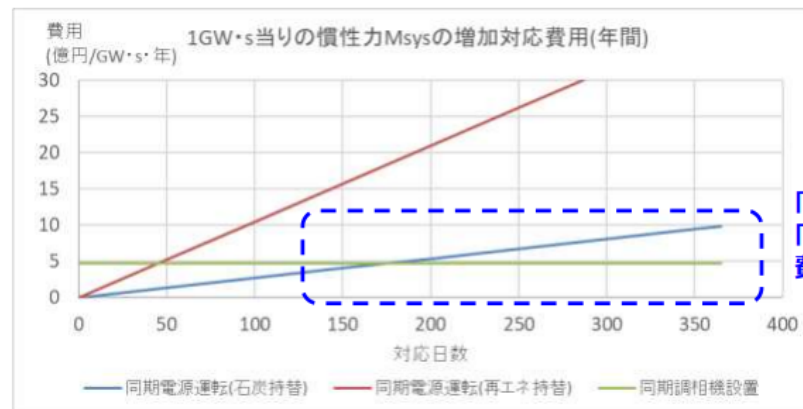
- 第64回調整力等委員会において、同期電源費用の270～1,050万円/GW・s・日と同期調相機費用の4.75億円/GW・s・年を用いて、費用対効果を算出したところ、同期電源費用が**270万円/GW・s・日で176日**まで、**1,050万円/GW・s・日で45日**を境に、同期調相機の設置の方が費用対効果が上回ることとなった。

(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。



「同期調相機の設置」の方が「同期電源の運転」よりも費用対効果が上回る

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) 慣性力対策費用について (算出概要)

- 第64回調整力等委員会において、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、**最経済な対策費用となる手法を提示した。**

【論点6】費用対効果評価

43

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

- 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、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こととする。

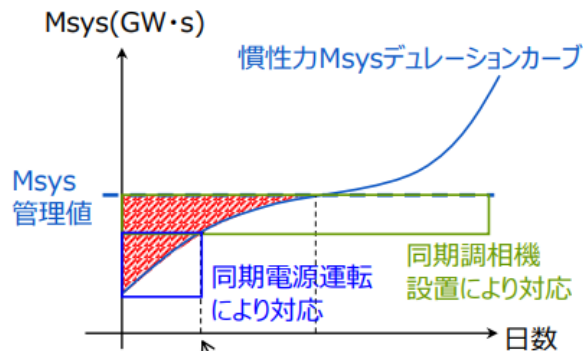
<計算例>

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

$$: 1,050 \text{万円/GW} \cdot \text{s} \cdot \text{日} \times \Sigma \text{Msys} (\leq 10 \text{GW} \cdot \text{s}) \times \text{日数} (\leq 45 \text{日}) \\ + 4.75 \text{億円/GW} \cdot \text{s} \cdot \text{年} \times 20 \text{GW} \cdot \text{s}$$

<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

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