

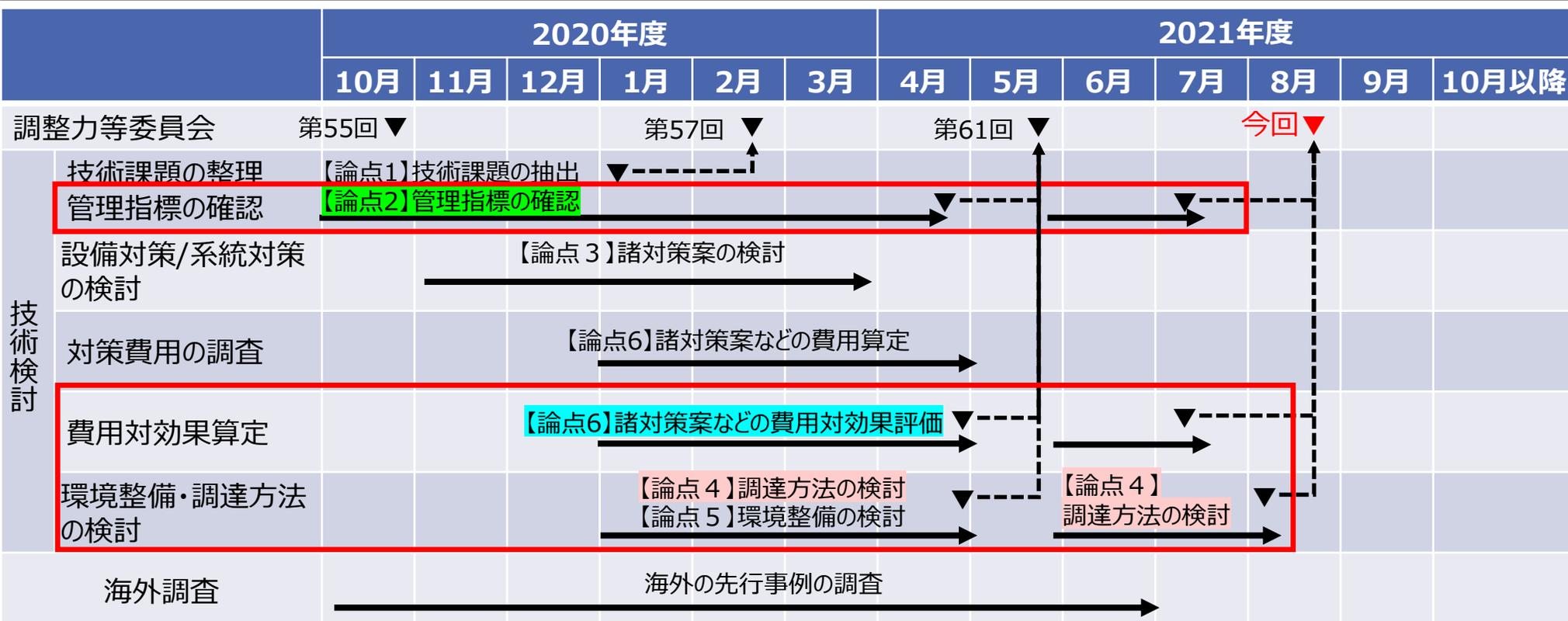
「再エネ主力電源化」に向けた 技術的課題及びその対応策の検討状況について

2021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

- 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。
- そして、前回(第61回)において、各エリアの慣性力 M_{sys} のバランスやマスタープランの各シナリオを踏まえて、各論点2～6について再整理することとし、今年度上期中を目途に継続検討することとした。
- 今回、論点2「管理指標」、論点6「費用対効果」、論点4「調達方法」について検討したため、ご議論いただきたい。

※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



(参考) 国の審議会での議論状況と本委員会での検討対象との関係イメージ

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

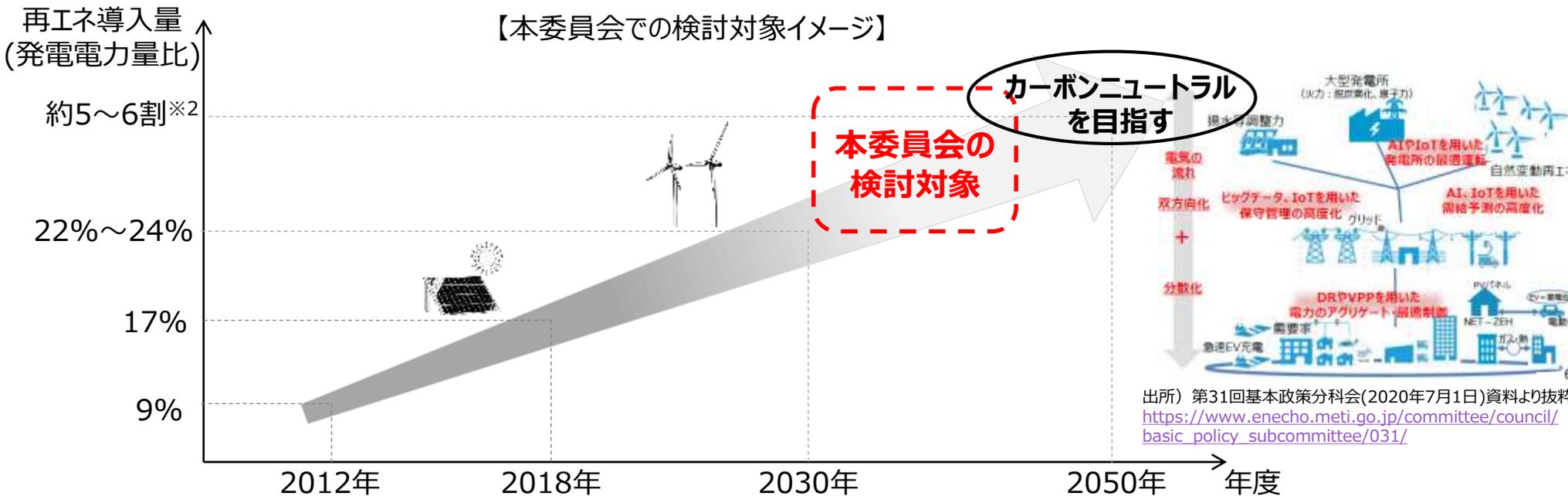
出所) 第33回基本政策分科会(2020年11月17日)資料より抜粋 https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/033/

- 2050年のカーボンニュートラルの実現に向けて、**電化の促進、電源の脱炭素化が鍵**となる中で、**再生可能エネルギーの最大限の導入**を図っていくことが政府の方針。
- これまでのFIT制度による支援や系統整備等の取組を通じて、**再エネの導入量は世界6位**となり、電源比率で見ると2012年の9%から**2018年の17%にまで拡大**。カーボンニュートラルの実現に向けて、再エネの主力電源化の取組をさらに加速化していく必要がある。

出所) 第35回基本政策分科会(2020年12月21日)資料より抜粋 https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/035/

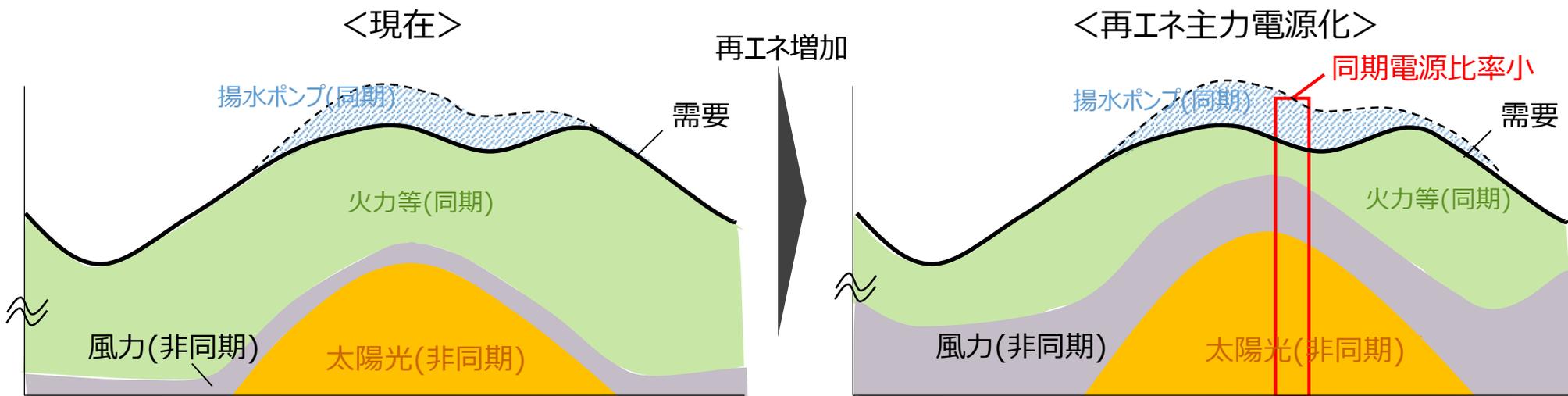
- ### 2050年における各電源の整理 (案) の「確立した脱炭素の電源(再エネ・原子力)」における再エネについて
- 2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。
 - 最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。
 - こうした課題への対応を進め、2050年には発電電力量(※1)の約5～6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。

※1：2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力推計を踏まえ、約1.3～1.5兆kWhを参考値(※2)とする。
 ※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。



出所) 第31回基本政策分科会(2020年7月1日)資料より抜粋 https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/031/

- 「再エネ主力電源化」に伴い再エネ導入量が増加し、太陽光発電や風力発電などのインバータ電源(非同期電源)が増加する一方で、火力発電等の同期電源が減少する場合に、安定的に電気を送れるかどうかの技術的な課題【論点 1】を確認することがまず必要であり、技術的な課題を確認した上で、その対応策【論点 2～5】や、その費用対効果【論点 6】などを検討していくこととした。
- 今回、論点 2 の管理指標、論点 6 の費用対効果、論点 4 の調達方法について検討したため、ご議論いただきたい。



論点

【論点 1】同期電源減少に伴う技術的な課題の整理

【論点 2】技術的な課題を管理する指標の検討

【論点 3】技術的な課題の対応策の検討

今回の内容

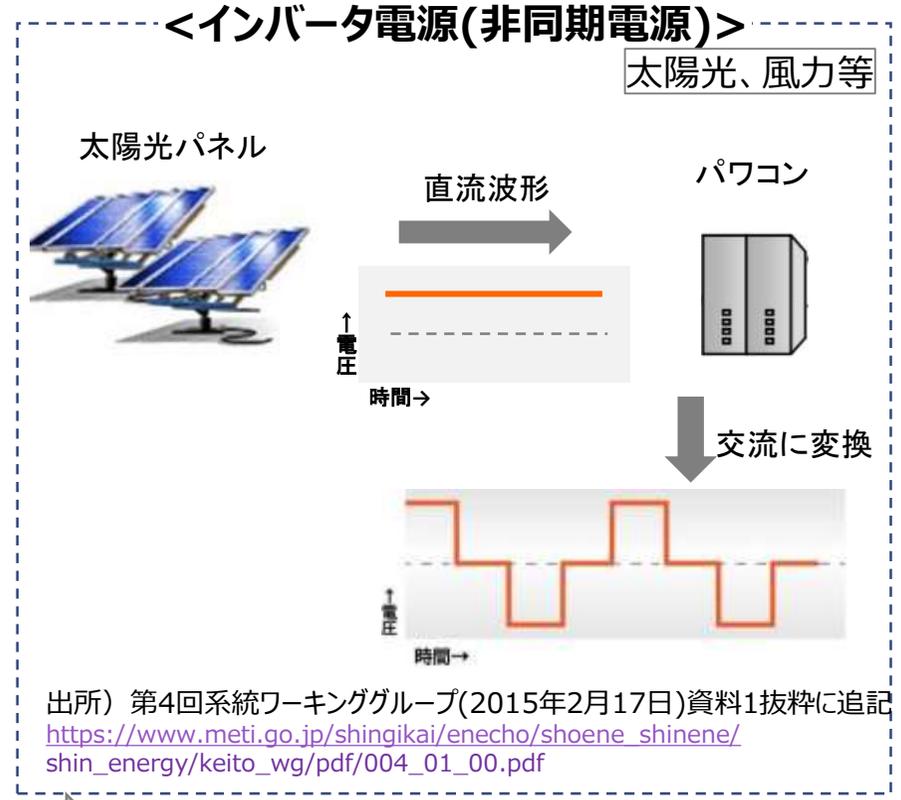
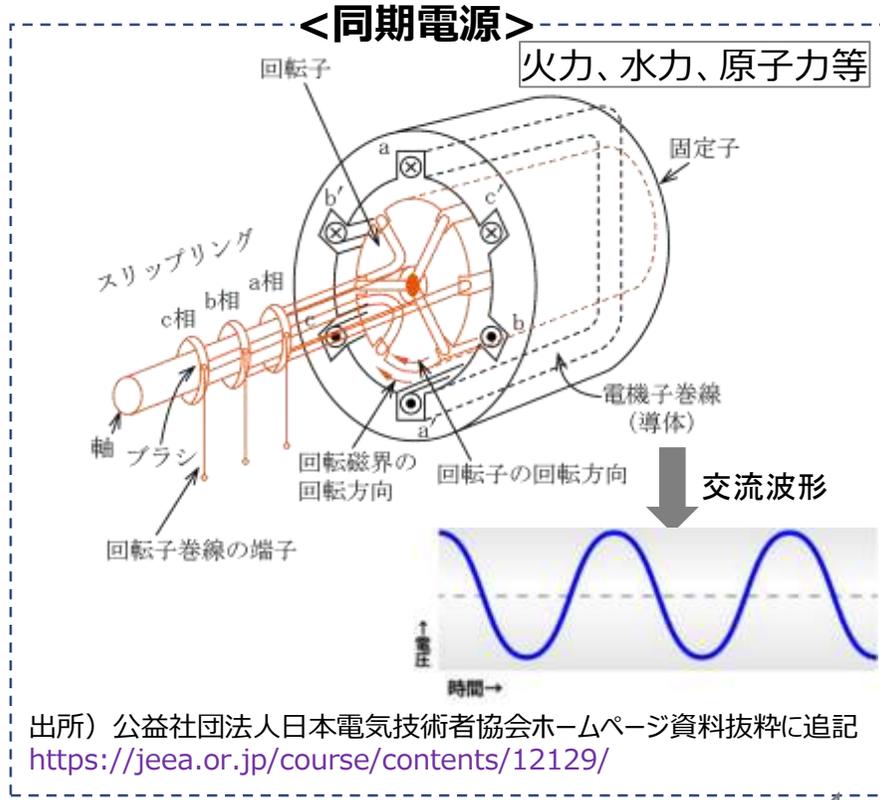
【論点 4】対応策に応じた調達方法の検討

【論点 5】対応策を可能とする環境整備の検討

【論点 6】対応策に要する費用対効果の確認

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

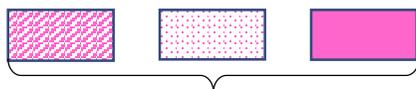
- 論点1のとおり、日本においては、再エネ主力電源化に向けて慣性力の低下および同期化力の低下による電源脱落時の周波数変化率RoCoFの増加の課題が生じると考えられる。その課題発生要因は、同期電源の並列台数の減少による慣性力の低下であることを踏まえると、**どのくらい慣性力が低下しているか、その状況を直接的に示す指標として、システムの慣性力(Msys)にて管理**することが望ましいと考えられるがどうか。
- 他方で、**システムの慣性力(Msys)**の諸元となる単位慣性定数Hについては、各同期電源によって定格容量が同じでも異なる場合があり、**一般的には理解しづらい**ところもあることから、そ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

<単位慣性定数Hの例>

- ・電気学会EAST10モデル
4s : 火力、原子力
5s : 水力

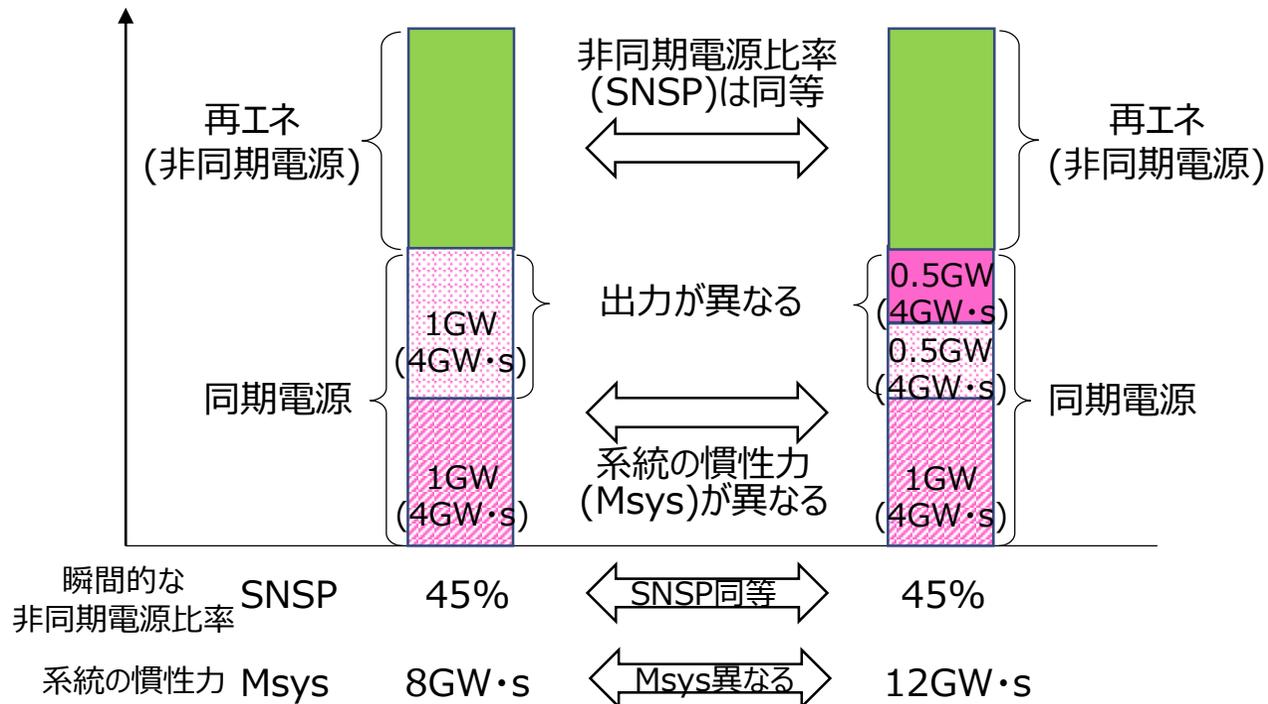
- ・系統連系技術要件での記載例
3~4s : 火力

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



<瞬間的な非同期電源比率(SNSP)とシステムの慣性力(Msys)の関係イメージ>

並列運転中の電源出力※[kW、()内はMsys]



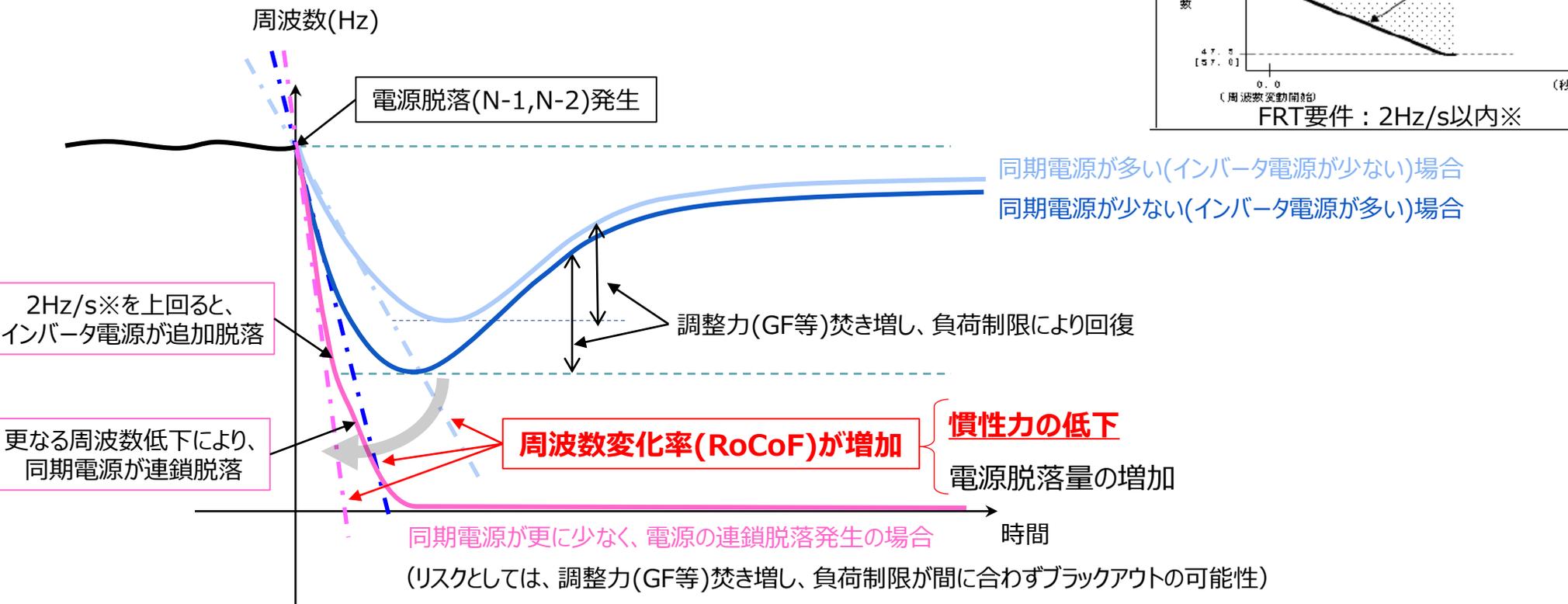
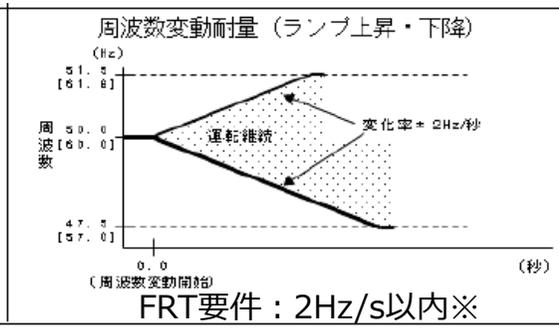
全て容量:1GW,単位慣性定数H:4sの同期電源
→慣性力Msys=1GW×4s=4GW・s

(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。)

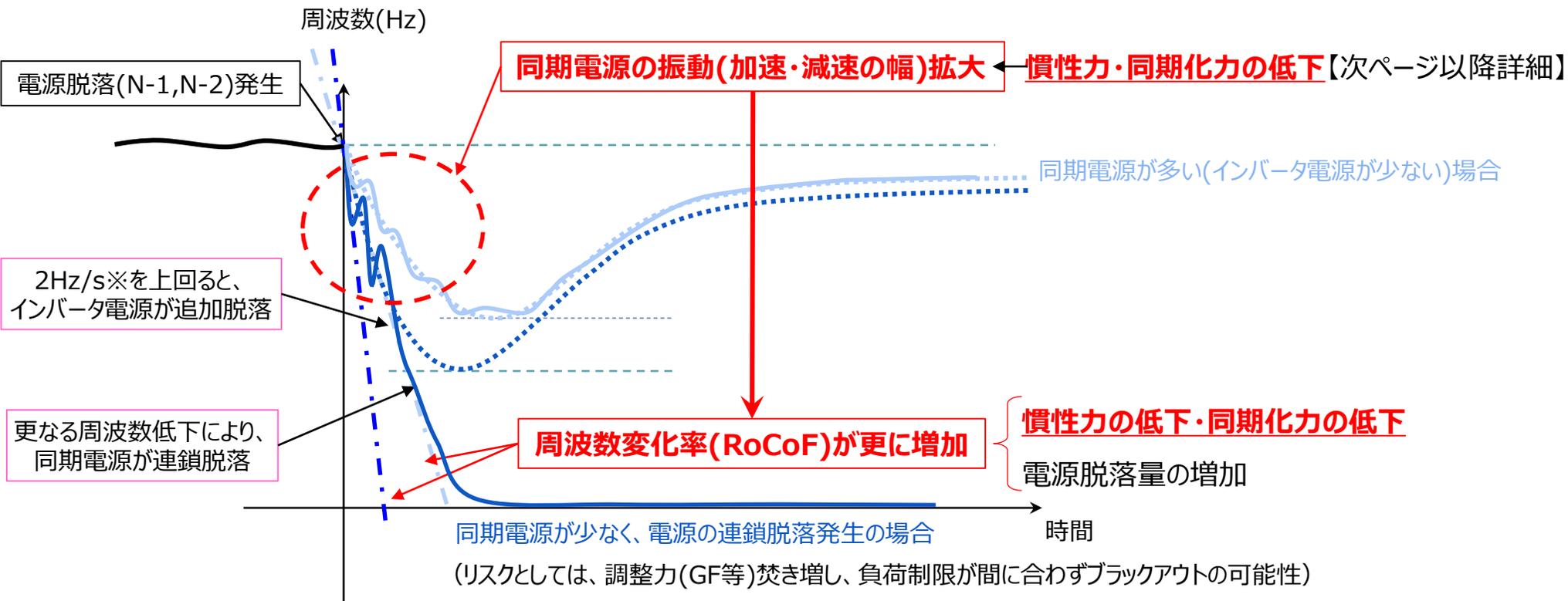
※系統連系規定では、事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)について規定を追加しており、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の±2Hz/sの周波数変動に対して運転を継続する(右図)」ことが示されている。



(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。

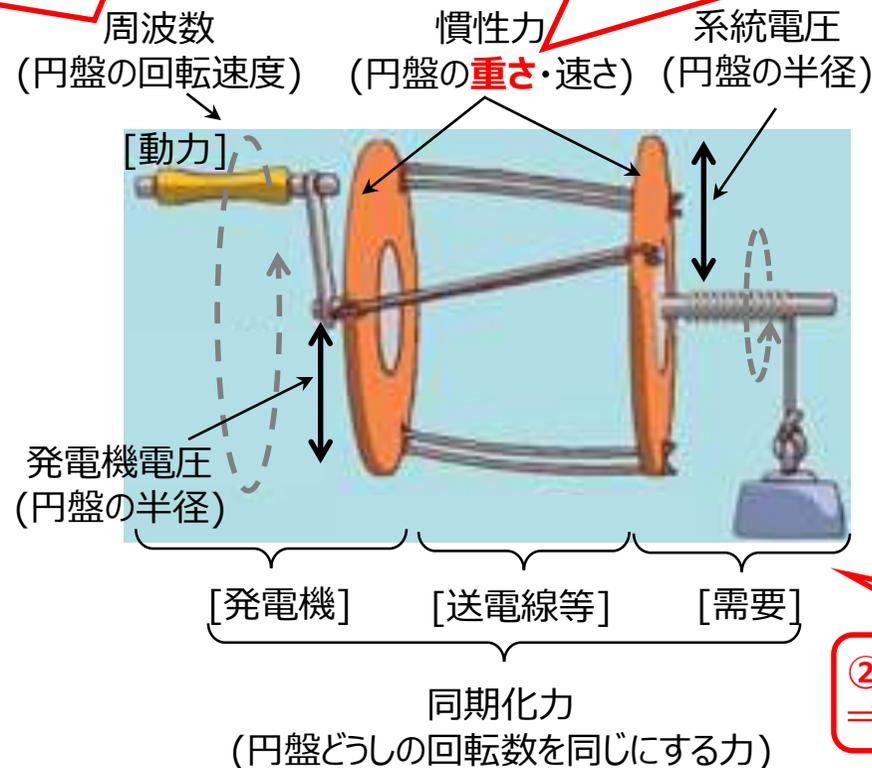
(参考) 同期電源減少に伴う慣性力の低下による電源脱落時の同期電源の振動拡大の要因

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

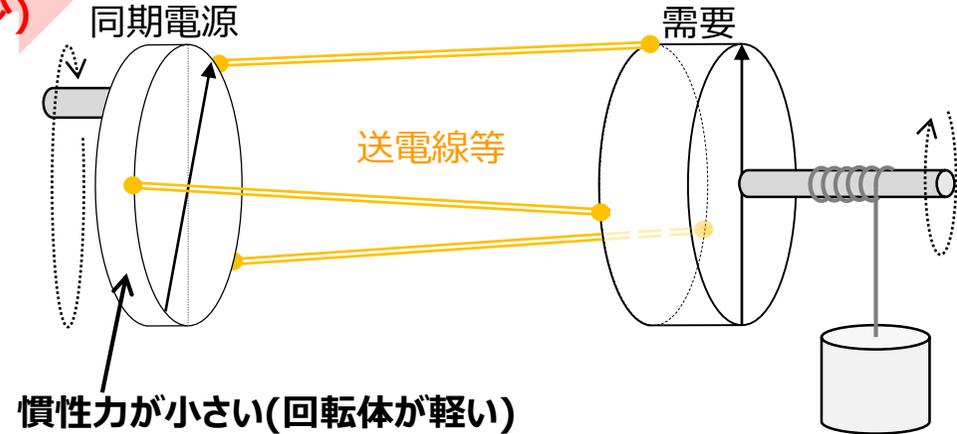
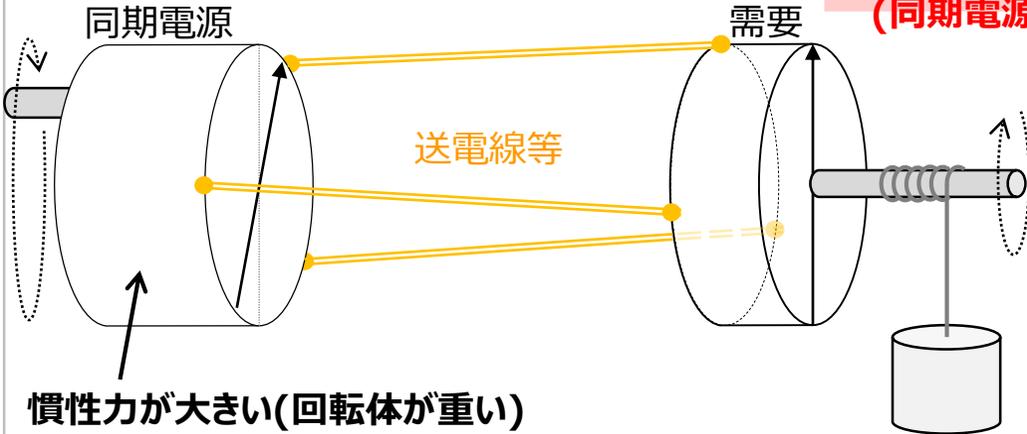
(参考) 慣性力の低下による同期電源の振動拡大イメージ※1

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

<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

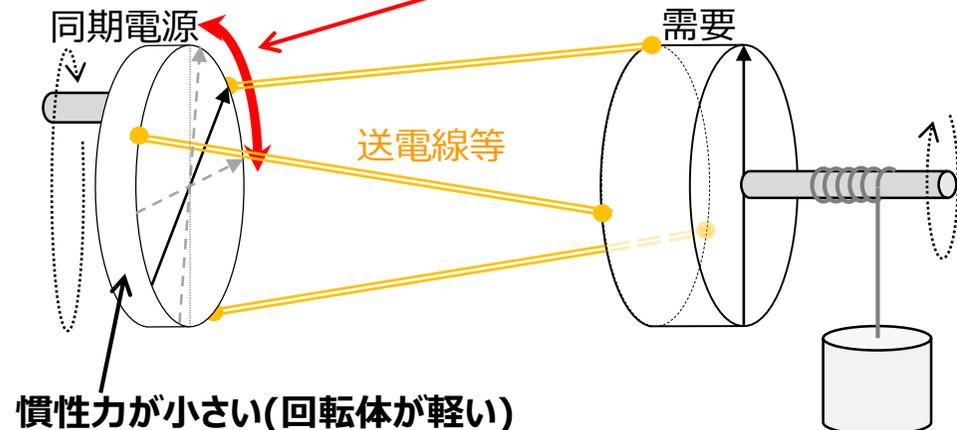
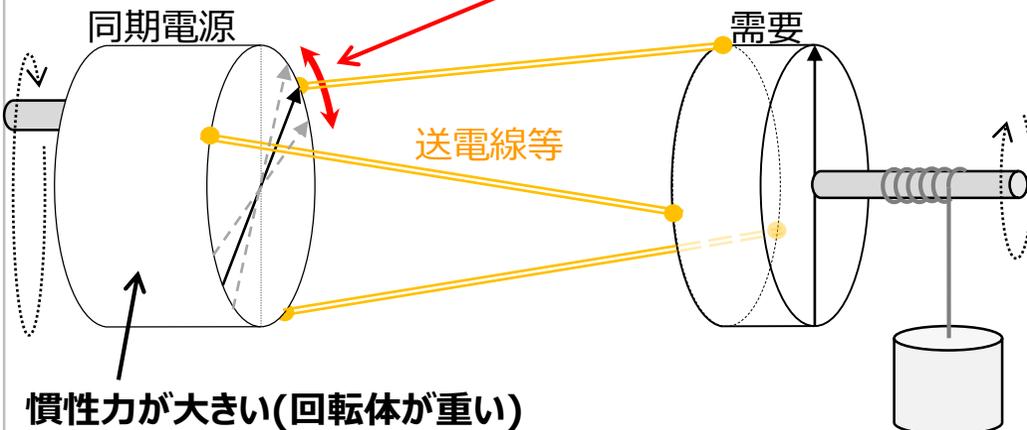


電源脱落等による系統状態変化※2

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



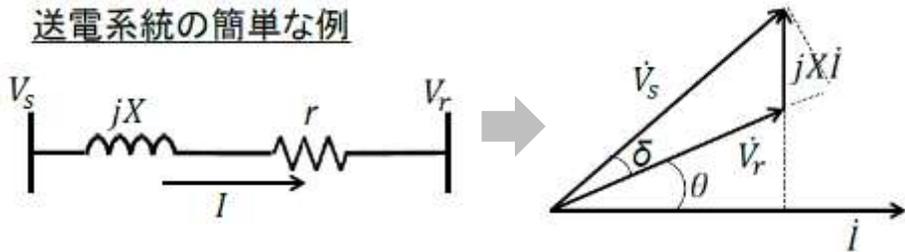
電源脱落等による1台当りの負担増加

※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

- **慣性力が大きいほど、電源脱落等が発生したときの、同期電源の位相角の変化速度は遅くなる。**また、電圧(電圧維持能力)が大きいほど、**流通設備インピーダンスが小さいほど、送電可能電力(P-δ曲線のsinカーブの振幅)は大きくなる。**その結果、同期化力が強くなる。これらは、現在、同期電源の電圧維持能力等によって維持されている。
- 他方で、同期電源の減少により、電圧維持能力等が減少すると、同期化力が減少することが懸念される。

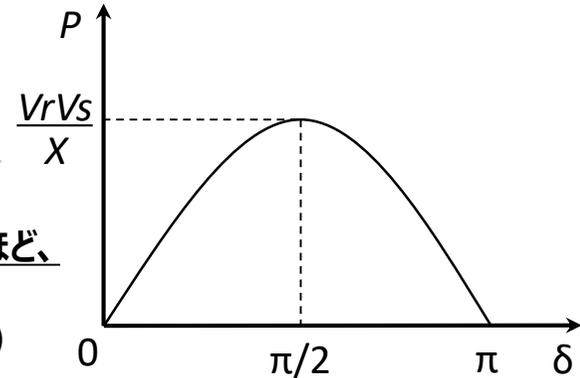
<同期化力イメージ>

送電システムの簡単な例



$$P_r = \frac{V_r V_s}{X} \sin \delta$$

⇒電圧 $V_r V_s$ が大きいほど、**流通インピーダンス X が小さいほど、sinカーブの高さは高くなる**
(送電可能電力は大きくなる)



同期電源の加速・減速を表す動揺方程式

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e(\delta)$$

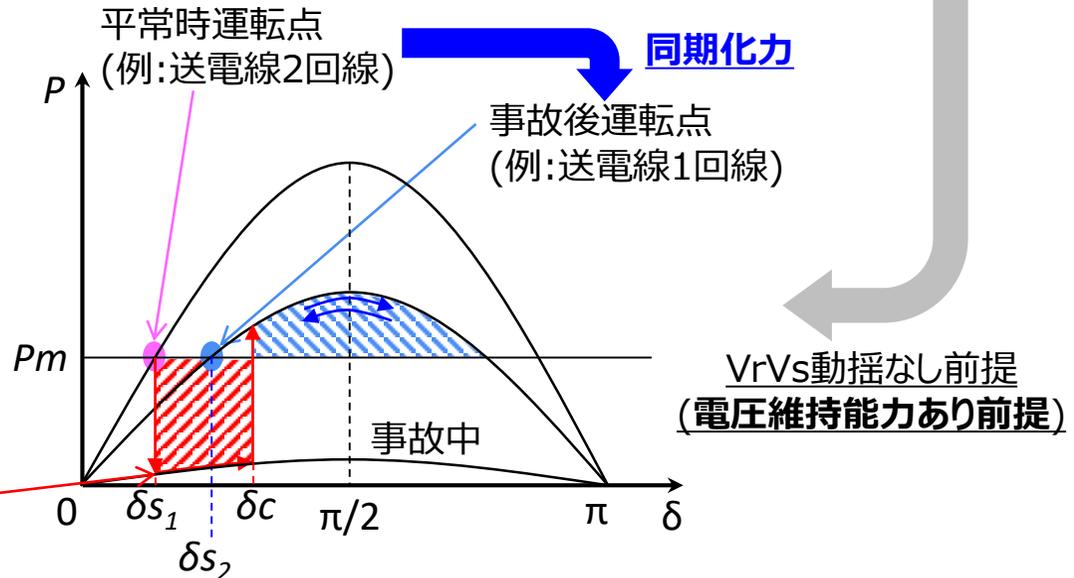
M:慣性定数、 δ :相差角、t:時間、

P_m :機械的入力エネルギー、 P_e :電氣的出力エネルギー

・ $P_m > P_e$ のとき $\frac{d^2 \delta}{dt^2} > 0$ より同期機は加速する

・ $P_m < P_e$ のとき $\frac{d^2 \delta}{dt^2} < 0$ より同期機は減速する

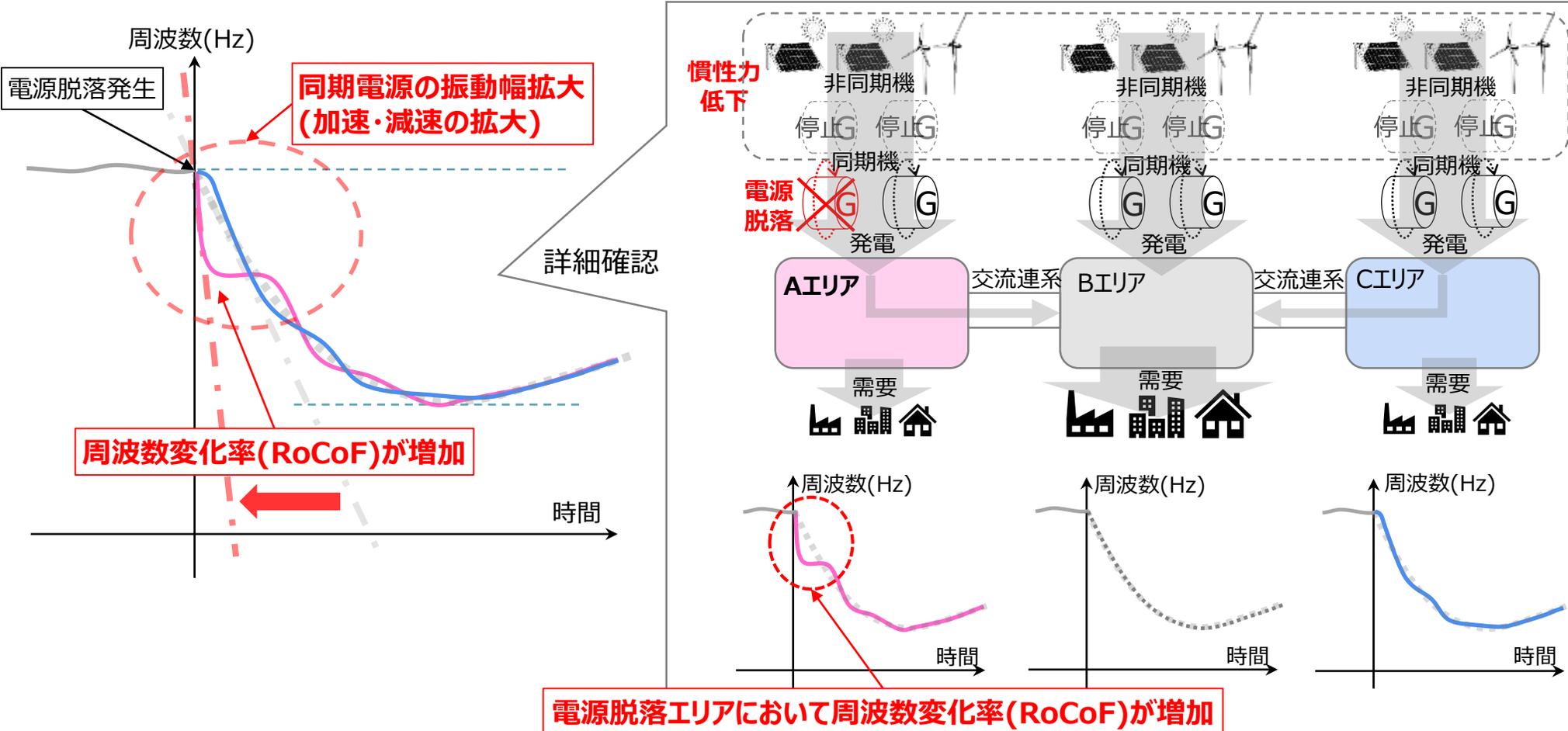
⇒**慣性力Mが大きいほど、加速・減速は遅くなる**
⇒**sinカーブの高さが高いほど、同期化力は大きくなる**



(参考) 同期電源減少に伴う主な技術的な課題についての詳細確認結果

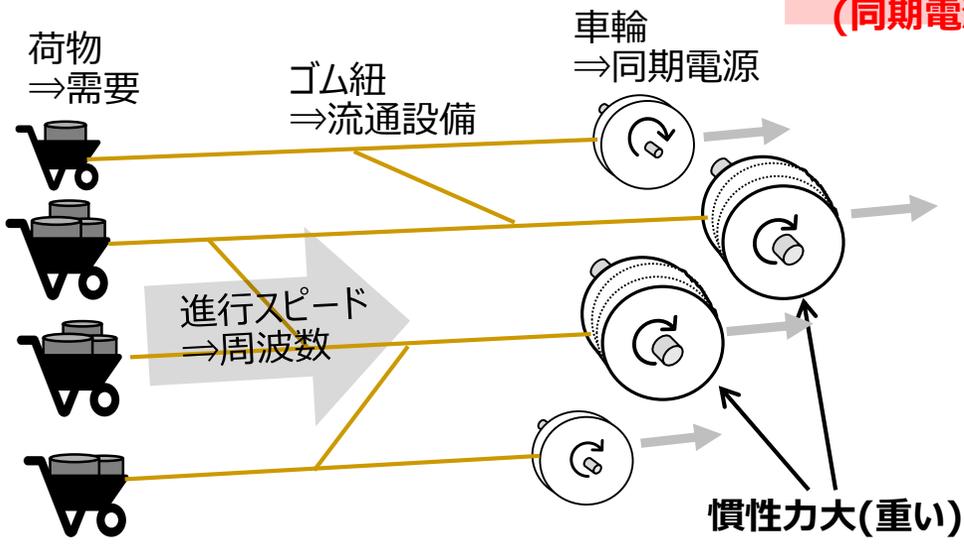
出所) 第61回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_61_haifu.html

- 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。



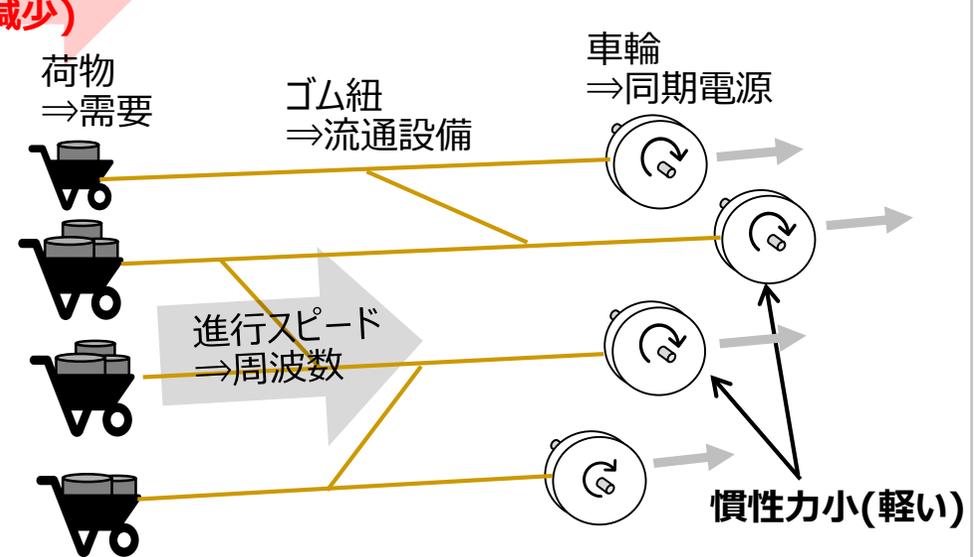
出所) 第61回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_61_haifu.html

<同期電源の並列運転台数多い>
⇒慣性力が大きい

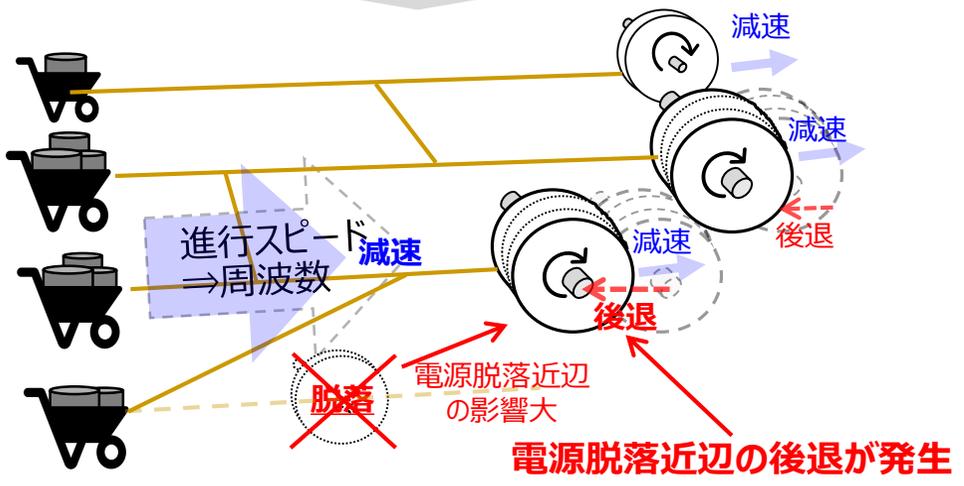


再エネ増加
(インバータ電源増加)
(同期電源減少)

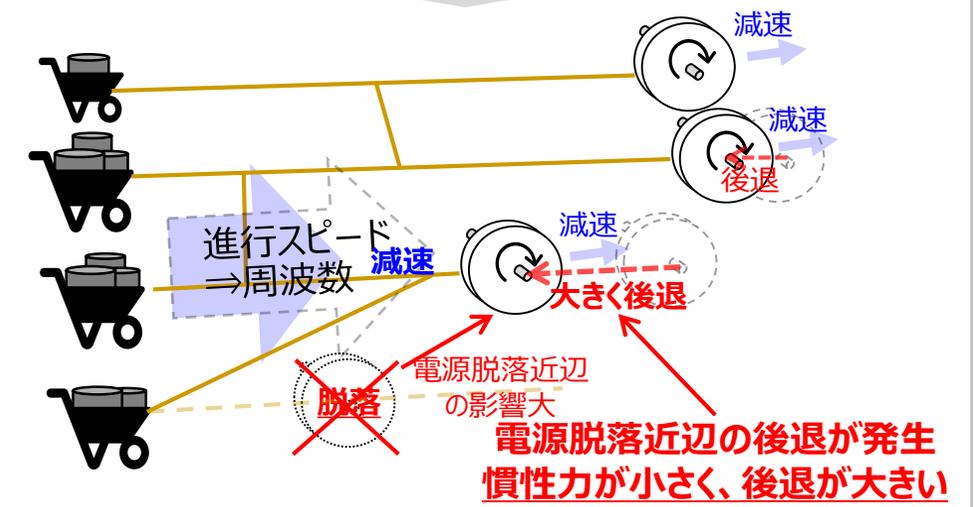
<同期電源の並列運転台数少ない>
⇒慣性力が小さい



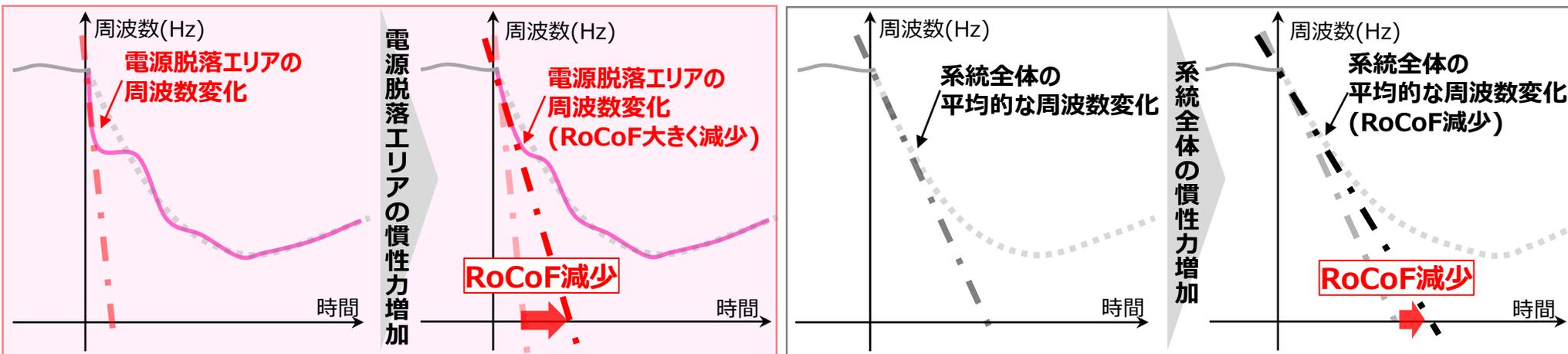
電源脱落等による系統状態変化(直後)



電源脱落等による系統状態変化(直後)

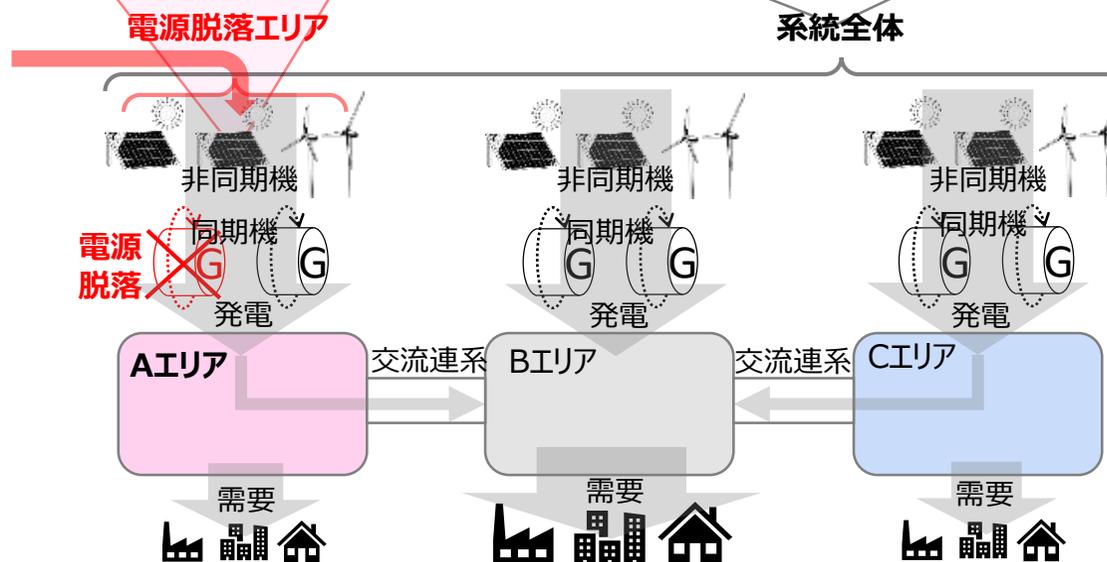


- 前述のとおり、慣性力不足に伴う周波数変化率RoCoFの増加については、電源脱落エリアにおいて大きくなることから、当該エリアへ同期調相機設置などの慣性力増加対策を講じることが効果的であった。そして、これにより、当該エリアの周波数変化率RoCoFの減少のみでなく、系統全体としての周波数変化率RoCoFの減少にも効果が生じる。



慣性力 M_{sys} 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

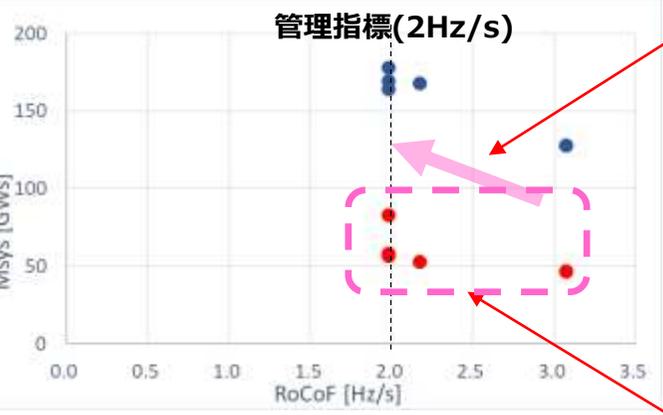


- 慣性力Msysの低下に伴う周波数変化率RoCoFの増加に対しては、北海道エリア・東北東京エリア・中西6エリアともに、「同期電源の運転」、「同期調相機の設置」、「MGセット設置」などの慣性力Msysを増加させることにより周波数変化率RoCoFを減少させる効果を確認した。また、各エリアで確保すべき慣性力Msysの試算結果としては、北海道エリアで21GW・s、東北東京エリアで164~178GW・s、中西6エリアで239~316GW・sとなり、各エリアの慣性力のバランスによって値に幅があることが分かった(ある条件における目安値)。
- 周波数変化率RoCoFを減少させるためには、電源脱落エリアに対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

慣性力Msysの増加により、RoCoFは小さくなる

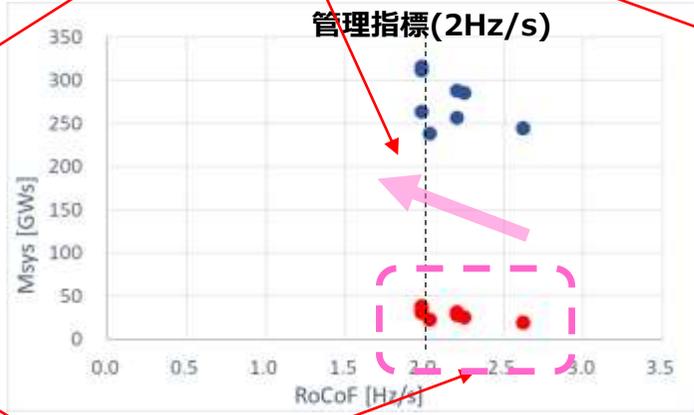


〔東北・東京エリアRoCoF-Msys散布図〕



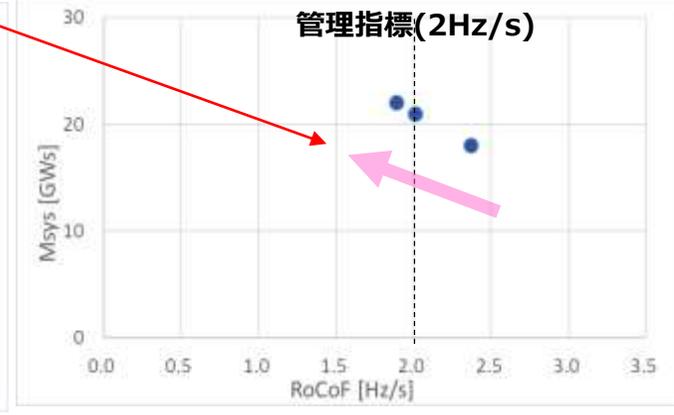
※東北エリアN-2(371万kW脱落)想定

〔中西6エリアRoCoF-Msys散布図〕



※九州エリアN-2(226万kW脱落)想定

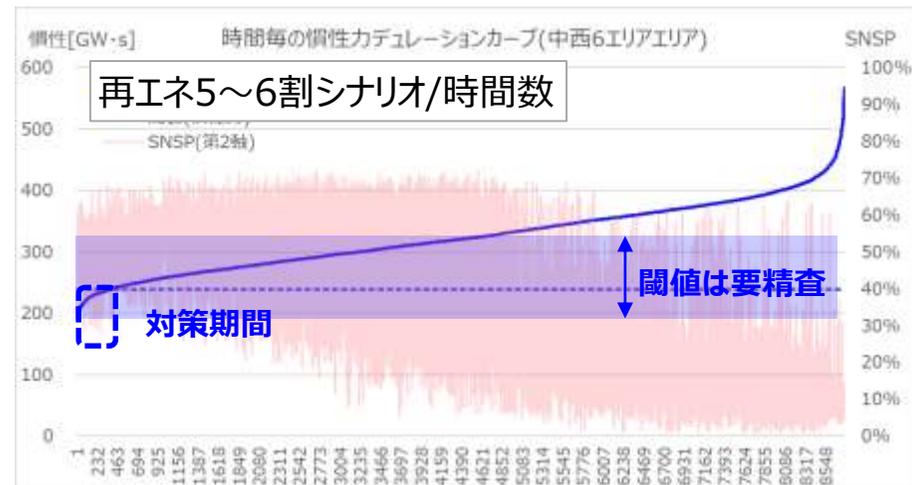
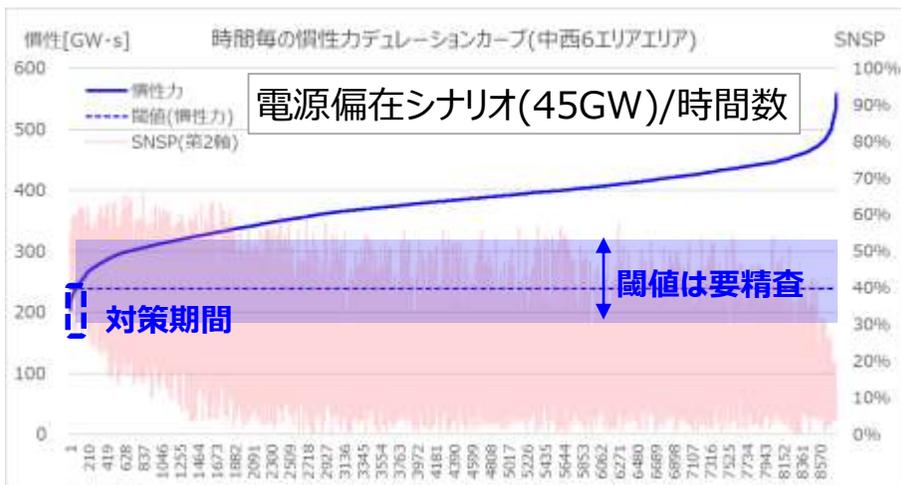
〔北海道エリアRoCoF-Msys散布図〕



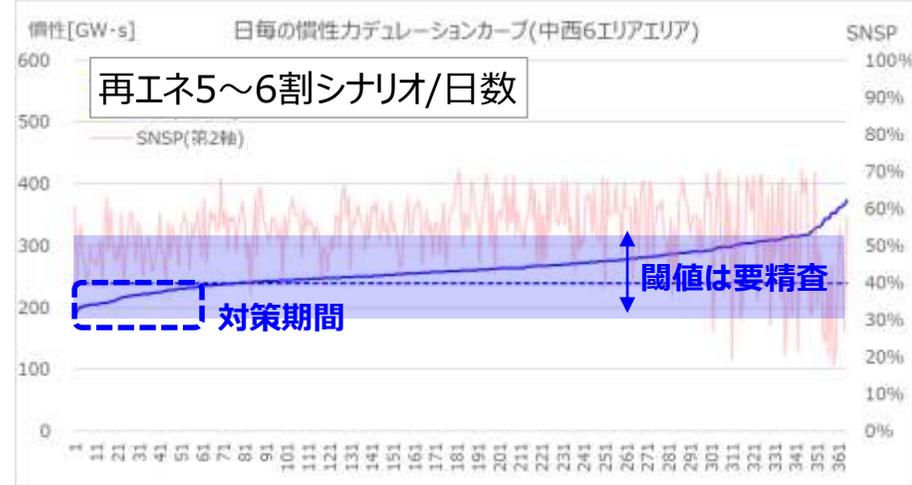
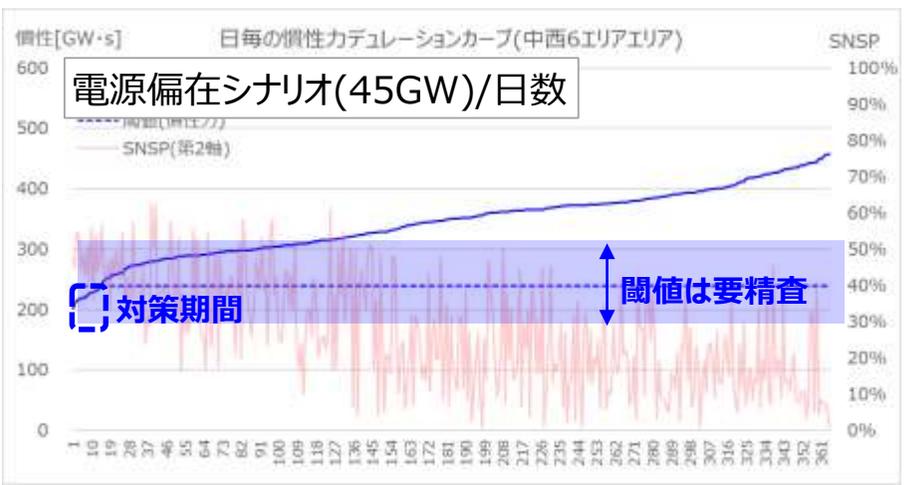
※北海道エリアN-2(112万kW脱落)想定

電源脱落エリアの慣性力Msysを増加することが効果的

- 中西6エリアでは、現状の算定結果ではMsysが239~316GW・s以下の場合に慣性力不足の対策が必要となる。仮に閾値をMsys:239GW・s以下とすると、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68時間・日数で14日となり、「再エネ5~6割シナリオ」において時間数で381時間・日数で75日となる。
- なお、上記閾値については、各エリアの慣性力Msysのバランスによって変わり得るため、引き続き、精査が必要である。



再エネ増加

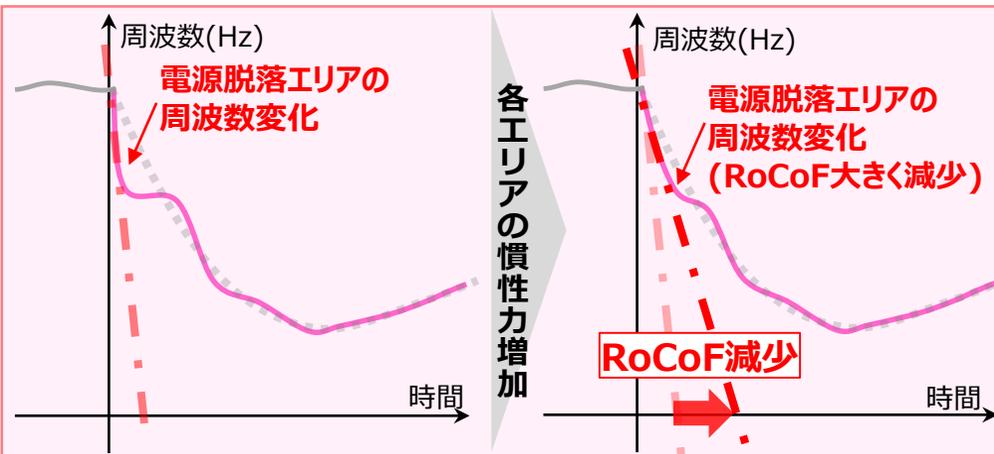
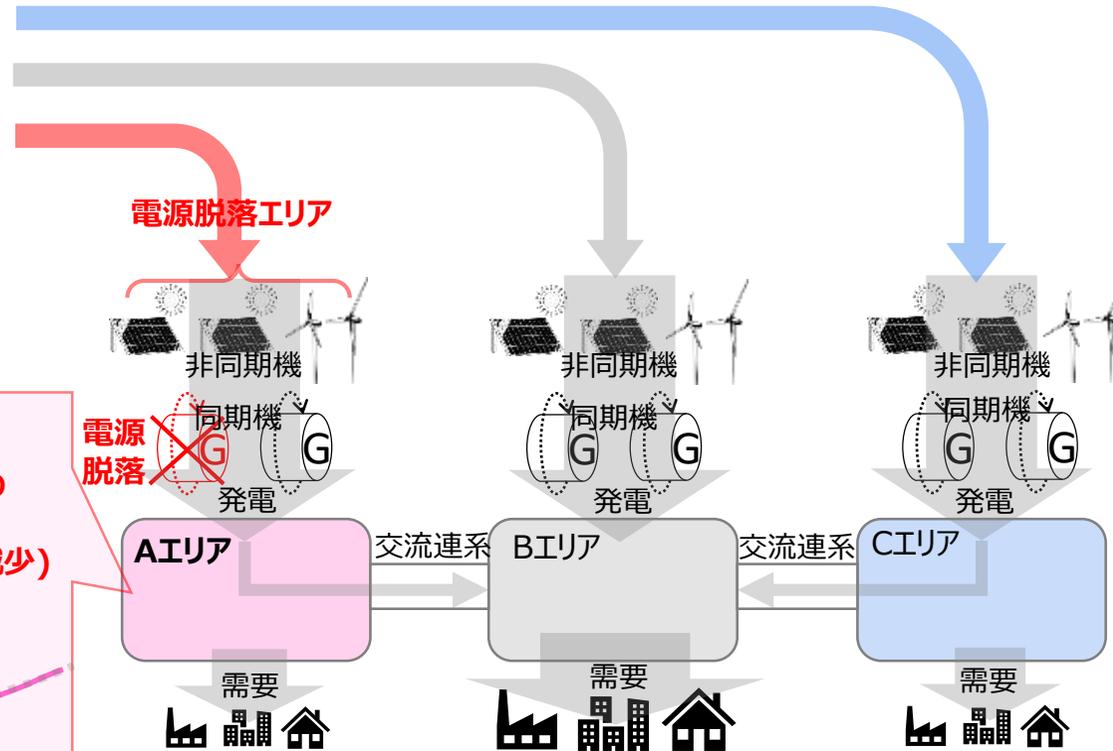


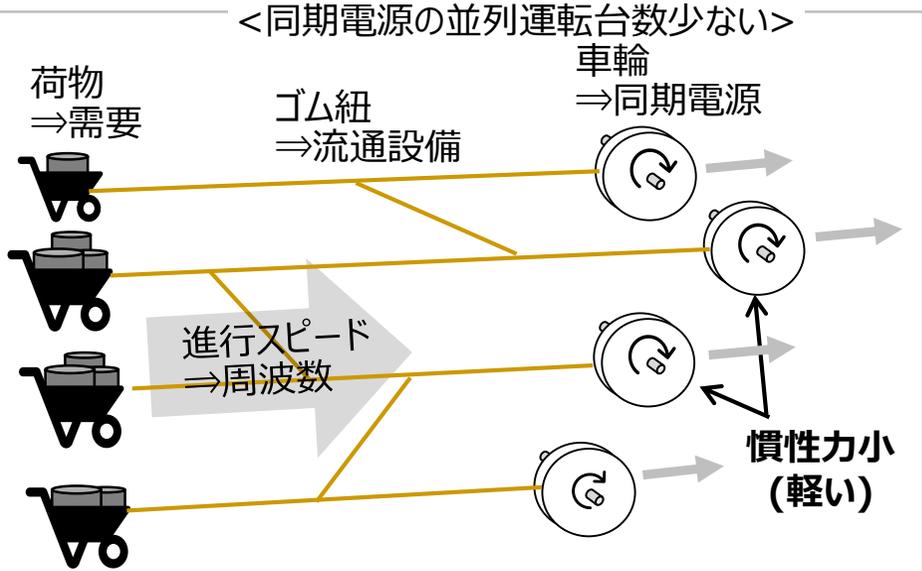
【論点2】再エネ主力電源化における慣性力の管理指標の検討(検討の方向性)

- 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。**

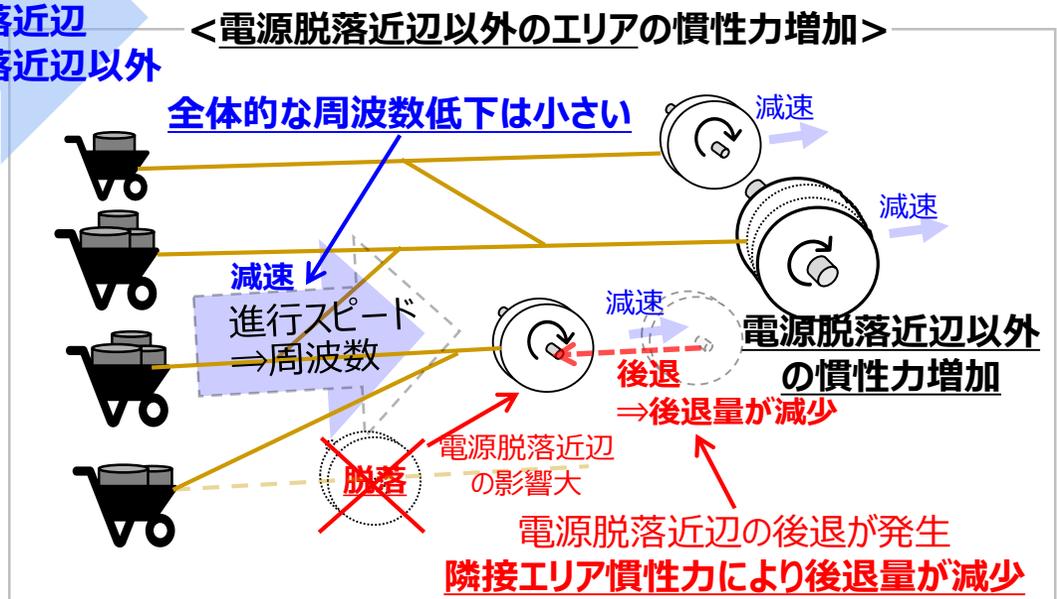
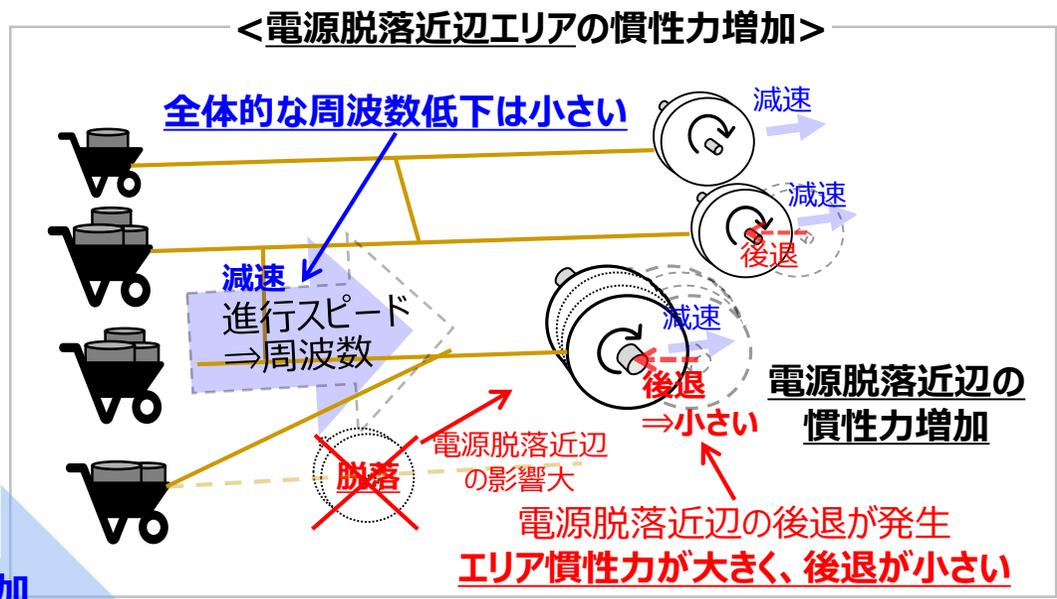
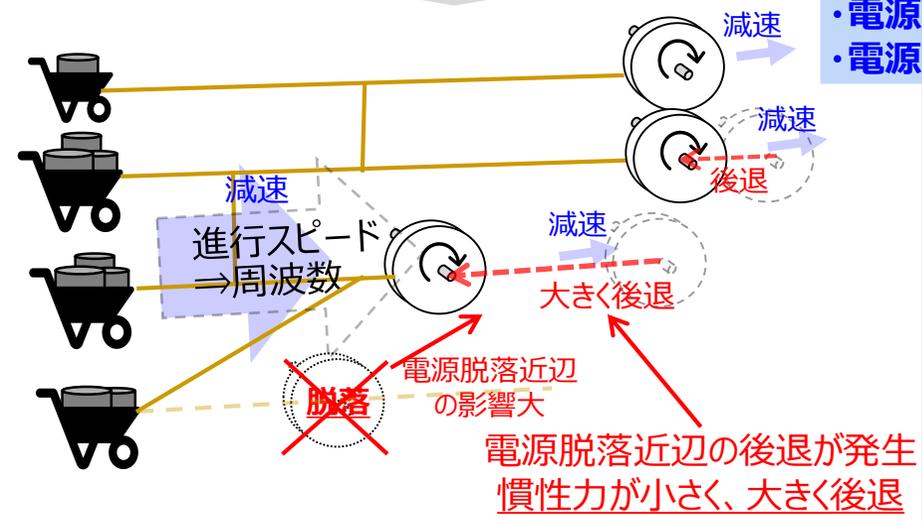
慣性力Msysの増加対応

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



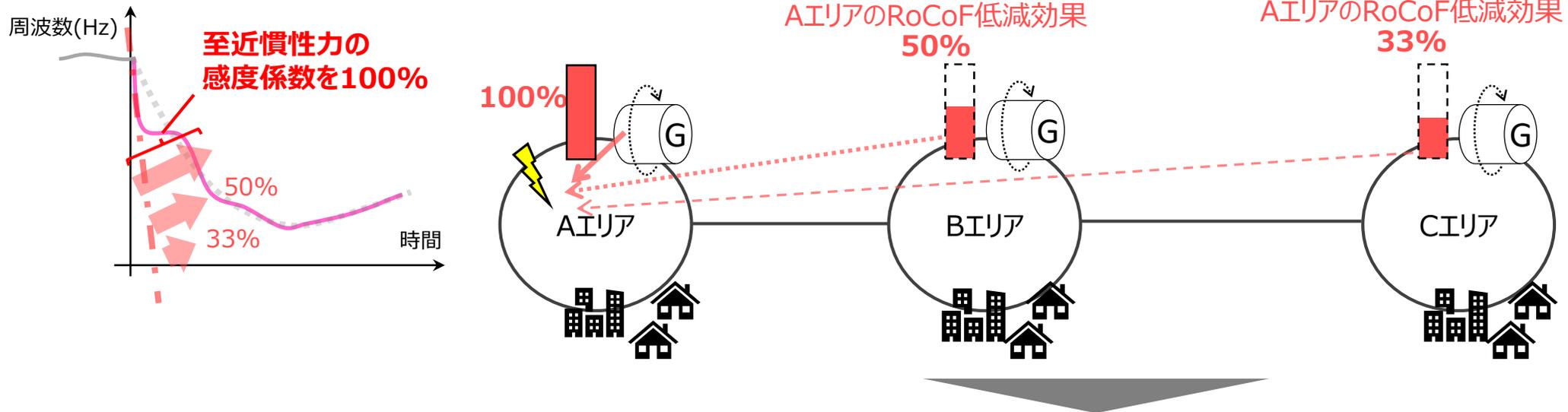


電源脱落等による系統状態変化(直後)



【論点2】再エネ主力電源化における慣性力の管理指標の検討(感度係数の導入)

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



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

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

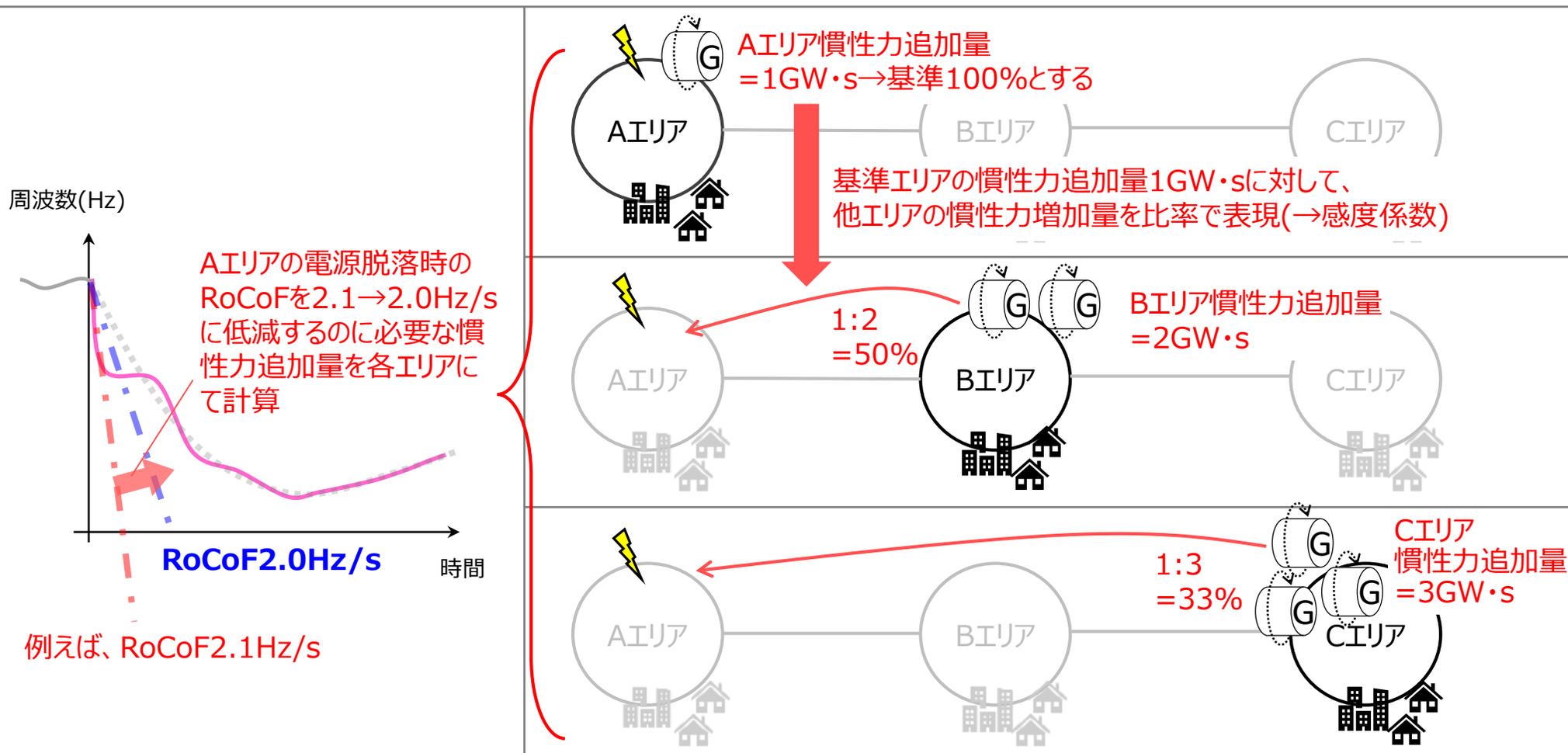
Aエリアに対して効果がある
 各エリアの感度係数

←

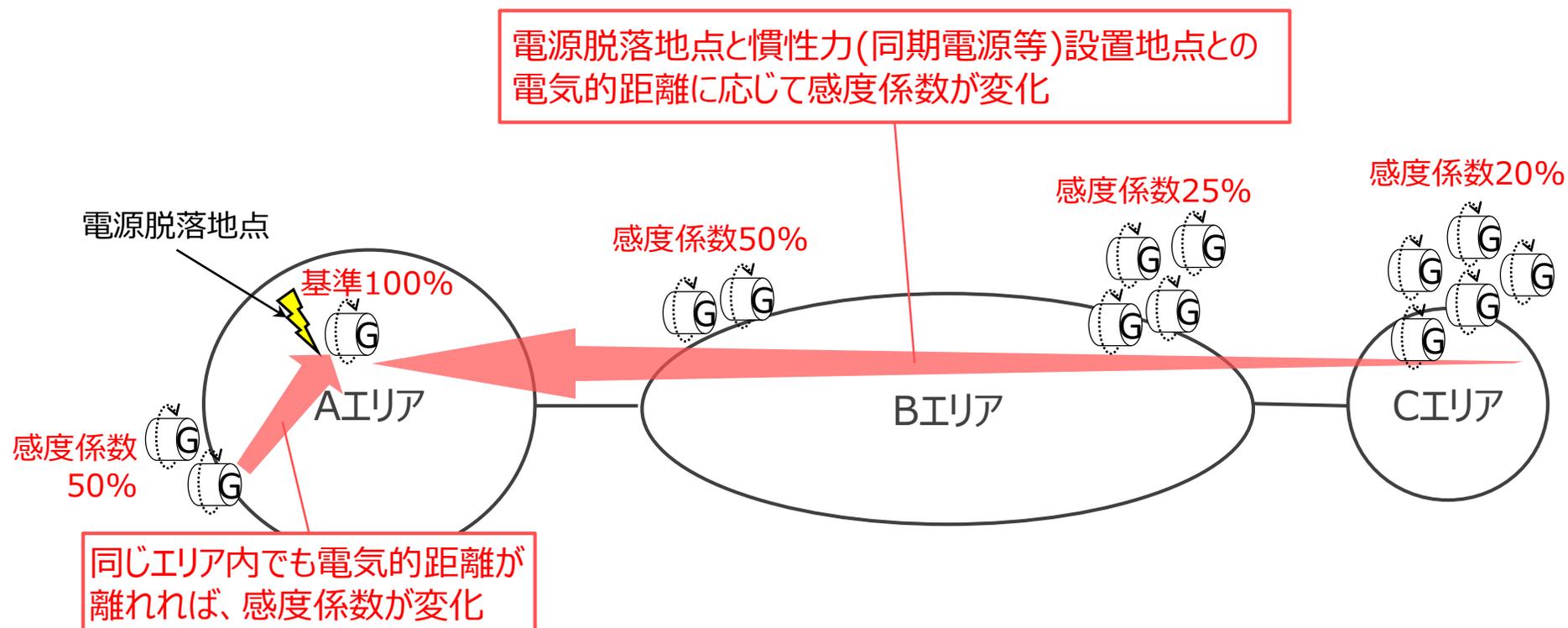
同期機
 ● GW・s

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

- 電源脱落エリアのRoCoF低減効果(RoCoF減少量)が同等となる各エリアの慣性力Msys追加量を算出し、各エリアの慣性力Msys追加量に対する電源脱落エリアの慣性力Msys追加量の比率を感度係数として算定する。
- 例えば、電源脱落エリア(Aエリア)のRoCoFを2.1Hz/s→2.0Hz/sに低減するのに必要なAエリアのMsys追加量1GW・sに対し、BエリアのMsys追加量が2GW・sの場合、Bエリアの感度係数は50%(=1GWs/2GWs)となる。



- 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。

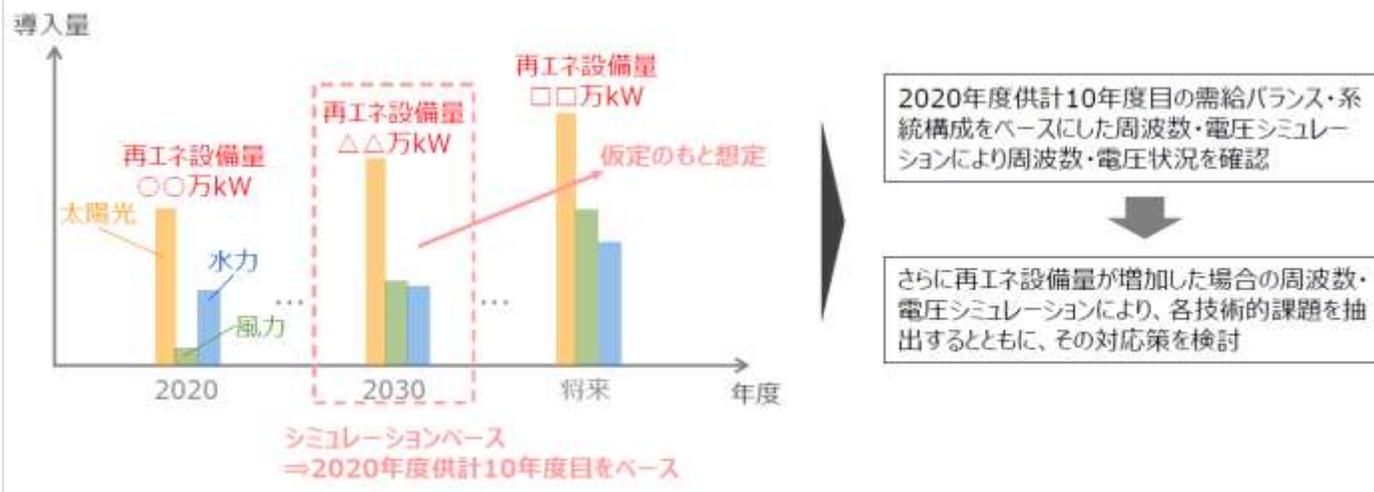


- 今回算出した慣性力の感度係数や慣性力Msys管理値は、2020年度供給計画の10年度目の需給バランスや系統構成をベースにしたシミュレーションにより検討を行った。
- そして、系統構成や潮流状況が異なれば、慣性力の感度係数や慣性力Msys管理値も異なることが予想される（後述）。したがって、今後、マスタープランなどの系統構成や潮流状況との整合を図っていくことが必要である。

【論点1】同期電源減少に伴う技術的な課題の整理

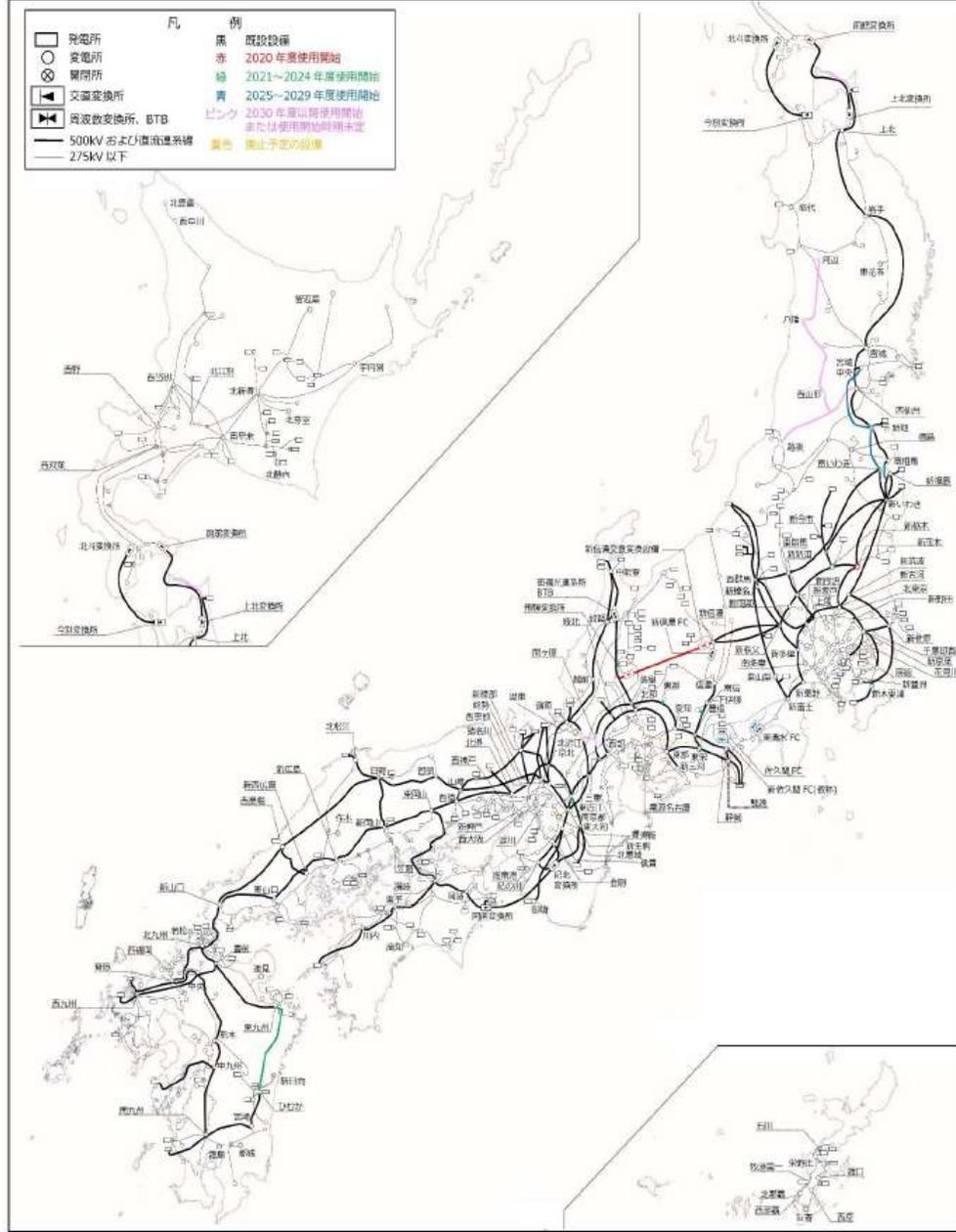
8

- 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、**インバータ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**。



■ 2020年度供給計画の10年度目では、東北東京間連系線や東京中部間連系線の増強計画が見込まれている。

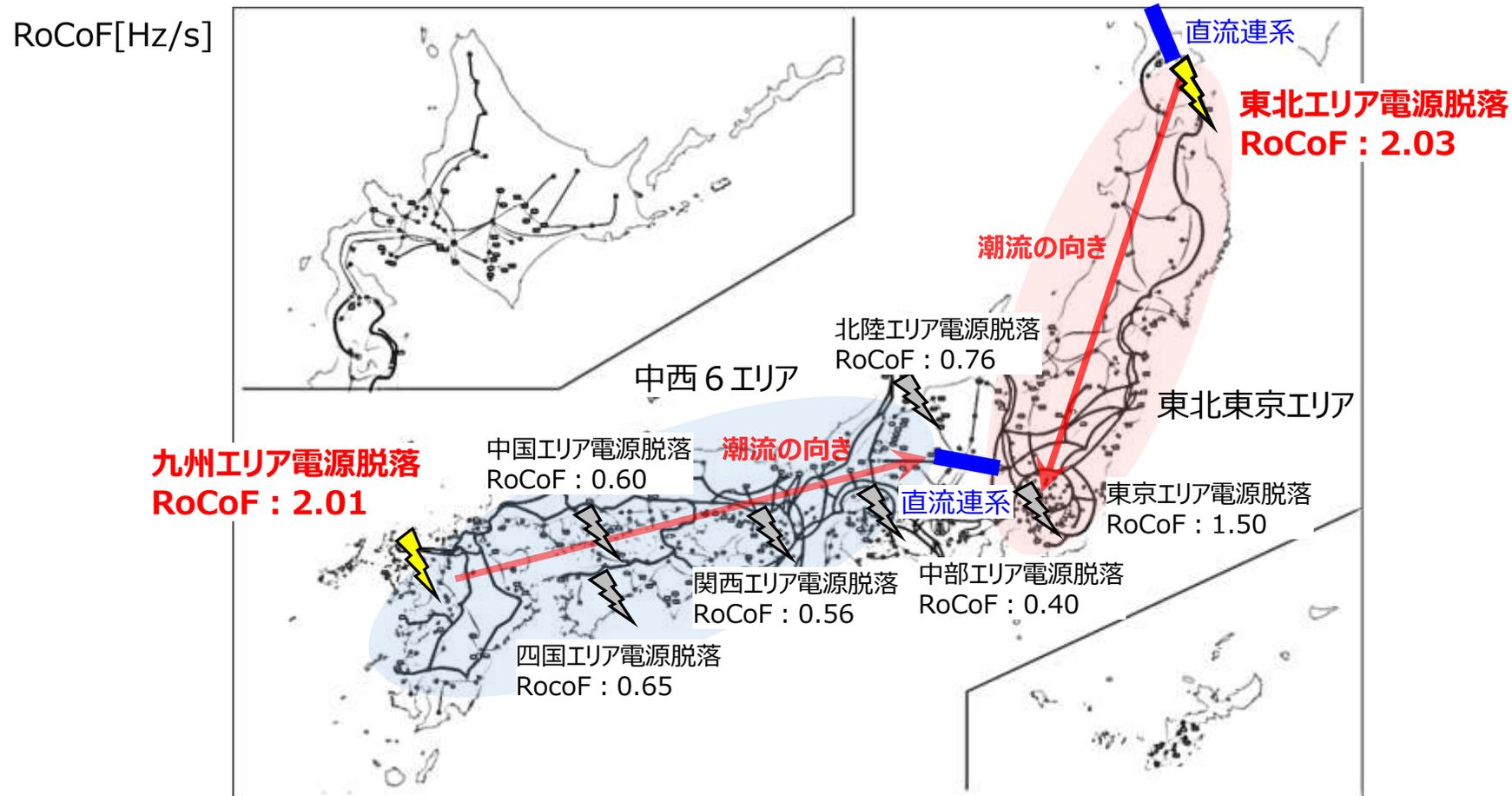
出所) 2020年度供給計画とりまとめ資料
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/200331_kyokei_torimatome.pdf



【論点2】再エネ主力電源化における慣性力の管理指標の検討(管理すべきエリアの選定)

- 感度係数については、電源脱落エリア毎に算定することが必要となる。そして、感度係数の算定にあたり、電源脱落時において周波数変化率RoCoFが2.0Hz/sを超過するエリアを確認したところ、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が電源脱落時にRoCoFが2.0Hz/s超過となった※。
- したがって、**慣性力不足の対応策が必要なエリアを東北エリアと九州エリアに特定し、それぞれのエリアに対する感度係数および慣性力Msysの管理値を算定**することとしてはどうか。

※再エネ導入量を一定程度増加させても、東北エリア・九州エリア以外のエリアのRoCoFは下図の数値レベルまでしか増加しなかった。



【論点2】慣性力の管理指標の検討(感度係数概算値と慣性力Msys管理値の算出結果)

- 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"> <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> <tr> <td>100%</td> <td>11%</td> <td>58%</td> <td>8%</td> <td>1%</td> <td>2%</td> </tr> </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"> <tr> <th>東京</th> <th>東北</th> </tr> <tr> <td>85%</td> <td>100%</td> </tr> </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"> <tr> <th>北海道</th> </tr> <tr> <td>100%</td> </tr> </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"> <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> <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> </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"> <tr> <th>東京</th> <th>東北</th> <th>計</th> </tr> <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> </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"> <tr> <th>北海道</th> </tr> <tr> <td>21</td> </tr> </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) 感度係数概算値の具体的な算定結果

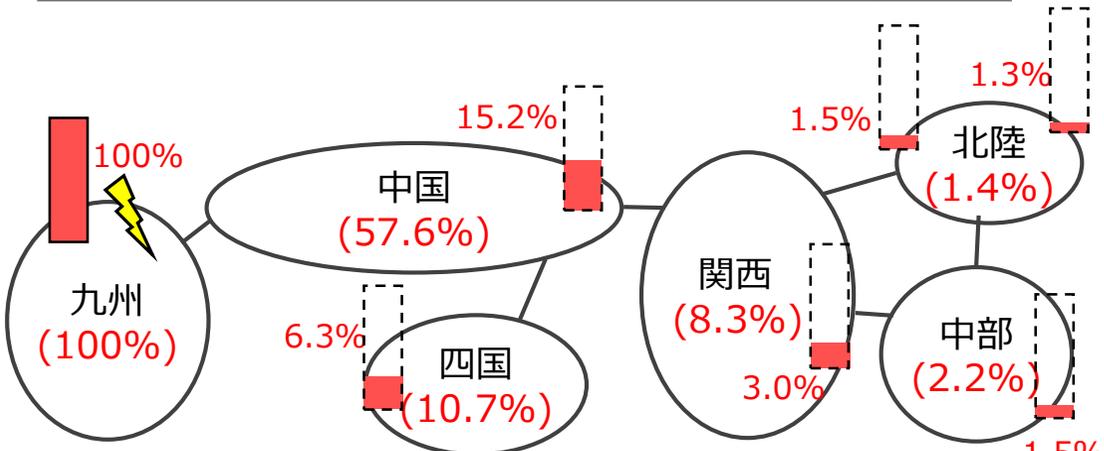
- 東北・東京エリアでは東北エリアに対する東京エリアの感度係数、中西6エリアは九州エリアに対する他エリア(中国～中部エリア)の感度係数概算値を算出した。
- 前述のとおり、同一エリア内においても慣性力(同期電源等)の設置地点によって感度係数は異なることから、今回の検討では暫定的に各エリアの感度係数の最大値と最小値の平均値を感度係数概算値として算出し、慣性力Msys管理値などの検討を行うこととする。

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。
- エリア内で感度係数に幅があるため、エリア単位では暫定的に平均値を用いて検討を行った。

(%)

感度係数	九州	四国	中国	関西	北陸	中部
九州	100	10.7	57.6	8.3	1.4	2.2



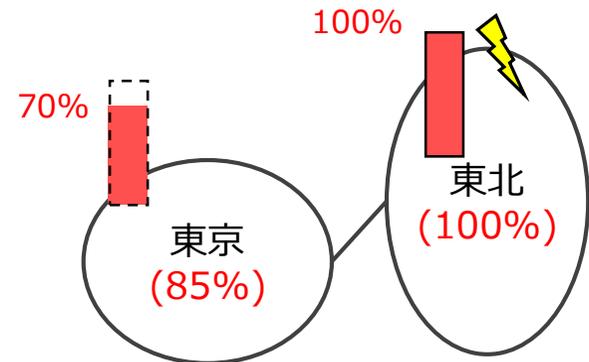
()は平均値

東北・東京エリア

- 東北エリアに対する東京エリアの慣性力の感度係数を算出。
- エリア内で感度係数に幅があるため、エリア単位では暫定的に平均値を用いて検討を行った。

(%)

感度係数	東京	東北
東北	85	100



～系統状況等による感度係数への影響(連系線増強時の影響)～

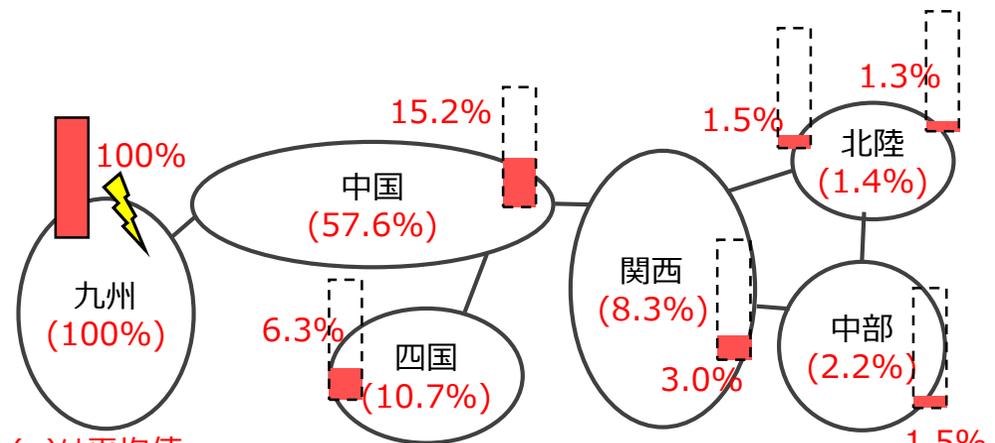
- 今回試算した感度係数概算値や慣性力Msys管理値については、2020年度供給計画の10年度目の需給バランスや系統構成をもとに検討しているところ。
- これに対して、マスタープランにおける系統増強案の1つである**関門連系線の増強※(運用容量278万kW→556万kW)により**、感度係数概算値がどの程度変化するかを確認を行った結果、九州エリアと他エリア(中国～中部エリア)との同期化力が向上することにより、**九州エリアに対する感度係数概算値が全体的に増加**する結果を得られた。
- 今後、**マスタープラン策定に向けた系統増強等を反映しながら、感度係数等について精査していく**こととしてはどうか。

※連系線容量の増強のみで、潮流状況の変化はなし

中国九州間連系線(関門連系線)増強前

- ・ 現状の関門連系線容量で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。

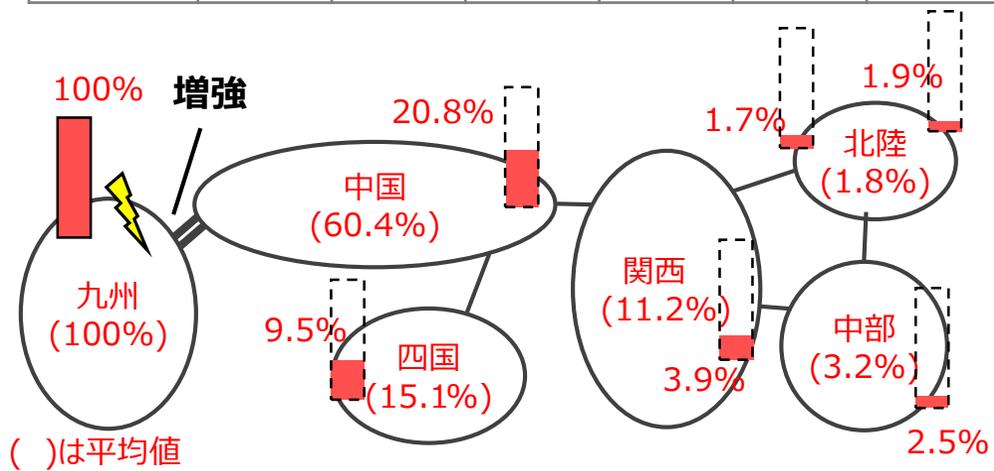
感度係数	九州	四国	中国	関西	北陸	中部
九州	100	10.7	57.6	8.3	1.4	2.2



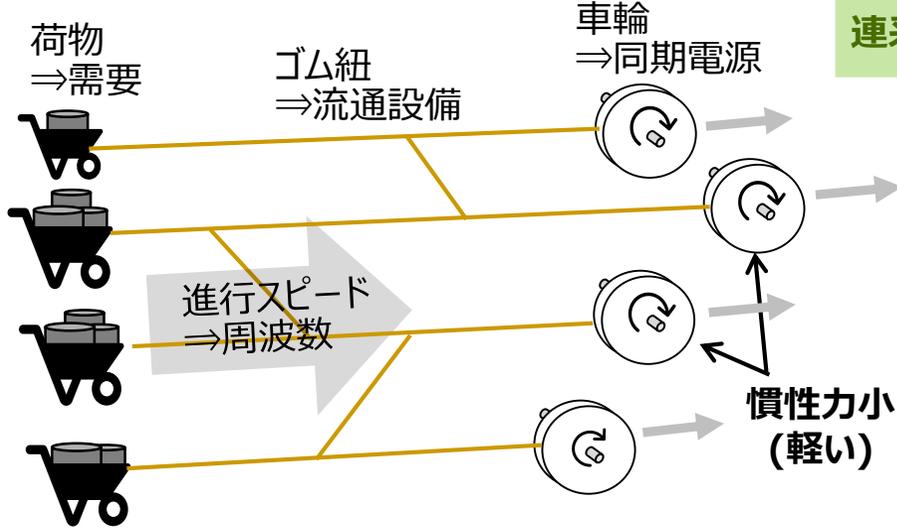
中国九州間連系線(関門連系線)増強後

- ・ マスタープランで検討されている関門連系線の増強案を反映し、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。

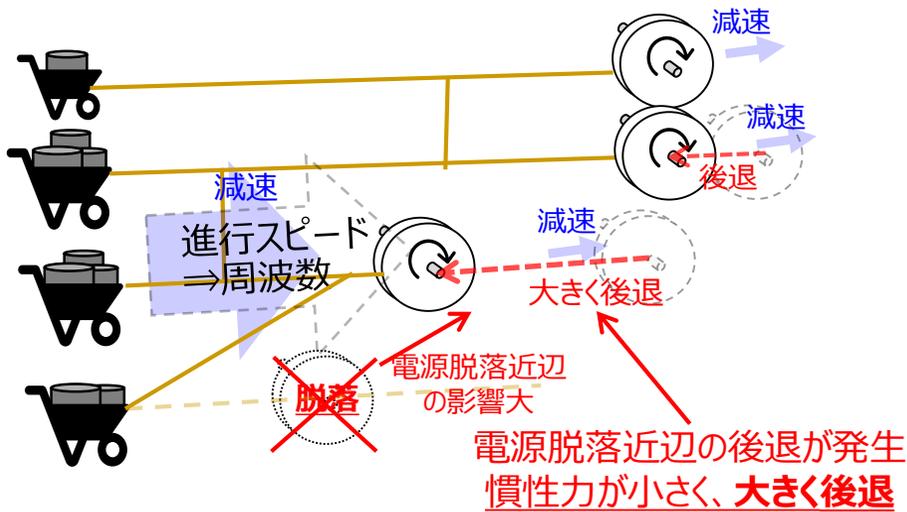
感度係数	九州	四国	中国	関西	北陸	中部
九州	100	15.1 (+4.4)	60.4 (+2.8)	11.2 (+2.9)	1.8 (+0.4)	3.2 (+1.0)



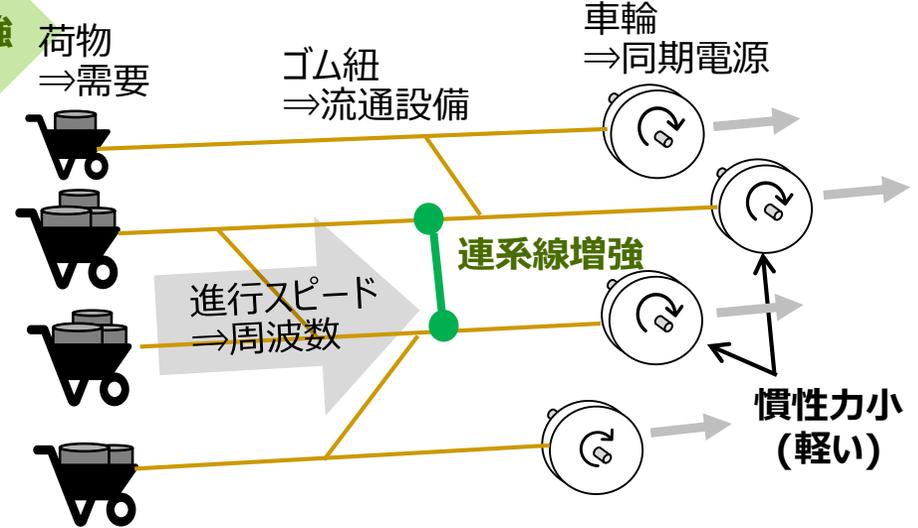
<同期電源の並列運転台数少ない>



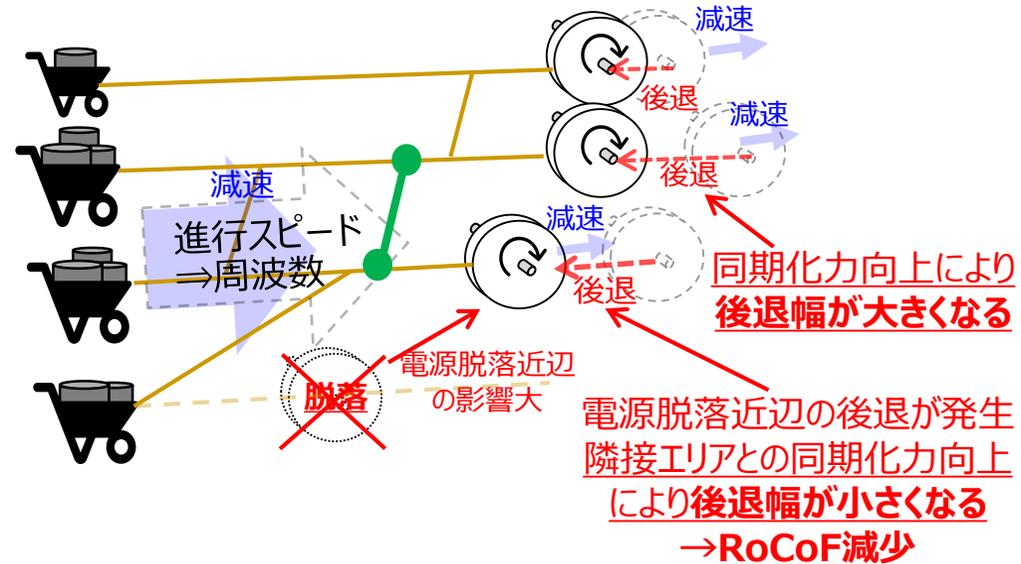
電源脱落等による系統状態変化(直後)



<同期電源の並列運転台数少ない>



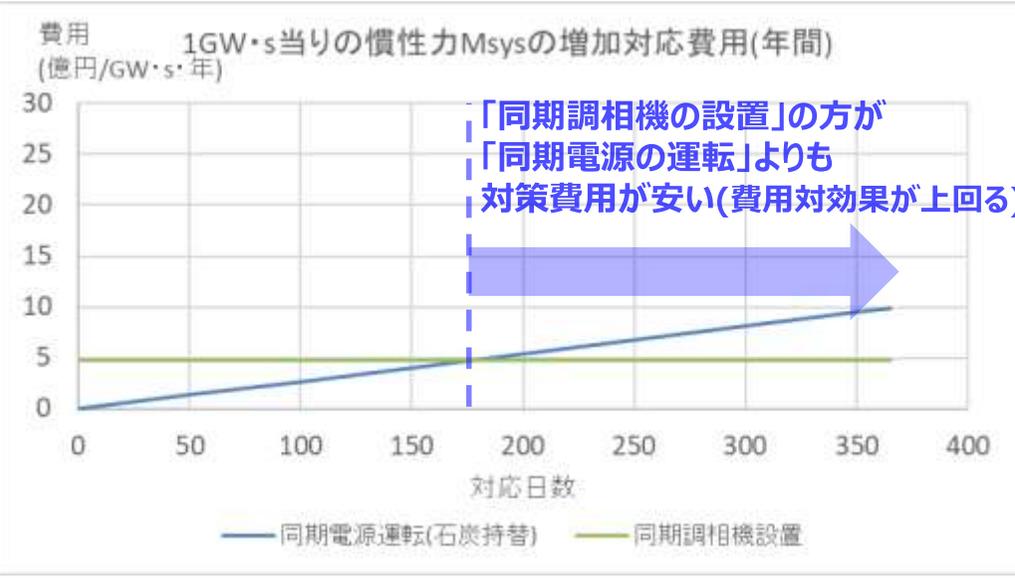
電源脱落等による系統状態変化(直後)



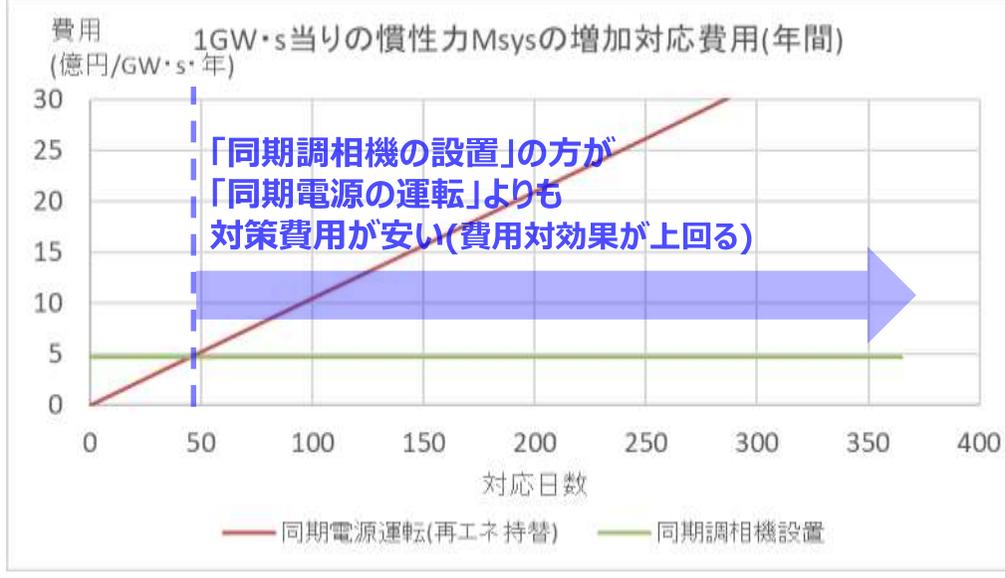
【論点6】対応策に要する費用対効果の確認

- 前回(第61回)本委員会において、慣性力不足に対する対応策のうち、「同期電源の運転」と「同期調相機の設置」の費用対効果を検討し、それぞれの対策内容とその費用の特徴から、慣性力の増加対応が必要な日数によって、どちらの対策の方が費用対効果が上回るかについて整理した。(詳細は下図参照。)
- 今回、上記の費用対効果を踏まえて、「再エネ主力電源化」における論点2の各エリアの慣性力Msys管理値を維持するために必要となる慣性力不足に対する対応策とその費用について検討したため、ご議論いただきたい。

【同期電源(LNG)運転時の持ち替え対象機が石炭火力の場合】



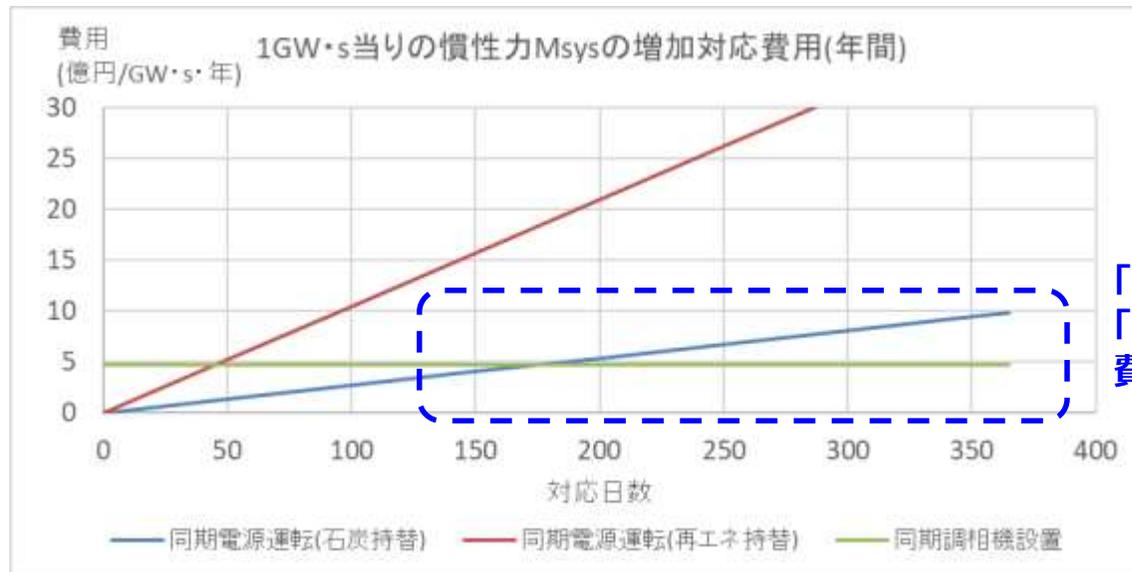
【同期電源(LNG)運転時の持ち替え対象機が再エネの場合】



(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

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。



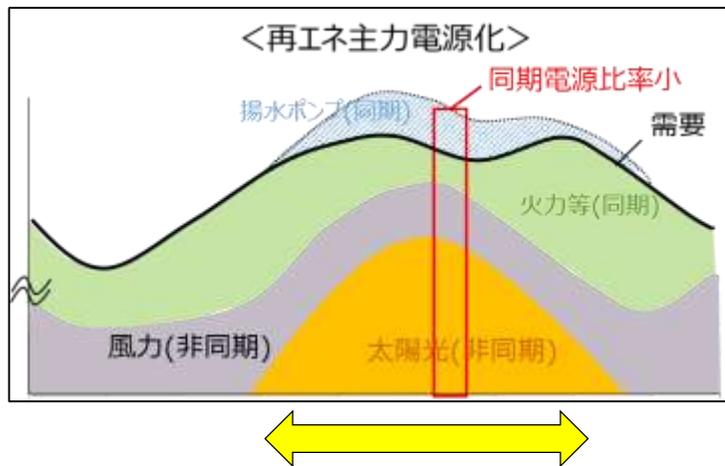
(参考) 同期電源の運転費用の試算

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

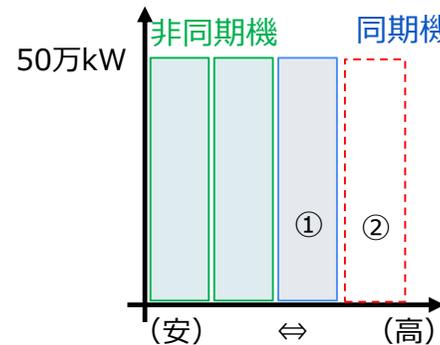
■ 「同期電源の運転」費用を、50万kWのLNG MACCをモデルとして270～1,050万円/GW・s・日と試算した。

【同期電源の運転費用の算定諸元】

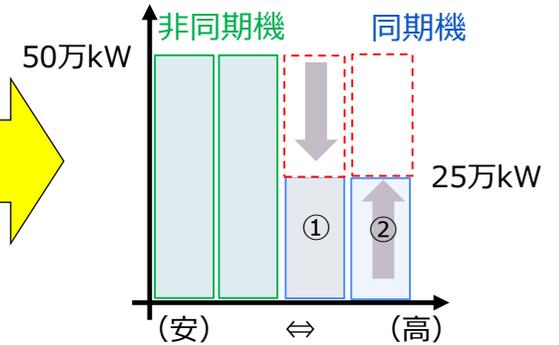
- 起動並列が比較的容易かつ大容量50万kWの火力発電機(LNG MACC)をモデルとし、並列して最低運転25万kWにて運転している場合を仮定する。
- 単位慣性定数H(s)を電気学会の標準モデルで使用されているH=4(s)と仮定すると、上記の同期電源の運転は慣性力を50万kW×4s=200万kW・sを確保することに該当する。
- また、同期電源の燃料単価差^{※1}は、持ち替え対象機が石炭の場合2.6円/kWh、持ち替え対象機が再エネの場合13円/kWhとし、起動費は150万円/回^{※2}と仮定した。
- 1日あたりの運転時間としては、PV出力が多い時間のみ対策が必要と考え、6時間/日と仮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



【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）

(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_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

- 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。
- NGESO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328百万ポンド(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£ = 138円で換算
- NGESO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。

出所: NGESO "Stability Pathfinder Phase 1 results letter" より作成
<https://www.nationalgrid.co.uk/document/162021/download>

事業者名	方式	機数	容量 (MVA)	単位慣性定数 H (s)	慣性力 (MVA.s)	設備電力 (MW)	供給開始	コスト (£/SP)	契約終了	
Drax Generation	風車	275	ORUA	111.111	4.8	533.330	2	2026/6/1	259.00	2026/3/31
Deeside Power	洋風	400	CONQ	210	7.3	1,533.000	2	2026/8/1	218.14	2026/3/31
Deeside Power	洋風	400	CONQ	210	7.3	1,533.000	2	2026/8/1	218.14	2026/3/31
Rassau Grid Services	洋風	132	RASS	110	6.82	750.000	1.26	2021/3/31	414.00	2026/3/31
Uniper UK	洋風	140	KILL	145	9.86	1,430.000	4	2021/4/1	234.50	2026/3/31
Uniper UK	洋風	140	KILL	145	9.86	1,430.000	4	2021/4/1	357.50	2026/3/31
Uniper UK	洋風	140	GRAL	100	17.3	1,729.000	3	2021/4/1	329.50	2026/3/31
Uniper UK	洋風	140	GRAL	100	17.3	1,729.000	3	2021/4/1	449.50	2026/3/31
Statkraft UK	洋風	132	KEET	65	6.92	450.000	1.02	2021/4/1	128.50	2026/3/31
Statkraft UK	洋風	132	KEET	65	6.92	450.000	1.02	2021/4/1	128.50	2026/3/31
Statkraft UK	洋風	275	LISD	65	6.92	450.000	1.02	2021/4/1	128.50	2026/3/31
Statkraft UK	洋風	275	LISD	65	6.92	450.000	1.02	2021/4/1	128.50	2026/3/31
計				1,391.111		12,467.330				

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ており、例えば、同期調相機の場合は、SIRFを45sとし、45s-15s=30sにて試算)
慣性力商品(SIR)の報酬 = 慣性力[MW] * (SIRF-15)[s] * 単価[0.0050€/ MWh*s] * 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くても支払われる報酬であり、系統運用者Eirgridが事象へ支払う報酬は150€/GW・sとなり、年間8760時間を通じて供給した場合の報酬は1年で1,314~8,278千€/GW・s (1年で1.7~10.6億円/GW・s・年) となる。 ※1£ = 128円で換算

Service Name	Unit of Payment	Final Rate
Synchronous Inertial Response (SIR)	MW*s	0.0050
Primary Operating Reserve (POR)	MWh	3.24
Secondary Operating Reserve (SOR)	MWh	1.96
Tertiary Operating Reserve (TOR1)	MWh	1.55
Tertiary Operating Reserve (TOR2)	MWh	1.24
Replacement Reserve - Synchronised (RRS)	MWh	0.25
Replacement Reserve - Desynchronised (RRD)	MWh	0.56
Ramping Margin 1 (RM1)	MWh	0.12
Ramping Margin 3 (RM3)	MWh	0.18
Ramping Margin 8 (RM8)	MWh	0.18
Steady State Reactive Power (SSRP)	MVAh	0.23
Fast Frequency Response (FFR)	MWh	2.18
Fast Post Fault Active Power Recovery (PPFAPR)	MWh	0.15
Dynamic Reactive Response (DRR)	MWh	0.04

Table 1: Temporal Scarcity Scalar Values (effective May 1st 2018)

System Service	Temporal Scarcity Scalar Values				
	SNSP	0% - 50%	>50% & ≤60%	>60% & ≤70%	>70% & ≤75%
POR	1	1	4.7	6.3	6.3
SOR	1	1	4.7	6.3	6.3
TOR1	1	1	4.7	6.3	6.3
TOR2	1	1	4.7	6.3	6.3
RRS	1	1	4.7	6.3	6.3
RRD	1	1	4.7	6.3	6.3
RM1	1	1	4.7	6.3	6.3
RM3	1	1	4.7	6.3	6.3
RM8	1	1	4.7	6.3	6.3
SIR	1	1	4.7	6.3	6.3
SSRP	1	1	4.7	6.3	6.3
FFR	0	1	4.7	6.3	6.3
DRR	0	0	0	6.3	6.3
PPFAPR	0	0	0	6.3	6.3

出所: DS3 System Services Tariffs and Scales (2017.10.24)
<https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-17-080%20DS3%20SS%20SEM%20Decision%20Paper%20Regulated%20Arrangements%20Tariffs%20and%20Scales%20Final%20Version.pdf>

(参考) 燃料費 + CO2 対策コスト

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

2. 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

28

(5) 長期展望における費用便益評価について (燃料費 + CO2対策コスト)

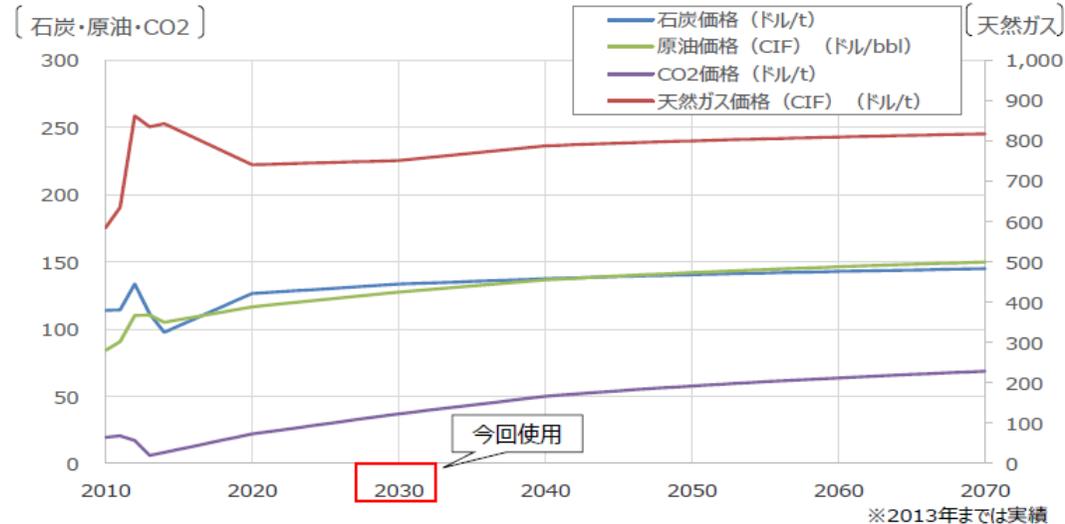
- 燃料費、CO2対策コストには、国の審議会（発電コスト検証WG）の値を基本とするが、国際エネルギー機関のWEO2020※でも、感度分析を行う。
- 再エネ電源の燃料費・CO2対策コストについては0円/kWhとした。

※ 国際エネルギー機関（IEA）が毎年発行しているレポート「World Energy Outlook」

	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンバージョン	石油
燃料費 + CO2対策コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
燃料費	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
CO2対策コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

[円/kWh]

発電コスト検証ワーキンググループにおける燃料価格及びCO2価格の見通し※ (新政策シナリオ)



第29回広域系統整備委員会資料 2-(3) 一部修正

出典：発電コスト検証ワーキンググループ（2015年5月26日）発電コストレビューシート「表3）燃料価格」・「表4）CO2価格」

出所) 第9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(2021年4月28日)資料1抜粋 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_55_haifu.html

各シナリオの系統全体の慣性力Msysの状況と慣性力不足の顕在化断面

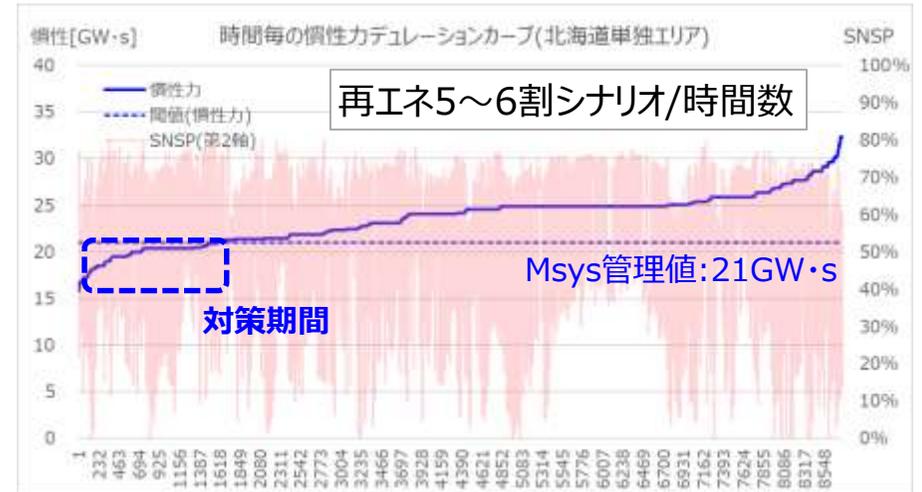
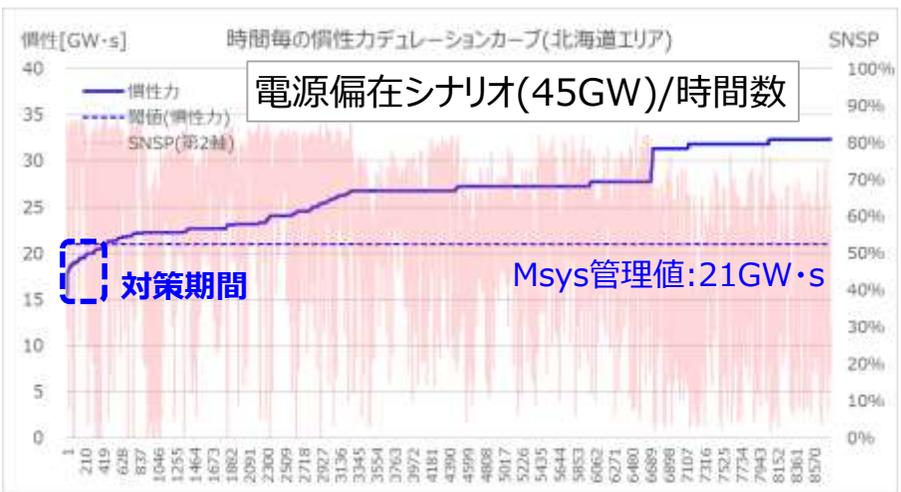
- 再エネ主力電源化における慣性力不足に対する対応策を検討するにあたり、東北・東京エリアでは東北エリアに対する慣性力の感度係数概算値とMsys管理値、中西6エリアでは九州エリアに対する慣性力の感度係数概算値とMsys管理値、および北海道エリアの慣性力Msys管理値をもとに、将来の慣性力Msysの確保状況を確認する。
- 具体的には、**広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会(以下、マスタープラン)にて整理している各シナリオにおける慣性力の状況を確認**することとした。
- なお、「再エネ5～6割シナリオ」については、2050年のカーボンニュートラルに向けたケーススタディとして、再エネ比率を高くするべく電源構成のみを変更したシナリオであり、全国的に再エネ出力制御が発生（増強前42%⇒増強後39%）しているため、再エネの余剰電力を有効活用できるような需要側の対策が必要と考えられることに留意する。

次頁以降の慣性力Msysの状況の確認においては、
電源偏在シナリオ(45GW)、再エネ5～6割シナリオを代表として記載

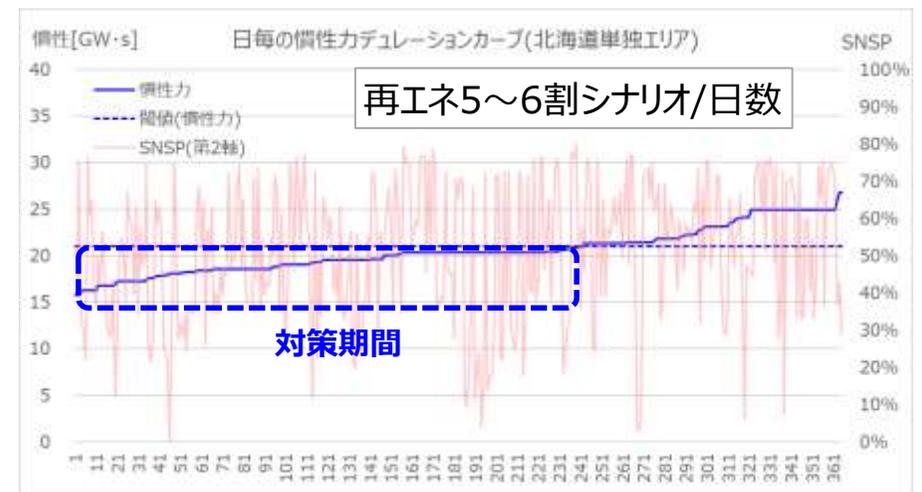
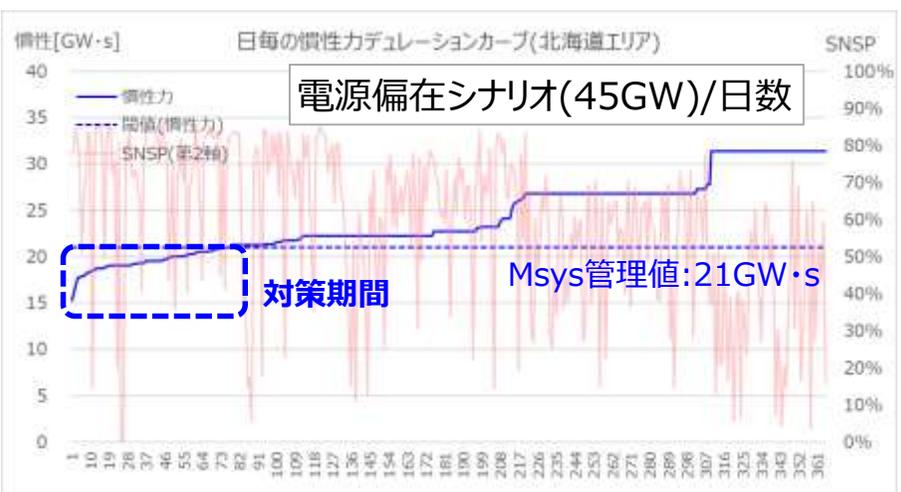
シナリオ	官民協議会ベース（電源ポテンシャル考慮）		ケーススタディ	
	電源偏在シナリオ (30GW)	電源偏在シナリオ (45GW)	電源立地変化 シナリオ (45GW)	再エネ5～6割 シナリオ
再エネ出力制御率 (増強後、太陽光・風力)	約2%	約4%	約4%	約39% (需要側の対策が必要)
再エネ比率	37%	42%	42%	53%
CO2削減量 (うち系統増強によるもの)	約3,500万t (約500万t)	約5,400万t (約1,200万t)	約5,300万t (約400万t)	約1億2,600万t (約1,300万t)

北海道エリアにおける慣性力Msysの状況（マスタープランシナリオ）

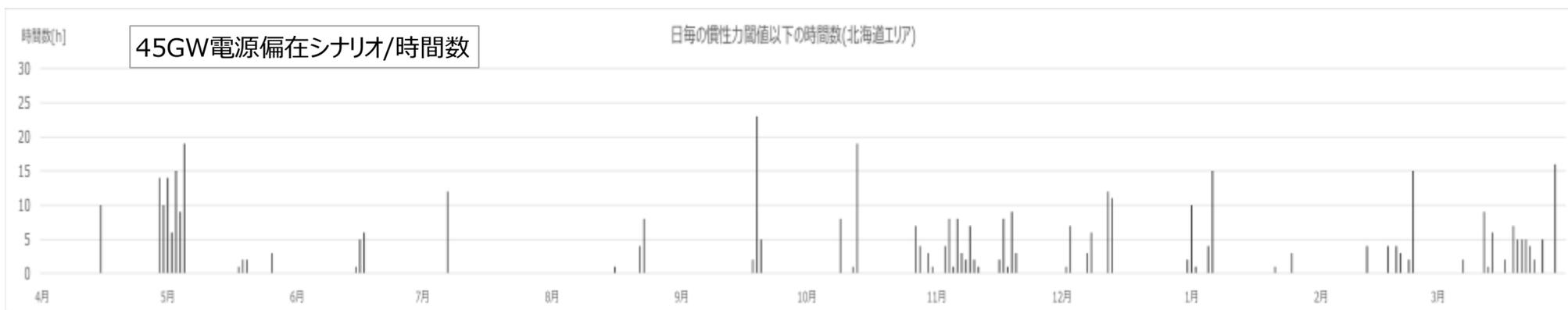
- 北海道エリアは単独系統(交流連系なし)であり、RoCoF:2.0Hz/sとなる慣性力Msys管理値が21GW・sとなった。
- そして、21GW・sのMsys管理値を下回り、対策が必要な期間は、「電源偏在シナリオ(45GW)」において時間数で451時間・日数で75日となり、「再エネ5～6割シナリオ」において時間数で1,600時間・日数で241日となる。



再エネ増加



- 北海道エリアにおいて、慣性力Msys管理値:21GW・sを下回り、対策が必要な月別の期間は、「電源偏在シナリオ(45GW)」、「再エネ5~6割シナリオ」ともに年間を通じて平均的に発生しており、冬季以外の軽負荷期に特に顕著に発生している。

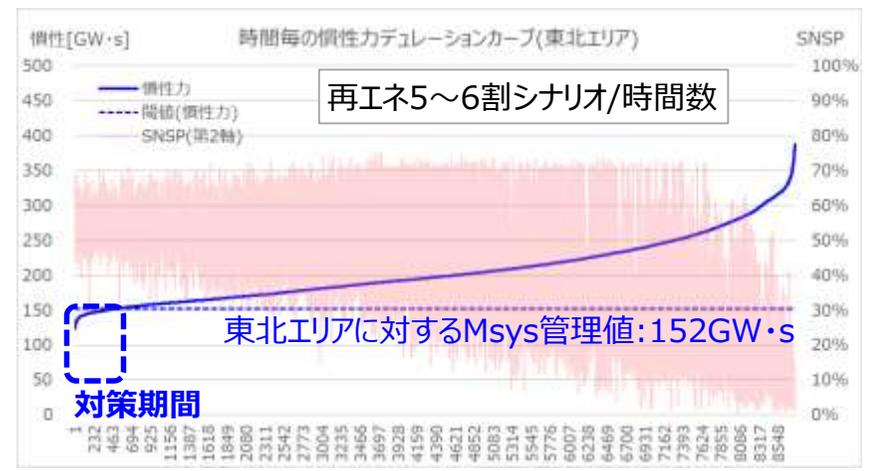
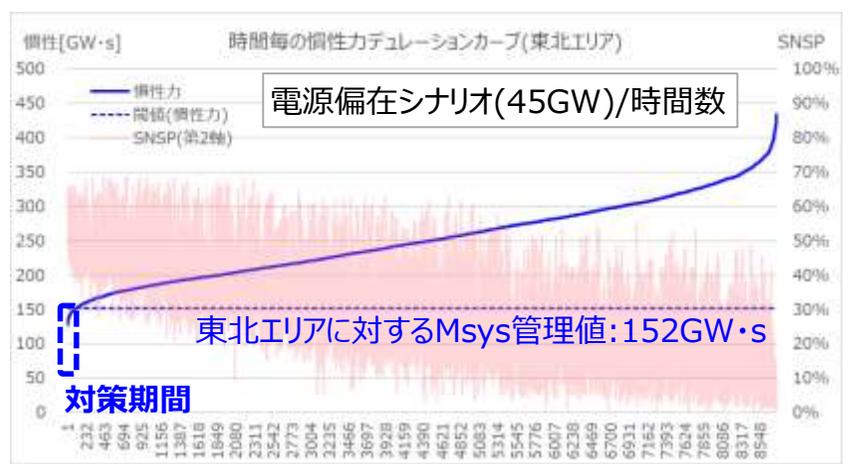


再エネ増加

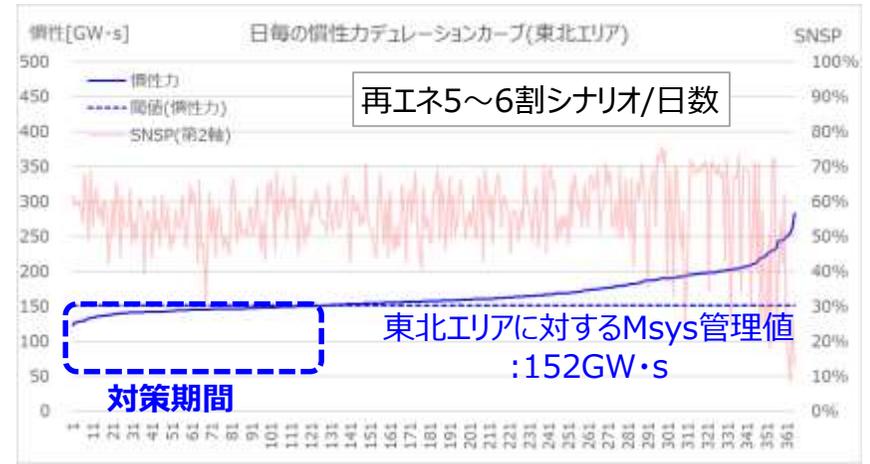
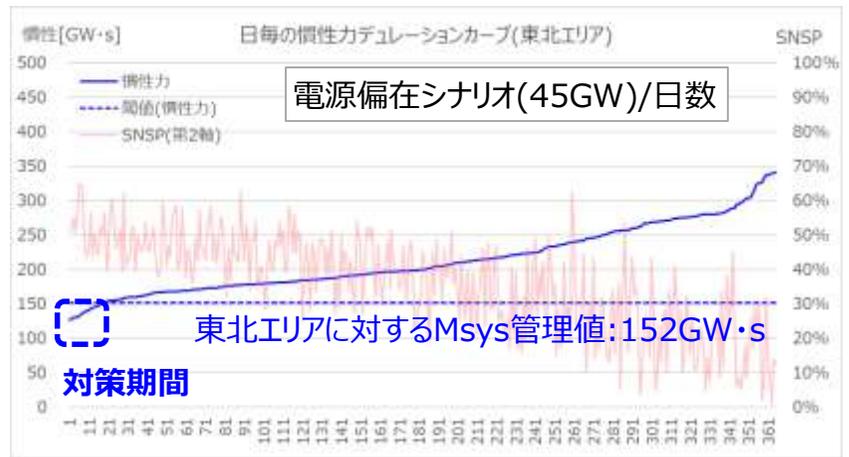


東北・東京エリアにおける慣性力Msysの状況（マスタープランシナリオ）

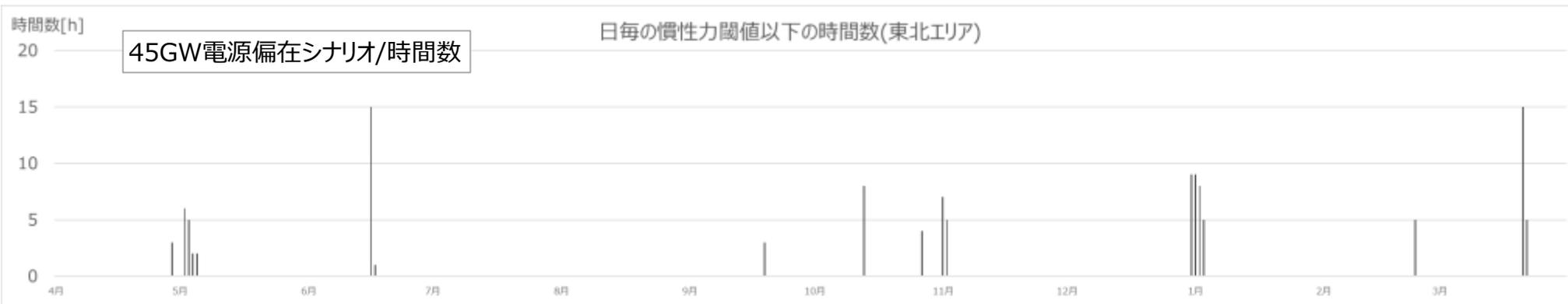
- 東北東京エリアでは、東北エリアの電源脱落を管理することとし、RoCoF:2.0Hz/sとなる各エリアの慣性力バランスと東北エリアに対する感度係数概算値をもとに、東北エリアに対する慣性力Msys管理値を算定し、152GW・sとなった。
- 各マスタープランシナリオでの各エリア慣性力バランスと感度係数概算値をもとに、東北エリアに対する慣性力Msysを算定した結果、152GW・sのMsys管理値を下回り、対策が必要な期間は、「電源偏在シナリオ(45GW)」において時間数で117時間・日数で19日となり、「再エネ5～6割シナリオ」において時間数で504時間・日数で131日となる。



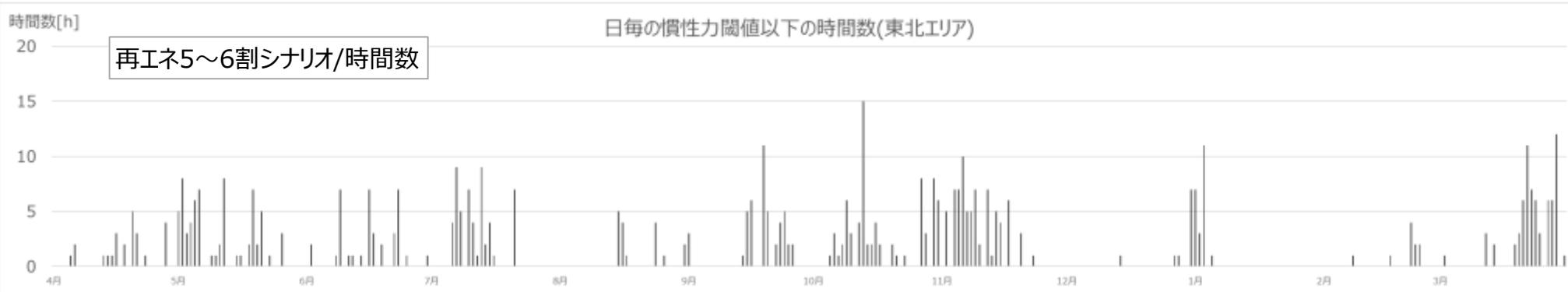
再エネ増加



- 東北東京エリアでは、東北エリアに対する慣性力Msys管理値:152GW・sを下回り、対策が必要な月別の期間は、「電源偏在シナリオ(45GW)」においては、主に軽負荷期に発生しており、「再エネ5~6割シナリオ」においては、その傾向が顕著になるとともに、一年を通じて対策が必要となっている。

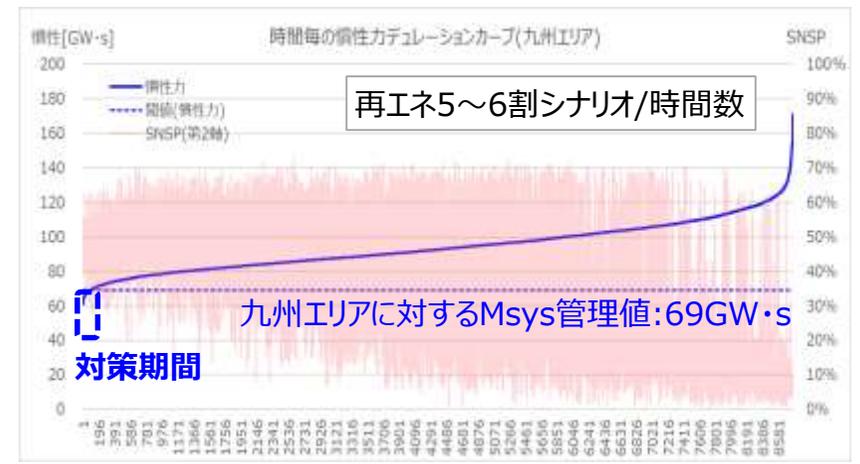
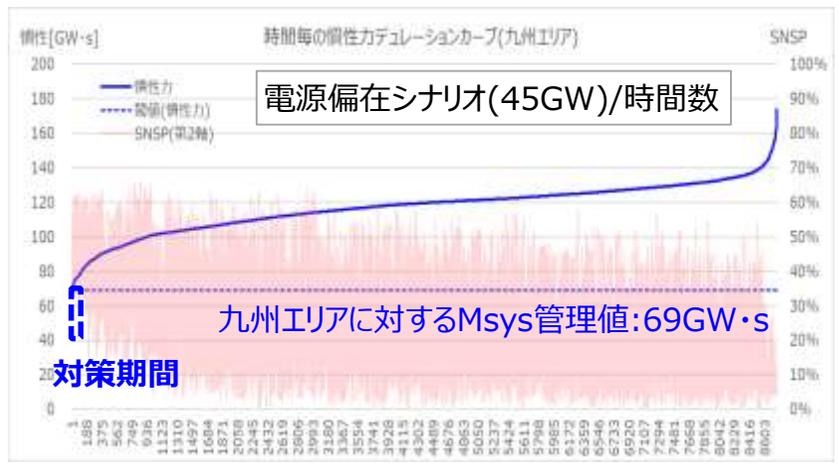


再エネ増加

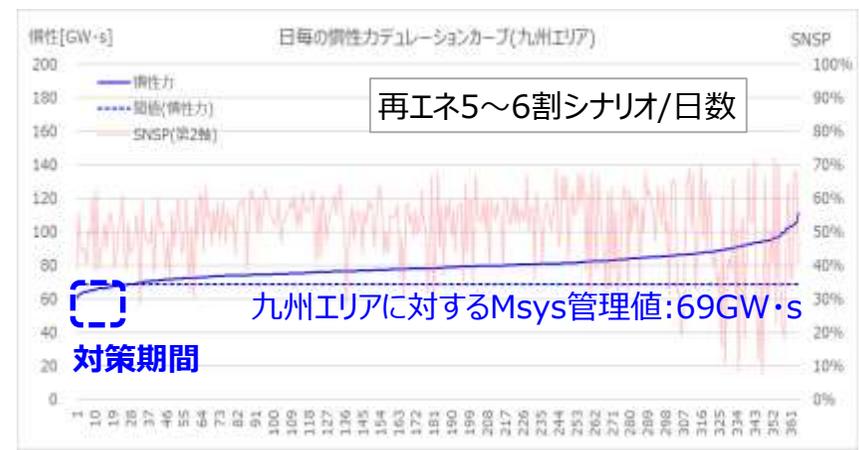
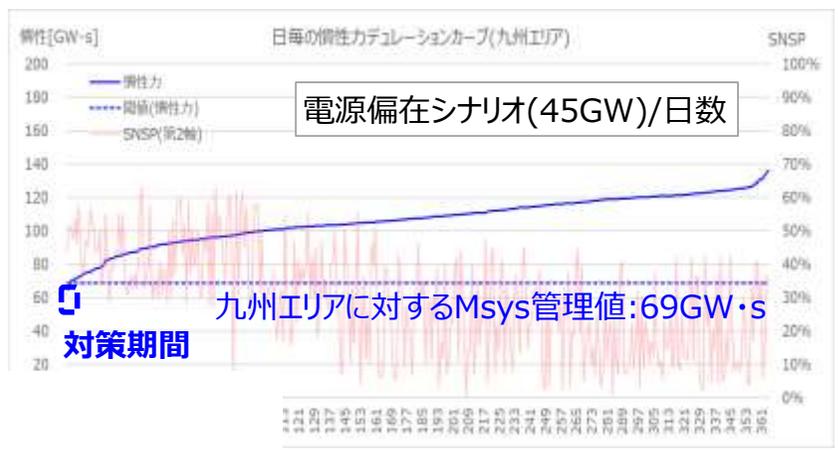


中西6エリアにおける慣性力Msysの状況（マスタープランシナリオ）

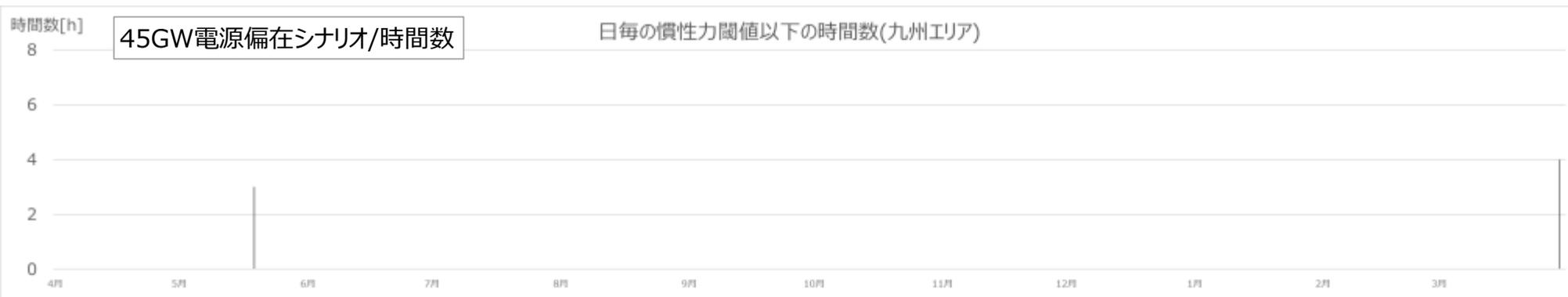
- 中西6エリアでは、九州エリアの電源脱落を管理することとし、RoCoF:2.0Hz/sとなる中西6エリアの慣性力バランスと九州エリアに対する感度係数概算値をもとに、九州エリアに対する慣性力Msys管理値を算定し、69GW・sとなった。
- 各マスタープランシナリオでの各エリア慣性力バランスと各エリアの感度係数概算値をもとに、九州エリアに対する慣性力Msysを算定した結果、69GW・sのMsys管理値を下回り、対策が必要な期間は、「電源偏在シナリオ(45GW)」において時間数で7時間・日数で2日となり、「再エネ5～6割シナリオ」において時間数で90時間・日数で29日となる。



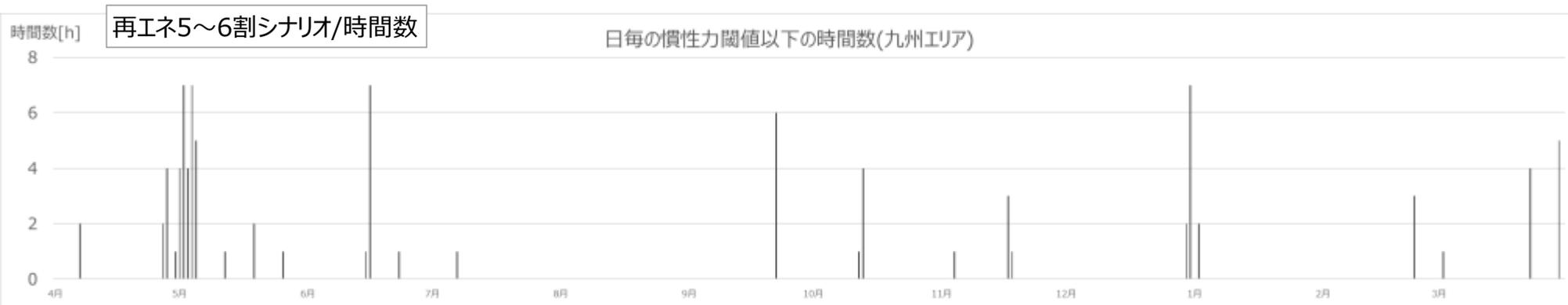
再エネ増加



- 中西6エリアでは、慣性力Msys管理値:69GW・sを下回り、対策が必要な月別の期間は、「電源偏在シナリオ(45GW)」において軽負荷期に数回発生しており、「再エネ5~6割シナリオ」においても主に軽負荷期の慣性力不足が顕在化する。



再エネ増加



- 各マスタープランシナリオにおいて、北海道エリアの慣性力Msys管理値:21GW・s、東北東京エリアの東北エリアに対する慣性力Msys管理値:152GW・s、中西6エリアの九州エリアに対する慣性力Msys管理値:69GW・sに対して、各エリアの慣性力バランスが不足し、対策が必要となる期間は、下表のとおり、再エネの導入量が増加するにつれて、顕在化する時間数・日数が増加している。

	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	時間 : 428h 日数 : 66日	時間 : 451h 日数 : 75日	時間 : 528h 日数 : 79日	時間 : 1,600h 日数 : 241日
東北・東京エリア	時間 : 13h 日数 : 3日	時間 : 117h 日数 : 19日	時間 : 94h 日数 : 21日	時間 : 504h 日数 : 131日
中西6エリア	時間 : 0h 日数 : 0日	時間 : 7h 日数 : 2日	時間 : 12h 日数 : 6日	時間 : 90h 日数 : 29日

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

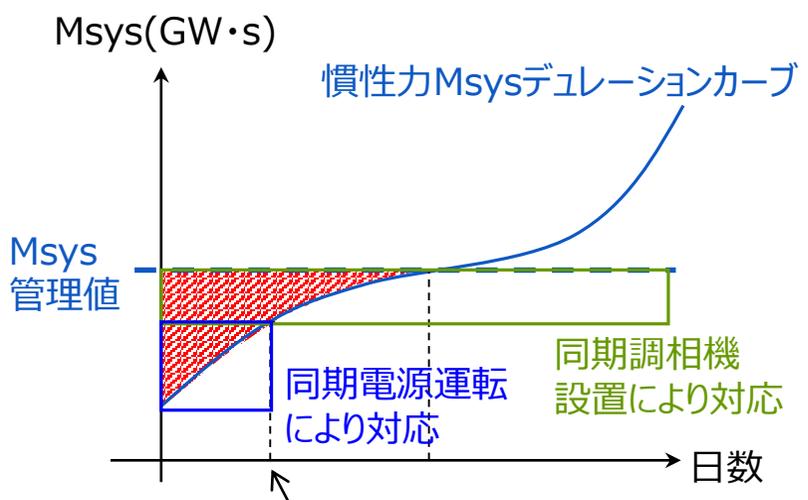
- 前回(第61回)本委員会にて示した、「同期電源の運転」費用と「同期調相機の設置」費用の特徴(対応日数により費用対効果が逆転すること)を踏まえると、慣性力不足の対応策(慣性力Msysの増加対応)の費用対効果の検討にあたっては、年間のどの程度の期間に、どの程度の量の対応策が必要となるか(対応策の必要状況)を整理していくことが必要である。
- よって、**各マスタープランシナリオにおける慣性力不足の対応策の必要量および必要期間をもとに、「同期電源の運転」と「同期調相機の設置」の費用対効果を踏まえた各対策の対応日数等を算出し、どの程度の慣性力Msysの増加対応費用が必要となるかを試算することとする。**

<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

<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

慣性力不足の対応策(エリア慣性力Msysの増加対応)の費用試算結果

- 各マスタープランシナリオにおける慣性力不足の対応策の必要量および必要期間をもとに、「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

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

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

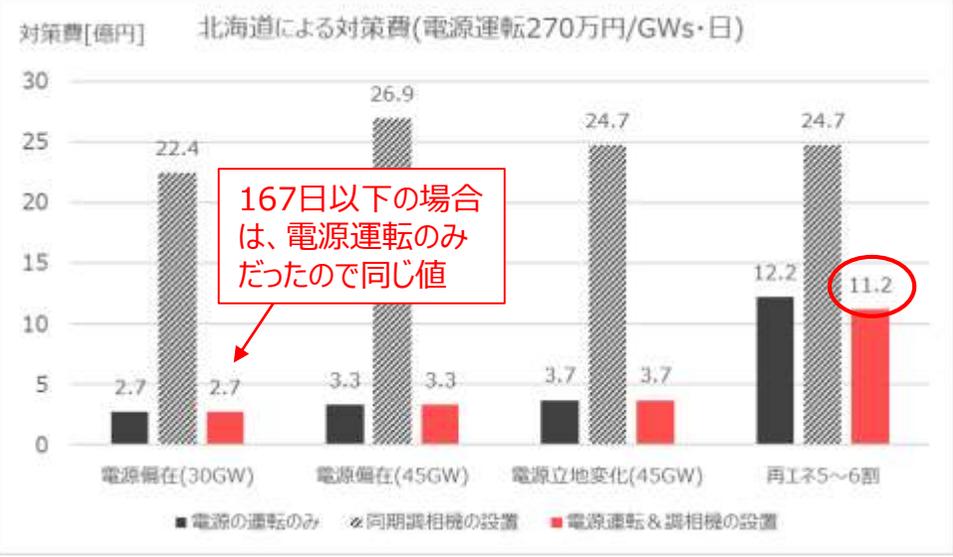
		電源偏在シナリオ (30GW)	電源偏在シナリオ (45GW)	電源立地変化 シナリオ(45GW)	再エネ5～6割 シナリオ
北海道 エリア	日数	66日	75日	79日	241日
	対応策	電源、調相機	電源、調相機	電源、調相機	電源、調相機
	コスト	2.7～9.5億円	3.3～10.6億円	3.7～11.8億円	11.2～18.9億円
東北・東京 エリア	日数	3日	19日	21日	131日
	対応策	電源	電源	電源	電源、調相機
	コスト	0.7～2.7億円	6.6～25.6億円	5.1～19.7億円	28.5～69.8億円
中西6 エリア	日数	0.0GW・s、0日	2日	10日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

(参考)慣性力不足の対応策の費用対効果について

- 今回、慣性力不足の対応策(慣性力Msysの増加対応)の費用については、「同期電源の運転」と「同期調相機の設置」の費用対効果を踏まえた各対応策の対応日数を算出し、各対応策を組み合わせる方法を採用した。
- 下図のとおり、北海道エリアを例に、「同期電源の運転」にて全て対応する場合、「同期調相機の設置」にて全て対応する場合に比べて、各対応策を組み合わせた今回の算出方法が最も安価な慣性力追加対策費用となっている。

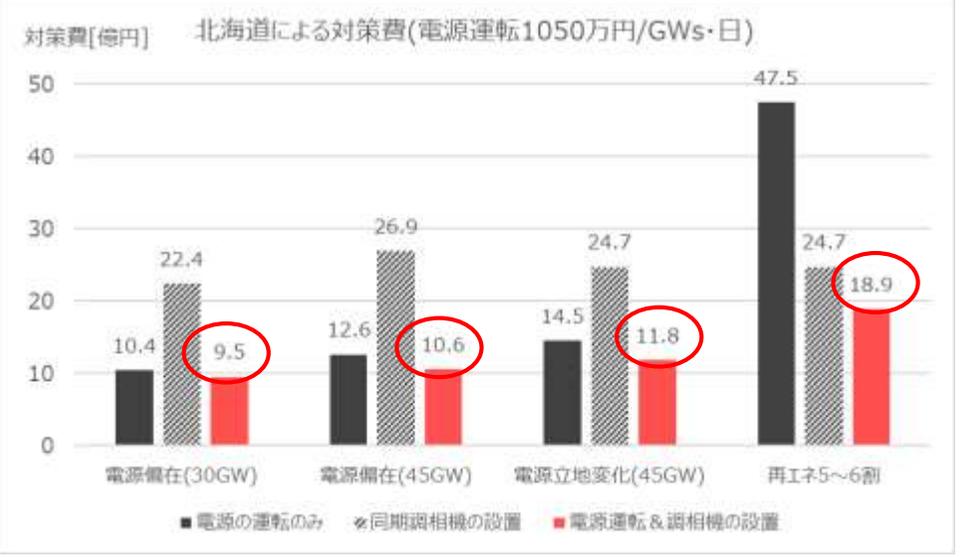
同期電源の運転費270万円/日

- 同期電源の運転費が270万円/日の場合は、176日までが同期電源の運転となり、それ以上で同期調相機の設置となる。
- 再エネ5~6割ケースで、顕在化断面が241日となり、その場合は同期電源の運転と同期調相機の設置による組み合わせで最も安価な対策費用となる。



同期電源の運転費1,050万円/日

- 同期電源の運転費が1,050万円/日の場合は、45日までが同期電源の運転となり、それ以上で同期調相機の設置となる。
- 全てのケースで、顕在化断面が45日以上となるため、同期電源の運転と同期調相機の設置による組み合わせで最も安価な対策費用となる。



【論点4】対応策に応じた調達方法の検討

- 前回(第61回)本委員会において、慣性力の調達方法について、その対応策(同期電源の運転、疑似慣性機能、同期調相機やMGセットの設置など)によって、調達期間および調達方法が異なることを整理した。
- 今回、論点6の各マスタープランシナリオにおける対応策を踏まえて、各エリア(北海道エリア、東北・東京エリア、中西6エリア)の慣性力の調達方法について検討したため、ご議論いただきたい。

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

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

慣性力を確保するための各技術のイメージ

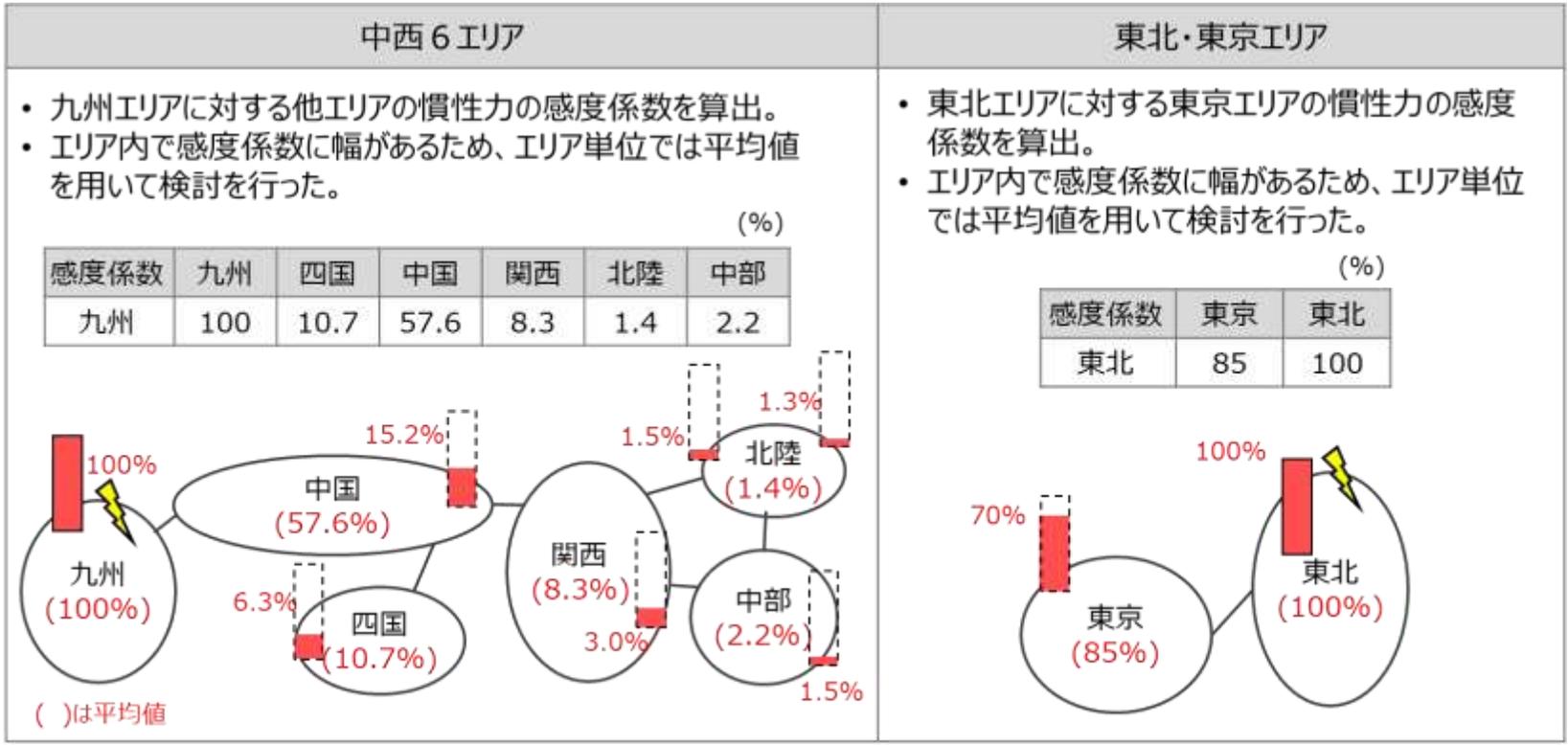


【出典】基本政策分科会(第40回会合)(経済産業省 2021年4月13日) 資料2
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/040/040_005.pdf

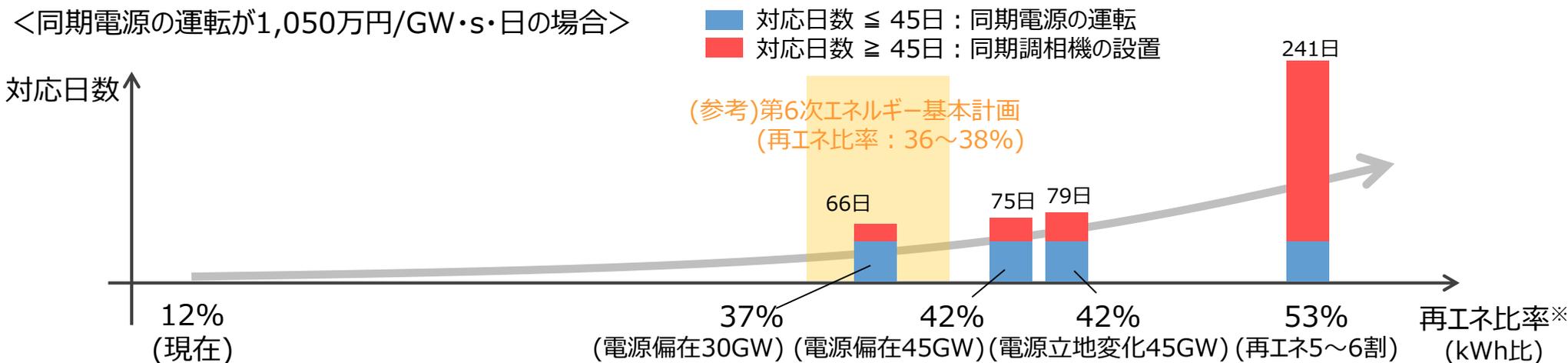
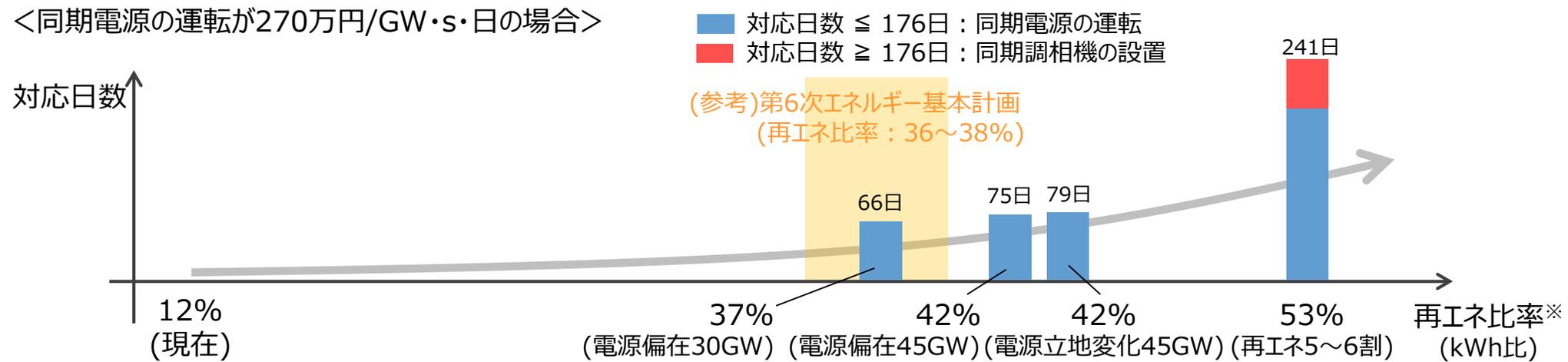
【論点4】対応策に応じた調達方法の検討(広域的な調達について)

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

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



- 北海道エリアにおいては、マスタープランシナリオの中で再エネ導入量が少ない電源偏在シナリオ(30GW)において、慣性力の対応策の必要期間から、同期電源の運転のみでなく、同期調相機の設置も必要となる可能性がある。
- 引き続き、マスタープラン策定に向けて慣性力確保必要量を精査するとともに、慣性力調達の市場導入時期・公募実施時期について検討していくこととしてはどうか。

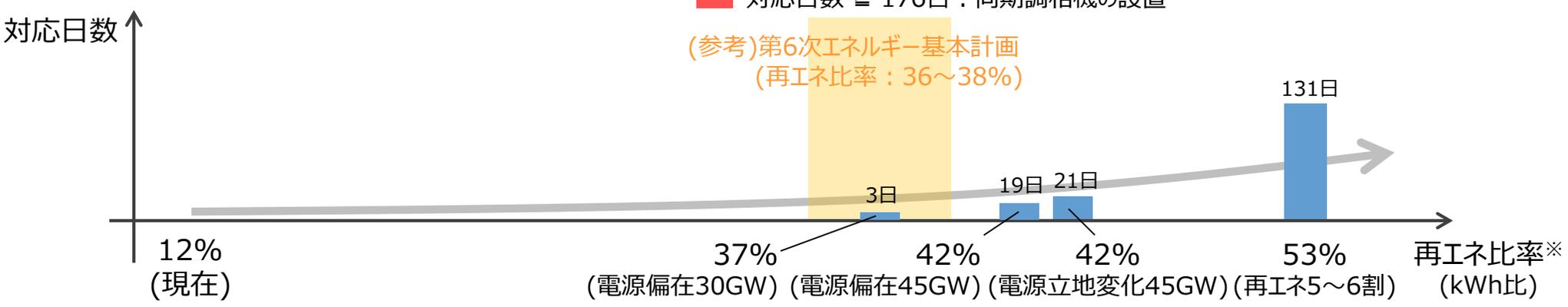


※風力と太陽光などの各エリアの再エネ導入比率が評価内容に影響すると考えられる

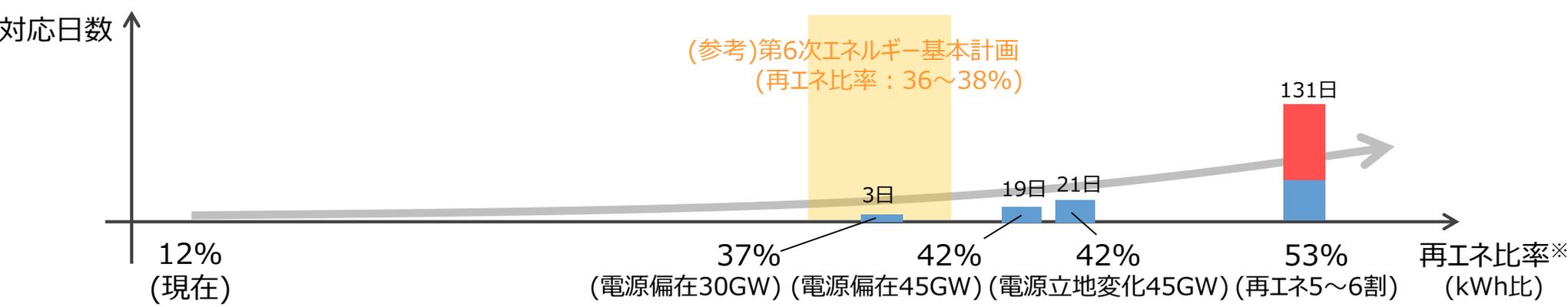
将来的な慣性力対応の見通し（東北・東京エリア）

- 東北・東京エリアにおいては、マスタープランシナリオの中で再エネ導入量が多い再エネ5～6割シナリオにおいて、慣性力の対応策の必要期間から、同期電源の運転のみでなく、同期調相機の設置も必要となる可能性がある。
- 引き続き、論点2の感度係数を踏まえて、マスタープラン策定に向けて慣性力必要量を精査するとともに、東北・東京エリアにおける広域的な慣性力調達の市場導入時期・公募実施時期について検討していくこととしてはどうか。

<同期電源の運転が270万円/GW・s・日の場合>



<同期電源の運転が1,050万円/GW・s・日の場合>



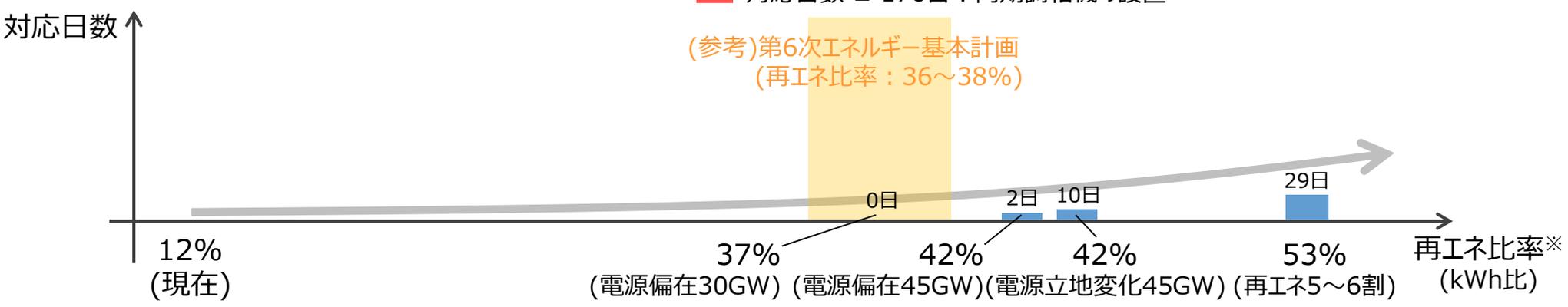
※風力と太陽光などの各エリアの再エネ導入比率が評価内容に影響すると考えられる

将来的な慣性力対応の見通し（中西6エリア）

- 中西6エリアにおいては、マスタープランシナリオの中で再エネ導入量が多い再エネ5～6割シナリオにおいても、慣性力の対応策の必要期間から、同期電源の運転のみで対応可能な見通しである。
- 引き続き、論点2の感度係数を踏まえて、マスタープラン策定に向けて慣性力必要量を精査するとともに、週間ベース・日々ベースの中西6エリアにおける広域的な慣性力調達の市場の導入時期について検討していくこととしてはどうか。

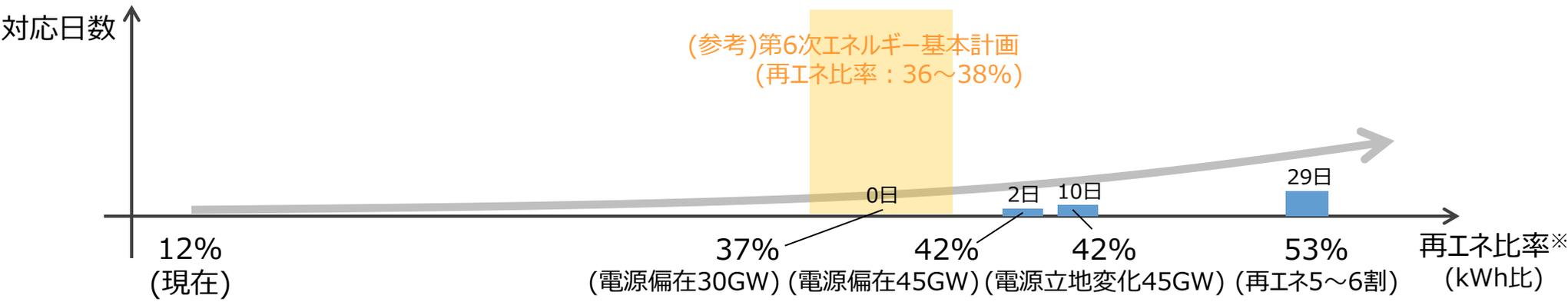
<同期電源の運転が270万円/GW・s・日の場合>

■ 対応日数 ≤ 176日：同期電源の運転
 ■ 対応日数 ≥ 176日：同期調相機の設定



<同期電源の運転が1,050万円/GW・s・日の場合>

■ 対応日数 ≤ 45日：同期電源の運転
 ■ 対応日数 ≥ 45日：同期調相機の設定



※風力と太陽光などの各エリアの再エネ導入比率が評価内容に影響すると考えられる

- 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通し)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 エネルギー政策の検討(電源立地誘導の観点も考慮できないか)		
エネルギーミックス等を踏まえたシナリオによる分析	国と連携して、EV、水素転換、蓄電池なども考慮した「分散化シナリオ」など		
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 具体化に係る検討		
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