

## 第3号議案

広域系統長期方針の策定について

(案)

業務規程第48条に基づき、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。）について、広域系統整備委員会及び評議員会における審議並びに意見募集に寄せられた意見を踏まえ、別紙1のとおり策定し、意見募集結果とともに公表する。（公表日：平成29年3月30日）

以上

### 【添付資料】

別紙1：広域系統長期方針

別紙2：広域系統長期方針(案)に対する意見募集に寄せられたご意見及び当機関の考え方

別紙3：本機関ウェブサイト公表文

# 広域系統長期方針

平成 29 年 3 月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

電力広域的運営推進機関

## 目次

はじめに.....	1
1. 広域連系系統の特徴・変遷.....	3
2. 広域連系系統に係る将来動向の見通し.....	4
2-1. 電力需要の見通し.....	4
2-2. 電源の見通し.....	5
2-3. 流通設備効率の低下.....	7
2-4. 流通設備の経年状況の見通し.....	7
3. 広域連系系統のあるべき姿.....	10
3-1. 適切な信頼度の確保.....	10
3-2. 電力系統利用の円滑化・低廉化.....	11
3-3. 電力流通設備の健全性確保.....	12
4. あるべき姿の実現に向けた取組の方向性.....	13
4-1. 適切な信頼度の確保への取組.....	13
4-2. 電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組.....	13
4-3. 電力流通設備の健全性確保への取組.....	24
4-4. その他関連する課題.....	27
4-5. 取組事項の効果の確認.....	29
5. まとめ.....	43
おわりに.....	44

## はじめに

2011年3月11日の東日本大震災で多くの大規模電源が被災した後、全国の原子力発電所が停止する事態となり、全国的に電気の供給力が減少した結果、国民生活に大きな影響を与えることとなった。その際、東西の周波数変換装置（FC）を始め各一般送配電事業者の管轄する供給区域（以下「エリア」という。）間を結ぶ連系線の運用容量の制約により、広域的な供給力の活用の限界が明らかになるとともに、そのような環境下においても十分な供給信頼度を維持し続けるため、足元から長期にわたる電源の確保状況及び流通設備の整備状況を不断に確認、評価していくことの重要性が再認識された。

2015年7月には、国の「長期エネルギー需給見通し」が公表され、電力の需給構造については、安全性の確保を大前提に、安定供給、経済効率性及び環境適合（S+3E）に関する政策目標を同時達成する中で、徹底した省エネルギーの推進、再生可能エネルギーの最大限の導入、火力発電の効率化等を進めつつ、原発依存度を可能な限り低減することが基本方針となっている。その他、再生可能エネルギーの導入促進に資する電力系統の整備や系統運用の広域化を進めること、本機関の機能により広域運用が強化され低廉な電源から稼働されることで、いわゆるメリットオーダーが可能になること等が示された。

また、同見通しにおいては、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、2030年時点の電力需要は、徹底した省エネルギーを推進することにより、2013年度とほぼ同レベルまで抑えることを見込むとされた。一方、2012年7月からの再生可能エネルギーの固定価格買取制度（以下「FIT制度」という。）や昨年4月からの電力小売全面自由化を背景に、太陽光等の自然変動電源による発電所や火力発電所の新設計画は増加している。今後の需要動向や競争環境等を踏まえると、これら新設計画が見直される可能性や、廃止計画が増加する可能性もある。

今後の電力流通設備の設備形成に当たっては、従来のように新たな電源連系ニーズに応えることが必要である一方、将来の需要見通しを踏まえれば、流通設備への投資の増大による電気料金の上昇をできるだけ抑制することも必要であり、その両立を図る効率的かつ合理的な設備形成が求められている。

本機関では、広域運用の観点から、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。）を策定し公表することとしている。この策定に向け、中立的な有識者や再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者の委員で構成する広域系統整備委員会において、2015年4月から2年間にわたり、上述のような背景を踏まえつつ、長期的かつ全国的な視野で専門的な検討を重ねてきた。

電力需要の継続的な拡大が見通されない中、新たな電源連系ニーズに応えつつ、電気料金の上昇を最大限抑制するという政策課題を実現するためには、全体最適の観点で電源コストと流通コストの総合的な最小化を図ることが重要であり、更には

経年設備を含む膨大な既存流通設備を適切に維持し、その能力を最大限活用することが必要となる。本広域系統長期方針では、広域連系系統の将来のあるべき姿を、Ⅰ．適切な信頼度の確保、Ⅱ．電力系統利用の円滑化・低廉化、Ⅲ．電力流通設備の健全性確保と定義し、その実現に向けた流通設備投資の考え方の合理化及び解決すべき課題と取組事項の整理を行い、取りまとめ、ここに公表するものである。

なお、本広域系統長期方針の検討過程において、将来の連系線の増強等、具体的な設備形成方針を示すことを視野に入れ、国が示した将来の電力需要や電源構成をはじめ、一定の前提の下、広域連系系統の潮流のシミュレーションを行ったところ、電源の新設・休廃止など将来の動向に不確定な要素が多いことに加え、市場環境や運用ルールの考え方によっても、その結果が異なることが明らかとなった。長期的な設備形成の在り方は、これらの取扱いによって大きな影響を受けるため、今後もその動向に留意が必要である。

## 1. 広域連系系統の特徴・変遷<sup>1</sup>

広域系統長期方針の検討の前段として、我が国における電力系統整備の歴史的経緯について確認を行った。以下がその概要である。

我が国の電力系統は、伸び続ける旺盛な電力需要と全国各地での大規模な電源開発に対応して整備が進められてきた。技術面では、上位電圧の採用（高電圧化）、多ルート化などの拡充、強化が積極的に進められた。

連系線については、広域的運営による電気の安定供給確保の考え方の下、1950年代から1960年代にかけて、50Hz・60Hz 系統それぞれの地域で超高压系統（187～275kV）による連系が行われるようになり、1965年の佐久間周波数変換所（静岡県浜松市）の運転開始により、北海道及び沖縄を除く全ての系統が、超高压系統で常時連系された。1970年代には、北海道と本州間についても直流による連系を開始した。この時期には500kVの送電線が導入されており、以降、連系線も500kVを中心とした拡充が進んだ。

このような整備、拡充に加え、大規模災害による設備被害の経験等に基づき、より高い供給信頼度を目指すべく設備増強、改良の努力が不断に行われてきた結果、現在では、187～275kV、500kVを主体とした広域連系系統<sup>2</sup>が構成されるに至っている。

---

<sup>1</sup> 具体的な変遷、特徴は参考資料（2）を参照。

<sup>2</sup> 本機関の定款において、以下の流通設備を広域連系系統として定義している。

ア 連系線

イ 地内基幹送電線

ウ 最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250キロボルト未満のときは最上位電圧）の母線

エ 最上位電圧から2階級を連系する変圧器（供給区域内の最上位電圧が250キロボルト未満のときは対象外。）

## 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策定の前提として考慮した将来見通しは以下のとおりである。

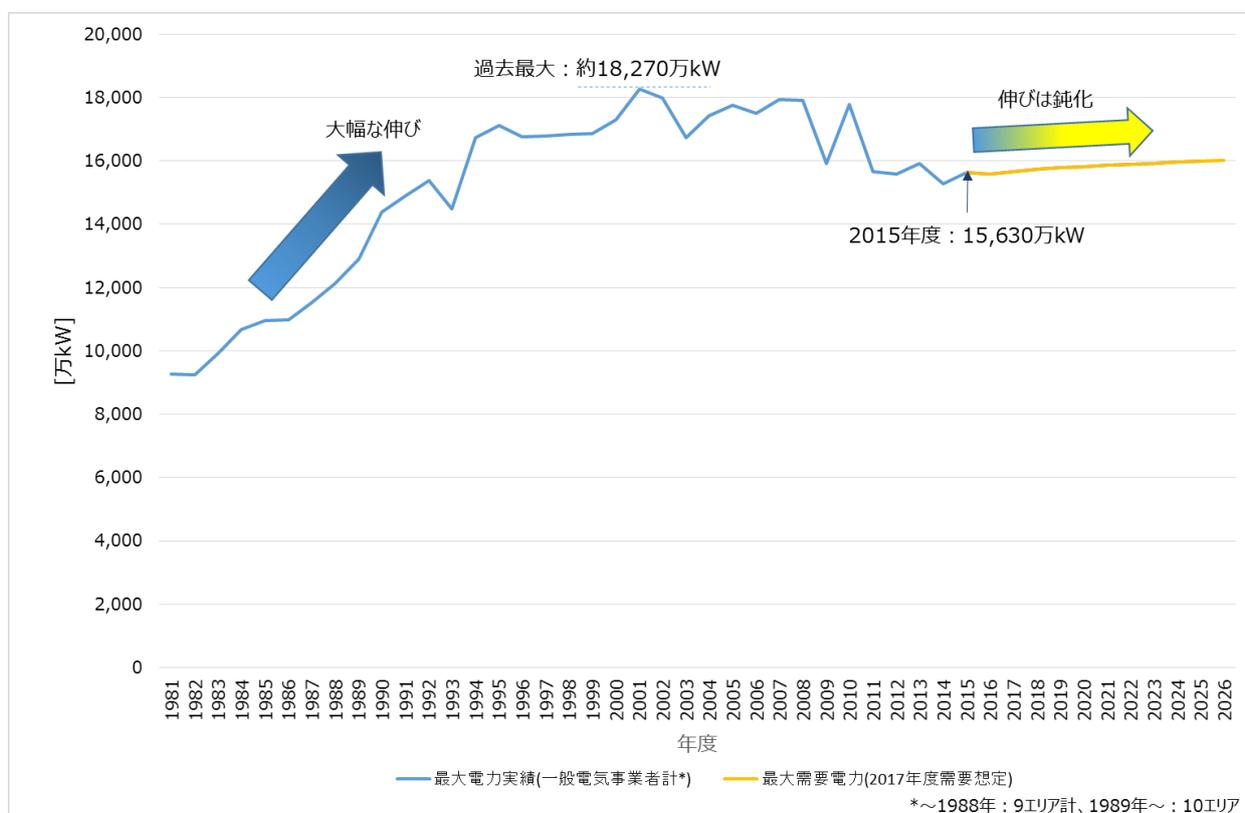
### 2-1. 電力需要の見通し

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2017年1月に公表した2017年度需要想定においては、今後の節電や省エネの進展、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の双方を勘案した結果、今後10年間の最大需要電力（夏季）の伸びは、年平均+0.2%と比較的低い水準になるものと予測している。

また、前述のとおり、国の「長期エネルギー需給見通し」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、徹底した省エネルギーの推進を行い、2030年度時点の電力需要は2013年度とほぼ同レベルになると見込んでいる。

最大電力需要の推移を図1に示す。



出典：電力統計情報(電気事業者連合会)、全国及び供給区域ごとの需要想定(平成29年度)(電力広域的運営推進機関)を基に作成

図1 最大電力需要の推移

## 2-2. 電源の見通し

電力自由化の進展に伴い、火力発電の新設計画及び電源連系量が増加している。火力発電所については、今後 10 年間に約 4,600 万 kW の新設計画がある一方、約 2,300 万 kW の長期計画停止及び廃止が予定されている<sup>3</sup>。また、遠くない将来に休廃止が想定される稼働後 40 年以上<sup>4</sup>の高経年電源が約 1,900 万 kW 存在している（図 2）。今後は、これらの高経年の電源から新しいものへの入れ替わりが相当程度進展すると想定される。

ただし、既に述べたとおり、今後は電力需要の伸びが鈍化すると見込まれていることに加え、後述のとおり今後も引き続き再生可能エネルギー電源の導入拡大が見込まれることなどから、例えば高経年の火力発電などの競争力の相対的に低い電源の設備利用率は低下することが想定され、これら新設計画が見直される可能性や、高経年電源等の廃止が更に進展する可能性もある。

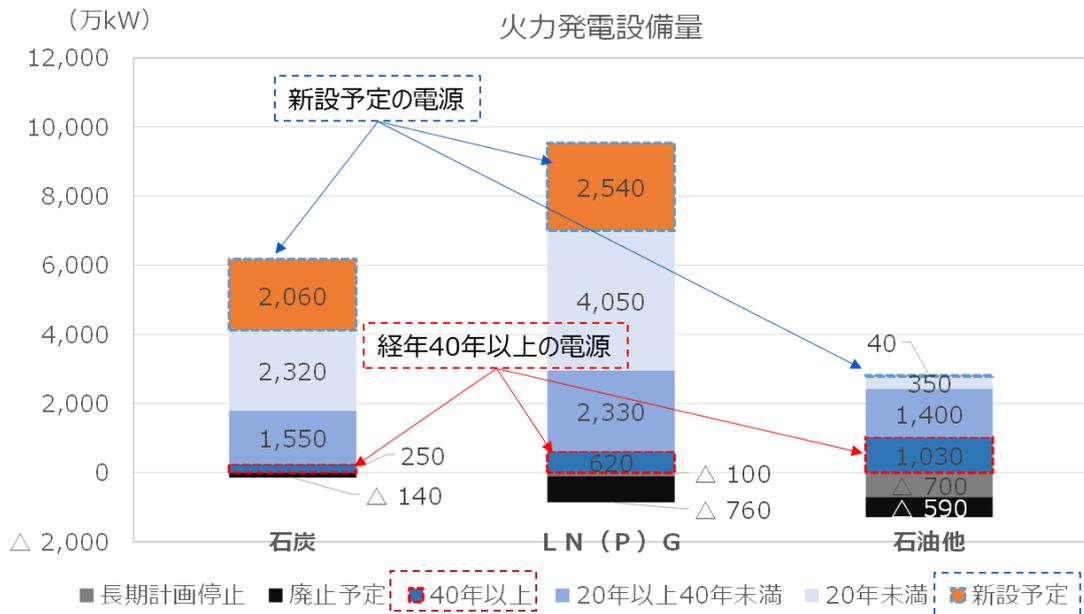


図 2 火力発電設備量<sup>5</sup>

太陽光発電、風力発電などの再生可能エネルギーは、現時点では安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するものの、温室効果ガスを排出しない国産のエネルギーであることから、エネルギー安全保障にも寄与する有望かつ多様で、重要なエネルギー源であると位置付けられている<sup>6</sup>。FIT 制度が導入された効果も大きく、近年、再生可能エネルギー電源の新設計画及び電源連系量は急速に拡大している。

<sup>3</sup> 2016 年 8 月現在の供給計画提出分及び連系申込分。

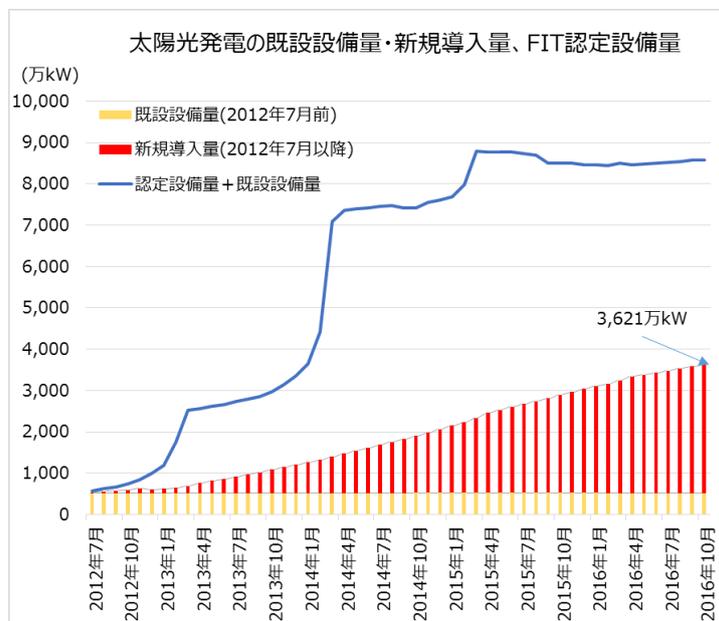
<sup>4</sup> 2016 年 3 月末時点。

<sup>5</sup> 石油他には、歴青質混合物、その他ガスを含む。

<sup>6</sup> エネルギー基本計画（2014 年 4 月閣議決定）より。

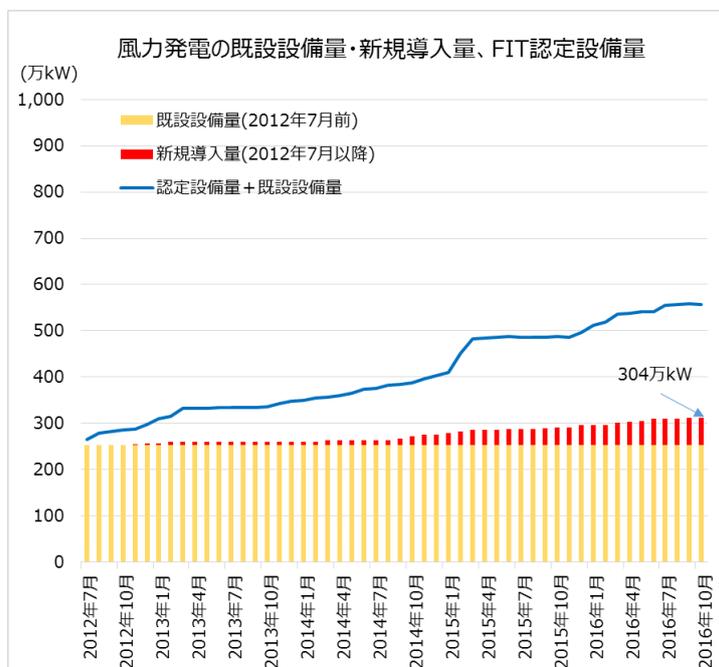
特に太陽光発電の導入量は、FIT 制度導入時点からの約 4 年間で 6 倍以上に拡大（図 3）したが、2030 年度時点の導入見込量<sup>7</sup>に鑑みれば、今後も引き続き拡大が見込まれる。

また、電源種別にかかわらず、流通設備の建設工期に比べ、電源新設工事は短工期化の傾向にあることにも留意が必要である。



出典：固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイトのデータを基に作成

図 3 太陽光発電の導入量、認定設備量等



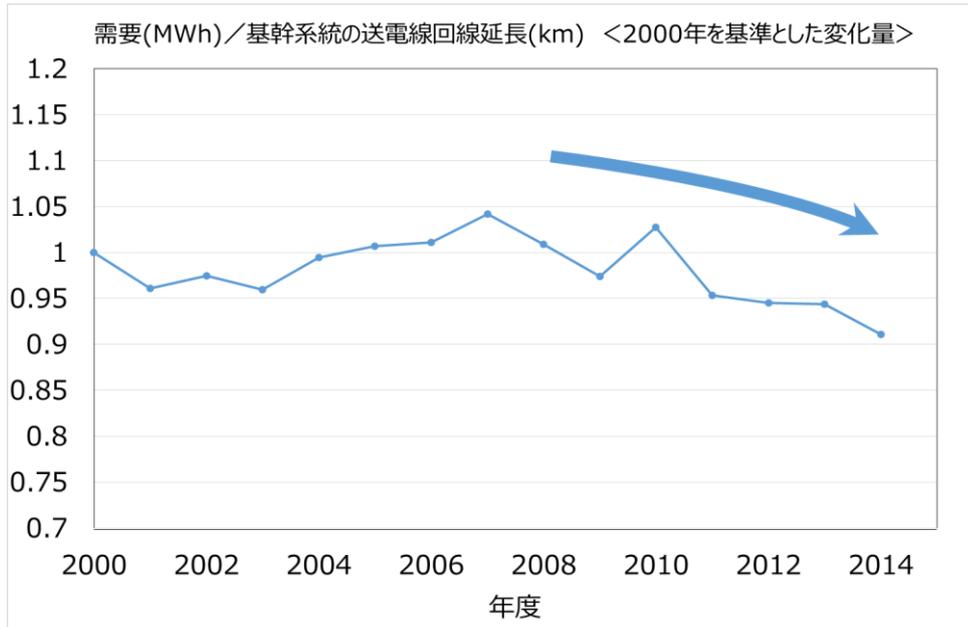
出典：固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイトのデータを基に作成

図 4 風力発電の導入量、認定設備量等

<sup>7</sup> 太陽光：約 6,400 万 kW、風力：約 1,000 万 kW（長期エネルギー需給見通し）

### 2-3. 流通設備効率の低下

過去のように需要が右肩上がりに伸びない一方、火力電源及び再生可能エネルギー電源の新たな連系ニーズは拡大しており、図5のとおり、流通設備の利用効率は近年、低下傾向を示している。この傾向は今後も継続するものと見込まれ、需要が従前のように伸びずに託送料金収入が減っていく中であっては、将来の託送料金の上昇圧力にもなり得ると考えられる。



出典：電気事業便覧（電気事業連合会）より作成

図5 流通設備の利用効率の推移

### 2-4. 流通設備の経年状況の見通し

これまで、需要の大幅な伸びや大型電源の新設に対応するために流通設備の大規模な新設、増強を行う際に、同時に古い設備が更新されていたが、電力需要が従前のように伸びない状況においては、流通設備の更新の機会が減少すると考えられる。

そのため、経済成長が著しかった1960～70年代以降、大幅に増加した流通設備が本格的に経年対策を要する時期を迎えると現在の更新ペース<sup>8</sup>では対応しきれない程の大量の工事物量が想定される。

さらに、今後の託送収支を見通すと、コストダウンの観点から、安全面に配慮しつつも流通設備を最大限有効活用するため、更新工事をできる限り先に延ばす傾向が強まるとも考えられ、流通設備の経年化・老朽化の進行が懸念される。

以下、流通設備の種類別に現状と見通しを示す。

<sup>8</sup> 至近年の取替・新設工事の実績に基づく。

## (1) 架空電線、鉄塔

既設の設備を現在の更新ペースで全て更新すると仮定した場合、架空電線で120年程度、鉄塔で250年程度を要する計算となり、設備維持の観点から現実的な使用年数とはいえないことから、中長期な設備健全性を確保するためには、今後追加的な設備維持対策を講じる必要がある。(図6、7)

■ 架線回線延長 (500kV~66kV) : 約142,000km

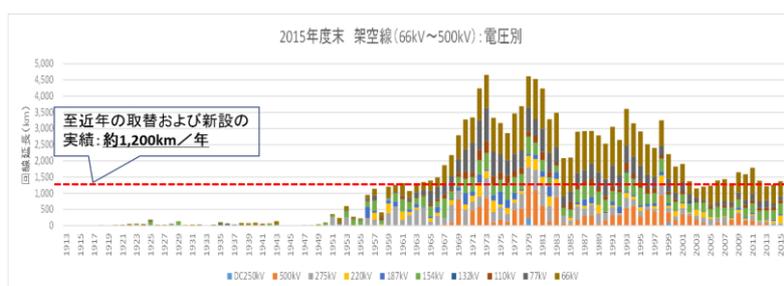


図6 架空電線の物量分布

■ 鉄塔基数 (500kV~66kV) : 約248,000基

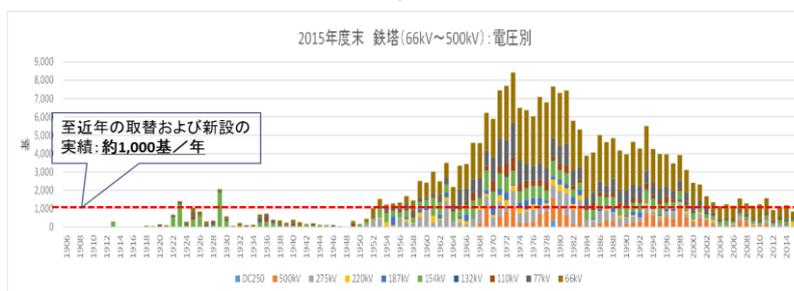


図7 鉄塔の物量分布

## (2) 電力ケーブル

現在の更新ペースで既設の電力ケーブルを全て更新するには40年程度を要する見込みであるが、全体の設備量等に鑑みれば対応可能な範囲であると考えられることから、当面は深刻な状況に陥る可能性は低い(図8)。ただし、OFケーブルは製造設備の老朽化やメーカーの撤退により更新の加速が必要となる可能性がある。

■ 電力ケーブル回線延長 (500kV~66kV) : 約17,000km

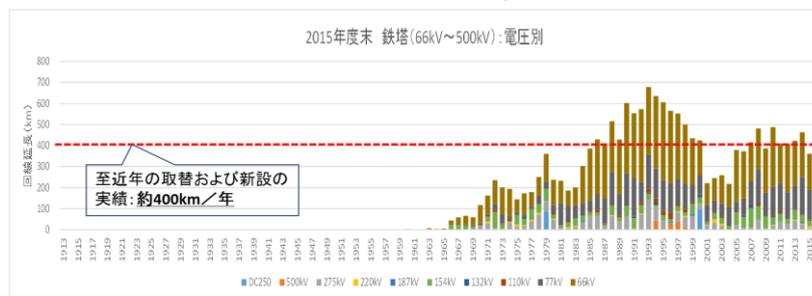


図8 電力ケーブルの物量分布

### (3) 変圧器

現在の更新ペースで既設の変圧器を全て更新するには70年程度を要すると見込まれ、一般的な設備寿命と比較してより長期となっており、追加的な設備維持対策を講じる必要がある(図9)。

■ 変圧器台数(500kV~66kV) : 約15,000台

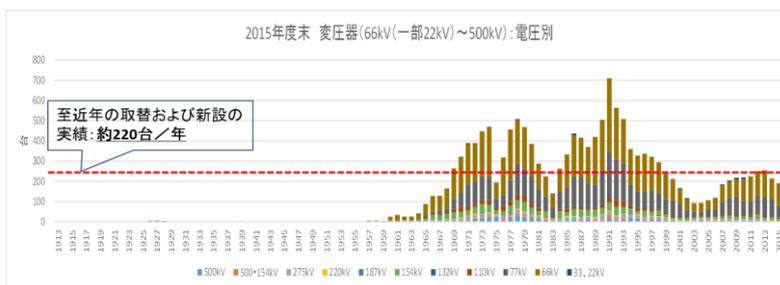


図9 変圧器の物量分布

### 3. 広域連系系統のあるべき姿

前述したような電力系統の特徴・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』と定義する。

#### 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. 電力系統利用の円滑化・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

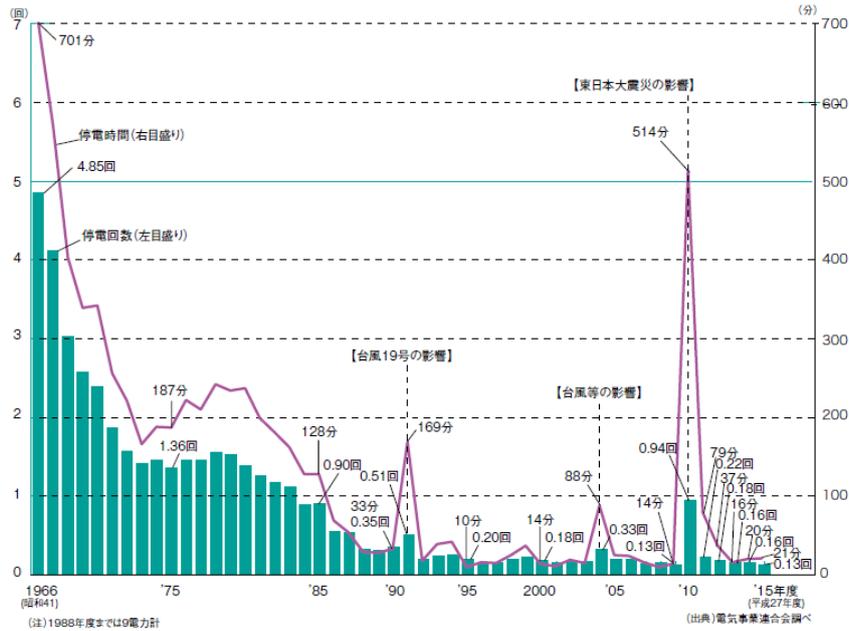
#### 3-1. 適切な信頼度の確保

電力の安定供給のため、設備面で求められる事項は大きく2つあり、一つは需要に対する適切な供給力及び送電容量が確保されること（アデカシー）、もう一つは電力系統に故障が発生した場合も周波数、電圧、同期安定性等が適切に維持されること（セキュリティ）である。

この両面を実現するには、流通設備をその役割や特徴に応じ、適切に施設（建設）、運用及び維持しなければならないが、先人の努力の結果、現在の我が国の電力系統は、世界的にも高い信頼性を誇るものとなっている（図10、11）。この高い信頼性は、平時においては周波数等の安定に貢献し、緊急時には広域的な電力融通に活用されている既設の連系線の存在など、これら広域連系系統による寄与も大きいと考えられる。

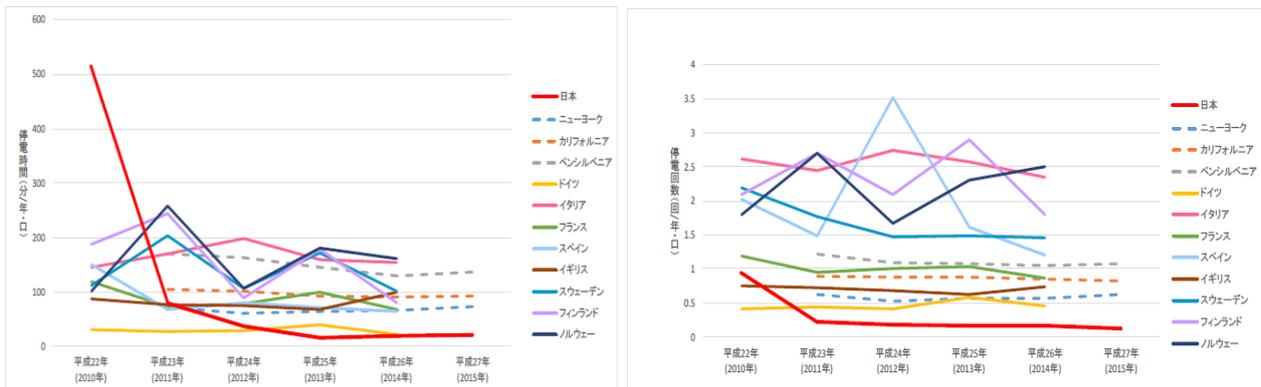
将来、我が国の需給構造が大きく変化した場合においても、引き続き現状と同様のアデカシー及びセキュリティを確保し続ける必要があることは論をまたない。

●お客さま1軒当たりの年間停電回数と停電時間の推移(10電力計)



出典：FEPC INFOBASE 2016（電気事業者協会）

図 10 年間停電回数と停電時間の推移



出典：電気の質に関する報告書－平成28年度版－（電力広域的運営推進機関）

図 11 欧米諸国と日本における需要家停電時間、停電回数

### 3-2. 電力系統利用の円滑化・低廉化

電力自由化の進展や FIT 制度の導入に伴い、電力系統に対する新たな電源連系ニーズが急速に拡大している。火力等の新規電源は、同種の高経年の電源よりも高効率かつ低コストであり、こうした新規電源の連系は電気料金の低減に資すると期待される。

また、将来的に燃料費等の発電コストを下げ、電気料金を抑制するためには、広域メリットオーダーの実現や電力取引市場の活性化が必要であり、そのためには連系線等広域連系系統の増強が効果的であるとの意見もある。

一方、電力需要については今後継続的には拡大しないことが見通される。

このような環境の下、従来通り電源連系容量に応じ、長期間かつ多額の費用を要する広域連系システムの増強<sup>9</sup>を拡大していけば、託送料金ひいては小売電気料金の上昇につながる可能性もある。

従って、我が国のエネルギー政策との整合を踏まえれば、新たな電源連系ニーズや、広域メリットオーダーの実現等の期待に対し、できる限り応えていくとともに、電源側と流通側コストの総合的な国民負担が抑制されるようにするため、流通設備がこれまで以上に効率的に活用される状態を目指すべきである。

### 3-3. 電力流通設備の健全性確保

前述のとおり、高度経済成長期（1950年代前半～1970年代前半）に建設された広域連系システムを含む大量の流通設備が、今後老朽化し更新や廃止の時期を迎えるが、流通設備の健全性を確保し、電力システムの信頼度をこれまでどおり維持するためには、現在の更新ペースにとどまらない、適切な更新計画が策定されている状態を目指すべきである。

---

<sup>9</sup> 東京中部間連系設備増強（+90万kW）

- ・所要工期：10年半
- ・概略工事費：1,854億円

東北東京間連系線増強（+455万kW）

- ・所要工期：10年8か月
- ・概略工事費：1,530億円

## 4. あるべき姿の実現に向けた取組の方向性

今後、広域連系系統のあるべき姿の実現に向け、取組を進めていく事項及びそれに伴う課題等は以下のとおりである。

### 4-1. 適切な信頼度の確保への取組

具体的取組の検討に先立ち、電力系統のアデカシー面を評価するため、現在建設中又は計画中の連系線の増強工事が完了した後の状況<sup>10</sup>において、東日本大震災時相当の需要及び供給力の減少等が発生した場合を想定したシミュレーションを実施した<sup>11</sup>。

その結果、大規模災害時には広域的な電気のやり取りが円滑に行われ、各エリアにおいて必要な供給力が確保されることを確認できた。ただし、今後、再生可能エネルギー電源や火力等の新設電源の建設が進むと高経年火力等の休廃止が進み、各エリアの電源構成が変わってくると想定されることには留意が必要である。

セキュリティ面については、既に述べたとおり、現状で適切な設備形成が図られていると評価できる。

#### (取組事項)

- 本機関は、将来、電源構成等が変化した場合も、広域的な送受電等により各エリアで必要な供給力が確保できるかどうかについて、継続的に確認・評価を行う。
- 一般送配電事業者は、引き続き、熱容量、周波数、電圧、同期安定性の電力系統性能基準を充足するよう設備形成を行い、将来にわたり高い信頼度を維持することが望まれる。
- 本機関及び一般送配電事業者は、アデカシー、セキュリティのいずれにおいても、適切な信頼度が脅かされるような事象が確認された場合には、流通設備増強等を行うなど信頼度確保に取り組んでいく。

### 4-2. 電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組

電力需要成長期においては、貴重な電源の供給能力を最大限活用することを主眼とした設備形成を進めてきたが、今後、流通設備をこれまで以上に効率的に活用するため、以下の各項目の実現に向けた取組を進めていく。

<sup>10</sup> 現在建設中又は建設予定の北海道本州間連系設備、東北東京間連系線、東京中部間連系設備(FC)の運転開始を想定。

<sup>11</sup> シミュレーションの詳細は参考資料 (3)。

○流通設備効率の向上

(1) 電源連系や設備形成の検討に際しての想定潮流の合理化及び精度向上

○電源連系と流通設備形成の最適化

(2) 費用対便益に基づく流通設備増強判断

(3) 電源と流通設備の総合コストの最小化

○新技術の採用

(4) 技術開発の進展及び新技術の適用

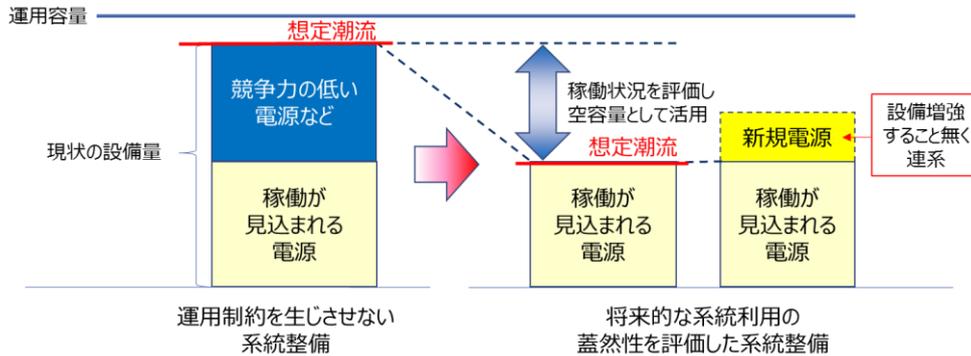


図 12 将来的な系統利用を見通した火力電源評価のイメージ

(1) 電源連系や設備形成の検討に際しての想定潮流の合理化及び精度向上

従来、電源の系統への接続や流通設備増強を検討する際の潮流の想定においては、電源の供給力を最大限活用するため、連系された電源には、基本的に運用制約を生じさせないことを前提としてきた。

しかし、新規火力電源の増加や再生可能エネルギー電源の導入拡大により、今後、電源間の競争が進展すれば、競争力の低い電源の稼働率は一層低下し、休廃止に至ることも想定される。このような休廃止等により、電源の稼働が見込まれない部分を空容量として新規電源の連系に活用することが考えられる (図 12)。

さらに、流通設備効率の向上を図るためには、後述の種々の課題解決を図りつつ、流通設備を最大限活用するために混雑が発生することを許容した電源連系を受け入れていくことも考えられる (図 13)。

(取組事項)

- 本機関及び一般送配電事業者は、将来的にどのような系統利用がなされるか電源の稼働評価を行うことにより、想定潮流の合理化に取り組むとともに、合理化した想定潮流を前提とした電源連系や設備形成を行うための課題整理及びルールを検討を行う。
- 本機関及び一般送配電事業者は、系統利用の更なる合理化を図るため、混雑発生を許容した電源連系及び潮流管理を行うための課題整理及びルールを検討を行う。

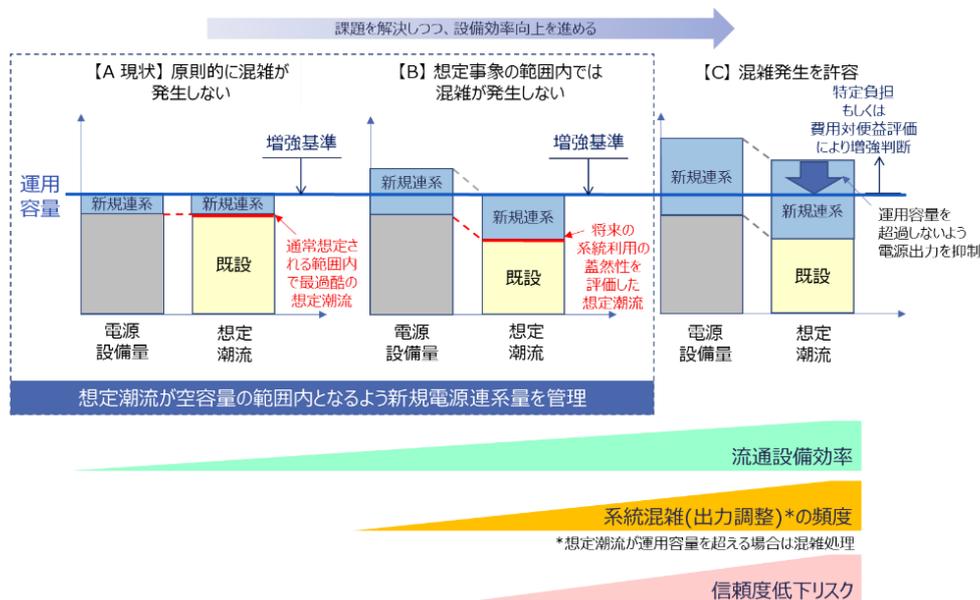


図 13 流通設備効率向上のイメージ

また、現在は自然変動電源についても、出力調整が可能な電源と同様に、設備容量や過去の最大実績出力等を前提として潮流を想定しているが、自然変動電源の出力は自然条件により変動し一定でないこと、地点によって高出力となるタイミングが異なることといった特徴を考慮すべきと考えられる。

(取組事項)

- 本機関及び一般送配電事業者は、自然変動電源の潮流の想定を行う際には、地域によって日射、風況等の自然条件が異なる不等時性や、太陽光発電と風力発電間での最大出力が発生するタイミングが異なることによるならし効果を踏まえ、電源出力を確率的に評価する等、自然変動電源の出力評価の精度向上及び合理化に取り組む。

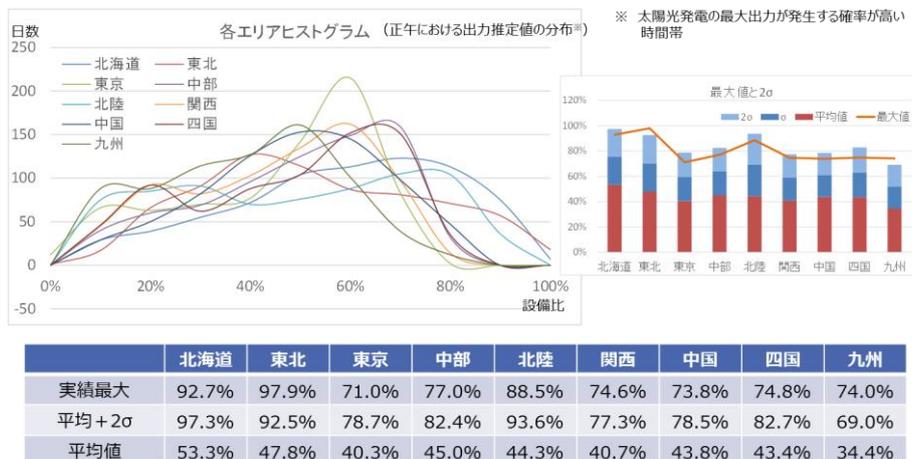


図 14 太陽光発電設備のエリア別実績出力<sup>12</sup> (2012、2013 年度)

<sup>12</sup> 日射量を基に推定した発電電力。

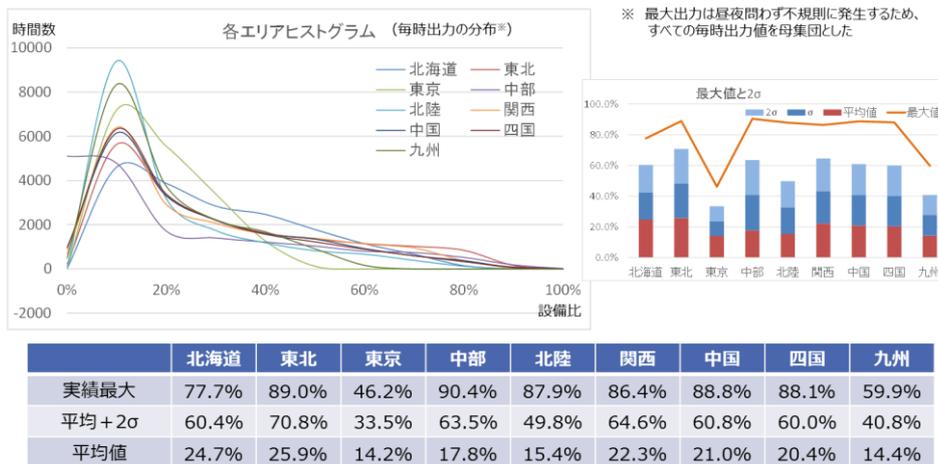


図 15 風力発電設備のエリア別実績出力（2012、2013 年度）

（取組に伴う課題）

電源出力の確率的評価により系統利用の蓋然性を評価し、一部電源の出力を見込まない想定潮流に基づき新規電源の連系を進めた場合、信頼度面、運用面に関する以下のような課題があると考えられる（図 16、17）。本機関及び一般送配電事業者は、これらの課題の解決を図りつつ、取組を進めていく必要がある。

- ▶ 事故等で需給・系統状況が変化した場合であって、潮流の想定時に出力を見込んでいなかった電源の稼働が必要となったときに、系統混雑により電源の定格出力が出せず、供給予備力や調整力として十分活用できなくなる可能性がある。将来、混雑が発生しうる系統が面的に拡大するにつれて、こうしたケースが増加すると考えられるため、これを念頭においた出力調整等の運用ルールの検討、供給信頼度の考え方整理、適用すべき系統の抽出及び継続的な実態評価等が必要である。
- ▶ 電力システム改革によって、発電設備と流通設備の一体的な停止作業調整が困難化することが以前から懸念されているが、今後、発電事業者の増加や流通設備の利用率向上の取組により、流通設備の停止作業が可能となる期間が短期化し、作業調整が一層困難化することが想定される。よって調整の円滑化に向けた仕組みの構築が必要である。
- ▶ 新たな潮流想定方法に応じた流通設備の増強基準及び費用負担の在り方を改めて整理することが必要である。

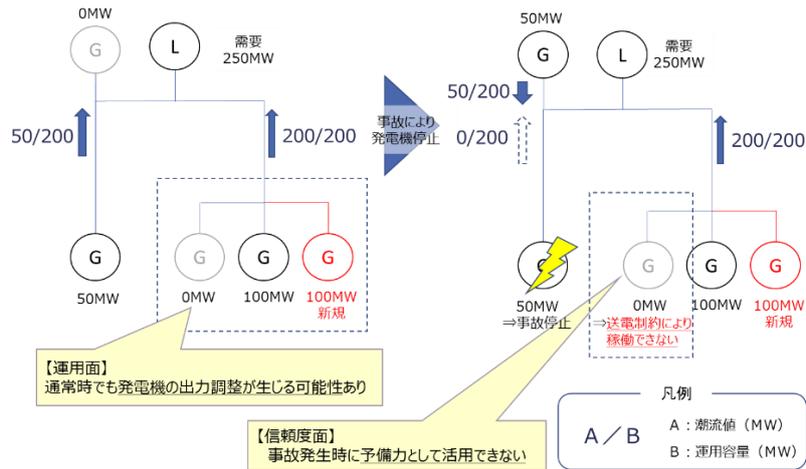


図 16 信頼度面・運用面の課題イメージ

分類	課題例
信頼度確保	・系統混雑が発生する場合の供給予備力や調整力評価の考え方 ・最過酷断面の電源出力設定の考え方 ・事故時等異常時の対応 など
発電計画・運用	・送電線等の潮流を管理・運用するためのルール・システム対応 など
混雑処理	・出力調整判断基準、対象電源、順位、出力調整方法などの考え方(運用面、技術面) ・混雑処理のシステム対応 ・電源持ち替え時の費用負担の扱い など
停止調整	・発電事業者との停止作業調整円滑化に向けた仕組み など
設備形成	・設備増強の判断基準 など

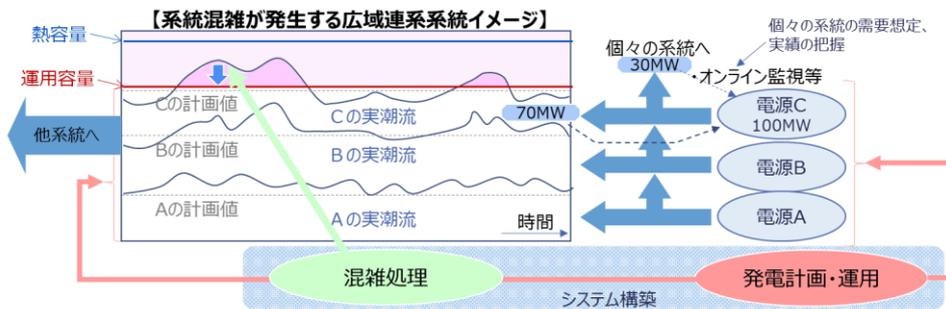


図 17 系統混雑発生時の運用面等に関する課題例

## (2) 費用対便益に基づく流通設備増強判断

これまで、連系する電源の設備容量に応じる等、確定論的な増強クライテリアにより投資判断を行ってきた。

想定潮流の合理化、精度向上に取り組んだとしても、想定潮流が運用容量を上回ることが見込まれる場合には、このクライテリアにより流通設備増強の要否を判断する必要がある。

今後、混雑発生を許容した電源連系を行う場合は、長期的な潮流シナリオに基づく確率論的な想定潮流により、設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果、供給力や系統維持能力が向上することの価値等の社会的便益を総合的に評価した上で投資の合理性を判断するといった手法が考えられる。

なお、本広域系統長期方針の策定に当たり、欧米で採用されている手法を参考に検討した便益評価項目の例は表 1 のとおりである。

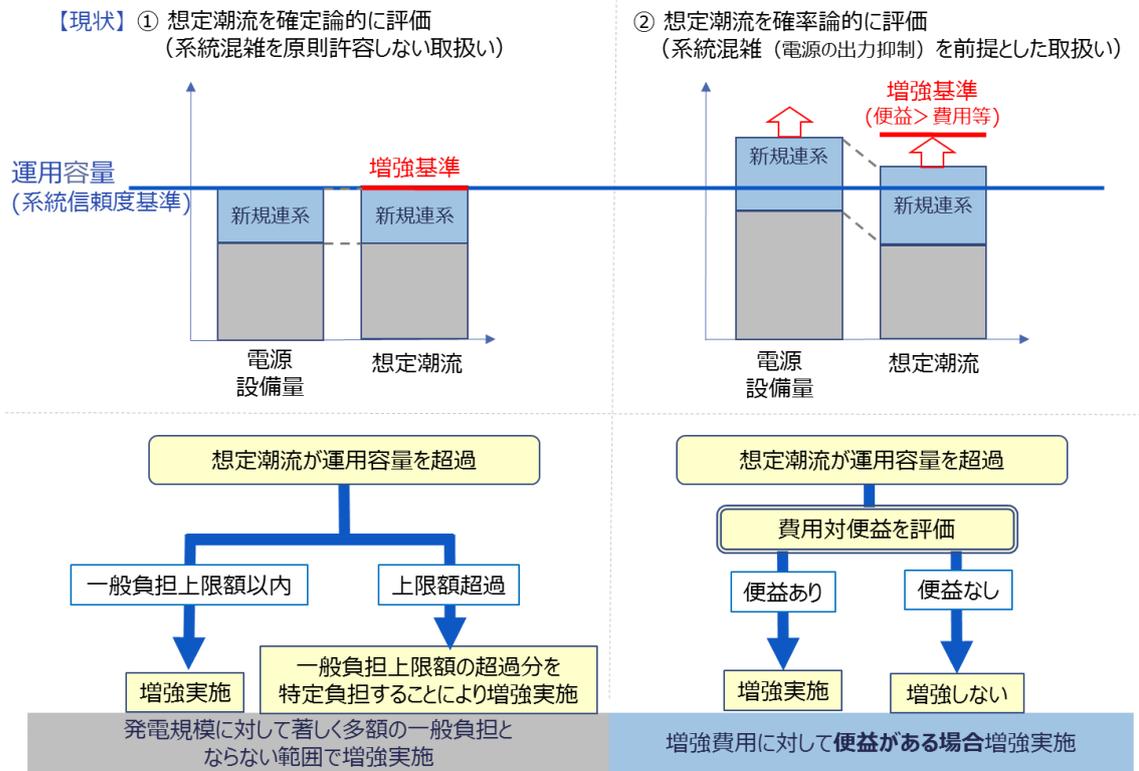


図 18 流通設備増強判断のイメージ

(取組事項)

- 本機関は、具体的な案件への適用に向けて、国のエネルギー政策、燃料価格動向、一般負担の上限額との関連性等に留意しつつ、諸外国の事例なども参考にしながら、便益評価の対象項目及び算出方法について、丁寧に検討を進めていく。

表 1 便益評価項目例

軸	便益項目	内容
電力系統利用の円滑化・低廉化	総発電費用	<p>■ 設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果。市場分析等により算出可能。発電費用としては、燃料コストなどが含まれる。</p> <p>■ 将来の電源構成や想定潮流をどのように設定するかは課題（以下共通）。</p>
	送電損失	<p>■ 設備増強に伴う、送電損失の改善効果。系統解析により算出可能。</p>
	CO2排出量	<p>■ 設備増強による混雑解消に伴う再エネ発電量増加等、発電構成の変化によるCO2排出量の抑制効果。貨幣価値換算に関しては、CO2対策費用やCO2取引価格などが考えられる。</p>
適切な信頼度の確保・設備の健全性確保	設備増強による供給力確保	<p>・ ある地域系統において供給力不足が見込まれる電力量の改善効果。                      ✓ LOLE<sup>※1</sup>やEUE<sup>※2</sup>などの改善</p> <p>■ 事象の発生確率と停電コストなどから停電回避コストとして貨幣価値換算は可能。                      ただし、大規模災害を想定する場合、確率的取扱いには課題あり</p>
	設備増強による系統維持能力の向上	<p>・ 系統の稀頻度過酷事故等に対する系統維持能力の向上効果。                      ✓ 無効電力供給力（電圧維持能力）                      ✓ 電圧位相差（安定度維持能力）</p> <p>■ 事故の発生確率、停電コスト、同等の系統維持能力のある設備（SVCなど）の増強価値などから貨幣価値換算は可能。</p>
	設備更新による設備事故の低減	<p>・ 経年や劣化度合いを踏まえた設備更新による停電の低減効果。</p> <p>■ 設備事故の発生確率と停電コストから貨幣価値換算は可能。                      ※費用面では、将来の改修費用が削減される効果。</p>

※1 LOLE：ある期間において供給力不足が見込まれる時間数または日数  
 ※2 EUE：ある期間における供給力不足が見込まれる電力量

### (3) 電源設備と流通設備の総合コストの最小化

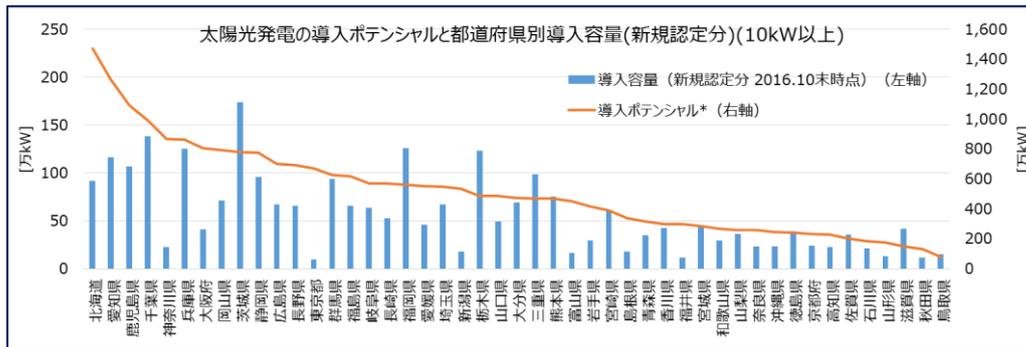
今後、再生可能エネルギー電源が、エネルギーポテンシャルや立地条件を最優先に建設されていった場合、電源の偏在化が進展していく可能性がある(図 19、20)。

また、電力自由化と広域的な電力取引の進展に伴い、需要地エリアを意識せずに火力電源等の開発が進められる可能性がある。

このように、系統の空容量や流通設備増強費用を考慮せずに電源開発が計画された場合、これに単純に追従して系統の整備を進めると非効率な設備形成となる可能性がある。

また、風力発電のように立地地点により設備利用率が大きく変わり、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあることから、各電源の特徴も考慮する必要がある。

このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を検討していくことが重要である。



出典：太陽光導入量：固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト（資源エネルギー庁）  
 太陽光導入ポテンシャル：平成24年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書（環境省）  
 平成25年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書（環境省）  
 \*設置可能面積から理論的に算出できるエネルギー資源量から種々の制約要因（土地の傾斜、法規制等）を考慮した上で、エネルギーとして開発利用の可能な量（グラフはFIT買取価格を40円/kWh×20年間の場合の値）

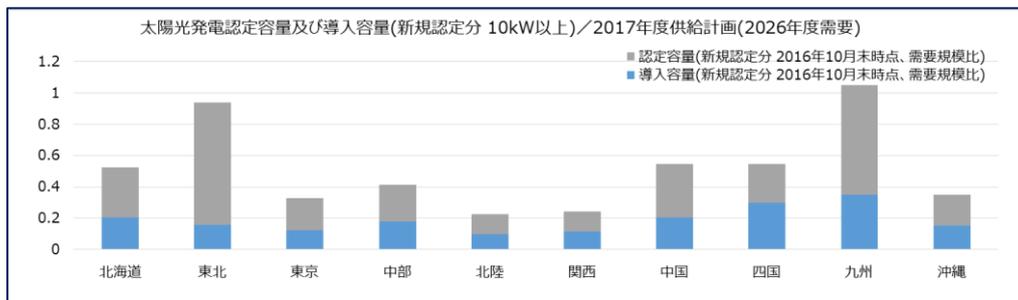


図 19 太陽光発電 導入ポテンシャルと認定量・導入実績

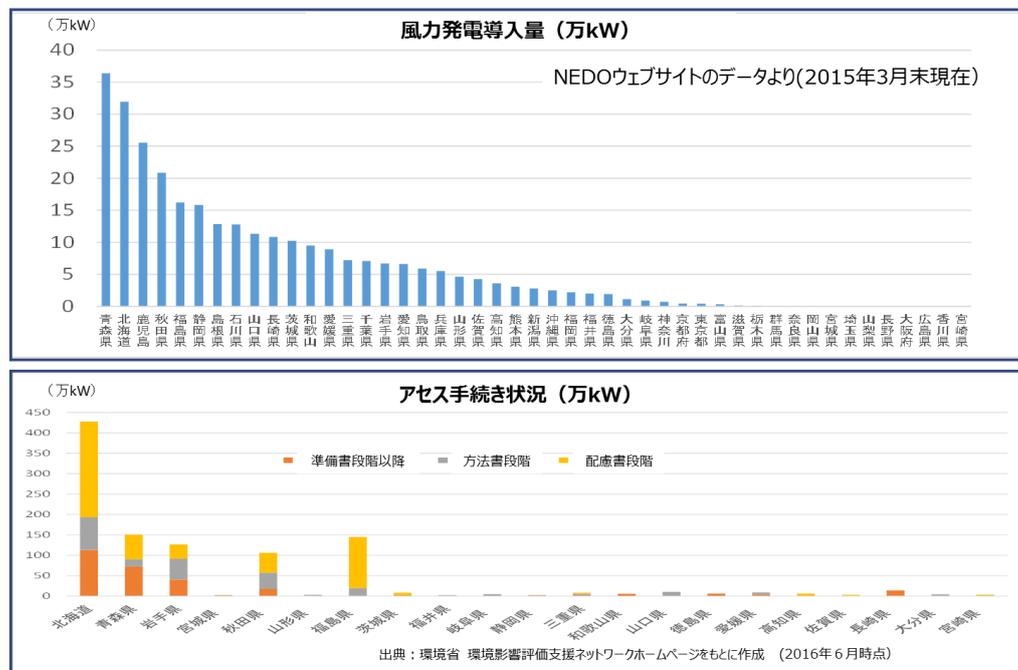


図 20 風力発電導入量とアクセス手続き状況

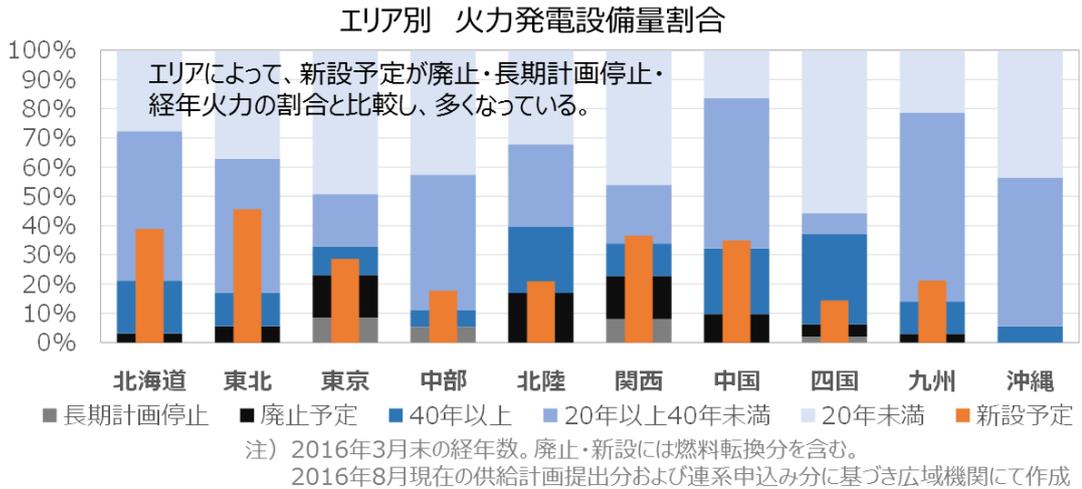


図 21 エリア別 火力発電設備量割合

例えば、太陽光発電の導入状況を見ると、太平洋側を中心に全国的に幅広い地域にポテンシャルが存在するにもかかわらず、需要地と関係なく特定地域への偏在の傾向があり、このまま偏在が進めば、電源から遠隔の需要地まで大規模な送電対策が必要となる可能性がある。

逆に流通設備対策が不要かつ十分な導入ポテンシャルが存在するエリアでの立地が進めば、電源側と流通側双方にとって流通設備増強コストの負担軽減に繋がる。

国においても、送配電網の維持、運用コストの抑制、低減に向けた託送料金制度の在り方について検討が開始された。そうした中、我が国のエネルギー政策と整合を図りつつ、ローカル系統のみならず上位系統の空容量も考慮し、既存設備を有効に活用していくことは、電源側と流通側の総合的なコストを最小化し、国民負担の抑制に資すると考えられる。

そのためには、電源連系希望者に対し、各一般送配電事業者が公開している系統状況に関する情報を適切に伝え、空容量のある系統への連系を促進することが有効と考えられるため、公開情報の充実や積極的な情報発信に取り組んでいくことが重要である。

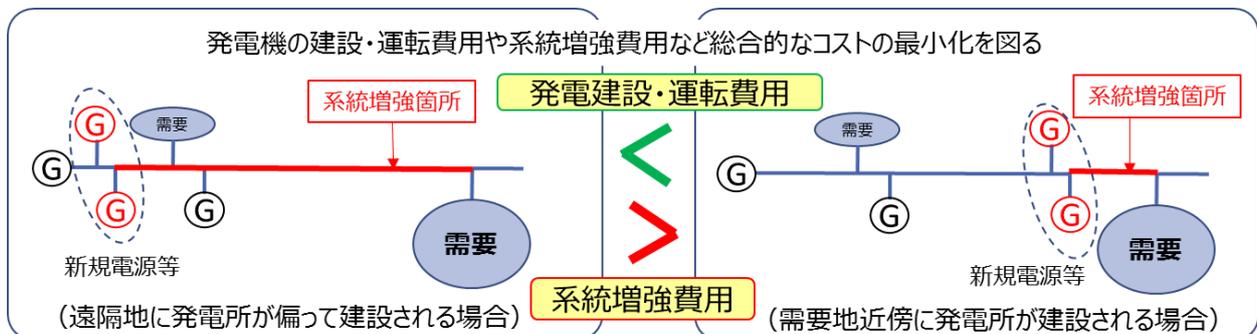


図 22 総合コスト最小化のイメージ

また、電力自由化の進展や FIT 制度の開始に伴い、下位系統への電源の連系が面的に増大していること、系統への連系に際し、電源線のみならずその上位系統の対策が必要となるケースが増加していることから、系統アクセス業務<sup>13</sup>において、以下のような課題が顕在化しつつある。

- 電源連系希望者からの申込みの都度、1 件ごとに連系に必要な対策を検討するため、継ぎ接ぎの系統計画となり、全体で見ると非効率な設備形成となり、結果として事業者や需要家の負担が増加する可能性がある。
- 広域連系系統を含む上位系の対策まで必要となる案件が増加しており、この場合、影響はより大きくなる。
- 電源接続案件募集プロセスのスキームを活用することにより一定の効率性は確保されるが、募集地域以外の周辺地域における随時の申込みに対して、より上位系の増強を併せた方が合理的な設備形成が図れる場合があったとしても、協調的な検討ができない。
- 接続検討の申込数の増加により検討時間を要することで、電源連系の円滑化へ影響する可能性がある。
- 上位系の対策検討が必要となる場合には、連系に当たって検討しなければならない事項が増えるため、検討時間が更に長期化するおそれがある。

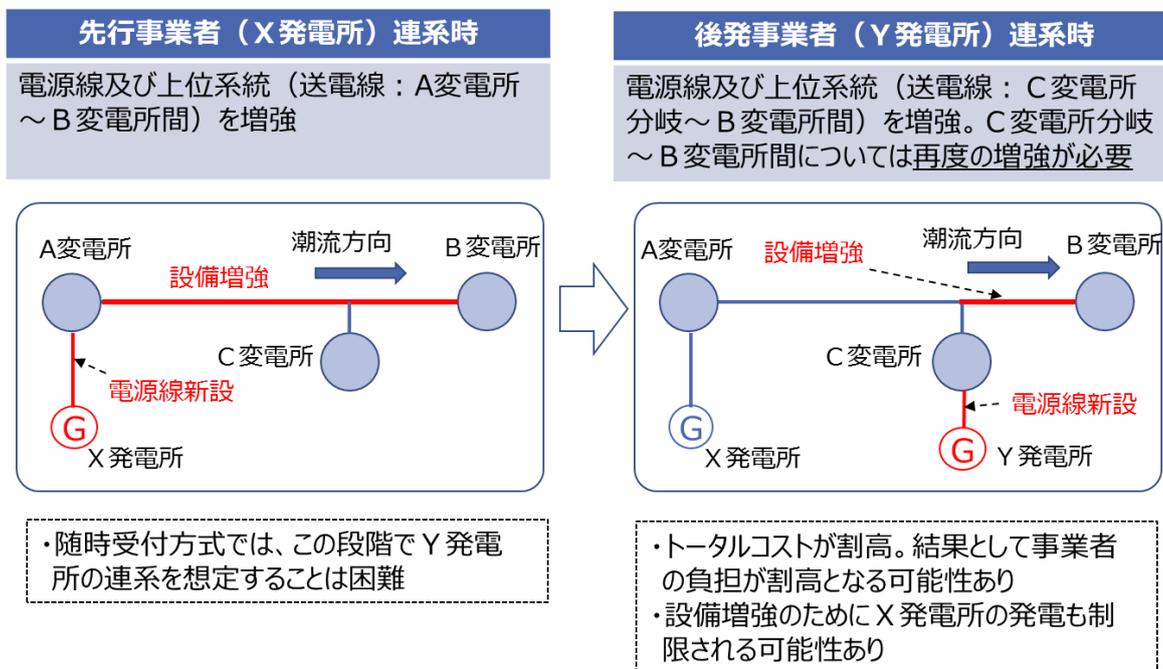
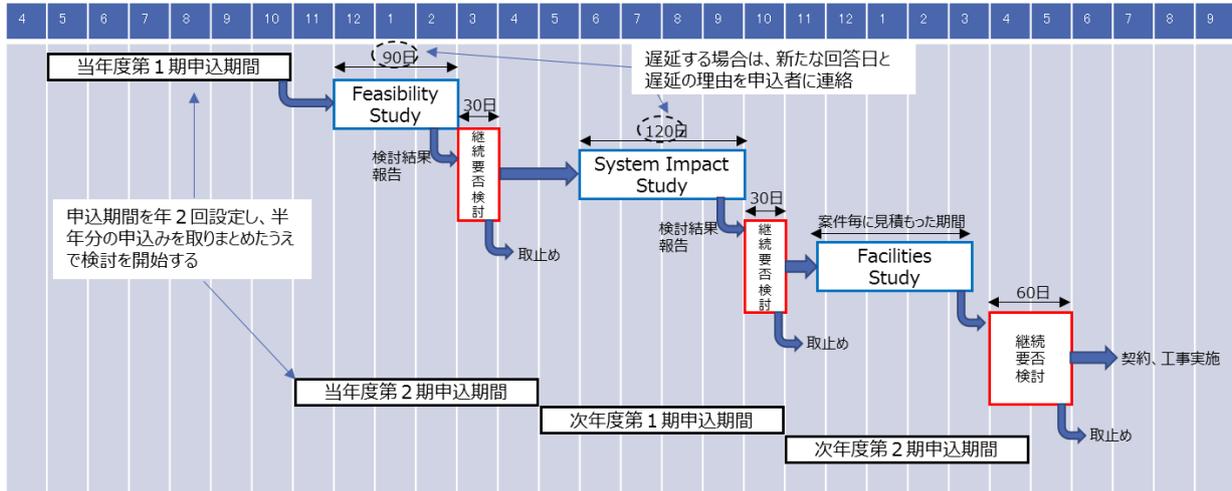


図 23 課題例

<sup>13</sup> 電源連系希望者からの事前相談、接続検討及び契約申込み等の受付、検討、回答等の業務

米国では、過去には日本と同様に系統アクセスを常時受け付けていたが、電源計画の延期、内容修正等により系統アクセス業務が停滞したため、系統アクセスを定期的に受け付ける仕組み<sup>14</sup>を導入している（図 24）。

こうした海外事例も参考に、電源連系希望者からの視点も踏まえながら、系統アクセス業務にかかるスキームの見直しを図る必要がある。



出典：PJM Manual 14A, Revision 17,  
Generation and Transmission Interconnection Processより事務局作成

図 24 PJM での系統アクセス手続きの流れ

（取組事項）

- 本機関及び一般送配電事業者は、公開情報の充実や積極的な情報発信など電源の偏在緩和に向けて取り得る方策を検討し、実現に向けて取り組む。
- 本機関は、海外事例も参考にしつつ、系統アクセス業務に係るスキームの見直しについて検討を進める。

（4）技術開発の進展及び新技術の適用

流通設備効率の向上のためには、技術革新により送電能力の向上を図ることも有効である。また、再生可能エネルギー電源の導入拡大や設備の健全性維持への対応の観点からも、新技術の開発動向<sup>15</sup>の把握やその適用可能性の検討に積極的に取り組むことが重要である。

また、新技術の普及に伴い生じ得る以下のような系統の利用形態の変化等にも注視していくことが必要である。

<sup>14</sup> 2016 年現在、PJM では、系統アクセスは年に 2 回の受付期間を設定し、まとめて系統対策を検討。受付期間の中で早期申込者に対しては、検討料の割引あり。なお、Feasibility Study や System Impact Study など検討内容ごとに発電容量に応じて検討料が設定されている。

<sup>15</sup> 技術開発動向については、参考資料（6）を参照。

- ▶ 洋上風力の導入拡大
- ▶ スマートメーターやディマンドリスポンスなど、配電側における能動的な技術導入拡大への対応
- ▶ 再生可能エネルギー電源、直流技術など、新たな系統利用や技術に適応した系統運用の考え方の変化 等

(取組事項)

- 一般送配電事業者においては、現在研究開発等が進められている送電能力や信頼度の向上、コストダウンに資する新技術の適用に関する取組が期待される。
- 本機関及び一般送配電事業者は、新技術の普及に伴う系統の利用形態の変化を注視するとともに、技術的対応の必要性の予見に努める。

表 2 技術開発例

観点	技術開発例
潮流のコントロール等により、既存設備のパフォーマンスを最大限引き出すこと	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ダイナミックレイティング</li> <li>• FACTS機器</li> <li>• 電力貯蔵技術</li> <li>• 自然変動電源の出力調整技術</li> <li>• 同期化力低下対策</li> </ul>
大容量かつ長距離の送電を安定供給及び経済性の観点を踏まえて効率的に実現すること	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 大規模直流送電</li> <li>• 超電導送電システム</li> <li>• 耐熱性の高い導体への置き換えや新たな絶縁技術の開発等による運用容量拡大</li> </ul>
最大限のパフォーマンスを維持できるよう、設備の管理を行うこと	<ul style="list-style-type: none"> <li>• アセットマネージメント</li> </ul>

### 4-3. 電力流通設備の健全性確保への取組

流通設備の更新は、単に設備の経年だけでなく、劣化状況等を見極めながら、適切な時期に実施することが基本であるが、今後、高度経済成長期に建設された流通設備が一斉に更新時期を迎えることへの対応に当たっては、以下の問題が生じないよう留意する必要がある。

- ▶ 更新物量が対応能力（作業員人数、工場製造ライン等）を超過し、必要な工事が実施できなくなること
- ▶ 大量の流通設備更新が集中することによって、作業停止の困難化（＝系統利用者の利便性や信頼度の低下）や、設備対応コスト（託送費用）の上昇を招くこと
- ▶ 大量の流通設備更新と新たな流通設備投資が重なった場合において、上述の問題が深刻化すること

また、流通設備更新を計画的に実行するため、作業員の確保は特に重要であるが、ここ数年、全国的に必要な能力を有する作業員（高所、基礎、ケーブル等の工事従事者）の数がやや減少傾向にあり、今後、大幅に増大することが予想される更新物量に応じた作業員を確保できるかどうか懸念される。(図 25)

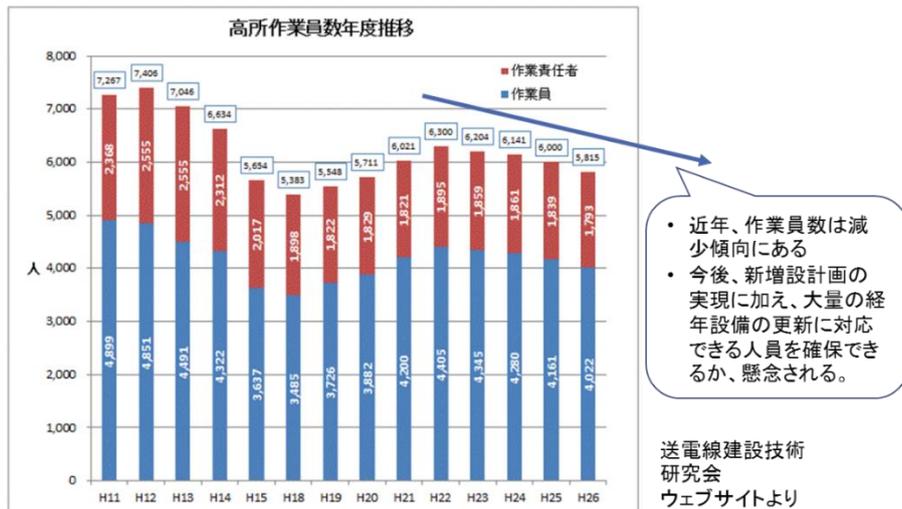


図 25 高所作業員の推移

(取組事項)

- 一般送配電事業者においては、流通設備の健全性維持に向け、以下の（１）から（４）の実施が期待される。本機関においてもこれらの取組が円滑に実施されるよう的確にサポートを行う。
- 本機関は、供給計画の取りまとめ等を通じて、流通設備の健全性確保の観点から各一般送配電事業者の取組状況を確認するとともに、更新される設備規模について必要に応じ計画策定プロセスとの整合性等の観点を踏まえ、望ましい設備形成を促していく。

(1) 計画的な更新及び作業平準化

将来の不具合の発生、信頼度の低下を回避するため、設備ごとに劣化度合いを適正に評価した上でライフサイクルを見極め、優先度の高いものから設備更新を進めることを原則とし、長期的な設備更新計画の策定、着実な実施に向けては、更新設備量等の見通しを把握し、更新工事の円滑化、工事量の平準化を図る。

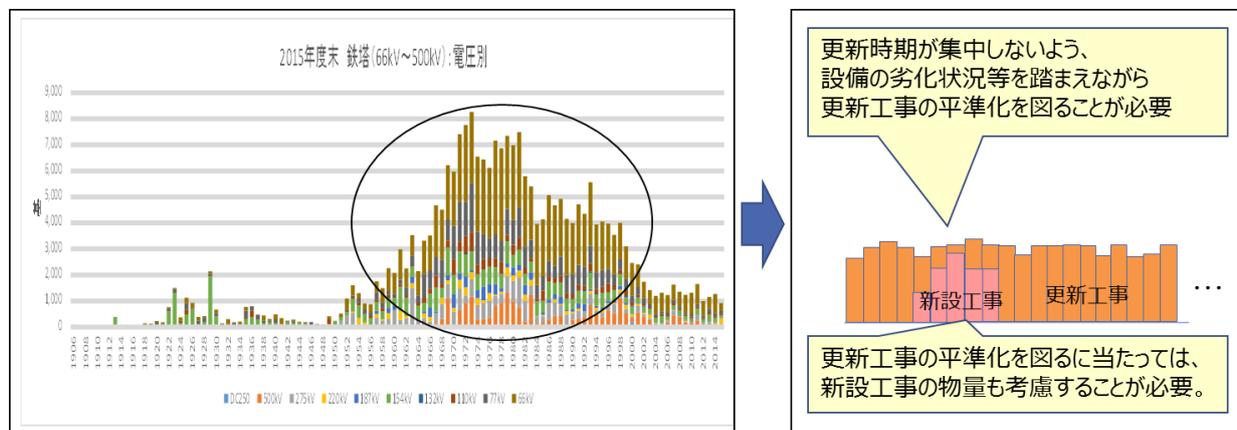


図 26 作業平準化のイメージ

## (2) 設備形成の合理化

設備更新工事の際は、例えば、今後の需要低下が見込まれる場合は、変圧器台数のスリム化や送電線の統廃合を行う等、長期的な想定潮流を踏まえ、それに適した合理的な設備形成を図ることが重要である。

### <設備合理化の例>

#### ▶ 他系統の設備増強に伴い不要となった送電線スリム化

- ✓ 従来、C変電所の需要に対し、主にA変電所から供給していた。
- ✓ D変電所とB変電所を結ぶ送電線新設の副次効果として、C変電所への供給ルートが増加。
- ✓ これに伴い、A変電所とC変電所を結ぶ送電線は緊急時用途となり、常時は使わない設備として残置。
- ✓ 後年、A-C間送電線の経年が進んだ際、緊急時用途としては下位系の小規模な増強で対応が可能と判断し、これを実施のうえ、A-C間送電線を廃止することとした。

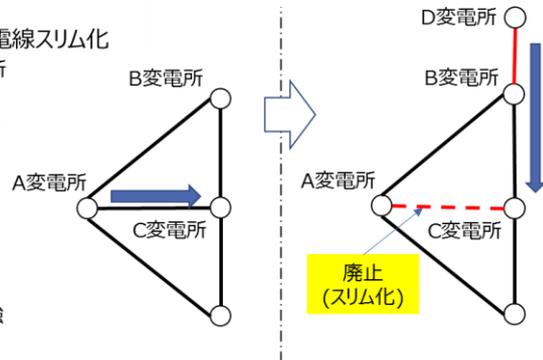


図 27 設備合理化の例

## (3) 年間対応能力の維持向上

中長期的な更新物量の見通しを公表し、工事会社や製造メーカー等が、将来の工事量等を予見しやすくすることによって、更新工事への対応能力の確保を図る。

また、近年の作業員数の減少傾向を考慮し、以下のような取組がなされているところであるが、今後もこうした取組を継続、発展し、年間対応能力の向上を図る。

- ▶ 耕作期や発雷期等、従来、作業を避けてきた時期の有効活用
- ▶ 安定した工事量を確保するため、停電調整などによる工事实施時期の平準化
- ▶ 労働条件及び環境の改善等による、作業従事者の確保に向けた対策
- ▶ 一般送配電事業者と工事会社が一体となった技能研修会や講習会の実施等による、作業員の技術向上

## (4) 連系線等の経年状況<sup>16</sup>の把握

連系線等の広域連系系統は、更新等により作業停止した場合、市場分断による広域的な電力取引に支障が生じることや、事故時の系統信頼度低下など、系統利用者にも与える影響が大きいことを踏まえ、広域連系系統の経年状況や将来の更新見通しを適切に把握し、既設設備の更新、改修に備えた設備計画の検討、停止作業調整等になるべく早く着手する。

例えば、系統利用者にも大きな影響を与えると想定される長期間の作業停止が必要となる場合、費用対便益なども考慮した上で、既設設備の更新、改修に先立ち別ルートを構築しておく等により停止による影響を極力緩和することも考えられる。

<sup>16</sup> 連系線の経年状況（2016年10月時点）は、参考資料（5）を参照

#### 4-4. その他関連する課題

これまで広域連系系統のあるべき姿の実現に向けた取組について述べてきたが、これに関する検討の際、前述の課題の他、将来の広域連系系統にとって非常に重要と考えられるいくつかの課題が明らかになった。その課題及び解決に向けた取組は以下のとおりである。

##### (1) 再生可能エネルギー導入拡大を実現するための課題

再生可能エネルギー電源は、電源種によっては風況等の自然条件や土地の確保の面で新規立地地域が限られていることから、一部のエリアでは、接続可能量「30日等出力制御枠」を超えて、再生可能エネルギー電源が導入され始めている状況にある。

こうした状況において、更なる再生可能エネルギーの導入拡大を図るためには、以下のような制度面及び設備面の課題がある。

- ① 再生可能エネルギーにより発電された電気の卸電力市場を通じた広域的な取引の拡大
- ② 一般送配電事業者が他エリアの調整力（揚水式水力等）を最大限活用するための費用回収を含む仕組み<sup>17</sup>の整備
- ③ 再生可能エネルギー電源の電力系統への効率的な接続、及びローカル系統やエリア内基幹系統などの整備

##### (取組事項)

- ①については、本機関において、連系線利用ルールの見直しが議論されており、これが実現すれば広域的な取引拡大も見込まれる。
- ②については、本機関において、具体的な仕組みに関する検討を進める。
- ③については、本機関において、系統アクセス業務に係るルールなどの見直しも視野に入れて検討を進める。

また、再生可能エネルギー導入拡大を実現するために、国及び本機関において、一般送配電事業者が他エリアの調整力を最大限活用するための仕組み及びその際の費用回収の在り方や、連系線利用ルールの見直し、既存流通設備を最大限活用してもなお系統増強が必要となる場合における連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等に関する検討が必要である。

---

<sup>17</sup> 一般送配電事業者の周波数調整義務は、自らのエリア内のみであり、費用をかけてまで他エリアの調整をするインセンティブが働かないため、他エリアの調整力を活用するための費用回収の仕組みなどの課題解決が必要と考える。

表3 再生可能エネルギー導入拡大を実現するための課題

市場活用	再生可能エネルギーにより発電された電気の卸電力市場を通じた取引の拡大 ・卸電力市場に1時間前市場の創設 ・買取義務者を一般送配電事業者に変更 ・再生可能エネルギーの回避可能費用単価を市場価格連動に変更
調整力	再生可能エネルギーの導入拡大に伴う一般送配電事業者の調整力確保及びその費用負担に係る課題の解決 ・火力発電の稼働率低下による発電効率悪化等に伴う費用 ・火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用 ・揚水動力によって需要を創出することによる費用 ・発電設備を自然変動電源の対応のために確保しておくために必要な費用 等 他エリアの一般送配電事業者の調整力を最大限活用するための費用負担に係る課題及びそのための連系線利用方法に係る課題の解決 ・追加的に費用が発生する範囲まで調整を行うこととするルール ・当該追加的費用に係る費用精算の仕組み
系統整備	ローカル系統の整備 ・系統情報公表による予見性の向上 ・電源募集プロセスによる特定負担の軽減
	エリア内基幹系統の整備 ・費用負担の考え方整理（原則一般負担、一般負担の上限） ・全国又は特定エリアの一般負担の上昇に関する国民の理解

## (2) 流通設備の建設を円滑に行うための諸制度の活用

従来からの安定供給を確保するための流通設備建設に加えて、エネルギーミックスの実現や電力システム改革の目的（電気料金の抑制、需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大）達成に向けた流通設備建設が必要となっている。このようにインフラ設備としての流通設備の公益性は高まってきており、流通設備を円滑に建設していくために有効と考えられる諸制度（重要送電設備等指定制度、土地収用法等）について、今後の活用の在り方を検討していく必要がある。

### (取組事項)

- 本機関及び一般送配電事業者において、これら諸制度の活用の在り方について検討を進める。

## (3) 電源設備と流通設備の建設工程の不整合に関する課題

多様な電源連系ニーズの高まり等により、電源連系のための流通設備工事は長期化する傾向にある。

一方、電源設備の建設は短工期化していることから、両者の建設工期が噛み合わなくなりつつある。これに関しては、本機関及び一般送配電事業者が、4-2（1）の既存設備を最大限活用するための取組を協調して進めることにより、この状況の改善が期待できる。

#### 4-5. 取組事項の効果の確認

将来のエネルギーミックスに基づく電源導入や電力市場の活性化等を前提に、連系線を活用した広域的な運用の効果等を分析するとともに、前述したあるべき姿に向けた取組の効果を確認するため、電力潮流シミュレーションを実施した。

##### (1) 概要

図 28 に示すとおり、連系線に着目したゾーンモデルにより 8,760 時間（24 時間×365 日）の連系線潮流シミュレーションを実施し、その結果に基づき、地内広域連系系統の代表的な断面を対象とした地内系統潮流シミュレーションを実施した。

それらの結果及び流通設備増強費用の試算結果から、あるべき姿に向けた取組の効果を確認した。

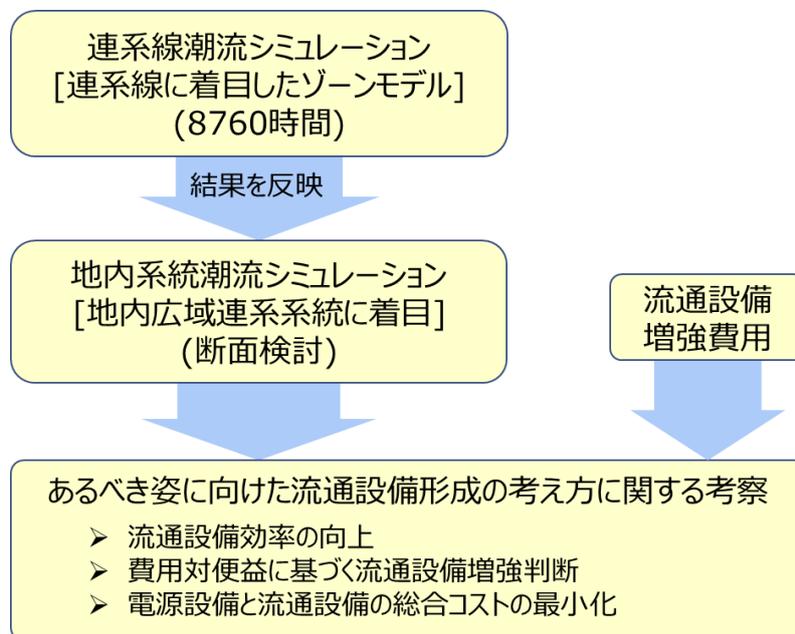


図 28 電力潮流シミュレーションの概要

本シミュレーションは以下のような前提条件の下で実施したものであり、電源構成の変化や連系線利用ルールの見直し、費用対便益の評価方法等によって、結果が大きく変わりうることに留意が必要である。

- ・長期エネルギー需給見通しの電源構成等を参考にシナリオを設定
- ・1時間ごとの電力量によりシミュレーションを実施（1時間以内の変動、起動停止の制約、時間ごとの連続性は未考慮）
- ・連系線の空容量や他エリアの調整力を最大限活用できる（運用上の実現性は未考慮）
- ・エリア内の再生可能エネルギー電源の配置については、環境アセスメント(環境影響評価)や既存設備量等の状況を踏まえ想定

- ・一定の仮定を置いて流通設備増強費用を試算
- ・費用対便益評価は増強費用と燃料費抑制効果<sup>18</sup>のみで比較 等

また、実際の流通設備増強判断においては、確度の高い電源計画及び詳細な系統対策の内容を踏まえる必要があることから、本シミュレーションの結果に基づいて、ただちに流通設備の増強要否が判断するものではない。

## (2) 連系線潮流シミュレーション

### (i) シナリオ設定<sup>19</sup>

各エリアの需要及び電源構成並びにエリア間の連系線を模擬し、連系線の運用容量制約がある場合とない場合の両方のケースで広域メリットオーダーによって需給を一致させることとし、年間 8,760 時間の時系列モデルを構築した。

また、各エリアの需要と電源構成については、長期エネルギー需給見通しにおける 2030 年度のエネルギー需給構造の見通しを基に、いくつかのシナリオを設定した。

導入量が偏在する傾向が強い風力発電及び太陽光発電については、全国の導入見込量及び FIT 制度における設備認定量を基礎として、各エリアに按分した量が導入されるシナリオ（シナリオ①：電源偏在シナリオ）と、各エリアの偏在を極力緩和するように導入されるシナリオ（シナリオ②：電源偏在緩和シナリオ）を設定した。シナリオ①は、導入量が多い地域から他エリアへの送電量が多くなるなど系統への負担が大きくなり、シナリオ②は、相対的に系統への負担が軽くなると想定されることから、その差異を評価しようとしたものである。

また、需要カーブや再生可能エネルギー電源の出力比率については、2013 年度の実績データを基準として設定しているが、気象状況等の違いによる再生可能エネルギーの発電抑制量等への影響を分析するため、2014 年度の実績データを基準としたシミュレーションも実施した。

### (ii) 連系線潮流状況等の確認結果と考察

連系線の運用容量制約なしの条件で、メリットオーダーにより電源の発電量を割り付け、その結果、連系線に生ずる潮流を概観したものを図 29 に示す。

<sup>18</sup> 燃料費単価については、長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告（2015 年 5 月 発電コスト検証ワーキンググループ）の 2030 年モデルプラントの値をベースに、種別ごとに熱効率及び所内率を設定して算出。なお、燃料費単価には CO2 対策費用（火力発電からの CO2 排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用）を含む（参考資料（4）参照）。

<sup>19</sup> シナリオ設定や考え方の詳細は参考資料（4）を参照。

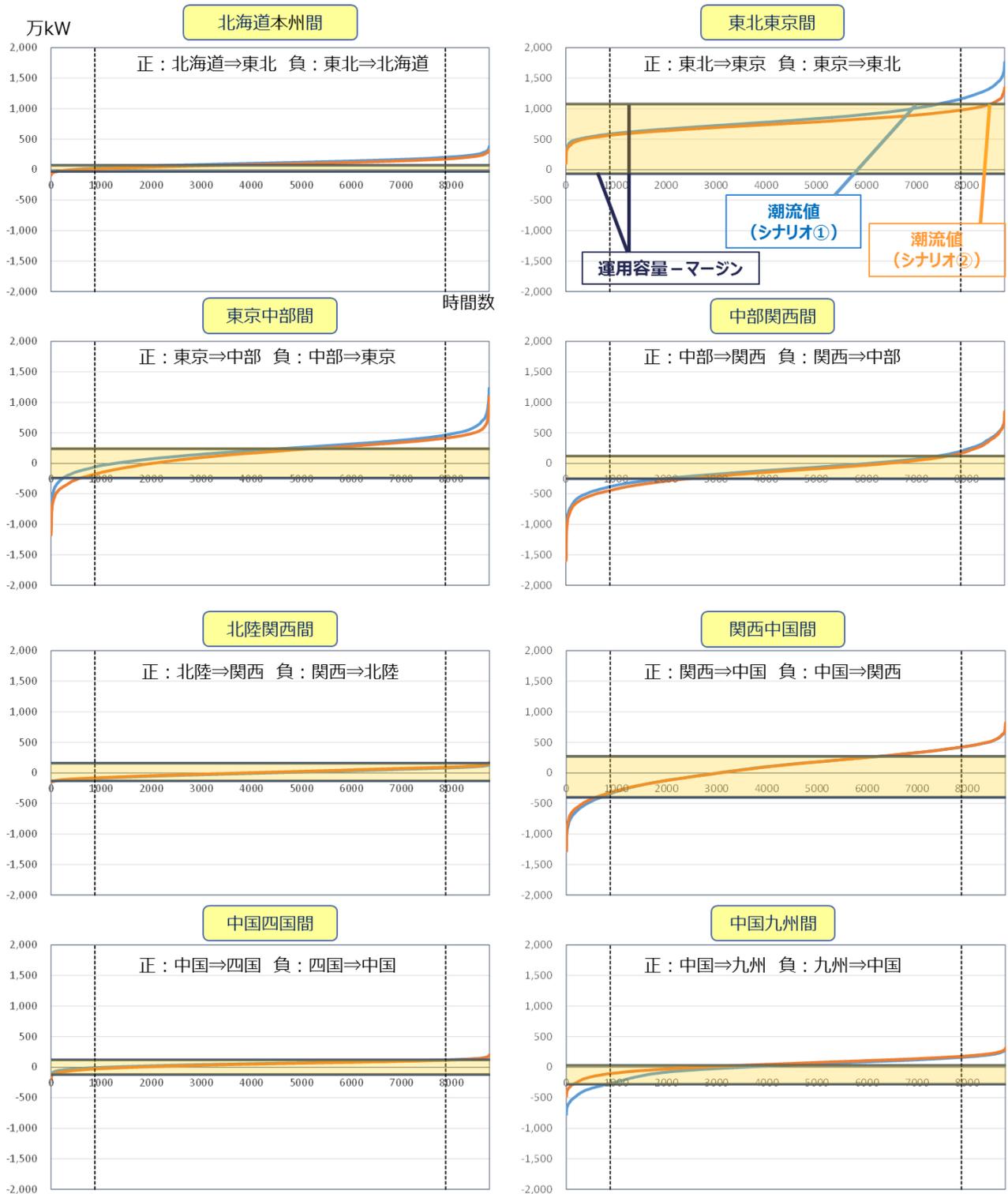


図 29 連系線潮流の概観<sup>20</sup>

<sup>20</sup> グラフ上の運用容量及びマージンについては、2015年時点の長期断面の値。シミュレーションにおいては、運用容量は平休日昼間夜間に細分化された2016年の年間計画値を、マージンは実需給断面で必要とされる最小値を使用。

次に、連系線制約がある場合のシミュレーション結果であるが、再生可能エネルギーの発電抑制量は、シナリオ①では全国合計で 5.5 億 kWh/年、シナリオ②では 0.4 億 kWh/年となった。これは長期エネルギー需給見通しにおける 2030 年度の再生可能エネルギーの発電電力量全体のそれぞれ 0.2%、0.02%程度である。図 30 に再生可能エネルギーの発電抑制量の多い北海道・東北・九州エリアの結果を示す。

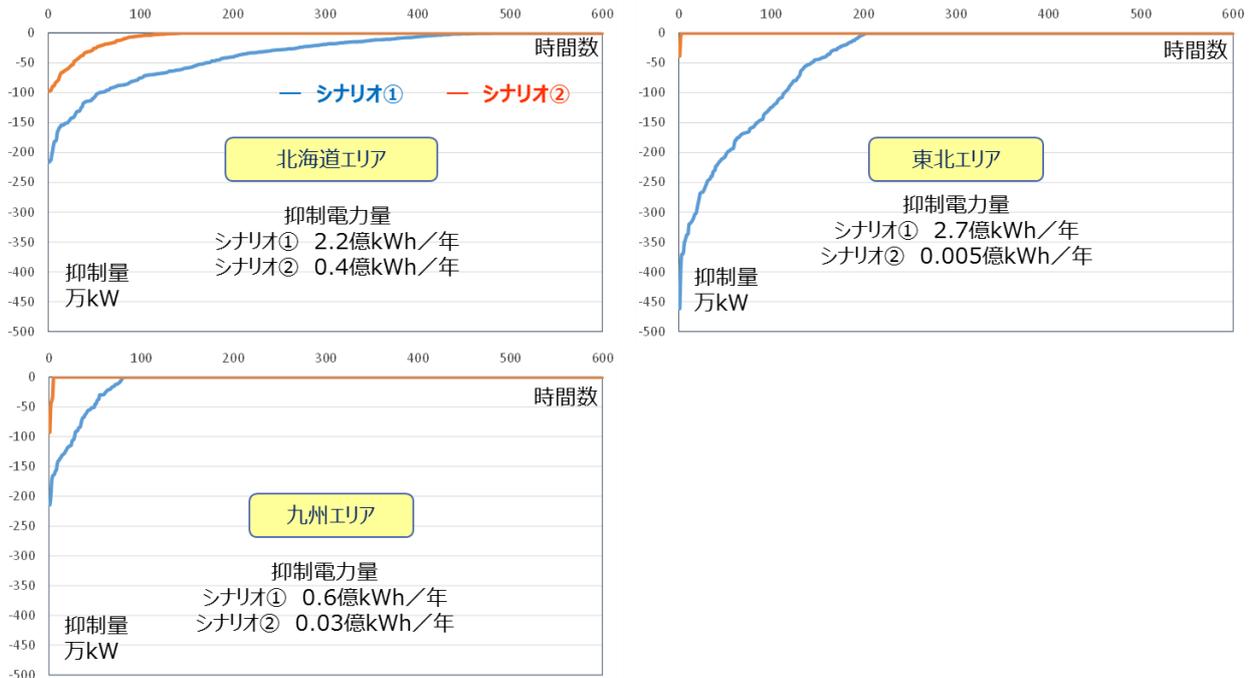


図 30 再生可能エネルギー発電抑制量の概観

図 31 は、各連系線の運用容量制約がない場合において、2013 年度の再生可能エネルギー電源の出力実績に基づく燃料費抑制効果及び再生可能エネルギーの発電抑制の解消量である。シナリオ①と②で西日本の連系線の燃料費抑制効果に差はなく、東日本の連系線の燃料費抑制効果に差があることが分かる。これは、2013 年度は、九州エリアの太陽光利用率が他エリアと比較して低かったため、シナリオによる差が東側のみに生じたものである。2014 年度の再生可能エネルギー電源の出力比率の実績を基にしたシミュレーションの結果は図 32 であり、ここでは、九州エリアの太陽光利用率が 2013 年度に比べて高く、シナリオ①と②の差が西側の連系線にも生じている。

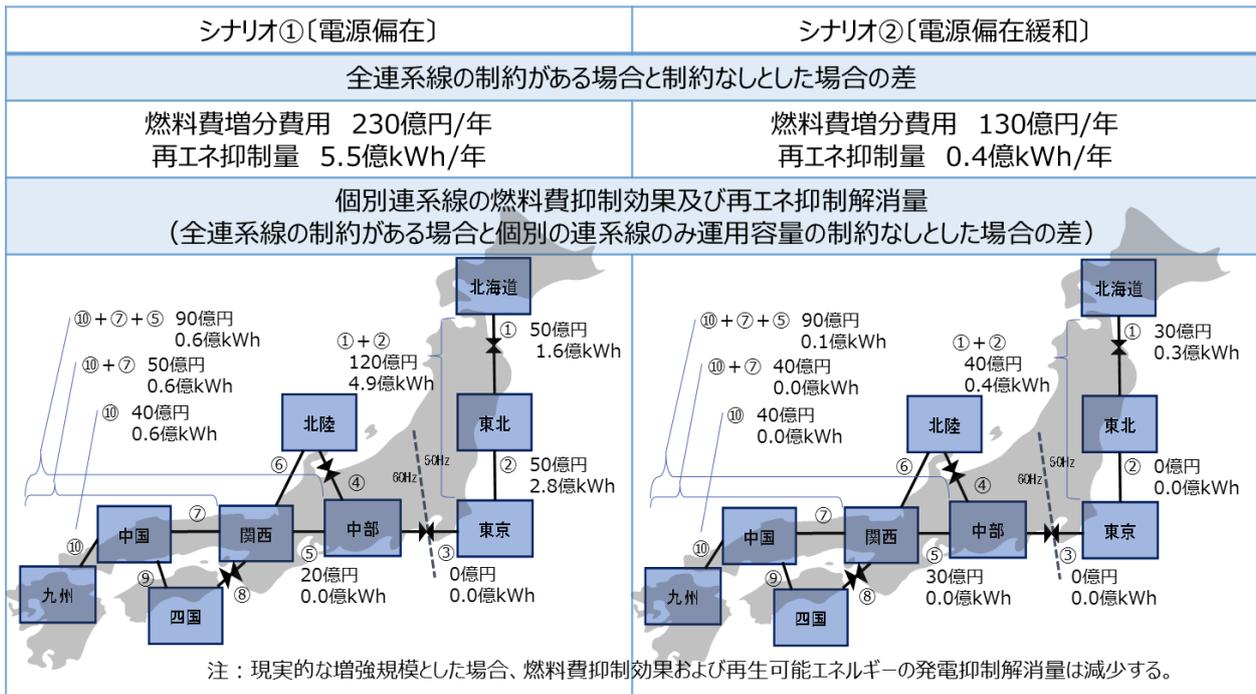


図 31 燃料費抑制効果及び再生可能エネルギー発電抑制解消量（2013 年度基準）

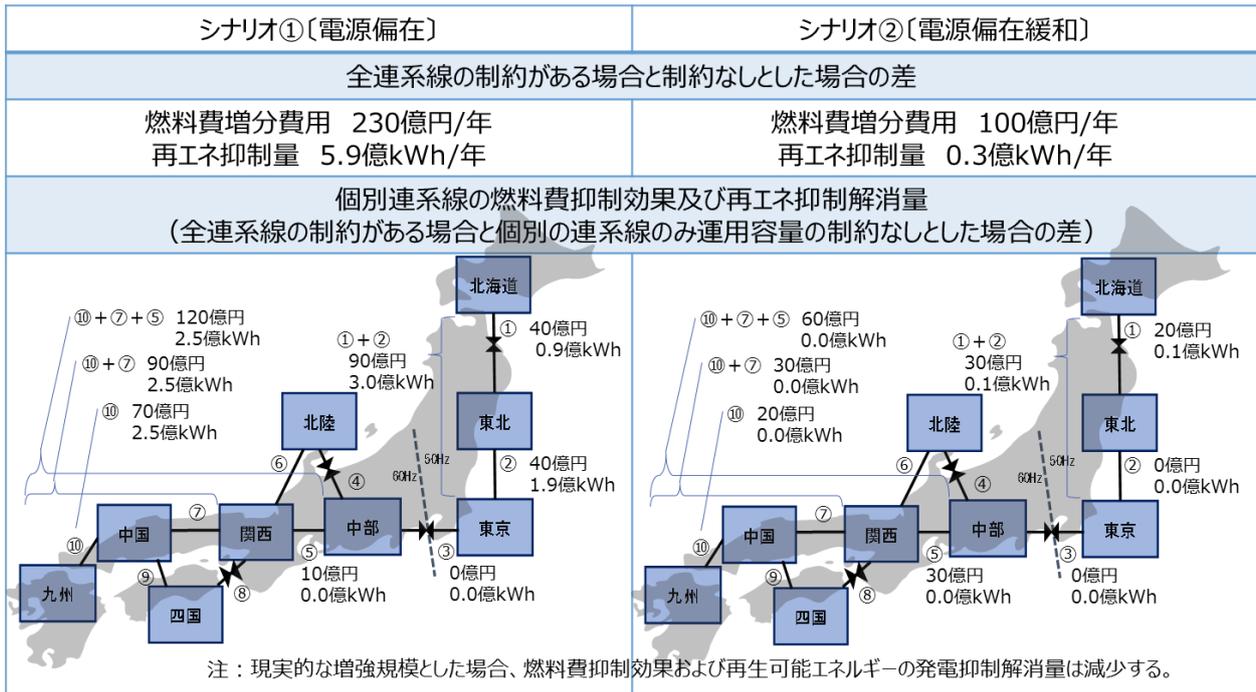


図 32 燃料費抑制効果及び再生可能エネルギー発電抑制解消量（2014 年度基準）

図 31、32 の燃料費増分費用及び再生可能エネルギーの発電抑制量は、全連系線の運用容量の制約がない場合と制約がある場合の差分である（図 33①）。また、連系線ごとの燃料費抑制効果及び再生可能エネルギーの発電抑制の解消量は、全連系線の運用容量制約がある場合と算出の対象となる連系線のみ制約なしとした場合の差分である（図 33②）。

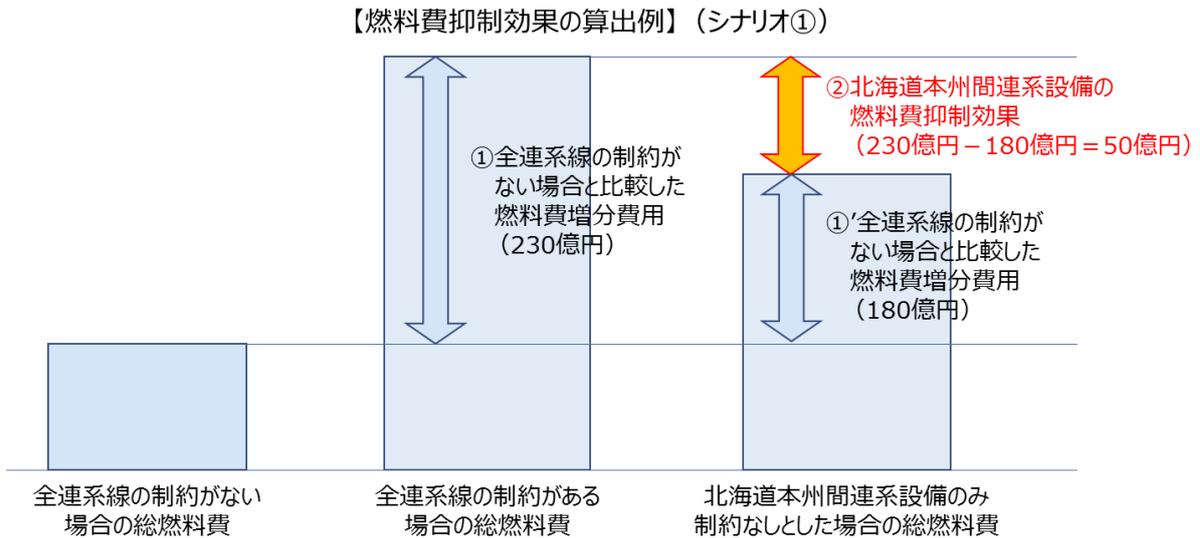


図 33 燃料費抑制効果（再生可能エネルギー発電抑制解消量）の算出方法

(iii) 連系線潮流シミュレーションに関する留意事項

今回の連系線潮流シミュレーションは、将来のエリア別の電源構成等を適切に見通すことが困難な状況において、長期エネルギー需給見通しにおける電源構成等を参考にして設定したシナリオにより、マクロ的に分析したものである。また、1時間ごとの電力量によりシミュレーション(8,760時間)を行っているが、1時間以内の需要や発電機出力等の変動は模擬していないため、周波数制御等の実運用面における課題や発電機の変化速度、起動停止、マストラン電源等の実運用上の制約事項は考慮していない。さらに、下げ代不足対策として、連系線の空容量や他エリアの揚水式水力(ポンプ)等の調整力を最大限活用できる前提としているが、運用上の諸課題は考慮していない。(一般送配電事業者が他エリアの調整力を活用するためには、その費用回収等について制度的な措置などが必要と考えられる。)

このシミュレーション結果を参照する際は、こうした点について留意が必要である。

### (3) 地内系統潮流シミュレーション

#### (i) シナリオ設定

地内系統潮流シミュレーションについては、連系線潮流シミュレーションの結果を反映し、通常考えられる範囲で厳しいと想定される表4の代表的な断面を対象に実施した。

表4 地内系統潮流シミュレーションの検討断面

		設定の考え方
日	全国最大需要発生日	系統にとって、最も大きな潮流になると想定される夏季重負荷期
	全国最小需要発生日	電源が集中する基幹放射状系統など、夏季重負荷期以外で大きな潮流になると想定される軽負荷期 (全国における再エネ出力/需要の比率が大きい断面)
	再エネ高出力発生日 (北海道・東北エリア)	北海道・東北エリアについては風力や太陽光の導入量が多く見込まれており、導入地点の系統において、最も大きな潮流になると想定される断面(時刻についても風力および太陽光の高出力発生時刻を設定)
時刻	5時	最小需要時
	12時	太陽光出力最大時
	15時	最大需要時
	17時	点灯ピーク時

--- : 自然変動電源制御前  
— : 自然変動電源制御後

また、シミュレーションの前提条件として、発電機出力等については、連系線潮流シミュレーションの計算結果を表5の方法により配分した。

表5 発電機出力との地内配分方法<sup>21</sup>

要素	個々の系統への配分方法	
電力需要	2016年度供給計画の第10年度断面をベースとして、個々の系統配分量で按分	
再エネ	風力 太陽光	既連系 + 申込済(未連系)の設備量をベースに比率按分(※)
	水力	既設の設備量をベースに比率按分
	地熱	ポテンシャルを踏まえ、個社ごとに判断
	バイオマス	系統容量をベースに比率按分
火力	種別ごと(石炭、LNG(MACC, ACC, CC, CONV)、石油)の設備量を基に按分 なお、kW配分方法は、新しい発電機(発電効率が高い)から順に配分	
原子力	設備量をベースに比率按分	

<sup>21</sup> MACC : More Advanced Combined Cycle (1500°C級コンバインドサイクル)  
 ACC : Advanced Combined Cycle (改良型コンバインドサイクル)  
 CC : Combined Cycle (コンバインドサイクル)  
 CONV : Conventional (従来型)

(ii) 地内系統状況の確認結果・考察

北海道及び東北エリアにて一部混雑箇所はあったが、シナリオ①、シナリオ②のいずれにおいても全国的に混雑が想定される系統は限定的であることが確認できた。言い換えると、広域メリットオーダーによる運用を前提とした想定潮流の合理化は、広域連系系統の空容量拡大に一定の効果を及ぼすものと考えられる。

その例を図 34 に示す。従来の考え方では、夏季重負荷期及び軽負荷期の負荷に対して、電源をフル出力で潮流を想定し、最過酷断面における潮流 (①) を想定していたが、メリットオーダーによる運用を前提とした潮流と想定すると、石油火力が停止し、LNG コンバインドサイクル(CC)火力の潮流が抑制され、その結果空容量が生じる結果 (②) となった。

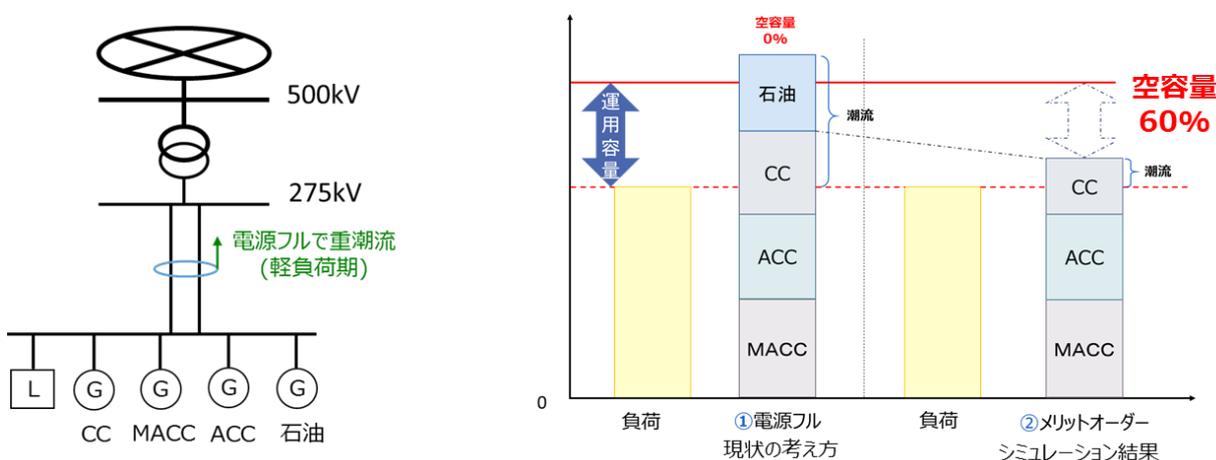


図 34 電源が集中する実系統における想定潮流合理化の効果例

一方、北海道エリア及び東北エリアにおいては、再生可能エネルギー電源の導入拡大に伴い、再生可能エネルギー電源の高出力発生日は、メリットオーダーによる運用を前提とした合理的な想定潮流を反映しても、一部の送電線に混雑が発生する結果となった (図 35)。

北海道北部、東北北部系統には風力発電のポテンシャルが偏在しており、また、東北エリアには太陽光が多く連系しているため、既存設備を最大限活用しても、再生可能エネルギー電源の出力が大きい時間帯には混雑が発生する系統があることが示唆された。

また、シナリオ①では北海道、東北エリアともに年間 10%程度以上の時間帯で混雑が発生したのに対し、シナリオ②では東北エリアのみ年間 10%程度の混雑が発生しており、混雑発生頻度はシナリオ設定すなわち電源の配置によって左右されることが分かった。

なお、再生可能エネルギー電源の配置は、導入見込量や環境アセスメントの状況、既存設備量等の状況を踏まえた想定であること等、あくまでも一定の前提を置いて実施したシミュレーションであることに留意が必要である。

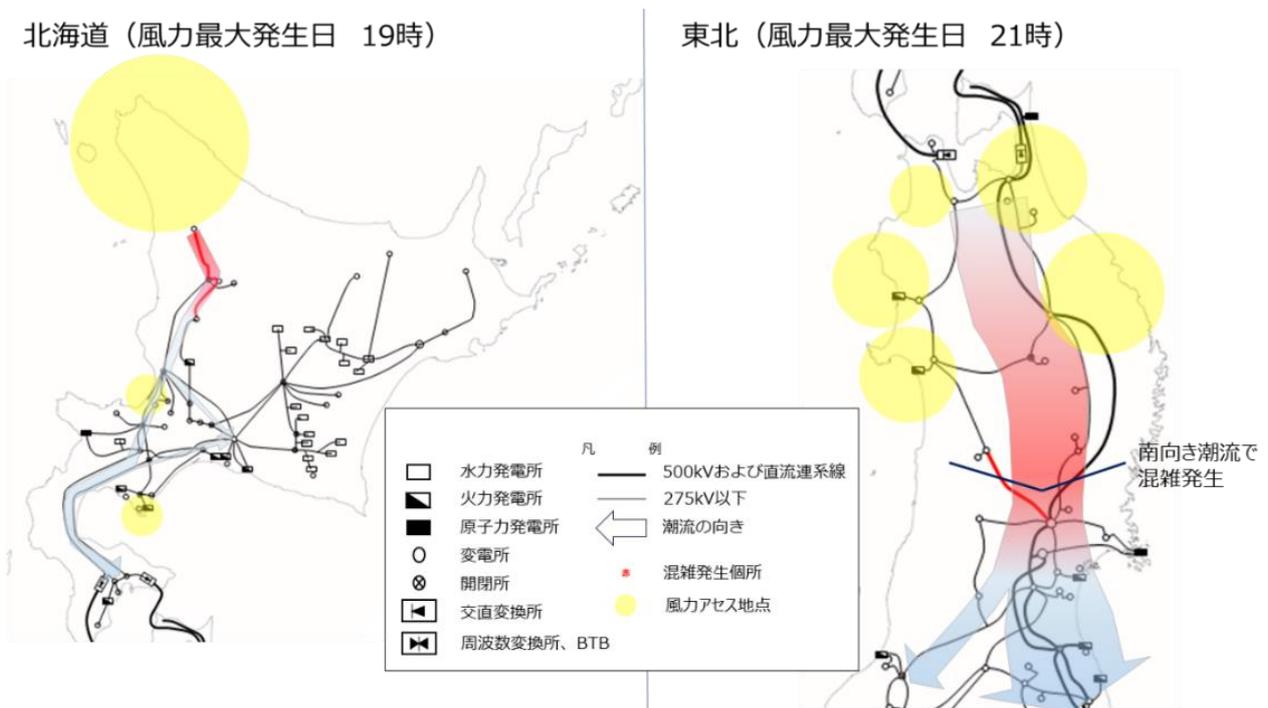


図 35 北海道、東北エリアの混雑発生状況

#### (4) 取組事項に関する考察

##### (i) 費用対便益評価に関する考察

表 6 は、潮流シミュレーションの結果に基づき、各連系線の増強費用（年経費率換算）と燃料費抑制効果を比較した結果を示したものである。今回の試算では燃料費抑制による便益（効果）は、連系線の増強費用を上回らなかった。

連系線や地内系統の増強規模は、新規電源の立地地点や電源の規模などによって変わり得るが、今回は一定の仮定<sup>22</sup>を置いて流通設備増強費用の試算（概算）を行った。また、連系線の運用容量制約をなしとした場合と現在の運用容量を制約条件とする場合の総燃料費を比較し、その差分を年間燃料費抑制効果としたが、今回前提としている設備増強後の規模では、運用容量による制約が残り得るため、この効果は減少する可能性があることに留意が必要である。

<sup>22</sup> 設備増強費用検討の前提条件は参考資料（4）を参照

表 6 費用対便益評価

連系線等	増強費用(年経費率換算※1) (億円/年)	燃料費抑制効果※2 (億円/年)	
		シナリオ①	シナリオ②
北海道本州間	110	~50	~30
東北東京間	100	~50	0
北海道本州+東北東京間※3	330	~120	~30
中部関西間	30	~20	~30
中国九州間	100	~40	~40
中国九州+関西中国間※3	380	~50	~50
中国九州+関西中国+中部関西間※3	410	~90	~90

※1 年経費率換算については、設備がすべて送電設備とし、耐用年数を法定耐用年数、割引率3%として試算しており、変電設備の割合により、増強費用は増加。  
 ※2 燃料費抑制効果については、連系線の制約なしとした場合の効果であり、現実的な増強規模とした場合は、効果は減少する。  
 ※3 東北エリア内、中国エリア内の増強費用を含む

以上のおり、今回の試算では、連系線増強の便益は費用を下回るものとなったが、本試算はあくまで仮定のシナリオに基づくものであること、燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源の計画や運用、新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、必要性を判断していくことが重要である。

(ii) 電源の偏在緩和に関する考察

連系線潮流シミュレーションのシナリオ①(電源偏在シナリオ)とシナリオ②(電源偏在緩和シナリオ)の結果を比較すると、仮に電源設置コストに立地地域による差がなく<sup>23</sup>、現状の系統状況を前提とすれば、シナリオ②の方が系統混雑による燃料費増分費用が小さく、また、再生可能エネルギーの発電抑制量は軽減するため、電源設置増分コストよりも燃料費抑制効果が大きくなり、全体コストの最適化が図れていると言える。

このように、長期エネルギー需給見通しで示されたエネルギーミックスをより低コストで達成するためには、広域連系系統の空容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であることが確認できた。

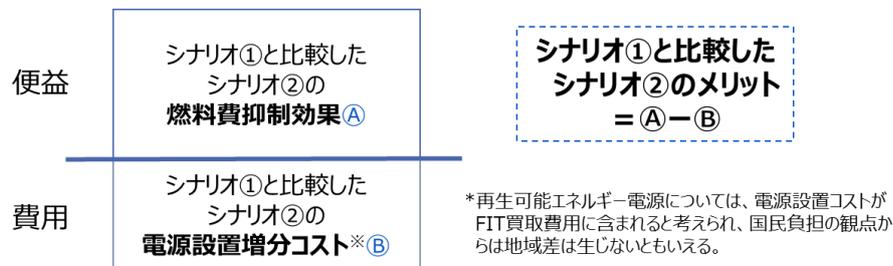


図 36 総合コスト最小化に関する考察

<sup>23</sup> FIT 買取価格には地域差はない。ただし、電源設置コストと設備稼働率には、地域差があるが、その影響はここでは考慮していない。

(iii) 運用面や電源配置の前提条件の変化に関する考察

シナリオ①、②をベースケースとして、運用面や電源配置の前提条件を変化させた場合の燃料費の増分費用及び再生可能エネルギーの発電抑制量への影響を確認するため、追加ケースによる連系線潮流シミュレーションを実施した。以下はその結果の概要である。

①運用面や電源配置の前提条件

需給変動に対応する調整力としての電源の必要量やスペックについては、将来の再生可能エネルギー電源の導入量により変動する可能性があるため、ベースケースでは各エリア需要の10%としていた調整力の量を15%に増加させた。

さらに、増分の5%について、エリア内の火力で確保するケース（(a) ケース）と他エリアから連系線を介して確保するケース（(b) ケース）の2ケースを実施した。

また、電源開発の不確実性を考慮し、各エリアごとに大型電源が配置された場合のケース（(c) ケース）も実施した。

表 7 運用面や電源配置の前提条件

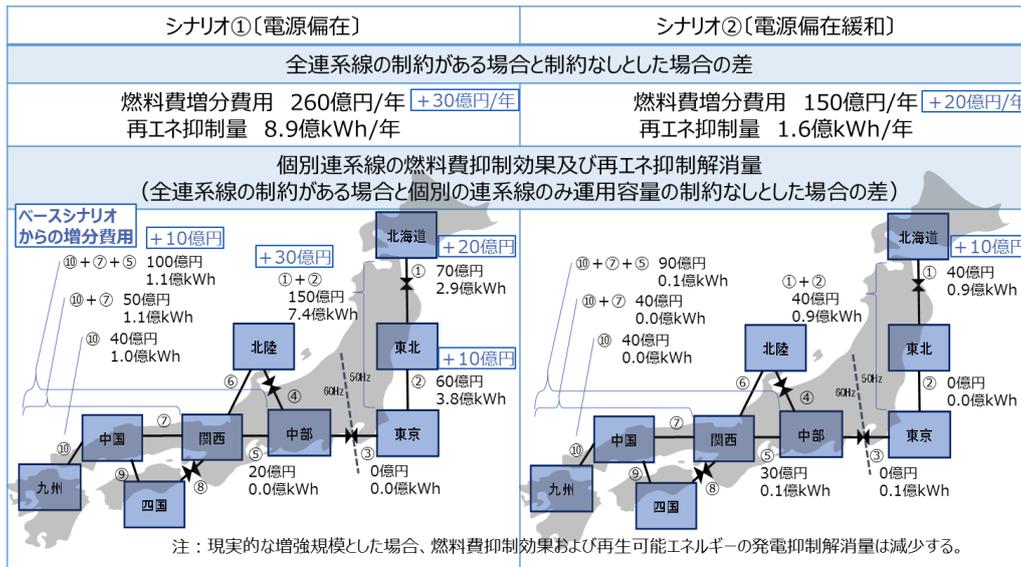
	ベースケース	追加ケース
調整力 対応	各エリアの需要の <b>10%</b> を <b>エリア内</b> の火力（石炭除く）にて確保	(1) 調整力増加ケース（エリア内15%） ・ベースシナリオに加え、各エリアの需要の <b>+5%分</b> を <b>エリア内</b> の火力（石炭除く）にて確保 (2) 調整力増加ケース（エリア内10%+他エリア5%） ・ベースシナリオに加え、各エリアの需要の <b>+5%分</b> を <b>他エリアから連系線</b> を介して確保
電源配置 ①～⑨	現時点での設備を基準に、供給計画に記載されている等、蓋然性の高い計画を織り込み機械的に経年50年以上の火力を一律廃止	(3) 電源配置ケース（9パターン） ・ <b>各エリアごとに100万kWの石炭機を追加</b> （増加させたエリア以外の石炭機は抑制） ①北海道、②東北、③東京、④中部、⑤北陸 ⑥関西、⑦中国、⑧四国、⑨九州

②前提条件の変化による影響・考察

(a) 調整力増加ケース（エリア内15%）

図 37 は、エリア内の調整力を増加させたケースについて、ベースケースと比較した結果を示すものである。北海道本州間連系設備において、燃料費抑制効果及び再生可能エネルギーの発電抑制解消量が特に増加する結果となった。

これは、エリア内の調整力を増加させることで、再生可能エネルギー電源比率が高い軽負荷期に再生可能エネルギーの発電抑制量が増加したことから、再生可能エネルギーの発電抑制量の多いエリアをつなぐ北海道本州間連系設備において影響が大きくなったものと考えられる。



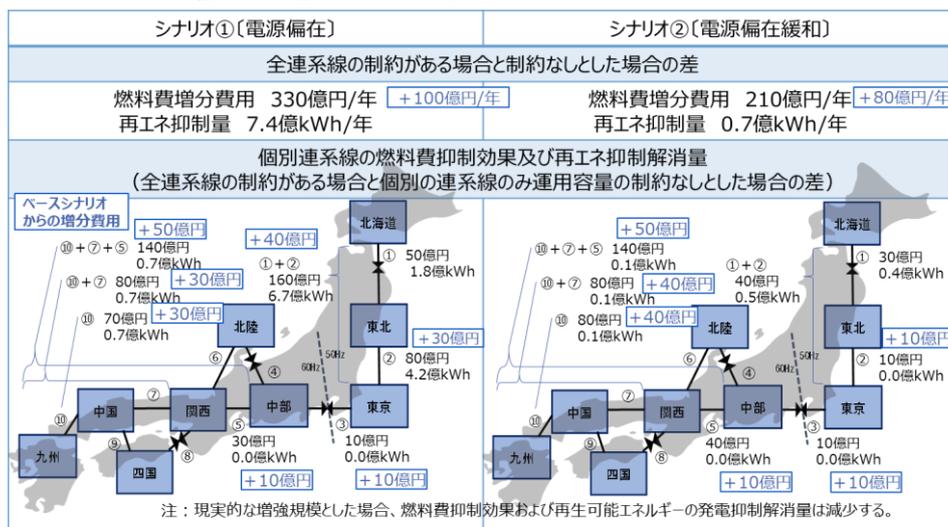
(2013 年度基準)

図 37 燃料費抑制効果及び再生可能エネルギー発電抑制解消量 ((a)ケース)

(b) 調整力増加ケース(エリア内 10%+他エリア 5%)

図 38 は、調整力を他エリアから連系線を介して確保するケースについて、ベースケースと比較した結果である。東北東京間連系線、中国九州連系線において、燃料費抑制効果及び再生可能エネルギーの発電抑制解消量が特に増加する結果となった。

これは、連系線マージンを需要の 5%分確保<sup>24</sup>することで連系線の空容量が減少した結果、広域メリットオーダーの効果が減少したものであり、需要に対して連系線による電力取引可能量が小さくなった箇所（東北東京間、中国九州間等）ほど影響が大きくなった。



(2013 年度基準)

図 38 燃料費抑制効果及び再生可能エネルギー発電抑制解消量 ((b)ケース)

<sup>24</sup> マージンの設定方法例は参考資料 (4) を参照

(c) 電源配置ケース

表 8 は、各エリアに大規模電源を配置したケースについてベースケースと比較した結果である。北海道エリアにおいて、燃料費増分費用及び再生可能エネルギー発電抑制量が特に増加する結果となった。

これは、需要に対してベース電源や再生可能エネルギーの電源導入量が多い北海道エリアに電源を配置した結果、更にベース電源が増加し、北海道本州間連系設備において混雑がより多く発生したため、再生可能エネルギーの発電抑制量が増加したことなどによるものである。

また、同様に需要に対してベース電源や再生可能エネルギー電源の導入量が多い東北エリアに電源配置した場合は、北海道本州間連系設備と比較し、東北東京間連系線に十分な容量があることから、燃料費増分費用及び再生可能エネルギーの発電抑制量の増加は小さいものとなっている。これは、他エリアに電源を配置した場合でも同様の傾向であった。

表 8 燃料費増分費用及び再生可能エネルギー発電抑制量 ((c)ケース)

	燃料費増分費用		再エネ抑制量	
	シナリオ①	シナリオ②	シナリオ①	シナリオ②
ベースケース	230億円	130億円	5.5億kWh	0.4億kWh
電源配置① (北海道)	290億円 (+60億円)	180億円 (+50億円)	6.6億kWh (+1.1億kWh)	0.8億kWh (+0.4億kWh)
電源配置② (東北)	240億円 (+10億円)	140億円 (+10億円)	5.7億kWh (+0.2億kWh)	0.4億kWh (±0.0億kWh)
電源配置③・④ (東京・中部)	230億円 (±0億円)	130億円 (±0億円)	5.4億kWh (▲0.1億kWh)	0.4億kWh (±0.0億kWh)
電源配置⑤～⑧ (北陸・関西・中国・四国)	230億円 (±0億円)	140億円 (+10億円)	5.4億kWh (▲0.1億kWh)	0.4億kWh (±0.0億kWh)
電源配置⑨ (九州)	220億円 (▲10億円)	110億円 (▲20億円)	5.5億kWh (±0.0億kWh)	0.4億kWh (±0.0億kWh)

(2013 年度基準)

(5) 取組事項の効果のまとめ

以上のとおり、今回の電力潮流シミュレーションの結果からは、まずは既存設備の最大限の有効活用と広域メリットオーダーの運用を図ることが効果的であり、現在計画されている以上に連系線を増強することによる経済的效果は見受けられないものとなった。ただし、本シミュレーションは一定の仮定の下で試算したものであり、この結果に基づいて、流通設備の増強要否を判断するものではないことは既述のとおりである。

また、エネルギーミックスをより低コストで達成するためには、系統の空容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であるということも確認できた。なお、これは風力発電や地熱発電などのようなエネルギーポテンシャルが限定的な電源については、適地に導入されることを前提に確認したものであって、適地ではないところに電源立地を誘導することが効果的であることを確認したのではない。

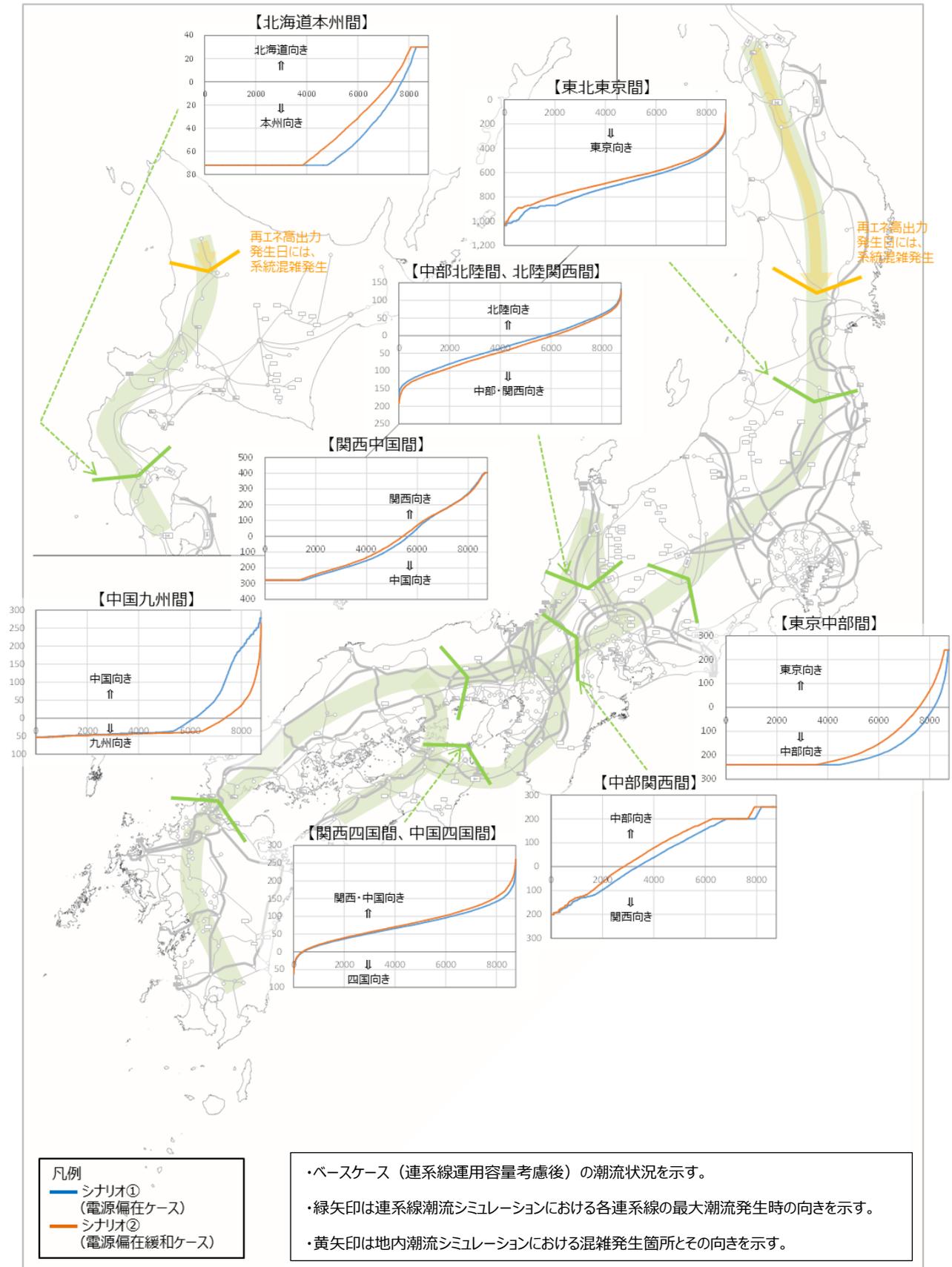


図 39 電力潮流シミュレーションにおける潮流状況

## 5. まとめ

広域系統長期方針では、電力系統の特徴・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、Ⅰ．適切な信頼度の確保、Ⅱ．電力系統利用の円滑化・低廉化、Ⅲ．電力流通設備の健全性確保の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」として定義し、このあるべき姿の実現に向けた取組について取りまとめた。

### (Ⅰ) 適切な信頼度の確保

- 設備形成を考える上では、適切な信頼度の確保は大前提となるため、本機関は、将来、電源構成が変化した場合も、広域的な送受電等により各エリアに必要な供給力が確保できるかどうかについて、継続的に確認、評価を行う。
- また、適切な信頼度が脅かされるような事象が確認された場合には、流通設備増強等を行うなど、一般送配電事業者とともに信頼度確保に取り組んでいく。

### (Ⅱ) 電力系統利用の円滑化・低廉化

- 我が国のエネルギー政策と整合を図りつつ、新たな電源連系ニーズや、広域メリットオーダー実現等の期待に応えるとともに、電力流通設備への投資増大による電気料金の上昇をできるだけ抑制することが必要である。
- そのため、まずは、これまで以上に電力流通設備を効率的に利用することを目指し、更には、費用対便益に基づく設備増強判断や、国の政策方針や各電源の特徴を踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価した最適な設備形成を目指すことが重要である。
- その点では、本機関と一般送配電事業者が一丸となって、電力系統利用の円滑化・低廉化に向けて課題を整理し、ルール整備等に取り組んでいく。

### (Ⅲ) 電力流通設備の健全性確保

- 高度経済成長期に建設された電力流通設備が、今後一斉に更新時期を迎えることを踏まえ、設備の健全性維持のため、一般送配電事業者においては、計画的な設備の更新及び作業平準化などの取組を期待する。
- 本機関においても、それが円滑に実施されるよう的確にサポートを行っていく。

## おわりに

これまでの流通設備計画は、電力需要の増加に対応するため、電源の開発計画等に関する確実性の高いシナリオをベースに立案されてきたが、近年は、需要の伸びの鈍化、新たな電源連系ニーズの高まり、再生可能エネルギー電源の導入拡大等、系統利用に関する不確実性が拡大しており、この環境変化に伴って流通設備の利用効率の低下を始めとした系統整備に係る多くの課題が顕在化している。

こうした現状認識の下、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てきた成果が、この広域系統長期方針である。

この広域系統長期方針の策定は、一昨年4月に発足した本機関にとって初めての取組であるのはもちろんのこと、我が国の電力系統整備の歴史的経緯においてもおそらく例を見ないものであり、関係者にとってこの約2年間にわたる検討の過程は、幾度となく議論と試行錯誤を繰り返す道のりであった。

こうした経緯の下、取りまとめた広域系統長期方針であるが、あるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題があることから、今後は、国における議論や本機関の検討会における議論等も踏まえつつ、具体的な検討を進め、課題の解決に向けた取組を着実に進めていく。

広域系統長期方針が、今後の我が国における電力流通設備形成の指針として、将来の安定的な電力供給に資するよう、本機関としては、今後とも電力系統に関する専門的知見を蓄積しつつ、社会環境の動向変化を注視し続けていくこととしたい。

以 上

【広域系統整備委員会 委員一覧（2017年3月30日現在）】

委員長

古城 誠 上智大学 法学部地球環境法学科 教授

(敬称略)

委員 (中立者)

伊藤 麻美 日本電鍍工業(株) 代表取締役  
岩船 由美子 東京大学 生産技術研究所 特任教授  
大橋 弘 東京大学大学院 経済学研究科 教授  
加藤 政一 東京電機大学 工学部電気電子工学科 教授  
工藤 禎子 (株)三井住友銀行 執行役員 成長産業クラスターユニット長  
田中 誠 政策研究大学院大学 教授

(敬称略・五十音順)

委員 (事業者)

大久保 昌利 関西電力(株) 電力流通事業本部 副事業本部長  
大村 博之 JXエネルギー(株) 執行役員 リソース&パワーカンパニー  
電気事業部長  
坂梨 興 大阪ガス(株) ガス製造・発電事業部 電力事業推進部長  
鍋田 和宏 中部電力(株) 執行役員 グループ経営戦略本部 部長  
松島 聡 日本風力開発(株) 常務執行役員  
柳生田 稔 昭和シェル石油(株) 執行役員 エネルギーソリューション事業本部  
電力需給部長

(敬称略・五十音順)

委員 (退任)

伊藤 久徳 中部電力(株) 経営戦略本部 部長  
清水 宏和 清水印刷紙工(株) 代表取締役社長  
白銀 隆之 関西電力(株) 電力流通事業本部 工務部長  
福田 隆 関西電力(株) 電力流通事業本部 副事業本部長

(敬称略・五十音順)

(役職は委員在任時)

電力広域の運営推進機関

計画部

電話：03-6632-0903

<http://www.occto.or.jp/>

電力広域の運営推進機関

## 広域系統長期方針(案)に対する意見募集に寄せられたご意見及び当機関の考え方

**1. 意見募集の概要**

## (1) 意見募集期間

・平成 28 年 12 月 27 日～平成 29 年 1 月 31 日

## (2) ご意見の総数（提出者数）：108 件（22 者）

**2. ご意見**

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
1	全般	<p>将来あるべき電力系統の姿を論ずる場合、現行のルールや既得権益にとらわれないことが重要であり、その点において、本長期方針は従来より一步踏み込んだ検討がなされおり高く評価できる。</p> <p>例えば、地域間連系線の運用においては、従来の先着優先のルールが見直され、間接オークションへ移行する方針が決定されている。他方、一般送配電事業者が管轄する地域内の送配電ネットワークへの電源のアクセスに関しては、従来の先着優先の考え方に基づいたルールが残ったままである。したがって、本長期方針においては、地域間連系線のルールの見直しと同様に、地域内の系統アクセスルール（先着優先）の見直しの可能性を含めた方針が示されることを要望する。そうすることで、</p>	<p>電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について検討を行う際には、頂いたご意見も念頭に検討を進めてまいります。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>系統アクセス等に関する既存電源と新規電源のイコールフットディングが確保され、公平で適正な競争環境が整備されると考える。</p>	
2	全般	<p>本長期方針で示された内容は、新規電源が系統に接続される場合の特定負担や一般負担の在り方にも関係している。さらに、電力・ガス取引監視等委員会等で議論されている託送料金の在り方にも関連する。したがって、これら特定負担、一般負担、託送料金の在り方と整合性を取りながら、長期方針のあるべき姿の実現に向けた取り組みがなされるべきであり、電源間のイコールフットディングが担保されることが望まれる。</p> <p>例えば、託送料金の議論においては、電源側が一部負担すべきの方針が出されているが、それが実現する場合は、従来の一般負担の上限と特定負担の在り方も同時に見直されるべきである。何故ならば、現行の一般負担の上限と特定負担のルールは、電源側が託送料金を負担しない前提となっているからである。</p>	<p>発電設備の設置等に伴う費用負担の在り方については、2015年11月6日に資源エネルギー庁電力・ガス事業部が公表した「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」において示されております。</p> <p>また、広域系統長期方針(案)「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コストの最小化」にお示ししているとおり、現在、国において、送配電網の維持、運用コストの抑制、低減に向けた託送料金制度の在り方について検討が開始されたところと承知しております(P.21)。</p> <p>本機関としても、これらの国の方向性と整合性を図りながら、必要な検討を進めてまいります。</p>
3	全般	<p>○国の政策方針、総合資源エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議との整合性確保</p> <p>広域機関 HP にも掲載されているとおり、「広域系統長期方針は、国の政策方針、総合資源エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議、策定済みの広域系統整備計画、本機関による電力系統に関する調査・分析の結果等を踏まえ、10年を</p>	<p>広域系統長期方針の策定に当たっては、本機関の業務規程第48条第2項に基づき、国の政策方針や、総合エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議と整合性を図りながら、検討を進めてきたところです。</p> <p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題があり、その課題解決に向けた取組を進めるに</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>超える期間を見通した検討を行い、我が国全体の電力系統のあるべき姿及びその実現に向けた考え方を示すもの」であるが、今回の広域系統長期方針（案）は直近の総合資源エネルギー調査会令に基づく審議会等（例えば、新エネルギー小委員会や再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会等）における議論の方向性と合致していない部分が見受けられ、今後の国の政策方針と齟齬が生じかねないことが懸念される。</p> <p>広域系統長期方針という我が国の電力系統形成の指針となる非常に重要な決定を行うに当たって、今の時点が最適とは思えず、国の審議会等における議論の結論及び近くに改定作業が見込まれるエネルギー基本計画、必要に応じて長期エネルギー需給見通しの見直し結果を待った上で齟齬のない内容とすべきではないか。</p>	<p>当たっても、国における議論の方向性を踏まえた上で、具体的な検討を進めてまいります。</p> <p>なお、本機関の業務規程第 49 条において、策定又は見直後 5 年ごとに広域系統長期方針の見直しを行う旨を定めるとともに、エネルギー基本計画その他の広域系統長期方針に影響を与える国の政策方針が決定又は見直された場合などには、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旨を定めております。</p>
4	全般	<p>貴機関ウェブページに記載の通り、広域系統長期方針は、「国の政策方針、総合資源エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議、策定済みの広域系統整備計画、本機関による電力系統に関する調査・分析の結果等を踏まえ、10 年を超える期間を見通した検討を行い、我が国全体の電力系統のあるべき姿及びその実現に向けた考え方を示すもの」であります。今回の広域系統長期方針（案）は直近の総合資源エネルギー調査会令に基づく審議会等（例えば、新エネルギー小委員会や再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会等）における議論の</p>	<p>広域系統長期方針の策定に当たっては、本機関の業務規程第 48 条第 2 項に基づき、国の政策方針や、総合エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議と整合性を図りながら、検討を進めてきたところです。</p> <p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題があり、その課題解決に向けた取組を進めるに当たっても、国における議論の方向性を踏まえた上で、具体的な検討を進めてまいります。</p> <p>なお、本機関の業務規程第 49 条において、策定又は見直後 5 年ご</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>方向性と合致していない部分が見受けられ、今後の国の政策方針と齟齬が生じかねないことが懸念されます(1月25日に開催された再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会・新エネルギー小委員会合同会議でも、複数の委員から2030年を越えた視点で地域間連系線や系統の増強・整備に係る問題を見る必要性が指摘されております)。然るに、広域系統長期方針という我が国の電力系統形成の指針となる非常に重要な決定を行うに当たっては今の時点が最適とは思えず、国の審議会等における議論の結論及び近くに改定作業が見込まれるエネルギー基本計画や、必要に応じて長期エネルギー需給見通しの見直し結果を踏まえた上で決定を行うことが適当であり、齟齬のない整合性の取れた内容として策定すべきではないかと考えます。</p>	<p>とに広域系統長期方針の見直しを行う旨を定めるとともに、エネルギー基本計画その他の広域系統長期方針に影響を与える国の政策方針が決定又は見直された場合などには、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旨を定めております。</p>
5	全般	<p>○広域系統長期方針の見直し時期の適正化</p> <p>電力系統利用に関する国審議会等における昨今の議論は非常に速度感を伴い進んでいること、また、国の政策方針、総合資源エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議を円滑に反映する観点からも、業務規程上5年とされている広域系統長期方針の見直し期間について、「エネルギー基本計画または長期エネルギー需給見通しの改定に伴い都度」と変更すべきではないか。</p>	<p>広域系統長期方針については、定期的な見直しに加え、本機関の業務規程第49条第2項において、エネルギー基本計画その他の広域系統長期方針に影響を与える国の政策方針が決定又は見直された場合などには、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旨を既に定めているところです。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
6	全般	電力系統利用に関する国の審議会等における昨今の議論は非常に速度感を伴い進んでいること、また、国の政策方針、総合資源エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議を円滑且つ適切に反映する観点からも、貴機関の業務規程第49条第1項において5年ごとと規定されている広域系統長期方針の見直し期間については、同条第2項に規定されている「その都度見直しを行う」ことを原則とすべきではないかと考えます。	広域系統長期方針については、定期的な見直しに加え、本機関の業務規程第49条第2項において、エネルギー基本計画その他の広域系統長期方針に影響を与える国の政策方針が決定又は見直された場合などには、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旨を既に定めているところです。
7	全般	電力系統利用に関する国の審議会等における昨今の議論は非常に速度感を伴い進んでいること、また、国の政策方針、総合資源エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議を円滑且つ適切に反映する観点からも、貴機関の業務規程第49条第1項において5年ごとと規定されている広域系統長期方針の見直し期間については、同条第2項に規定されている「その都度見直しを行う」ことを原則とすべきではないかと考えます。	広域系統長期方針については、定期的な見直しに加え、本機関の業務規程第49条第2項において、エネルギー基本計画その他の広域系統長期方針に影響を与える国の政策方針が決定又は見直された場合などには、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旨を既に定めているところです。
8	全般	○低コストなエネルギーミックスの観点での適地への再エネルギーの導入促進 風力業界として掲げている風力発電コスト抑制方策は適地への導入促進が前提であり、電源立地の誘導が低コストなエネルギーミックスに効果的であるとは必ずしも言い切れず、この点については事実誤認である。これは電力潮流シミュレーションを否定するものではなく、費用対便益効果に留意事項が付されているように、今後より詳細な検討が必要であることから、	再生可能エネルギーの導入にあたっては、エネルギーポテンシャルを考慮の上、検討することが重要であると認識しており、今回の電力潮流シミュレーションにおいても、例えば電源偏在緩和シナリオの設定に当たり、風力は北海道に連系可能量まで導入し、東北に重点的に導入するなど、エネルギーミックスに基づく導入量やエリアごとのポテンシャルも踏まえて、無理のないシナリオを設定しております。(詳細は参考資料(4)をご参照ください。) ここでは、再生可能エネルギー電源は適地に導入されることを前

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>現時点で電源立地の誘導効果が再エネ電源の適地導入推進を上回るような結論は早計と思われる。</p>	<p>提に、基幹系統の空容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものであって、再生可能エネルギー電源の適地を無視してまで、電源立地を誘導することが効果的ということを確認したものではありません。</p> <p>風力発電に関しては、設備稼働率が大きく影響すると考えられるため、立地地点変更に伴う影響については十分考慮することが必要であると考えております。</p> <p>ご意見を踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.19,20)。</p> <p>「また、風力発電のように立地地点により設備利用率が大きく変わり、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあることから、各電源の特徴も考慮する必要がある。</p> <p>このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を検討していくことが重要である。」</p> <p>また、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「なお、これは風力発電や地熱発電などのようなエネルギーポテンシャルが限定的な電源については、適地に導入されることを前提に確認したものであって、適地ではないところに電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものではない。」</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
9	全般	<p>風力発電コスト抑制方策は適地への導入促進が前提であり、電源立地の誘導が低コストなエネルギーミックスに効果的であるとは必ずしも言い切れず、この点について本方針（案）では立地場所による風力発電の設置コストや風況の違いによる設備稼働率（正しくは設備利用率ではないか？）の地域差を考慮しておらず（36 ページ欄外注記）、偏った条件設定の下で本方針が策定されていると言わざるを得ません。これは電力潮流シミュレーション自体を否定するものではありませんが、費用対便益効果に留意事項が付されているように、今後、実態に即した条件設定によるきめ細やかな詳細検討が必要であることから、現時点で電源立地の誘導効果が再生可能エネルギー電源の適地導入推進を上回るような結論を公に示すことは早計ではないかと考えている次第です。</p>	<p>再生可能エネルギーの導入にあたっては、エネルギーポテンシャルを考慮の上、検討することが重要であると認識しており、今回の電力潮流シミュレーションにおいても、例えば電源偏在緩和シナリオの設定に当たり、風力は北海道に連系可能量まで導入し、東北に重点的に導入するなど、エネルギーミックスに基づく導入量やエリアごとのポテンシャルも踏まえて、無理のないシナリオを設定しております。（詳細は参考資料(4)をご参照ください。）</p> <p>ここでは、再生可能エネルギー電源は適地に導入されることを前提に、基幹系統の空容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものであって、再生可能エネルギー電源の適地を無視してまで、電源立地を誘導することが効果的ということを確認したものではありません。</p> <p>風力発電に関しては、設備稼働率が大きく影響すると考えられるため、立地地点変更に伴う影響については十分考慮することが必要であると考えております。</p> <p>ご意見を踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.19,20)。</p> <p>「また、風力発電のように立地地点により設備利用率が大きく変わり、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあることから、各電源の特徴も考慮する必要がある。</p> <p>このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>検討していくことが重要である。」</p> <p>また、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「なお、これは風力発電や地熱発電などのようなエネルギーポテンシャルが限定的な電源については、適地に導入されることを前提に確認したものであって、適地ではないところに電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものではない。」</p>
10	全般	<p>本案の大前提となっている基礎情報の根拠が極めて不明確で既得権者から提供された情報を鵜呑みにした思い込みの産物である。</p> <p>初めに結論ありきの無意味な議論の様相でとても科学的に考えられたものとは思えない。</p> <p>特定の立場に利益を誘導するために密室で考えられたシナリオなのではないのか？</p> <p>このような胡散臭い方法で社会インフラの長期方針を伝々されるのは大いに迷惑である。</p> <p>広く公開された公明正大な議論からやり直すべきである。</p>	<p>広域系統長期方針の策定に向けては、中立的な有識者、再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者の委員で構成する広域系統整備委員会において約2年にわたり検討を重ねてきたものであります。</p> <p>本広域系統長期方針(案)は、2015年7月に公表された国の「長期エネルギー需給見通し」を踏まえたものであり、電力潮流シミュレーションの電源構成等の諸元についても、これを前提にシナリオを作成しております。</p> <p>また、需要実績や流通設備の経年状況は事実に基づくものであり、電源の見通しについても発電事業者から提出された供給計画や固定価格買取制度の情報公表ウェブサイトの情報等に基づくものです。</p> <p>広域系統整備委員会では、事業計画公表前の立地地点情報などの機微な情報を取り扱うため、非公開としておりますが、検討資料及び議論内容につきましては本機関のホームページにて随時公開し、問合せ先も明記させて頂いております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>今回の意見募集につきましては、これら議論を踏まえて策定した広域系統長期方針(案)について、会員の皆さまからのご意見を頂くことを目的に実施しているものです。</p> <p>頂いたご意見を踏まえ、今後とも策定プロセスの透明性確保に努めてまいります。</p>
11	全般	<p>○広域系統長期方針（案）策定過程における会員からの広い意見の聴取</p> <p>これまで一貫して非公開の場で議論が行われてきたが、広域系統長期方針という非常に重要なものを策定するに当たっては、広く開かれた場で議論を行うとともに事前に会員からの意見を聴取したうえで、パブリックコメントが行われるべきではないか。（例：同じ広域機関における「地域間連系線の利用ルール等に関する検討会」では本年9月より議論を公開）</p>	<p>広域系統長期方針(案)の策定に向けて、中立的な有識者、再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者の委員で構成する広域系統整備委員会において約2年にわたり検討を重ねてきたものであります。</p> <p>広域系統整備委員会では、事業計画公表前の立地地点情報などの機微な情報を取り扱うため、非公開としておりますが、検討資料及び議論内容につきましては本機関のホームページにて随時公開し、問合せ先も明記させて頂いております。</p> <p>今回の意見募集につきましては、これら議論を踏まえて策定した広域系統長期方針(案)について、会員の皆さまからのご意見を頂くことを目的に実施しているものです。</p> <p>頂いたご意見を踏まえ、今後とも策定プロセスの透明性確保に努めてまいります。</p>
12	全般	<p>最後まで読んだが、本案は電気代に関する議論であり二酸化炭素を出さずに電気を作るという行為に対する考察が全く欠落している。そういう状況やどうこうできない場で再生可能エネルギーの取り扱いをどうこう言うべきではない。</p>	<p>今回の電力潮流シミュレーションにおいては、広域系統長期方針(案)「4-5.(1) 概要」の注釈18(P.30)において記載しているとおり、CO2 対策費を含んだ発電単価を使用しており、CO2 を排出しない電源の価値についても一定の評価をしたものになっていると考えて</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>おります。</p> <p>今後、流通設備増強判断に資する便益評価の対象項目及び算出方法について検討を進めていくに当たっては、ご指摘も踏まえて検討してまいります。</p>
13	全般	<p>要するに「北本連係をやってもコスト的にあわないからやらない方がいいですよ」と言いたいんでしょ？</p> <p>世間で大勢いる「料金が高くなっても自然エネルギーで作った電気を使いたい」という人に対して自然エネルギー100%で売る手段を潰した挙句に原子力で作った電気の使用を強要してまで既得権益にしがみつくと守旧派に将来の話をしていただきたくはない。</p> <p>本案の再考を求めます。</p>	<p>本広域系統長期方針(案)は、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ため、再生可能エネルギーなどの新たな電源連系ニーズに応えつつ、国民負担が抑制されるよう、流通設備をこれまで以上に効率的に活用することを目指しております。</p> <p>なお、本広域系統長期方針(案)における試算は長期エネルギー需給見通しを踏まえた仮定のシナリオに基づくものであり、この結果のみをもって、連系線等の増強の可否を判断するものではありません。燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源計画や運用、新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、必要性を判断していくことが重要であると考えており、本広域系統長期方針(案)「4-5.(1) 概要」(P.29,30)及び「4-5.(4)(i) 費用対便益評価に関する考察」(P.38)にも、その旨を明記しております。</p> <p>ご意見を踏まえ、「4-5 (5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「ただし、本シミュレーションは一定の仮定の下で試算したものであり、この結果に基づいて、流通設備の増強要否を判断するもので</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			はないことは既述のとおりである。」
14	全般	<p>全編を通して、再生可能エネルギー電源のように送電網の利用率が低い電源のため、再エネ最大導入のために増強するのは適切ではないと纏められていると解釈しました。</p> <p>広域での送電網整備は、経済性・効率性・公平性・必要性、様々な要素がかみ合っって判断されることであると承知しますが、何故、かように真逆の方針となるのか、理解できないでおります。真逆とは、欧州の送電会社の連盟である欧州送電事業者ネットワーク（ENTSO-E）が、欧州連合（EU）の法令に基づき 2 年に 1 度公表する「系統開発 10 ヶ年計画（TYNDP）」で、昨年 2016 年 12 月に発信された内容との比較で、真逆と申しました。</p> <p>ENTSO-E: “Ten-Year Network Development Plan 2016” (2016)</p> <p><a href="https://urldefense.proofpoint.com/v2/url?u=http-3A__tyndp.entsoe.eu_projects_2016-2D12-2D20-2D1600-2Dexec-Dreport.pdf&amp;d=DwICJg&amp;c=5VmBUbElckIcTyRyqVutrmUWspFiZnRFNlmzIHfQ-Q&amp;r=tAR8eLr-LdNNcW-aCOwEDMaH7Kp5vAzkc_enKuqxoB0&amp;m=apicTUsjqLDesWGR_SOZgw9zfwXHT6XnmpsAV4t-Lx0&amp;s=qmB1c2jKYDIYRkcIWJf5BvFGzK-">https://urldefense.proofpoint.com/v2/url?u=http-3A__tyndp.entsoe.eu_projects_2016-2D12-2D20-2D1600-2Dexec-Dreport.pdf&amp;d=DwICJg&amp;c=5VmBUbElckIcTyRyqVutrmUWspFiZnRFNlmzIHfQ-Q&amp;r=tAR8eLr-LdNNcW-aCOwEDMaH7Kp5vAzkc_enKuqxoB0&amp;m=apicTUsjqLDesWGR_SOZgw9zfwXHT6XnmpsAV4t-Lx0&amp;s=qmB1c2jKYDIYRkcIWJf5BvFGzK-</a></p>	<p>2015 年 7 月に公表された国の「長期エネルギー需給見通し」において、電力の需給構造については、安全性の確保を大前提に、安定供給、経済効率性及び環境適合（S+3E）に関する政策目標を同時達成するよう検討を行い、徹底した省エネルギーの推進、再生可能エネルギーの最大限の導入、火力発電の高効率化等を進めつつ、原発依存度を可能な限り低減することが基本方針としています。</p> <p>本機関の業務規程第 48 条第 2 項において、広域系統長期方針の策定に当たっては、上記のような国の政策方針等を考慮することが定められており、再生可能エネルギーの導入拡大は重要であると認識しております。再生可能エネルギー等の新たな電源連系ニーズに応えつつ、電気料金の上昇を最大限抑制するという政策課題を実現するためには、全体最適の観点で電源コストと流通コストの総合的な最小化を図ることが重要であり、更には経年設備を含む膨大な既存流通設備を適切に維持し、その能力を最大限活用することが必要となると考えております。</p> <p>本広域系統長期方針(案)では、既存の設備を最大限有効活用するとともに、費用対便益を勘案し、必要な設備増強を行っていくという方向性を示しております。</p> <p>ENTSO-E においても費用対便益評価は行われており、費用対便益のある設備を整備した結果、将来の電気料金が低下するというものであると認識しております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>IWnLeLEicWprZLic&amp;e=</p> <p>欧州全域で 2030 年までに国際送電線だけで 200 ものプロジェクトが計画され、1500 億ユーロ（≒18 兆円）の投資が必要であり、その整備により将来の電気料金が低下するということです。</p> <p>目をつけているポイントが異なるのでしょうか？ 情勢分析において、見ている世界が異なるのでしょうか？ どちらの考えが今後の世界の潮流になるのでしょうか？ EU の方針が正解とは申しませんが、何故、真逆の結論となるのかについて解説いただきたい、貴広域系統長期方針の結論を補強していただきたいと思います。</p>	<p>よって、本広域系統長期方針(案)の方向性は ENTSO-E の TYNDP で示されている方向性と合致するものと考えております。</p>
15	全般	<p>不完全な便益の条件や保守的な条件は、海外では、いわゆる「これまで通りの無対策(BAU: Business as Usual)ケース」に相当する。このような前提条件では、「今回の試算では、連系線増強の便益は費用を下回るものとなった」(p.36)となるのはむしろ当然であり、これでは十分な費用便益分析とは言い難い。これでは ENTSO-E の TYNDP2016 など欧米で行われている電力インフラの費用便益分析から比較すると、手法も条件も大きく見劣りする。一方で、今回、電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）が送電線増強の費用便益分析を試みたこと自体は非常に評価できるし、本報告書案でも「燃料費</p>	<p>ご指摘のとおり、本広域系統長期方針(案)における試算は長期エネルギー需給見通しを踏まえた仮定のシナリオに基づくものであり、この結果のみをもって、連系線等の増強の可否を判断するものではありません。燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源計画や運用、新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、必要性を判断していくことが重要であると考えており、本広域系統長期方針(案)「4-5.(1) 概要」(P.29,30)及び「4-5.(4)(i) 費用対便益評価に関する考察」(P.38)にも、その旨を明記しております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もある」(p.36)とも明記していることから、今後の分析を期待したい。今回の BAU の結果を「広域機関の費用便益分析の結論」として議論を収束させず、単なる BAU ケースを出発点として、今後積極的対策を施せばどのように費用便益比を向上させることができるか、という観点でさらなる費用便益分析を進めるべきである。	今後、流通設備増強判断に資する便益評価の対象項目及び算出方法について検討を進めていくに当たっては、国のエネルギー政策、燃料価格動向等に留意しつつ、諸外国の事例なども参考にしながら、丁寧に検討を進めてまいります。
16	全般	再生可能エネルギーの導入を拡大するという大前提にもとづき長期方針を立案すべき。	<p>2015年7月に公表された国の「長期エネルギー需給見通し」において、電力の需給構造については、安全性の確保を大前提に、安定供給、経済効率性及び環境適合(S+3E)に関する政策目標を同時達成するよう検討を行い、徹底した省エネルギーの推進、再生可能エネルギーの最大限の導入、火力発電の高効率化等を進めつつ、原発依存度を可能な限り低減することとしています。</p> <p>本機関の業務規程第48条第2項において、広域系統長期方針の策定に当たっては、上記のような国の政策方針等を考慮することが定められており、再生可能エネルギーの導入拡大は重要であると認識しております。再生可能エネルギー等の新たな電源連系ニーズに応えつつ、電気料金の上昇を最大限抑制するという政策課題を実現するためには、全体最適の観点で電源コストと流通コストの総合的な最小化を図ることが重要であり、更には経年設備を含む膨大な既存流通設備を適切に維持し、その能力を最大限活用することが必要であることを示しております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
17	全般	原子力については、今後新設はない前提で、休止中の設備の再稼働も3年以内の稼働が確定しているもののみ限定して方針を定めるべき。	<p>系統整備は、将来の系統利用を見据えて検討する必要があり、至近の電源稼働状況のみを見て検討することは不相当と考えております。</p> <p>また、広域系統長期方針の策定に当たっては、本機関の業務規程第48条第2項において、国の政策方針等を考慮することが定められていることから、本広域系統長期方針(案)の電力潮流シミュレーションは2015年7月に公表された国の「長期エネルギー需給見通し」において示された需給構造の見通しをもとにシナリオ設定を行っているところです。</p>
18	全般	蓄電池の設置が必要となる場合は、再生可能エネルギー事業者ではなく、一般電気事業者がまとめて適地に設置すべきである。	蓄電池の設置の取扱いについては、国の議論動向等も踏まえ、必要に応じて検討を進めてまいります。
19	全般	風力発電の適地は限られているので、ばらまきではなく、重点的に予算を投下し、設備増強すべきである。	設備増強に当たっては、将来の電源計画や運用、新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、必要性を判断していくことが重要であり、エネルギーポテンシャルを踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を検討していくことが重要であると考えております。
20	全般	電力の品質保持（電圧変動、周波数変動）は必要以上に厳格な基準を採用するべきでなく、国際基準によるべきであり、工場等で必要な場合は、個別に対応をとらせるべきである。	<p>電力品質については各国の系統状況に合わせ基準を設定しているものと認識しております。</p> <p>我が国においては、系統連系において電力品質を確保するための技術要件についての標準的な指標として、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」（2016年7月28日 資源エネルギー</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			庁) が定められております。
21	全般	本長期方針は撤回し、再検討すべき。	<p>広域系統長期方針の策定に当たっては、本機関の業務規程第 48 条第 2 項に基づき、国の政策方針や、総合エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議と整合性を図りながら、中立的な有識者、再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者の委員で構成する広域系統整備委員会において約 2 年にわたり検討を重ねてきたものであります。</p> <p>なお、広域系統長期方針については、定期的な見直しに加え、本機関の業務規程第 49 条第 2 項において、エネルギー基本計画その他の広域系統長期方針に影響を与える国の政策方針が決定又は見直された場合などには、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旨を既に定めているところです。</p>
22	全般	<p><b>【電力自由化に向けた競争環境の整備】</b></p> <p>・電力の自由化が進展する中、北海道では北本連系設備の制約による本州との市場分断が度々発生し、電力相場が他の地区に比べて高騰する傾向にあることから、競争環境の整備の一環として、電力市場への企業の参入促進に向けて北本連系設備の拡充を図るべきと考えます。</p>	<p>北海道本州間連系設備については、2019 年 3 月使用開始に向け 30 万 kW の増強工事が行われているところです。</p> <p>更なる増強については、増強後の北海道本州間連系設備の状況に加え、電源計画や運用、新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、その必要性を判断してまいります。</p>
23	全般	<p><b>【エネルギーミックスの実現】</b></p> <p>・北海道においては、風力発電のアセス中の案件が 200 万 kW 以上あるほか、バイオマス発電や地熱開発などの動きが進展す</p>	<p>再生可能エネルギーの導入拡大に向けては、北海道を含めすべての地域のポテンシャルを考慮した上で、費用対便益に基づき最適なシステムを作っていくことが重要であると考えております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>る一方で、北海道電力が太陽光と風力に関して指定電気事業者の指定を受けるなど、系統連系制約が顕在化しており、このままでは、再エネ導入拡大に向けた取組が停滞しかねない状況にあります。北海道のポテンシャルを最大限に活用していくことが我が国のエネルギーミックス実現につながると考えております。</p>	
24	全般	<p>・2030年度のエネルギーミックスの実現に向けて、広域系統がどうあるべきかについて、スケジュールを含めて明らかにすべきと考えます。</p>	<p>流通設備の整備に当たっては、エネルギーポテンシャルを踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を検討していくことが重要であると考えております。</p> <p>将来の電源の稼働状況や連系線利用ルールの見直し、費用対便益の評価方法等によって、設備増強の要否が変わることも考えられることから、これらの見通しを踏まえて、広域系統がどうあるべきかを考えていく必要があると考えております。</p>
25	全般	<p>各電源の特性を考慮して、長期方針（案）が策定されたとは思えない。特に、風力発電は風況が良好な適地に、集中的に立地したほうが、kWhの生産原価を低減できるので、系統整備等について、もう少ししっかりした精査が必要である。</p>	<p>流通設備の整備に当たっては、エネルギーポテンシャルを踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を検討していくことが重要であると考えております。</p> <p>今回の電力潮流シミュレーションにおいても、エネルギーミックスに基づく導入量並びにエリアごとのポテンシャル及び設備利用率も踏まえて、シナリオを設定して実施したものです。（詳細は、参考資料(4)をご参照下さい。）</p> <p>実際の設備増強を判断するに当たっては、将来の電源計画や運用、</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、費用対便益を考慮していくことが望ましいと考えております。</p> <p>ご意見を踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.19,20)。</p> <p>「また、風力発電のように立地地点により設備利用率が大きく変わり、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあることから、各電源の特徴も考慮する必要がある。</p> <p>このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を検討していくことが重要である。」</p> <p>また、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「なお、これは風力発電や地熱発電などのようなエネルギーポテンシャルが限定的な電源については、適地に導入されることを前提に確認したものであって、適地ではないところに電源立地を誘導することが効果的であることを確認したのではない。」</p>
26	全般	<p>本方針の策定においては、これまで一貫して非公開の場（広域系統整備委員会）で議論が行われてきましたが、広域系統長期方針という非常に重要な方針を策定するに当たっては、広く開かれた場で議論を行うとともに、貴機関の業務規程第 48 条第 3 項に規定の通り、事前に会員からの意見を聴取した上でパブリックコメントを実施するなど、策定プロセスの透明性が確</p>	<p>広域系統長期方針(案)の策定に向けて、中立的な有識者、再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者の委員で構成する広域系統整備委員会において約 2 年にわたり検討を重ねてきたものであります。</p> <p>また、広域系統整備委員会では、事業計画公表前の立地地点情報などの機微な情報を取り扱うため、非公開としておりますが、検討</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		保されるべきであると考えます。	<p>資料及び議事録につきましては本機関のホームページにて随時公開し、問合せ先も明記させていただいております。</p> <p>今回の意見募集につきましては、これら議論を踏まえて策定した広域系統長期方針(案)について、本機関の業務規程第48条の第3項に基づき、会員の皆さまからのご意見を頂くことを目的に実施しているものです。</p> <p>頂いたご意見を踏まえ、今後とも策定プロセスの透明性確保に努めてまいります。</p>
27	全般	<p>前提となる基本情報の根拠があまりに不明確で、結論ありきの情報を都合よくまとめた文章で客観性に欠ける。</p> <p>より広く公開された状態での透明性のある議論をするべき。</p>	<p>広域系統長期方針の策定に当たっては、本機関の業務規程第48条第2項に基づき、国の政策方針や、総合エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議と整合性を図りながら、検討を進めてきたところであり、中立的な有識者、再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者で構成する広域系統整備委員会において約2年にわたり検討を重ねてきたものであります。</p> <p>本広域系統長期方針(案)は、2015年7月に公表された国の「長期エネルギー需給見通し」を踏まえたものであり、電力潮流シミュレーションの電源構成等の諸元についても、これを前提にシナリオを作成しております。</p> <p>また、需要実績や流通設備の経年状況は事実に基づくものであり、電源の見通しについても発電事業者から提出された供給計画や固定価格買取制度の情報公表ウェブサイトの情報等に基づくものです。</p> <p>広域系統整備委員会では、事業計画公表前の立地地点情報などの</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>機微な情報を取り扱うため、非公開としておりますが、検討資料及び議論内容につきましては本機関のホームページにて随時公開し、問合せ先も明記させていただいております。</p> <p>今回の意見募集につきましては、これら議論を踏まえて策定した広域系統長期方針(案)について、会員の皆さまからのご意見を頂くことを目的に実施しているものです。</p> <p>頂いたご意見を踏まえ、今後とも策定プロセスの透明性確保に努めてまいります。</p>
28	全般	<p>本方針の策定においては、これまで一貫して非公開の場（広域系統整備委員会）で議論が行われてきましたが、広域系統長期方針という非常に重要な方針を策定するに当たっては、広く開かれた場で議論を行うとともに、貴機関の業務規程第 48 条第 3 項に規定の通り、事前に会員からの意見を聴取した上でパブリックコメントを実施するなど、策定プロセスの透明性が確保されるべきであると考えます。</p>	<p>広域系統長期方針(案)の策定に向けて、中立的な有識者、再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者で構成する広域系統整備委員会において約 2 年にわたり検討を重ねてきたものであります。</p> <p>本広域系統長期方針(案)は、2015 年 7 月に公表された国の「長期エネルギー需給見通し」を踏まえたものであり、電力潮流シミュレーションの電源構成等の諸元についても、これを前提にシナリオを作成しております。</p> <p>また、需要実績や流通設備の経年状況は事実に基づくものであり、電源の見通しについても発電事業者から提出された供給計画や固定価格買取制度の情報公表ウェブサイトの情報等に基づくものです。</p> <p>広域系統整備委員会では、事業計画公表前の立地地点情報などの機微な情報を取り扱うため、非公開としておりますが、検討資料及び議論内容につきましては本機関のホームページにて随時公開し、</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>問合せ先も明記させていただいております。</p> <p>今回の意見募集につきましては、これら議論を踏まえて策定した広域系統長期方針(案)について、本機関の業務規程第48条の第3項に基づき、会員の皆さまからのご意見を頂くことを目的に実施しているものです。</p> <p>頂いたご意見を踏まえ、今後より一層の策定プロセスの透明性確保に努めてまいります。</p>
29	全般	<p>全体に亘り、再考すべき必要があると考えます。</p> <p>広域系統長期方針の策定に当たっては、広く開かれた場での議論が必要と考えます。</p> <p>広く意見を収集する方法を再考し、時間をもう少し掛けて、広く皆さんの意見を踏まえた結論を、明示下さるようお願いいたします。</p>	<p>広域系統長期方針の策定に当たっては、本機関の業務規程第48条第2項に基づき、国の政策方針や、総合エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議と整合性を図りながら、検討を進めてきたところであり、中立的な有識者、再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者で構成する広域系統整備委員会において約2年にわたり検討を重ねてきたものであります。</p> <p>本広域系統長期方針(案)は、2015年7月に公表された国の「長期エネルギー需給見通し」を踏まえたものであり、電力潮流シミュレーションの電源構成等の諸元についても、これを前提にシナリオを作成しております。</p> <p>また、需要実績や流通設備の経年状況は事実に基づくものであり、電源の見通しについても発電事業者から提出された供給計画や固定価格買取制度の情報公表ウェブサイトの情報等に基づくものです。</p> <p>広域系統整備委員会では、事業計画公表前の立地地点情報などの機微な情報を取り扱うため、非公開としておりますが、検討資料及</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>び議論内容につきましては本機関のホームページにて随時公開し、問合せ先も明記させていただいております。</p> <p>今回の意見募集につきましては、これら議論を踏まえて策定した広域系統長期方針(案)について、会員の皆さまからのご意見を頂くことを目的に実施しているものです。</p> <p>頂いたご意見を踏まえ、今後とも策定プロセスの透明性確保に努めてまいります。</p>
30	全般	根拠が不明確な意見ばかり。	<p>広域系統長期方針の策定に当たっては、本機関の業務規程第48条第2項に基づき、国の政策方針や、総合エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議と整合性を図りながら、検討を進めてきたところであり、中立的な有識者、再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者で構成する広域系統整備委員会において約2年にわたり検討を重ねてきたものであります。</p> <p>広域系統長期方針(案)は、2015年7月に公表された国の「長期エネルギー需給見通し」を踏まえたものであり、電力潮流シミュレーションの電源構成等の諸元についても、これを前提にシナリオを作成しております。</p> <p>また、需要実績や流通設備の経年状況は事実に基づくものであり、電源の見通しについても発電事業者から提出された供給計画や固定価格買取制度の情報公表ウェブサイトの情報等に基づくものです。</p>
31	P.4～5 (P.4～6)	電源の低炭素化政策において、従来の大規模電源を主体とした電源構成から、再生可能エネルギー（需要家による自家消費	広域系統長期方針(案)「4-2.(4) 技術開発の進展及び新技術の適用」(P.23,24)において、再生可能エネルギー電源など、新たな系統

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		含む) 等の分散型電源を主体とする電源構成への転換が想定される。電源構成の変化は流通設備計画に大きく影響するため、「大規模電源から分散型電源への移行」の観点も電源見直しにおいて触れるべきではないか。	利用や技術に適応した系統運用の考え方の変化などにも注視していくことが必要であることを示しており、課題として認識しております。
32	P.6 (P.7)	流通設備効率の低下について、住宅用太陽光が 2020 年頃までにグリッドパリティを達成し、自家消費モデルが促進することが政府見直しにおいても示されており、自家消費が普及した場合に流通設備効率が一層低下する可能性がある点にも触れるべきではないか。	広域系統長期方針(案)「4-2.(4) 技術開発の進展及び新技術の適用」(P.23,24)において、再生可能エネルギー電源など、新たな系統利用や技術に適応した系統運用の考え方の変化などにも注視していくことが必要であることを示しており、課題として認識しております。
33	P.9 (P.10)	「電力系統利用の円滑化・低廉化」として 2 件挙げているが、「送電損失等の需給運用コストの低減」や「需要サイドにおける目標」は記載しなくてよいのでしょうか？	送電損失等の需給運用コストの低減は低廉なコストで実現することに含まれると考えております。表 1 の便益評価項目例(P.19)にも電力系統利用の円滑化・低廉化の便益項目として送電損失を示しております。  また、需要サイドの観点では、長期エネルギー需給見通しで、経済成長や電化率の向上等による電力需要の増加を見込む中、徹底した省エネルギーの推進(17%程度の省エネ)を行い、2030 年度時点の電力需要を 2013 年度とほぼ同レベルまで抑えることを見込んでおり、電力潮流シミュレーションのシナリオに反映しております。  なお、広域系統長期方針(案)「4-2.(4) 技術開発の進展及び新技術の適用」(P.23,24)において、スマートメーターやデマンドレスポンスなど、配電側における能動的な技術導入拡大などの系統利用形態の変化にも注視していくことが必要であることを示しており、課

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			題として認識しております。
34	P.9 (P.10)	「先人の努力の結果、現在の我が国の電力系統は、世界的にも高い信頼性を誇るものとなっている」について異論はないものの、一方で信頼性を重視するあまり電気料金の上昇圧力になっているとの懸念も過去の国審議会等で併せて指摘されており、中立的な立場が求められる広域機関の文書として、その点も同じ文脈の中で記載しておく必要があるのではないか。	電力系統の信頼度確保について、「3-1.適切な信頼度の確保」(P.10,11)に取りまとめる一方、電気料金の低廉化も重要であると認識しており、これについては信頼度面も踏まえて、「3-2.電力系統利用の円滑化・低廉化」(P.11,12)に取りまとめております。 適切な信頼度の確保については、継続的に確認・評価を行ってまいります。
35	P.10 (P.11)	図9の図はデータが古いと思われます。至近のデータの追加をしてはいかがでしょうか。	ご意見を踏まえ、至近のデータに差替えを行います。
36	P.10 (P.11,12)	「将来的に燃料費等の発電コストを下げ、電気料金を抑制するためにはメリットオーダーの実現や電力取引市場の活性化が必要であり、そのためには連系線の増強が効果的であるとの意見もあるが、連系線の増強には長期にわたる工事と多額の費用を要する。」について、長期の工事や多額の費用が直ちに課題なのではなく、国の政策ニーズに合致しているかや費用対効果が得られるかどうかの本質的な課題と思われる。エネルギー基本計画における再エネ導入促進と国民負担抑制の両立という目標も踏まえ、「将来的に再生可能エネルギーや燃料費等の発電コストを下げ、電気料金を抑制するためには、エリア間での広域的な電力融通、メリットオーダーの実現及び電力取引市場の活性化等が必要であり、」及び「一方で、連系線の増強には長期にわたる工事と多額の費用を要することも踏まえ、政策的ニ	ご意見の趣旨及び関連するご意見、至近の国の審議会等における議論動向を踏まえ、「3-2.電力系統利用の円滑化・低廉化」を以下のとおり修文いたします(P.11,12)。 「将来的に燃料費等の発電コストを下げ、電気料金を抑制するためには、広域メリットオーダーの実現や電力取引市場の活性化が必要であり、そのためには連系線等広域連系系統の増強が効果的であるとの意見もある。 一方、電力需要については今後継続的には拡大しないことが見通される。 このような環境の下、従来通り電源連系容量に応じ、長期間かつ多額の費用を要する広域連系系統の増強を拡大していけば、託送料金ひいては小売電気料金の上昇につながる可能性もある。 従って、我が国のエネルギー政策との整合を踏まえれば、新たな

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>ーズや費用対効果に基づいて見極める必要がある。」といった書きぶりが中立的であり、適切ではないか。</p>	<p>電源連系ニーズや、広域メリットオーダーの実現等の期待に対し、できる限り応えていくとともに、電源側と流通側コストの総合的な国民負担が抑制されるようにするため、流通設備がこれまで以上に効率的に活用される状態を目指すべきである。」</p>
37	P.10 (P.11,12)	<p>3-2.電力系統利用の円滑化・低廉化において、以下の通り修正してはどうか。</p> <p>(修正案) 託送料金ひいては小売電気料金の上昇につながる可能性がある過剰な経済性に見合わない設備増強は避けるべきである。</p>	<p>ご意見の趣旨及び関連するご意見、国の審議会等における議論動向を踏まえ、「3-2.電力系統利用の円滑化・低廉化」を以下のとおり修正いたします(P.11,12)。</p> <p>「将来的に燃料費等の発電コストを下げ、電気料金を抑制するためには、広域メリットオーダーの実現や電力取引市場の活性化が必要であり、そのためには連系線等広域連系システムの増強が効果的であるとの意見もある。</p> <p>一方、電力需要については今後継続的には拡大しないことが見通される。</p> <p>このような環境の下、従来通り電源連系容量に応じ、長期間かつ多額の費用を要する広域連系システムの増強を拡大していけば、託送料金ひいては小売電気料金の上昇につながる可能性もある。</p> <p>従って、我が国のエネルギー政策との整合を踏まえれば、新たな電源連系ニーズや、広域メリットオーダーの実現等の期待に対し、できる限り応えていくとともに、電源側と流通側コストの総合的な国民負担が抑制されるようにするため、流通設備がこれまで以上に効率的に活用される状態を目指すべきである。」</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
38	P.10 (P.12)	<p>系統線の増強には長期にわたる工事と多額の費用を要する、とあるがせめて期間・費用の概算は明示すべき。</p> <p>期間の長短や費用の大小は個人感覚で異なるものであり科学的とはいえない。</p>	<p>本機関が取りまとめた連系線の増強計画に係る以下の所要工期と概算工事費について、参考情報として注釈 9 に追記します(P.12)。</p> <p>①東京中部間連系設備増強 (+90 万 kW) 所要工期：10 年半 概略工事費：1,854 億円</p> <p>②東北東京間連系線増強 (+455 万 kW) 所要工期：10 年 8 か月 概略工事費：1,530 億円</p>
39	P.10 (P.12)	<p>「連系線の増強には長期にわたる工事と多額な費用を要する。」と断定してあるが、長い/短いとか多い/少ないといった価値観を定義された議論は客観的な考察とは到底いえない。</p> <p>このまま話を進められると豊洲問題を全国にばら撒く結果となることは容易に予見できる。</p> <p>このような初めに結論ありきの雑な考え方をする者は議論の場から排除して、工期は何年かかるのか、費用は幾らかかるのか、その根拠は何なのかをきちんと提示したうえでまともな議論をやり直すべきある。</p>	<p>本機関が取りまとめた連系線の増強計画に係る以下の所要工期と概算工事費について、参考情報として注釈 9 に追記します(P.12)。</p> <p>なお、下記の工事費、工期等については、本機関において、過去の工事实績との比較やメーカーヒアリング等を参考とし、コスト等を検証するとともに、公平性の観点から第三者である外部コンサルによる評価を行っております。</p> <p>①東京中部間連系設備増強 (+90 万 kW) 所要工期：10 年半 概略工事費：1,854 億円</p> <p>②東北東京間連系線増強 (+455 万 kW) 所要工期：10 年 8 か月 概略工事費：1,530 億円</p>
40	P.11 (P.13)	<p>本機関及び一般送配電事業者は、アデカシー、セキュリティのいずれにおいても、適切な信頼度が脅かされるような事象が</p>	<p>ご理解のとおりです。流通設備増強以外にも新たな技術の採用や電源制御等による電力系統運用の弾力化なども、影響を十分に検討</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		確認できた場合には、流通設備増強等を行うなど信頼度確保に取り組んでいく。」について、流通設備増強等の「等」とは具体的に何を想定しているのか。流通設備増強以外にも、新たな技術の採用や電源制御等による電力系統運用の弾力化なども概念として含む理解でよいか。	した上で採用するということがも選択肢としてあり得ると考えております。
41	P.11～12 (P.13～15)	従来の供給能力の最大限の活用を前提とした流通設備増強の考え方から、既存設備の効率的利用の考え方にシフトする方向性に賛同する。現行ルールでは、新規に連系を希望する発電事業者に対して過大な設備負担を課しており、一般負担により連系されてきた既存電源との公平性にも問題があると考え。方針案にて示された、取組事項の速やかな検討とルール化を望む。なお、議論は原則として公開の場で実施すべき。	本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について、国における議論も踏まえつつ具体的な検討を鋭意進めてまいります。 今後、頂いたご意見を踏まえ、一層の透明性の確保に努めてまいります。
42	P.11～13 (P.13～15)	再生可能エネルギー導入拡大の変化をとらえて、系統対策として再生可能エネルギーの接続可能量を拡大すべく、系統混雑発生を前提として、許容した電源連系および、潮流管理を行うための課題整理およびルールの検討を行うことを取組事項として長期方針で具体的に示されたことは、今後の系統運用の面で、経済面・系統運用の面で大変好ましい。緊急課題であり、今後は期限を設けたより具体的な取組み計画を示して頂きたい。	本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について、国における議論も踏まえつつ具体的な検討を鋭意進めてまいります。 今後、頂いたご意見を踏まえ、一層の透明性の確保に努めてまいります。
43	P.11～13 (P.13～15)	再生可能エネルギー導入拡大の変化をとらえて、系統対策として再生可能エネルギーの接続可能量を拡大すべく、系統混雑	本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、電力系統利用の円滑化・低廉化

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>発生を前提として、許容した電源連系および、潮流管理を行うための課題整理およびルールを検討を行うことを取組事項として長期方針で具体的に示されたことは、今後の系統運用の面で、経済面・系統運用の面で大変好ましい。 緊急課題であり、今後は期限を設けたより具体的な取組み計画を示して頂きたい。</p>	<p>に向けた取組について、国における議論も踏まえつつ具体的な検討を鋭意進めてまいります。</p> <p>今後、頂いたご意見を踏まえ、一層の透明性の確保に努めてまいります。</p>
44	P.12～13 (P.14～15)	<p>再生可能エネルギー導入拡大に伴い、電源の稼働の変化や、潮流の変化が生じる。これらの変化をとらえて、再生可能エネルギーの接続可能量を拡大すべく、系統混雑発生を許容した電源連系および、潮流管理を行うための課題整理およびルールを検討を行うことが取組事項として長期方針のなかで具体的に示されたことは高く評価したい。</p> <p>系統接続制約は喫緊の課題である為、期限を設けたより具体的な取組み計画を示して頂きたい。</p>	<p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について、国における議論も踏まえつつ具体的な検討を鋭意進めてまいります。</p> <p>今後、頂いたご意見を踏まえ、一層の透明性の確保に努めてまいります。</p>
45	P.12～13 (P.14～15)	<p>再生可能エネルギー導入拡大に伴い、電源の稼働の変化や潮流の変化が生じる。</p> <p>これらの変化をとらえて、再生可能エネルギーの接続可能量を拡大すべく、系統混雑発生を許容した電源連系及び潮流管理を行うための課題整理及びルールを検討を行うことが取組事項として長期方針のなかで具体的に示されたことは高く評価したい。</p> <p>系統接続制約は喫緊の課題である為、期限を設けた、より</p>	<p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について、国における議論も踏まえつつ具体的な検討を鋭意進めてまいります。</p> <p>今後、頂いたご意見を踏まえ、一層の透明性の確保に努めてまいります。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		具体的な取組み計画を示して頂きたい。	
46	P.12～13 (P.13～15)	混雑発生を許容した電源連系及び潮流管理のルール整備においては、電力自由化以前に建設された既存電源も含めて、電源制御の対象とし、新規電源との公平性への配慮を行うべき。	広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題があり、その課題解決に向けた取組を進めるに当たっては、頂いたご意見や国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。
47	P.12～13 (P.13～15)	混雑処理を行う場合には、優先給電ルールに則った運用を行うという理解でよいか。	広域系統長期方針(案)「4-2.(1) 電源連系や設備形成の検討に際しての想定潮流の合理化及び精度向上」に示しているとおり、混雑発生を許容した電源連系及び潮流管理を行うためのルールの検討も検討課題の一つであると考えております(P.14,15)。現時点において、具体的なルール案が念頭にあるわけではなく、今後、課題を整理しつつ、具体的な検討を行ってまいります。
48	P.13～14 (P.15,16)	太陽光発電と風力発電間での最大出力が発生するタイミングが異なることなど、自然変動電源であっても、これらの発電が補完しあうことでならし効果が生まれる可能性がある。系統運用においても、両電源の特性を踏まえ、発電予測手法の精度を向上させ、早期に両発電の相関データの調査を行いより合理的な系統対策に結び付けていただきたい。	ご意見のとおり、太陽光発電と風力発電間での最大出力が発生するタイミングが異なることによるならし効果が生まれる可能性があるため、出力評価の精度向上及び系統対策の合理化に取り組んでまいります。
49	P.13～14 (P.15,16)	太陽光発電と風力発電間での最大出力が発生するタイミングが異なることによるならし効果を踏まえ、電源出力を確率的に評価する等、自然変動電源の出力評価の精度向上及び合理化に取り組む姿勢を明確に示されたことを高く評価したい。 両発電のならし効果については、地域特性（気象条件、時期、	ご意見のとおり、太陽光発電と風力発電間での最大出力が発生するタイミングが異なることによるならし効果が生まれる可能性があるため、出力評価の精度向上及び系統対策の合理化に取り組んでまいります。

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		需要条件、設置形態、電源 MIX)によって大きく変わる可能性もあり、より効果的に進めるには早急に両発電の関連データの調査を行い、合理的な系統対策に結び付けて頂きたい。	
50	P.13～14 (P.15,16)	太陽光発電と風力発電間での最大出力が発生するタイミングが異なることによる「ならし効果」を踏まえ、電源出力を確率的に評価する等、自然変動電源の出力評価の精度向上及び合理化に取り組む姿勢を明確に示されたことを高く評価したい。 両発電のならし効果については、地域特性（気象条件、時期、需要条件、設置形態、電源 MIX)によって大きく変わる可能性もあり、より効果的に進めるには早急に両発電の関連データの調査を行い、合理的な系統対策に結び付けて頂きたい。	ご意見のとおり、太陽光発電と風力発電間での最大出力が発生するタイミングが異なることによるならし効果が生まれる可能性があるため、出力評価の精度向上及び系統対策の合理化に取り組んでまいります。
51	P.13～14 (P.15,16)	太陽光発電と風力発電間での最大出力が発生するタイミングが異なることなど、自然変動電源であっても、これらの発電が補完しあうことでならし効果が生まれる可能性がある。系統運用においても、両電源の特性を踏まえ、発電予測手法の精度を向上させ、早期に両発電の関連データの調査を行いより合理的な系統対策に結び付けていただきたい。	ご意見のとおり、太陽光発電と風力発電間での最大出力が発生するタイミングが異なることによるならし効果が生まれる可能性があるため、出力評価の精度向上及び系統対策の合理化に取り組んでまいります。
52	P.14～15 (P.16,17)	取組に伴う課題として、大きく3つの取組みをあげられている 1) 系統事故対応での調整ルール、2) 今後の発電事業者の増	本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について、国における議論も踏まえつつ、具体的な検

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>加や流通設備の利用率向上による、流通設備の作業調整の円滑化に向けた仕組みの構築 3) 新たな潮流想定方式に応じや増強基準および負担のありかたの整理</p> <p>検討に当たっては、いつまでに何ができるかの期限を設けた取組みを公表いただくことで発電事業計画の确实性が増す。</p>	<p>討を鋭意進めてまいります。</p>
53	P.14～15 (P.16,17)	<p>取組みに伴う課題として、①系統事故対応での調整ルール、②今後の発電事業者の増加や流通設備の利用率向上による、流通設備の作業調整の困難化する事への懸念、③新たな潮流想定方式に応じた増強基準および負担のありかたの整理を示しているが、検討に当たっては、いつまでに実施するかを公表する事で、発電事業者としての事業予見性が高まる為、期限を設けた取組み計画を示して頂きたい。</p>	<p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を鋭意進めてまいります。</p>
54	P.14～15 (P.16,17)	<p>取組みに伴う課題として</p> <p>①系統事故対応での調整ルール</p> <p>②今後の発電事業者の増加や流通設備の利用率向上による流通設備の作業調整の困難化する事への懸念</p> <p>③新たな潮流想定方式に応じや増強基準及び負担のありかたの整理</p> <p>を示している。</p> <p>検討に当たっては、いつまでに実施するかを公表する事で、発電事業者としての事業予見性が高まる為、期限を設けた取組み計画を示して頂きたい。</p>	<p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を鋭意進めてまいります。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
55	P.14～15 (P.16,17)	<p>取組に伴う課題として、大きく3つの取組みをあげられている</p> <p>1) 系統事故対応での調整ルール、2) 今後の発電事業者の増加や流通設備の利用率向上による、流通設備の作業調整の円滑化に向けた仕組みの構築 3) 新たな潮流想定方式に応じや増強基準および負担のありかたの整理</p> <p>検討に当たっては、いつまでに何ができるかの期限を設けた取組みを公表いただくことで発電事業計画の確実性が増す。</p>	<p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を鋭意進めてまいります。</p>
56	P.15～ 16,19 (P.17～18, 21)	<p>流通設備の増強基準及び費用負担の在り方の検討に際しては、別途国にて進められている託送料金制度の見直しを踏まえ、流通整備費用は原則として、託送料金により費用回収することを前提として議論されていることから、上位系統の増強費用を全額一般負担化すべきである（日本における一般負担の上限額ルールは、上位系統増強費の一部を発電事業者が負担するため、いわゆる「Deep-Shallow」方式という理解）。</p>	<p>発電設備の設置等に伴う費用負担の在り方については、2015年11月6日に資源エネルギー庁電力・ガス事業部が公表した「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」において示されております。</p> <p>また、広域系統長期方針(案)「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コストの最小化」にお示ししているとおり、国において、送配電網の維持、運用コストの抑制、低減に向けた託送料金制度の在り方について検討が開始されたところと承知しております(P.21)。</p> <p>本機関としても、これらの国の方向性と整合を取りながら、必要な検討を進めてまいります。</p>
57	P.17 (P.20)	<p>「今後は、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を検討していくことが重要である。」について、総合的に評価する項目について、例えば「国の方針、政策的ニーズ、電源側コスト及び流通側コスト等」とすべきではないか。</p>	<p>ご意見を踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.20)。</p> <p>「このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 挿弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		最適な流通設備とは政策的な意図により異なるという理解であり、そうした趣旨について明確化すべきではないか。	検討していくことが重要である。」
58	P.17 (P.20)	<p>・「今後は、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を検討していくことが重要である。」とありますが、エネルギーミックスを実現するという視点が必要と考えます。</p> <p>[修正案] 「今後は、エネルギーミックスの実現を前提に、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を検討していくことが重要である。」</p>	<p>ご意見を踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.20)。</p> <p>「このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を検討していくことが重要である。」</p>
59	P.17～21 (P.19～23)	<p>広域系統長期方針の中で、電源設置と流通設備の総合コストの最小化に向けて、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を実現する事を明確に示されたことを高く評価したい。多くの課題も想定されており、その課題解決に向けた道筋として、「情報公開や電源の偏在緩和にむけ取り得る方策や、海外事例も参考にしつつ系統アクセス業務にかかるスキームの見直しを始めると」方針が示されており期限を設けた取組み計画を示していただきたい。</p>	<p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、情報公開や電源の偏在緩和に向けとり得る方策や、系統アクセス業務に係るスキームの見直しについて、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を鋭意進めてまいります。</p>
60	P.17～21 (P.19～23)	<p>電源設置と流通設備の総合コストの最小化に向けて、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を実現する事が重要との考え方は、高く評価したい。多くの課題も想定されており、その課題解決に向けた道筋として、「情報公</p>	<p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、情報公開や電源の偏在緩和に向けとり得る方策や、系統アクセス業務に係るスキームの見直しについて、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を鋭意進めてま</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		開や電源の偏在緩和にむけ取り得る方策や、海外事例も参考にしつつ系統アクセス業務にかかるスキームの見直しを始める」と方針が示されており期限を設けた取組み計画を示して頂きたい。	いります。
61	P.17～21 (P.19～23)	電源設置と流通設備の総合コストの最小化に向けて、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を実現することが重要との考え方は、高く評価したい。 多くの課題も想定されており、その課題解決に向けた道筋として「情報公開や電源の偏在緩和にむけ取り得る方策や海外事例も参考にしつつ、系統アクセス業務にかかるスキームの見直しを始める。」との方針が示されており、期限を設けた取組み計画を示して頂きたい。	本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、情報公開や電源の偏在緩和に向け取り得る方策や、系統アクセス業務に係るスキームの見直しについて、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を鋭意進めてまいります。
62	P.17～21 (P.19～23)	広域系統長期方針の中で、電源設置と流通設備の総合コストの最小化に向けて、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備構成を実現する事を明確に示されたことを高く評価したい。多くの課題も想定されており、その課題解決に向けた道筋として、「情報公開や電源の偏在緩和にむけ取り得る方策や、海外事例も参考にしつつ系統アクセス業務にかかるスキームの見直しを始める」と方針が示されており期限を設けた取組み計画を示していただきたい。	本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、情報公開や電源の偏在緩和に向け取り得る方策や、系統アクセス業務に係るスキームの見直しについて、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を鋭意進めてまいります。
63	P.17～19 (P.19～23)	合理的な系統整備のために、新規電源について空容量のある系統への連系を促すことは必要であり、そのための仕組みとし	広域系統長期方針(案)「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コストの最小化」にお示ししているとおり、国において、送配電網の維持、

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>て、系統情報の更なる公開と、託送料金における地点別料金制度などの検討を行うことは賛成。</p> <p>一方で風力発電など、立地によって発電コストが大幅に異なる電源への配慮も必要と考える。今後整備される系統は、2030年の長期エネルギー需給見通しを超えて、2050年の温室効果ガス8割減にも影響するものである。このような観点を踏まえ、系統整備の合理化と再生可能エネルギーの最大限導入を両立できる仕組みの検討をお願いしたい。</p>	<p>運用コストの抑制、低減に向けた託送料金制度の在り方について検討が開始されたところと承知しております(P.21)。本機関としても、これらの国の方向性と整合を取りながら、必要な検討を進めてまいります。</p> <p>再生可能エネルギー等の新たな電源連系ニーズに応えつつ、電気料金の上昇を最大限抑制するという政策課題を実現するためには、全体最適の観点で電源コストと流通コストの総合的な最小化を図ることが重要であり、更には経年設備を含む膨大な既存流通設備を適切に維持し、その能力を最大限活用することが必要であることを示しております。</p> <p>なお、風力発電のように立地地点により設備稼働率が変わり、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあることから、各電源の特徴も考慮することが必要であると考えております。</p> <p>同様のご意見も踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.19,20)。</p> <p>「また、風力発電のように立地地点により設備利用率が大きく変わり、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあることから、各電源の特徴も考慮する必要がある。</p> <p>このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を検討していくことが重要である。」</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
64	P.19 (P.21)	託送料金制度の見直しにおいて、発電事業者が託送料金を一部負担する考え方が示されているが、FIT 制度では買取価格が固定されているため託送料金の転嫁が出来ない。買取価格の設定時に、上乗せされた託送料金を反映するなど制度設計において配慮が必要な点に留意しつつ、議論を進めて頂きたい。	託送料金制度及び FIT 制度につきましては、国において議論されるべき事項であると認識しております。
65	P.20～21 (P.22～23)	系統アクセスを定期的に受け付ける仕組みの導入に際しては、系統情報の更なる公開や更新頻度の改善、データ分析可能な形式でのデータ公開（PDF 形式ではなく、エクセル形式とする等）の取り組みを平行して進め、系統連系希望者の利便性が低下しないよう配慮いただきたい。	今後系統アクセス業務に係るスキームの見直しの検討を進めてまいります。併せて公開情報の充実や積極的な情報発信などについても頂いたご意見も踏まえ取り組んでまいります。
66	P.21 (P.23)	「本機関及び一般電気事業者は、」について、一般送配電事業者の誤りと思われる。	ご意見のとおり、以下の通り修正いたします。 誤：一般電気事業者 正：一般送配電事業者
67	P.25 (P.27)	再生可能エネルギー導入拡大を実現する為の課題として、 ①卸電力市場を通じた広域的な再生可能エネルギーの取引拡大 が示されているが この課題については、貴機関で「地域間連系線利用ルールの見直しの検討」が始まっているが、今後は、従来の固定電源の考え方も変化すると考えられ、既存のルールにとらわれることなく、より多くの事業者が参加できる合理的な方向へ進むべく検討頂きたい。	再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けた取組を進めるに当たっては、国における議論や地域間連系線の利用ルール等に関する検討会における議論等も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
68	P.25 (P.27)	<p>再生可能エネルギー導入拡大を実現する為の課題として、 ①卸電力市場を通じた広域的な再生可能エネルギーの取引拡大 示されているが この課題については、貴機関で「地域間連系線利用ルールの見直しの検討」が始まっているが、今後は、従来の固定電源の考え方も変化すると考えられ、既存のルールにとらわれることなく、より多くの事業者が参加できる合理的な方向へ進むべく検討頂きたい。</p>	<p>再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けた取組を進めるに当たっては、国における議論や地域間連系線の利用ルール等に関する検討会における議論等も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。</p>
69	P.25 (P.27)	<p>再生可能エネルギー導入拡大を実現する為の課題として、 ②一般送配電事業者が、他地区の調整力（揚水発電当）を最大限活用できる費用回収の仕組みの整備 が示されているが この課題については、一般送配電事業者に、各地域ごとに周波数調整義務が課せられており、他地区の調整力を活用するインセンティブが働かないことが大きなネックになっている。他地区の調整力を活用するための費用回収スキームの確立が必要であり最優先課題として期限を設けて取り組んでいただきたい。</p>	<p>再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、課題解決に向けた取組を進めるに当たっては、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。 ご意見を踏まえ「4-4.(1) 再生可能エネルギー導入拡大を実現するための課題」に以下を追記します(P.27)。 「また、再生可能エネルギー導入拡大を実現するために、国及び本機関において、一般送配電事業者が他エリアの調整力を最大限活用するための仕組み及びその際の費用回収の在り方や、連系線利用ルールの見直し、既存流通設備を最大限活用してもなお系統増強が必要となる場合における連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等に関する検討が必要である。」</p>
70	P.25 (P.27)	<p>再生可能エネルギー導入拡大を実現する為の課題として、 ②一般送配電事業者が、他地区の調整力（揚水発電当）を最大限活用できる費用回収の仕組みの整備 が示されているが</p>	<p>再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、課題解決に向けた取組を進めるに当たっては、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>この課題については、一般送配電事業者に、各地域ごとに周波数調整義務が課せられており、他地区ので調整力を活用するインセンティブが働かないことが大きなネックになっている。他地区の調整力を活用するための費用回収スキームの確立が必要であり最優先課題として期限を設けて取り組んでいただきたい。</p>	<p>ご意見を踏まえ「4-4.(1) 再生可能エネルギー導入拡大を実現するための課題」に以下を追記します(P.27)。</p> <p>「また、再生可能エネルギー導入拡大を実現するために、国及び本機関において、一般送配電事業者が他エリアの調整力を最大限活用するための仕組み及びその際の費用回収の在り方や、連系線利用ルールの見直し、既存流通設備を最大限活用してもなお系統増強が必要となる場合における連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等に関する検討が必要である。」</p>
71	P.25 (P.27)	<p>再生可能エネルギー導入拡大を実現する為、 ③再生可能エネルギーを電力系統に接続するためのローカル系統やエリア内での基幹系統の整備、が示されているが。 本課題については、現在の電源プロセス案件の見直しを早急に実施し、周辺地域の随時申し込みと、上位系の増強も合わせた検討を行うことでより経済合理性が向上する。併せて検討の時間を短縮化することも合わせて取り組んでいただきたい。</p> <p>また、系統混雑緩和策としては、混雑発生を容認し、太陽光発電の設置工事期間が送電系統電源工事に比べ短期間であること及び FIT 電源の場合は運転開始期限が設けられていることから、系統増強工事完了までは緊急時の解列を受け入れることを前提に早期連系を認めるようにすること、発電事業者側での判断を可能とするための情報開示を行うことを示して頂きたい。</p>	<p>再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けた取組を進めるに当たっては、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。</p> <p>また、ご意見のような課題の解決に向けて、系統アクセス業務に係るスキームの見直し等の検討を進めてまいりたいと考えております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
72	P.25 (P.27)	<p>再生可能エネルギー導入拡大を実現する為、 ③再生可能エネルギーを電力系統に接続するためのローカル 系統やエリア内での基幹系統の整備、 が示されているが。 本課題については、現在の電源プロセス案件の見直しを早急に 実施し、周辺地域の随時申し込みと、上位系の増強も合わせた 検討を行うことでより経済合理性が向上する。併せて検討の時 間を短縮化することも合わせて取り組んでいただきたい。</p> <p>また、系統混雑緩和策としては、混雑発生を容認し、太陽光 発電の設置工事期間が送電系統電源工事に比べ短期間である こと及び FIT 電源の場合は運転開始期限が設けられているこ とから、系統増強工事完了までは緊急時の解列を受け入れるこ とを前提に早期連系を認めるようにすること、発電事業者側で の判断を可能とするための情報開示を行うことを示して頂き たい。</p>	<p>再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けた取組を進めるに当た っては、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまい ります。</p> <p>また、ご意見のような課題の解決に向けて、系統アクセス業務に 係るスキームの見直し等の検討を進めてまいりたいと考えておりま す。</p>
73	P.25 (P.27)	<p>再生可能エネルギー導入拡大を実現する為、①卸電力市場を 通じた広域的な再生可能エネルギーの取引拡大、②一般送配電 事業者が、他地区の調整力（揚水発電当）を最大限活用できる 費用回収の仕組みの整備、③再生可能エネルギーを電力系統に 接続するためのローカル系統やエリア内での基幹系統の整備、 は課題として適格な指摘であり、今後の再生可能エネルギー拡 大の重要な検討内容である。</p> <p>①については、地域間連系線利用ルールの見直しの検討が始</p>	<p>再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けては解決すべき様々な 課題がありますが、課題解決に向けた取組を進めるに当たっては、 国における議論や頂いたご意見も踏まえつつ、具体的な検討を進め てまいります。</p> <p>なお、同様のご意見も踏まえ、「4-4.(1) 再生可能エネルギー導入 拡大を実現するための課題」に以下を追記します(P.27)。</p> <p>「また、再生可能エネルギー導入拡大を実現するために、国及び本 機関において、一般送配電事業者が他エリアの調整力を最大限活用</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>まっている中、固定電源の考え方も変化すると考えられ、検討の中で、より合理的な方向へ進むべく検討頂きたい。</p> <p>②については、一般送配電事業者に、各地域ごとに周波数調整義務が課せられており、他地区の調整力を活用するインセンティブが働かないことが大きなネックになっている。他地区の調整力を活用するための費用回収スキームの確立が必要であり最優先課題として期限を設けて取り組んで頂きたい。</p> <p>③については、現在の電源プロセス案件の見直しを早急に実施し、周辺地域の随時申し込みと、上位系の増強も合わせた検討、また、混雑発生を容認した負担方式も検討して頂きたい。</p>	<p>するための仕組み及びその際の費用回収の在り方や、連系線利用ルールの見直し、既存流通設備を最大限活用してもなお系統増強が必要となる場合における連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等に関する検討が必要である。」</p>
74	P.25 (P.27)	<p>再生可能エネルギー導入拡大を実現する為</p> <p>①卸電力市場を通じた広域的な再生可能エネルギーの取引拡大</p> <p>②一般送配電事業者が他地区の調整力（揚水発電当）を最大限活用できる費用回収の仕組みの整備</p> <p>③再生可能エネルギーを電力系統に接続するためのローカル系統やエリア内での基幹系統の整備</p> <p>は課題としての的確な指摘であり、今後の再生可能エネルギー拡大の重要な検討内容である。</p> <p>①について、地域間連系線利用ルールの見直しの検討が始まっている中、固定電源の考え方も変化すると考えられ、検討の</p>	<p>再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、課題解決に向けた取組を進めるに当たっては、国における議論や頂いたご意見も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。</p> <p>なお、同様のご意見も踏まえ、「4-4.(1) 再生可能エネルギー導入拡大を実現するための課題」に以下を追記します(P.27)。</p> <p>「また、再生可能エネルギー導入拡大を実現するために、国及び本機関において、一般送配電事業者が他エリアの調整力を最大限活用するための仕組み及びその際の費用回収の在り方や、連系線利用ルールの見直し、既存流通設備を最大限活用してもなお系統増強が必要となる場合における連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等に関する検討が必要である。」</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>中で、より合理的な方向へ進むべく検討頂きたい。</p> <p>②について、一般送配電事業者に各地域ごとに周波数調整義務が課せられており、他地区の調整力を活用するインセンティブが働かないことが大きなネックになっている。他地区の調整力を活用するための費用回収スキームの確立が必要であり最優先課題として、期限を設けて取組んで頂きたい。</p> <p>③について、現在の電源プロセス案件の見直しを早急に実施し、周辺地域の随時申し込みと上位系の増強も合わせた検討、また、混雑発生を容認した負担方式も検討して頂きたい。</p>	
75	P.25 (P.27)	<p>具体的な、系統混雑改善策として、太陽光発電の設置工事期間が送電系統電源工事に比べ短期間であること及び FIT 電源の場合は運転開始期限が設けられていることから、系統増強工事完了までは緊急時の解列を受け入れることを前提に早期連系を認めるようにすること、発電事業者側での判断を可能とするための情報開示を行うことを示して頂きたい。</p>	<p>電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組については、国における議論や頂いたご意見も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。</p>
76	P.25 (P.27)	<p>具体的な系統混雑改善策として、太陽光発電の設置工事期間が送電系統電源工事に比べ短期間であること及び FIT 電源の場合は運転開始期限が設けられている。</p> <p>よって、系統増強工事完了までは緊急時の解列を受け入れることを前提に早期連系を認めるようにして頂きたい。</p> <p>また、発電事業者側での判断を可能とするための情報開示を行うことを示して頂きたい。</p>	<p>電力系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組については、国における議論や頂いたご意見も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
77	P.25 (P.26)	連系線の別ルート構築は、容易に実現することは困難かつ莫大な費用がかかる可能性が高い。停止による影響に対して別ルート構築が費用対便益でメリットが得られないのであれば、このような対策を取るべきではない。このような対策は、費用対便益の評価をした上で、判断すべきものと考えられるため、その旨は明確にしておくべき。	「4-3.(4) 連系線等の経年状況の把握」について、ご意見を踏まえ 修正します(P.26)。 「例えば、系統利用者に大きな影響を与えると想定される長期間の作業停止が必要となる場合、費用対便益なども考慮した上で、既設設備の更新、改修に先立ち別ルートを構築しておく等により、停止による影響を極力緩和することも考えられる。」
78	P.25 (P.27)	「③再生可能エネルギー電源を電力系統に接続するためのローカル系統やエリア内基幹送電線の整備」について、エリア内基幹送電線の最適な形成が電源接続案件募集プロセスで達成されるとは考えにくい。地域間連系線の最大限活用を前提に、基幹系統の整備については、一般負担を前提としてまずは広域機関でグランドデザインを描くべきではないか。また、全国大での流通設備形成を論じる以上、一般負担について特定エリアの託送料金にのみ費用計上するのではなく、他エリアを含む全国の託送料金収入を原資として、政策的な意図を以って特定エリアの地域間連系線及び基幹系統の増強へ費用が投じられるといった、制度整備を提起すべきではないか。	電力系統の増強に伴う費用負担の在り方については、2015年11月6日に資源エネルギー庁から公表された「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」において定められていると認識しております。 再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、課題解決に向けた取組を進めるに当たっては、国における議論等も踏まえつつ具体的な検討を進めてまいります。 同様のご意見を踏まえ、「4-4.(1) 再生可能エネルギー導入拡大を実現するための課題」に以下を追記いたします(P.27)。 「また、再生可能エネルギー導入拡大を実現するために、国及び本機関において、一般送配電事業者が他エリアの調整力を最大限活用するための仕組み及びその際の費用回収の在り方や、連系線利用ルールの見直し、既存流通設備を最大限活用してもなお系統増強が必要となる場合における連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等に関する検討が必要である。」

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
79	P.25 (P.27)	<p>広域運用の実現には、一般送配電事業者が他エリアの調整力を最大限活用するための費用回収の仕組みを早急に整備する必要がある。仕組みの検討に際しては、調整力は長期的な電源の低炭素化を見据えた電源構成において必要とされるものであることから、電源別ではなく系統全体のコストとして全てのユーザーが公平に負担する仕組みとすべきである。</p>	<p>再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、課題解決に向けた取り組みを進めるに当たっては、国における議論等も踏まえつつ具体的な検討を進めてまいります。</p> <p>同様のご意見を踏まえ、「4-4.(1) 再生可能エネルギー導入拡大を実現するための課題」に以下を追記いたします(P.27)。</p> <p>「また、再生可能エネルギー導入拡大を実現するために、国及び本機関において、一般送配電事業者が他エリアの調整力を最大限活用するための仕組み及びその際の費用回収の在り方や、連系線利用ルールの見直し、既存流通設備を最大限活用してもなお系統増強が必要となる場合における連系線を含む流通設備増強の在り方、その費用負担の考え方等に関する検討が必要である。」</p>
80	P.26 (P.28)	<p>取組事項</p> <p>「本機関及び一般送配電事業者において、これら諸制度の活用の在り方について検討を進める」</p> <p>→「本機関及び一般送配電事業者において、これら諸制度の活用の在り方について関係省庁と連携し検討を進める」</p> <p>(理由)</p> <p>関係省庁の協力が必須であることから記載しておいてはどうか。</p>	<p>広域系統長期方針の全般にわたり、ルール等の検討に当たっては国との連携が必要であると考えております。</p> <p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題がありますが、課題解決に向けた取り組みを進めるに当たっては、国における議論も踏まえつつ、具体的な検討を進めてまいります。</p>
81	P.27 (P.29)	<p>電力潮流シミュレーションの前提条件について詳細が示されておらず、算定入力値データや算定フローについても把握で</p>	<p>電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方と算定フローについては、参考資料(4)をご参照ください。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>きるようホームページ上にアップする等の形できちんと公開すべきではないか。(例：発電コスト検証ワーキンググループにおける発電コストレビューシートの公開)</p>	<p>なお、電力潮流シミュレーションの算定ツールについては、公開に向け、準備を進めております。</p>
82	P.27 (P.29)	<p>・電源偏在シナリオと電源偏在緩和シナリオの2つのシナリオでシミュレーションを行い、燃料費増分費用と再エネ抑制量の比較を行っていますが、広域系統のあるべき姿の実現には、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ことが求められており、そのためには、自然エネルギーを十分活用していくことが重要で、自然エネルギーを発電効率が高い地域に導入していくことが必要と考えます。つきましては、それぞれのシナリオで発電効率がどのように変わるのかや、電源導入費用及び導入までに必要な期間についても比較すべきではないでしょうか。</p>	<p>再生可能エネルギーの導入にあたっては、エネルギーポテンシャルを考慮の上、検討することが重要であると認識しており、今回の電力潮流シミュレーションにおいても、例えば電源偏在緩和シナリオの設定に当たり、風力は北海道に連系可能量まで導入し、東北に重点的に導入するなど、エネルギーミックスに基づく導入量やエリアごとのポテンシャル及び設備利用率も踏まえて、無理のないシナリオを設定しております。(詳細は参考資料(4)をご参照ください。)</p> <p>風力発電に関しては、設備稼働率が大きく影響すると考えられるため、立地地点変更にもなう影響については十分考慮することが必要であると考えております。</p> <p>また、この結果のみをもって、連系線等の増強の可否を判断するものではありません。燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源計画や運用、新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、必要性を判断していくことが重要であると考えており、本広域系統長期方針(案)「4-5.(1) 概要」(P.29,30)及び「4-5.(4)(i) 費用対便益評価に関する考察」(P.38)にも、その旨を明記しております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
83	P.27～41 参考資料 59 (P.29～42)	広域運用効果を分析することを目的とした電力潮流シミュレーションの実施は有効と考える。より発電事業者の予見可能性を高めるために、原子力の見通しを複数ケースを置いたシミュレーションを実施してほしい。また、再生可能エネルギーについては、導入拡大による混雑発生の観点からのみ分析されているが、太陽光発電については各種調査機関が予測するように今後は需要地近くに設置される中小規模の導入が進むと想定される。今回のシミュレーションでは上記のような環境変化は考慮されておらず、今後の課題として記載頂きたい。	<p>将来の原子力の見通しについて、長期需給エネルギー見通しを参考にシナリオを想定しました。今後、検討する際は、頂いたご意見も参考にさせていただきます。</p> <p>また、再生可能エネルギーのシナリオについても、頂いたご意見を参考にさせていただきます。</p> <p>なお、「4-2.(4) 技術開発の進展及び新技術の適用」(P.23,24)において、再生可能エネルギー電源の新たな系統利用の形態変化等にも注視していくことが必要なことを示しており、課題として認識しています。</p>
84	P.28 (P.30)	便益評価の項目のうち総発電費用について、電力価格低下や燃料の焚き減らしといった評価に加えて、混雑料金（送電権の取引収入及び市場間値差による収入など）の扱いも反映すべきではないか。地域間連系線の利用ルール等に関する検討会において、欧州では混雑料金収入を系統増強に充てることが多い旨の報告もされており、そうした議論や有益な情報について、広域機関内の各会議体の中で齟齬が無いようにタイムリーに反映頂きたい。	費用対便益手法の具体的な案件への適用に向けて、国のエネルギー政策、燃料価格動向等に留意しつつ、諸外国の事例なども参考にしながら、便益評価の対象項目及び算出方法について、丁寧に検討を進めてまいります。
85	P.28,36 (P.30,37, 38)	「費用対便益評価は増強費用と燃料費抑制効果のみで比較」(p.28)とあり、費用便益分析と言いながら、実は便益は燃料費抑制効果のみが考えられ、二酸化炭素削減効果など再エネの環境価値に関する便益の議論が充分なされていない。	<p>今回の試算では、広域系統長期方針(案)「4-5.(1) 概要」の注釈 18 (P.30)において記載しているとおり、CO<sub>2</sub> 対策費を含んだ発電単価を使用しており、CO<sub>2</sub> を排出しない電源の価値についても一定の評価をしたものになっていると考えております。</p> <p>また、今回の試算はあくまで仮定のシナリオに基づくものである</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>こと、広域系統長期方針(案)「4-5.(4)(i) 費用対便益評価に関する考察」(P.38)に示しているとおおり、燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源の計画や運用、新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、必要性を判断していくことが重要であると考えており、この結果のみをもって連系線の増強可否を判断するものではありません。</p> <p>今後、諸外国の事例なども参考にしながら、便益評価の対象項目及び算出方法について、丁寧に検討を進めてまいります。</p>
86	P.28～42 (P.30～42)	<p>今回のシナリオは、2030 年度のエネルギー需給見通しを基に、いくつかのシナリオを設定していただいている。</p> <p>これは、その後に続く系統潮流計算の源となるもので、非常に重要な設定となる。</p> <p>2015 年に作成されたエネルギーミックスは、今後、各原子力発電所の再稼働の是非により、特に供給側の電源ミックスが今回の想定から大きく変わる可能性を秘めている。エネルギーミックスは、通常 3 年ごとの見直しが行われるが、原子力再稼働と再生可能エネルギーの分布などの現状を含めて、その時点での 2030 年、その後のエネルギーミックスを鑑みたシナリオを適宜作成し、それに基づく系統潮流計算、および系統計画の見直し・修正を望む。</p> <p>また、それを今回の長期方針に明記してほしい。</p>	<p>本機関の業務規程第 49 条において、策定又は見直後 5 年ごとに広域系統長期方針の見直しを行う旨を定めるとともに、エネルギー基本計画その他の広域系統長期方針に影響を与える国の政策方針が決定又は見直された場合などには、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旨を定めております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
87	P.28～42 (P.30～42)	<p>欧州では毎年、こういった電力需給シナリオを毎年見直す国（英国など）もあり、少なくとも汎欧州では 2 年ごとに、ENTSO-E が率いて、10 年間の系統計画の見直しがある。米国の PJM などでも、系統長期計画の作成と修正サイクルがしつかりと構築されている。そういったシナリオ作成と修正、それをベースとした系統計画の見直しのメカニズムには、発電事業者や系統所有者・運用者との協力体制が築かれている。</p> <p>今回の経験を基に、より正確な予測と計画を実現していくためのシナリオ作成と系統計画の構築・修正体制、広域機関がしつかりとした役目を果たせる建付けの構築、エネルギーミックスの見直しを前提として、1 年、または少なくとも 2 年ごとの修正サイクルを決定してほしい。</p> <p>それに向けて今後の取り組みに関しても、今回の方針に書いてもらいたい。</p>	<p>本機関の業務規程第 49 条において、策定又は見直後 5 年ごとに広域系統長期方針の見直しを行う旨を定めるとともに、エネルギー基本計画その他の広域系統長期方針に影響を与える国の政策方針が決定又は見直された場合などには、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旨を定めております。</p>
88	P.29 (P.31)	<p>脚注の注 20 に「運用容量およびマージンについては、2015 年時点の長期断面の値」とあるが、広域機関が公表している短期（例えば前日）の空き容量はもっと大きな数字となる。現在の長期固定電源の空押さえを許容した制度化での長期断面の値を用いる限り、『広域連系系統のあるべき姿』の定義のうちの一つとして示された「電力市場の活性化に寄与する」(p.9)の考え方が全く反映されていないことになる。送電混雑の試算の元となる運用容量の仮定条件は、長期断面でなく、前日</p>	<p>広域系統長期方針(案)の注釈 20 (P.31)は、図 29 を説明する上で、目安となる連系線の空容量を表示するため、2015 年度時点の長期断面の運用容量及びマージンの値を用いていることを補足したものです。</p> <p>実際の電力潮流シミュレーションでは、より実態を反映できるよう、年間計画の 2016 年度に設定されている平休日昼間夜間に細分化された運用容量を設定し、マージンについては、実需給断面で必要とされる量の最小値を採用しております。(参考資料(4)参照)</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		空き容量で計算すべきである。	その点についての説明を補足すべく、注釈 20 について、以下のとおり修文させていただきます(P.31)。 「グラフ上の運用容量及びマージンについては、2015 年時点の長期断面の値。電力潮流シミュレーションにおいては、運用容量は平休日昼間夜間に細分化された 2016 年の年間計画値を、マージンは実需給断面で必要とされる最小値を使用。」
89	P.29～35 (P.30～37)	シナリオおよび潮流計算の修正に関しては、その時々の中外の知見を加味した上で見直してほしい。以下に特に重要となる視点を挙げるので、取り入れる方向で今後の分析を実施してもらいたい。また明記できる視点に関しては、今後の方針として明記をしてもらいたい。 ①今回の潮流シミュレーションには、運用容量制約を考慮していないものと連系線制約がある広域のシミュレーション、そして現在の通常断面の制約をかんがみた地域系統潮流シミュレーションがあった。現在の再生可能エネルギー側と系統技術側両方の制御技術や運用方法の技術進化には非常に早いものがあり、何年かで、運用上の制約と考えられていたことがそうでなくなっている場合が多くある。特に、海外での技術と運用進化には目を見張るものがあるため、我が国の企業や NEDO、電中研といったところで開発・利用されている技術や方法とともに、海外で開発・利用されている技術や実例を含んだ最新の知見を積極的に取り入れることを鑑みたシナリ	「4-2.(4) 技術開発の進展及び新技術の適用」において、新技術の適用や新たな系統利用や技術に適応した系統運用の考え方の変化などにも注視していくことが必要である旨をお示ししております(P.23,24)。 今後、将来のシナリオを想定する際は、頂いたご意見も参考にし、その必要性も含め検討を行ってまいります。

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>オヤシミュレーションも組み込んでもらいたい。</p> <p>②広域と地域内潮流バランスや費用対効果と言う点では、大電力消費地である東京・中部・関西への潮流を確保しつつも、分散電源に供給の主流を移すことを念頭に置いた系統システム・構成を見直す方向に向かうことも重要となる。この場合、日本固有の条件よりも世界的な、ユニバーサルな技術や運用条件を適用したほうが、さまざまな費用や運用の面で有利になる可能性が高くなる。こういった意味でも、分散型システムに関する海外での知見も取り入れたシミュレーションやシナリオ分析を鑑みた修正を試みてほしい。</p> <p>③流通設備の経年状況の見通し（P7～P8）で、設備更新に関する課題が挙げられているが、今後必要となる更新に合わせて、シナリオケースも出てくることを鑑みながら、内外の知見をオープンに模索して、ケースを分析してもらいたい。</p>	
90	P.33 (P.35)	<p>全ての風力発電事業が環境アセスメントを行うわけではない。</p> <p>配電線連系の小規模事業は全く考慮されていない。</p> <p>システムに与える影響が全く無視できる程度の規模だと考えるのであれば、配電連系の申し込みに対しては即刻受付を再開すべきである。</p>	<p>地内系統シミュレーションを実施するに当たり、その前提となる地内系統への将来電源の配置シナリオの設定において、環境アセスメント地点へ優先的に電源を配分したものであり、環境アセスメントの実施の有無により、系統アクセス上における事業者の優劣を述べたものではありません。</p>
91	P.35 (P.36,37)	<p>平成 28 年 5 月の東北電力および北海道電力の発表が前提になっているが、国内 54 か所に加えて未だ着工すらされていない</p>	<p>電力潮流シミュレーションの検討に当たっては、長期エネルギー需給見通しにおいて示された 2030 年度時点の電力需給構造を前提</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>い電発東通り原発、東電大間原発、当該時点で受付済の全太陽光発電所が同時にフル稼働することを前提に作られた予測など何の説得力もない。</p> <p>こういう絵空事を大前提に長期方針を定めるなど狂気の沙汰である。</p> <p>もっとまじめに考えましょう。</p>	<p>としているとともに、再生可能エネルギー電源の出力比率は 2013 年度及び 2014 年度の実績に基づき設定しております。</p> <p>よって、全ての電源が同時にフル稼働することを前提としたものではありません。</p> <p>シナリオの考え方、算定フローについては参考資料(4)をご参照下さい。</p>
92	P.36 (P.37,38)	<p>表 6 記載の連系線増強費用について、年経費率換算ではなく各諸元の詳細（変電設備や送電線等の費用内訳、送電線こう長等）を示されたい。難しいようであればその理由を示されたい。送配電部門における各種経費について広く議論が行われるよう、透明化が図られるべきではないか。</p>	<p>本試算においては、年間当たりの燃料費抑制効果を示しており、年間当たりの費用で比較することが必要であることから、連系線増強費用及びメンテナンス費用について年経費率換算した値をお示しております。</p> <p>なお、今回使用した設備増強費用は一定の仮定をおいて概算（参考資料(4)をご参照ください。）したものであり、同期安定性、電圧安定性、短絡容量など詳細な技術検討を行ったものではなく、これをもって増強要否を判断するものではありません。実際に増強要否を判断する際には新規の電源連系、電源運用、潮流条件など明確にし、詳細な技術検討を行った上で諸元を明らかにしてまいります。</p>
93	P.36 (P.37,38)	<p>表 6 記載の北海道本州間連系線の増強費用について、120 万 kW ではなく 150 万 kW への増強を前提としている理由を示されたい。現在進行中の増強計画が 30 万 kW（60 万 kW→90 万 kW）であるのに対して、本試算における追加増強を 30 万 kW（90 万 kW→120 万 kW）ではなく 60 万 kW（90 万→150 万 kW）としている理由について、よりコスト効率的に増強ができ</p>	<p>今回は 60 万 kW を増強した場合を前提に試算したものです。</p> <p>実際の増強判断には新規の電源連系、電源運用、潮流条件など明確にした上で、実現性を含めた詳細な検討が必要であると認識しております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		る等の理由によるものか、確認させていただきたい。	
94	P.36 (P.38)	<p>・「仮に電源設置コストに立地地域による差がなく、現状の系統状況を前提とすれば」とありますが、自然変動電源(太陽光及び風力)は、発電効率が高く、設置場所を確保できる地域に多くが立地若しくは立地予定であるので、電源偏在シナリオと電源偏在緩和シナリオで電源設置コストに立地地域による差がないとする前提は無理があるのではないのでしょうか。</p> <p>(37 ページの図 34 に、「再生可能エネルギー電源については、電源設置コストが FIT 買取価格に含まれると考えられ、国民負担の観点から地域差は生じないともいえる。」とありますが、電源設置コストが FIT 買取価格に含まれているとしても、国民負担抑制の観点から、発電の効率性や系統整備費用をトータルで比較していくことが必要と考えます。</p>	<p>再生可能エネルギーの導入にあたっては、エネルギーポテンシャルを考慮の上、検討することが重要であると認識しており、今回の電力潮流シミュレーションにおいても、例えば電源偏在緩和シナリオの設定に当たり、風力は北海道に連系可能量まで導入し、東北に重点的に導入するなど、エネルギーミックスに基づく導入量並びにエリアごとのポテンシャル及び設備利用率も踏まえて、無理のないシナリオを設定しております。(詳細は参考資料(4)をご参照ください。)</p> <p>ここでは、再生可能エネルギー電源は適地に導入されることを前提に、基幹系統の空容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものであって、再生可能エネルギー電源の適地を無視してまで、電源立地を誘導することが効果的ということを確認したものではありません。</p> <p>風力発電に関しては、設備稼働率が大きく影響すると考えられるため、立地地点変更にもなう影響については十分考慮することが必要であると考えております。</p> <p>ご意見を踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.19,20)。</p> <p>「また、風力発電のように立地地点により設備利用率が大きく変わり、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあることから、各電源の特徴も考慮する必要がある。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を検討していくことが重要である。」</p> <p>また、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「なお、これは風力発電や地熱発電などのようなエネルギーポテンシャルが限定的な電源については、適地に導入されることを前提に確認したものであって、適地ではないところに電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものではない。」</p>
95	P.36 (P.37,38)	費用対便益評価において、燃料費抑制効果だけでなく、P17表1に示されている評価項目に沿った評価を実施していない点を課題として触れ、今後、ぜひ実施検討頂きたい。	<p>燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源の計画や運用、新たな電源連系ニーズを把握した上で、必要性を判断していくことが重要である旨をお示ししております。</p> <p>今後、費用対便益手法の具体的な案件への適用に向けて、国のエネルギー政策、燃料価格動向等に留意しつつ、諸外国の事例なども参考にしながら、便益評価の対象項目及び算出方法について、丁寧に検討を進めてまいります。</p>
96	P.36～40 (P.37～41)	費用対便益評価に関する考察において、燃料費抑制効果だけとの比較として示されているが、本来ならば、P17で示された便益評価項目に沿って比較すべきと考える。	ご意見のとおり、燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性があることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源の計画や運用、新たな電源連系ニーズを把握した上で、必要性を判断していくことが重要であると考えており、本試算をもって連系線の増強は不要であると結論づけているもので

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>はありません。</p> <p>今後、費用対便益手法の具体的な案件への適用に向けて、国のエネルギー政策、燃料価格動向等に留意しつつ、諸外国の事例なども参考にしながら、便益評価の対象項目及び算出方法について、丁寧に検討を進めてまいります。</p>
97	P.36～40 (P.37～41)	<p>費用対便益評価に関する考察において、燃料費抑制効果だけの比較として示されている。</p> <p>しかし、本来ならば、P 17で示された便益評価項目に沿って比較すべきと考えるので、検討して頂きたい。</p>	<p>ご意見のとおり、燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性があることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源の計画や運用、新たな電源連系ニーズを把握した上で、必要性を判断していくことが重要であると考えており、本試算をもって連系線の増強は不要であると結論づけているものではありません。</p> <p>今後、費用対便益手法の具体的な案件への適用に向けて、国のエネルギー政策、燃料価格動向等に留意しつつ、諸外国の事例なども参考にしながら、便益評価の対象項目及び算出方法について、丁寧に検討を進めてまいります。</p>
98	P.37 参考資料 58 (P.39)	<p>シミュレーションの前提条件として、石炭火力はエリア毎の出力の30%を最低出力として設定しているが、国の系統ワーキングにて一般電気事業者が示した考え方と整合しているか。</p>	<p>石炭火力については、長期需給エネルギー見通しで示された将来の電源構成に整合するよう、各エリアの石炭火力の半量程度は停止しているものとして電力潮流シミュレーションを実施しております。その上で、一般的な石炭火力の最低出力の値として最低出力を30%として実施したものです。なお、国の新エネルギー小委員会系統WGで各一般送配電事業者が示した石炭の最低出力とも、整合しているものと考えております。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			また、上記考え方について参考資料(4)の P.45 に追記させていただきます。
99	P.38 (P.40)	図 35 2013 年度基準か 2014 年度基準か明記してはどうでしょうか？（恐らく「2013 年度基準」と思いますが）	ご意見のとおり、2013 年度基準であり、図 37、図 38、表 8 (P.40,41) にその旨明記いたします。
100	P.40 (P.41)	<p>今回の長期方針構築の過程で得られた示唆や方法論の確立に関しての努力に敬意を表するが、「電力潮流シミュレーションの結果からは、既存設備の最大限有効活用と広域メリットオーダーの運用を図ることが効果的であり、現在計画されている以上に連系線を増強しても今回の前提条件では、十分な経済効果は得られないことが示された。」は、「今回の前提条件」が変化すると、連系線の現行の計画以上の増強がメリットを構築可能性が存在するというを意味する。</p> <p>この事例を含めた、費用対便益判断に基づく今後の判断は、こういった前提条件の変更に大きく左右されるので、将来の実際の電源分布やシナリオ変更に伴う前提条件の精査と、それをベースとした判断を下していくということと、また、上記に示したようなさまざまな技術革新の取り入れを鑑みたケースが将来出てくる中で、今回の結論が今後の方針のすべてを裏付けないということも明記してほしい。</p>	<p>ご指摘のとおり、今回の前提条件が変化すればそのメリットも変化いたします。</p> <p>そのため、本広域系統長期方針(案)「4-5.(4)(i) 費用対便益評価に関する考察」(P.38)において「今回の試算では、連系線増強の便益は費用を下回るものとなったが、本試算はあくまで仮定のシナリオに基づくものであること、燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源の計画や運用、新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、必要性を判断していくことが重要である。」旨をお示ししており、この結果のみをもって連系線の増強可否を判断するものではありません。</p> <p>同様のご意見も踏まえ、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「ただし、本シミュレーションは一定の仮定の下で試算したものであり、この結果に基づいて、流通設備の増強要否を判断するものではないことは既述のとおりである。」</p>
101	P.40 (P.41)	「今回の前提条件では十分な経済効果は得られないことが示された。」について、「ただちに流通設備の増強要否が判断で	ご指摘のとおり、今回の前提条件が変化すればそのメリットも変化いたします。

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		<p>きるものではない」ことから、前提条件次第では結果が異なる可能性もあることも併記すべきではないか。今回の試算においては、便益、費用ともかなり簡便化されており、必ずしも合理的とは言えない。試算を行ううえでの入り口としては良いかもしれないが、特に織り込むべき便益の評価が現時点では不十分であり、今回の試算を広域系統長期方針における結論と位置付けることは拙速である。</p> <p>再生可能エネルギー電源の導入促進と発電コスト低減の両立はエネルギー基本計画等に掲げられている国の方針であり、こうした政策課題について如何に実現するかといった検討も必要と思われる。例えば、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会（第10回）省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会（第17回）合同会議においても、委員より、継続的に再エネを入れるために根本的に 3E+S に必要な検討の必要性、2030年を超えて再エネを導入するための系統整備のコスト効率的な在り方の検討の必要性や、2030年以降を考へても地域間連系線が非力である等の指摘がされていると承知している。</p>	<p>そのため、本広域系統長期方針(案)「4-5.(4)(i) 費用対便益評価に関する考察」(P.38)において「今回の試算では、連系線増強の便益は費用を下回るものとなったが、本試算はあくまで仮定のシナリオに基づくものであること、燃料費抑制効果以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、実際の連系線の増強判断に当たっては、電源の計画や運用、新たな電源連系ニーズを的確に把握した上で、必要性を判断していくことが重要である。」旨をお示ししており、この結果のみをもって連系線の増強可否を判断するものではありません。</p> <p>また、広域系統長期方針の策定に当たっては、本機関の業務規程第48条第2項に基づき、国の政策方針や、総合エネルギー調査会令に基づく審議会等における審議と整合性を図りながら、検討を進めてきたところです。</p> <p>本広域系統長期方針(案)に示したあるべき姿の実現に向けては解決すべき様々な課題があり、その課題解決に向けた取組を進めるに当たっても、国における議論の方向性を踏まえた上で、具体的な検討を進めてまいります。</p> <p>同様のご意見も踏まえ、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「ただし、本シミュレーションは一定の仮定の下で試算したものであり、この結果に基づいて、流通設備の増強要否を判断するものではないことは既述のとおりである。」</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
102	P.40 (P.41)	<p>「エネルギーミックスを低コストで達成するためには、系統の空容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であるということも確認できた。」について、一概にそうは言えないと思われる。「エネルギーミックスを低コストで達成する」ためには、電源側のコスト削減も重要であり、特に再生可能エネルギーにおいては立地適地にいかに多くの電源が導入できるかが非常に大きなコスト削減要素となる。電源立地の誘導により、むしろ発電コストが高止まりするリスクも含めて評価が必要であり、この点を含めて「引き続き詳細な検証が必要」とすべき。</p> <p>例えば、風力発電のコスト低減方策については、「風力発電競争力強化研究会報告書（平成 28 年 10 月）」において、風力発電の導入拡大に向けた方向性について広域運用の拡大や系統増強計画の策定といった電力系統対策が必要な対策として挙げられている。また、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会（第 10 回）省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会（第 17 回）合同会議においても、委員より、火力と異なり資源が制約される再生可能エネルギーなどの持続性を鑑みると、2030 年以降を考えても地域間連系線が非力である旨、指摘がされていると承知している。</p>	<p>再生可能エネルギーの導入にあたっては、エネルギーポテンシャルを考慮の上、検討することが重要であると認識しており、今回の電力潮流シミュレーションにおいても、エネルギーミックスに基づく導入量並びにエリアごとのポテンシャル及び設備利用率も踏まえて、無理のないシナリオを設定しております。（詳細は参考資料(4)をご参照ください。）</p> <p>ここでは、再生可能エネルギー電源は適地に導入されることを前提に、基幹系統の空容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものであって、再生可能エネルギー電源の適地を無視してまで、電源立地を誘導することが効果的ということを確認したものではありません。</p> <p>風力発電に関しては、設備稼働率が大きく影響すると考えられるため、立地地点変更にもなる影響については十分考慮することが必要であると考えております。</p> <p>ご意見を踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.19,20)。</p> <p>「また、風力発電のように立地地点により設備利用率が大きく変わり、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあることから、各電源の特徴も考慮する必要がある。</p> <p>このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を検討していくことが重要である。」</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>また、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「なお、これは風力発電や地熱発電などのようなエネルギーポテンシャルが限定的な電源については、適地に導入されることを前提に確認したものであって、適地ではないところに電源立地を誘導することが効果的であることを確認したのではない。」</p>
103	P.40 (P.41)	<p>「一定の裏付け」とは何か。列挙されている3つの項目について、課題認識としてはその通りと思うが、何を裏付けするのか具体的に記載すべきではないか。一方で、今回得られたものは、あくまである前提条件を置いた試算結果であることを踏まえると、「裏付け」ではなく「今後の課題」とするのが適切な表現ではないか。</p>	<p>系統利用の円滑化・低廉化に向けた取組について、今回想定したシナリオでの効果を確認したものであるため、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」の当該部分を削除するとともに、以下の留意事項を追記いたします(P.41)。</p> <p>「ただし、本シミュレーションは一定の仮定の下で試算したものであり、この結果に基づいて、流通設備の増強要否を判断するものではないことは既述のとおりである。」</p> <p>「なお、これは風力発電や地熱発電などのようなエネルギーポテンシャルが限定的な電源については、適地に導入されることを前提に確認したものであって、適地ではないところに電源立地を誘導することが効果的であることを確認したのではない。」</p>
104	P.40 (P.29~41)	<p>シミュレーションの前提条件を提示してもらわないと可否の判断ができない。</p> <p>インチキなシミュレーションの結果に黙って従えとでもいうつもりが見え隠れする。</p>	<p>電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方や算定フローについては、参考資料(4)をご参照下さい。</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
105	P.40 (P.29~41)	想定潮流がそもそも東北/北海道の気の狂った大本営発表を鵜呑みにしているのではありませんか？	<p>本広域系統長期方針(案)は、2015年7月に公表された国の「長期エネルギー需給見通し」を踏まえたものであり、電力潮流シミュレーションの電源構成等の諸元についても、これを前提にシナリオを作成しております。</p> <p>また、需要については実績値を、流通設備については設備実態に即したものであり、電源の見通しについても発電事業者から提出された供給計画や固定価格買取制度の情報公表ウェブサイトの情報等に基づくものです。</p>
106	P.40 (P.38,41)	系統の空き容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的という結論は、土地依存性が極めて高い風力発電は効果的ではないということを言いたいのか？	<p>再生可能エネルギーの導入にあたっては、エネルギーポテンシャルを考慮の上、検討することが重要であると認識しており、今回の電力潮流シミュレーションにおいても、例えば電源偏在緩和シナリオの設定に当たり、エネルギーミックスに基づく導入量並びにエリアごとのポテンシャル及び設備利用率も踏まえて、無理のないシナリオを設定しております。(詳細は参考資料(4)をご参照ください。)</p> <p>ここでは、再生可能エネルギー電源は適地に導入されることを前提に、基幹系統の空き容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものであって、再生可能エネルギー電源の適地を無視してまで、電源立地を誘導することが効果的ということを確認したものではありません。</p> <p>ご意見を踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.19,20)。</p> <p>「また、風力発電のように立地地点により設備利用率が大きく変わ</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

# 電力広域的運営推進機関

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>り、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあることから、各電源の特徴も考慮する必要がある。</p> <p>このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を検討していくことが重要である。」</p> <p>また、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「なお、これは風力発電や地熱発電などのようなエネルギーポテンシャルが限定的な電源については、適地に導入されることを前提に確認したものであって、適地ではないところに電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものではない。」</p>
107	P.40 (P.37,38, 41)	<p>設備増強に必要なコストを概算レベルですら把握できている者がいるとは思えない状況で費用の話をやっても意味がない。</p> <p>北本連係は直流だから高いだのインバーターの費用が上乘せされるだの、メーカーの出値を鵜呑みにしてコストの話をして間違った結論しか導き出されない。</p> <p>JR 東日本には送変電設備のコストの問い合わせを入れたのか？</p> <p>北海道新幹線は直流で動いている。電流量の差は比率で容易に計算できる。</p> <p>その程度のこともやらずに国の基盤インフラを伝々される</p>	<p>今回使用した増強費用については、一定の仮定(参考資料(4)参照)の下、過去実績を踏まえ概算したものであり、同期安定性、電圧安定性、短絡容量など詳細な技術検討を行ったものではないことから、これをもって増強要否を判断するものではありません。</p> <p>実際に増強要否を判断する際には詳細な技術検討を行った上で、中立的な有識者、再生可能エネルギーを含む発電事業者、送配電事業者、小売電気事業者の委員で構成する広域系統整備委員会において、工事費、工期等についての検証を行います。</p> <p>なお、現在計画策定済みの東京中部間連系設備、東北東京間連系線の工事費、工期等については、当機関において、過去の工事実績との比較やメーカーヒアリング等を参考とし、コスト等を検証する</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
		と国民は大迷惑である、勘弁して頂きたい。	とともに、公平性の観点から第三者である外部コンサルによる評価も行っております。
108	P.40 (P.38,41)	<p>・「仮に電源設置コストに立地地域による差がなく、現状の系統状況を前提とすれば」とありますが、自然変動電源(太陽光及び風力)は、発電効率が高く、設置場所を確保できる地域に多くが立地若しくは立地予定であるので、電源偏在シナリオと電源偏在緩和シナリオで電源設置コストに立地地域による差がないとする前提は無理があるのではないのでしょうか。</p> <p>(37 ページの図 34 に、「再生可能エネルギー電源については、電源設置コストが FIT 買取価格に含まれると考えられ、国民負担の観点から地域差は生じないともいえる。」とありますが、電源設置コストが FIT 買取価格に含まれているとしても、国民負担抑制の観点から、発電の効率性や系統整備費用をトータルで比較していくことが必要と考えます。</p>	<p>再生可能エネルギーの導入にあたっては、エネルギーポテンシャルを考慮の上、検討することが重要であると認識しており、今回の電力潮流シミュレーションにおいても、例えば電源偏在緩和シナリオの設定に当たり、風力は北海道に連系可能量まで導入し、東北に重点的に導入するなど、エネルギーミックスに基づく導入量並びにエリアごとのポテンシャル及び設備利用率も踏まえて、無理のないシナリオを設定しております。(詳細は参考資料(4)をご参照ください。)</p> <p>ここでは、再生可能エネルギー電源は適地に導入されることを前提に、基幹系統の空容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものであって、再生可能エネルギー電源の適地を無視してまで、電源立地を誘導することが効果的ということを確認したものではありません。</p> <p>風力発電に関しては、設備稼働率が大きく影響すると考えられるため、立地地点変更にもなう影響については十分考慮することが必要であると考えております。</p> <p>ご意見を踏まえ、「4-2.(3) 電源設備と流通設備の総合コスト最小化」に以下を追記いたします(P.19,20)。</p> <p>「また、風力発電のように立地地点により設備利用率が大きく変わり、エネルギーポテンシャルを持った適地が限定的な電源もあるこ</p>

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成 29 年 3 月公表)におけるページ番号

通し 番号	ページ 番号*1,2	ご意見	当機関の考え方*2
			<p>とから、各電源の特徴も考慮する必要がある。</p> <p>このため、今後は、国の政策方針や各電源の特徴も踏まえつつ、電源側コストと流通側コストを総合的に評価し、最適な設備形成を検討していくことが重要である。」</p> <p>また、「4-5.(5) 取組事項の効果のまとめ」に以下を追記いたします(P.41)。</p> <p>「なお、これは風力発電や地熱発電などのようなエネルギーポテンシャルが限定的な電源については、適地に導入されることを前提に確認したものであって、適地ではないところに電源立地を誘導することが効果的であることを確認したものではない。」</p>

以上

\*1 上 段：意見募集時の広域系統長期方針(案)におけるページ番号

\*2 括弧内：広域系統長期方針(平成29年3月公表)におけるページ番号

## 広域系統長期方針の策定について

業務規程第 48 条第 1 項に基づき、広域系統整備委員会における検討を踏まえ、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（広域系統長期方針）を策定しましたので、公表いたします。

- ・ 広域系統長期方針 ※添付略

(参考資料)

- ・ 広域系統長期方針<参考資料>

(広域系統整備委員会)

- ・ 【広域系統整備委員会へのリンク】

以 上

広域系統長期方針(案)に対する意見募集の結果について（意見募集期間：平成 28 年 12 月 27 日(火)～平成 29 年 1 月 31 日(火)）

### 1. 意見募集の趣旨

広域系統長期方針の策定に当たり、広域系統長期方針(案)に示した将来に向けた流通設備形成の考え方等について、業務規程第 6 条第 1 項に基づき、意見募集を実施しました。

### 2. 意見募集の対象

- ・ 広域系統長期方針(案) ※添付略

(参考)

- ・ 広域系統長期方針(案)＜参考資料＞ ※添付略

### 3. 意見募集の結果

- ・ 広域系統長期方針(案)に対する意見募集に寄せられたご意見及び当機関の考え方 ※添付略

以 上

# 広域系統長期方針（案）

## <参考資料>

2017年 月  
電力広域的運営推進機関

### 目 次

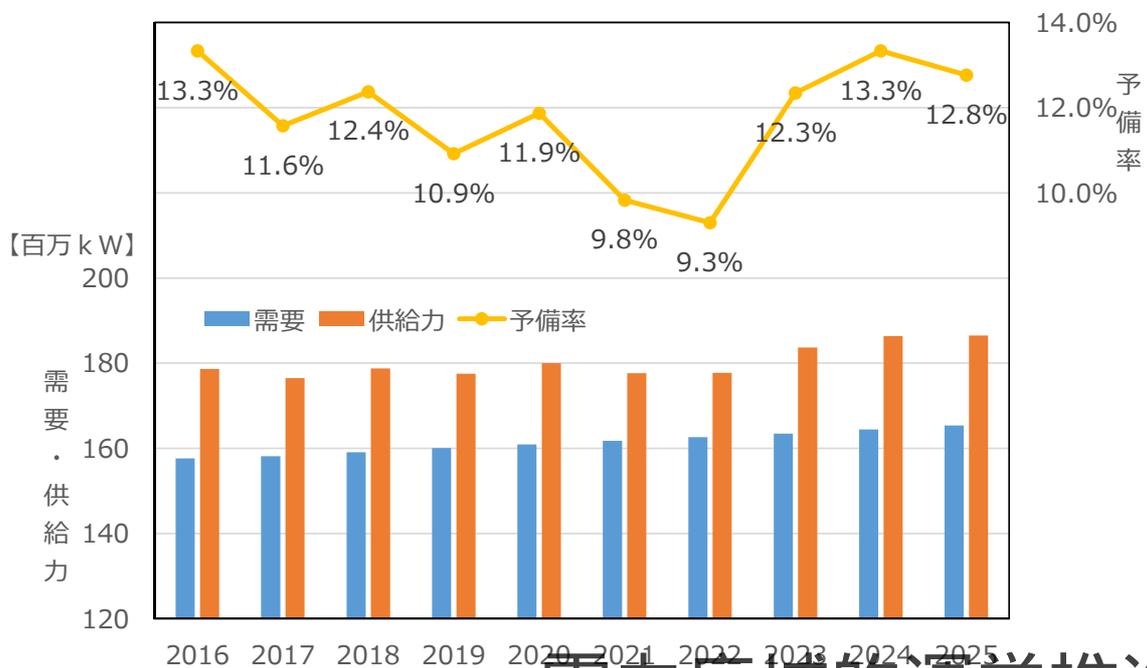
(1)	中長期の電力需給状況及び送配電設備の整備計画	・・・P3
(2)	日本の広域連系系統の特徴・変遷（全国及びエリア別）	・・・P7
(3)	大規模事故、災害等の発生時における供給信頼度	・・・P24
(4)	電力潮流シミュレーションの検討諸元（シナリオ設定、考え方等）	・・・P42
(5)	流通設備の経年情報（地域間連系線等の経年状況）	・・・P72
(6)	技術開発動向	・・・P81
(7)	海外現地調査結果	・・・P94

## (1) 中長期の電力需給状況及び送配電設備の整備計画

### 1 - 1. 需給バランス評価（2016年度供給計画）

- 2016年度から2025年度までの需要と供給力（全国合計）の見通しを下図に示す。全国大では、最も予備率が低い2022年度でも9.3%と、いずれの年においても8%以上となっている。

中長期需給バランスの見通し（8月・全国合計、送電端）



- 2025年度末までの主要送電線路・変電設備の整備計画を取りまとめた。2025年度末までに423kmの主要送電線路、15,440MVAの主要変電所、1,200MWの変換所の新増設が計画されている。
- 連系線の整備計画については、①北斗今別直流幹線、②飛騨信濃直流幹線及び③関ヶ原北近江線の3計画がある。

○主要な送電線路の整備計画 (こう長)

区分	架空 (km)	地中 (km)	合計 (km)
新増設	384	39	423
廃止	△72	△0	△72
合計	312	39	351

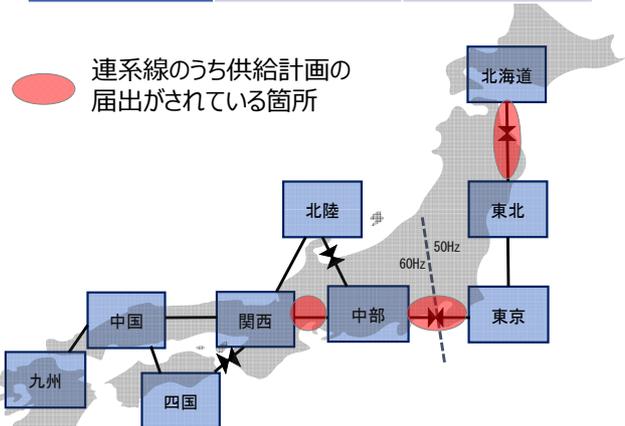
※使用開始年月が未定のはカウントしていない。

○主要な変電設備の整備計画

区分	変電所 (MVA)	変換所 (MW)
新増設	15,440	1,200
廃止	△2,000	0
合計	13,440	1,200

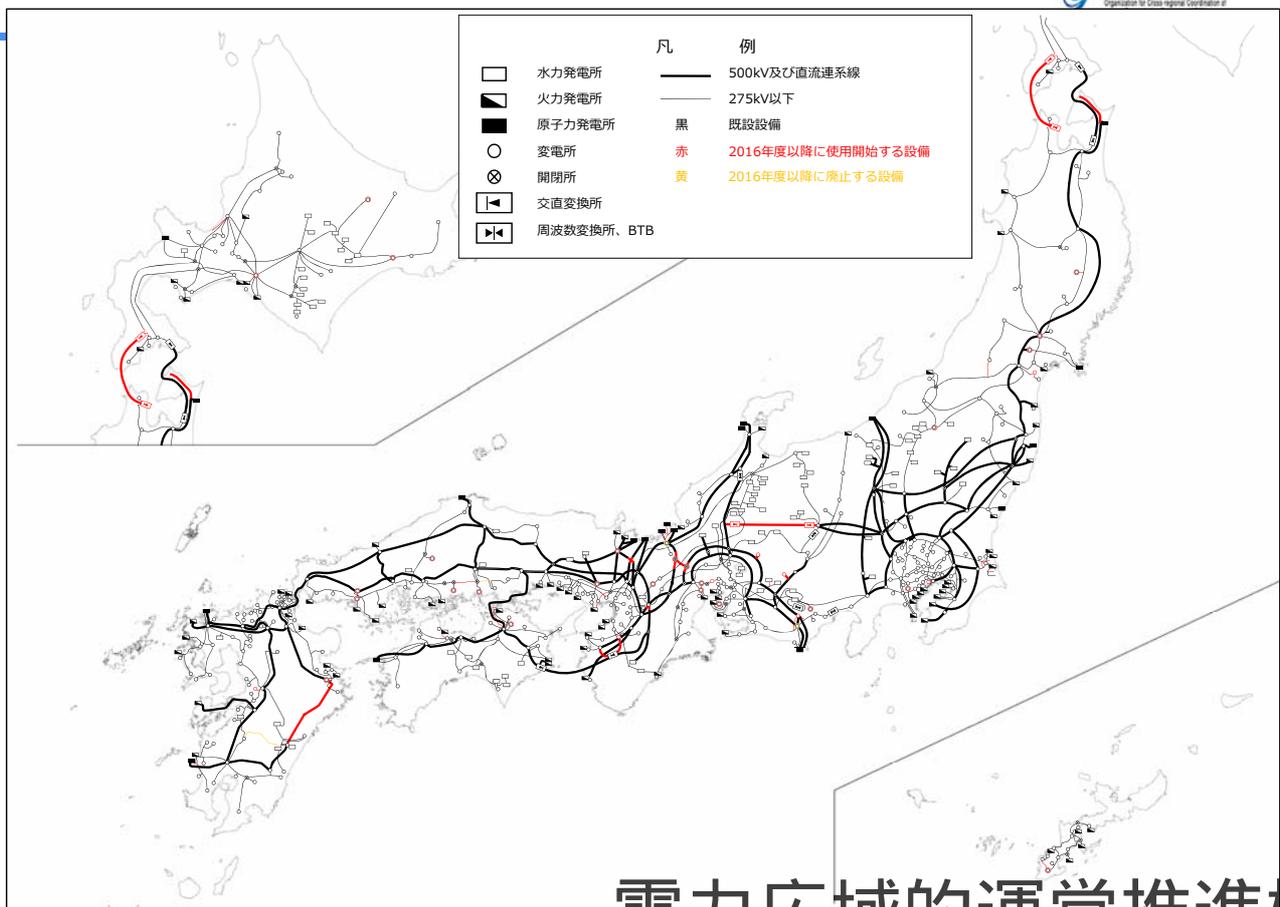
○連系線の整備計画

連系エリア	名称	容量	使用開始年月
北海道～東北	北斗今別直流幹線	300 MW	2019年3月
東京～中部	飛騨信濃直流幹線	900 MW	2020年度
中部～関西	関ヶ原北近江線	—	未定



届出対象：使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの (ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kV以上のもののみ)

1 - 3. 送変電設備の整備計画 (2016年度供給計画 系統概要図)

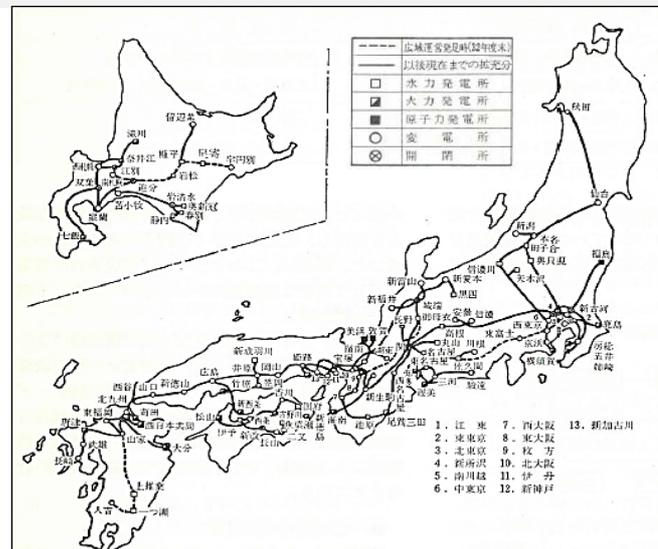


## (2) 日本の広域連系系統の特徴・変遷 (全国及びエリア別)

### 2-1. 日本の広域連系系統の特徴・変遷 - 系統の変遷 (1970年代以前)

- 各一般電気事業者ごとの自給自足の電源開発だけでなく、広域的な電源開発への志向が高まったことから、各社の電源開発計画等を全国的視野から総合調整して経済的開発を図るため、地域間連系を整備・拡大。
- 好景気を背景とした需要の急激な増大に対応するため、火力を中心として急速に電源を開発。
- 系統規模拡大に伴う事故電流の増大などの技術的課題に対応するため、1955年頃から1965年頃にかけて超高圧（187kV～275kV）系統を導入。
- 従来自主的に進めてきた広域運営を法的義務付け。（改正電気事業法（1964年公布））

- ・東北東京間275kV連系系統完成（1959年）
- ・中部関西間275kV連系系統完成（1960年）  
西部南京都線（500kV設計）  
（1972年運開、1980年昇圧）
- ・関西中国間連系変圧器による連系（1962年）
- ・中国四国間220kV連系系統完成（1962年）
- ・中国九州間220kV連系系統完成（1962年）
- ・北陸関西間275kV連系系統完成（1964年）  
加賀嶺南線（500kV設計）  
（1974年運開、1997年昇圧）
- ・佐久間FC運開（300MW）（1965年）



参考資料：連系線整備（建設・増強）に関する  
勉強会とりまとめ報告書（電力系統利用協議会）

## 2-2. 日本の広域連系系統の特徴・変遷 — 系統の変遷 (1980年代)

- 経済成長に伴う需要の急激な増大に対応するための、大規模火力及び原子力発電とこれに大規模揚水発電を組み合わせた電源開発の推進。
- 電力需要の都市部への集中及び発電所の大型化により、送変電設備の一層の強化・拡充が必要となり、500kV系統を導入。
- 電源立地地点の広域的活用及び電力需給の広域的調整（電力融通の強化）等による資金・用地・資源の効率的利用。

- ・東京東北間275kV新福島連系運開（1976年）
- ・新信濃FC運開（300MW）（1977年）
- ・北海道本州間直流連系完成（150MW）（1979年）  
増設（150→300MW）（1980年）
- ・中部関西間500kV連系完成（1980年）
- ・関西中国間500kV連系完成（1980年）
- ・関門連系500kV連系完成（1980年）

参考資料：連系線整備（建設・増強）に関する  
勉強会とりまとめ報告書（電力系統利用協議会）



図 1981年度末の連系概要

出典：電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説（日本電力調査委員会）

## 2-3. 日本の広域連系系統の特徴・変遷 — 系統の変遷 (1990年代)

- 好調な経済成長に支えられて電力需要が増大する中、電源立地難や電源多様化などの背景から電源開発の大規模化、集中化、更には遠隔地化が予想されたため、50Hz系統は1,000kV導入、60Hz系統は500kVの増強を方針として系統を整備。

- ・1,000kV設計送電線運開（1992年～1999年）  
⇒大規模電源の送電対策
- ・新信濃FC増設（300→600MW）（1992年）  
⇒相互応援能力拡大による電力需給の安定等
- ・北海道本州間直流連系増設（300→600MW）（1993年）  
⇒供給予備力の節減
- ・本州四国間500kV連系線運開（1994年、2000年2回線化）  
⇒大規模電源の送電対策
- ・東北東京間500kV連系線運開（1995年）  
⇒系統規模の増大及び広域運営の更なる拡大

参考資料：連系線整備（建設・増強）に関する  
勉強会とりまとめ報告書（電力系統利用協議会）

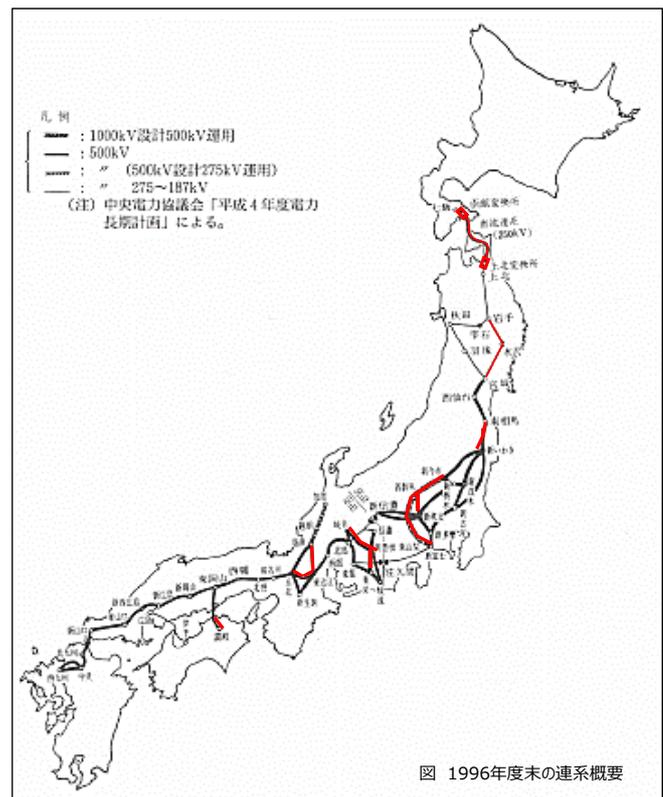


図 1996年度末の連系概要

## 2-4. 日本の広域連系系統の特徴・変遷 - 系統の変遷 (2000年代以降)

- 相互応援能力拡大による電力需給の安定や大規模電源の送電、融通電力の増大に対応するため、500kV系統を多重化。
- 電力自由化の拡大に伴い、電源開発計画の不確実性が増大。また、広域的な電力取引が活性化。
- ESCJが北海道本州連系増強、FC増強を提言（北本2011年、FC2013年）。地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会にて北海道本州連系増強、FC増強についてロードマップを策定(2012年)。

- ・北陸中部間南福光直流連系運開（1999年）  
⇒相互応援能力拡大による電力需給の安定等
- ・関西四国間阿南紀北直流連系運開（2000年）  
⇒大規模電源の送電対策
- ・関西中国間500kV山崎智頭線運開（2001年）  
⇒融通電力の増大対策
- ・東清水FC運開  
(2006年一部使用開始、2013年300MW運開)  
⇒相互応援能力拡大による電力需給の安定等

参考資料：連系線整備（建設・増強）に関する  
勉強会とりまとめ報告書（電力系統利用協議会）

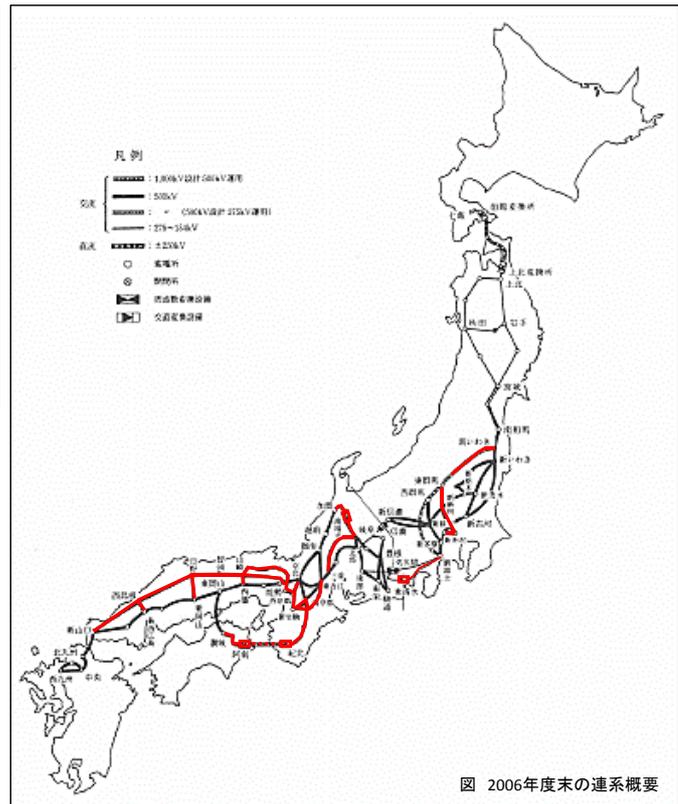


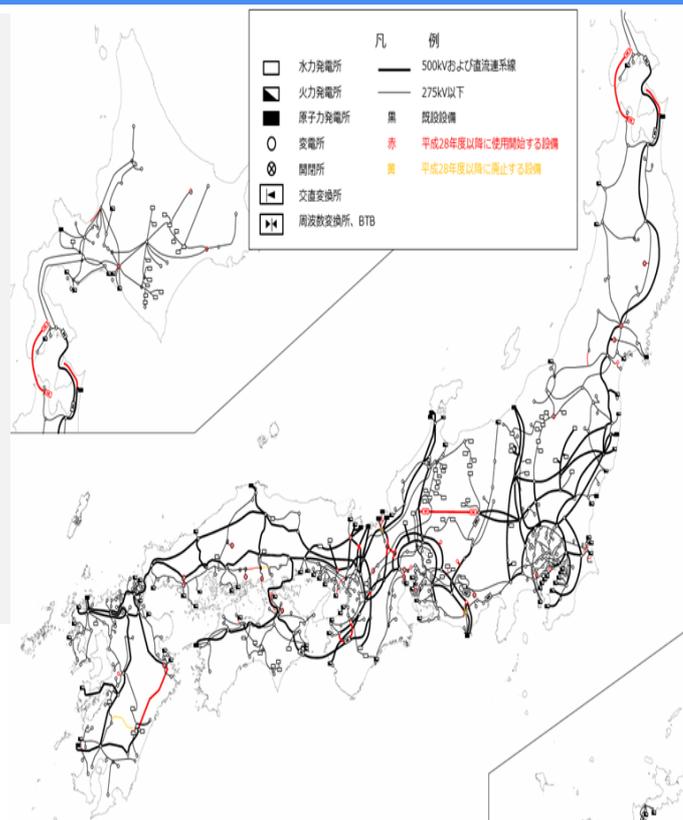
図 2006年度末の連系概要

出典：電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説（日本電力調査委員会）

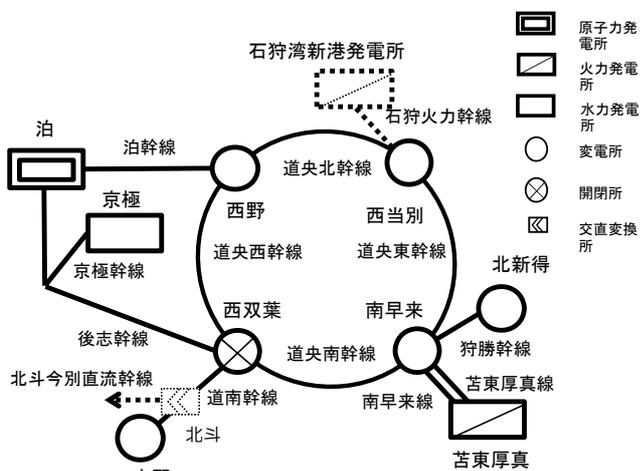
## 2-5. 日本の広域連系系統の特徴・変遷 - 現在の系統 (2016年度供給計画)

- 日本の広域連系を担う基幹系統は、長距離串型の構成であるが、一部地域・区間を除いて系統が多重化されており、送電ルート故障のような稀頻度の事故に対しても高い信頼度が確保されている。
- 連系線は、中国九州間を除いて、多重化がされている、又は多重化が計画されている。
- これにより、今後拡大が見込まれる広域基幹系設備の老朽改修は、計画的に対処することで、信頼度面に与える問題は局所的に留まると考えられる。
- なお、これまでの大震災や風雪害の経験を通し、設備の耐震基準等が強化される等の対応が重ねられてきたことで、面的に対応が必要となるような設備設計面の課題は現時点で見当たらない。

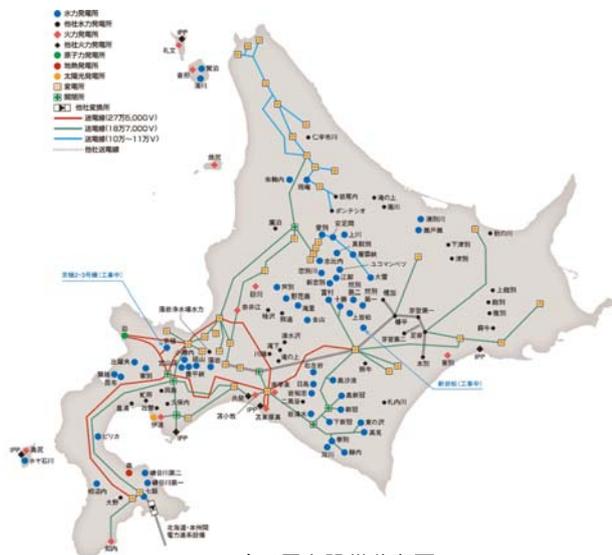
- ・北海道本州間連系設備増強計画（2019年予定）  
⇒ 北海道エリアの安定供給確保
- ・東京中部間連系設備増強計画（2020年度予定）  
⇒ 大規模災害時の安定供給確保
- ・中部関西間連系線増強計画（未定）  
⇒ 大規模電源の送電対策及び多重化による連系強化



- 電力需要の増加に対応するため、それまでの送電線最上位電圧が187kVであった中、275kV道央ループ系構想を計画し、2005年の道央南幹線運転開始により完成。
- 需要の集中する道央圏を取り囲む275kVループ系統を形成し、更に主要電源を連系することで、札幌圏はもとより道央圏の供給信頼度を向上。



275kV基幹系統概略図



主な電力設備分布図

- 東北エリアは国土の5分の1のエリアに需要地が点在している特徴があり、需要地近傍へ電源配置と合わせて、大電源地帯から需要地へ輸送するための流通設備を整備し、異電圧多重ループ系統を構成。

1960年

《275kV系統の導入》  
 1959年7月に275kV田子倉本名線で東京電力と275kV連系を開始。  
 1960年4月に仙台火力の運転開始に対応するため、275kV東北幹線が運転を開始。

1973年

《275kV系統の拡充》  
 南部地域のみであった275kV超高压系統も1971年8月に奥羽幹線(秋田～仙台)、1972年10月に吾妻幹線(東北幹線と福島県中央部)がそれぞれ運転を開始、1973年6月には東北中央部の拠点変電所として宮城変電所が運転開始。

1995年

《500kV系統の導入》  
 東京との会社間連系線である275kVいわき幹線では連系容量が限界に達していたため、1995年3月に常磐幹線、新地火力線を500kV昇圧、同年6月には500kV相馬双葉幹線を新設し、東北→東京の連系容量を拡大。

現在

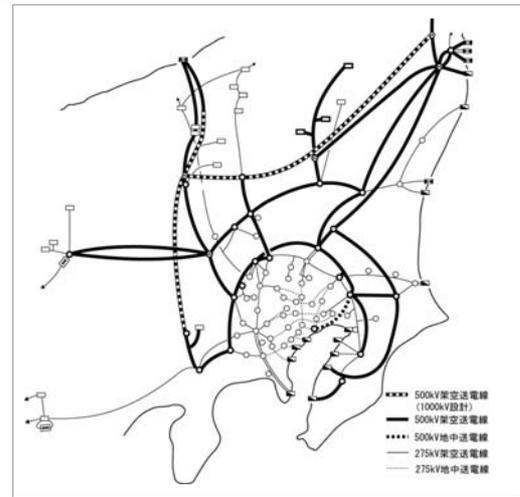
《500kV系統の拡充》  
 電源拡充への対応として、500kV基幹系統整備を進め、2010年6月に青葉幹線と宮城中央支線を500kVへ昇圧、宮城中央(開)の変電所化を実施。東日本大震災後には、建設を進めていた500kV十和田幹線と北上幹線を2011年6月に運転開始。

外輪系統

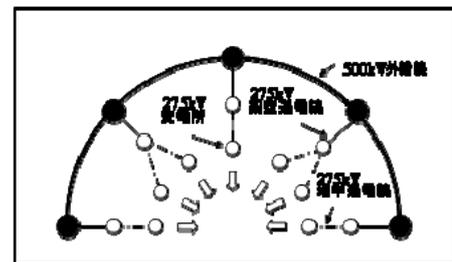
- 需要地である首都圏を囲む500kVの多重外輪線と、外輪線に連系する電源送電線から形成。
- 送電線ルートを多数確保することは困難なことから1ルートで大電力を送電しており、系統安定度と電圧安定性を維持することが重要なため、系統を密に連系。
- このため、事故電流が大きくなり、遮断器の遮断容量格上げなど、事故電流の増大対策を実施。また、高度な系統保護装置を用い、事故波及防止に万全を期す。

都内導入系統

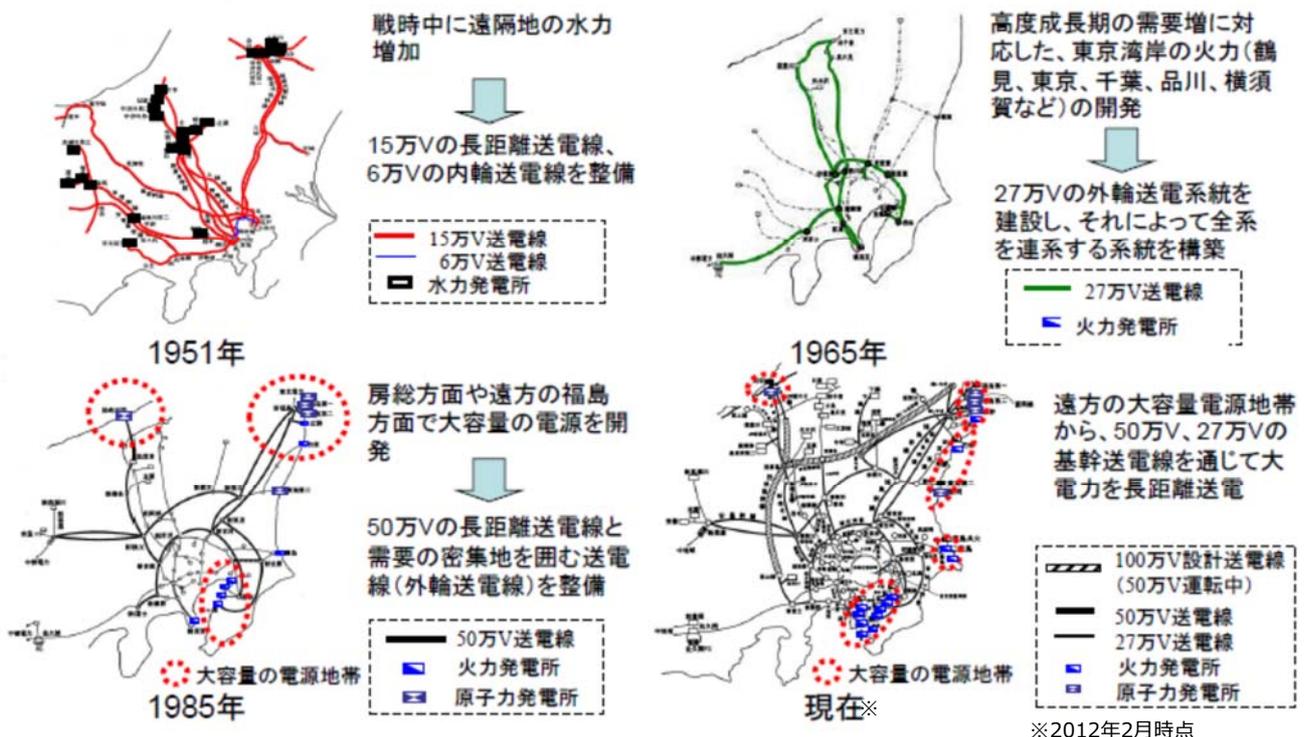
- 首都圏を囲む500kV外輪線に設置されている拠点変電所から、都内に向けて電力を送電する275kV架空送電線と、途中からは、主として道路下に設置された地中送電線から構成。



基幹電力系統



都内導入系統概念図

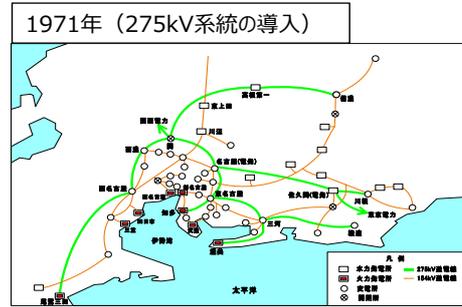


(出典：2012年「地域間連系線等の強化に関するアンケート調査」研究発表資料(抜粋))

- 中部エリアは南部に海があり、北部方面に向けて内陸に長い地形であるため、中部エリアの系統は、伊勢湾を中心とした太平洋岸に建設された大規模電源から、北部方面の内陸需要地に送電する構成。
- 2012年に日本海側電源を上越市に建設したことで、長距離大電力輸送に頼っていた長野方面系統の供給信頼度と電力品質を向上。



154kV 2系統構成。  
 ローカル系統の事故が全系に波及する不安定な系統だったため、154kV系統の整備を進めていった。



大規模石油火力の開発に伴い、熱容量・短絡電流面から、154kV系統では対応できなくなったため、275kV名古屋外輪系統と275kV電源線を構築。

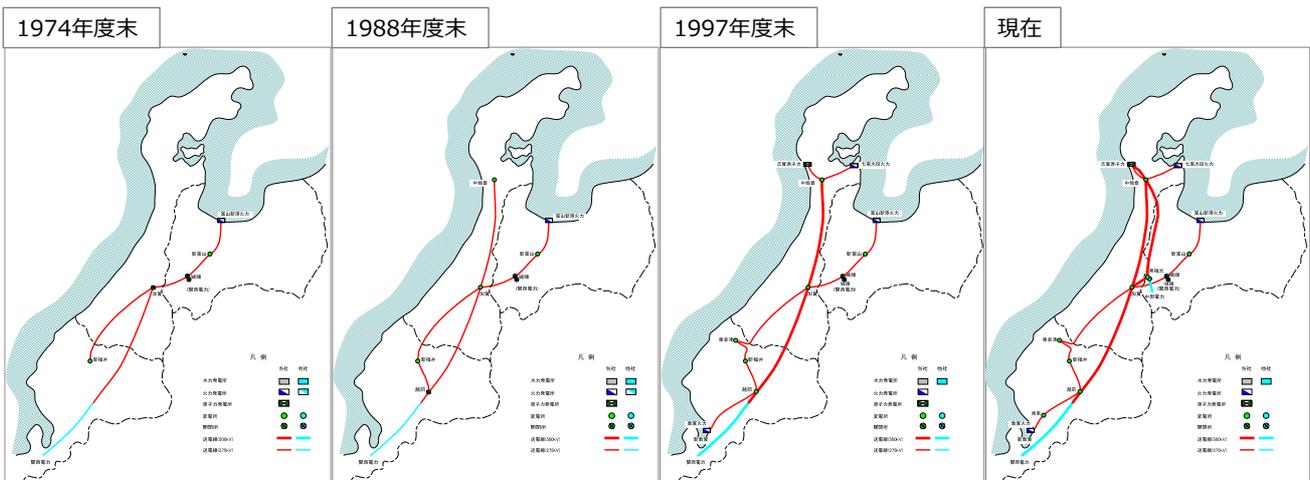


電源の大規模化・遠隔地化により、275kV系統では安定度・短絡電流面等から対応できなくなったため、名古屋外輪線を骨格に、500kV系統を導入。



従来の系統規模増大、電源の大規模・偏在化、及び万一の500kV基幹送電線のルート故障等の広範囲・長時間停電を防止するため、500kV第二基幹系統を構築。

- 需要の増加に伴う大型電源の開発に合わせて順次、超高圧の基幹系統を整備。
- 合わせて他社との連系線の整備を進め、相互応援能力の強化及び電力融通の拡大。



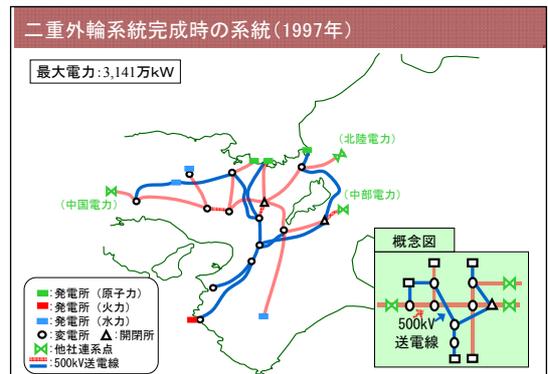
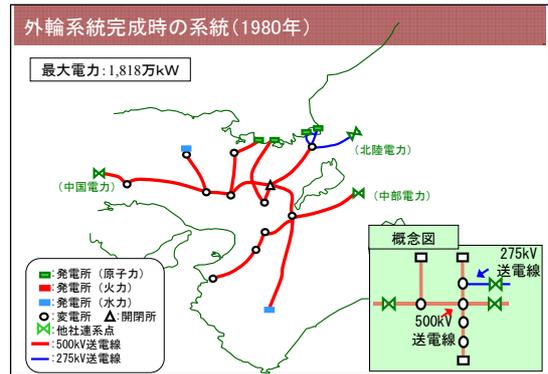
1974年度末  
 加賀開閉所と関西電力の嶺南変電所との間に加賀嶺南線（500kV設計、275kV運用）を新設  
 ⇒連系点を変更

1988年度末  
 加賀嶺南線の途中に越前開閉所及び275kV越前線を新設

1997年度末  
 能登幹線，加賀幹線，越前嶺南線を500kVへ昇圧  
 ⇒関西エリアと500kV連系

現在  
 1999年、500kV加賀福光線及び南福光変電所を新設  
 ⇒中部エリアと直流連系

- 1980年代 500kV一重外輪系統  
需要の大幅な増加想定・遠隔地の大電源計画（原子力）を踏まえ、大規模停電防止の思想のもと、500kV外輪系統構想を策定。各ブロックで需給バランスを取ることで、外輪線潮流を少なくし、停電範囲・事故波及の極小化を図る。
- 1990年代 500kV二重外輪系統  
電源偏在化が進み、一重外輪系統ではブロックバランスが取れなくなってきたため、電源開発地点変更への対応と経済性の追求をテーマに500kV系統を二重化（2ルート化）し、各ルートで需給バランスを取る計画を策定。
- 2000年代 500kVループ運用  
関西エリアの西側地域や関西以西エリアの電源増大（更なる電源偏在）、及び電力会社間の連系容量の増強要請に対応するため、ループ運用を採用。



- 当初、山陽側を中心とした需要増加及び電源開発に対応するため、山陽側の220kV基幹系統を整備。
- 500kV系統は、山陽側と山陰側に2ルートで構築しループ系統で運用。
- 九州エリアの広域電源の送電等により、基幹系統は常時東向き潮流。



- 187kV基幹系統は、電力需要の伸びに対応できるよう設備を構築。
- その中で、大規模電源開発にあわせて500kV系統を導入するとともに本四連系線で広域連系を強化した。
- また、橋湾の広域電源開発にあわせて500kV系統を拡充するとともに関西エリアへの送電のため紀伊水道直流連系設備を構築した。
- 500kV系統導入後も187kV系統とは異電圧のループで運用。

[1960年代]

経済復興に伴い、110kV送電線に加え、火力電源の開発にあわせて超高压系統の骨格となる送電線を建設（187kV設計、110kVで運転開始）。

[1970年代]

大型火力電源の開発、本州と四国間の連系及び基幹系統昇圧（187kV）により輸送力を増強。



[1980年代]

石油危機を踏まえ電源の多様化を目指し、原子力、石炭火力、揚水の各発電所を開発。その電力輸送を担うために187kV基幹系統を拡充。



[1990年代]

500kV四国中央幹線（西・中・東幹線：伊方発～川内・東予・讃岐変電所間）運転を開始。本四連系線により本州系統との連系を強化。



[2000年代]

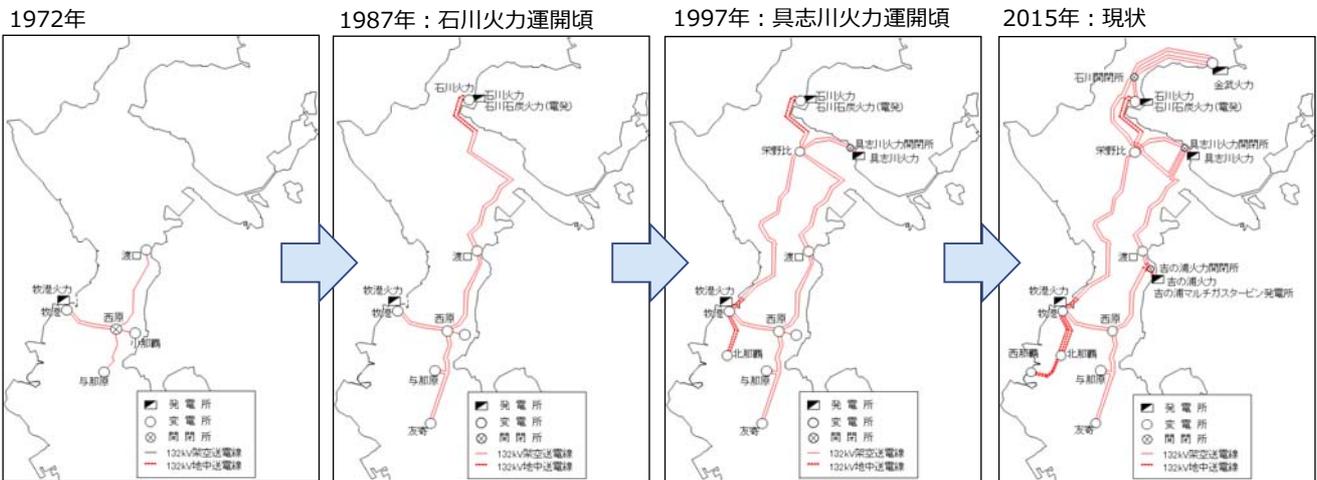
広域電源である橋湾石炭火力の建設に関連して、橋湾発電所から讃岐変電所に至る500kV基幹系統を拡充、2回線化した本四連系線及び紀伊水道直流連系設備の交流・直流ハイブリッド2点連系により広域連系ルートを形成。



- 基幹系統は当初110kVであったが、電力需要の増加及びそれに伴う電源開発に対応するため、順次、220kV・500kVを導入し、系統を拡充。

110kVの時代 1951年	220kVの導入期 1965年	500kVのT字型系統構築 1985年	500kVのループ型系統構築 現在（2015年11月末）
 ※110kV系統を記載	 ※110kV、220kV系統を記載	 ※500kV、220kV系統を記載	 ※500kV、220kV系統を記載
<ul style="list-style-type: none"> <li>基幹系統は、110kV。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1957年、上椎葉発電所等の南部水力の電力を北部需要地域へ送電するため、上椎葉～山家変電所間に九州エリア初の220kV送電線を建設。</li> <li>昭和40年代、九州西部、東部での大容量火力発電所開発にあわせ、西部・東部へ逐次、220kV送電線を拡大。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1980年、西部の大容量発電所の運開を機に、西九州～中央変電所間の220kV送電線を500kVへ昇圧。同時に500kV関門連系線を運開。</li> <li>1985年、南部の大容量発電所運開を機に、「500kV T字型系統」を構築。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>500kV送電線は九州北部と南部を結ぶルートが1ルート構成であることから、供給信頼度向上を図るため、東九州～ひむか変電所間に500kV送電線（日向幹線：2019年6月運開予定）を建設することにより、500kVループ系統を構築。</li> </ul>

- 沖縄エリアは、本島系統の発電所の大半が本島中北部地域（東側）に立地し、本島中南部地域に負荷が集中。
- また、地形的にも発電所は沿岸部の限られた立地条件のなか建設され、送変電設備の大部分は住宅・商業地域の狭い土地、更に米軍基地を縫うように構築されており、特に需要の高密度化が著しい那覇・南部地域では鉄塔建設が厳しく系統増強においては地中送電線路とせざるを得ない状況。
- 沖縄本島の基幹送電線の電圧は132kVであり、需要増への対応と供給信頼度向上の観点から設備の拡充を図ってきた。



当初の132kV基幹系統は沖縄本島西海岸に位置する牧港火力から送電する放射状系統。

本島南部地域を中心に需要が急増したため、南部地域への供給設備として東側ルート構築。

次に、石川火力の運用開始に伴い、牧港火力と石川火力を連系するルートの構築が行われ、沖縄本島の基幹系統の骨格を形成。

栄野比～牧港を結ぶ西側ルートを構築し、既設東側ルートと合わせて2ルート化。

また、更なる需要増加に対応するため、南部地域への供給設備を構築し、具志川火力が運用開始。

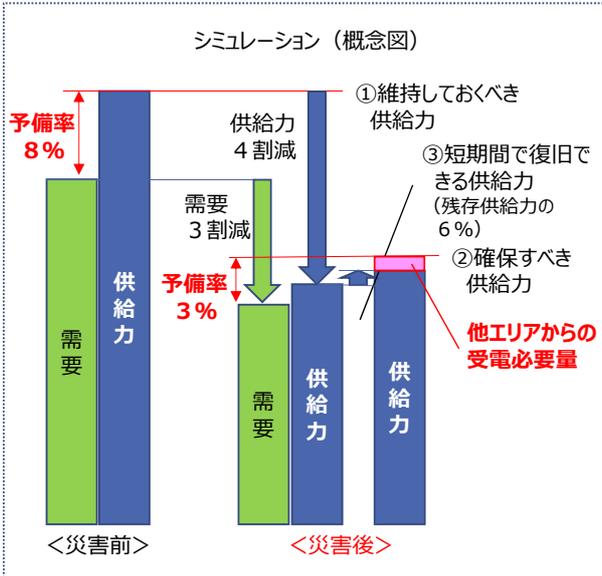
石川火力と具志川火力を連系するルートの構築により、発電所間を2ルート化。

また、金武火力の運用開始と共に石川開閉所～具志川開閉所を結ぶルートを構築。

### (3) 大規模事故、災害等の発生時における供給信頼度

### 3-1. (1) 大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの前提 (1/2)

- 大規模災害等における連系線の必要量に関するシミュレーションは、需要に対して「①維持しておくべき供給力」が維持されている状況において、大規模災害等による「需要の減少」及び「供給力の減少」を想定する。
- 「③短期間で復旧できる供給力」を積み増しても、需要に対して「②確保すべき供給力」に満たない量を連系線からの受電必要量とする。
- 上記①②は、当機関の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」における検討の結果によるが、本広域系統長期方針の検討においては、暫定的に ①は需要 + 8%、②は需要 + 3%とする。
- 大規模災害等による「需要の減少」、「供給力の減少」、「短期間で復旧できる供給力」については、東日本大震災における実績相当を想定する\*。（需要3割減、供給力4割減、残存供給力の6%が短期間で復旧）



\*都心南部直下地震及び南海トラフ（三連動）地震の発災時は、東日本大震災における実績相当を超える供給力不足が発生する可能性が指摘されており、その対応については連系線からの融通に加え、ピークシフト等を通じた需要家への節電要請等も加味した方策を検討しているため、今回の長期方針の検討の範囲外とする。

(参考) 第8回電気設備自然災害等対策WG 資料1-1より抜粋  
<対応策実施前>

- ◆ 都心南部直下地震  
夏発災の場合、発災後1か月間にわたって、ピーク時の潜在需要に対して、100~800万kWの供給力不足が発生する可能性がある。

- ◆ 南海トラフ（三連動）地震  
夏発災の場合、発災後1か月間にわたって、ピーク時の潜在需要に対して、6社計で1,700~3,000万kWの供給力不足が発生する可能性がある。

<対応策実施後>

- ◆ ピーク需要に対しても、復旧迅速化等の設備保安面の対策に加え、異周波数地域からの融通(120万kW)、ピークシフト等を通じた需要家への節電要請等(東日本大震災時には、▲15%を要請)を加味すれば、都心南部直下地震では需給ギャップは発災直後から解消でき、南海トラフ（三連動）地震では、1,100万kW程度の需給ギャップは発災後2週間後には解消できる可能性。

### 3-2. (1) 大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの前提 (2/2)

- 東日本及び西日本のそれぞれにおいて、大規模災害等に伴い想定した需要減少、供給力減少が発生した場合の他エリアからの応援必要量と他エリアへの応援可能量は下表のとおり。
- 需要は、東西各地域において、東日本大震災以降において需要が最大であった2013年度の夏季需要（最大3日平均：H3）を見込んだ。

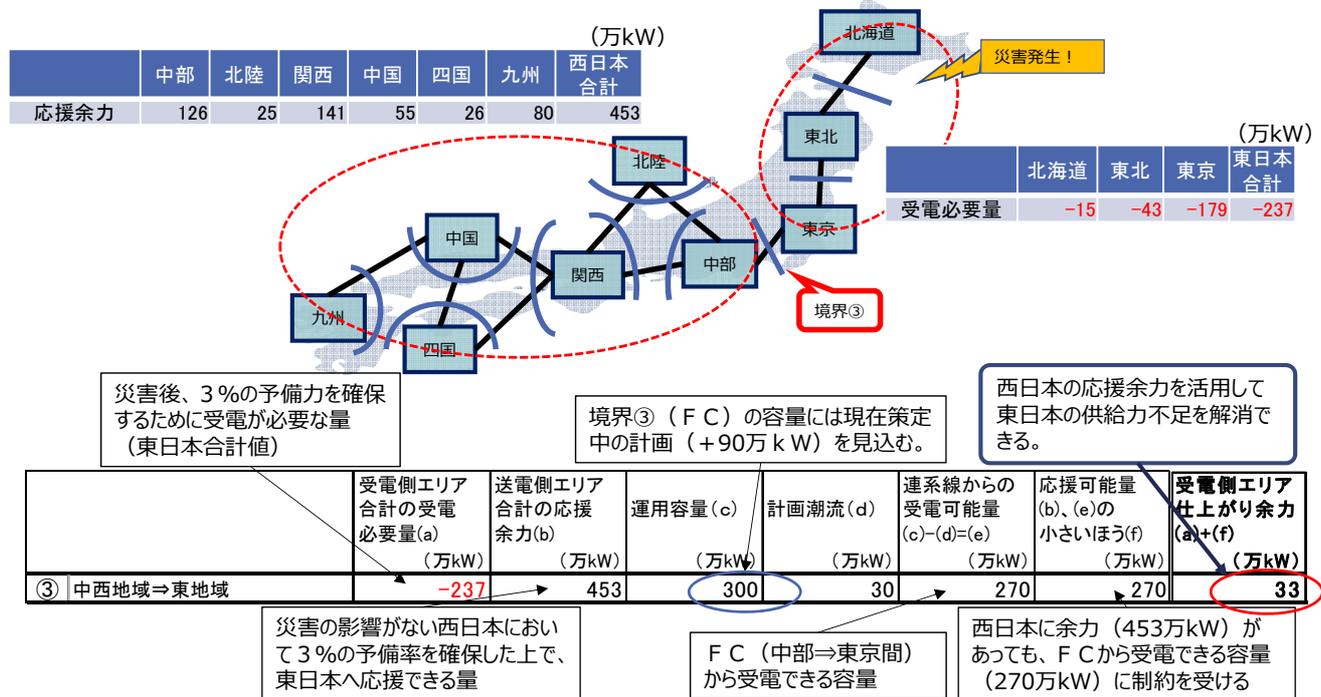
単位：万kW

〔東日本における災害ケース〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
脱落需要(△30%)	130	379	1,576							2,085
災害後需要+予備率3% ①	313	910	3,789	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	14,344
供給力(需要+8%)	469	1,364	5,675	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	17,292
脱落供給力(△40%)	188	545	2,270	0	0	0	0	0	0	3,003
復帰供給力(残存供給力の6%)	17	49	204	0	0	0	0	0	0	270
供給力合計 ②	298	867	3,609	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	14,560
予備率3%に対する過不足 ②-①	-15	-43	-179	126	25	141	55	26	80	216
他エリアからの受電必要量			他エリアへの応援余力							
〔西日本における災害ケース〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
脱落需要(△30%)				759	150	844	327	158	480	2,718
災害後需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	1,824	361	2,028	787	379	1,155	13,692
供給力(需要+8%)	469	1,364	5,675	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	17,292
脱落供給力(△40%)	0	0	0	1,093	216	1,215	471	227	692	3,914
復帰供給力(残存供給力の6%)	0	0	0	98	19	109	42	20	62	352
供給力合計 ②	469	1,364	5,675	1,737	344	1,932	749	361	1,100	13,731
予備率3%に対する過不足 ②-①	22	63	263	-86	-17	-96	-37	-18	-55	38
他エリアへの応援余力			他エリアからの受電必要量							

### 3-3. (1) 大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの評価方法

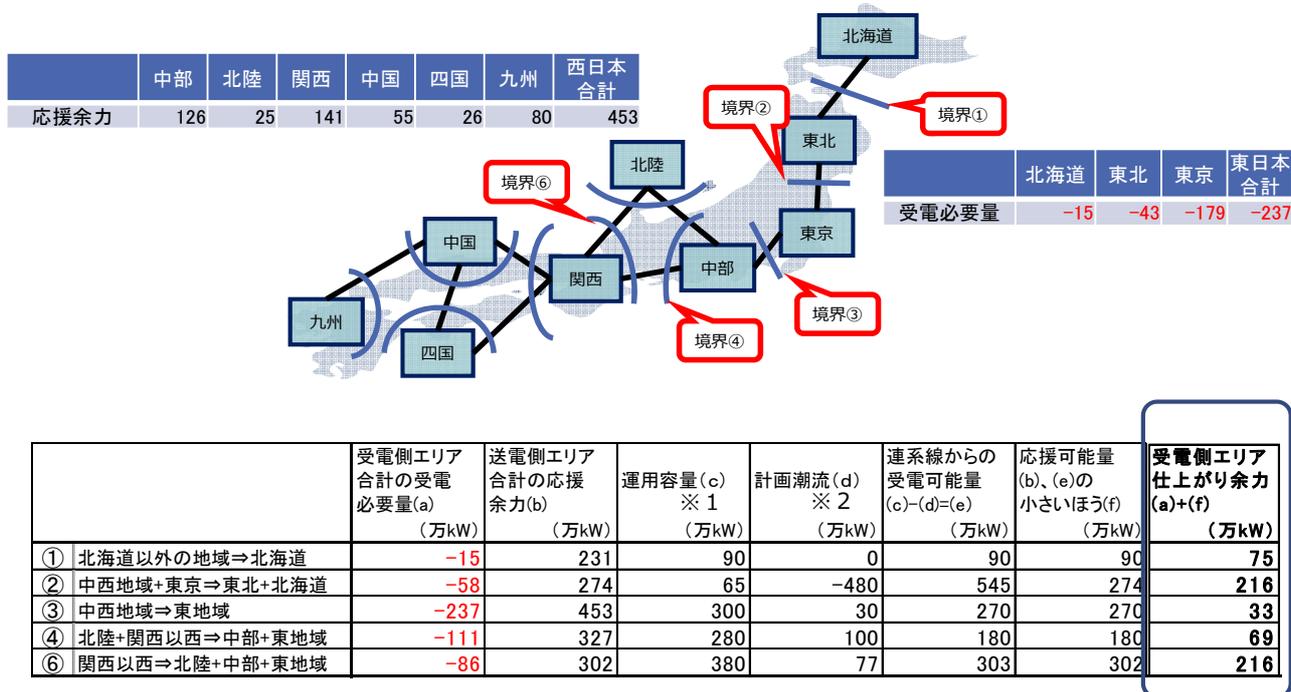
- エリアを分割する境界（連系線等）において、受電側となるエリアの受電必要量の合計、送電側となるエリアの応援余力の合計、及び当該連系線からの受電可能量の比較により評価を行う。

【評価例】下図において、F C（境界③）について、東日本の受電必要量よりも西日本から受電できる量が大きければ、西日本の応援余力を活用することにより東日本の供給力不足を解消できると評価できる。



### 3-4. (1) 大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果①（東日本における災害ケース）

- 東日本における発災ケースにおいて、連系線を活用した電力融通により、需給バランスを維持できることを確認した。（ただし、計画潮流の向きと量により連系線から受電できる量が変わることに留意が必要。）

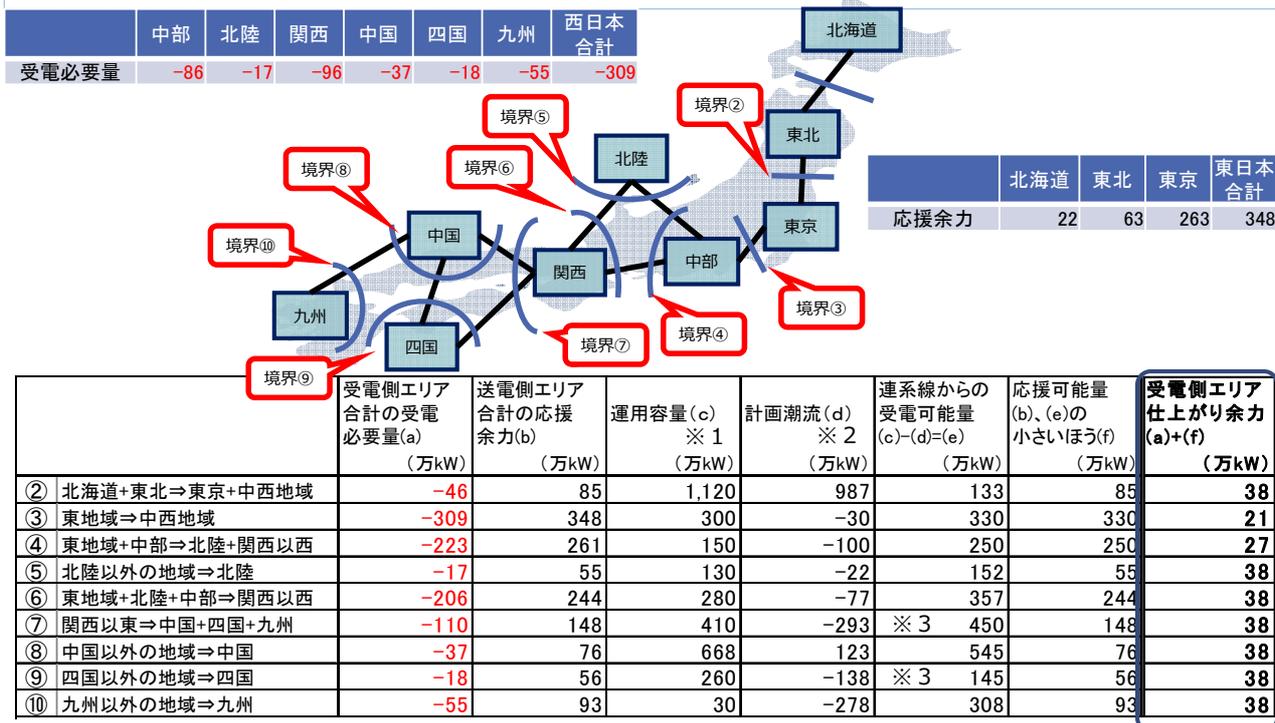


※1：東北東京間及び東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流（ただし、東北東京間については、今般の計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む）

### 3-5. (1) 大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果② (西日本における災害ケース)

- 西日本における発災ケースにおいて、連系線を活用した電力融通により、需給バランスを維持できることを確認した。(ただし、計画潮流の向きと量により連系線から受電できる量が変わることに留意が必要。)



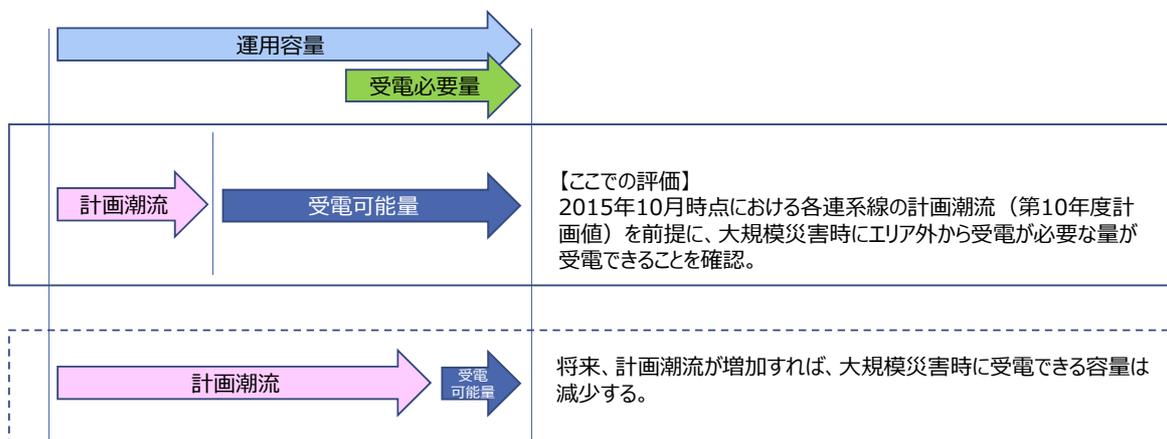
※1：東北東京間及び東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。  
 ※2：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流（ただし、東北東京間については、今般の計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。）  
 ※3：四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

### 3-6. (1) 大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果 (まとめ)

- 2015年10月時点における各連系線の計画潮流（第10年度計画値）を前提に、「維持しておくべき供給力」が計画潮流を含め各エリアで維持されている状況においては、大規模災害時にエリア外から受電が必要な量を受電できることを確認した。

#### <留意事項>

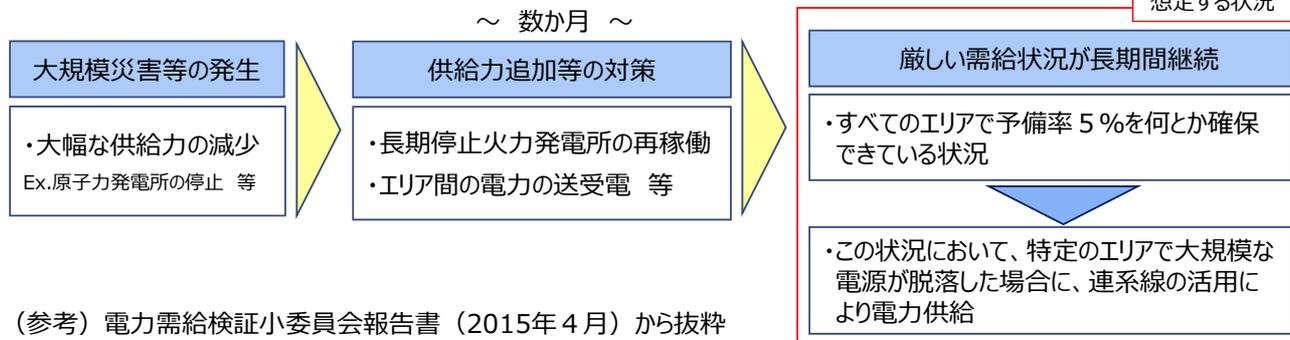
- 計画潮流が変われば、大規模災害時に受電できる容量も変わるため、エリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量（マージン等）について考慮する必要がある。
- 連系線マージンや調整力の扱いなど、今後見直される可能性もあることから、必要により再評価を行う。



### 3-7. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーションの前提

- 大規模災害等により大幅に供給力が低下した後、長期停止火力発電所の再稼働等の対策により、電力の安定供給に最低限必要な予備率を何とか確保できている需給状況が長期間継続している状況を想定する。  
(具体的には、すべてのエリアにおいて予備率が5%※という需給状況を仮定する。)
- この状況において、特定のエリアで大規模な電源が脱落した場合に、連系線の活用により電力供給が確保できるかを確認する。(※他エリアから応援するためには3%を超える予備力が必要となる。)
- なお、本検討では平時に確保すべき供給信頼度の水準と比較して極めて厳しい条件を想定しており、ここでの検討結果により直ちに計画策定プロセスを開始する判断基準とすることを目的としたものではない。

想定する状況



(参考) 電力需給検証小委員会報告書(2015年4月)から抜粋

○2015年度夏季(8月)の需給見通し(電力間融通を行った場合)

(万kW)	東日本3社	北海道	東北	東京	中西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260	156
②供給力	7,687	513	1,524	5,650	9,706	2,725	2,875	580	1,217	616	1,693	17,393	225
②供給-①需要 (予備率)	680 (9.7%)	41 (8.7%)	79 (5.5%)	560 (11.0%)	453 (4.9%)	128 (4.9%)	84 (3.0%)	35 (6.4%)	89 (7.9%)	67 (12.1%)	50 (3.0%)	1133 (7.0%)	68 (43.7%)

### 3-8. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果 (北陸エリア)

[北陸エリアでの電源脱落模擬]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力					150					150
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	375	2,953	1,145	552	1,681	16,662
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	-140	56	22	11	32	170

注：需要は、東西各地域において、東日本大震災以降において需要が最大であった2013年度の夏季需要(最大3日平均)を見込んだ。以下、本シミュレーションにおいて同じ。

北陸エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) ※1 (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b),(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-19	190	150	-100	250	190	170
⑤ 北陸以外の地域⇒北陸	-140	310	130	-22	152	152	12

※1：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流

- 北陸エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

### 3-9. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果 (関西エリア)

〔関西エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
<b>需要+予備率3% ①</b>	<b>447</b>	<b>1,300</b>	<b>5,412</b>	<b>2,605</b>	<b>515</b>	<b>2,897</b>	<b>1,124</b>	<b>542</b>	<b>1,649</b>	<b>16,492</b>
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力						270				270
<b>供給力合計 ②</b>	<b>456</b>	<b>1,326</b>	<b>5,517</b>	<b>2,656</b>	<b>525</b>	<b>2,683</b>	<b>1,145</b>	<b>552</b>	<b>1,681</b>	<b>16,542</b>
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	-214	22	11	32	50

関西エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) ※1 (万kW)	計画潮流(d) ※2 (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b),(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-89	139	300	-30	330	139	50
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-139	190	150	-100	250	190	50
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-149	200	280	-77	357	200	50
⑦ 中国+四国+九州⇒関西以東	-14	64	540	413	127	64	50

※1：東京中部間については、2016年6月に策定した計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流

■ 関西エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

### 3-10. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果 (中国エリア)

〔中国エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
<b>需要+予備率3% ①</b>	<b>447</b>	<b>1,300</b>	<b>5,412</b>	<b>2,605</b>	<b>515</b>	<b>2,897</b>	<b>1,124</b>	<b>542</b>	<b>1,649</b>	<b>16,492</b>
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力							190			190
<b>供給力合計 ②</b>	<b>456</b>	<b>1,326</b>	<b>5,517</b>	<b>2,656</b>	<b>525</b>	<b>2,953</b>	<b>955</b>	<b>552</b>	<b>1,681</b>	<b>16,622</b>
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	-168	11	32	130

中国エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) ※1 (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b),(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-69	200	280	-77	357	200	130
⑦ 関西以東⇒中国+四国+九州	-126	256	410	-293	※2 450	256	130
⑧ 中国以外の地域⇒中国	-168	298	668	123	545	298	130

※1：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流

※2：四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

■ 中国エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

### 3-11. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果 (四国エリア)

〔四国エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
<b>需要+予備率3% ①</b>	<b>447</b>	<b>1,300</b>	<b>5,412</b>	<b>2,605</b>	<b>515</b>	<b>2,897</b>	<b>1,124</b>	<b>542</b>	<b>1,649</b>	<b>16,492</b>
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力								130		130
<b>供給力合計 ②</b>	<b>456</b>	<b>1,326</b>	<b>5,517</b>	<b>2,656</b>	<b>525</b>	<b>2,953</b>	<b>1,145</b>	<b>422</b>	<b>1,681</b>	<b>16,682</b>
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	22	-119	32	190

四国エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) ※1 (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-9	200	280	-77	357	200	190
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-66	256	410	-293	※2 450	256	190
⑨ 四国以外の地域⇒四国	-119	310	260	-138	※2 145	145	26

※1：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流  
 ※2：四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

■ 四国エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

### 3-12. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果 (九州エリア)

〔九州エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
<b>需要+予備率3% ①</b>	<b>447</b>	<b>1,300</b>	<b>5,412</b>	<b>2,605</b>	<b>515</b>	<b>2,897</b>	<b>1,124</b>	<b>542</b>	<b>1,649</b>	<b>16,492</b>
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力									260	260
<b>供給力合計 ②</b>	<b>456</b>	<b>1,326</b>	<b>5,517</b>	<b>2,656</b>	<b>525</b>	<b>2,953</b>	<b>1,145</b>	<b>552</b>	<b>1,421</b>	<b>16,552</b>
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	22	11	-228	60

九州エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) ※1 (万kW)	計画潮流(d) ※2 (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-79	139	300	-30	330	139	60
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-129	190	150	-100	250	190	60
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-139	200	280	-77	357	200	60
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-196	256	410	-293	※3 450	256	60
⑩ 九州以外の地域⇒九州	-228	288	30	-278	308	288	60

※1：東京中部間については、2016年6月に策定した計画策定プロセスによる増強分を含む。  
 ※2：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流  
 ※3：四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

■ 九州エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

### 3-13. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果 (北海道エリア)

〔北海道エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力	160									160
供給力合計 ②	296	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,652
予備率3%に対する過不足 ②-①	-151	25	105	51	10	56	22	11	32	160

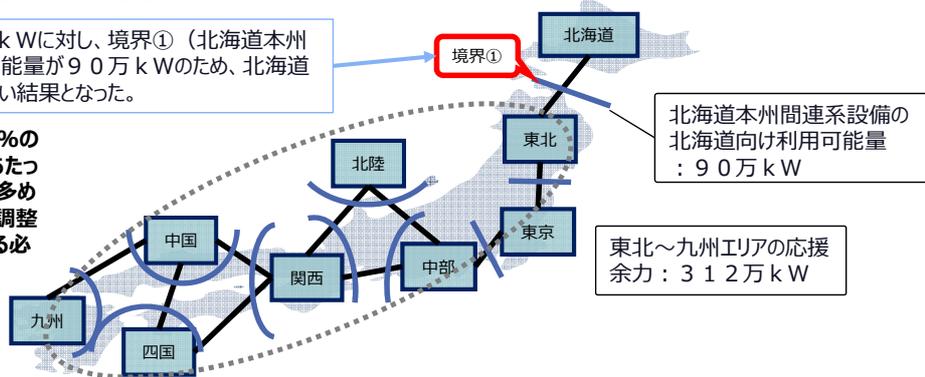
北海道エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) ※1 (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b),(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
① 北海道以外の地域⇒北海道	-151	312	90	0	90	90	-61

※1：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流

■ 北海道エリアの不足分151万kWに対し、境界①(北海道本州間連系設備)を利用した受電可能量が90万kWのため、北海道エリアの供給力不足が解消されない結果となった。

注：このシミュレーションでは一律5%の予備率を設定したが、実運用にあたっては状況に応じて北海道エリアは多めに予備率を確保することや、随時調整契約の発動などの対策も検討する必要がある。



### 3-14. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果 (東北エリア)

〔東北エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力		450								450
供給力合計 ②	456	876	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,362
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	-425	105	51	10	56	22	11	32	-130

東北エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

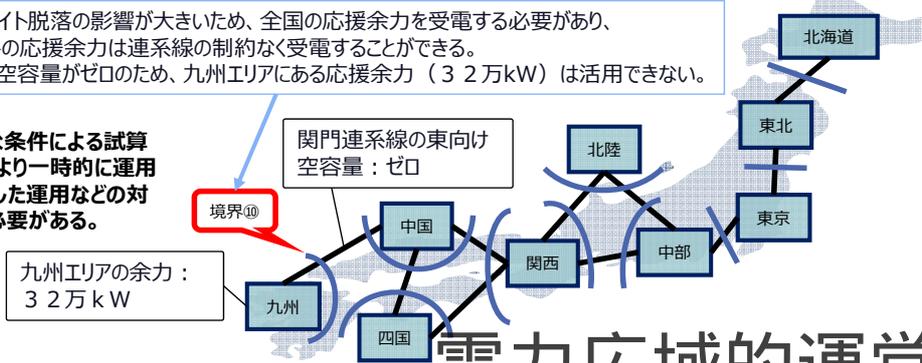
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) ※1 (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b),(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

※1：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流

■ 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。  
■ 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注：極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



### 3-15. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果 (東京エリア)

〔東京エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力			470							470
供給力合計 ②	456	1,326	5,047	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,342
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	-365	51	10	56	22	11	32	-150

東京エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

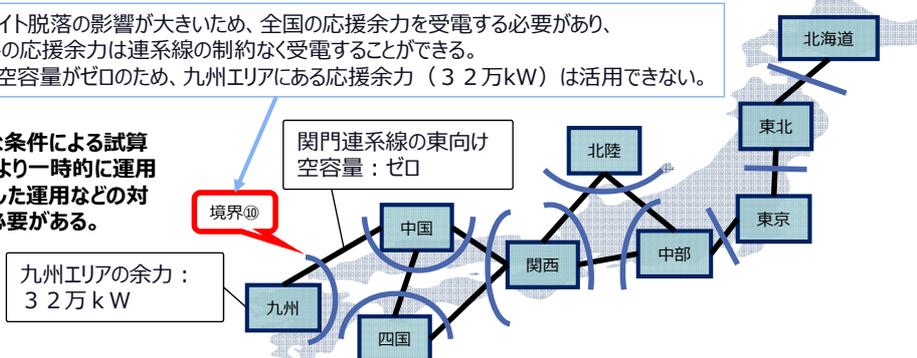
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) ※1 (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩九州⇒九州以外の地域	-182	32	278	278	0	0	-182

※1：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力（32万kW）は活用できない。

注：極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



### 3-16. (2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果 (中部エリア)

〔中部エリアでの電源脱落模擬〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力				450						450
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,206	525	2,953	1,145	552	1,681	16,362
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	-399	10	56	22	11	32	-130

中部エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

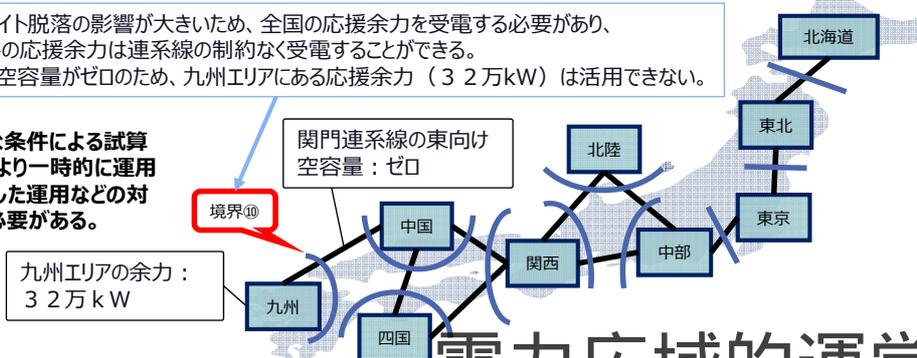
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) ※1 (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

※1：2015年10月29日時点の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力（32万kW）は活用できない。

注：極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



- このシミュレーションは、厳しい需給状況が長期間継続している中で、夏季の最大需要発生時に大規模な電源サイト（単一発電所の全ユニット）が脱落するという極めて過酷な条件における試算を行った。
- その結果、東北⇒北海道及び九州⇒中国については連系線の容量制約が生じる可能性はあるものの、その他の連系線については他エリアへの応援のための電力を送電でき得ることが示唆された。
- 実際に連系線容量の増加対策の要否を検討するにあたっては、こういった事象が発生する確率やそれによる社会損失と、エリア毎の調整力確保量（北海道エリアは多めに確保等）やその増加対策、随時調整契約や節電等の需要側対策、電源や流通設備の緊急時利用等、各種対策との費用対効果を比較検討する必要がある。

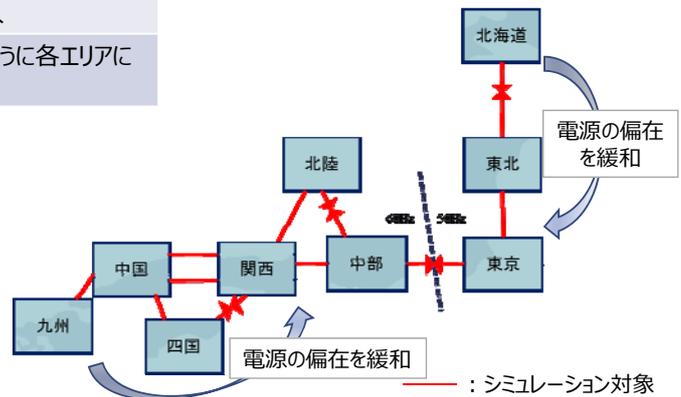
<留意事項>

- 計画潮流が変われば、大規模な電源が脱落した時に受電できる容量も変わるため、エリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量（マージン等）について考慮する必要がある。
- 連系線マージンや調整力の扱いなど、今後見直される可能性もあることから、必要により再評価を行う。

## (4) 電力潮流シミュレーションの検討諸元 (シナリオ設定、考え方等)

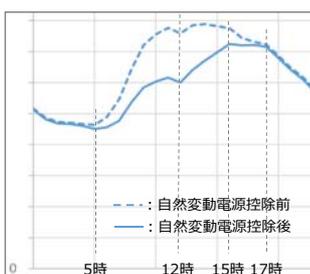
- 長期エネルギー需給見通しで示されたエネルギーミックスを達成する電源量を導入した場合において、既存流通設備の最大限活用を前提として、広域連系系統の潮流状況を確認した。
- 連系線潮流シミュレーションは電源が偏在した場合と電源の偏在を緩和した場合の2ケースで8760時間のシミュレーションを実施した。

連系線潮流シミュレーション		
シミュレーションの対象	地域間連系線・連系設備	
需要及び電源構成	長期エネルギー需給見通しを基に設定 (参考資料参照)	
シミュレーション断面	8760時間	
シナリオ	シナリオ① 電源偏在ケース	現状の導入見込量や設備認定量に応じて各エリアに按分して電源を導入
	シナリオ② 電源偏在緩和ケース	電源の偏在を極力緩和するように各エリアに電源を導入

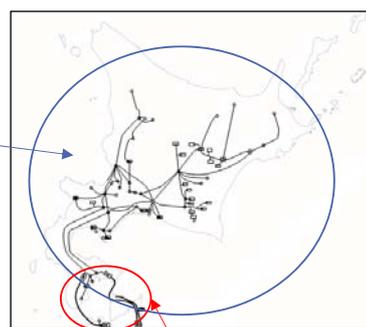


- 地内系統の潮流シミュレーションは、前述の連系線潮流シミュレーションの結果を前提として、通常考えられる範囲で厳しいと想定される代表的な断面を試算した。

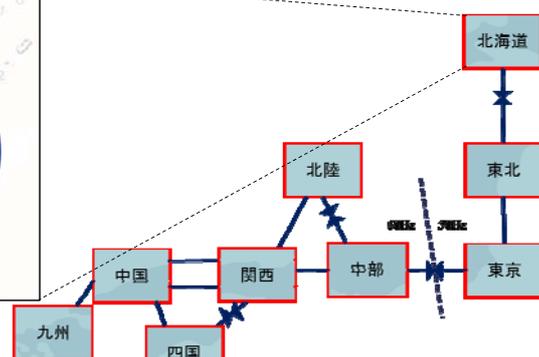
地内系統潮流シミュレーション	
シミュレーションの対象	各エリアの地内広域連系系統
需要及び電源構成	長期エネルギー需給見通しを基に設定 (連系線潮流シミュレーションと同じ)
連系線潮流	連系線潮流シミュレーションの結果に基づき設定
シミュレーション断面	全国最大・最小需要発生日の5,12,15,17時（8断面） + 再エネ高出力発生日



各断面の電源出力・需要により潮流を検討



連系線潮流シミュレーションの結果に基づき連系設備の潮流を設定



■ 潮流シミュレーションにおける電源設定の概要は下表のとおり。

電源種	電源設定の概要	
火力	現状の設備に加え、蓋然性が高い新增設・廃止を見込む ただし、運転開始から一定の期間（50年）を経過した設備は一律廃止を見込む なお、石炭については、長期需給エネルギー見通しの電源構成と整合するよう重負荷期（7～9月,12月～2月）は約40%の設備が停止、それ以外の時期は約65%が停止として設定	
	最低出力設定	石炭 大規模石炭火力を想定し、エリア毎の出力の30%を最低出力として設定
		LNG DSS運転等も考慮し、エリア毎の出力の5%を最低出力として設定
		石油 ピーク対応の電源として、最低出力の設定はなし
調整力対応	調整力確保のため、各エリアの需要に対して10%分をLNGで確保できるよう最低出力に追加して設定 LNGで需要の10%を確保できない場合は、石油を追加	
原子力	長期エネルギー需給見通しにおける発電電力量を、機械的に各エリアに按分	
再生可能エネルギー	長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量を見込む (詳細は次頁以降参照)	

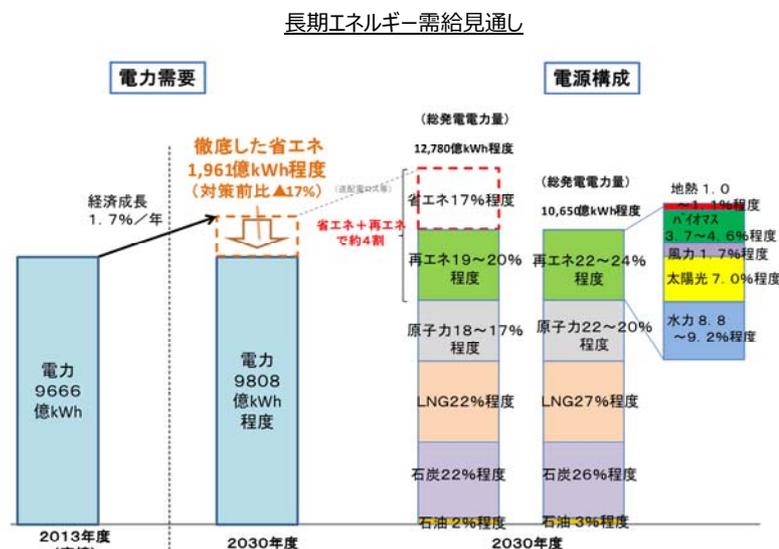
■ 燃料費単価は2015年の発電コスト検証ワーキンググループの報告書をベースに設定

4 - 4. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方（電力需要）

■ 電力需要は2013年度実績相当とする。

<考え方>

- 長期エネルギー需給見通しにおいては、徹底した省エネの推進（△17%）を行い、2030年度の時点の電力需要を2013年度とほぼ同じレベルまで抑えることを見込んでいる。

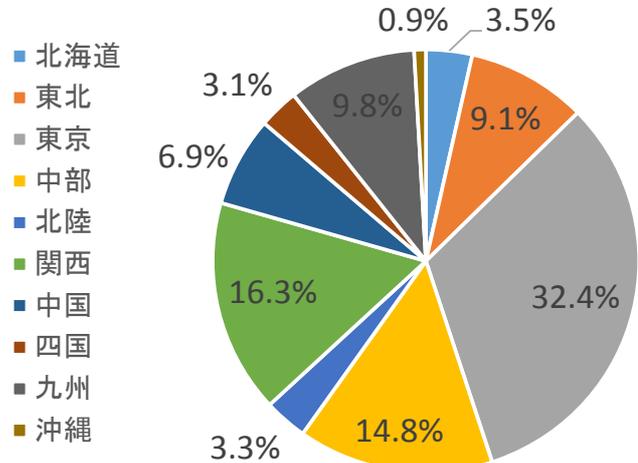


- 2013及び2014年度の需要カーブをベースとし、長期エネルギー需給見通しの需要に合うように補正。
  - 各エリアの按分比率については、2016年度供給計画における2016年度の需要比率で按分。
  - 最大需要電力については、電力需要から2016年度供給計画における2016年度の送配電ロス・年負荷率を用いて算出。

エリア	需要端電力量 (億kWh)	最大需要電力* 送電端 (万kW)
北海道	309	445 (525)
東北	803	1,349 (1,394)
東京	2,851	5,405
中部	1,308	2,501
北陸	290	510
関西	1,439	2,714
中国	605	1,088
四国	269	519
九州	860	1,564
沖縄	78	147
合計	8,812	17,636

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

【2016年度供給計画における2016年度電力需要の各エリア比率】



※ 8月について1時間の最大需要電力を上位から3日採り、それを平均したもの（北海道・東北の括弧は1月の値）

4-6. 再生可能エネルギーのシナリオの考え方①

- 再生可能エネルギーは、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量を見込む。

<考え方>

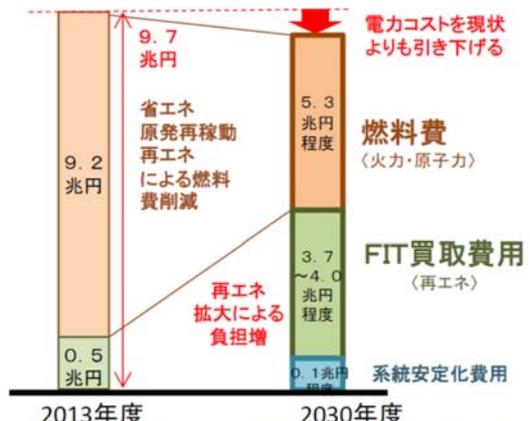
- 長期エネルギー需給見通しにおいて、各電源の個性に応じた再生可能エネルギーの最大限の導入を行う観点から自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱、水力、バイオマスにより原子力を置き換えることを見込んでいる。また、自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴う太陽光、風力は、国民負担抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入することを見込んでいる。
- 再生可能エネルギー電源は、地域の自然条件等により導入量が偏在するため、導入見込量や設備認定量等により、各エリアへの導入量を算定する。

再生可能エネルギー電源の導入見込量

種別	設備容量 (万kW)	
	2030年断面	現状
地熱	約140~約155	52
水力	4,847~4,931	2,056 (一般) 2,594 (揚水) 4,650 (計)
バイオマス	602~728	252
風力(陸上)	918	約270
風力(洋上)	82	
太陽光(住宅)	約900	約760
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340

注：長期エネルギー需給見通し関連資料から作成

<電力コストの推移(イメージ)>



(注) 再エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。これは、回避可能費用も含んでいるが、その分、燃料費は小さくなっている。

【出所】発電用燃料費は総合エネルギー統計における発電用燃料投入量(自家発電を含む)と、貿易統計における燃料輸入価格から推計

- 導入量が偏在する傾向が強い風力発電及び太陽光発電について、以下のシナリオを設定する。

シナリオ① 導入見込量や設備認定量に応じて各エリアに按分して導入

シナリオ② 偏在を極力緩和するように各エリアに導入

<考え方>

- ・ 導入見込量や設備認定量に応じて各エリアへ導入量を按分した場合（シナリオ①）、導入量が偏在する地域（北海道・東北・九州エリア）から他エリアへの送電量が多くなるなど、系統への負担が大きくなる。
- ・ 一方、偏在を極力緩和するよう各エリアへの導入量を設定した場合（シナリオ②）、相対的に系統への負担が抑制され得る。

	(参考) 最大需要電力 (2015年度実績, 送電端)	シナリオ①	シナリオ②
		導入見込量等に応じて 各エリアに按分し導入 (風力+太陽光)	偏在を極力緩和する ように各エリアに導入 (風力+太陽光)
北海道	432	421	207
東北	1,295	1,498	1,219
東京	5,192	1,646	1,779
中部	2,410	842	1,030
北陸	493	109	161
関西	2,607	594	803
中国	1,044	562	794
四国	501	272	338
九州	1,515	1,406	1,008
沖縄	142	50	60
計		7,400	7,400

単位：万kW

シナリオ②の考え方	
風力	北海道・東北エリア以外に最大限導入。その上で東北エリアに最大限導入。
太陽光	連系可能量（東京・中部・関西エリアは接続申込量）まで導入。その上で不足分を全エリアに需要比率で按分し導入。

内訳：風力1,000万kW、太陽光6,400万kW

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。

4-8. 各エリアの再生可能エネルギー※の設備量と電力量

- 再生可能エネルギーの出力比率等については、年度により差異があり、2013年度基準と比較し、2014年度基準では東京・九州エリアの電力量が増加している。（出力比率等を用いている再生可能エネルギー：水力、風力、太陽光）

	シナリオ①			シナリオ②		
	設備量 (万kW)	電力量 (億kWh)		設備量 (万kW)	電力量 (億kWh)	
		2013年度 基準	2014年度 基準		2013年度 基準	2014年度 基準
北海道	604	170	158	423	154	141
東北	2,033	512	506	1,733	462	463
東京	2,243	429	451	2,376	440	467
中部	1,285	322	312	1,475	346	335
北陸	381	117	108	437	127	118
関西	1,071	281	271	1,280	305	295
中国	747	177	171	979	209	203
四国	428	118	112	494	127	120
九州	1,777	298	334	1,362	251	280
沖縄	52	7	7	62	8	8
計	10,620	2,430	2,430	10,620	2,430	2,430

※ 地熱・水力・バイオマス・風力・太陽光の合計、ただし、揚水の2,594万kW、85億kWhは含まない  
 注：四捨五入の関係で合計が一致しない。

## 4-9. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (風力発電)

- 風力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量（1,000万kW）を見込む。（既導入量は301万kW）
- 導入見込量達成のための新規導入量（699万kW）は未開発分\*（下表c）の比率により各エリアに按分する。（風力シナリオ①）  
\*「未開発分」=「連系可能量を考慮しない導入見込み量」-「既導入量」
- 相対的に系統への負担が抑制され得るシナリオとして、東京から九州に最大限導入、北海道は連系可能量まで入れた上で、東北に重点的に導入した場合（風力シナリオ②）を検討する。

単位：万kW

	連系可能量を考慮しない導入見込量※1 a	既導入量※2 b	未開発分 c=a-b	風力シナリオ① 未開発分比率で按分 b+(1,000-301)×c/952	風力シナリオ② 東京から九州に最大限、北海道は連系可能量まで導入したうえで、東北に重点的に導入
北海道	約300	32	268	229	<u>56</u>
東北	約587	95	492	456	579
東京	約47	25	22	41	<u>47</u>
中部	約45	25	20	40	<u>45</u>
北陸	約19	15	4	18	<u>19</u>
関西	約37	16	21	31	<u>37</u>
中国	約67	30	37	57	<u>67</u>
四国	約51	15	36	41	<u>51</u>
九州	約97	47	50	84	<u>97</u>
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	<u>2.5</u>
計	約1,250	301	952	1,000	1,000

※1 第9回新エネルギー小委員資料より作成 ※2 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイトデータより作成（2016年3月末）

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。

## 4-10. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (太陽光発電)

- 太陽光発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量（6,400万kW）を見込む。
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量（5,904万kW）は、新規認定量（下表b）の比率により各エリアに按分する。（太陽光シナリオ①）
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量（5,904万kW）を、接続可能量を設定していないエリア（東京、中部、関西）については接続契約申込量まで、その他エリアは接続可能量まで導入し、未達分を需要比率で各エリアに按分する。（太陽光シナリオ②）

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。 単位：万kW

	導入量		新規認定量 b	太陽光シナリオ① 新規認定量比率で按分 a+(6,400-496)×b/7,993	東京・中部・関西エリア※1 接続済み+接続契約申込量 ・その他エリア 接続可能量（系統WG2015.11.10）	太陽光シナリオ② 東京・中部・関西エリアは接続申込量、その他エリアは接続可能量まで導入し、未達分を需要比率で按分
	移行認定 a	新規認定 (bの内数)				
北海道	8	92	250	192	117	151
東北	30	222	1,369	1,041	552	640
東京	129	703	1,998	1,605	1,424	1,732
中部	96	431	956	802	843	985
北陸	8	49	114	92	110	142
関西	65	311	674	563	608	766
中国	45	217	622	504	660	727
四国	23	149	281	231	257	287
九州	86	530	1,673	1,322	817	911
沖縄	6	24	56	47	49.5	58
計	496	2,727	7,993	6,400	-	6,400

※1 東京：2015年11月末、中部：2015年3月末、関西：2015年4月末時点  
固定価格買取制度情報公表ウェブサイトデータより作成（2016年3月末）

※2 東京・中部には再生可能エネルギーの全体量の公表がなく、太陽光以外の新規認定量を別途推定

#### 4-1-1. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (水力発電)

- 一般水力は、長期エネルギー需給見通しにおける水力発電の導入見込量（4,931万kW）から揚水発電（2,594万kW）を差し引き、2,337万kWを見込む。
- 2015年度末設備（2,135万kW）に2016年度供給計画に記載のある新增設・廃止計画（23万kW）を織り込む。
- 導入見込量達成のための新規導入量（179万kW）は、都道府県別包蔵水力（未開発分）の比率により各エリアに按分する。
- 揚水式水力は、現状の設備に加え、蓋然性が高い新增設・廃止を見込む。

	単位：万kW				単位：億kWh	
	年度末設備 <sup>※1</sup> a	開発予定 <sup>※1</sup> b	新規導入量 c = (2,337-2,158) × d/398	一般水力シナリオ a+b+c	包蔵水力 <sup>※2</sup> (未開発分) d	
北海道	122	3	19	144	41	
東北	313	8	44	365	97	
東京	393	2	17	412	37	
中部	299	0	42	341	93	
北陸	246	0	17	263	37	
関西	388	1	10	399	23	
中国	107	0	9	117	20	
四国	84	0	10	94	22	
九州	183	8	12	203	27	
沖縄	0	0	0	0	1	
計	2,135	23	179	2,337	398	
				揚水発電 <sup>※3</sup> 2,594		
				水力合計 4,931		

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。  
 ※1 2016年度供給計画  
 ※2 資源エネルギー庁HPの都道府県別包蔵水力（2015年:3末）データより各都道府県別に各エリアに按分した概数（供給エリアが複数存在する箇所については、面積が大きいエリアで集計）  
 ※3 2010年度実績値

#### 4-1-2. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (地熱発電)

- 地熱発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入量（155万kW）を見込む。（既導入量は52万kW）
- 既導入量（下表 a）と未導入の新規認定量（下表 b）の合計から按分する。（地熱シナリオ①）
- 既導入量（下表 a）と未導入の新規認定量（下表 b）の合計、地熱資源量の未開発分（下表 d）を用いて按分する。（地熱シナリオ②）

	単位：万kW					
	既導入量 a	新規認定量 (未導入分) b	地熱シナリオ① 既導入量及び新規認定量 (未導入分) から按分 (a+b) +(155-59) × (a+b)/59	地熱資源の 賦存量 <sup>※1</sup> c	未開発分 <sup>※2</sup> d=c-(a+b)	地熱シナリオ② 既導入量及び新規認定量（未導入分）と地熱資源の賦存量から按分 (a+b) +(155-59)/2 × (a+b)/59 + (155-59)/2 × d/2,298
北海道	3	0.01	7	1,673	1,671	39
東北	27	5	84	252	220	63
東京	0.3	0.011	0.9	39	38	1
中部	0.002	0.2	0.6	37	37	1
北陸	0	0	0	220	220	5
関西	0	0	0	2	2	0.05
中国	0.002	0	0.005	0	0	0.004
四国	0	0	0	0	0	0
九州	22	1	63	134	110	45
沖縄	0	0	0	0	0	0
計	52	7	155	2,357	2,298	155

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。  
 ※1 2010年度環境省委託事業「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」（2014年8月）  
 ※2 導入見込量も開発分としてカウント

### 4-13. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (バイオマス発電)

- バイオマス発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入量（728万kW）を見込む。（既導入量は292万kW）
- 導入見込量達成のためのRPS分\*を除く導入量（601万kW）は、新規認定量（未導入分）の比率により各エリアに按分する。  
728-127

\*電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法(RPS法)に基づく認定設備量

単位：万kW

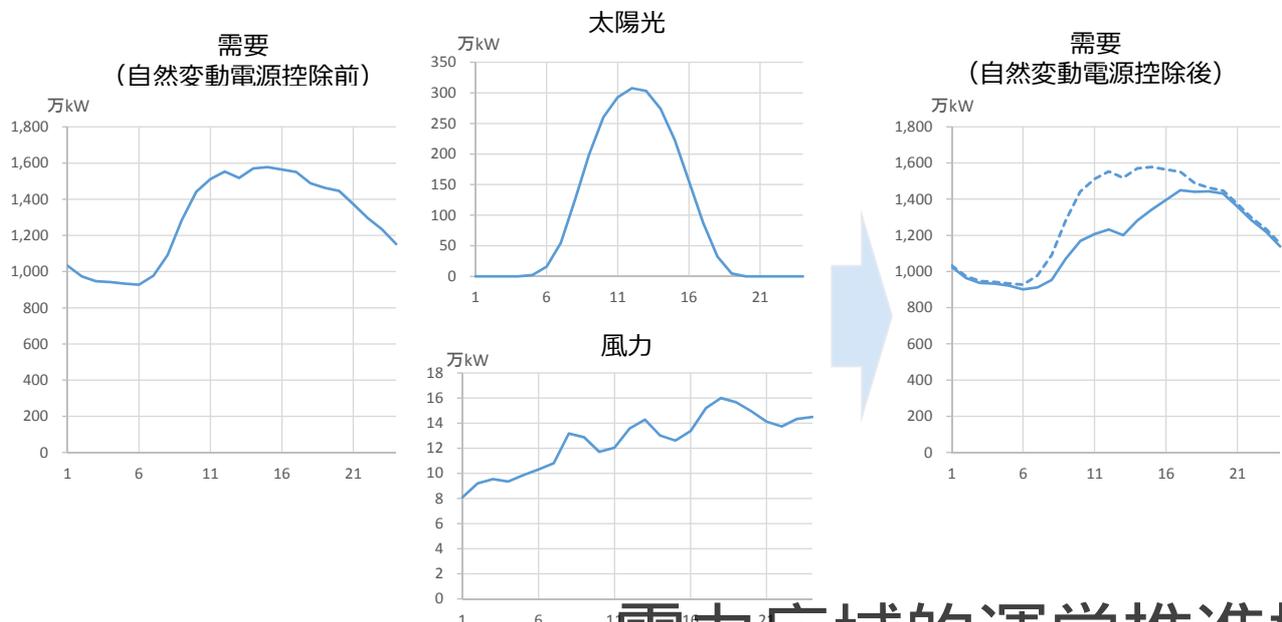
	固定買取制度			RPS	バイオマスシナリオ c+d
	既導入量 a	新規認定量 (未導入分) b	RPS分を除く導入量 c=a+ (601-165) ×b/318	既導入量 d	
北海道	7	14	26	6	32
東北	11	50	81	5	86
東京	59	68	153	31	184
中部	14	59	95	7	103
北陸	4	3	8	0	9
関西	21	30	62	16	78
中国	18	21	47	22	69
四国	6	21	34	27	61
九州	24	50	94	12	106
沖縄	1	0	1	0	2
計	165	318	601	127	728

固定買取制度情報公表ウェブサイトより作成（2016年3月末）

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。

### 4-14. 太陽光発電、風力発電の出力設定

- 各エリアの太陽光発電、風力発電の出力比率（1時間毎8760時間の時系列）※を用い、2030年における設備量を乗じることで、2030年における1時間ごとの自然変動電源の出力を算出。  
※出力比率は2013及び2014年度値を使用（需要の基準年と整合を図る）
- 需要から上記で算出した太陽光発電、風力発電の出力を控除することで、太陽光発電、風力発電の時系列の出力変動をシミュレーションに反映。

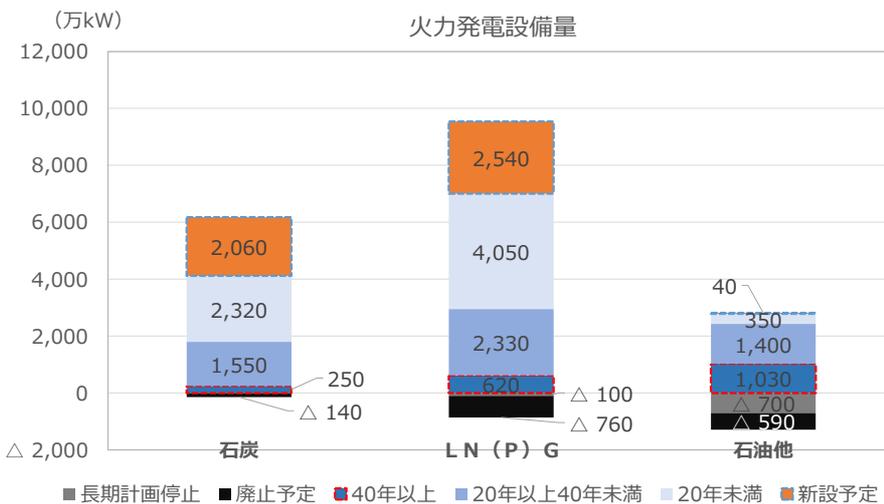


## 4-15. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (火力発電)

- 火力発電は、現状の設備に加え、蓋然性が高い新增設・廃止を見込む。ただし、運転開始から一定の期間を経過した設備は一律廃止を見込む。

<考え方>

- 火力発電の発電量は需要等に応じて調整されるため、長期エネルギー需給見通しにおけるLNG火力、石炭火力、石油火力の発電電力量に相当する設備量を一義的に見込むことは困難。
- 設備量は現状設備及び供給計画に計上もしくは連系申込みの設備など現時点において蓋然性が高いと考えられる新增設・廃止計画を見込み、シミュレーションを行う。
- なお、運転開始から50年を経過した設備は一律廃止を見込む。また、一律廃止した設備について、そのリプレースを蓋然性を持って見込むことは困難なため、リプレースは見込まない。



(参考) 長期エネルギー需給見通し

種別	電源構成 (発電電力量)
LNG	27%程度 (2,845億kWh)
石炭	26%程度 (2,810億kWh)
石油	3%程度 (315億kWh)

注) 2016年3月末の経年数。2016年8月時点の供給計画提出分及び連系申込み分に基づき作成

## 4-16. 火力の最低出力

- 火力の最低出力設定については、将来必要となる調整力の考え方と整合をとる必要があるが、本検討においては以下の考え方で設定。

- 石炭：大規模石炭火力を想定し、エリア毎の出力の30%を最低出力として設定
- LNG：DSS運転等も考慮し、エリア毎の出力の5%を最低出力として設定
- 石油：ピーク対応の電源として、最低出力の設定はなし
- 調整力対応：調整力確保のため、各エリアの需要に対して10%分をLNGで確保できるよう最低出力に追加して設定。  
なお、LNGで需要の10%を確保できない場合は、石油を追加。

【需要1,000の場合 (調整力対応100=1,000×10%)】

例1	石炭	LNG計	調整力				石油
			MACC	ACC	CC	シフト力	
設備量	500	1,140	40	400	200	500	200
最低出力	150	57	2	20	10	25	0
調整力対応※	-	43	38	5	-	-	-

例2	石炭	LNG計	調整力				石油
			MACC	ACC	CC	シフト力	
設備量	500	40	40	0	0	0	200
最低出力	150	2	2	0	0	0	0
調整力対応※	-	98	38	-	-	-	60

※ 調整力対応分については、燃料費単価の安価なものから確保

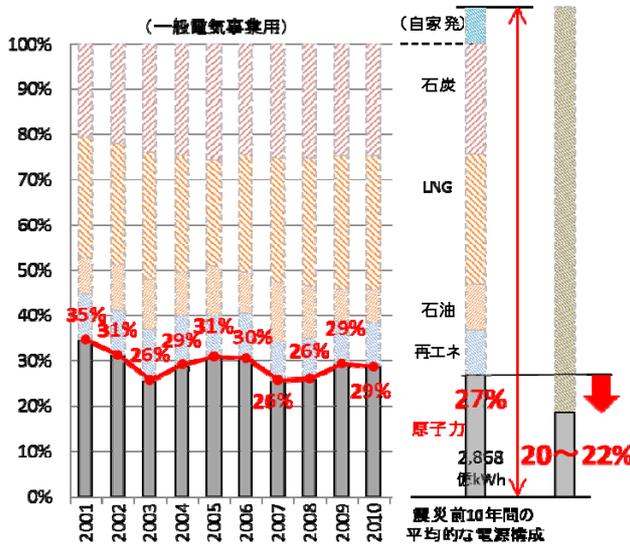
# 4-17. 連系線潮流シミュレーションのシナリオの考え方 (原子力発電)

- 原子力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける発電電力量を、機械的に各エリアに按分する。

<考え方>

- 現時点においては、2030年における原子力発電所の稼働状況を個別に見通すことは困難であり、長期エネルギー需給見通しにおいても、個別の原子力発電所がどの程度稼働するのは、想定していない。
- 長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量（2,168 億kWh）を見込む。
- その際、各エリアへの按分は、各エリアに存在する設備容量を基に機械的に按分する。

## 原発依存度低減の考え方



- 1. 省エネによる電力需要の抑制**  
2030年の電力需要を対策前比17%削減。  
(発電電力量で2,130億kWh程度の削減に相当)  
2030年の総発電電力量: 10,650億kWh程度
- 2. 再エネ拡大による原子力の代替**  
自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱・水力・バイオマスを拡大。  
(+382~531億kWh程度) ※風力の平滑化効果を含む
- 3. 火力の高効率化による原子力の低減**  
石炭火力の発電効率が、全体として6.7%向上。  
(+169億kWh程度)  
2,868億kWh (27%) ※震災前10年間の平均的な電源構成  
⇒ 2030年(2,317~2,168億kWh程度)  
(22~20%)

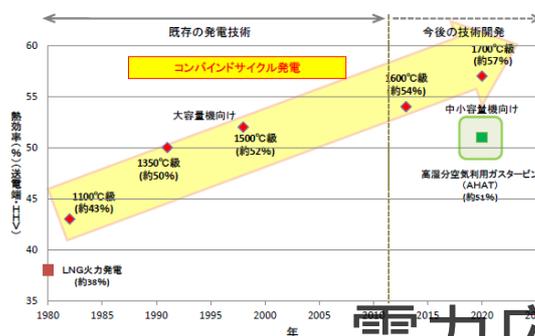
出典：長期エネルギー需給見通し関連資料

# 4-18. 燃料費単価

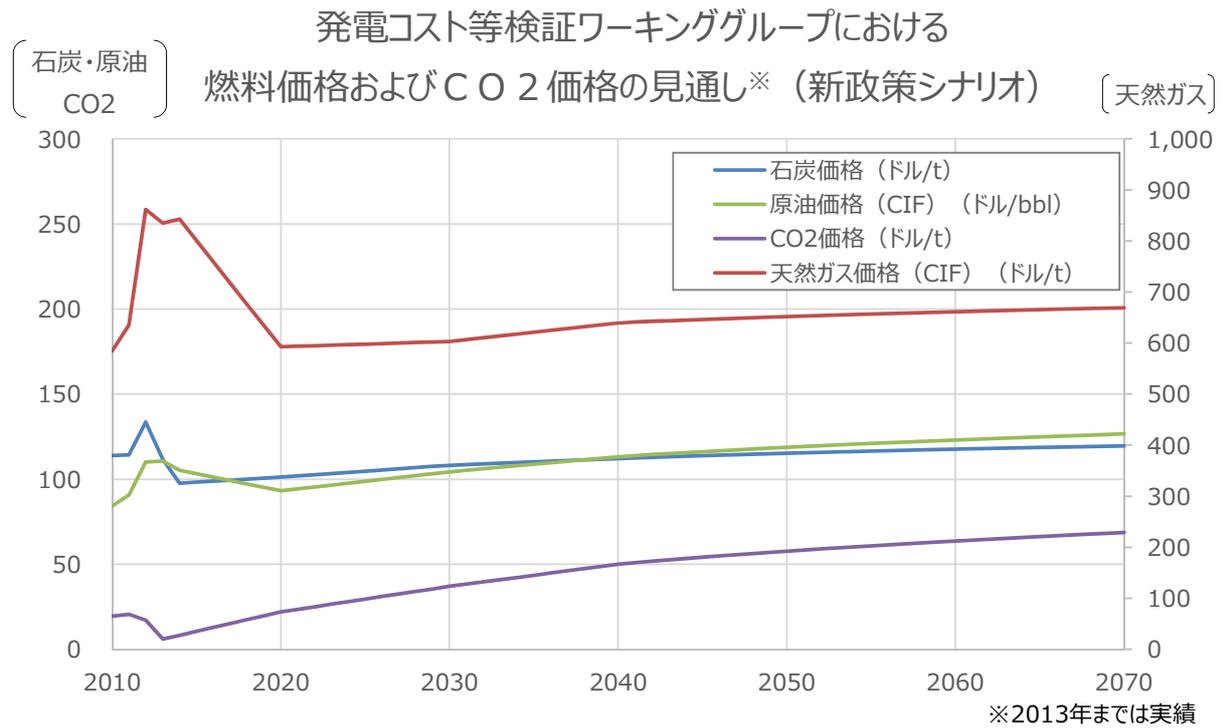
- 2015年の発電コスト検証ワーキンググループの報告書をベースに、以下の設定により燃料費単価を設定。
  - 熱効率及び所内率は、発電コスト検証ワーキンググループにおけるモデルプラントの値を設定。
  - LNG火力の熱効率は下図から設定。所内率についてはコンバインドサイクル機はモデルプラントの値とし、コンベンショナル機については石油のモデルプラントの値を設定。
  - 燃料費単価は、発電コスト検証ワーキンググループにおける発電コストレビューシートの2030年に上記の熱効率及び所内率を入力して算出。
  - なお、CO2対策費用は、CO2排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用を加算。

	石炭	LNG MACC (1500℃級)	LNG ACC (1350℃級)	LNG CC (1100℃級)	LNG CT (コンベンショナル)	石油
熱効率	42%	52%	50%	43%	38%	39%
所内率	6.4%	2%	2%	2%	4.8%	4.8%
燃料費単価 (円/kWh)	10.4(4.5)	13.0(2.0)	13.4(2.0)	15.7(2.4)	18.3(2.8)	27.8(3.9)

<LNG火力発電の効率向上>



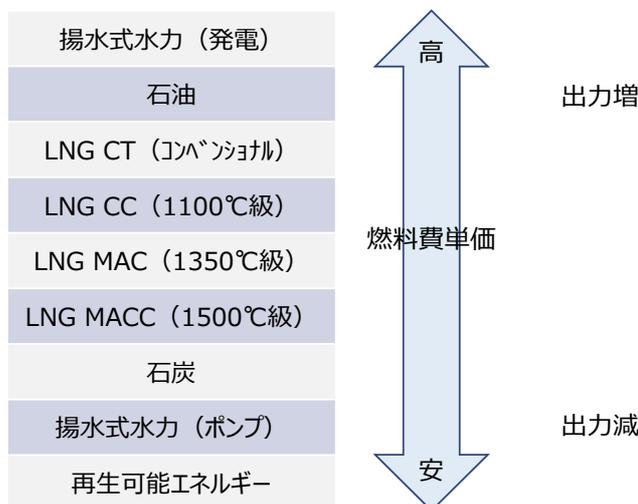
(注) 括弧書きはCO2対策費用(再掲)



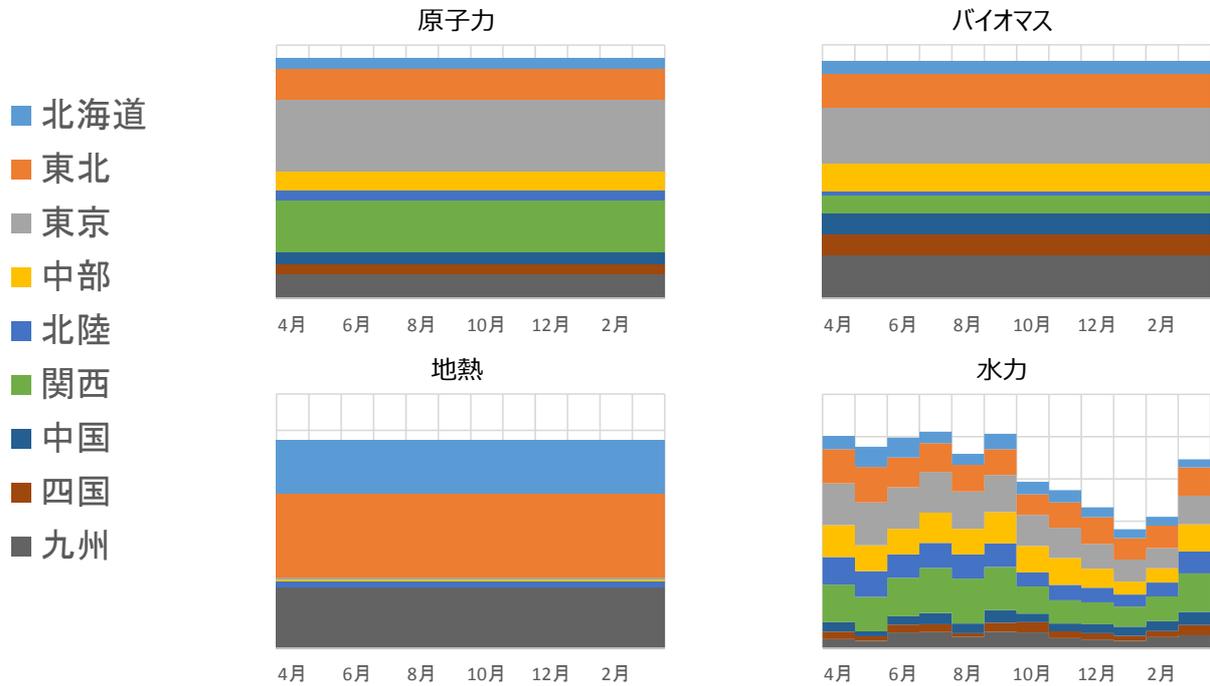
出典：発電コスト検証ワーキンググループ（2015年5月26日）発電コストレビューシート「表3）燃料価格」・「表4）CO2価格」

4-20. メリットオーダー配分と揚水及び再生可能エネルギー出力抑制の関係

- メリットオーダー配分については燃料費単価の安価なものから配分を実施するが、揚水式水力と再生可能エネルギー電源の出力抑制の関係は以下の通りである。
  - 揚水：発電側は、最も高価な電源として扱う。揚水側は、再エネ出力抑制前に揚水を実施する。
  - 再生可能エネルギーの出力抑制：揚水を最大限実施したとしても、需要と一致しない場合に出力抑制を実施。（再生可能エネルギー電源間での出力抑制順位については考慮しない。）



- 原子力・地熱・バイオマスについては、エネルギーミックスの電力量に合わせ、設備量にて各エリアに按分。（1年間同出力）
- 水力については、電力量の2013及び2014年度実績（月毎）から各月の出力比率を算出し、それに2030年の設備量を乗じることで出力を算出。（各月同出力）



4-2-2. 連系線容量の前提について

- 実際の運用容量については、実運用に近づくごとに細分化し算出しているが、今回のシミュレーションでは年間計画における運用容量を基準とした運用容量とする。

【連系線容量の設定方法】

運用容量
年間計画の2016年度に設定されている 平休日昼間夜間に細分化された運用容量を設定 (作業時の運用容量のみ設定されている場合は 2017年度の同月の運用容量を採用)
マージン
現在の運用における実需給断面での値を設定 実需給断面のマージンに幅がある場合には最小の値を設定

【実需給断面のマージン】

	マージン (万kW)	
	順方向	逆方向
北海道本州間	18	60
東北東京間	45	0~45
東京中部間	60	60
中部北陸間	-	0~70
中部関西間	0~40	0~40
北陸関西間	0~70	0~10
関西中国間	0~40	0~35
関西四国間	-	-
中国四国間	0~93	-
中国九州間	-	-

# 4-23. 2016年度の連系線の運用容量（平日：昼間帯）

(万kW)

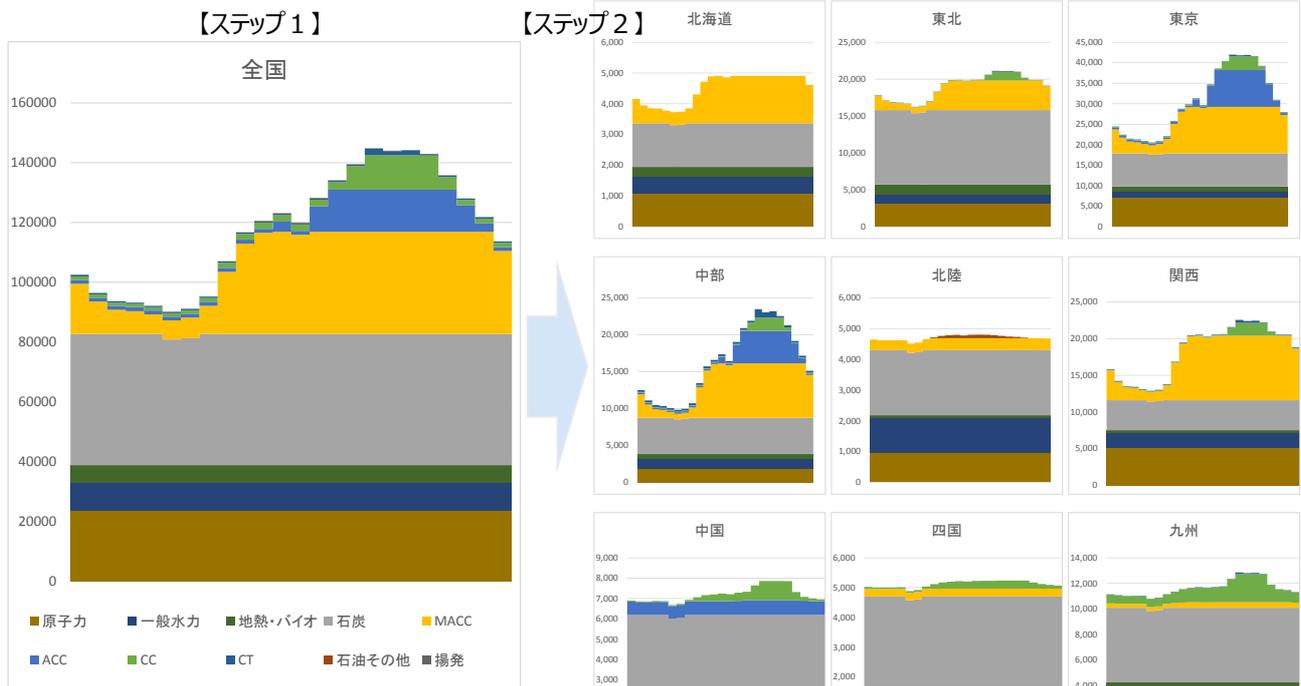
地域間連系線名称	潮流向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	60(①)	60(①) [0(①)]	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①) [0(①)]	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)
	東北向	60(①)	60(①) [0(①)]	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①) [0(①)]	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)
東北東京間連系線 注1)	東北向	66(④)	65(④)	67(④)	70(④)	61(④)	66(④)	65(④)	67(④)	71(④)	79(④)	76(④)	67(④)
	東京向	340(①)	340(①)	345(①)	360(①)	485(①)	470(①) [490(①)]	[343(②)]	383(②) [235(①)]	470(①)	475(①) [380(①)]	[355(①)]	[375(①)]
東京中間連系設備 (新橋農, 佐久間, 東清水 周波数変換設備)	東京向	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [90(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]
	中部向	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]
中部関西間連系線 注2)	中部向	250(④) [33(④)]	250(④) [31(④)]	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
	関西向	166(④) [55(④)]	161(④) [53(④)]	171(④)	182(④)	192(④)	前半181(④) 後半167(④)	162(④)	前半168(④) 後半180(④)	194(④)	201(④)	191(④)	前半190(④) 後半167(④)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線	北陸向	130(④)	130(④) [7(④)]	130(④) [7(④)]	130(④)	130(④)	130(④) [7(④)]	130(④)	130(④) [8(④)]	130(④)	130(④)	130(④)	130(④) [7(④)]
	関西向	162(②)	162(②) [70(④)]	162(②) [70(④)]	162(②)	162(②)	162(②) [70(④)]	162(②)	162(②) [70(④)]	162(②)	162(②)	162(②)	162(②) [70(④)]
関西中国間連系線 注2)	関西向	390(③) [305(③)]	390(③) [278(①)]	390(③) [278(①)]	405(③)	405(③)	前半405(③) [370(③)] 後半390(③) [278(①)]	390(③) [329(①)]	390(③)	405(③)	405(③)	405(③)	前半405(③) 後半390(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(③)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(③)]
	四国向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(③)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(③)]
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) [26(④)]	120(①) [25(④)]	120(①) [26(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [26(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [26(④)]
中国九州間連系線 注2)	中国向	[157(④)]	233(④) [101(④)]	241(④)	251(④)	253(④)	前半253(④) [370(③)] 後半236(④)	231(④)	前半237(④) [158(④)] 後半252(④)	263(④)	278(①)	266(④)	前半264(④) 後半237(④)
	九州向	46(④)	46(④)	48(④)	51(④)	53(④)	前半52(④) 後半47(④)	45(④)	前半47(④) 後半49(④)	53(④)	52(④)	51(④)	前半50(④) 後半47(④)

( ) 内の数字は、運用容量決定要因 ①熱容量等, ②同期安定性, ③電圧安定性, ④周波数維持) を示す。【 】内の数字は、作業時の運用容量を示す。  
 注1) 空容量最小時の運用容量を記載 注2) 9月、11月、3月における「前半」: 15日まで、「後半」: 16日以降

# 4-24. 連系線潮流シミュレーション方法①

ステップ1 : 全国大でメリットオーダーによる配分を実施。  
 ステップ2 : 各エリアへ設備量比率で按分。

(注) イメージをつかみやすいよう1日のカーブで作成  
 実際は1断面ごとで評価

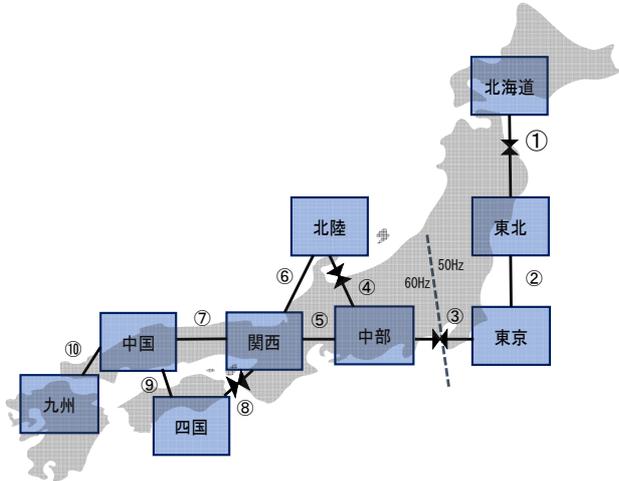


ステップ3：連系線の制約がある箇所について、連系線の制約を解消するよう調整。

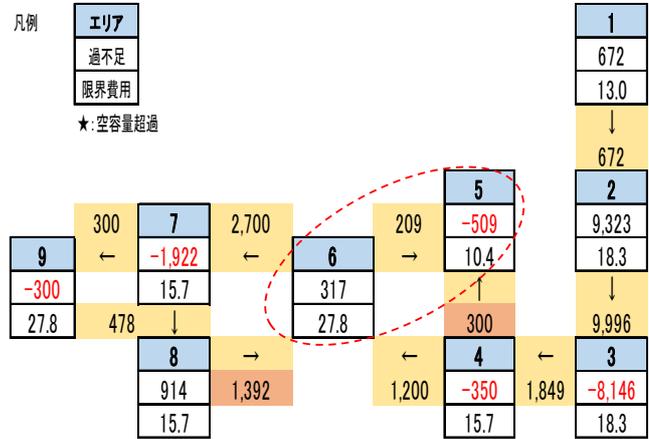
(①⇒②⇒③⇒⑩⇒⑧⑨⇒⑦⑧⇒④⑥⇒④⑤)

ステップ4：再度メリットオーダーの確認を実施。

【ステップ3】



【ステップ4】

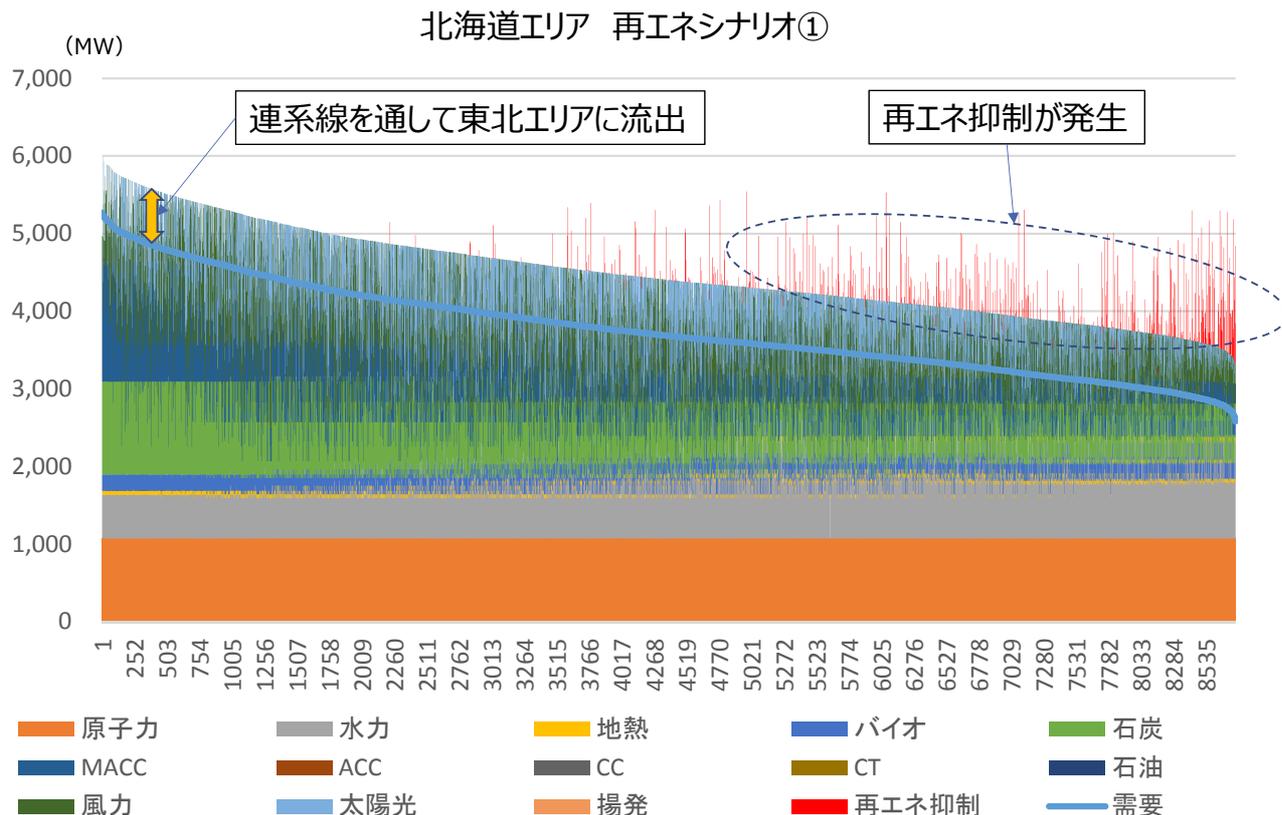


例：上記において、5エリアの10.4円電源の上げ余力及び6エリアの27.8円電源の下げ余力を確認し、連系線制約を加味しつつ、より経済的配分となるよう最終調整を実施。（全エリアで確認）

4-26. 連系線潮流シミュレーションにおけるモデルの選択

■ シミュレーションのインプットの粒度等を踏まえ、モデルを選択する必要があるが、今回のマクロ的な検討においては①'の方法によりシミュレーションを実施。

	①時系列	①'時系列	②デューレーション（詳細）
時間粒度	1時間断面×8760	1時間断面×8760	1時間断面×8760
イメージ			
入力条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>時系列の時間毎の需要（8760時間）</li> <li>時系列の時間毎の再エネ出力</li> <li>電源の最大最低出力</li> <li>揚水式貯水池容量 等</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>時系列の時間毎の需要（8760時間）</li> <li>時系列の時間毎の再エネ出力</li> <li>電源の最大最低出力</li> <li>揚水式貯水池容量 等</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要デューレーション（8760時間）</li> <li>電源の最大最低出力 等</li> </ul>
算定結果	<ul style="list-style-type: none"> <li>時系列の時間毎の電源稼働状況（日々の運用を考慮（起動停止、揚水式水力の発電等））</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>時間毎の電源稼働状況（日々の運用のうち揚水式水力の運用は考慮）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>時間毎の電源稼働状況（日々の運用未考慮）</li> </ul>
得失	<ul style="list-style-type: none"> <li>△適切な前提条件を詳細に設定する必要がある。</li> <li>△適切に算定できるツールが必要。</li> <li>○適切な条件・ツールがあれば相対的に実運用に近い結果が得られる。（表計算ソフトにより算定する場合は計算量が非常に多く、前提条件の付与も限定的となる。）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>△時間帯による発電特性の反映が難しい。（太陽光・風力は考慮）</li> <li>△実運用との乖離による誤差が生じる。</li> <li>△表計算ソフトにより算定する場合は計算量が多くなる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>△季節、時間帯による発電特性の反映が難しい。</li> <li>△実運用との乖離による誤差が生じる。</li> <li>△表計算ソフトにより算定する場合は計算量が多くなる。</li> </ul>



## 4-28. 設備増強費用の概算（検討の前提）

## 【全体的な留意事項】

- ◆ 増強費用は長期方針における検討の目安とするために、例えば距離に単価を掛けるなど簡易的に算定するなど、一定の仮定をもって試算したものである。
- ◆ 同期安定性、電圧、短絡容量など、詳細な技術検討は行っていないため、系統増強の判断には、新規の電源連系、電源の運用、潮流条件などを明確にしたうえで、実現性を含めた詳細な検討が必要であり、工事内容、工事費、運用容量等は変わり得る。
- ◆ 新規の電源連系に伴い必要となる広域連系系統より下位の系統増強は含まない。

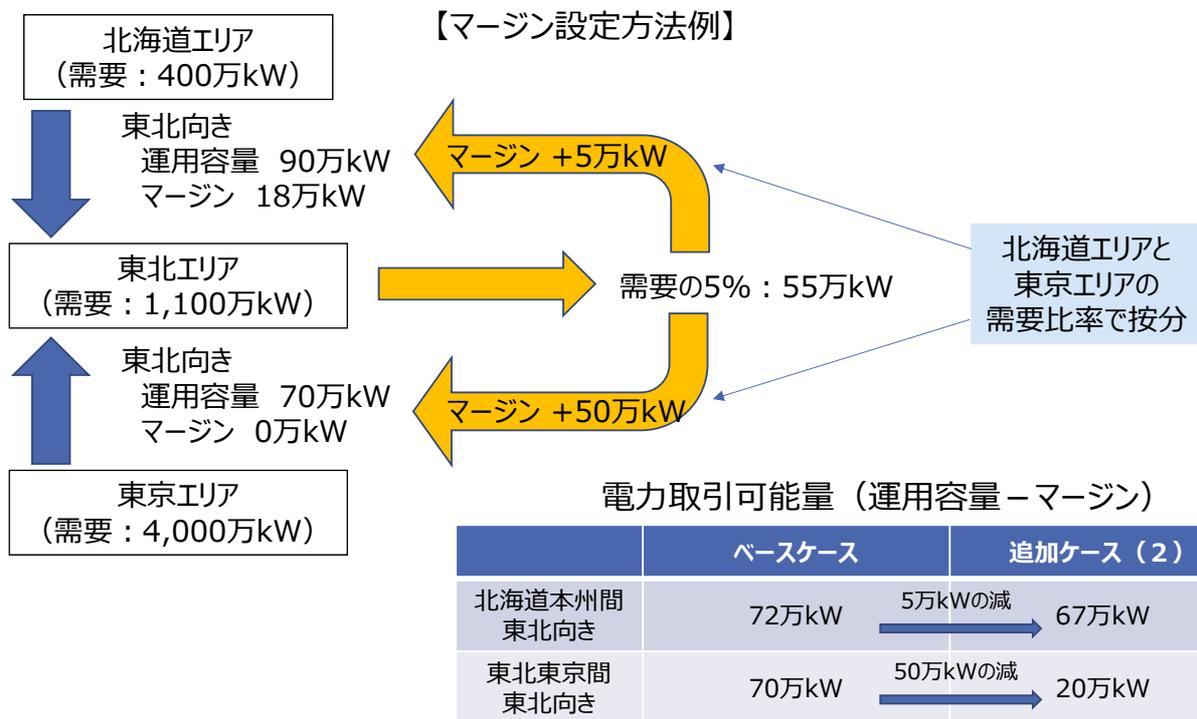
## 【50Hz系統】

- ◆ 北海道本州間連系設備は、既設及び現在計画中の容量（90万kW）から150万kW（+60万kW）に増強する場合を想定。
- ◆ 東北地内の基幹系統増強は、北海道本州間連系設備の増強量に相当する南向き潮流が増加することを想定。
- ◆ 東北東京間連系線は、2017年2月に策定予定の計画策定プロセスにおける増強対策を所与として、更に北海道本州間連系設備の増強に合わせた更なる増強として、第3回広域系統整備委員会で提示があった「日本海側新ルート建設」「中央新ルート建設」を参考に第3の連系ルート新設を想定。

## 【60Hz系統】

- ◆ 中国九州間連系線の容量を2倍程度（+280万kW：現行の中国九州間連系線の東向き運用容量相当）に増強する場合を想定。
- ◆ 中国地内の基幹系統増強は、500kV第3ルート新設（関西中国間連系線増強を含む）を想定。（送電容量増加分については要検討）

- 対象エリアの需要の5%分を自エリア向けの連系線のマージンとして確保
- 2つ以上の連系線で接続されている場合は、相手エリアの需要比率で按分



## (5) 流通設備の経年情報 (地域間連系線等の経年状況)

■ 北海道本州間連系設備

- ▶ 既設設備の劣化等による長期停止が必要となった際へ備え、既設とは異なるルートによる増強計画が進行中。
- ▶ **既設設備については、本線架空線部の電線張替を計画中。**
- ▶ **その他、将来的には変換所の制御装置、サイリスタバルブ更新等に起因する長期停止を要する可能性が高い。**

(OFケーブルの製造が困難になっていることや技術維持も課題)

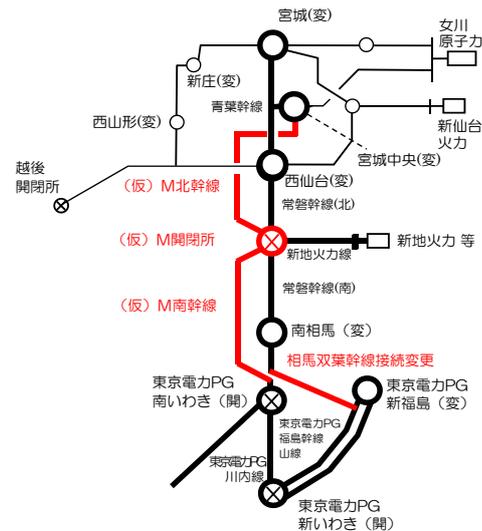


設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
北本直流幹線	函館交直変換所	古川CH	DC250	83	1	1979	2010年に1基を建替。
	古川CH	佐井CH	DC250 (OF, XLPE : 43.32km)	-	-	1979 1993 2012	計画的な更新の予定無。
	佐井CH	上北変換所	DC250	297	2	1979	1993年に2基を増設。2008年に1基を増設。直流架空線の帰線については、劣化対応として既に94%張替済み。本線については劣化対応としてH28年度に一部(14km)張替を実施。今後北海道側も含め残り区間について、劣化状況を評価し適切な時期に張り替えていく予定。

(2016年10月時点)

■ 東北東京間連系線

- ▶ 電気供給事業者の提起により、計画策定プロセスにて連系線の増強計画を2017年2月に策定予定。
- ▶ 既設連系線は、1995年の運開以来、21年を経ているが、**現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。**

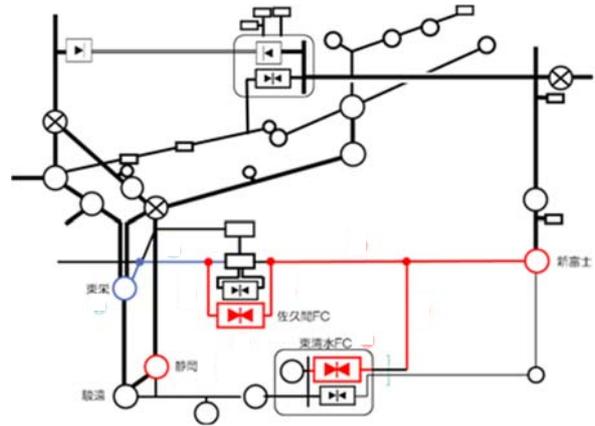


赤：計画策定プロセスにおける増設計画

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
相馬双葉幹線	南相馬変電所	南いわき開閉所	500	62	0	1995 特に無し	

■ 東京中部間連系設備 (FC)

- 国の審議会の要請に基づき、計画策定プロセスを実施し、増強計画を2016年6月に策定。
- その中で、経年劣化の進んでいる佐久間東幹線、佐久間西幹線の一部改修も含めて計画を策定。
- **新信濃FCのロータリーコンデンサの更新計画あり。**
- **その他の関連設備については、設備所有者から特筆すべき懸念を示されていない。**



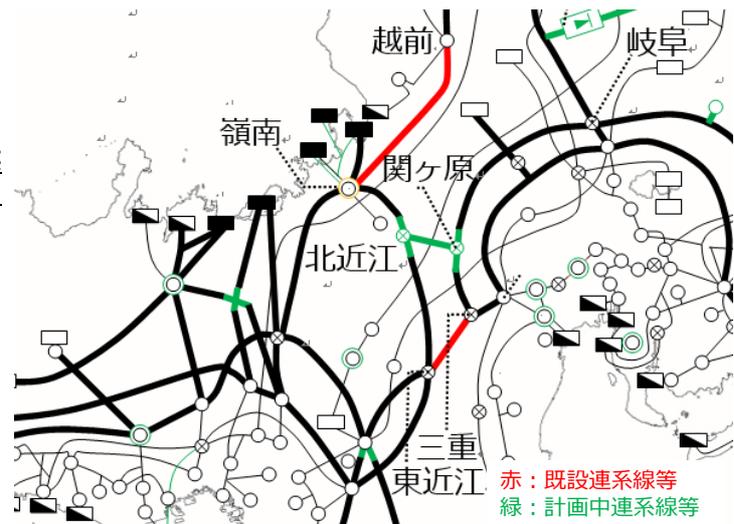
赤：計画策定プロセスにおける増設計画  
青： " " 関連工事

設備	直流電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
新信濃周波数変換所	125	600	1977	1992年、300MW増設 2009年、300MW更新
佐久間周波数変換所	125	300	1965	1993年、サイリスタバルブに取り替え
東清水周波数変換所	125	300	2006	2006年、100MW運開 2013年、300MW本格運用開始

(2016年10月時点)

■ 中部関西間連系線

- 第2ルート（関ヶ原北近江間）が計画されているが、時期は未定となっている。
- **一部鉄塔（数基程度）に劣化の兆候があり、調査しつつ対応を検討しているところ。**



赤：既設連系線等  
緑：計画中連系線等

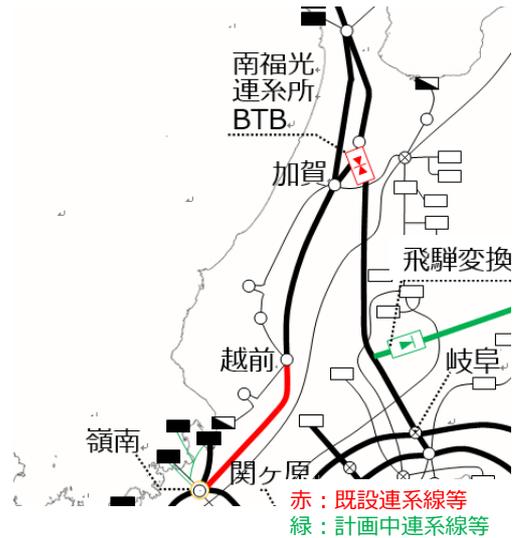
設備	区間	電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等	
三重東近江線	三重開閉所 三重東近江線N O18 (2L)	三重東近江NO R25 (1L) (関電乙-1) (2L)	500	14	0	1972	
	中部電力R25 関西電力乙1	東近江開閉所	500	78		1972	

■ 中部北陸間連系設備

- 既設連系線は、1998年（変換設備は1999年）の運開以来、17～18年を経ているが、**現時点では劣化の進行は見られない。**

■ 北陸関西間連系線

- **越前嶺南線について、地理的な違いから劣化が進行している関西エリアの部分より、順次、電線の更新を進めている。**



中部北陸間連系設備

設備	直流電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
南福光直流連系設備	125	300	1999	

北陸関西間連系線

設備	区間	電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
越前嶺南線	北陸電力 No.14Tw 嶺南変電所	500	185		1974	
	越前変電所 北陸電力 No.14Tw	500	14	1	1974	

(2016年10月時点)

■ 関西中国間連系線

- **現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。**



設備	区間	電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
西播東岡山線	西播変電所 東岡山変電所	500	102		1978	
山崎智頭線	山崎開閉所 智頭変電所	500	92		1997	

■ 関西四国間連系設備

- 現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。\*

■ 中国四国間連系線

- 架空線区間については、現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。\*
- ケーブル区間については、一部区間に劣化の兆候があり、張替を実施している。今後も定期的な調査により、劣化の兆候がみられる箇所については補修や張替を行っていく。

\*ただし、OFケーブルの製造が困難になっていることや技術維持が課題



関西四国間連系設備

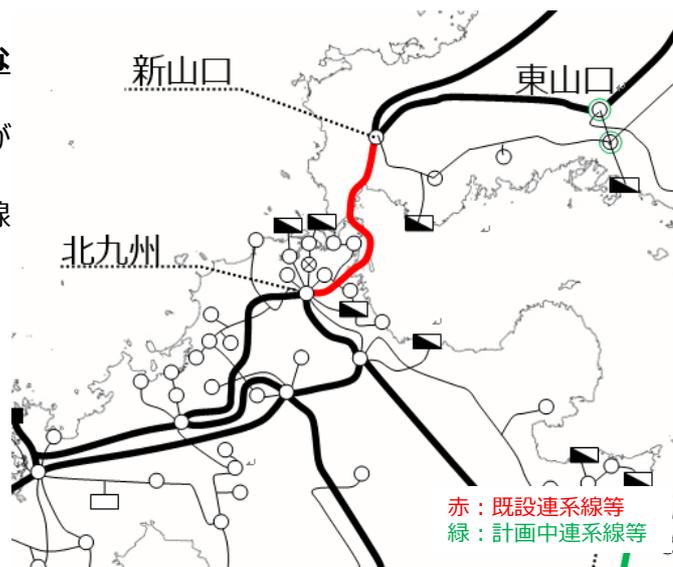
設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
阿南紀北直流幹線	阿南変換所	由良開閉所	250	OF : 48.9km		1999	直流250kV
	由良開閉所	紀北変換所	DC±250	106		2000	

中国四国間連系線

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
本四連系線	讃岐変電所	坂出CH	500	51	0	1994	計画的な更新の予定無。 (2016年10月時点)
	坂出CH	児島CH	500	OF : 22.13km		1994 2000	
	児島CH	東岡山変電所	500	210	0	1994	

■ 中国九州間連系線

- 現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。
- 陸上部については、一部鉄塔に劣化の兆候があり、調査しつつ対応を検討中。
- 海峡横断部については、劣化対応として電線張替を実施済み (2014~2016年)



設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
関門連系線	新山口変電所	北九州変電所	500	170	0	1980	海峡横断部については、劣化対応としてH26~H28年度にかけて電線張替を実施。

## (6) 技術開発動向

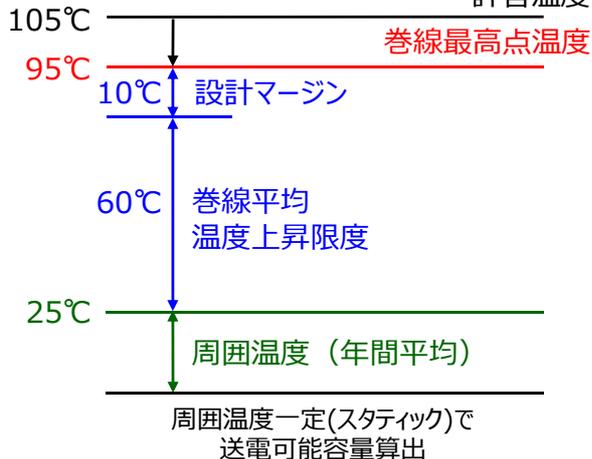
### 6-1. 技術開発の進展及びその他の技術的情報

- 流通設備のあるべき姿を実現するためには、設備効率を向上させることが必要であり、そのための重要な対策として、送電能力の向上を図ることが挙げられる。
- また、再生可能エネルギー拡大や設備健全性維持も重要な課題である。
- 現在、様々な技術開発が進められているが、ここでは中長期的に現実感のある課題のうち、以下の観点から検討の進められている技術課題への対応状況について以下に記載する。

観点	技術開発例
潮流のコントロール等により、既存設備のパフォーマンスを最大限引き出すこと	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ダイナミックレイティング</li> <li>• FACTS機器</li> <li>• 電力貯蔵技術</li> <li>• 自然変動電源の出力調整技術</li> <li>• 同期化力低下対策</li> </ul>
大容量かつ長距離の送電を安定供給及び経済性の観点を踏まえて効率的に実現すること	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 大規模直流送電</li> <li>• 超電導送電システム</li> <li>• 耐熱性の高い導体への置き換えや新たな絶縁技術の開発等による運用容量拡大</li> </ul>
最大限のパフォーマンスを維持できるよう、設備の管理を行うこと	<ul style="list-style-type: none"> <li>• アセットマネージメント</li> </ul>

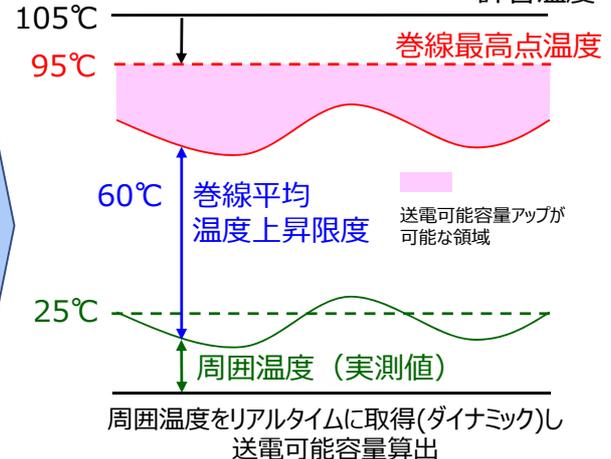
- 送変電設備（ケーブル・架空線・変圧器）の熱容量制約による送電可能容量は各部位・部品の温度限界値により定められている。
- 現状、機器設計の前提とする周囲温度等は一定値としているが、リアルタイムで環境データを取得、送電可能容量を算出することで、設備能力を最大限活用することが可能となる。
- さらに、各部位・部品の温度は、通過潮流で決まる加熱により一定の時間を要して上昇・下降することを踏まえると、一時的な過負荷への対応と親和性が高い。（高負荷により温度が上昇しても、限界温度に達する前に低負荷となることで、温度が下降し得る場合など）

【変圧器の送電可能容量設定イメージ】許容温度



巻線最高点温度が限度値を超えないよう送電可能容量を設定

許容温度

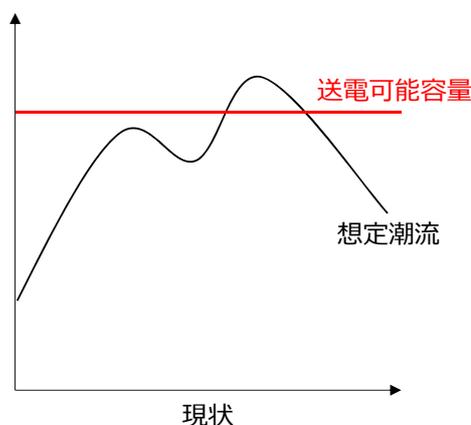


周囲温度(実測値)を踏まえ、巻線最高温度が限度値を超えないよう送電可能容量を算出

6 - 3. ダイナミックレイトイング

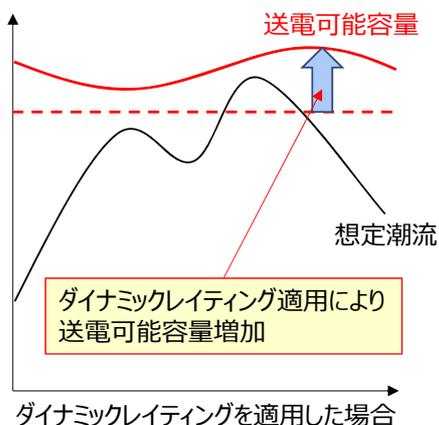
【ダイナミックレイトイング適用による設備増強回避例】

- 例えば、電源連系量増加に伴う潮流増加への対応として、ダイナミックレイトイング適用と限界温度到達前の電源出力制御を組み合わせることにより、設備増強を回避できる可能性がある。（例えば、500kV変圧器の増強回避となれば数十億円のコスト抑制につながる）



変圧器増設が**必要**

潮流増加



ダイナミックレイトイング適用により送電可能容量増加

変圧器増設を**回避**

潮流増加

- パワーエレクトロニクス技術を用いて、交流システムの制御性を高め、送電容量の増加を図るもの。
- 無効電力を制御することで電圧の調整を行う他、送電線インピーダンスを変化させ、潮流を制御することで電力流通の最適化を図り、低損失な電力システム運用を行うことなどが挙げられる。
- 現在、電力システムへの適用されている、あるいは適用が想定されている主要なFACTS 機器は以下。

	他励式変換器応用型	自励式変換器応用型
主に電圧制御等に用いられるもの	SVC (Static Var Compensator) など	STATCOM (Static Synchronous Compensator) など
主に潮流制御等に用いられるもの	TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) など	UPFC (Unified Power Flow Controller) など

出典：NEDO再生可能エネルギー技術白書 より



(出典) 日立製作所ホームページ

6-5. 電力貯蔵技術（二次電池）

- 二次電池は、低炭素社会の構築やエネルギーセキュリティの面からその用途は今後も更に拡大することが予想される。
- 電力システムへ設置する蓄電池により、電力品質の維持や潮流調整（混雑管理）の機能を発揮することで、既設流通設備の容量を有効に活用することが期待される。

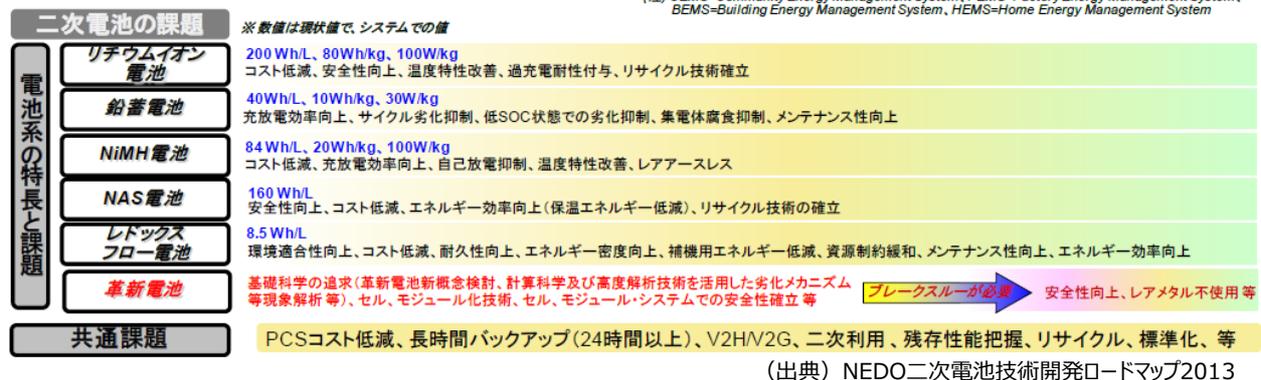
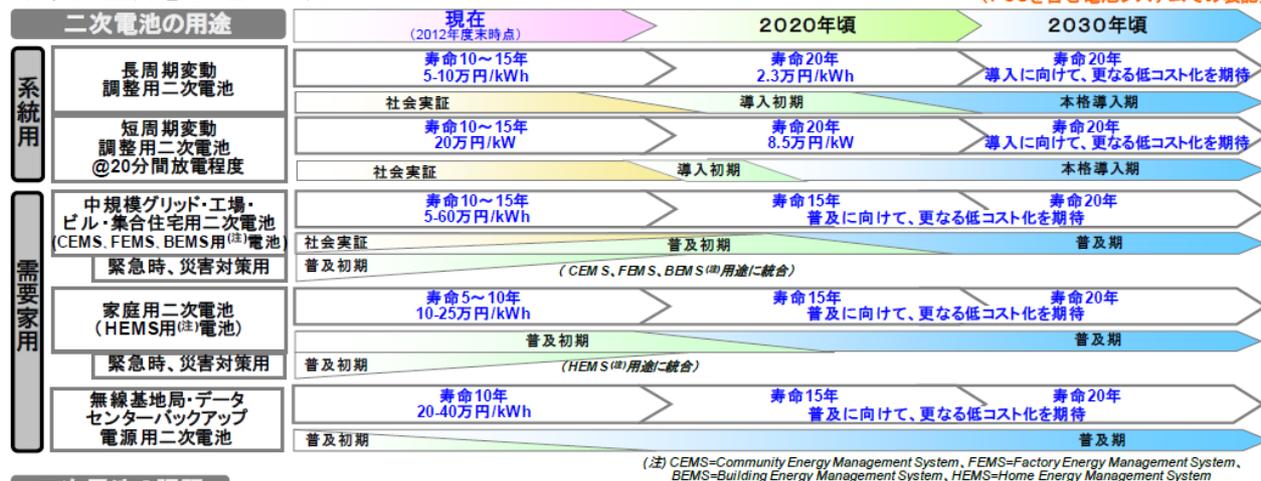
各種蓄電池の比較

電池の種類	鉛	ニッケル水素	リチウムイオン	NAS (ナトリウム硫黄)	レドックスフロー	溶融塩
コンパクト化 (エネルギー密度: Wh/kg)	×	△	◎	○	×	◎
コスト(円/kwh)	5万円	10万円	20万円	4万円	評価中	評価中
大容量化	○ ~Mw級	○ ~Mw級	○ 通常1Mw級 まで	◎ Mw級以上	◎ Mw級以上	評価中
充電状態の正確な計測・監視	△	△	△	△	◎	△
安全性	○	○	△	△	◎	◎
資源	○	△	○	◎	△	◎
運転時における加温の必要性	なし	なし	なし	有り (≥300℃)	なし	有り (≥50℃)
寿命 (サイクル数)	17年 3,150回	5~7年 2,000回	6~10年 3,500回	15年 4,500回	6~10年 制限無し	評価中

(出典) 総合資源エネルギー調査会第28回基本問題委員会資料

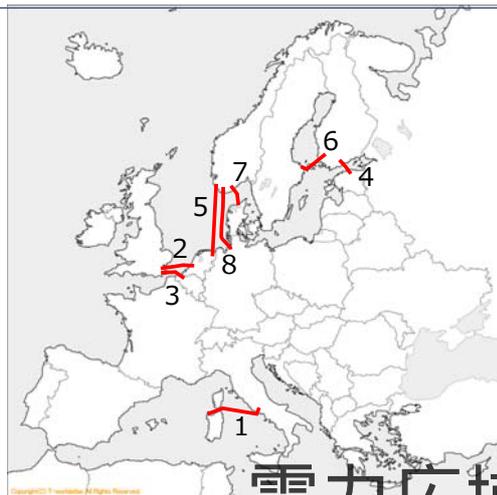
定置用二次電池のロードマップ

(PCSを含む電池システムでの表記)



6-7. 大規模直流送電

- 直流送電は、潮流の管理が容易なため、将来的な多端子送電への展開も含め、設備能力を有効に活用できる方策であると考えられる。
- 海外諸国（特に欧州）においては、近年の技術開発の急速な進歩に加え、国際的な電力市場の統合等を背景として、次々と大規模なプロジェクトが実現してきている。
- 国内においても、北海道本州間連系設備や東京中部間連系設備の増設計画が進行中であるが、局所集中する再エネ電源から大消費地への大規模送電等を想定した更なる導入拡大にあたっては、コスト削減が大きな課題となっている。
- ここでは、海外の豊富な事例の中から比較的成本関連の公開情報の多いもの（下記）を抽出し、情報収集を行った。



- 1 SAPEI
- 2 BritNed
- 3 Nemo Link
- 4 Estlink 2
- 5 NorNed
- 6 Fenno-Skan 2
- 7 Skagerak 4
- 8 Nord.Link

## ■ 大規模直流送電の主な海外事例

No.	プロジェクト	巨長 (km)	海峡等横断部 (km)	送電方式	系統側電圧 (kV)	直流電圧 (kV)	送電容量 (MW)	稼動年	変電設備コスト	送電線コスト	総コスト	万円/MW・km (参考)※
1	SAPEI イタリア	435	420	他励式	400	±500	1,000	2011	\$180m	€400m	€750m	20
2	BritNed 英国～オランダ	259	250	他励式	400 380	±450	1,000	2011	€220m	\$350m	€600m	26
3	Nemo Link 英国～ベルギー	141	130	自励式	400 380	±400	1,000	2019	-	-	€500m	40
4	Estlink 2 エストニア～フィンランド	171	145	他励式	330 400	450	650	2014	€100m	\$180m	€320m	32
5	NorNed オランダ～ノルウェー	583	580	他励式	380 300	±450	700	2008	\$270m	€51m	€600m	17
6	Fenno-Skan 2 スウェーデン～フィンランド	196	194	他励式	400	±500	800	2011	\$170m	€150m	€315m	23
7	Skagerak 4 デンマーク～ノルウェー	243	140	自励式	400 300	±500	700	2014	\$180m	€87m	-	17
8	Nord.Link ドイツ～ノルウェー	623	516	自励式	380 420	±525	1,400	2019	\$900m	€500m	€1.5-2.0b	20～26

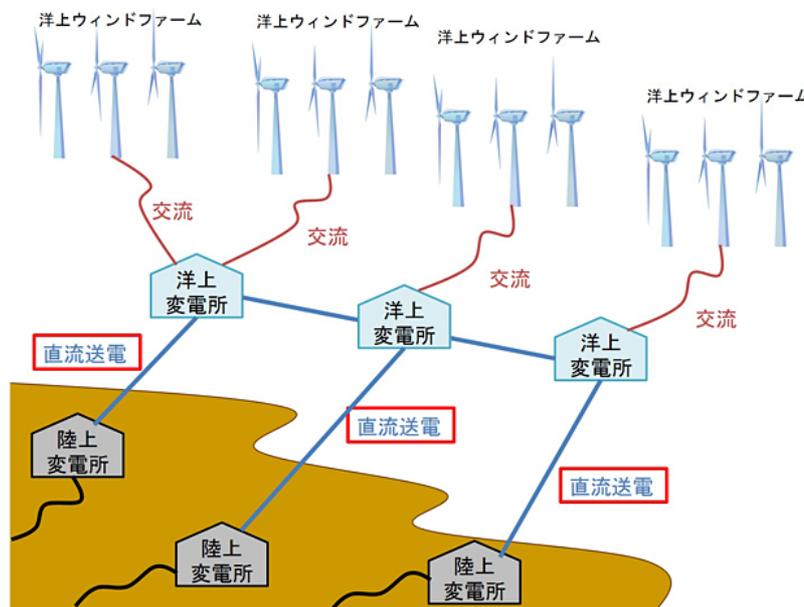
※114.0円/€、103.8円/\$で換算（10/19日現在の為替レート）  
公表情報をもとに事務局作成

## 6-9. 大規模直流送電（その1：海外事例の整理）

- 海外における直流送電プロジェクトは国内の計画と比較して安価に実現できていると評価されることがあるが、国内外の費用水準を単純に比較することは必ずしも適切でないと考えられる。
  - 海外事例と比較して、国内の直流送電設備は実績が少ないことから、特別仕様のもの一点物の色合いが強く、仮に費用の平均額を求めたとしても、それを標準的なものとして認識することは適切ではない。
  - 海外事例についても、体系的に整理された情報が公開されているわけではなく、今回の整理においても各プロジェクト毎に事業主体から公表されている情報を収集したものであり、条件等を横並びに評価したものではない。
- また、仮に海外製品が割安であるとしても、背景には内外の根本的な環境の差異があるものと考えられ、現時点で海外事例をそのまま模倣することで直ちに大規模な費用削減効果が得られるとは考えにくい。
  - 特に欧州においては、変換器メーカーの製造拠点と計画地点が地理的に近いこと
  - 特に欧州においては、ケーブルメーカーが専用のケーブル敷設船を所有し、自らの敷設工事に活用していること
  - 仕様や工事における考え方が異なること（帰路線の有無、水深、埋設方法、敷設工事方法 等）
- 以上のような状況ではあるが、特に欧州においては今後も新規の直流送電プロジェクトが複数計画されており、更なるイノベーションによる大幅なコストダウンが実現する可能性もあることから、今後も国内への適用可能性について注視していく必要があると考えられる。

【次世代洋上直流送電システム開発事業】

- 高い信頼性を備え、かつ低コストで実現する多端子直流送電システムと必要なコンポーネントを開発し、今後の大規模洋上風力発電の連系拡大・導入拡大・加速に向けた基盤技術を確立することを目的とした開発事業が、NEDOにおいて進められている。

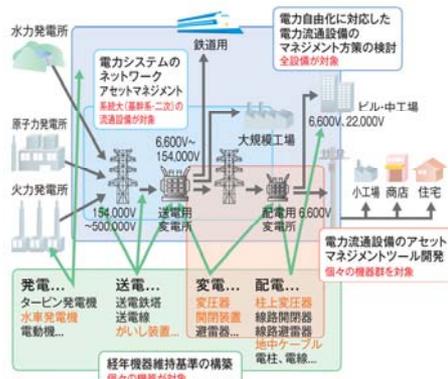
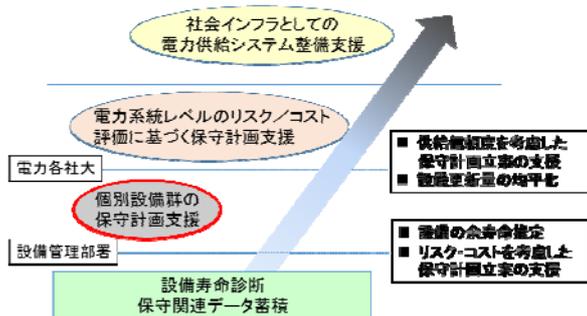


多端子直流送電システムのイメージ

(出典)NEDOホームページ

6-11. 電力流通設備のアセットマネジメント

- 低成長期においては、既存設備の状態を適切に把握し、限られた予算の範囲内で必要な対策を判断する設備維持管理戦略の構築が重要。
- 電力流通設備の場合、設備の老朽化による信頼度低下、設備診断、保守費用と信頼度の関係を考慮した工事優先度の評価に重きが置かれている。
- 国内においては、以下のような開発が進められている。
  - 電力自由化に対応した流通設備形成及び利用方法の検討を支援するシステム開発
  - 電力流通設備の更新時期集中に対するリスクとコスト平準化の検討を支援するツール開発
  - 経年機器維持基準の構築や各種機器に対応した保守管理計画支援プログラム開発 等
- その他、メータリング・モニタリングに最新のICTを活用することや、既設設備の余寿命診断に資するデータベースの構築なども今後の課題。



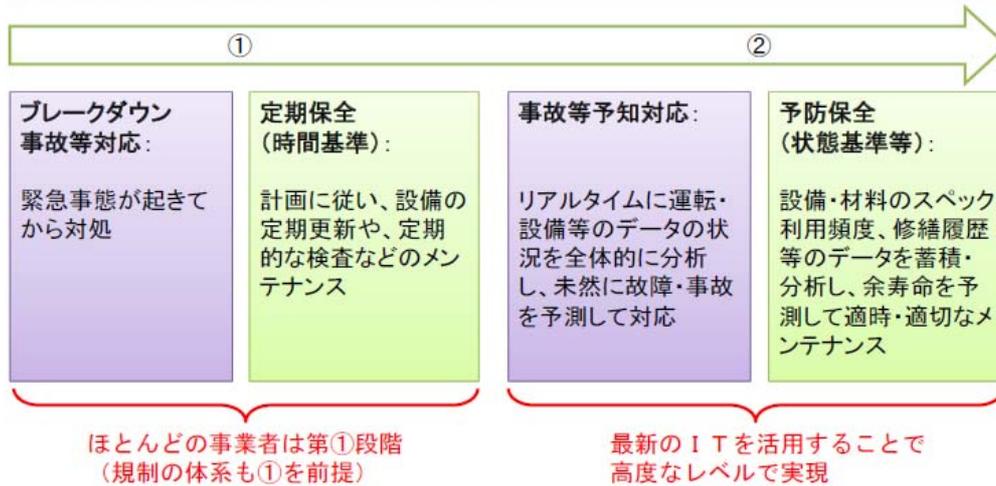
(出典) DEN-CHU-KEN TOPICS Vol.7 2011/6

電力中央研究所報告 電力流通設備のアセットマネジメントに関する調査（平成27年6月）

- メーティング・モニタリングに最新のICTを活用することにより、設備保安を高度化できることが期待できる。

2. (2) 自主保安の高度化 (ITの活用)

- センサの低廉化、コンピュータ技術の高度化等に加え、非構造化データ(業務日誌などのテキスト)を含めたビッグデータ分析の技術が進展することで、保安システムはより安全で柔軟な対応にできる可能性あり。
- 具体的には、以下の①ブレークダウン事故等対応・定期保全中心から、②事故等予知対応・予防保全中心に高度化できるのではないか。



(出典) 産業構造審議会 保安分科会 第5回資料

(7) 海外現地調査結果

### ●出張目的

広域系統長期方針の策定にあたって、米国および欧州において、電力自由化、再生可能エネルギーの大量導入や送電線混雑を前提とした系統整備で先行している系統運用者および送電事業者を訪問し、長期方針の内容について意見交換を行い、広く諸外国の手法等について知見を得て今後の検討に向けた示唆を得る。

### ●出張日時 訪問先

2017年 1月24日（火）～29日（日）米国RTO/ISO

1/25 ERCOT

1/27 PJM

2017年 2月14日（火）～18日（土）欧州TSO

2/15 National Grid(イギリス)

2/16 Rte international(フランス)

2/17 EGI [50Herz] (ドイツ)

3/1 ENTSO-E (テレビ会議)

## 7-2. 流通設備計画における将来の不確実性への対応 (1/3)

### ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 将来の不確定要素を排除するため、6年先までの短期計画と15年先までの長期計画に計画を分け、長期で系統全体の課題の抽出の分析を行い、短期計画で具体的な工事計画を策定する。</li> <li>➢ 検討に際して、将来潮流では契約済みの確実な電源のみを反映し、接続検討中やポテンシャルなどは反映しない。</li> </ul>
米国 PJM	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 将来分の発電機はファシリティアグリーメント(アクセス検討3段階の最後)を締結したまでの確度の高い計画電源のみを織り込み、ポテンシャルなどは考慮しない。</li> <li>➢ 廃止電源も申請された発電機のみ（原則廃止の3年前までに申請）を廃止扱いとし、それ以外は高経年であっても全て織り込む。</li> <li>➢ 州政府が出している再エネ目標がどのように系統に影響を与えるかなどは別途分析する。</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 将来の不確実性に対しては中立的な見方で、安定供給や円滑な市場取引の観点から、大きな失敗を回避するような系統増強を目指す。</li> <li>➤ 脱炭素化の度合いと国民の豊かさという2つの軸で4つのシナリオを設定し、中立的な立場として、どのシナリオも同程度起こりうるとみて、すべてのシナリオに対して同様に設備増強を評価する。</li> <li>➤ 発電設備の新設は、シナリオごとに地点別送電料金、電源建設申請状況、自然条件（日照、風況）などから、具体的な地点にどのくらいの発電が導入されるか予測し、各シナリオで設備増強の必要時期を検討する。</li> <li>➤ 情報がはっきりする時点まで設備増強の決断を遅らせることで早期の支出による投資リスクを軽減している。</li> </ul>
欧州 Rte (フランス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 複数のシナリオにおける電源を想定する。再エネの将来の導入を予測するために、自然条件や各国に課せられる目標値や関係者へのコンサルテーションなど複数の情報源を活用しているが、どこに入ってくるか予測が困難と認識している。</li> </ul>
50Herz (ドイツ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 複数シナリオを用いて計画を策定する。その中の1つは、確からしい平均的なシナリオ、他は再エネ導入と技術革新が進むシナリオと進まないシナリオである。</li> <li>➤ 系統アクセス検討申請の動向や、自然条件などのポテンシャルの情報や政治的な要素も考慮する、</li> <li>➤ 設備増強評価時に工事規模の小さいほうが優秀としていて早期の大きな支出リスクを軽減している。</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州全体 ENTSO-E	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 再生可能エネルギーの2050年の目標達成度、欧州エネルギー市場の統合という2つの軸で4つのシナリオを設定。</li> <li>➤ ENTSO-Eとしては望ましい将来を考えて計画するのではなく、4つの十分にありうる将来を見定めている。</li> <li>➤ シナリオ毎の各国の電源ミックスと各発電所についての情報はTSOから入手する。</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 増強基準としては、NERCの信頼度基準、ERCOTの基準、送電事業者の基準（送電事業者から提案）などの信頼度基準に対する違反による増強と、費用対便益のみによる増強判断がある。</li> <li>➢ 費用対便益のみによる増強判断の評価において、便益は8760時間シミュレーションによる年間の発電費用、送電ロスの経済性の変化分を評価しており、信頼性の向上などは便益としては評価していない。</li> </ul>
米国 PJM	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 信頼度基準違反に伴う増強と、費用対便益による増強があり、信頼度基準違反による増強は費用対便益に関わらず優先的に実施する。</li> <li>➢ 費用対便益による増強判断は、費用対便益評価（便益/費用）の閾値を1.25としており、閾値以上となるプロジェクトのみ増強を実施する。便益は送電ロスを含めた、エネルギー市場および容量市場におけるコストの減少分（発電コスト・調達コストの減少、負荷側支払い額の減少）を対象としており、設備増強による信頼性の向上は便益としては見えていない。</li> <li>➢ 便益及び費用については最初の15年間分を現在価値換算する。便益算定のため8760時間シミュレーションを行いLMP価格を算出する。</li> </ul>

## 7-6. 系統混雑を前提とした設備増強判断 (2/3)

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 増強案についてシナリオ毎のコスト（資本コスト+混雑コスト）を算出して、後悔が最も少ない（トータルコストが最も少ない）増強案を選択している。</li> <li>➢ SQSS（Security and Quality of Supply Standard）に基づき最低限の信頼度を満たしているため、信頼度は費用対便益では考慮していない。</li> </ul>
欧州 Rte (フランス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 確固たる判断基準（ある値を超えたら必ず増強する）というものはなく、ケースバイケースである。費用対便益がマイナスになっても、Rteとして非常に重要視するプロジェクトであれば、質的な便益を強調して（環境的便益とかを使って）、規制機関と話を進める。</li> <li>➢ 国境の連系線であれば市場の価格差を解消することによる便益（混雑コストの減少）が主な判断基準になるが、もっと地域に限った増強のプロジェクトであれば、信頼度、混雑、発電抑制要否の確率など、ユーロ換算しにくいものも考慮する。</li> </ul>
50Herz (ドイツ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ ドイツの国内系統計画における増強判断基準としては、5つのクライテリアを用いて各増強プロジェクトをランキング評価して評価の高いものを推進する。8760時間のシミュレーションを行い、A（最も良い）、B（良い）、C（あまり良くない）により総合評価する。</li> <li>➢ 評価項目としては、①N-1事故時の過負荷時間数、②再給電必要数、③再エネ抑制量④系統のロバストネス（複数の将来シナリオの幅に合わせて、どのシナリオにも役に立つプロジェクトが良とされる）、⑤NORE原則（増強工事の内容、電線張替→建替→新ルート建設）がある。</li> <li>➢ ドイツでは、費用対便益の結果だけを使って投資の判断はしない。他に技術調査、認可プロセス、既設設備の老朽化なども考慮して決定する。</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州全体 ENTSO-E	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 市場シミュレーションツールを使用し、8760時間シミュレーションを行い評価を行う。Bidding Zoneをまたぐ連系線をモデル化し、Zone内の送電系統はモデル化しない。増強前のベース状態の各連系線の混雑状況とエリアの価格差を確認し増強による軽減を評価する。また連系線容量を増加させて、社会厚生がどこで飽和するかを確認する。</li> <li>➢ 系統の信頼度評価（柔軟性、ロバストネス）などはユーロ換算評価せずに3段階評価している。また供給力確保便益（LOLEへの影響）の評価項目については既に供給力の確保はされており、設備増強による便益としての算定は困難であるためほとんどのプロジェクトで評価されていない。</li> <li>➢ 社会厚生についても再エネが増加してきていることで、価格が下落し、便益が出にくくなっている。</li> </ul>

## 7-8. 電源連系時の対応 (1/4)

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 容量市場がなくエネルギー市場のみであり、すべてがノンファーム電源である。また、電源線含めて全ての流通設備の増強は一般負担により費用回収している。</li> <li>➢ アクセス検討は随時受付しており、新規電源連系時は、電源線のみを建設して、それ以上のネットワークの増強は費用対便益分析により、便益があると判断された場合にのみ計画・実施される。</li> <li>➢ 再エネのほとんどが風力発電であり、計画検討時の出力設定としては、実績出力により、（重負荷期10%、軽負荷期50%）。ただし、電源線はフル出力が可能な規模としている。</li> </ul>
米国 PJM	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ ファーム電源は容量市場に参加が可能な電源であり、系統連系に必要な電源線・ネットワークの全ての増強は特定負担のディープ方式である。電源連系時にはファーム電源は全て稼働できる系統を構築している。</li> <li>➢ ノンファーム電源は、エネルギー市場のみに参加可能な電源であり、連系時に全ての信頼度を満たす必要がない。</li> <li>➢ 1つの電源を、ファーム部とノンファーム部に分割可能である。全電源の中でファーム電源の比率は98%程度であり、平常状態では混雑発生なし。</li> <li>➢ 計画における想定潮流検討時の自然変動電源の太陽光、風力出力設定については、ファーム電源のみを考慮する。</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 PJM(つづき)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ アクセス検討は随時受付しており、定期的（1回/6ヵ月）に受付を締切り検討を実施</li> <li>➢ 検討に際しては、Feasibility StudyやSystem Impact Studyなど段階を踏んで検討を実施し、事業者に継続意思判断を行っている。また、検討内容毎に発電容量に応じた検討料を設定されている。</li> <li>➢ 申込順に従い上位システムを含む連系に必要な対策を検討し、連系コストを回答する。連系不可という回答はない。</li> <li>➢ また、次の6ヵ月後のアクセス検討に際しては、辞退していない全ての電源を折り込んで検討する。系統増強費用は受益按分で、費用負担する。</li> <li>➢ 既設の設備についても建設に関する契約から5年以内の設備は費用負担する。</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 混雑が発生しそうなところに発電事業者が接続したい場合は、①ファーム (invest &amp; connect) と②ノンファーム (connect &amp; manage) のどちらでも選択可能である。</li> <li>➢ ②ノンファームは再給電による発電抑制リスクはあるものの、系統連系後はエネルギー市場で発電可能であり、再エネなど発電コストが安い電源は②を選択するリスクはほとんどないと考えられている。</li> <li>➢ また、エネルギー市場で約定した場合、その後再給電により抑制となった場合でもバランス市場での報酬を得られる。</li> <li>➢ アクセス検討は随時検討としており、増強工事の費用負担は電源線（最大2 kmまで）のみが発電者が負担。</li> <li>➢ 再エネ連系については、connect&amp;manageにより、電源設置とネットワーク増強のリードタイムのミスマッチに対応。地点別接続料金の調整や補助金などにより電源接続場所の誘導を試みている。</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 Rte (フランス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ ファーム・ノンファームの概念はない。</li> <li>➢ アクセス検討は随時受付している。2000年代前半は多くの申請と撤回があったが現在は効率的な待ち行列システムを導入して解消されている。</li> <li>➢ アクセス申込みは3段階に分かれており、6週間以内の机上検討で±30%の幅の接続コストを回答（オプション）、3か月以内の検討は±5%の幅の接続コストと連系可能時期を回答。契約申込み。ただし、年次ベースで発電設備建設が進んでいることを証明する必要がある。証明できなければプロジェクト維持の料金を支払う。</li> <li>➢ 再エネだけに関しては特定地域に設置することを誘導するために、変電所新設が必要な場合でも、コスト負担は必要ないスキームがある。</li> </ul>
50Herz (ドイツ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ ファーム、ノンファームの概念はなく、エネルギー市場によって発電できる電源が決まる。</li> <li>➢ アクセス検討は随時受付としている。</li> <li>➢ 基本は発電事業者が電源線の費用を負担し、TSOが系統側の増強を負担する。風力については、送電する容量に応じた費用を発電事業者側が負担する。</li> <li>➢ 再エネ出力については、上位系の増強検討についてはならし効果を考慮して潮流想定を行う。</li> </ul>

## 7-1-2. 欧州における混雑処理の方法

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ バランシング市場に出されている電源の中で最も安いものを選択し、系統運用者から再給電指令を出している。</li> <li>➢ TSOが再給電の対象者に対して、バランシング市場の価格に応じて報酬を支払う（ただし、燃料削減分はその分から引かれる）。</li> <li>➢ その負担は一般負担（発電事業者にもそのうちの一部が課される）とTSOに分担されるが、このことは混雑を発生させないように系統を合理的に増強するインセンティブになっている。</li> </ul>
欧州 Rte (フランス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ バランシング市場を持っており、再給電が最も安く済む電源を選択し、バランシング市場の価格に応じて発電事業者に報酬を支払う。</li> <li>➢ ループ系統の再給電は難しいが、前日に潮流を予測して、複数のTSO間で事前協議をして問題がありそうなら、バランシング市場を利用して対応している。</li> </ul>
50Herz (ドイツ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ バランシング市場はなく、再給電の順番は、効率が良い電源順（過負荷を解消するために影響が大きい順）となる。上げ調整の場合はエネルギー市場価格分を支払うが、下げ調整に関しては補償しない（燃料分を節約できるため）。</li> <li>➢ 全ての電源は1週間前から運転計画の想定を提出し、日々アップデートしていく。それに応じて、TSO側で再給電の必要性をチェックして判断</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
米国 ERCOT	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 流通設備形成については、長期的な将来だと不確定要素が多すぎることから、ステークホルダーとの間で10～15年程度の先について計画を行うことが妥当であると合意が取れているため、短期（1～6年先 Regional Transmission Plan : RTP）と長期（15年先 Long Term System Assessment : LTSA）の2つの計画を策定している。</li> <li>➢ LTSAは2年に1回システム全体のアセスメント、課題の抽出などを分析して、RTPでは具体的な工事計画を策定する。</li> <li>➢ 計画は、オープンなステークホルダー会議RPG（Regional Planning Group）で決定され、ERCOTだけでなく、送電設備所有者からの計画提示も可能である。RTP、LTSAともホームページに公表される。</li> </ul>
米国 PJM	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 流通設備形成については、RTEP（Regional Transmission Planning）として、短期1～5年の計画を毎年、また長期10～15年後の計画を2年に1回検討を実施し、ホームページに公表している。</li> <li>➢ 短期も長期も将来の電力システムの具体的な増強計画を示しているものであるが、長期計画においては、結果として現状では具体的な増強計画はない。</li> <li>➢ RTEPは、その内容をステークホルダーを含めたオープンな場で議論し決定するため、その内容については広く認められるものであり、また会員（全事業者）に対する契約の中で責務を明確にし、計画の実施について強制力がある。</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州 National Grid (イギリス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 毎年、10か年の系統計画を作成している。計画は①将来のエネルギーシナリオ（複数シナリオ Future Energy Scenarios : FES）②シナリオ毎の10か年増強見通し（Electricity Ten Year Statement : ETYS）③10か年増強計画評価（Network Options Assessment : NOA）のステップで作成している。</li> </ul>
欧州 Rte (フランス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 隔年で10か年の系統計画を作成している。毎年、微調整はしている。フランスというよりは、欧州全体として、①再生可能エネルギーをできるだけ導入する、②エネルギー市場の統一、③安全、セキュリティを高いレベルに保つというポリシーがある。</li> </ul>
50Herz (ドイツ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ ドイツは4つのTSOがあり、各TSOからの参加者が集まるジョイントプロジェクトに規制機関も参加してドイツ全体の系統計画（NEP）を15-20年将来の系統計画を隔年ごとに作成する。</li> <li>➢ Entso-Eの10か年計画（TYNDP）は10年先を見る。NEPとTYNDPでは方法論は異なるが基本的には同じプロジェクトである。</li> <li>➢ その他に50Herzとしても長期的な計画・ビジョンがある。現在のものは2035年をターゲットイヤーにしているが、2050年をターゲットにする計画を策定中。20年以降については予測は困難なため、あくまでも現在からみでの理想（ビジョン）として作成中である。</li> </ul>

## ●各社への調査結果

訪問先	調査結果
欧州全体 ENTSO-E	<ul style="list-style-type: none"><li>➤ TYNDPを隔年で作成し公表する。名称からは「10カ年」とあるが、実際に2030年と2040年を見定めて計画を策定している。TYNDPの中で、将来の系統の状態と増強ニーズを評価し、提出される各プロジェクトを統一的な評価方法（CBA）で中立的に評価する。TSOだけでなく第三者がプロジェクトを提案することも可能であり、すべて公平に評価を行う。</li><li>➤ TYNDP2016は2016年12月に最終版が公表された。現在2018に取り組んでおり、CBAの方法論の見直しに取り組んでいる。</li></ul>