

# 送電網投資の評価

金本良嗣

日本卸電力取引所理事長

政策研究大学院大学客員教授，東京大学名誉教授

# アウトライン

## 1. 送電網投資の費用便益分析

1-1. 送電網投資の費用便益分析：枠組み

1-2. TOOTとPINT

1-3. 費用便益分析の評価項目（ENTSO-E）

1-4. 発電コストアプローチと総余剰アプローチ

## 2. 広域連系システムのマスタープラン

2-1. 広域系統整備に関する長期展望：将来シナリオ

2-2. 広域系統整備に関する長期展望における評価項目

2-3. 広域系統整備に関する長期展望：ベースシナリオ

### 参考文献

金本・藤原「都市経済学（第2版）」東洋経済新報社，2016年．4章（都市交通），7節（交通投資の便益評価），付録（費用便益分析の基礎）．

金本・蓮池・藤原「政策評価ミクロモデル」東洋経済新報社，2004年．第2章2節、4節、付録「電力ネットワーク政策」講義資料：

20250630\_送電網投資について（マスタープランと整備計画紹介）.pdf

20250630\_送電網投資について（解説集）.pdf

ENTSO-Eガイドライン：[4<sup>th</sup> ENTSOE Guideline](#), [TYNDP2022 Implementation Guidelines](#), [TYNDP2024 Implementation Guidelines](#)

米国CBA事例：[Benefit-Cost Analysis of Proposed New York AC Transmission Upgrades](#), Brattle 2015.

# 1. 送電網投資の費用便益分析

- 1-1. 送電網投資の費用便益分析：枠組み
- 1-2. TOOTとPINT
- 1-3. 費用便益分析の評価項目（ENTSO-E）
- 1-4. 発電コストアプローチと総余剰アプローチ

# 1-1. 送電網投資の費用便益分析：枠組み

- シナリオ作成：電力需要，電源構成，地域分布
- 評価期間：N年間
- 評価モデル（シミュレーション・モデル）：4<sup>th</sup> ENTSO-E Guidelineの Modelling framework
  - 2.4.1 Multi-sectorial market simulations
  - 2.4.2 Power market simulations
  - 2.4.3 Power network simulations
  - 2.4.4 Redispatch simulations
  - 2.4.5 Multi-case analysis
- WithoutケースとWithケースの設定と比較：ネットワーク増強無し⇔ネットワーク増強あり
- 感度分析（評価結果の信頼性を評価）：4<sup>th</sup> ENTSO-E Guidelineの 2-6 Sensitivitiesにおける検討項目：
  - Fuel and CO2-Price, Long-term societal cost of CO2 emissions, Climate year, Load,
  - Technology phase-out/phase-in, Must-run, Installed generation capacity,
  - Flexibility of demand and generation, Availability of storage,
  - The commissioning date of various projects, Different assumptions in project specific data

# 1-2. TOOTとPINT

- Take Out One at the Time (TOOT) method: The reference network is a future target network. (日本の高速道路評価)
  - The projects are removed from the future target network, one at a time.
  - tendency to underestimate the benefits of projects
- Put IN one at the Time (PINT) method: The reference network is the initial state of the network
  - The projects under assessment are added to the reference network, one at a time.
  - Tendency to overestimate the benefits of projects

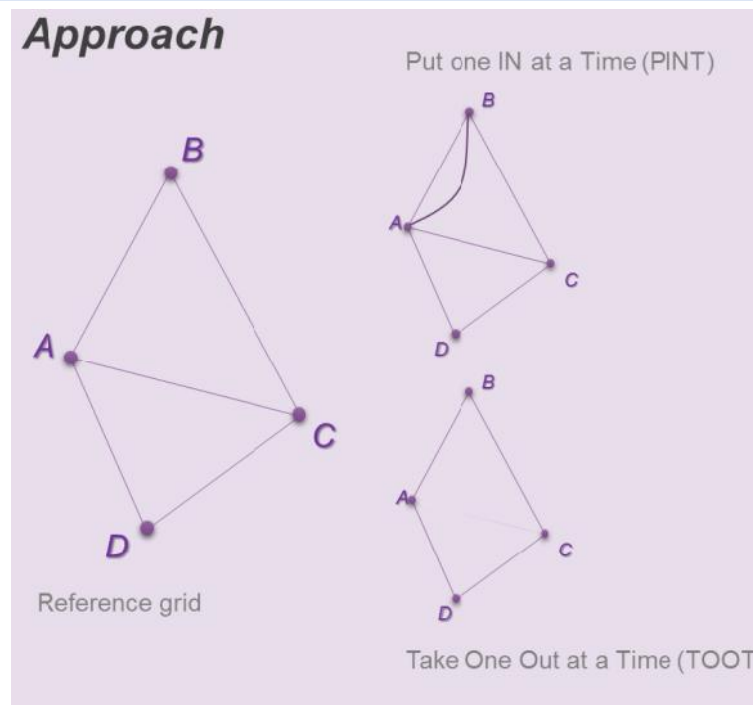


Figure 5: Illustration of TOOT and PINT approaches

# 1-3. 費用便益分析の評価項目 (ENTSO-E)

項目	概要	評価
<b>B1: SEW (社会経済厚生)</b> ※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における可変費の減少分とCO <sub>2</sub> コストの減少分	€/年
<b>B2: CO<sub>2</sub> emissions (CO<sub>2</sub>排出量)</b>	連系線増強によるCO <sub>2</sub> 排出変動量	トン/年
<b>B3: RES integration (再エネ導入)</b> ※RES:Renewable Energy Source	再エネ接続量増加、再エネ出力抑制量の削減	MW/年, MWh/年
<b>B4: Non-CO<sub>2</sub> Emissions (その他)</b>	非貨幣	—
<b>B5: Grid Losses (送電ロス)</b>	増強前後での送電ロスの変化	MWh/年 €/年
<b>B6: SoS: adequacy (アデカシー)</b>	予備力増加による便益 (停電コストが定められている場合に貨幣評価)	MWh/年 €/年
<b>B7: SoS: flexibility (系統の柔軟性)</b>	非貨幣	—
<b>B8: SoS: stability (安定性)</b>	非貨幣	—
<b>B9: Redispatch Reserves (再給電予備力)</b>	再給電用予備力の減少分, optional	€/年

# 1-4. 発電コストアプローチと総余剰アプローチ

- 発電コストアプローチ (The generation cost approach) : 発電コストを比較
  - 需要が完全に非弾力的な場合にはSEW (Socio-Economic Welfare) は総発電費用の減少に等しい.
- 総余剰アプローチ (The total surplus approach) : 消費者余剰, 生産者余剰, 混雑レント等を合計.

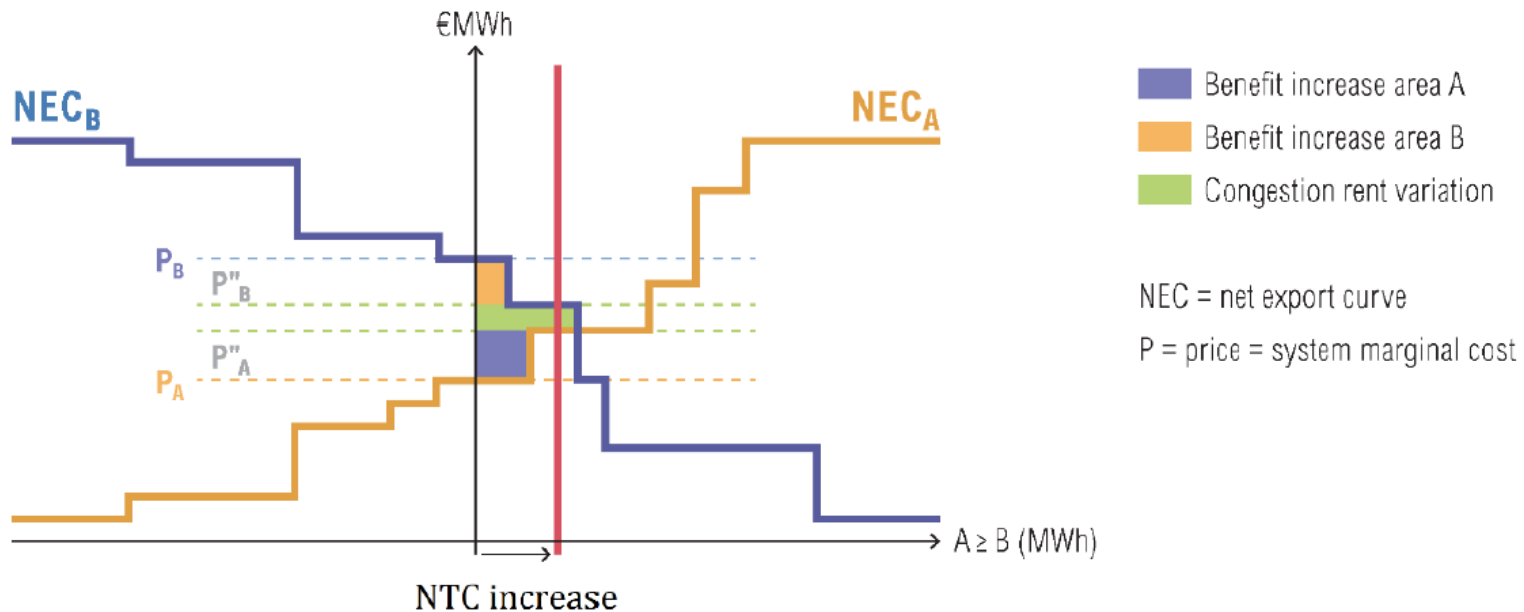


Figure 9: Illustration of benefits due to NTC increase between two bidding areas -+

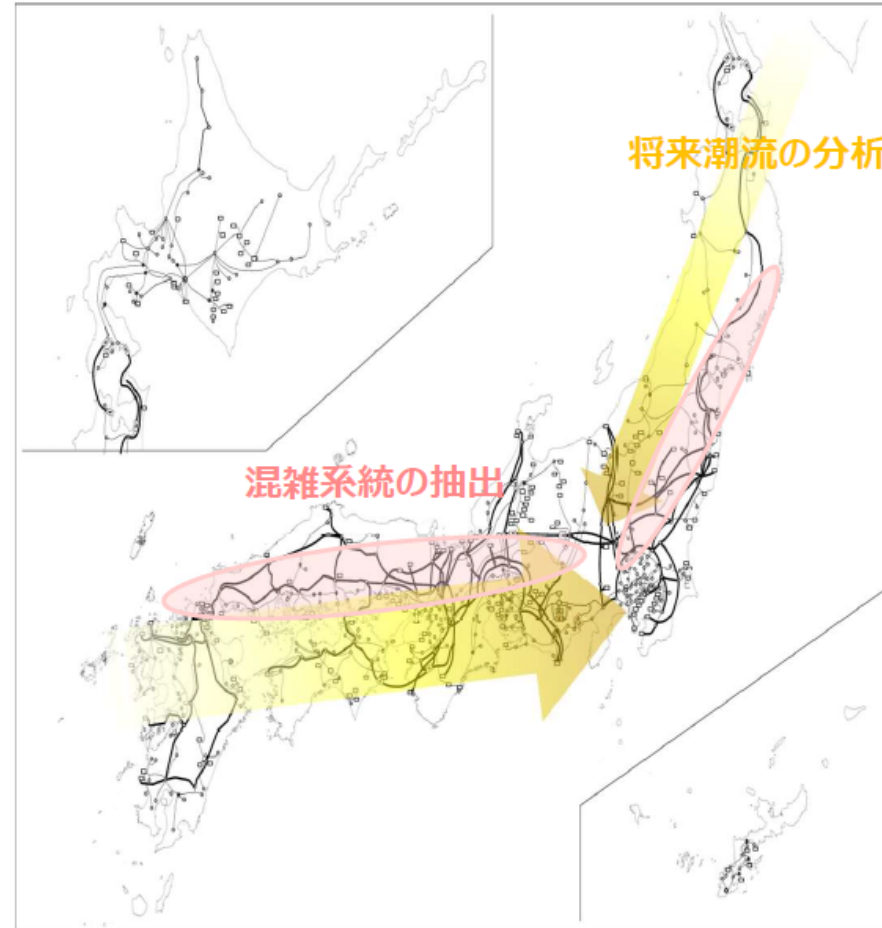
## 2. 広域連系系統のマスタープラン

- 2-1. 広域系統整備に関する長期展望：将来シナリオ
- 2-2. 広域系統整備に関する長期展望における評価項目
- 2-3. 広域系統整備に関する長期展望：ベースシナリオ

# 2-1. 広域系統整備に関する長期展望：将来シナリオ

## <長期展望における将来シナリオ>

		ベースシナリオ	
<b>需要</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 1.2兆kWh程度</li> <li>■ 水素製造・DACの約2割を再エネ電源近傍へ配賦</li> <li>■ 再エネ余剰活用需要の約2割が可制御でピークシフトできると想定</li> </ul>	
<b>電源構成</b>	再エネ	太陽光	■ 約260GW (※)
		陸上風力	■ 約41GW (※)
		洋上風力	■ 約45GW (官民協議会導入目標)
		水力 バイオマス 地熱	■ 約60GW (エネルギーミックス水準)
	火力 (化石+CCUS)		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 供給計画最終年度の年度末設備量</li> <li>■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 (廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定)</li> </ul>
	原子力		■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定
水素・アンモニア		■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定	



※第43回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

## 2-2. 広域系統整備に関する長期展望における評価項目

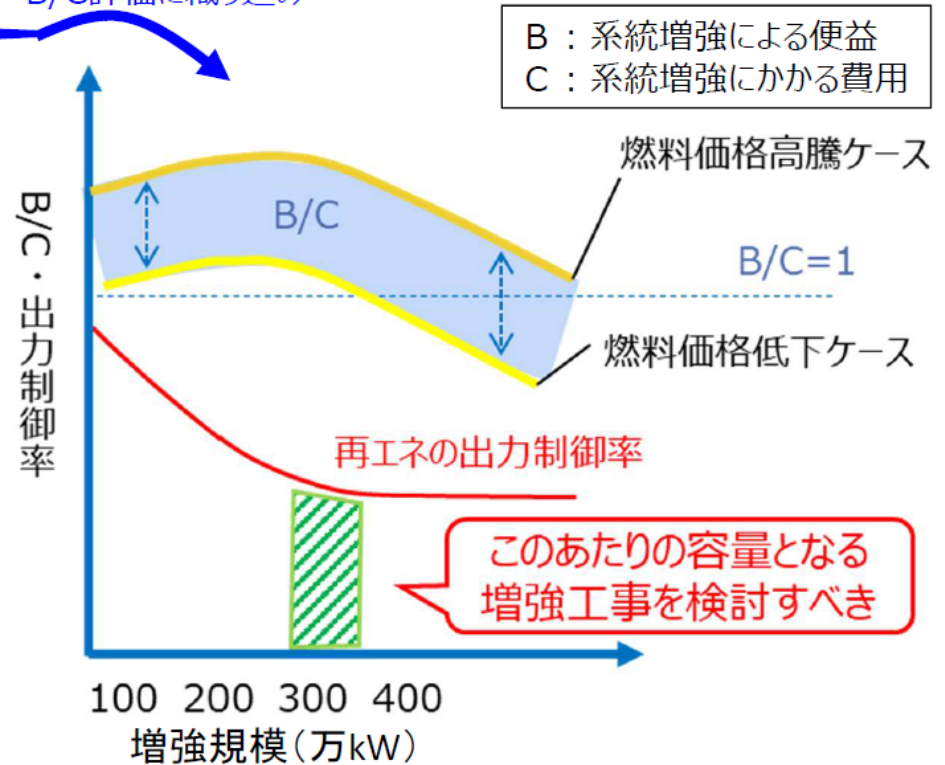
### <便益評価の項目>

【凡例】「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標

便益項目	長期展望における取扱い
燃料費	○
CO2対策コスト	○
アデカシー面※	○ (調達コストベース・停電コストベースの双方を算出し、少なくとも確実に見込める便益を評価)
送電ロス	○ (送電ロス費用を評価)
システムの安定性	◆ (信頼度基準を充足した上で、さらにシステムの安定性に寄与する効果を定性的に評価)
再エネ出力制御	◆
CO2排出量	◆
調整力	(再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)
慣性力	(再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)

### <増強規模選定のイメージ>

貨幣価値を算定し  
B/C評価に織り込み

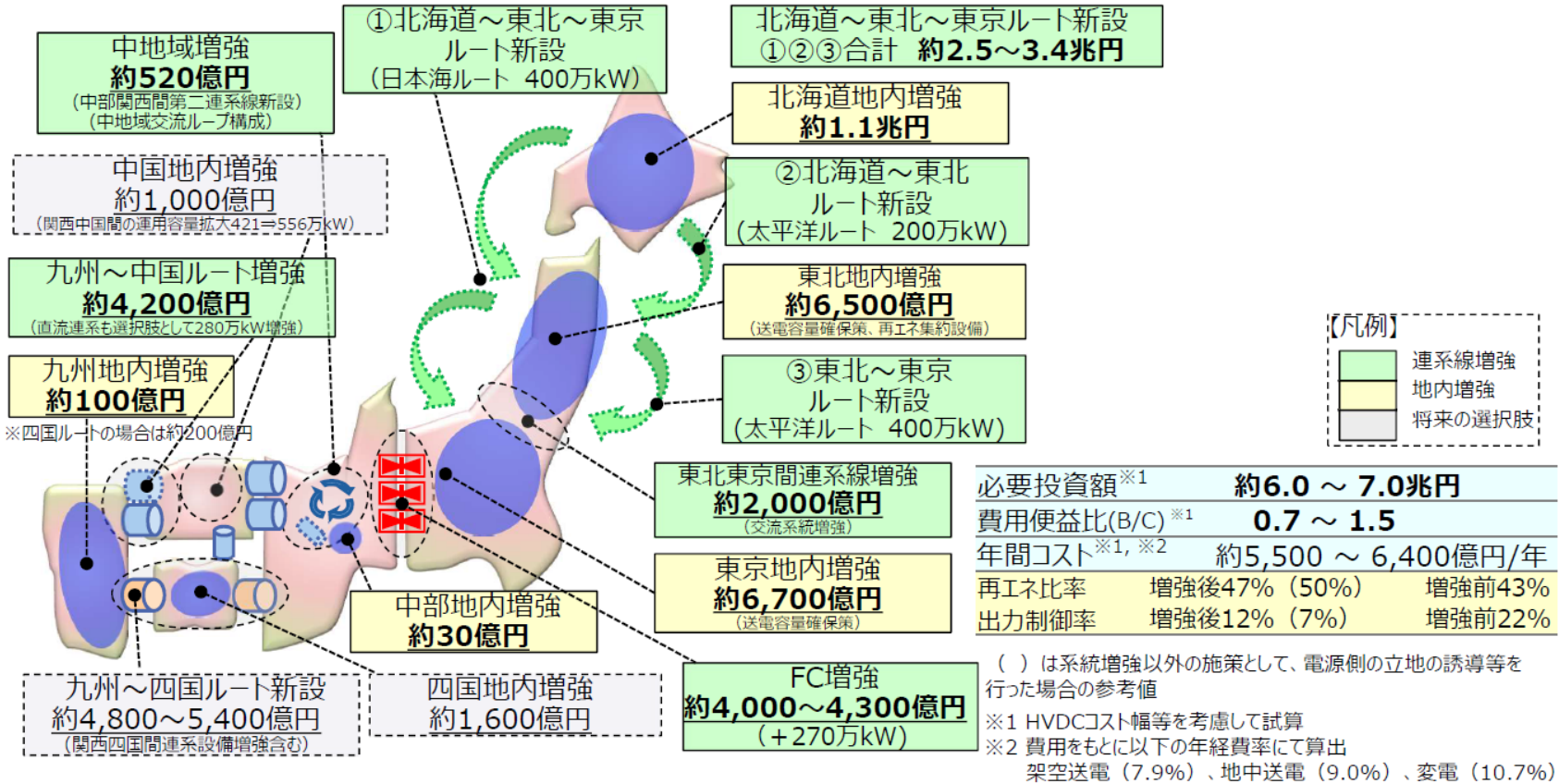


※ 系統増強による広域融通に伴う供給力確保量の節減効果

# 2-3. 広域系統整備に関する長期展望：ベースシナリオ

## <広域系統整備に関する長期展望>

### ベースシナリオ



## 2-4. 費用便益評価

- 需要立地自然体シナリオでHVDCの増強規模拡大や、各シナリオで地内増強の増減はあるものの、系統増強の基本的な内容（東地域のHVDC新設、中西地域の関門連系線増強、中地域増強及びFC増強）は、どのシナリオも共通。

分析項目	シナリオ	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
		<ul style="list-style-type: none"> <li>水素製造・DACの約8割を再エネ電源近傍へ配賦</li> <li>再エネ余剰活用需要の約8割が可制御でピークシフトできると想定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素製造・DACの約2割を再エネ電源近傍へ配賦</li> <li>再エネ余剰活用需要の約2割が可制御でピークシフトできると想定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素製造・DACの全量を需要地近傍へ配賦</li> <li>再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定</li> </ul>
系統増強の投資額※1 (年間コスト※2)		約6.0～6.9兆円 (約0.55～0.64兆円/年)	約6.0～7.0兆円 (約0.55～0.64兆円/年)	約6.7～7.9兆円 (約0.62～0.73兆円/年)
費用便益比 (B/C)		0.6 ~ 1.2	0.7 ~ 1.5	0.7 ~ 1.5
年間便益		約3,200 ~ 5,800億円/年	約4,200 ~ 7,300億円/年	約4,600 ~ 8,200億円/年
再エネ比率※3		49% (50%)	47% (50%)	47%
再エネ出力制御率※3		10% (7%)	12% (7%)	13%

※1 偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線等の広域連系系統の増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用（減価償却費、運転維持費など）

※3 ( ) は系統増強以外の施策として、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値。なお、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政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて同じ条件としていることに留意が必要

## 2-5. 費用便益評価における今後の課題

- 透明性の向上：費用便益評価の詳細な内容が分かりづらい。
  - 費用便益の計算期間が36年とされているが、具体的な計算方法の詳細が分からない。
  - シミュレーション分析のモデリング、パラメータ設定、分析結果等に関する詳細情報が不足している。
- 系統増強が再エネ導入量等の電源構成に与える影響を内生化する必要がある。
- その他の課題は？