

マスタープラン検討で活用するシミュレーションツールについて (供給計画第10年度のシミュレーション結果を含む)

2020年10月6日
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事務局

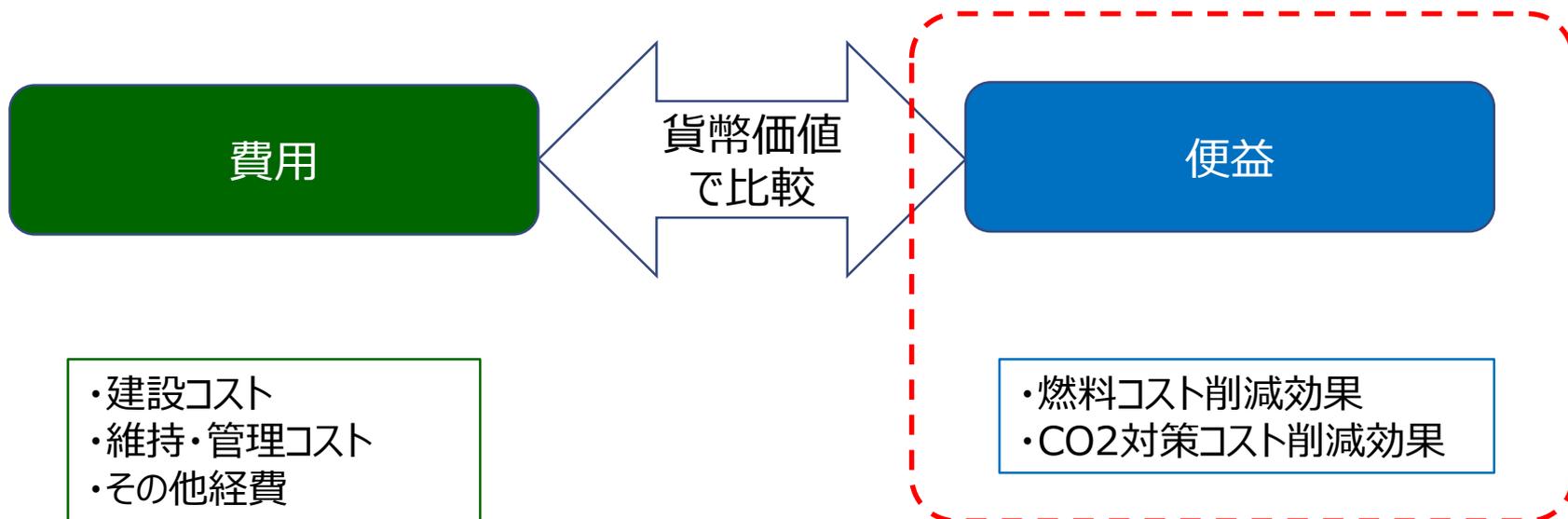
	2020年度									2021年度	
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	詳細検討 	
検討委員会 開催予定		第1回 ◆		第2回 ◆ (今回)	第3回 ◆	第4回 ◆	第5回 ◆	第6回 ◆	第7回 ◆		第8回 ◆ (案)

項目	時期	主な内容
検討の進め方	第1回	➤ 一次案のとりまとめに向けた検討の進め方
1. 広域系統整備の長期展望 (設備形成ルールと1次評価 に基づく増強系統)	第2回	➤ 費用便益評価に基づく設備形成ルール(混雑を前提とした設備形成) ➤ 供計第10年度のシミュレーション結果(地内系統含む)
	第4回	➤ 個別の地内混雑系統の費用便益評価
	第5回	➤ ノンファーム型接続の全国展開と設備形成ルール ➤ 一次案策定に向けたシミュレーション条件
	第6回	➤ 一次案における長期展望について(連系線を中心とした増強の可能性)
2. 混雑管理の在り方	第3回	➤ 混雑管理勉強会での議論状況
	第5回	➤ 混雑管理勉強会の成果(報告)
3. 高経年設備の更新の在り方	第2回	➤ ガイドラインの全体概要、記載事項の方向性
	第5回	➤ 高経年化設備のリスク量算定方法等、ガイドラインの記載内容
	第7回	➤ ガイドライン一次案の提示等
一次案とりまとめ	第7回	➤ 一次案の骨子、一次案(案)の提示
	第8回	➤ 一次案

1. シミュレーションの目的
2. シミュレーションツールの概要
3. シミュレーション試算結果（供計第10年度の結果）
4. 今後の進め方

1. シミュレーションの目的

- 広域メルिटオーダーに基づく潮流想定（シミュレーション）を行い、混雑系統を抽出するとともに燃料コストを算出。
- 混雑系統を増強した場合（With）の燃料コストを算出し、増強しない場合（Without）の燃料コストとの差分から、燃料コスト削減効果を算出。
- 同様に燃種毎の発電量の差分から、燃種毎の排出係数やCO2クレジット価格を用いて貨幣価値に換算し、CO2対策コスト削減効果を算出。



2. シミュレーションツールの概要

- 一定の前提条件のもと、8,760時間の系統状況を想定。
 - 系統制約のもと起動費を含む総コスト『燃料コスト+CO2対策コスト』が最小になる発電計画を作成
 - 各種運用制約条件等を考慮しつつ、週間単位で繰り返し計算

一般送配電事業者から受領した系統解析用データを流用し、系統モデルを構築

【入力データ】

- ・需要
- ・再エネ出力
- ・電源（種別、出力、制約）
- ・系統データ（系統構成、インピーダンス、運用容量）等



下記を満たすように8,760断面において広域メリットオーダーシミュレーションを実施

【出力データ】 8,760h

- ・連系線、地内送電線潮流（制約あり／なし）
- ・各電源の出力
- ・総発電量、燃料コスト
- ・再エネ抑制量 等

- 目的関数 : 起動費を含む総コストが最小
- 制約（条件） : ① 地内送電線・連系線・変圧器運用容量
 ② 発電機最大・最小出力、DSS
 ③ 調整力確保
 ④ 揚水池容量制約
 ⑤ 経済揚水(週単位) 等

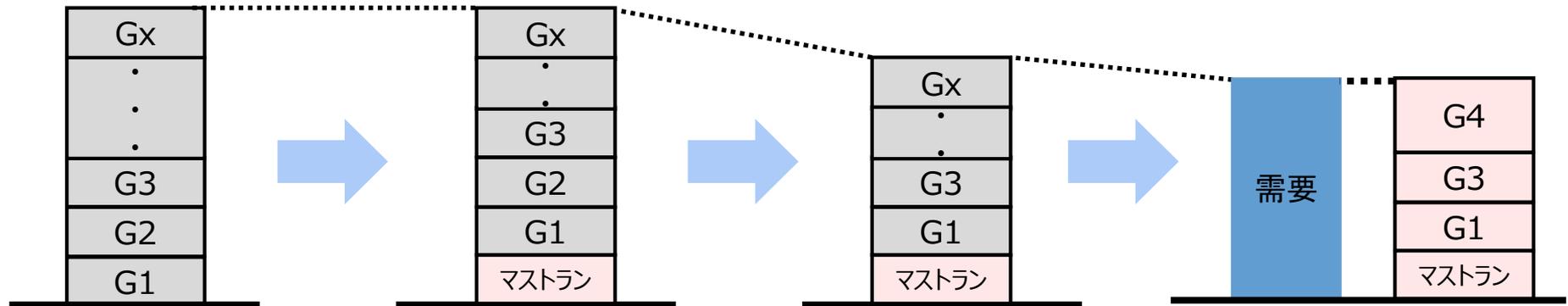
- 起動費を含む総コスト『燃料コスト+CO2対策コスト』が1週間単位で最小となるよう、送電線の運用容量等の制約を考慮してシミュレーションを行う。

①最大・最小出力、調整力等を考慮した各発電機の出力を設定

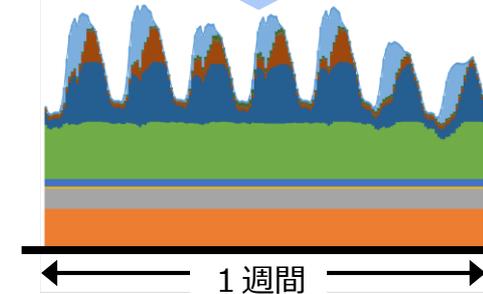
②マストラン電源を抽出

③DSS（停止～運転までの所定の時間）等を考慮して、発電機の稼働可否を判断

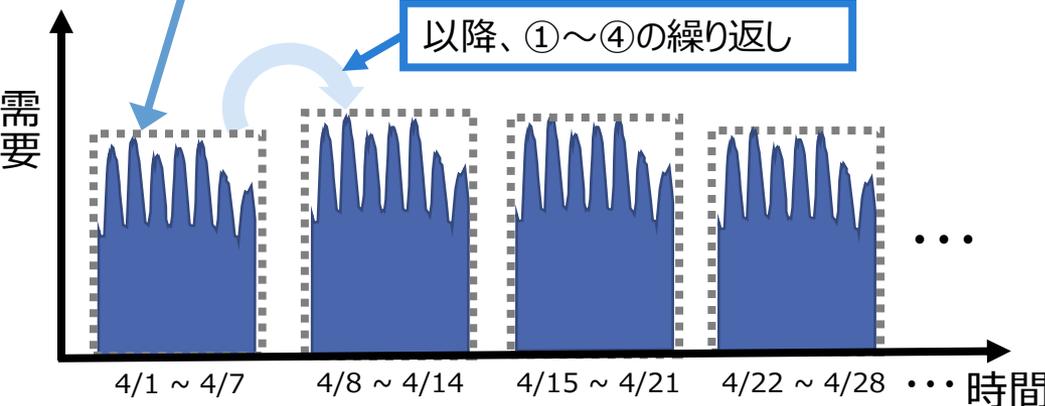
④メリットオーダーを基本としつつ、系統制約等を考慮し、各発電機の出力を決定（※）



1週間単位で総コストを最小化

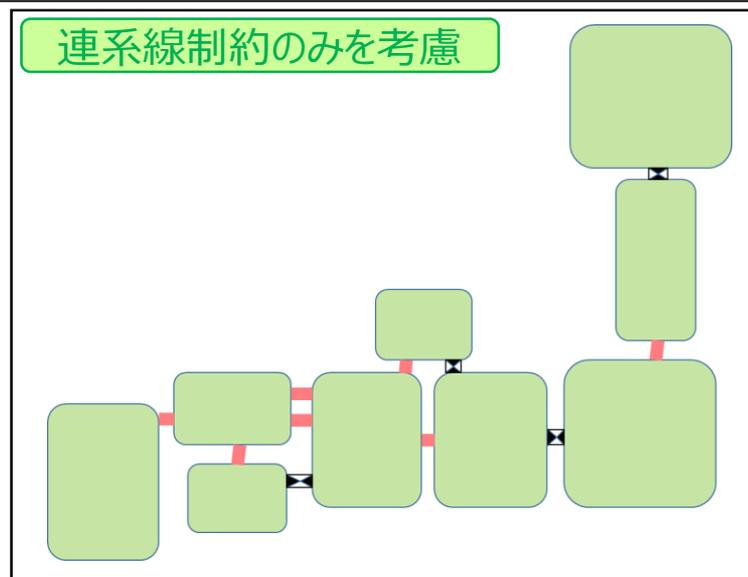


以降、①～④の繰り返し

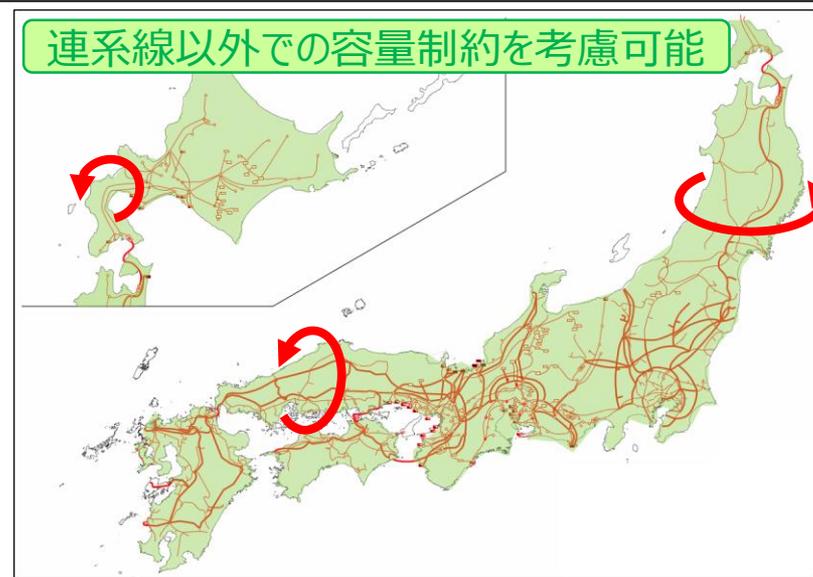


(※)例えば、需要低下時に、現在稼働中の発電機を停止し需要増に合わせて再度起動すべきか、運転し続けて将来の起動コスト支払いを回避すべきか等を判断。

- 広域連系系統（上位2電圧）を送電線、変電所単位で設定したモデル。
- 火力機等は、電源ユニット毎に運転条件や出力可能範囲等を設定。太陽光・風力・流れ込み式水力は、運転カーブを個別設定可能。揚水は、池容量制約を考慮。
- 連系線に加え、地内系統線・変圧器の潮流制約を考慮（フェンス管理も可能）したうえで、エリアを跨いだ広域メリットオーダーシミュレーションが可能。
- ただし、出力された系統状況がシステムの安定性を維持できているとは限らず、電圧運用や過渡安定度、慣性力等についての検討が別途必要。
- 外部ソフトウェアを利用しており、既製モデルで表現できない要素等（経済性が最適とならない先着優先による発電挙動の模擬等）の柔軟な想定が困難。



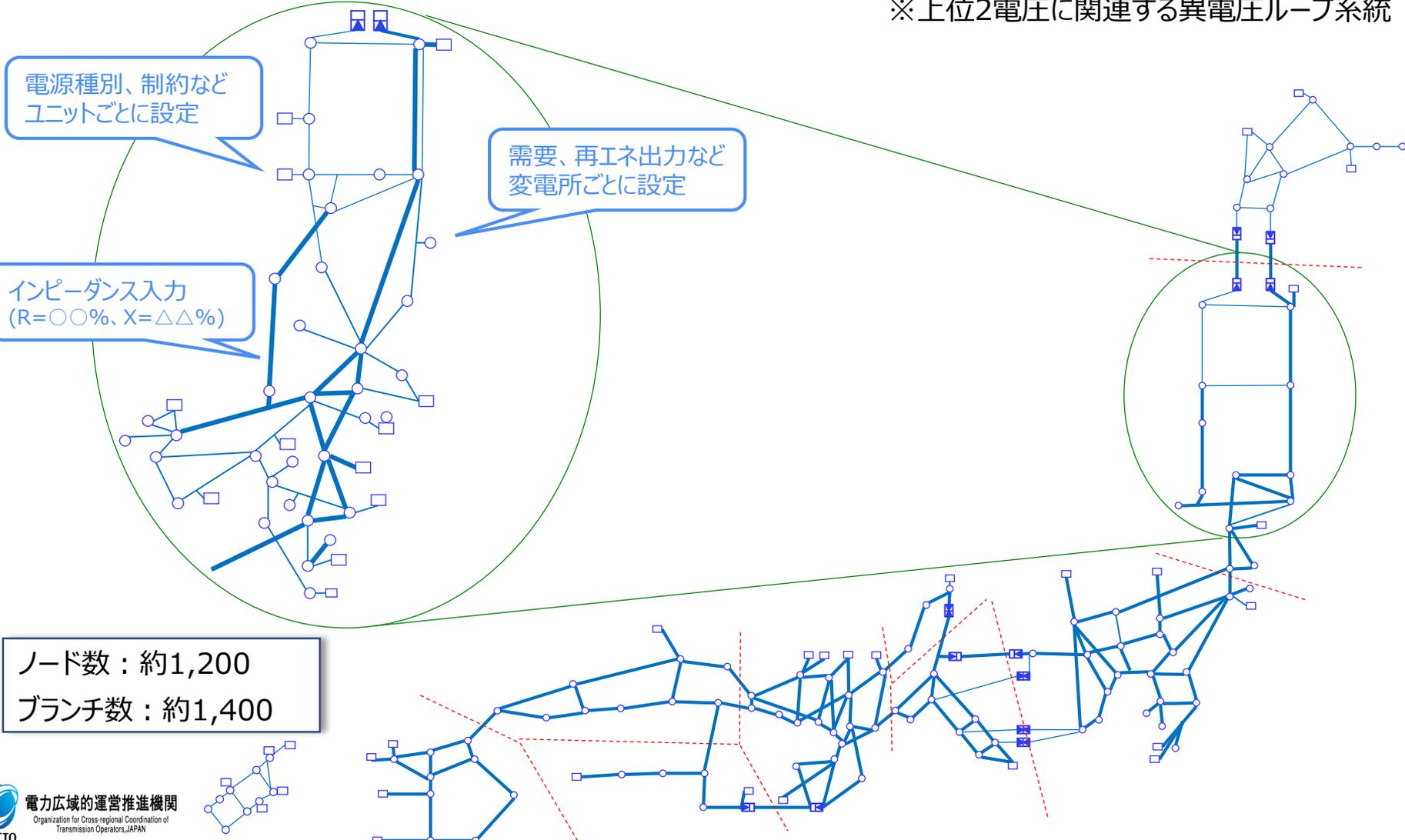
【9エリアモデル（ゾーナルモデル）】



【詳細モデル（ノードルモデル）】

■ 広域連系系統（上位2電圧）と一部のローカル系統※を模擬し、送電線インピーダンスや運用容量値を設定することで、系統制約を考慮したメルットオーダーシミュレーションが可能。

※上位2電圧に関連する異電圧ループ系統



3. シミュレーション試算結果（前提条件）

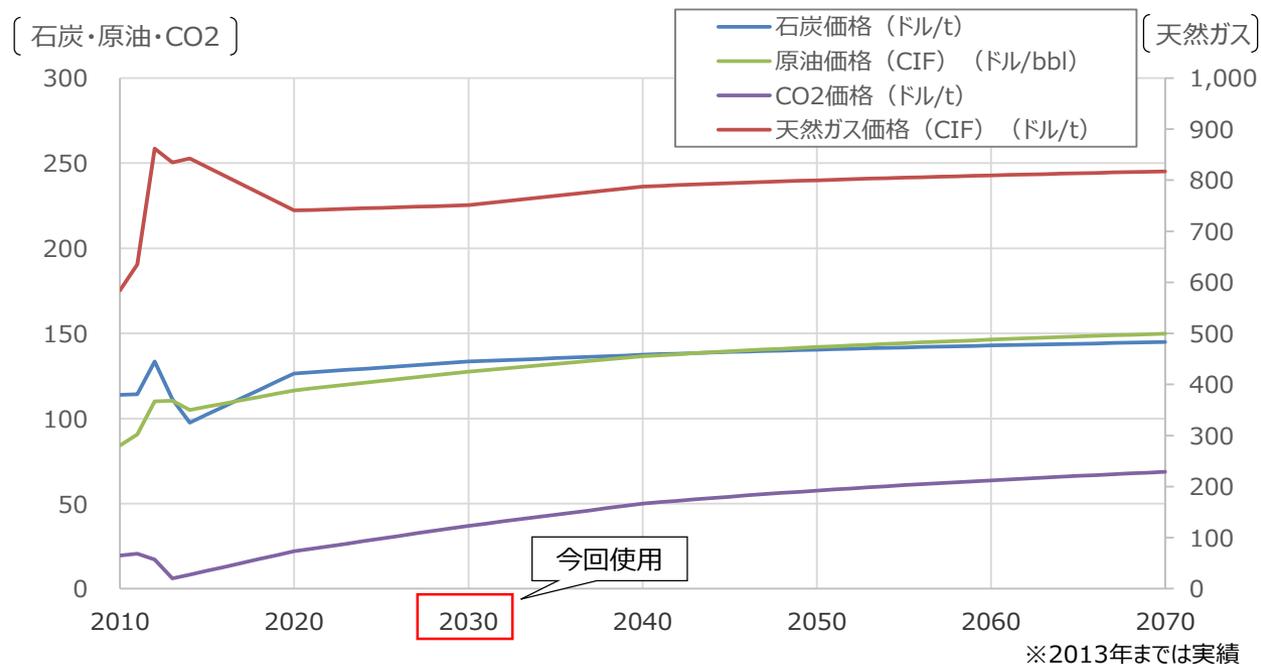
- 今後、費用便益評価を進めるにあたり、シミュレーションのイメージを共有すべく、2020年度供給計画の最終年度（2029年度）の全国の電源構成、需要を用いて試算を行った。
- 再エネと火力については、供給計画に加え、蓋然性の高い電源を考慮するとともに、一部将来設備についても反映。また、火力は補修率を考慮し、燃種ごとに最大稼働率を設定。
- 前提条件は、試算用に設定したものであり、来春の一次案の策定に向けて改めて検討を行う。

項目		設定内容
電源構成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備量：2020年度供給計画（2029年度）＋東北北部募集プロセス等 ■ 利用率：2019年度供給実績に基づく利用率ベース
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備量：既設設備（廃炉決定済は除く）＋工事着手済 ■ 利用率：72.8%（震災前30ヶ年平均）
	火力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備量：2020年度供給計画（2029年度末時点） ■ 利用率：広域メリットオーダーシミュレーション結果により変化
需要		<ul style="list-style-type: none"> ■ 2020年度供給計画（2029年度）H3需要、電力量ベース
将来設備		<ul style="list-style-type: none"> ■ 東京中部間FC増強、東北東京間連系線増強、新々北本増強 ■ 東北北部募集プロセスに伴う東北電力NW内500kV系統増強
燃料コスト		<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電コスト検証WGで用いたIEA新政策シナリオにおける燃料費単価
CO2コスト		<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電コスト検証WGで用いたIEA EU新政策シナリオにおけるCO2対策費価格（CO2排出権を購入した場合の費用）、再エネ電源については燃料費・CO2対策費0円/kWh

[円/kWh]

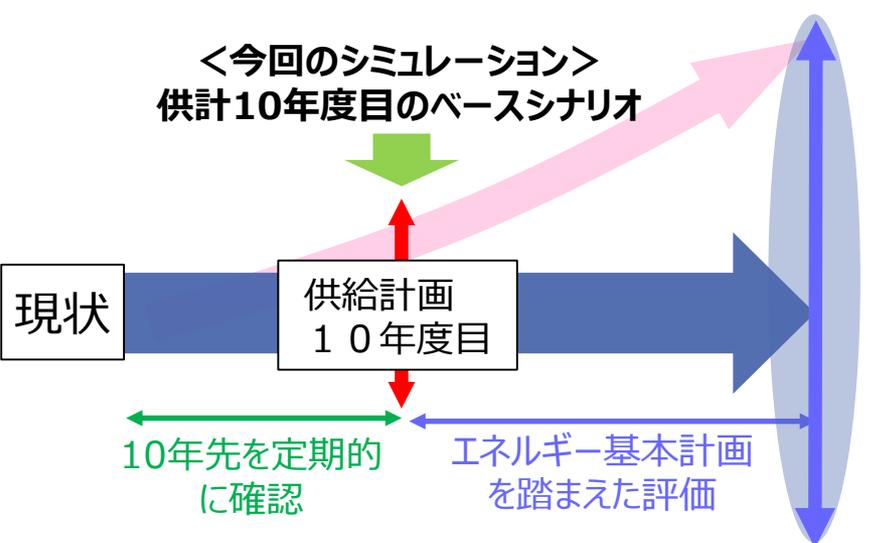
	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンベンショナル	石油
燃料コスト+CO2コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
燃料コスト	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
CO2コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

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



- 広域系統整備に関する長期展望では、今あるエネルギー基本計画や供給計画をベースに将来の電源構成や需要動向等、10年程度の計画をベースにその先の将来変動についてシナリオや感度分析に幾つかのパターンを設け、将来の混雑系統の状況など系統全体を俯瞰した評価を行う。
- シナリオについては、再エネ適地への電源偏在や電源の分散化に伴う需要動向など、将来をイメージしながらシナリオ設定を行うことでしょうか。
- また、20~30年先の将来を想定する場合、電源の分散化による需要変動や大きな社会情勢の変化や非連続なイノベーションなど、将来の設備形成を考える上では様々な不確実性を含んでいる。このため、長期展望では、10年より先の将来などエネルギー政策として示される将来像からバックキャストで検討することも考える必要がある。

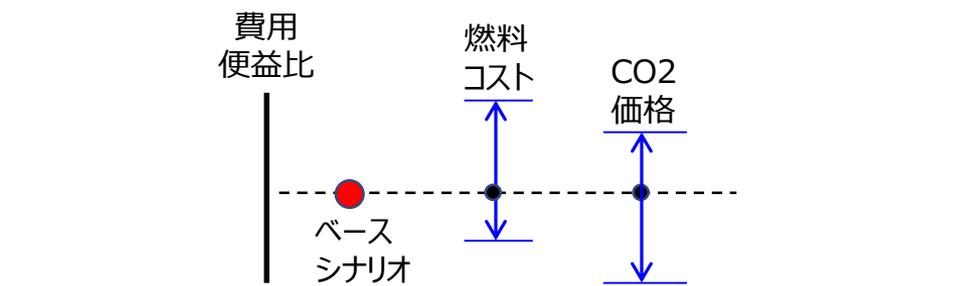
【将来想定イメージ】



【シナリオの設定イメージ】

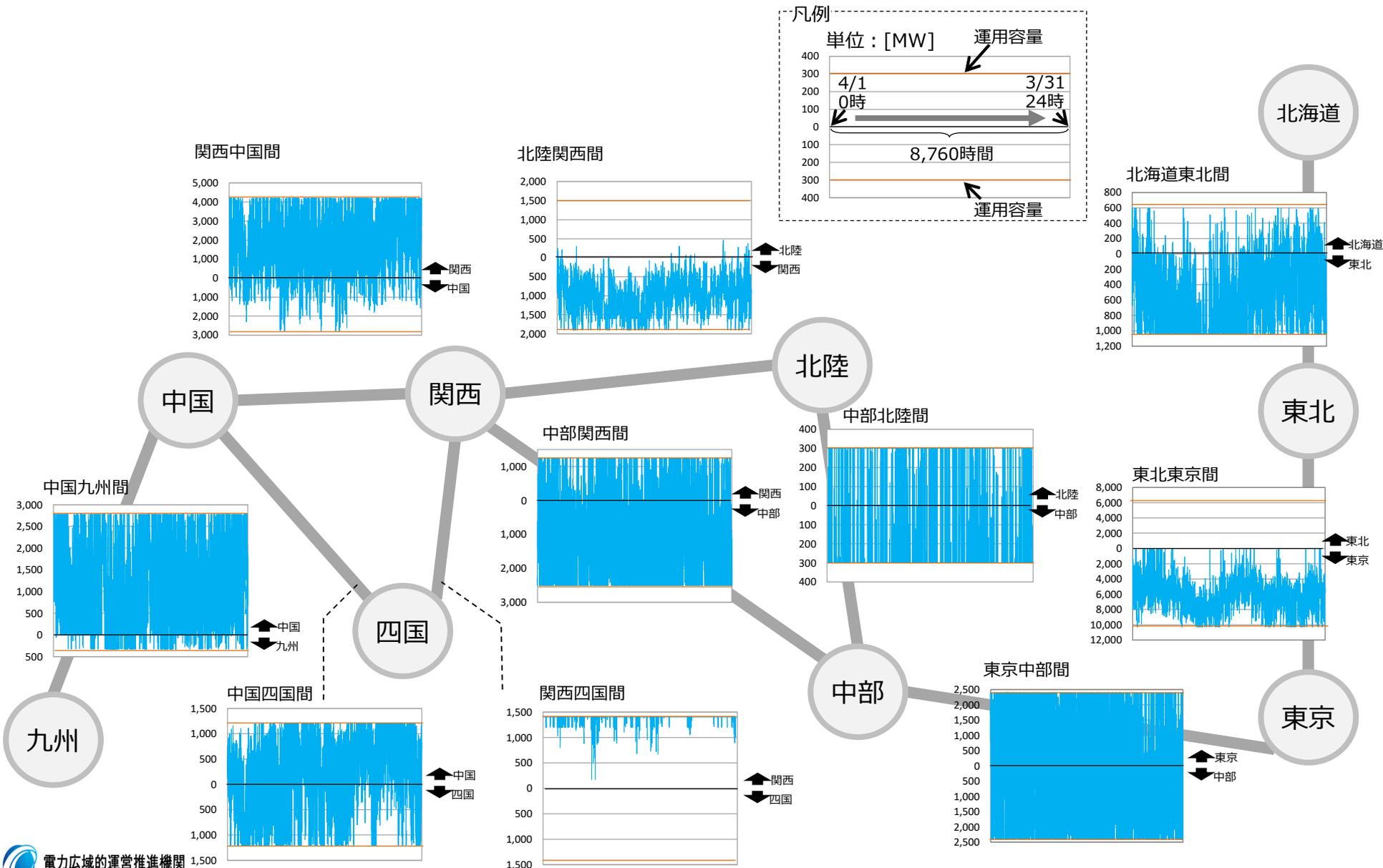
	ベースシナリオ	変化シナリオ
需要	エネルギーミックス	需要減少~需要増加
電源	エネルギーミックス	予定通り達成~達成遅延~エリアへの偏在導入

【感度分析の設定イメージ】



■ 混雑（運用容量超過）が想定されるのは、会社間連系線のみ。

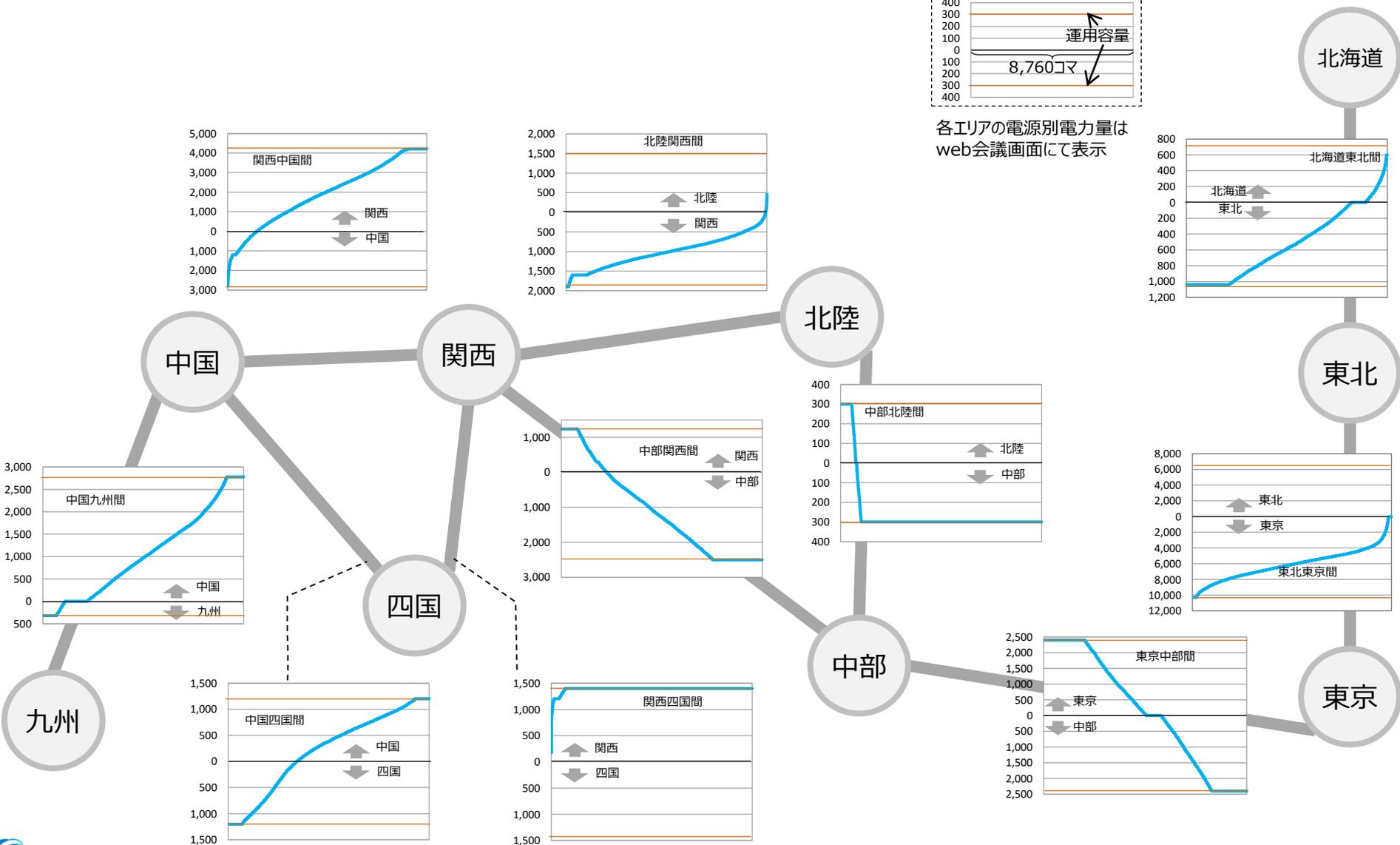




3. シミュレーション試算結果 (連系線潮流デユレーション)



各エリアの電源別電力量はweb会議画面にて表示



地域間連系線名称		2029年度 運用容量 (増強反映) [万kW]
北海道本州間連系設備	北海道向	120 (①)
	東北向	120 (①)
東北東京間連系線	東北向	631 (①)
	東京向	1,028 (②) 【420 (②)】
東京中部間連系設備	東京向	300 (①)
	中部向	300 (①)
中部関西間連系線	中部向	250 (④) 【200 (④)】
	関西向	124 (④) 【27 (④)】
北陸フェンス	北陸向	150 (④) 【70 (④)】
	中部・関西向	190 (②) 【130 (④)】
中部北陸間連系設備	北陸向	30 (①)
	中部向	30 (①)
北陸関西間連系線	北陸向	150 (④) 【70 (④)】
	関西向	190 (②) 【130 (④)】
関西中国間連系線	関西向	421 (③)
	中国向	278 (①)
関西四国間連系設備	関西向	140 (①)
	四国向	140 (①)
中国四国間連系線	中国向	120 (①)
	四国向	120 (①)
中国九州間連系線	中国向	278 (①) 【163 (④)】
	九州向	32 (④) 【0 (④)】

【】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。(東北東京間(東京向)は、2021年度における最小値を参考記載)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。

北海道本州間、東京中部間についてはマージンを考慮してシミュレーションを実施。

- まずは第4回で予定している個別の地内混雑系統（北関東東部エリアほか）の評価へ活用。
- 今回の検討条件をベースに、系統ごとに将来想定される再エネポテンシャル等を反映し、各個別系統の混雑状況を評価。
- 今後のご議論（シナリオ、感度分析など）をふまえて、一次案の便益評価を実施。

混雑系統の抽出（イメージ）

