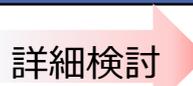


費用便益評価に基づく設備形成について

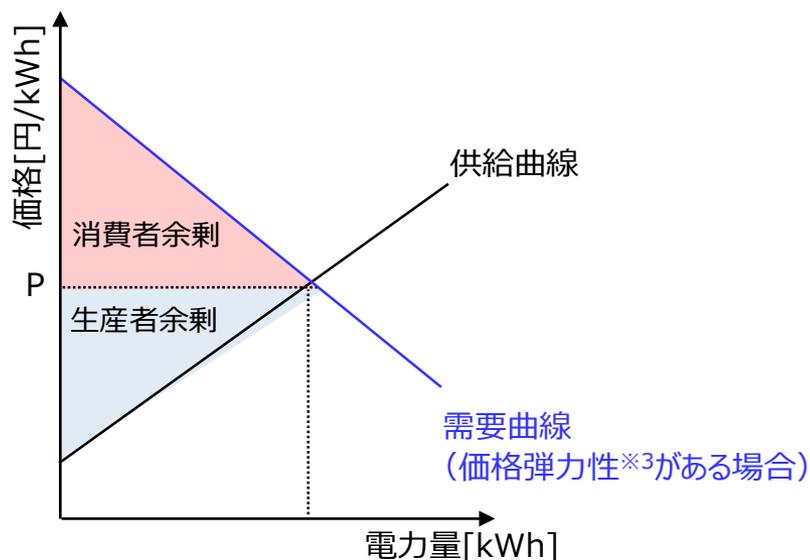
2020年10月9日
電力広域的運営推進機関
事務局長・理事 都築 直史

- 広域機関では、新たに専門の委員会を設置し、マスタープランについて集中的に審議を開始。来春にはマスタープランの1次案を示す。
- 費用便益評価は、これまで、北海道本州間連系設備の増強（新々北本）において本格的な適用を開始。新々北本の便益では、燃料コスト削減及びCO2対策コスト削減という2つの要素で判断。
- 今般のマスタープランの検討では、この手法を発射台としつつ、更なる費用便益評価の高度化について検討する。
- その際、費用便益評価の手法について、①価格弾力性の扱い、②便益項目の拡大といった点で課題があると認識しており、これまでの委員会審議において、基本的には、以下の方針で作業を進めていく方向。
 - 1次案の策定に向けて、時間的制約も踏まえ、これまでの手法を踏襲しつつ、簡易な方法を用いることで短期間で実施可能な評価があれば取り入れる
 - その他、新たな知見や対応可能な手法などがあれば、1次案策定以降も順次対応する

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に関する検討委員会（以下「マスタープラン検討委員会」）
 検討スケジュール

	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 ◆	第3回 ◆	第4回 ◆	第5回 ◆	第6回 ◆	第7回 ◆	第8回 ◆	

- 費用便益評価は消費者余剰と生産者余剰の変化から算定するが、一般的な消費財では需要曲線は一定の傾きを持つ。
- これに対して、現在行っている評価は、電力需要に価格弾力性がないものとして便益を算定しており、この点について価格弾力性を反映すべきではないかという課題が挙げられる。



- ✓ 社会的便益は、消費者余剰※¹と生産者余剰※²の合計（左図の面積）で表される。
- ✓ 系統増強における費用便益評価において算出する便益は、with(系統増強あり)とwithout(系統増強なし)で、社会的便益がどのように変化するか（面積の差）で求められる。
- ✓ 具体的には、各エリアの社会的便益の変化を求め、それらによって日本全体の社会的便益を算定する。
(※) 詳細はスライド5を参照

※1 消費者余剰：消費者が支払っても良いと考える金額から、実際の購入できた金額を差し引いたもの

(例) 人参1本を100円の予算で買おうと思っていたが、50円で買った ⇒ 消費者余剰は、100円-50円=50円

※2 生産者余剰：生産者が売っても良いと考える金額から、実際に生産に要した費用を差し引いたもの

(例) 人参1本あたり30円の費用がかかったが、実際には50円で売れた ⇒ 生産者余剰は、50円-30円=20円

※3 価格弾力性：商品の価格が変動することにより、その需要や供給の量が変化すること。

- 需要の価格弾力性を考慮するためには、**需要モデルをどのようにするか等の課題もある。**
 - ※ ENTSO-Eのガイドラインには、需要の価格弾力性について、現在、ほとんどのヨーロッパ諸国において、価格弾力性がないものとして検討されているとの記載されている。
- マスタープラン検討委員会の審議においても、**マスタープランの一次案検討では需要の価格弾力性がないモデルで検討を始め、将来に向けて引き続き検討を進めていくことに異論はなかった。**
- 広域機関としても、引き続き、需要モデルに関する知見を深めると同時に、価格弾力性が便益に与えるインパクトについて分析するなど検討を進めていく。

<マスタープラン検討委員会での委員意見（価格弾力性に関する意見）>

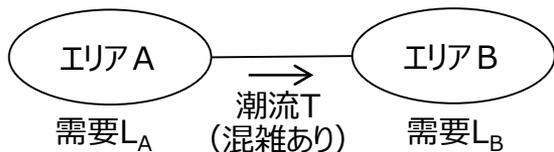
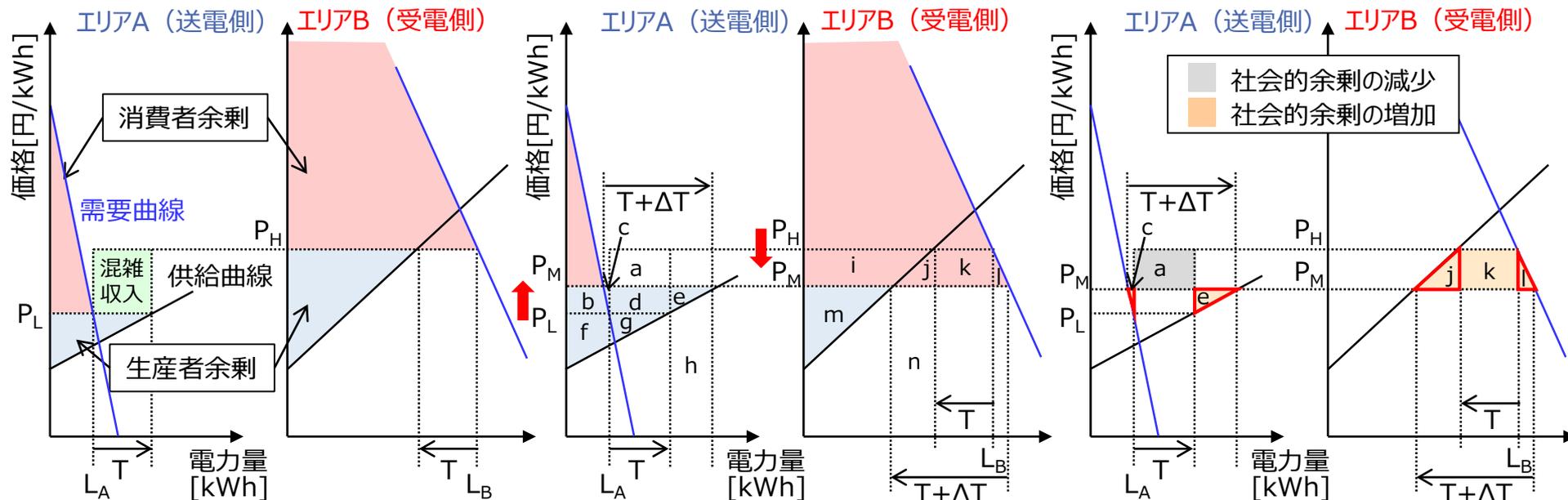
- これまでの実績から分析すると電力の価格弾力性は非常に低い。まずは価格弾力性のないモデルで検討し、アデカシーの便益検討などに注力してはどうか。
- 長期を見据えるとデマンドレスポンスなど価格が需要に与える影響についても引き続き検討すべき。

- 社会的便益は、消費者余剰と生産者余剰の合計。
- 系統増強による社会的便益は、消費者余剰と生産者余剰の変化 (社会的余剰の変化) の合計となる。

【Without (系統増強なし)】

【With (系統増強あり)】

【With-Without】



消費者余剰の変化 = -b
 生産者余剰の変化 = b+c+d+e-(a+d)
 社会的余剰の変化 = c+e-a

消費者余剰の変化 = i+j+k+l
 生産者余剰の変化 = -i
 社会的余剰の変化 = j+k+l

a=kのため

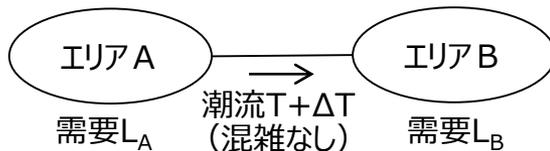
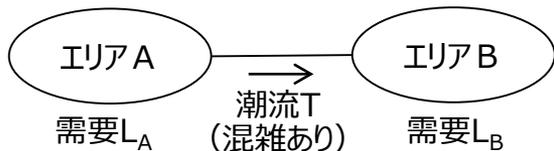
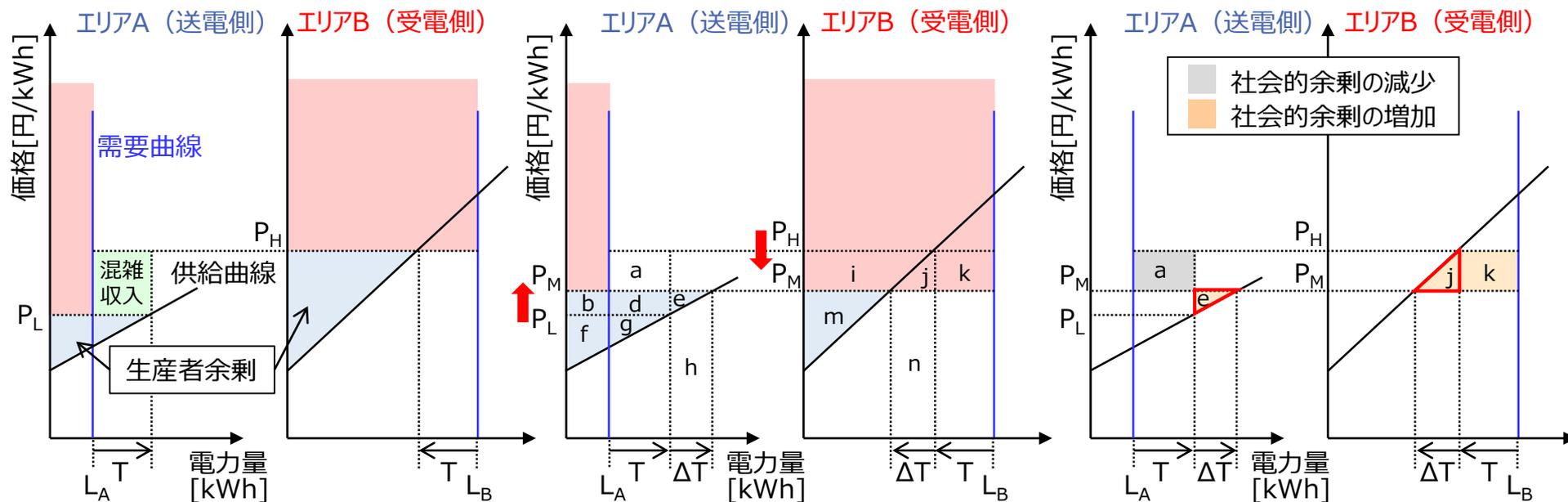
社会的余剰の変化の合計 = c+e+j+l

■ **社会的便益 (消費者余剰と生産者余剰の変化) は、需要の価格弾力性がない状況においては、総燃料コストの変化と等しくなる。** 系統増強による社会的便益は下図のe+jとなる。

【Without (系統増強なし)】

【With (系統増強あり)】

【With-Without】



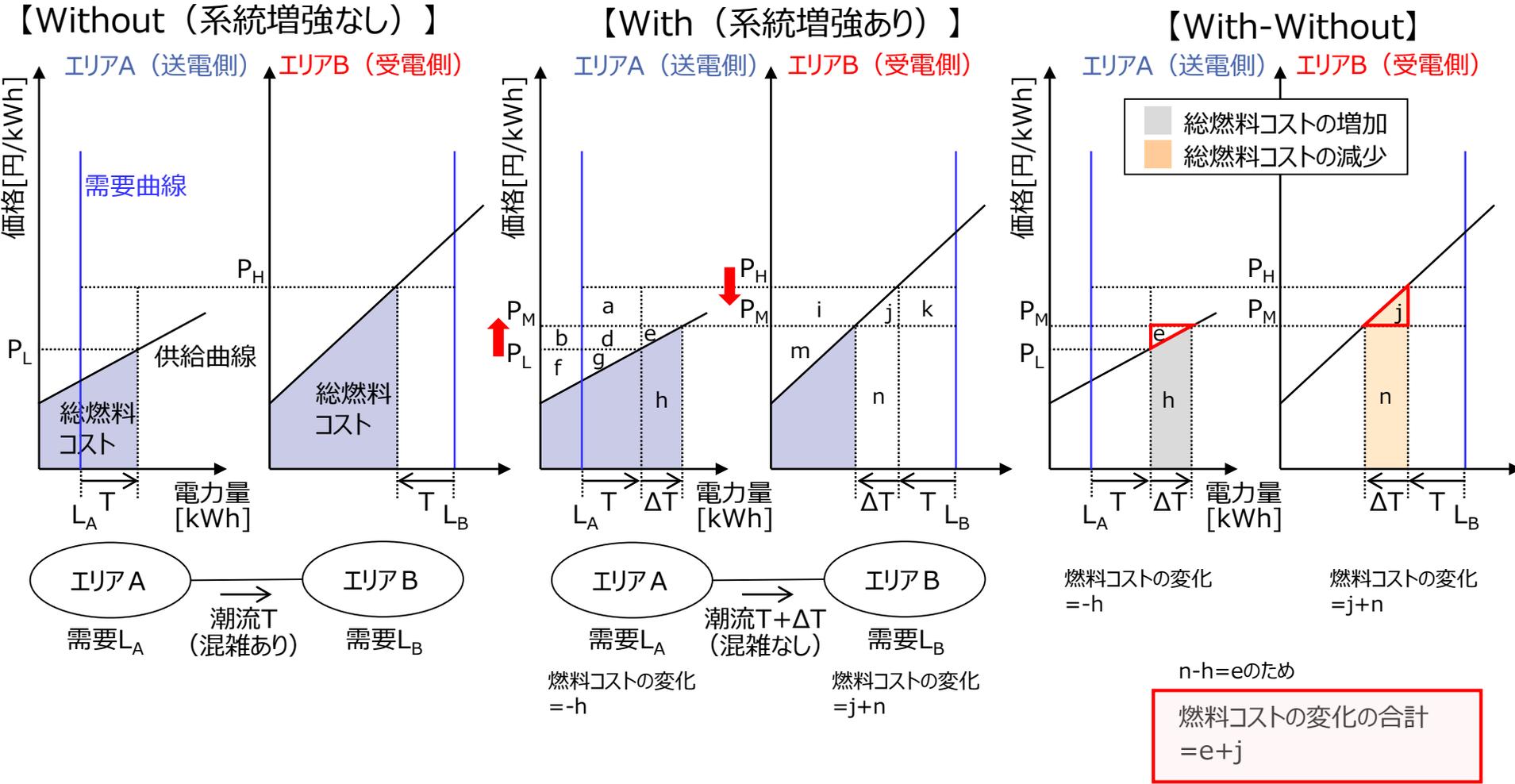
消費者余剰の変化
= $-b$
生産者余剰の変化
= $b + d + e - (a + d)$
社会的余剰の変化
= $e - a$

消費者余剰の変化
= $i + j + k$
生産者余剰の変化
= $-i$
社会的余剰の変化
= $j + k$

a=kのため

社会的余剰の変化の合計
= $e + j$

■ 系統増強による総燃料コストの変化の合計は下図の $e+j$ となり、需要の価格弾力性がない場合の社会的便益と等しくなる。



- 海外では、燃料コスト削減やCO2対策コストの削減だけでなく、**貨幣価値換算が可能な便益として、アデカシーや送電ロスを算定**しており、今回のマスタープラン検討において留意。
- 貨幣価値換算が困難な便益など、その他の便益項目についてどのように扱うかについても要検討。

【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし、△…検討中

便益項目	ENTSO-E (欧州)	PJM (米国)	広域機関
燃料コスト	○ (B1)	○	○
CO2対策コスト	○ (B1)	○	○
アデカシー面	○ (B6) (年間供給支障量×停電コスト等)	○ (容量市場モデルを活用し、 便益を算出)	△ (評価方法を含めて検討中)
システムの柔軟性 (調整力)	◆ (B7) (必要な融通量の増加割合)	- (※2)	- (PJMと同様、シミュレーションの中で、 一定の調整力を考慮)
送電ロス	○※1 (B5)		△ (評価方法を含めて検討中)
システムの安定性 (信頼度基準を充足したうえでの評価)	◆ (B8) (+, ++等で評価)	-	△ (エネルギー供給強靱化等を踏まえ 補完的な優劣評価として検討)
その他	◆ (B2~B4)	-	-

※1 ロス電力量の変化×平均価格といった概算（最適化潮流計算とは別に算出したもの）

※2 エネルギー市場のシミュレーションの中で調整力と送電ロスを考慮したうえで、最適な電源を DISPATCH させている。（PJMより聞き取り）

- マスタープラン策定に向けて、貨幣価値換算が可能なもの（アデカシーなど）について、検討を進め、対応可能なものは反映。
- 広域機関が利用するシミュレーションツールの機能拡張が必要な場合などには、一定の時間を要することから、実施可能な方法について海外の手法も参考にしつつ検討。

<海外でのアデカシーに関する便益推定方法と日本での検討課題>

項目	ENTSO-E（欧州）	PJM（米国）
推定手法	年間供給支障量(kWh) × 停電コスト(€/kWh) (EENS) (VoLL)	容量市場の入札価格を用いた約定シミュレーションにより推定（直近の容量市場モデルを活用）
各国における主な課題認識	<ul style="list-style-type: none"> ・ 停電コストの妥当性 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 直近の容量市場モデルで将来の便益を推定することによる不確実性
日本での検討における課題	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在の停電コストを用いて推計しても問題ないか。 ・ 混雑を前提とした系統利用ルールが導入された後、年間供給支障量の算定に考慮すべき電源の供給力評価方法をどうするか。 等 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 初回オークションの入札価格を前提として推定しても問題ないか。（PJMと同様の課題） ・ 混雑を前提とした系統利用ルールが導入された後、年間供給支障量や再エネ調整係数の算定に考慮すべき電源の供給力評価方法をどうするか。 また、容量市場モデルをどうするか。 等

- EUでは非貨幣価値の指標として再エネ拡大量やCO2排出量の変化などを記載している（スライド18参照）。
- これらについては、日本においても再エネの主力電源化や地球温暖化対策といった政策に対する系統増強の貢献度を示す観点で示していくべきとの意見があった。
- これまで実施した新々北本連系線の検討の際の費用便益評価でも、再エネ抑制量の削減効果などを示しており、どのような指標とするか今後の議論を踏まえつつ引き続き対応。

<第2回マスタープラン検討委員会（便益項目に関する主な意見）>

- 貨幣価値換算が可能な項目に関して、まずは簡易な方法でもよいのでアデカシーや送電ロスの便益についても反映する方法を検討してはどうか。
- CO2排出量の変動や再エネの拡大量などについては、こうした政策への貢献という面で示していくべきではないか。

- 第2回マスタープラン検討委員会では、2030年より先の将来シナリオについて多くのご意見があった。
- 今後、一次案を作成するため費用便益評価に必要な電源構成等の前提条件は、国（審議会）やマスタープラン検討委員会で年内目途に検討いただく。

参考

- 地内系統を模擬した広域メルトオーダーシミュレーションツールを用い、潮流想定を行うとともに、燃料コストやCO2対策コストを算定する。
- 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ル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

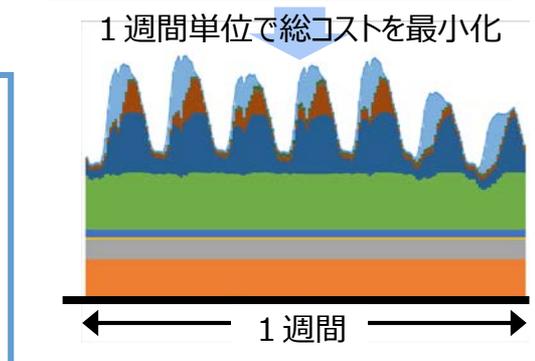
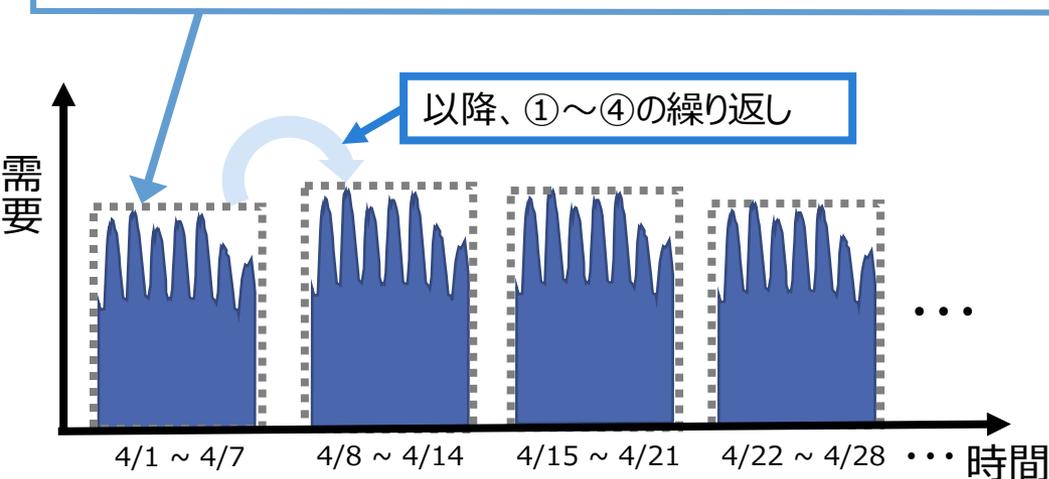
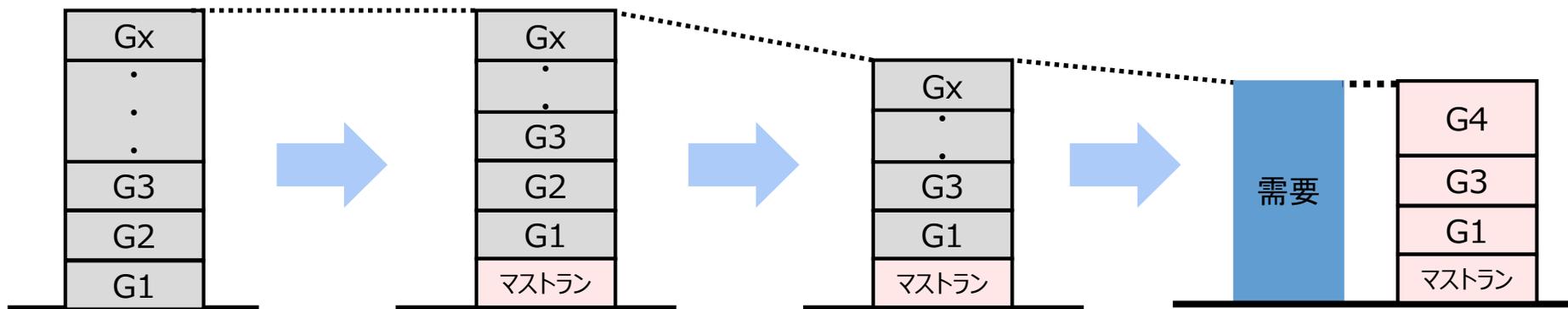
- 起動費を含む総コスト『燃料コスト+CO2対策コスト』が1週間単位で最小となるよう、送電線の運用容量等の制約を考慮してシミュレーションを行う。

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（※）



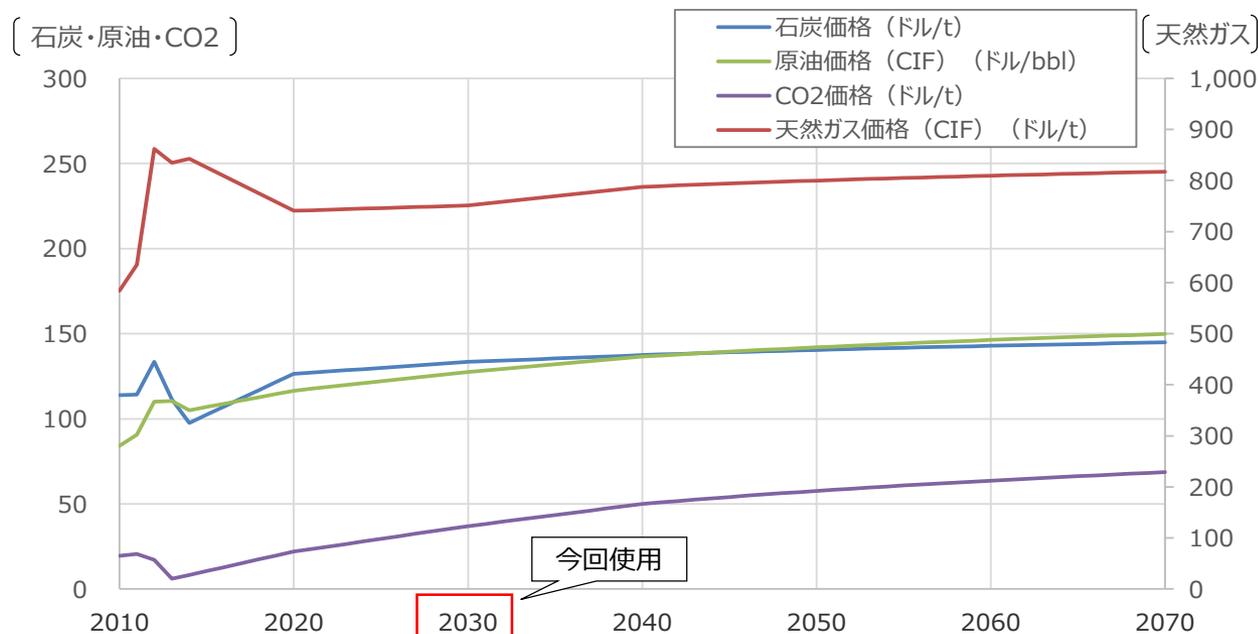
(※)例えば、需要低下時に、現在稼働中の発電機を停止し需要増に合わせて再度起動すべきか、運転し続けて将来の起動コスト支払いを回避すべきか等を判断。

- 燃料コスト、CO2対策コストには、国の審議会（発電コスト等検証WG）の値を基本としたうえで、現時点におけるWEO※等を踏まえて、感度分析を行う。

※World Energy Outlook (IEA)

	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	[円/kWh]
燃料コスト+CO2対策コスト	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対策コスト	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)

※2013年までは実績

- その他の費用便益評価の主な諸元については、広域系統整備委員会で以下のとおり整理しているところ。

検討諸元	内容
評価期間	主要な工事の法定耐用年数（例：送電36年、変電22年）
割引率	4%（公共事業の費用便益評価と同等）
評価方法	基本的に費用便益比（その他の評価指標も必要により活用）
判断基準	1.0以上を基本
年経費率	変電設備：10.7% 送電設備(架空)：7.9%（その他は個別に設定）

欧州 (ENTSO-E)

- エネルギー市場の統合や再エネの系統接続の拡大を目的として、ENTSO-Eが策定するTYNDP (10年間のネットワーク開発計画) の全プロジェクト※で費用便益評価を実施。

※ 国際連系線、再エネ導入拡大に寄与する国内の基幹送電線の増強

- TYNDP2018の各プロジェクトは、2018年に承認された費用便益分析ガイドライン(CBA2.0)により評価されている。また、TYNDP2020策定に向けて、CBA3.0のドラフト作成、レビュー等が行われている状況。
- 各プロジェクトから得られる便益については、社会経済厚生や環境影響等に関して、貨幣価値と非貨幣価値の指標を設定のうえ評価している。(multi-criteria analysis)

米国 (PJM)

- RTEP (地域送電拡張計画) 策定にあたって、マニュアル14Bに記載の費用便益評価方法に従って、プロジェクト評価を実施。
- 各プロジェクトから得られる便益は、エネルギー市場でのシミュレーション及び容量市場モデルから算定され、増強判断にはB/Cが1.25以上を満たす必要がある。(貨幣価値のみで評価)

■ CBA2.0では、貨幣価値と非貨幣価値の指標が含まれている。

項目	概要	評価
B1: SEW (社会経済厚生) ※ Socio-economic welfare	送電線増強に伴う運用容量増加による、発電コストのうち可変費の減少分 (燃料費及びCO ₂ 対策コストも考慮)	€/年
B2: CO ₂ emissions(CO ₂ 排出量)	連系線増強によるCO ₂ 排出変動量 (B1で考慮されたものについて、その内訳を記載)	トン/年
B3: RES integration (再エネ導入) ※ RES: Renewable Energy Source	再エネ接続量増加、再エネ出力抑制量の削減 (導入目標や条約等の進捗可視化のため、内訳を記載)	MW/年, MWh/年
B4: Societal RES benefits (その他)	自由形式の指標 (B2,B3統合したうえで、B1を超えて社会にもたらす追加便益)	—
B5: Losses (送電ロス)	増強前後での送電ロスの変化 (平均価格×ロス電力量[MWh]といった概算)	MWh/年 €/年
B6: SoS-adequacy (アデカシー)	予備力増加による便益 (停電コストで評価が可能な場合に限る)	MWh/年 €/年
B7: SoS-flexibility (システムの柔軟性)	非貨幣価値 ※ 各国の融通量	%
B8: SoS-system-stability (安定性)	非貨幣価値 ※ 安定性への効果を+, ++等で評価	—

…… 貨幣価値の指標 (B2~B3の指標の貨幣価値換算については、客観的には困難とされている)

Indicator	Original unit	Monetization status	
B1. SEW	€/yr	<u>Monetized by default</u>	貨幣価値指標
B2. CO ₂ emissions	tonnes/yr	<p>Part 1: fully monetized under B1, where the effects of CO₂ emissions due to the assumption with regard to emission costs are monetized and reported as additional information under indicator B1.</p> <p>Part 2: this part is related to the additional societal value which is not monetized under B1.</p>	<p>Political CO₂ reduction goals are formulated in percentages to values expressed in tonnes per year.</p> <p><u>The magnitude of the additional monetary effect is topic of an ongoing and controversial political debate.</u> Therefore, the CBA Methodology requires that CO₂ emissions are reported separately (in tonnes).</p>
B3. RES integration	MW or MWh/yr	<p>Part 1: fully monetized under B1, where the effects of RES integration on SEW due to the reduction of curtailment and lower short-run variable generation costs are monetized and reported as additional information under indicator B1.</p> <p>Part 2: this part is related to the additional societal value which is not monetized under B1.</p>	<p>Political RES integration goals are formulated and expressed in MW.</p> <p><u>The magnitude of the additional monetary effect (on top of B1 and B2) cannot be monetised in a subjective way.</u> Therefore, the CBA Methodology requires that RES integration is reported separately (MW or MWh/yr).</p>
B4. Societal RES benefits	(not specified)	<u>Indicator contents are not specified.</u>	Monetization is recommended if data is available.
B5. Losses	MWh/yr	<u>Monetized</u> using yearly average electricity price per price zone.	貨幣価値指標
B6. SoS – adequacy	MWh/yr	<u>Monetized</u> , provided that VOLL-values are available. The additional adequacy margin may be conservatively monetized on the basis of investment costs in peaking units, provided that figures are available.	貨幣価値指標
B7. SoS – flexibility	% (of an MW value)	<u>Not monetized.</u> 非貨幣価値指標	This indicator expresses the additional capacity (NTC) in relation to existing cross-border capacity. Welfare effects arising from this are included under B1 and monetized.
B8. SoS – system stability	ordinal scale	<u>Not monetized.</u> 非貨幣価値指標	At present not monetized due to unavailability of quantitative models. First development is to provide quantitative model results.

客観的に貨幣価値換算が難しいもの

データがあれば貨幣価値換算も可能

- プロジェクト名：240 - Güstrow-Wolmirstedt 間
380kVグリッド形成
- 概要：ドイツ東北部に亘長192km、送電容量3.3GWの送電線を新設
- 目的：再エネ出力抑制の緩和、新規電源の連系に伴う混雑の緩和、大容量の再エネの低コストでの連系



指 標	基本シナリオ *1	他シナリオ*2
B1：社会経済厚生	56 M€/年	77~221 M€/年
B2：CO2排出量	-0.6 Mton/年	-1.0~0.5 Mton/年
B3：再エネ拡大量	870 GWh/年	1117~1591 GWh/年
B4：その他	90 M€/年	110~160 M€/年
B5：送電ロス	61 GWh/年 (1 M€/年)	-87~66 GWh/年 (-7~3 M€/年)
B6：アデカシー	702 GWh/年 (N/A)	367~1451 GWh/年 (N/A)
B7：システムの柔軟性	記載なし	記載なし
B8：システムの安定性	同期安定++, 電圧安定性++, 周波数安定性0	
C1：資本費用 (CAPEX)	350 M€	-
C2：運用費用 (OPEX)	2.8 M€/年	-

【その他自由記述、評価への影響】

- B1の算出において、再給電に伴う起動費と燃料費の変化は含まれるが、市場プレミアムや再エネ抑制の補償費の減少分は含まれていないため、B4に記載。

*1 2025 現実的シナリオ

*2 2030 持続可能シナリオ、2030 分散型発電、2030 EUCCO

- ENTSO-Eの費用便益分析ガイドラインでは、一般的に採用されていない便益項目として以下のようなものについても記載がある。

〔 定量化した範囲を超えた社会厚生、長期的な戦略的エネルギー独立目標、
地球温暖化による海面上昇の制限、土地利用の変化による影響 〕