

(委員会後修正)

P7 表現の修正（委員会での指摘を反映）

P18,19 誤記の修正（ENTSO-EのCBA2.0では複数の
アデカシー評価手法が記載されているため）

費用便益評価に基づく設備形成について

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
本委員会 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 ◆	
									(案) ◆	(一次案)

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

【費用便益評価に関するご意見】

- 費用便益評価について、平常時の広域的取引だけでなく、緊急時のセキュリティやレジリエンスといった切り口の評価も取り込める様な形にして頂きたい。
- 便益として何を評価するかという点についても議論が必要。信頼度についても制約条件として扱っていくのか、追って整理頂きたい。
- 委員のご指摘（安定供給、同期化力）は、費用便益評価を精緻化すれば適切に評価できるのではないかと。例えば同期化力や慣性力が足りずなことがボトルネックとなり再エネが入らなければベネフィットが少なくなるため、こういった点を必ず考える必要が生じる。このように考えると、費用便益評価を精緻化すれば、そういった問題も考えざるを得なくなり、うまく整理できるのではないかと。
- 費用便益評価について、今のところ、どのような便益が想定されているか、リストアップしてお示し頂けると考えやすい。例えば再エネの導入により気候変動の影響が甚大となっていくのを抑える効果といったコスト削減のようなメリットもあるのではないかと。まずは海外でどのような便益が示されているのか、日本でどのような便益を想定しているのか示して頂けると良い。
- 系統混雑を前提として考えていくのであれば、それに基づくコストやベネフィットをきちんとB/Cの関数の中に入れ込んで評価していく事が必要になると思う。

【設備形成に関するご意見】

- ノンファームでギリギリまで対応することを前提として増強を遅らせる方法もあるかもしれないが、最終的に増強が必要であれば早い時点から増強検討の方が得策かもしれない。そういった系統整備のための時間遅れを含めて全体最適、将来のあるべき姿を検討して頂きたい。
- 増強がインテンシブに議論されているが、設備は結果的に縮小ということもあり得るということは十分認識が必要。縮小の結果として、混雑が生じることもあり得る。費用と便益を比べながら、オプションの1つとして縮小も考える必要があることを認識すべき。
- 増強するときに費用便益で審査するというのは、既存設備の更新についても考え方は同じと思う。まったく同じスペックで作直すものなのか、その辺りの検討も合わせて必要と思う。

- 本日は、前回お示したスケジュールに則り、費用便益評価に基づく設備形成（混雑を前提とした設備形成）に関する以下の内容について、ご議論頂きたい。

【本日も議論頂きたい内容】

1. 一次案策定に向けた費用便益評価について
 2. 費用便益評価を用いた設備形成の考え方について
- ※シナリオ、感度分析、電源ポテンシャルについては第5回以降にご議論頂く予定。

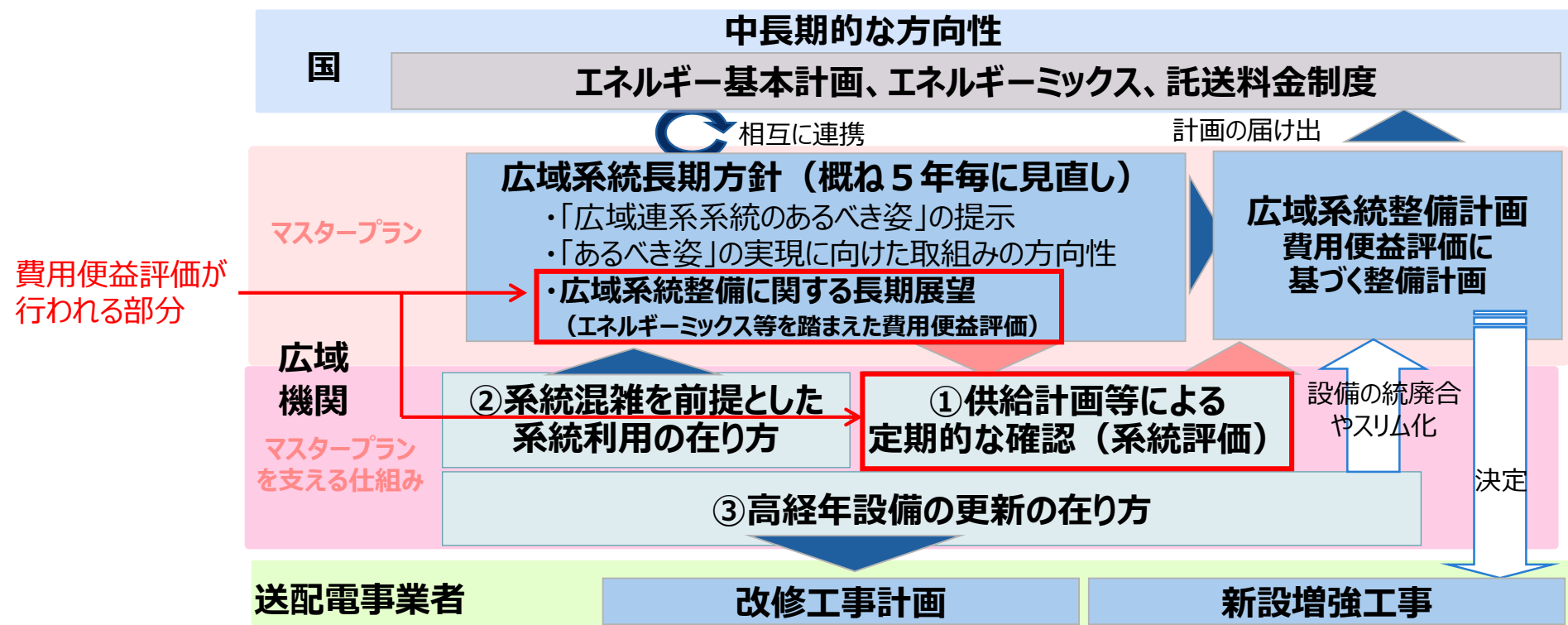
【報告事項】

- 系統増強による社会的便益の考え方（消費者余剰と生産者余剰の変化の合計）
- 海外における費用便益評価で考慮されている便益項目及び事例

【主な論点】

- 需要の価格弾力性に係る検討とマスタープランの一次案検討における扱い
- ENTSO-E(欧州)やPJM(米国)で貨幣価値換算している便益項目を踏まえたその他便益項目の検討の進め方
- 費用便益評価における燃料コスト、CO2対策コスト、費用、その他諸元について
- 長期展望の検討における費用便益評価の検討の進め方

- 費用便益評価は、マスタープランのうち長期展望の策定や、マスタープラン策定後の系統評価において行われる。



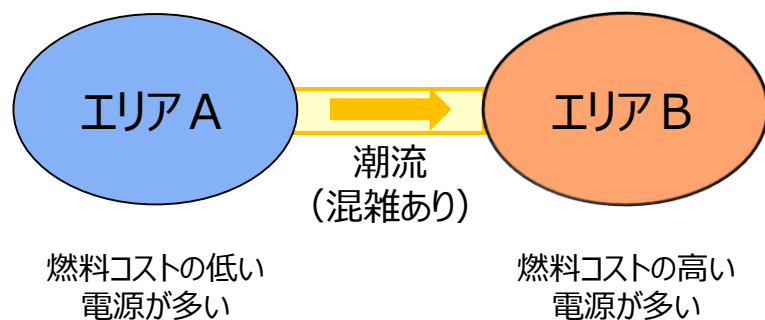
1. 一次案策定に向けた費用便益評価について
2. 費用便益評価を用いた設備形成の考え方について

1. (1) 便益

系統増強によってもたらされる社会的便益

- 系統混雑が発生すると、燃料コストの低い電源（再エネ等）を有効に活用できなくなることから、発電事業者（生産者）の電源の稼働率低下や、一部の需要家（消費者）の価格が高くなるといったデメリットが発生する。
- この系統混雑を**系統増強で緩和することができれば、発電事業者（生産者）は電源の稼働率向上が可能となり、需要家（消費者）は価格が安くなる等※**といった便益が得られる。
※ 系統増強により何等かの便益が生じるが、その便益は価格の低下以外の形で表れることもある。
- 上記に加えて、**再エネ電源の稼働率が向上すれば、CO2削減といった環境面での便益なども得られる。**
- マスタープランでは、上記の便益（B:Benefit）と系統増強コスト（C:Cost）を比較する費用便益評価によって、系統増強の判断を行う。

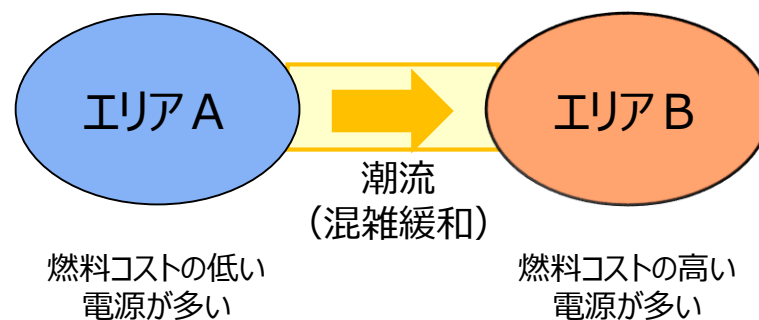
系統増強なし（Without）



【発電事業者（生産者）】
燃料コストの低い電源があるが、混雑により稼働できない。
(機会損失)

【需要家（消費者）】
エリアAの燃料コストの低い電源の電気の一部しか利用できない。
(価格が高い)

系統増強あり（With）

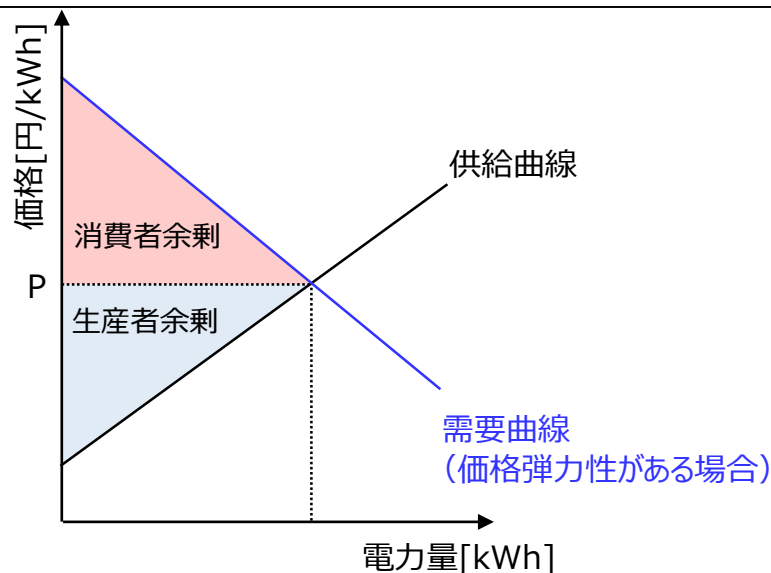


【発電事業者（生産者）】
混雑解消により、燃料コストの低い電源の稼働率が向上した。
(機会損失の低減)

【需要家（消費者）】
エリアAの燃料コストの低い電源の電気を利用できる。
(価格の低減)

系統増強によってもたらされる社会的便益

- 社会的便益は、消費者余剰※¹と生産者余剰※²の合計(下図の赤・青色部面積)で表される。
- 系統増強における費用便益評価で算出する便益は、**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。**
- なお、系統増強によってもたらされる**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※³がない状況では、総燃料コストの変化と等しくなる。**(詳細は次スライド以降を参照)



※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

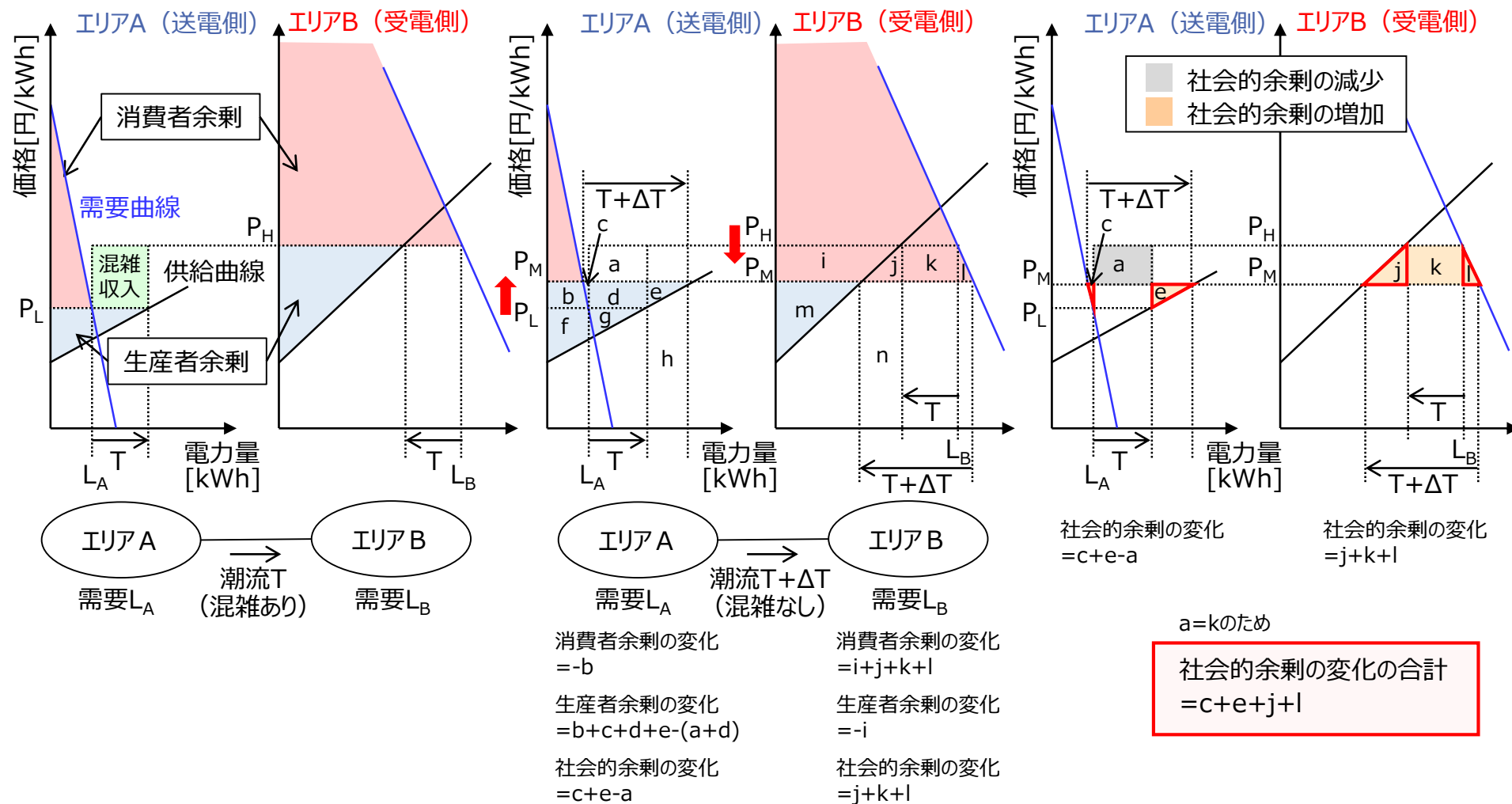
※3 価格弾力性：商品の価格が変動することにより、その需要や供給の量が変化すること。

- 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】

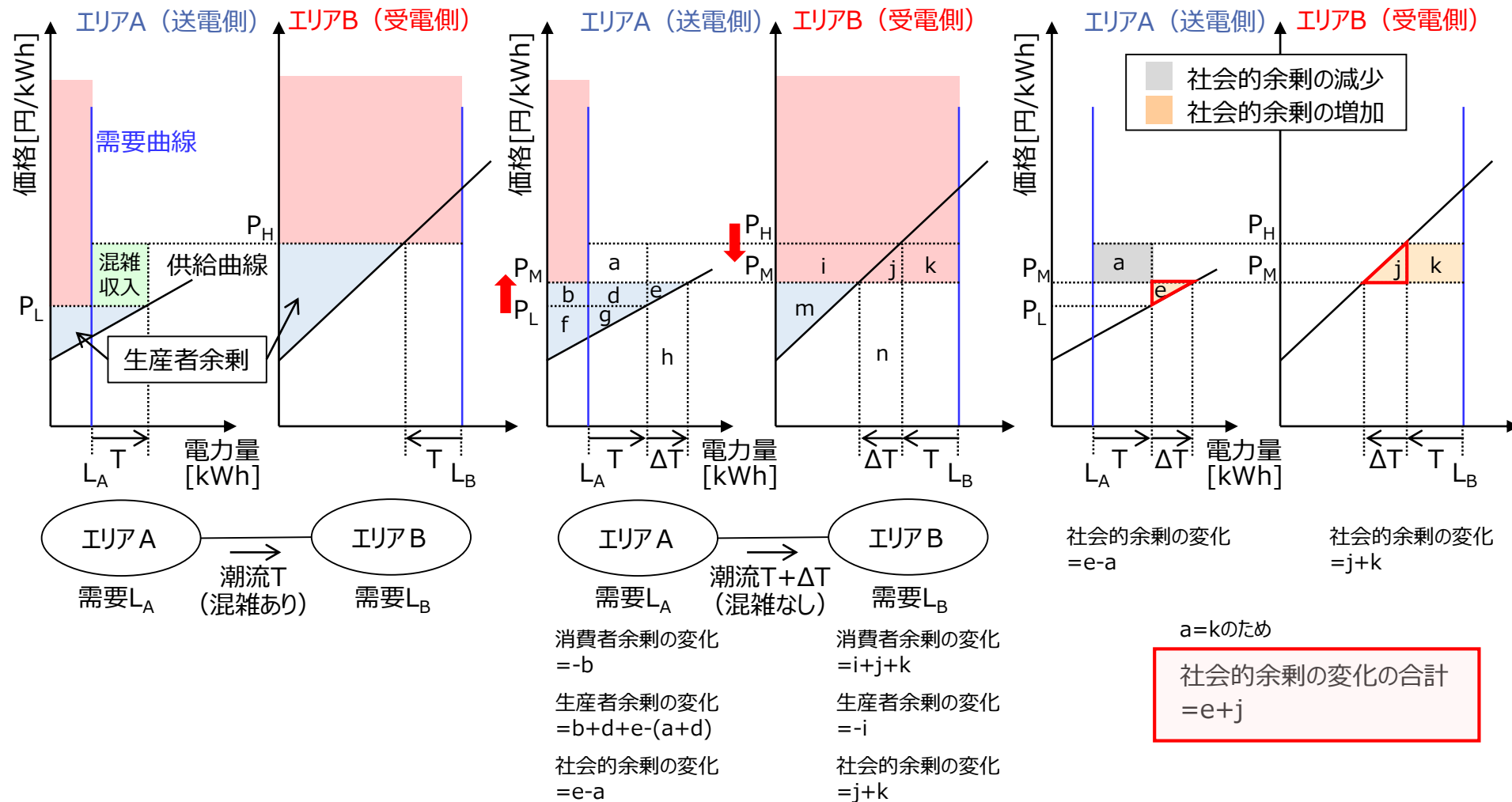


- 需要の価格弾力性がない場合、系統増強による社会的便益は下図のe+jとなる。

【Without (系統増強なし)】

【With (系統増強あり)】

【With-Without】

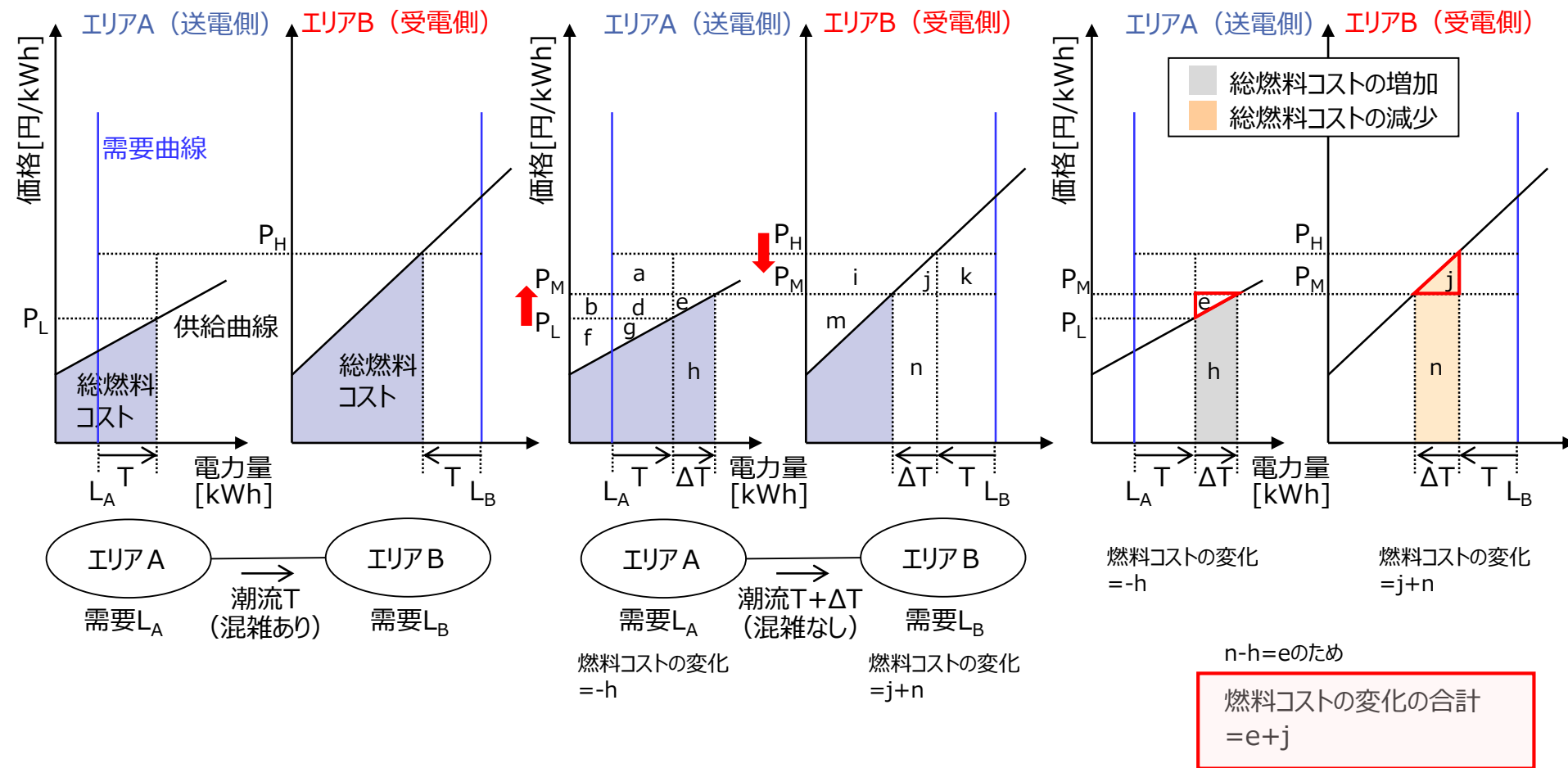


- 系統増強による総燃料コストの変化の合計は下図の $e+j$ となり、需要の価格弾力性がない場合の社会的便益と等しくなる。

【Without (系統増強なし)】

【With (系統増強あり)】

【With-Without】



- 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定めるか等の課題もある。**
 - ※ ENTSO-Eのガイドラインには、現在、ほとんどのヨーロッパ諸国で需要の価格弾力性はないものとして検討されていると記載されている。
- このため、**需要の価格弾力性については、将来に向けて引き続き検討を進めていくこととするが、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てはどうか。**

- これまで電力系統の費用便益評価については、主に広域系統整備委員会で議論されてきた。
- 便益については、貨幣価値への換算可否や海外事例を踏まえ、基本的に当面算定可能な、総燃料コスト（燃料コスト、CO2対策コスト）で評価することとしていた。
- 最新の海外事例を踏まえ、便益の項目・内容について整理したので、ご議論頂きたい。

第31回広域系統整備委員会 資料1-(2)

- 地域間連系線の「検討開始適否判断段階」で考慮する便益については、下記項目にある「燃料費削減」、「CO2削減」など、主要な項目を評価する。
- 「調整力・予備力調達」については、後述の通り今後の制度動向を踏まえ、検討開始適否判断段階での便益としての採用について判断する。
- 高経年化対策など系統整備については、今後評価方法を整理し反映する予定である。
- 信頼度に関しては、便益の有無に関わらず、送配電等業務指針に定める電力系統性能基準に基づき一定の信頼度を確保するよう対策を実施しているため、費用対便益評価では、これを上回る信頼度の向上については補完的に評価することとする。
- 「計画実施判断段階」で評価する便益項目、評価方法については別途整理する。

便益項目	便益
【検討開始適否判断段階で用いる主要便益項目】	
燃料費削減	燃料消費の削減による発電費用低減および市場価格低下
CO2削減	CO2削減による環境負荷低減
調整力・予備力調達	連系線を活用した調整力・予備力調達
系統整備	高経年設備対応による作業停止の影響回避、設備更新時の効率化など
【計画実施判断段階において検討する便益項目】	
送電損失低減	連系線潮流の変化に伴う送電損失の変化
供給信頼度	補完的な優劣評価（欧州の状況を踏まえ見直しを検討）
運用面からの制約解消	作業停止時の混雑解消、マストラン電源解消 など
変動電源対応調整力(費用)	変動電源への対応に伴う調整電源費用、起動停止費用など

該当があれば個別検討

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、PJM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 (系統の柔軟性)	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	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. Part 2: this part is related to the additional societal value which is not monetized under B1.	Political CO₂ reduction goals are formulated in percentages to values expressed in tonnes per year. <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).
B3. RES integration	MW or MWh/yr	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. Part 2: this part is related to the additional societal value which is not monetized under B1.	Political RES integration goals are formulated and expressed in MW. <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).
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>	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>	At present not monetized due to unavailability of quantitative models. First development is to provide quantitative model results.

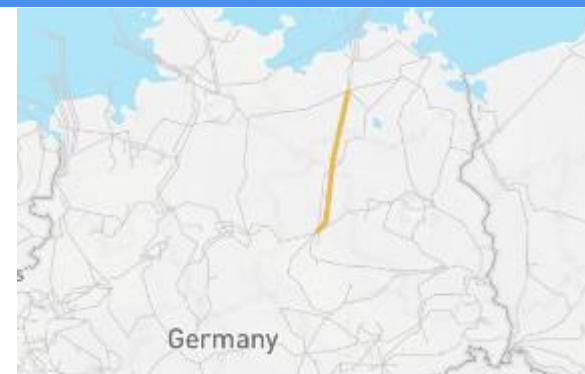
客観的に貨幣価値換算が難しいもの

データがあれば貨幣価値換算も可能

非貨幣価値指標

非貨幣価値指標

- プロジェクト名：240 - Güstrow-Wolmirstedt 間
380kVグリッド形成
- 概要：ドイツ東北部に亘る長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 EUCO

1. (1) 便益 便益の対象項目について

- ENTSO-E（欧州）やPJM（米国）での便益項目において、貨幣価値換算されているもののうち、現時点で広域機関で算定可能なものは総燃料コスト（燃料コスト、CO2対策コスト）であるため、当面は、これらを用いて便益を評価することとしてはどうか。
- なお、他の便益項目も並行して検討を行い、整理ができたものから順次反映することとしてはどうか。

【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、最適な電源をディスパッチさせている。（PJMより聞き取り）

アデカシー面の便益に係る検討の進め方

- アデカシー面における便益推定手法については、今回調査したENTSO-E及びPJMの事例も参考にして検討を進めていくこととする。

項 目	ENTSO-E（欧州）	PJM（米国）
推定手法例	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	・ 停電コストの妥当性	・ 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	・ 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	・ 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

- また、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 〕



- 現時点では、これらの便益の定量化は難しいが、引き続き海外の検討状況も注視しつつ、利用可能と考えられる調査結果等があれば検討を行うこととする。

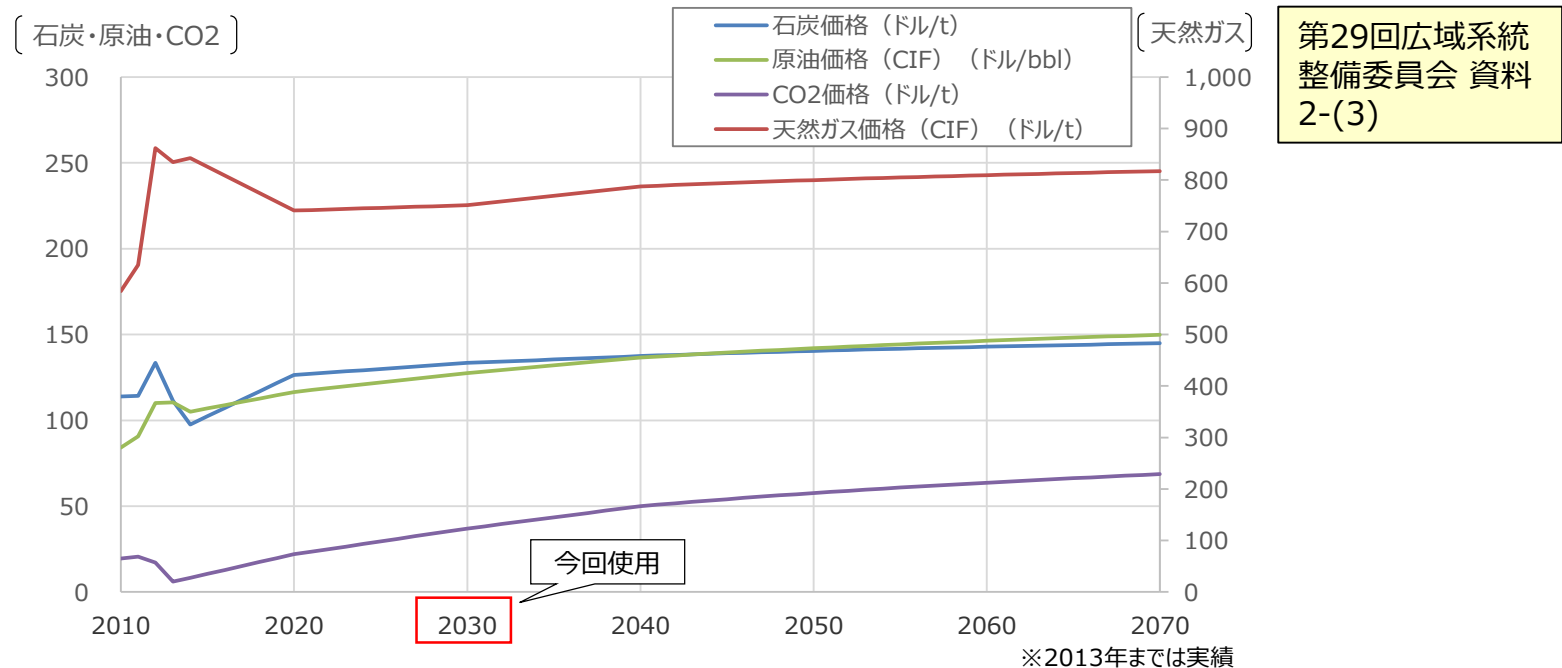
1. (1) 便益

燃料コスト、CO2対策コストの内容

- 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、感度分析を行うことではどうか。 ※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）



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

1. (2) 費用 費用項目について

- 費用便益評価における費用には、系統整備が行われない場合（Without）と、系統整備が行われる場合（With）の総費用の差分を用いることが適当。
- 系統整備に係るコストは、総費用の差分（With-Without）に表れる。
- 他方、電源開発コストは、新規の電源開発がなければ、With-Withoutで費用に変化がないため、考慮する必要がない。
- このため、費用は基本的に系統整備に係るコスト（減価償却費、運転維持費等）としてはどうか。

1. (3) その他 その他諸元について

- 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。
- 一次案の策定においては以下を使用しつつ、必要に応じて適宜見直すこととしてはどうか。

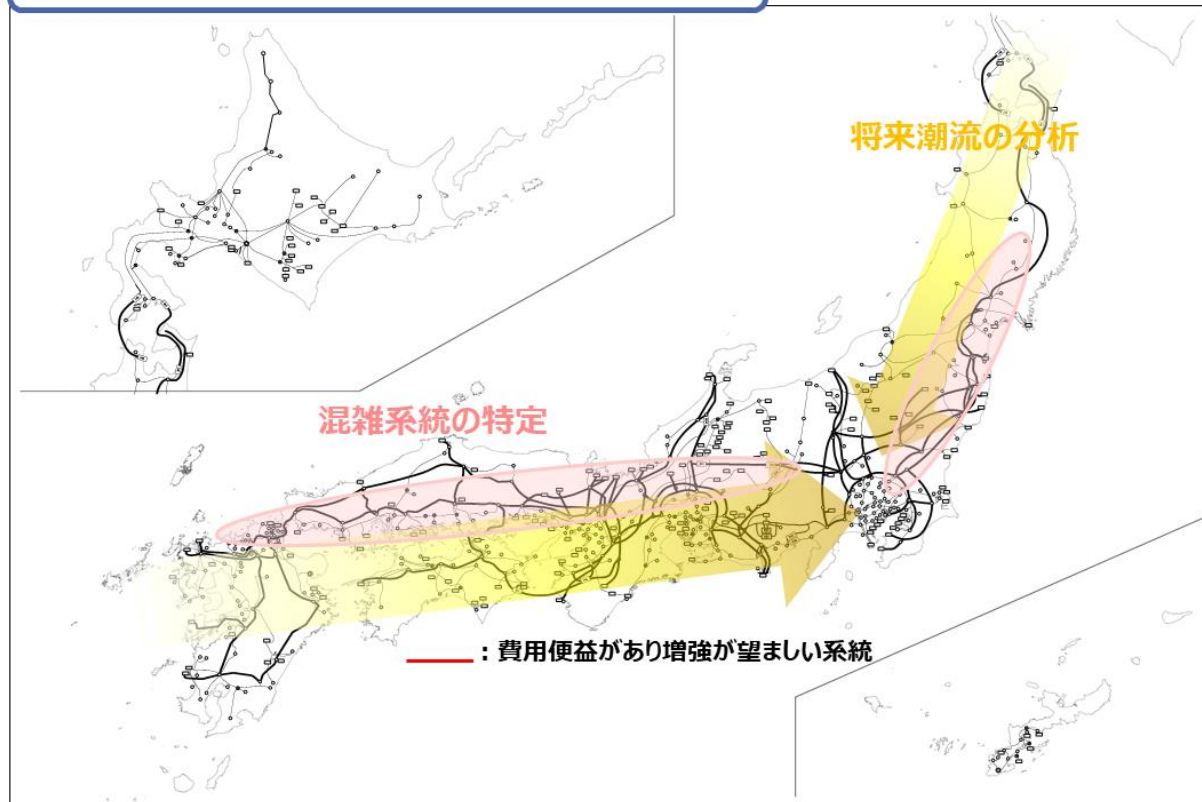
検討諸元	内容
評価期間	主要な工事の法定耐用年数（例：送電36年、変電22年）
割引率	4 %（公共事業の費用便益評価と同等）
評価方法	基本的に費用便益比（その他の評価指標も必要により活用）
判断基準	1.0以上を基本
年経費率	変電設備：10.7% 送電設備(架空)：7.9%（その他は個別に設定）

1. 一次案策定に向けた費用便益評価について
2. 費用便益評価を用いた設備形成の考え方について

2. 費用便益評価を用いた設備形成の考え方 長期展望の検討における費用便益評価について

- 再エネの立地制約による偏在を踏まえれば、最初に混雑が発生する系統だけを增強しても需要地までの系統容量拡大につながらず、十分な增強による便益が得られない場合もある。
- 長期展望の一次案では、まず、将来潮流を考慮して、**一体的に增強することが望ましい系統**については、**これらを組み合わせた全体の $B/C \geq 1$ を基本としつつ、エネルギー供給強靱化の視点も踏まえて、将来的に增強が望ましい系統について評価・検討を進める**こととしてはどうか。

広域系統整備に関する長期展望（イメージ）



第19回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会
第7回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議

マスタープラン策定の基本方針 (案)

(基本的考え方)

- 再エネの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくため、中長期的な再エネ電源の導入状況を念頭に置きつつ、ネットワークの複線化等を進めることを基本的な方向性としてはどうか。
- その際、前提となる電源ポテンシャル等の諸条件については、相当程度不確実性が伴うことを踏まえ、例えば、将来的な再エネの導入量について、複数のシナリオを設定することとしてはどうか。

(目標時期及び対象送電線等)

- 大規模な送電線の増強は10～15年程度かかる一方、現行のエネルギーミックスが2030年度を目標としていること、また、各電気事業者が毎年経済産業大臣に提出する供給計画の期間が10年であることを踏まえ、まずは目標時期として2030年度を基本としつつ、その先も可能な範囲で視野に入れることとしてはどうか。
- マスタープランに盛り込む送電線は、偏在する再エネポテンシャルを広域的運用により活かす電力ネットワークの将来像を示すというマスタープランの趣旨に鑑み、広域的運用に資する地域間連系線及び地内基幹系統とすることを基本としてはどうか。

(分析方法及び結果の示し方)

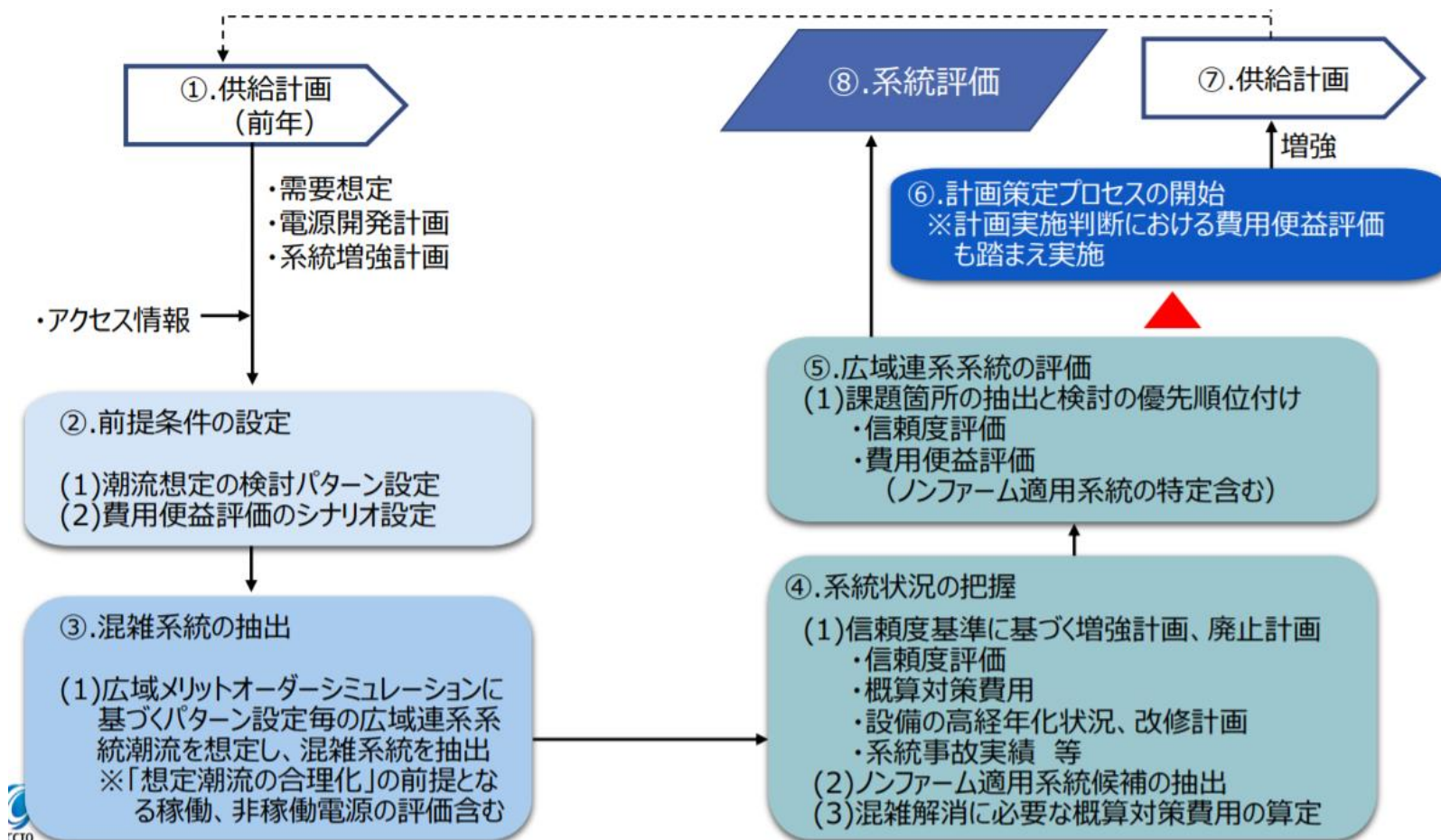
- 各送電線の増強の要否については、一定の仮定の下に費用便益評価を行い判断の上、その結果をもって増強の要否を決定するものと直ちに決定しないものを切り分けながら、例えば、増強が望ましい、判断保留、増強の必要なし、という形で幅を持って示すこととしてはどうか。

マスタープラン策定後の系統評価における費用便益評価と設備形成

- 定期的な系統評価（10年先程度）において、個別の系統を評価※し、 $B/C \geq 1$ となったものから整備計画の策定を開始することとしてはどうか。（ $B/C < 1$ の系統は、継続的に評価）

※ 増強目的から、複数系統を一度に評価する場合もある。

第48回広域系統整備委員会 資料2

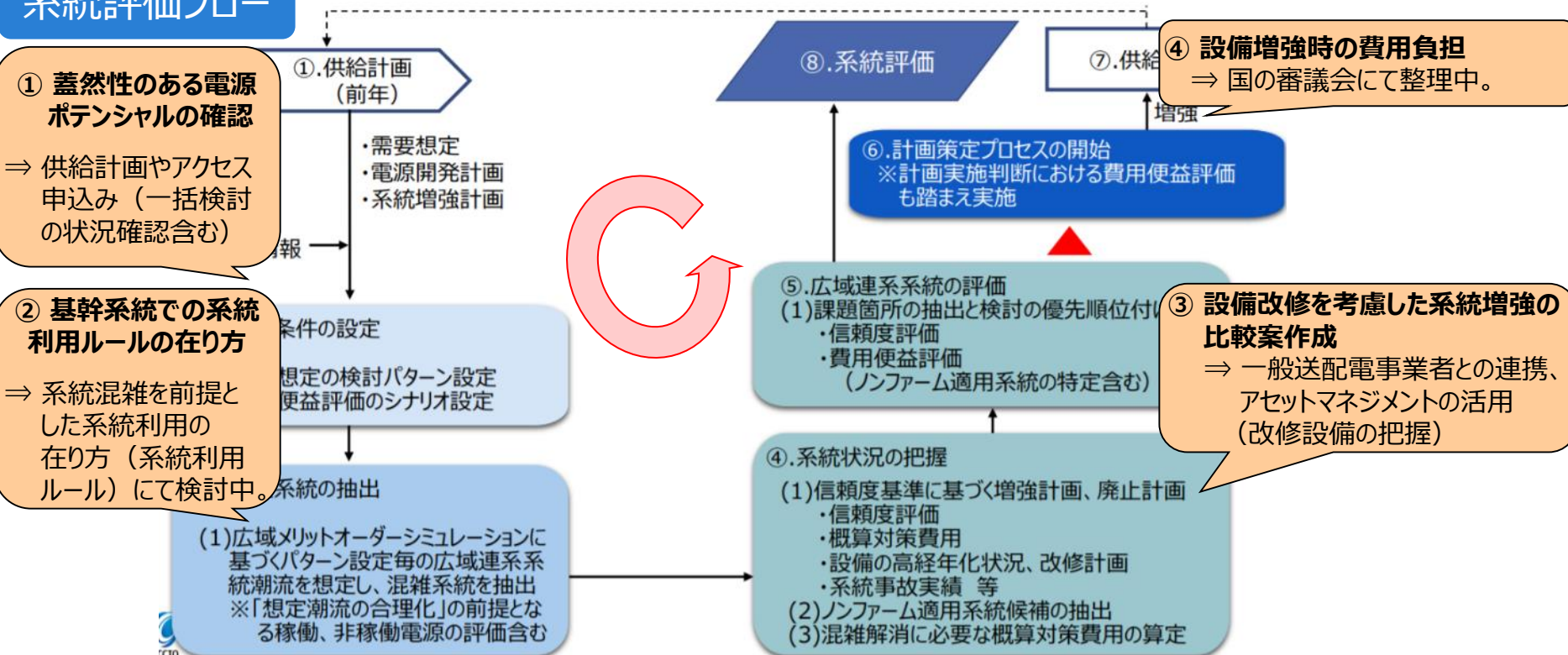


2. 費用便益評価を用いた設備形成の考え方 増強判断に係る設備形成ルール of 課題整理

28

- 再エネ電源主力化に向けて、**地内基幹系統へ系統混雑を前提とした系統利用ルールが導入されることを踏まえれば、一次案とりまとめ後には、以下のような設備形成ルールに係る課題についても認識しておく必要がある。**
- これらの課題については、マスタープランを具体的に取りまとめていく中で、整理していくこととする。

系統評価フロー



2. 費用便益評価を用いた設備形成の考え方 (参考) 設備増強と費用負担について

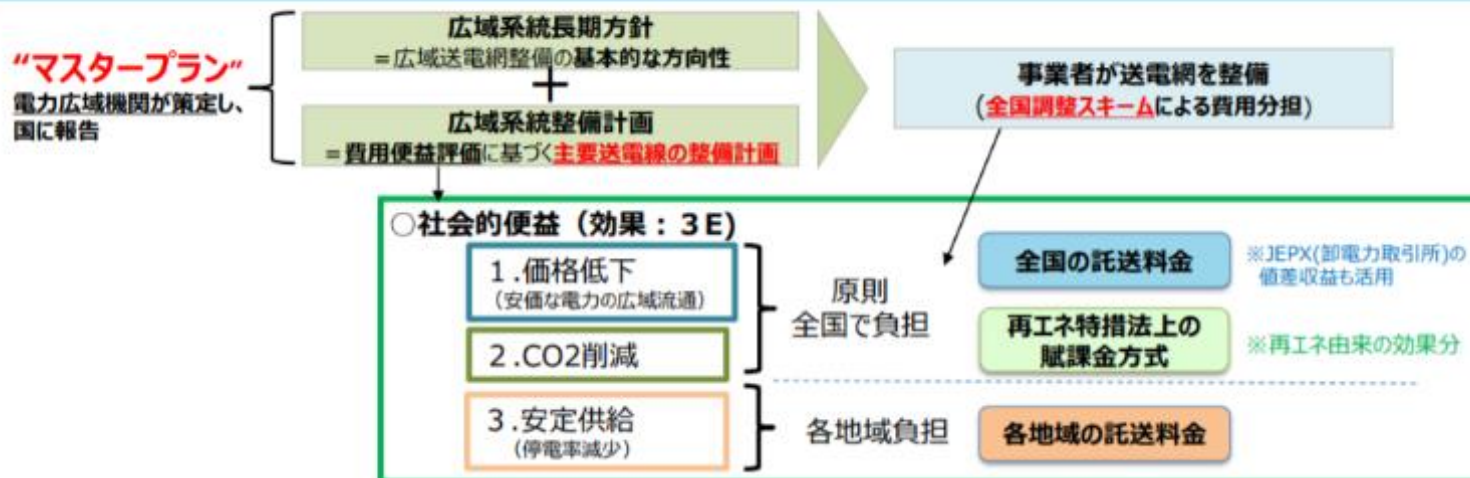
29

- マスタープランに基づく設備増強は、全国調整スキームを広く適用することが考えられ、地内基幹系統への賦課金方式の適用については引き続き検討と整理されているところ。

マスタープランに基づく設備増強と費用負担（賦課金方式の適用範囲）

- マスタープランに基づく設備増強は、全国に裨益する便益を含めた社会的便益が費用を上回るとの判断に基づき実施されるものであることから、再エネ特措法上の賦課金方式の活用等の全国調整スキームを広く適用することが考えられる。
- 他方、複数の供給区域にまたがる地域間連系線と異なり、単一の供給区域内の基幹系統の増強については、マスタープランの内容が現時点において十分見通せない中では、その規模感を想定できない。
- このため、本年2月の本小委員会中間取りまとめに沿って、まずは、広域的な再エネ活用が進むことが明確な地域間連系線及びこれに伴う地内系統の整備に賦課金方式を適用することとし（現状は東北東京間連系線の増強に伴う区間②のみ）、**賦課金方式の適用範囲の拡大については、マスタープランの策定を進める中で、検討していくこととしてはどうか。**

第19回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会
第7回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会
合同会議



費用便益評価

- 当面、一次案策定における便益は、燃料コスト、CO2対策コストを用いて評価していく。なお、アデカシー面の便益等、検討可能なものについては並行して検討を行い、整理ができたものから順次反映する。
- 需要の価格弾力性については、需要モデルをどのように定めるか等の課題もあることから、将来に向けて引き続き検討を進めていくこととするが、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る。
- 費用便益評価に用いる燃料コスト、CO2対策コストは、国の審議会（発電コスト等WG）の値を基本としたうえで、現時点におけるWEO等を参照しつつ感度分析を行う。
- 費用は、基本的に系統コストで評価することとする。

長期展望

- 長期展望の一次案検討では、まず、将来潮流を考慮して、一体的に増強することが望ましい系統については、これらを組み合わせた全体の $B/C \geq 1$ を基本としつつ、エネルギー供給強靱化の視点も踏まえて、将来的に増強が望ましい系統について評価・検討を進める。

系統評価

- マスタープランを検討を進める過程において、以下の課題についても整理を行う。
（蓋然性のあるポテンシャルの確認方法、基幹系統での系統利用ルールの在り方、設備改修を考慮した系統増強の比較案作成、系統増強時の費用負担）

参考資料（過去の費用便益評価に関する整理）

3-1. 検討開始適否判断段階での便益項目

23

- 地域間連系線の「検討開始適否判断段階」で考慮する便益については、下記項目にある「燃料費削減」、「CO2削減」など、主要な項目を評価する。
- 「調整力・予備力調達」については、後述の通り今後の制度動向を踏まえ、検討開始適否判断段階での便益としての採用について判断する。
- 高経年化対策など系統整備については、今後評価方法を整理し反映する予定である。
- 信頼度に関しては、便益の有無に関わらず、送配電等業務指針に定める電力系統性能基準に基づき一定の信頼度を確保するよう対策を実施しているため、費用対便益評価では、これを上回る信頼度の向上については補完的に評価することとする。
- 「計画実施判断段階」で評価する便益項目、評価方法については別途整理する。

便益項目	便益
【検討開始適否判断段階で用いる主要便益項目】	
燃料費削減	燃料消費の削減による発電費用低減および市場価格低下
CO2削減	CO2削減による環境負荷低減
調整力・予備力調達	連系線を活用した調整力・予備力調達
系統整備	高経年設備対応による作業停止の影響回避、設備更新時の効率化など
【計画実施判断段階において検討する便益項目】	
送電損失低減	連系線潮流の変化に伴う送電損失の変化
供給信頼度	補完的な優劣評価（欧州の状況を踏まえ見直しを検討）
運用面からの制約解消	作業停止時の混雑解消、マストラン電源解消 など
変動電源対応調整力(費用)	変動電源への対応に伴う調整電源費用、起動停止費用など

3-1. 便益項目について

14

- 前回、便益項目を抽出し、貨幣価値換算の可否で以下の通り分類した。
- この中から、地域間連系線の①「検討開始適否判断段階」で評価に用いる代表的な便益項目を抽出する必要がある。

分類	項目	貨幣価値換算
市場取引活性化	市場間値差解消	○
	全国メルットオーダー促進	
	調整力調達	○
	予備力調達	○
総発電コスト	電源差替（火力同一燃種）	△
	電源差替（火力異燃種）	○
	電源差替（火力-太陽光）	○
	電源差替（火力-風力）	○
	電源差替（火力-その他再エネ）	○
再エネ電源	CO2削減（非化石電源含む）	○
	変動電源調整力確保	△
	再エネ賦課金	△
系統整備	高経年設備対策	○
	系統整備による効率化	○
送電損失	有効電力ロス変化	○
	無効電力ロス変化	○

分類	項目	貨幣価値換算
信頼度	供給支障による停電コスト	△
	発電停止による電源差替え	△
	事故発生時の負荷制限回避	△
	事故発生時の電源制限回避	△
	系統安定度向上	×
	電圧安定性向上	×
	作業時の信頼度向上	×
運用性	大規模災害時の供給力融通	×
	事故時の運用性向上	×
	作業時の運用性向上	×
	マストラン電源解消	○
国の政策	CO2削減目標の達成	×
	エネルギー自給率の向上	×
	エネルギーミックスの達成	×
その他	地中化による景観	×
	公害の低減	×
	地球温暖化抑制への貢献	×

(参考) 諸外国における費用対便益評価

第18回 広域系統整備委員会 資料1
(一部加工)

29

【便益評価項目の採否】

- 便益としての評価項目については、国や組織により様々であるが、総発電費用の低減・市場間値差解消については、いずれの組織等においても主要な便益として評価項目となっている。
- ✓ 米国(PJM、CAISO)：貨幣価値換算可能な項目のみによる評価
 - ✓ 欧州(ENTSO-E)：上記に加え、貨幣価値換算が困難な項目も評価
(系統安定性に関する評価項目は見直し議論中)

	便益項目	ENTSO-E(欧州)	PJM(米国)	CAISO(米国)	備考
貨幣価値換算可能な項目	社会経済厚生	○	○	○	総発電費用の低減、市場間値差減少など
	送電ロス	○	○※1	○	
	環境への影響	○	○※1	○	CO ₂ 排出量削減など
	再生可能エネルギーの出力抑制回避	○※1	-	-	
貨幣価値換算が困難な項目	再生可能エネルギーの導入量	○	-	-	
	供給信頼度	○※2 (アデカシー、セキュリティ※3)	-	-	
その他の便益項目				・マストラン電源の削減 ・運用の柔軟性の向上 ・電源投資削減	

※1 社会経済厚生に含め評価

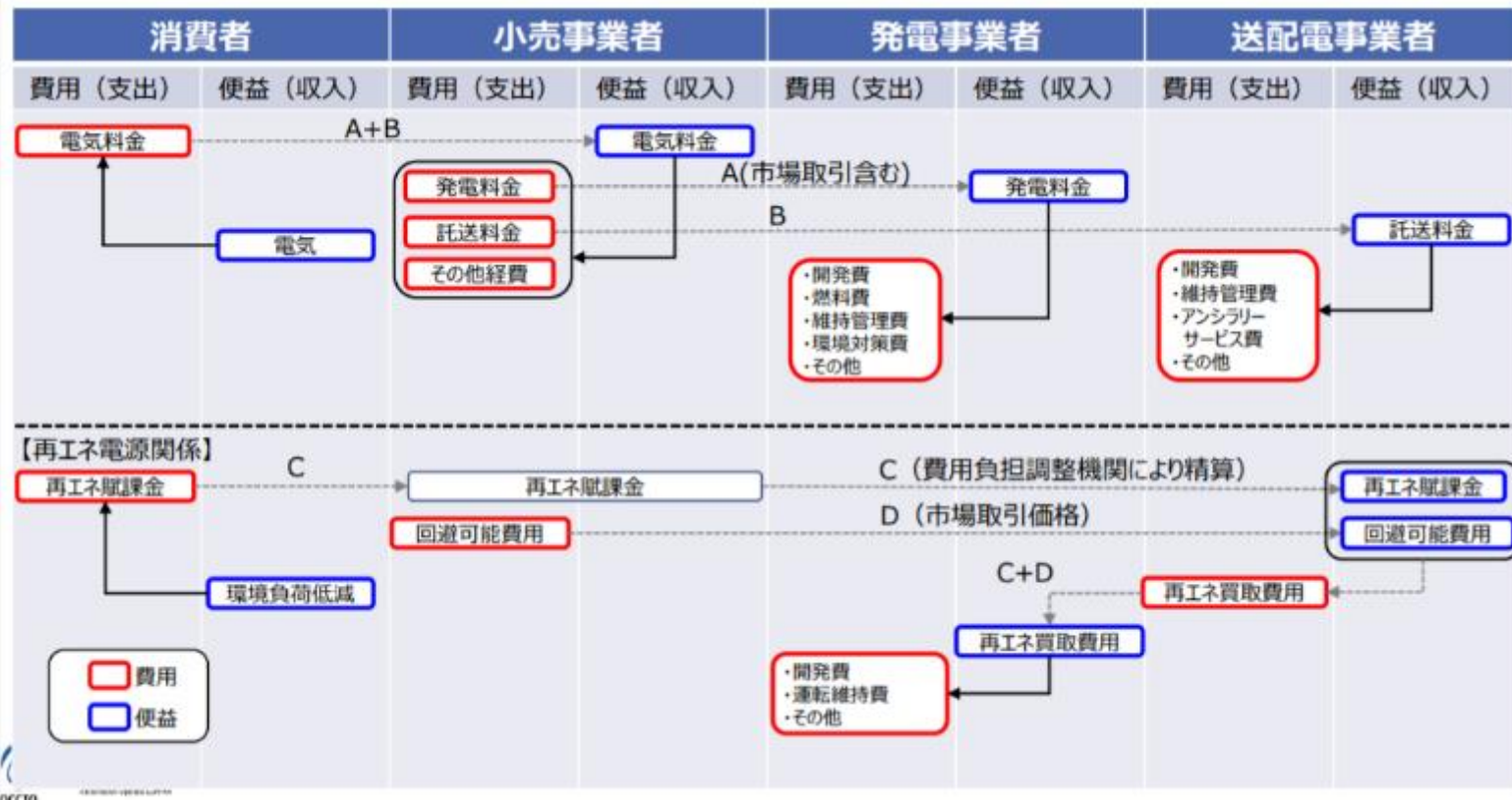
※2 系統安定性の向上(セキュリティ面)については現在見直し議論中

※3 アデカシー：年間供給不足電力量の改善効果など

セキュリティ：系統安定性の改善効果など

1 - 2. 連系線増強が行われない場合の費用(支出)と便益(収入) (without) 5

- 連系線増強が行われない場合(without)、消費者は便益としての「電気」および「環境負荷低減」を得るために、発電事業者及び送配電事業者には、必要となる費用が発生している。
- 但し、関係者間の金銭のやりとりの間には何も(便益は)生み出されていない。



1 - 3. 連系線増強が行われない場合の費用(支出)と便益(収入) (without) 6

■ 関係者間の金銭のやりとりでは何も便益が生み出されていないので、それを除くと、以下のようになる。

消費者		小売事業者		発電事業者		送配電事業者	
費用(支出)	便益(収入)	費用(支出)	便益(収入)	費用(支出)	便益(収入)	費用(支出)	便益(収入)
	電気	その他経費		- 開発費 - 燃料費 - 維持管理費 - 環境対策費 - その他		- 開発費 - 維持管理費 - アンシラリーサービス費 - その他	
【再エネ電源関係】							
	環境負荷低減			- 開発費 - 運転維持費 - その他			

□ 費用
□ 便益

1 - 4. 連系線増強が行われた場合の費用(支出)と便益(収入) (with)

7

- 連系線増強が行われた場合(with)は、費用として連系線増強費用が発生。
- 同時に、火力電源等の発電量減少による燃料費減少および再エネ発電量増加に伴うCO2減少が便益として新たに加わることになる。

消費者		小売事業者		発電事業者		送配電事業者	
費用(支出)	便益(収入)	費用(支出)	便益(収入)	費用(支出)	便益(収入)	費用(支出)	便益(収入)
	電気	その他経費		・開発費 ・燃料費 ・維持管理費 ・環境対策費 ・その他	火力電源等の発電量減少 ⇒燃料費減少	・開発費 ・維持管理費 ・アンシラリーサービス費 ・その他	連系線増強関連費※
※全額一般負担の場合							
【再エネ電源関係】							
	再エネ発電量増加 ⇒CO2減少						
	環境負荷低減						
				・開発費 ・運転維持費 ・その他			

費用

便益

8

- 連系線増強が行われた場合(with:P7_記載)から、連系線増強が行われない場合(without:P6_記載)の項目を差し引くことにより、連系線増強による費用と便益を抽出する。
- その結果、費用は連系線増強費、便益は低効率火力の発電量減少による燃料費減少および再エネの発電量増加による環境負荷低減（CO2減少）となる。

消費者		小売事業者		発電事業者		送配電事業者	
費用（支出）	便益（収入）	費用（支出）	便益（収入）	費用（支出）	便益（収入）	費用（支出）	便益（収入）
					</		

(参考) 連系線増強が行われた場合と行われない場合の差分 (with-without)
(連系線増強が行われる場合に限り行われる電源開発反映)

9

- 連系線増強が行われる場合(with)に限り電源開発が行われる場合は、便益の項目に変化はなく、電源開発費が費用として加わることになる。

消費者		小売事業者		発電事業者		送配電事業者	
費用(支出)	便益(収入)	費用(支出)	便益(収入)	費用(支出)	便益(収入)	費用(支出)	便益(収入)
				・燃料費 ・維持管理費 ・環境対策費 ・その他 新規電源開発費	火力電源等の発電量減少 ⇒燃料費減少	連系線増強関連費※	※全額一般負担の場合
【再エネ電源関係】							
			再エネ発電量増加 ⇒CO2減少 環境負荷低減				
□ 費用 □ 便益				新規電源開発費	連系線増強が行われた場合に限り、電源開発が行われる場合に計上		

2-7. 費用対便益評価の各諸元 (まとめ)

21

■ 地域間連系線の費用対便益評価における各諸元については、以下の通り設定し評価する。

(各検討段階における前提条件の考え方および諸元の案)

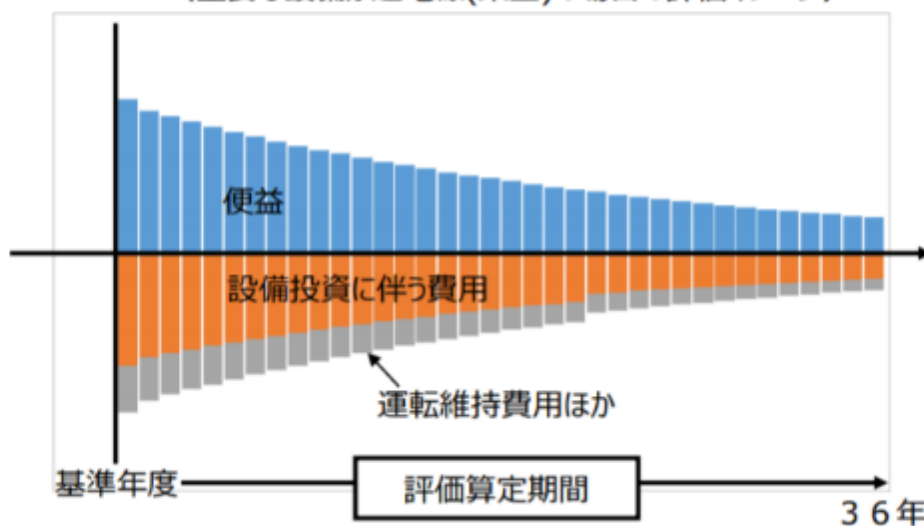
検討諸元	① 検討開始適否判断	② 計画実施判断
費用対便益評価の算定期間	主要な工事の法定耐用年数 (例: 送電36年、変電22年)	
割引率	<u>4%</u> (公共事業の費用対便益と同等)	市場金利や借入金の利率等から必要により見直し
評価方法	基本的に費用便益比 (その他の評価指標も必要により活用)	
判断基準	基本シナリオで1.0以上を基本 (その他のシナリオケースでは総合的に1.0以上)	将来のリスクを考慮し個別に判断基準を設定
年経費率	変電設備: 10.7% 送電設備: 7.9% (その他は個別に設定)	

2-1. 費用対便益評価の算定期間について

11

- 費用対便益評価の算定期間については、設備の投資回収を判断するための期間で設定すべきと考えられる。
- 法定耐用年の間は当該設備は存続し、投資に伴う一定の費用が発生することから、評価の算定期間は主要な設備の法定耐用年数としてはどうか。
- 検討開始適否判断の段階では、例えば、送電設備(架空)が主となる場合には(変電設備があっても)、送電線(架空)の法定耐用年数の36年で評価することとしてはどうか。
- 必要により算定期間を変化させて、評価への影響について感度分析を行うこととしてはどうか。

(主要な設備が送電線(架空)の場合の評価イメージ)



2-2. 費用対便益評価の割引率について

12

- 割引率が費用、便益に与える影響は将来になるほど大きくなるため、事業の後半に相対的に大きな費用、便益が発生する事業については、割引率の設定が費用対便益評価の結果を大きく左右する。
- 社会インフラ設備である電力流通設備の特徴を踏まえ、検討開始適否判断段階での割引率については、公共事業の費用対便益評価でも採用している4%とすることでどうか。(参考:公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針(共通編))
- 必要により割引率を変化させて、評価への影響について感度分析を行うこととしてはどうか。
- なお、計画実施判断段階では、実際の市場金利や借入金の利率、事業報酬率等を参考に各プロジェクトの実態に応じた見直しを行うことでいかがか。

(100の価値を割引率により現在価値換算)

割引率	現在価値	10年後	20年後	30年後	40年後
4%	100	64.6	45.6	30.8	20.8
3%	100	74.4	55.4	41.2	30.7
2%	100	82.0	67.3	55.2	45.3
1%	100	90.5	82.0	74.2	67.6

(過去の国債利回り)

	国債(10年物) 利回り平均
平成元年～5年	5.57
平成元年～10年	4.21
平成元年～15年	3.28

(平成16年以降は概ね利回りが1.5%以下となる)

2-4. 費用対便益評価における評価方法

15

- 事業の投資効率性を様々な視点から判断できる環境を整え、事業評価結果の透明性を高めるため、以下に3種類の評価指標を示す。
- 基本的に、費用対便益分析の評価方法としては、海外でも一般的に用いられている費用便益比(CBR:Cost Benefit Ratio)により評価することとする。
- なお、事業評価にあたり多様な視点から総合的に評価する必要がある場合には、他の指標についても算出することとしてはどうか。

評価方法	定義	特徴	適用例
費用便益比 (CBR: Cost Benefit Ratio) B/Cと表記	$\frac{\sum_{t=1}^n B_t / (1+r)^t}{\sum_{t=1}^n C_t / (1+r)^t}$	・毎年の費用、便益を現在価値に換算し、各総合計の比較により事業の投資効率性を評価 ・割引率によって値が変化	道路整備など長期的に費用便益の変動する可能性が小さい公共事業で採用
純現在価値 (NPV: Net Present Value)	$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$	・事業実施による毎年の費用と便益の差分を現在価値に換算し、合計の大きさを比較 ・割引率によって値が変化	年々変動する短期的なキャッシュフローについて時間価値を組み込み分析
経済的内部収益率 (EIRR: Economic Internal Ratio of Return)	$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r_0)^t} = 0$ となる r_0	・事業実施による毎年の費用と便益の差分を現在価値換算し、差分が0となる社会割引率から投資の効率性を判断。 ・割引率の影響を受けない。	海外投資案件など割引率の変動要因が大きい場合に、割引率の損益分岐点を求める

n: 評価期間、 B_t : t年度の便益、 C_t : t年度の費用、r: 割引率 (出典: 公共事業評価の費用便益分析に関する技術

指針(共通編) 参照)

2-3. 費用対便益評価における年経費率

13

- 設備投資に伴う費用は、当該投資に伴う費用（減価償却費相当）と運転維持費用およびその他費用に分類される。
- 投資に伴う費用は、割引率、法定耐用年数を考慮し算定することが可能。
- 運転維持費用は、一般送配電事業者の有価証券報告書により、各設備所管部門の営業費用から減価償却費を差し引くことで運転維持費用を推測することが可能。
- その他費用は、託送供給等収支報告の設備別費用明細表から、その他経費（雑給、消耗品費、委託費、諸費など）、一般管理費の実績から経費率を推測することが可能。
- 上記により、設備の年間経費を算出し、建設費に対する率（年経費率）を設備別に求めたものは以下の通り。（その他の設備については必要により個別で設定）

設備 (法定耐用年数)	年経費換算係数			年経費率合計
	初期投資に伴う費用	運転維持費用	その他費用	
変電設備(22年)	6.9%	2.8%	1.0%	10.7%
送電設備(架空) (36年)	5.3%	1.6%	1.0%	7.9%

3－4．信頼度に係る便益評価について

16

- 現在、供給信頼度を理由とした設備増強は、信頼度基準に基づき判断している（アデカシーとセキュリティ）。一定基準以下の信頼度に対しては便益に関係なく設備対策を実施している。一方で、基準を超える稀頻度事象に対しては、原則として供給支障等を許容し、設備対策は実施していない。
- 信頼度の評価は、停電発生頻度や停電コストを用いて貨幣価値換算が可能である。ただし、停電時間や時期、停電した事業者により大きく異なるため、適切な停電コストの評価は難しいのが実態である。
- 以上から、信頼度に関して費用対便益評価を適用する場合、現在の信頼度基準との関係を整理したうえで、適切な適用方法について検討が必要である。
- 一般的に、停電コストは信頼度基準の妥当性を確認するために用いられ、供給信頼度を理由とした設備増強はその信頼度基準に基づき実施している。
- 海外においても、直接的な経済便益として信頼度評価を用いている事例は少なく、総発電コスト低減などの経済便益評価において同等の評価となった場合に、補完的な優劣評価として信頼度を用いているのが実態である。
- 海外の実態等を踏まえれば、費用対便益評価における、基準を上回る信頼度向上分の評価は、補完的な優劣評価として用いることとしてはどうか。