広域系統長期方針
(広域連系系統のマスタープラン)
(案)

2023 年●月

目次

はじめに
1. 広域系統長期方針策定の経緯
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し
　2-1 前回広域系統長期方針からの情勢変化
　2-2 電力需要の見通し
　2-3 電源構成の動向
　2-4 流通設備の高経年化対応
3. 広域系統整備に関する長期展望
　3-1 長期展望の基本的な考え方
　　3-1-1 費用便益評価手法
　　3-1-2 系統増強の考え方
　3-2 シナリオ設定
　　3-2-1 シナリオの考え方
　　3-2-2 各シナリオの前提条件
　3-3 シナリオの系統増強方策と費用便益評価結果
　　3-3-1 東地域の増強方策
　　3-3-2 中西地域の増強方策
　　3-3-3 FC 及び全国の増強方策
　　3-3-4 各シナリオにおける全国の増強方策
　　3-3-5 調整力・慣性力
　3-4 感度分析
　　3-4-1 感度分析の結果
　　3-4-2 感度分析からの考察
　3-5 今後の検討課題
4. 長期展望の具体化に向けた取組
　4-1 ネットワーク利用の高度化（日本版コネクト＆マネージ）
　　4-1-1 背景
　　4-1-2 導入する 3 つの取組
　　4-1-3 目指すべき姿を実現するための系統利用ルールの変遷
　　4-1-4 今後の検討課題（市場主導型の混雑管理に向けて）
　4-2 高経年化設備の適切な更新（高経年化設備更新ガイドライン）
　　4-2-1 ガイドラインの策定
　　4-2-2 ガイドラインの評価結果の分析と設備更新計画への適用
　　4-2-3 今後の検討課題

4-3 個別の整備計画の具体化
4-3-1 整備計画の具体化の位置付け
4-3-2 電源等開発動向調査
4-3-3 整備計画の具体化に当たっての評価方法
4-3-4 整備計画の具体化に当たっての課題
5.今後の広域連系系統のあるべき姿の実現に向けて
5-1 今後の国のエネルギー政策との関係
5-2 既設連系線の更新計画との関係
5-3 あるべき姿に向けての具体的検討
おわりに

別添：広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）／別冊（資料編）

はじめに

電力広域的運営推進機関（以下「本機関」という。）は、業務規程第 48 条の規定に基づき、全国大での広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を整理した長期方針（以下「広域系統長期方針」という。）を策定し、10 年を超える期間を見通した全国の広域連系系統のあるべき姿及びその実現に向けた考え方を示すこととしている。

現在の広域系統長期方針は、本機関発足 2 年後の 2017 年 3 月末に策定したものだが、策定から約 5 年が経過したことから今回見直しを行うものである[1]。見直しに当たっては、強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（エネルギー供給強靱化法）の成立（2020 年 6 月）や第 6 次エネルギー基本計画の閣議決定（2021 年 10 月）といったこの 5 年間の情勢変化も反映した。

今回見直した広域系統長期方針は、広域連系系統に係る将来動向などの見通しや将来の広域系統整備のあるべき姿としての長期展望（以下「長期展望」という。）、更には長期展望の具体化に向けた取組などから構成されたものであり、この長期方針の全体を総称して「広域連系系統のマスタープラン」として位置付けるものである。

なお、広域系統長期方針の見直しに当たっては、脱炭素社会の実現と再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）の主力電源化という国の政策方針にも密接に関係することから、経済産業省資源エネルギー庁との共同事務局のもとで、2020 年 8 月に本機関に設置した「広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会」において●回にわたる審議を行った。

本冊は、その審議結果を踏まえて取りまとめたものである。

---

[1] 広域系統長期方針は 5 年ごとに見直しを行うほか、広域系統長期方針の前提条件が大きく変化したと本機関が認めた場合等において、広域系統長期方針の見直しの必要性について検討を行い、見直しが必要であると判断したときには、その都度見直しを行う。

1. 広域系統長期方針策定の経緯

2015 年 4 月に発足した本機関は、広域連系系統のあるべき姿を見据えつつ、その実現に向けた課題と必要な取組について検討を重ね、2017 年 3 月に広域系統長期方針を策定した。

この中で、電力ネットワークの特徴・変遷及び今後想定される環境変化を踏まえつつ、広域連系系統の設備形成・運用において、以下の 3 点が実現されている状態を「広域連系系統のあるべき姿」と定義し、このあるべき姿の実現に向けた取組の方向性について取りまとめた。

Ⅰ．適切な信頼度の確保

・系統の役割に応じた適切な供給信頼度を提供する

・大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足する

Ⅱ．電力ネットワーク利用の円滑化・低廉化

・エネルギーミックスに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現する

・電力市場の活性化に寄与する

Ⅲ．電力流通設備の健全性確保

・老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新・形成を計画的に推進する

2017 年の広域系統長期方針の策定以降、我が国の電力ネットワークの整備の考え方は大きく変化してきた。

これまでは、系統混雑がないことを前提とし、系統連系申込を受けてから連系後の想定潮流が流通設備の運用基準値を超過するか否かを評価し、超過する場合には系統整備を実施するとの考え方であった。今後は、系統混雑を前提とした上で、電源の導入見込みを考慮して費用便益評価に基づいて系統整備を実施するという新しい系統整備の考え方へ転換していくこととなる。

そして、電力ネットワークにおけるこの新しい考え方に対応するよう、費用便益評価に基づく新しい設備増強規律、混雑を前提とした系統利用ルールや電力ネットワークの整備費用を全国で負担する仕組み（全国調整スキーム）などが整理されてきている。

加えて、自然災害の頻発による大規模停電や脱炭素化の実現という世界的な潮流を背景に、電力ネットワーク強靭化と再エネの主力電源化の実現といった長期的な視点で電力ネットワークの具体的な絵姿を示すことが求められている。

こうした変化を踏まえ、見直した広域系統長期方針では、国民負担を抑制しつつ再エネの導入拡大を図るとともに、電力ネットワークの強靭化の実現に向けた取組の方向性を示す。

具体的には、広域連系系統のあるべき姿の実現に向けた取組の方向性にしたがって、既存流通設備を最大限活用するための系統利用ルールの見直しや費用便益評価による系統増強などの検討を深め、広域系統整備に関する長期展望を示すとともに、長期展望の具体化に向

けた取組として以下の 3 点を整理した（図 1)。

・系統混雑を前提とした系統利用の在り方（日本版コネクト&マネージ）

・高経年化設備の更新の在り方（高経年化設備更新ガイドライン）

・足元の電源の導入見込みを踏まえた広域系統整備計画を具体化する仕組み

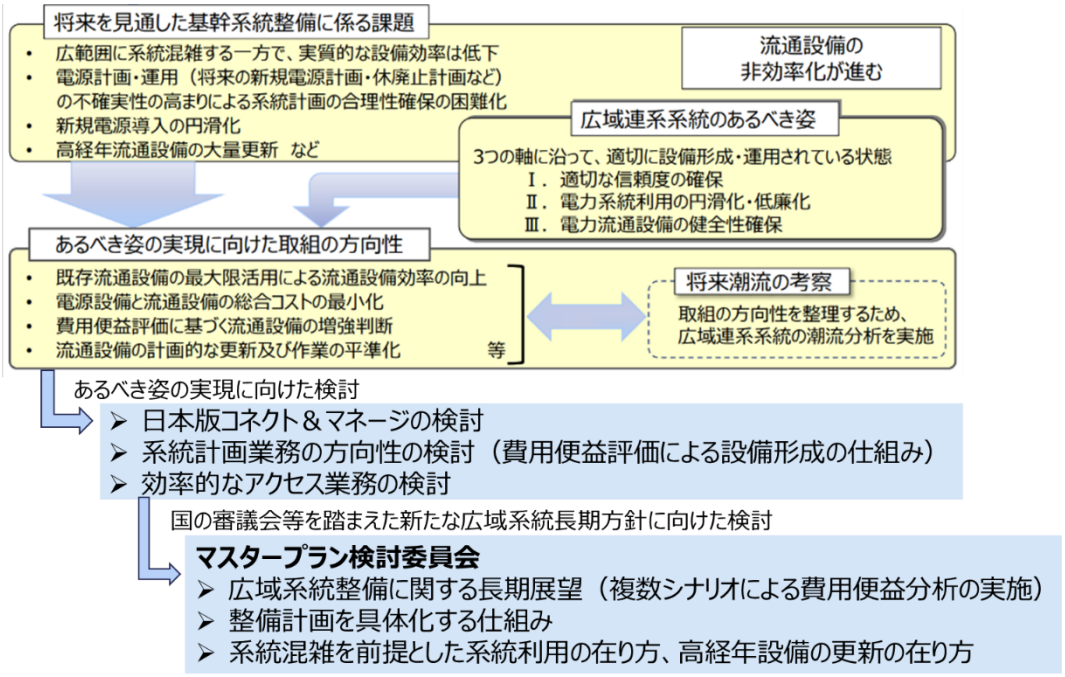


図 1　広域連系系統のあるべき姿の実現に向けた検討概要

2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し

広域系統長期方針の前提となる電力ネットワークを取り巻く将来動向や、社会情勢の変化などの見通しについては、これまでの需給実績、本機関が取りまとめている供給計画及び国のエネルギー政策を踏まえ、以下のとおり整理した。

2-1 前回広域系統長期方針からの情勢変化

我が国では、2018 年 7 月に閣議決定された第 5 次エネルギー基本計画において、S+3E の原則の下、再エネを主力電源化していく方向性が掲げられた。また、2020 年 10 月には「2050 年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」ことが国により宣言され、再エネについては、最大限導入と国民負担の抑制を両立しながら「主力電源化」に向けた環境整備を進めていくことが重要とされた。

一方で、北海道胆振東部地震や豪雨・台風による大規模停電や送電線等への被害により、安定供給確保のための電力インフラのレジリエンス強化の重要性が再認識された。こうした自然災害の頻発や再エネ主力電源化に向けた取組を背景に、エネルギー供給強靭化法により改正された電気事業法（昭和 39 年法律第 170 号）により、本機関において、将来を見据えた広域系統整備計画（以下「整備計画」という。）の策定を進めることとされた。

また、第 6 次エネルギー基本計画が 2021 年 10 月に閣議決定され、エネルギー政策の道筋が示されたことから、整備計画の策定に向け、中長期的なエネルギー政策を踏まえて、広域連系系統のあるべき姿についての展望と実現に向けた取組の方向性を示すことが求められることとなった。

2-2 電力需要の見通し

戦後の復興期から高度経済成長を経て電力需要は右肩上がりに増加し続け、2001 年度には約 1 億 8,270 万 kW（10 エリア需要計）の最大電力を記録したが、その後これを超える実績は出ていない。本機関が 2023 年 1 月に公表する 2023 年度需要想定においては、今後の省エネルギー（以下「省エネ」という。）の進展や人口減少等の減少要因及び経済規模の拡大等の増加要因を勘案した結果、今後 10 年間の最大需要電力（夏季）の伸びは、年平均●%で推移するものと予測している。

また、資源エネルギー庁が公表した「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し」（2021 年 10 月）では、今後も経済成長や電化率の向上等による電力需要の増加が見込まれるものの、省エネの野心的な深掘りにより、2030 年度時点の電力需要は 2013 年度を大きく下回るレベルになると見込んでいる。

一方、第 6 次エネルギー基本計画において、2050 年カーボンニュートラル実現に向けては、徹底した省エネによるエネルギー消費効率の改善に加え、脱炭素電源により電力部門は脱炭素化され、非電力部門において電化可能な分野は電化されるほか、電化が困難な

部門（高温の熱需要等）では、水素や合成メタン、合成燃料の活用などによる脱炭素化の方向性が示された。そして、省エネや脱炭素化が進展するものの、CO2 の排出が避けられない分野も存在し、それらの分野からの排出に対しては、DACCS（Direct Air Carbon Capture and Storage）や BECCS（Bio-Energy with Carbon Capture and Storage）などにより CO2 が除去されるとされた。

このように 2050 年カーボンニュートラルが実現した社会では、非電力部門における電化の進展や脱炭素化のために必要となるものなど電力需要が一定程度増加することが予想される。

2-3 電源構成の動向

電力自由化の進展に伴い、発電事業には様々な事業者が参入しており、特に東日本大震災以降、太陽光や風力を中心とする再エネの導入が進んでいる。一方で、火力については、本機関が 2022 年 3 月に取りまとめた供給計画において、今後 10 年間に約 1,200 万 kW の新設計画があるものの、約 1,170 万 kW の廃止も予定されるなど、高経年火力の休廃止が増加する傾向も見受けられる。なお、大手発電事業が保有している設備のみを対象としても、2031 年度までに運転開始から 45 年を経過する電源が約 3,870 万 kW 存在している[2]。

長期的な電源見通しについては、第 6 次エネルギー基本計画において、2050 年カーボンニュートラルを実現するために、再エネについては、主力電源として最優先の原則の下で最大限の導入に取り組み、水素・CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）については、社会実装を進めるとともに、原子力については、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していくという政策の方向性が示されている。

2-4 流通設備の高経年化対応[3]

経済成長が著しかった 1960～70 年代以降に大量に施設された流通設備が、今後本格的に経年対策を要する時期を迎えつつある。これまでは、流通設備の老朽度合いを踏まえて個別に設備更新することに加え、電力需要の大幅な伸びや大型電源の新設に伴い、流通設備の大規模な新設又は増強を行う際に、同時に古い流通設備を更新していたが、電力需要が従前のようには伸びない状況においては、拡充工事を起因とした流通設備の更新の機会が減少する。したがって、これらの流通設備が経年対策を要する時期を一斉に迎えると、至近の更新ペース[4]をはるかに上回り、流通設備の健全性を確保できなくなるおそれがあ

---

[2] 第 54 回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会（2022 年 10 月 17 日）資料 4-1

[3] 流通設備の経年情報の詳細は別冊（資料編）第 10 章を参照。

[4] 至近年の取替・新設工事の実績に基づく。鉄塔の場合、約 1,200 基/年（2016～2020 年度平均）。

る（図 2)。

一方で、北海道胆振東部地震や豪雨・台風による大規模停電や送電線等への被害により、安定供給確保のための電力インフラのレジリエンス強化が求められ、2020 年 6 月のエネルギー供給強靭化法により改正された電気事業法において、送配電事業者に既存設備の計画的な更新を求める制度の整備や、送配電網の強靭化とコスト効率化を両立する託送料金制度改革（レベニューキャップ制度）等が進められることとなった。

このような背景から、高経年化が進む大量の流通設備に対し、国民負担の抑制やレジリエンスを確保する観点を踏まえ、適切かつ合理的に設備更新を進めていくことの重要性が益々高まっている。

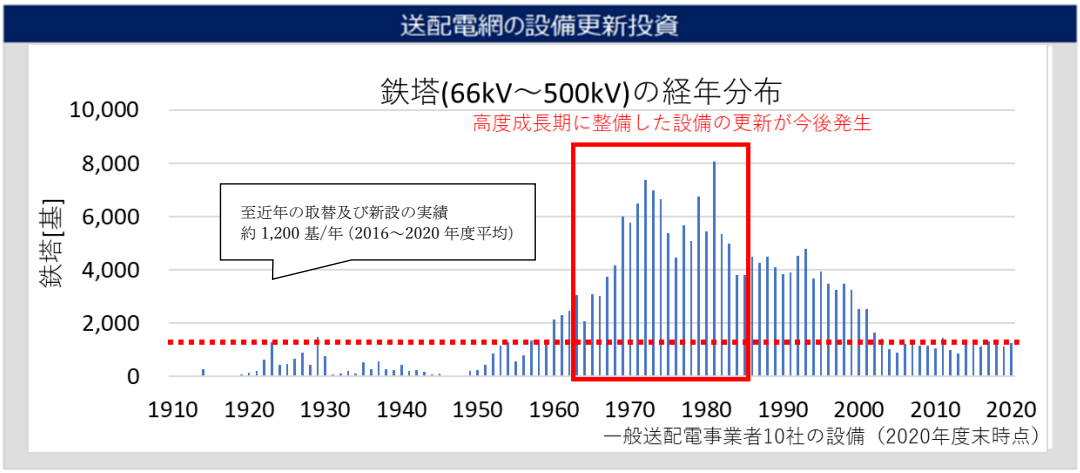


図 2　膨大な高経年化設備への対応

3. 広域系統整備に関する長期展望

電力ネットワークの特徴・変遷を踏まえ、今後想定される環境変化に柔軟に対応し、合理的な設備形成を実現するため、第 6 次エネルギー基本計画などのエネルギー政策と整合を図りつつ、費用便益評価に基づき、今後、我が国の広域連系系統において、その増強が望まれる系統を長期展望としてここに示すべく検討を行った。

また、長期展望を整備計画として具体化するに当たっては、系統整備に要する期間を踏まえた将来の電源の導入見込みを考慮した費用便益評価を行い、計画的に対応する「プッシュ型」の設備形成を目指す。ただし、将来に向けては技術革新や社会実装などの不確実性が存在することから、広域系統整備に関する長期展望においては、複数のシナリオを設定することで将来的な不確実性を考慮するとともに、感度分析によりシナリオが変化した場合の影響を分析する。

本章では、広域系統整備に関する長期展望の考え方及びシナリオの考え方を示した上で検討結果を示すとともに、シナリオ分析や感度分析の結果を踏まえた今後の課題を示す。

3-1 長期展望の基本的な考え方

広域系統整備に関する長期展望について、以下の費用便益評価手法及び系統増強の考え方に基づき検討を行った。

なお、本機関が行う長期展望の検討においては、エネルギー政策を前提とした場合の電力ネットワークへの影響を評価することを目的としており、電源の建設費用や立地誘導に伴う費用などの電源開発コストは含まないことに留意が必要である。

3-1-1 費用便益評価手法[5]

長期展望における費用便益評価は、系統整備が行われない場合（Without）と、系統整備が行われる場合（With）の差分（With-Without）によって実施する。

便益項目は、表 1 に示すとおり、貨幣価値指標として、燃料費・CO2 対策コスト、アデカシー及び送電ロスを考慮し、非貨幣価値指標として、系統の安定性、再エネ出力制御及び CO2 排出量を考慮する。調整力や慣性力については、どのような方法、ボリューム及びロケーション等で確保するか、引き続き技術面や制度面等の様々な検討が必要であり、現時点では貨幣価値として合理的に算出することが困難であるため、便益項目としては織り込まないこととした。ただし、再エネ大量導入という政策目標を実現する上では、調整力や慣性力確保に要するコストは必要な社会コストであることから、今回はその規模感を示す。

なお、費用便益評価における便益は、個々の事業者の便益ではなく、社会全体で得られる純便益とし、各便益項目の評価概要は、以下のとおりである。

---

[5] 費用便益評価手法の詳細は別冊（資料編）第 1 章を参照。

(1) 貨幣価値指標

(燃料費・CO2 対策コスト)

電源種別ごとに燃料費・CO2 対策コスト等を設定したメリットオーダーシミュレーションにより総発電コスト[6]を求め、Without と With の差分である総発電コストの削減分を便益として評価する。

(アデカシー)

需要と供給力を確率的に変動させるモンテカルロシミュレーションにより算定される見込み不足電力量[7]を指標とし、必要な電源予備力を求め、Without と With の差分である電源予備力の削減分又は見込み不足電力量の削減分を便益として評価する[8]。

(送電ロス)

メリットオーダーシミュレーションの結果である送変電設備の潮流や限界費用等から送電ロス費用を求め、Without と With の差分である送電ロス費用の削減分を便益として評価する。また、送電ロス費用が増加する場合はマイナスの便益として評価する。

(2) 非貨幣価値指標

(系統の安定性)

電力ネットワークが充足すべき性能の基準を充足した上で、更に送配電網の強靭化といった系統の安定性に寄与する効果を評価する。

(再エネ出力制御)

メリットオーダーシミュレーションにより太陽光及び風力の合計の出力制御率[9]を求め、Without と With の値を評価する。

(CO2 排出量)

メリットオーダーシミュレーションの結果である電源ごとの発電量等から CO2 排出量を求め、Without と With の差分である CO2 排出量の削減分を評価する。

費用については、系統整備が行われない場合（Without）と、系統整備が行われる場合（With）の総費用の差分を用いることとし、総費用の差分（With-Without）は、系統整備に係るコスト（減価償却費、運転維持費等）となる。なお、電源について

---

[6] 燃料費、CO2 対策コスト及び起動費の総和。長期展望におけるメリットオーダーシミュレーションにおいては、総発電コスト最小化を目的関数とする。

[7] 需要 1kW 当たりの 1 年間における供給力不足量の期待値。

[8] 算出された便益の幅の中で少なくとも確実に見込める便益を費用便益評価へ織り込む。

[9] 再エネ出力制御率＝(太陽光･風力の発電可能量(kWh) － 太陽光･風力の発電量) / 太陽光･風力の発電可能量(kWh)

は、厳密には、系統整備の有無によりその導入量も電源配置も変わる可能性があるものの、その相関を正確に評価することは難しく、また、国の政策的議論を踏まえて（「3-2 シナリオ設定」で詳述）再エネを最大限に導入した状況での系統整備の有無による便益の差に着目すべく、With と Without で配置や導入量が変化しないことを前提とした。このため、電源開発コストは総費用の差分（With-Without）に表れない。

表 1　長期展望における便益項目

【凡例】「○」･･･貨幣価値指標、「◆」･･･非貨幣価値指標、「－」･･･指標なし

便益項目	長期展望における扱い
燃料費	○
CO2対策コスト	○
アデカシー面※1	○ （調達コストベース・停電コストベースの双方を算出し、少なくとも確実に見込める便益を評価）
送電ロス	○ （送電ロス費用を評価※2）
系統の安定性	◆ （信頼度基準を充足した上で、さらに系統の安定性に寄与する効果を定性的に評価）
再エネ出力制御※3	◆
CO2排出量	◆
調整力	－ （再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す）
慣性力	－ （再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す）

※1 系統増強による供給力確保量の節減効果 ※2 送電ロス費用が減少する場合はプラスの便益、増加する場合はマイナスの便益 ※3 出力制御率は太陽光・風力の合計

3-1-2 系統増強の考え方

系統増強の基本的な考え方は、国民経済性の観点から、増強コストが抑制可能な増強方策を優先することとし、既存ルート全体のアップグレード、新規ルート形成なども含めた検討も行うことで、最適な増強方策を選択する。

なお、将来にわたってコスト低減を図る観点から、連続性や拡張性を考慮することや特殊仕様を避けるといった視点も重要である。

具体的には、以下の優先順位で検討を行った。

①既存設備を最大限活用した部分的な増強による送電容量の拡張
・電線のサイズアップ等、将来用の拡張設計を有する設備のアップグレード
②既存ルート全体のアップグレード、新規ルート形成等による送電容量の拡張
・同じルートを活用して増容量化、新たなルートを追加して増容量化
③HVDC 送電を活用した新規ルート形成

・長距離送電では、将来的に経済性及び系統安定性[10]という面で優位となる可能性がある HVDC 送電の活用も視野に検討

系統の増強規模については、費用対効果が見込まれることを前提に、増強による再エネ出力制御率の低減効果も踏まえて見極める。費用便益評価においては、将来の燃料価格や HVDC の技術開発等の動向における不確実性に伴う変動リスクに対して柔軟に対応し、将来の系統増強の可能性を適切に評価できるよう、燃料費及び HVDC コストに幅を持たせて評価する（図 3）。

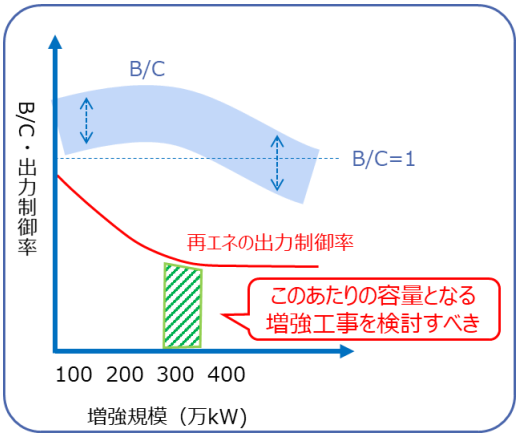


図 3　増強規模選定イメージ

将来増強が望ましい系統の抽出に当たっては、洋上風力の今後の導入見込みの約 8 割[11]が北海道、東北及び九州に集中していることから、そのような再エネ適地から大消費地への潮流基調（北海道→東京、九州→関西・中部）を念頭に置いて検討する。また、連系線増強のほか、連系線増強の効果を発揮するために必要となる地内基幹系統の増強も一体的に検討する。

なお、地内基幹系統への N-1 電制本格適用による運用容量拡大については、設備を所有する一般送配電事業者が適切に適用を判断していくものと考え、長期展望においては、これが適用されることを前提に増強を想定する。

---

[10] 偏在する再エネ電源を大消費地へ長距離送電する場合、交流送電は安定度面でボトルネックがあったが、直流送電区間では安定度面の課題は解消されるため、系統上大消費地近くに再エネ電源が立地することと同様の効果がある。さらに、これにより例えば北海道に偏在している再エネに対しても本州の調整力を活用することもできるようになる。ただし、再エネ導入量に対してどの程度の調整力が必要かについては確認が必要となる。なお、回転機が持つような慣性力を代替することはできない。

[11] 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会における 2040 年導入目標に対する北海道、東北及び九州エリアの割合。

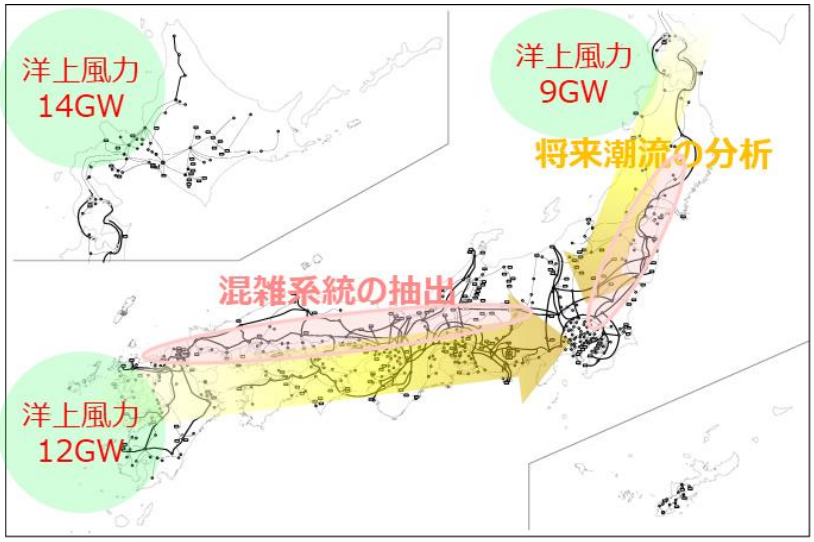


図 4　広域連系系統に関する長期展望（イメージ）

3-2 シナリオ設定

広域系統整備に関する長期展望を検討する上でのシナリオ設定の考え方及びそれに基づく前提条件は、以下のとおりである。

3-2-1 シナリオの考え方[12]

長期展望を検討するためのシナリオについては、2050 年カーボンニュートラルを見据え、様々な将来の不確実性にも配慮しつつ、状況変化に柔軟に対応し、かつ系統整備のプランとしても連続性のある広域連系系統のあるべき姿を描くことを目的として設定する。

系統増強は需要と電源の立地等のアンバランスを補強する形で行われるものであり、増強方策及び増強規模は需要と電源の立地等のアンバランスの度合いによると考えられる。このため、シナリオを設定するに当たっては需要と電源をどのように設定するかが重要となる。電源は国の政策的議論[13]を参考に再エネの最大限の導入が進むと想定した条件で固定するとともに、需要は国の政策誘導によりある程度一貫性を持って立地誘導や技術革新が進むことを想定しつつも、不確実性を考慮し幅を持たせて設定することとした。

政策誘導等により、需要と電源の立地等のアンバランスが一定程度解消されていくシナリオを「ベースシナリオ」として設定し、国の政策的議論から想定される選択肢の

---

12 シナリオの考え方の詳細は別冊（資料編）第 2 章を参照。

13 各電源の設備量については、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第 43 回会合）（2022 年 5 月 13 日） 資料 1 を参照した。

範囲として、アンバランスが大きくなる「需要立地自然体シナリオ」と、更なる需要の立地誘導によりアンバランスが小さくなる「需要立地誘導シナリオ」を複数シナリオとして設定した。このような政策的議論の範囲内でのシナリオの幅に対し、柔軟に対応できるよう系統増強の規模を見極める（図 5）。

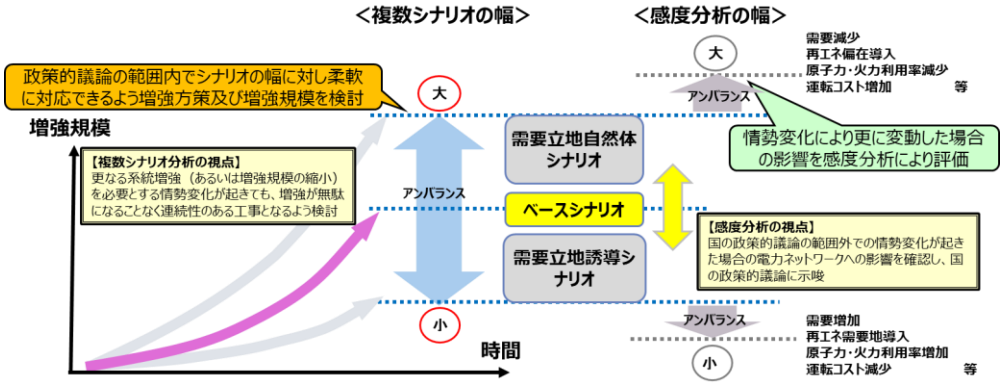


図 5　シナリオ設定のイメージ

3-2-2 各シナリオの前提条件[14]

長期展望において検討の諸元となる需要及び電源の前提条件は、前述のシナリオ設定の考え方に基づき設定した。

需要については再エネ余剰を活用する需要のロケーションや EV・ヒートポンプなどの負荷率の変化を想定して設定した。電源については再エネの最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて共通の条件[15]とした。

需要及び電源の具体的な設定の考え方については以下のとおり。

（需要）

2050 年カーボンニュートラルを見据えた電力需要は、供給計画の需要想定における経済見通しを基として、GDP やエネルギー消費の見通し、2050 年カーボンニュートラル実現を見据えた国の政策による電力需要の増加を反映するため、「①電力部門の需要（GDP 当たり電力量減少に伴う需要減少を考慮）」、「②従来型の非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要増加」、「③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加」の 3 分類で将来の年間総電力量を想定し、①～③を積上げることで年間総電力量を 1.2 兆 kWh 程度とした（図 6）。

---

14 長期展望の前提条件の詳細は別冊（資料編）第 3 章を参照。

15 電源の前提条件は、量・配置・太陽光、風力の出力カーブなど全て同一条件とした。

また、国の審議会等でも議論されているように 2050 年カーボンニュートラルの実現に向けては、政策的にも EV や水素製造などの需要側における電力の需給バランスへの活用が相当程度進むと考えられ、将来的な需要カーブの形状も変わる可能性があるため、変化要因となる需要を個別に想定することで需要カーブを形成した。

なお、個別に想定した②及び③に関する需要[16]のエリア配賦は、公表されている実績値等を用いて配賦した。需要の価格弾力性については、高価格帯から低価格帯への需要シフトなど需要カーブを再形成する手法により織り込むこととした[17]。

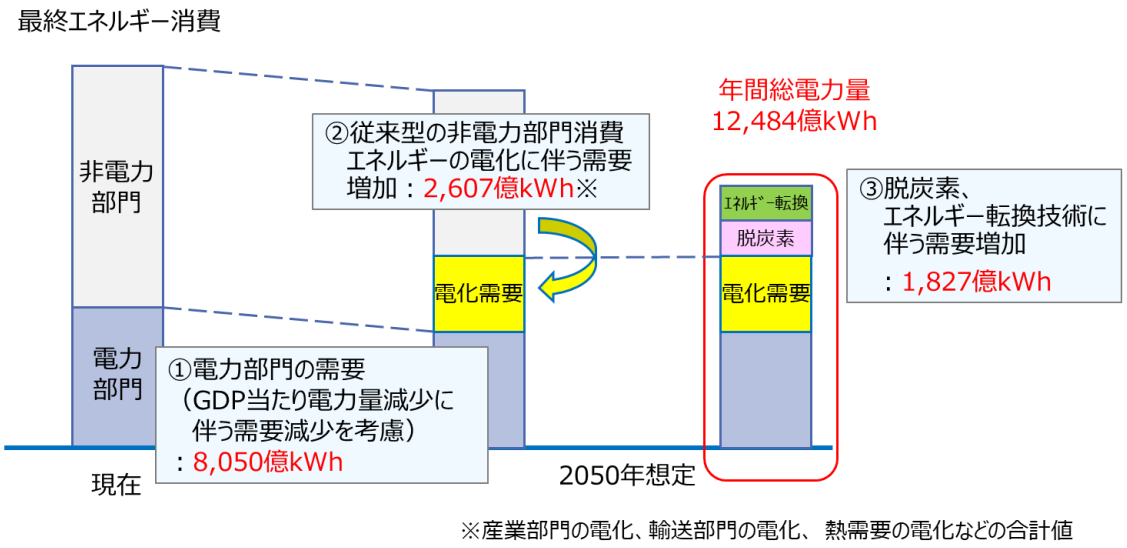


図 6　年間総電力量積み上げイメージ

（電源）

長期展望における電源構成については、第 6 次エネルギー基本計画においても示された国の政策的議論を踏まえ、2050 年カーボンニュートラルを見据えた電源構成とした。具体的には、国の総合資源エネルギー調査会基本政策分科会における基本ケースを踏まえて、発電量の占める割合として、約 50～60%を太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の再エネで、また、約 10%を水素・燃料アンモニア発電で、さらに、約 30～40%を原子力と CO2 回収前提の火力とでそれぞれ構成することとしている。

各シナリオにおける具体的な需要及び電源の前提条件については、社会情勢や技術開発動向等の不確実性を考慮し、以下のとおり設定した（表 2）。

16 算出根拠等の詳細なデータは別冊（資料編）第 3 章を参照。

17 需要の価格弾力性の考え方については、別冊（資料編）第 3 章を参照。

表 2　各シナリオの前提条件

		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
需　要		■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約８割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約８割が可制御でピークシフトできると想定	■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約２割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約２割が可制御でピークシフトできると想定	■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの全量を需要地近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定
電源構成	再エネ 太陽光	■ 約260GW（※1）	■ 約260GW（※1）	■ 約260GW（※1）
	再エネ 陸上風力	■ 約41GW（※1）	■ 約41GW（※1）	■ 約41GW（※1）
	再エネ 洋上風力	■ 約45GW（官民協議会導入目標）	■ 約45GW（官民協議会導入目標）	■ 約45GW（官民協議会導入目標）
	再エネ 水力 バイオマス 地熱	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）
	火　力（化石＋CCUS）	■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 (廃止後は水素・アンモニアにﾘﾌﾟﾚｰｽと仮定)	■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 (廃止後は水素・アンモニアにﾘﾌﾟﾚｰｽと仮定)	■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 (廃止後は水素・アンモニアにﾘﾌﾟﾚｰｽと仮定)
	原子力	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定
	水素・アンモニア	■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレースされるものと仮定して設定	■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレースされるものと仮定して設定	■ 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレースされるものと仮定して設定

注）長期展望は、一定の仮定に基づく前提条件による検討結果であり、情勢変化による需要や電源の動向によっては、結果は変わり得ることに留意が必要

※１第43回基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

3-3 シナリオの系統増強方策と費用便益評価結果

シナリオの前提条件等を踏まえた系統増強方策及び費用便益評価結果は以下のとおりである。

3-3-1 東地域の増強方策[18]

各シナリオにおいて東地域の系統課題を整理し、費用便益評価に基づく増強方策の検討を行った。

(1) 東地域の系統課題

東地域は、北海道・東北エリアに、需要をはるかに上回る大量の再エネが導入されることが想定され、その再エネの電気を大消費地である東京エリアへ送るためには、再エネ導入に伴う各エリアの系統課題を考慮した系統増強が必要となる。

18 東地域の増強方策の詳細は別冊（資料編）第 4 章を参照。

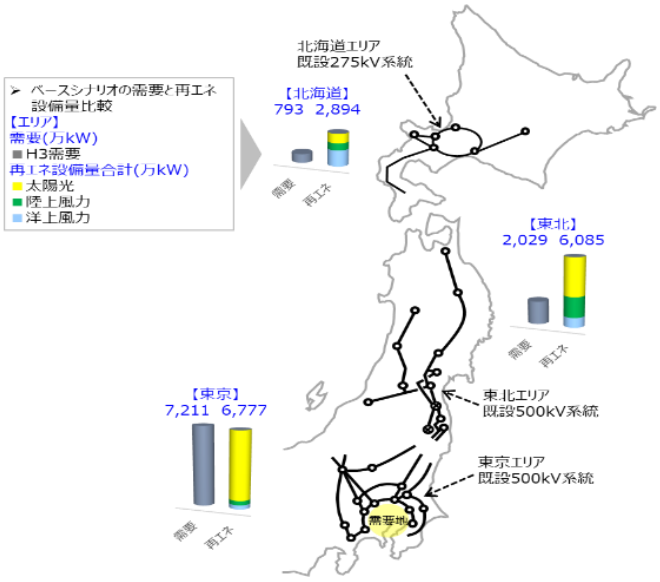


図 7　ベースシナリオの需要と再エネ設備量（東地域）

（北海道・東北地内基幹系統）

北海道・東北エリアの再エネ導入拡大には、各エリアにおける地内基幹系統の系統増強が必要となるが、混雑している系統を一つ一つ増強すると増強規模が拡大するため、再エネを集約する設備（連系変圧器・開閉設備）を新設して、設備容量が大きい広域連系系統に連系する対策が有効となる。

（北海道地内基幹系統）

北海道エリアでは、既設地内基幹系統の増強では再エネ導入拡大への対応が難しいため、道央に向けた 275kV 送電線等の新設による増強が必要となる。また、北海道地内基幹系統と HVDC を接続する場合は、大容量の HVDC を接続すると HVDC 脱落時に北海道地内において基準を超過する周波数影響が生じるため、周波数影響を許容可能な容量で制約した接続が必要となる。

（東北地内基幹系統）

東北エリアでは、長期展望で想定する再エネの導入見込みが東北北部に導入されると、同期安定性の制約により東北東京間連系線の運用容量が低下し、出力制御など制約が生じるため、既存系統を最大限活用した対策が必要となる。

（東京地内基幹系統）

東京エリアは、北海道・東北エリアの再エネ潮流を受け入れるとき、地内の発電量が減るなど、地内の潮流が変化することになるため、これに対応した地内増強が必要となる。

(2) 東地域の増強方策

系統課題を踏まえて増強方策の検討を行った結果、再エネの電気を効率的に大消費地である東京エリアへ送るためにHVDC[19]が必要であり、その増強規模は、ベースシナリオ及び需要立地誘導シナリオでは、B/C及び再エネ出力制御率から北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW程度が有力となった。

需要立地自然体シナリオでは、北海道～東北間800万kW、東北～東京間1,000万kW程度が有力であり、ベースシナリオから各区間200万kW程度の増強規模拡大が必要となった。

なお、増強規模については、費用対効果が見込まれることを前提に、増強による再エネ出力制御率の低減効果も踏まえて選定している。需要立地誘導シナリオでは、シナリオの特徴としてベースシナリオより再エネ出力制御率が低いため、ベースシナリオと同水準の再エネ出力制御率となる増強規模を選択した場合、ベースシナリオよりも増強規模を縮小することも考えられる。需要と電源の両方の政策的な誘導の状況などを踏まえて、長期展望から整備計画を具体化していく中で全体最適となる規模を検討していくことが必要となる。

HVDC以外の連系線としては、各シナリオ共通で、同期安定性の制約により運用容量が低下する東北東京間連系線の増強について既存系統を最大限活用した上で織り込んでいる。

連系線の増強等により必要となる地内増強は、各シナリオに応じた潮流の増減により、その規模についても増減する結果となった。

HVDCを含む連系線及び地内基幹系統の増強規模に増減はあるものの、どのシナリオにおいても共通する増強方策が存在することから、これをベースに、今後、長期展望から整備計画を具体化していく中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や増強のタイミングの見極めを行っていく[20]。

---

[19] 北海道エリアへの再エネ導入を考慮すれば、本州へ大容量送電する必要があるが、道南エリア及び東北北部エリアは既設設備の増強で連系量上限に達していることから、系統増強の考え方に基づき、長距離送電で交流ルートを新設するより、経済的に優位なHVDC送電を基本ケースとして検討した。

[20] 国の要請により2022年7月から200万kWの増強方策を計画策定プロセスにて検討中。

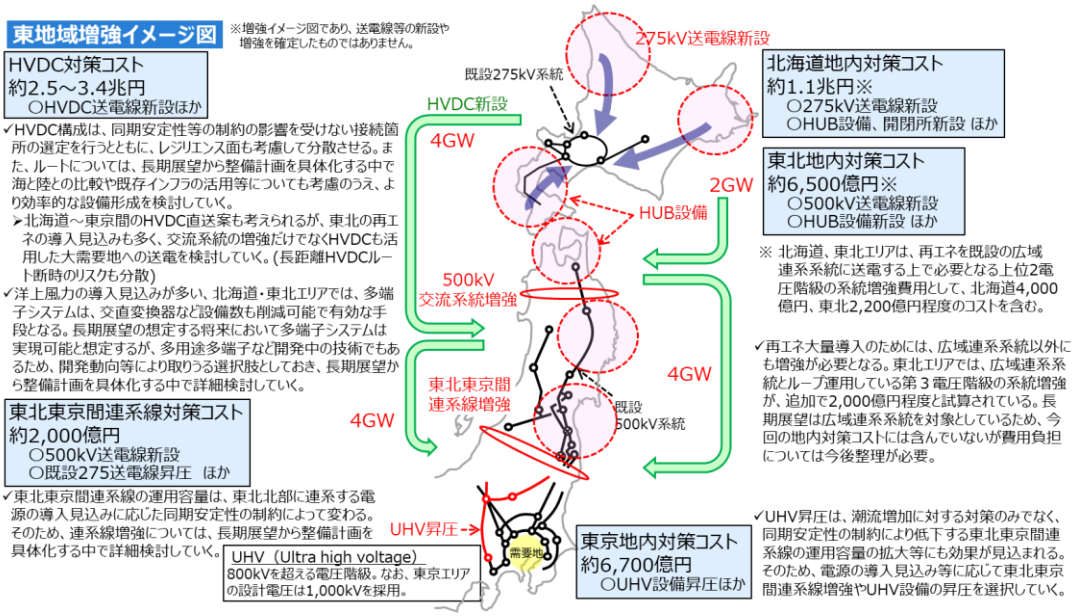


図 8　ベースシナリオの増強方策及び今後の課題（東地域）

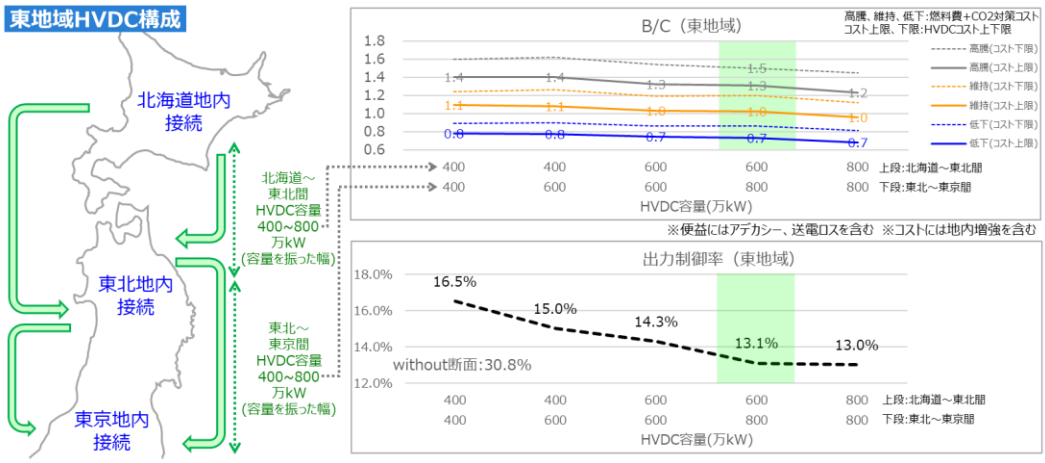


図 9　ベースシナリオの B/C 及び出力制御率（東地域）

3-3-2 中西地域の増強方策[21]

各シナリオにおいて中西地域の系統課題を整理し、費用便益評価に基づく増強方策の検討を行った。

(1) 中西地域の系統課題

九州エリアで導入が見込まれる再エネを大消費地へ送るためには、中国九州間連系線（以下「関門連系線」という。）の周波数制約や中西地域の同期安定性等の様々な系統課題及び運用容量拡大のための技術的課題が存在する。具体的には、各地域間連系線や地内基幹系統において、以下のような課題が存在する。

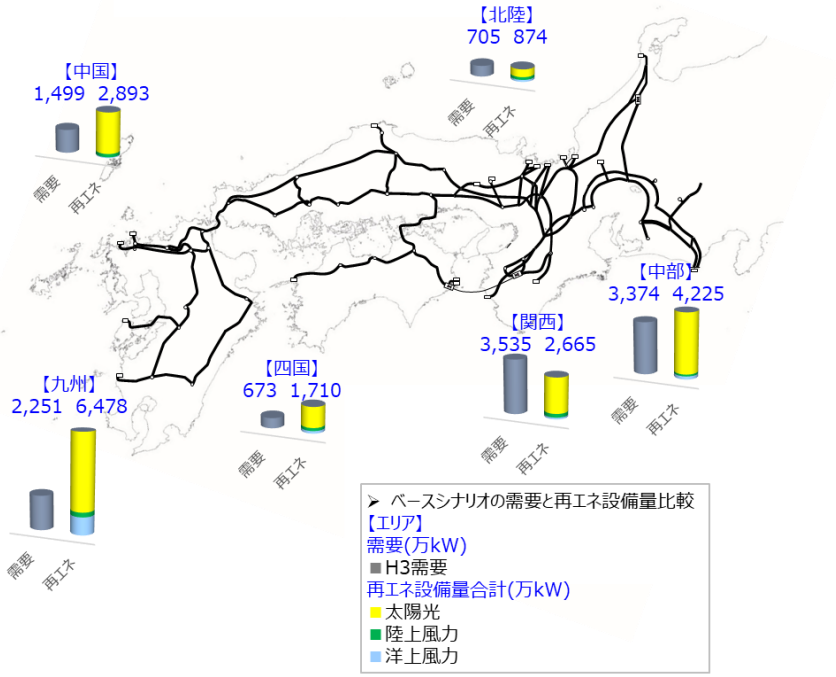


図 10　ベースシナリオの需要と再エネ設備量（中西地域）

（中国九州間連系線）

運用容量を大きく拡大するためには新規ルート構築が必要であり、交流連系の場合には、長距離交流海底ケーブルの製造・敷設に関して技術開発が必要となる。直流連系の場合には、周波数制約が残り、既設関門連系線事故時の交直ルート同時停止リスクへの対処といった課題もある。

また、関門連系線増強の選択肢として、関西四国間連系設備の将来設計を考慮した九州～四国ルートの増強方策も考えられるが、この場合、同期安定性の観点から四国地内の大規模な増強工事が必要となる。

---

[21] 中西地域の増強方策の詳細は別冊（資料編）第 5 章を参照。

（関西中国間連系線）

運用容量を拡大するためには、中国地内の増強やルート新設等の大規模な増強工事が必要となる。

（中地域）

工事が中断となっている中部関西間第二連系線新設工事や一般送配電事業者から提案のあった中地域交流ループについては、広域系統整備に関する長期展望を検討する上でのシナリオにおいて、2050 年を見据えた場合の効果を改めて確認する必要がある。

(2) 中西地域の増強方策

中西地域の系統課題を踏まえて増強方策の検討を行った結果、便益に占めるアデカシー便益の割合が高いものの、どのシナリオにおいても、関門連系線の運用容量を拡大した場合、交流、直流ともに 280 万 kW 程度までは B/C が上昇する傾向が見られ、運転コスト[22]次第では B/C＞1 となった。このため、長期展望においては、関門連系線の増強規模は 280 万 kW 程度を目安とし、周波数制約解消の効果もある交流連系を基本とする。ただし、交流連系にも様々な技術的課題等が存在することから、需要と電源の両方の政策的な誘導の状況などを踏まえて、計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で、直流連系の選択肢や増強規模も含め検討を深めていくこととする。

また、中地域の系統増強（中部関西間第二連系線新設、中地域交流ループ[23]）については、どのシナリオにおいても、関門連系線の増強を前提とした場合において、B/C が更に上昇する効果が認められた（表 3）ことから、中西地域の増強方策として位置付ける。

なお、九州エリアで導入が見込まれる再エネを更に大消費地へ送るためには、関西中国間連系線の運用容量拡大などの系統対策も考えられることから、上記以外の増強方策については、将来、情勢変化が生じた場合の選択肢と位置付ける。

既に 2022 年 7 月より計画策定プロセスが開始されている関門連系線及び中地域の増強方策については、どのシナリオにおいても運転コストや HVDC コスト次第では B/C＞1 となることを確認しているものの、具体的な増強規模や設備形態については、計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で電源の導入量や配置、需要の見通しを踏まえ費用便益評価を行う等、検討を深める必要がある。

---

22 燃料費及び CO2 対策コストの単価。

23 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性の詳細は別冊（資料編）第 11 章を参照。

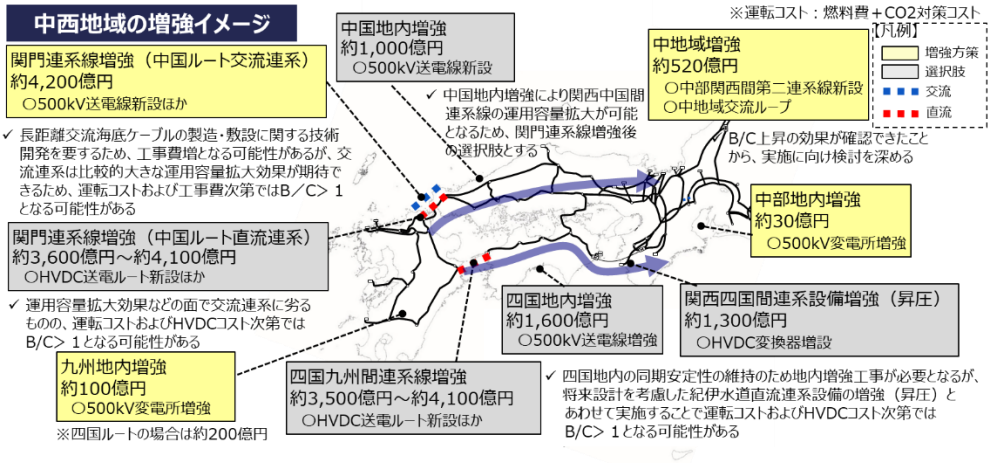


図 11　ベースシナリオの増強方策及び今後の課題（中西地域）

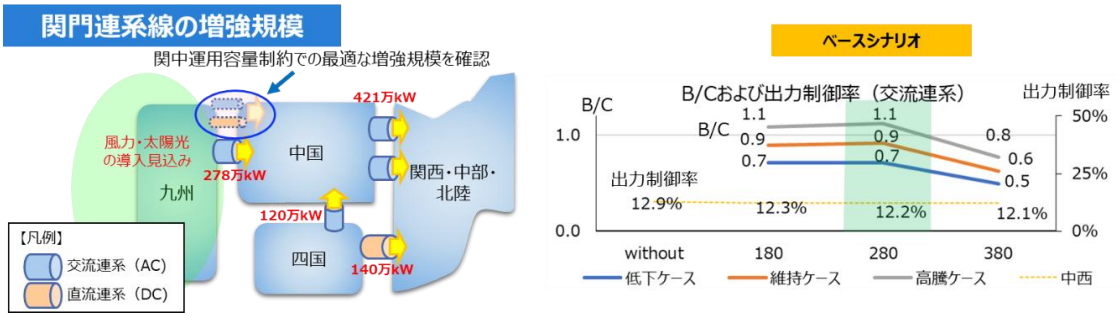


図 12　ベースシナリオの B/C 及び出力制御率（関門連系線）

表 3　ベースシナリオの B/C 及び出力制御率（中地域）

	B/C			出力制御率
	燃料価格低下ケース	燃料価格維持ケース	燃料価格高騰ケース	
増強なし	0.7	0.9	1.1	10.5%
増強あり※	0.8	1.0	1.2	10.4%

※関門連系線増強を前提に中地域増強を実施した場合

3-3-3 FC 及び全国の増強方策[24]

各シナリオにおける東地域と中西地域の有望な増強系統を組み合わせ、FC 容量を 300 万 kW[25]から更に+90 万 kW～+270 万 kW の増強を織り込んで費用便益評価を行った。その

[24] FC 及び全国の増強方策の詳細は別冊（資料編）第 6 章を参照。

[25] 増強工事中を含む新信濃 FC60 万 kW、飛騨信濃 FC90 万 kW、佐久間 FC60 万 kW、東清水 FC90 万 kW の合計。

結果、どのシナリオにおいても、FC を最大+270 万 kW まで増強する範囲及び運転コスト等の幅の中で、日本全体で B/C＞1 となることを確認した。

FC を増強する場合、平時においては、今回のメリットオーダーシミュレーションによる費用便益評価のように、再エネの導入見込み量の多い地域から大消費地への潮流基調（北海道→東京方面、九州→中部・関西方面）の中で、更に再エネ余剰があれば東西融通を行う効果が期待できるものと考えられる（費用便益評価の中で考慮済み）。

一方で、東日本大震災のような大規模災害等が発生した際には、前回の FC 増強検討（210 万 kW→300 万 kW）の経緯[26]も踏まえれば、電源が脱落している被災エリアに向けて、周波数が異なるエリアからの FC を介した融通量を増加させることが可能となる。今回のシナリオ検討では、省エネや節電の定着を見込むものの、同時にそれを上回るような他のエネルギーからの電化需要を見込んでいることも勘案すれば、万一の災害時における余剰エリアの電源の活用により、被災エリアの需給バランスを保つなど、災害時の安定供給を図るという効果も期待できるものの、その評価手法を確立できていないことから、今回の費用便益評価の中では考慮していない。

さらに、今後の再エネ大量導入による電源構成の変化や、既設電源の発電機会の減少を想定すると、長期的には、東西の需要や気象条件の変化に対する電源立地等のアンバランスが生じる可能性が増えることも考えられる。こうした将来の不確実性も踏まえれば、FC 増強の具体的な規模については大規模災害への対応などの丁寧な検討が必要となるが、今回の検討では、日本全体で見た B/C が運転コスト等次第では+270 万 kW までは 1 を超えていることを確認したことから（図 13）、長期展望においては、B/C の視点から+270 万 kW 増強を目安として位置付けることとした。なお、具体的な増強規模や増強のタイミングについては、今後、政策的な観点も踏まえながら検討を進めていく。

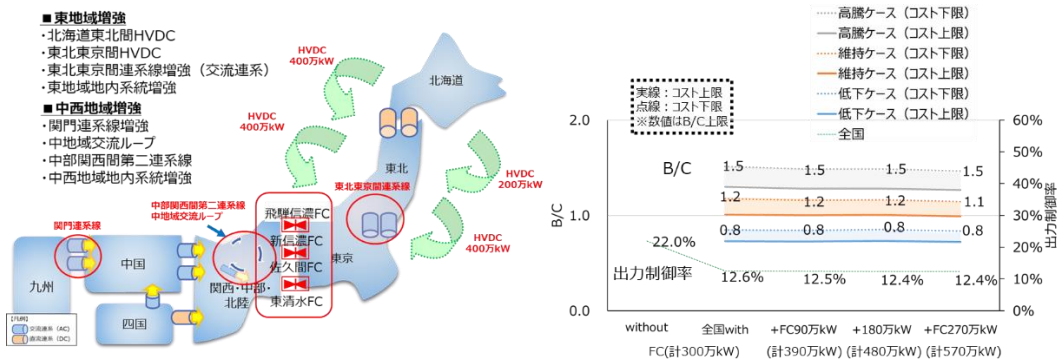


図 13 ベースシナリオの B/C 及び出力制御率（FC 及び全国）

[26] 大規模事故・災害発生時、50Hz 地域あるいは 60Hz 地域それぞれで大規模電源が広域的に停止し供給力が大幅に喪失した際に、東西地域間での電力融通を最大限活用することで被災直後の供給力不足リスクに対応することが可能となると整理した。

3-3-4 各シナリオにおける全国の増強方策[27]

各シナリオ分析の結果、需要の立地誘導により、系統増強の投資額が削減され、再エネ出力制御率も低下する傾向となった。また、需要立地自然体シナリオでの HVDC の増強規模拡大や、各シナリオでの地内増強の増減はあるものの、系統増強の基本的な内容（東地域の HVDC 新設、中西地域の関門連系線増強、中地域増強及び FC 増強）は、どのシナリオも共通であることを確認した。

このため、これらの共通する増強方策をベースに、今後、長期展望から整備計画を具体化していく中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や増強のタイミング等の見極めを行っていく。

費用便益項目の具体的な分析結果は以下のとおり。なお、ベースシナリオの場合、再エネ比率[28]47%、再エネ出力制御率 12%にとどまる結果となったが、系統増強以外の施策として再エネの需要地近傍への立地や系統用蓄電池[29]の導入量の増加を想定した場合、再エネ比率 50%と再エネ出力制御率 7%となる結果が得られた（表 4）。この結果から、更なる再エネの有効活用を進めるためには、政策的な立地誘導など、系統増強以外の施策も重要になると考えられる。

（1）貨幣価値指標

（燃料費・CO2 対策コスト）

再エネ設備量の多いエリアの近傍に水素製造や DAC といった需要を誘致することや EV・ヒートポンプといったピークシフト可能な需要のカーブを変化させることにより、再エネがそのエリア内で活用されて連系線潮流が減るため、連系線の増強規模を縮小できるとともに、燃料費・CO2 対策コストの削減効果は減少する傾向となることが確認できた。

（アデカシー）

連系線を増強することにより、電源予備力の削減又は見込み不足電力量の削減が期待できるが、アデカシー便益の大小は、需要に対する連系線の規模によると考えられる。需要立地誘導シナリオでは、再エネ余剰活用需要が再エネに合わせて地域的に偏在するため、連系線増強による効果がベースシナリオや需要立地自然体シナリオに比べてアデカシー便益が増加する傾向となったものと考えられる。

---

[27] 各シナリオにおける全国の増強方策の詳細は別冊（資料編）第 7 章を参照。

[28] 再エネ比率＝太陽光・風力・地熱・水力・バイオマスの年間発電量(kWh) / 総発電量(kWh)

[29] 本検討では、系統運用のための蓄電池を想定しており、導入量の推計においては EV・PHEV のバッテリ容量を積み上げた数値をもとに試算。

(送電ロス)

送電ロスの量(kWh)は系統増強による潮流の増減によって変化する。需要を再エネ近傍に配置することによって再エネの地産地消が進むことから送電ロスの量(kWh)が減少する傾向になると考えられるとおり、需要立地誘導シナリオが最も小さくなることを確認した。

一方、単価(円/kWh)は、需要立地誘導シナリオにおいて再エネ近傍に需要を配置したエリアで、ベースシナリオよりも再エネを抑制する断面が減少し、火力等の発電機会が増加することから、限界費用が上昇する時間帯が発生した。特に東地域においては、送電ロスの量(kWh)の減少より単価(円/kWh)の上昇の影響が大きいことから、全体として需要立地誘導シナリオの送電ロスの費用が最も大きい結果となったものと考えられる。

(2) 非貨幣価値指標

(系統の安定性)

系統増強により、地域間連系線の複線化による周波数安定性の向上、災害時等のバックアップ機能の強化が期待できる。

(再エネ出力制御)

再エネ設備量の多いエリアの近傍に水素製造やDACといった需要を誘致することやEV・ヒートポンプといったピークシフト可能な需要のカーブを変化させることにより、再エネがそのエリア内で活用され、再エネ出力制御率が低下する傾向となることが確認できた。

(CO2排出量)

再エネ比率が最も高く、再エネ出力制御率が最も低くなる需要立地誘導シナリオにおいて、系統増強前後のCO2排出を伴う電源の発電量がともに少ないため、系統増強前後の差分（With-Without）も少ない結果となった。

表 4　各シナリオの評価結果の比較

分析項目＼シナリオ	需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
系統増強の投資額※1 （NW増強コスト※2）	**約6.0～6.9兆円** （約0.55～0.64兆円/年）	**約6.0～7.0兆円** （約0.55～0.64兆円/年）	**約6.7～7.9兆円** （約0.62～0.73兆円/年）
費用便益比（B/C）	**0.6 ～ 1.2**	**0.7 ～ 1.5**	**0.7 ～ 1.5**
年間便益 （純便益（B－C））	約3,200 ～ 5,800億円/年 （約▲3,200~300億円/年）	約4,200 ～ 7,300億円/年 （約▲2,200~1,800億円/年）	約4,600 ～ 8,200億円/年 （約▲2,700~2,000億円/年）
燃料費・CO2コスト削減	約3,200 ～ 6,100億円/年	約4,100 ～ 7,400億円/年	約4,600 ～ 8,300億円/年
送電ロス	約▲590～▲350億円/年	約▲430～▲250億円/年	約▲410～▲240億円/年
アデカシー便益※3	約330億円/年	約310億円/年	約310億円/年
CO2削減量	約870万t/年	約2,430万t/年	約2,830万t/年
再エネ比率※4	49%（50%）	47%（50%）	47%
再エネ出力制御率※4 （増強後、太陽光・風力）	10%（7%）	12%（7%）	13%

※1 偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線等の広域連系系統の増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。
また、HVDC 送電コストは、2050 年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用（減価償却費、運転維持費など）
※3 系統増強による供給力確保量の節減効果
※4（ ）は系統増強以外の施策として、電源側の立地の最適化等を行った場合の参考値[30]
なお、電源については、再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて同じ条件としていることに留意が必要

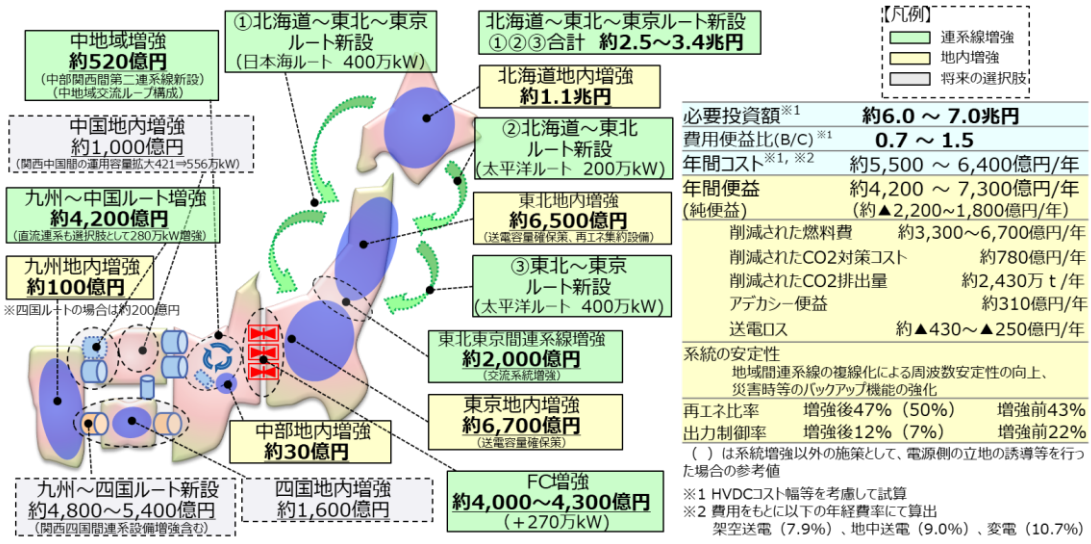


図 14　ベースシナリオの増強方策

30 詳細は別冊（資料編）第 7 章を参照。

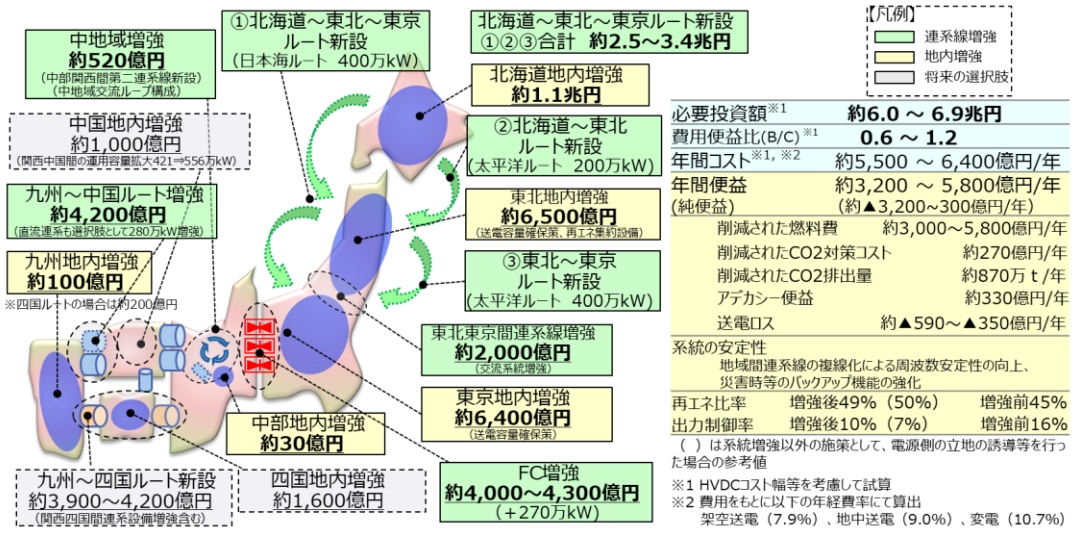


図 15　需要立地誘導シナリオの増強方策

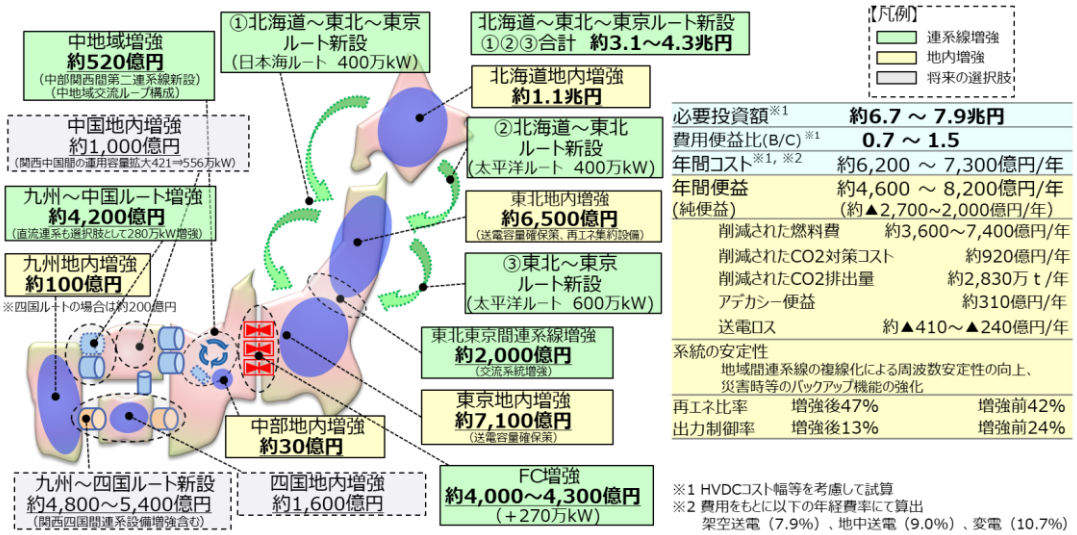


図 16　需要立地自然体シナリオの増強方策

【図 14, 15, 16 における留意事項】

- 電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
- 上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線及び上位 2 電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
- 再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強は長期展望の対象外とした。
- HVDC 送電コストは、2050 年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
- 地内基幹系統は N-1 電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、 N-1 電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織り込んだ。
- 地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要及び電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源の導入見込みで変更有無を確認のうえ計画策定プロセスに向けた検討着手のタイミングと併せて見極める必要がある。

3-3-5 調整力・慣性力[31]

今回設定した各シナリオでは再エネ導入量が増大することから現状よりも非常に多くの調整力が必要となる。また、インバータ電源（非同期電源）の増加に伴う同期発電機の並列台数減少により、慣性力が低下するため対策が必要となる。このような調整力や慣性力は再エネ大量導入というシナリオを成立させるための前提条件であることから、対策やコストの規模感等を一定の前提を置いて検討[32]し、必要となるコストは政策目標実現に必要な社会コストとして示すこととした。

（調整力）

再エネ導入量が増大する長期展望のベースシナリオにおける調整力必要量を、再エネ設備量及び再エネの時間内変動・予測誤差・出力制御等を踏まえて推計し、それをもとにシミュレーションを実施し検討を行った。

その結果、現状よりも多くの調整力が必要となり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、そのコストは数千億円/年程度の規模感となった。また、系統整備が行われる場合（With）、調整力の広域調達等の影響によりΔkW 費用は減少する結果となった。一方、系統増強に伴い再エネの出力制御が減少して発電量が増加することから、その予測誤差等が増えることで、結果的に kWh 費用は増加する結果となり、全体の調整力費用は With の方が増加する傾向となった。

（慣性力）

再エネ導入量が増大する長期展望のシナリオにおいては、インバータ電源（非同期電源）の増加に伴い、同期発電機の並列台数減少による慣性力の低下が懸念される。そのため、ベースシナリオの代表断面における周波数変化率(RoCoF)や感度係数[33]をシミュレーションにより算出し、それを踏まえて慣性力の確保状況を確認した。

その結果、慣性力が不足する時間があり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、その対策コストは数百億円/年程度の規模感となった。また、系統整備が行われる場合（With）、広域連系系統の増強による同期化力の向上や潮流状態等による同期化力の変化によって、慣性力の対策コストは Without に比べて With の方が減少する傾向となった。

---

31 調整力・慣性力の詳細は別冊（資料編）第 8 章を参照。

32 調整力・慣性力の検討は調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて実施。検討結果は、第 81 回委員会の資料 2 及び 3 にて整理。

33 各エリアの慣性力が電源脱落エリアの RoCoF 低減にどの程度寄与しているかの割合。

これらの結果については、対策コストの規模感を把握するために様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が変化すれば算定結果も異なることに留意が必要である。また、系統増強の有無により調整力・慣性力確保に係るコストが変わり得るため、今後の調整力・慣性力に関する技術面や制度面等の議論を踏まえて費用便益評価への織り込みを必要に応じて検討していく。

なお、再エネ大量導入に伴う調整力・慣性力の確保に向けて、火力・揚水以外の調整力リソースの活用やインバータ電源による疑似慣性力等についても検討が進められており、これらの検討を踏まえ、再エネ大量導入に必要な社会コストの低減にも取り組んでいく必要がある。

3-4 感度分析

系統増強規模は、需要と電源の「量」、「配置」、「8,760 時間のカーブ」のアンバランスの度合いにより定まると考えられる。

今回、需要については、国の議論を踏まえた需要側対策の政策誘導をそれぞれのシナリオに反映し、電源については、再エネの最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて共通の条件とした。

感度分析は、シナリオの政策的論点を踏まえた範囲に加えて、社会情勢といった不確実性を含む要因による系統増強への影響を確認するため、各シナリオにおける系統増強の方策は固定した上で、需要と電源のそれぞれにおいて、一定の変化を各シナリオの Without 及び With の双方に発生させることにより、その変化による B/C、再エネ出力制御率及び再エネ比率への影響を分析した。

感度分析に当たって、複数の要因が同時に変化した場合の影響を確認するためには膨大な組み合わせを総当たりで検討する必要があるため、今回は単一の要因のみを変化させた。これにより、複数の要因を同時に変化させた場合とは異なり、要因間の相互関係を排することができるため、その要因が単独で与える影響について推し量ることができる。

3-4-1 感度分析の結果[34]

感度分析において、表 5 に示す要因をそれぞれ変化させた結果を以下に示す。

[34] 感度分析の結果の詳細は別冊（資料編）第 9 章を参照。

表 5　系統増強へ影響すると考えられる変動要因

変動要因			考えられる情勢変化	想定される影響		対応の方向性
				増強規模縮小	増強規模拡大	
需要	ボリューム	年間需要	電化の更なる推進や脱炭素・デジタル化技術の進展	需要増加	需要減少	感度分析
需要	ロケーション	脱炭素・エネルギー転換	輸送・回収・消費構造を踏まえた立地誘導※1	電源近傍	需要地近傍	シナリオ反映
需要	8,760時間カーブ	ヒートポンプ・EV	システム開発による負荷制御技術の高度化	最適シフト	一定負荷	シナリオ反映
電源	ボリューム	再エネ	再エネ比率増加のための追加導入	設備量減少	設備量増加	感度分析
電源	ボリューム	火力	石炭フェードアウトやバックアップ電源確保	石炭退出、BU電源確保※2		感度分析
電源	ボリューム	原子力	安全性・信頼性の確保による安定稼働	利用率変化※2		感度分析
電源	ボリューム	水素・アンモニア	水素コスト低減による導入量の変化	導入量の変化※2		感度分析
電源	ロケーション	太陽光	荒廃地活用などによる立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
電源	ロケーション	風力	導入見込みを踏まえた立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
電源	8,760時間カーブ	系統用蓄電池	再エネ出力平滑化のための追加導入	導入量増加	導入量減少	感度分析

※1　DAC等の配置には、回収・貯留の適地などCO2回収に必要な様々な要素の検討が必要であるが、本検討では、系統増強の視点から検討しているものであり、最適な立地を示すものではない
※2　個別電源が接続する系統により増強規模への影響は一概に評価できず、それぞれの増減によりアンバランスを打ち消す方向となる
注）　自然変動電源の出力特性の年度間のバラつきについては、引き続き取り扱いを検討する

（電力需要）

各シナリオにおいて電力需要（kWh）を±20%の変動幅で変化させた場合の分析を行った（図 17）。

その結果、電力需要（kWh）の増加に応じて、近傍の需要で消費される再エネが増加したため、再エネ出力制御率が低下した。これにより、連系線利用率が減少したため、B/C も低下した。再エネ比率は、火力等の再エネ以外の発電量が増加したことから相対的に低下した[35]。

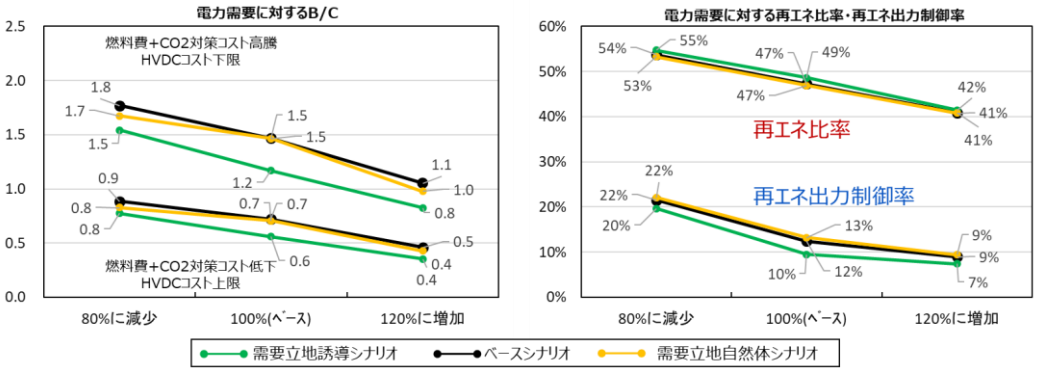


図 17 電力需要（kWh）の感度分析

35　需要を 20%増加させた場合、ベースシナリオを例にすると、再エネ出力制御が一切発生しない理想的な状況でも、その時の再エネ比率はベースシナリオの 0.9 倍程度まで低下する。

（再エネ）

各シナリオにおいて再エネ（kW）を±20%の変動幅で変化させた場合の分析を行った（図 18）。

その結果、再エネ（kW）の増加に応じて、再エネ比率が増加し、火力等との差替の機会が増加することから、B/C も上昇した。再エネ出力制御率は、需給上及び系統制約上の再エネ抑制が増えることから上昇した。

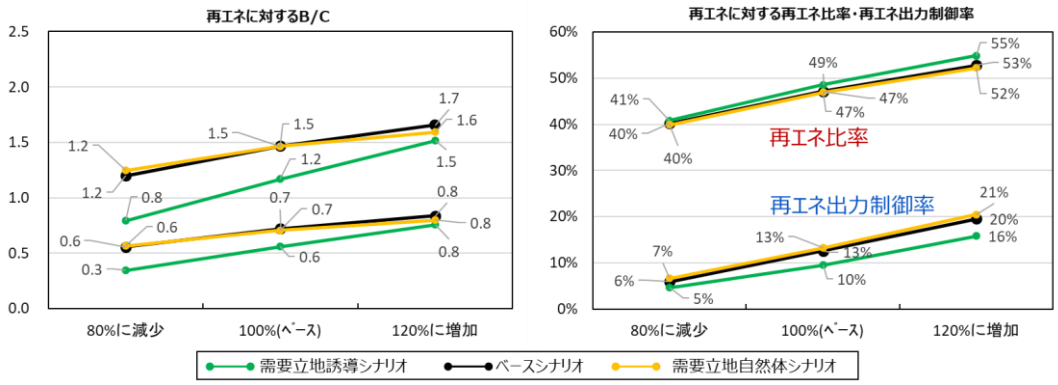


図 18 再エネの感度分析

（太陽光発電ロケーション）

各シナリオにおいて、太陽光発電のロケーションを変化させた場合の分析を行った（図 19）。具体的には、需要地近傍の場合として各エリアの需要比率で配置し、偏在の場合として各エリアの無居住化面積比率[36]で配置し、この 2 つの場合の分析を行った。

その結果、需要地近傍に配置した場合、地産地消により再エネの活用が増加するため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/C が低下した。

一方で、偏在して配置させた場合には、系統制約上の再エネ抑制が拡大することから、再エネ出力制御率が増加し、再エネ比率は減少した。また、偏在に伴い、連系線増強の効果が大きくなることから、B/C は上昇した。

[36] 別冊（資料編）第 9 章を参照。

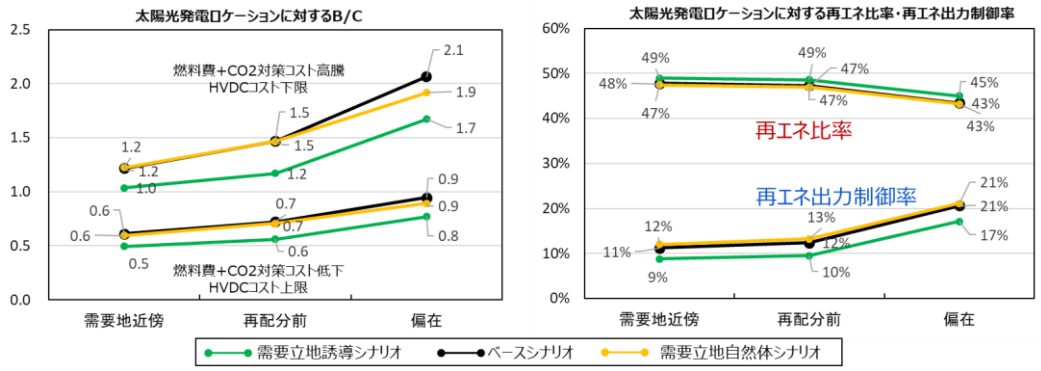


図 19 太陽光発電ロケーションの感度分析

（洋上風力発電ロケーション）

各シナリオにおいて、洋上風力発電のロケーションを変化させた場合の分析を行った（図 20）。具体的には、需要地近傍の場合として、2040 年までに 30GW～45GW の案件形成を目標としている洋上風力発電導入量[37]のうち、30GW と 45GW の差分である 15GW 分を東京、中部及び関西の 3 エリアに需要比率で分配し、偏在の場合として、同 15GW 分を北海道、東北、北陸、中国、四国及び九州に 45GW 時点での設備量比率で分配し、この 2 つの場合の分析を行った。

その結果、需要地近傍に配置した場合、地産地消により再エネの活用が増加するため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/C が低下した。

東京、中部及び関西の洋上風力発電の一部をそれ以外のエリアに偏在して配置した場合、配分量が相対的に小さいため、B/C 等への影響は限定的であった。

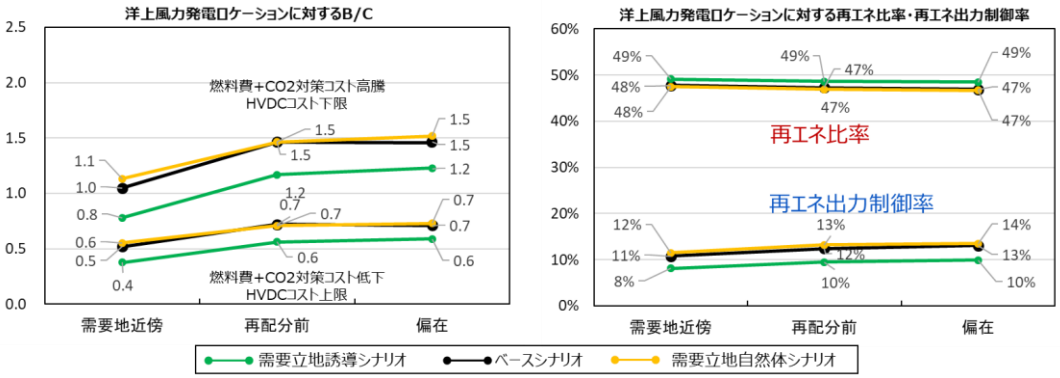


図 20 洋上風力発電ロケーションの感度分析

[37] 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会（第 2 回）（2020 年 12 月）資料 2-1

その他の系統用蓄電池、水素・アンモニア発電、原子力発電及び火力発電の感度分析の結果は、電力需要や再エネに比べて、B/C、再エネ出力制御率及び再エネ比率への影響は限定的であった。

また、各シナリオの感度分析結果を比較すると、ほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。

3-4-2 感度分析からの考察

感度分析の結果、B/C 等への影響が比較的大きい要因は、電力需要(kWh)、再エネ(kW)及び再エネロケーションの 3 つであることを確認した。このため、これらの要因の変動が系統増強規模に影響する可能性があると考えられる。

したがって、長期展望から整備計画を具体化していく中では、国のエネルギー政策を踏まえた電源等の開発・導入の動向や水素製造、DACCS 等の技術開発も含めた電力需要の動向を適切に踏まえる必要がある。

感度分析では、系統の増強規模を固定しているため、太陽光発電、洋上風力発電のロケーションを需要地近傍に設定した場合は地産地消が進み、連系線利用率が減少することから B/C は低下する。これは、連系線利用率の観点から増強規模を縮小できる可能性があるとも解釈できる。つまり電源を需要地近傍へ誘導することで、ネットワーク投資を削減できる可能性があるものと考えられる。

このような視点から、系統増強においては需要と電源の両面から最適なバランスを追求していくことで、電力システム全体として最適な方向に向かうと考えられる。

3-5 今後の検討課題

今回のシナリオ分析では、電源の立地等は各シナリオ間で固定の上で、需要の立地等を変動させることで、電源と需要の立地等のアンバランスが電力ネットワークの増強方策及び増強規模に与える影響を分析し、各シナリオにおいて必要となる系統の増強方策及び増強規模を確認した。

また、感度分析により、需要や電源の立地等が変動した場合の B/C、再エネ出力制御率及び再エネ比率への影響を確認し、今後、需要だけでなく電源の立地誘導により、更なる再エネの有効活用や系統増強の効率化が可能となることが確認できた。

ベースシナリオと需要立地誘導シナリオを比較すると、その系統増強規模に大きな差は確認されていないが、需要立地誘導シナリオは、ベースシナリオより再エネ出力制御率が低いため、再エネ出力制御率がベースシナリオと同水準となる増強規模とした場合、増強規模を縮小できることも考えられる。長期展望から整備計画を具体化する上では、政策を踏まえた需要と電源の立地状況などを考慮し、全体最適となる系統の増強規模を検討していくことが必要となる。

2050 年カーボンニュートラルの実現に向けて、需要と電源に不確実性がある中で、今

後の政策や技術開発、社会実装等により需要と電源の立地等の動向が変化し、必要な系統増強も変動する可能性がある。長期展望は、将来取りうる増強方策を選択肢として示すとともに、複数シナリオにより系統増強の可能性についても幅を持って示すものであり、今後の政策や技術開発の動向等を踏まえ、必要に応じて見直しを行い、更なる高度化に向けた検討が必要である。

今後の広域系統長期方針の見直しに当たっては、今回の検討において明らかとなった検討課題などを踏まえ、更に検討を深めることとする。

（シナリオ分析の高度化）

長期展望における電源構成や配置については、国の政策的議論を踏まえて固定し、感度分析の中で情勢変化による影響を確認した。今後の再エネ出力制御率の見通しや発電側課金の導入、市場価格シグナルによる立地インセンティブの付与などにより、長期的な電源配置等が今回設定したシナリオにおける想定と乖離していく可能性も考えられる。今後のエネルギー政策の動向を注視しつつ、必要に応じてシナリオを軌道修正するなど、シナリオ分析の精緻化や高度化を図る。

（費用便益評価の精緻化）

今回、調整力・慣性力に係るコストについては、再エネ大量導入という政策目標実現に必要な社会コストとして示したが、系統増強によってコストが変化する可能性もある。その他にも、系統増強の有無によってコストや便益が変化する可能性のある項目もあり得ることから、技術的及び制度的な議論状況や海外事例も踏まえて、より精緻な費用便益評価に向けて検討していく必要がある。

（感度分析の高度化）

感度分析で扱った需要及び電源の各変動要因については、今後の国の政策的議論も踏まえ、次の見直しでは、感度分析で扱うのではなく、必要に応じてシナリオに反映させるかを検討することが課題となる。その際には、前提として、系統増強へ影響すると考えられる変動要因を、シナリオと感度分析のどちらで扱うかの整理も必要と考えられる。

また、今回の感度分析では、各変動要因[38]をそれぞれ独立して機械的に変化させ分析を行ったが、各変動要因を独立に変化させるのではなく、複数要因を組み合せて恣意性を排除するため総当たりで感度分析を行うことも考えられる。その際、複数要因を組み合わせた結果が示す内容によっては、シナリオへ反映させることも考えられる。

感度分析については、国の政策的議論も踏まえつつ、一層有意義な分析結果となるよう、シナリオ設定と一体的に検討していく必要がある。

---

[38] 系統用蓄電池の配置など変動要因の対象についても検討を深める必要がある。

4. 長期展望の具体化に向けた取組

今後、広域連系系統のあるべき姿の実現を図るべく、長期展望から整備計画を具体化するに当たっては、まずは、系統混雑を前提とした系統利用の在り方（日本版コネクト&マネージ）の仕組みが定着し、現在から将来にわたる系統混雑を把握した上で、系統混雑を改善する系統増強の効果が定量的に評価できるような環境整備が求められる。

あわせて、既設系統の高経年化設備の更新計画が適切に策定されることも求められる。

その上で、それらを踏まえた広域連系系統のあるべき姿として、長期展望と整合を取って個別の整備計画を具体化していく必要がある。

これら長期展望から整備計画を具体化するに当たっての具体的な取組事項については、国の審議会や本機関の広域系統整備委員会等でも既に検討が開始され、広域系統長期方針を策定した 5 年前から導入済みのものもあるが、長期展望の具体化に向けた取組として重要な機能を担っていることから、これらを含めて以下のとおり詳述する。

4-1 ネットワーク利用の高度化（日本版コネクト&マネージ）

送電線の新設などの系統整備には 10 年オーダーの長期の時間を要する。このため、喫緊の課題である再エネ導入量の拡大に対応するためには、必要な系統整備は進めつつも、それと並行して既設設備を有効活用することが重要となる。これに資する取組として、本機関では「日本版コネクト&マネージ」を検討・推進してきた。

4-1-1 背景

従来、電源を新たに接続する際、接続先の流通設備に空容量がなければ、当該流通設備を増強し、送電容量を拡大した上で電源接続を行うことを原則としてきた。一方で、この設備増強には多大な費用がかかることに加え、増強に時間を要する分、電源の接続が遅れるとの課題があった。このため、再エネ導入量の拡大を促進していく上では、設備増強に頼らず既設設備を有効活用することにより、安価かつ早期の電源連系拡大を実現することが必要となった（図 21）。

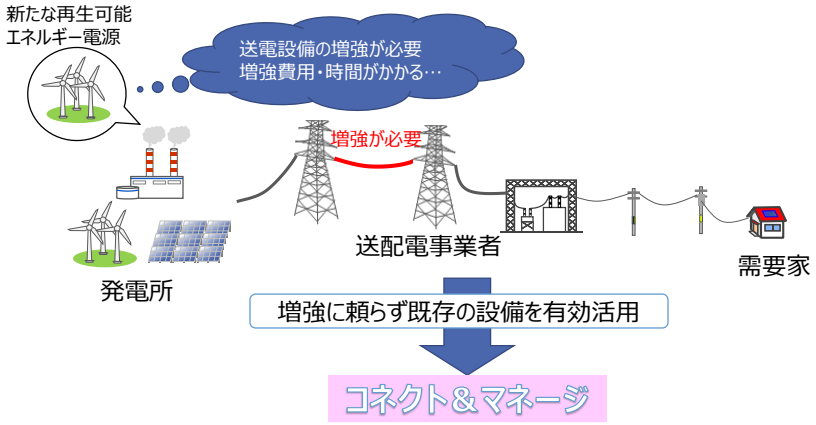


図 21　コネクト&マネージの必要性について

4-1-2 導入する 3 つの取組

系統利用におけるこうした背景のもと、既設設備の有効活用に資するものとして、本機関は「想定潮流の合理化」、「N-1 電制」、「ノンファーム型接続」の 3 つの取組を提唱・推進してきた。これら 3 つの取組を 1 パッケージとして「日本版コネクト&マネージ」と命名しており、それぞれの概要は表 6 及び図 22 のとおりになる。いずれも、再エネを始めとする電源の早期連系や連系拡大へ効果を発揮していることを確認している。

なお、2022 年 4 月からの全基幹系統を対象にしたノンファーム型接続の適用に続き、2023 年 4 月からはローカル系統においてもノンファーム型接続の適用を前提とした系統アクセスの受付を開始予定。

これにより、2023 年 4 月以降は、接続先の電圧階級や空容量の状況にかかわらず、新規連系電源はノンファーム型接続が原則となる（ただし 10kW 未満の低圧を除く）。これらノンファーム型接続の推進により、更なる効率的な系統利用の実現を目指していく。

表 6　日本版コネクト&マネージの取組概要

取組	概要
想定潮流の合理化	自然変動電源の実績に基づく出力評価や需要に応じた電源の稼働の蓋然性評価等、実態を考慮した潮流を想定し、系統の評価を行うことで空容量の拡大を図る。
N-1 電制	流通設備の N-1 故障時に瞬時に発電を制限（電制）する仕組みを導入することで、従来は N-1 故障時のために確保していた緊急時容量を平常時にも活用し、既設の流通設備の容量を拡大する。
ノンファーム型接続	平常時においても出力抑制することを前提に、設備増強せずに新規電源を系統に接続し、系統に空きがある時には運転を認める新たな電源接続の考え方。

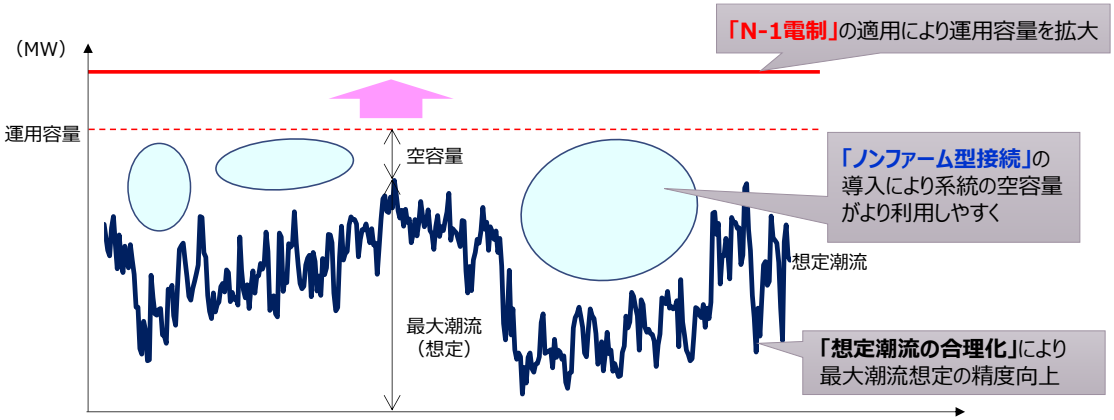


図 22　日本版コネクト&マネージの潮流イメージ

また、本来、電源を接続する系統は、新たな増強工事をしなくとも、その電源の価値（経済性や安定供給の価値等）を最大限発揮できるようにすることが社会コスト低減につながる。電源の価値には、CO2 排出量を削減する環境への価値、安定供給上、調整力としての価値や供給力としての価値など様々な価値があり、そのいずれもが不可欠なものではあるが、平常時において、社会コストへの影響が最も大きいのは、卸電力市場における kWh 価格である。このため、混雑管理においては、S+3E を大前提に、再エネのような限界費用の安い電源の価値を最大限活用できるようにする仕組み（メリットオーダーに基づく系統利用）が望ましい。

系統混雑を前提として適切な設備形成を考えていく場合、電源運用をこれまでの先着優先からメリットオーダーに変え、kWh 価値を最大化する混雑管理を実現することで、結果として事業者への価格シグナルにつながる。混雑管理の仕組みの中で、価格シグナルに基づいた事業者自らの選択により、自然と適切な系統に適切な電源が接続される（系統と電源が最適化される）ようにすること、すなわち、「価格シグナルに基づく電源の新陳代謝」を促すことも重要となる。

広域系統整備に関する長期展望においては、電源の導入見込みから将来の電源想定を実施し、広域連系系統の混雑状況を踏まえ、費用便益評価等に基づき広域連系系統の増強要否や増強規模を検討した。

今後は、基幹系統のみならずローカル系統においてもノンファーム型接続に基づく混雑前提の設備形成となり、費用便益評価等に基づく増強がされていくこととなる。

今後、再エネを中心とした電源の導入拡大に伴い系統混雑の進展が見込まれる中、混雑系統における S+3E 等を考慮したメリットオーダーに基づく系統利用と価格シグナルによる電源の新陳代謝の実現が目指すべき姿となる（図 23）。

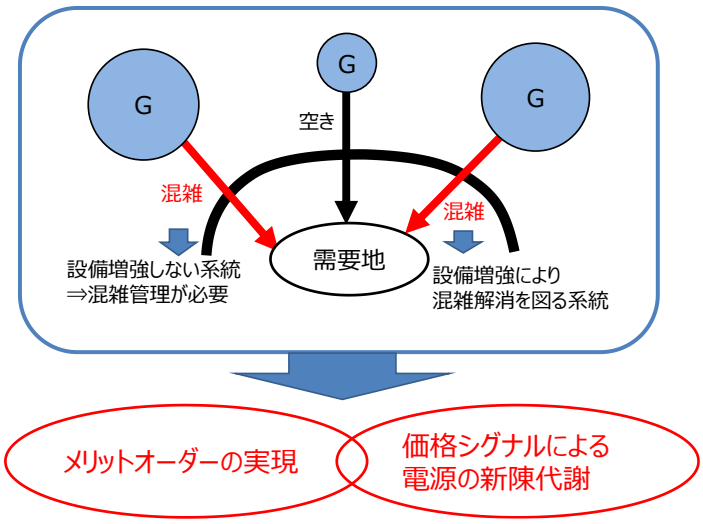


図 23　系統利用における目指すべき姿

4-1-3 目指すべき姿を実現するための系統利用ルールの変遷

①地域間連系線：間接オークション 2018 年 10 月～

地域間連系線については、従来から平常時であっても系統混雑の発生を前提としている（図 24）。混雑時の連系線利用の考え方は、2018 年度の間接オークション導入により、それまでの先着優先による系統利用の考え方から、メリットオーダーに基づく系統利用の考え方へ見直された。

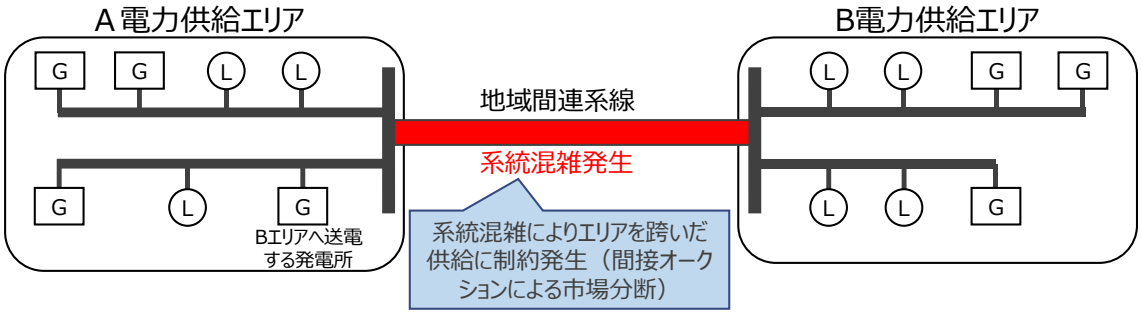


図 24　地域間連系線の混雑による系統制約

②基幹系統：ノンファーム型接続 2021 年 1 月～

2021 年 1 月より地内基幹系統を対象とし、平常時の系統混雑を前提とした電源接続（ノンファーム型接続）の受付が開始された。ノンファーム型接続では、系統混雑発生時は、後着者であるノンファーム型接続電源（以下「ノンファーム電源」という。）が一律で抑制される（図 25）。

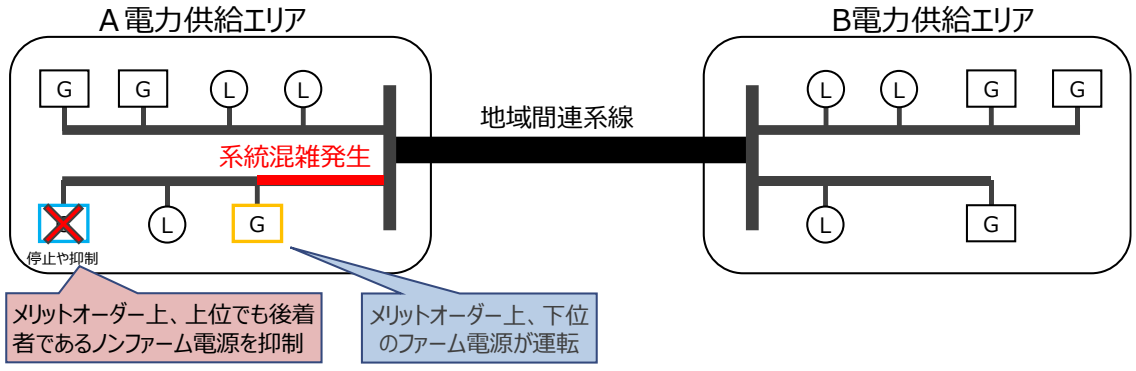


図 25　基幹系統の混雑による系統制約

③基幹系統：再給電方式（調整電源の活用）2022 年 12 月～

ノンファーム型接続では、新規電源つまり後着者であるノンファーム型電源を一律で出力制御することで、基幹系統の設備増強をせず、新規電源の早期接続を可能とした。一方、後着者であるノンファーム電源の一律制御では、ノンファーム電源とし

て接続した、再エネなど限界費用の安い電源の価値が活用しきれない問題がある。このため、限界費用の安い電源がその価値を発揮する系統利用ルールへの変更を目的に、基幹系統の混雑管理方式として、2022 年 12 月から調整電源を活用した再給電方式が導入された（図 26）。

再給電方式（調整電源の活用）の導入に伴い、混雑系統において限界費用の高い調整電源からメリットオーダーに基づき抑制されるため、再エネなど限界費用の安い電源の価値を活用することができるようになる。

再給電方式は、混雑を解消するため、混雑系統において、一般送配電事業者が調整電源の抑制を指示、電源抑制に伴い不足した電力を、非混雑系統の調整電源の上げ調整により電力の同時同量を確保する。

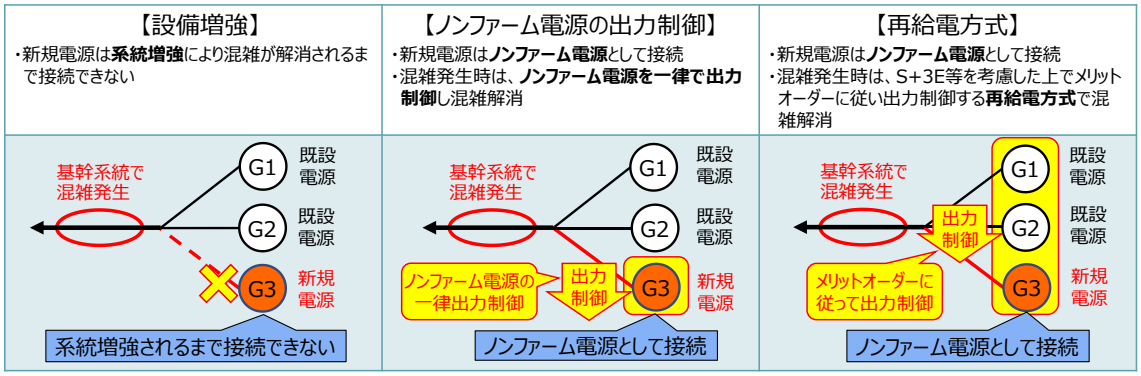


図 26　混雑管理方法の概要

④基幹系統：再給電方式（一定の順序）2023 年 12 月～

基幹系統における調整電源を活用した再給電方式は、調整電源により系統混雑を処理できる量には限界があるとともに、調整電源がない系統も存在するため、適用できない系統もある。そこで、そのような系統においても限界費用の安い電源がその価値を発揮できるよう、調整電源以外の電源も一定の順序により出力制御し混雑を解消する再給電方式（一定の順序）を、2023 年 12 月下旬より導入する予定（表 7、8）。

表 7　基幹系統における再給電方式（一定の順序）における出力制御対象

	電圧階級		連系電圧
送電系統	特別高圧（7000V～）	基幹系統	50万, 27.5万, 22万V18.7万, 13.2万V
		ローカル系統	15.4万, 11万, 10万V
			7.7万, 6.6万V
			3.3万, 2.2万V
配電系統	高圧（600V～ 7,000V以下）		6600V
	低圧（600V以下）		200, 100V

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続
調整電源	出力制御対象	出力制御対象
一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等	出力制御対象	出力制御対象
バイオマス（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））	原則、出力制御なし	出力制御対象
自然変動電源（太陽光、風力）	原則、出力制御なし	出力制御対象
地域資源バイオマス（出力制御困難なもの）及び長期固定電源	原則、出力制御なし	出力制御対象

表 8　基幹系統における再給電方式（一定の順序）における出力制御順

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御※1	メリットオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等の出力制御	メリットオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律
⑦ 暫定ノンファーム型接続の（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑧ 暫定ノンファーム型接続の自然変動電源太陽光、風力の出力制御	一律
⑨ 暫定ノンファーム型接続の地域資源バイオマス（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律

※1 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の貯蔵装置の充電を含む

⑤ローカル系統：ノンファーム型接続 2023 年 4 月～受付開始

基幹系統において適用されているノンファーム型接続をローカル系統まで拡大することにより、更なる再エネの普及とその有効活用が期待されている。このため、2023 年 4 月よりローカル系統の混雑に対するノンファーム型接続の受付を開始し、ローカル系統の混雑管理開始に向けた検討を進めている。

4-1-4 今後の検討課題（市場主導型の混雑管理に向けて）

ノンファーム型接続における再給電方式の導入に伴い、S+3E 等を考慮したメリットオーダーに基づく系統利用は実現可能となる。一方、再給電方式における混雑処理費用や N-1 電制のオペレーション費用が一般負担となっているため、新規電源が混雑系統を回避して開発される効果は限定的となる。このため、今後は市場による約定結果に基づき混雑管理を実施する市場主導型の混雑管理ルールの導入を次のステップとして位置付け、事業者が混雑系統を回避するインセンティブが働くよう価格シグナルに基づく電源の新陳代謝を促すことも重要となる。

市場主導型の混雑管理では、混雑管理に必要な 3 つの情報である「系統の空容量」、「電源の利用量」及び「抑制順位を判断するための情報」を基に系統運用者が発電所の出力を決定し混雑処理を行うため、系統運用者がこれらの情報を適切に把握する必要がある。また、混雑処理を市場の約定結果により行うこととなるため、全ての電力取引は市場を介して行うプール制の導入が選択肢となり得る。これらを実現するためには需給調整と系統運用を一体で行えるようなシステムが必要であることや市場システムとの情報連携も必要となるため、膨大な費用と時間がかかることが予想される。このため、今後の混雑状況も踏まえ、将来的には市場主導型の混雑管理ルールの導入を念頭に、目指すべき姿の実現に向けた検討を進める（図 27、28）。

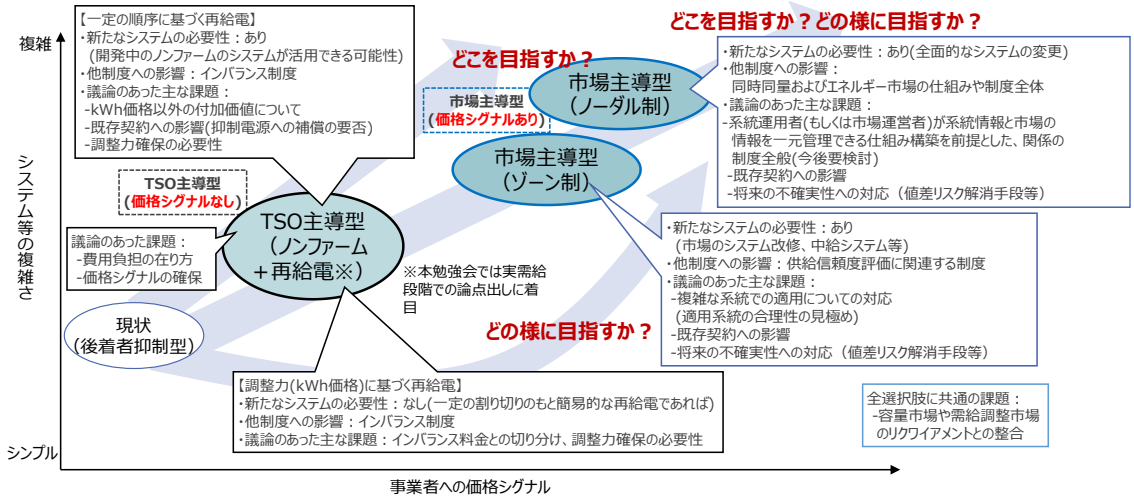
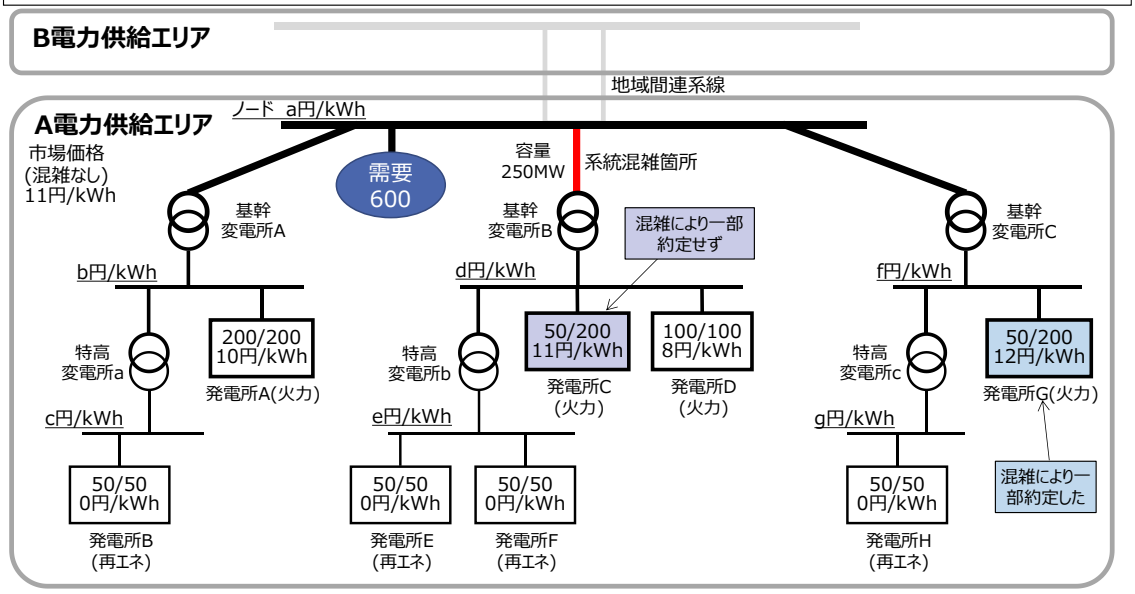


図 27　混雑管理方式の課題と論点

- 抑制判断：市場入札結果等に基づく系統制約を考慮した経済負荷配分(SCED)※により決定
- 抑制のタイミング：スポット市場後、リアルタイム市場への入札があった都度、実需給10分前
- 抑制対象：市場約定しなかった電源（SCEDの結果により決定）
- 抑制方法：市場での未落札電源が自然体に停止（SCEDの結果により稼働されないとされた電源が停止）
- 抑制分の電源調達者：系統運用者が市場から調達　　混雑費用負担者：事業者



※LMPは母線ごとに設定され、送電ロスと混雑状況を加味した上で計算される

図 28　市場主導型混雑管理（イメージ）

（注）PJM の仕組み（市場運営者と系統運用者が同一）を念頭に全ての電気が市場で取引されるとした場合のイメージ

4-2 高経年化設備の適切な更新（高経年化設備更新ガイドライン）

高経年化が進む流通設備の適切かつ合理的な設備更新を計画的に推進するために、リスク評価等について標準的な方法を定め、高経年化設備更新ガイドライン（以下「ガイドライン」という。）を策定した。

4-2-1 ガイドラインの策定

一般送配電事業者の設備保全は、これまでの故障後に対応する事後保全（BM）や設備の施設年数に基づく定期計画保全（TBM）という考え方から、設備の状態に基づく状態監視保全（CBM）の考え方へと移行してきたが、各一般送配電事業者は、それぞれの経験や知見を踏まえて個別に設備更新の必要性を判断してきた。

今後、高経年化が進む大量の流通設備を計画的に更新していくに当たっては、設備更新に関する手法の統一など、設備更新の必要性に対するアカウンタビリティの向上が求められる。

こうした現状を踏まえ、今後は、膨大な高経年化設備に対して、10 社共通の指標（リスク量）を用いて、適切かつ合理的に設備更新を判断するリスクベースメンテナンス（RBM）へ高度化していく必要がある（図 29）。

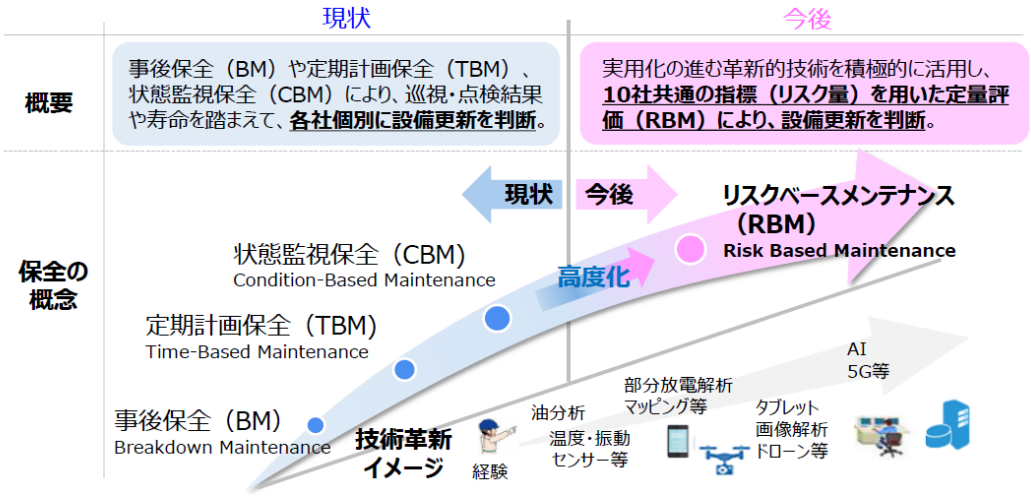


図 29　設備更新の高度化のイメージ

設備が有するリスク量は、故障確率と故障影響度の積として定義し、そのリスク量を設備ごと（鉄塔 1 基や変圧器 1 台ずつ）に算定するように定めた（図 30）。

一般送配電事業者が高経年化対応に係る設備更新計画を策定するに当たって、このリスク量を用いて各設備の状態把握や更新の優先度を検討するための指標（目安値）として活用できるように、2021 年 12 月にガイドラインを策定した（図 31）。

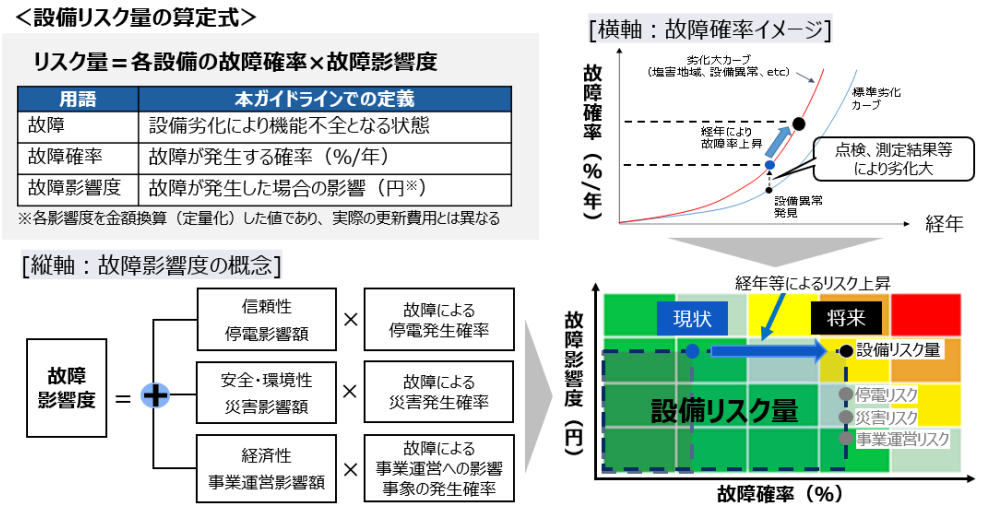


図 30　リスク量算定の基本的な考え方

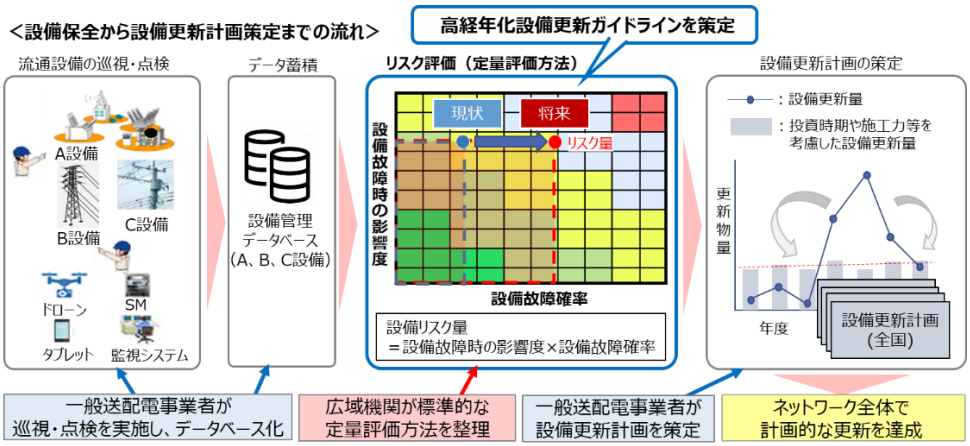


図 31　設備保全から設備更新計画策定までの流れ

4-2-2 ガイドラインの評価結果の分析と設備更新計画への適用

ガイドライン策定に当たっては、試行版を策定し、一般送配電事業者において実際に適用できるものか、また有識者による客観的な視点での確認を行い、取りまとめを行った。

① 一般送配電事業者における確認結果

ガイドラインに基づき、各一般送配電事業者における実設備の劣化データ等を用いて、主要設備 9 品目（表 9）の故障確率や故障影響度等を算出できること、また一般的に考えられる経年劣化等の傾向を捉えたものとなっていることを確認した。10 社共通の各種係数値の設定が可能であり、リスク量を用いた新たな高経年化設備更新の仕組みが一般送配電事業者において適用できるものであることを確認した（図 32）。

表 9　リスク量の算定対象設備

設備区分	安定供給への影響※2	経年対策設備（資産単位物品）	事後評価対象（現行の料金制度）	リスク量算定対象設備（第一規制期間の対象）	[参考] イギリス※5
工務設備※1	影響大	鉄塔	○	○	○
		電線	○	○	○
		ケーブル	○	○	○
		変圧器	○	○	○
		遮断器		○	○
		キュービクル			○
		がいし・架線金具類			○
		断路器			
		管路			
		リレー・TC類			
		リアクトル			
		コンデンサ			
	影響小	変流器			
		整流器・蓄電池			
配電設備※1	影響大	電柱	○	○	○
		電線		○	
		ケーブル		○	
		柱上変圧器		○	
		柱上開閉器			
		地中変圧器			○
		地中開閉器			○
	影響小	SVR、引込線			
カバー率※3			40～80%※4	**60～90%※4**	60～70%
[参考] 品目数			5品目	**9品目**	10品目

第二規制期間に向けてリスクスコア化を検討

第二規制期間に向けてリスクスコア化を検討

※1 設備区分
工務設備：主に66kV以上設備
配電設備：主に6.6kV以下設備

※2 安定供給への影響
停電に直結する、もしくは設備物量の大小を表すものである。ただし、あくまでも相対的なイメージを表したもので、各経年対策設備を影響の大小の順番で並べたものではない。

※3 カバー率の定義
全設備の経年対策設備工事に対するリスク量算定対象設備の経年対策工事の費用割合

※4 日本のカバー率
一般送配電事業者の2018年度実績より算出（四捨五入値）

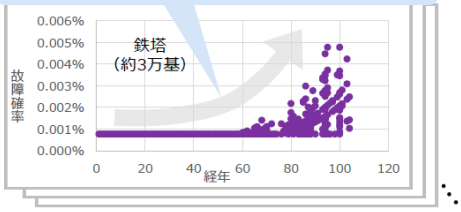
※5 イギリス
[リスク量算定対象設備]
・イギリスのガイドライン(CNAIM)で規定されている設備であり、イギリスDNOが保有する設備の内、日本国内に存在する設備のみ抽出
[カバー率]
・カバー率については※3と同義であり、イギリスDNOへの聞き取りによるもの。またイギリスDNO独自に保有する設備も含んだ値

項目	一般的に考えられる傾向
故障確率の算出	① 経年小設備の故障確率 ＜ 経年大設備の故障確率 ② 現在の故障確率 ＜ 将来の故障確率
故障影響度の算出	③ 郊外・山間部設備の影響度 ＜ 都市部設備の影響度 (1) 停電影響度 (2) 災害影響度 ④ 電圧階級低の設備の停電影響度 ＜ 電圧階級高の設備の停電影響度 (1)(2)工務設備と配電設備（停電発生確率考慮なし・あり）(3)同一設備種別

＜確認内容例＞

①：1事業者における故障確率の算出

全設備（9品目）の故障確率を推計してグラフにプロットし、経年により故障確率が高くなる傾向を確認



③：1事業者における地域別の停電影響度の算出

全設備（9品目）の停電影響度を算出し、都市部の方が郊外・山間部より停電影響度が大きい傾向を確認

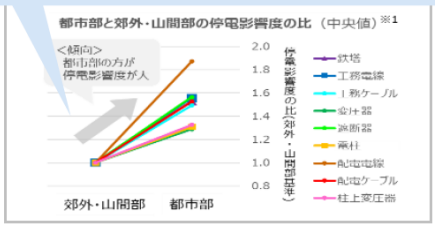


図 32　一般送配電事業者による確認結果

② 有識者による確認結果

一般送配電事業者における試行を踏まえ、ガイドラインのリスク量の算定方法について、専門的な視点を持つ有識者に確認した結果、各種係数が一定の知見に基づき設定されており、日本の実態に則した形で設備が有するリスクを客観的に評価できるものとなっていることを確認した（表 10）。

表 10　有識者による確認結果

＜ガイドラインの確認内容および各有識者＞

確認の切り口	有識者／確認に必要な知見		確認結果
[全体] **リスク量の算定**	**IEC TC123 ※ 国内委員会**	・アセットマネジメント ・国際標準化等、海外における取組状況	○リスク量の考え方も含め**算定方法全般について**、アセットマネジメントにおける用語の使い方や定義等、**国際標準化や海外動向と整合が図れている。**
[個別] **故障確率の算出**（各係数値等）	**電力中央研究所**	国内外の送配電設備実態	○故障確率の算出方法や各係数について、**一定の知見に基づき日本の実態を反映できている。**
[個別] **故障影響度の算出**（各係数値等）	**損保関連保険会社およびコンサルティング会社**	一般的な災害影響（損害額等）	○国の統計データ等、**一定の確からしさ（客観性）のあるデータ等を用いている。**

※ IECの技術専門委員会として2016年に設置（日本が幹事国）され、電力流通設備のアセットマネジメントの標準化等について活動。

一般送配電事業者及び有識者によるガイドライン試行版の確認結果を通じて実際に流通設備のリスクを客観的に評価し、一般送配電事業者において適用できることを確認した。

これらの結果が得られたことを踏まえ、高経年化する流通設備に対し、適切かつ合理的な設備更新を推進するため、各一般送配電事業者は、ガイドラインを活用し、各設備のリスク量（設備の故障確率×故障影響度）を評価した上で、そのリスク量や施工力等を踏まえて工事物量を算定し、設備更新計画の策定を行う。

また本機関においても、流通設備の健全性確保の観点から、これらの取組が円滑に実施されるよう的確にサポートしていく。

4-2-3 今後の検討課題

今後、広域連系系統のあるべき姿を実現していくためには、流通設備の高経年化が進む中でも、国民負担を抑制しつつ、レジリエンスを確保する観点から、高経年化設備を適切かつ合理的に更新し、流通設備を維持していくことが求められる。

これらの実現のために、ガイドラインは、より幅広い流通設備に対する精緻なリスク量の算定と適切な更新物量の算定の考え方を定めることにより、一般送配電事業者による設備更新計画の策定を支援するべく、継続的に高度化していく必要がある。

ガイドラインは出発点として現時点での知見を最大限織り込んだものであるが、今後、深掘りすべき課題もまだ残っている。

より流通設備の実態を適切に反映できるよう、リスク量算定の高度化（9 品目以外の物品へのリスク量算定対象設備の拡大、コストも踏まえた適切なリスク量の考え方等）、故障確率の精緻化（故障実績等のデータ取得・蓄積、係数への反映等）や故障影響度の精緻化（停電コストの更新、電源への影響反映等）などに向けた検討を進める。

4-3 個別の整備計画の具体化

4-3-1 整備計画の具体化の位置付け

広域系統整備に関する長期展望は 2050 年を見据えて今後増強が望ましい系統を全国大のパッケージとして示したものであり、継ぎ接ぎのない設備形成を実現するためには、今後導入が見込まれる電源を踏まえ、増強規模や増強のタイミングを見極める必要がある。整備計画の具体化は、長期展望の全体の増強方策のうち、整備計画としてどの増強方策（個別計画）から計画策定プロセスを開始すべきかの判断をする（計画策定に向けた検討着手のタイミングを見極める）ステップとして位置付けられる（図 33, 34）。

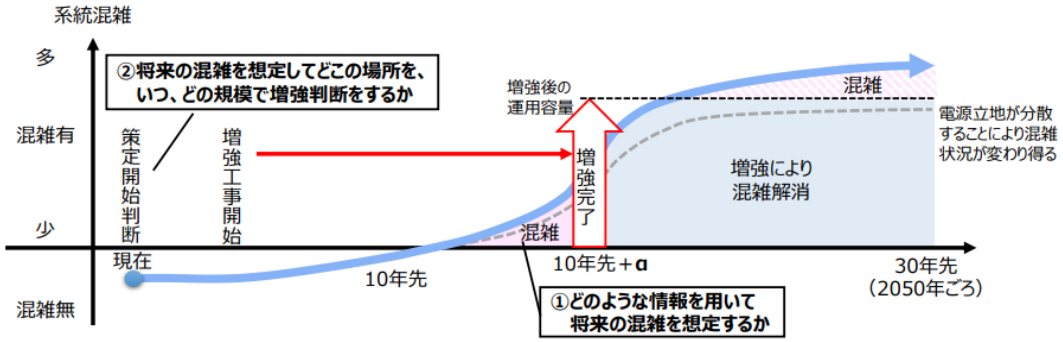


図 33　整備計画の策定開始判断のステップ

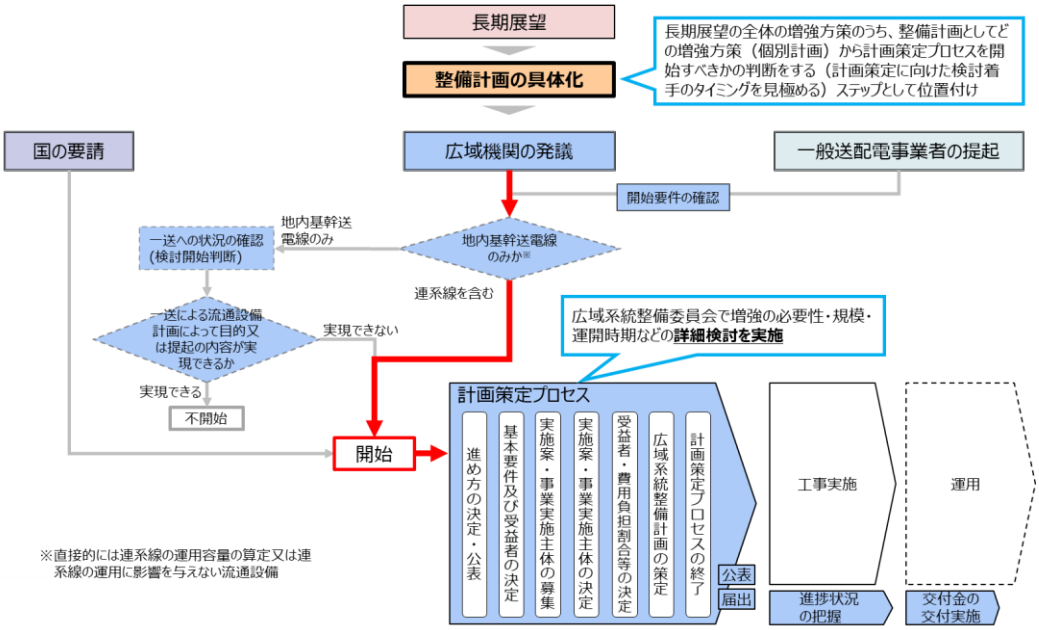


図 34　長期展望から整備計画を具体化する流れ

長期展望における電源構成やロケーションは、国の政策的議論も踏まえながら一定の仮定をもとに設定したものであり、整備計画の具体化においては、具体的な電源開発の動向も考慮する必要がある。

このため、系統増強を判断する時点の費用便益評価は、非効率な増強とならないように、一定程度実現性がある電源を想定する必要があり（図 35）、系統増強に必要な期間も勘案して 10 年より先を見越して、電源等の開発動向調査を実施するとともに、政策実現の観点も踏まえることが重要である。

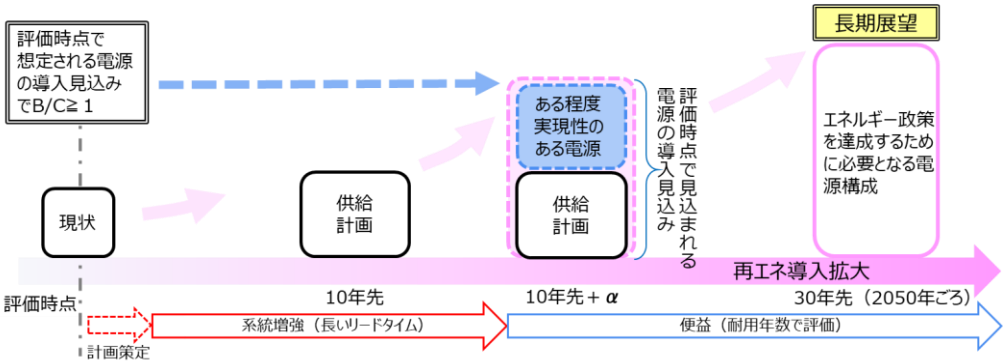


図 35　電源の想定の概要

4-3-2 電源等開発動向調査

前述のとおり、整備計画の具体化に当たって系統増強のタイミングを判断するためには、一定程度実現性のある将来の電源等の開発動向を把握する必要がある。

本機関が供給計画で把握している 1,000kW 以上の発電所の新増設の計画（10 年間）や海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（平成 30 年法律第 89 号）に基づき国が指定する区域での洋上風力の開発動向を基礎に置きつつ、供給計画では捕捉できない足元の 1,000kW 未満の電源や、10 年目以降の開発を検討している電源に対しても動向を把握し情報を補完していくことで（図 36）、的確な系統増強による便益の算出につなげる。

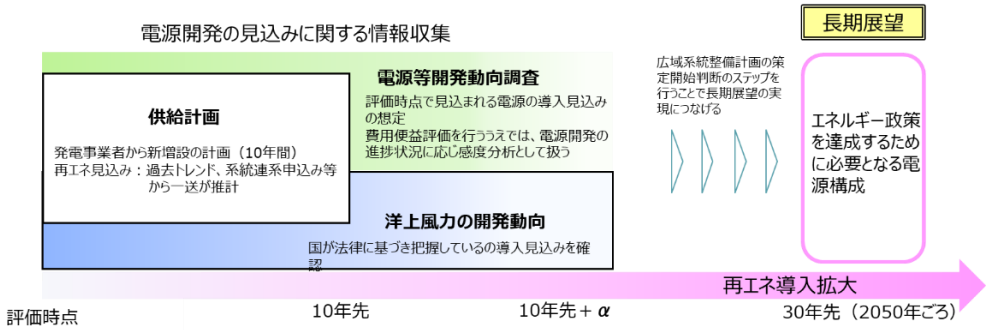


図 36　具体的に想定する電源

（2021 年 9 月～11 月調査結果について）

発電設備等[39]を設置（開発）[40]予定の事業者を対象に 2021 年 9 月 21 日（火）～2021 年 11 月 19 日（金）の期間で電源等開発動向調査を実施した。

電源等開発動向調査等により、洋上風力及び陸上風力を中心に、2022 年度供給計画（10 年度目設備量：約 35,000 万 kW）以外に約 2,800 万 kW の再エネ電源が積み増された。なお、電源等開発動向調査等の電源の導入見込み量には、回答がなかったものの国や一般送配電事業者によって把握している電源を追加している。 また、供給計画との重複している案件を排除するとともに、地点が重複していると思われる案件についても、重複を排除している。

また、一定程度実現性のある将来の電源として、整備計画の具体化の際に織り込む電源としては、電源開発については「④基本計画」、アクセス検討については「事前検討段階」より先のものとした。これらの電源については、供給計画以外に 2,800 万 kW 程度の電源の導入見込みが確認され、電源の将来の動向を把握する上での有効性を確認できた。なお、今後の電源開発の進捗によっては、現時点で、企画段階や机上検討段階といったものについても、一定程度実現性のある将来の電源の対象となる可能性があるため、長期展望から整備計画を具体化していく中では、継続して調査の結果を確認していく必要がある。

表 11 電源等開発動向調査（一定程度実現性のある将来の電源等）の範囲

アクセス検討 / 電源開発	未申請	事前検討段階	接続検討段階		契約申込段階	契約締結段階
		一括開始申込段階	一括接続検討段階	一括再接続検討段階	一括契約申込段階	一括契約締結段階
①企画・構想						
②机上調査						
③現地調査						
④基本計画						
⑤地域説明						
⑥事業計画立案						
⑦関係法等の手続き						
⑧事業計画認定申請			電源等開発動向調査に含める範囲			
⑨事業計画認定						
⑩発電設備等の発注						
⑪工事中						
⑫試運転						

39 発電設備等には系統用蓄電池を含む。系統用蓄電池とは、電力ネットワーク（発電所から送配電まで、電力に関するシステム全体のこと）につないで利用される大規模な蓄電池（電力が余った時には蓄電し、電力が不足した時には放電することで、電力の需給バランス改善や再エネの導入可能量の増加を目的とするもの）。

40 既設発電所において、50kW 以上の増設予定の案件を含む。

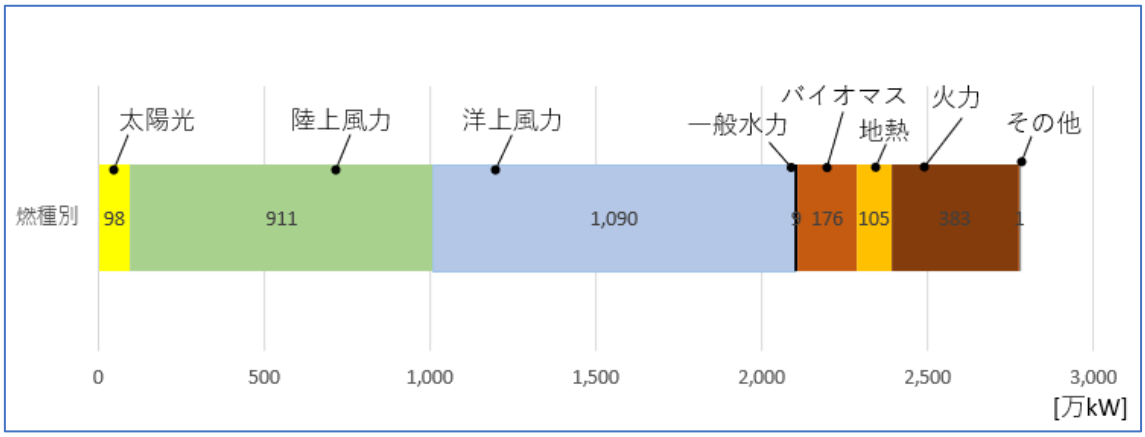


図 37　電源等開発動向調査（一定程度実現性のある将来の電源等）の結果

4-3-3 整備計画の具体化に当たっての評価方法

前述のとおり、整備計画の具体化は、長期展望で示された全体の増強方策のうち、整備計画としてどの増強方策（個別計画）から計画策定プロセスを開始すべきかの判断[41]をする手段（計画策定に向けた検討着手のタイミングを見極める手段）としての位置付けとなる。

整備計画の具体化に当たっては、過去の知見[42]も生かしつつ、評価時点で把握している電源の導入見込みを基に、長期展望の全体の増強方策との整合性や連続性及び既存系統への影響、同期安定性による運用容量制約等を勘案しながら、整備計画の対象となる個別の増強方策について費用便益評価を行うことで、具体的な増強規模や増強のタイミングを見極めていくこととなる（図 38）。

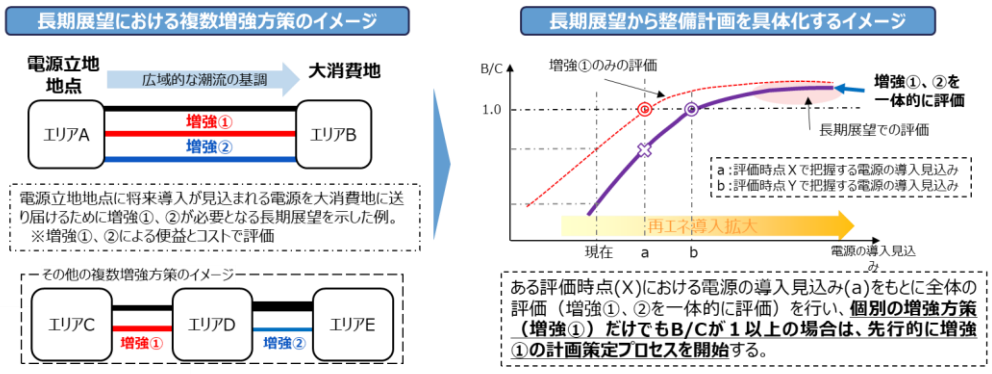


図 38　評価方法の概要

---

41 長期展望で示された個々の増強方策について、増強の必要性を再評価するものではない。

42 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会　中間報告書（2012 年 4 月）等。

なお、長期展望で示された増強方策の一部である①東地域（北海道～東北～東京間）、②中西地域（関門連系線、中地域）の地域間連系線については、国の審議会[43]において、再エネの導入を加速化する政策的な観点から、2021 年 5 月に示した中間整理の結果を踏まえて先行的に検討を具体化する必要があるとされ、広域系統整備に関する検討の要請を受けて、業務規程第 51 条の 4 の規定に基づき、2022 年 7 月に、当該地域間連系線の計画策定プロセスを開始している。

4-3-4 整備計画の具体化に当たっての課題

長期展望で示した増強方策を着実に推進するために、整備計画の具体化が必要である。その際、特に長距離海底直流送電を始めとする大規模プロジェクトの実施については、自治体、サプライヤー、金融機関を始めとするステークホルダーが参加するための環境整備が肝要である。具体的には、特に設備を新設する場合はルート上の自治体や地元住民、先行利用者等の理解が必要不可欠となるほか、国による系統整備に必要となる資金調達を円滑化する仕組みの整備についても必要不可欠である。こうした課題への国の関与の在り方に関して、資金調達を円滑化する仕組みについては他インフラの事例も参考にしつつ、本機関としても国との調整に取り組む。

なお、今回示した長期展望は 2050 年を見据えた設備形態を検討したものであり、将来的な燃料費や工事費の動向により、便益及び費用ともに上振れや下振れのリスクが存在する。長期展望を検討する際に用いた HVDC の工事費は 2050 年を見据えた設備形態のベンチマークとして欧州トップランナー水準を参照しており、長期展望から整備計画を具体化していく中では、別途、未計上費用を含め精査していくことが必要である。なお、HVDC 以外の工事費についても概算費用であることから、今後、必要な対策等を検討の上、精査していくことが必要である。

そのため、直近で計画策定プロセスが開始された案件においては、足元の状況を踏まえた検討が必要であり、特に HVDC 新設に関しては、国内では前例のない規模の増強であることから、様々な技術開発や関係する机上調査[44]、国による実地調査[45]等の結果を踏まえて、費用や便益を精査した上で、費用便益評価等を行うことが必要である。基本要件の検討や整備計画の中で得られる新たな知見によっては、将来的な最適系統構成が変動しうる可能性も念頭に置きつつ柔軟な対応を行っていく必要がある。

また、整備計画の具体化については、電源等開発動向調査の実施時期など含めて、引き続き検討が必要である。

---

43 第 43 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 7 月 13 日）

44 「NEDO 調査事業　洋上風力等からの高圧直流送電システムの構築・運用に関する調査」（2022 年 4 月報告）

45 資源エネルギー庁「再生可能エネルギー大量導入に向けた次世代ネットワーク構築加速化事業」（2023 年 2 月）

5. 今後の広域連系系統のあるべき姿の実現に向けて

5-1 今後の国のエネルギー政策との関係

今回の広域系統長期方針において、電力ネットワークの観点から国のエネルギー政策の実現に貢献する将来の広域連系系統のあるべき姿として、費用対効果のある増強方策（長期展望）について全国を俯瞰する形で示すことができたことは、ひとつの大きな成果である。

具体的には、再エネの主力電源化と電力ネットワーク強靱化を系統増強という施策により実現しようとする場合、7 兆円規模のネットワーク投資を行ってもそれを上回る便益を確保できる可能性があることを、ここに示すことができた。

その一方で、これは適地の偏在する再エネを大量導入することの便益を、主として系統増強という方策で導出した場合のものであり、換言すれば、系統増強だけに依存する対応では、7 兆円もの投資が必要になるということでもある。加えて、調整力等の統合コストも含めたネットワーク全体の費用についても検討が必要である。

その点では、今回の感度分析の結果からは、需要や電源の立地を最適化していくことで、このネットワーク投資を抑制できる可能性があることも示されており、極力、系統混雑を回避するような電源立地は、今後の市場主導型の導入においても期待される。

こうしたことから、国と連携して、足元で進めている地域間連系線の整備・検討は着実に進めるとともに、今後、国としても、例えば、蓄電池の導入促進や電源近傍での水素製造といった地産地消の促進等のほか、需要と電源がいずれも系統混雑を回避できる方向に立地誘導されるような施策など、電力ネットワークを踏まえた需要や電源の誘導等の各施策を総合的に推進することが求められるものと思われる。こうした政策により、電力システム全体の最適化につながるエネルギー政策の実現を期待したい。

なお、国の審議会においては、電力ネットワークの次世代化について議論が進んでいるほか、再エネ大量導入に向けた電源側の視点からの政策的議論も並行して進められている。需要や電源の導入や立地に関する政策のほか、再エネ大量導入のために必要となる調整力確保への対応などの技術的知見の蓄積など、今後のエネルギー政策に係る議論の進展や、イノベーションなど技術的検討の状況変化によっては、広域系統長期方針の前提条件の見直しが必要となる可能性もある。その結果、ここで示した広域連系系統のあるべき姿も変わっていく可能性があることにも留意が必要である。

5-2 既設連系線の更新計画との関係

今回の広域系統長期方針では、既設連系線を所与としており、既設連系線の同容量更新を前提とした将来的な系統増強の方策を示したこととなるが、ここでは、設備更新時の具体的な設備形態を決めたものではない。

例えば、今回の検討の中にもある中地域交流ループのように BTB 更新回避によりコスト低減を図ることのできるケースもあることから、既設設備の更新要否も含めた系統増

強の検討が必要である。

このため、今後、この長期展望に示す増強方策から整備計画を具体化していく中では、将来的な需要や電源の動向だけでなく、既設連系線の更新計画や設備のスリム化など各エリアの特徴を踏まえた設備合理化等の検討状況も踏まえて検討し、費用対効果を考慮しつつ、全体最適の観点から合理的、効率的な設備形成が求められる。

5-3 あるべき姿に向けての具体的検討

広域連系系統の系統増強には 10 年オーダーの建設期間を必要とすることから、将来に向けた様々な不確実性を含むこととなる。その状況下でも、広域連系系統のあるべき姿を目指すために、長期展望の具体化に向けた取組（ネットワーク利用の高度化、高経年化設備の適切な更新、個別の整備計画の具体化）を確実に実施しながら、長期展望と整合を取って系統増強を進めていく。

長期展望に示す系統増強方策から個別の整備計画を具体化していくに当たっては、足元の需要や電源開発の動向を踏まえて具体的な増強規模や増強のタイミング等を判断していくこととなる。また、エネルギー基本計画といった国のエネルギー政策の進捗に合わせて、設定したシナリオに反映することも絶えず念頭におきながら、適切な時期に必要な見直しが求められるものであることを忘れてはならない。このような過程を経ることで、将来の不確実性にも配慮しつつ、状況変化に柔軟に対応するとともに電源設備と流通設備の総合コスト最小化を図り、かつ系統整備のプランとしても連続性のある広域連系系統のあるべき姿を将来にわたって描くことが可能となる。

おわりに

今般の広域系統長期方針は、広域連系系統に係る将来動向の見通しや、広域系統整備に関する長期展望などについて、一連のものとしてまとめたものであり、まさに「広域連系系統のマスタープラン」に相当するものである。この取りまとめに際しては、本機関において2020 年 8 月より設置した「広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会」における、●回にわたる審議を経てここに至ったものである。

この取りまとめの過程では、委員各位、オブザーバー、その他関係事業者などからも様々な御意見や御指導等をいただいた。もとより電力ネットワークインフラの果たす重要性を考えれば、2050 年という約 30 年も先の広域連系系統のあるべき姿を示すことは、社会的にもインパクトのあるメッセージとなり得るものである。そのため検討の過程では、それに相応しいものとすべく、関係各位の御指導や御助言を踏まえて評価検討を深めてきた。また、本検討の中で今後検討すべき課題を明確化することにより、長期展望の実現に向けた今後の取組を整理した。

S+3E の同時達成、2050 年カーボンニュートラル実現と安定供給、更には電力ネットワークの強靭化、次世代化に向けて、これまで以上の取組を求められるこの分野にあって、将来の広域連系系統のあるべき姿の実現に向けて、その取組方針や施策だけに留まらず、系統混雑の解析と費用便益評価をもとに全国を俯瞰した系統の絵姿（長期展望）を示すことは、それが一定の前提条件の下とはいえ、我が国のこれまでの電力ネットワークに係る諸検討の中でも類を見ないものである。こうして、慎重かつ大胆にも検討を行って取りまとめたこの広域系統長期方針は、将来の広域連系系統のあるべき姿に向けての出発点として、少なからぬ重要な役割を果たすものと確信している。

この広域系統長期方針が、今後のエネルギー政策の動向と整合を図りつつ進化していくことで、電力ネットワークに係る様々なステークホルダーにとって、ネットワーク視点から国のエネルギー政策実現を支える推進力となることを期待する。

【広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 委員等一覧（2023年●月●日現在）】

委員長

秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE) システム研究グループ　グループリーダー・主席研究員

委　員

岩船 由美子	東京大学 生産技術研究所 特任教授
小野 透	（一社）日本経済団体連合会資源・エネルギー対策委員会企画部会長代行
北　裕幸	北海道大学大学院 情報科学研究院 教授
城所 幸弘	政策研究大学院大学 教授
高村 ゆかり	東京大学 未来ビジョン研究センター 教授
辻　隆男	横浜国立大学 大学院工学研究院 准教授
永田 真幸	電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部ネットワーク技術研究部門長
藤井 康正	東京大学 大学院工学系研究科 教授
藤本 祐太郎	長島・大野・常松法律事務所
松村 敏弘	東京大学 社会科学研究所 教授
圓尾 雅則	ＳＭＢＣ日興証券株式会社 マネージング・ディレクター
村上 千里	（公社）日本消費者生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 理事
森田 恒平	森・濱田松本法律事務所

委　員（退任）

市村 拓斗	森・濱田松本法律事務所　パートナー　弁護士

オブザーバー

淺見 佳郎	株式会社ＪＥＲＡ　企画統括部　調査部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会　事務局長
伊藤 英臣	東京ガス株式会社　電力事業部　担当部長
西田 篤史	関西電力送配電株式会社　執行役員 工務部・系統運用部担当
祓川 清	一般社団法人日本風力発電協会　副代表理事
増川 武昭	一般社団法人太陽光発電協会　企画部長
劉　伸行	東京電力パワーグリッド株式会社　技術統括室長

オブザーバー（退任）

大久保 昌利	関西電力送配電株式会社　執行役員 工務部・系統運用部担当
岡本 浩	東京電力パワーグリッド株式会社　取締役副社長
佐藤 悦緒	電力・ガス取引監視等委員会　事務局長
菅沢 伸浩	東京ガス株式会社　執行役員　電力事業部長
野口 高史	株式会社ＪＥＲＡ　最適化本部　最適化戦略部長

（五十音順、敬称略）

（退任者の役職は在任時）

【広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 議題一覧】

第 1 回（2020 年 8 月 28 日）

・広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会の設置について

・マスタープランの検討スコープと進め方等について

第 2 回（2020 年 10 月 6 日）

・マスタープラン検討で活用するシミュレーションツールについて

・費用便益評価に基づく設備形成について

・高経年化設備更新ガイドライン（仮称）の全体概要及び記載事項の方向性について

第 3 回（2020 年 10 月 22 日）:

・高経年化設備更新ガイドライン（仮称）の全体概要及び記載事項の方向性について

・系統混雑を前提とした系統利用の在り方について

・今後のスケジュールについて

第 4 回（2020 年 11 月 19 日）

・アデカシー面の便益推定手法について

第 5 回（2020 年 12 月 17 日）

・「系統混雑を前提とした系統利用の在り方」について ～再給電方式の実施に向けて～

・高経年化設備のリスク量の算定方法等について

第 6 回（2021 年 1 月 15 日）

・マスタープラン 1 次案策定に向けて

第 7 回（2021 年 2 月 19 日）

・「系統混雑を前提とした系統利用の在り方」について（最終報告）

・高経年化設備更新ガイドライン（試行版）ほかについて

第 8 回（2021 年 3 月 25 日）

・マスタープラン 1 次案とりまとめの方向性について

・地域間連系線の増強に向けた広域交流ループの適用可能性

第 9 回（2021 年 4 月 28 日）

・マスタープランに関する議論の中間整理について

・高経年化設備更新ガイドラインの試行開始について（報告）

第 10 回（2021 年 5 月 20 日）

・マスタープラン検討に係る中間整理について

第 11 回（2021 年 7 月 16 日）

・広域系統整備の具体化への対応について

・アデカシー便益に係る検討の進め方について

第 12 回（2021 年 9 月 16 日）

・マスタープラン策定に向けたシナリオ検討の進め方について（需要関係）

第 13 回（2021 年 10 月 22 日）
・高経年化設備更新ガイドライン試行結果及びガイドライン案について
・広域系統整備の具体化への対応について
第 14 回（2021 年 12 月 20 日）
・マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について
第 15 回（2022 年 1 月 27 日）
・マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について（前提条件）
第 16 回（2022 年 3 月 11 日）
・マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について(複数シナリオ及び感度分析)
第 17 回（2022 年 4 月 28 日）
・マスタープラン（広域系統長期方針）の概要（骨子案）について
・マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について（費用便益項目）
第 18 回（2022 年 6 月 23 日）
・マスタープラン策定に向けた長期展望について（連系線増強の方向性）
第 19 回（2022 年 11 月 1 日）
・マスタープラン策定に向けた検討状況について（長期展望（案）について）
第 20 回（2022 年 11 月 18 日）
・マスタープラン策定に向けた検討状況について（長期展望（案）について②）
第 21 回（2022 年 12 月 1 日）
・マスタープラン策定に向けた検討状況について（長期展望（案）について③）
・マスタープラン（広域系統長期方針）の全体構成案について
第 22 回（2023 年 1 月 25 日）
・マスタープラン策定に向けた長期展望について
・広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（案）について

【広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 本機関 HP】
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/index.html

電力広域的運営推進機関
計画部
電話：03-6632-0903
http://www.occto.or.jp/