

マスタープラン策定に向けた長期展望について

2023年 1月 25日
広域連系システムのマスタープラン及び
システム利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局

■ 本委員会におけるご意見を踏まえ、広域系統長期方針（案）に反映後、速やかに意見募集（パブコメ）を実施し、その結果を反映のうえ2023年3月末の策定及び公表を目指す。

◆本委員会 開催予定	2022年度				
	11月	12月	1月	2月	3月
マスタープラン 広域系統 長期方針		第21回 全体構成案 ◆ ↑ 反映	◆ ↑ 反映	第22回 (1/25) 広域系統長期方針（案） パブコメ	第23回 (3月上旬) パブコメ結果 ◆ 第24回 (3月下旬) ◆ 3月末公表 ●
長期展望	◆ 第19回 ベースシナリオ① ◆ 第20回 ベースシナリオ②	◆ 第21回 複数シナリオ、感度分析	◆ 第22回 感度分析（複数シナリオ）		

	主な内容
第18回	➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について（連系線増強の方向性）
第19回	➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について（ベースシナリオ①）
第20回	➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について（ベースシナリオ②）
第21回	➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について（複数シナリオ、感度分析） ➤ マスタープラン（広域系統長期方針）全体構成案について
第22回	➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について（感度分析（複数シナリオ）） ➤ マスタープラン（広域系統長期方針）（案）について
第23回	➤ マスタープラン（広域系統長期方針）意見募集結果と公表資料（案）
第24回	➤ マスタープラン（広域系統長期方針）公表資料（案）
2022年度末までに	➤ マスタープラン（広域系統長期方針）公表

本日の内容

- 第21回委員会において、複数シナリオにおける系統増強方策を取りまとめるとともに、ベースシナリオにおける感度分析の結果をお示した。
- 本委員会では、**複数シナリオにおける感度分析の結果**をお示しするとともに、**感度分析の結果の考察、調整力・慣性力に関する検討結果**についてまとめたため、ご議論いただきたい。
- その結果を広域系統長期方針(広域連系系統のマスタープラン)(案)へ織り込むこととしたい。

1. 複数シナリオにおける感度分析の結果

ベースシナリオ、需要立地誘導シナリオ、需要立地自然体シナリオ

2. 感度分析の結果の考察

3. 調整力・慣性力に関する検討結果

4. 今後の対応

【補足】シナリオ呼称の見直しについて

委員会におけるご意見を踏まえて、シナリオ呼称とシナリオ分析と内容がリンクするように見直したい。

見直し後	需要立地誘導シナリオ (→増強規模縮小)	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ (→増強規模拡大)
見直し前	需給立地最適化シナリオ (→増強規模縮小)	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ (→増強規模拡大)

1 複数シナリオにおける感度分析の結果

(1) 振り返り

- 第16回委員会において、系統増強規模に影響すると考えられる変動要因は感度分析により影響を確認すると整理した。
- **感度分析**において、**増強方策を固定**した上で**B/Cおよび再エネ比率※1、再エネ出力制御率※2への影響**を確認する。
- なお、「燃料費・CO2対策コスト」については、感度分析ではなく、シナリオ内で幅を持たせることで評価する。

※1 再エネ比率 = 太陽光発電・風力発電・地熱発電・水力発電・バイオマス発電の年間発電量(kWh)/総発電量(kWh)
 ※2 再エネ出力制御率 = (太陽光・風力の発電可能量(kWh)-太陽光・風力の発電量)/太陽光・風力の発電可能量(kWh)

2. 複数シナリオの前提条件について

(3) 変動要因のシナリオへの反映の考え方について【論点】

第16回マスタープラン検討委員会資料1

- 需要や電源の変動には様々な要因があるが、**系統増強への影響（アンバランス）が大きくなる要因の組合せと小さくなる要因の組み合わせをそれぞれのシナリオの幅として設定**することとしたい。
- 国の政策議論にある**需要側対策の政策誘導**については**シナリオにおいて幅を確認し、電源については再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の方針を踏まえて、各シナリオにおいて同じ条件としたうえで、系統規模に影響すると考えられる変動要因は感度分析により影響を確認する。**

	変動要因	考えられる情勢変化	想定される影響		対応の方向性	
			増強規模縮小	増強規模拡大		
需 要	ボリューム 年間需要	電化の更なる推進や脱炭素・デジタル化技術の進展	需要増加	需要減少	感度分析	
	ロケーション 脱炭素・エネルギー転換	輸送・回収・消費構造を踏まえた立地誘導※1	電源近傍	需要地近傍	シナリオ反映	
	8,760時間カーブ	ヒートポンプ・EV	システム開発による負荷制御技術の高度化	最適シフト	一定負荷	シナリオ反映
電 源	ボリューム	再エネ	再エネ比率増加のための追加導入	設備量減少	設備量増加	感度分析
		火力	石炭フェードアウトやバックアップ電源確保	石炭退出、BU電源確保※2		感度分析
		原子力	安全性・信頼性の確保による安定稼働	利用率変化※2		感度分析
		水素・アンモニア	水素コスト低減による導入量の変化	導入量の変化※2		感度分析
	ロケーション	太陽光	荒地活用などによる立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
		風力	ポテンシャル余力に伴う立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
8,760時間カーブ	系統用蓄電池	再エネ出力平滑化のための追加導入	導入量増加	導入量減少	感度分析	
	燃料費・CO2対策コスト	社会情勢変化に伴う燃料価格の変動	価格低下	価格上昇	感度分析	

※1 DAC等の配置には、回収・貯留の適地などCO2回収に必要な様々な要素の検討が必要であるが、本検討では、系統増強の視点から検討しているものであり、最適な立地を示すものではない

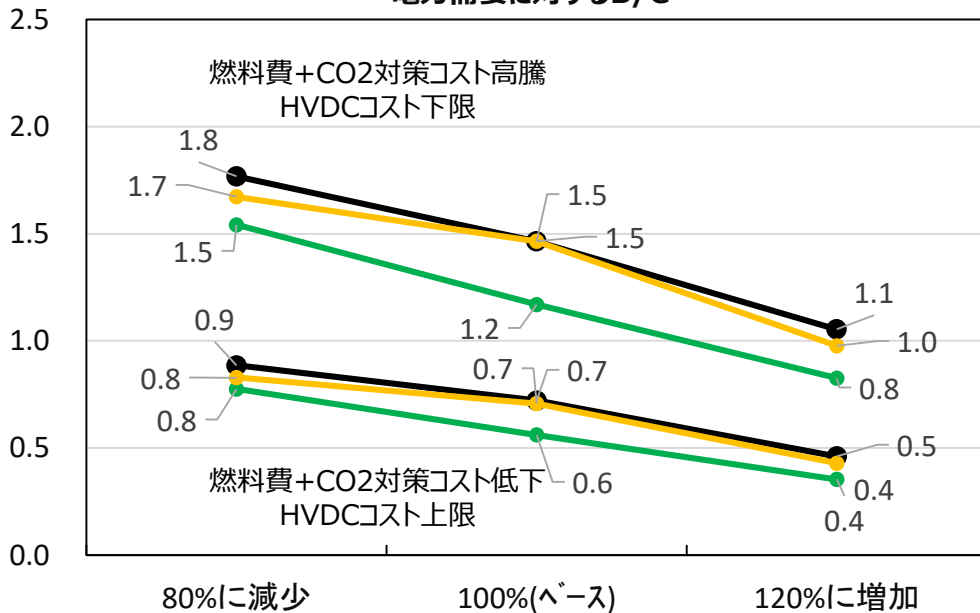
※2 個別電源が接続する系統により増強規模への影響は一概に評価できず、それぞれの増減によりアンバランスを打ち消す方向となる

注) 自然変動電源の出力特性の年度間のバラつきについては、引き続き取り扱いを検討する

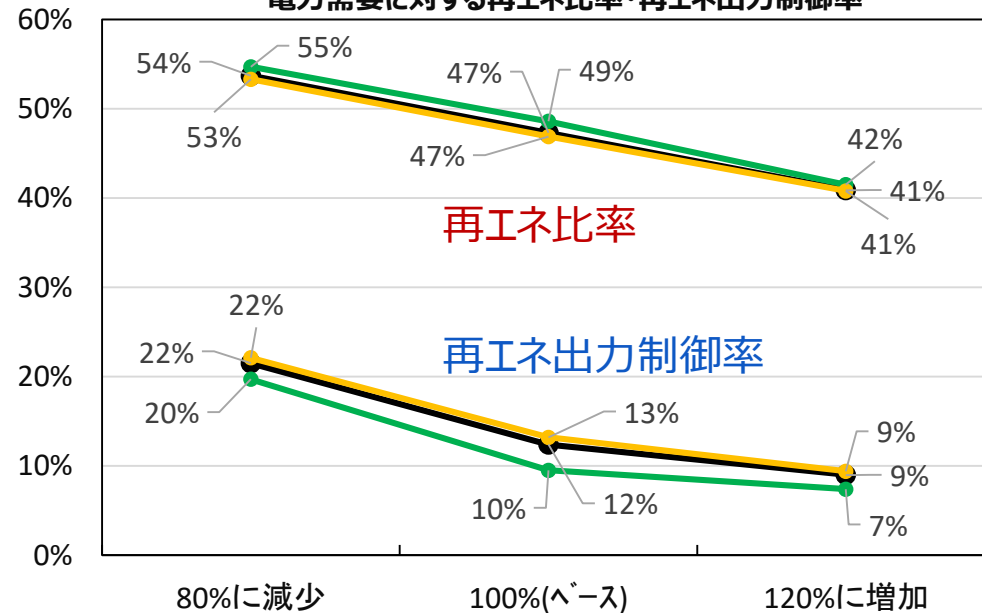
1 複数シナリオにおける感度分析の結果 (2-1) 分析結果：電力需要

- 電力需要(kWh)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、電力需要(kWh)の増加に応じて、近傍の需要で消費される再エネが増加したため、再エネ出力制御率は低下した。これにより、連系線利用率が減少したため、B/Cも低下した。
- 再エネ比率は、火力等の再エネ以外の発電量が増加したことから相対的に低下した。

電力需要に対するB/C



電力需要に対する再エネ比率・再エネ出力制御率

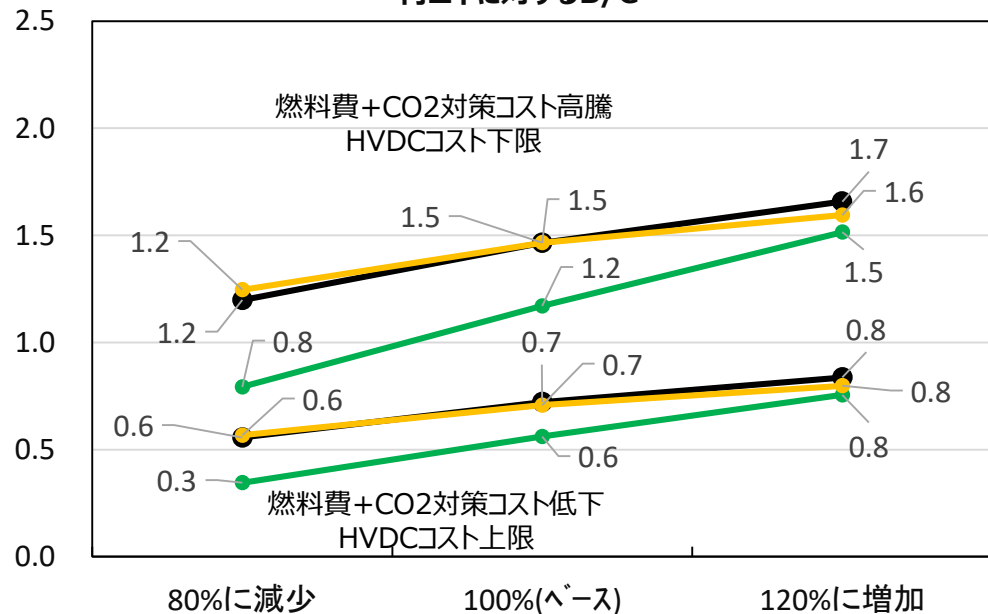


● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

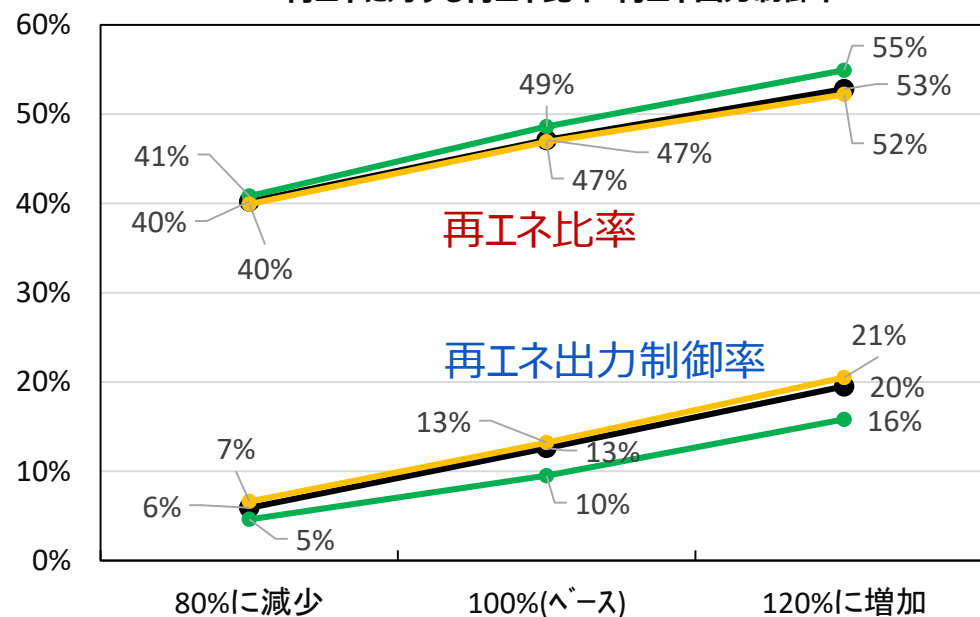
1 複数シナリオにおける感度分析の結果 (2-2) 分析結果：再エネ

- 再エネ(kW)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、再エネ(kW)の増加に応じて、再エネ比率が増加し、火力等との差替の機会が増加することから、B/Cも上昇した。
- 再エネ出力制御率は、需給上及び系統制約上の再エネ抑制が増えることから上昇した。

再エネに対するB/C



再エネに対する再エネ比率・再エネ出力制御率



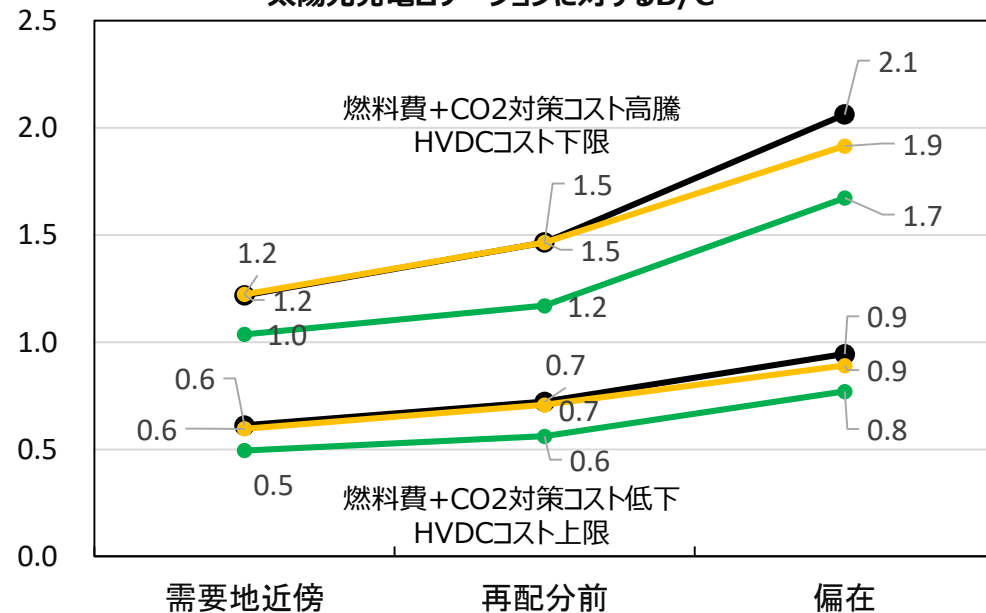
● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

1 複数シナリオにおける感度分析の結果 (2-3) 分析結果：太陽光発電ロケーション

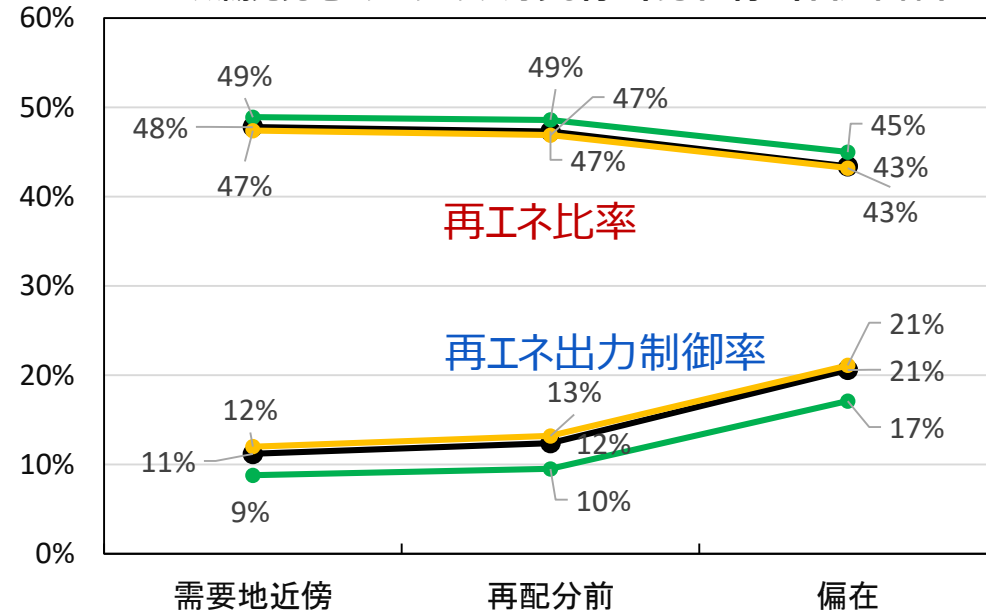
- 太陽光発電のロケーションを変化※させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、需要地近傍に配置した場合、地産地消が進むため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/Cが低下した。

※本分析では、9エリアの太陽光発電 (kW)を需要比率で配置した場合(需要地近傍)及び無居住化面積比率(次スライド参照)で配置した場合(偏在)をそれぞれ評価した。

太陽光発電ロケーションに対するB/C

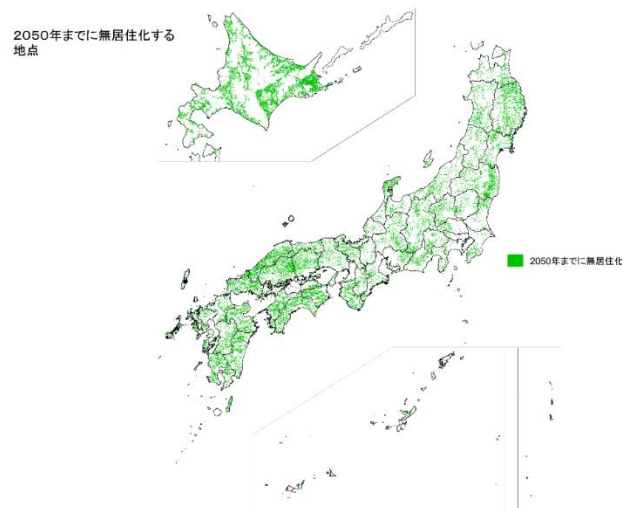


太陽光発電ロケーションに対する再エネ比率・再エネ出力制御率



● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

- 無居住化面積は、ある時点では居住者がいたが、その後に居住者がいなくなった地点の総面積と定義する。
- 今回は、国土交通省より公開されている2015年国勢調査をもとに2050年までの人口推計に関する500mメッシュデータを利用した。
- メッシュ面積に都道府県ごとに一律の定数を乗じ、エリアごとの無居住化面積を算出した。なお、算出においては、市町村単位でエリアを判別し、富士市など複数エリアにまたがる市町村はそれぞれのエリアで二重カウントすることとした。
- 無居住化面積の利用については、再生可能エネルギーは、過疎地により立地する傾向にあること、及び、三大都市圏に比して地方は無居住化が著しいことを前提に、その無居住化した地域に再生可能エネルギーが導入されることを想定している。

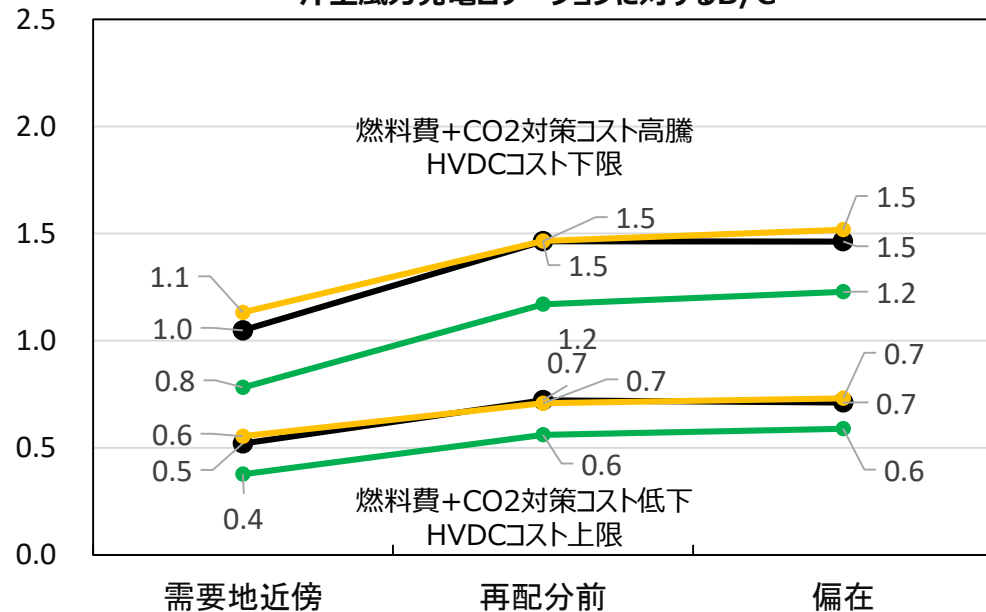


1 複数シナリオにおける感度分析の結果 (2-4) 分析結果：洋上風力発電ロケーション

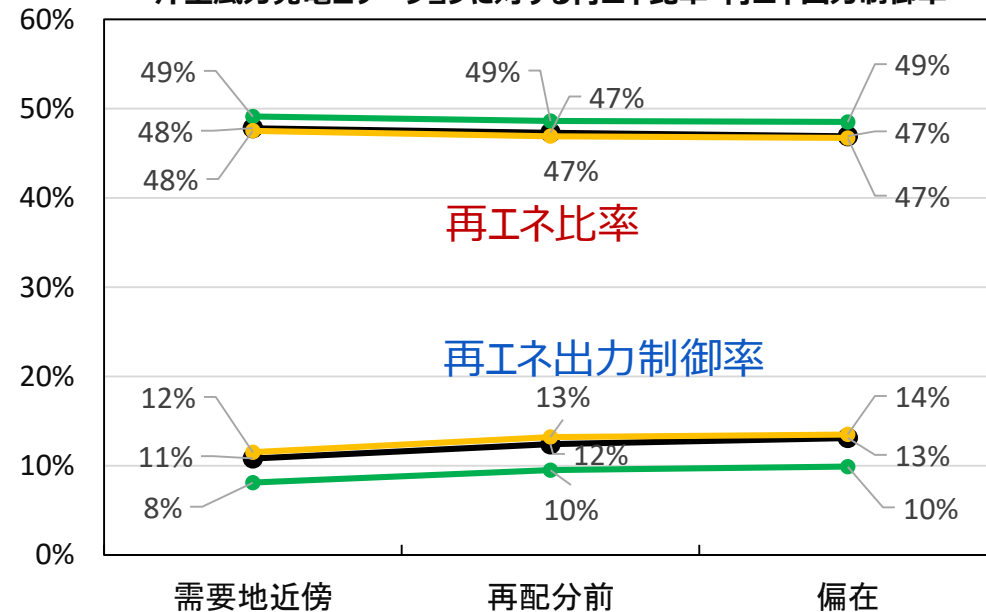
- 洋上風力発電のロケーションを変化※させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、需要地近傍に配置した場合、地産地消が進むため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/Cが低下した。
- 東京、中部、関西の洋上風力発電の一部をそれ以外のエリアに偏在して配置した場合、配分量が相対的に小さいため、B/C等への影響は限定的であった。

※需要地近傍の場合として、2040年までに30GW～45GWの案件形成を目標としている洋上風力発電導入量（次スライド参照）のうち、30GWと45GWの差分である15GW分を東京、中部、関西の3エリアに需要比率で分配し、偏在の場合として、同15GW分を北海道、東北、北陸、中国、四国、九州に45GW時点での設備量比率で分配し、この2つの場合の分析を行った。

洋上風力発電ロケーションに対するB/C

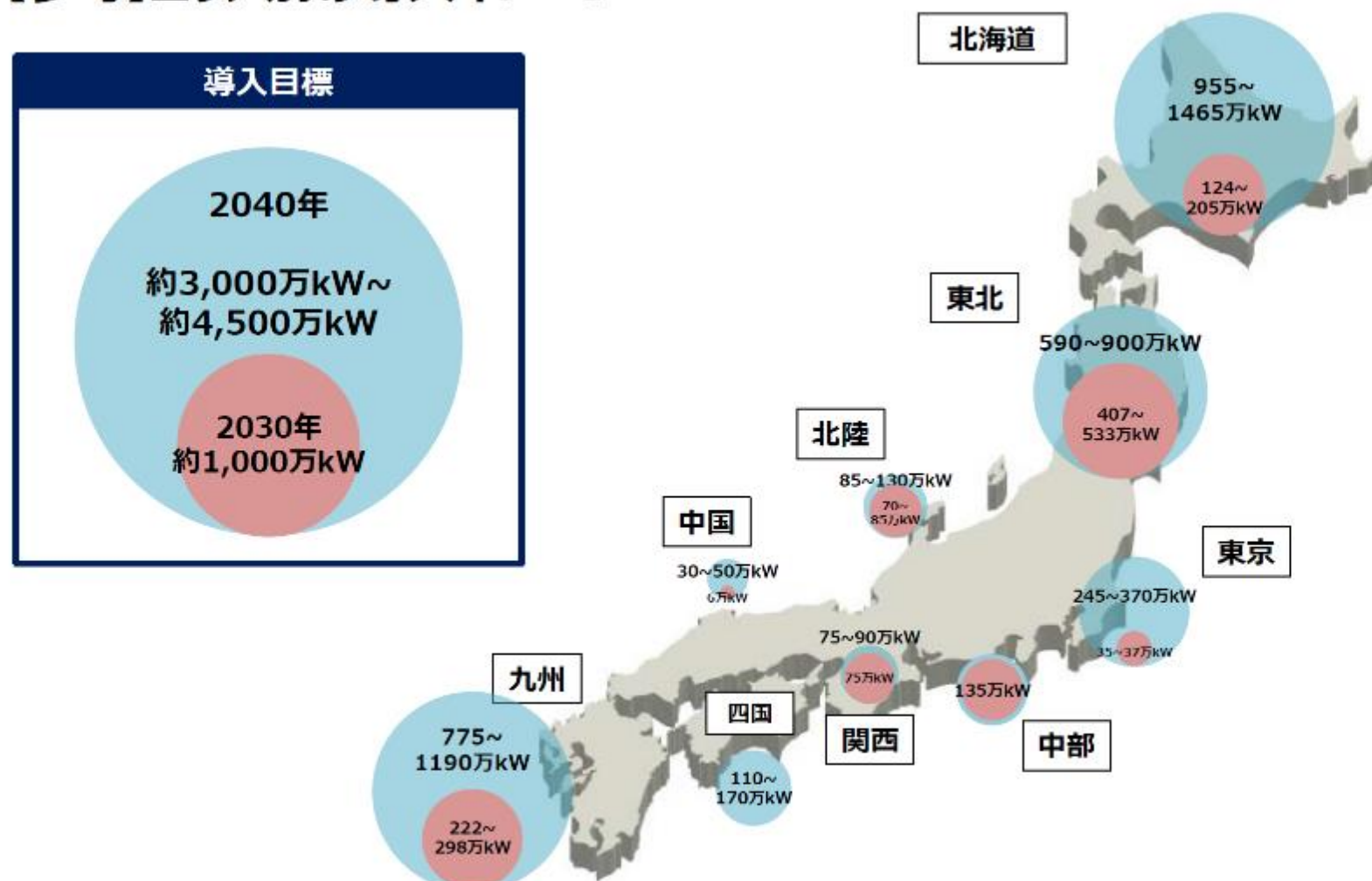


洋上風力発電ロケーションに対する再エネ比率・再エネ出力制御率



● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

【参考】エリア別の導入イメージ



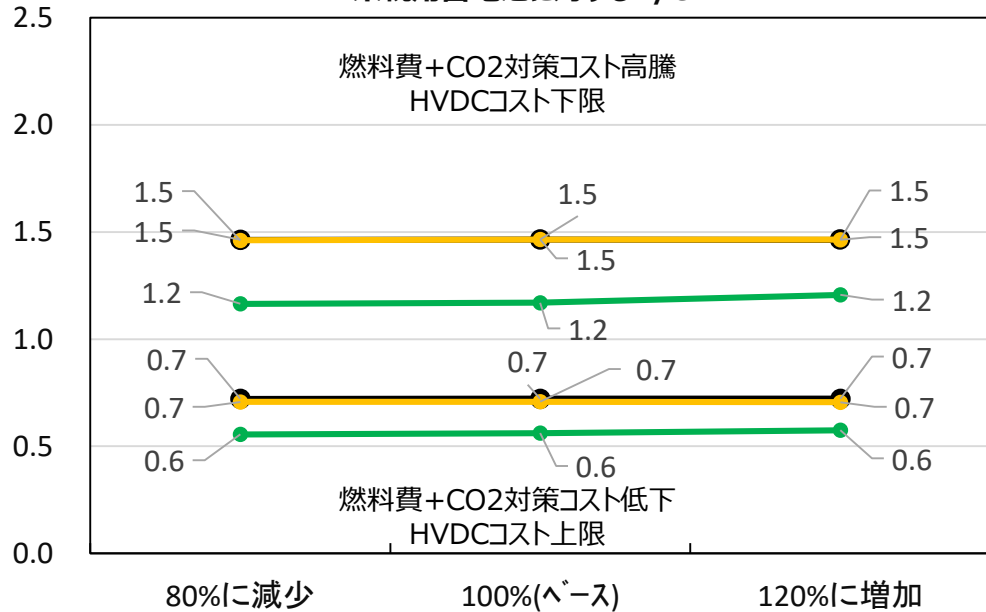
※2030年については、環境アセス手続中（2020年10月末時点・一部環境アセス手続きが完了した計画を含む）の案件を元に作成。

※2040年については、NEDO「着床式洋上ウインドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）報告書」における、LCOE（均等化発電原価）や、専門家によるレビュー、事業者の環境アセス状況等を考慮し、協議会として作成。なお、本マップの作成にあたっては、浮体式のポテンシャルは考慮していない。

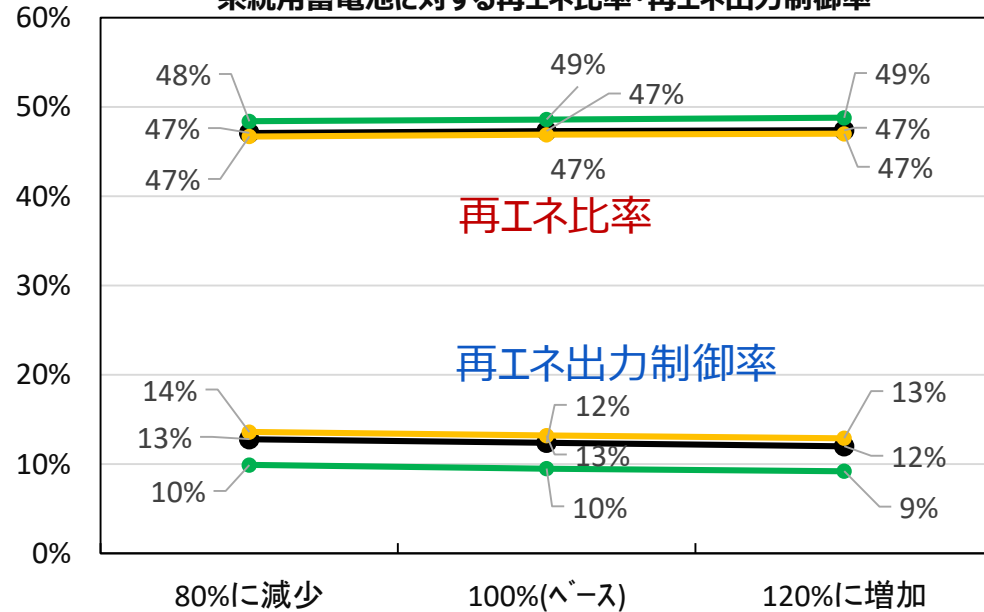
1 複数シナリオにおける感度分析の結果 (2-5) 分析結果：系統用蓄電池

- 系統用蓄電池※1を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、系統用蓄電池を変化させても、全国的な効果の大きさは限定的ではあったものの、系統用蓄電池を増加させた場合、再エネ出力制御率は減少傾向、再エネ比率・B/Cは増加傾向になった。

系統用蓄電池に対するB/C



系統用蓄電池に対する再エネ比率・再エネ出力制御率



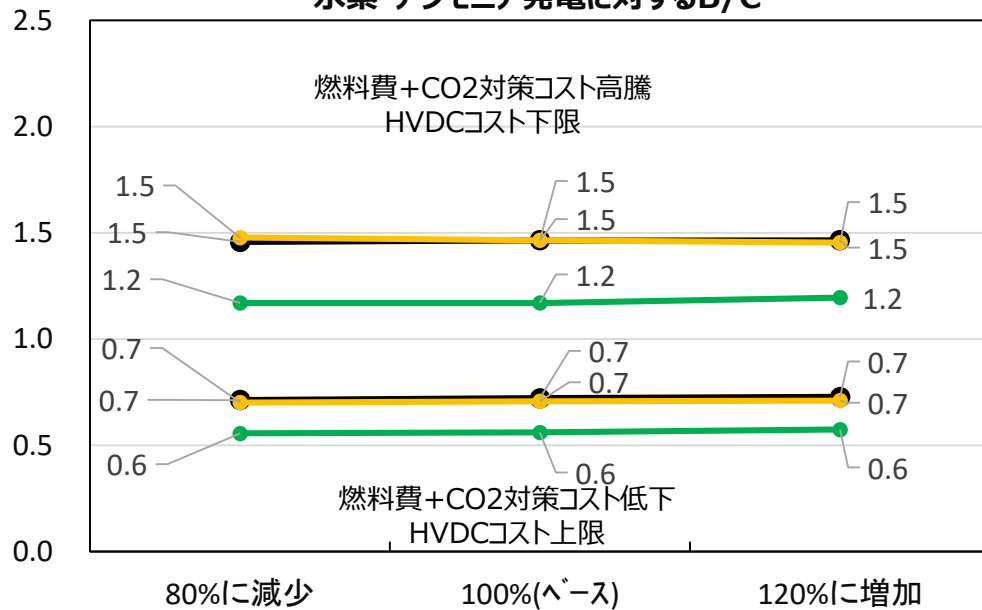
● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

※1 本検討では、系統運用のための蓄電池を想定しており、導入量の推計においてはEV・PHEVのバッテリー容量を積み上げた数値をもとに試算。

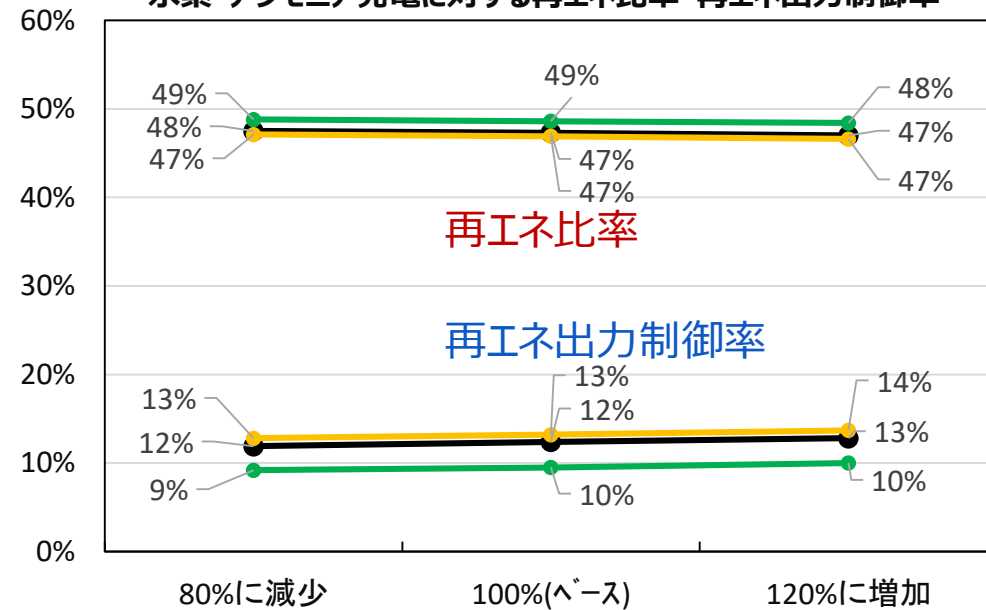
1 複数シナリオにおける感度分析の結果 (2-6) 分析結果：水素・アンモニア発電

- 水素・アンモニア発電(kW)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、水素・アンモニア発電は、本燃種以外の火力で代替されるため、水素・アンモニア発電(kW)が再エネ比率・再エネ出力制御率へ与える影響は限定的であった。また、燃料費の差が小さいため、B/Cについても大きく変動しなかった。

水素・アンモニア発電に対するB/C



水素・アンモニア発電に対する再エネ比率・再エネ出力制御率

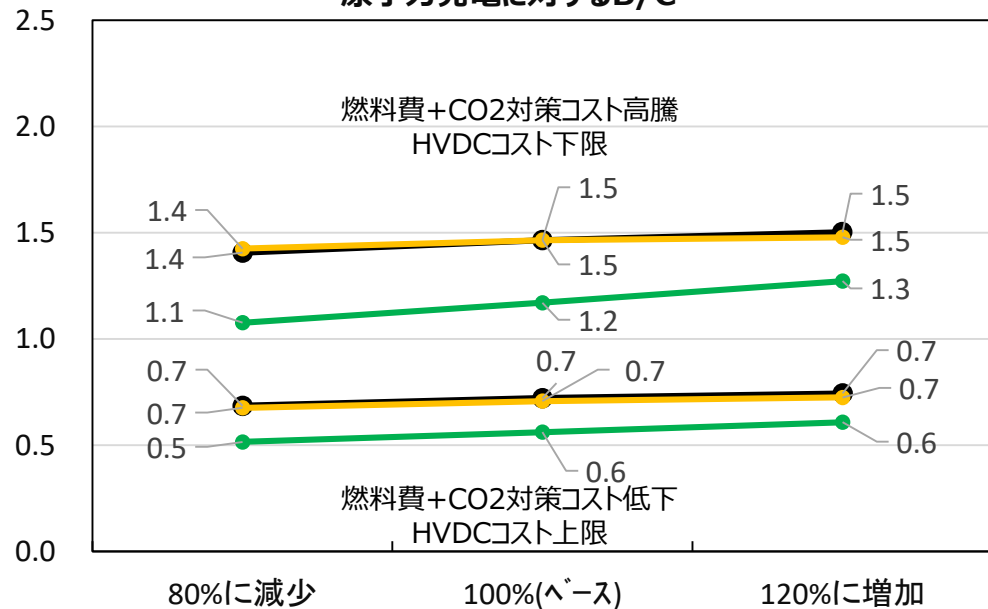


● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

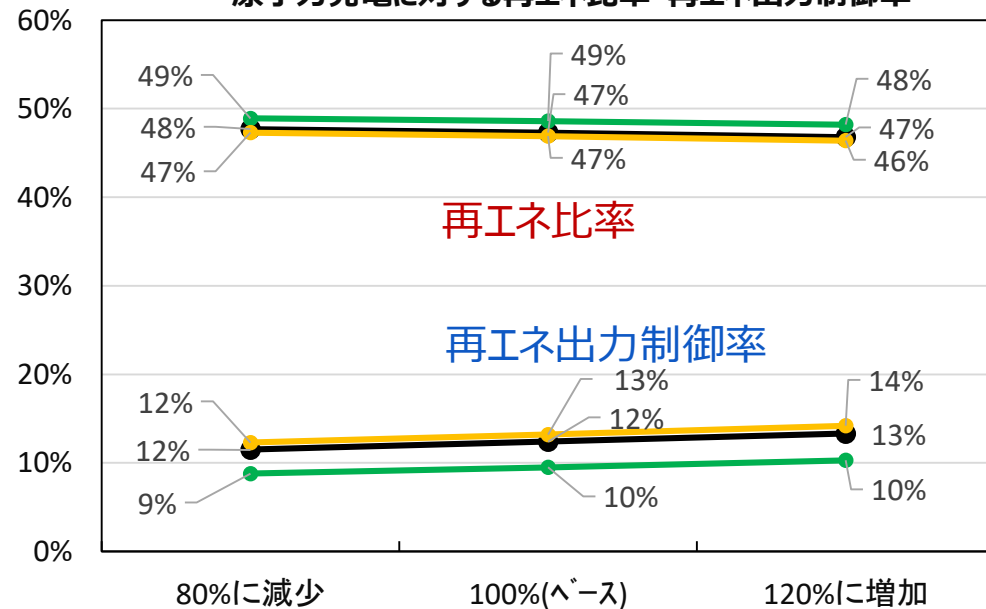
1 複数シナリオにおける感度分析の結果 (2-7) 分析結果：原子力発電

- 原子力発電(kWh)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、再エネの出力制御は限られた時間断面に集中しており、原子力発電(kWh)を変化させた際の再エネ比率・再エネ出力制御率への影響は限定的であった。
また、原子力発電(kWh)を減少させた場合、その多くが火力で代替され、B/Cは減少傾向になった。

原子力発電に対するB/C



原子力発電に対する再エネ比率・再エネ出力制御率

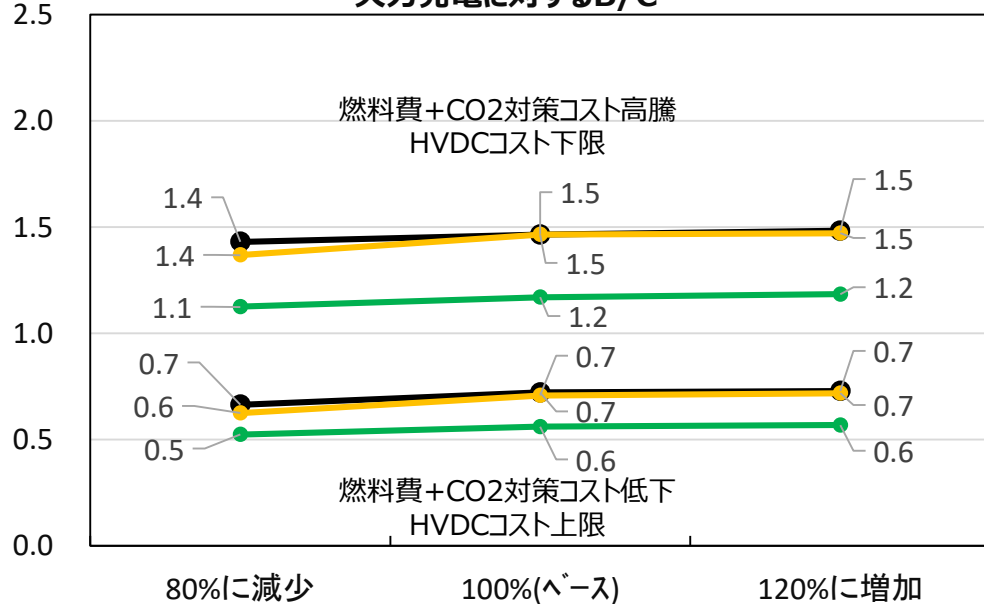


● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

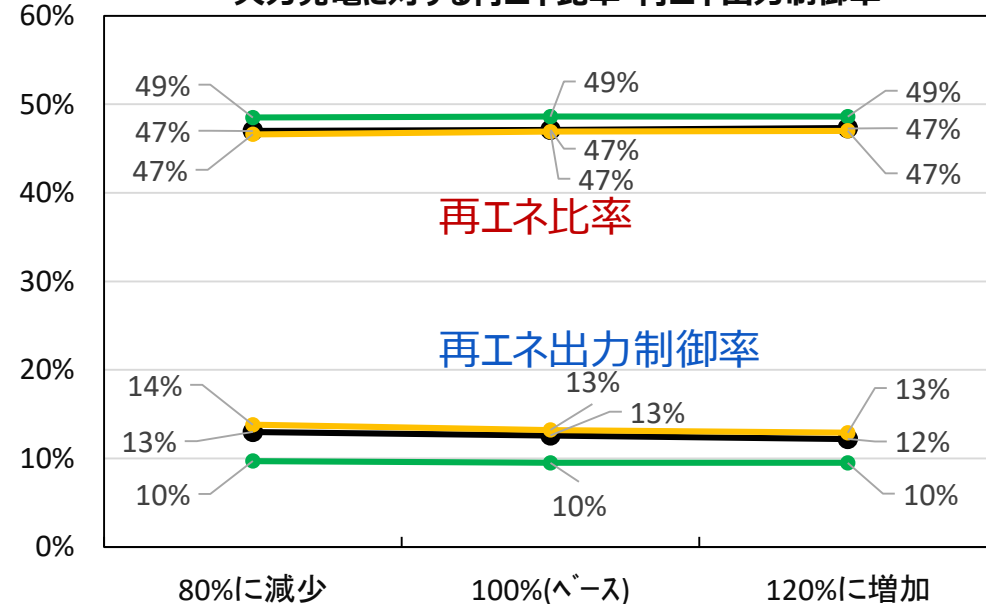
1 複数シナリオにおける感度分析の結果 (2-8) 分析結果：火力発電

- 火力発電(kW)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、火力発電(kW)を変化させても、火力間で代替されるため、再エネ比率・再エネ出力制御率へ与える影響は限定的であった。また、今回の感度分析の幅においては、燃料費の差が小さいため、B/Cについても大きく変動しなかった。

火力発電に対するB/C



火力発電に対する再エネ比率・再エネ出力制御率



● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

- 感度分析の結果、各シナリオ間でほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。具体的には、電力需要（kWh）、再エネ（kW）及び再エネロケーションの3つで、B/Cへの影響が比較的大きいことを確認した。このことから、以下のようなことが考えられる。

<電力需要・再エネ(kW)>

- 長期展望から整備計画を具体化していく中では、国のエネルギー政策を踏まえた電源等の開発・導入の動向や水素製造、DACCS等の技術開発も含めた電力需要の動向を適切に踏まえる必要がある。

<再エネロケーション>

- 今回の感度分析では、システムの増強規模を固定しているため、太陽光、洋上風力のロケーションを需要地近傍に設定した場合は地産地消が進み、連系線利用率が減少することからB/Cは低下する。
- これは、連系線利用率の観点から増強規模を縮小できる可能性があるとも解釈できる。つまり電源を需要地近傍へ誘導することで、ネットワーク投資を削減できる可能性があるものと考えられる。

3 調整力・慣性力に関する検討結果

(1) 検討の位置づけ

- 再エネ大量導入のシナリオ成立の前提条件となる**調整力や慣性力確保に係るコスト**については、対策やコストの規模感等を一定の前提を置いて検討のうえ、**政策目標実現に必要な社会コストとして示す**こととしていた。

第17回マスタープラン検討委員会資料2

1 - 2. 追加考慮する費用便益項目について (4) 調整力の方向性

20

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

3 調整力・慣性力に関する検討結果

(2) 調整力の検討状況

- 今回の長期展望のシナリオにおける調整力必要量を、再エネ設備量および再エネの時間内変動・予測誤差・出力制御等を踏まえて推計し、それをもとにシミュレーションを実施し検討を行った。
- その結果、現状よりも多くの調整力が必要となり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、そのコストは数千億円/年程度の規模感となった。
- 系統整備が行われる場合（With）の条件においては、調整力の広域調達等の影響により ΔkW 費用は減少する結果となった。一方、系統増強に伴い再エネの出力制御量が減少して発電量が増加することから、その予測誤差等が増えることで、結果的にkWh費用は増加する結果となった。その結果、全体の調整力費用はWithの方が増加する傾向となった。

(4) 再エネ増加に伴う調整力の費用試算について
【再エネ導入量増加に伴う調整力の費用試算結果について（全国概算の比較）】

47

第81回 調整力等委員会 資料2

- 全国概算について、ベースシナリオ（2050Without）とベースシナリオ（2050With）で比較すると、調整力必要量が大きいベースシナリオ（2050With）の方が、約690億円程度の増額となった。

※1※2※3

費用[億円]	2050Without	2050With
ΔkW 費用	315	286
調整力kWh費用	1,451	1,826
合計	1,766	2,112
全国概算（年間）	3,532	4,224

- ※1 ベースシナリオ（2050Withoutおよび2050With）での試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、結果が変わることに留意
- ※2 発電費用（起動費、燃料費）についてはベースシナリオ（2050Withoutおよび2050With）の想定値を使用
- ※3 上げ調整単価、下げ調整単価は2019年度から変更が無いという前提での試算結果であり、2019年度の調整力kWh費用を将来の変動実績相当で乗算した試算結果であることに留意

(3) 慣性力の検討状況

- 長期展望のシナリオにおいては、太陽光発電等のインバータ電源（非同期電源）の増加に伴い、同期発電機の並列台数減少による慣性力の低下が懸念される。
- 将来の代表断面における周波数変化率(RoCoF)や感度係数をシミュレーションにより算出し、それを踏まえて慣性力の確保状況を確認した。その結果、慣性力が不足する時間があり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、その対策コストは数百億円/年程度の規模感となった。
- 系統整備が行われる場合（With）、広域連系系統の増強による同期化力の向上や潮流状態等による同期化力の変化によって、慣性力の対策コストはWithの方が減少する傾向となった。

2050with（ベースシナリオ） 慣性力不足に対する対策費用算定結果

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

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

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

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

(4) 今後の検討課題

- 今回の調整力・慣性力に関する算定については、対策コストの規模感を把握するために様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が変化すれば算定結果も異なることに留意が必要である。
- 系統増強の有無により調整力・慣性力確保に係るコストが変わり得るため、今後の調整力・慣性力に関する技術面や制度面等の議論を踏まえて、費用便益評価への織り込みを必要に応じて検討していく。
- なお、再エネ大量導入に伴う調整力・慣性力の確保に向けて、火力・揚水以外の調整力リソースの活用やインバータ電源による疑似慣性力等についても検討が進められており、これらの検討を踏まえ、再エネ大量導入に必要な社会コストの低減にも取り組んでいく必要がある。

- 本委員会における感度分析の結果及び考察の取りまとめと、調整力・慣性力に関する検討結果をもって、広域系統整備に関する長期展望の検討を完了とさせていただき、広域系統長期方針(広域連系系統のマスタープラン)(案)へと反映していきたい。

(参考) 委員会における主な意見

主な意見

●マスタープラン全体

結果を丁寧に分析して頂き、**お互いの関係やそれが何を示しているのかを丁寧に説明**頂き、長期展望をご覧になる方が全体として正しく理解できるようなまとめとして頂きたい。

2050年の絵姿として**マスタープランを策定、公表以降も定期的にローリング**して頂き、リーストリグレットな設備形成を追求して頂けるという認識でよいか。

既設連系線の更新・増強あるいは一時的なスリム化や統廃合というような様々なバリエーションがあると思うが、これらのバリエーションについてもB/Cを確認する必要があると思う。**既設連系線の更新等に係るB/C評価の考え方**についてもマスタープランとりまとめの中で言及頂ければと考えている。

最近の電力逼迫の状況等を踏まえると、**電力の送配電網に関する知識がない方でも、これからの日本のインフラはどうなっていくのだろうという関心**は高まってきているのではないかと思うし、そういうところにも理解をして頂くことが大切だと思う。そのような方にも**分かり易い簡易バージョンも提示**していただければよいと感じた。

●費用便益評価

各シナリオの実現に向けては、**再エネや蓄電池、水素製造装置**といった設備の導入、**安定供給に必要となる火力発電の維持等が前提となっており、これらにも別途莫大な費用を必要とするため、とりまとめ公表にあたっては今回の数字が独り歩きしないよう留意**する必要がある。

やはり**電源立地も踏まえた電力システム全体の費用便益評価**をどこかで検討頂ければと思う。

電源の立地誘導等と合わせて、**電源設置と系統整備の最適化**を図って頂きたい。また、取りまとめを行った後に公表し説明していく際には**マスタープランや整備計画の位置づけ**を正しく理解してもらえるよう工夫して頂きたい。

広域機関としては、送配電網を所掌しているという意味では、**託送料金をいかに抑えていくか**ということをどこかに明示したほうがよいのではないかと思う。

電源の開発・導入コストは含まれていないことも理解している。このため、今後のとりまとめに向けて、**どの費用が含まれていて、どの費用が含まれていないのか**をしっかりと明示頂くことが大事であると考えている。

主な意見

●費用項目

燃料費のみならず**工事費等も不確実性を伴う**ため、その点も考慮したほうがよいと思う。

漁業補償や水深等を考慮したルート変更によるコスト増の懸念についても言及されていることから、地内系統の対策コストも含め、**今後さまざまに要因により工事費が変動し得るため、費用便益評価においては、引続き最新の情報をもとに十分な評価**をして頂くようお願いする。

●便益項目（燃料費、CO2対策コスト）

燃料費・CO2対策コスト削減を総額では幅で示して分かり易いが、一方でその**単価や為替レートについては結果に大きく影響する大変重要な前提条件**であるため、その中身について参考資料でも構わないので、どこかで示して頂けると有難い。

CO2対策費用が大きく下がっているのは、2050年を目指せば、当然火力もゼロエミッションにしていかなければならないので、様々なやり方はあるが、CCUSという方法を取れば、当然CO2対策費用は下がることが織り込まれている。ただし、**本当にCO2の輸送、貯留がこのコストでできるかについても、かなりのハードルがあるため、この費用で確実にできるようになったというメッセージにならないように十分な説明**をする必要がある。

便益について、燃料費が変わり得るということを記載されており、その通りと思うが、至近の情勢を見ても燃料費は高騰するおそれがあり、そのあたりの**不確実性の織り込み**もお願いしたい。

●便益項目（アデカシー）

供給力が不足した場合には止めてもいい需要と見ることもできるので、**水電解やDACのアデカシーの計算の仕方はもう少し精緻に考えないといけない**のではないかと感じた。

アデカシー便益が容量市場等の取引に基づいた調達費用削減や停電コストに基づいて得られるとすると、実際にこの便益が実現するかどうかについては不確実な部分があると思う。実際の容量市場等を見ても他の国を見ても理論通りにいっていないことが多く、この便益が正しく得られるかどうかを考えると、なるべく**保守的に見積もって頂きたい**。

ESCJ時代のデータを補完するデータを取ることであるが、停電コストだけではないと思うが、調査を基に停電コストを算出するのであれば、**一定の定期的な観測データの把握**が必要と思う。

便益を低めに見込み、設備の増強を控えめにして運用した結果、電源の状況が少し変わり、もう少し容量が大きくてもよかったという場合、後から効率的に増強できれば保守的に進めていくことでよいと思うが、一括してしっかり作っておくべきだったという話もあるかと思うので、**幅がある中の真ん中で考えることも時には有効**なのではないかと思う。保守的な観点を踏まえるのもよいと思うが、ケースバイケースになることもあると思っている。

主な意見

● 便益項目 (調整力・慣性力)

系統増強することによって調整力や慣性力を共有することができるようになり、それぞれのエリア単独でこれらを準備するよりも**必要量が少なくなる**と思う。**系統増強後はこの点を考慮して頂き、なるべく正確に算定して頂ければ**と思う。

系統増強の規模が調整力の調達コストに及ぼす影響がどの程度ありそうかという規模感を示し、系統増強に関わらないコストという整理で問題がなさそうかという目途が確認できれば非常に価値があると思う。また、その影響が大きいとすれば、今後一層、**調整力のコストを下げるための様々な技術革新が重要**だというシグナルにもなると思う。

シナリオ解析を進めるうえで水素製造の立地を変化させる際にも、水素が調整力として活用できるようなことも踏まえると、調整力の負担にも効いてくる部分もあると思うので、シナリオ間の比較を考える際には、このような**様々なリソースの活用、特にシナリオ毎に立地が変わるような需要の影響で調整力の負担がどのように変わり得るのか**という観点で整理を進めていくことが重要であると思う。

調整力等委で調整力・慣性力に必要な費用を計算して頂いているが、そこでは**起動費や燃料費、持替費用**のようなところで検討されているものの、それに含まれない費用も追加的にかかるものがあると思う。このため、**社会コスト**を考える場合にはこのような費用も含めていくべきではないかと考えている。

既存の電源から大きな調整力を確保する場合、低出力の火力機が増加する事態になると思われる。この場合は**起動台数の増加や発電効率の低下の観点からコスト増**が懸念されるため、その**規模感を示すことで調達コスト低減の重要性**が示せればと思う。

調整力確保について、**水電解装置を大量に導入するとすればLFCも含めて調整力としても期待できる**という話もある。水電解装置の普及という話の際には、**早い調整力として価値を見込む**という話がよくあるので、今後は他の条件とも整合を取りながら必要に応じてそのような価値もあると考えた方がよいと思う。

● 便益項目 (その他)

マイナス面だけを評価するのではなく、低炭素電力がエリアを跨いで大都市へ長距離送電されることによる大都市の低炭素化、あるいはルート新設による系統の安定性への寄与なども含めて、ENTSO-Eのような海外事例も参考に、**総合的な評価**を是非お願いしたい。

主な意見

●前提条件（需要）

新たな需要創出はエリアにより潜在的なポテンシャルに差があるのではないかと考えられる。また、再エネ大量導入により電力価格が低下すれば、データセンターなどの大型需要を誘致するといった政策的な需要増加シナリオも考えられるのではないかと考えられる。需要についても偏在シナリオを考えていく必要がある。

国内水素製造など電力需要を押し上げる方向の需要の上振れという変化もあるのではないかと考えており、将来技術のDACCSや水素輸入については、そのような将来の不確実性を織込んだものとする必要がある。複数シナリオや感度分析を行う中で、このような点を織り込んで頂きたい。

水素を製造したあとの水素としての需要がどこにあるのか、水電解設備との位置にギャップがあった場合に地域間で輸送するという話が出てくると思う。既存のガスインフラを活用するというような話もあると思うが、それにかかるコストを考慮しなくてよいのかということは明確にした方がいいと思う。

蓄電池のモデルは誰がどのような目的で導入するかという前提をある程度明確にした上で、蓄電池の充放電に伴う需要を想定する必要がある。

EVやエコキュートが再エネの余剰活用や抑制量削減に効くというのはわかるが、完全に思うように制御できるわけではなく、それを制御しようと思うと一定のコストがかかることも踏まえ、費用便益評価をする際には、一般の需要を想定する場合とは異なるということを一定程度考慮してほしい。

再エネ余剰エリアでは電気が安く手に入る一方で、不足エリアで高騰すれば需要の消費パターンが変わるものと思われるため、2050年にはこのような需要の価格弾力性や地域毎の需要創出の効果等も織り込みながら、再エネと協調運用していくことが期待されると考えている。

ヒートポンプ給湯器について、年間一律の運用を想定されているようであるが、実際には夏と冬で熱需要も効率も異なり、4～5倍程度の出力差が出ている。季節的な変化は重要であるため反映させるべきではないか。

エネルギー基本計画にも記載されているとおり、モデル化しようとする1つ1つの要素に対しても、相当色々なシナリオを考える必要があり、非常に複雑なことをやらなければならないと思う。今の段階で、2050年を見据えて本検討委員会で何をすべきかを考えた場合、もっとシンプルな検討をした方がいいのではないかと考える。1つ1つの要素を考えていかなければならないとすると、相当な作業になることを危惧している。

DRについて、製造業におけるDRは従来から季節別、時間帯別料金設定により行われてきた。このような経済合理性に基づく計画的な負荷誘導は可能だと考えられる。一方で、自然変動電源の導入拡大に伴う、天候変化のような計画性のないDRに対して、特に産業用の場合は工場のシフトや納期など様々な制約があるため難しい。例えば、節電のために照明スイッチを切るようなことはできないということである。また、再エネの余剰活用による水素製造に関する記述があるが、電解装置の利用率が下がると経済性が成り立たないという話もあり、この点も考慮する必要がある。

電力需要の大きな比率を占める産業用は、将来の電気料金想定によって大きく変わる可能性がある。現時点でも非常に高額な電気料金が今後更に上昇を続けるならば、特に国際競争にさらされる製造業の場合、マーケットもサプライチェーンもグローバル化している中では、生産工程の海外移転が進むのではないかと考える。また、今後期待されるデータセンターや半導体のような電力多消費型デジタル産業の国内誘致もなかなか進まないと思う。次回以降に価格弾力性の検討が行われる際には、このような不確実性は十分認識した上で検討を進めて頂きたい。

主な意見

●前提条件（電源）

電源については立地も同じ条件にしたシミュレーションということであれば、それを明記して頂けると有難い。

全ての容量を需給調整に活用できる大型の系統用蓄電池の活用も重要な需要側対策の一つと考えており、国のエネルギー政策にも重要なフィードバックになると思うので、系統用蓄電池についても検討をお願いしたい。

各ノード配賦を考える際には、現在の導入実績に基づいて一律に配分するのではなく、**導入ポテンシャルと現在の導入状況等を考慮して、あとのくらい導入できるのかという余力に基づいて算定**すべき。

PVも含めて、再エネの出力カーブについては、年によるバラつきがあると認識している。今回、不確実性について整理して頂いているが、この中に**再エネの年による変化**というのが無いのが気になっており、その影響は見るべきと思う。

電源構成は適宜見直しをして、大きく的外れて取り返しのつかないことにならないよう、**継続して再構築あるいは再検討**をしていってほしい。

マスタープランの議論のそもそも論であるが、需要も電源の在り方も変わり得る中で、先を見越してプッシュ型で系統増強していくことにより、**最も効率的に政策目標を実現できる電源構成やそれを支える系統**を目指していくだと思ふ。2050年のカーボンニュートラルを想定したときに、ありうる需要の在り方は、決め打ちでは難しいので複数シナリオをもつて、系統整備の在り方を考える必要がある。**単に系統整備の在り方だけでなく、システムコストも考慮して、電源の適正配置はこうあるべきではないかということも返していく作業**だと思ふ。

主な意見

●シナリオ

本来、需給立地最適化シナリオは電源を需要地に持ってくるのが筋で、大規模な系統増強が避けられるというのが目指すべきところと思う。電源の配置も最適化されれば、トータルで便益が上がることも考えられる。このような視点も最終的なとりまとめの説明に書いて頂きたい。

今回の分析でも全てのシナリオにおいてB/Cが1を下回る可能性があることから、試算の前提条件の置き方次第でB/Cの結果が簡単に変わり得るという分析に基づく長期展望であることが十分に理解される必要があると思う。

需給立地自然体と言われて、それ以外のケースが誘導と言われると、ニュートラルだと増強規模拡大のシナリオとなり、かなり無理すると基本シナリオになり、最適化まで行くと増強規模縮小のシナリオになるように誤認されないか心配になった。本来は誘導していくことが重要なのだということがいろんな委員会等で強調されると有難いと思った。

電源と需要と流通の全体最適を図っていくことが大事と思っているので、立地誘導という点が非常に大きく効いてくる。特に電化を進める中で、需要についても不確実性が多く、中身次第でロードカーブが変わってくることも丁寧に見ないといけない。

需給立地最適化シナリオは、需給立地を本当に最適化しているわけではなく、水素製造とDACの再エネ余剰活用需要の割合を変えているだけであるため、シナリオの名前が誤解を招くのではないか。

上位電圧の設計送電線を仕掛けておくというようなこともあるため、そういった柔軟性も考慮してシナリオの幅について検討頂ければ幸いである。

系統増強については投資があとで必要になるような二重投資を回避してほしい。電力分野の脱炭素化の加速の要請が非常に強くなっており、上振れや更に早く導入される可能性も念頭に置いて想定し、シナリオ設定や感度分析をしてほしい。需要をどう織り込むかが非常に重要になってくる。

不確実性がある中で、将来の系統をどのように描くのがこの議論の1つの本筋だと思うので、前提条件を整理して頂く中で、どのような不確実性がどれだけあるのか、それをどのように扱うのかを整理し、全体としてお示し頂ければと思う。

水素やガスといったものや電力以外の部門との関係性を踏まえながら社会全体でカーボンニュートラルを目指すべく、負荷率の改善など需要側の対策が安定供給に資するような絵姿を目指して頂ければと思う。電源側についても、慣性力など安定供給に欠かせない要素を反映させるように今後検討して頂きたい。

継ぎ接ぎのない設備形成を目指していくためには、もう少し手前の10年先や20年先の比較的不確実性が小さく、ある程度蓋然性が見込めるような時点における計画との連続性についても考慮していく必要があるのではないかと考えている。

大規模な再エネの近くに大規模プラントを立地するケースや、家庭でのEVやヒートポンプなど蓄電や消費もセットで普及していくようなケースも想定し、発電の近くでできるだけ消費するような需要立地の偏在シナリオを検討いただきたい。

最適化という意味では2050年の1時点だけの最適化なのか、2030年にもある程度目標があるので、ダイナミックに途中も考えた最適化なのかで最適解が変わると思う。

一定の制約のもとでどう需要が配置されれば、あるいはどう電源が配置されれば最適なのかというシミュレーションすることも本来の役割ではないか。それが難しいことは承知しており、今やっていることがおかしいと言うつもりはないが、本来はやるべきことが「できている」という認識ではない。

主な意見

● 増強方策（東地域）

振れ幅があるシナリオを見せるという趣旨を踏まえると、**需要立地誘導シナリオは増強規模が小さい方が妥当という結果の理解の仕方もある**と思う。**増強規模が小さくなったものが選択された場合の結果**を示して頂くことも大事だと思う。

多端子とする場合のコストや工期、及び技術的課題があるのかということをも十分検討して頂きたいと思う。

最初から2ルートありきとするのではなく、**地内基幹系統の増強も含めてどの程度のコストの変化になるのか、電源の立地状況等も考慮してB/Cを評価して頂き、それがレジリエンス向上の面で見合うのかどうか**ということを総合的に検討して頂ければと思う。

2ルートや多端子が決まっているということではなく、これがメインシナリオという訳でもない。**あくまで選択肢の一つである**ということは決して忘れないようにして頂きたい。

● 増強方策（中西地域）

最終的には**東側の増強と一体的に西側の容量も決めないといけない**と思う。このため、ステップという説明の仕方であったが、最後の取りまとめのイメージのように、**地内も含めて一体的に一番いいところを探しに行く**という理解でよいか。

● 増強方策（FC及び全国）

増強規模の上限が270万kWとなっているが、それを超えて増強するとB/Cがどうなるのか示して頂ければ、なぜ270万kWとしたのかが明確になるのではないかと思う。

この評価の中に東地域の増強と中西地域の増強のB/Cが一緒に含まれてしまっているため、FC増強による影響が埋もれてしまって見えづらくなっていると思う。可能であれば**FC増強そのものの効果がわかるように記載方法を検討**して頂きたい。

これだけ大きな投資となれば**供給信頼度がどの程度上がるのか**ということをご理解いただくことも重要ではないかと考えているためご検討をよろしく願います。

今後の検討にあたっては、広域機関の前身である**ESCJ時代からの経緯も踏まえた振り返りと整理**、更には**将来の不確実性ならびに拡張性を十分に考慮した系統設備計画**の検討、推進を重ねて願います。

東地域と中西地域で工事費が10倍程度違うような結果となっており、**あまりにも差が大きすぎるのではないかと感じた**。社会にこれを見せていく際に、系統規模は50Hzと60Hzでほぼ同等であり、再エネ導入量に東西でそれほど大きな差が無いと考えれば、**なぜ東地域は送電線の増強だけで10倍かかっているのか**と疑問に思う人も出てくるのではないか。

主な意見

●感度分析

需要や再エネの規模、ロケーションが非常に大きく影響してくるという雰囲気が見えたということで、**このようなものを組み合わせると更にどのようなことがあり得るのか**を見ていくことも大切だと思った。

需要地の近くに太陽光を立地したらB/Cが低くなるというのはミスリードになるのではないか。設備増強を固定しているために設備利用率が下がるというのは理解できるが、**需要地近傍に電源を配置すれば設備増強は少なく済むはずであり**、この記載だと経済性を悪くしてしまうように見えてしまうため、ここは説明を追加して頂く必要があると思う。全体として、**今回の評価は電源を固定して考えていることが1つの示唆の限界**であり、そこを取り払って両方を最適化すると、違う評価もあり得るということを全体としてどこかで説明して頂きたい。

電源側の不確実性については感度分析ということで整理されており、このあたりは色々な考え方があるものと受け止めている。中間整理でも示されているとおり、電源の配置などが変われば結果に大きく影響すると考えている。**電源側の影響をどのように評価するか**という点でも非常に重要。

増強規模を固めたうえで感度分析だとすれば、**電源のロケーションが主なものではないか**という気がしている。**電源配置の増強規模への影響が大きい**と考えられるので、考え方の整理が必要と思った。政策誘導できる対策としては、需要を動かせるかは需要家に依存するため難しく、電源配置を誘導する方がやりやすいかと思われるのでご検討頂ければと思った。

全部のパラメータが不確実性に基づき同時分布のように動くことを考慮した上で、モンテカルロシミュレーションのようなことをやって頂くと、例えばこの結果は確率60%だというようなことが分かるため、計算は難しいかもしれないがより理解しやすい結果になると思う。

●整備計画

技術的難易度が後々にあるということはマスタープランの段階でもしっかり入れておき、今回示した増強方策の理解や納得性につなげるためにも、**技術的な面の今後の検討の必要性等**を纏めて頂ければと思う。

運転コスト等次第では逆に**B/Cが1を下回る可能性**もあるということだと思っている。マスタープラン策定後に整備計画を具体化するということがあがるが、**整備計画においてもB/Cの評価を適切に行って頂き、その上で系統増強を進める**よう整理頂ければと思う。

東西同時工事等に伴う関連の地内整備やその他既設の地内送電線の高経年化対応等も考えると、**全国大での施工力の取り合い**といったリスクも考えられるため、着工タイミングが与える影響等についても継続的に議論をお願いしたい。

今回の取りまとめにおける約7兆円の工事費は、海外の単価等を参照されているとのことであるが、**足元で動き出している計画策定プロセスの単価と乖離**することも予想される。マスタープラン策定以降のフォローアップについて、**広域系統整備委員会とも連携しながらB/C等の丁寧な検証、フォローアップを継続**頂けるようお願いする。