

「再エネ主力電源化」に向けた
技術的課題及びその対応策の検討状況について
～ 感度係数の特性分析と将来断面の慣性力確保状況の試算～

2022年 5月25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

- 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。

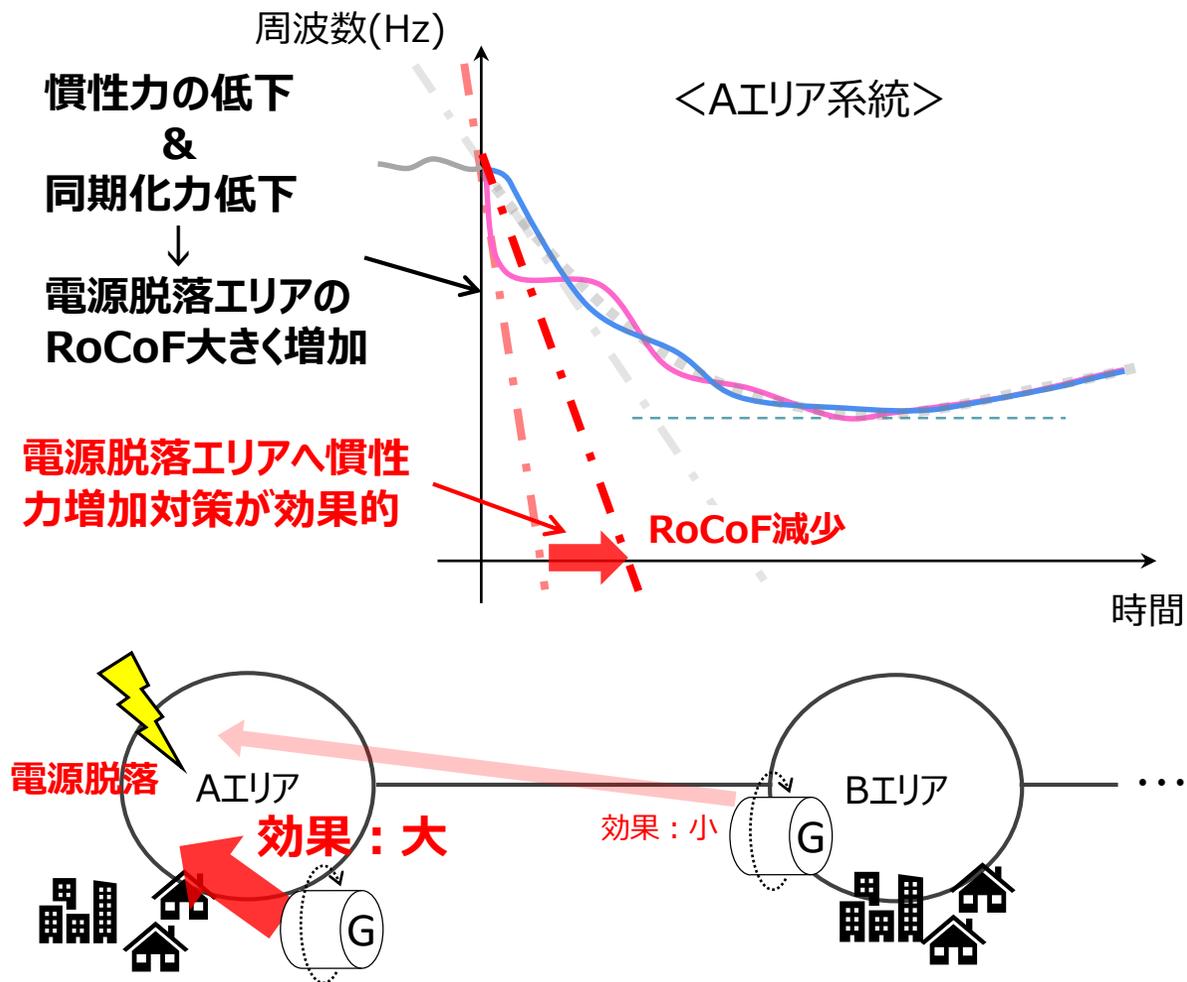
検討概要

<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



- 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>

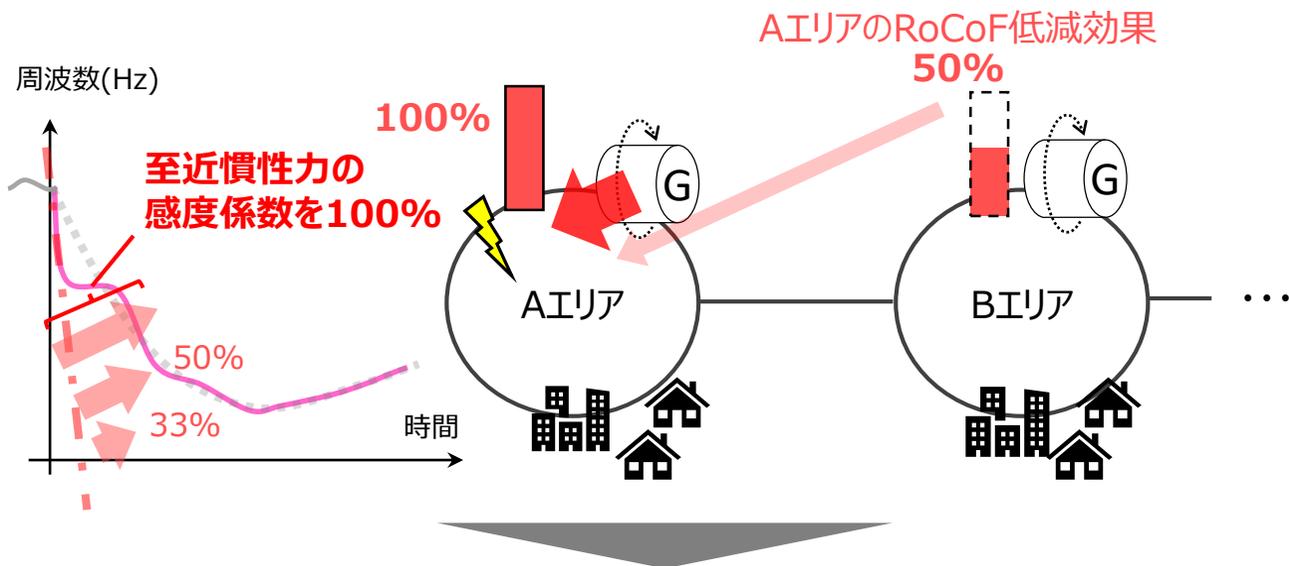
- 各エリアの慣性力が、電源脱落エリアのRoCoF低減にどの程度寄与しているかの割合を感度係数として算出
- RoCoF2.0Hz/sとなるバランスと感度係数からMsys管理値を算出

<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

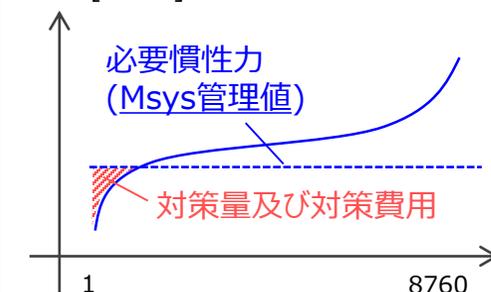
<調達方針>

- 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

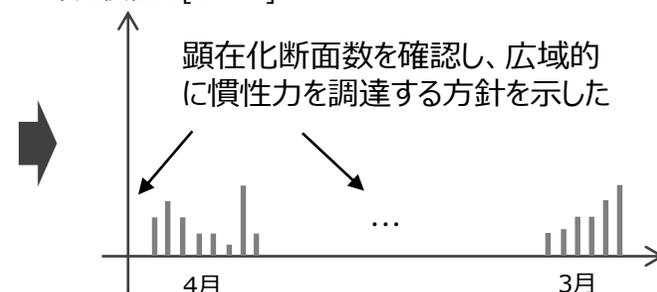


Aエリア(2.0Hz/s超過エリア)

慣性力[GW・s]



不足慣性力[GW・s]

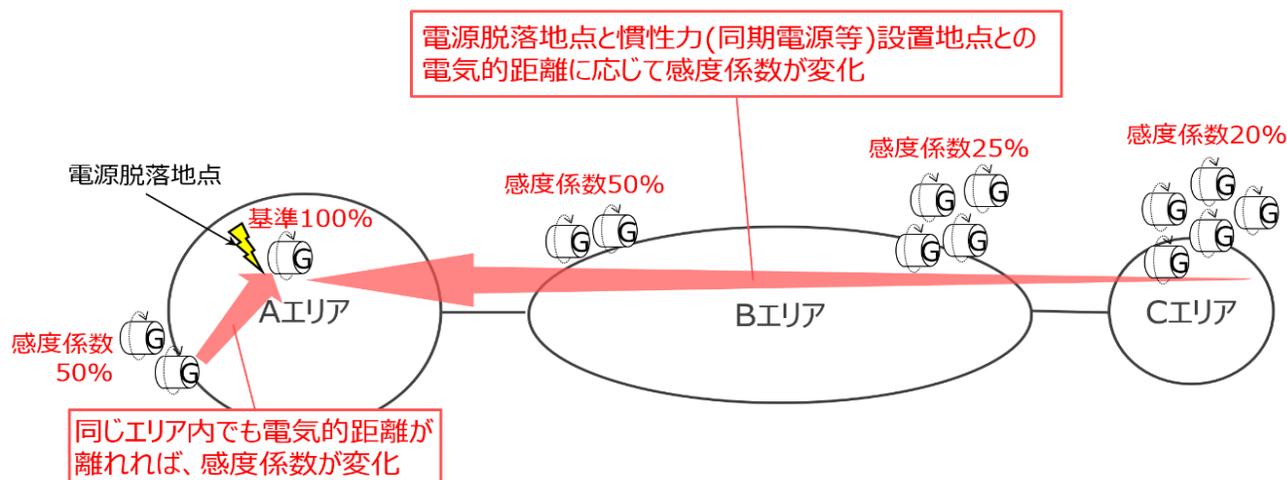


- 第64回(2021年8月23日)において、**電源脱落地点との電氣的距離に応じて感度係数が異なる**ことが確認されており、「慣性力の設置地点毎に算定する」、あるいは「エリア単位など一定の電氣的距離の区分を設定して算定する」など、その管理方法については引き続き検討することとされていた。
- 今回、**感度係数の系統状態等による影響について分析(特性分析)**を行い、その分析結果に基づいて**感度係数を算出するうえでの前提条件など(感度係数の管理方法など)を改めて整理**したので、ご議論頂きたい。

(参考) 詳細な感度係数の算出イメージ

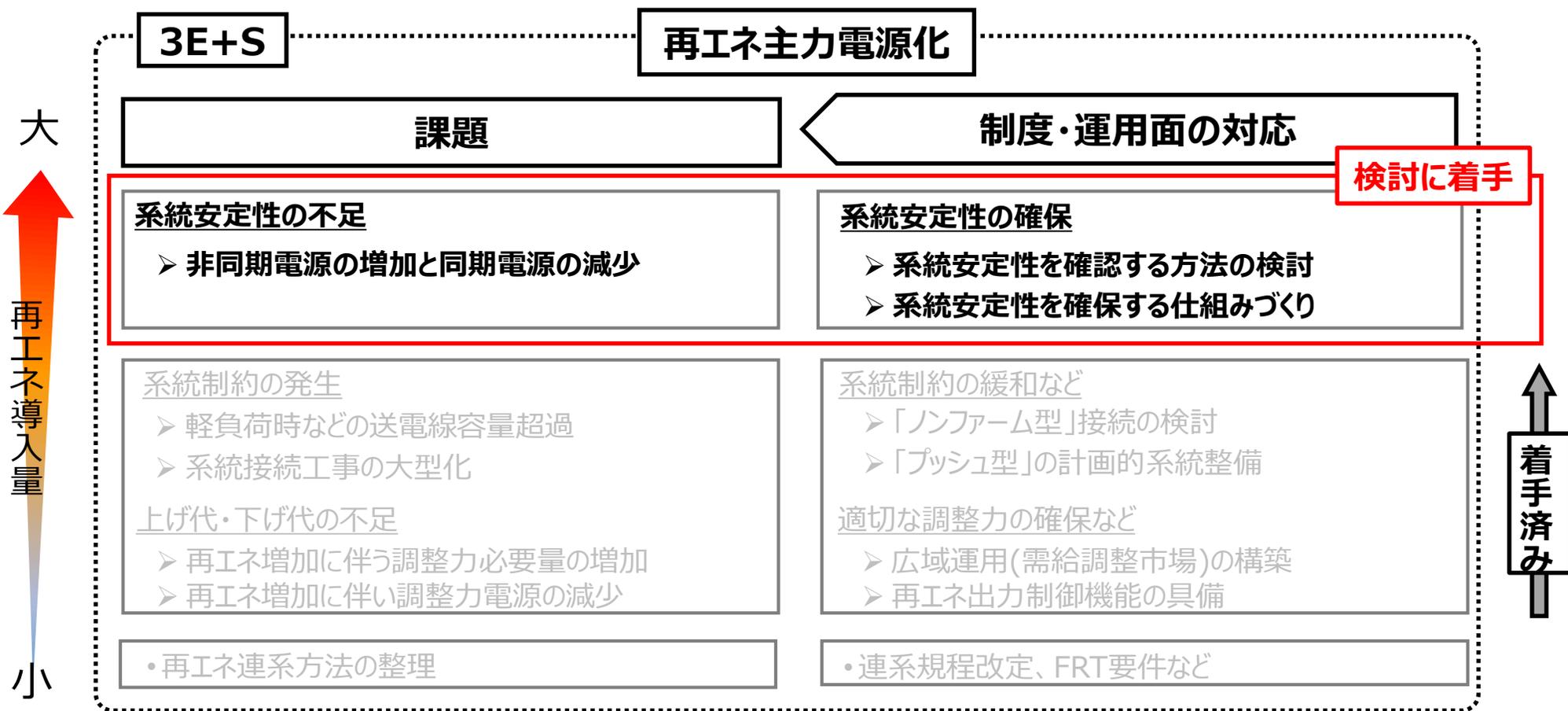
22

- 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、電源脱落地点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。



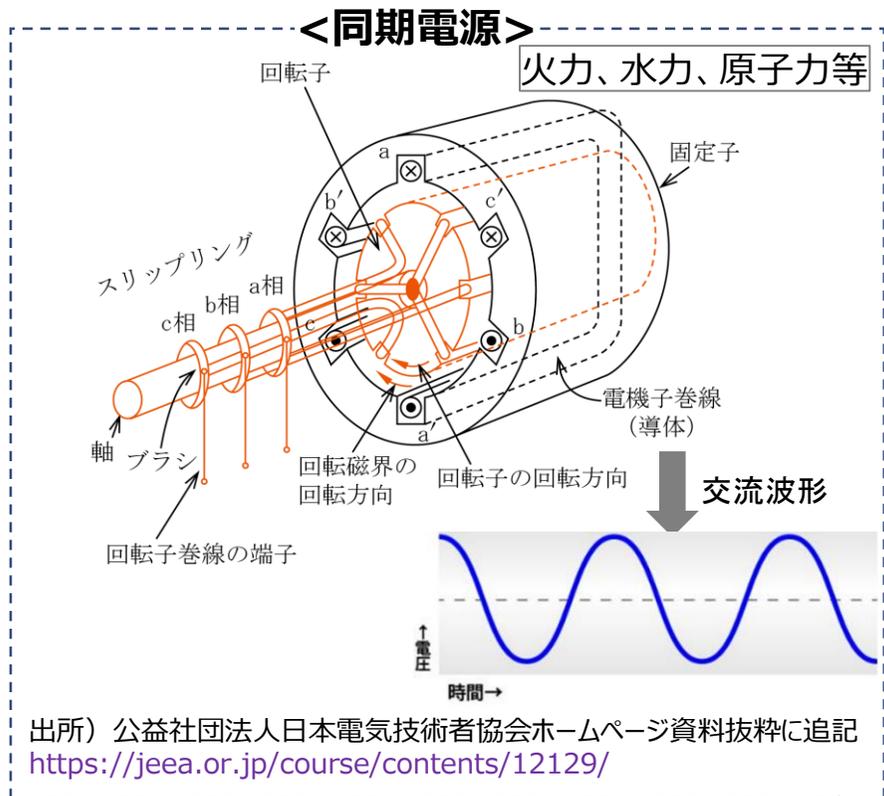
- 再エネの導入量増加に伴い、これまで「下げ代・上げ代不足」や「系統制約」などの課題が発生し、これらに対して制度面・運用面で対応を行ってきたところ。
- 今後、「再エネ主力電源化」に向けて再エネの導入量がさらに高いレベルまで増加すると、上記課題に加えて、系統安定性※の観点からの課題が発生し、更なる再エネ導入の妨げとなる、あるいは、需要家の不利益となる可能性があると考え、第55回本委員会にて、その課題整理と対応策の検討に着手することとした。

※系統安定性とは安定的に電気を送るために不可欠なものであり、それが不足すると、周波数や電圧等の維持に大きく影響するもの

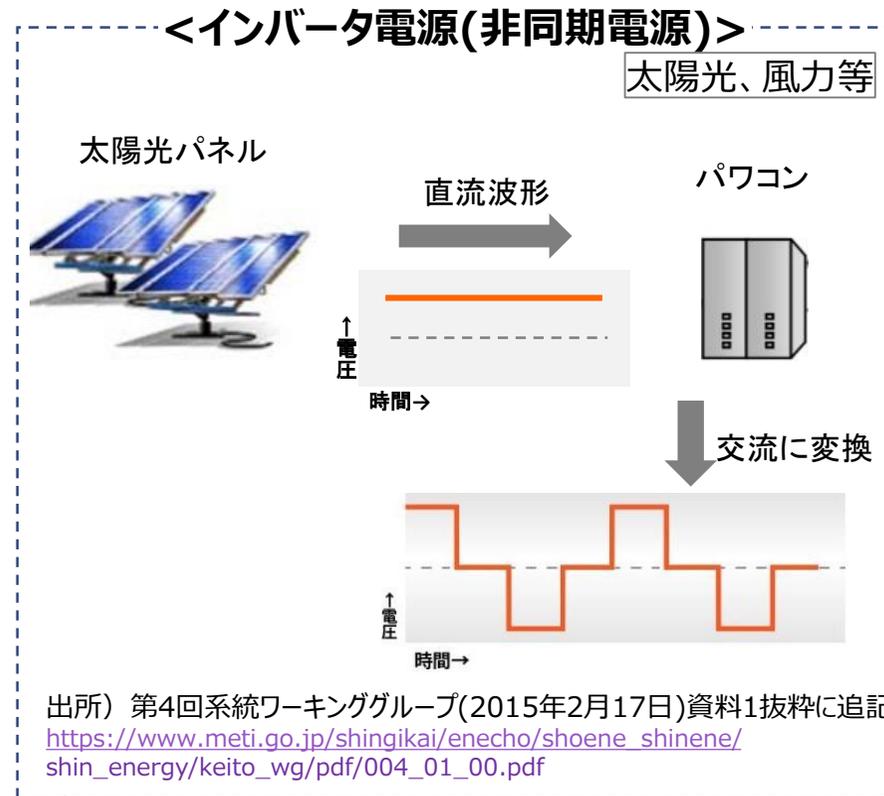


出所) 第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_55_haifu.html

- これまでの電力系統は50Hz/60Hz交流系統であり、その50/60[サイクル/秒]の回転力を火力や水力などの同期電源により生み出すことで、安定的に電気を送ってきた。他方で、太陽光発電や風力発電などはインバータ電源(非同期電源)であり、自ら回転力を生み出さない。
- 具体的には、**同期電源は自ら回転エネルギーを持ち、いわゆる慣性力・同期化力を維持するものの、インバータ電源(非同期電源)は、それらの能力を持たない。**



【回転機】
回転エネルギーあり
慣性力・同期化力あり



【静止器】
回転エネルギーなし
慣性力・同期化力なし

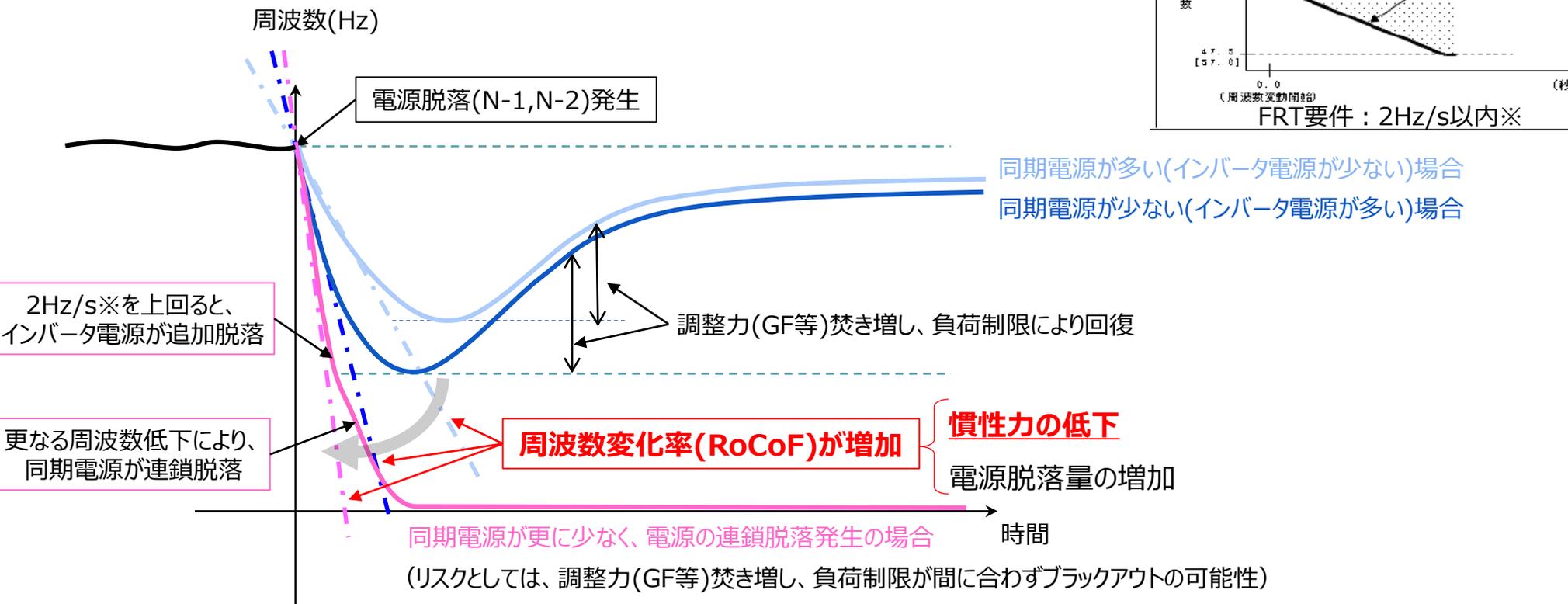
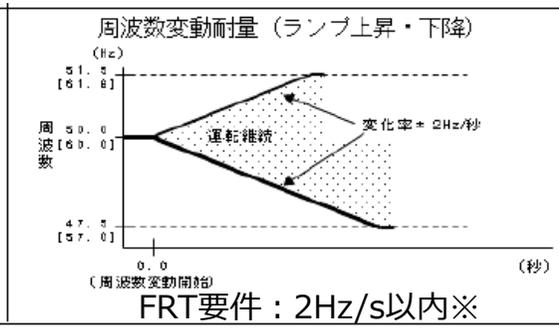


(参考) 同期電源減少に伴う主な技術的な課題 (1/2)

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。)

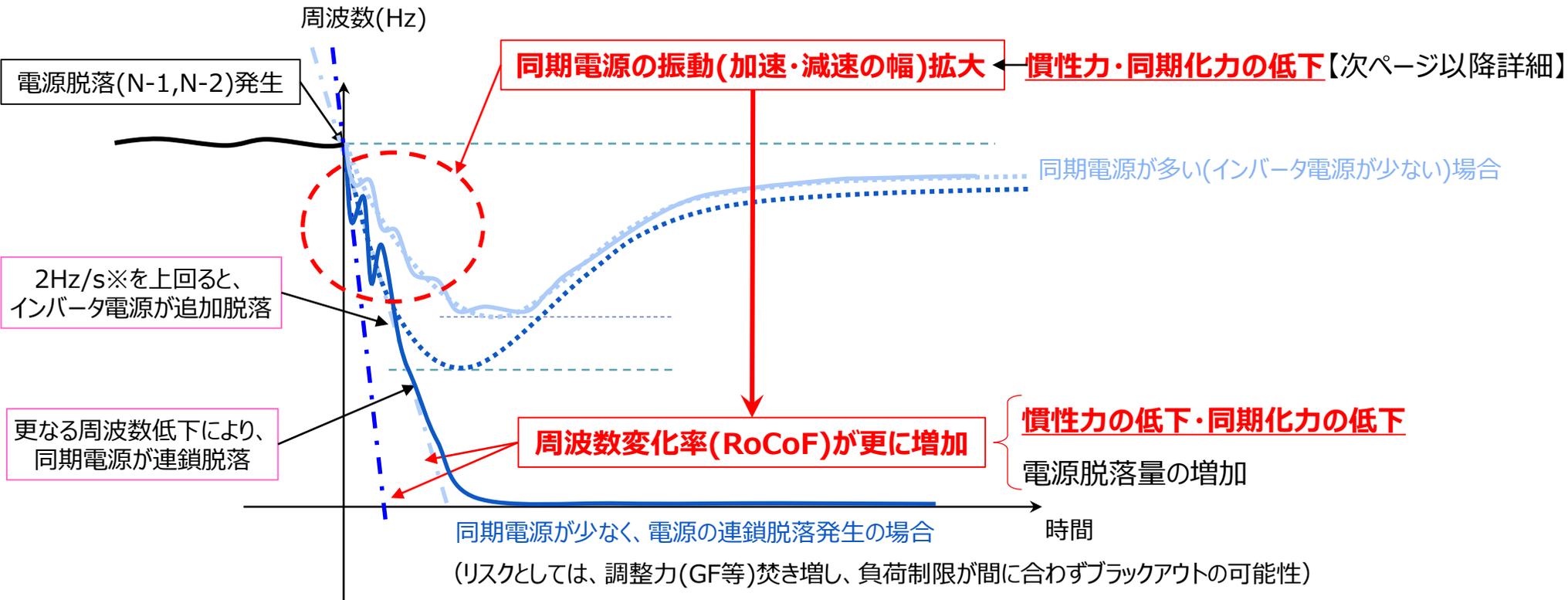
※系統連系規定では、事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)について規定を追加しており、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の±2Hz/sの周波数変動に対して運転を継続する(右図)」ことが示されている。



(参考) 同期電源減少に伴う主な技術的な課題 (2/2)

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 $\pm 2\text{Hz/s}$ 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。

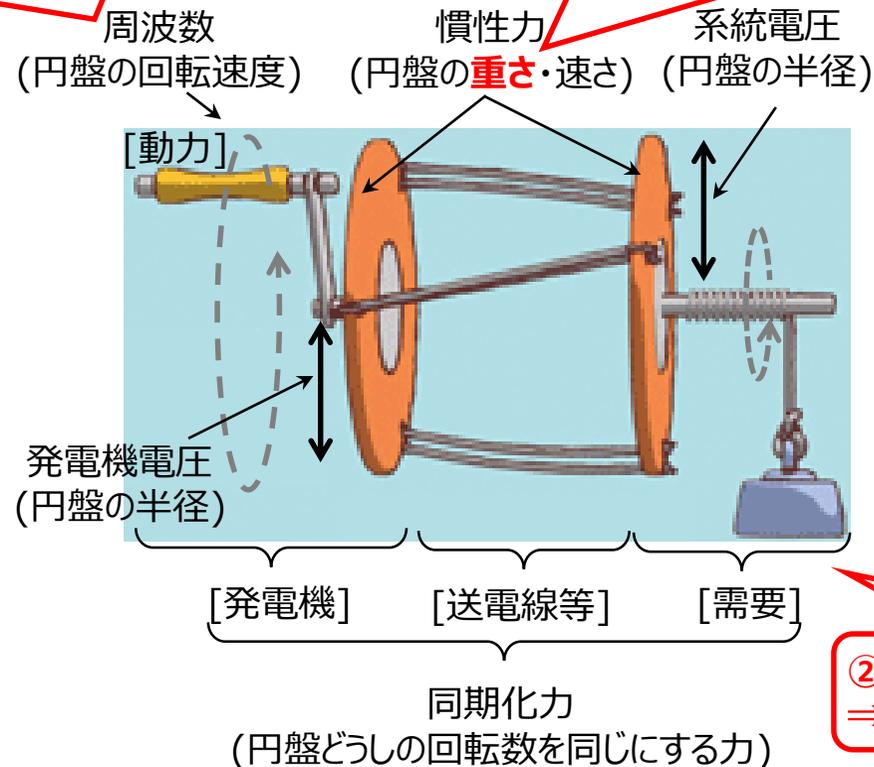
(参考) 同期電源減少に伴う慣性力の低下による電源脱落時の同期電源の振動拡大の要因

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を修正 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_57_haifu.html

- インバータ電源(非同期電源)が増加し、同期電源が減少すると、慣性力が低下する(下図の円盤の重さが減少する)。
- その結果、電源脱落(同期電源1台あたりの負担増加(下図の需要の錘(おもり)の増加))等の状態変化が発生したときに、同期電源(下図の円盤)の振動(加速・減速の幅)が大きくなる。(次ページにイメージ図にて説明)
- さらに電源脱落(同期電源1台あたりの負担増加(下図の需要の錘(おもり)の増加))により、周波数(円盤の回転速度)が低下し、上記の同期電源(下図の円盤)の振動(減速)と重畳して、周波数変化率RoCoFが増加する。

③周波数の低下⇒円盤の回転速度の低下

①同期電源の減少⇒円盤の重さの軽量化

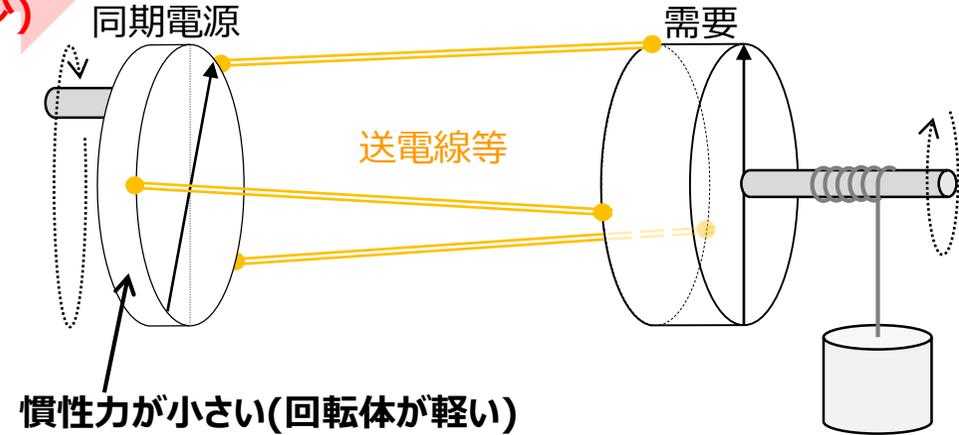
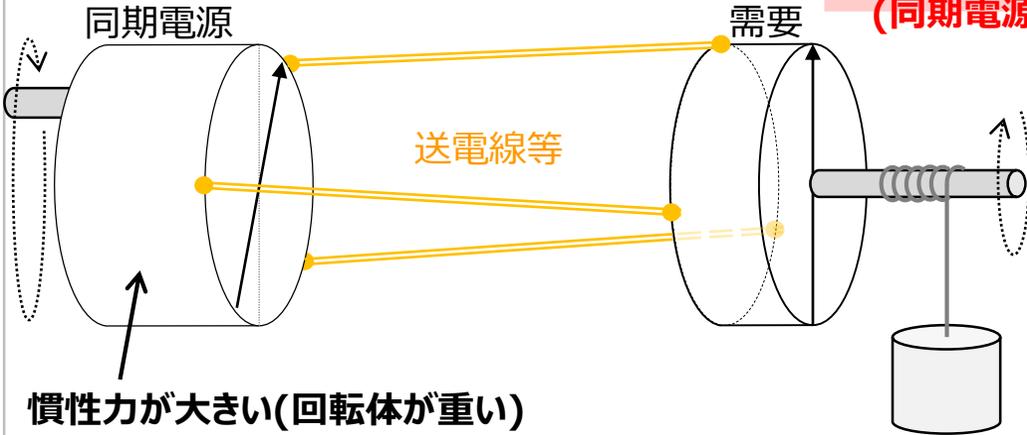


②電源脱落(同期電源1台あたりの負担増加)
⇒需要の錘(おもり)の増加

<同期電源の並列運転台数多い>
⇒慣性力が大きい

再エネ増加
(インバータ電源増加)
(同期電源減少)

<同期電源の並列運転台数少ない>
⇒慣性力が小さい

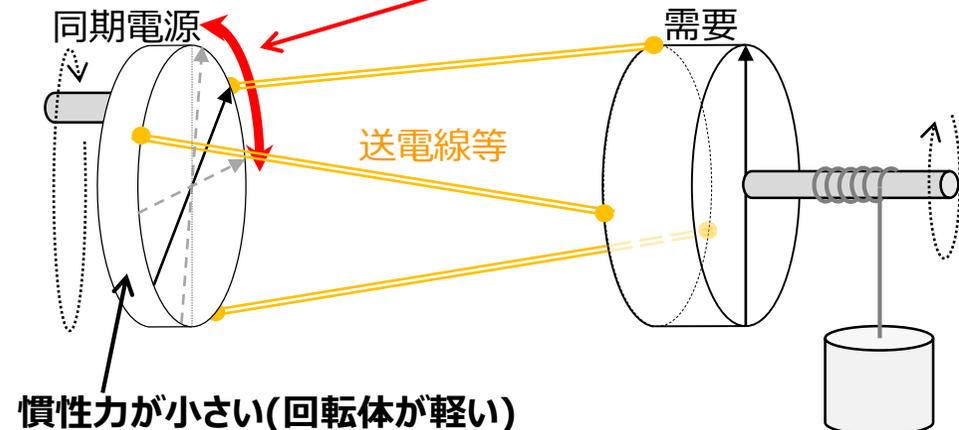
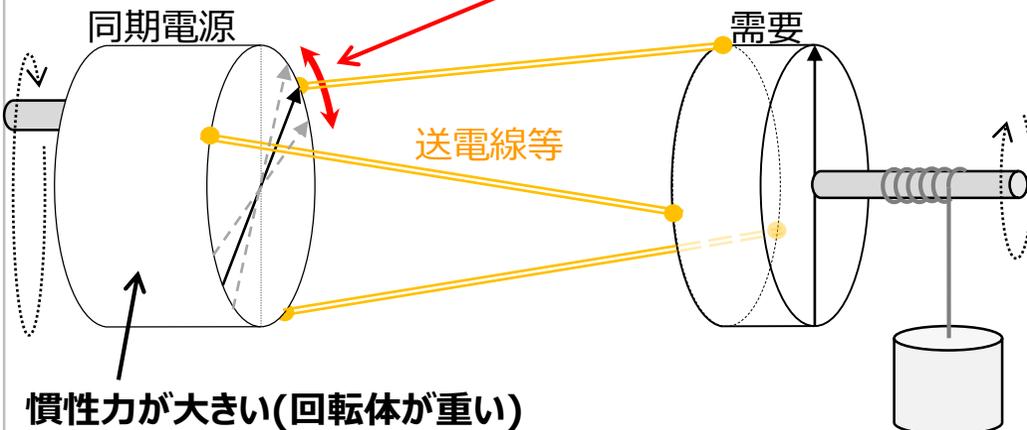


電源脱落等による系統状態変化※2

電源脱落等による系統状態変化※2

慣性力が大きい(重い)ため同期電源の振動が小さい

慣性力が小さい(軽い)ため同期電源の振動が大きい

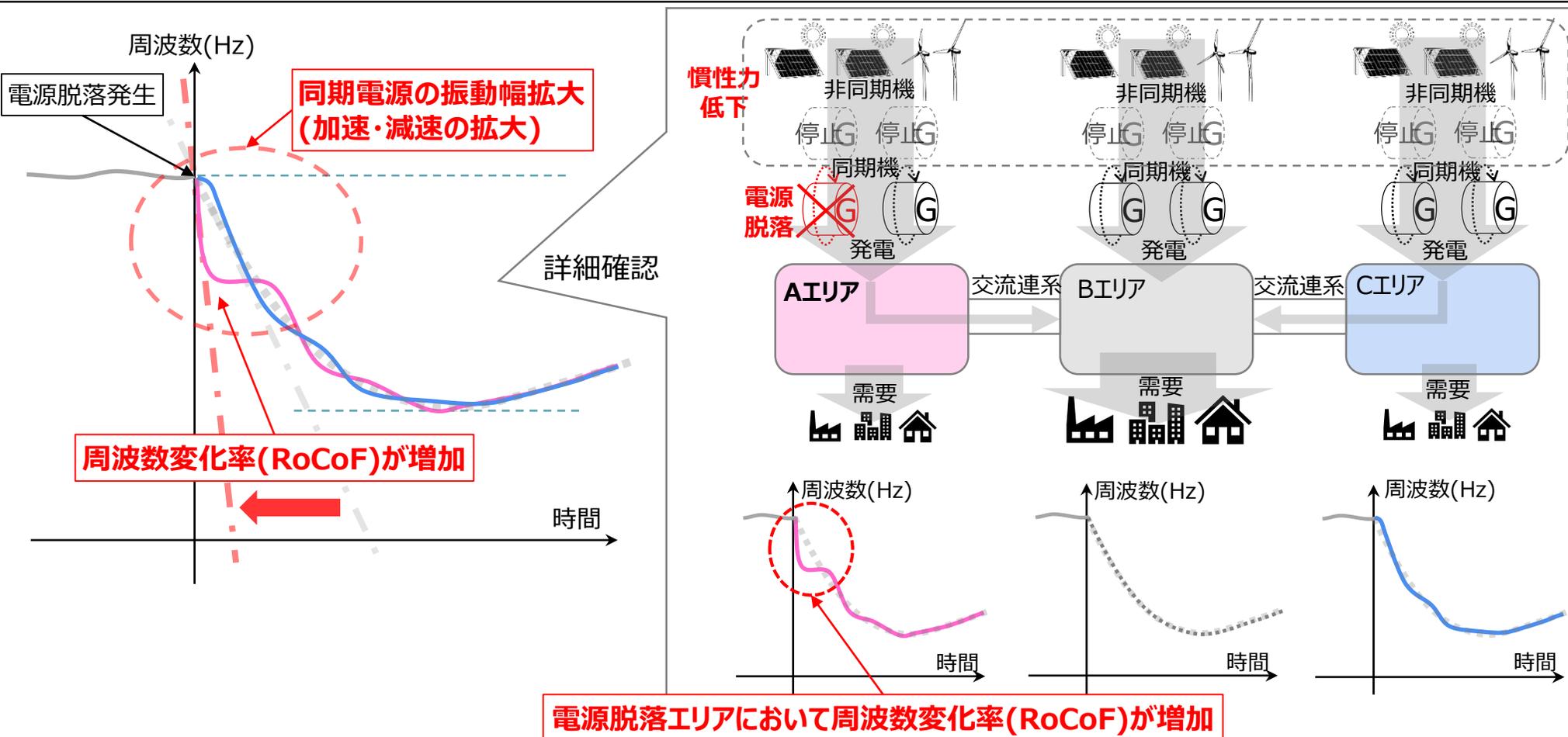


電源脱落等による1台当りの負担増加

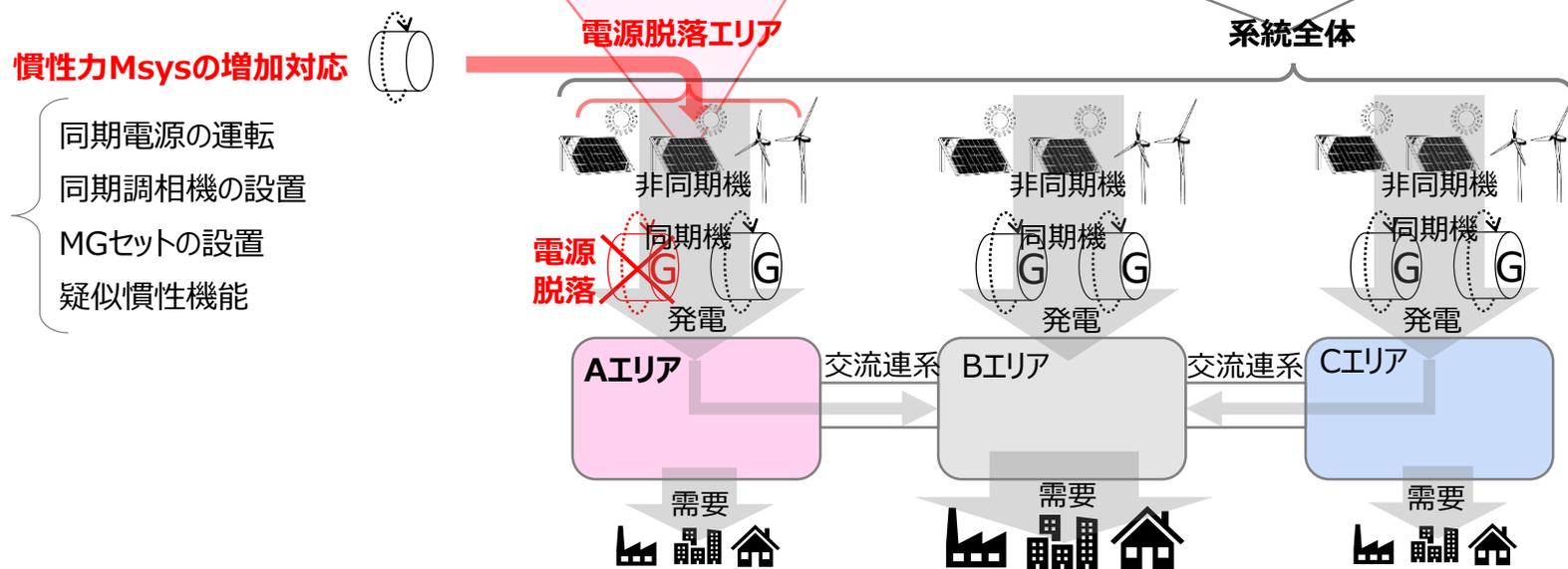
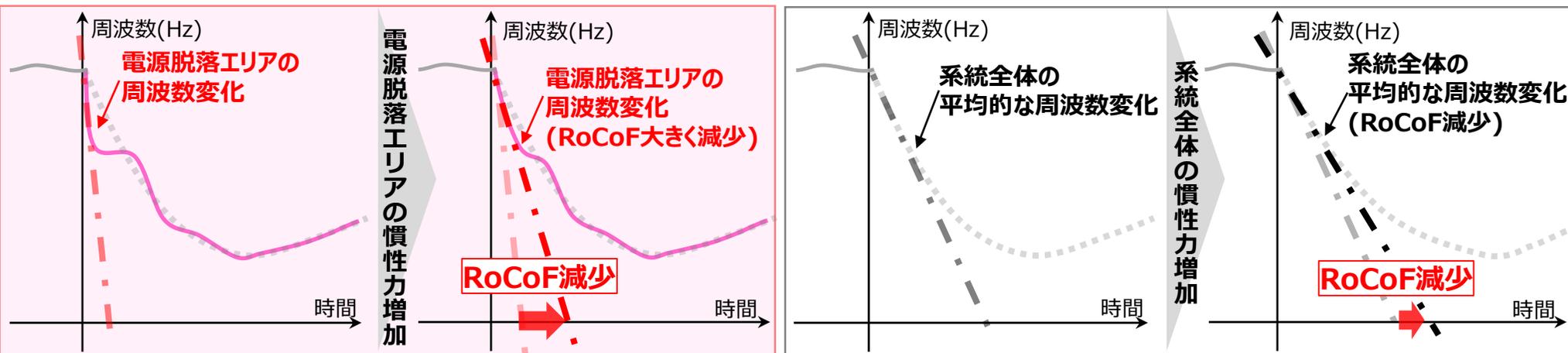
※1 需要側の円盤の位相角を固定する表記とした
※2 同期電源側と需要側の円盤の位相差が拡大

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

- 電源脱落時の各エリアの同期電源の動きを詳細に確認した結果、電源脱落時の同期電源の振動(加速・減速の幅⇒周波数変化)による周波数変化率RoCoFの増加については、**電源脱落エリアにおいて、電源脱落直後の同期電源の減速がより大きく、周波数変化率RoCoFがより増加**することが分かった。(電源脱落エリアの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。)
- したがって、周波数変化率RoCoFの増加に対する対応策としては、特定エリアに着目することが効果的と考えられる。



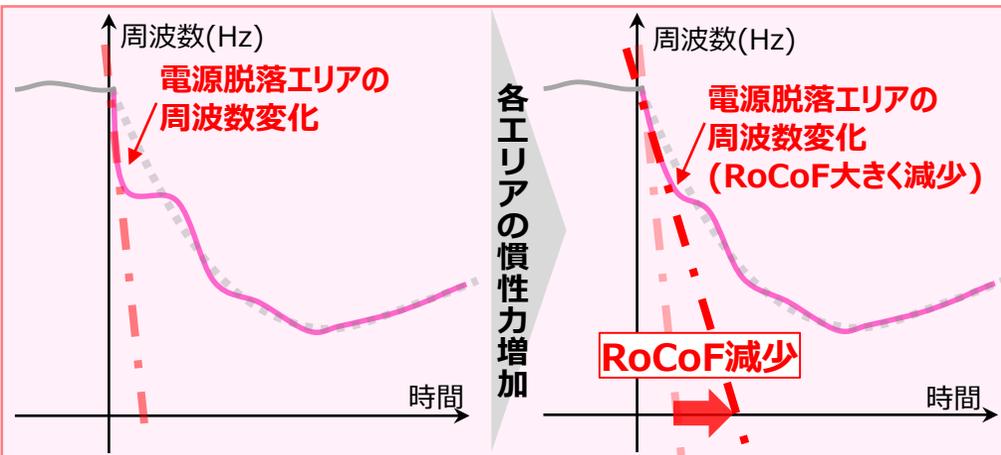
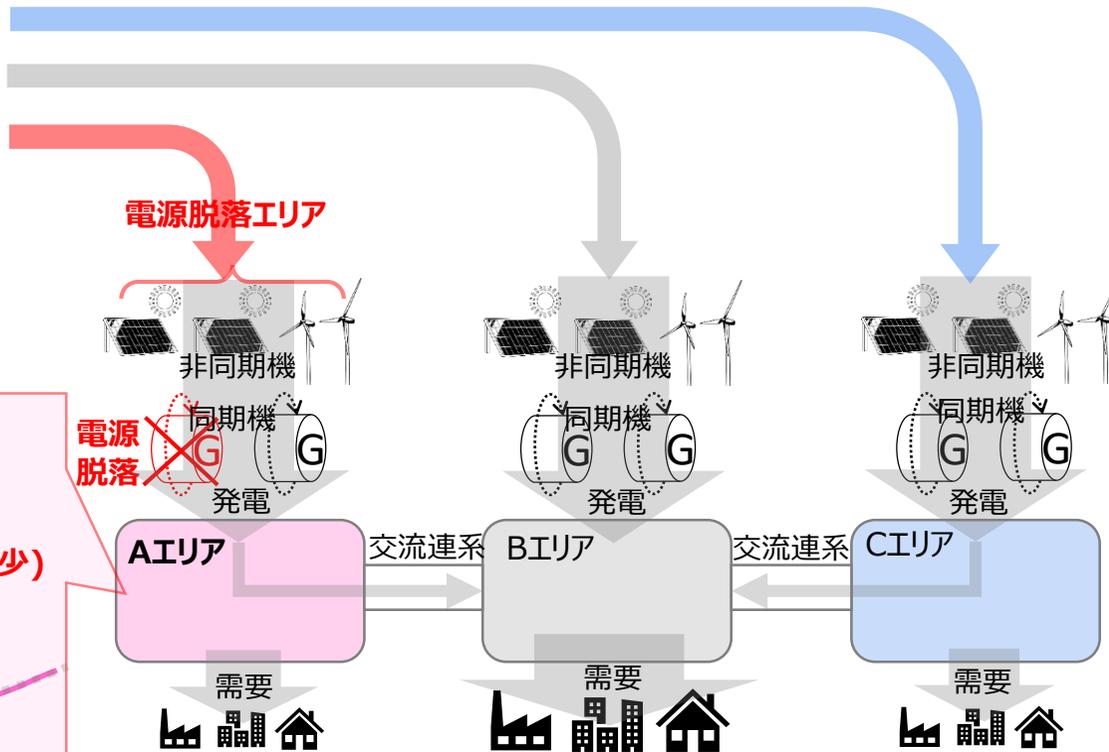
- 前述のとおり、慣性力不足に伴う周波数変化率RoCoFの増加については、電源脱落エリアにおいて大きくなることから、当該エリアへ同期調相機設置などの慣性力増加対策を講じることが効果的であった。そして、これにより、当該エリアの周波数変化率RoCoFの減少のみでなく、系統全体としての周波数変化率RoCoF減少にも効果が生じる。



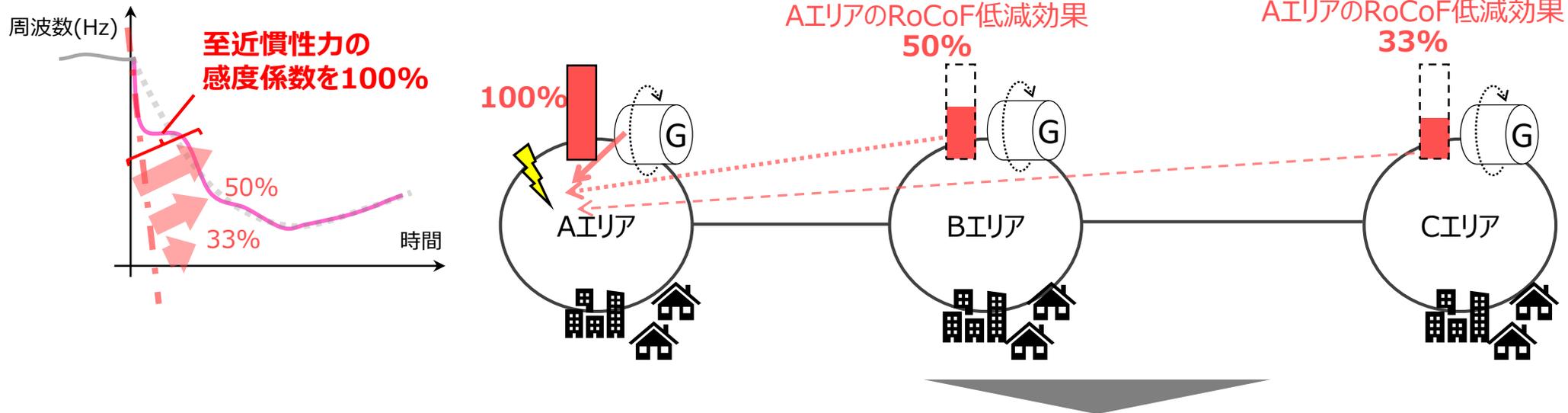
- 前回(第61回)において、慣性力不足に伴う周波数変化率RoCoFの増加については、電源脱落エリアにおいて大きくなることから、当該エリアへ同期調相機設置などの慣性力Msys増加対策を講じることが効果的であることを示した。
- 他方で、電源脱落エリア以外のエリアにも同期電源等の慣性力Msysは一定程度存在し、それらの慣性力Msysは電源脱落エリアの周波数変化率RoCoF低減に対して一定の効果があると考えられる。
- したがって、**慣性力Msysの管理指標の検討にあたっては、各エリアの慣性力Msysが、電源脱落エリアの周波数変化率RoCoF低減にどの程度寄与しているのかを確認することとした。**

慣性力Msysの増加対応

- 同期電源の運転
- 同期調相機の設置
- MGセットの設置
- 疑似慣性機能



- 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



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

- 東北・東京エリアは東北エリアの電源脱落時に、中西6エリアは九州エリアの電源脱落時にRoCoFが2.0Hz/sを超過する可能性があり、他エリアの電源脱落時はRoCoFが2Hz/sよりも小さくなると想定され、管理対象外とする。
- 東北エリア、九州エリアのRoCoFが2.0Hz/sとなる各エリアの慣性力バランスにおいて、東北エリア、九州エリアに対する各エリアの感度係数概算値を算出すると、下表のとおり1%～85%となった。
- そして、上記の感度係数概算値をもとに東北エリアおよび九州エリアのRoCoFが2.0Hz/sとなる各エリア慣性力バランスから**東北エリアおよび九州エリアに対する慣性力Msysの管理値**を算出し、**152GW・sおよび69GW・s**となった。

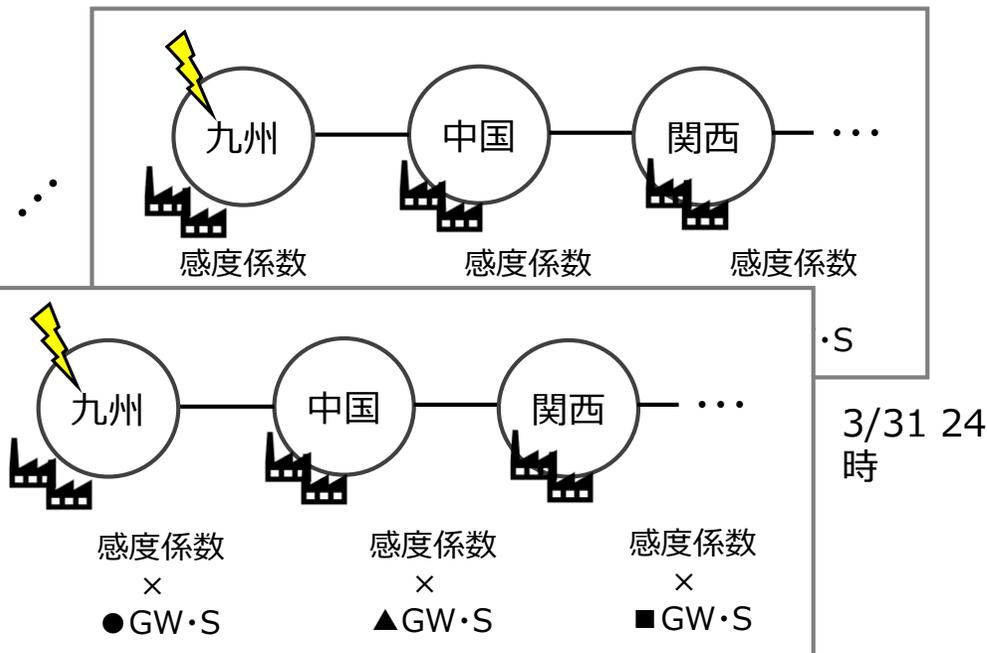
	中西6エリア (対象:九州エリア電源脱落)	東北・東京エリア (対象:東北エリア電源脱落)	北海道エリア																																										
感度係数	<p>・九州エリア慣性力を基準とし、中部～四国エリア慣性力の九州エリアRoCoF低減効果を算出</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>九州</th> <th>四国</th> <th>中国</th> <th>関西</th> <th>北陸</th> <th>中部</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100%</td> <td>11%</td> <td>58%</td> <td>8%</td> <td>1%</td> <td>2%</td> </tr> </tbody> </table>	九州	四国	中国	関西	北陸	中部	100%	11%	58%	8%	1%	2%	<p>・東北エリア慣性力を基準とし、東京エリア慣性力の東北エリアRoCoF低減効果を算出</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>東京</th> <th>東北</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>85%</td> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table>	東京	東北	85%	100%	<p>・単一エリアのため、暫定的に感度係数100%</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>北海道</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table>	北海道	100%																								
九州	四国	中国	関西	北陸	中部																																								
100%	11%	58%	8%	1%	2%																																								
東京	東北																																												
85%	100%																																												
北海道																																													
100%																																													
慣性力Msys管理値	<p>・九州エリアRoCoF2.0Hz/sとなる中部～九州の慣性力バランスと感度係数から、九州エリア換算の慣性力の管理値を算出</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>九州</th> <th>四国</th> <th>中国</th> <th>関西</th> <th>北陸</th> <th>中部</th> <th>計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>34</td> <td>31</td> <td>41</td> <td>75</td> <td>36</td> <td>66</td> <td>283</td> </tr> <tr> <td colspan="7" style="text-align: center;">×感度係数</td> </tr> <tr> <td>34</td> <td>3</td> <td>24</td> <td>6</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>69</td> </tr> </tbody> </table>	九州	四国	中国	関西	北陸	中部	計	34	31	41	75	36	66	283	×感度係数							34	3	24	6	1	2	69	<p>・東北エリアRoCoF2.0Hz/sとなる東北・東京エリアの慣性力バランスと感度係数から、東北エリア換算の慣性力管理値を算出</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>東京</th> <th>東北</th> <th>計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>111</td> <td>58</td> <td>169</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">×感度係数</td> </tr> <tr> <td>94</td> <td>58</td> <td>152</td> </tr> </tbody> </table>	東京	東北	計	111	58	169	×感度係数			94	58	152	<p>・2.0Hz/sとなる北海道エリア慣性力から慣性力管理値を算出</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>北海道</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>21</td> </tr> </tbody> </table>	北海道	21
九州	四国	中国	関西	北陸	中部	計																																							
34	31	41	75	36	66	283																																							
×感度係数																																													
34	3	24	6	1	2	69																																							
東京	東北	計																																											
111	58	169																																											
×感度係数																																													
94	58	152																																											
北海道																																													
21																																													

(参考) 慣性力不足の顕在化断面の算出概要

- 広域メルットオーダーシミュレーションを用いてマスタープラン中間整理シナリオ断面の需給バランスを想定し、その発電状況(起動・停止)と各エリア(下記例では中部～九州)の感度係数から慣性力デューレーションカーブを作成した。
(慣性力 = 発電機 M_{sys} × 感度係数)
- また、電源脱落エリアが2.0Hz/sを維持できる管理値(2.0Hz/sとなる発電機状況 × 感度係数より算出)を元に、慣性力デューレーションカーブが管理値を下回る、言い換えれば電源脱落時にRoCoF2.0Hz/sを上回る可能性がある顕在化断面を確認した。

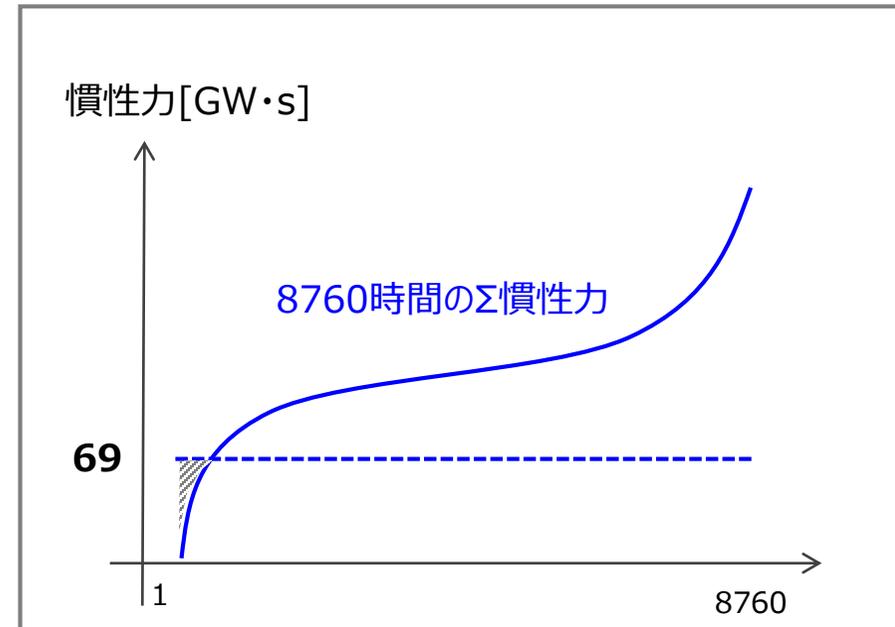
<中西6エリアにおける慣性力不足の顕在化断面の算出イメージ>

広域メルットオーダーシミュレーションを用いた需給バランス

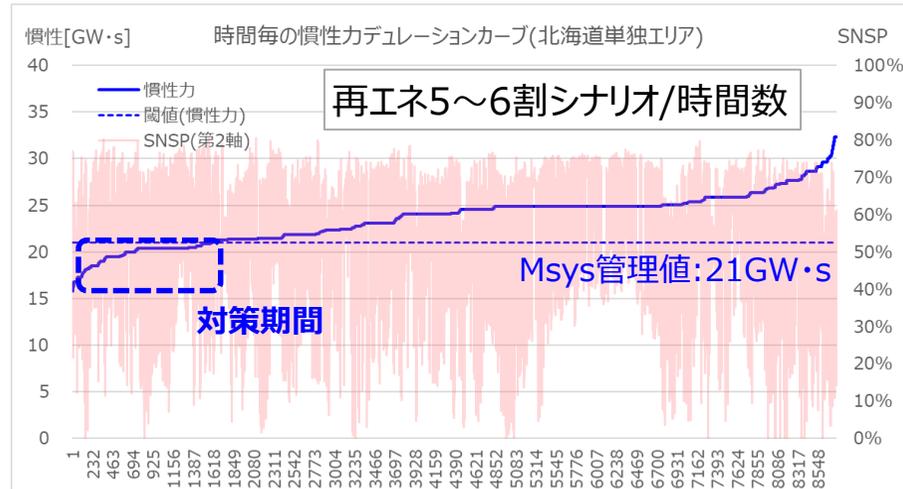
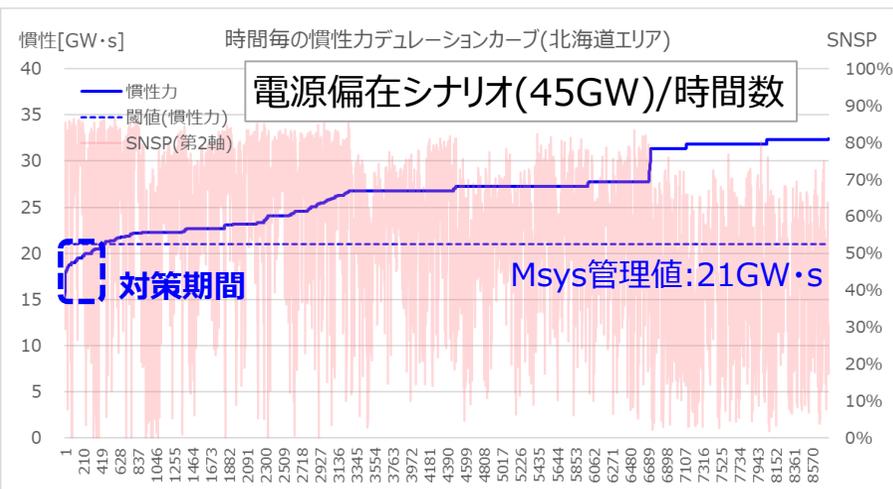


4/1 1時

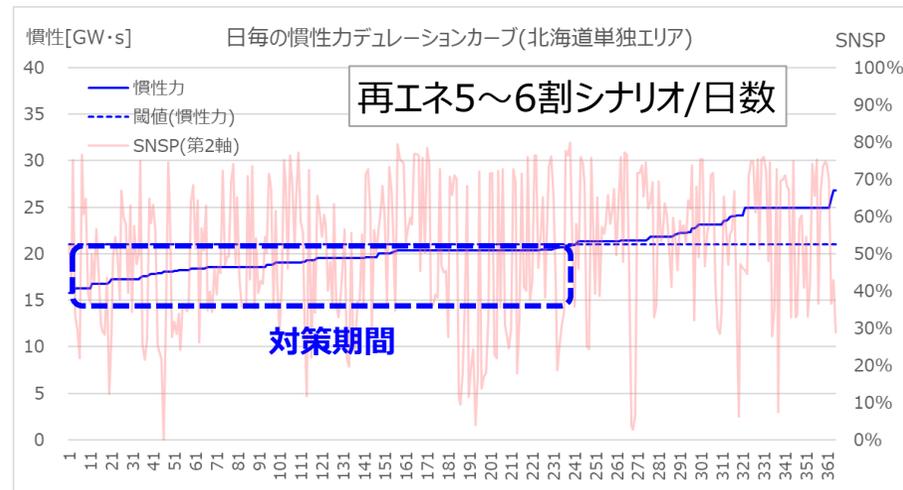
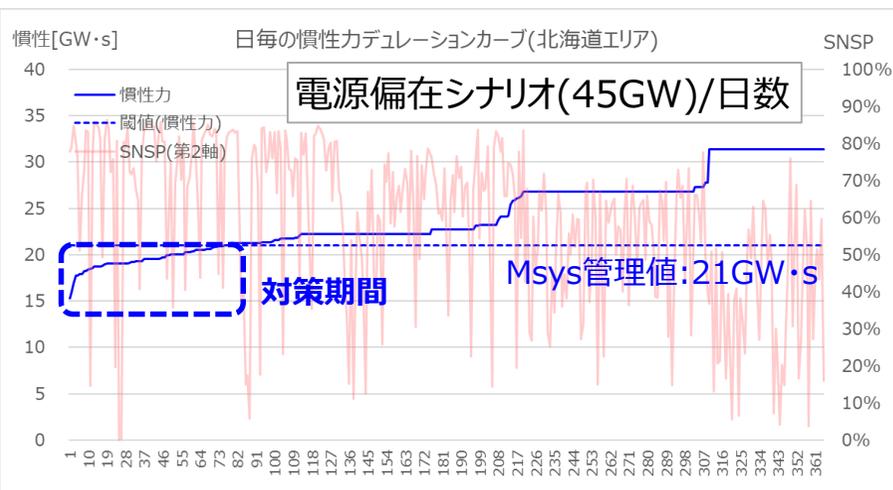
九州エリアを基準とした慣性力デューレーションカーブ



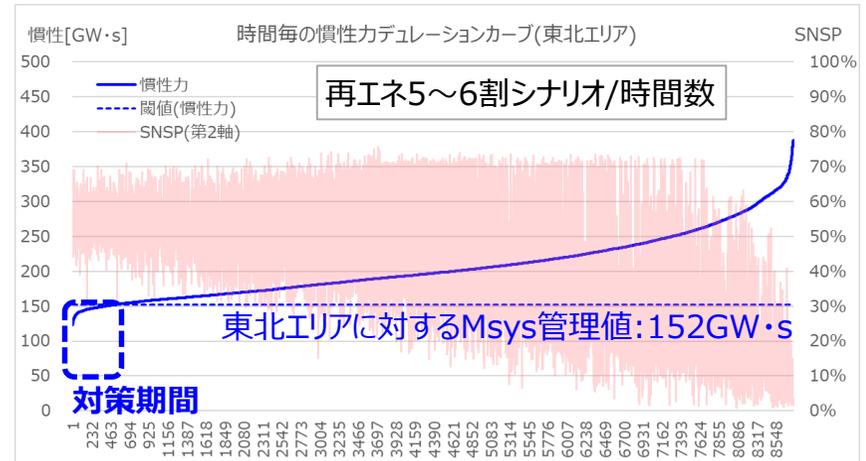
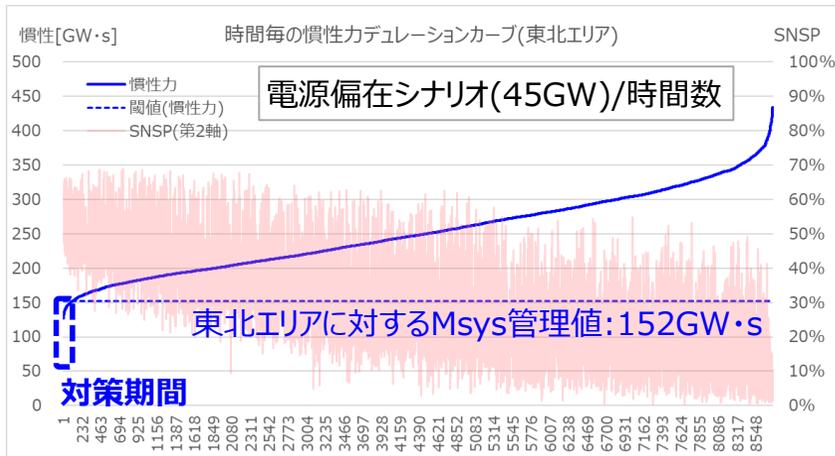
- 北海道エリアは単独系統(交流連系なし)であり、RoCoF:2.0Hz/sとなる慣性力Msys管理値が21GW・sとなった。
- そして、21GW・sのMsys管理値を下回り、対策が必要な期間は、「電源偏在シナリオ(45GW)」において時間数で451時間・日数で75日となり、「再エネ5~6割シナリオ」において時間数で1,600時間・日数で241日となる。



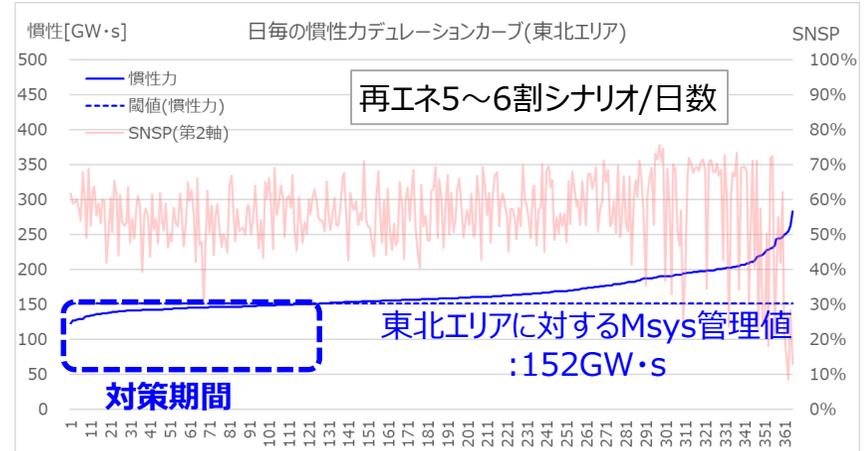
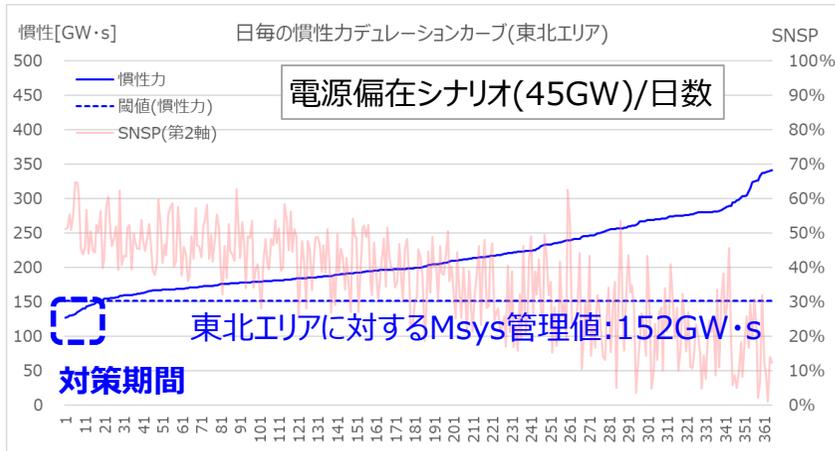
再エネ増加



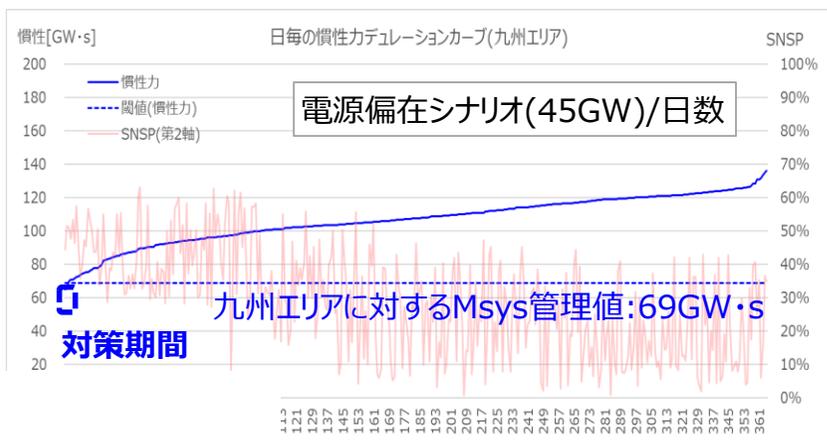
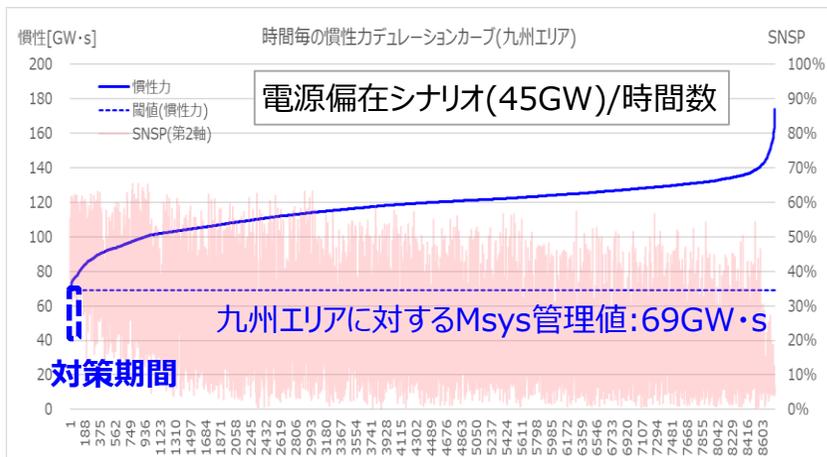
- 東北東京エリアでは、東北エリアの電源脱落を管理することとし、RoCoF:2.0Hz/sとなる各エリアの慣性力バランスと東北エリアに対する感度係数概算値をもとに、東北エリアに対する慣性力Msys管理値を算定し、152GW・sとなった。
- 各マスタープランシナリオでの各エリア慣性力バランスと感度係数概算値をもとに、東北エリアに対する慣性力Msysを算定した結果、152GW・sのMsys管理値を下回り、対策が必要な期間は、「電源偏在シナリオ(45GW)」において時間数で117時間・日数で19日となり、「再エネ5～6割シナリオ」において時間数で504時間・日数で131日となる。



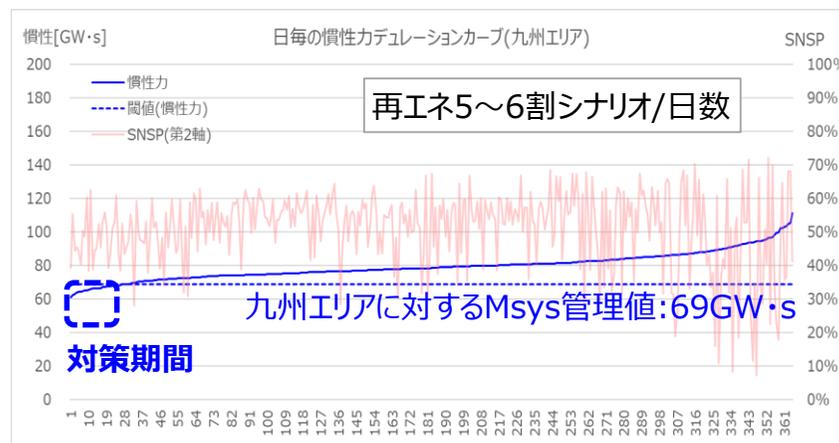
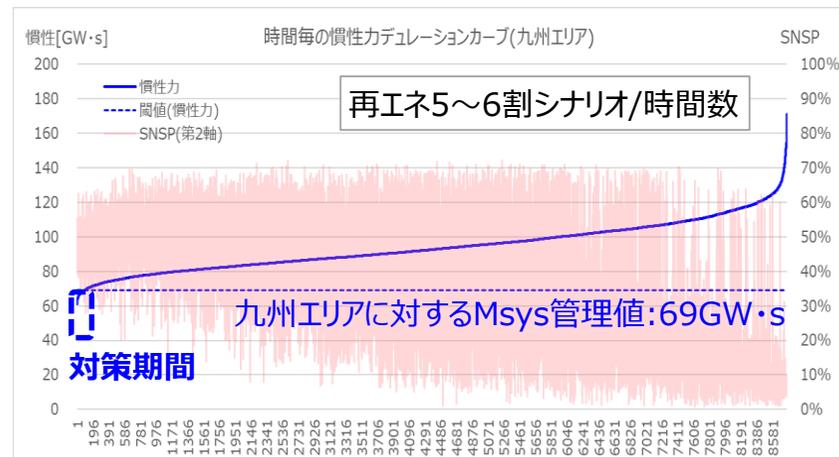
再エネ増加



- 中西6エリアでは、九州エリアの電源脱落を管理することとし、RoCoF:2.0Hz/sとなる中西6エリアの慣性力バランスと九州エリアに対する感度係数概算値をもとに、九州エリアに対する慣性力Msys管理値を算定し、69GW・sとなった。
- 各マスタープランシナリオでの各エリア慣性力バランスと各エリアの感度係数概算値をもとに、九州エリアに対する慣性力Msysを算定した結果、69GW・sのMsys管理値を下回り、対策が必要な期間は、「電源偏在シナリオ(45GW)」において時間数で7時間・日数で2日となり、「再エネ5～6割シナリオ」において時間数で90時間・日数で29日となる。



再エネ増加



- 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。**

※東北・東京エリアおよび中西6エリアにて全体の慣性力バランス比率を固定して慣性力を増加させた場合

- 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11~42億円程度/年、再エネ5~6割シナリオで51~129億円程度/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/年	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/年	3.3~10.6億円/年	3.7~11.8億円/年	11.2~18.9億円/年
東北・東京 エリア	日数/年	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	0.8~3.2億円/年	7.5~29.2億円/年	5.8~22.5億円/年	32.4~81.1億円/年
中西6 エリア	日数/年	0日	2日	6日	29日
	対応策	—	電源	電源	電源
	コスト	0.0億円	0.6~2.4億円/年	0.8~3.2億円/年	7.4~28.9億円/年
合計	コスト	3.5~12.7億円/年	11.4~42.2億円/年	10.3~37.5億円/年	51.0~128.9億円/年

1. 感度係数の特性分析

2. 将来断面の慣性力確保状況の試算

2-1. 試算の前提条件

2-2. 試算結果

2050年断面(連系線増強前)

(参考)2030年断面

3. まとめ

- 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) $\frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta$	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

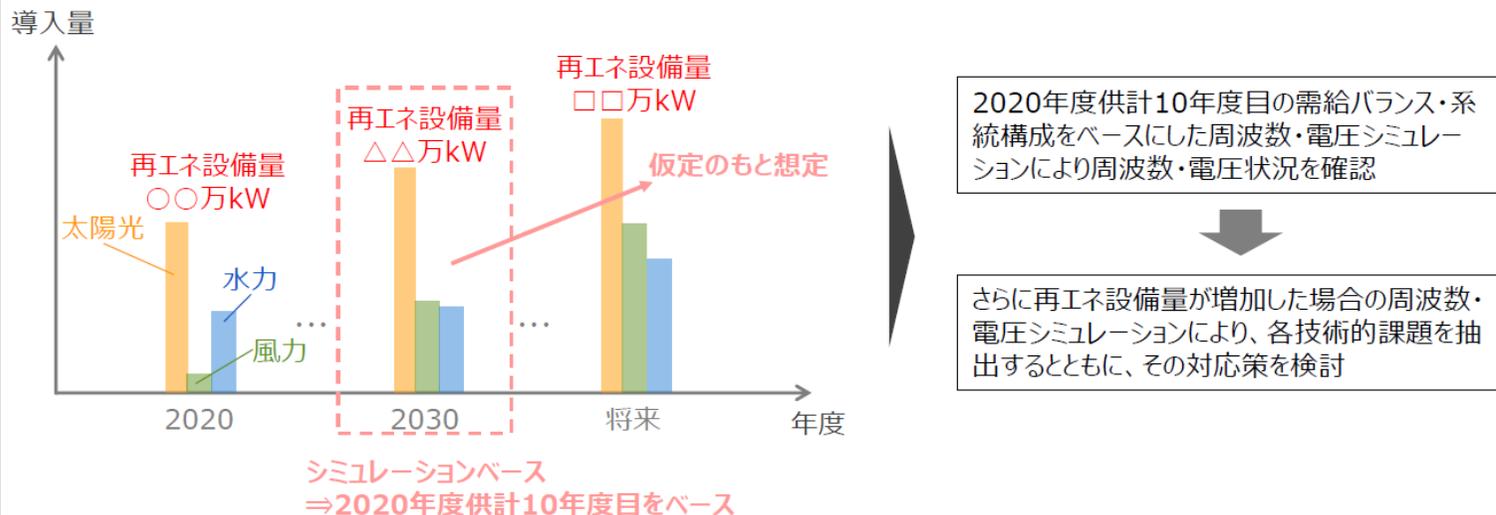
{ X : インピーダンス
 { δ : 位相差

- 今回算出した慣性力の感度係数などは、2020年度供給計画の10年度目の需給バランスや系統構成をベースにしたシミュレーションにより検討を行った。(これまでの調整力等委員会でも示した潮流断面と同様)

【論点1】同期電源減少に伴う技術的な課題の整理

8

- 第55回本委員会において、「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題について、周波数(慣性力等)や電圧(同期化力等)の検討を実施することとした。
- 具体的には、**2020年度供給計画の10年度目の需給バランスや系統構成をベースに**、さらに再エネ設備量が増加した場合の需給バランスや系統構成などを想定し、**周波数状況や電圧状況をシミュレーションにより確認**する。
- なお、上記の**周波数状況や電圧状況は**、供給計画の需給バランスや系統構成をベースに、さらに再エネ設備量が増加した場合を想定したものであり、実際の電力状況と異なる可能性があることから、**インバート電源の導入可能量の目安を示すものではなく、技術課題の抽出とその対応策の費用対効果の検討を目的とする**。



- 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、感度係数が変化すると推定される。
- 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。

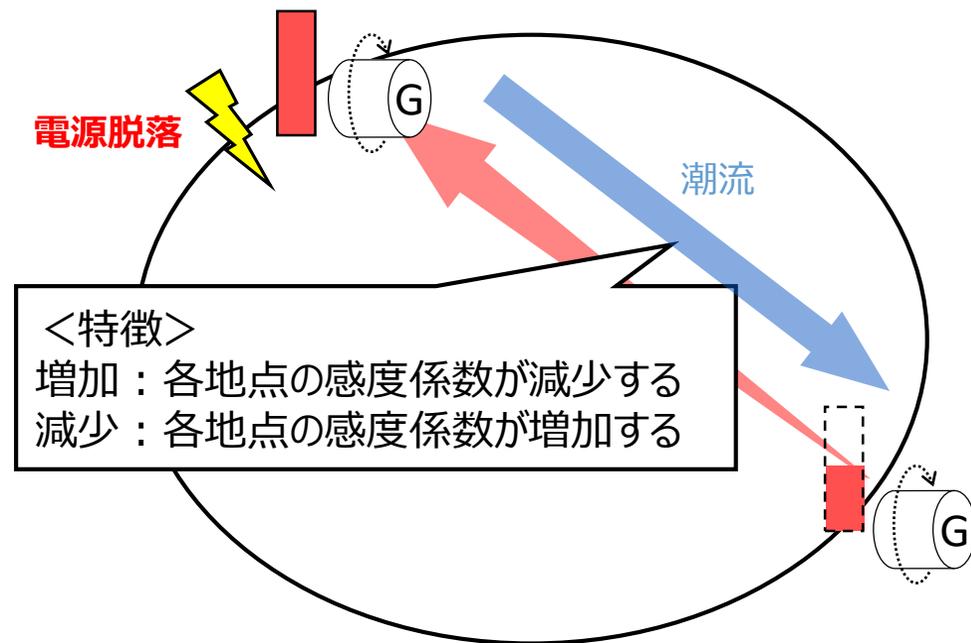
※脱落地点から感度係数算出地点の潮流を増減させた。
また、感度係数算出地点の系統が電源脱落地点に対して放射系統に近い場合の特徴。

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

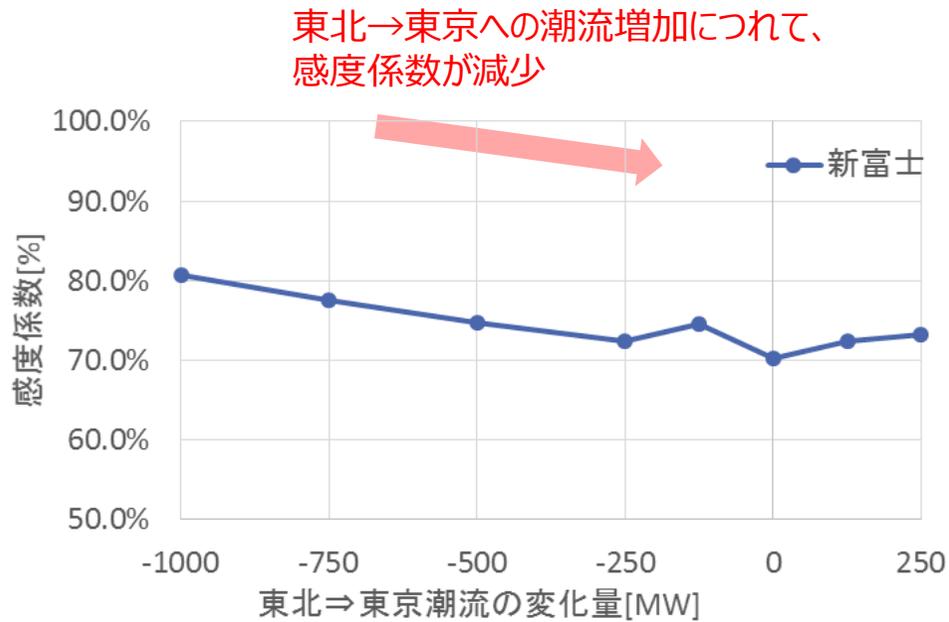
<考察>

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。

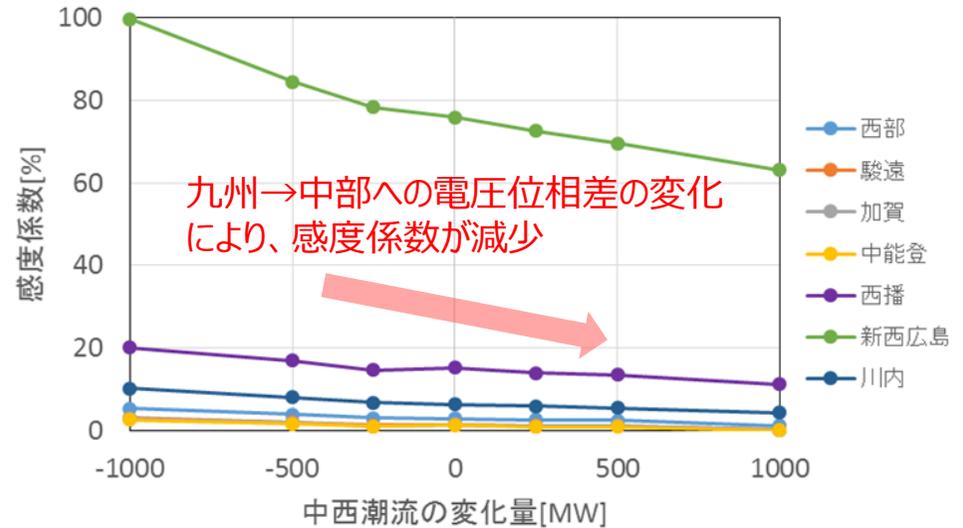


- 潮流が増加するにつれて感度係数が数%減少する結果となった。
- 潮流の増加に伴い同期化力(δ)が変化することで、感度係数が変化したものと推定される。

東北・東京エリア



中西6エリア



- 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。

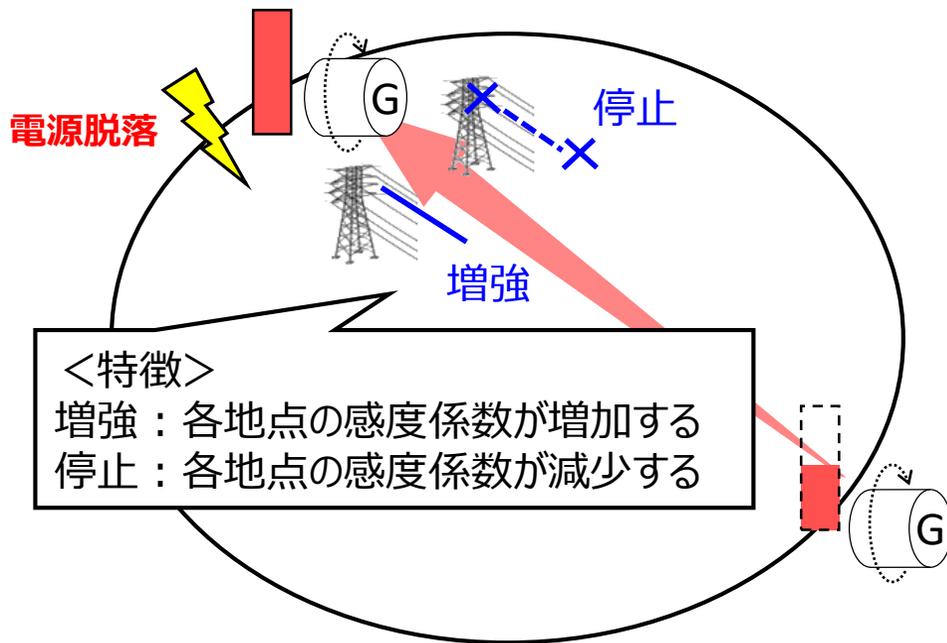
※感度係数算出地点の系統が電源脱落地点に対して放射系統に近い場合の特徴。

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>

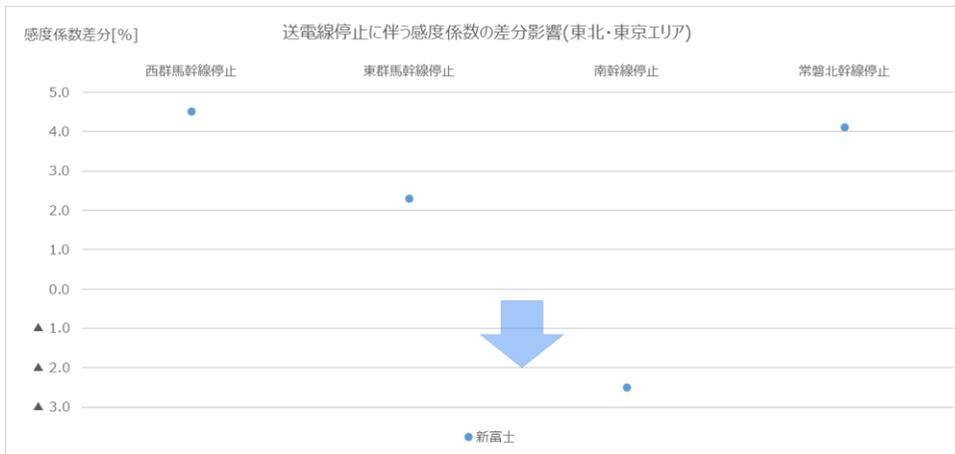
送電線増強・停止に伴い、各地点の同期化力
($1/X, \delta$)が変化し、感度係数が増減する。



- 各送電線停止に伴い感度係数が数%変化した。
- 送電線停止に伴い同期化力(1/X,δ)が変化することで、感度係数が変化したものと推定される。

東北・東京エリア

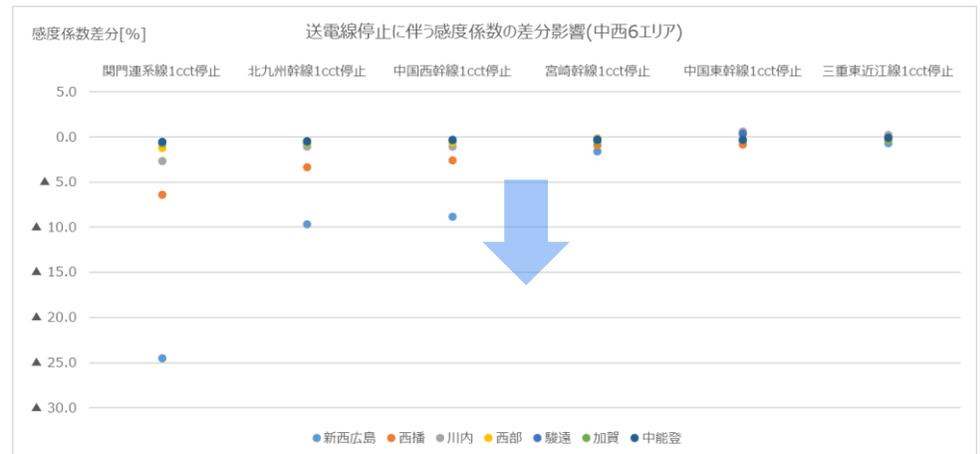
送電線停止に伴い、感度係数が変化



※新富士へはループ系統であり、送電線の停止によって潮流が変化し、感度係数が増減する

中西6エリア

送電線停止に伴い、感度係数が変化



- 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。

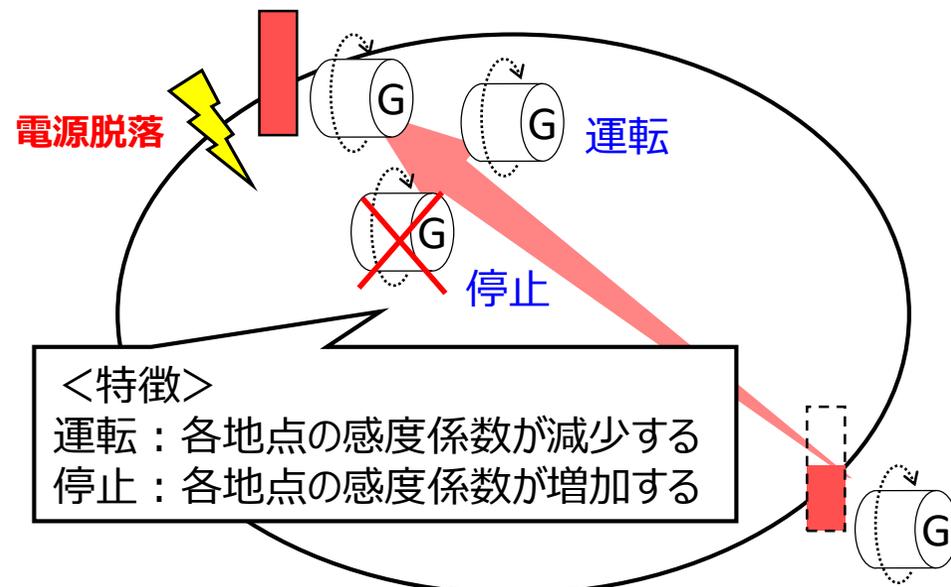
※2 発電機の容量や出力状態等にも依存することに留意が必要。

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

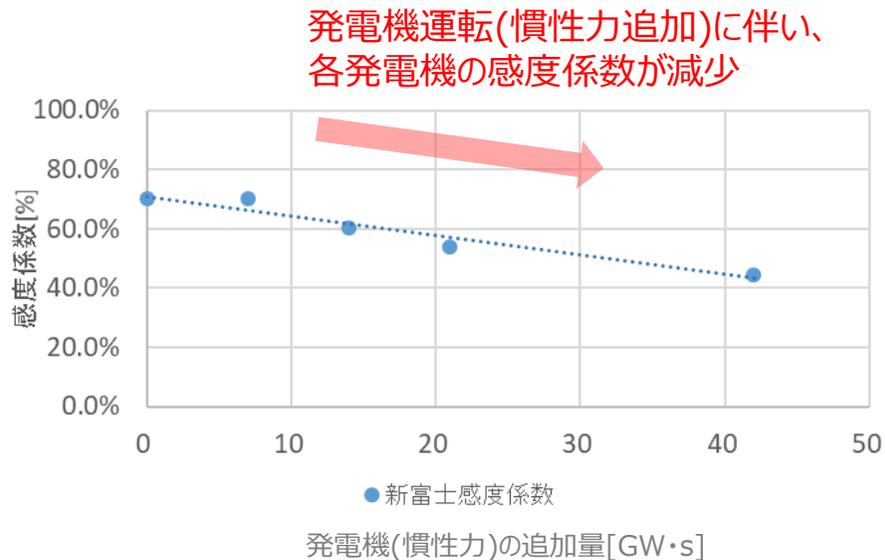
<考察>

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)



- 電源脱落地点に近い発電機の運転に伴い、感度係数が数%減少した。
- 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、感度係数が減少したものと推定される。

東北・東京エリア



中西6エリア



- 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、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。

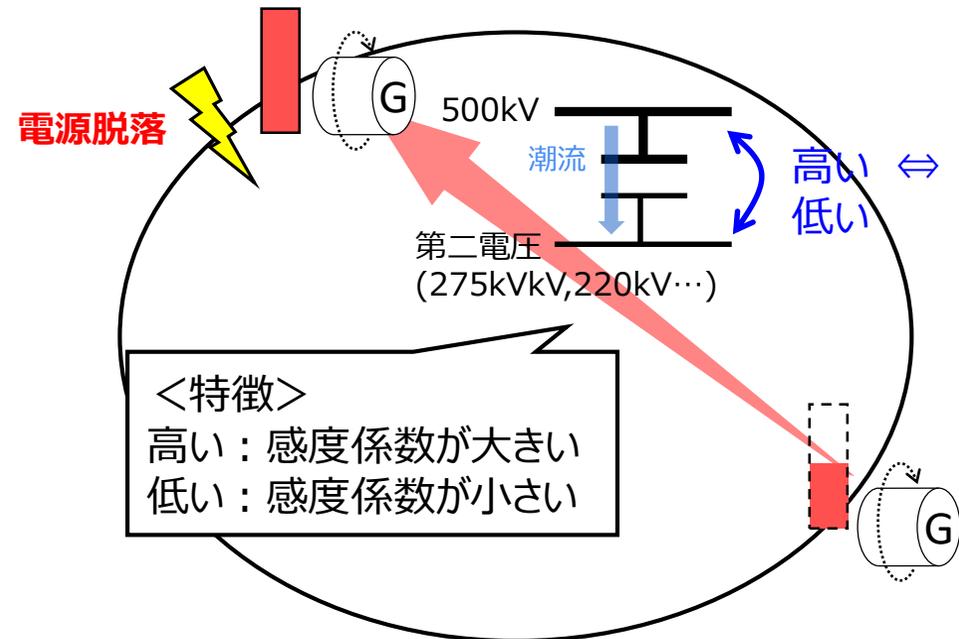
※潮流の向きが電圧の高い→低い方向となっている場合の特徴

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($1/X, \delta$)が変化し、感度係数が増減する。

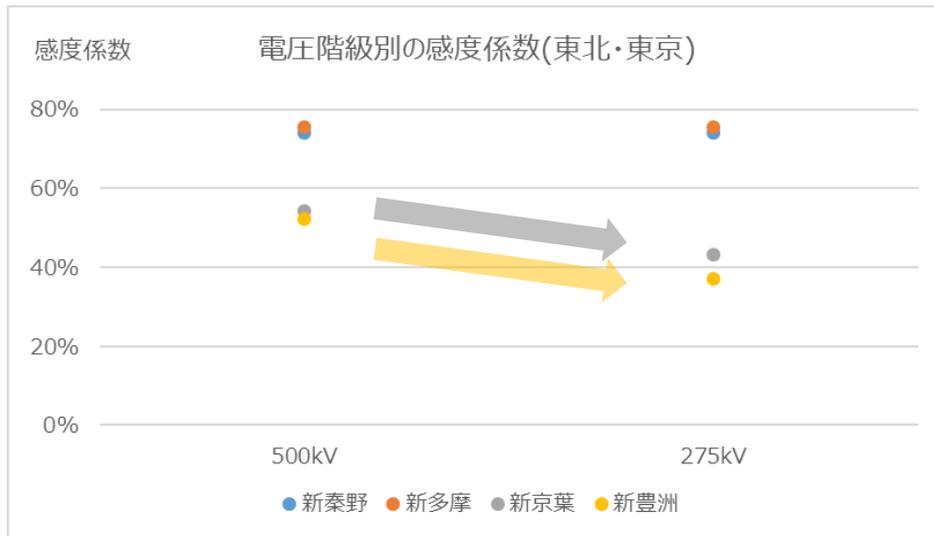


(参考) 電圧階級の違いによる感度係数の影響

- 電圧階級が低くなるにつれて、感度係数が数%減少した。
- 電圧階級の変化に伴い同期化力(1/X,δ)も変化することで、感度係数が変化したものと推定される。

東北・東京エリア

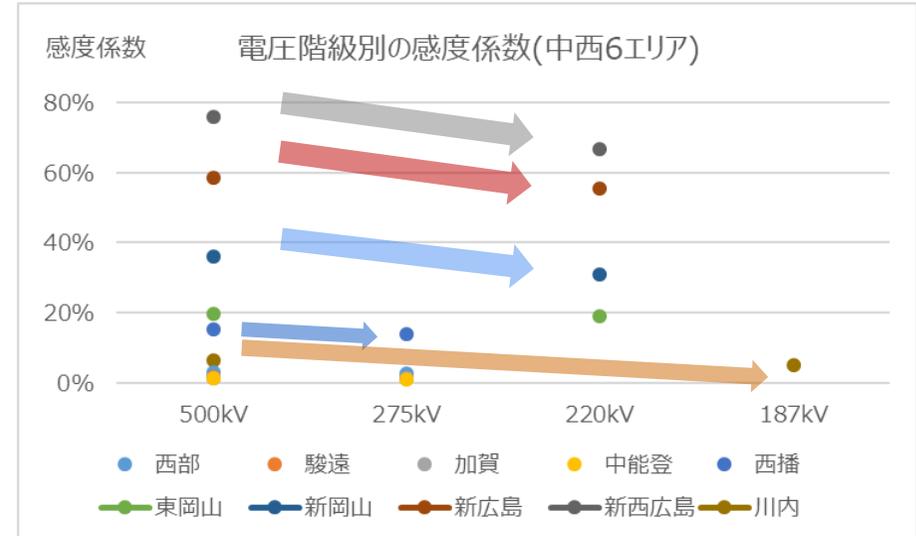
電圧階級が低くなるにつれて、感度係数が減少



※地点によっては潮流の向きが電圧の低い→高い方向となっているため、感度係数の増減が逆となる

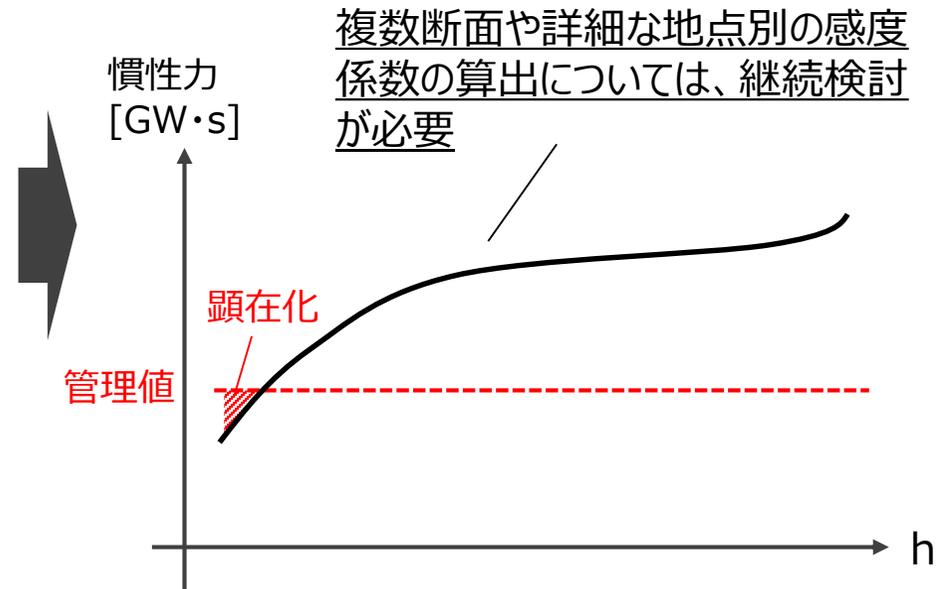
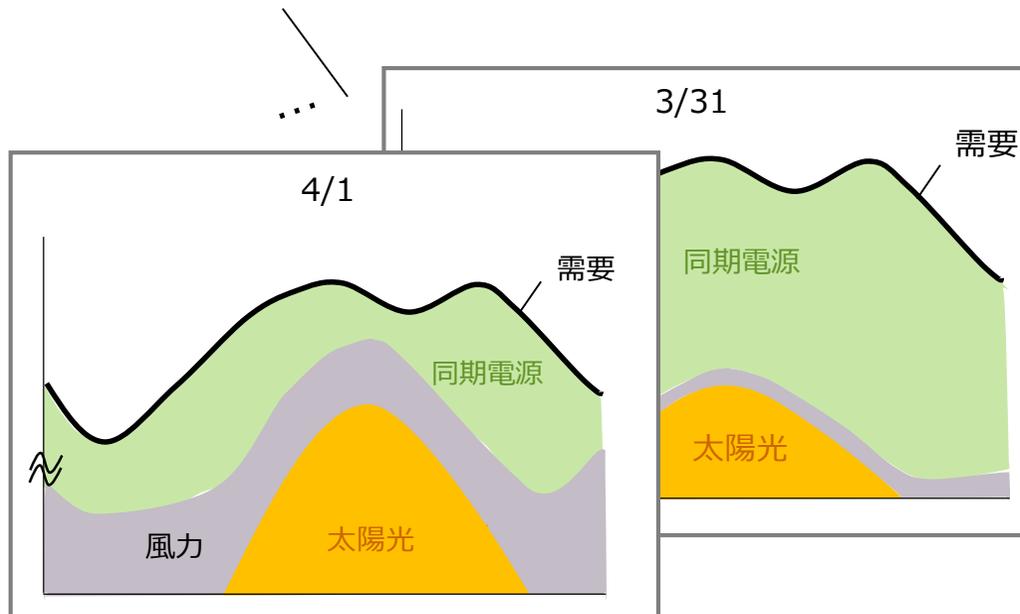
中西6エリア

電圧階級が低くなるにつれて、感度係数が減少



- 今回、感度係数に影響があると思われる要素を変化させ、感度係数の特性分析を行ったところ、潮流変化や送電線増強・停止、発電機の運転・停止、電圧階級の違いにより、感度係数が異なることを確認した。
- これは、**現状の1断面ではなく複数断面(極端には8760h)**で、また**各電圧階級で、感度係数を算出する必要**があることを示しており、**従来から検討を進めている地点毎の算出に加えて、新たに検討が必要**となった。
- 以上の特性を踏まえて、理想的には、潮流変化や送電線増強・停止、発電機の運転・停止、電圧階級の違いにより、感度係数を算出することが望ましいが、現時点では複数断面や詳細な地点別の感度係数を簡易に算出する手法は確立できておらず、**継続検討が必要**。

- 8760hで潮流や送電線、発電機の状態が変化
- 同期機は地点や電圧階級別に配置



1. 感度係数の特性分析
2. 将来断面の慣性力確保状況の試算
 - 2-1. 試算の前提条件
 - 2-2. 試算結果
 - 2050年断面(連系線増強前)
 - (参考)2030年断面
3. まとめ

- 再エネ導入の拡大が進むと、慣性力の不足が懸念されることから、検討状況に応じて感度係数や管理値を更新し、適宜将来の慣性力の確保状況を確認する必要がある。
- 足元では、マスタープラン最終とりまとめ策定に向けた検討と連携して、慣性力の確保状況を確認していく必要がある。
- 今回、マスタープラン最終とりまとめ策定などに向けて、現時点で認識している感度係数の特性分析の結果も参考に、**将来断面の試算における前提条件(感度係数の管理方法など)を定めた**ので、ご議論いただきたい。
- また、マスタープラン最終とりまとめに向けた**連系線増強前の2050年断面相当の慣性力確保状況を試算**したので、報告する。(参考で、2021年10月に公表された第6次エネルギー基本計画想定2030年断面も試算)

今後の検討の方向性について

52

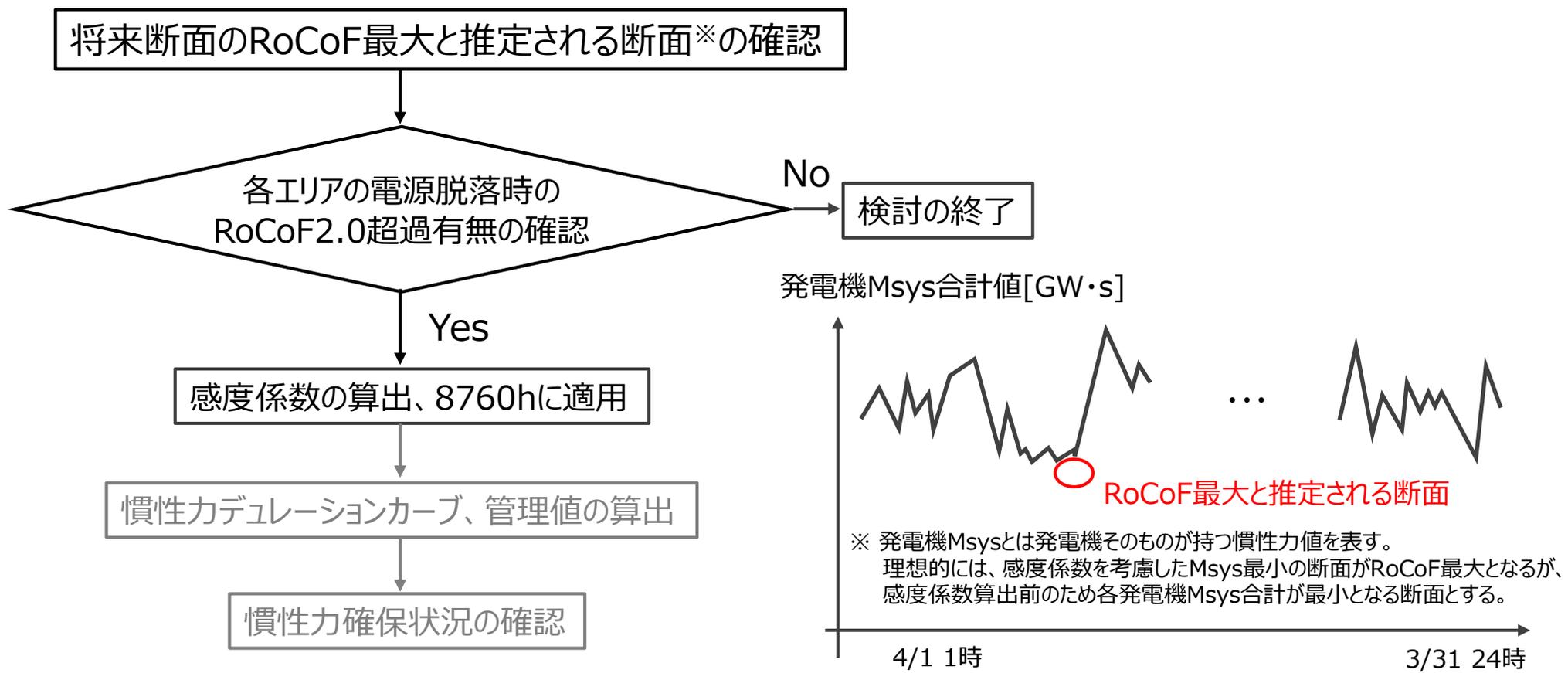
- 今回、電源脱落エリアに対する**感度係数を整理**し、それをもとに各エリアの**慣性力Msys管理値を算出**するとともに、各マスタープランシナリオにおける慣性力の必要量およびその費用について試算を行い、各エリアにおける慣性力の調達方法(広域的な調達と調達見直し)について整理した。
- 上記の検討内容については、前述の試算結果のとおり、**系統状況等による影響を受ける**と考えられる。
- また、マスタープラン検討委員会では、2021年5月に中間整理を実施し、今後、ネットワーク側の示唆などをフィードバックしつつ、国のエネルギー政策の検討状況をシナリオ等へ反映した分析を進めていくこととしている。
- 今後、慣性力等の技術的課題について、**マスタープラン策定に向けた検討と連携して、詳細な系統状況等を反映し、あらためて感度係数、慣性力Msys管理値、調達方法等について整理していく**こととしてはどうか。

取組事項	2021年度の取り組み		2022年度
	上期	下期	
マスタープラン検討委員会	◆第9回(複数シナリオの分析結果) ◆第10回(中間整理とりまとめ) (2ヶ月に1~2回程度の頻度で開催) [ネットワーク側から示唆などのフィードバックを継続]		◇マスタープラン策定
国のエネルギー政策との連携 (大量導入小委、基本政策分科会、海底直流送電検討会など)	[国のエネルギー政策の検討状況をシナリオ等へ反映]		
エネルギーミックス等を踏まえたシナリオによる分析	エネルギー政策の検討(電源立地誘導の観点も考慮できないか)		
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)	調整力の必要量と対策に係る検討	具体的な対策方法に係る検討	
レジリエンス面からの検討※ (慣性力、同期化力、アデカシー等)	慣性力・同期化力のコスト把握	レジリエンス面の検討(FCなど)	
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 足元の電源ポテンシャルの確認		
その他(費用便益手法など)	アデカシー便益の検討	多端子を含むHVDC構成など	

※ 調整力等委員会とも連携

出所) 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(2021年5月20日)「マスタープラン検討に係る中間整理」抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2021/210524_masutapuran_chukanseiri.html

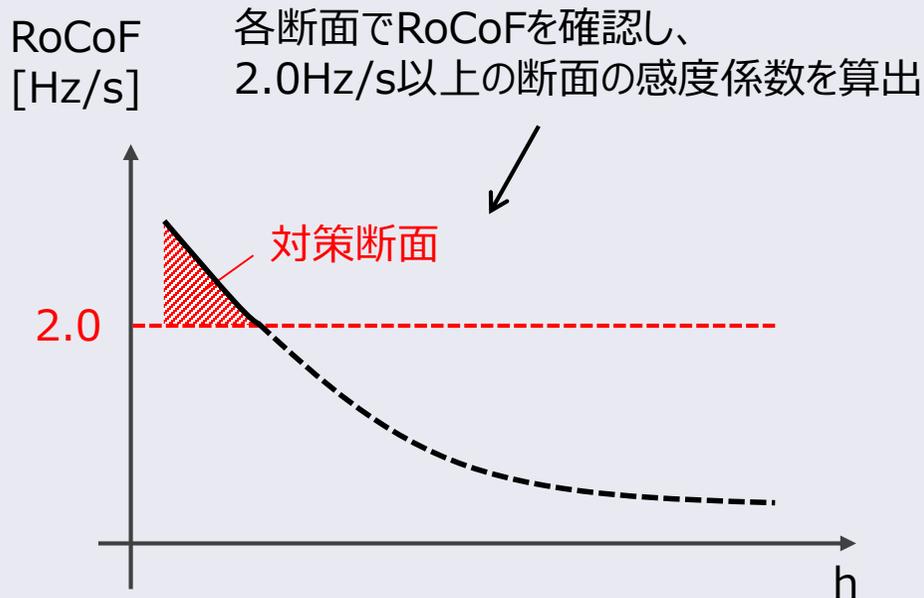
- 感度係数の特性分析から、理想的には複数断面での感度係数の算出が望ましいが、複数断面の解析には長時間を要するため、実務上現実的ではない。（簡易的な算出方法など、今後の継続検討）
- まずは将来断面の「RoCoF最大と推定される代表断面※にて、RoCoFの2.0Hz/s超過有無の確認」を行い、超過の際には、代表断面をベースに「感度係数を算出し、8760hに適用」することでどうか。
- なお、慣性力の確保状況の確認は、これまで通り、慣性力デレーションカーブと管理値から算出することとなる。



- 将来、慣性力が不足し、RoCoF 2.0Hz/s 以上となり、電源の一齐脱落を発生させないためには、RoCoF 2.0Hz/s 以上となる断面を確認し、RoCoF 2.0Hz/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、RoCoF 2.0Hz/s 以上となる複数断面で感度係数の算出を行い、RoCoF 2.0Hz/s となる管理値と対策断面の慣性力デューションカーブの差分から必要慣性力を算出する。

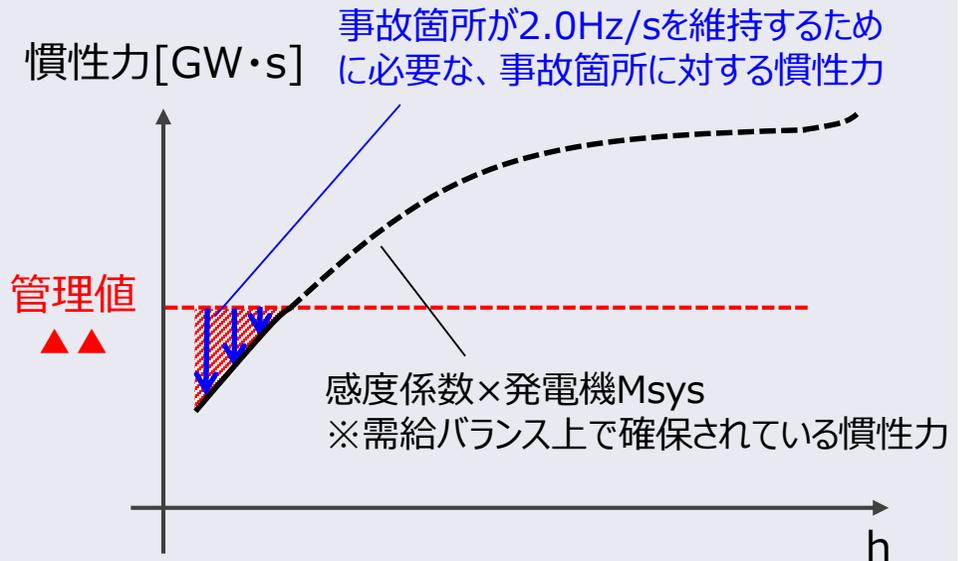
複数断面の感度係数を算出

- 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(M_{sys})からRoCoF 2.0Hz/s となる管理値や慣性力デューションカーブを作成し、その差分が必要慣性力として算出する。



- 現状、慣性力の検討を行う上で用いている解析ツールは、過去安定度解析プログラム(Y法)を中心に使用しており、各発電機から変電所、送電線、地点毎の需要などの詳細な設定が必要となり、1断面毎に解析に時間を要する。

(参考) シミュレーションツールについて

- 「再エネ主力電源化」に向けた検討においては、「北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員」で用いたMATRAB/Simulinkや、連系線の運用容量算出で用いている過渡安定度解析プログラム(Y法)などのシミュレーションツールを用いて慣性力や同期安定度の検討を実施している。

シミュレーションの位置付けと進め方 1

【シミュレーションの位置付け】

- 3月6日の地震発生（3時7分）からブラックアウト（3時25分）に至るまでの間に起きた事象をシミュレーションにより再現し、その再現結果から事象や前提を変えることにより、今後考えられる対策の有効性を検証するためのもの。

【シミュレーションの進め方】

- ① シミュレーションは、国等において今回のブラックアウトを踏まえた対策の詳細検討の早期開始を可能とするため、短期間（3か月程度）で可能であることを前提に、検証委員会事務局（広域機関）が様々な方法を駆使して行うこととしてはどうか。シミュレーションツールとしては、汎用ソフトであるMATLAB/Simulink（※）などが考えられる。
※MATLAB/Simulinkを用いたシミュレーションモデルとしては、例えば、電気学会技術報告第1386号に掲載されている「電力需給・周波数シミュレーション標準解析モデル」のAGC（自動発電機制御）30モデルがある。
- ② シミュレーションの実施にあたっては、電力システムの解析に関する深い知見を有する電力中央研究所（電中研）に協力を求めることとしてはどうか。
- ③ 併せて、上記シミュレーション結果と比較評価するため、あるいは上記シミュレーションでは事象や前提を変えることに対応できない場合の備えとするため、東日本大震災直後の事故分析など大規模系統擾乱時の周波数解析の実務経験を有する東京電力 P G などの一般送配電事業者に対して、解析面の協力を求めることとしてはどうか。

電力広域的運営推進機関
OCCTO

出所) 第2回 平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 資料4
https://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido_kensho/hokkaido_kensho_2_shiryo.html

2-2. 算出方法 8

制約要因	想定故障	算出ツール	判定方法
熱容量等	N-1故障 ¹⁾	算術式 ²⁾ 電中研L法 ^{3) 4)}	架空送電線はCIGRE式 ⁵⁾ に基づく許容電流以内 直流設備、ケーブル、その他直列機器は設計上の許容値以内
同期安定性	通常想定し得る範囲の電力設備の故障	電中研L法 ³⁾ 電中研Y法	発電機内部位相角の動揺が収斂(収束)する潮流
電圧安定性	(シート3-2参照)		基幹系統の母線電圧が維持できる潮流
周波数維持	連系線一ト断 (系統分離)	算術式 ⁵⁾	周波数が一定範囲内に維持できる潮流

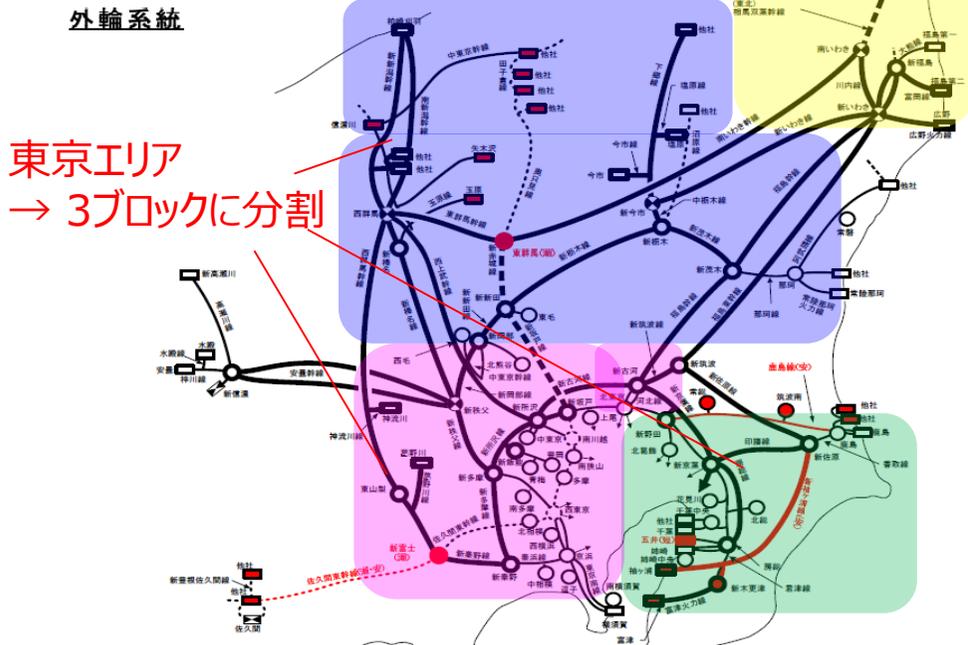
- 1) 送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障
- 2) $P = \sqrt{3} V I \cos\theta$ [W] ・V: 電圧 [V] ・I: 許容電流 [A] ・ $\cos\theta$: 力率
- 3) 電中研L法・Y法: 電力中央研究所が開発した電力系統解析ツール。
・L法 (潮流計算プログラム) : 所与の発電、負荷、系統構成に対して送電線や変電所を流れる潮流や系統各部の電圧を計算するプログラム。
・Y法 (過渡安定度解析プログラム) : 送電線故障等の系統擾乱における発電機位相角や電圧等の時々刻々の変化を空電機や空電機制御装置などの動特性を考慮してシミュレーションするプログラム。
- 4) 連系設備以外の制約の確認時。
- 5) 系統容量(想定需要) [MW] × 系統特性定数 [%MW/Hz]
- 6) CIGRE (CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES : 国際大電力システム会議) が推奨した架空送電線の許容電流計算式。(電気学会技術報告第660号「架空送電線の電流容量」に関連の記載あり) 周囲温度は40℃ (夏季) として計算。

電力広域的運営推進機関
OCCTO

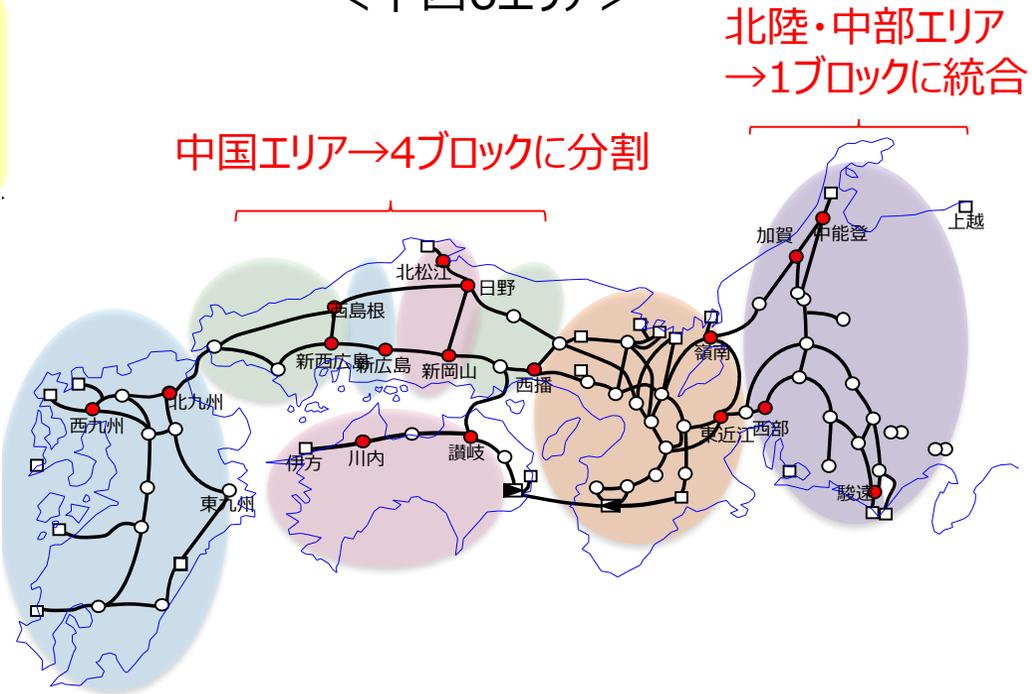
出所) 連系線の運用容量算出における検討条件について (2021~2030年度)
https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2020/200529_kentoujouken_youbou.html

- 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。

<東北・東京>

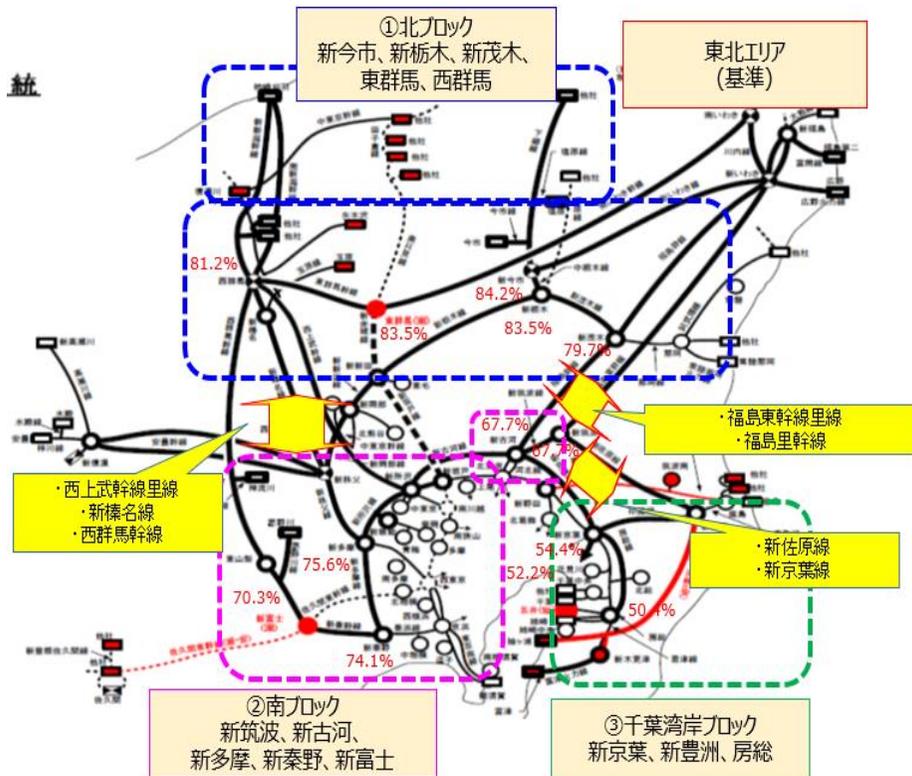


<中西6エリア>

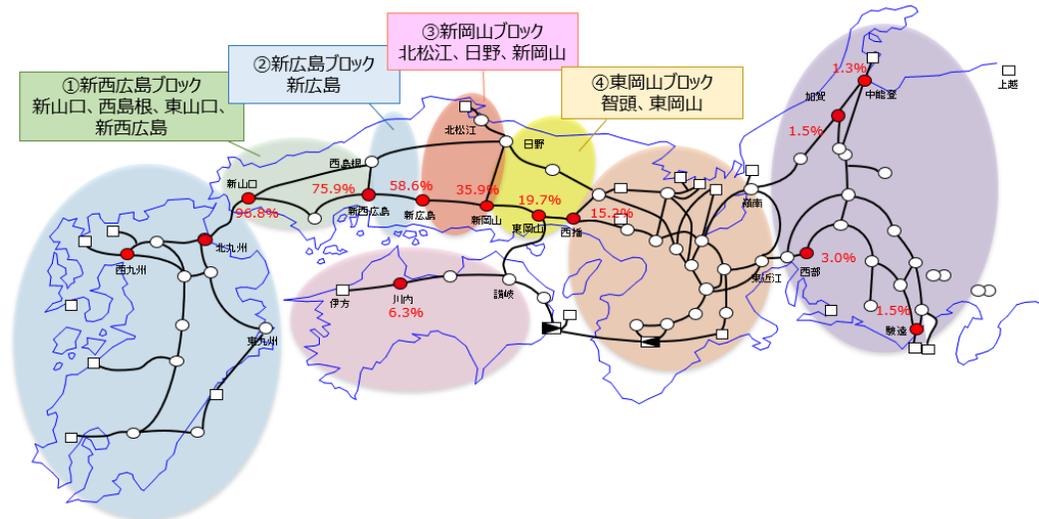


- 各エリアの代表地点で感度係数の算出を行った結果、同一エリア内の地点によって、感度係数の差異が発生することを確認できた。
- また前述の感度係数の特性分析における感度係数の算出結果や系統の特徴を踏まえて、各一般送配電事業者により、東北・東京エリアでは東京エリアを3ブロックに分け、中西6エリアでは中国エリアを4ブロックに分けることで、感度係数の細分化を行った。

<東北・東京>



<中西6エリア>

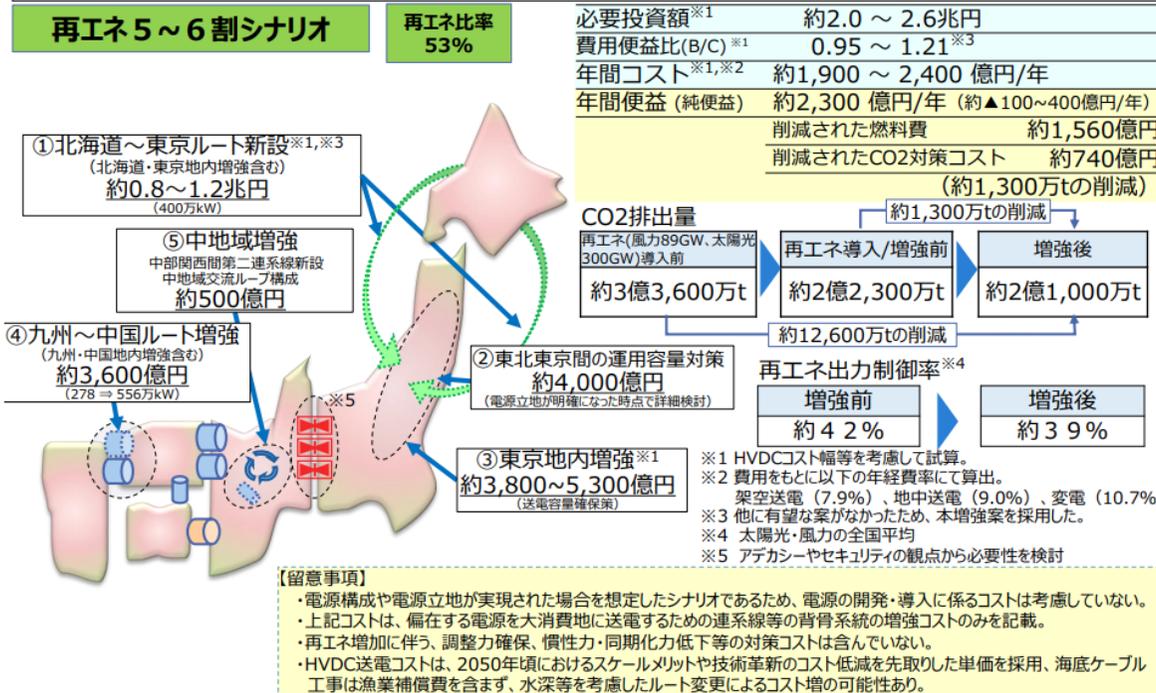


- 今回の特性分析において、**送電線増強・停止に伴い、感度係数が増減**することを確認している。
- **将来の計画などが定まっているものに対しては織り込む**こととし、長期的な将来断面の検討する際は、供給計画やマスタープランでの連系線などの増強案を織り込み検討を行うことかどうか。
- なお、**作業停止については、具体的な作業工程が定まっていないため、織り込まない**こととする。

3-4 シナリオ毎の増強案
(参考) 再エネ5~6割シナリオ

ケーススタディ 82

- 仮に再エネ導入が進展した場合、各シナリオの増強案のB/Cへ与える影響を確認するためのシナリオ
- なお、大消費地でも再エネ出力制御が発生していることから、系統増強による効果は大きくない。



- 今回の感度係数の特性分析を参考に、将来断面の試算における感度係数算出の前提条件を改めて定めた。
- 今後は、マスタープラン最終とりまとめ策定などに向けて、この前提条件のもとで、慣性力の確保状況の検討を行っていく。
- なお、今後も感度係数の特性分析の検討は継続し、適宜今回定めた将来断面の試算における感度係数算出の前提条件は見直されるものとなる。

※ 項目	管理方法	概要
算出断面 (潮流変化, 発電機の 運転・停止)	RoCoF最大推定断面 (発電機Msys最小断面)	1年のうちRoCoFが最大と推定される断面を代表断面として選定し、RoCoF2.0Hz/s超過を確認する。また超過の際は、代表断面をベースに、感度係数を算出、他断面にも適用する。
送電線停止・増強	停止：なし 増強：計画反映	将来の計画などが定まっているものに対しては織り込むこととし、送電線増強は計画を全て反映、停止は織り込まないこととする。
エリア細分化 (地点単位)	感度係数の特性や系統 の特徴を考慮したブロック 分け	感度係数の算出結果や系統の特徴などを踏まえてブロック分けを行い、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用いる。

※ 今後も感度係数の特性分析の検討は継続し、適宜今回定めた将来断面の試算における感度係数算出の前提条件は見直されるものとなる。

1. 感度係数の特性分析
2. 将来断面の慣性力確保状況の試算
 - 2-1. 試算の前提条件
 - 2-2. 試算結果
 - 2050年断面(連系線増強前)
 - (参考)2030年断面
3. まとめ

- 現在、広域連系システムのマスタープラン(以下、マスタープラン)では複数シナリオとその前提条件を整理しており、今後連系線増強案(以下、2050年with)が提示される予定である。
- 今回、マスタープランの基本シナリオにおける連系線増強前(以下、2050年without)の想定で、前述で定めた将来断面の試算における前提条件のもと、慣性力不足断面の試算を行ったので報告する。
- なお、現時点における将来断面試算の前提条件であり、感度係数の特性分析の検討状況などに応じて、適宜、今回の結果も見直されるものとなることに留意が必要。

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		<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	
	火 力 (化石+CCUS)	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 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) 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定 	<ul style="list-style-type: none"> 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定 	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	

※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

- 2050withoutの主な前提条件は、以下の通り。
- 2022年度※に比べて、需要は約1.4倍、太陽光は約3.7倍、風力は約16.2倍と大きく増加する想定となる。
- 連系線は、2021年度長期計画の運用容量を基本としており、整備計画策定済の北海道本州間連系設備増強、東北東京間連系線増強、東京中部間連系設備増強は反映している。

項目		前提条件	現在※との比較			
需要		約1兆2,000億kWh	<p><需要> 約1.4倍</p>			
再エネ	太陽光	約2億6000万kW	<p><太陽光> 約3.7倍</p>			
	陸上風力	約4,100万kW	<p><風力> 約16.2倍</p>			
	洋上風力	約4,500万kW				
連系線		2027年度：北海道本州間連系 2027年度：東北東京間連系 2027年度：東京中部間連系 (新佐久間、東清水)				

※2022年度/2022年度供給計画の値

- 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。

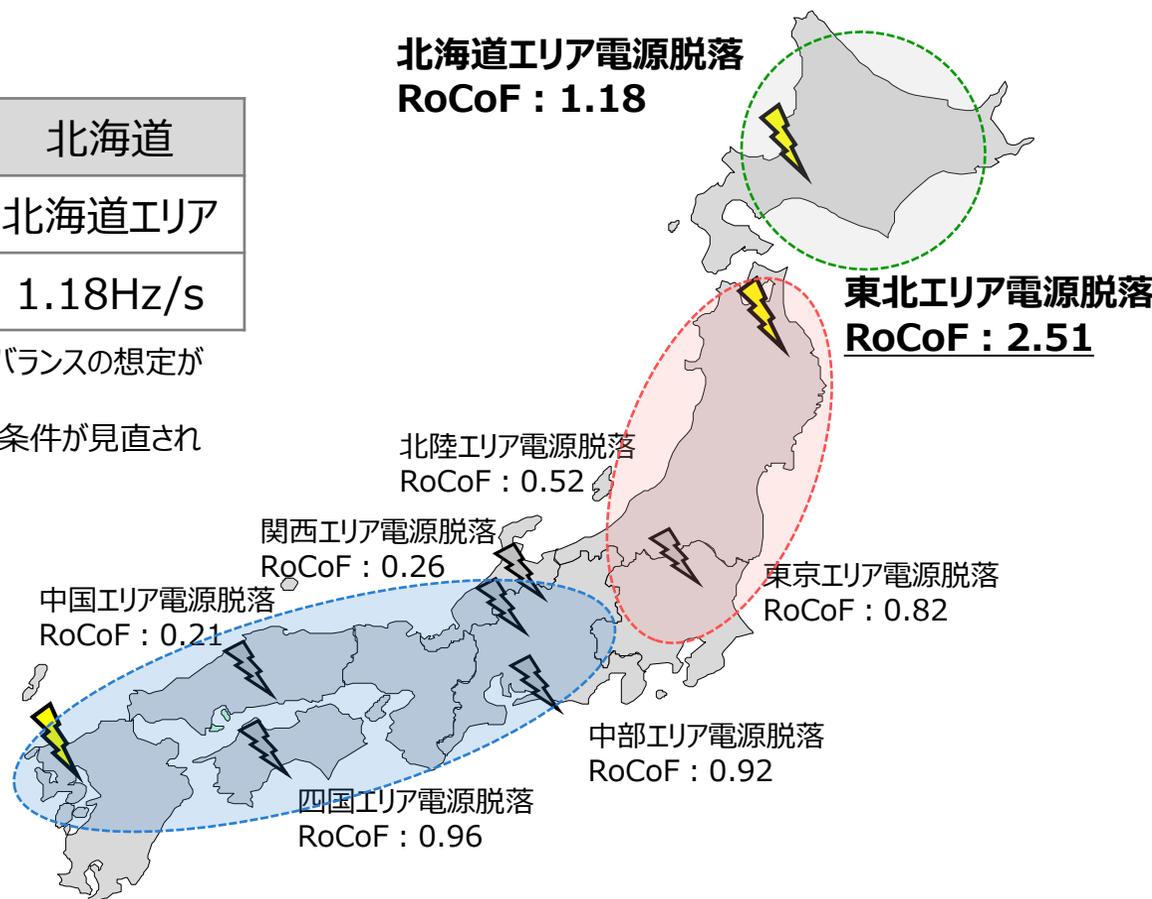
<RoCoF算定結果>

※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。

九州エリア電源脱落
RoCoF : 3.25



- 2050年断面の北海道、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を以下の通り、選定した。
- この断面を用いて、前述の通り、各エリア電源脱落ケースのRoCoFの確認を行った。

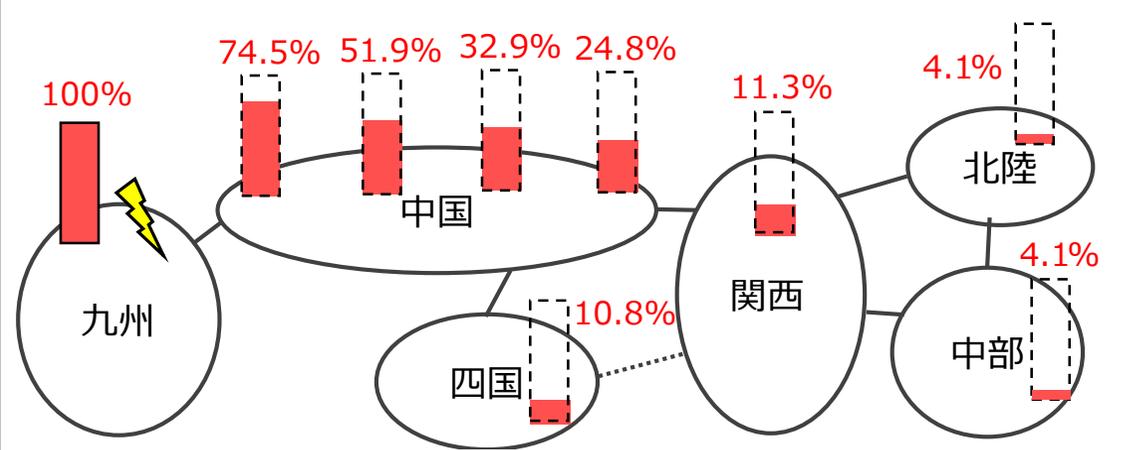
	北海道	東北・東京	中西6エリア
日時	12/1 1:00	5/2 9:00	5/5 7:00
(参考) 発電機Msys合計	14.7	162.8	183.1

- 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、管理値や慣性力デユ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。
- (%)

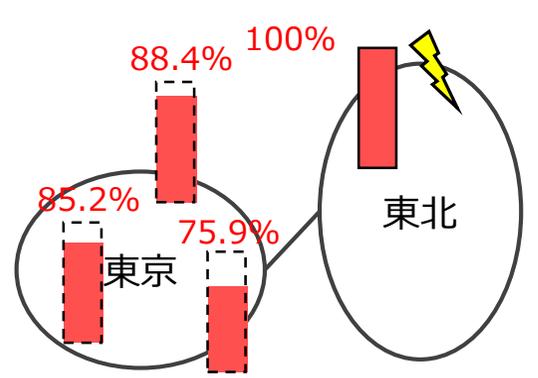
エリア	九州	四国	中国				関西	北陸	中部
ブロック	基準	四国	新西広島	新広島	新岡山	東岡山	関西	北陸	中部
感度係数	100	10.8	74.5	51.9	32.9	24.8	11.3	4.1	



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



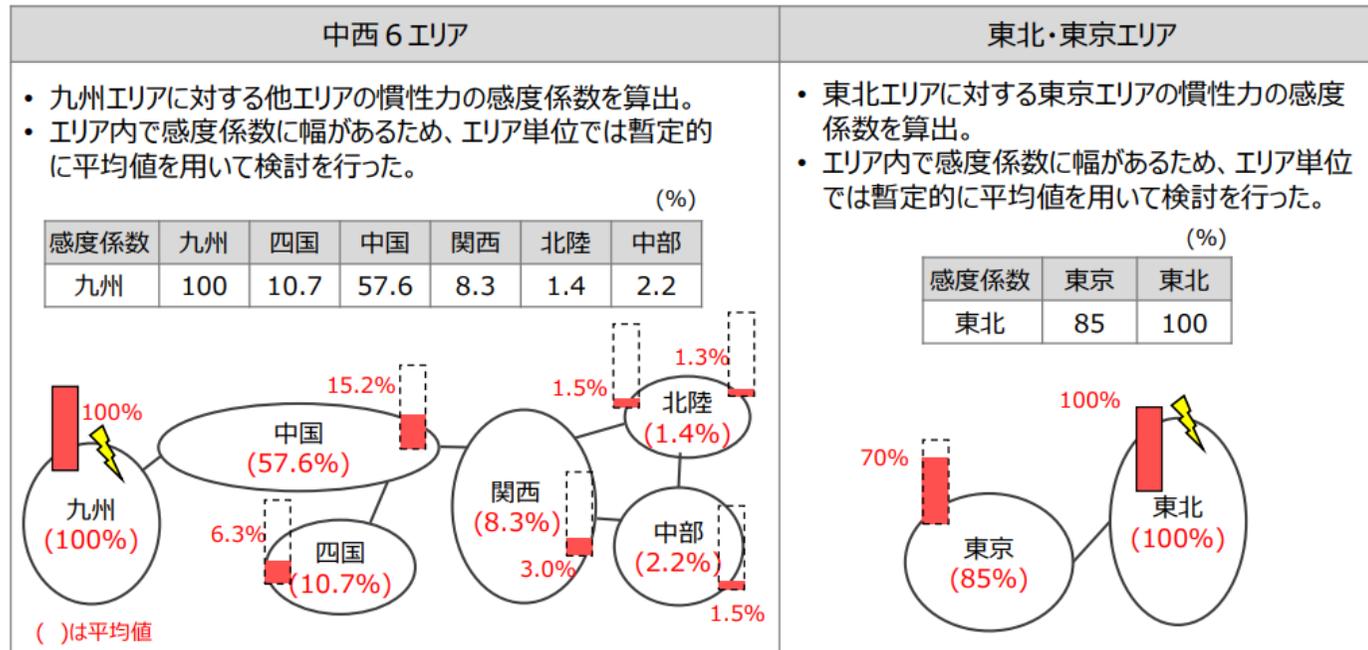
※1 マスタープラン基本シナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。
 ※2 発電機Msys最小断面(代表断面)をベースにRoCoF2.0Hz/s断面を作成し算出された結果であり、感度係数の管理方法などが見直されれば、算定結果も異なることに留意が必要。

- 第64回調整力等委員会において示した、マスタープラン中間整理シナリオにおける感度係数の値は以下の通りとなり、東北・東京エリアでは東京エリアの3ブロックの細分化、中西6エリアでは中国エリアの4ブロックの細分化により、電源脱落地点に対する感度係数の違いがある程度表現できていることが分かる。

(参考) 感度係数概算値の具体的な算定結果

27

- 東北・東京エリアでは東北エリアに対する東京エリアの感度係数、中西6エリアは九州エリアに対する他エリア(中国～中部エリア)の感度係数概算値を算出した。
- 前述のとおり、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は異なることから、今回の検討では暫定的に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管理値などの検討を行うこととする。



- 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

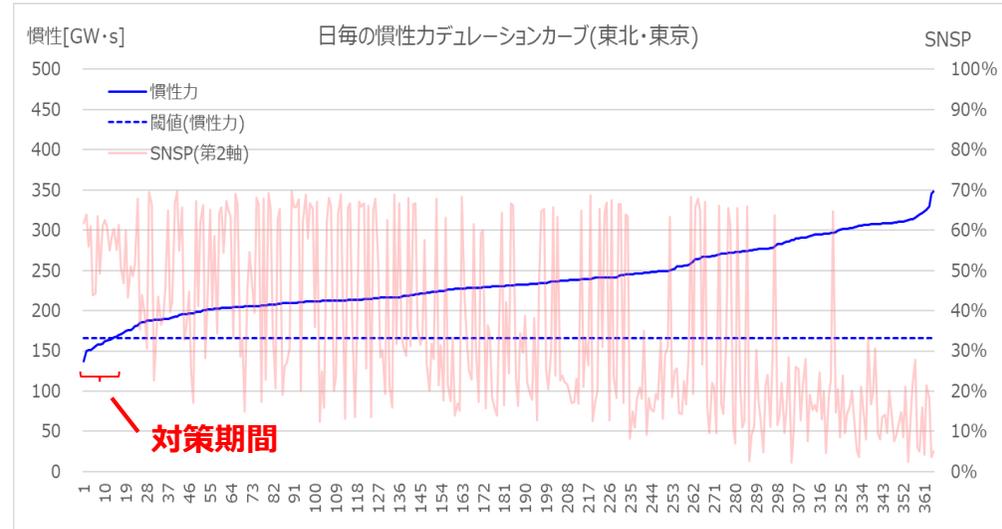
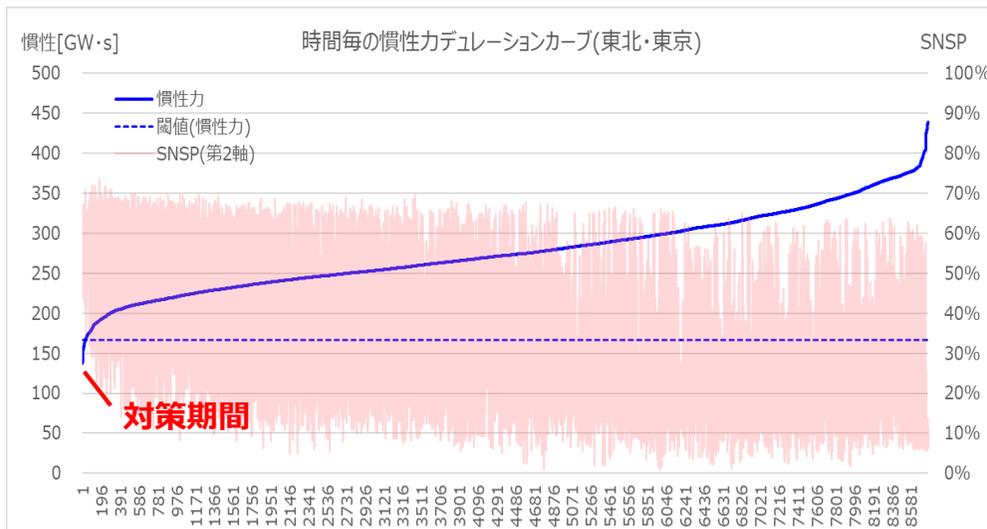
<RoCoF2.0Hz/sの発電機Msys> (GW・s)

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

■ 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ューレー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。

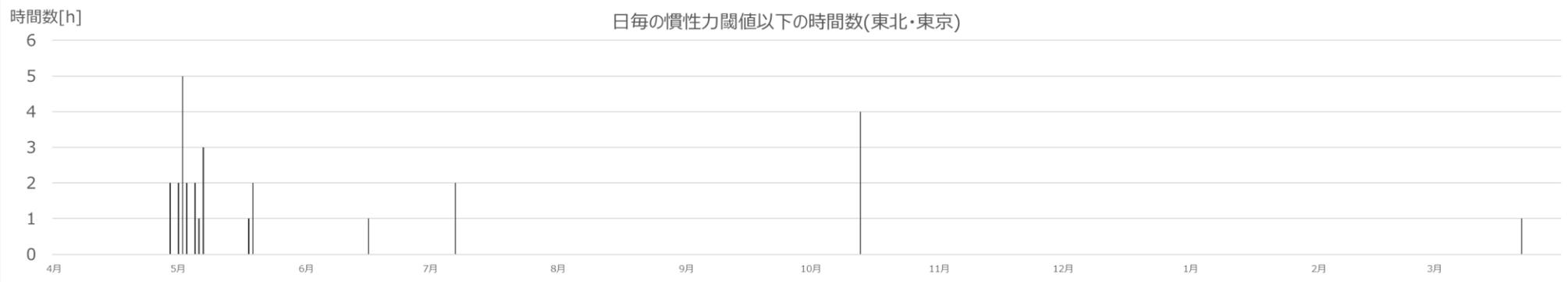


※1 マスタープラン基本シナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。

※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。

(参考) 東北・東京エリアにおける慣性力確保の状況

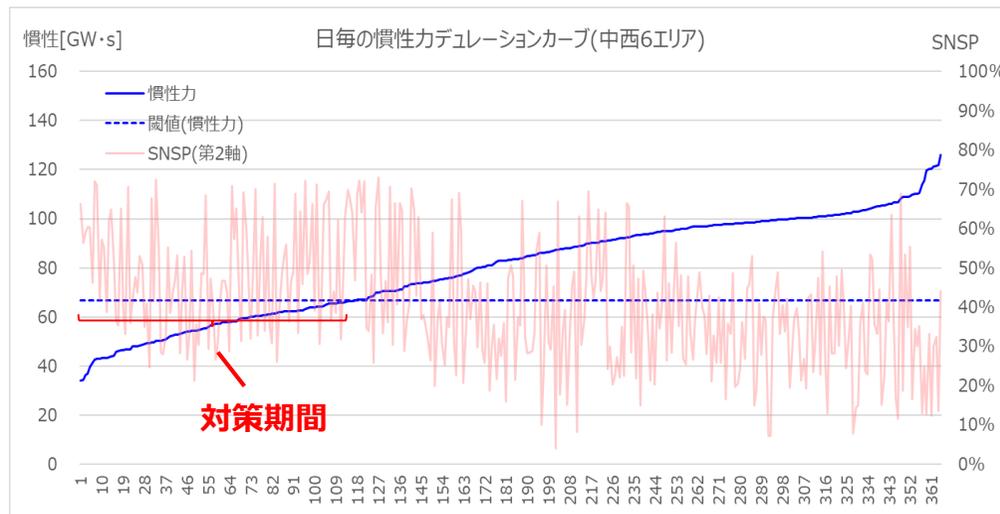
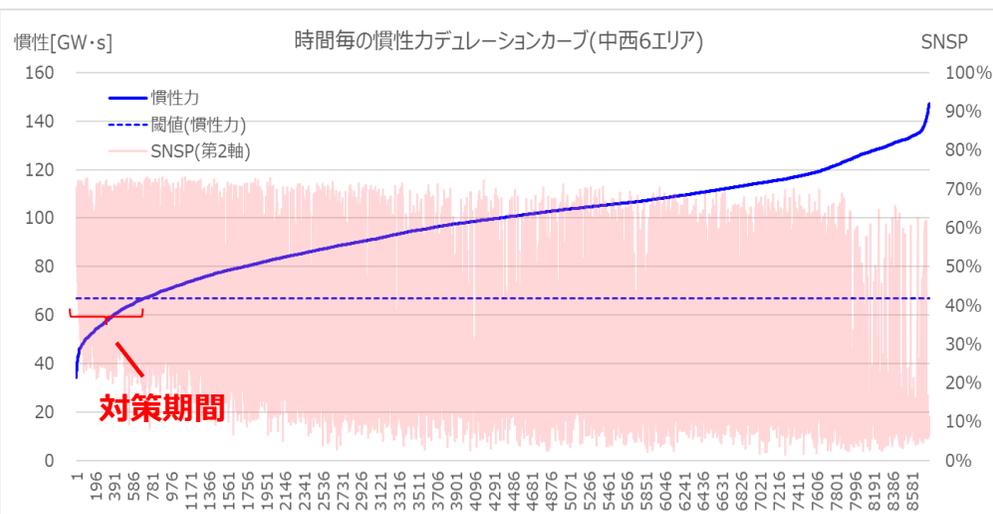
- 東北東京エリアでは、東北エリアに対する慣性力の管理値:166.3GW・sを下回り、対策が必要な月別の期間は、主に5月軽負荷期に発生している。



※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。

■ 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。

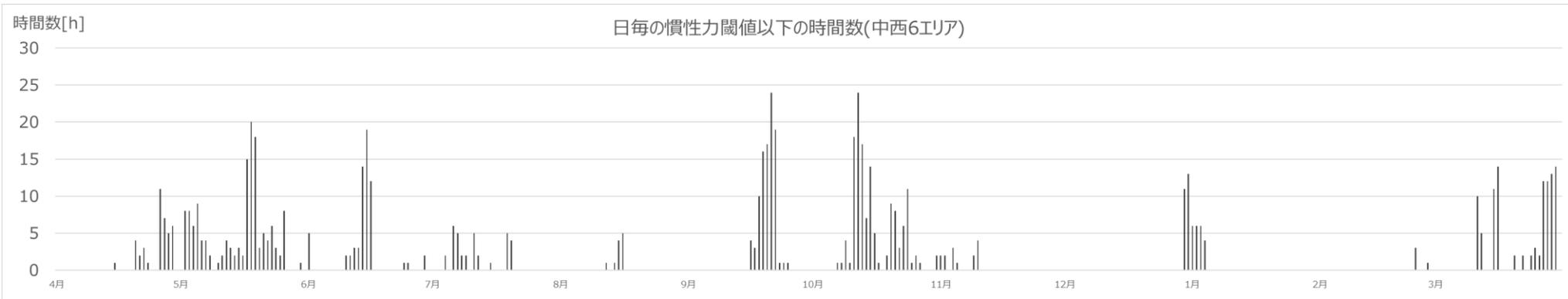


※1 マスタープラン基本シナリオによる結果であり、需要や供給力バランスの想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要。

※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。

(参考) 中西6エリアにおける慣性力確保の状況

- 中西6エリアでは、九州エリアに対する慣性力の管理値:66.8GW・sを下回り、対策が必要な月別の期間は、主に軽負荷期に発生しており、一年を通じて対策が必要となっている。



※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。

- 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	<u>4.2～16.3億円/年</u>
中西6 エリア	日数/年	117日
	対応策	電源、同期調相機
	コスト	<u>113.3～300.3億円/年</u>
合計	コスト	<u>117.5～316.6億円/年</u>

※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

- 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

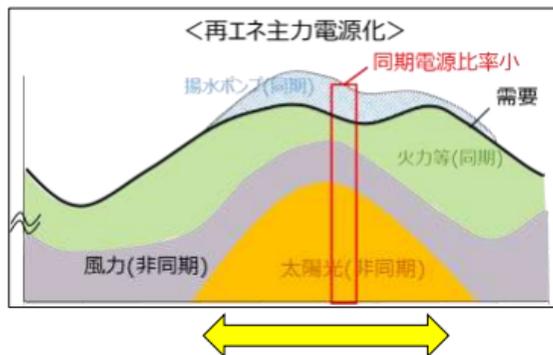
32

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

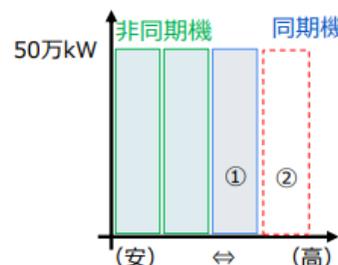
- 「同期電源の運転」費用を、50万kWのLNG MACCをモデルとして270~1,050万円/GW・s・日と試算した。

【同期電源の運転費用の算定諸元】

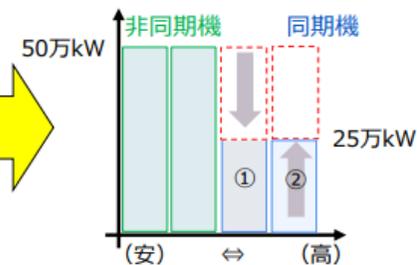
- 起動並列が比較的容易かつ大容量50万kWの火力発電機(LNG MACC)をモデルとし、並列して最低運転25万kWにて運転している場合を仮定する。
- 単位慣性定数H(s)を電気学会の標準モデルで使用されているH=4(s)と仮定すると、上記の同期電源の運転は慣性力を50万kW×4s=200万kW・sを確保することに該当する。
- また、同期電源の燃料単価差^{※1}は、持ち替え対象機が石炭の場合2.6円/kWh、持ち替え対象機が再エネの場合13円/kWhとし、起動費は150万円/回^{※2}と仮定した。
- 1日あたりの運転時間としては、PV出力が多い時間のみ対策が必要と考え、6時間/日と仮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

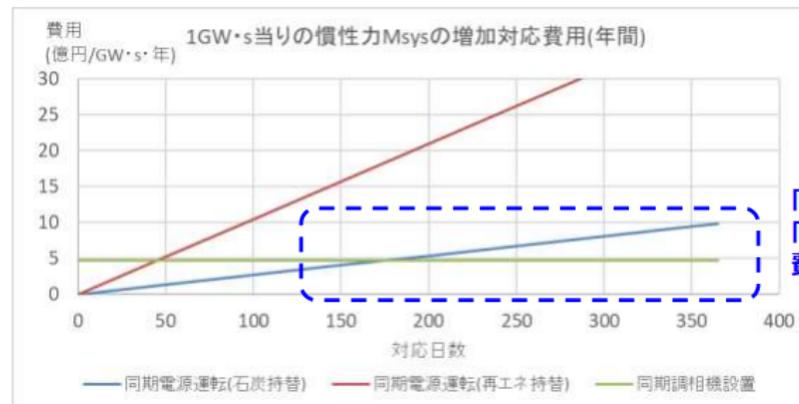
- 第64回調整力等委員会において、同期電源費用の270～1,050万円/GW・s・日と同期調相機費用の4.75億円/GW・s・年を用いて、費用対効果を算出したところ、同期電源費用が**270万円/GW・s・日で176日**まで、**1,050万円/GW・s・日で45日**を境に、同期調相機の設置の方が費用対効果が上回ることとなった。

(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。**

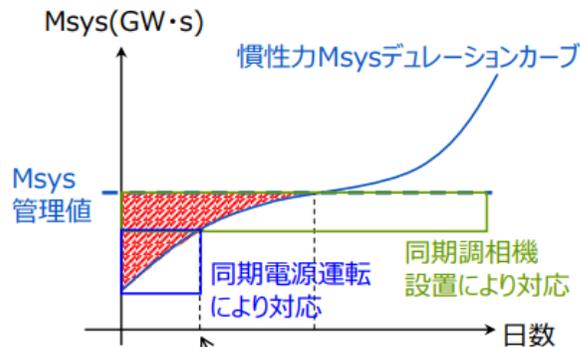
<計算例>

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

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

<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

以下、参考スライド
2030年断面の試算

- 2021年10月に公表された第6次エネルギー基本計画を踏まえて、広域メリットオーダーシミュレーションにより2030年断面を模擬し、前述で定めた将来断面の試算における前提条件のもとで、慣性力不足断面の試算※を行ったので報告する。
- なお、あくまでも、将来断面の試算における前提条件であり、感度係数の特性分析の検討状況に応じて、適宜、今回の結果も見直されるものとなることに留意が必要。

※第6次エネルギー基本計画で前提を置いて試算したものであり、供給計画や今後の具体的な計画などの反映した結果とは異なる可能性もあるため、今後想定断面の見直しが適宜必要であり、参考値としての試算

2030年度におけるエネルギー需給の見通しのポイント①

- 今回の見通しは、2030年度の新たな削減目標を踏まえ、徹底した省エネルギーや非化石エネルギーの拡大を進める上での需給両面における様々な課題の克服を野心的に想定した場合に、どのようなエネルギー需給の見通しとなるかを示すもの。
- 今回の野心的な見通しに向けた施策の実施に当たっては、安定供給に支障が出ることのないよう、施策の強度、実施のタイミングなどは十分考慮する必要。（例えば、非化石電源が十分に導入される前の段階で、直ちに化石電源の抑制策を講じることになれば、電力の安定供給に支障が生じかねない。）

		(2019年 ⇒ 旧ミックス)	2030年度ミックス (野心的な見通し)		
省エネ		(1,655万kl ⇒ 5,030万kl)	6,200万kl		
最終エネルギー消費 (省エネ前)		(35,000万kl ⇒ 37,700万kl)	35,000万kl		
電源構成	再エネ	(18% ⇒ 22~24%)	36~38%*	※現在取り組んでいる再生可能エネルギーの研究開発の成果の活用・実装が進んだ場合には、38%以上の高みを目指す。	
	水素・アンモニア	(0% ⇒ 0%)	1%		(再エネの内訳)
	原子力	(6% ⇒ 20~22%)	20~22%		太陽光 14~16%
	LNG	(37% ⇒ 27%)	20%		風力 5%
	石炭	(32% ⇒ 26%)	19%		地熱 1%
	石油等	(7% ⇒ 3%)	2%		水力 11%
					バイオマス 5%
(+ 非エネルギー起源ガス・吸収源)					
温室効果ガス削減割合		(14% ⇒ 26%)	46% 更に50%の高みを目指す	12	

- 2030年想定 of 主な前提条件は、以下の通り。
- 2022年度※に比べて、需要は約0.88倍に減少、太陽光は約1.7倍、風力は約4.4倍と増加する想定となる。
- 連系線は、2021年度長期計画 of 運用容量を基本としており、整備計画策定済 of 北海道本州間連系設備増強、東北東京間連系線増強、東京中部間連系設備増強は反映している。

項目		前提条件	現在※との比較			
需要		約7,681億kWh	<p><需要></p> <p>約0.88倍</p> <p>現在 2030年想定</p>			
再エネ	太陽光	約1億1,760万kW	<p><太陽光></p> <p>約1.7倍</p> <p>現在 2030年想定</p>			
	陸上風力	約1,790万kW	<p><風力></p> <p>約4.4倍</p> <p>現在 2030年想定</p>			
	洋上風力	約570万kW				
連系線		2027年度：北海道本州間連系 2027年度：東北東京間連系 2027年度：東京中部間連系 (新佐久間、東清水)				

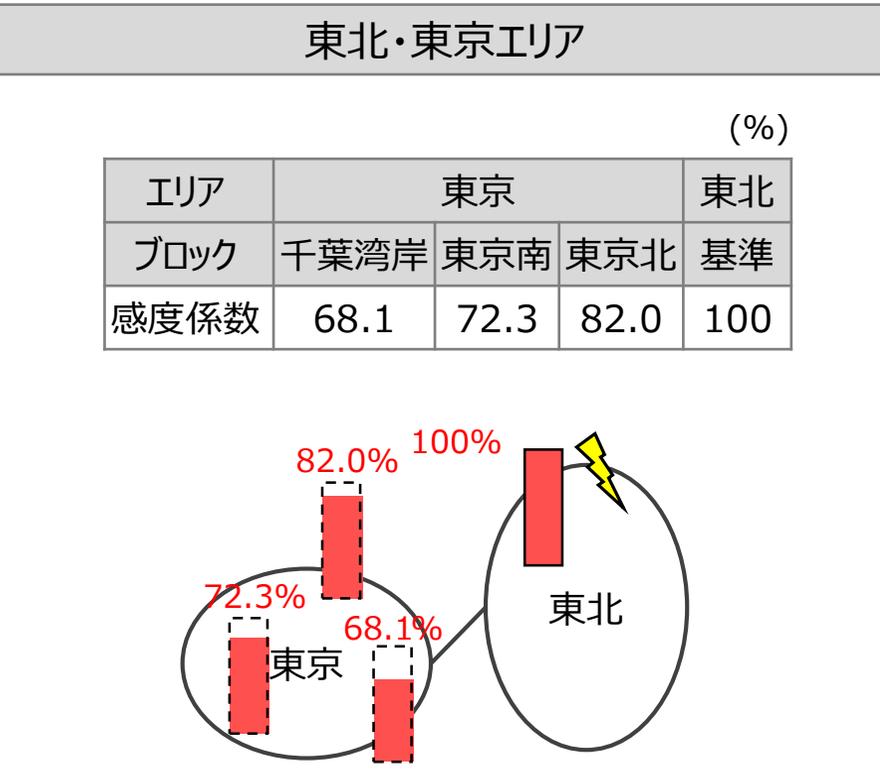
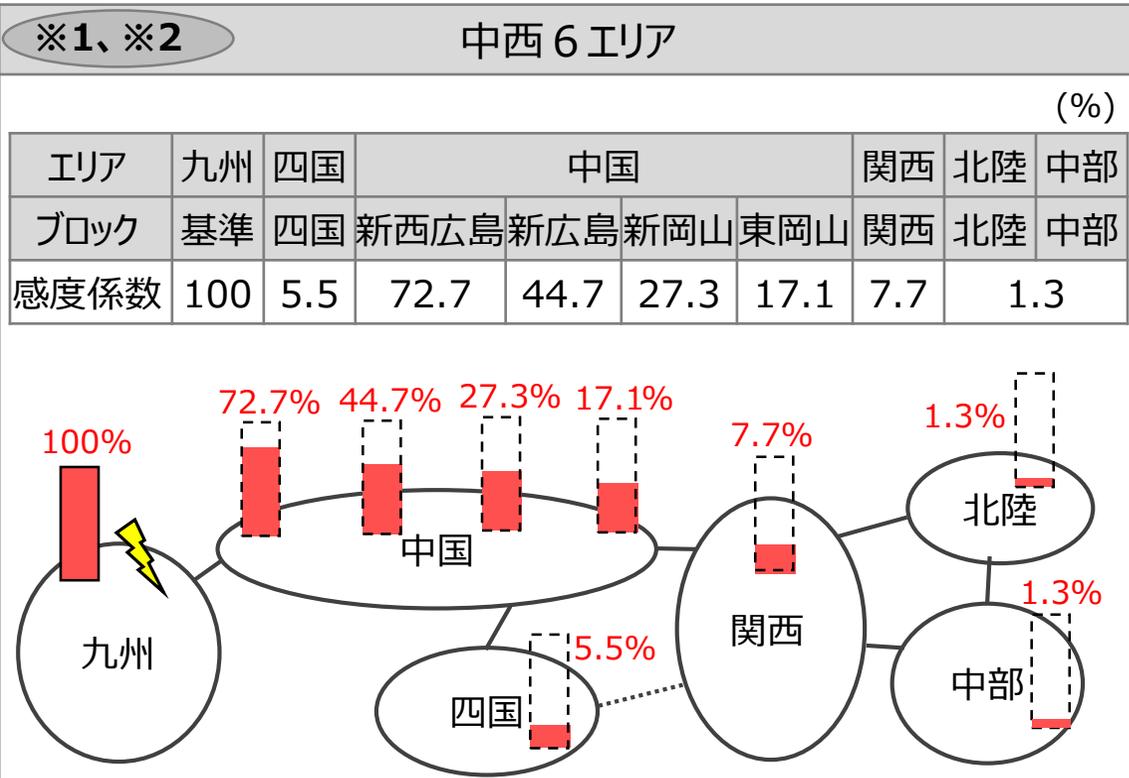
※2022年度/2022年度供給計画 of 値

- 2030年断面の北海道、東北・東京、中西6エリアにおける代表断面の選定として、各発電機Msysの合計値が最小となる断面を以下の通り、選定した。
- この断面を代表断面として、各エリア電源脱落ケースのRoCoFの確認、感度係数の算出などを行った。

<2030年の代表断面>

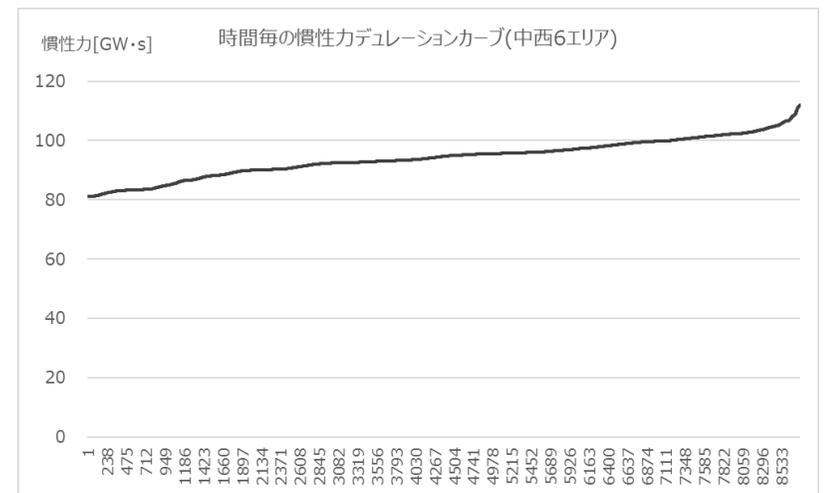
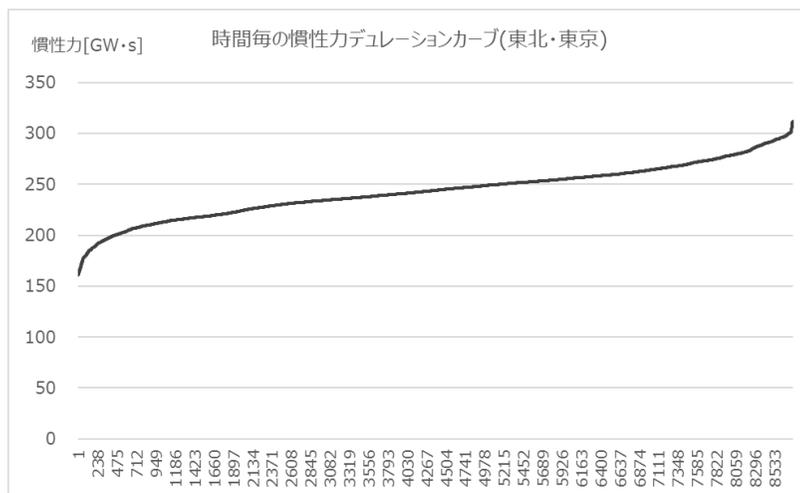
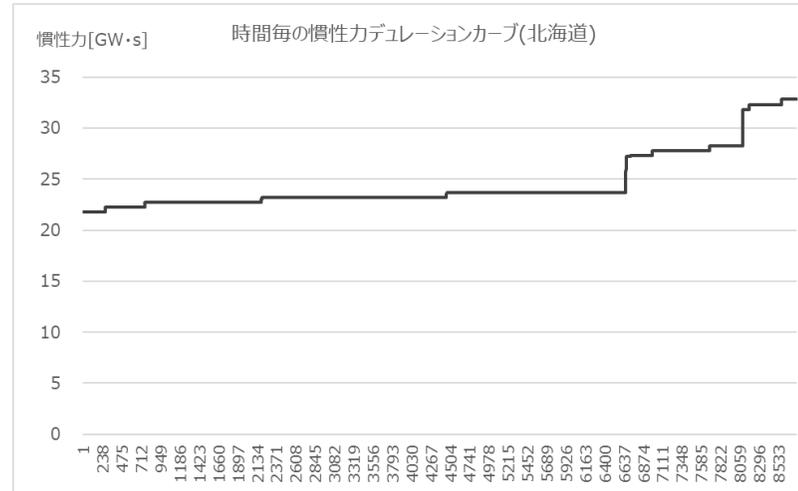
	北海道	東北・東京	中西6エリア
日時	11/1 8:00	5/2 9:00	1/3 11:00
発電機Msys合計	21.7	198.9	261.6

- 前述の通り、2030年断面の北海道、東北・東京、中西6エリアの代表断面においては、各電源脱落ケースにおけるRoCoFが2.0Hz/sを超過するエリアは確認できなかった。
- そのため、感度係数や管理値の算出、慣性力確保状況の確認などは不要となるが、今回定めた感度係数の前提条件(エリア細分化など)における、北海道、東北・東京、中西6エリアのRoCoF最大となるエリア(東北・東京では東北エリア、中西6エリアでは九州エリア)に対する感度係数を参考で算出したため、以下に示す。



※1第6次エネルギー基本計画の前提を置いた試算結果であり、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)で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。

- 前述で算出した感度係数をもとに、北海道、東北・東京、中西6エリアのRoCoF最大となるエリアに対する慣性力(各発電機 $M_{sys} \times$ 感度係数)の確保状況を参考で算出したため、以下に示す。



1. 感度係数の特性分析
2. 将来断面の慣性力確保状況の試算
 - 2-1. 足元試算の前提条件
 - 2-2. 2030年試算結果
3. まとめ

<感度係数の特性分析>

- これまでの調整力等委員会での報告において、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、今回の調整力等委員会で、**新たに感度係数の系統状態等による影響の分析(特性分析)を行った。**
- 感度分析の特性分析では、潮流変化や送電線増強・停止、発電機の運転・停止、電圧階級の違いにより、感度係数が異なることを確認し、今後も、**感度係数の特性分析を継続検討していくこととしたい。**

<将来断面の慣性力確保状況の試算>

- マスタープラン最終とりまとめ策定に向けて、現時点で認識している感度係数の特性分析の結果も参考に、**将来断面の試算における前提条件(感度係数の管理方法など)を定めた。**
- また、**今回の前提条件において**、2050年withoutの試算を行い、東北東京エリアと中西6エリアで慣性力不足断面が確認され、対策費用の試算も行った。
- 参考で第6次エネルギー基本計画を踏まえた2030年断面の試算も行い、今回の前提条件においては、慣性力が確保されている結果も確認している。

ただし、2050年withoutの試算、2030年断面の試算は、各々シナリオ限定での試算結果であり、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、また発電機Msys最小断面(代表断面)をベースに算定しており、感度係数の管理方法などの見直しがされれば算定結果も異なることなど、**様々な前提を仮定したうえでの試算であることに留意が必要となる。**

- 今後は、**マスタープラン最終とりまとめ策定に向けて、今回定めた試算における前提条件のもとで**、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**慣性力の確保状況の試算を進めることとしたい。**