

# 抄訳レポート

---

## ■ 抄訳対象 1

- TYNDP 2024 Scenarios Storyline Report, entsoe (2023)

<https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>

- 4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects, Final version approved by the European Commission, entsoe (2024)

<https://tyndp.entsoe.eu/news/entso-e-publishes-the-final-guideline-for-cost-benefit-analysis-of-grid-development-projects>

- ACCOMPANYING DOCUMENT TO 4<sup>TH</sup> ENTSO-E GUIDELINE FOR COST-BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, Version for ACER/EC/MS opinion, entsoe (2023)

[https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/CBA4/230424\\_for-opinion/230423\\_CBA\\_4\\_accompanying\\_document.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/CBA4/230424_for-opinion/230423_CBA_4_accompanying_document.pdf)

# 抄訳レポート

---

## ■ 抄訳対象 1

- IMPLEMENTATION GUIDELINES FOR TYNDP 2024 BASED ON 4th ENTSO-E GUIDELINE FOR COST BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, Draft version, entsoe (2024)

[https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/TYNDP%202024%20IG\\_intermediate\\_version.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/TYNDP%202024%20IG_intermediate_version.pdf)

## ■ 抄訳対象 2

- Explainer, Transmission Planning and Cost Allocation Final Rule, Building for the Future Through Electric Regional Transmission Planning and Cost Allocation, Docket No. RM21-17-000, Order No. 1920, NERC (2024)

<https://www.ferc.gov/explainer-transmission-planning-and-cost-allocation-final-rule>

## 評価

---

大項目	中項目	小項目	5	4	3	2	1	N/A
価値	日本にとって取り込む価値はあるか		●					
前提条件	前提条件（以下）が明確になっているか		●					
	日本と前提条件が合っているか	国土や地理						●
		地政学						●
		需要動向						●
		電源ポートフォリオ						●
		燃料制約						●
		各種インフラ状況						●
		電力制度						●
		電力市場						●
整理学	課題と解決策が明確に定義されているか		●					
	解決策は課題を解消できているか		●					

## 評価

---

大項目	中項目	小項目	該当
関係者	日本におけるステークホルダーはだれか	政府	●
		規制機関	●
		広域機関	●
		発電事業者	
		送配電事業者	●
		小売電気事業者	
		最終需要家	●
		メーカー	
		金融機関	●
		アカデミア・研究機関	●
		その他	

# 目次と分担：TYNDP 2024 Scenarios Storyline Report

1. TYNDP 2024シナリオの概要	①
2. シナリオフレームワーク	〃
3. シナリオストーリーライン	〃
3.1 分散型エネルギー	〃
3.2 国際展望	〃
4. ストーリーライン開発手法とシナリオドライバ	〃
5. 入力パラメータ	〃
6. ステークホルダーエンゲージメントシナリオ	〃
7. 次のステップ	〃
添付1	〃
添付2	〃
用語集	〃
図表一覧	〃
外部研究参照	〃

# 目次と分担：4th ENTSO-E Guideline

1. はじめに	②
1.1 範囲	〃
1.2 概要	〃
1.3 CBA実装ガイドラインおよびその他補足文書	〃
2. 一般的なアプローチ	〃
2.1 シナリオ	〃
2.2 学習範囲	〃
2.3 境界線と地内プロジェクト	〃
2.4 モデリングフレームワーク	〃
2.5 参照ネットワーク	〃
2.6 感度	〃
3. プロジェクト評価	〃
3.1 複数基準と費用便益分析による評価	〃
3.2 一般的な前提条件	〃
3.3 評価フレームワーク	〃
3.4 未成熟な指標	〃
4. 結びの言葉	〃

## 目次と分担：4th ENTSO-E Guideline

5. 効果・費用・残余影響	(3)
5.1 B1：社会経済厚生便益の方法論	〃
5.2 B2：CO <sub>2</sub> 変動による追加的社會便益の方法論	〃
5.3 B3：再エネ統合便益のための方法論	〃
5.4 B4：直接的でない温室効果ガス排出便器のための方法論	〃
5.5 B5：送電口ス便益のための方法論	〃
5.6 B6：供給信頼度の方法論：需要側便益を満たすアデカシー	(4)
5.7 B7：供給信頼度の方法論：フレキシビリティの便益	〃
5.8 B8：供給信頼度の方法論：系統安定性の便益	〃
5.9 B9：電源再給電のための予備力必要量削減	〃
5.10 C1：CAPEXの方法論	〃
5.11 C2：OPEXの方法論	〃
5.12 気候適応策	〃
5.13 残留影響に関する一般的な記述	〃
5.14 S1：残留環境影響に関する方法論	〃
5.15 S2：残留社会的影響の方法論	〃
5.16 S3：その他残余影響の方法論	〃

## 目次と分担：4th ENTSO-E Guideline

6. 補足的な方法論	⑤
6.1 EUエネルギー目標への貢献	〃
6.2 ハイブリッドプロジェクトの評価方法	〃
6.3 プロジェクト評価のための再給電シミュレーション	〃
6.4 供給停止の価値	〃
6.5 気候適応策に基づく気候レジリエンス	〃
7. 付録	〃
一般的な定義	〃
略語	〃

## 目次と分担：ACCOMPANYING DOCUMENT

規則との一貫性	⑥
CBA Guideline 3 <sup>rd</sup> と 4 <sup>th</sup> の主要な差分	〃
ステークホルダーエンゲージメント	〃
文書の構成	〃
今後の見通しと予定	〃

## 目次と分担：IMPLEMENTATION GUIDELINES

TYNDP2022 Implementation Guidelineと比較した変更点	⑦
概要と適用範囲	〃
モデリングフレームワーク	〃
シナリオ (CBA4 の 2.1)	〃
市場シミュレーション (CBA4 の 2.4)	〃
ネットワークシミュレーション (CBA4 の 2.4)	〃
再給電シミュレーション (CBA4 の 2.4.4 および 6.3)	⑧
プロジェクト稼働日の評価 (CBA4 の 2.5)	〃
一般概念と仮定	⑨
投資のクラスタリング (CBA4 の 3.2.1)	〃
送電容量の計算 (CBA4 の 3.2.3)	〃
正味送電能力	〃
便益の指標 (B1-B9)	〃
B1 – 社会経済厚生便益 (CBA4 の 5.1)	〃
B2 – CO2変動による追加的な社会的便益 (CBA4 の 5.2)	〃
B3 – 再エネ統合 (CBA4 の 5.3)	〃
B4 – 直接的でない温室効果ガス排出便益 (CBA4 の 5.4)	〃

## 目次と分担 : IMPLEMENTATION GUIDELINES

B5 – 送電口スの変動 (CBA4 の 5.5)	〃
B6 – 供給信頼度 : アデカシー (CBA4 の 5.6)	〃
B7 – 供給信頼度 : フレキシビリティー (CBA4 の 5.7)	〃
B8 – 供給信頼度 : 系統安定性 (CBA4 の 5.8)	〃
B9 – 電源再給電のための予備力 (CBA4 の 5.9)	〃
EUエネルギー目標への貢献 (CBA4 の 6.1)	⑩
ET1 : 相互接続目標	〃
ET2 : エネルギー効率	〃
ET3 : 再エネの普及	〃
プロジェクト費用	〃
CAPEX (CBA4 の 5.10)	〃
OPEX (CBA4 の 5.11)	〃
気候適応策	〃
残余影響 (CBA4 の 5.12-15)	〃
プロジェクトレベルの指標	〃
貯蔵のモデリング	〃

## 目次と分担 : IMPLEMENTATION GUIDELINES

ハイブリッドプロジェクトの評価 (CBA4 の 6.2)	⑩
ハイブリッド系統連系の定義	〃
妥当性チェック	〃
プロジェクト推進者の直接入力	〃
市場設定 – 洋上入札ゾーン 対 国内市場	〃
付録	〃
A. 定量的想定	〃
I . 一般的な前提条件	〃
II . タイプ別CO2排出量	〃
III . CO2非排出ファクター	〃
IV . プロジェクト標準コスト	〃
B. 参照グリッド : プロジェクトリスト	〃
C. 発電力テゴリー	〃
D. 潮流計算の時間ポイント	〃
E. プロジェクトレベル指標の計算例	〃
I. B7.1 バランシングエネルギー取引	〃
B.B9 電源再給電のための予備力	〃
C 世界の社会経済厚生便益の計算例	〃

## 目次と分担：FERC

エグゼクティブ・サマリー	(11)
はじめに	〃
最終規則の主な決定	〃
1. 長期地域送電計画	〃
2. 長期的な地域送電コスト配分	〃
3. 代替送電技術の強化	〃
4. 地域送電計画プロセスにおける地域送電計画のインプット	〃
5. 地域間送電調整	〃
よくある質問	〃
詳細	〃
用語集	〃

- **TYNDP 2024 Scenarios Storyline Report, entsoe (2023)**
- 4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects, entsoe (2024)
- ACCOMPANYING DOCUMENT TO 4TH ENTSO-E GUIDELINE FOR COST-BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2023)
- IMPLEMENTATION GUIDELINES FOR TYNDP 2024 BASED ON 4th ENTSO-E GUIDELINE FOR COST BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2024)
- Explainer, Transmission Planning and Cost Allocation Final Rule, Building for the Future Through Electric Regional Transmission Planning and Cost Allocation, NERC (2024)

## 用語集

英語	日本語訳 候補	解説・相談ポイント
storyline	構想	辞書では、「筋」などの訳もある
Regulation (EU)	規則 (EU)	この訳語でよいか

用語	定義 候補	解説・相談ポイント
Hybrid Heat Pump	電気ヒートポンプとガス凝縮ボイラを組み合わせた暖房システム	
NECPs (National Energy and Climate Plans)	国家エネルギー・気候計画。2021年から2030年までを第1期とする	
P2G (Power to Gas)	ガスは、水素、メタン、アンモニア	
P2L (Power to Liquids)	水電解とフィッシャー・トロプシュ法による水素製造	
EC (European Commission)		
ACER		
MS		

## 1. 導入：TYNDP 2024シナリオ

### ■ 本レポートの位置づけ

- 規則(EU)2022/869では、ENTSO-EとENTSOGが、それぞれの10年ネットワーク開発計画 (Ten-Year Network Development Plans (TYNDPs)) の観点から、共同で将来シナリオを開発することを要求している。
  - シナリオを定義するには、質的なストーリーの展開を検討する必要がある。
  - TYNDP2024は、TYNDP2022の構想を引き継いでいるため、この構想の再検討が求められる。
  - TYNDP2024は、1つの国家政策シナリオ、2つの逸脱シナリオを持つ。本レポートはこの2つの逸脱シナリオの構想を説明するものである。

- ENTSO-EとENTSOGが共同でシナリオ構築する理由は、電力とガスの相互作業が大きいためである。
- TYNDPシナリオとその構想の目的は、EUの電力・ガスの共通インフラ利益プロジェクト (Project of Common Interest, PCI) を評価するための費用便益分析 (CBA) の計算に利用することである。
- TYNDP2024構想は、TYNDP2022構想と大きく変わらないが、2022へのフィードバックを反映して修正している点が新しい。

## 2. シナリオフレームワーク

### ■ 異なる時間軸をカバーするシナリオ

- 6つのシナリオがある。シナリオの開発方法により、National Trends+ (NT+)シナリオまたは、逸脱 (Deviation) シナリオ (Distributed Energy (DE)およびGlobal Ambition (GA)) とラベル付けする。
  - NT+シナリオ：欧州目標から導かれる国家エネルギー戦略と環境政策を反映している。2030年と2040年を対象とする
  - 逸脱シナリオ：NT+シナリオからの逸脱であり、2040年と2050年のそれぞれでDEとGAが作成される。スナップショットとして2035年も報告される

TYNDP 2024 SCENARIOS STRATEGY

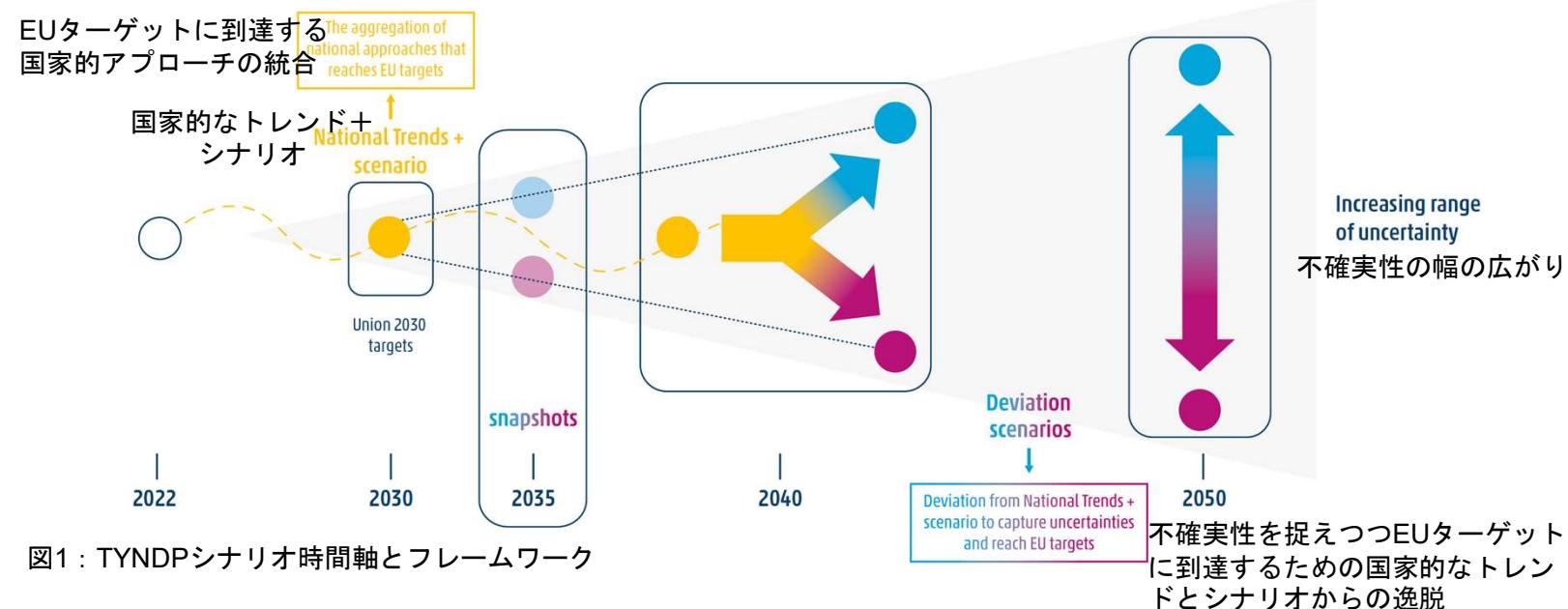


図1 : TYNDPシナリオ時間軸とフレームワーク

### 3. TYNDP 2024のためのシナリオ構想

- TYNDPプロセスは、EU加盟国の国内戦略と欧州戦略を考慮し、技術中立的なアプローチで達成される。
- シナリオ選択戦略を定義する要素は以下の通りである。
  - 欧州の温室効果ガス削減の野心に沿った、各国のエネルギー・気候政策の最新動向を反映させる。
  - 再エネの開発とエネルギー効率の最大化、もしくは低炭素技術とエネルギー輸入への依存に関連する不確実性を認識する。
  - エネルギー供給、産業活動、農業収穫、消費材について、EUの独立性の異なるレベルを探る。

表1：ハイレベルドライバーに基づく構想の相違点

	DISTRIBUTED ENERGY HIGHER EUROPEAN AUTONOMY WITH RENEWABLE AND DECENTRALISED FOCUS	GLOBAL AMBITION GLOBAL ECONOMY WITH CENTRALISED LOW CARBON AND RES OPTIONS
GREEN TRANSITION	エネルギー効率の第一原則、およびエネルギーと気候に関するEUの2030年目標、および2050年気候ニュートラル目標に完全に合致している。	エネルギー効率の第一原則、およびエネルギーと気候に関するEUの2030年目標、および2050年気候ニュートラル目標に完全に合致している。
DRIVING FORCE OF THE ENERGY TRANSITION	地域/国レベルで移行を開始(プロシューマー)	欧州/国際レベルでの移行を開始
ENERGY INTENSITY	RESとスマートセクター統合の最大化によるEUのエネルギー独立性と戦略的独立性の目標(P2G/P2L/P2M)	低炭素エネルギーと多様化された輸入により保管された高いEU再エネ開発
TECHNOLOGIES	循環型社会によるエネルギー需要の削減とエネルギー消費行動の改善	エネルギー需要の削減は、エネルギー供給の脱炭素化と多様化を優先する。
	プロシューマーと変動するRES管理によるデジタル化	デジタル化と自動化はEUビジネスの競争力を強化する。
	分散型技術(太陽光発電、バッテリーなど)とスマート充電の重点分野	大規模技術(洋上風力発電、大規模貯蔵)に焦点を当てる
	電気ヒートポンプと地域暖房に重点を置く	幅広い暖房技術に焦点を当てる。e.g., ハイブリッド暖房技術
	EVの割合が高く、e-liquidsとバイオ燃料が大量輸送を捕う。	モビリティ分野(電力、水素、e-リキッド、バイオ燃料)にまたがる幅広い技術とエネルギーキャリア
	最小のCCSと原子力	CCSと原子力の統合

### 3.1. 分散電源 (Distributed Energy, DE)

#### ■ 需要側

- 電化に重点を置き、エネルギー消費の削減に強い責任を持つ
  - ・ 住宅部門と三次産業部門：熱再利用（全電化ヒートポンプ、地域暖房、エネルギー効率改善）
  - ・ 運輸部門：EV、公共交通の活用
  - ・ 産業部門：戦略的な産業を維持しつつエネルギーの高効率・再利用の促進

#### ■ 供給側

- 野心的なRES開発立に対する高い国民の受容性の達成
  - ・ プロシユーマ行動の開発が一般的になる
  - ・ 屋上PV、地域冷暖房、地下熱利用、バイオマス利用等の地域RESプロジェクトへの市民の参加率が高まることが必須である

#### ■ 電力システム

- ヒートポンプとEVの急増による最終エネルギー需要電化の本格化
  - ・ 風力とPV導入の最大化、火力発電がほとんど残っていない電力系統の実現
  - ・ 需要側柔軟性の向上が必要（短期：家庭用バッテリーとEVのスマート充電、需要シフト、長期：水素利用による季節間の柔軟性の向上）

#### ■ 欧州エネルギーシステムの設計

- 低炭素エネルギー輸入の達成は優先されない（エネルギー自給率維持への配慮）

## 3.2. 世界的な望み (Global Ambition, GA)

### ■ 需要側

- 脱炭素化が様々な技術により達成される
  - 高断熱ビル, オール電化熱供給, ガス配管普及寒冷地ではハイブリッドヒートポンプを活用
  - EV促進, バイオLNG, バイオメタン, 燃料電池自動車 (FCEV)
  - 天然ガスを水素とバイオメタンで代替, バイオマスの液体・ガス燃料への転換
  - 産業部門: 自動化とデジタル製品による競争力強化
  - 低炭素燃料の輸入, 競争力の維持のためグローバルな脱炭素ソリューション

### ■ 供給側

- 電気, 水素, バイオメタン, 合成バイオ燃料, CCS
- 水素とバイオ燃料の国際市場が確立し, 2030年以降急速に拡大

### ■ 電力システム

- 再エネ導入の欧州大の最適化
  - 北欧は洋上風力 (北海エネルギーハブ), 欧州南部はPV, 原子力は各国エネルギー政策
  - DSM, EVスマート充電

### ■ 欧州エネルギーシステムの設計

- 再エネ開発と電力・ガス・バイオ燃料の輸入によるバランスの取れたエネルギーミックス
- CCSの活用

## 4. 構想の開発方法とシナリオ・ドライバー

- 構想は、ハイレベルなドライバーを正しく特定し、結果を定量化することで、シナリオ間の差異を保証
- 構想マトリックスを作成する（付録1）



図2:ストーリーラインの特徴を指定する方法(例)



図3:トップダウンシナリオのハイレベルなドライバー

SECTOR	RESIDENTIAL	TRANSPORT
SUB-SECTOR	Heating	Passenger Travelling
ISSUE	新築住宅におけるヒートポンプ	ホームオフィスの割合の増加
ISSUE DESCRIPTION	ヒートポンプは、性能係数とも呼ばれる高い効率を持つ。さらに、換気システムが必要な新築住宅では、ヒートポンプを逆転弁を使った冷房に使用することができる。	最近の傾向として、ホームオフィス(コロナパンデミック後)の割合が高いことがわかる。
QUESTION	ヒートポンプは建物の年間熱需要を削減するが、冷房のための新たな電力需要を生み出すか(例:例:北欧諸国)?  How will this impact the energy system?	<ul style="list-style-type: none"> <li>ホームオフィスは通勤や交通需要にどのような影響を与えるか?</li> <li>これで個々の自動車の数は減少するのでしょうか?</li> <li>Will ownership still be the main trend, or will car sharing take over?</li> <li>これにより、電力系統のvehicle2gridによる柔軟性にどのような影響がありますか?</li> </ul>

表2:ハイレベルドライバーに基づくストーリーラインの差別化

## 5. 入力パラメータ

### ■ TYNDP2024の逸脱シナリオのための供給関連の入力案

- 太陽光, 風力, 原子力, 電池容量の軌跡
- 技術コスト
- エネルギー商品とCO2の価格
- メタン・水素のEU外部からの輸入ポテンシャル, 価格
- 供給ツール

### ■ TYNDP2024の逸脱シナリオのための需要関連の入力案

- 入力と出力の完全な需要シナリオは、完全な透明性をもってオープンソースツールとともに利用可能

### ■ 方法論の前提条件案

- ツールチェーン, モデル化の原則, 5つの主要なイノベーションを含む

### ■ 炭素収支の方法論の案

### ■ 電力・水素の参照グリッド, 電力・水素の投資プロジェクト候補, コスト想定案

- これらのデータセットは、TYNDP for the Identification of System Needs and CBA process の次のステップのためのデータセットであるため、コストの方法論を除いて情報提供のみである。シナリオの目的のために、展開方法は線形緩和を仮定して、リストされた候補を考慮した。

### ■ NT+シナリオの需給入力

- TSOからの情報を積み上げ

## 6. TYNDP 2024シナリオの利害関係者の関与

- シナリオ策定チームは以下の4つの原則に基づいてTYNDP 2024を策定
  - 初日からの利害関係者の関与, 主要パラメータの入力, ハードデータに関するコンサルテーション(概念だけにとどまらない), フィードバックとインタラクションの透明性のある文章
- シナリオステークホルダ参照グループ(シナリオSRG)
  - 電力市場関連協会, ガス(メタンと水素)市場関連協会, 冷暖房利害関係者, CCS・CCUS利害関係者, 独立系アグリゲータ, 需要側運用者, 供給側運用者, エネルギー効率化ソリューション機関, エネルギー消費者協会, 市民団体代表, その他組織, 独立系専門家
- ステークホルダ円卓会議
  - 需要: 部門別, 運送会社別の国レベルの最終エネルギー需要
  - 方法論: Power-to-H2、電気自動車、ヒートポンプ、オフショアに関する技術革新を、関連する仮定とともにモデル化する。
  - 供給: 再生可能エネルギー技術の容量、原子力技術の容量、コスト、価格、輸入ポテンシャル、転換係数、その他の供給前提条件の供給軌跡
  - 炭素予算

## 7. 次のステップ<sup>o</sup>

- ENTSOGとENTSO-Eは、公開協議と利害関係者のラウンドテーブルに基づいて入力パラメータを確定し、TYNDP 2024シナリオを構築するために必要な定量化とモデリングを実行する。このモデリングにより、(定性的な)ストーリーは、完全に定量化されたシナリオに変換される。シナリオ報告書の草案は、2023年末までに公開される予定である。
- ENTSOGとENTSO-Eは、TYNDP2024で使用される最終定量化シナリオを改良し、確立するために、すべての協議フィードバックを使用する。公開協議後のシナリオ報告書案は、2024年初めに公表され、ACER、MS、ECに提出される予定である。本提出後3ヶ月以内に、ACERはシナリオフレームワークガイドラインへのシナリオの準拠に関する意見を提供し、ECはACERの意見書を受領後3ヶ月以内にシナリオレポートを承認する(または修正を要請する)。最終的なシナリオは、TYNDP 2024の開発プロセスに反映される。シナリオデータセットは、システムニーズ評価プロセスとPCI選択のための費用便益分析(CBA)の中で使用される。

## 付録1. 構想マトリックス

	分散型エネルギー Higher European autonomy with renewable and decentralised focus	NATIONAL TRENDS + The aggregation of national pathways to reach EU targets	GLOBAL AMBITION Global economy with centralised low carbon and RES options
GREEN TRANSITION	エネルギー効率の第一原則、およびエネルギーと気候に関するEUの2030年目標、および2050年気候ニュートラル目標に完全に合致している。		
DRIVING FORCE OF THE ENERGY TRANSITION	地域/国レベルで移行を開始(プロシューマー) RESとスマートセクター統合の最大化によるEUのエネルギー独立性と戦略的独立性の目標(P2G/P2L/P2M)		欧州/国際レベルで移行を開始  低炭素エネルギーと多様な輸入で補完されたEUのRES開発の高さ
ENERGY EFFICIENCY	循環型社会によるエネルギー需要の削減とエネルギー消費行動の改善 プロシューマーと変動するRES管理によるデジタル化		エネルギー需要の削減は、エネルギー供給の脱炭素化と多様化を優先する。  デジタル化と自動化はEUビジネスの競争力を強化する。
TECHNOLOGIES	分散型技術(太陽光発電、バッテリーなど)とスマート充電の重点分野 電気ヒートポンプと地域暖房に重点を置く EVの割合が高く、e-liquidsとバイオ燃料が大量輸送を補う。 Minimal CCS and nuclear		大規模技術(洋上風力発電、大規模貯蔵)に焦点を当てる  ハイブリッド暖房技術など、幅広い暖房技術に焦点を当てる。  モビリティ分野(電力、水素、e-リキッド、バイオ燃料)にまたがる幅広い技術とエネルギーキャリア  核医学とCCSの統合

- TYNDP 2024 Scenarios Storyline Report, entsoe (2023)
- **4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects, entsoe (2024)**
- ACCOMPANYING DOCUMENT TO 4TH ENTSO-E GUIDELINE FOR COST-BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2023)
- IMPLEMENTATION GUIDELINES FOR TYNDP 2024 BASED ON 4th ENTSO-E GUIDELINE FOR COST BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2024)
- Explainer, Transmission Planning and Cost Allocation Final Rule, Building for the Future Through Electric Regional Transmission Planning and Cost Allocation, NERC (2024)

## 用語集

用語	定義 候補	解説・相談ポイント
TEN-E Regulation	(EU)2022/869という、欧州全体での電力インフラに関する規則	
CBA	費用対便益評価、Cost Benefit Analysis	
climate neutrality objective	気候中立目標	
commissioning date	試運転日	

## 1. Introduction

- このCBCガイドラインは(EU)2022/869という欧州全体の電力インフラ要件に準拠して作成された。
  - (EU)2022/869は 'TEN-E Regulation' と呼ばれ、新たに以下の内容を含む。
    - インフラに関わるステークホルダーの関係性強化
    - 2030年及び2050年の気候中立目標を達成するための要件
- このガイドラインでは系統システム全体での費用対便益評価を可能にする指標をまとめている。
  - 主な指標は以下の通り。
    - 再生可能エネルギーとエネルギー貯蔵の統合について
    - 市場統合について
    - 供給安定性 (SoS)
    - 持続可能性

## 1.1 本ガイドラインの範囲

- TYNDP(系統開発10ヶ年計画)は下図に示すプロセスがある。
  - シナリオの構築、プロジェクト収集、システムのニーズ特定、費用対便益評価(CBA)の4プロセス。
- 本ガイドラインは最後のステップである、CBAを実行する手法について記載する。
  - 系統調査方法、市場分析方法、モデリングの方法、CBAを実施するためのENTSO-Eでの基準について記載している。
- 送電に関する便益評価のために、ENTSO-Eでは多数の指標を用いている。
  - ほとんどの指標は金銭的価値で表現される。
  - 一部の指標は物理量(t, GWh等)で定量化している。



## 1.2 本ガイドラインの概要

### ■ 章構成は以下の通り。

- 1章ではCBAで使用するために開発された指標のコンテキストを記載。
- 2章では一般的なアプローチについて記載。
- 3章ではモデル化の前提条件や指標の構造といった、評価方法について記載。
- 4章では本ガイドラインの目的をまとめて記載。
- 5章では便益・費用に関わる指標について詳細を記載。
- 6章では指標固有ではない一般的な計算方法について記載。

## 1.3 CBA実装ガイドラインおよびその他補足文書

- 本ガイドラインには各指標の詳細な計算方法、パラメータ、特定の仮定を記載しない。
- シミュレーションの際にはそれぞれのTYNDPで詳細情報を補完する必要がある。
  - シナリオレポートには本ガイドラインで定義されていないシナリオ固有の詳細が記載されている。
  - シナリオレポートと実施ガイドラインを合わせて用いることで、TNYDP全体の手引きを提供している。
  - 下表に、補足文書で定義されている指標の概要を一部抜粋して示す。

Indicator or rule	Information required to be provided
Transfer Capability Calculations	<p>Steps of the NTC calculations process including for each step: input, modelling tools and output.</p> <p>The method for the selection of critical branches and critical outages</p> <p>For each project: the information whether power shift or load shift has been used</p> <p>For each project: the tool used for the calculation.</p> <p>For each project: information on whether year-round calculations or PIT have been used</p> <p>Information on the usage of TRM and TTC. Percentile value used as a threshold.</p>
Geographical scope	An overview of the geographical scope on which the costs and benefits are applied needs to be given, e. g. how costs and benefits in non-EU MS are being considered and in- or excluded from the final results
B1. Socioeconomic Welfare	<p>Method for reporting the part of SEW from fuel savings due to the integration of RES (SEW-RES) and the avoided CO<sub>2</sub> cost (SEW-CO<sub>2</sub>) In the event of redispatch simulations, a detailed description of the methodology used.</p> <p>For each project: the methodology used to assess each project</p>
B2. CO <sub>2</sub> Emissions	Societal cost to be used.
B3. RES Integration	How to report avoided RES spillage (dump energy) from the market simulation results.
B4. Non-direct greenhouse Emission	List of emission types and factors per generation category, with references or calculation details
B5. Variation in Grid Losses	<p>Monetisation of losses on HVDCs between different market nodes</p> <p>Assumption to apply for the compensation of partial double counting with SEW</p> <p>Number of climate years to be used</p> <p>Information regarding whether points in time were used and the specific points in time used</p>

評価指標とその概要（一部抜粋）

## 2. 一般的なアプローチ

■ 計画を評価するために使用される一般的なアプローチでは、以下が考慮される。

- 将来シナリオと検討期間
- 国内及び国外の考慮事項
- 分析する際のモデル化フレームワーク
- 系統増強の影響を評価する系統の定義
- 分析を簡易化するための複合的事例分析
- 感度解析

■ 以降の章でこれらについて議論している。

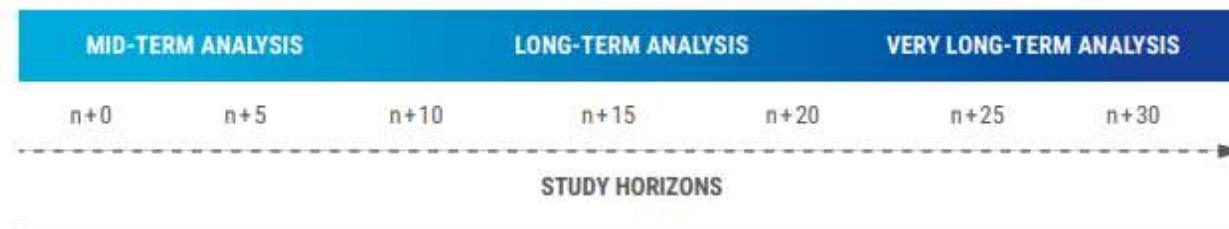
## 2.1 シナリオ

- シナリオ分析は系統に生じうる課題の範囲をとらえ、将来に向けた展開を構築することである。
- EUは以下の要件をシナリオに要求している。
  - 2030年及び2050年の気候中立目標 (CO<sub>2</sub>実質排出率目標)
    - これを達成するための、再生可能エネルギー導入目標もシナリオ内で設定される。
  - エネルギー効率第一原則
    - エネルギー効率指令(EU)2018/2002(EED)で定義された、エネルギー効率の目標値。
    - DSR、V2G、蓄電、バッテリーによって促進される。
- シナリオは「発電ポートフォリオ」、「需要予測」、「他系統との電力交換パターン」で記述される。
  - シナリオには発生確率を付加しない。
    - あくまで不確実性を捉えるためのものである。
    - そのため、どのシナリオが正しい、間違っているといったことはなく、全て平等に扱う。
- 特定のシナリオは国の動向と強くリンクしている。
  - エネルギー政策や気候計画といった国家戦略に基づいてシナリオが立案される。
  - シナリオ立案プロセスは全てレポートに記載され、評価される。
    - エネルギー効率目標への貢献を加味した、総合的なシナリオ立案が求められている。

## 2.2 検討期間

- シナリオは時間軸によって分類される。

期間	概要
5~10年の中長期	中期的な分析は、この時間軸の予測に基づく必要がある。
10~20年の長期	長期的な分析は、ENTSO-Eシナリオに基づく必要がある。
30~40年の非常に長期	非常に長期の分析は、ENTSO-E 2050 reportに記載のシナリオに基づく必要がある。



## 2.3 国外を含めたプロジェクトと国内プロジェクト

- 国外への電力供給能力のみを用いてプロジェクトを評価すると便益の過小評価につながる可能性がある。
  - 多くのプロジェクトは、特定の国境への供給能力の向上以外にも大きな便益がある。
  - そのため、プロジェクトの種類に応じて適切な評価が必要である。
- 現状、国外を含めた便益の計算には3つの方法がある。
  - 市場シミュレーション
  - ネットワークシミュレーション
  - 再給電シミュレーション
- どの手段を用いたとしても、全てが同じシナリオに基づいているので全体の一貫性は確保されている。

## 2.4 モデリングの枠組み

- 2-3節で述べた3つのシミュレーションについて解説する。
- 市場シミュレーションは更に2種類に分類される。
  - 電力市場以外の、水素や熱、バイオマス市場などを含めた多分野市場シミュレーション
    - ・ 各商品の需要曲線と供給曲線に基づいて清算する形でモデル化される。
  - 電力市場のみを対象にした電力市場シミュレーション
    - ・ 発電機の発電コスト最適化計算で用いられる。
    - ・ 発電と需要のモデルに加えて、入札地域の異なる場所間の限界費用も市場モデルに含まれる。
    - ・ 系統モデルは、市場間の輸送容量によって簡易的に表現したNTCモデルあるいはメッシュ化された送電系統をそれぞれの送電容量をモデル化した詳細モデルが用いられる。
- ネットワークシミュレーションは、系統を高レベルで詳細に表現するモデルを使用する。
  - 発電-負荷-市場に対して流れる電力を計算する。
- 再給電シミュレーションは、市場シミュレーションから取得した送電制約を、発電機のディスパッチで軽減するためのコストを計算する。詳細は6.3節参照。

## 2.5 参照ネットワーク

- 参照ネットワークとは、プロジェクトを評価する際の初期系統である。
  - 既存のグリッドと、シナリオで考慮される日付までに実施される可能性が高いプロジェクトで構成。
- シミュレーションに含めるプロジェクトは、以下の通り。
  - その設備が建設段階にある。
  - プロジェクト完了時の影響評価を正常に完了している。
  - 計画されているが、まだ許可されていない状態にあり、実現可能性が高い。
    - プロジェクトが国家間開発である。
    - プロジェクトが最終投資決定に関して明確な立場にある。
    - シナリオ範囲でプロジェクトの試運転日が予定されている。
- 試運転日は以下のように評価されて初めて参照ネットワークに組み込むことができる。
  - 参照ネットワークに関わる各国で試運転日について評価、各国間で合意が必要。
  - プロジェクトの試運転日が現実的であるかどうかの評価。
  - 試運転日の評価に関するパラメータは、各研究固有のガイドラインに明記が必要。

## 2.6 感度

- 将来シナリオの不確実性を考慮するために、感度分析を用いる。
- 感度分析の目的は、新しいシナリオを定義することなく特定のパラメータの変化に関するシステムの動作を把握することである。
- TYNDPの経験に基づいて、感度分析のために使用することができる指標の例を以下に示す。
  - 燃料とCO<sub>2</sub>価格
    - 発電所の発電コストを決定し、メリットオーダーを決定する指標。
    - 市場シミュレーションと系統シミュレーションが必要。
  - CO<sub>2</sub>排出の長期的な社会コスト
    - CO<sub>2</sub>削減に関わる長期的かつ社会的な価値を決定する指標。
    - 発電コストに用いるCO<sub>2</sub>価格に社会的なCO<sub>2</sub>価格倍率を乗じることで計算可能。
  - 気候変動
    - 気候変動に対処するために必要なコストを決定する指標。
    - 気候変動に対する市場シミュレーション及びREの変化に伴う系統シミュレーションが必要。
  - 負荷
    - 需要の増減に伴う系統への影響を決定する指標。
    - エネルギー効率化による需要減と電化（EV等）による需要増の双方を加味することが必要。

## 2.6 感度

■ TYNDPの経験に基づいて、感度分析のために使用することができる指標の例を以下に示す。

- マストラン
  - ・ 特定の発電所は停止できず、最低レベルの熱生産で運転する必要がある。
  - ・ 該当発電所のマストラン要件を用いた市場シミュレーションと系統シミュレーションが必要。
- 発電の導入容量
  - ・ バッテリーと再エネを含む、発電機の容量比率を表す指標。
  - ・ 各発電機の容量に応じた市場シミュレーションと系統シミュレーションが必要。
- 需要・発電の柔軟性及び蓄電の可用性
  - ・ 各種変動に対する、DSRやバッテリー、電解装置などの効率性・時間応答性を決定する指標。
  - ・ 変更された効率や柔軟性に対する市場シミュレーション及び系統シミュレーションが必要。
- 試運転日
  - ・ プロジェクトの遅れや延長による影響を決定する指標。
  - ・ プロジェクトによって更新された系統を用いた核種シミュレーションが必要。
- その他プロジェクト固有の仮定
  - ・ プロジェクトのOPEX・CAPEXあるいは設備の残存価値など。

### 3 プロジェクト評価

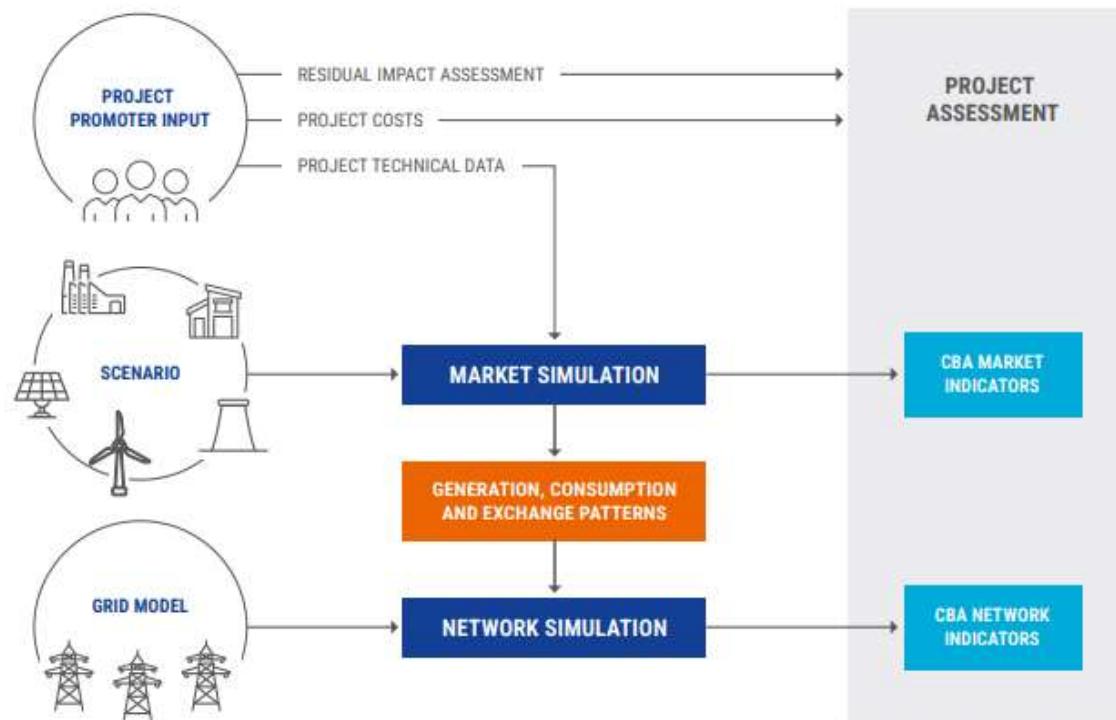
- 本章ではプロジェクト評価における多基準の費用対便益分析について論じる。
- ENTSO-Eは、プロジェクト評価の目標を次の通りに認識している。
  - 前提条件・指標・値に透明性がある。
  - 全ての関連する要件と指標（TNE-E規則など）を評価対象に含んでいる。
  - 指標に重みを付ける場合、値は外部の信頼できる情報源に由来する。
  - 指標に重みを付ける場合、値は検討中の地域内で一貫している。

### 3.1 多基準の費用対便益分析

- ENTSO-Eは、多基準解析とCBAを組み合わせた評価を支持している。
  - CBAは独自の基準（社会的経済的価値の最大化）に焦点を当てているのに対し、多基準分析は標準的なCBAで分析できない一連の異なる目的を扱うツール。
  - 双方を用いて、CBAで得られるコスト便益評価と、定量化できていない指標の存在を認識できる。
  - 客観的に定量化できない指標の例として、以下がある。
    - システムのセキュリティあるいは環境への影響。
    - 低い確率で起こる大災害。
    - その他、今日では金銭的価値に変換できない指標。
- このアプローチでは、各指標の重要性がプロジェクト固有である可能性があることも認識している。
  - あるプロジェクトでは大量のRESを導入する事。
  - 一方、別のプロジェクトは、柔軟性の高い発電機の導入によるSoSの増加、というような場合。

### 3.1 多基準の費用対便益分析

- 以下に本ガイドラインに記述されている一連の評価プロセスを簡易的に示す。



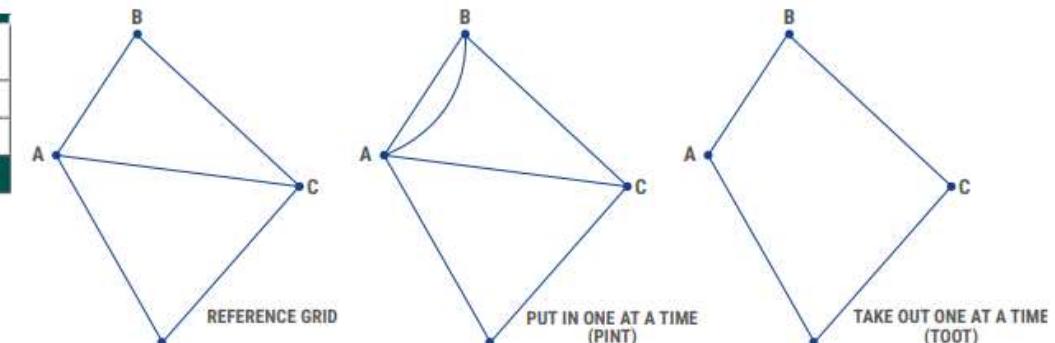
多基準解析とCBAを組み合わせたプロセス

## 3.2 一般的な前提条件

- 投資によっては他の投資が前提になっているものがあり、それらをクラスタリングする必要がある。
  - ある投資行為が別の投資の可能性を最大限に引き出すことに貢献する場合のみ、クラスタリングする。
    - 投資の成熟度(図参照)が一段階離れている場合のみ、クラスタリング可能。
    - 投資が検討中の場合、他の検討中の投資とクラスタリングできる。
    - 投資が以前のTYNDPと比較して大きく遅れている場合、クラスタリングのリスクが高すぎるためクラスタリングは不可。
- プロジェクトのパフォーマンスを評価するために、PINTとTOOTという方法がある。
  - PINTは評価中のプロジェクトにネットワークを1つ追加して、各指標の変化を見る方法。
  - TOOTは評価中のプロジェクトにネットワークを1つ削除して、各指標の変化を見る方法。
  - TOOTはプロジェクトを過小評価、PINTは過大評価する傾向がある。双方を用いた便益の計算が必要。

Under consideration	Planned, but not yet in permitting	Permitting	Under construction

投資のクラスタリングの概要



PINTとTOOTのイメージ

## 3.2 一般的な前提条件

- 送電容量には、正味送電容量(NTC)と系統送電容量(GTC)がある。
  - NTCは2つの地域間における市場取引に関する系統の送電容量を表す。
  - 多くの場合、GTCの増加はNTCの増加をもたらす。
    - ただし、両変数の関係は線形ではなく、伝達係数(PTDF)によって決定づけられる。
    - GTCの増加に伴うNTCの値は、各季節・各時間ステップシミュレーションによって求められ、そのデータは需要フロー分析に反映される必要がある。
- モデリングの原則は、検討対象地域の詳細度を上げて、検討対象外の地域の詳細度を下げること。
  - 定義された境界によって生じるプロジェクトへの影響は、所定の要件(CO2制約等)を満たす必要がある。
- 投資価値は、キャッシュフロー法によって計算される。
  - 与えられた期間nにおけるコストまたは便益(FV)の現在価値(PV)は、年間rの残存価値減少率を使用して $PV(n) = \frac{FV_n}{(1+r)^n}$ で表される。
  - 投資の価値を統一的に表現するため、正味現在価値(NPV)と費用便益比(BCR)が用いられる。
    - T年の評価期間におけるNPVは $NPV = \sum_{t=0}^T \frac{Benefit_t - Cost_t}{(1+r)^t}$ で定義される。
    - T年の評価期間におけるBCRは $BCR = \sum_{t=0}^T \frac{Benefit_t}{(1+r)^t} / \sum_{t=0}^T \frac{Cost_t}{(1+r)^t}$ で定義される。
  - 複数の投資で構成されるプロジェクトを評価するためには、プロジェクト全体の上記指標を用いて、プロジェクトの年間便益、コストを計算する。

### 3.3 評価の枠組み

■ 評価の枠組みは以下に示すように、コスト・便益・残存する影響という3つのカテゴリーから成る。

- 各カテゴリーの構成については5章で述べる。
- 便益は、プロジェクトによるプラスの貢献を表す。
  - 場合によっては便益にマイナスの効果を与える可能性があるため、その時は負の貢献となる。
- コストは、プロジェクトまたは投資の開始コストを表す。
  - 設備投資や、設備のライフサイクル費用、あるいは設備の運用コストなど。
- 残存する影響は、コストに含まれる要素のいずれによっても対処されない投資の影響を表す。



### 3.4 成熟していない指標

- 場合によっては、欧州で汎用的に評価できない指標が現れる。
  - 指標の評価方法が未熟である、あるいは欧州全体で共通のデータセットを用意できない場合など。
- これらの指標を使用する場合、ツール、データセット、仮定、評価の方法論を提供する必要がある。

## 4. 結びの言葉

- 本ガイドラインは、(EU)2022/869の要件に従って、費用対便益評価のための一般的な原則と手順を記載している。
- 本ガイドラインはモジュール方式で起草されており、ステークホルダー毎に特定の内容を効率的に更新できるような文書構成をとっている。

## 日本とのギャップ、それを踏まえた提言

レポート	客観的かつ透明性の高いプロジェクト推進に重きを置き、統一的な評価方法を用いている。
日本	各社固有の解析手法やマニュアルに沿ったプロジェクト推進。
提言	広域的で統一的な評価手法の利用をすすめる必要あり。
解説	本レポートでは、プロジェクトの評価方法として欧洲全体で用いる統一的な手法を紹介しており、固有の指標の利用ができるだけ避けるようにしている。

## 日本とのギャップ、それを踏まえた提言

レポート	客観的かつ透明性の高いプロジェクト推進に重きを置き、統一的な評価方法を用いている。
日本	各社固有の解析手法やマニュアルに沿ったプロジェクト推進。
提言	広域的で統一的な評価手法の利用をすすめる必要あり。
解説	本レポートでは、プロジェクトの評価方法として欧洲全体で用いる統一的な手法を紹介しており、固有の指標の利用ができるだけ避けるようにしている。

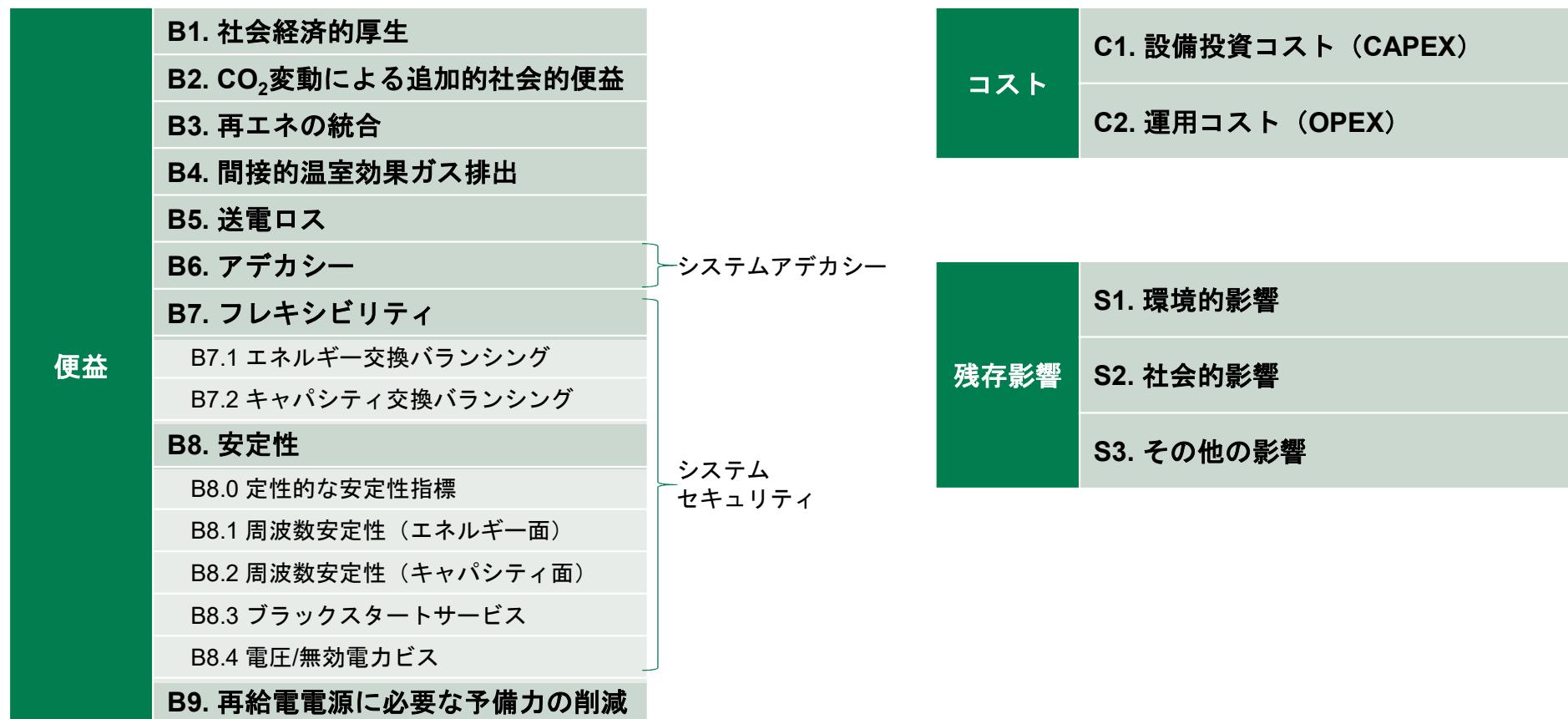
## 用語集

英語	日本語訳 候補	解説・相談ポイント
redispatch	再給電	
residual impacts	残存影響	
curtailment	出力抑制	
Monetisation、Monetise	価格換算	
AC (DC) load-flow	交流（直流）法潮流計算	
congestion rent	混雑収入	
用語	定義 候補	解説・相談ポイント
NTC (Net Transfer Capacity)	正味送電容量	電力系統間で安全かつ信頼性の高い方法で電力を送電できる最大容量
NEC (Net Export Curve)	ネット輸出曲線	電力市場やエネルギー分析において、ある地域や国が他の地域や国に対して電力を輸出する量と輸出の可能性を示す曲線
ETS (Emission Trading Scheme)	排出量取引制度	温室効果ガス（GHG）の排出量を削減するための市場ベースのメカニズム
Shadow price	潜在価格	政策的に炭素価格が課せられた場合の事業への財務影響を把握するとともに、温室効果ガス排出削減を促進することを目的として、温室効果ガスに仮想内部価格を設定するもの
TOOT (Take Out One at the Time)	TOOT法	評価対象のプロジェクトを将来の目標ネットワークから除去し、それぞれの指標に対する変化を評価する方法
PINT (Put IN one at the Time)	PINT法	評価対象のプロジェクトをリファレンスネットワークに1つずつ追加し、それぞれの指標に対する変化を評価する方法
ENS (Energy Not Served)	供給不足電力	特定のモデル化されたゾーンにおいて、需要を満たすための供給リソースが不足しているために供給されていないエネルギー

## 5章 便益、コスト、残存影響

- プロジェクト評価は、本ガイドラインに記載される便益、コスト、残存影響の指標を用いて実施される。
- 便益はシナリオ別に評価され、コストおよび残存影響はシナリオに依存しない指標として評価される。

### プロジェクト評価の構成要素



## 5章 指標の選択基準

■ 各指標は、下記の基準に基づいて選択されている。

① EUネットワークの目標の観点から、費用と便益の記載を容易にすること

(EUネットワークの目標は下記の通り)

- EUの気候政策と持続可能性の目標を達成するため、系統統一に向けた開発を保証する
- 供給信頼性 (SoS) を保証する
- EU内部でのエネルギー市場を完成させる
- 系統安定性を確保する

② プロジェクトのコストと実現可能性の測定値を提供すること

- 特に環境的、社会的な残存影響を評価すること

③ 可能な限りシンプルで堅牢であること

## 5章 指標の価格換算（1/2）

- ENTSO-Eは可能な限り多くの指標を価格に換算（Monetise）することを目指しているが、場合によっては必要なデータがない場合もある（例：非CO<sub>2</sub>計算の燃料タイプごとの詳細な排出価格等）。
- ENTSO-Eは一貫性と客觀性を備えたCBA評価を提供することを目指しており、一貫性や客觀性が保証されない場合は、結果を公開することに慎重である。このような場合、指標の金銭的価値を一方的に恣意的に決定するよりも、**元の単位で結果を公開する方が有用**である。
- 価格換算が必要な指標については、**ユーロ（€）値は実質値かつ一定値**として表現されることにも注意が必要である。つまり、**インフレは考慮されず、将来のインフレ予測も必要ない**。
- また、評価中は値が一定と見なされ、研究対象年（評価基準年）の値として扱われる。評価基準年はTYNDPの年、例えばTYNDP 2024では2024年として設定される。
- さらに、プロジェクト評価では課税の影響は考慮されないため、値は税引き前（プリタックス）の値として表現される必要がある。

## 5章 指標の価格換算 (2/2)

■ 下表にて、この第4版CBAガイドラインに含まれる便益指標の貨幣化状況についての概要を示す。

### 各指標の価格換算のステータス概要

指標	単位	ステータス
B1. 社会経済的厚生	€/年	価格で定義されている
B2. CO <sub>2</sub> 変動による追加的社会的便益	トン/年 €/年	2つで構成される (1) CO <sub>2</sub> 削減効果はB1で価格換算され、追加情報として指標B1で報告される (2) 追加の社会的価値に関連し、B1では価格換算されない
B3. 再エネの統合	MW MWh/年	B1の下で完全に価格換算される。B1では、再エネの出力抑制削減と発電コスト低減による効果が考慮される。
B4. 間接的温室効果ガス排出	トン/年	価格換算されない
B5. 送電ロス	MWh/年	時間コマごとに限界費用を用いて価格換算される
B6. アデカシー	MWh/年	価格換算される
B7. フレキシビリティ	—	定量的モデルが利用できないため、現時点では価格換算されない
B8. 安定性	—	定量的モデルが利用できないため、現時点では価格換算されない
B9. 再給電電源に必要な予備力の削減	€/年	再給電シミュレーションを使用し、再給電の実際のコストで価格換算される

## 5.1 B1. 社会経済的厚生 (SEW) ①概要

### ■ 指標の定義

- 社会経済的厚生 (SEW) は、**電力消費者、生産者、および送電事業者（混雑収入）の短期的経済的余剰の合計**として定義される

### ■ 指標の計算

- モデル：市場シミュレーション、再給電シミュレーション（プロジェクトの有無によるシステムコストの比較に基づく）
- 定量的指標：この指標は直接、金銭的価値として示される
- 価格換算：定義により貨幣化され、€/年の単位で提供される

### ■ 他のCBA指標との関連性

- B2 (CO<sub>2</sub>変動による追加的社会的便益)
- B3 (再エネの統合)
- B4 (間接的温室効果ガス排出)

## 5.1 B1. 社会経済的厚生 (SEW) ②手法 (1/4)

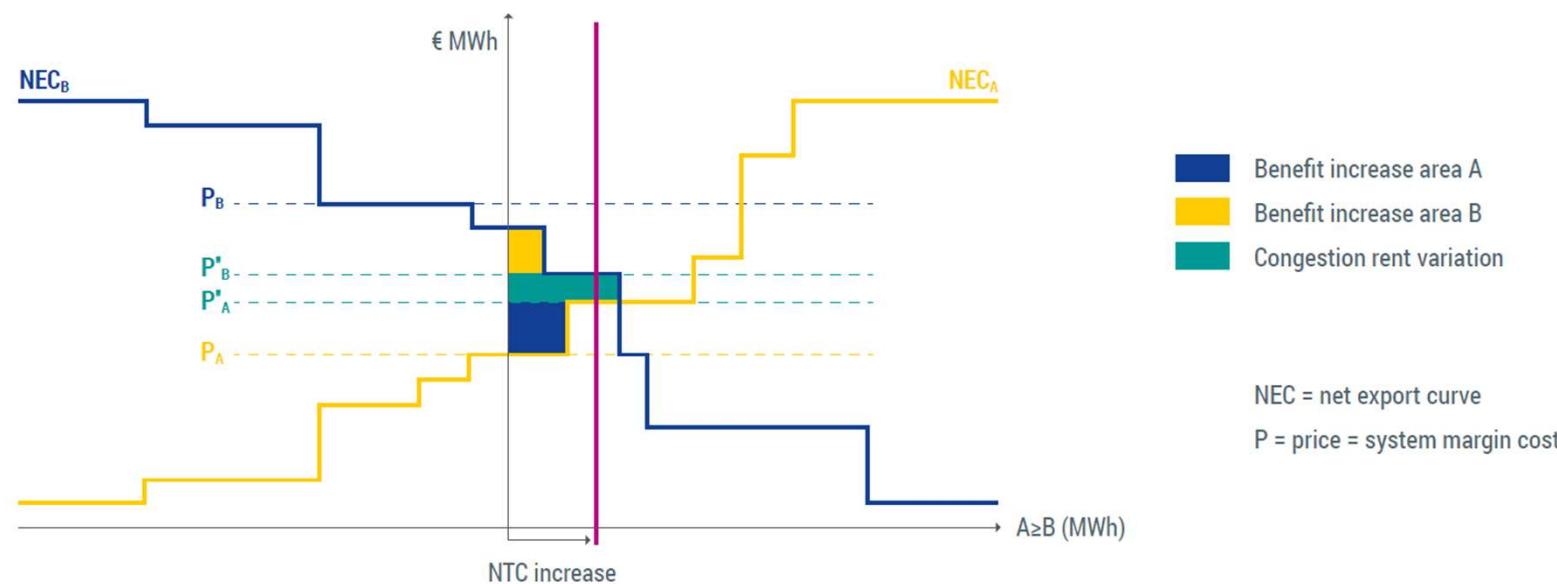
- TYNDP (10年ネットワーク開発計画) では、送電プロジェクトによる経済的余剰の変化が報告される。つまり、**対象のプロジェクトがある場合とない場合の状況における「差分（デルタ）」が評価される。**
- 短期的な経済的余剰の変化を計算する際は、**完全市場**（市場参加者が等しく情報にアクセスでき、参入や退出に障壁がなく、市場支配力が存在しない市場）**が前提とされる。**
- 一般的に、SEWの変化を計算するためには、以下の2つのアプローチが使用される
  - **発電コストアプローチ**  
プロジェクトの有無における異なる入札エリアの発電コストを比較する方法
  - **総余剰アプローチ**  
発電者および消費者の余剰に加えて、2つの入札エリア間の混雑収入、およびセクター間の相互連携から生じるクロスセクターレントを比較する方法

※完全に非弾力的な需要（価格の変化に対して需要が大きく変化しない）を仮定する場合、送電投資の便益を測定すると、SEWの変化は定義上、総変動発電コストの削減と等しくなる。したがって、需要が価格に対して完全に非弾力的と考えられる場合、両方の方法（発電コストアプローチと総余剰アプローチ）は同じ結果を示す。

## 5.1 B1. 社会経済的厚生 (SEW) ②手法 (2/4)

- SEWは、送電設備投資の価値を総発電コストの削減として評価する。プロジェクトが2つの入札エリア間の取引能力を向上させることで、価格の低いエリアの発電者が価格の高いエリアへ電力を輸出できるようになるためである（下図の通り）。

### 2つの入札エリア間のNTC上昇によるメリットの図解



用語	定義 候補	解説・相談ポイント
NTC (Net Transfer Capacity)	正味送電容量	電力系統間で安全かつ信頼性の高い方法で電力を送電できる最大容量
NEC (Net Export Curve)	ネット輸出曲線	電力市場やエネルギー分析において、ある地域や国が他の地域や国に対して電力を輸出する量と輸出の可能性を示す曲線

## 5.1 B1. 社会経済的厚生 (SEW) ②手法 (3/4)

■ 送電容量の強化は燃料およびその他の可変運転コストを削減し、SEWを増加させる。

- 総発電コストは、火力発電コスト（燃料およびCO<sub>2</sub>排出権取引システム（ETS）のコスト）と需要側応答（DSR）コストの合計に等しい（一般的に使用されるコスト項目は下表に示す通り）。

### 市場シミュレーションで使用されるコスト項目

コスト項目	概要
燃料コスト	火力発電所（例：褐炭、硬質石炭、天然ガスなど）の燃料コスト。
CO <sub>2</sub> コスト	火力発電所で発生するCO <sub>2</sub> 排出のコスト。発電量およびCO <sub>2</sub> の価格に依存する。
起動/停止コスト	発電所を最低出力レベルまで始動・停止する際の準固定コストを反映する。
運転および保守コスト	発電所の運転および保守にかかるコスト。
需要家応答（DSR）コスト	DSRのコスト。DSRは特定のトリガーによって積極的に変更できる負荷需要を指す。

## 5.1 B1. 社会経済的厚生 (SEW) ②手法 (4/4)

- 需要が弾力的である場合、モデリングは複雑になる。多くの欧州諸国では需要は価格非弾力的と考えられているが、スマートグリッドやスマートメーター、再エネの増加に伴い、価格弾力性は高まりつつある。需要弾力性を考慮する場合、2つのアプローチ手法がある。
  - **需要曲線のリシェイピング**：シナリオベースでスマートグリッドやEVを導入し、需要を高価格帯から低価格帯にシフトさせる。
  - **価格弾力性仮説の導入**：発電コスト法（需要の柔軟性を発電者としてカーテイルメント（制限）によりモデル化する方法）と総余剰法（価格と需要のリンクを各時間単位で定量化し、需要応答をモデル化する方法）がある。
- SEWの変化は、各プロジェクト、シナリオ、および評価年ごとに €/年（1年あたりユーロ）で報告されなければならない。また、再生可能エネルギー統合およびCO<sub>2</sub>排出削減によるSEWの変化は次の2点で別途報告する必要がある。
  - **再生可能エネルギー統合による燃料削減**
  - **回避されたCO<sub>2</sub>排出コスト**

## 5.1 B1. 社会経済的厚生 (SEW) ③価格換算

- この指標は€/年としてデフォルトで価格換算される。
- 下記の2つの影響については、**追加情報としてB1指標の下に報告される**。
  - **CO<sub>2</sub>排出の影響**（排出コストに関する仮定に基づき価格換算）
  - **再エネ統合の影響**（出力抑制および短期の変動費発電コスト低減に基づいて価格換算）
- SEWの計算方法に関わらず、結果はそれぞれの手法によって得られた単一の€/年の値として提示される（異なる手法の結果を合算することはない）。
- 市場と再給電の計算が組み合わされた場合（6.3項 オプション2参照）、SEWは追加的にSEW（越境部）とSEW（内部）に分けて表示される。
  - 越境プロジェクトでは、発電コスト削減/追加的な全体の便益または再給電コストとの組み合わせが計算される。
  - 一方、クロスボーダー容量への影響がないプロジェクトについては、再給電の手法のみが使用される。SEWの計算に用いられた手法は必ず報告されなければならない。

## 5.1 B1. 社会経済的厚生 (SEW) ④ダブルカウント

- この指標における再エネおよび CO<sub>2</sub> の価格換算情報は補足情報として取り扱われ、SEWの数値に加算されてはならない。
- さらに、この指標の再エネ部分の収益化に用いられる方法論 (TYNDP固有の実施ガイドライン内で定義される必要がある) に従う場合、再エネとCO<sub>2</sub>の金額の合計が報告されたSEW総額を超えることがある。
  - これは、再エネ部分の評価に使用される前提が、CO<sub>2</sub>排出量およびSEWを計算するシミュレーションには直接含まれていないため。
- 再エネの影響は事後情報として計算される。電力ディスパッチが参照ケースからTOOT (Take Out One at a Time) またはPINT (Put In One at a Time) ケースに変わる事実、さらに非線形性の影響もまた考慮される。
- 報告要件は下表に示す通り。

### TYNDPにおけるB1指標の報告シート

パラメータ	概要	単位	価格換算	整合性のレベル
発電コスト削減/追加全体福祉	市場シミュレーション（系統境界を越えた発電ポートフォリオの最適化）			欧州全体
再給電コスト	再給電シミュレーション（系統制約を考慮した発電ディスパッチの最適化）	€/年	定義上、金額として測定	
電コスト削減/追加全体福祉 + 再給電コスト	市場および再給電シミュレーションの組み合わせ			地域/プロジェクト実施者レベル

## 5.2 B2. CO<sub>2</sub>変動による追加的社会的便益 ①概要

### ■ 指標の定義

- 新しいプロジェクトや投資によるCO<sub>2</sub>排出量の変化を示す。
- 純粋な**CO<sub>2</sub>排出量（トン）**と、**追加的な社会コスト（€/年）**の2つの指標を表示する必要がある。

### ■ 指標の計算

- モデル：市場シミュレーション、系統シミュレーション、再給電シミュレーション（プロジェクトの有無によるCO<sub>2</sub>排出量の比較）
- 定量的指標：CO<sub>2</sub>排出量は絶対量（トン単位）で示される
- 価格換算：社会コストはCO<sub>2</sub>排出量(トン)に定義された係数（€/トン）の乗算によって示される

### ■ 他のCBA指標との関連性

- B1（社会経済的厚生）
- B3（再エネの統合）
- B5（送電口ス）

## 5.2 B2. CO<sub>2</sub>変動による追加的社会的便益 ②手法

- プロジェクトがある場合とない場合におけるCO<sub>2</sub>排出量の変化が計算される。
- 本指標では、**発電計画の変更による変動および送電口ス量の変動**の2つが考慮される。
- B1（SAW）やB5（送電口ス）とのダブルカウントを避けるため、CO<sub>2</sub>排出量の変化はシナリオで使用される**ETS価格とCO<sub>2</sub>社会的コストの差分**で乗算される。計算式は下記の通り。
  - ただし、この式は**ETSコストが定義された社会コストよりも低い場合にのみ適用**される（ETS価格によっては予測価格シグナルが低すぎて、欧州気候目標を達成するために必要な投資につながる十分な価格シグナルが算出できない。本指標はこの事情を踏まえて設計されているため）
  - したがって、**EST価格が高い場合はETSコストのみが使用**される。

$$B2 = CO_2 \text{ variation} \times (\text{Societal cost of } CO_2 - \text{ETS } CO_2 \text{ price})$$

$$CO_2 \text{ variation} = -(CO_2 \text{ variation}_{\text{from change in generation plan}} + CO_2 \text{ variation}_{\text{from change in losses volumes}})$$

用語	定義 候補	解説・相談ポイント
ETS (Emission Trading Scheme)	排出量取引制度	温室効果ガス (GHG) の排出量を削減するための市場ベースのメカニズム

## 5.2 B2. CO<sub>2</sub>変動による追加的社会的便益 ③価格換算

- この指標は€/年としてデフォルトで価格換算される。
- 予想されるCO<sub>2</sub>コストは、様々な研究・調査ソースから、範囲で指定できる。
  - 欧州委員会で合意の取れた最新の値を反映し、最大値、中間値、最小値を定義するべきである。
- 炭素の社会的コストは、次の2つの概念を表す。
  - **社会的コスト**：CO<sub>2</sub>排出量が1トン追加されることによって引き起こされる気候変動に伴う総純損失。
  - **潜在価格**：対象となる気候目標によって決定される価格（政治的な制約として目標を達成するために支払う意思を示すものと解釈される）。

用語	定義 候補	解説・相談ポイント
Shadow price	潜在価格	政策的に炭素価格が課せられた場合の事業やプロジェクトへの財務影響を把握するとともに、温室効果ガス排出削減を促進することを目的として、温室効果ガスに仮想内部価格を設定するもの

## 5.2 B2. CO<sub>2</sub>変動による追加的社会的便益 ④ダブルカウント

- 「CO<sub>2</sub>の社会的コスト」は、「炭素電源に課されるCO<sub>2</sub>価格」とは異なる概念である。
  - **社会的コスト**：CO<sub>2</sub>排出が社会全体に与える負の影響を金銭的に評価したもの。
  - **CO<sub>2</sub>価格**：炭素税やETSに基づいて炭素排出に対して課せられる直接的なコスト。  
※このコストはB1やB5に内包される。
- 「炭素電源に課されるCO<sub>2</sub>価格」は必ずしも全体的な社会的影響を反映しておらず、欧洲気候目標を達成するためには必要なインセンティブを与えるものでもない。
- 報告要件は下表に示す通り。

### TYNDPにおけるB2指標の報告シート

パラメータ	概要	単位	価格換算	整合性のレベル
市場代替によるCO <sub>2</sub> 排出量	市場または再給電シミュレーション（代替効果）	トン/年	定義上、価格指標ではない	欧洲レベル
送電ロス変動によるCO <sub>2</sub> 排出量	系統シミュレーション（送電ロス計算）			
市場代替によるCO <sub>2</sub> 排出の社会的コスト	市場または再給電シミュレーション（代替効果）	€/年	シナリオで使用されるETSコストによって社会的コストが減少する（B1との二重計上を回避するため）	欧洲レベル
送電ロス変動によるCO <sub>2</sub> 排出の社会的コスト	系統シミュレーション（送電ロス計算）		シナリオで使用されるETSコストによって社会的コストが減少する（B5との二重計上を回避するため）	

## 5.3 B3. 再エネの統合 ①概要

### ■ 指標の定義

- 発電における**再エネの出力抑制の削減量 (MWh)**
- プロジェクトによって**新規接続される再エネの発電量 (MW)**

### ■ 指標の計算

- モデル：市場シミュレーション、再給電シミュレーション（プロジェクトの有無による再エネを評価）
- 定量的指標：削減された出力抑制発生量 (MWh) あるいは接続された再エネ容量 (MW)
- 価格換算：この指標は価格に換算されない

### ■ 他のCBA指標との関連性

- B1 (社会経済的厚生)
- B2 (CO<sub>2</sub>変動による追加的社会的便益)

### 5.3 B3. 再エネの統合 ②手法 ③価格換算

- 再エネの統合プロジェクトは以下の2種に大別される。
  - ①再エネを主系統に直接接続するプロジェクト  
MWで評価される（出力抑制削減量は考慮されない）
  - ②主系統自体の容量を増加させるプロジェクト  
MWhで評価される（混雑解消による出力抑制削減量が考慮される）
- ②は指標B1 (SEW) にて抽出される。
- 本指標はMWやMWhで測定され、**価格換算は行われない**。

## 5.3 B3. 再エネの統合 ④ダブルカウント

- 本指標は、系統内における再エネの浸透度の増加を報告するものである。
- この指標はシミュレーション実行の入力パラメータにも影響を与える。そのため、経済的な効果（可変発電コストおよびCO<sub>2</sub>排出量に関して）は、他の指標（B1やB2）にて包含される。
- 報告要件は下表に示す通り。

### TYNDPにおけるB3指標の報告シート

パラメータ	概要	単位	価格換算	整合性のレベル
新規接続再エネの発電量	プロジェクト仕様	MW	定義上、価格指標ではない	欧州レベル
出力抑制の削減量	市場または再給電シミュレーション	MWh/年	B1、B2に含まれる	

## 5.4 B4. 間接的非CO<sub>2</sub>温室効果ガス排出 ①概要

### ■ 指標の定義

- 新規プロジェクトや投資による**非直接的な非CO<sub>2</sub>温室効果ガス排出量の変化**を示す

### ■ 指標の計算

- モデル：市場シミュレーション、再給電シミュレーション（プロジェクトの有無による非CO<sub>2</sub>温室効果ガスの比較に基づく）
- 定量的指標：トン/年
- 価格換算：この指標は価格に換算されない

### ■ 他のCBA指標との関連性

- なし

## 5.4 B4. 間接的非CO<sub>2</sub>温室効果ガス排出 ②手法 ③価格換算

- 各排ガスの排出量は、市場（再給電）シミュレーションによって得られる1年間の発電所の発電量を基に、後処理して計算することができる。

➤ **特定の排出係数（トン/MWh） × 単一発電所の年間発電量（MWh）**

- 原則として、各発電所および各排ガス毎に計算する必要があるが、排出メカニズムは各火力発電所ごとに異なるため非常に複雑である。このため、簡略化の観点から、排出モデルは技術タイプごとに適用することができる。
- 一般的に、排ガス規則は各国で異なる。また、発電所の構成によっても影響を受ける。
  - 例えば、最新の発電所は効率が高いため排出係数が低くなるが、古い発電所でも低NOxバーナーなどの新技術を導入することで排出量を削減することができる。
- したがって、燃料タイプごとに特定の排出係数を定義する際にはこれを考慮する必要がある。
- もし十分なデータが利用できない場合には、排ガス毎に一つの排出係数に簡略化することも許容される。

- 現時点では、**非CO<sub>2</sub>指標の価格換算は提案されていない。**

- これは、フィルターや効率向上による排出削減の将来的な改善が、低成本で同等の効果をもたらす可能性が低いいためである。
- 非CO<sub>2</sub>指標を価格換算すると、その影響によってプロジェクトが有益または非有益になる可能性があるが、それは必ずしもプロジェクトの主な目的ではない。
- そのため、将来的な技術によって強く影響を受ける可能性がある。しかし、現在のところ、そのような技術は存在しないため、非CO<sub>2</sub>指標はCBA評価を補完するために定量ベースで示される。

## 5.4 B4. 間接的非CO<sub>2</sub>温室効果ガス排出 ④ダブルカウント

- この指標は他の指標との相互関係が存在しないため、二重計上は発生しない。
- 報告要件は下表に示す通り。

### TYNDPにおけるB4指標の報告シート

パラメータ	概要	単位	価格換算	整合性のレベル
非CO <sub>2</sub> 温室効果ガスの排出量	市場または再給電シミュレーション（代替効果）	トン/年	定義上、価格指標ではない	欧州レベル

## 5.5 B5. 送電口ス ①概要

### ■ 指標の定義

- プロジェクトまたは投資に起因する可能性のある送電口スの変化を示す

### ■ 指標の計算

- モデル：系統シミュレーション（プロジェクトの有無による送電口スの比較に基づく）
- 定量的指標：MWh/年
- 価格換算：送電口ス量（MWh）に限界費用を乗じる

### ■ 他のCBA指標との関連性

- B1（社会経済的厚生）
- B2（CO<sub>2</sub>変動による追加的社会的便益）

## 5.5 B5. 送電口ス ②手法 (1/2)

### 関連する地理的エリア／電力網モデル

- 本来は欧州大で評価すべき指標であるが、**地域的なモデルアプローチによって近似することが最低要件。**
  - 地域モデルには、評価プロジェクトに関連する国や入札エリア（ホスト国、その隣接国、あるいは越境容量や発電パターンにおいてプロジェクトが大きな影響を与える国）を少なくとも含めるべき。
  - 実務的には、プロジェクトが位置する同期エリア全体のモデルを使用するべき。
  - 異なる同期エリアを接続するHVDCプロジェクトの場合、両方の同期エリアで送電口スを計算する必要がある（ただし、HVDCプロジェクトが第三国に接続されている場合を除く）。
- 基本的に、**送電口スは交流法潮流計算を使用して計算されなければならない。**
- もし交流法潮流計算が信頼できる方法で実装できない場合（モデルの仮定、利用可能な入力データ、計算時間を考慮）、例外的に直流法潮流計算を使用して有効電力潮流を近似することができる。
  - 直流法潮流計算が使用される場合、計算結果はAC送電線および変圧器における有効電力潮流である。
  - 電力網モデルにはすべての分岐の抵抗値が含まれているため、各分岐の送電口スは以下の公式を用いて推定することができる。

$$\text{Losses [MW]} = R \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi}$$

P :	DC計算から得られる有効電力潮流
R :	分岐の抵抗値
U :	電圧レベル
Cos φ :	無効電力潮流の影響を推定するために使用される仮定の力率 ※研究内のすべての計算で共通の値（0.95等）を使用

## 5.5 B5. 送電口ス ②手法 (2/2)

### 対象期間

- 1年を通じた計算を行い、十分に小さい時間コマ（通常1時間）を用いることで、現実に最も近づけるべき。
- 選ばれた手法は、考慮する期間に対して代表的である必要がある。

### 市場結果／プロジェクトの有無による発電パターン、または電力網のストレス状態

- TYNDPプロジェクトは、内部または国境を越えた混雑に影響を及ぼす可能性があるため、プロジェクトの有無によって発電パターンが大きく異なる場合があり、これが送電口スに影響を与える可能性がある。
- 発電の変化は、以下の手法を通じて考慮される。
  - 市場シミュレーションにおいてNTCを変更する。
  - 内部プロジェクト／発電接続プロジェクトにおいては、再給電シミュレーションが使用される場合がある。

用語	定義 候補	解説・相談ポイント
NTC (Net Transfer Capacity)	正味送電容量	電力系統間で安全かつ信頼性の高い方法で電力を送電できる最大容量

## 5.5 B5. 送電口ス ③価格換算 (1/2)

- 一般的に、これは送電口スを補うために社会が負担するコストの観点から評価されるべきである。
- このアプローチは、市場シミュレーションによって示される限界費用 (marginal cost) に基づいている。
- 具体的には、特定のプロジェクトにおいて、年次の各時間コマ (h) と各市場ゾーン (i) に対して、次のような計算を行う
  - 送電口ス  $p'_{h,i}$  (プロジェクトあり) と  $p_{h,i}$  (プロジェクトなし) (MWh単位、電力網の状況を確保するための措置が取られた後)
  - 限界費用  $s'_{h,i}$  (プロジェクトあり) と  $s_{h,i}$  (プロジェクトなし) (€/MWh単位、特定の時間コマにおいて)
  - 送電口スのコスト差:  $(p'_{h,i} \times s'_{h,i}) - (p_{h,i} \times s_{h,i})$   
※この場合、再給電コストは考慮されない
- 送電口スの価格換算は右の数式で表される。

$$\text{Yearly cost } C = \sum_i \left( \sum_h s_{h,i} \times p_{h,i} \right)$$

## 5.5 B5. 送電口ス ③価格換算 (2/2)

- 年間コストは、ベースケースとTOOT法またはPINT法（プロジェクトのタイプによる）によるケースについて、2つの市場シミュレーションの出力を用いて計算される。最終的な価格換算結果（コスト差）は、これら2つのケースの差分である。
- 市場シミュレーションでは、供給力不足などの理由で、特定の時間帯に非常に高い限界費用が含まれる場合がある。このような時間帯の限界費用は社会的コストを正確に反映せず、価格換算に使用すると結果を歪める可能性がある。
  - そのため、各市場ノードで送電口スの価格換算に使用する市場価格は、シナリオの中で最も高価な発電力テグリーの価格に上限を設定するべき。
  - また、プロジェクトありの場合に計算される送電口スには、プロジェクト要素自体によるものも含まれることに注意が必要。
- 送電口スの増加はコストとして考慮されるため、価格換算された値は利益として報告される際に負の値となる。

用語	定義 候補	解説・相談ポイント
TOOT (Take Out One at the Time)	TOOT法	評価対象のプロジェクトを将来の目標ネットワークから除去し、それぞれの指標に対する変化を評価する方法
PINT (Put IN one at the Time)	PINT法	評価対象のプロジェクトをリファレンスネットワークに1つずつ追加し、それぞれの指標に対する変化を評価する方法
ENS (Energy Not Served)	供給力不足	特定のモデル化されたゾーンにおいて、需要を満たすための供給リソースが不足しているために供給されていないエネルギー

## 5.5 B5. 送電口ス ④ダブルカウント

- 市場シミュレーションにおいて、需要曲線は送電口スを含むように構築される。
- これにより、送電口スの一部がB1（SEW）に含まれることとなる。
  - 具体的には、プロジェクトによってもたらされる限界費用の変化が送電口スに与える影響を考慮した消費者余剰に含まれている
- この効果は、ネットワークシミュレーションから得られる送電口スを貨幣化する際に考慮する必要がある。
  - この問題に対処する方法として、本ガイダンスでは「需要の一定割合を送電口スと仮定する補正方法」と「計算された送電口スを補正とする方法」の2通りの過程が提示されている。
- 報告要件は下表に示す通り。

### TYNDPにおけるB5指標の報告シート

パラメータ	概要	単位	価格換算	整合性のレベル
送電口ス	系統シミュレーション	MWh/年	€/年（市場ベース）	欧州レベル

## 5.6 安定供給のための方法論：アデカシー便益

### ■ アデカシーの定義と重要性

- アデカシーとは、電力系統において需要を満たすため、常に十分な電力供給を提供できる能力を指す。特に、寒波や風力発電低下などの極端な条件下でも需要を満たすことが求められる。

### ■ 発電と送電の補完性

- 発電した電力は送電網によって消費地に届けられる必要があり、両者は相互に補完し合うものである。再エネの変動性を考慮すると、地域間での電力融通が重要であり、送電容量の確保がアデカシーを支える鍵となる。

### ■ 便益の見方（2種類の便益があり、これらの組合せで考えることが望ましいという可能性もある）

- 発電容量の必要量の減少：供給信頼度を維持したうえで、LOLE（Loss of Load Expectation：年間停電予想時間）及びEENS（Expected Energy Not Supplied：電力供給不足の予測量）で測定した場合、連系線は需要ピーク時専用の発電設備の必要量要件を削減することができる。

### ■ モデル化

- 負荷喪失の分析のためには数百年分のモンテカルロシミュレーションが必要（天候パターンや発電所の停止パターンの組合せ）。
- アデカシーの分析のためにはLOLEが妥当な値でなければならないため、各国の基準値か、それが無ければ3時間/年を用いる。
- 当該連系線を撤去するとLOLEが非現実的な高さとなるのであれば、その設備は維持されるべきとなる。

## 5.6 安定供給のための方法論：アデカシー便益

### ■ 方法論

#### ➤ ステップ 1

- ・ 増強しない場合にLOLEを満たすためのシナリオを検討し、アデカシー維持のためにピーク時対応用の発電所を追加する必要があるかを確認する。
- ・ この背景として、もし連系線増強後に当該連系線を撤去すればLOLEが跳ね上がるが、そもそも連系線を作らなければその様な状況にはならず、発電設備の構成が調整される事となることがある。

#### ➤ ステップ 2

- ・ 増強有無それぞれでモンテカルロシミュレーションを行い、EENSの削減効果を算出する。そこにVOLL (Value of Lost Load、供給喪失価値) を乗じることで、便益を貨幣価値換算する。

#### ➤ ステップ 3

- ・ ステップ 2で算出した便益が、連系線増強により達成されるアデカシーと同等のレベルとするための発電容量価値の上限となる。

(例：● MWの連系線の場合、ピーク時対応用の発電設備として  $2 \times \bullet \text{MW}$  が上限となる)

### ■ 貨幣価値換算の可否と二重計上の有無

#### ➤ 貨幣価値換算可能 (€/年) であり、他の指標との相互関連性が無いため二重計上の発生は無い。

パラメータ	計算元	基本単位	金銭単位	整合性レベル
アデカシー	市場シミュレーション	MWh/年	€/年 (市場ベース)	ヨーロッパ全体

## 5.7.1 調整力の交換 (aFRR,mFRR,RR)

### ■ 調整力の交換の重要性

- 再エネの統合や、電源の効率的な活用のためには、調整力の交換や共有が重要となる。

### ■ 方法論

- ① 上げ・下げそれぞれの調整力必要量を計算する（過去実績を参考する事が一般的だが、再エネ比率が増加し、連系線の数も増えたことで、過去実績だと過小評価となるリスクがあるため、詳しい調査をすることが強く推奨されている）
- ② 増強がある場合とない場合の両方に対する、ゲートクローズ後に使用可能な交換容量を計算する。
- ③ インバランスネットティングを行う
- ④ 異なる調整力市場間での入札価格の積み上げを模擬する（手法は4案があり、簡易的な順に「季節ごとの実績の平均」、「時間単位の実績の平均」、「調整力交換のプラットフォームにおけるコスト削減の実績」、「予測データを使用した算出」）
- ⑤ 増強の有無での調整力費用の差分がコスト削減効果となる。

### ■ 貨幣価値換算の可否

- この指標に必要なデータセットと仮定が統合され、検証されるまで、貨幣価値を割り当てることは推奨されない

パラメータ	計算元	基本単位	貨幣価値評価	整合性レベル
調整力の交換における柔軟性	市場シミュレーション	順序尺度	貨幣価値評価無し	地域/増強プロジェクト

## 5.7.2 調整容量の交換/共有

### ■ 前提

- このセクションでは調整力サービスにおける基本原則について説明しているが、定量化や収益化するための方法論はまだ提示されていない。

### ■ 調整力サービスが利用可能となる条件

- 運用制限が順守されていること（LFCブロック間又は同じLFCブロック内のLFCエリア間の制限）
- 同期エリア（Synchronous Areas, SA）のエリア内又はエリア間

### ■ LFCブロック間でのFRRやRRの容量交換

- 契約される調整容量の総量は変わらないが、より燃料費の安い電源への最適化が進む。

### ■ LFCブロック間でのFRRやRRの容量共有

- 同じLFCブロックで容量を共有する場合、契約する容量が少なくなり、他の市場（卸市場等）への札入れが増え、全体の便益の向上に資する可能性がある。

### ■ 懸念

- 調整容量の交換をする場合には、連系線の容量を予約する必要があり、その分は卸市場で利用できなくなることから、それも比較して評価しなければならない。

## 5.8.1 供給信頼度の便益 – 定性的安定性指標 –

### ■ 前提

- 系統安定性を表すためには、大規模なモデリングやシミュレーションが必要であり、複雑で時間を要する事から、TYNDPに組み込むことは難しいが、増強が系統安定性に与える影響を簡略化した汎用的な表現を考慮する事は可能。

### ■ 系統安定性の要素ごとの影響評価

- 各技術に対して「過渡安定性」「電圧安定性」「周波数安定性」について定性的評価をしている。

### ■ 貨幣価値換算の可否

- 定性的な指標のため、貨幣価値換算できない

	過渡安定性	電圧安定性	周波数安定性
交流送電線	++	++	0
HVDC	++	++	+
交流送電線の直列機器の設置	+	+	0
交流送電線の耐熱導体/導体交換への交換 (例: デュプレックスからトリプレックス)	-	-	0
交流送電線のダイナミックレーティング	-	-	0
スイッチ付きコンデンサ/リアクトル	0	+	0
SVC	+	+	0
STATCOM	+	++	0
同期調相機	+	++	++

#### 評価基準

- : 悪影響

0 : 変化無し

+ : 小～中程度の改善

++ : 顕著な改善

## 5.8.2 供給信頼度の便益－周波数安定性（エネルギー面）－

### ■ 周波数安定性とは

- 需要と供給の不均衡が連續的に発生した場合や、重大な障害により需要と供給の間に大きな不均衡が生じた場合でも、電力系統が定められた範囲内で安定した周波数を維持する能力のこと。
- 通常の障害により深刻な問題が発生することは一般的には予想されないが、系統分離等の重大な事象が発生した場合には、周波数の変化が臨界値を超え、一部地域の停電やブラックアウトに繋がる可能性がある。

### ■ 評価方法

- RoCoF（周波数変化率）を用い、分離した系統のRoCoFが、周波数安定性が確保できる運用限界と見なされている1Hz/sを超えることを示す必要がある。
- 増強の有無によるRoCoFの変化量は1時間単位で計算される。

### ■ 貨幣価値換算の可否及び二重計上の有無

- 貨幣価値換算できず、二重計上も発生しない

パラメータ	計算元	基本単位	貨幣価値評価	整合性レベル
平均RoCoFの低下	市場研究	Hz/s	貨幣価値指標無し	ヨーロッパ全体
RoCoF > 1Hz/sの時間数		時間数		

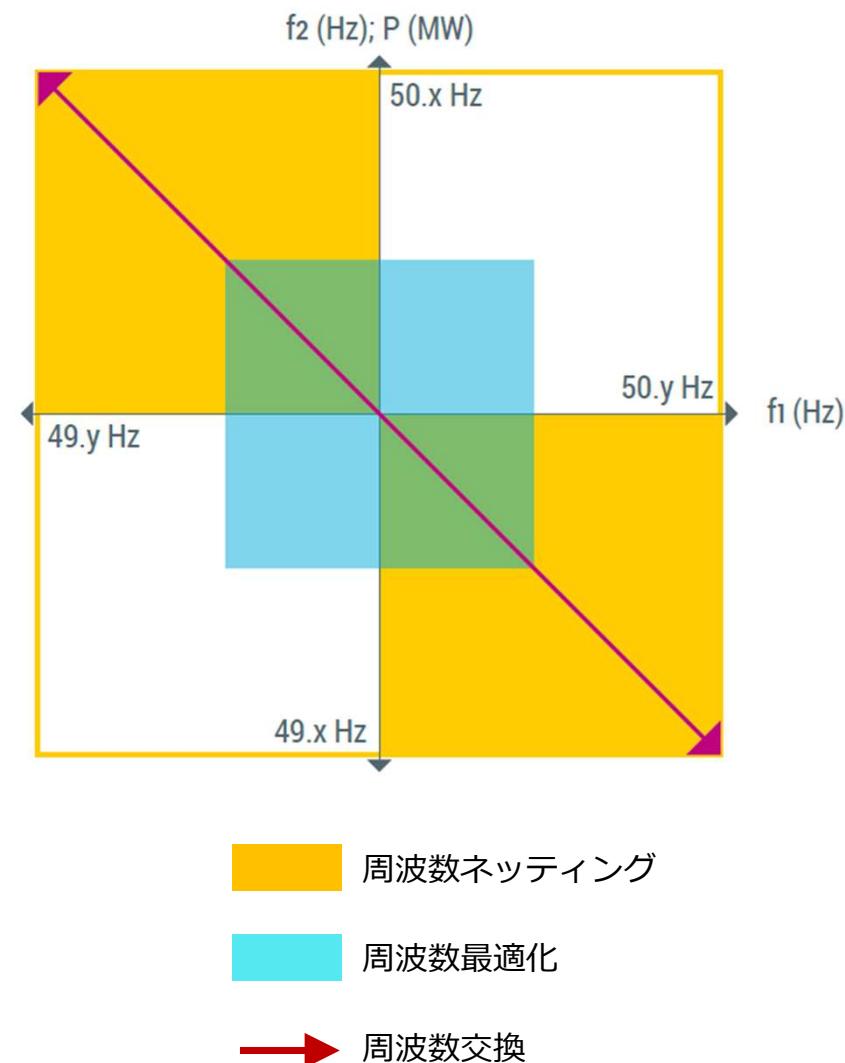
## 5.8.3 供給信頼度の便益 – 周波数安定性（容量の側面） –

### ■ 前提

- 容量の側面における擬態的な定量化や金銭評価のための方法論については、更なる分析やテストが必要であるため、現時点では提示されていない。

### ■ 同期エリア間の周波数連携

- 同期エリア間の周波数サポートサービスは、公式には「周波数連携サービス」として知られている。
- 法的な観点から、SOGL (System Operation Guideline: 系統運用ガイドライン) にて周波数容量の交換及び共有が認められている。
- 同期エリア間のHVDC連系を介して提供されるサービスとして、以下が含まれる。
  - 周波数ネットティング
  - 周波数交換
  - 周波数最適化
- HVDCを通じた上記サービスにより、収益化可能な便益としてFCR(一次周波数制御)の交換や共有があり、収益化されない便益として周波数品質の全体的な向上がある。



### 5.8.3 供給信頼度の便益－周波数安定性（容量の側面）－

#### ■ 周波数ネットティングと最適化

- 接続している同期エリアの周波数品質全般に貢献するが、現時点では貨幣価値換算できず、定性的な評価または周波数品質指数の定量化のみが可能。

#### ■ 周波数交換

- 提供側の同期エリアにて物理的なFCRのバックアップが必要であり、HVDCを通じてサービスが100%利用可能である場合、FCR容量の交換が可能となる。
- 理論上は金銭的評価が可能だが、適切な手法はまだ提案されていない。

#### ■ 手法確立までの間における評価方法

- 周波数交換ネットティングや周波数最適化において、接続している同期エリアは、全体のFCR必要量を削減する契約に合意する事ができる。（周波数品質がSOGLにて課される法的制限内にとどまることが条件）
- その削減量が正確かつ現実的に見積もられる場合、他の市場（卸市場、調整力市場等）での便益を計算する事が可能となる。
- 周波数容量の交換についても、全体のFCR必要量を最適に配分する事により、他の市場での便益が計算できると仮定しているが、実際のFCRオークションは卸市場（前日市場）の前に行われるため、逆効果となる可能性もある。

### 5.8.3 供給信頼度の便益－周波数安定性（容量の側面）－

#### ■ 同期エリア内と同期エリア間の違い

- SOGLにおいて、同期エリア内では周波数の交換は許可されている（各LFCブロックの初期FCR必要量の30%が上限）が、共有は不可となっていることから、連系線増強との直接的な関連性は無く、それに伴う直接的な利益もない。
- 他の同期エリア（非中欧）や中欧同期エリア内の同一LFCブロック内におけるLFCエリア間では、系統分離による内部の輻輳の緩和や、FCRのより均等な分配が実現される場合がある。これを可能とする増強であれば、理論上は、系統運用の最適化に繋がる可能性がある。その便益を計算し、評価するためには、非常に具体的な地域情報が必要であり、それを他の市場での便益計算に統合して、実際の金銭的便益を算出する必要がある。

## 5.8.4-5 供給信頼度の便益－ブラックスタート及び電圧無効電力－

### ■ ブラックスタート（未成熟の指標）

- 発電設備が外部からの電源供給無しに、専用の補助電源を使用する事で、完全に停止した状態から回復する能力のこと。
- このサービスはTSOにより契約されるか、義務付けられており、ブラックアウト発生後に系統を復旧させるための最低限の発電容量を確保するために提供される。
- 一部の増強計画では、ブラックスタートの必要量の削減に繋がる可能性がある。これにより他の市場での便益向上や、ブラックアウト時間短縮も図ることができる。

### ■ 電圧無効電力（未成熟の指標）

- 電圧無効電力サービスは、SOGLの規定を満たすためのTSOの目線で必要とされている。
- 通常、系統の電圧品質を維持するため、系統の特定の場所において、柔軟性のある発電機に対してTSOによって契約又は義務付けられる。
- また、これらのサービスは、調相設備やSTATCOMの投資によっても確保する事が可能である。

## 5.9 再給電のための必要予備力の削減

### ■ 再給電について

- 再給電とは、より安価なユニットを高価なユニットと差し替えることで、コスト低減を図る事であり、これにより、ピーク時に運用されるユニットが増える。一部の国では、再給電容量を提供するために必要な発電所について、契約により確保されている。
- そのため、最大再給電電力は、予備電源の必要性の直接的な指標となり、連系線増強の有無による差が、予備電源の必要性の変化を示す。

### ■ 算出方法

- 再給電に必要な予備電源の容量は、年間を通じた再給電シミュレーションから、連系線増強の有無による最大再給電電力を比較する事で算出できる。
- 最大再給電電力は、各時間毎に全ての再給電行動を合計したものにおける、年間での最大値として定義される。（再給電のための予備電源を契約する仕組みを持つ国と、その国と接続する連系線増強にのみ適用可能）

### ■ 貨幣価値換算の可否及び二重計上の有無

- 必要な最大再給電電力量（MW）の削減に関連し、予備電源コストにおける容量制約支払いの変更を通じて貨幣価値換算する事が可能。
- 二重計上のリスクは無い。

パラメータ	計算元	基本単位	貨幣価値評価	整合性レベル
再給電に必要な予備力の削減	再給電研究	MW	€/年（市場ベース）	国家レベル

## 5.10 資本支出（CAPEX）の方法論

### ■ CAPEXについて

- CAPEXとは、物理的な試算を開発または提供するためのコストの事であり、各投資に対する実質値（インフレを考慮しない値）として示される。
- CAPEXは一定の調査年の値で表され、例えばTYNDP2024の場合、CAPEXは2024年の値で表される。
- プロジェクトが複数の投資で構成される場合、各投資のCAPEX（調査年度値）と、その投資が稼働予定の年を示す必要がある。
- 評価期間の終了時点での資産価値はゼロと仮定される。

### ■ コストの算出方法

- 成熟した投資（許認可中または建設中）については、最新データに基づいてコストを報告し、不確実性の範囲が明確に説明されている必要がある。
- 未成熟の投資（計画中だが許認可には未着手、または検討中）の場合、詳細なコスト情報が利用可能な場合、その情報を使用し、成熟した投資と同じ原則を適用するが、そうでない場合はENTSO-Eによって提供される標準的な投資コストを使用し、プロジェクトの特性や複雑性を考慮するために、プロジェクト固有の**複雑性係数**を乗じて調整される。

## 5.10 資本支出（CAPEX）の算定手法

### ■ 複雑性係数について

- 資産グループごとのコスト幅を示すために使用し、最大値と最小値を期待値に基づいて提示する（プロジェクト推進者は説明する必要がある）。前例の範囲を超える複雑性係数を選択する場合、その理由は明確に説明する必要がある（地形、経路選定、歴史的建造物等）
- プロジェクトの初期段階で情報が限られている場合、複雑性係数は1.0とする。

	最大複雑性係数	最小複雑性係数
交流架空線	1.30	0.50
交流地中ケーブル	1.20	0.70
海底ケーブル	1.10	0.90
変電所	1.30	0.60
変圧器	1.30	0.70
HVDC変換所	1.20	0.90

## 5.10 資本支出（CAPEX）の算定手法

### ■ CAPEXの用途について

- CAPEXは共通の前提条件を使用したうえで、調査が実施される年に割引されることで、他のプロジェクトとの比較が可能となる。
- CAPEXの指標として、C1a（初期CAPEX）とC1b（維持CAPEX）の2つの指標が用いられる。
  - C1a：予備調査・許認可・実現可能性調査・設計および土地取得にかかる費用、機器・資材・および実施費用、一時的な対応の費用（例 既存ルート内での新たな架空送電線の設置、既存資産の改修、建設期間中の仮設回路の設置）、環境影響回避や許認可に関する費用
  - C1b：初期CAPEXによって実現した試算の昨日を維持するために必要な費用（評価機関内に交換をする機器の予想コストや、場合によっては機器の解体に必要な費用も含める場合がある）

## 5.11 運用経費（OPEX）の算定手法

### ■ OPEXについて

- OPEXは、評価期間中における投資やプロジェクトを運用するための継続的な費用を指す。OPEXは年間平均費用として表され、運用開始の翌年から評価期間全体にわたって毎年適用される。
- OPEXは実質値として算出され、評価対象の基準年の一定値で報告される必要がある。

### ■ OPEXに含む費用と含まれない費用

- OPEXに含む費用として、想定される年間の維持管理費用及び想定される年間の運用費用がある
- 含まない費用として、系統の送電口スがある（専用の指標にて考慮されるため）

## 5.12 気候適応措置

### ■ 気候適応措置とは

- 「エネルギーインフラが気候変動の潜在的な悪影響からの回復力を確保するために、気候脆弱性及びリスク評価を通じて、適切な適応策を求め、実施されるプロセス」として定義されている。

### ■ 架空送電線の場合

- 気温上昇による送電線のたるみが火災を引き起こす可能性があるため、地下ケーブルにより回避する事が可能。
- 他にも、送電鉄塔をより高いものとすることや、低たるみ線の採用、送電線の運転限界を効率的に管理して運用上のリスクを削減するといった手法もある。
- また、火災の影響を軽減するため、森林管理・火災予防の強化・適切な消火システムの導入も重要。

### ■ 浸水への対応

- 浸水は変電所における高電圧システム、通信システム、蓄電池システムを失う原因となり、制御・保護装置の故障に繋がる可能性であることから、対策が必要である。
- 対策としては、浸水監視装置の設置や、機器を地上から高い場所に設置するといったものが挙げられる。

## 5.13 残余影響に関する一般的な声明

### ■ 系統計画の主な目的

- 安全なシステム運用を可能にする
- 高い供給信頼度を確保する
- 持続可能なエネルギー供給に貢献する
- 全ての市場参加者に対して、系統へのアクセスを促進する
- 国内市場の統合に貢献し、競争と調和を促進する
- システム全体のエネルギー効率の向上に寄与する
- 國際間送電の実現を可能にする

### ■ TYNDPの示唆

- TYNDPでは、ヨーロッパ規模の送電プロジェクトがEU全体の持続可能性目標にどのように貢献するかを示す
- これには、CO<sub>2</sub>排出削減や再エネの統合が含まれ、地域レベルでは生物多様性戦略や景観保護政策にも影響を与える可能性がある。
- 一般的に、プロジェクトの社会的・環境的影响を軽減するために最初に考えるのは、影響を起こさないようにすることであり、可能な限り影響を最小化する努力が行われる。プロジェクトが十分に進んだ段階では、その措置にかかる費用を正確に見積もることができ、総コストに組み込まれる。

## 5.13 残余影響に関する一般的な声明

- 悪い影響を完全に緩和する事が常に可能ではないため、「社会的影響」と「環境的影響」は以下の目的で使用される。
  - まだ見えていない潜在的な影響による追加支出が必要となる可能性があるが、コストに含められるほどの精度ではないことを示す。
  - プロジェクトの設計では完全に緩和されず、客観的に金銭的価値を算定できない影響を示す。
- 「潜在的な影響」の扱い
  - 特にプロジェクトの初期段階では、特定の影響が最終的に緩和できる否かが不明確な場合があり、潜在的影響としてラベル付けされる。
  - その後、影響が緩和または補償された場合には消える可能性があり、影響が最終的に緩和または補償されないことが明らかになれば、潜在的影響の状態から残存影響となる。
  - プロジェクトの影響についての情報が不十分な場合には、影響が「ない」と誤解されないように、「情報がない」ことが明確に示される形でプロジェクトの影響が提示される。

## 5.13 残余影響に関する一般的な声明

### ■ CIGREの戦略的環境アセスメント（SEA）に関する報告書（2011年）

- 電力系統におけるSEAを実施する際の関連要因を概説するものであり、記載されている指標の多くが ENTSO-EのOCBAガイドラインで追加コストとして取り上げられている。
- 他方、「生物多様性」「景観」「インフラの社会統合」については、明確な定量化や金銭的評価ができなかった。

### ■ 新たな手法

- 自然や生物多様性にとって敏感な地域（環境的影響）や景観や社会的価値に関して重要な地域（社会的影響）に、新しい架空送電線、地中ケーブル、または海底ケーブルを敷設する必要がある距離をキロメートル単位で推定するという手法
- 連系線増強において、ルートの詳細はプロジェクトが進んでから決まるものであるため、初期段階では幅付きで定量化した形式で提示され、プロジェクトが進むにつれて、幅が狭まり、費用に織り込まれるか、残余影響として示されるようになる。

## 5.14 残余環境影響の方法論

■ 残余環境影響は、以下の3要素により説明される。

- ステージ：プロジェクトや投資の段階
- 潜在的影響：プロジェクトや投資に関連するインフラが、**自然や生物の多様性**に与える潜在的な影響の評価を指し、環境に対して「敏感」なエリアに敷設される距離（km）で測定される
- 感度の種類：そのエリアがなぜ「敏感」と見なされているのかの定義（環境的、社会的、生態系的原因）

■ 「敏感」なエリア（送電線やケーブルの建設における可能性があるもの）

- 生息地指令（1992年に採択されたEUの指令で、開発行為が規制される自然保護区域のネットワークを設定するもの。）
- 鳥類指令
- ラムサール条約サイト
- IUCN（国際自然保護連合）の主要生物多様性エリア
- 海洋戦略枠組み指令（EUの海洋環境の改善を目的とした指令）
- その他国内法に基づく自然保護エリア

■ 成熟した投資（「建設許可」又は「建設中」）の場合

- プロジェクトの現状のデータに基づいて報告する必要がある

■ 未成熟の投資（「計画済だが許可取得前」又は「検討中」）の場合

- 環境評価が済んでいれば成熟投資と同様の報告が必要で、不十分の場合はそうであることを明示する

## 5.15 残余社会影響の方法論

### ■ 残余社会影響は、以下の3要素により説明される。

- ステージ：プロジェクトや投資の段階
- 潜在的影響：プロジェクトや投資に関連するインフラが、**近隣の密集地域や保護地域**に与える潜在的な影響の評価を指し、社会的に「敏感」なエリアに敷設される距離（km）で測定される
- 感度の種類：そのエリアがなぜ「敏感」と見なされているのかの定義

### ■ 社会的に「敏感」と見なされる影響

- 人口密度に関する感度（人口密集地域に近い土地、学校や保育施設の近くの土地）
- 景観の保護に関する感度（世界遺産、国立公園、文化的価値を持つ土地、国内法に基づくその他保護地域）

### ■ 成熟した投資（「建設許可」又は「建設中」）の場合

- プロジェクトの現状のデータに基づいて報告する必要がある

### ■ 未成熟の投資（「計画済だが許可取得前」又は「検討中」）の場合

- プロジェクト推進者自身か国家規制当局によって社会影響評価が既に実施されているのであれば、成熟した投資と同様の扱いとなる。
- 社会影響評価が存在しないか、不十分である場合、プロジェクトシートの所定欄にそれを明記する必要がある。

## 5.16 残余影響に関する他の方法論

- プロジェクトが引き起こす影響のうち、これまでの指標ではカバーされていない提供
  - ステージ：プロジェクトや投資の段階
  - 潜在的影響：プロジェクトや投資に関連するインフラが、**近隣の密集地域や保護地域**に与える潜在的な影響の評価を指し、社会的に「敏感」なエリアに敷設される距離（km）で測定される
  - 感度の種類：そのエリアがなぜ「敏感」と見なされているのかの定義
- 社会的に「敏感」と見なされる影響
  - 人口密度に関する感度（人口密集地域に近い土地、学校や保育施設の近くの土地）
  - 景観の保護に関する感度（世界遺産、国立公園、文化的価値を持つ土地、国内法に基づくその他保護地域）
- 成熟した投資（「建設許可」又は「建設中」）の場合
  - プロジェクトの現状のデータに基づいて報告する必要がある
- 未成熟の投資（「計画済だが許可取得前」又は「検討中」）の場合
  - プロジェクト推進者自身か国家規制当局によって社会影響評価が既に実施されているのであれば、成熟した投資と同様の扱いとなる。
  - 社会影响評価が存在しないか、不十分である場合、プロジェクトシートの所定欄にそれを明記する必要がある。

## 6. 方法論の補足 – 6.1 EUエネルギー目標 (ET)への貢献 – 6.1.1 ET1：連系線目標

100

- ECは2016年3月に系統接続電力目標に関する専門家グループを設置した。
- 専門家グループの目的は、コスト面と関連地域における商業交流の可能性を考慮しつつ、電力連系線目標10%(これはEU加盟国における既設発電容量に対する輸入発電容量と定義される。)を2030年までに15%に拡大することについて、委員会に技術的助言を提供することであった。専門家グループは2017年10月に報告書を提出した。
- 連系線追加開発検討は、以下の3つの閾値のいずれかが発生した場合に実施すべきとしている。
  - 平均価格差が2€/MWh異なる場合。連系線容量が2030ピーク需要の30%を下回る場合。連系線容量が2030再エネ発電容量の30%を下回る場合
- いずれかの30%閾値を達成することを支援する連系線容量に関するプロジェクトは、TYNDP及び将来のPCIリストに申請することを推奨している。
- ピーク需要に対する再エネ発電容量比率が30%以上60%以下の国々に対しては、更なる連系線を増やす可能性のある選択肢を定期的に調査するよう要請される。
- 必須条件として、新たな連系線は社会経済的及び環境的なCBAの対象となるべきであり、また潜在的利益がコストを上回る場合にのみ実装されるべき。

## 6. 方法論の補足 – 6.1 EUエネルギー目標（ET）への貢献 – 6.1.2 ET2：エネルギー効率

- エネルギー効率は次のように定義できる。
  - $EF = \text{最終エネルギー消費量} / \text{一次エネルギー消費量}$
- 一次エネルギー消費量は、エネルギー・システムへの投入量とみなすことができ、市場シミュレーションから求められる一次エネルギー・キャリアの総使用量である。
- 最終エネルギー消費量は、従来の最終消費機器の需要であり、市場シミュレーションから求められる。
- プロジェクトによってもたらされる様々なバリエーションのエネルギー効率のヨーロッパ目標への貢献はプロジェクトの研究報告書で報告されている。
  - $ET2 = EF(\text{with}) - EF(\text{without})$

## 6. 方法論の補足 – 6.1 EUエネルギー目標（ET）への貢献 – 6.1.3 ET3：再エネ普及

102

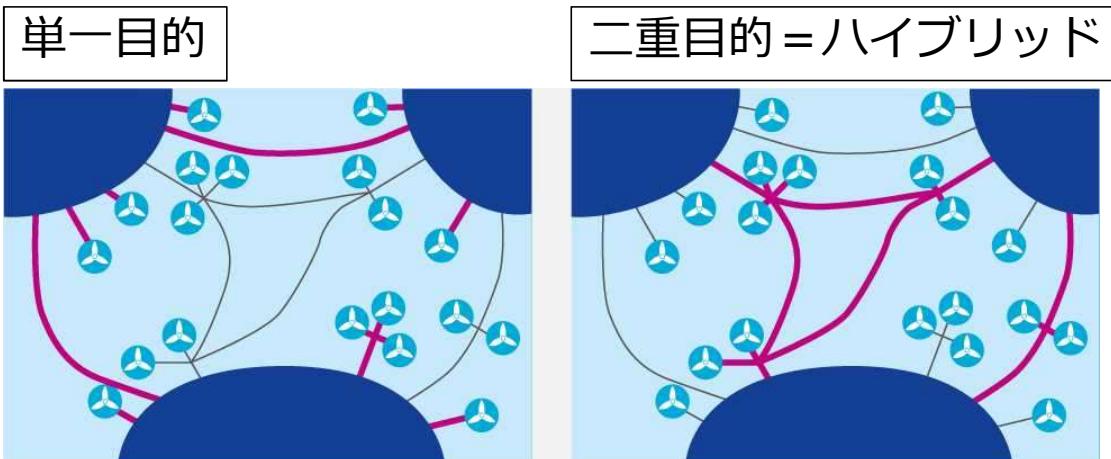
- 再エネからのエネルギー割合は再エネによる最終エネルギー消費量をすべてのエネルギー源による最終エネルギー消費量で除することで求めることができ、%で表される。
- 分子の「再エネによる最終エネルギー消費量」は加盟国において再エネから生み出された電気の量として求められる。分母の「最終エネルギー消費量」はすべてのエネルギー源からの電気の量と定義される。
  - $ET_{res} = \text{再エネ発電量} / \text{最終消費量}$
- プロジェクトの再エネ普及を表すET3への影響評価は、プロジェクト有無による再エネ普及の差分で求められる。
  - $ET3 = ET3(\text{with}) - ET3(\text{without})$

## 6. 方法論の補足 – 6.2 ハイブリッドプロジェクトの評価方法 – 6.2.1 背景

- 現在進行中の欧州脱炭素化目標やEU法（グリーンディールや政策パッケージ「Fit for 55」）は、洋上再生可能エネルギー戦略に従い、2030年までに洋上風力60GW以上と1GWの海洋エネルギーを目指し、2050年までに洋上風力300GW以上と40GWの海洋エネルギーを見込んでいる。
- 歴史的に、陸上入札ゾーンへの放射状接続は、沿岸近く（交流技術のため近距離）で開発されてきた。近い将来、欧州海域のエネルギーポテンシャルを十分に活用するために、遠距離接続がさらに開発されるだろう。
- これらの新たな構成は、TYNDP（欧州における将来10か年分の系統増強計画）のフレームワークで実施する適切なCBA計算のために更なる明確化が必要である。

## 6. 方法論の補足 – 6.2 ハイブリッドプロジェクトの評価方法 – 6.2.2 ハイブリッド連系線<sup>104</sup> の定義

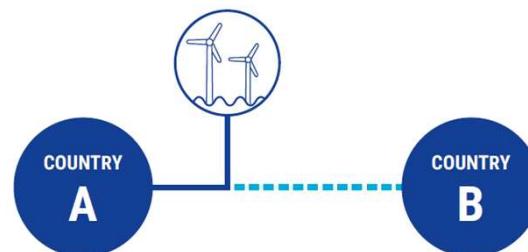
- ハイブリット連系線プロジェクトは、電力部門で少なくとも2つの目的を果たしており、CBA評価に関する新しいプロジェクトカテゴリーを構成する。
- ハイブリット連系線構築と二重目的は入札ゾーン（陸上または海上）間の相互接続機能を可能にすると同時に、特定の技術（RESまたは非RES、発電、負荷または貯蔵、AC [例: Kriegers Flak] またはDC [例: North Sea Windpower Hub]）によるクライアント接続を容易にするプロジェクトとして定義できます。
- ハイブリット連系線構築が開発される方法に基づくと、2つのCBAオプションが定義できる。
  - CBAケース1 既設の放射状系統の拡張
  - CBAケース2 ハイブリット連系線として新たに開発されたプロジェクト
- ハイブリット連系線プロジェクトの目標は、2つ以上の入札ゾーン間の効率的な接続の開発です。



## 6. 方法論の補足 – 6.2 ハイブリッドプロジェクトの評価方法 – 6.2.3 ハイブリッド系統接続のCBAケース

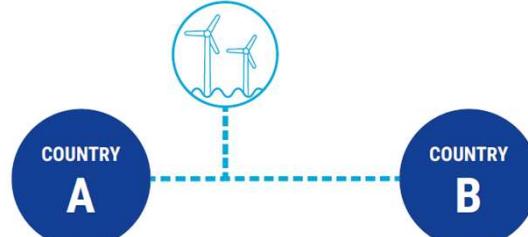
- CBA分析では2つ設定可能であり、ケース1とケース2として定義する。
  - CBAケース1 追加の連系線機能のみを有効にすることで、既存または計画中の放射状接続再エネの上にプロジェクトが構築される。利益は第2区間の連系線利益のみ。
  - CBAケース2 再エネ統合機能と異なる連系機能の両方を可能とするプロジェクト。プロジェクトはハイブリッド連系線として新たに開発される。利益は連系線利益と再エネ増加利益
- どちらのケースを選択するかは事業主から提供された情報に基づきそれぞれの組織で決定される。どちらのケースを選択しても、影響を明確に記載することが必要となる。

ケース1



プロジェクトコスト	プロジェクト利益	評価タイプ
第2区間の国際連系線 +洋上風力変電所の差分（該当する場合）	・A-B間の間接的な送電容量によって得られる利益	CBAケース1 ・洋上風力容量に差分はない

ケース2



プロジェクトコスト	プロジェクト利益	評価タイプ
両区間+変電所プラットホーム	・A-B間の間接的な送電容量によって得られる利益 ・洋上風力容量増加という洋上風力統合利益 ・健全性チェック	CBAケース2 ・洋上風力容量に差分がある

— グリッド参照

... CBA評価の元のプロジェクト

## 6. 方法論の補足 – 6.2 ハイブリッドプロジェクトの評価方法 – 6.2.4 放射状プロジェクト

106

- ハイブリッドプロジェクトと放射状プロジェクトの整合を図るために、CBAケース2を放射状プロジェクトに適用できる。放射状プロジェクトの評価では再エネ統合の便益のみ（トレード利益は含まず）が考慮される。
- ハイブリッドプロジェクトについては再エネ統合の便益を考慮するために、健全性チェックを適用する必要がある。この健全性チェックは研究固有の実施ガイドラインに記載される。
- 放射状プロジェクトのコスト範囲には、グリッド接続（ケーブルとプラットホーム）のみが含まれ、再エネ資産は含まれない。

## 6. 方法論の補足 – 6.2 ハイブリッドプロジェクトの評価方法 – 6.2.5 正味送電容量<sup>107</sup>

- 正味送電容量はガイダンスを尊重する必要があるため、一般的にハイブリッドセットアップの各送電線の熱容量とは異なる場合があります。また、異なる送電線サイズが適用される場合も同様です。
- 正味送電容量は国内市場設定（HM）あるいは洋上風力入札ゾーン設定（OBZ）のどちらを選んだかを反映すべき。これは主に 1 つ以上の入札ゾーンでマイナス価格が発生した場合の再給電結果に影響します。CBAケース 1 と 2 ともに言えることだが、国内市場設定は正味送電容量を減少させるが、洋上風力入札ゾーン設定は個別の従来の正味送電容量を使用できる。
- 正確に送電口スに関連する評価するためのモデル化に、様々な区間の定格電力と目標電圧が必要。

## 6. 方法論の補足 – 6.3 プロジェクト評価のための再給電シミュレーション

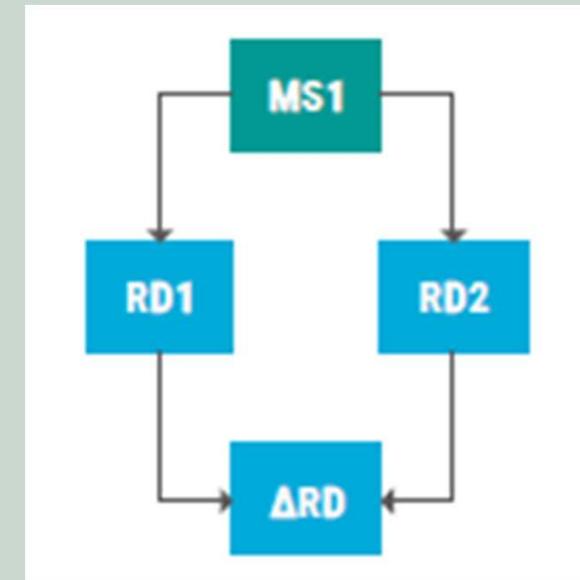
- 特定の国境を越えた輸送能力の影響のみに注目してプロジェクトを評価すると、プロジェクト固有の便益の過小評価につながる可能性がある。これは、ほとんどのプロジェクトが、特定の国境の輸送能力を高めるだけではカバーできない大きなプラスの便益（国内の混雑の緩和）を示しているからである。この効果は、必ずしも特定の国境を越えた輸送能力を高めることを目的としていない国内プロジェクトに最も強い（ただし、これに限定されるものではない）。したがって、市場シミュレーションのみを用いてプロジェクトを評価することは困難であり、不可能である。
- 国内プロジェクトも国境を越えたプロジェクトも汎欧州的な関連性を持ち得る。しかし、それらはすべて、特定の境界（場合によっては複数の境界）上でGTC（系統送電容量）を開発している。
- 国内プロジェクトが国境を越えた送電容量に影響を及ぼす可能性があるのと同様に、国境を越えたプロジェクトも国内の混雑や再給電に影響を及ぼす可能性があるため、必要に応じて連系線に再給電シミュレーションを適用できるようにする必要があります。
- 再給電シミュレーションを使用してプロジェクト評価を実行するには、次のシミュレーション手順を実行する必要があります。
  - シミュレーションステップ1:コスト最適な発電所運転を決定するための市場シミュレーションを実行する
  - シミュレーションステップ2:ステップ1の結果に基づいて潮流シミュレーションを実行し、グリッドの送電線負荷を決定する
  - シミュレーションステップ3:再給電シミュレーションを実行し、（ステップ1で取得した）初期発電所運転を再給電することによって発生する可能性のある系統混雑を軽減する機会を特定する。
- これらのステップは、1つのツールまたは異なるツールの組み合わせを使用して実行する場合がありますが、いずれも無視することはできません。

## 6. 方法論の補足 – 6.3.1 再給電シミュレーションを使用したメリット計算

- 再給電シミュレーションでも市場シミュレーションと同様に、プロジェクト有無での内部混雑を解消するための再給電量の影響を評価するといった差分確認が可能である。
- 再給電シミュレーションは、それぞれのシナリオを使用して実施された市場調査と整合している必要があり、このために、市場シミュレーションに使用されるのと同じメイン入力データセットが含まれている必要があります。
  - 価格の想定（燃料価格、CO<sub>2</sub>価格、およびこれらから計算した火力発電所種別の合計コスト）
  - 各種電源種別ごとの設備容量、火力発電種別のマストラン量、発電ユニット効率
  - DSR容量、需要時系列、モデリングされていない国との固定流通量
- 市場シミュレーション結果から使用する主なデータセットは以下の通り
  - 1時間毎の火力発電種別、DSRおよび水力発電・揚水の利用状況
  - 抑制されたエネルギー時系列、市場ノードの時間あたりの限界コスト
- 再給電シミュレーションでは次の要件を満たす必要がある。
  - 発電増減量のバランス維持、再給電後に混雑が発生していない、コスト最適な方法での再給電
- 再給電シミュレーションの境界を定義する必要
  - 境界はプロジェクトの影響を受けるグリッド領域をカバーするように選択する。国内プロジェクトの場合はプロジェクトを含む国が境界となる。国境を越えたプロジェクトの場合は国境にプロジェクトを含む2つの国が境界となる。
- 最適化対策は、次の順序の通りに実施します。
  - 1.運用対策の適用（例：移相シフト変圧器、HVDC）
  - 2.各N-1故障に対して、事前に定義された修復アクションの適用
  - 3.各発電機のコストに基づいた火力発電所の最適化
  - 4.蓄電設備の最適化（例：揚水発電所、蓄電池、P2Gなど）
  - 5.再エネの最適化
  - 6.国境を越えた発電所と国境を越えたHVDCリンクの最適化
  - 7.送電設備の過負荷対応

## 6. 方法論の補足 – 6.3.2 オプション1：純粋な再給電を使用したメリットの計算

- 主に内部影響に焦点を当てたプロジェクトのメリットは、再給電シミュレーションを使用することによってのみ評価できます。1つの市場シミュレーション出力を使用して、2つの異なる再給電シミュレーション(プロジェクトwithとwithout)を実行する必要があります。このプロセスでは、前述の条件を遵守する必要がある。
- 次に例を示す。
  - MS1は、NTC（正味送電容量）を踏まえて実施した市場シミュレーションを参照します。
  - RD1は、参照ネットワークを使用した再給電の結果。
  - RD2は、評価対象プロジェクトを出し入れ(TOOT/PINT)したネットワークでの再給電の結果。
  - $\Delta RD$ は、RD1とRD2のユニットコミットメント(電力需給運用上のルールを満たしつつ、翌日の電力需要と均衡可能な発電機の運用計画を作成すること)の差(発電コストの違い、CO<sub>2</sub>排出量の違いなど。)



## 6. 方法論の補足 – 6.3.3 オプション2：NTC変動と再給電の組み合わせを利用した利益計算

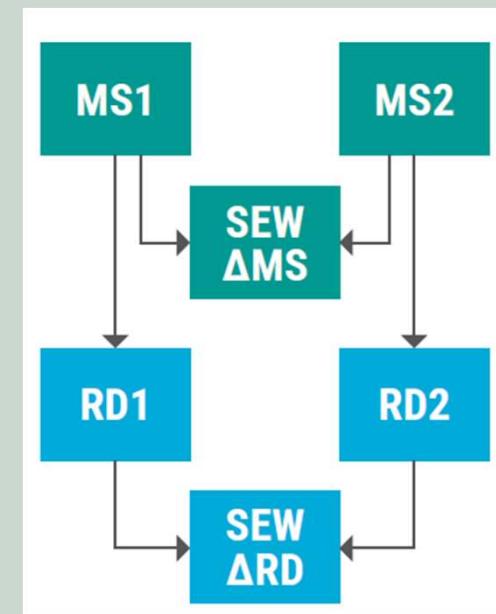
111

■ プロジェクトの利点は、主に内部のボトルネックに依存しますが、国境を越えた大きな影響を与えることもある。この場合、市場シミュレーション評価と再給電シミュレーション評価を組み合わせる2段階のアプローチを使用できます。この時、最終結果は2つの合計となります。

■ プロセスを以下に示します。

- MS1は、参照ネットワークを使用した市場シミュレーションを指す。
- MS2は、評価されるプロジェクトを出し入れ(TOOT/PINT)した市場シミュレーションを指す。
- $\Delta MS$ は、MS1とMS2のユニットコミットメントの差。
- RD1は、参照ネットワークを使用した再給電の結果。
- RD2は、プロジェクト出し入れ(TOOT/PINT)したネットワークでの再給電の結果。
- $\Delta RD$ は、RD1とRD2のユニットコミットメントの差。
- 差分の合計は $\Delta RD$ と $\Delta MS$ の合計。

■ 再給電を適用することで、特定の便益指標であるB9（再給電発電所のための予備力低減）を特定することができる。これについてはセクション5.9で議論する。



## 6. 方法論の補足 – 6.4 失われた負荷量 (VOLL)

- VOLLは、未供給エネルギー(停電がなければ供給されていたであろうエネルギー)に関する消費者のコストの尺度であり、一般に€/kWhで測定されます。これは、kWh (長時間中断) またはkW (電圧降下、短時間の中止)あたりの停電の平均値を反映し、適切に重み付けされて、対象となる部門または国全体の複合値を生成します。現在SoS (供給保障確保) の市場が存在しないため、これは外部性です。
- プロジェクト評価で使用されるVOLLの値は、システムユーザーの停止の実際のコストを反映する必要があります。これにより、投資決定の正確な基礎が提供される。VOLLのレベルが高すぎると投資過剰になり、値が低すぎると投資不足になります。最適なレベルは、消費者のSoS (供給保障確保) に対する支払い意欲に対応する必要があります。プロジェクト評価でVOLLを考慮するには、送電増強と停止コストの間で適切なバランスを取る必要があります。送電増強は、一般に、電力供給のセキュリティと品質の向上に貢献し、停電の確率と深刻さを軽減し、それによって消費者のコストを削減します。
- これまでの経験から、VOLLの推定値は、地理的要因、需要の構成の性質の違い、影響を受ける消費者の種類と電力への依存度のレベル、信頼性基準の違い、時期、停止期間によって大きく異なることが実証されています。一般的で統一されたVOLLの推定値を使用すると、不整合と透明性の低下につながり、不確実性が大幅に増加します。
- 停電の実際の社会的コストを反映するVOLLの信頼できる数値を提供することは、収益化されたEENS (Expected Energy Not Served) の適切なプロジェクト評価に不可欠である。EENSが収益化されると便益とコストの合計に単純に含まれるため、結果を解釈する際の焦点が基礎となる値から離れてしまう可能性がある。これは、EENSのコストに関する空間的、時間的、実際の特性を適切に考慮した適切なVOLL値が存在する場合には問題とならない。しかし、VOLLがその時々で変化する場合、均一で標準化されたプロジェクト評価結果の信頼性が損なわれる。したがって、ENTSO-Eは、EENSの収益化された値を報告するための前提条件として、ACER (エネルギー規制協力庁) とEC (欧州委員会) によって承認された計算方法を考慮している。

## 7. 付表 – 7.1 発電コストアプローチ

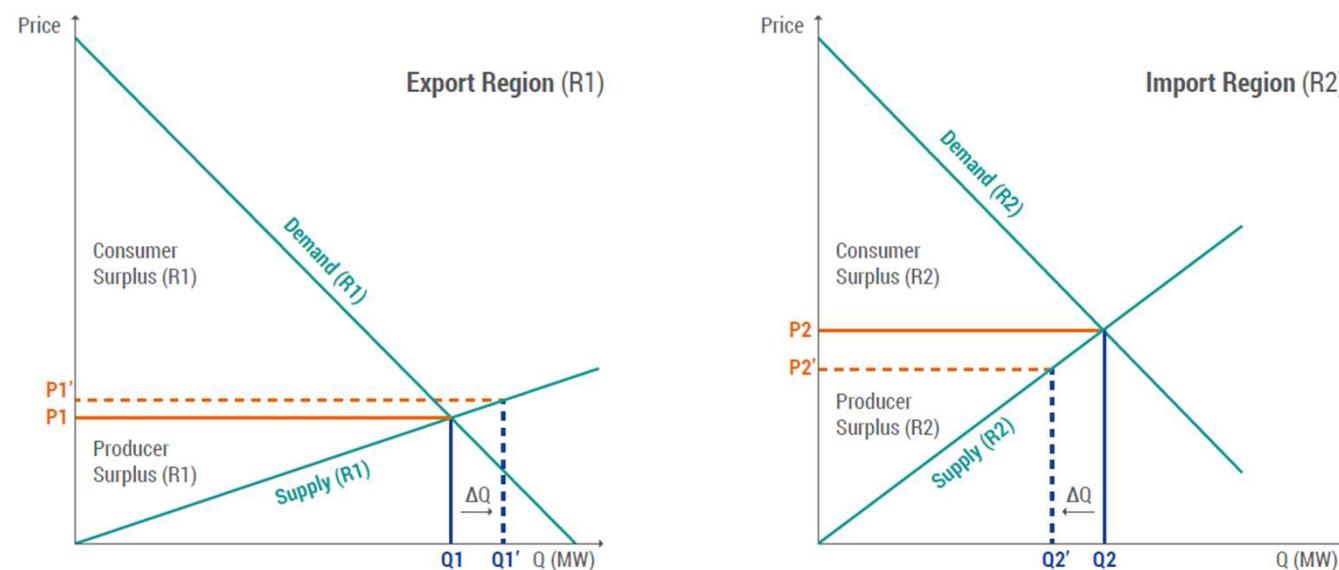
- 経済的便益は、プロジェクトによって生じるNTC（正味送電容量）変動に関連する総発電コストの削減から計算される。この便益には3つの側面がある。
  1. 発電機から欧州市場全体へのアクセスを制限するネットワークのボトルネックを減らすことで、プロジェクトは入札地域内および入札地域間の両方で発電制約に伴うコストを削減できる。
  2. プロジェクトは、比較的低コストの新しい発電への直接システム接続を提供することで、コスト削減に貢献できる。
  3. プロジェクトは発電機間の競争を促進し、最終消費者への電力価格を下げることができる。この方法は社会的便益の表現は発電コストの削減となる。
- プロジェクトのwith、withoutでの再給電コストを求めることで、経済的最適化がなされる。各ケースの便益は、次の関係から計算される。
- **便益 = プロジェクトwithoutの全区域発電コストの合計 - プロジェクトwithの全区域発電コストの合計**
- 便益の合計は、市場調査を通じて行われる年間のすべての時間の便益を集計して計算される。

## 7. 付表 – 7.2 総余剰アプローチ

- 世界の社会的便益は、関連分野から生じる総余剰の合計として定義される。総余剰アプローチでは、需要の特定の設備にサービスを提供することの価値が考慮される。経済最適化は、生産者余剰（電気料金と発電コストの差）、消費者余剰（電気料金の支払い意思と需要ブロックの電気料金の差）、混雑賃料の変化（価格ゾーン間の電気料金の差）、および場合によってはプロジェクトの有無による区域横断賃料の変化の合計を決定するために行われる。特定区域の総余剰は次のとおりである。
- **総余剰=生産者余剰+消費者余剰+混雑賃料+区域横断賃料**
- 経済的便益は、生産者余剰（生産者便益の尺度）、消費者余剰（消費者便益の尺度）、すべての価格帯の混雑賃料、および場合によっては区域横断賃料を加算して計算される。総余剰アプローチは次の3項目から構成される
  - 1.ネットワークのボトルネックを減らすことで、送発電コストは経済的に最適化される。これは、生産者余剰の合計に反映される。これは、生産者が電力を供給したいと考えている価格と発電のコストの差として定義される。
  - 2.低価格地域からの送電を制限するネットワークのボトルネックを減らすことで、総消費コストは減少する。これは、消費者余剰の合計に反映される。これは、消費者が電力に支払いたいと考えている価格と市場価格の差として定義される。
  - 3.ネットワークのボトルネックを減らすことは、TSOの総混雑賃料の変化につながる。
- 価格差のある二つの入札地域間でNTC（正味送電容量）変動があるプロジェクトは、低価格入札地域の発電機が高価格入札地域の需要に電力を供給することを可能にする。完全な市場では、市場価格は需要曲線と供給曲線の交点で決定される。

## 7. 付表 – 7.2 総余剰アプローチ

- 新規プロジェクトにより両入札地域の価格が変化する。これにより、送電地域と受電地域の両方で消費者と生産者の余剰が変化する。さらに、TSOの収益は、送電地域と受電地域を結ぶすべての連系線の総混雑賃貸料の変化を反映する。プロジェクトの便益は、社会的便益の変化で測ることができる。特定の区域の便益の変化は、次のように計算される。
- **便益変化=消費者余剰の変化+生産者余剰の変化+総混雑賃貸料の変化+区域横断賃料の変化**
- 期間の便益の合計は、その年に考慮されたすべての時間毎の便益を合計することによって計算される。市場価格が需要曲線と供給曲線の交点にあるとき、総余剰は最大化される。

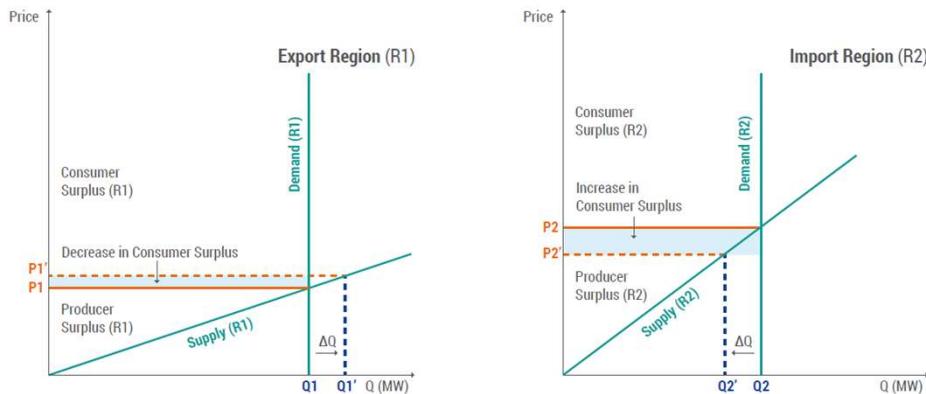


■ 図16 新プロジェクトが2つの地域間の送電容量を増加した場合の送電地域と受電地域例

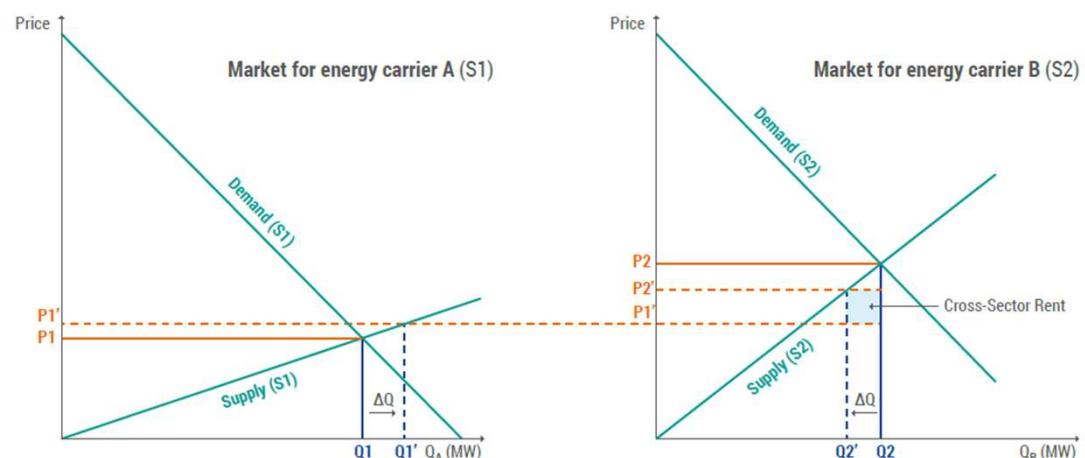
## 7. 付表 – 7.2.1 需要の非弾力性

- 電力市場の場合、顧客がリアルタイムの市場価格に直接反応しないため、短期需要は非弾力的と考えることができる。特定区域の消費者余剰の変化は次のように計算できる。
- **消費者余剰の変化=価格の変化×需要**
- 特定の部門の生産者余剰の変化は次のように計算できる。
- **生産者余剰の変化=発電収入の変化 (=地域の限界費用×地域の総発電量) - 発電の限界費用の変化**
- プロジェクトに伴う混雑賃料は、送電地域と受電地域の価格差に、新しい連系線によって取引される追加電力を乗じて計算することができる ((送電エリアの限界費用 - 受電エリアの限界費用) × 連系線潮流の絶対値として計算する)。特定区域の混雑賃料合計の変化は、次のように計算することができる。
- **混雑賃料合計の変化=送電地域と受電地域の間の全連系線の混雑賃料の変化**
- プロジェクトの区域横断賃料は、結合された区域間の価格差、エネルギー変換効率、およびエネルギー輸送業者AからBへのエネルギー変換に必要な追加電力から計算できます。
- **区域横断賃料総額の変化=関連区域間の区域横断賃料の変化**
- 各ケースの全体的な利益は、次のように計算されます。
- **利益 (時間間隔毎) = プロジェクトwithのときのすべての区域における総余剰の合計 (すべての時間間隔毎の合計) - プロジェクトwithoutのときのすべての区域における総余剰の合計 (すべての時間間隔毎の合計)**
- 利益の合計は、市場調査によって得られる年間のすべての時間の利益を集計することによって計算されます。

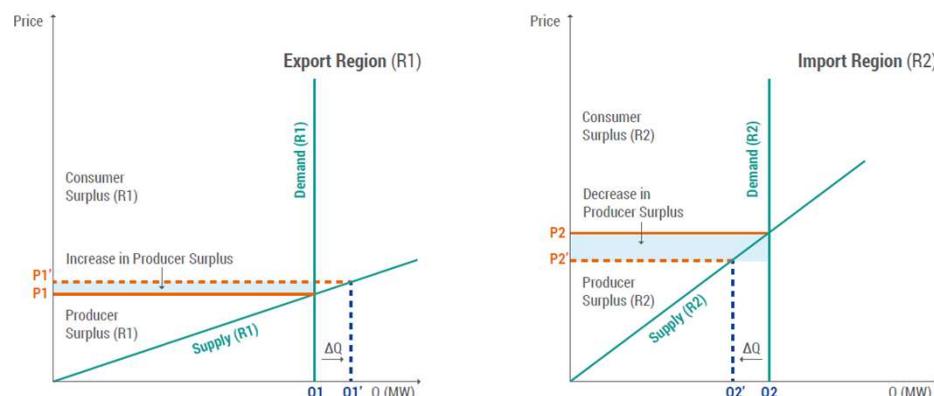
## 7. 付表 – 7.2.1 需要の非弾力性



■ 図17 消費者余剰の変化



■ 図19:区域別市場結合の図。区域横断賃貸料は、区域結合の利益を取り込み、部門AからBへの便益の移動を表します。これは、追加の便益構成要素と見なすことができます。

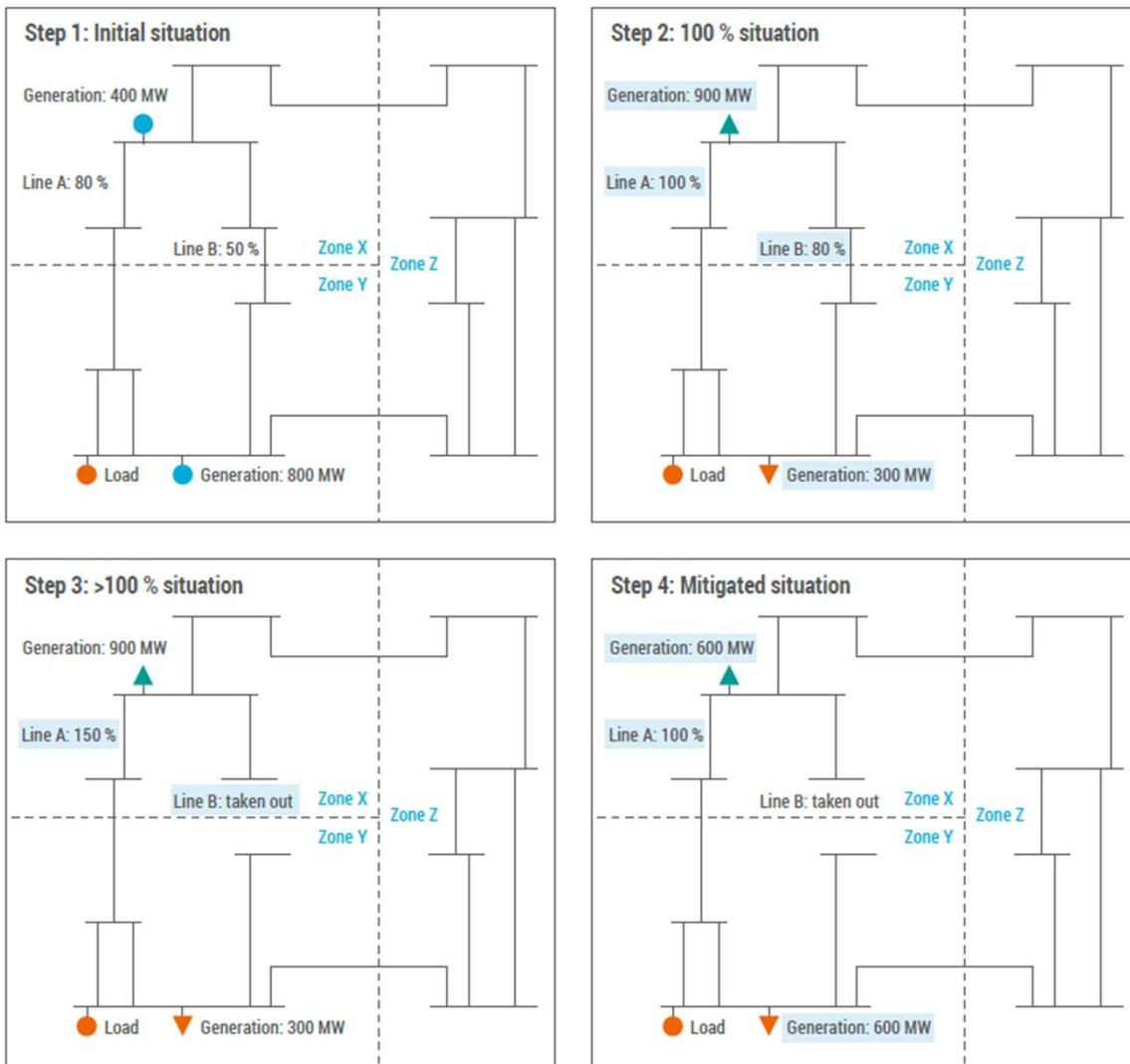


■ 図18 生産者余剰の変化

## 7. 付表 – 7.3 $\Delta\text{NTC}$ (正味送電容量) 計算の例

- $\Delta\text{NTC}$ を計算する方法を示す。この例では、ある時間間隔に対してTOOTアプローチを使用します。PINTアプローチは似ており、参照ネットワークモデルに対するプロジェクトの位置のみが変更されます。
- この例は、入札ゾーン間の任意の境界を越えて $\Delta\text{NTC}$ 計算用に設計されています。この方法論は、シミュレーションに使用する年間の $\Delta\text{NTC}$ を計算するために、年のすべての時間間隔に対して実行する必要があります。
- 以下の手順で実施する。
  - 手順1:セキュリティ基準に沿ったN-1基準を反映した送電線モデルの潮流計算の実施
  - 手順2:ゾーンXおよびYの合計発電(簡単な例として、ゾーンZには発電も需要もない。)を特定する。これは、検討中の連系線周辺のエリア(すなわち例のXとY)の1つでN-1条件(100%の状況)の下でちょうど100%の負荷がかかった少なくとも1本の回線があり、ゾーンZに混雑がないと仮定した場合に他の混雑がない場合に相当する。100%の状況は、ゾーンXおよびYで発電機の持ち替えを実行することによって作成できる。
  - 手順3:プロジェクトが削除された参照ネットワークモデル( $\Delta\text{NTC}$ を決定するプロジェクトのTOOT)で手順1と2を繰り返します。これにより、回線の1つがプロジェクトなしでN-1の下で正確に100%の負荷がかかった場合に、XおよびYの発電の値が提供されます。
  - 手順4:100%の状況に対応する発電の状況の差として $\Delta\text{NTC}$ を計算する。 $\Delta\text{NTC}$ は発電持ち替え量に等しい。
  - 手順5:このプロセスを分析中の連系線の両潮流方向に適用する。

## 7. 付表 – 7.3 $\Delta$ NTC (正味送電容量) 計算の例



- 図20: 上記の例で説明したように、单一の手順を説明する定性的な例。実際の物理的な流れは、ゾーンX-ZとZ-Yの間の境界を越えてコンポーネントを持つことにも注意してください。

## 7. 付表 – 7.3 $\Delta$ NTC (正味送電容量) 計算の例

- 上記の手順で説明した計算の結果を表20に示す。
- 表20から、次のことがわかります。

- 手順1は、すべてのプロジェクトが配置された初期状態を示しています (B送電線を含む)。送電負荷は%により示されており、過負荷はない。
- 手順2では、1つの送電線がN-1条件でちょうど100% (この例ではA送電線) となるまで、発電持ち替えを実施。必要な発電持ち替え量は500 MW。
- 手順3では、TOOTアプローチに従ってB送電線が削除される。再給電は手順2後の状態に固定され、ゾーンXが+500 MW、ゾーンYが-500 MWとなり、ラインAの負荷は150% (N-1) となります。
- 手順4では、発電持ち替えが手順2とは逆方向に行われます。これにより、A送電線負荷は100% (N-1) となります。残りの発電持ち替えは、初期状態と比較して200 MWとなります。したがって、初期再給電と最終再給電の差を増加させる ( $500\text{MW} - 200\text{MW} = 300\text{MW}$ ) 発電持ち替えが可能となります。
- 手順5、これはXからY方向の $\Delta$ NTCを示す。

	ステップ1	ステップ2	ステップ3	ステップ4	ステップ5
インシデント	B送電線あり	B送電線あり	B送電線削除	B送電線削除	$\Delta X$ からY向きの NTC [MW]
状況	初期状況	100%状況	>100%状況	軽減されて100% に戻る	300
Xゾーン発電	400	900	900	600	
Yゾーン発電	800	300	300	600	
需要	1.200	1.200	1.200	1.200	

## 一般的定義

### ■ 境界\_Boundary

境界は、欧州における電力交換の障壁となる。これは、欧州における電力交換（の目標レベル）に関連する電力フローを輸送する能力が不十分なグリッド内のセクションを表す。

境界には次のようなものがある。

- 2つの入札ゾーンまたは国の間の境界
- 複数の入札ゾーンまたは国の間の複数の国境といった多様な境目の距離といった境界
- エリアを2つまたは複数のサブエリアに分割するような、入札ゾーンまたは国の内側に位置する境界

### ■ 競合する送電のプロジェクト/投資\_Competing transmission projects/investments

2つ以上の送電のプロジェクトが同じ目的を果たす場合、それらは競合するとみなされる。

- 送電容量増加を達成するために競合するプロジェクトが提案された場合、それらのプロジェクトは一般的に以下のようになる。
- 同じ境界でNTC（正味送電容量）を増加させる

他方のプロジェクトも実現すると仮定して評価すると、その社会経済的な実現可能性は低下する。したがって、両方のプロジェクトを実現した場合の全体的な純便益は、個々の純便益の合計よりも低くなる。

### ■ 現行グリッド（初期グリッド）\_Current grid (starting grid)

現行グリッドは、既存の送電網であり、それぞれの調査の時点に依存する特定の日付で決定される。また、この第4次CBAガイドラインで説明されているように、最も可能性の高いプロジェクトを含めることによって、参照グリッドを構築するための開始点または初期状態と考えることもできる。

## 一般的定義

### ■ 発電電力持ち替え\_Generation power shift

発電電力持ち替えは、グリッド利用に影響を与えることを目的とした、コスト最適な発電所再給電（市場シミュレーションによって決定される）からの偏差である。これは、最適再給電の結果として到達した、システムAとシステムBを分離する境界を横切る送電線負荷を考慮する（エネルギーはAからBに輸送される）。エリアAでは発電が徐々に増加し、エリアBでは減少する。このプロセスは、システムAまたはシステムBの送電線負荷セキュリティ基準に到達するまで行われる。電力持ち替えの量は、これらのシステム間で可能な追加の市場交換を表し、市場シミュレーションで想定されるNTCの変動によって反映される必要がある。発電電力持ち替えは、指定された境界を越えて市場交換を修正し、グリッドによって可能な発電の最大変化を見つけるために使用される。

### ■ グリッド転送容量 (GTC) \_Grid Transfer Capacity

GTCは、標準的なセキュリティ基準を考慮して、グリッドの混雑が発生することなく境界を越えて転送できる最大の（物理的）電力潮流として定義されている。

### ■ ハイブリッドプロジェクト\_Hybrid Projects

ハイブリッドプロジェクトとは、特定の技術（RESまたは非RES; 発電または需要; ACまたはDC）とのクライアント接続を促進すると同時に、陸上風力と洋上風力といった入札ゾーンを連系可能とするプロジェクト

### ■ 相互依存プロジェクト\_Interdependent Projects

相互依存プロジェクトとは、その実現が別のプロジェクトの実現に依存しているプロジェクトです。例えばここでは、相互依存プロジェクトがその可能性を最大限に發揮する前に、前提条件としてプロジェクトを構築する必要があります。これは、相互に依存する2つ以上のプロジェクトにも適用される場合があります。

## 一般的定義

### ■ 相互リンクモデル\_Interlinked Model

相互リンク モデルは、エネルギー市場の取引や、異なるエネルギー事業者その他セクター（部門）との相互作用をシミュレートする。相互リンクモデルは、「一つのエネルギーシステム」の観点からプロジェクトを評価するために必要である。

### ■ 投資\_Investment

投資とは、電力を送ることや効果的に送電設備容量を追加する最小の資産のセットである。投資の例としては、新しい回路、必要なターミナル設備、関連する変圧器などがある。

### ■ 投資ニーズ\_Investment need

境界を越える開発必要量は投資ニーズによる。異なるシナリオは異なる電力潮流をもたらす可能性があるため、これらの電力潮流を境界を越えて送電するために必要な容量の量、ひいては必要な投資の量は、シナリオによつて異なる可能性が高い。それ故に、投資ニーズはシナリオ毎に異なる。

### ■ 投資ステータス\_Investment status

投資ステータスは、開発の段階に応じて、以下の6つのオプションのいずれかに従つて定義される。

- 検討中:計画調査の段階にあり、ENTSO-Eの国家計画および地域/EU全体のTYNDP（将来10か年分の系統増強計画）に含めることを検討中の投資。
- 計画済みだが、まだ許可されていない:国家開発計画に含まれ、初期調査段階を完了したが、まだ許可申請を開始していない投資。
- 許可:プロジェクト推進者がその実施に必要な最初の許可を申請し、申請が有効である投資。
- 建設中:建設段階にある投資。
- 委託済み:最初の運用に入った投資
- 中止

## 一般的定義

### ■ メイン投資 Main investment

複数の投資から構成されるプロジェクトの場合、1つの投資（例：連系線）は、1つ以上の補助投資が付随するメイン投資として定義されます。これは、投資をクラスター化するときに必要です。主な投資は、特定の目標（例えば、2つの入札地域間の相互接続）を達成するために計画されており、その主な投資の可能性を最大限に引き出すために必要な支援投資（プロジェクトの一部として）が行われます。主な投資の潜在能力は、通常の動作条件における最大送電容量を表します。

### ■ 正味送電容量 (NTC) Net Transfer Capacity

NTC（正味送電容量）は、関係する地域のシステムセキュリティ要件を考慮しながら、2つの入札地域間で運用できる電力交換プログラムの最大予測規模です。NTCは、入札地域間の電力融通能力を表すために、市場モデリングで使用されます。

### ■ 計画ケース Planning cases

電力システム（すなわち発電・送電システム）のある時点で管理する方法の表現。これらは、その時点のグリッドの詳細なモデル、またはスナップショットを表すために使用され、ネットワークの研究で使用されます。計画ケースは、特に以下に基づいて選択されます。

- 再給電、制約の頻度や大きさなど、市場調査からのアウトプット
- 地域的な考慮事項（風と太陽の統計データ、寒暖差など）
- 利用可能な場合は、汎欧州電力伝達分配係数（PTDF）分析の結果

## 一般的定義

### ■ プロジェクト\_Project

プロジェクトは、単一の投資または投資のグループとして定義されます。そのため、プロジェクトは主要な投資が意図した目標を実現するために一緒に実現する必要がある補助的な投資を含む。補助的な投資がない場合、プロジェクトは主な投資のみで構成され、このCBAガイドラインでは「プロジェクト」として記述されます。

### ■ 一度に1つずつ入れる (PINT) \_Put IN one at the Time

特定のネットワーク構造上の各新しい投資/プロジェクト(回線、変電所、位相シフト変圧器 (PST)、またはその他の送電ネットワークデバイス)を1つずつ考慮し、検討したネットワーク投資/プロジェクトの有無での潮流を評価する方法論。

### ■ 放射状プロジェクト\_Radial Projects

放射状プロジェクトでは、特定のテクノロジー (RESまたは非RES発電) を入札ゾーンに接続できます。

### ■ 参照ネットワーク\_Reference network

参照ネットワークは、評価されるプロジェクトの増分貢献度を計算するために使用されるネットワークのバージョンです。そのため、計算の開始点やそれぞれの利益指標として使用されます。

### ■ 再生可能エネルギー源 (RES)\_Renewable Energy Sources

RESとは、再生可能な非化石エネルギー源からのエネルギー、すなわち風力、太陽光 (太陽熱のおよび太陽光発電) および地熱、環境エネルギー、潮力、波力およびその他の海洋エネルギー、水力、バイオマス、埋立地ガス、下水処理場ガスおよびバイオガスESABを意味する。詳細な概要は、研究固有の実施ガイドラインにも記載されている。

## 一般的定義

- それぞれの研究\_Respective study  
CBA評価が実施される研究（例：TYNDP）
- シナリオ\_Scenario  
需要、発電設備容量、インフラ、燃料価格、地球規模の状況に関する特定の条件が発生する可能性のある将来の状況に関連する、モデル化を目的とした一連の仮定。
- CO2の社会的コスト\_Societal cost of CO2  
CO2の社会的コストは、次の2つの概念を表すことができます。
  - 関連する気候変動による二酸化炭素排出量の増加の総正味損害を表す社会的コスト
  - 検討中の気候目標によって決定される影の価格。政治的制約として目標を課すために支払う意思として解釈できる。
- 一度に一つずつ取り出す (TOOT)\_Take Out One at the Time  
予測されたネットワーク構造からプロジェクトを一つずつ除外して、評価中のプロジェクトがある場合とない場合のシステムパフォーマンスを比較する方法論。
- TYNDP  
今後10年間の開発要件を検討する欧州連合全体の報告書。EU規則で定義されている規制上の義務の一環として、ENTSO-Eによって隔年で実施されます。
- 時間間隔\_Time step  
シミュレーションモデルは、特定の時間詳細レベルで結果を計算します。この時間詳細レベルは、時間間隔と呼ばれます。一般に、時間間隔を小さくするとシミュレーションの実行時間が長くなり、時間間隔を大きくするとシミュレーションの実行時間が短くなります。通常、シミュレーションは時間単位の時間間隔を使用して行われますが、この粒度レベルは、結果に必要な詳細レベルによって異なる場合があります。

## 略語

- $\Delta$ NTC …NTC増加量
- AC …交流
- ACER …欧州連合エネルギー規制当局協力機関
- aFRR …自動周波数回復予備力
- BCR …費用対効果比率
- CAPEX …設備投資費用
- CBA …費用対効果分析
- CBCA …クロスボーダー費用配分
- CE …ヨーロッパ大陸
- CEER …欧州エネルギー規制評議会
- CF …複雑度係数
- CIGRE …大電力システム評議会
- CONE …新規参入コスト
- DA …前日市場
- DC …直流
- DSR …デマンドレスポンス
- EC …欧州委員会

- EBGL …電力バランスガイドライン
- EED …エネルギー効率指令
- EENS …期待されるエネルギーが供給されない
- ENTSO-E …欧州系統運用者ネットワーク
- ENS …エネルギーが供給されない
- EPRI …電力研究所
- ET …エネルギー目標
- ETS …排出量取引制度
- EU …欧州連合
- FCR …周波数抑制予備力
- FE …周波数交換
- FO …周波数最適化
- FN …周波数ネットティング
- FRR …周波数回復予備力
- FV …将来価値（コストまたは利益）
- GTC …グリッド転送容量
- HVDC …高压直流送電

- ID …日中市場
- ILM …連動モデル
- IPS …統合電源システム
- LFC …負荷周波数制御
- LOLE …供給力不足発生時間
- MES …マルチエネルギー・システム
- mFRR …手動周波数回復予備力
- MS …加盟国
- MSC …メカニカルスイッチコンデンサ
- MSR …メカニカルスイッチリアクター
- NECP …国家エネルギー・気候計画
- NPV …正味現在価値
- NRA …国家規制当局
- NTC …正味送電容量
- OBZ …洋上風力入札ゾーン
- OHL …架空線
- OPEX …運用費用

- P2G …電力からガスへ
- PCI …共通の関心事のプロジェクト
- PINT …一度に1つ入れる
- PMI …相互利益プロジェクト
- PP …プロジェクトプロモーター
- PST …移相シフト変圧器
- PTDF …電力分流係数
- PV …現在価値
- RES …再生可能エネルギー源
- RoCoF …周波数変化率
- RR …交換予備力
- SA …同期エリア
- SA-OA …同期エリア運用契約
- SEA …戦略的環境アセスメント
- SEW …社会的便益
- SMC …海底ケーブル
- SOC …システム運用委員会

## 略語

- SOGL …送電システム運用ガイドライン
- SoS …供給の安全性
- STATCOM …自励式静止形無効電力補償装置
- SVC …静止形無効電力補償装置
- TOOT …一度に1つずつ取り出す
- TRM …信頼性マージン
- TSO …一般送配電事業者
- TTC …送電容量
- TYNDP …ネットワーク整備10カ年計画
- UGC …地中のケーブル
- VOLL …送電口スの値
- XB …Cross-border クロスボーダー

- TYNDP 2024 Scenarios Storyline Report, entsoe (2023)
- 4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects, entsoe (2024)
- **ACCOMPANYING DOCUMENT TO 4TH ENTSO-E GUIDELINE FOR COST-BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2023)**
- IMPLEMENTATION GUIDELINES FOR TYNDP 2024 BASED ON 4th ENTSO-E GUIDELINE FOR COST BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2024)
- Explainer, Transmission Planning and Cost Allocation Final Rule, Building for the Future Through Electric Regional Transmission Planning and Cost Allocation, NERC (2024)

## 用語集

英語	日本語訳 候補	解説・相談ポイント
PCI (Projects of Common Interest)	EU共通利益プロジェクト	理解しやすい語彙の検討が必要か
PMI (Projects of Mutual Interest)	相互利益プロジェクト	理解しやすい語彙の検討が必要か PCIはEU内、PMIはEUと隣国を対象としているが、訳としてどう表現するか
TYDNP	10か年ネットワーク開発計画	理解しやすい語彙の検討が必要か
Significant cross-border impact	国家間への影響	PCI, PMIに該当する国家間への制約を意味している
Energy Efficiency First Principle	エネルギー効率第一の原則	理解しやすい語彙の検討が必要か
Hybrid/Radial Projects	ハイブリッド/放射型プロジェクト	理解しやすい語彙の検討が必要か

## 規則との一貫性

### ■ 規則との一貫性

- 規則(EU) 2022/869との整合性
  - 第4次CBAガイドラインは規則(EU) 2022/869の要件に対応し、すべてのコストと利益を公平に反映する指標を定義している。
  - 規則はTYNDPのCBAの共通フレームワークとなり、PCIおよびPMIの候補プロジェクトの基盤となる。
  - CBAは、規則第16条第4項(a)に基づく標準的なガイドラインとして推奨される。
- 規則第4条第3項(a)の基準
  - PCI候補は、市場統合、持続可能性、供給の安全性に貢献する必要がある。
- 規則における国家間への影響
  - PCI候補は2国間で少なくとも500 MWの容量を増加させる必要がある。
  - PMI候補は、第三国との連系を追加し、EU全体に重要な利益をもたらさなければならない。
- エネルギーシステム全体のコスト便益分析
  - 地理的範囲、感度分析、多分野評価、エネルギー効率第一の原則などに関する指針が提供されている。
  - 現在、エネルギー効率第一の原則や気候適応措置は完全には実装されていない。

## 第3次CBAガイドラインとの主要な差分

### ■ 第3次CBAガイドラインからの変更点は以下のとおりです。

- エネルギー効率第一の原則が評価プロセスでどのように考慮されるかに関する文章の追加
- 規則（EU）2022/869で必要に応じて追加された新たな感度
- 「欧州連合のエネルギー目標への貢献」のための手法を包含
- 運用開始年を評価するための評価方法を包含
- 「ブラックスタートサービス」の指標が変更され、標準化する
- 複数プロジェクトのモデリングに関するさらに詳細な部分を追加
- ハイブリッド/放射型プロジェクトの評価方法を追加
- 系統の運用容量に関する節は、TYNDPで適用されないため削除
- 蓄電池の評価に関する節は、その方法について欧州委員会によって提供されるため削除
- 周波数安定性指標の評価方法を追加
- プロジェクト固有の実施ガイドライン内で示されるデータ、評価方法の詳細、追加の説明および情報の要件リストを更新
- プロジェクト固有の実施ガイドライン内で提示されるため、過去のVOLLの表を削除
- 「気候適応策」の検討方法に関する節を追加

## ステークホルダーの関与

- パブリックコンサルテーションでは、複数のステークホルダーから意見があり、ENTSO-Eと意見交換を行う機会が与えられた。
- ENTSO-Eは、これらの意見を含め、ACER、欧州委員会、ESABCCとともに2022年下半期に主な変更点について詳細に議論する会議を複数回開催した。
  - 2022年11月14日：ACERからフィードバックを受け、更に更新作業を行った。
  - 2023年3月23日：ESABCCからの提言をうけ、3月23日に両社は議論を行った
    - しかしながら、本提言については、ガイドラインを政府に提出した後であったため採用はされなかった。そのため、ENTSO-Eはこの提言を基にガイドラインの改善に引き続き取り組んでいくこととした。

## 文書の構成と構造

- 第4次CBAガイドラインは、TYNDPのみではなく、より長期にわたって適用できる汎用性の高い費用便益評価の開発を目指している。第4次CBAガイドラインとTYNDPの実施ガイドラインとを両方併せて使用することで費用便益評価に必要な情報を得られる。
- 第4次CBAガイドラインでは、モジュール方式が引き続き採用されている。
  - モジュール方式は、ステークホルダーが特定の項目に焦点を絞れるようにすることでより効率的に更新を行うことができる。
- 第4次CBAガイドラインは、6つの主要な章で構成されている。それぞれの章およびそれに連なる節において、評価に用いられる指標を適切に評価するためのルールを述べている。

## 見通しおよび今後の予定

- ENTSO-Eはエネルギー・システム全体にわたる費用便益評価の統一化に向け更なる改善を進めていく。
  - 現在は、個別のプロジェクトごとに便益評価する手法となっている。
  - 今後、複数の事業を横並びで評価する方法を開発することで、2重計上のリスクを軽減する便益評価を可能にするものと考えている。
- 統一された指標を導入することで、異なるプロジェクト間での比較が可能となる。また、統一化された指標を以ってしても評価できない項目は、プロジェクト特有の指標としてデータベースとして蓄積していくこととする。

## 日本とのギャップ、それを踏まえた提言

レポート	気候変動に対する適応策の検討方法がまとめられた
日本	気候変動を考慮する部分はあるものの、国大での明確なガイドラインが整備されていない。
提言	ガイドラインの制定
解説	気候変動のリスクを考慮した設計が可能となる。

- **TYNDP 2024 Scenarios Storyline Report, entsoe (2023)**
- **4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects, entsoe (2024)**
- **ACCOMPANYING DOCUMENT TO 4TH ENTSO-E GUIDELINE FOR COST-BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2023)**
- **IMPLEMENTATION GUIDELINES FOR TYNDP 2024 BASED ON 4th ENTSO-E GUIDELINE FOR COST BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2024)**
- **Explainer, Transmission Planning and Cost Allocation Final Rule, Building for the Future Through Electric Regional Transmission Planning and Cost Allocation, NERC (2024)**

## 用語集

英語	日本語訳 候補	解説・相談ポイント
SEW (Socioeconomic Welfare)	社会経済福祉	社会福祉と経済福祉を一つにまとめた造語？
PiT (Point-in-Time)	特定時点	特定の分析や評価を行うために設定された特定の時点を指す
PEMMDB (Pan-European Market Modelling Database)	汎ヨーロッパ市場モデルデータベース	
PLI (Profit Lever Indicator)	利益水準指標	
ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)	エネルギー監視協力局	
Climate year	気候年	特定の気候条件を考慮した分析のための期間を指す ※「参考. Climate/Climatic Year (CY)について」スライドを参照
NTC (Net Transfer Capacity)	純送電容量 正味託送容量	
LOLE (Loss of Lord Expectation)	停電時間期待値	1年間における、供給力不足が発生する時間の期待値 (単位：時間/年)
DSR (Demand Side Response)	DR 需要応答	日本ではDR(Demand Response)の方が一般的？

## 用語集

英語	日本語訳 候補	解説・相談ポイント
SoS (Security of Supply)	供給安定性	
ERAA (European Resource Adequacy Assessment)	欧州資源十分性評価	
TOOT (Take out one at a time)		特にソフトウェア開発やプロジェクト管理の文脈で使われる手法の一つで、この手法は、タスクやアイデアを一つずつ取り出して処理することを強調している
ENS (Energy Not Served)	未供給エネルギー	需要を満たすリソースが不十分なため、特定の場所・特定の時刻に供給されない需要量
iDSR (implicit Demand Side Response)	間接的DR (暗黙的DSR)	環境省の資料に、implicit DR(間接的デマンドレスポンス)、explicit DR(直接的デマンドレスポンス)という表現あり( <a href="https://www.env.go.jp/content/900449404.pdf">https://www.env.go.jp/content/900449404.pdf</a> )
ONDП (Offshore Network Development Plan)	オフショアネットワーク開発計画	
VOLL (Value of Lost Load)		消費者が外的な理由で消費できなかった場合の負荷の価値
PECD (Pan-European Climate Database)	汎ヨーロッパ気候データベース	
RES (Renewable Energy Sources)	再生可能エネルギー	直訳は再生可能エネルギー源であるが、日本語としては再生可能エネルギーと訳す方が自然である

## 用語集

141

英語	日本語訳 候補	解説・相談ポイント
CGMES (Common Grid Model Exchange Specification)	共通電力網モデル交換仕様	電力システムのモデル情報を交換するための標準的な仕様。特に異なる電力システムオペレーター や関連する機関が、電力網のモデルデータを効果的に共有し、相互運用性を確保するために設計されている
TSO (Transmission System Operator)	送電事業者 送電系統運用者	
MedTSO	地中海送電系統運用者協会	the Association of the Mediterranean Transmission System Operators (TSOs) for electricity
PCI (Projects of Common Interest)	共通利益プロジェクト	環境性、経済性、及び安定性という社会的便益に欧州規模で貢献するインフラ開発プロジェクト cf. PMI(Project of Mutual Interest) : 相互利益プロジェクト
CSP (Concentrating Solar Power)	太陽熱発電	Concentrated Solar Powerとも

## TYNDP2022 Implementation Guidelineと比較した変更点

### ■ 主な変更点は以下の通り

- シナリオ調整のための新たな供給安定性ループを追加
- 詳細な例を含むグローバルなSEW(社会経済福祉)の策定によるSEWの一般化
- PiT(Point-in-Time)を使用する場合、詳細な検証が必要であることの明確化
- 試運転年数の評価方法を追加
- 「電力部門とガス部門の相互関係」のセクションを削除(この情報は主にグローバルSEWの説明に含まれていたため)
- PiTの使用に関する明確な定義の追加
- B8.1指標を評価する方法論の追加
- B8.2ブラックスタートサービス指標の特定のセクションを削除し、適用範囲をより一般化
- シミュレーションツールのリスト化を実現
- ガスタービンコンバインドサイクル水素発電という新しい発電機タイプを追加し、汎ヨーロッパ市場モデルデータベース発電機カテゴリを更新
- 第4次CBAガイドラインで導入されたEU目標を評価するための方法論の追加

## TYNDP2022 Implementation Guidelineと比較した変更点

### ■ 公開協議後

- 市場モデルのセクションを改訂し、このサイクルの市場モデル(水素システムのモデリング、柔軟性資産のモデリング、オフショアネットワークの考慮事項)で行われた改善を追加
- B8.1指標がこのサイクルでは利益水準指標として残されることの確認
- ACER報告書に基づく複数国の信頼性基準表の更新
- EU – イギリス国境の特定の取扱い概要の更新 (附属書Bの図16)
- ネットワークの側面に関連するセクションの更新とさらなる明確化
- 本文の一部の一般的な言い換えと明確化

## 概要と適用範囲

- TYNDP 2024実施ガイドラインは、グリッド開発プロジェクトの費用便益分析に関する第4次ENTSO-Eガイドラインを補完する情報を提供(リプレースではない)
- ENTSO-E TYNDP2024のCBAプロジェクト実行には、第四次CBAガイドラインの習熟が推奨される
- TYNDP 2024のガイドラインは、第4回CBAガイドラインにより、TYNDP 2024パッケージとともに公開されるという要件の下で草案された
- 第4回CBAガイドラインの構成は、一般的かつモジュール式のアプローチとなっており、研究別の実施ガイドラインに依拠している
- 方法論の主な推進力
  - 第4次CBAガイドラインに示されたガイダンスを補完
  - 取引能力に大きな影響を与えるプロジェクトと与えないプロジェクトを評価するための方法論を提供
  - 比較可能な結果を得るための、結果とツールの整合性
  - TYNDPプロジェクト評価で使用された方法、仮定、モデルに関する透明性

## モデリングフレームワーク

- 下の図は、市場やネットワークのシミュレーションを含むプロジェクト評価プロセスの概要と、両者の関連性を示す

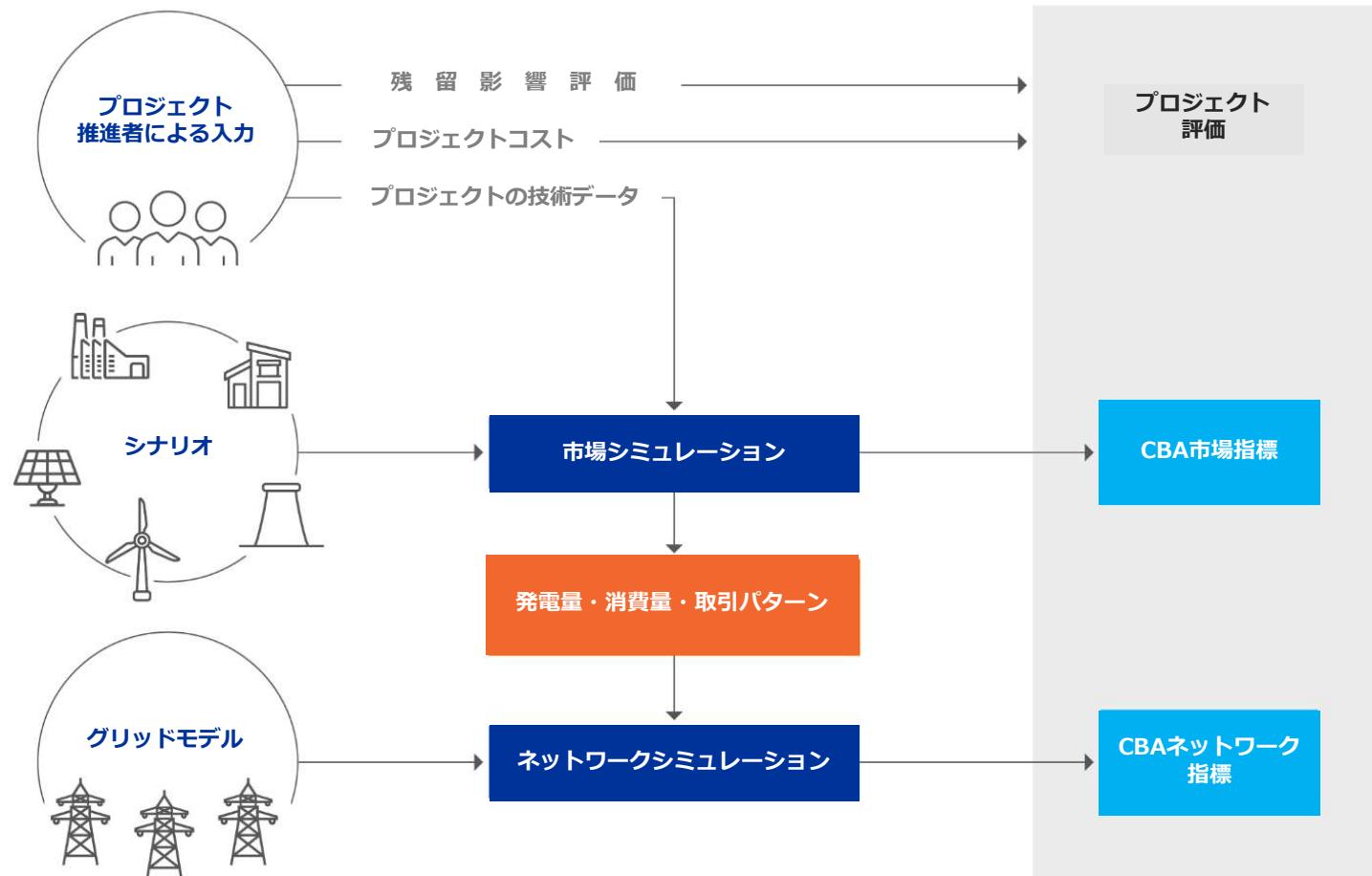


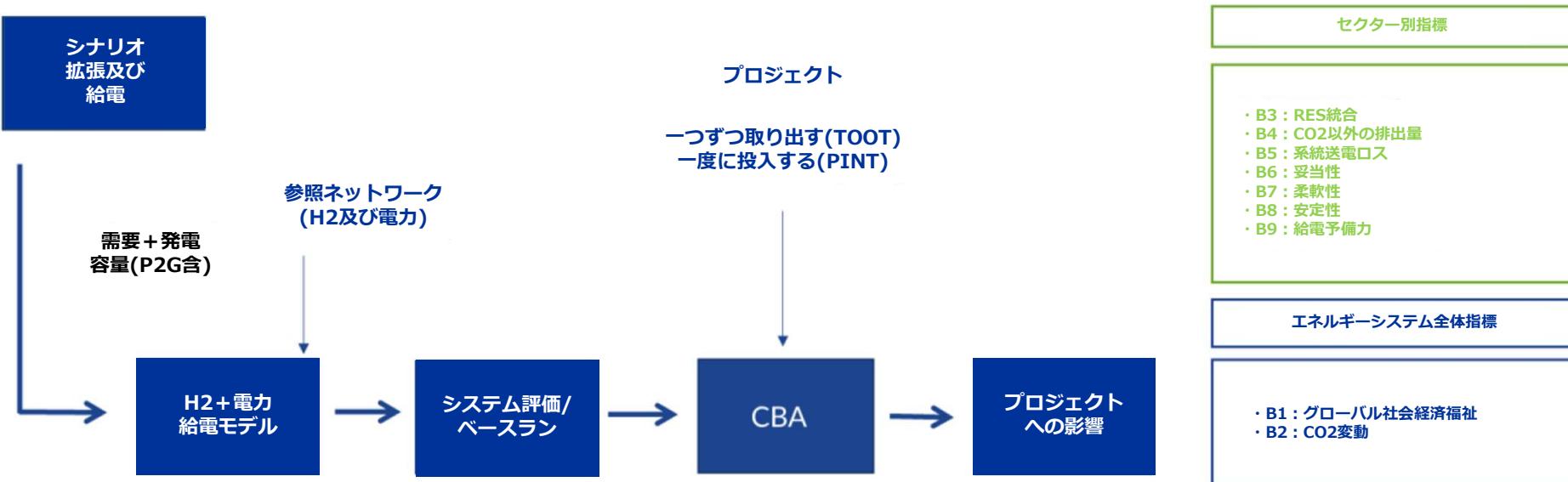
図1-プロジェクト評価プロセスの概略図。  
「CBA市場指標」と「CBAネットワーク指標」はそれぞれ市場調査とネットワーク調査の直接的な成果であるのに対し、「プロジェクトコスト」と「残留影響」はシミュレーションを使用せずに得られる。

## モデリングフレームワーク

- 本セクションは、図1に示す各ステップの詳細な概要説明
- TYNDPの適用範囲では、プロジェクト評価は、電力システムだけでなく環境や社会に対するプロジェクトの影響も評価し、その影響は、プロジェクト推進者自身または市場やネットワークのシミュレーションから得られる数多くの指標によって特徴づけられる
- プロジェクトの推進者は、第4次CBAガイドラインに詳述されている特定の要因により、リファレンスで考慮されるかどうかに応じて、プロジェクトに関する技術データを提出する必要がある

## モデリングフレームワーク

- セクター横断的な影響を捉え、評価するために、水素と電力のセクターは相互に関連している
- すべての電力プロジェクトは二重(システム)評価を受け、図2に示すように、共同シナリオと参照ネットワークが相互に関連する給電モデルへの入力となる
- 二重評価では、2つの指標について結果が得られる
  - エネルギーシステム全体の指標は、セクター横断的な視点を包含、連動モデルから得られた完全な結果が組み込まれており、セクターを超えたプロジェクトの比較に使用可能
  - セクター別指標は電力セクターに属し、連動モデルから得られた結果のサブセットから得られ、さらに加工が必要



## モデリングフレームワーク -シナリオ(CBA4の2.1)-

- TYNDP 2024のシナリオ構築プロセスで定義されたシナリオはNT2030、NT2040、DE2040、GA2040、DE2050、GA2050であり、TYNDP 2024のCBA評価では、2030年と2040年の時間軸が焦点
- 欧州の目標に由来する国のエネルギー・気候政策に沿ったシナリオとして、NTシナリオは最優先
- 市場CBAは下表に示すシナリオに対して計算され、完全なCBAはNT2030シナリオに対してのみ実施
- 超長期のシナリオでは不確実性が高く、PCIプロセスのサポートに重点を置いているため、TYNDP 2024プロジェクト評価では2050年の研究年度シミュレーションは実行せず、CBA評価は2030年と2040年の研究期間に対してのみ
- 妥当性評価は、NT2030、NT2040およびDE2040シナリオを優先  
右表は、それぞれのシナリオに対して計算された指標の概要  
気候年は、汎欧州気候データベース(PECD)内の35気候年の代表的なものを選択

シナリオ	B1, B2, B3, B4	B5	送電 ロス	B6 – 妥当性	ΔNTC
NT2030 <i>Climate years</i>	Yes	Yes	Yes	Maybe	
NT2040 <i>Climate years</i>	Yes	Yes*	Yes		
DE2040 <i>Climate years</i>	Yes	Yes*	Yes		
GA2040 <i>Climate years</i>	Yes	No	No	No	
DE2050	No	No	No	No	No
GA2050	No	No	No	No	No

## モデリングフレームワーク -シナリオ(CBA4の2.1)-

### ■ 供給安定性ループ(シナリオの妥当性校正)

- 供給安定性ループの方法論は、以下のステップで説明可能  
参照ケースシナリオは、評価対象のプロジェクトがシステムに含まれていないすべての国について、現実的なLOLEレベル(最大LOLE基準で許容誤差+1h)でなければならない
- シナリオの妥当性校正の理念は、以下のいずれか
  - ✓ LOLE>SoS基準の場合、ピーク発電容量またはDSRを追加(デフォルトではLOLE<3h)
  - ✓ LOLE<SoS基準の場合、ピーク発電の設備容量を削減
- SoSループでは、得られた初期LOLEが当該国の適切性基準以下であり、「過度に適切」でないことを確認すべき
- SoSの定量化は、ENTSO-Eが実施したERAAプロジェクトで使用されたものと同様の標準的な方法論に基づいており、以下の仮定を使用
  - ✓ モデル化された全周囲に対して、数百年のモンテカルロ・シミュレーションを行う
  - ✓ バランシング予備力は消費に追加されるか、水力発電や火力発電から軽減される
  - ✓ 各国とも、LOLEは既存の妥当性基準以下、かつ2時間以上とすることを前提とする
- 各国について基準が満たされるまで反復プロセスが実行される(あるいは、事前に定義されたタイプのキャパシティは追加／削除できない)

### ■ 供給安定性ループ(続き)

- 非統合プロジェクトのモデル結果がLOLEレベルに達していない場合、TOOTプロジェクトなしで適切な基準に達するためには、各国にいくつかのピーキング発電所を追加する必要がある
- 追加される最大容量は以下の通り：
  - ✓ (一方の側のみがSoSのメリットがある場合)SoSメリットがある国へのNTC
  - ✓ (双方にSoSメリットがある場合)直接NTCと間接NTCの和
  - ✓ 特別なケース：一方の市場ノードには発電容量も他の系統接続もなく、二つの市場ノード間に新しい系統接続を追加するTOOTプロジェクトの評価  
この場合、TOOTプロジェクトが除去されると、孤立した市場ノードのLOLEは8760時間となる  
平均負荷が低い孤立した国で、新しい連系のNTC増加値をピーキングユニット容量として追加する場合、ENSの差分は計算されない  
このような状況を回避するため、孤立市場ノードでは、NTC増加値よりも低いピーキングユニット容量が必要  
ピーキングユニットの追加容量は、TOOTプロジェクトなしで、孤立した市場ノード( $LOLE < 3h$ )のLOLE要件を満たす必要あり

## モデリングフレームワーク –市場シミュレーション(CBA4の2.4)–

### ■ モデリング

- CBA評価はデュアルシステムアプローチを採用。特に、電力市場モデルは水素市場モデルで拡張されており、両モデルは電解槽などのセクター結合要素を導入することで結合されている
- 追加の水素市場ノードは、水蒸気メタン改質装置、水素貯蔵装置、水素需要を接続するため、または水素パイプラインを相互接続するために導入される
- 電力市場の入札ゾーンは、国レベルの粒度を持つ水素ノードに収束されるため、一部の国ではまだ水素ノードが存在しないことも起こり得る
- このアプローチは、シナリオ構築プロセスに従い、詳細は2024年3月に発行された2024年シナリオレポートで提供される
- 柔軟性は、CBAの評価結果に影響を与え、無視できない
- このTYNDP版では、バッテリーに加えて負荷の時間シフトも革新的な技術として考えられる
- 間接的DR(iDSR)を含めることで、柔軟な需要を市場のニーズに基づいて日中にシフト可能
- iDSRの需要ポートフォリオは、シナリオの一部である電気自動車とヒートポンプの一定のシェアで構成されている
- このモデルには、ONDPUのオフショア・ノードを反映させた、北海とバルト海の新しいオフショア・ノードが含まれている

## モデリングフレームワーク - 市場シミュレーション(CBA4の2.4) -

### ■ 市場シミュレーションに使用するツール

- TYNDPプロジェクトの評価では、市場およびネットワークシミュレーションによる汎ヨーロッパレベルでのコストと便益を報告する必要がある
- 市場シミュレーションに使用されるツールは次のとおり
  - Antares
  - Plexos
  - Promod (内部ツール)
  - APGツール (内部ツール)

### ■ 発電コストと総余剰アプローチ

- 指標B1-B2-B3-B4-B6の評価には市場シミュレーションを用い、指標B1の評価には次の2つのアプローチが考えられる
  - **発電コストアプローチ**は、異なる入札地域について、プロジェクトの有無による発電コストを比較し、非弾力的な(各時間ステップで固定された)需要のみに使用可能
  - **総余剰アプローチ**では、異なる入札地域の供給者余剰と消費者余剰、および両地域間の混雑賃料を、プロジェクトの有無にかかわらず比較し、セクターが結合している場合、プロジェクトの有無によるセクター間賃料も比較する。このアプローチは、弾力的な需要と非弾力的な需要の両方に対応可能で、電気・水素を要素とするセクターSに沿ったグローバルSEWは次のように計算される

$$SEW_{\text{global}} = \sum_{j \in S} R_{\text{cons}}^j + \sum_{j \in S} R_{\text{prod}}^j + \sum_{j \in S} R_{\text{cong}}^j + R_{\text{CSR}}^{\text{electricity} \leftrightarrow \text{hydrogen}}$$

ここで、 $R_{\text{cons}}^j$  : 消費者賃料、 $R_{\text{prod}}^j$  : 供給者賃料、 $R_{\text{cong}}^j$  : 混雑賃料  
 $R_{\text{CSR}}^{\text{electricity} \leftrightarrow \text{hydrogen}}$  : 電力と水素セクターの相互関係から生じるセクター横断的な賃料

## モデリングフレームワーク - 市場シミュレーション(CBA4の2.4) -

### ■ 発電コストと総余剰アプローチ(続き)

- 水電解装置や水素ガスタービンなど、電力と水素セクターの結合をもたらすエネルギーシステムの構成要素Cは、電力については市場清算価格  $mcp_{electricity}^{c,t}$ 、水素については市場清算価格  $mcp_{hydrogen}^{c,t}$  を持つ特定の市場領域に属する。セクター横断的な賃料は価格差に依存し、以下を適用することで、すべてのタイムステップにわたって合計される

$$R_{CSR}^{electricity \leftrightarrow hydrogen} = \sum_{t \in T} \sum_{c \in C} |mcp_{hydrogen}^{c,t} p_{cs,hydrogen}^{c,t} - mcp_{electricity}^{c,t} p_{cs,electricity}^{c,t}|$$

ここで、 $p_{cs,hydrogen}^{c,t}$ 、 $p_{cs,electricity}^{c,t}$ ：水素側と電力側を基準としたコンポーネントの出力または入力電力

- セクターに対する供給者賃料は、発電量と貯蔵量からの寄与で構成される

$$R_{prod}^j = R_{prod}^{j,gen} + R_{prod}^{j,stor}$$

- 発電ポートフォリオの供給者賃料は次のようになる

$$R_{prod}^{j,gen} = \sum_{t \in T} \sum_{c \in G} (mcp_j^{c,t} - marginalCost^c) p_{gen,j}^{c,t}$$

ここで、 $marginalCost^c$ ：cに関連する発電資産の限界費用、 $mcp_j^{c,t}$ ：対応する市場ゾーンに対するt時点の市場清算価格、 $p_{gen,j}^{c,t}$ ：発電出力

蓄電装置については、蓄電コストを差し引くことで、裁定取引利益を供給者賃料に帰属させ、次式で表される

$$R_{prod}^{j,stor} = \sum_{t \in T} \sum_{c \in S_t} mcp_j^{c,t} p_{gen,j}^{c,t} - mcp_j^{c,t} p_{load,j}^{c,t}$$

ここで、 $p_{load,j}^{c,t}$ ：セクターj、t時点における貯蔵要素の需要

## モデリングフレームワーク – 市場シミュレーション(CBA4の2.4) –

### ■ 発電コストと総余剰アプローチ(続き)

- 消費者賃料の式 :

$$R_{cons}^{elec} = \sum_{t \in T} \sum_{c \in L} (\text{elasticity}^c - mcp_j^{c,t}) p_{load,j}^{c,t}$$

ここで、 $\text{elasticity}^c$  : 需要家またはDSR構成要素cが市場からエネルギーを購入する意思を持つ  
行使価格レベル、非弾性需要は、弾力性のために失われた負荷の価値(VOLL)を使用  
一方、DSRユニットは、弾力性の入力として特定のDSR帯域を提供

- 混雑賃料の式は以下の通り

$$R_{cong}^j = \sum_{t \in T} \sum_{c \in Lines} |(mcp_j^{from,t} - mcp_j^{to,t}) p_{ex}^{c,t}|$$

ここで、 $mcp_j^{from,t} - mcp_j^{to,t}$  : 価格差、 $p_{ex}^{c,t}$  : 相互接続された市場エリアの流入点と流出点間の交流電力

- 非弾性需要の場合、両方のアプローチでまったく同じ結果が得られるが、単独で考慮される場合、  
第三国とENTSO-E境界との間の取引は、送電プロジェクトの追加により変更される可能性があるため、  
第三国のSEWは、総余剰アプローチを使用して計算される
- 需要の弾力性は、発電機がモデル化されるのと同じ方法で、DSRとしてモデル化され、発電コスト  
アプローチの有効性には影響しない

## モデリングフレームワーク **–市場シミュレーション(CBA4の2.4)–**

### ■ 「第三国」の扱い

- TYNDPにおける便益と費用報告の地理的範囲は、ENTSO-E加盟国、および第三国(イスラエル、リビア、ウクライナ、モルドバ、パレスチナ、チュニジア、グルジア、英国、エジプト、モロッコ、アルジェリア、マルタ)と定義され、以下に定義する国は除外
- ENTSO-E加盟国周辺にある非加盟国においてコストと便益が発生する可能性があるため、第三国で発生するプロジェクトの便益は、原則として汎欧洲的な便益カウントせず、TYNDPの評価から除外すべきため、便益の配分を適切に検討する必要がある
- 第三国(例えばチュニジア、リビア、エジプト、イスラエル)をつなぐプロジェクトのTYNDP評価では、総余剰アプローチを使ってSEWを計算する。総余剰アプローチは、市場ノード・レベルでのSEWの構成要素を与えるため、第三国に関連する便益を取り除くことが可能。その結果、ENTSO-E周辺と第三国とで別々に便益が報告される。同様に、EU27周辺地域についても便益が計算される

### ■ 市場モデルの地理的範囲

- 市場モデルの地理的範囲は、ENTSO-E加盟国(アイスランド除く)と次の連結第三国として定義 アルジェリア、ジョージア、エジプト、イスラエル、リビア、モロッコ、モルドバ、マルタ、パレスチナ、チュニジア、トルコ、ウクライナ、英國
- TYNDPプロジェクト評価では、汎欧洲レベルでのコストと便益を報告する必要があり、コストと便益は、第三国で生じる影響を考慮して調整(総余剰アプローチを使用)
- 同じ理由で、ロシア間の汎欧洲相互作用は、市場シミュレーションでは「固定取引所」としてモデル化

## モデリングフレームワーク **–市場シミュレーション(CBA4の2.4)–**

### ■ 発電ユニットデータ

- TYNDP2024のすべての評価では、汎欧州市場モデリングデータベース(PEMMDDB)バージョン2.5で定義された共通のENTSO-Eデータベースを使用
- 市場シミュレーションは、ヨーロッパ全域と第三国で実行されるため、計算時のメモリ使用量を削減するため複雑さを軽減する必要がある
- 同等の特性を持つ各発電機を1つのカテゴリーに統合することで、発電機の解像度に基づくモデリング・データは発電機カテゴリーに縮小される

## モデリングフレームワーク **–市場シミュレーション(CBA4の2.4)–**

### ■ モデリングの前提条件

市場シミュレーションでは、以下の入力データを使用

➤ ENTSO-EのPEMMDB2.5パッケージ：

- 水力
- 価格
- 全発電タイプの正味発電容量
- 定義済みの発電機時系列
- 火力発電タイプのマストラン値
- 火力ユニットの稼働率
- DSRのキャパシティ

➤ 全市場ノードの気候年及びシナリオ毎の需要プロファイル時系列

➤ 気候年及びシナリオ毎の太陽放射照度、風力発電量、周囲温度、水力流入量をカバーするPECD

➤ 計画停電と強制停電の時系列

➤ 発電コスト：

- 変動燃料費
- CO<sub>2</sub>排出の内部費用
- 火力発電の限界費用
- 運転及び保守変動費
- 起動停止費

➤ 越境時の容量 (NTC値)

➤ モデル化されていない国との固定取引

## モデリングフレームワーク –市場シミュレーション(CBA4の2.4)–

### ■ 時間分解能

市場シミュレーションは、月曜日を起点に8736時間ステップ(52週)で行われる。

### ■ 気候年

- TYNDP2024の市場シミュレーションでは1995,2008,2009年の気候年を考慮
- 各気候年について、汎欧州気候データベース (PECD) の係数を使用し、各市場ノードの時間ベースでの陸上風力、洋上風力、太陽光発電および太陽熱発電の発電量を計算
- この再エネ投入は、市場シミュレーション中の輸出容量または需要によって制限され、ダンピングエネルギーにつながる
- 自然流入の水力発電所の場合、時間ごとの流入データが使用され、気候年に依存。その他のRESおよびその他の非RES 発電の一部も気候年に依存

### ■ ハードルコスト

TYNDP2022、2020、2018と同様に、2024年のTYNDPでは0.01ユーロ/MWhのハードルコストを適用

注：ハードルコストとは、送電線を流れるエネルギーに対するコスト(小額の料金のようなもの)であり、異なるゾーンに位置する火力発電機の限界費用が同じである場合に、ローカルリソースの給電にインセンティブを与えるために使用可能。長距離にわたる非現実的な大容量送電を緩和し、モデルの収束を容易にしていることが重要。システムコストだけでなく、火力ユニットのメリットオーダーへの歪んだ影響を回避するため、ハードルコストは非常に小さくする必要がある

## モデリングフレームワーク -ネットワークシミュレーション(CBA4の2.4)-

### ■ グリッドモデルの統合

- 系統モデルを統合するためのすべての潮流シミュレーションは、ENTSO-E共通グリッドモデル取引仕様(CGMES)フォーマットにおける、NT2030およびNT2040シナリオについてTSOから収集したモデルに対して、与えられたシナリオの市場シミュレーション出力から選択された基準時間を対象に実施
- これらの国別モデルは、TYNDPネットワークスタディで使用される大規模な地域別モデルに統合され、基準時間は、統合モデルを収束しやすくするために、ヨーロッパでの取引を最小化する目的で選択
- これらの統合モデルは、市場シミュレーションの結果に基づいて、各時点で発電と負荷を再配分する通常年のCBAシミュレーションに使用可能
- 収集されたグリッドモデルは、各TSOのPEMMDB2.5の設備容量と一致し、各グリッドノードと対応する市場ノードのマッピングを含む
- 異なる同期エリアに対する統合モデルは、TYNDPスタディチームのCBA計算に参加するTSOが独自のシミュレーションツール用に構築。潮流結果を比較し、不一致がある場合は、シミュレーションを開始する前に各ツールで必要な修正を行う。使用するツールは以下の通り

ツール	統合モデル	ツール	統合モデル
Convergence	ヨーロッパ大陸	PSS/E	ヨーロッパ大陸、バルト三国、北欧
Integral	ヨーロッパ大陸	PowerFactory	ヨーロッパ大陸、イギリス
Powsybl	ヨーロッパ大陸	GridCal	ヨーロッパ大陸

## モデリングフレームワーク -ネットワークシミュレーション(CBA4の2.4)-

- グリッドモデルの統合(続き)
  - Convergenceは、 RTEが開発したネットワークシミュレーションツール
  - Powsyblは、 RTEにも使用されているオープンソースツール
  - Integralは、 ドイツのTSOとAPGによって使用されている
  - 残りのツールは市販されており、 いくつかのTSOによって使用されている
  - GridCalは、 スペインのTSOで使用されているオープンソースツール
  - これらのツールの使用は、 TYNDP研究チームの枠組みの中で、 TSOが計算に参加するための利用可能なリソースによって決定された
- 市場シミュレーション結果のネットワークモデルへの設定
  - TYNDPで適用されている市場モデルとネットワークモデルは、 地理空間的な粒度が異なり、 市場モデルは一般的に入札ゾーン(市場ノード)をカバーするが、 その結果はより詳細なレベルで個々のノードをすべてカバーするグリッドモデルに反映される
  - ENTSO-Eが収集したネットワークモデルには、 市場シミュレーション結果の設定に必要なすべての情報(市場ノードに対応するすべてのグリッド部分の識別と、 各発電機の関連するPEMMDBカテゴリへの関連付け)が含まれている

## モデリングフレームワーク -ネットワークシミュレーション(CBA4の2.4)-

- 市場シミュレーション結果のネットワークモデルへの設定(続き)
  - 時間ごとの市場シミュレーション結果は、以下の方法で設定される

- **モデル化された各市場ノードの発電量設定**：市場シミュレーション結果は、市場ノードごとの各PEMMDDBカテゴリの合計発電を含むため、発電パターンを個々の発電機に直接割り当てることはできない
- 一方、ネットワークモデルでは、発電機レベル/解像度でこの情報が必要なため、PEMMDDBのカテゴリは、最大有効電力に比例して、指定された市場ノードに対応する指定されたカテゴリのすべての発電機に設定される
- 揚水／充電の場合、負の発電量は、その(負の)最小有効電力に比例して、所定のカテゴリ内のですべてのユニットに設定される
- 余剰電力は、すべての再生可能エネルギータイプについて、市場出力で1つの値として報告されるため、ネットワークシミュレーションでは、発電量から差し引く順序を定義する必要があった。その順序は、陸上風力、洋上風力、太陽光発電、太陽熱発電、その他の再生可能エネルギー、増加負荷である
- **非モデル化国との取引**：非モデル化国との取引は、注入として適切な境界ノードに直接設定され、接続が交流(AC)・高圧直流(HVDC)いずれであっても、国境ごとの各境界ノードへの設定は、各送電線容量に比例する

## モデリングフレームワーク -ネットワークシミュレーション(CBA4の2.4)-

### ■ 市場シミュレーション結果のネットワークモデルへの設定(続き)

➤ 時間ごとの市場シミュレーション結果は、以下の方法で設定される(続き)

- **HVDCのセットポイント**：国(市場ノード)内のHVDC、あるいは交流送電線とHVDCの両方で構成される国境の場合、TYNDPグリッドモデルにおけるHVDCのモデル化にはさまざまなオプションがある
- 交流法潮流計算(TSOが提供するK[MW/°]ファクターとして定義)を使用するか、市場シミュレーションからの取引値を関数としてHVDCセットポイントを計算する式を定義するかのいずれか
- 国境がHVDCのみで構成されている場合、取引は直接設定される(複数ある場合はHVDCの容量に比例)
  
- **バランス**：市場シミュレーションにおける各市場ノードの需要には送電口スが含まれているため、交流法潮流計算では需要値を直接グリッドモデルの負荷として設定できない
- 各市場ノードのバランスは、発電と直接設定された取引を固定した後、負荷を減らすことによって設定され、総負荷に送電口スを加えたものが、市場シミュレーションの需要値と等しくなる
- CGMESのNonConformLoadクラスで表される負荷は減らされず、年間を通じて初期値に維持される
- ConformLoadまたはEnergyConsumerクラスで表される他のすべての負荷は減らされる
- 直流法潮流計算に関しては、送電口スは負荷に含まれるため、負荷を減らす必要はない

## モデリングフレームワーク -ネットワークシミュレーション(CBA4の2.4)-

- 市場シミュレーション結果のネットワークモデルへの設定(続き)
  - 時間ごとの市場シミュレーション結果は、以下の方法で設定される(続き)
    - **代表的な PiTの使用**：通年シミュレーションが標準だが、シミュレーションの複雑さを軽減するため、代表的なPiTを使用可能。ただし、PiTを使用する場合は、モデリング結果とともに、PiTの代表性を詳細に証明する必要がある
    - 統合された基本ケース・モデルは、交流法潮流計算機能を持つ各シミュレーションツールで利用可能であり、計算上の制限を超えると、交流法潮流計算機能では収束解を得られない事象が発生
    - これらの時間ステップでは、i) 収束解を得られるようにする仮想負荷を設置することで解くことができるが、仮想負荷に関する仮定に依存するため、結果に疑問が残り、ii)通年のシミュレーションはできない
    - 直流法潮流計算では、計算ロジック上収束解が得られ、妥当な精度の偏りで、複雑さを管理可能なレベルにする
    - 潮流計算シミュレーションは、すべて市場シミュレーションの出力に基づいており、標準化された構造と内容のエクセルファイルで作成される

## モデリングフレームワーク -ネットワークシミュレーション(CBA4の2.4)-

### ■ 交流法潮流計算を利用した直流法潮流計算の改善

- 直流法潮流計算の結果の精度向上のために、TYNDP2020のために調査され、一般的に合意された方法を利用することができる。適用される方法は以下の通り：
  - 欧州の送電網で一般的な電圧レベルの基本(公称)電圧の代わりに、交流法潮流計算で得られた電圧を設定することで、直流法潮流計算結果からの送電口スが得られる。使用される値は、送電口ス計算のセクションで説明される
  - 潮流における力率の仮定は、Integralにより実行される交流法潮流計算の結果で検証され、その結果に基づいて値を調整可能
  - 市場シミュレーションの需要値には、すでに各市場エリアの送電口スが含まれているため、負荷における送電口スの偏りが考慮されている

## モデリングフレームワーク -ネットワークシミュレーション(CBA4の2.4)-

### ■ 交流法直流計算を利用した直流法潮流計算の改善(続き)

- TYNDP2020で実施された詳細な潮流計算の結果、交流法潮流計算と直流法潮流計算の結果比較を非常に困難にしている多くの不確定要素が明らかになり、異なる系統解析ツール間の比較により、モデリング、系統接続、市場シミュレーション結果の設定、ツールの仕様における問題が、潮流計算の結果、ひいては送電口ス算出結果に本質的な影響を及ぼす。この問題を特定し修正することは、潮流計算の比較のロバスト性を確保するために極めて重要。CBAのプロセスでは、以下のような作業を行うことができる：
  - ネットワークモデルの問題点を特定し、送電口ス計算に使用した系統解析ツール間の潮流計算結果を適切に比較するため、CBAフェーズの前に準備したネットワークモデルの品質チェックを行う必要がある
  - 電圧特性の改善：
    - ✓ 目標電圧レベルは、運用ルールに準拠した現実的な電圧値となるよう、モデリングするエリアの間で調整されるべき
    - ✓ 電圧制御モードのパラメータは交流法潮流計算のネットワークモデルで定義されていること（目標値、最小/最大範囲など）
    - ✓ 直流法潮流計算向けには、交流法潮流計算の結果を使用してカスタマイズする必要あり
- 上記の推奨事項を考慮すると、潮流計算の結果、ひいては交流および直流法潮流計算における送電口ス算出結果は、十分に整合するはずである。実施した解析により、電圧パターンをカスタマイズした直流法潮流計算は、交流法潮流計算と同様に、長期的な研究に十分であることが証明された

## モデリングフレームワーク -ネットワークシミュレーション(CBA4の2.4)-

### ■ グリッドモデルの地理的範囲

- 市場シミュレーションの結果は、異なる同期エリアを表す別々の統合グリッドモデルに設定される。グリッドモデルは同期エリアごとにモデル化されている：
  - ヨーロッパ大陸エリア、バルト海エリア、北欧エリア、英國エリア、アイルランド・北アイルランドエリア
  - ただし、グリッドモデルには以下のヨーロッパ諸国・地域は含まれていない：
  - キプロス、コルシカ島、アイスランド、マルタおよびトルコ、ウクライナ、モルドバ、ジョージア、MedTSOの国々

### ■ 各種ツールの健全性チェック

- 潮流計算を開始する前に、同じ同期エリアのすべての系統解析実施者は、交流法潮流計算の結果がベースケースの統合モデルに近いことを確認する必要がある。さらに、通年計算のすべてのモデリンググループが同じ方法で実装されていることを確認するために、選択した市場シミュレーション出力に対する時間ごとの潮流計算結果、および同じ市場出力の選択した時間に対する交流および直流法潮流計算の結果を比較する必要がある
- 交流法潮流計算を使用する場合(Integralのみ)、市場シミュレーションの需要値は実際の負荷値に所与の地域の送電口スを加えたものであるため、モデル化された各市場エリアの負荷は、市場出力から正しいバランスに達するように縮小する必要がある(需要値を直接使用することはできない)交流法潮流計算では、発電機の無効な制限を考慮して取得する必要がある
- TYNDP2024では、交流法潮流計算はIntegralユーザー(ドイツのTSOとAPG)によるCBA計算にのみ利用できる。収束解を得るには、仮想負荷をグリッドに追加する必要がある。これらの要素の量と配置は、出力を使用する市場シミュレーションツールだけでなく、同じ市場の気候年【次シート参照】にも依存

## 参考. Climate/Climatic Year (CY) について

- CYは、シナリオビルディング※によると、30年間の気象条件を代表するものとして、2009年が選定されている。これは、Dunkelflaute（暗い嵐：風力・太陽光も小さくなる天候）に基づき、30年間の気象条件をランク付けし、2番目に厳しい年として、選定されている。

※ TYNDP2022 Scenario Building Guidelines <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/building-guidelines>

- TYNDP2022自体のCYとしては、2050年までの期間を対象としたDistributed EnergyとGlobal Ambitionでは、2009年に限定している。CYを限定する理由は、当該2シナリオのシミュレーション計算時間が長いためである。
- National Trendsでは、対象期間が2040年までのため、CYに1995年、2008年を加えている。

## モデリングフレームワーク -ネットワークシミュレーション(CBA4の2.4)-

- モデリングの組織化
  - 各プロジェクトのシミュレータへの配分は、利用可能なTSOリソースに基づく。TYNDPスタディチームにおいて一元的にシミュレーションを行い、結果はスタディチームに直接報告
  - 欧州大陸以外の小規模同期エリア(北欧など)のモデルは、その地域のTSOのシミュレーターが使用したのに対し、結果はプロジェクトごとにすべての同期エリアについて一元的に集計
- CBAフェーズの潮流計算
  - すべての送電口ス計算は、1995年、2008年、2009年の全8736時間の市場シミュレーション結果を利用した通年シミュレーションに基づいている
- NTC計算のための潮流計算
  - プロジェクト提出の際、プロジェクト推進者は、プロジェクト固有の $\Delta$ NTC値を、この評価のために考慮されたアプローチと入力データを説明するそれぞれの文書とともに提出することが求められる
  - セクション4.2では、推奨される送電能力計算の方法について詳述する

## 用語集

英語	日本語訳 候補	解説・相談ポイント
Climate adaptation measures	気候適応対策	気候変動による影響に対応し、そのリスクを軽減するための取り組みを指します。
Residual impacts	残存影響	プロジェクトが実施された後、環境や社会、経済に対して持続的に残る影響を指します。
Sanity check	サニティチェック	(妥当性確認) プロジェクト評価において、計算されたコストや便益が現実的で適切であるかを確認プロセスを指します。
Offshore bidding zone	洋上投資入札ゾーン	オフショア入札ゾーン、洋上投資海域など

用語	定義 候補	解説・相談ポイント
CAPEX (Capital Expenditure)	資本的支出	CAPEXは、企業が保有する資産の価値を維持・向上させる目的で支出される費用で、設備投資ともいわれます。
OPEX (Operating Expenditure)	事業運営費	OPEXは、事業を継続するために必要な費用のこと、販売管理費ともいいます。
NTCs (Net Transfer Capacity)	純送電容量ベース	電力市場における入札ゾーン間の電力転送の最大可能容量を目指します。
SEW (Social Economic Welfare)	社会経済福祉指標	電力市場におけるインフラプロジェクトが社会全体に与える経済的な影響を評価する指標で、特に市場統合や効率的なエネルギー供給の改善による便益を測定します。

### ■ 再給電の導入と目的

- 国際的な国境間の送電容量の影響に焦点を当てるだけでは、プロジェクトの特定のメリットが過小評価される可能性があります。特に、送電容量の増加に直接関与しない国内プロジェクトが内部のボトルネックの軽減に大きな利益をもたらす場合、この影響は顕著です。このギャップを埋めるため、CBA 第2版ガイドラインでは 再給電 シミュレーションの使用が導入されました。この方法論の主な目的は、現実との最良のリンクを確立することです。一部の国では、再給電 はすでに国内のボトルネックを解消する標準的な手法として用いられています。

### ■ 再給電シミュレーションの実施方法

- 現実に即した形での運用を踏まえ、再給電シミュレーションは詳細な市場および潮流シミュレーションに基づいて行われる必要があります。しかし、現在のところ、再給電シミュレーションを含むツールチェーン全体を ENTSO-E 全域で共通のツールで計算することは不可能です。そのため、実施ガイドラインでは、方法論の詳細、主要な原則、および重要なパラメータの調整に焦点を当てています。
- TYNDP 2024 における再給電シミュレーションの適用範囲：  
**国際連系線 (Interconnectors) には適用されません。適用対象：国内プロジェクト（国境を越える影響があるもの/ないもの）に限り、プロジェクト推進者が CBA 第4版ガイドラインおよびこの実施ガイドラインに準拠していることを証明できる場合に適用されます。プロジェクト推進者は、要求事項への準拠を証明するため、ENTSO-E に英語で承認書を提出する必要があります。プロジェクト指標のガイドラインに関する注意点再給電方法論は、市場シミュレーションと同様の指標を達成するために使用されます。特定の指標を評価する方法ではなく、再給電方法論をどのように適用するかを説明するものです。**

## ■ 再給電評価ガイドラインの主な目的

- TYNDP 2024 では、再給電シミュレーションを ENTSO-E の中央レベルで実行することがまだ可能ではありません。そのため、本ガイドラインは、**プロジェクト推進者が各自で再給電シミュレーションを実行できるように、必要な記述や定義を提供することを目的としています。**このガイドラインにより、モデルが比較可能な結果を生成するために必要なすべての情報を提供します。
- **主要な目的は、異なるツールやシミュレーター間で得られる結果の最高レベルの比較可能性を達成することです。**そのため、主要なパラメータを定義し、各ツールやモデル間で整合性を確保することが極めて重要です。

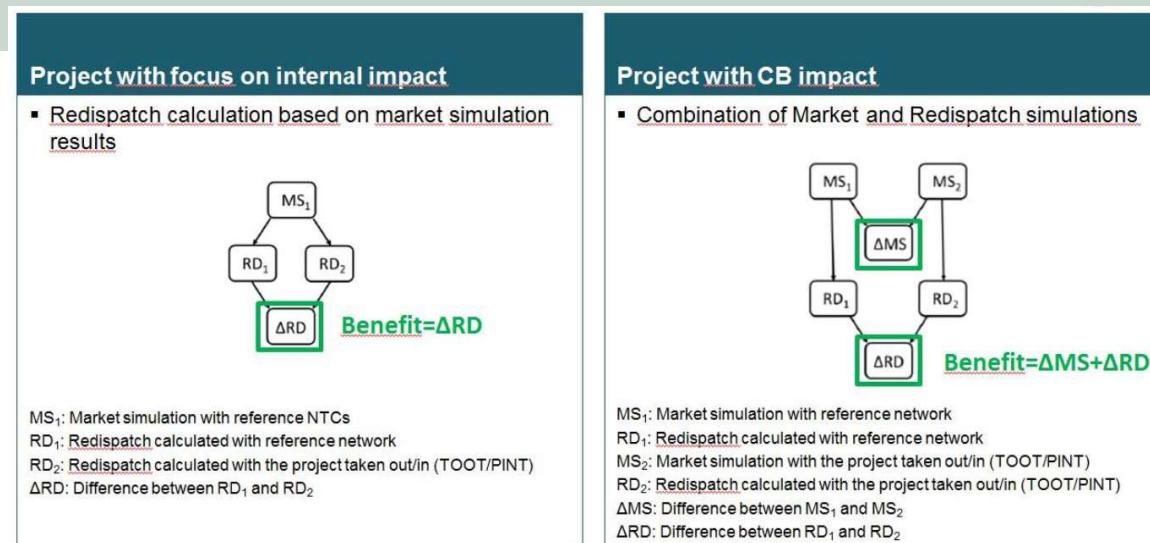
整合性プロセスと要件 ENTSO-E の TYNDP 2020において再給電のモデリングに使用された異なるツール間での詳細な比較をすでに実施済み。整合性プロセスに参加していないプロジェクト推進者は、3.4.4 節で説明されている Sanity Check を実施し、その結果と英語での承認書を ENTSO-E に提出する必要があります。ガイドラインに含まれる内容：定義や市場外のグリッド最適化措置が含まれます。規制上の制約や供給の安全性確保のため、特定の再給電措置の順序が指定される場合があります。

### ■ ガイドラインに含まれる内容：

- 再給電 のシミュレーション手順の概要 (3.4.3)
- 最低品質要件の提示 (3.4.4)
- 参加ツールとテストケースの説明 (3.4.6)
- 必要な入力データとシミュレーションツール固有のデータ記述 (3.4.7)
- 全体的な CBA 評価フレームワーク (3.4.8, 3.4.9)
- 気候条件の年数、TOOT/PINT (Take out one at a time, Put in one at a time) 方法論、モデル範囲の定義、最適化手法の詳細 (3.4.10)
- 発電ユニットの順序、罰則費用、目的関数など、再給電 実行時の考慮すべき重要な分岐の定義 (3.4.11)
- CBA 評価結果およびその収益化に必要なデータ (3.4.12, 3.4.13)

## ■ シミュレーションプロセスの概要

- **再給電 の計算は、すべてプロジェクト推進者が CBA ガイドライン第4版 (セクション 6.3) で規定された原則に従う必要があります。** 本セクションでは、再給電 計算の一般的なシミュレーションプロセスの概要を説明します。ただし、各ツールで定義される詳細な仕様は含まれていません。使用されるツールの概要は 3.4.6 節に記載されています。
- TYNDP 2024 では 再給電 計算を使用して**国際連系線 (Interconnectors)** を評価することはあります。ただし、CBA ガイドライン第4版で提示された以下の2つのオプションをプロジェクトの国境間貢献度に応じて適用することが可能です：**オプション1**：純粋な 再給電 を使用した利益の計算。**オプション2**：国境 NTC 変動と 再給電 を組み合わせた利益の計算以下に、内部影響のみを重視したプロジェクトと、内部および国境間影響の両方を重視したプロジェクトに適用される2つのオプションの簡略図(図4) を示す。



### ■ それぞれの方法論の選択

- 使用する方法の選択はプロジェクト推進者に委ねられています。ただし、最終的にTYNDPプロジェクトシートには選択された方法とその選択理由を明記する必要があります。一般的に、**国境を超える影響がないプロジェクトはオプション1を使用して評価されます。国境を超える影響があるプロジェクトはオプション2で評価されます。**ただし、後者の場合でも、プロジェクト推進者がシミュレーションの複雑性を軽減するため、または内部影響に焦点を当てるために、再給電計算のみ（オプション1）を選択することが可能です。この場合、国境を越えた利益部分は失われ、結果は下限値として扱われます。一方で、国境影響がないプロジェクトにオプション2を適用しても、オプション1を使用した場合と同じ結果になります。

### ■ シミュレーションプロセスの概要

➤ プロジェクト評価を再給電シミュレーションで行うには、以下のステップが必要です：

**市場シミュレーション** (3.4.7.1参照) ENTSO-Eによる**中央集権的な市場シミュレーション**に基づく。必要なデータはTYNDPスタディチームから取得。**潮流計算** (3.4.7.2参照) 潮流シミュレーションは**TYNDPスタディチームが準備したグリッドモデル**に基づく。**再給電シミュレーション**はこのガイドラインで定義された原則と要件に基づいてプロジェクト推進者が実行する。

以下の要件を満たす必要がある：

- a. グリッドモデルはすべてTYNDPスタディチームが準備したモデルに基づく。
- b. 市場データはTYNDPスタディチームが使用するデータと一致すること。

注：潮流および再給電シミュレーションにおいて、燃料タイプごとの解像度では不十分。市場シミュレーション（ステップ1）を発電機レベルに分解し、各発電機/発電所の投入量を個別に示す必要がある。地理的範囲は、このガイドラインで定義された再給電シミュレーションの範囲と一致する必要がある。

## ■ 健全性モデルの概要と詳細

### ➤ モデル概要

ノード: モデルは6つのノードで構成されています：

- N (北) 、 S (南) 、 W (西) 、 E (東)
- NW (北西) 、 NE (北東)

トポロジー：

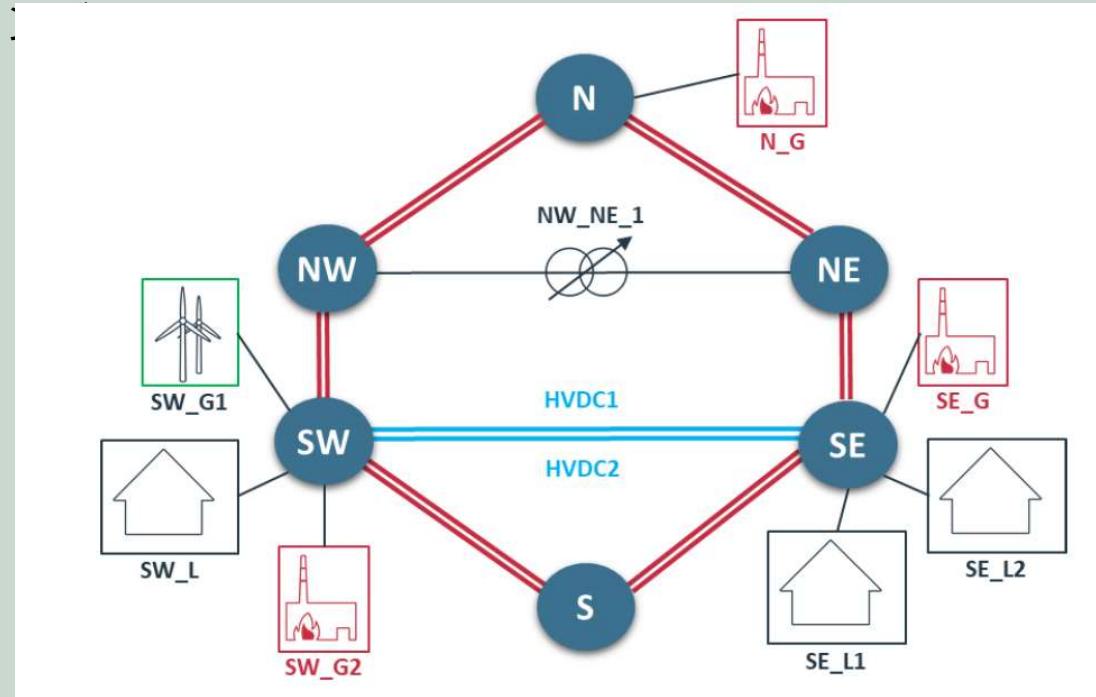
- ノード間は380 kV の2系統送電線でリンク。

位相シフト変圧器 (PST) :

- NWとNEの間に配置 (NW\_NE\_1) 。

HVDC接続:

- SWとSEの間にHVDC1およびHVDC2の2本の接続。



## ➤ 発電ユニットと負荷ユニット

### 発電ユニット:

- N\_G: ノードNに位置。
- SW\_G1: ノードSWに位置する陸上風力タービン。
- SW\_G2: ノードSWのCCGT。
- SE\_G: ノードSEのCCGT。

### 負荷ユニット:

- SW\_L: ノードSWに1つの負荷。
- SE\_L1およびSE\_L2: ノードSEに2つの負荷。

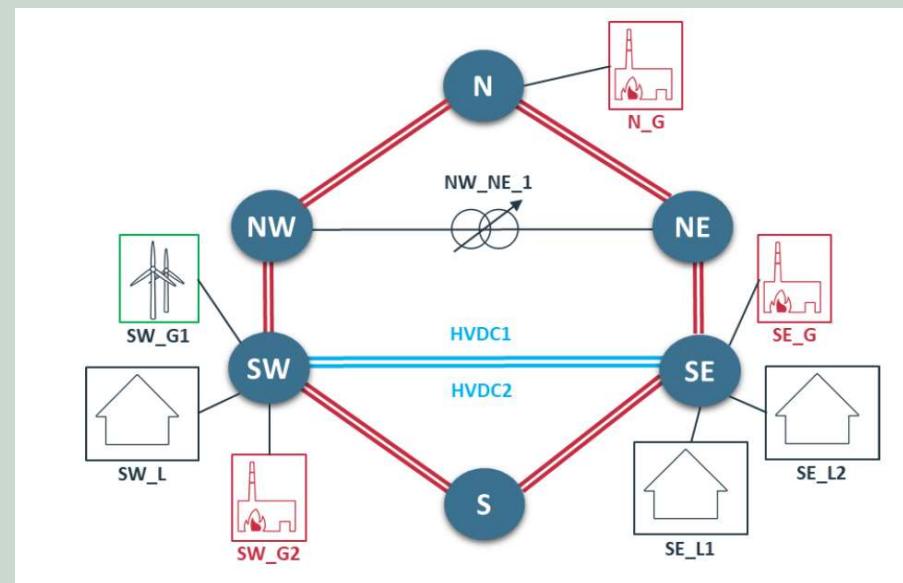
### 主要な特徴

### 発電タイプ:

- SW\_G1: 再生可能エネルギー（陸上風力）。

他のユニット: 熱発電 (CCGT新型)。

- コストパラメータ: HVDC接続およびPSTにはデフォルトのペナルティ/限界費用 (RD-Annex 3.4.14参照) が設定されています。
- 再給電の焦点: 1日分の再給電順序を確認するチェック。長期的なシミュレーションではなく、順序の重要性を重視。



### ■ プロジェクト推進者が提出すべき追加情報

➤ プロジェクト推進者は以下の内容を含む書面による声明を提出する必要があります。

再給電計算における準拠:CBA第4版ガイドラインおよびTYNDP 2024実施ガイドラインへの準拠。

ガイドラインからの逸脱がある場合の説明:特定の国家規制条件に基づく場合、これらの規制を ENTSO-Eに提出し、認可プロセスを行う（例: 再生可能エネルギーの収益化、n-2基準の考慮、ライン定格など）。

TYNDP 2024入力データへの準拠。

ガイドラインで提案された選択肢の説明:

- AC/DC
- シナリオと気候年数
- 複数のTOOT/PINT
- 分岐の考慮オプション（例: 110kVレベル）

再給電評価に使用されるツール再給電計算の現状:プロジェクト評価に再給電計算を使用する手法は比較的新しい。

計算には膨大なソフトウェア・ハードウェア環境が必要。現状ではENTSO-Eレベルで中央集権的に計算を行う環境は未整備。

異なるアプローチの可能性:各国の規制要件や使用ツールの違いにより、実施方法が異なる場合がある。高い基準を目指し、主要な原則を定義。

## ■ 再給電シミュレーションの一般的なアプローチ

### ➤ 市場シミュレーション:

市場シミュレーションに基づいて、費用最適化された発電所の運用を決定。この結果を基に、グリッドモデルで潮流解析を実施。

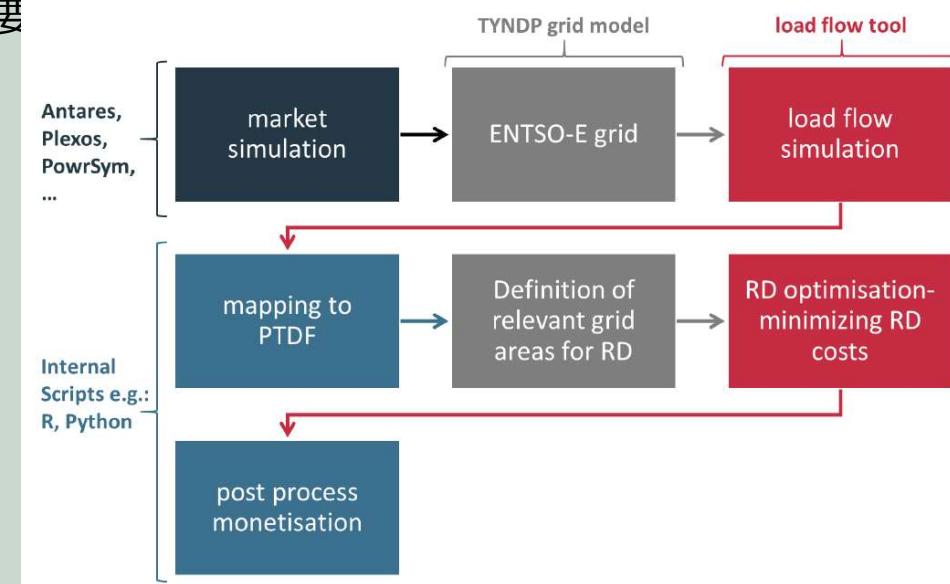
潮流解析:基本ケースおよび(n-1)ケースにおけるネットワーク要素の使用率を解析。潮流解析により得られた(n-1)ケースでのライン使用率が100%を超える場合、それが再給電介入の必要性を示す。

PTDF (Power Transfer Distribution Factor) の適用:PTDFマトリックスはノード間の注入電力がラインフローに与える影響を数値化。直流法潮流計算を仮定すると、PTDFはラインパラメータから直接計算可能。

グリッドデータの簡素化:再給電シミュレーションに必要  
(セクション3.4.9、3.4.10参照)。

電力網の全てのボトルネックを解消する費用最適化

再給電を実施。最終的な収益化:再給電結果を収益化。



### ■ 入力データの要件

➤ 再給電計算を実施するには、ネットワークデータと市場データが必要です。再給電計算の結果は使用する入力データに非常に敏感であるため、本章では入力データの必須要件を定義しています。これに準拠することで、評価結果の一貫性と異なるツールや推進者間での結果の比較可能性が保証されます：

データの機密性によるカテゴリ分類：

- 公開可能なデータ
- 要求があれば利用可能なデータ（データサイズが大きい場合）
- NDA（秘密保持契約）が必要なデータ
- 市場データ

要件：再給電シミュレーションは、TYNDP 2024で使用されるシナリオに基づく市場研究と整合する必要があります。

## 再給電 シミュレーション (CBA 4 の 2.4.4 および 6.3)

### ■ 入力データの要件

入力データセットに含める内容 (PEMMDBパッケージに基づく) :

- ・燃料価格、CO<sub>2</sub>価格、発電種類別の限界費用。
- ・発電種類ごとの正味発電容量。・需要タイムシリーズ。
- ・熱発電の必須稼働値 (タイムシリーズ)。
- ・熱発電ユニットの稼働可能性 (タイムシリーズ)。
- ・河川水力・ポンプ蓄電池の流入プロファイル。
- ・DSR容量 (デマンドレスポンス)。
- ・国境間容量 (NTC値)。
- ・非モデル化国との固定交換量。
- ・市場シミュレーション結果。

入力データセットに含むべき結果 :

- ・熱発電、DSR、水力発電の使用率 (時間別タイムシリーズ)。
- ・捨てられたエネルギー (Dumped Energy) タイムシリーズ。
- ・市場ノードの時間別限界費用。・供給されなかったエネルギー (ENS) のタイムシリーズ。

マッピング手法 市場結果をグリッドモデルにマッピングする方法は、各グリッドモデルの特徴に依存。一般的には、インストール済み容量と燃料タイプコードの分布に基づいてマッピング。

調整が必要なパラメータ:Pmax、Pmin など、ネットワークモデルと市場モデル間で異なる技術的制限に対応。

### ■ ネットワークデータ

#### ➤ グリッドモデル:

##### 再給電評価のためのグリッドモデル:

TYNDP 2024のネットワーク解析に使用されるCGMESグリッドモデルと整合する必要があります。

グリッドモデルの設置容量は市場入力データと一致し、送電結果は他のグリッド研究（例: NTC差分、送電口ス計算）と一貫性を持たせる必要があります。

公式のグリッドモデル収集プロセス後の変更は、TYNDPグリッドモデリングガイドラインに準拠し、Working Group Data and ModelsおよびTYNDP Study Teamと調整する必要があります。

#### ➤ 潮流解析目的: 基本ケースおよび(n-1)ケースでグリッドモデル内の送電線使用率を特定する。

手法: 交流法または直流法潮流計算を使用。交流法潮流計算が複雑さやツール間の比較困難性により適用できない場合、直流法潮流計算が許可されています（セクション3.3.3参照）。

解析期間: 通年でのネットワーク解析を推奨。可能でない場合、CBA第4版ガイドラインに基づき、代表的な時点を解析。TSOによる特別な入力データ国家規制の要件: グリッドモデルのTYNDPライン定格やn-1原則から逸脱する必要がある場合、Dynamic Line Ratingや修正措置の例外を考慮。これらの要件は、国家TSOによる規制の要請に基づく。重要性と手続き: 結果への重大な影響があるため、これらのアプローチは、ENTSO-Eへのコンプライアンスチェック用資料に記載する必要があります。

### ■ 最低要件の詳細

#### ➤ TYNDPシナリオと時間枠:

最低限必要なシナリオ: \*\*National Trends (中核政策シナリオ) \*\*を使用。

気候年数最低要件: 3つの気候グループ (1995, 2008, 2009) の中で\*\*最も代表的な気候年 (2009年) \*\*を使用。

市場ツールの結果最低要件: TYNDP2024 CBAプロセスに参加した市場ツールの結果を少なくとも1つ使用。同一の入札ゾーン内のプロジェクトで、一貫した市場ツール入力を使用することが推奨。

時間ポイント推奨: 1年間を時間単位で計算。一般的なネットワークシミュレーションに準拠し、代表的な時間ポイントの使用も許可。

TOOT/PINTアプローチ: 複数のTOOT/PINTアプローチはCBA第4版ガイドラインで許可。使用時は、プロジェクトの順序に関する詳細な記述を含むディスクレーマーをプロジェクトシートで提示。

## 再給電 シミュレーション (CBA 4 の 2.4.4 および 6.3)

### ■ 再給電の最適化順序とペナルティコスト

➤ 最適化の順序を決定する要因:

再給電ツールがボトルネック解消のために選択する措置の順序は、以下の2つの主要要因によって決定されます：

- **措置の効果 :**

PSDF/PTDF感度係数をDC潮流アプローチで計算し、各措置が送電線や変圧器の利用率に与える影響を評価。

- **措置のコスト**

コストには、再生可能エネルギーの限界費用（0と定義）や市場外のグリッド最適化措置が含まれます。規制上の制約や供給の安全性確保のため、特定の再給電措置の順序が指定される場合があります。

- ペナルティコストと目標関数

$$\min f = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K c(k, t) \cdot \Delta p(k, t)$$

再給電コストは、すべてのユニット ((k)) および時間ステップ (tt) における上下調整コストの合計として定義されます。

- 目標関数: 時間カップリング: 時間カップリングのない方法でも精度に大きな影響を与えず使用可能。措置の順序再給電最適化において、以下の順序で措置が実施されます（コストに基づく）：ネットワーク側の措置：トポロジー調整；PST、HVDC、FACTSなどの送電制御デバイス；天候依存型ライン操作；発電ユニットの出力削減；熱発電所。各発電機の発電コストに基づく：蓄電（Hydro、バッテリー、P2G）、再生可能エネルギー（RES）、国境を超えた発電所およびHVDC、最後の手段（高いペナルティコスト）、負荷遮断（ENS）と残存過負荷（Branch Slack）。

## 再給電 シミュレーション (CBA 4 の 2.4.4 および 6.3)

186

### ■ 考慮される送電線 (Considered Branches)

- (n-1)基準と再給電の重要性:

(n-1)基準 :

単一の回路や変圧器の故障が発生しても、送電系統の運用限界が超えないことを保証。再給電は過負荷送電線からの電力フローをシフトすることで、(n-1)基準を満たすために使用。

- 過負荷の定義:

故障後の実際の電力フローが送電線の運用限界を超える場合に過負荷とみなす。運用限界は、保護リレー設定や天候条件に依存。再給電分析で考慮される送電線

- (n-1)利用率のモニタリング:

グリッド内の全送電線の(n-1)利用率を考慮。特定の送電線要素を除外することで、再給電値の過大評価を防ぎ、現実的な結果を取得。最適化問題の簡素化と計算時間の短縮に寄与。

- プロジェクト影響エリア内の送電線:

定義された範囲内の送電線および対応する連系線を考慮。220-/380-kVの高圧送電線が主な対象。変圧器の過負荷は再給電分析で一般的に除外。ただし、考慮するか否かはプロジェクト推進者に委ねられる。

- 人工的な過負荷の管理:

モデル簡素化やネットワーク縮小による人工的な過負荷が発生した場合、影響を受ける送電線を観察対象から除外。

- HVDC送電線の重要性:

HVDC送電線の故障は、ACネットワークの利用率を大幅に増加させる可能性があるため、必ず分析対象に含める。

### ■ 再給電評価から得られるCBA結果の定義

#### ➤ 再給電評価の指標:

再給電手法を使用した評価で得られる指標は、基本的に市場シミュレーションを使用した場合と同じです。どちらの手法も発電所のディスパッチ結果を提供し、これがCBA指標の大部分の要因となります。

以下は、CBA第4版ガイドラインで定義された再給電手法を使用して算出可能な指標の一覧です  
(TOOT/PINTアプローチ適用) :

B1 - 消費者余剰 (SEW) :発電コストアプローチを使用して市場シミュレーションと同様に計算可能（国境コスト、起動/停止コストを含む）。

B2 - CO<sub>2</sub>の社会的コスト:市場シミュレーションと同様に、ポストプロセスとして計算可能。

B3 - 再生可能エネルギー (RES) の統合:再給電によるRES発電削減の必要性の変化を基に市場シミュレーションと同様に計算可能。

B4 - 間接的な温室効果ガス排出量:市場シミュレーションと同様に、ポストプロセスとして計算可能。

B5 - 送電口ス:再給電計算から得られたディスパッチデータを使用して市場シミュレーションと同様に計算可能。

結果の提示プロジェクトシート内の結果の提示は、市場シミュレーションを使用した場合と同様に、実施ガイドラインで定義された要件に従う必要があります。

### ■ 再給電結果の収益化と定量化

- 再給電結果の収益化は、市場シミュレーションで適用される発電コストアプローチを使用してシミュレーションツールで直接行うことが可能。発電所の燃料消費量の変化によるシステムコストの変動がプロジェクトの利益（または送電口ス）を示す。自動収益化が利用できない場合：再給電評価の最終ステップとして、ポストプロセス計算で収益化を実施。再給電結果は、標準CBA結果に追加され、CBA第4版ガイドラインに準拠。

- 収益化指標の計算方法

For TOOT:  $\Delta energy = energy_{ref. case-project} - energy_{ref. case}$

For PINT:  $\Delta energy = energy_{ref. case} - energy_{ref. case + project}$

$$B1: SEW [\text{€}/\text{yr}] = \sum_{type} \Delta energy_{type} [\text{MWh}/\text{yr}] * marginal cost_{type} [\text{€}/\text{MWh}]$$

社会経済的利益 (SEW) SEWは、発電所タイプごとの年間エネルギー差と、その発電所の限界費用を掛け合わせて計算。再生可能エネルギー (RES) の限界費用は0。

$$B2: CO_2 \text{の社会的コスト年間CO}_2 \text{排出量: } \Delta CO_2 [\text{t}/\text{yr}] = \sum_{type} \Delta energy_{type} [\text{MWh}/\text{yr}] * CO_2 emissions_{type} [\text{t}/\text{MWh}]$$

CO<sub>2</sub>価格に基づいて収益化 (5.2節参照)。

B3: 再生可能エネルギー (RES) の統合再給電によるRES削減量を評価 (5.3節参照)。

B4: 間接的温室効果ガス排出量5.4節に準拠して計算。

B5: 送電口ス再給電ディスパッチデータを使用してCBA第4版ガイドラインに準拠して計算。

B9: 再給電予備力の削減実施ガイドライン第5.9節に基づく。

### ■ CBA 4における運転開始時期の評価

- CBA 4における運転開始時期の評価では、運転開始年の評価の必要性が述べられている。この評価の結果は、各プロジェクトの個別のプロジェクトシートに追加情報として表示される。ただし、運転開始時期の提出はプロジェクト推進者の責任であるため、評価によって運転開始年が変更されることはない。運転開始時期の評価方法の原則運転開始時期の評価方法は、以下の原則に基づく必要がある：
  - 運転開始時期の基準日は 2024年12月31日 とする。
  - TYNDP 2024 に提出されたプロジェクトの運転開始までの期間 は、以下の式で計算できる：

$$t = (t_x + t_{const}) \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4$$

免責事項この評価に使用される値は専門家の知見に基づいており、将来のTYNDPの改訂版で変更される可能性がある。そのため、この方法論をもって運転開始年を正式に承認・否認することは想定されていない。ただし、評価結果は議論の出発点として使用され、提出された運転開始年と評価結果が一致しない場合、プロジェクト推進者はその理由を説明する必要がある。

各要素の定義 :

- $t_x$  : (計画・許認可期間の基準時間)
- $t_{consideration}$  : 計画・許認可プロセス開始から完了までの標準期間 (8年)
- $t_{pre-perm}$  : 許認可プロセス開始前の標準期間 (5年)
- $t_{perm}$  : 許認可プロセス中の標準期間 (2年)
  - (建設期間の基準時間)
- プロジェクトの長さによって異なる:
  - 短距離 (0-200km) : 2年
  - 中距離 (200-500km) : 3年
  - 長距離 (500km以上) : 4年
- 補正係数 ( ~ )
- $f_1$  : 技術的な複雑さ (AC/DC)
- $f_2$  : 設備の種類 (架空線、ケーブル、変電所など)
- $f_3$  : 陸上／洋上プロジェクトの区別
- $f_4$  : 新規プロジェクトか、既存プロジェクトの更新か
- $f_5$  : 環境・社会的影響の複雑さ (CBA 4 ガイドラインの関連セクション参照)

## ■ 付録

- 最低品質チェック用データ-技術パラメータ表（負荷、送電線、HVDC、調相変圧器）
- 市場投入表
- 結果表のテンプレート

## 一般概念と仮定

- 本章では、投資のクラスター化に関するいくつかの重要な考慮事項を最初に定義する。
- 投資のクラスタリング（CBA4 の 3.2.1）
  - 以前の TYNDP のプロジェクトの再クラスタリング
    - 一般的に、以前の TYNDP の同じプロジェクトを使用することはもちろん許可される。
    - ただし、運転開始日が以前のTYNDPと比較して大幅に遅れている投資には、特別な注意を払う必要がある。
- 送電容量の計算（CBA4 の 3.2.3）
  - システム境界における送電容量(Transfer Capacity)の概念は2つの関連する概念、Net Transfer Capacity (NTC) とGrid Transfer Capacity (GTC) の2 つの関連する概念と、プロジェクトによるそれらの変動 (それぞれ  $\Delta$ NTC と  $\Delta$ GTC) によって定義される。
  - NTC の概念は市場シミュレーションに由来するのに対し、GTC はグリッド研究における物理的な潮流を指す。
  - 国境を越えた影響を持つプロジェクトのCBA評価では、 $\Delta$ NTCを報告する必要がある。
  - プロジェクト推進者が行う送電容量の計算とENTSO-Eによるコンプライアンスチェックは、このセクションで定義された方法論に基づいている必要がある。

## 一般概念と仮定

### ■ 正味送電能力(Net Transfer Capacity (NTC) )

- NTCは、物理的資産の容量とセキュリティの基準(例:N-1)を考慮した上で、2つの市場領域の境界を越えて許容される最大発電電力シフトとして定義される。
- 特定の時間と方向の $\Delta$ NTCを得るには、2つの異なる計算を行う必要がある (プロジェクトを含む計算とプロジェクトを含まない計算) 。

$$\Delta \text{NTC} = \text{NTC}_{\text{with}} - \text{NTC}_{\text{without}}$$

- NTC値は、発電または負荷電力シフトを使用して計算する必要がある。
  - N-1セキュリティ基準に基づく負荷潮流計算からライン負荷を取得する。
  - 発電または負荷電力シフトを使用して100%の状況(N-1セキュア)を達成する。
- これは、各時間ステップ(一般に、1年に相当する8736時間、または代表的な時点)で代表的な方法で行う必要がある。
- TYNDP 2024 の計算に必要な入力データ すべてのプロジェクトの $\Delta$ NTC 計算は、1 つの市場ツールと 1 つの気候年からの TYNDP 2022 NT2030 シナリオの時間ごとの市場シミュレーション結果に基づいている。
- NTCは以下のように導出される。

$$\text{TTC} = \text{BCE} + \Delta E_{\text{max}}, \text{NTC} = \text{TTC} - \text{TRM}$$

ここで、TTC: Total Transfer Capacity (総送電容量), BCE: Base Case Exchange (2つの市場間の交換),  $\Delta E_{\text{max}}$ : N-1基準を考慮した最大追加パワーシフト, TRM:送電信頼性マージン。

## 一般概念と仮定

### ■ 電力シフト

- 電力シフトは、シミュレーション対象地域の発電または需要を変更することにより行うことができる。
- デフォルトの方法は発電電力シフトであるが、場合によっては需要シフトの方がより簡単に意味のある結果を得ることができる(例えば、シミュレーション地域に給電可能な発電が不足している場合)。
- 発電電力シフトを使用する場合、電力シフトは以下の方法で発電機に配分することができる。
  - 最大有効電力に比例して
  - 利用可能な電力マージン (最大有効電力-実有効電力) に比例して
  - 実際の有効電力に比例して
  - 発電コストに基づいて
- 異なるモデリングツールが使用されることを考えると、発電電力シフトのための単一の方法論に制限されることは不可能。したがって、TYNDP プロセス内では、同等の結果が期待できるように、さまざまなモデルが調和される。
- いずれの場合も、発電機の技術的限界を尊重する必要がある。選択される方法は、プロジェクトや境界によって異なる場合がある。
- 負荷電力シフトが使用される場合、各負荷の有効電力は時間ごとに初期値に比例してシフトされる。ConformLoad クラスまたは EnergyConsumer クラス (3.3 を参照) の負荷のみがシフトされる。
- 各プロジェクトと国境に使用される電力シフト手法は、プロセスの後半で TYNDP 2024 パッケージ内で公開される特定の文書内で報告される。

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 第4次CBAガイドラインを補完するための追加情報を提供。

- 国境を越えたプロジェクトは、2つの入札地域間の商業交流能力(the commercial exchange capability)を向上させ、低価格地域の発電機が高価格地域に電力を輸出できるようにする。
- これらのプロジェクトのSEWは、プロジェクトありとプロジェクトなしの2つのシミュレーションを適用して、発電コストアプローチまたは総余剰アプローチを使用して計算することができる。
- これらのSEWは、プロジェクトありとプロジェクトなしの2つのシミュレーションを適用して、再給電方法を使用して計算する必要がある。

### ■ 手法1：市場シミュレーション

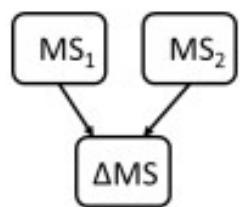
### ■ 手法2：市場シミュレーション結果をもとにした再給電シミュレーション

### ■ 手法3：市場とネットワークを組み合わせた再給電シミュレーション

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 手法1：市場シミュレーション

- 価格帯間のNTCに影響を与える系統接続や内部プロジェクトなど、主な影響が国境を越えたプロジェクトについては、2つの市場シミュレーションを使用して評価を行うことができる。

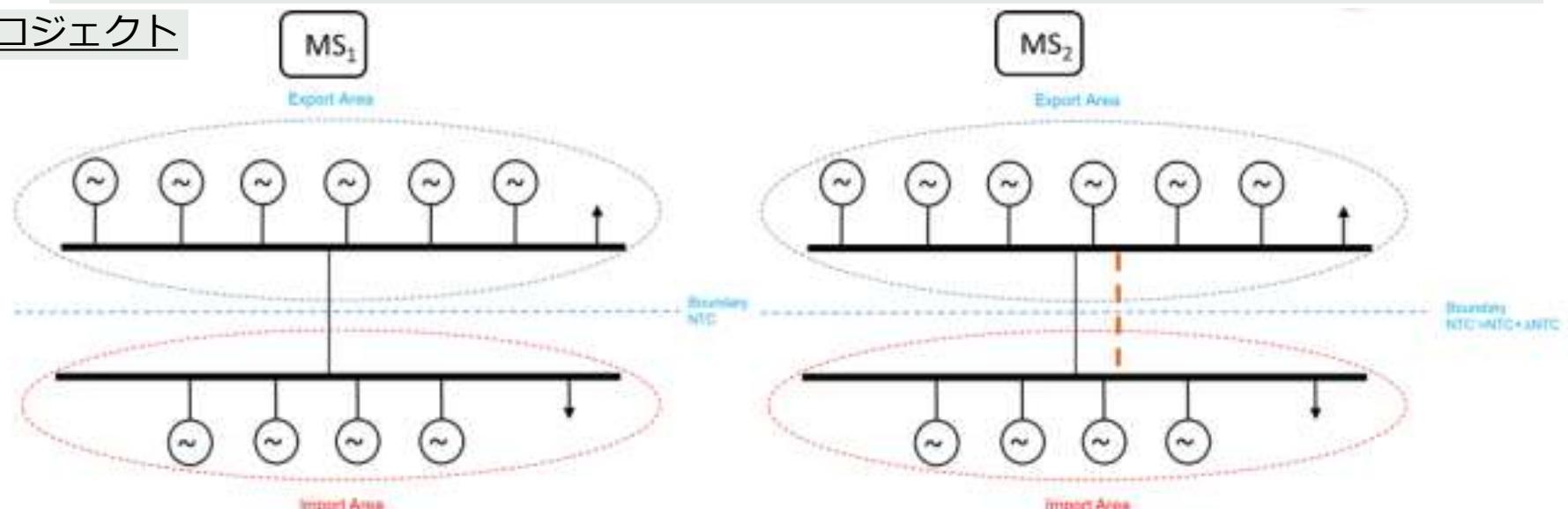


MS<sub>1</sub> : プロジェクトなしの市場シミュレーション

MS<sub>2</sub> : プロジェクトありの市場シミュレーション

$\Delta MS$  : MS<sub>1</sub> と MS<sub>2</sub> の差分

#### 相互接続プロジェクト



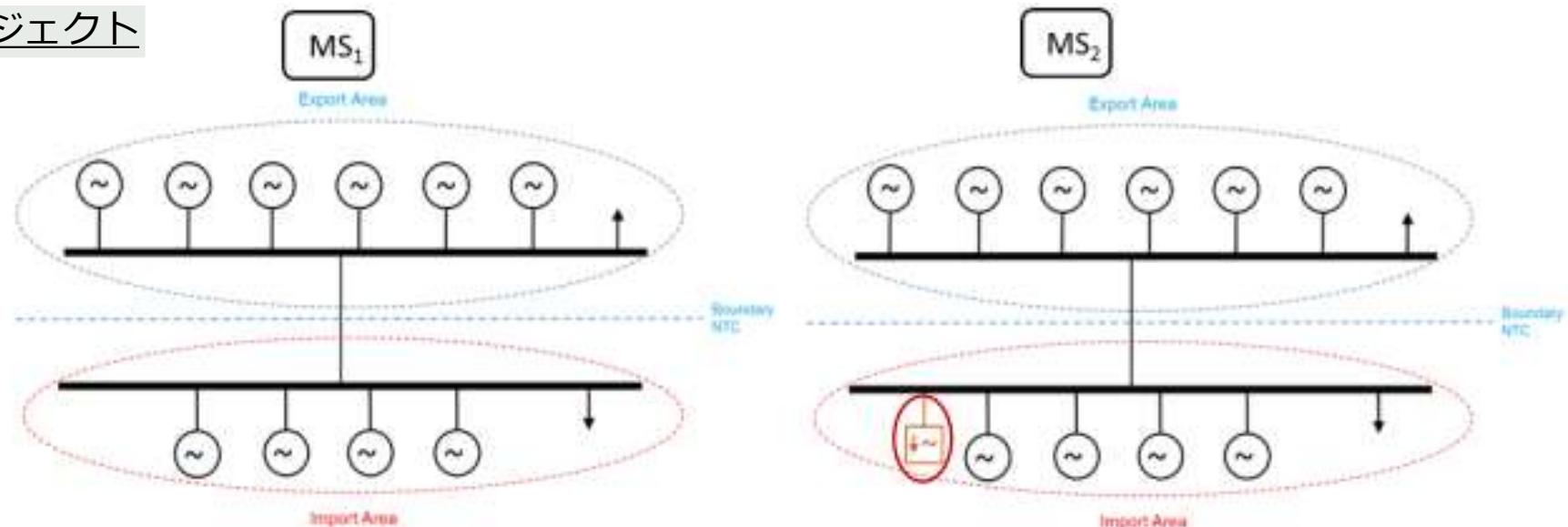
MS<sub>1</sub> : プロジェクトなしの入札ゾーン間でNTC(=NTC<sub>initial</sub>) を使用した市場シミュレーション

MS<sub>2</sub> : プロジェクトを含む入札ゾーン間のNTC'(=NTC<sub>initial</sub>+ $\Delta NTC_{project}$ )を使用した市場シミュレーション

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 手法1：市場シミュレーション

蓄電池プロジェクト



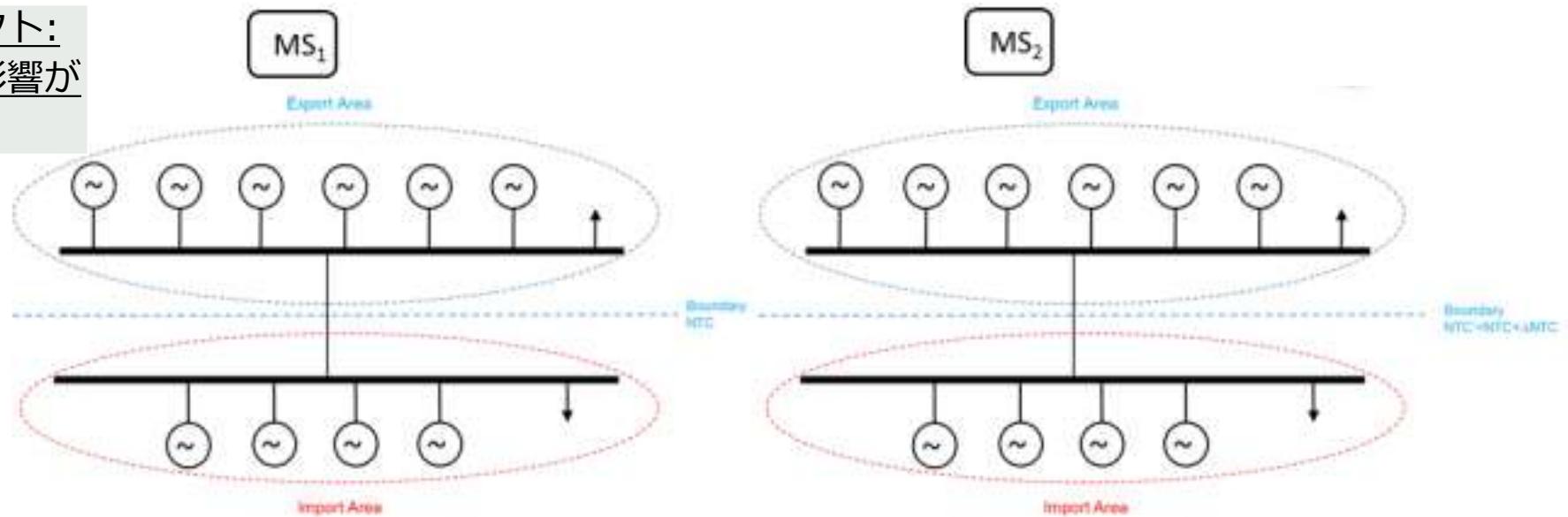
MS1：蓄電池プロジェクトなしの市場シミュレーション

MS2：蓄電池プロジェクトを使用した市場シミュレーション

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 手法1：市場シミュレーション

内部プロジェクト:  
国境を越えた影響が  
主な要因



MS 1 : プロジェクトなしの入札ゾーン間でNTC(=NTCイニシャル)を用いた市場シミュレーション

MS 2 : 内部プロジェクトで得た入札ゾーン間でNTC' (=NTC<sub>initial</sub>+ΔNTCプロジェクト)を用いた市場シミュレーション

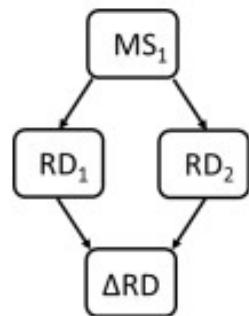
総便益 (SEW) は、その年の全時間の市場調査から得られた発電総コストまたは総余剰 ( $\Delta MS$ ) の差を合計して算出する。

$$SEW = \Delta MS$$

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 手法2：市場シミュレーション結果をもとにした再給電シミュレーション

- 国境を越えた大きな影響がなく、内部的なメリットが大きい内部プロジェクトでは、市場調査とネットワーク調査を組み合わせて実行できる。

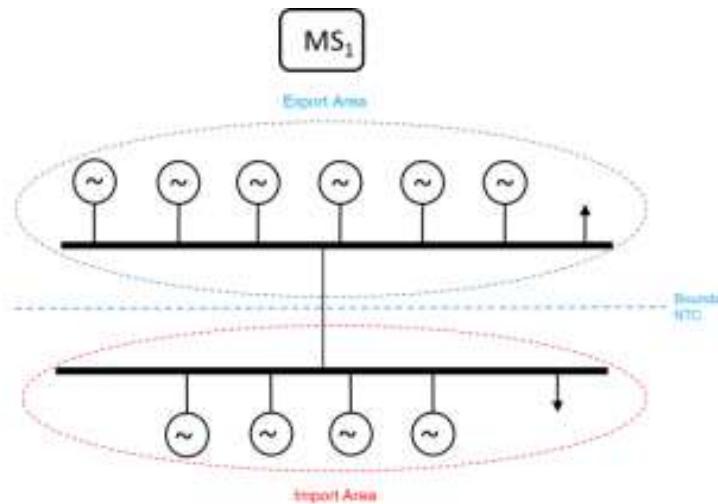


MS1 : 参照NTCを使用した市場シミュレーション

RD1 : 内部プロジェクトを使用せずに計算された再給電プロジェクト

RD2 : 内部プロジェクトを使用して計算された再給電プロジェクト

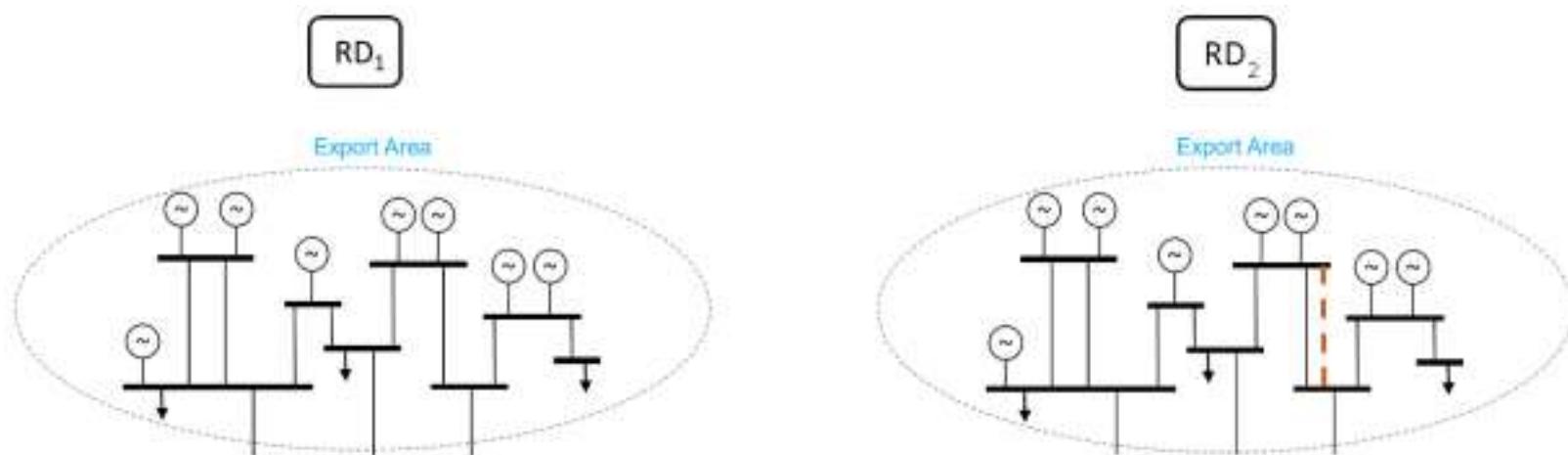
$\Delta RD$  : RD1 と RD2 の差分



MS1 : 入札ゾーン間の基準NTCによる市場シミュレーション

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 手法2：市場シミュレーション結果をもとにした再給電シミュレーション



RD1：内部プロジェクトなしで計算された再給電

RD2：内部プロジェクトを使用して計算された再給電

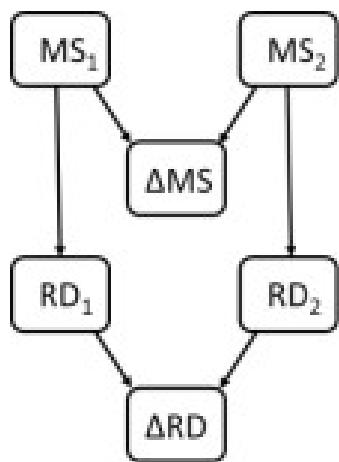
総便益 (SEW) は、その年の全時間における再給電から得られた総発電コスト ( $\Delta RD$ ) の差を集計することによって計算される。

$$SEW = \Delta RD$$

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 手法 3 : 市場とネットワークを組み合わせた再給電シミュレーション

- 国境を越えた影響が大きく、内部的なメリットが大きい内部プロジェクトでは、市場調査とネットワーク調査を組み合わせて実行できる。



MS 1 : 社内プロジェクトなしの市場シミュレーション

RD 1 : 社内プロジェクトなしの再給電

MS 2 : 社内プロジェクトありの市場シミュレーション

RD 2 : 社内プロジェクトありの再給電

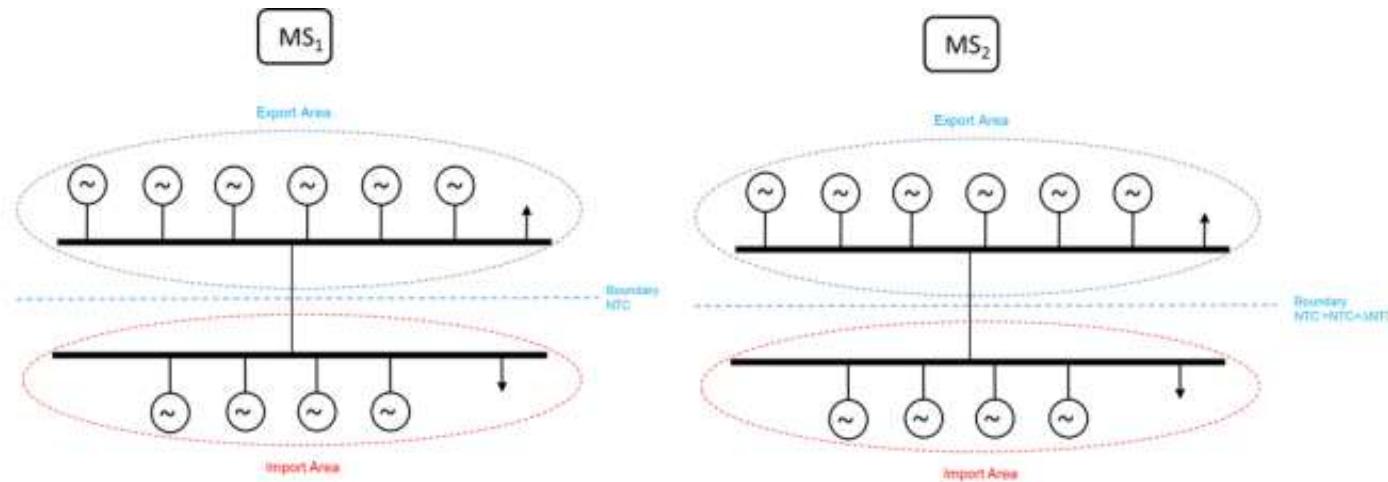
ΔMS : MS 1 と MS 2 の差分

ΔRD : RD 1 と RD 2 の差分

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 手法 3 : 市場とネットワークを組み合わせた再給電シミュレーション

- 国境を越えた影響が大きく、内部的なメリットが大きい内部プロジェクトでは、市場調査とネットワーク調査を組み合わせて実行できる。



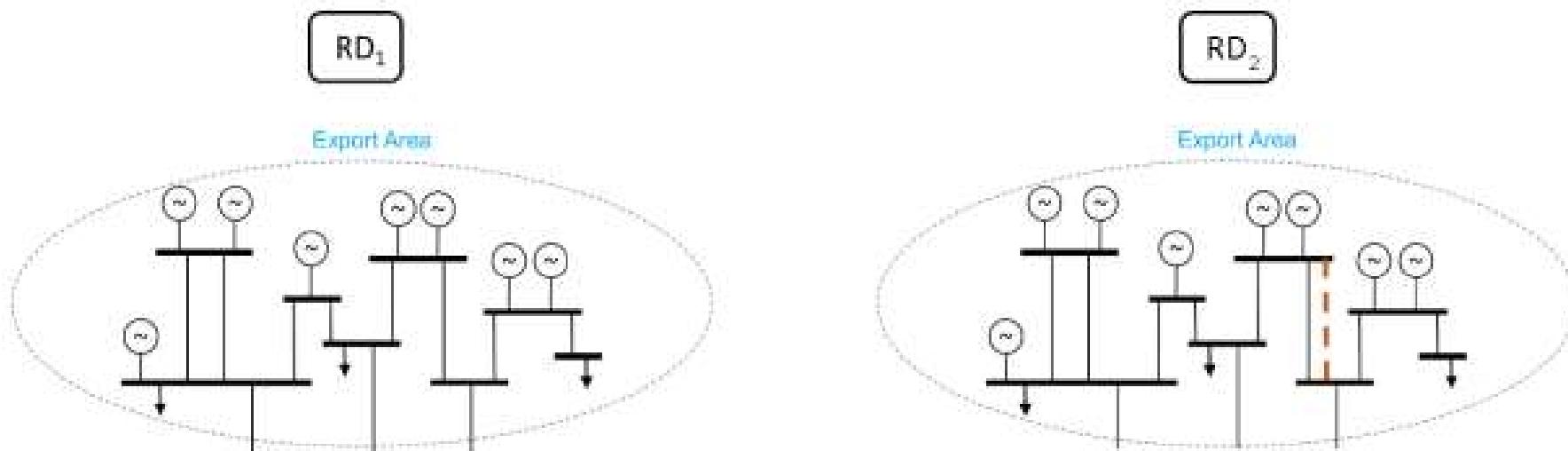
MS<sub>1</sub> : プロジェクトなしの入札ゾーン間でのNTC(=NTC<sub>initial</sub>)による市場シミュレーション

MS<sub>2</sub> : 内部プロジェクトで取得した入札ゾーン間でのNTC'(=NTC<sub>initial</sub>+ΔNTCプロジェクト)による市場シミュレーション

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 手法 3：市場とネットワークを組み合わせた再給電シミュレーション

- 国境を越えた影響が大きく、内部的なメリットが大きい内部プロジェクトでは、市場調査とネットワーク調査を組み合わせて実行できる。



RD 1 : MS 1 からの給電を使用して、内部プロジェクトなしで計算された再給電MS 1 からの給電

RD 2 : MS 2 からの給電を使用して、内部プロジェクトで計算された再給電MS 2 からの給電

総利益 (SEW) は、1年の全時間の市場調査から得られた発電の総コストまたは総余剰 ( $\Delta MS$ ) の差額と、再給電から得られた発電の総コスト ( $\Delta RD$ ) の差額を合計して計算されます。

$$SEW = \Delta MS + \Delta RD$$

## 便益の指標(B1 – 社会経済厚生便益(SEW) (CBA4 の 5.1) )

### ■ 再生可能エネルギー(RES)統合による燃料節減(SEW RES)

- 縮小の削減と短期変動発電コストの低下によるRES統合へのプロジェクトの影響は、一般的なSEW効果(B1)の一部。
- 第4次CBAガイドラインに沿って明示的に収益化され、指標B1の下に追加情報として報告される。この追加情報は、追加的な効果と見なされてはならない。
- SEWに計上される収益性のあるRES統合は、個別の指標ではなく、SEWに追加することはできない。

### ■ 回避されたCO2排出コスト(SEW CO2)

- 回避されたCO2排出コストは、CO2排出量の差 (単位:t) に異なるシナリオで使用されるCO2コスト (単位:€/t) を乗算することにより、市場シミュレーションから容易に抽出できる。これらのコストは、ETS市場によって創出されるコストにリンクされたCO2コストと見なすことができる。
- これらのコストに加えて、CO2 は健康や環境に与えるダメージにより追加コストが発生することに注意する必要がある。
- 特に注意しなければならぬのはCO2排出の社会的コストとの二重計上のリスクである。
- RES統合による燃料節約と同様に、この貨幣化されたCO2排出回避コストはすでにSEWの便益(B1) の一部である。個別に報告される場合でも、二重計上を避けるためにB1に追加すべきではない。

## 便益の指標(B2 – CO<sub>2</sub>変動による追加的な社会的便益 (CBA4 の 5.2) )

### ■ CO<sub>2</sub>排出量の変動

- 発電計画の変更によるCO<sub>2</sub>排出量の変動
  - プロジェクト有りと無しの2つの市場シミュレーションにより算出。
  - 2つのシミュレーションの合計CO<sub>2</sub>排出量の差は、発電計画の変更による変動を与える。
- 損失量の変化によるCO<sub>2</sub>排出量の変動
  - 新しいプロジェクトの追加（または撤退）は、時間当たりの損失量に影響を与える可能性があり、その結果、時間当たりの総エネルギー発電、最終的にはCO<sub>2</sub>排出量に影響を与える。

### ■ 収益化

- 関連する気候変動によるCO<sub>2</sub>排出量の増加の正味損害の合計を表す社会的コスト（または損害コスト）
- 検討中の気候目標によって決定される影の価格（または回避コスト）。これは、政治的制約として目標を課すことに対する支払い意欲と解釈することができる。
- TYNDPには、輸送の外部コストに関する欧州委員会 DG MOVE ハンドブックの値（回避コスト）が使用される。これらの回避コストは、パリ協定に到達するための政策と一致している。TYNDP2024内のこれらのコストを取り巻く不確実性を表すために、CO<sub>2</sub>の社会的価値は低値、中央値、高値を使用して計算される。

	低値	中央値	高値
CO <sub>2</sub> コスト (2030) €/t	60	100	189
CO <sub>2</sub> コスト (2040) €/t	156	269	498

## 便益の指標(B2 – CO2変動による追加的な社会的便益 (CBA4 の 5.2) )

### ■ 二重計上

- CO2排出変動の便益の一部は、発電コストにEU ETS CO2価格を含めることによって、SEWと損失コスト内で既に計算されている。
- したがって、B2指標は、まだ捕捉されていないCO2便益の追加部分のみを報告する必要がある。

パラメータ	計算ソース	単位	マネタリーメジャー	マネタリーレベル
市場代替によるCO2排出量	市場または再発送研究 (代替効果)	トン/年	定義に基づくが貨幣的ではない	欧州
CO2 排出量 損失変動から	ネットワーク研究 (損失計算)	トン/年	定義に基づくが貨幣的ではない	欧州
市場代替によるCO2排出の社会的コスト	市場または再給電研究 (代替効果)	€/年	社会的コストはシナリオで使用されたETSコストによって減少	欧州
損失変動によるCO2排出量の社会的コスト	ネットワーク研究 (損失計算)	€/年	社会コストは、シナリオで使用されているETSコストによって削減される	欧州

## 便益の指標(B3 – 再エネ統合 (CBA4 の 5.3) )

- 再エネの統合は、新規プロジェクトによって次の2つの方法で促進される。
  - まだ接続されていない主要電力系統に再エネを直接接続する。
  - 再エネ過剰地域と他の地域との間の容量を増加させる。これにより、既存の再エネと新たに計画された再エネの統合が促進される。
- この影響を定量化するために二つの指標が使用される。
  - 洋上ウインドパークのような再エネに直接接続するプロジェクトの場合：統合された再エネの出力。単位はMW。
  - 全ての種類のプロジェクト：給電の変化の結果として電力システムで使用される再エネの追加量。単位はGWh/年。この追加の再エネは、電力システムからの非再エネを置き換える。

パラメータ	概要	単位	価格換算	整合性のレベル
接続再エネ発電量	プロジェクト仕様	MW	定義上価格指標ではない	
回避された再エネ流出量	市場調査、ネットワーク調査、再給電調査	GWh/年	発電コスト削減 (B1) に含まれる	欧州レベル

## 便益の指標(B4 – 間接的温室効果ガス排出便益（CBA4 の 5.4）)

- グリッドの強化は、CO<sub>2</sub>以外のすべての温室効果ガスや微小粒子状物質の排出削減を通じて追加的利益をもたらす可能性がある。
- この利益指標は、NH<sub>3</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、PM<sub>5</sub>、PM<sub>10</sub>およびNMVOC(非メタン炭化水素)による外部性の回避に対応している。これらの回避された排出の利益と、それらがプロジェクトの評価にどのように考慮されるべきかについては、欧州投資銀行の研究「EIBにおける投資プロジェクトの経済評価」に記載されている。

パラメータ	計算根拠	単位	価格換算	整合性のレベル
非CO <sub>2</sub> 温室効果ガスの排出量	市場または再給電研究 (代替効果)	トン/年	定義上価格指標ではない	欧州レベル

## 便益の指標(B5 – 送電損失の変動 (CBA4 の 5.5) )

損失計算は、市場評価におけるプロジェクトのNTC(正味送電能力)増加に起因する給電の違いによる潮流の変化を考慮するため、プロジェクトありとプロジェクトなしの2つの市場シミュレーション出力によるネットワークシミュレーション結果を比較することで行われるのが一般的である。

### ■ 直流法潮流計算の改善

- 有効潮流計算を計算するために直流法潮流計算を使用する場合、損失は次の式で推定される。

$$\text{Losses [MW]} = R \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi}$$

P : DC計算から得られる有効電力潮流、R : 分岐の抵抗値、U : 電圧レベル  
 Cos φ : 無効電力潮流の影響を推定するために使用される仮定の力率  
 ※研究内のすべての計算で共通の値（0.95等）を使用

- 交流法潮流計算の電圧パターンをより適切に近似するために、最も頻繁に使用される電圧レベルの式で使用される電圧値は、ノードの基本電圧ではなく、選択した時点の交流法潮流計算の結果を使用して決定された。これらの値を使用した推定損失の結果も、ACソリューションからの損失と比較された。電圧レベルごとに使用される値は次のとおり。

電圧レベル [kV]	Uの値 [kV]
380-400	405
220-225	237
150	152
120-132	128
110	115

## 便益の指標(B5 – 送電損失の変動 (CBA4 の 5.5) )

### ■ 収益化

- TYNDP 2024の市場シミュレーションで使用された需要曲線は、推定損失をカバーするように構築されている。したがって、B1便益(SEW)との部分的な二重計上を回避するために、第4次CBAガイドラインで説明されている二つの可能な仮定のうちの一つを採用する必要がある。TYNDP 2020からは、参照ケースで計算された損失が需要に含まれているという仮定がなされた。これは、計算された損失結果で二重計上の補正が行われることを意味する。
- HVDCの損失は、線形化モデルを使用して計算される。パラメータは、TSOおよび関連するプロジェクト推進者によって提供される。国境を越えたHVDCの場合、損失は二つの市場領域間で均等に分割される。

パラメータ	概要	単位	価格換算	整合性のレベル
送電口ス	ネットワーク調査	MWh/年	€/年 (市場ベース)	欧州レベル

## 便益の指標(B6 – 供給信頼度：アデカシー (CBA4 の 5.6) )

アデカシー便益は、プロジェクトの追加によって節約される予想供給不足エネルギー (EENS: Expected Energy Not Supplied) の評価を通じて推定される。この値は、損失負荷価値 (VoLL: Value of Lost Load) を通じて貨幣化され、その後、同じ供給安定性 (SoS: Security of Supply) レベルを達成するために必要であった発電容量を評価する健全性チェックによって上限が設定される。

### ■ 前提条件

- 需要の損失確率を適切にモデル化するには、危険を詳細にシミュレーションする必要がある。
- これはモンテカルロ解析によって実現され、出力の収束に到達するためには多くの年数をモデル化する必要がある。

### ■ プロセス

- ステップ 1 : シナリオ確認（セクション0で説明したように、シナリオに以前適用された SoSループに基づいて、TNYDP2024ではこの手順は不要であると想定される）
- ステップ 2 : 回避されたEENSを評価
- ステップ 3 : 健全性チェック
- 収益化 : ENTSO-Eは各国のVoLLを推定するための方法論の定義と適用とCONE(Cost of New Entry)を推定するための方法論の定義と適用に取り組んでいる。
- 最終値 : アデカシー便益は、プロジェクトによって回避された EENS の収益化と健全性チェックの収益化の間の最小値。

パラメータ	計算元	基本単位	金銭単位	整合性レベル
アデカシー	市場シミュレーション	MWh/年	€/年 (市場ベース)	ヨーロッパ全体

## 便益の指標(B7 – 供給信頼度：フレキシビリティー(柔軟性) (CBA4 の 5.7) )

212

### ■ 調整力の交換

- 評価を完了するための複雑さと実現可能性、時間スケール、リソースレベルの間で適切なバランスを選択することは難しいことに留意する必要がある。一方で、エネルギー市場のバランスをとるための完全なモデルを作成するには、時間がかかりすぎる可能性がある。
- この問題は、提供される値に高い不確実性をもたらす可能性があるため、この指標は定性的評価のみで対処される。したがって、第4次CBAガイドラインに記載されている方法論は金銭的結果を予測するが、プロモーターによって提出された値はTYNDP 2024プロジェクトシートには掲載されない。この値は、ENTSO-Eによる検証後、以下の等価性を適用して定性指標に変換される。

### ■ 調整容量の交換/共有

- この指標は、完全性の理由から第4次CBAガイドラインに導入されたものであり、具体的なガイダンスを提供せずに定性的な説明のみを提供しているため、平衡容量交換/共有はTYNDP2024内では計算されない。
- この指標は、国境を越えた平衡エネルギー交換量の増加に関連している。ユニークで普遍的な方法論を提供することが不可能なのは、この指標に関連する変数の数が多いことに関係している。

パラメータ	計算元	基本単位	貨幣価値評価	整合性レベル
調整力の交換における柔軟性	市場シミュレーション	順序尺度	貨幣価値評価無し	地域/増強プロジェクト

## 便益の指標(B8 – 供給信頼度：系統安定性（CBA4 の 5.8）)

系統安定性は、プロジェクトが電力システムの技術的基準（電圧、周波数、ブラックスタートなど）に従って電力の安全な供給を提供する能力に与える影響を反映する。第4次CBAガイドラインでは、系統安定性指標は、4つの個別のサブ指標を使用して対処される。

### ■ 定性的安定性指標

- この指標は、第4次CBAガイドラインに記載されているガイダンスに従って実施する必要がある。

### ■ 周波数安定性

- 将来のシナリオにおいても、周波数の安定性は、相互接続された系統の通常の不測の事態では深刻な問題になることはなく、むしろ系統分割のようなシビアイベント、AC系統の重潮流と低慣性の状況において深刻な問題になると予想される。
- そのため、ENTSO-Eの研究において、系統分割後に各地域で1Hz/s以上のRoCoF(Rate of Change of Frequency)に到達する16の系統分離イベントが特定された。1Hz/sの限界は、既存の制御方式(LFSM-O/LFSM-U、負荷制限)で周波数の安定性を確保できる運転限界と考えられる。

### ■ ブラックスタートサービス

- ブラックスタートサービスのサブ指標は、入札ゾーンまたはLFCブロックの全体または一部への電力供給が失われるような事象が発生した後に、電力システムを再起動するために既存の市場フレキシブルユニットの最低レベルが利用可能であることを保証するために、TSOによって契約または課される。この指標は、第4次CBAガイドラインに記載されているガイダンスに従って実施する必要がある。

### ■ 電圧/無効電力サービス

- この指標はTYNDP2024では評価されていない。

## 便益の指標(B9 – 電源再給電のための予備力 (CBA4 の 5.9) )

- 第4次CBAガイドラインで示されている原則に従って使用された方法論の詳細な説明を提出する必要がある。
- プロジェクトプロモーターは、第4次CBAガイドラインの例に示されているように、各ステップにリンクされた要求された情報を提供することでコンプライアンスを証明する必要がある。
- この目的のために、以下に示す各ステップについて、調査のコンプライアンスを示す必要がある。
- シミュレーションは、次のようにプロジェクトの有無にかかわらず実行する必要がある。
  - プロジェクトなし
    - 初期給電を取得するための市場シミュレーション (通年)
    - 初期潮流状態を取得するための負荷潮流シミュレーション (通年)
    - 混雑緩和のための再給電計算 (通年)
  - プロジェクトあり
    - 初期給電を取得するための市場シミュレーション (通年)
    - 初期潮流状態を取得するための負荷潮流シミュレーション (通年)
    - 混雑緩和のための再給電計算 (通年)

パラメータ	計算元	基本単位	貨幣価値評価	整合性レベル
再給電に必要な予備力の削減	再給電研究	MW	€/年 (市場ベース)	国家レベル

## 貢献：EUエネルギー目標達成に向けた指標 (CBA 4 第6.1章)

### ■ ET 1: EU送電連系目標への貢献度に関する3つの指標

#### 1. 価格差異 (Price Differentials)

- 計算方法: 市場調査に基づき、年間の価格差異の絶対値の平均を算出 [€/MWh]
- 基準: 価格差異が2€/MWhを超える場合、追加送電連系設備の必要性が検討される

#### 2. 供給信頼度 (Security of Supply)

- 計算方法: 国の全国際連系線の公称送電容量の合計を2030年のピーク需要で割る
- 基準: この値が30%未満の国では追加の国際連系線が必要とされる

#### 3. 再生可能エネルギー統合率 (Renewable Energy Integration)

- 計算方法: 国の全国際連系線の公称送電容量の合計を2030年の再エネ設置容量で割る
- 基準: この値が30%未満の場合、追加の国際連系線が検討される

### ■ ET 2: エネルギー効率の変化

#### ➤ 計算方法:

$$ET2 = EF_{wP} - EF_{woP}$$

$E_{wP}$  : プロジェクトがある場合の効率

$E_{woP}$  : プロジェクトがない場合の効率

- プロジェクトが効率を向上させると、正の値を持つ。

$$EF = \frac{E_{final}}{E_{primary}}$$

$E_{final}$  : 最終エネルギー消費  
 $E_{primary}$  : 一次エネルギー消費

### ■ ET 3: 再生可能エネルギー導入率

#### ➤ 計算方法

$$ET_{res} = \frac{E_{RES}}{E_{final}}$$

$E_{RES}$  : 再生可能エネルギー発電量 (例: 太陽光、風力)

$E_{final}$  : 最終エネルギー消費量

- プロジェクトの影響を比較する際、ET3の変化量として評価される

## プロジェクト費用

### ■ C1 (CAPEX): 資本支出

- 定義: プロジェクト開始時および評価期間中に発生する資本費用を含む
  - C1a: 投資開始時の資本支出
  - C1b: 評価期間中の資本支出
- 算定方法:
  - 詳細なコスト情報がない場合は、4次CBAガイドラインの附属書Iに基づいた標準コストを使用
  - 特定の状況や投資の複雑性がある場合、標準コストに複雑性係数を乗じる

### ■ C2 (OPEX): 運用支出

- 定義: メンテナンスおよび運用に関連する全コスト
- 算定方法:
  - 詳細なコスト情報がない場合は、CAPEXの年間比率（C1の0.7%-2.2%）として算定
  - より現実を反映させるために、この比率は図9のS字カーブを描くと仮定することが推奨される

利用開始当初は主に森林の伐採など一般的なメンテナンスに限定されるため、コストは低水準にあるが、利用後期には技術的パフォーマンスを維持するために、より高いC2コスト水準が必要となる

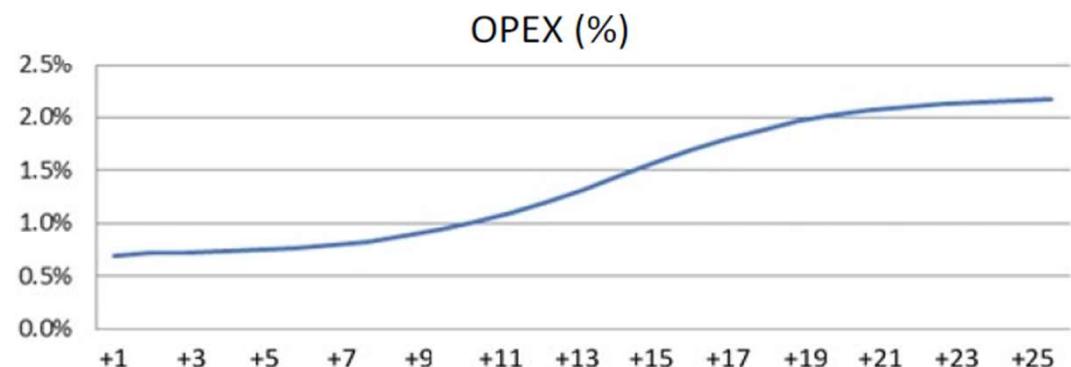


Figure 9 - example of the assumed OPEX time-dependency across the years (here for 25 years)

## プロジェクト費用：気候適応措置 (Climate adaptation measures)

- 気候変動の影響を軽減し、持続可能な送電システムを開発することが目的
  - 背景: 極端な気象条件は送電システムに重大な影響を与え、広域停電の主な原因となる
  - 目的: 気象変動による電力停電などに対するグリッドの耐久性向上
- 気候適応コスト
  - 投資における気候適応措置に関連するCAPEXの割合として提供。以下は各適応策とその効果

ハザード	適応策	効果
海洋腐食	腐食防止・構造的損傷を防ぐ基礎保護	構造の腐食耐性を向上
森林火災	森林管理、強化されたタワー基礎・塔高、防火装置	傾斜や機器崩壊の防止
嵐 (暴風・高潮含む)	強風耐性を持つ強化された送電線 制御可能な故障ポイント設計	塔の崩壊数削減
洪水・海面上昇	排水施設、強化送電線 戦略的に高所へ配置された変電所、洪水防止壁	HV機器の損傷防止 洪水発生時の早期通知
土壤・沿岸侵食	擁壁の設置、自然植生の維持、タワー基礎周辺の植栽	塔の崩壊防止
地盤不安定 (地滑り・雪崩含む)	斜面形状の変更、化学剤による斜面材質強化 リスク塔のリモート検査システム導入	機器損傷防止
氷塊	低氷付着性材料および構造の採用	機器損傷防止

## 残留影響 (Residual Impacts)

- プロジェクトのプロモーターが4次CBAガイドラインに従い、残留影響 (S1, S2, S3) を直接提供
- 残留影響の値は、TYNDP2024で示されたプロジェクトのラインルーティングに沿って決定されなければならない

## プロジェクトレベル指標 (Project Level Indicators, PLI)

- 当指標は、4次CBAガイドラインで定義されたもので、ENTSO-Eレベルでのツールや共通入力データの不足、または方法論の成熟度が十分でないため、汎欧州レベルで評価できない指標となる
- ガイドラインでは、以下の特定の指標に関する詳細例 (B7.1とB9) を除き、主な原則のみを規定
  - TYNDP 2024 で特定されたプロジェクトレベルの利益指標
    - B7.1: バランシングエネルギー交換
    - B8.1: 周波数安定性
    - B8.3: ブラックスタートサービス (欧洲大陸との同期化方法論)
    - B9: 再給電発電所の必要予備量削減

※ 再給電シミュレーションに基づいて計算される指標は、それらは市場シミュレーションと同じ方法論に基づいているため、PLIとは扱われない。ただし、PLI同様に特定の書面遵守確認が必要

## プロジェクトレベル指標 (Project Level Indicators, PLI)

### ■ PLIをTYNDPプロジェクトシートに受理するための要件

1. 研究に関する情報提供 (from プロモーター)
  - a. 研究のタイトル
  - b. 研究実施年
  - c. 研究を実施した会社名
  - d. TYNDPプロセスの条件に従ったリンクまたは研究コピー
2. 研究内容の詳細
  - a. 前提条件と詳細説明
    - 指定された利益指標ごとの前提条件を含む
  - b. データソース
    - 必要に応じて使用したデータセットも提供
  - c. 使用ツールの詳細
    - 利益計算に使用したツールの説明
  - d. 方法論の適用詳細
    - ガイドラインで示された方法論をどのように実施したかの明確な説明
  - e. ENTSO-Eエリア内の結果との関連性
    - 提供された数値がENTSO-Eの管轄国に限定されていることを明確に示す

### ■ ENTSO-Eによるレビュー

- 提出されたPLIおよび関連文書は、4次CBAガイドラインに対する適合性についてENTSO-Eが審査
- 異議がない場合、TYNDP内で有効指標として採用され、結果の出所を明示する形で実装

## 貯蔵プロジェクトのモデリング

- 貯蔵プロジェクトは、市場シミュレーションツールで「揚水発電所」としてモデル化される
  - 貯蔵容量: 上流貯水池の容量に対応
  - 変数: ポンプ・タービン容量、ラウンドトリップ効率、自然流入量、生成・ポンプエネルギーの最大/最小値など
  - シミュレーション結果:
    - 市場CBA指標の計算
    - ネットワーク計算用の時系列データを抽出
- ネットワークモデルにおける評価対象のプロジェクトに関するユニットが接続されるノードは、プロモーターから提供されなければならない

## ハイブリッド国際連系線プロジェクトの評価 (CBA 4 第6.2章)

- ハイブリッド国際連系線プロジェクトは、電力セクター内で少なくとも二重の目的を果たすものであり、CBA（費用便益分析）の評価に関する新しいプロジェクトカテゴリを構成する

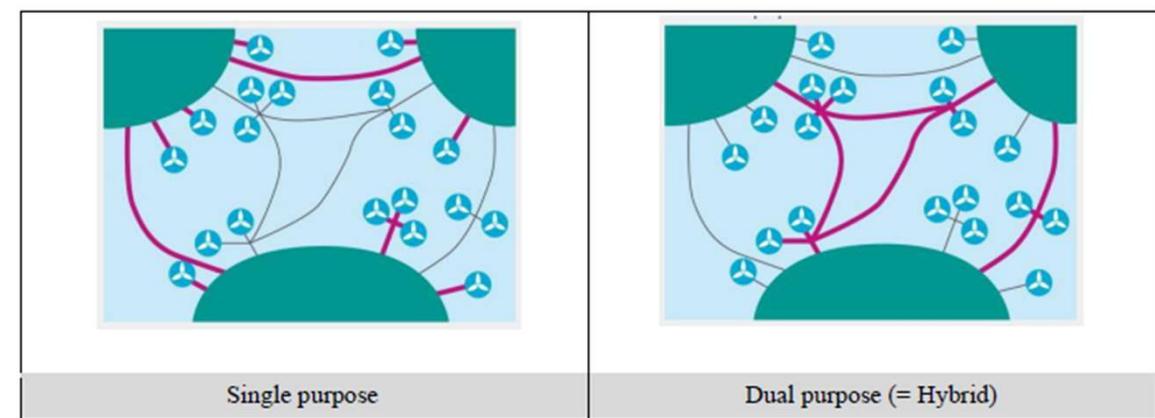


Figure 10 – figure taken from ENTSO-E Position on Offshore Development - Summary of Recommendations, July 2021

## ハイブリッドプロジェクトの評価 (CBA 4 第6.2章)

1. CBAケース1: 既存のラジアル電源接続の拡張
  - 既存または計画中の接続されたRESの上に構築
  - 追加の国際連系線機能のみを可能にするもの
2. CBAケース2: 新たに開発されたハイブリッド国際連系線
  - RES統合機能と追加の国際連系線機能の両方を実現  
(例: プロジェクトを通じて追加の洋上風力発電所 (OWF) 容量がシステムに統合される)

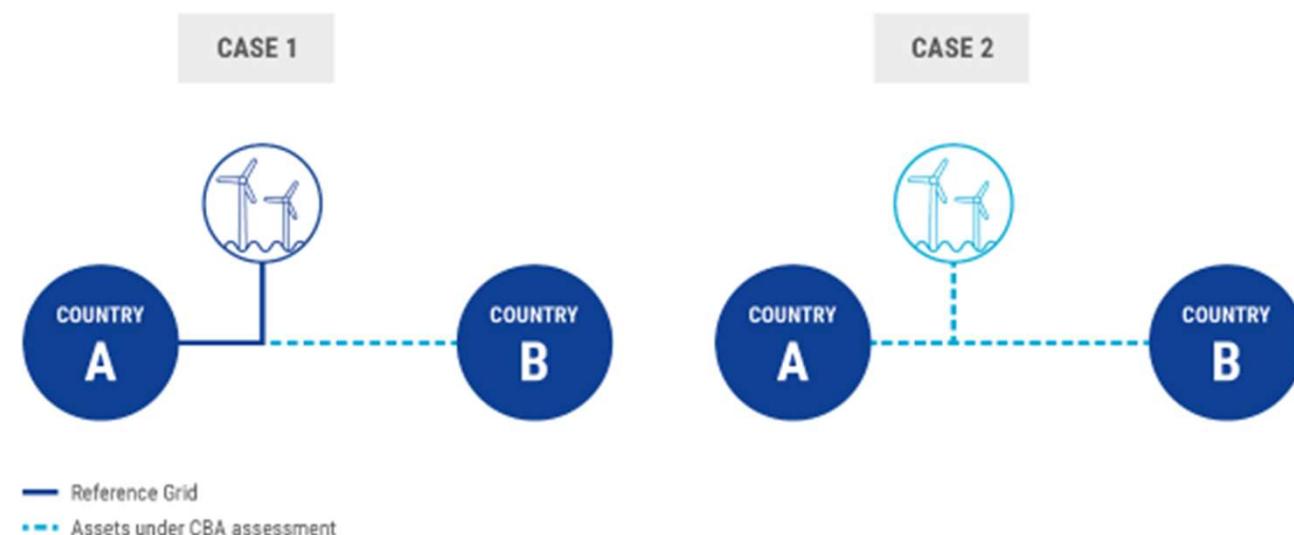


Figure 11 - schematic display of the two fundamental cases/setups of hybrid projects as applied to the CBA assessment

## ハイブリッドプロジェクトの評価 (CBA 4 第6.2章)

- このプロジェクトは、元々の電源接続を国境を越えた送電線へと変換するものであり、RESを統合することで、国境を越える機能を可能にするための残りの区間を建設
- 市場統合のメリット (B1、B2、B4、B6指標に関連) が実現され、送電容量が増加
- この統合は、ホームマーケット (HM) 設定または洋上入札ゾーン (OBZ) 設定のいずれかで実現される
- ホームマーケット (HM) 設定の場合
  - RESは国Aまたは国Bのいずれかに厳密に割り当てられる
  - RESがない場合の国Aと国B間の直接接続と比較して、単一のネット転送容量 (NTC) は低くなる
  - これは、洋上RESのエネルギーが残りの取引オプションに影響を与え、直接接続を混雜させるため
- 洋上入札ゾーン (OBZ) 設定の場合
  - 合計2つのNTCが作成される
    - 1つは国Aと洋上風力発電所 (OWF) 間、もう1つはOWFと国B間
  - 作成された2つのNTCは、それぞれ異なる場合があり、輸送容量の区間サイズに関連する

CASE 1: ONLY INTERCONNECTOR BENEFITS (SECOND LEG)

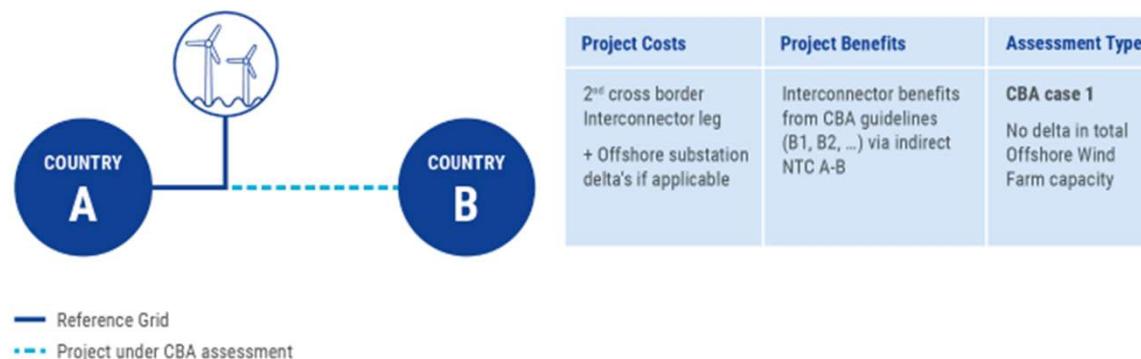


Figure 12 - Project cost & benefit scope under CBA Case 1 assessment

## ハイブリッドプロジェクトの評価 (CBA 4 第6.2章)

- 必要な区間を構築すると同時に、結果として得られるリンク上で追加のRESを可能にする
- これにより、インターフェクション機能とRES統合機能の二重の機能が同時に実現される
- CBAケース2において考えられる、3つの異なるセットアップ
  1. 両区間とRESのアクセス全体を新規プロジェクトとして構築
  2. 既存または計画中のRES接続に基づき、ハイブリッドインターフェクションプロジェクトを追加
  3. 計画中または既存の国境を越える送電線にラジアルRES接続を構築
- セットアップ1の場合
  - 市場統合のメリット (B1, B2, B3, B4, B6指標)
    - HM (ホームマーケット) 設定
      - AとB間の単一のNTCを作成 (1つの削減されたNTCが存在)
      - 直接的なRES統合を実現
    - OBZ (オフショア入札ゾーン) 設定
      - 2つのNTCを作成  
(国AとRES間、国BとRES間)
      - 直接的なRES統合を実現

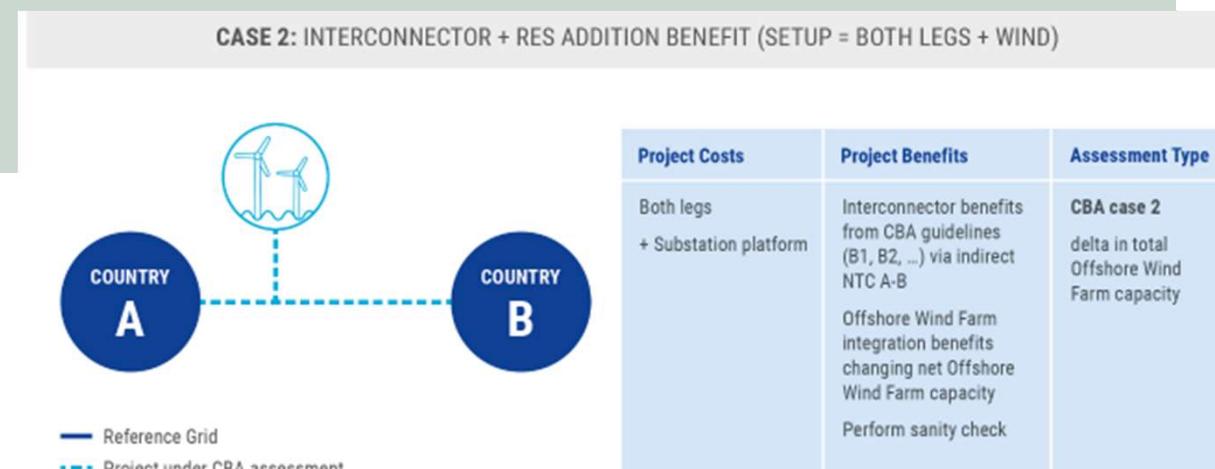


Figure 13 - Project cost and benefit scope under CBA Case 2 assessment

## ハイブリッドプロジェクトの評価 (CBA 4 第6.2章)

### ラジアルプロジェクト

- RES統合のメリットのみを考慮し、貿易のメリットは含まれない
- 対象とするRES余剰はSEWから除外され、RES投資の必要性を保証する代理値として扱われる
- コスト範囲: 送電接続（ケーブルおよびプラットフォーム）のみを含み、RES資産そのものは除外される

### NTC

- 設定基準:
  - HM（ホームマーケット）設定の場合、「削減されたNTC」概念が適用される
  - OBZ（オフショア入札ゾーン）設定では、従来のNTCが使用される
- 要件:
  - 複数の区間の出力定格と目標電圧レベルを正確にモデル化する必要がある

### サニティーチェック

- ハイブリッドプロジェクト (CBAケース2) で、メリットが過大評価されないようにする
- 手順:
  1. B1-SEW指標の標準計算を実施
  2. RES投資コストの近似値として余剰を計算
  3. コスト範囲を定義（標準コストまたはプロモーター提供の投資コストに基づき $\pm 20\%$ の範囲）
  4. コスト近似値が範囲内に収まるか検証し、必要に応じて補正
  5. 最終的にコスト近似値をSEWから差し引く

## ハイブリッドプロジェクトの評価 (CBA 4 第6.2章)

### プロジェクト・プロモーターからの直接意見

CBAケース1とケース2の決定

#### ■ ケース1:

- 既存または計画中のRES接続に基づくプロジェクト
- 国家開発計画（NDP）や洋上ネットワーク開発計画（ONDOP）など

#### ■ ケース2:

- 追加または削除されたRES容量を含む新規プロジェクト
- 目標位置や技術の指定が推奨される

### TYNDP 2024のデータ要件

#### ■ プロジェクトのプロモーターは以下の情報を提出する必要がある

1. 市場設定（OBZまたはHM）の指定
2. RESの目標位置（国やEEZ）および設置容量
3. プロジェクトがNECPまたはNDPに含まれているかの指示
4. 各区間の電力定格と目標電圧レベル
5. ハイブリッドプロジェクトCBA評価タイプの指定

# ハイブリッドプロジェクトの評価

## 市場設定：OBZ vs HM

### ■ OBZの推奨理由：

- 公平な競争条件を確保するため
- OBZを定義する際に内部のボトルネックが発生しないことを尊重した規定が必要である

### ■ HM設定の変換：

- 既存のラジアル接続がハイブリッド国際連系線に変換される場合、OBZ設定に転換されるべき

When prices are positive, the flows are the same in the Home Market and the Offshore Bidding Zones

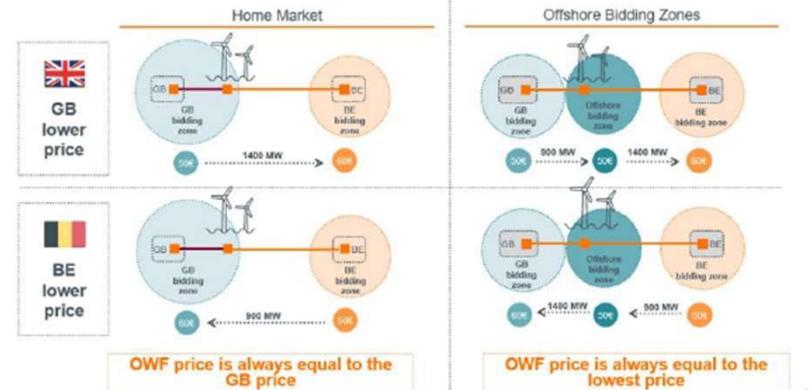


Figure 14 - Expected flows on different legs of an offshore hybrid interconnector, when market prices are positive, for both HM and OBZ setups

When BE prices are negative and GB prices positive, OWF generation will cease in the Offshore Bidding Zone

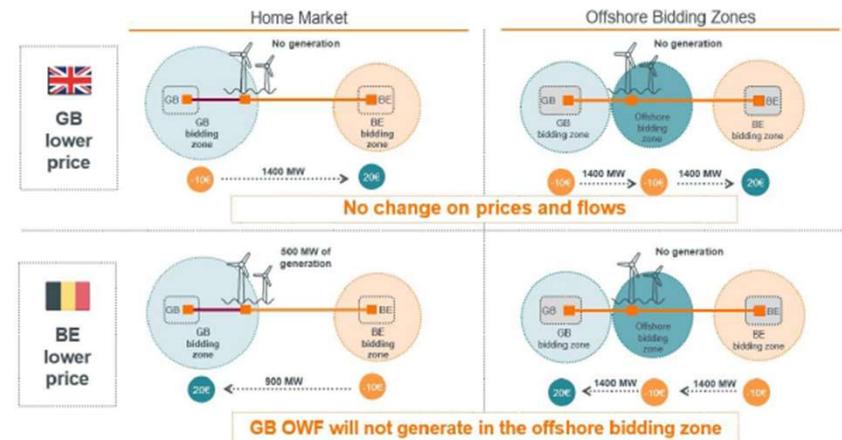


Figure 15 - Expected flows on different legs of an offshore hybrid interconnector, when 1 market price is negative, for both HM and OBZ setups

## 付録 A. 定量的仮定：I. 一般的な仮定

データのみ

227

### TYNDP 2024で使用される主要な定量的仮定のリスト

指標	値
ハードルコスト	0.01 €/MWh
市場モデルにおけるENSコスト	3000 €/MWh
発電所タイプのグループ化コスト	2 €/MWh
CO2排出の社会的価値 (2030年)	60 €/t, 100 €/t, 189 €/t
CO2排出の社会的価値 (2040年)	156 €/t, 269 €/t, 498 €/t
損失計算の限界費用の上限	199 €/MWh (NT2030), 231.8 €/MWh (NT2040)
供給停止価値 (VOLL)	- B6指標: 10000 €/MWh - その他の指標: 3000 €/MWh
新規参入コスト (CONE)	42000 €/MW/年

### 国別のVOLLおよびCONE

※ データが提供されない場合は標準値を使用

国	VOLL [€/MWh]	CONE (2030) [€/MW/年]	CONE (2040) [€/MW/年]	信頼性基準 [h]
ベルギー	12,832	30,000	30,000	3
フランス	33,000	-	60,000	2
ドイツ	12,240	57,067	-	2.77
イタリア	20,000	53,000	53,000	3
オランダ	68,887	-	-	4
スペイン	6,350	-	-	3
スウェーデン	8,132	7,537	7,537	0.99
その他の国	10,000	42,000	42,000	3

## 付録 A. 定量的仮定：I. 一般的な仮定

データのみ

228

プロジェクト評価のエントリ要因	要因	値
	f1 (AC/DC)	AC: 1, DC: 1.1
	f2 (設備種類)	オーバーヘッドライン: 1, サブステーション: 0.5, トランスフォーマー: 0.5, ケーブル: 1.2, 無効補償装置: 0.5
	f3 (陸上/海上)	陸上: 1, 海上: 0.9
	f4 (新規/更新)	新規: 1, 更新: 0.5, ほぼ新規: 0.8, ほぼ更新: 0.6

## 付録 A. 定量的仮定：II. 燃料タイプ別のCO2排出量

データのみ

229

### 燃料タイプごとの効率範囲、標準効率 (NCV基準)、およびCO2排出係数に関するリスト

カテゴリー	燃料タイプ	効率範囲 (NCV基準)	標準効率 (NCV基準)	CO2排出係数 (kg/Net GJ)	CO2排出係数 (t/Net MWh)	CO2排出係数 (t/MWh)
1	原子力 (Nuclear)	-	33%	0	0.00	0.00
2	石炭 (Hard coal) 旧式1	30%-37%	35%	94	0.34	0.97
3	石炭 (Hard coal) 旧式2	38%-43%	40%	94	0.34	0.85
4	石炭 (Hard coal) 新型	44%-46%	46%	94	0.34	0.74
5	石炭 (Hard coal) CCS	30%-40%	38%	9.4	0.03	0.09
6	褐炭 (Lignite) 旧式1	30%-37%	35%	101	0.36	1.04
7	褐炭 (Lignite) 旧式2	38%-43%	40%	101	0.36	0.91
8	褐炭 (Lignite) 新型	44%-46%	46%	101	0.36	0.79
9	褐炭 (Lignite) CCS	30%-40%	38%	10.1	0.04	0.10
10	ガス (Gas) 従来型旧式1	25%-38%	36%	57	0.21	0.57
11	ガス (Gas) 従来型旧式2	39%-42%	41%	57	0.21	0.50
12	ガス (Gas) CCGT 旧式1	33%-44%	40%	57	0.21	0.51
13	ガス (Gas) CCGT 旧式2	45%-52%	48%	57	0.21	0.43
14	ガス (Gas) CCGT 現行型1	53%-60%	56%	57	0.21	0.37
15	ガス (Gas) CCGT 現行型2	53%-60%	58%	57	0.21	0.35
16	ガス (Gas) CCGT 新型	53%-60%	60%	57	0.21	0.34

## 付録 A. 定量的仮定：II. 燃料タイプ別のCO2排出量

データのみ

230

### 燃料タイプごとの効率範囲、標準効率 (NCV基準)、およびCO2排出係数に関するリスト

カテゴリー	燃料タイプ	効率範囲 (NCV基準)	標準効率 (NCV基準)	CO2排出係数 (kg/Net GJ)	CO2排出係数 (t/Net MWh)	CO2排出係数 (t/MWh)
17	ガス (Gas) CCGT CCS	43%-52%	51%	5.7	0.02	0.04
18	ガス (Gas) OCGT 旧式	35%-38%	35%	57	0.21	0.59
19	ガス (Gas) OCGT 新型	39%-44%	42%	57	0.21	0.49
20	軽油 (Light oil)	32%-38%	35%	78	0.28	0.80
21	重油 (Heavy oil) 旧式1	25%-37%	35%	78	0.28	0.80
22	重油 (Heavy oil) 旧式2	38%-43%	40%	78	0.28	0.70
23	オイルシェール (Oil shale) 旧式	28%-33%	29%	100	0.36	1.24
24	オイルシェール (Oil shale) 新型	34%-39%	39%	100	0.36	0.92

## 付録 A. 定量的仮定：III. 非CO<sub>2</sub>排出係数

データのみ

231

### 燃料タイプごとの非CO<sub>2</sub>排出係数 (NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>, SO<sub>2</sub>, PM2.5, PM10, NMVOC) と効率範囲

燃料タイプ	標準効率 (NCV基準)	Nox [kg/Net GJ]	NH <sub>3</sub> [kg/Net GJ]	SO <sub>2</sub> [kg/Net GJ]	PM2.5 [kg/Net GJ]	PM10 [kg/Net GJ]
原子力 (Nuclear)	33%	0	0	0	0	0
石炭 (Hard coal) 旧式1	35%	0.072	0.0017	0.071	0.0025	0.0048
石炭 (Hard coal) CCS	38%	0.072	0.0017	0.071	0.0025	0.0048
褐炭 (Lignite) 旧式1	35%	0.084	0.001	0.16	0.0042	0.0057
ガス (Gas) CCGT 新型	60%	0.019	0.0060	0.00056	0.00016	0.00016
軽油 (Light oil)	35%	0.24	0	0.16	0.0062	0.0086
重油 (Heavy oil) 旧式1	35%	0.24	0	0.16	0.0062	0.0086
オイルシェール (Oil shale) 旧式	29%	0.24	0	0.16	0.0062	0.0086
非再エネ燃料 (Other non-RES)	-	0.052	0.012	0.038	0.0032	0.0032
褐炭 (Lignite biofuel)	35%	0.084	0.001	0.16	0.0042	0.0057
石炭 (Hard coal biofuel)	35%	0.072	0.0017	0.071	0.0025	0.0048
ガス (Gas biofuel)	36%	0.019	0.006	0.001	0.00016	0.00016
軽油 (Light oil biofuel)	35%	0.24	0	0.16	0.0062	0.0086
重油 (Heavy oil biofuel)	35%	0.24	0	0.16	0.0062	0.0086
オイルシェール (Oil shale biofuel)	29%	0.24	0	0.16	0.0062	0.0086

バイオ燃料

## 付録 A. 定量的仮定 : IV. プロジェクト標準コスト

データのみ

232

送電線の異なる技術における標準コスト（※この値は古く、現在更新作業中。将来的に高い値が予想される）

### 1. AC 陸上送電線 (Overhead Lines)

投資タイプ	標準コスト	単位
AC 380-400 kV OHL 2回線	1.0	M€/km
AC 380-400 kV OHL 1回線	0.6	M€/km
AC 220-225 kV OHL 2回線	0.4	M€/km
AC 220-225 kV OHL 1回線	0.3	M€/km

### 4. 変電所 (Substations)

投資タイプ	標準コスト	単位
GIS変電所 (ガス絶縁変電所)	42.6	k€/kV
AIS変電所 (空気絶縁変電所) 9+ベイ	44.0	k€/kV
AIS変電所 (空気絶縁変電所) 5-8ベイ	35.6	k€/kV
AIS変電所 (空気絶縁変電所) 1-4ベイ	33.2	k€/kV

### 2. AC 陸上ケーブル (Onshore Cables)

投資タイプ	標準コスト	単位
AC 380-400 kV ケーブル 2回線	4.9	M€/km
AC 220-225 kV ケーブル 2回線	3.3	M€/km
AC 220-225 kV ケーブル 1回線	2.2	M€/km
AC 150 kV ケーブル 2回線	1.5	M€/km
AC 150 kV ケーブル 1回線	0.6	M€/km

### 3. 海底ケーブル (Subsea Cables)

投資タイプ	標準コスト	単位
AC 150-220 kV ケーブル	1.1	M€/km
DC 250-500 kV ケーブル	0.8	M€/km

### 5. 変圧器 (Transformers)

投資タイプ	標準コスト	単位
1 MVAあたり	9.9	k€/MVA

### 6. HVDC コンバーター

投資タイプ	標準コスト	単位
1-4 コンバータ変圧器	87.2	k€/MVA
6-8 コンバータ変圧器	155.7	k€/MVA

## 付録 B. リファレンスグリッド: プロジェクトリスト

データのみ

233

- 2030年のリファレンスグリッドは、主に現在進行中のプロジェクトに焦点を当てている
- 2040年のリファレンスグリッドは、追加的なプロジェクトと将来的なシナリオを考慮

ID	プロジェクト名	国境	2030 リファレンス グリッド	2040 リファレンス グリッド	完成年	ステータス ID
1	RES in north of Portugal	internalPT00	Yes	Yes	2023	4 (建設中)
4	Interconnection Portugal-Spain	ES00-PT00	Yes	Yes	2024	3 (許可中)
16	Biscay Gulf	ES00-FR00	Yes	Yes	2027	3 (許可中)
120	MOG II: Offshore Wind Integration Belgium	internalBE00	Yes	Yes	2028	2 (計画中)
219	EuroAsia Interconnector	CY00-GR03	Yes	Yes	2026	3 (許可中)
330	4th 400kV CZ-SK Interconnector	CZ00-SK00	No	Yes	2035	1 (検討中)

### 特定の国境ごとに設定された接続容量

国境	TYNDP 2024のプロジェクト容量	2030年リファレンスグリッド	2040年リファレンスグリッド
UK-FR	4725 MW (P285, P247, P153)	1600 MW	8725 MW
UK-BE	2800 MW (P121, P1049)	1000 MW	1000 MW
UK-NL	1000 MW (P260)	1000 MW	1000 MW
UK-DE	2800 MW (P309, P1050)	1400 MW	2800 MW
UK-DK	1400 MW (Viking Link, P1051)	1400 MW	2800 MW

## 付録 C. PEMMDB 発電力テゴリ

PEMMDBにおける発電力テゴリのリスト

- 化石燃料:  
Lignite (old/new/CCS)、Hard coal (old/new/CCS)、Gas (conventional/CCGT/OCGT)  
Oil (light/heavy/shale)
- 再生可能エネルギー:  
Wind (onshore/offshore)、Solar (PV/thermal/rooftop)、Run-of-River、Reservoir、Pumped Storage
- バイオ燃料およびその他:  
Biofuel、Fuel Cell、Battery Storage、Power to Gas、Demand Side Response

## 付録 D. 負荷流計算の時間点

- 代表的な時間を選択する場合、クラスタリングアルゴリズムを使用してポイントを100個に分類
- 各プロジェクトの特性に応じた変数選定が必要
- 代表的な変数例:
  - 風力発電量（風力発電設備が多い地域で重要）
  - 負荷流結果（特定エリアでの線路負荷に関連）
- ドキュメント要件:  
選択された時間点はTYNDP 2024のドキュメント内で明確に記載

## 付録 E. プロジェクトレベル指標計算例

### ■ B7.1: バランシングエネルギー交換

1. 共通プラットフォームの使用:  
EU内のバランシングエネルギー取引プラットフォーム（例: TERRE、MARI、PICASSO）からデータ収集
2. バランシングニーズの評価:  
歴史的データを基に将来のニーズを推定
3. 国間の調整取引可能容量の計算:  
プロジェクト有無での最大調整取引可能容量を比較  
(例: A→B: 2300→4200 MW)

### Maximum Transfer Capacity between country A and B (MW)

	A → B	B → A
Without the project	2300	2500
With the project	4200	3500

### STEP 2

#### BALANCING NEEDS

Date	Hour	Type	Total Quantity RR+mFRR (MW) country A	Type	Total Quantity RR+mFRR (MW) country B
2019.01.1	1	UD	800	DD	282.1
2019.01.1	2	UD	344.6	DD	379.25
2019.01.1	3	DD	1362.8	DD	5.01
2019.01.1	4	DD	922.4	UD	0.75
2019.01.1	5	DD	809.8	UD	0
2019.01.1	6	DD	680.3	UD	0
2019.01.1	7	DD	753.5	UD	0
2019.01.1	8	DD	786.7	UD	0
2019.01.1	9	DD	493.3	UD	144.13

### STEP 3

Date	Hour	Flows (MW) from market simulation country A → country B WITHOUT the project (2030 NT - 1982 Climate Year) if flows > 0 direction A → B if flows < 0 direction B → A	Flows (MW) from market simulation country A → country B WITH the project (2030 NT - 1982 Climate Year) if flows > 0 direction A → B if flows < 0 direction B → A	Available Cross-Border Capacity WITHOUT the project (2030 NT - 1982 Climate Year)		Available Cross-Border Capacity WITH the project (2030 NT - 1982 Climate Year)	
		A → B	B → A	A → B	B → A	A → B	B → A
2019.01.15	5	-2500	-3500	4800	0	7700	0
2019.01.15	6	-2500	-3500	4800	0	7700	0
2019.01.15	7	-2500	-3500	4800	0	7700	0
2019.01.15	8	-2500	-3500	4800	0	7700	0
2019.01.15	9	-2500	-3500	4800	0	7700	0
2019.01.15	10	-2500	-3500	4800	0	7700	0
2019.01.15	11	-2500	-3295	4800	0	7495	205
2019.01.15	12	0	37	2300	2500	4163	3537
2019.01.15	13	-2500	82	4800	0	4118	3582
2019.01.15	14	-2141	272	4441	359	3928	3772
2019.01.15	15	-818	-818	3118	1682	5018	2682
2019.01.15	16	-2500	-3500	4800	0	7700	0
2019.01.15	17	-2500	-3500	4800	0	7700	0

## 付録 E. プロジェクトレベル指標計算例

### ■ B7.1: バランシングエネルギー交換

4. 不均衡補正の機会を評価: 国間のバランシングニーズを比較し、調整可能なエネルギー量を算出
5. バランシング価格設定: 過去の価格データや予測データを使用してバランシングビッド価格を計算
  - ・第4次CBAガイドラインは、複雑さを増しながら、これを決定するための4つの提案を示している：
  - i. 過去データを用いて、季節ごとの平均バランシング入札価格を決定
  - ii. 過去データを用いて、時間ごとの全国バランシング入札価格曲線、すなわち価格とオファー量を決定
  - iii. バランシングプラットフォームを通じて交換された過去のバランシング入札価格節約額を決定
  - iv. 発電構成の変化を反映した予測データを用いて、時間ごとの全国バランシング入札価格曲線、すなわちコストとオファー量を決定

		Balancing Need direction		Available Cross Border Capacity for Netting WITHOUT the project	Netting (MW)	Demand after Netting WITHOUT the project						Available Cross Border Capacity after Netting WITHOUT the project
Date	Hour	A->B	B->A			Country	Type	Quantity Total	Country	Type	Quantity Total	
2019.01.1	1	B->A		2500	282.1	A	UD	517.9	B	DD	0	2217.9
2019.01.1	2	B->A		2500	344.6	A	UD	0	B	DD	34.65	2155.4
2019.01.1	3	0		0	0	A	DD	1362.8	B	DD	5.01	0
2019.01.1	4	A->B		2500	0.75	A	DD	921.65	B	UD	0	2499.25
2019.01.1	5	A->B		2500	0	A	DD	809.8	B	UD	0	2500
2019.01.1	6	A->B		2500	0	A	DD	680.3	B	UD	0	2500
2019.01.1	7	A->B		2500	0	A	DD	753.5	B	UD	0	2500
2019.01.1	8	A->B		2500	0	A	DD	786.7	B	UD	0	2500
2019.01.1	9	A->B		2500	144.13	A	DD	349.17	B	UD	0	2355.87

		Balancing Need direction		Available Cross Border Capacity for Netting WITH the project	Netting (MW)	Demand after Netting WITH the project						Available Cross Border Capacity after Netting WITH the project	
Date	Hour	A->B	B->A			Country	Type	Quantity Total	Country	Type	Quantity Total		
2019.01.1	1	B->A		262.1	282.1	A	UD	517.9	B	DD	0	3217.9	
2019.01.1	2	B->A		344.6	3500	A	UD	0	B	DD	34.65	3155.4	
2019.01.1	3	0		0	0	A	DD	1362.8	B	DD	5.01	0	
2019.01.1	4	A->B		0.75	3500	0.75	A	DD	921.65	B	UD	0	3499.25
2019.01.1	5	A->B		0	3500	0	A	DD	809.8	B	UD	0	3500
2019.01.1	6	A->B		0	3500	0	A	DD	680.3	B	UD	0	3500
2019.01.1	7	A->B		0	3500	0	A	DD	753.5	B	UD	0	3500
2019.01.1	8	A->B		0	3500	0	A	DD	786.7	B	UD	0	3500
2019.01.1	9	A->B		144.13	3500	144.13	A	DD	349.17	B	UD	0	3355.87

## 付録 E. プロジェクトレベル指標計算例

### ■ B7.1: バランシングエネルギー交換

#### 6. バランシングコスト削減の計算: プロジェクト有無でのコスト差を算出し、削減額を評価

Country A			Country B		
Average market price (€/MWh)	RR+mFRR Upwards (€/MWh)	RR+mFRR Downwards (€/MWh)	Average market price (€/MWh)	RR+mFRR Upwards (€/MWh)	RR+mFRR Downwards (€/MWh)
47.71	56.775	32.21	47.86	57.65	32.17
Country A ratio	1.19	0.68	Country B ratio	1.20	0.67

## B9: 再給電発電所の必要予備量削減

1. 再給電電力の計算: プロジェクト有無で年間の再給電量を比較。
  - プロジェクトあり: 最大16,000 MW
  - プロジェクトなし: 最大18,000 MW
2. 差分の算出:
  - 2000 MW
3. 削減による金銭的利益の計算:
  - 1 MWあたり20k€/MWと仮定し、総削減額を算出。
  - 利益: 40 M€

$$B11 = \Delta P_{RD} \times \text{Cost of Redispatch} = 2000 \text{ MW} * 20 \text{ k€/MW} = 40 \text{ M€}$$

## C: グローバルSEW計算例

- 概要:  
電力市場と水素市場の結合を例に追加送電容量（5 GW）によるSEWの変化を評価
- 計算結果:
  - トータルサーフラス法:  
変化量 = 50
  - 発電コスト法:  
変化量 = 50
- 5GWの送電容量を追加した後ではどちらのアプローチでも同じ $\Delta SEW$ が得られる

Reference Case	PINT Case Additional Transmission Capacity of 5 GW
<p>VOLL = 100 €/MWh</p>	<p>VOLL = 100 €/MWh</p>
<b>Total Surplus Approach</b>	
$R_{CSR}^{elec \leftrightarrow h^2} = (80 * 2.5 - 15 * 5) + (80 * 4 - 40 * 8) = 125$ $R_{cons}^{elec} = (100 - 15) * 5 + (100 - 40) * 20 = 1625$ $R_{cons}^{h^2} = (100 - 80) * 2.5 + (100 - 80) * 5 = 150$ $R_{prod}^{elec} = (15 - 15) * 13 + (40 - 1) * 25 = 975$ $R_{prod}^{h^2} = (80 - 80) * 1 = 0$ $R_{cong}^{elec} = (40 - 15) * 3 = 75$ $R_{cong}^{h^2} = (80 - 80) * 0 = 0$ $SEW = \sum R = 2950$	$R_{CSR}^{elec \leftrightarrow h^2} = (80 * 2.5 - 15 * 5) + (80 * 5 - 15 * 10) = 375$ $R_{cons}^{elec} = (100 - 15) * 5 + (100 - 15) * 20 = 2125$ $R_{cons}^{h^2} = (100 - 80) * 2.5 + (100 - 80) * 5 = 150$ $R_{prod}^{elec} = (15 - 15) * 15 + (15 - 1) * 25 = 350$ $R_{prod}^{h^2} = (80 - 80) * 0 = 0$ $R_{cong}^{elec} = (15 - 15) * 8 = 0$ $R_{cong}^{h^2} = (80 - 80) * 0 = 0$ $SEW = \sum R = 3000$
$\Delta SEW = 3000 - 2950 = 50$	
<b>Generation Cost Approach</b>	
$Generation\ Cost = 13 * 15 + 25 * 1 + 1 * 80 = 300$	$Generation\ Cost = 15 * 15 + 25 * 1 + 0 * 80 = 250$
$\Delta SEW = 300 - 250 = 50$	

- **TYNDP 2024 Scenarios Storyline Report, entsoe (2023)**
- **4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects, entsoe (2024)**
- **ACCOMPANYING DOCUMENT TO 4TH ENTSO-E GUIDELINE FOR COST-BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2023)**
- **IMPLEMENTATION GUIDELINES FOR TYNDP 2024 BASED ON 4th ENTSO-E GUIDELINE FOR COST BENEFIT ANALYSIS OF GRID DEVELOPMENT PROJECTS, entsoe (2024)**
- **Explainer, Transmission Planning and Cost Allocation Final Rule, Building for the Future Through Electric Regional Transmission Planning and Cost Allocation, NERC (2024)**

## 用語集

英語	日本語訳 候補	解説・相談ポイント
Order	オーダー	命令・指令という意味であるが、日本でいえば法律には相当せず省令以下のものに相当する。適切な訳語が分からぬいためオーダーで統一した。
FERC	連邦エネルギー規制委員会	Federal Energy Regulatory Commission 日本でいえば監視等委相当と思われる。
OPP	公共参加局	Office of Public Participation
Tribal government	部族政府	インディアン、エスキモー
NOPR	規則案告示	Notice of Proposed Rulemaking 内容は後述。
Transmission planning	送電計画	系統計画の方が日本式の表現か。ただし日本の場合は配電用変電所の新設等も含めて系統計画と言っているため、業務範囲は同等でないと思われる。そのため、今回の資料では配電用変電所部分を含めないことが明確になるように直訳調で送電計画とした。
Final rule	最終規則	内容は後述。
Advocacy group	権利擁護団体	辞書によつては圧力団体と出てくる。
Regional transmission	地域送電	同一ISOの地域の送電線（複数送電事業者を跨る場合はある）
Supply obligation	供給義務	
Interregional transmission	地域間送電	異なるISO間の送電線
Local transmission	ローカル送電	送電事業者とのなかの送電線

## 用語集

英語	日本語訳 候補	解説・相談ポイント
Capacity cost	容量コスト	
Planning reserve margin	計画予備力	
OATT	オープンアクセス料金	Open Access Transmission tariff FERCが承認した送電事業者の料金。日本でいえば融通契約における事業者間精算、特殊設備料金に相当する？
Public utility	公益事業体	FERCの管轄下にある施設を所有するもの
Transmission Provider	送電事業者	州間取引で送電設備を所有、監理、または運営し、オープンアクセス料金で送電事業を行う公益事業体（又は指定された代理人）
State Agreement Process	州間合意プロセス	内容は後述。
Right-Size Replacement	適正規模更新	既存の設備更新について適正規模を検討し増強更新すること。この文書上は増強更新を適正規模更新といっているので、適正規模更新という訳語はあまりに直訳であるという印象もうける。検討した結果、同容量更新やスリム化することもあり得るため増容量のみをRight-Sizeということには違和感を感じる。
Dynamic Line rating	ダイナミックラインレーティング	代替送電技術の一種。実際の温度等にあわせて弾力的に送電容量の変更を行う技術。
Power flow control device	潮流制御装置	代替送電技術の一種。交直変換器を用いるバックトゥバックのようなものを指していると思われる。
Transmission switching	系統切替	代替送電技術の一種。検索すると「optimal transmission switching」等と出てくるので最適化計算のうえ系統切替を自動的に行うシステムを指していると思われる。

## エグゼクティブサマリー

- オーダー1920は888、890、1000の送電計画と費用負担に関する要件に基づいており、連邦電力法206条に基づく連邦エネルギー規制委員会の規則を修正し、州間の契約条件を公正かつ合理的なものにしている。
- 2022年4月、連邦エネルギー規制委員会は既存の送電計画に関する規則案告示を行った。電力、環境、権利擁護段階、州その他の約200の利害関係者から寄せられた3万ページを超えるコメントを審査してオーダー1920を作成した。
- 規則案告示において指摘された内容は以下。
  - 既存の送電計画が非効率で断片的であり、長期的なニーズと効率を考慮していない。
  - 既存の地域送電計画は不合理であり改革が必要。
- オーダー1920の目的は以下。
  - 供給信頼度の課題を解決し、幅広い燃種の低コストの発電機の利用を促進する（連邦エネルギー規制委員会の公正かつ妥当な送電料金を実現するという目的に即すもの）
  - 策定された送電計画について費用負担方法を1つ以上定める。

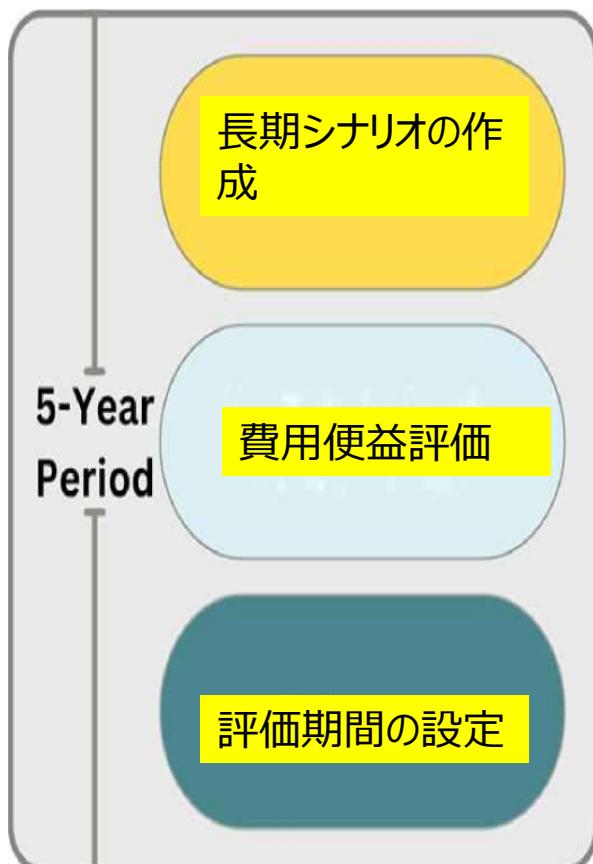
## はじめに

- 2024年5月13日に連邦エネルギー規制委員会は地域送電計画と費用負担をカイゼンするために最終規則を公表した。
- 送電事業者が長期的な地域送電計画を実施し、そのプロセスを通じて計画された送電設備の費用負担に関するオーダー1920の内容を概説する。
- この説明は以下の主要セクションによる
  - 最終規則の主な決定
  - FAQ
  - 用語集

## 1.長期の地域送電計画

- 長期的なニーズを確認し、必要な地域送電設備を検討するための長期シナリオを策定する

- 長期の地域送電計画



- 長期シナリオを作成し、長期のニーズを特定する。
- 長期の地域送電計画では7つの便益で評価する。
- 更に評価し、費用対効果の高い計画を評価する。
- 透明性のある基準を採用する。
- 長期シナリオ：利用可能なデータを使った3つの異なったものを作成し、20年以上の評価期間とする。また、5年毎更新で再度評価する。
- 長期シナリオ策定で考慮する項目：①電源構成と需要に影響のある法令②脱炭素化と電化に影響のある法令③州が承認した統合電源計画と供給義務④将来動向（燃料費等）⑤発電機の廃止⑥発電機の系統接続申込と取下⑦送電会社・発電会社の約束、政策目標
  - ただし、④～⑦の影響は割引して良い（確実に発生すると想定しなくて良い）一方、①～③は法的拘束力があるため確実に織り込む。
- 便益諸元：①設備更新の回避・遅延②供給力不足の低減・予備力コストの低減③燃料コスト低減④送電ロス低減⑤系統事故時のコスト低減⑥異常気象等想定外事象発生時のコスト低減⑦容量コスト削減
- 送電事業者は詳細を示し、州と協議を行う。

## 2.費用負担

- 送電事業者は費用負担協議前に1つ以上の費用負担方法を事前に提出する必要がある。事前提出される費用負担方法は便益に合致している必要がある。
  - 事前に提出することで関係者の予見性向上に資するため。なお、オーダー1920は柔軟性を有しているが、公共政策の要求等プロジェクトの種類に基づいて費用負担を提出していけない。
- 契約期間：費用負担協議を州と行うための期間は半年とする。この期間内に合意できなければ事前に提出した費用負担により地域送電計画が推進される。
- 州間合意プロセス：地域送電計画の決定後6ヶ月以内であれば代替となる費用負担方法を決定可能である。送電事業者は関連する州の合意があれば、既存の費用負担案に加えて州間合意プロセスを提出できる（ただし必須ではない。）。
  - （再掲）州間合意に至らない場合は事前提出した費用負担案となる。
- 自発的な資金提供：送電事業者は自社の地域送電計画策定基準を実行するに満たない計画であっても、系統接続する事業者等に自発的に資金提供する機会を与えないといけない。
  - 自主的な資金提供をする機会を提供
  - 資金調達可能な期間をさだめる。
  - 送電事業者が地域送電設備策定に足る任意拠出金の額を決定するために用いる方法。
  - 任意拠出金を記録するための仕組み。

### 3.代替送電技術の強化

- 徒な設備増強を防ぐため、送電事業者に代替送電技術の強化（具体的にはダイナミックラインライティング、潮流制御装置、高性能な導体、系統切替）を求めている。
- これらの技術がどのように影響を与えるか示すため、地域送電計画においてどのように考慮されているか送電事業者は説明義務を負う。

## 4. 地域送電計画におけるローカル送電計画の考慮

- ローカル送電計画は需要に対応した設備形成基準を満たすために行われるが、地域送電計画に影響を与える情報となる。そのため、ローカル送電計画の透明性を向上する。
  - 透明性の向上：ローカル送電計画の前提条件、モデル
  - 情報開示：ローカル送電計画の目的（ニーズ）を公表しないといけない。
- 利害関係者の関与：ローカル送電計画に関して利害関係者のフィードバックを受けられるようにしないといけない。地域送電計画の5年のサイクル毎に最低3回の会議が透明性向上のため必要で、地域送電計画にローカル送電計画が組み込まれる前に開かれる必要がある。
  - 前提条件会議：ローカル送電計画に関連する設備形成基準、前提条件、モデルを確認
  - ニーズ会議：設備形成基準不足となる理由、ニーズ
  - 解決策会議：特定された設備形成基準不足、解決策を確認
- 情報提供の方法
  - 会議資料は5日前に投稿
  - 会議後に最低25日間のフィードバック提供期間
  - 迅速な関与：利害関係者の問合せに対応
  - 透明性の欠如や計画内容に関する紛争はオーダー890に従う。
- 適正規模更新：リプレイスは単純に同容量更新するのではなく、増強更新の検討が必要。なお、電圧については20万V以上の送電線に対するものであり、増強更新の場合は公表が必要。適正規模が特定されたら送電事業者は費用負担方法を提案できる。



## 5.地域間送電線の調整

### ■ 地域間送電線については以下のとおり対応する。

- 送電事業者に対して長期的なニーズに関する情報共有、共同での検討を要求する。
- 長期的なニーズに対する効果の高い解決策として地域間送電線の提案を認める。

### ■ 送電事業者は透明性が必要であり以下をウェブもしくはメールで公開

- 地域間調整会議で議論された長期的なニーズ
- 提案された地域間送電線
- 提案された地域間送電線の電圧、推定コスト、運転予定日
- 提案された地域間送電線の費用対便益評価
- 長期的なニーズを満たすための地域間送電線
  - これらの変更は長期的なニーズが地域間協力と費用負担検討のなかで考慮され、公正な料金に反映されることを目的としている。

## よくある質問

### ■ 連邦エネルギー規制委員会の役割は何か

- 州間取引においてアメリカのほとんどの地域に対して差別的でないことを保証する責任がある。アラスカ、ハワイ、テキサス州では独立した系統なので州間取引と見做されない。また、一般的に配電系統に関する責任は州が負っている。
- 連邦エネルギー規制委員会は州間取引が不公正であれば連邦電力法に則り、代替となるルールの実行を求められる。これは今回のオーダー制定でおこなったことである。

### ■ この最終規則を重要と考えるべき理由はなにか、また、どのように参加すれば良いか。

- 最終規則ではルールを改定し、発行時期を規程する。最終規則の前に規則案告知がある場合は、規則案告知に対するコメントに対して説明を行う。
- 最終規則が交付された後、国民および利害関係者は再審理を請求する機会がある。最終規則の交付後30日以内であれば請求が可能。なお、再審理請求に対する連邦エネルギー規制委員会の対応に不服の場合は連邦裁判所に訴訟することができる。

### ■ 最終規則が適用される機関は。

- オーダー1920は送電料金表を提出する全ての送電事業者（設備所有者、系統運用者）に適用される。地域送電機関、独立系統運用機関の区域では、その区域の送電事業者に代わって、オープンアクセスを提出する。地域送電機関、独立系統運用機関の地域でない場合は、送電事業者が料金表を提出する。

### ■ 部族の参加について説明している他の資料はあるか。

- 連邦エネルギー規制委員会は米国と部族の間の関係性を認識しており、協議のためのポリシーが存在する。

## 用語集（需要、MWといった一般的なものは省略）

- 最終規則：最終規則は規制対象に対して新規又は修正された要件を制定するか既存の要件を削除する。最終規則はまた、いつ有効になるかも規程している。
- 長期シナリオ：将来の電力システムについて、利用可能なデータによる多くの仮定を用いて検討されたシナリオ。長期的なニーズを特定し、送電設備の評価を可能にするもの。
- 規則案告示：提案された規則について説明するもので、連邦政府機関により発行される文書。連邦エネルギー規制委員会は最終規則の発行前に通常発行する。
- オープンアクセス料金：連邦エネルギー規制委員会に受理された送電料金で送電事業者が全ての顧客に非差別で同等のサービスを提供するもの。
- 第一拒否権：特定の事業体に他の事業体に優先してエネルギー資源又はインフラを購入又は開発する法的規定。連邦の第一拒否権は、連邦政府が提案されたエネルギー計画又は取引することに対して特権を有する場合に關係する。
- 適正規模：新しい設備が既存の設備をリプレイスするときに送電容量を増加させる場合、それは適正規模といえる。
- 規則：連邦規則は規則として知られ、連邦官報に掲載され、連邦規則州として毎年更新される。規則は政府機関によりつくられ、議会を通過した法律とは異なる。規則は法律や政策を説明し、政府機関がどのように機能するか示す。
- 規則制定：連邦政府の文脈では、連邦機関が規則や規制を策定、修正、廃止する体系的なプロセスをいう。
- 送電事業者：州間取引で送電設備を所有、監理、または運営し、オープンアクセス料金で送電事業を行う公益事業体（又は指定された代理人）

## 日本とのギャップ、それを踏まえた提言

レポート	州間を中心に系統計画に関する情報公開、合意の業務手順について明確に定めている。
日本	<p>①情報公開：広域系統整備計画は検討段階も含めて全て公開されているし、地内系統も予定工事は公開されている。少なくとも部分的には日本の方が公開されている印象を受けた。</p> <p>②州間合意：一送間の民民協議がこれに該当するという前提で記載する。日本の場合は民民協議にゆだねられており、一送の「同意」のもと進んでいる。巨額投資・インフレ下の増嵩のときは難航する可能性がある。</p> <p>③適正規模更新：上記の民民協議に包含されておりこの扱いは明確ではない。リプレイス案件が今後増えるのに増強更新を含めて検討することが明確になっていない。今後、実例に基づき整備していくものと推定する。</p>
提言	<p>①情報公開：現時点で情報公開は日本もかなり進んでいるため特段の提言はない。</p> <p>②州間合意：一送間の民民協議がこれに該当するという前提で記載する。費用負担協議における国等の関与を明確にし、一定の強制力を以て特定の手続きを定めることが円滑な広域連系系統整備に資すると感じる。</p> <p>③適正規模更新：受益のあり方、検討方法を考える必要性があると感じた。ただし、実例に基づき今後検討が進んでいくと想定している。</p>
解説	本レポートでは過去費用負担ルール等を定めたにも関わらず、実際は州間協議が不調になる等の問題が多かつたことに対応している。