

# 広域機関における「日本版コネクト&マネージ」 の検討について

2018年 1月24日

電力広域的運営推進機関  
理事・事務局長 佐藤悦緒

- 広域機関では、昨年3月に策定した「広域系統長期方針」に基づき、効率的な設備形成の在り方について「広域系統整備委員会」において検討を開始。
- 日本版コネクト&マネージの実現に向けて、これまで計5回審議。11月以降の検討では、再生可能エネルギーの事業者団体等もオブザーバー参加し意見を聴取。
- 広域機関としては、前回、本小委員会でご指摘のあったとおり、グローバルスタンダードを俯瞰しつつ、欧米では実施していない取組であっても、こうすれば実現できるという視点で日本独自の「日本版コネクト&マネージ」の実現に向けた検討を行う。
- 一方、完全な制度構築を実現するためには、制度面の整備、システムの開発等に相当程度時間が必要になる。その場合、実効性があり早期適用可能な取り組みについても議論し、先行実施していくことが重要。

広域系統整備委員会 <https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/index.html>

## ○効率的な設備形成（コネクト&マネージに関連した検討）

第23回広域系統整備委員会（2017年4月24日）

第25回広域系統整備委員会（2017年8月4日）

第26回広域系統整備委員会（2017年9月26日）

第27回広域系統整備委員会（2017年11月2日）

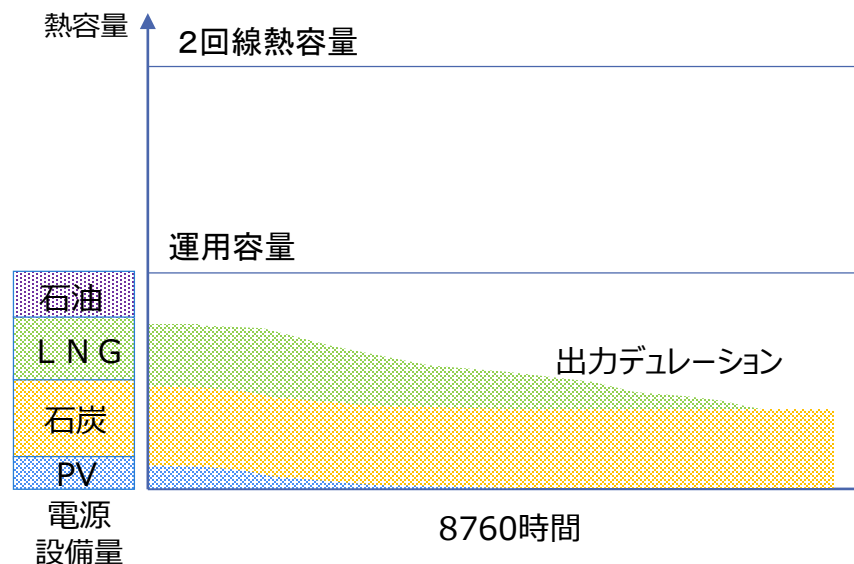
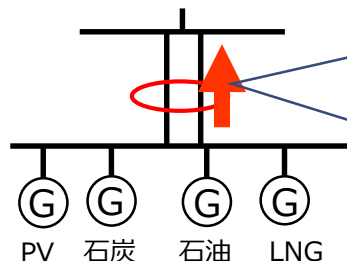
第28回広域系統整備委員会（2017年12月19日）

## 2. 送電設備利用率の現状について

## 2. 送電設備利用率の現状について

- 昨今、送電線容量について、東北エリアで2～18%といった低い利用率が指摘がある。
- 現行の基準では、2回線容量のうち、1回線を運用容量（上限）とし、電源の最大出力、最小需要でも送電可能な設備形成を行ってきた。
- このため、通常2回線の系統では平常時に利用率が50%を超えることはなく、さらに電源の稼働率（運転状況）によって、送電線の平均利用率はさらに低くなっている。
- 電力需要が伸びない中、新たな電源が増加していることから、火力電源の出力抑制により、送電設備利用率は更に低下する。

### 【現状基準のイメージ】



- 再生可能エネルギーの大量導入を踏まえれば「日本版コネクト&マネージ」の実現は不可欠。

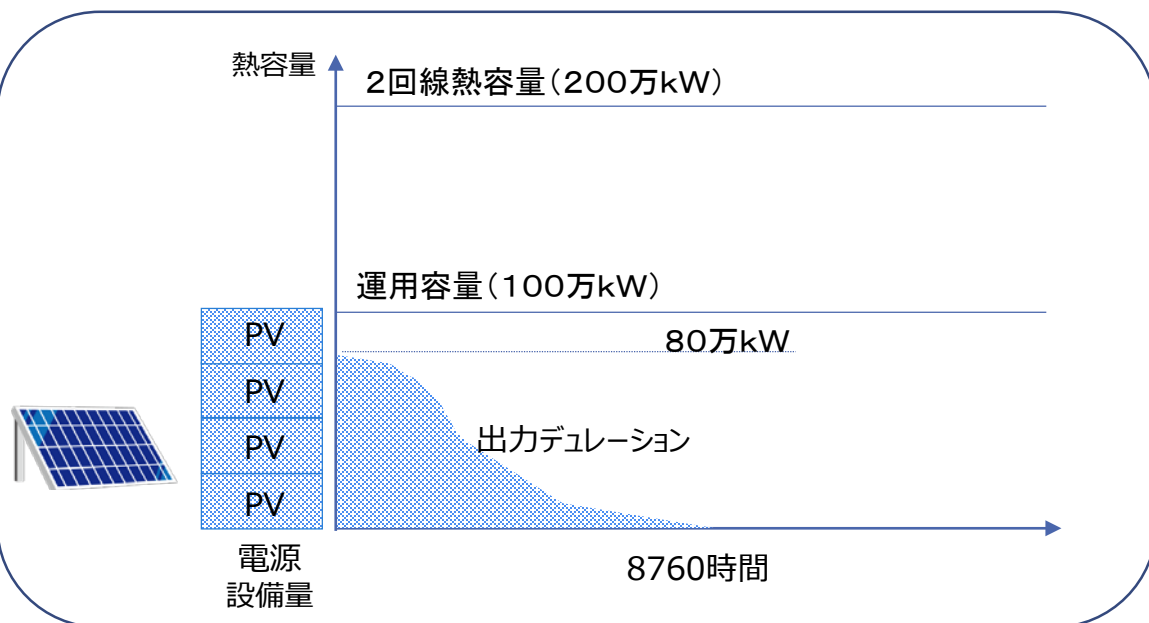
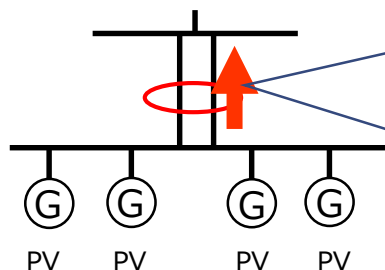
< 2回線熱容量200万kWの送電線に太陽光発電のみを連系したイメージ >

- ✓ 現行基準で接続できる太陽光発電設備の出力100万kW【運用容量：1回線熱容量】
- ✓ 年間の最大潮流が80万kW
- ✓ 送電線の年間設備利用率は7%

( = 100万kW×8760時間×14%【太陽光設備利用率】 / 200万kW×8760時間 )

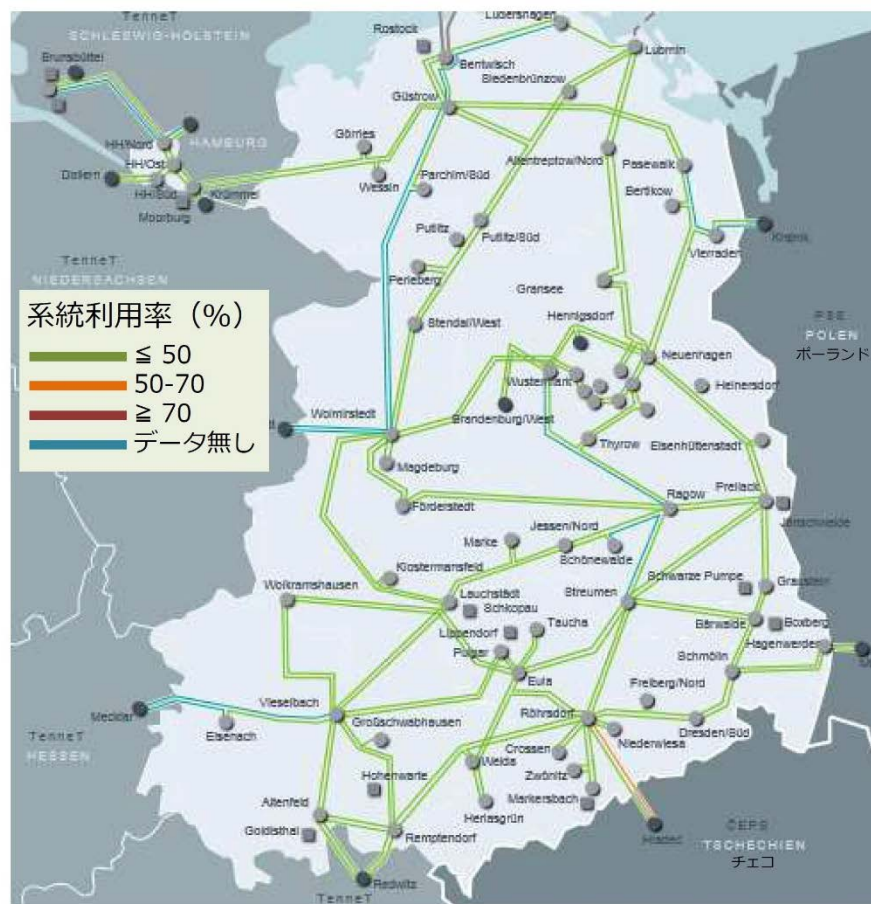
※ 契約済み未稼働電源や出力抑制があればさらに利用率は低下。

【現行基準のイメージ】



## 2. 送電設備利用率の現状について

- 欧米での送電設備の利用率はデータが公表されておらず、確認できていない。
- 唯一、ドイツ東部の「50Hertz」という送配電会社は1時間ごとの利用率を公開している。
- これによれば、今年の春（2017年4月30日15時ごろ）に再エネの発電量がピークとなった時でもほとんどの送電線が50%以下となっている。



### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について

## <従来>

- 現状、電源がフル稼働、需要は最小の潮流を想定。

## <想定潮流の合理化>

- エリア全体の需給バランス、長期休止電源や自然変動電源の均し効果などから電源の稼働の蓋然性評価等を実施。需要と出力の差が最大となる断面（最大潮流の断面）を評価し生じる容量を活用。

## <N-1電制>

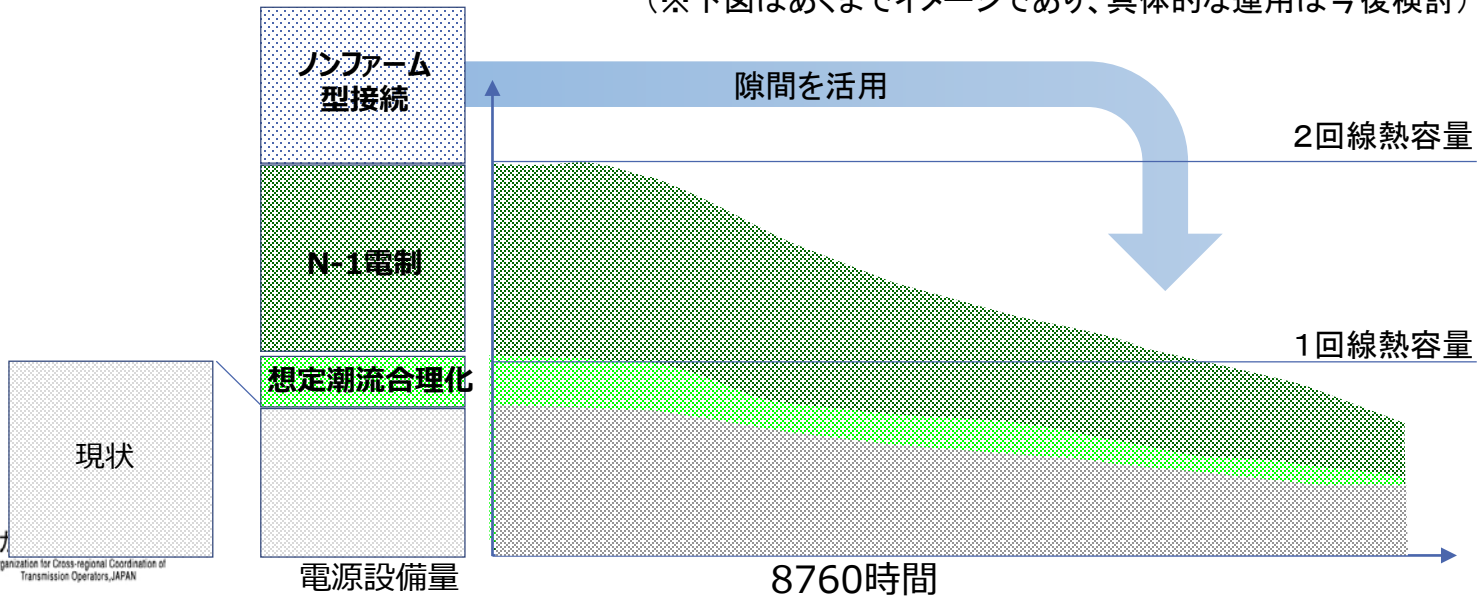
- 従来、システムの信頼性等の観点から、N-1故障（1回線）発生時でも、送電可能な容量を確保。「N-1電制」では故障時には電制を行うことで、この容量を活用する。

## <ノンファーム型接続>

- 送電容量を持たず、システムの空きがあるときには送電することができる新たな電源接続の考え方。

### 日本版コネクト&マネージの潮流イメージ

(※下図はあくまでイメージであり、具体的な運用は今後検討)





- 今後、コネクト&マネージに関する以下の取組について検討を進めていく。

| 取組   | 想定潮流の合理化  | コネクト&マネージ                                  |   |
|------|---|--|---|
|      |   | N - 1 電制<br>(N - 1 故障時瞬時電源制限)              | ノンファーム型接続<br>〔 平常時出力抑制条件付き 〕<br>〔 電源接続 〕  |
| 運用制約 | 原則、マネージなし   | N - 1 故障 (電力設備の単一故障) 発生時に電源制限              | 平常時の運用容量超過で電源抑制   |
| 設備形成 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・接続前に空容量に基づき接続可否を検討</li> <li>・想定潮流が運用容量を超過で増強</li> </ul> |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>・事前の空容量に係わらず、新規接続電源の出力抑制を前提に接続</li> <li>・主に費用対便益評価に基づき増強を判断</li> </ul> |
| 取組内容 | 想定潮流の合理化・精度向上<br>・電源稼働の蓋然性評価<br>・自然変動電源の出力評価  | N - 1 故障発生時に、リレーシステムにて瞬時に電源制限を行うことで運用容量を拡大 | 系統制約時の出力抑制に合意した新規発電事業者は設備増強せずに接続  |
| 混雑発生 | (平常時) なし  | (平常時) なし                                   | (平常時) あり  |
|      | (故障時) あり<br>⇒電源抑制※ <sup>1</sup> で対応   | (故障時) あり<br>⇒電源制限※ <sup>2</sup> で対応        | (故障時) あり  |

※1 給電指令による発電出力抑制

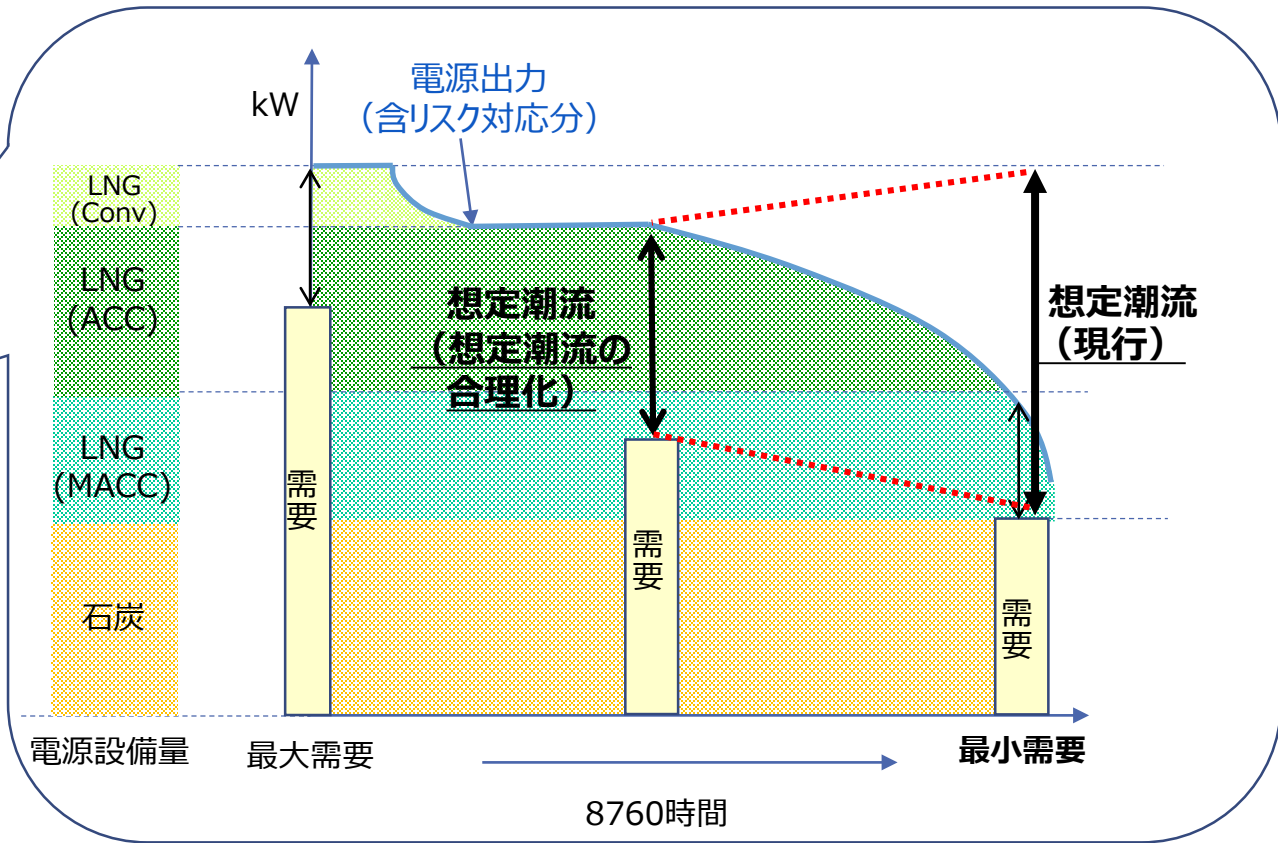
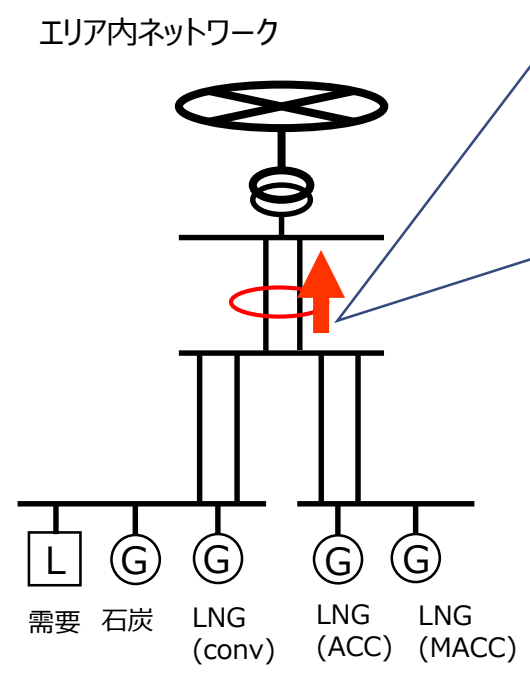
※2 リレーシステムによる瞬時の発電出力制限

### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について 想定潮流の合理化

### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について 想定潮流の合理化（個別系統での電源出力と需要評価）

- 現状の想定潮流は、**最小需要と電源フル出力の差（現行の考え方）**がその上位系統に流れる最大の潮流としているが、実際の系統でこのようなケースは稀であり、実態と乖離していた。
- 各電源（将来の稼働の蓋然性評価により、あらゆる局面で**需要と電源出力の差が最大になる断面**を評価することで、より精緻な最大潮流を想定することで空容量の拡大を図ることができる。

#### 放射状系統でのイメージ



### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について 想定潮流の合理化（想定潮流の合理化の適用について）

- 今後実施する電源接続案件募集プロセスについては「想定潮流合理化」を適用。既にプロセス実施中の案件についても原則適用（本格適用以降も継続するプロセス、2018年1月現在6件で適用予定、その他もプロセスの進捗状況に応じて随時検討）。
- 東北北部電源募集プロセスでは、基幹系統で想定潮流合理化の考え方を拡大適用することで連系可能量の拡大を図った。

募集要領における入札対象工事(第11回WGでの報告事項)

P4

〔募集容量〕

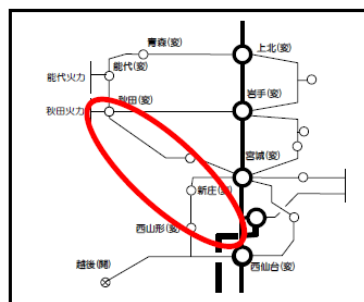
約280万kW

〔入札対象工事(概要)〕

秋田地区から西仙台変電所までの50万Vルート構築

〔入札対象工事〕

応募量の拡大や応募の集中状況を踏まえ検討



1 - (2) 連系可能量 (1 / 8)

P9

合理的な設備形成を考慮した上で

- ・ 想定潮流の合理化等に向けた取組みの考え方を最大限適用した熱容量評価
  - ・ 募集プロセス後の系統における50万V送電線ルート事故等に対する東北系統の同期安定性評価※
- を行った結果

**連系可能量：350万kW程度～450万kW程度**

下記要因次第で系統に与える影響が異なるため、連系可能量に上記の幅あり

- ① 連系する電源種別      ② 電源連系の地点

※ 募集プロセス後の系統における50万V送電線のルート事故等に対し、系統の同期安定性を確保するためには、送電線整備にあわせて、調相設備・安定化装置の設置などの電圧・安定度対策が必要となるが、これら対策による同期安定性の向上効果にも限度あり



総合資源エネルギー調査会 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  
系統ワーキンググループ(第13回)-配布資料 資料1より

- 連系線の潮流については、今年度内を目途に想定を行い、H30年度早期から想定潮流の合理化等を適用し系統アクセス案件に対応していく。
- 空容量の公表については検討が完了した系統から順次公開していくものとするが、具体的な公表時期や公表方法については、一般送配電事業者と調整を図っていく。

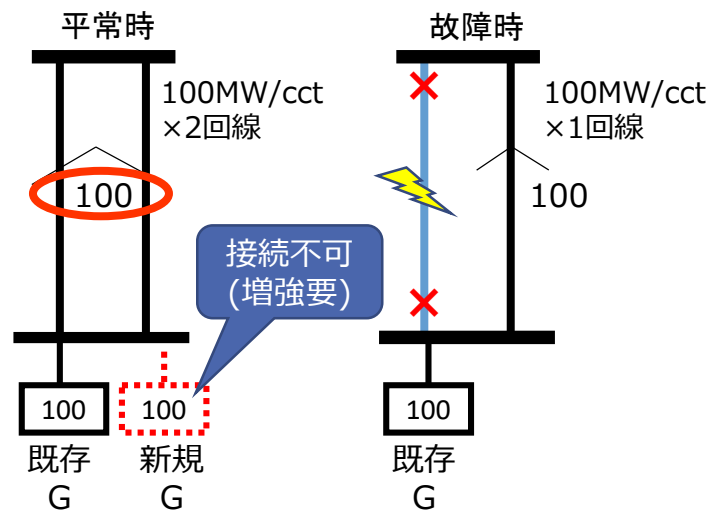
|              | 平成29年度   |              |              |           | 1Q             |
|--------------|----------|--------------|--------------|-----------|----------------|
|              | 1Q       | 2Q           | 3Q           | 4Q        |                |
|              | ● 方向性整理  | 考え方 ●<br>まとめ |              | 連系線潮流設定 ● | ● 想定潮流の合理化等の適用 |
| 想定潮流の合理化等    |          |              |              |           |                |
| ・電源稼働の蓋然性評価  | 具体的な検討実施 |              | 連系線潮流算出方法の検討 | 連系線潮流算出   |                |
| ・自然変動電源の出力評価 |          |              |              |           |                |

### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について N-1電制

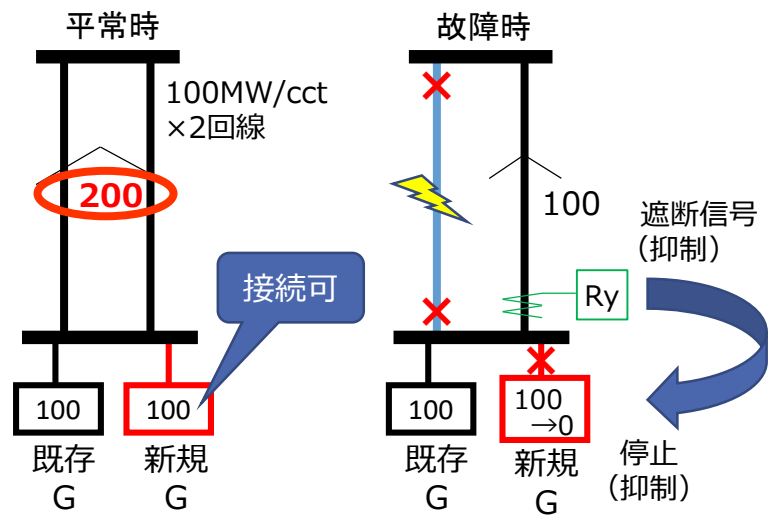
### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について N-1電制

- 従来、システムの信頼性等の観点から、N - 1 故障（1 回線）発生時でも送電可能な容量を確保。
- 「N-1電制」は故障時に瞬時に電源抑制を行うことを前提として運用容量を拡大。
- 故障後の電源抑制に即時性が求められ、運用のシステム等に高い信頼度が必要。

#### 「N - 1 電制」なし



#### 「N - 1 電制」適用



### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について

#### N-1電制（欧米での適用状況）

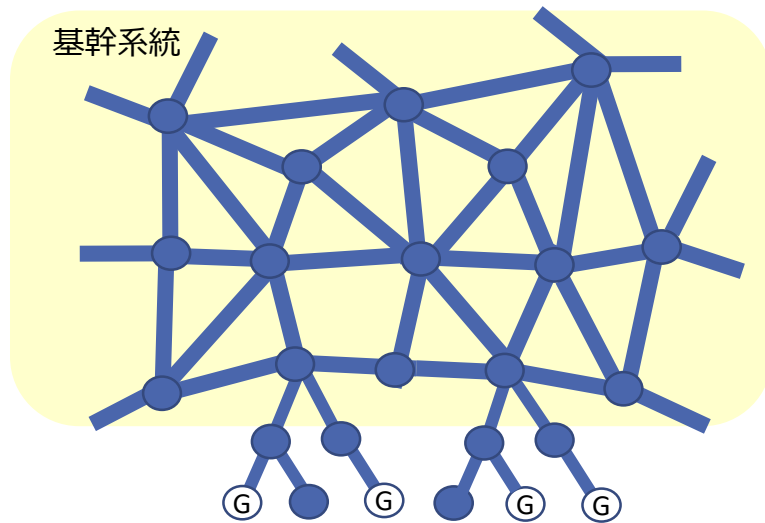
- N - 1 電制を適用した場合、メッシュやループ系統では故障時の運用が難しく、電制を失敗すれば大規模な停電にもつながる。
- 欧米ではN - 1 基準（1回線故障で発電制約を受けない）を遵守し、原則としてN - 1 電制を前提とした設備形成は行っていない。
- 広域系統整備委員会においても委員から「欧米が信頼度基準で実施していないことに日本が踏み込んで大丈夫か」との指摘もあった。

| 国名   | N - 1 電制に関する取組状況  |
|------|---|
| 英国   | <p>設備増強基準（SQSS※<sup>1</sup>）では、通常、計画時の送電容量について、瞬時遮断の考慮はしていない。ただし、1 発電所について、<u>N - 1 故障発生時に遮断されることを合意しているのであれば、1 回線連続容量を超過して接続を認めることもある。</u>その後、後続の発電所が接続を希望した場合、瞬時遮断を受け入れるならば、設備増強前に接続を認めるが、<u>暫定的（設備増強されるまで）</u>である。</p> <p>※<sup>1</sup> National Electricity Transmission System Security and Quality of Supply Standard (Feb.2017) より</p> |
| フランス | <p>一般的なルールでは、N - 1 基準※<sup>2</sup>を遵守し、N - 1 状態でも発電制約がないこととしている。しかし、<u>特別な場合（関連する設備増強が完了するまでの一時的なものである場合、設備増強が困難である場合）</u>のみ、N - 1 電制を認める場合がある。</p> <p>※<sup>2</sup> ENTSO-E, Operating Handbook P3-Policy : Operational Security より</p>  |
| ドイツ  | <p>一般的なルールでは、N - 1 基準※<sup>2</sup>を遵守し、N - 1 状態でも発電制約がないこととしている。しかしながら、個別契約で合意していれば、N - 1 状態で発電出力を抑制することは可能である。ただし、瞬時遮断というよりは、事前にN - 1 状態となっても問題ないように抑制しておく方法（ノンfarmに近いもの）をとっている。</p>   |
| 米国   | <p>一般的なルールでは、N - 1 基準※<sup>3</sup>を遵守し、N - 1 状態でも発電制約がないこととしている。</p> <p>※<sup>3</sup> ・NERC Reliability Standard (TPL) Transmission Planning<br/>         ・PJM Manual 14B: PJM Region Transmission Planning Process (Oct.2017)より</p>  |

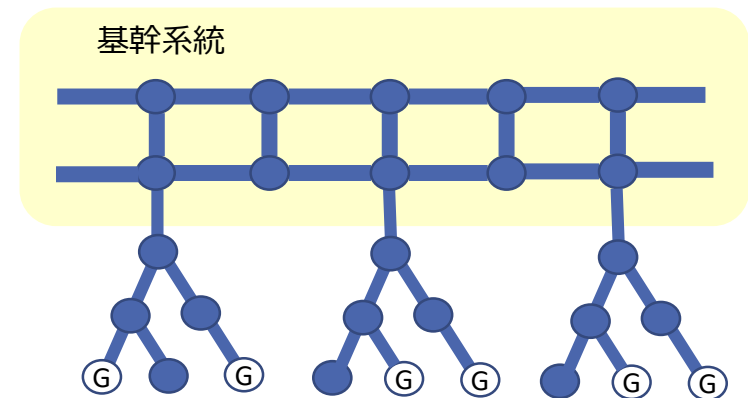


### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について N-1電制（日本と欧米の違い）

- 日本でもループの基幹系統への適用は困難であるが、太宗を占める放射状系統に対しては、これまでの実績等からシンプルな制御により信頼度上の問題はないと考えられるため、適用可能であり、その効果が期待できる。
- 実際に、電源接続に伴う設備増強のほとんどは放射状系統であり、広域機関が発足した2015年4月以降、開始または開始済みであった35件の募集プロセスのうち、ループの基幹系統が対象工事になっているのは東北北部募集プロセス1件のみである。
- 故障時に確実に即時遮断できる仕組みを構築しN-1電制を実施することで、まさに日本独自の新たな設備形成基準「日本版コネクト&マネージ」が実現できる。
- 「ループの基幹系統を適用外とすることでN-1電制に効果がない」との意見は誤解である。



【欧米の基幹系統（メッシュ状）のイメージ】



【日本の基幹系統（くし型）のイメージ】

### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について N-1電制（課題に関する論点整理）

- N-1電制は、以下の課題について検討。合理的な実施方法を目指し、オペレーション（電制対象者）と費用負担を分けた実施を検討。
- 故障時、作業停止時の費用負担では関係者から多くの意見が出され、コンセンサスは得られていない状況。電制による機会損失の適正な算定の方法やその仕組みについては更なる議論が不可避。

| 項目                     | 課題  |
|------------------------|---|
| ①適用系統                  | 信頼度面を考慮してどの系統までN-1電制を適用していくか（基幹系統、ローカル系統）   |
| ②許容する電制量               | 信頼度面を考慮して許容する電制量をどう設定するか  |
| ③電制対象                  | 電制対象とする電源の種類<br>連系する電圧階級、容量や対象数<br>既存電源を対象とする場合の受容性   |
| ④受益と負担に関する基本的な考え方      | 新規接続電源のみを受益と考えるか、新規接続電源だけでなく系統利用者全体にも相応の受益があると考えるか  |
| ⑤N-1電制適用時のオペレーションと費用負担 | 選定された電制対象者のみが不利益とならないよう、電制装置や出力制限に伴う費用などは、受益に応じた負担とする必要があるか<br><br>N-1電制の導入により設備停止作業における必要調整量が格段に増加する場合があるが、後着者（N-1電制を前提に接続する新規電源）と先着者（既存電源）を同等に扱ってもよいか |

第28回広域系統整備委員会資料より

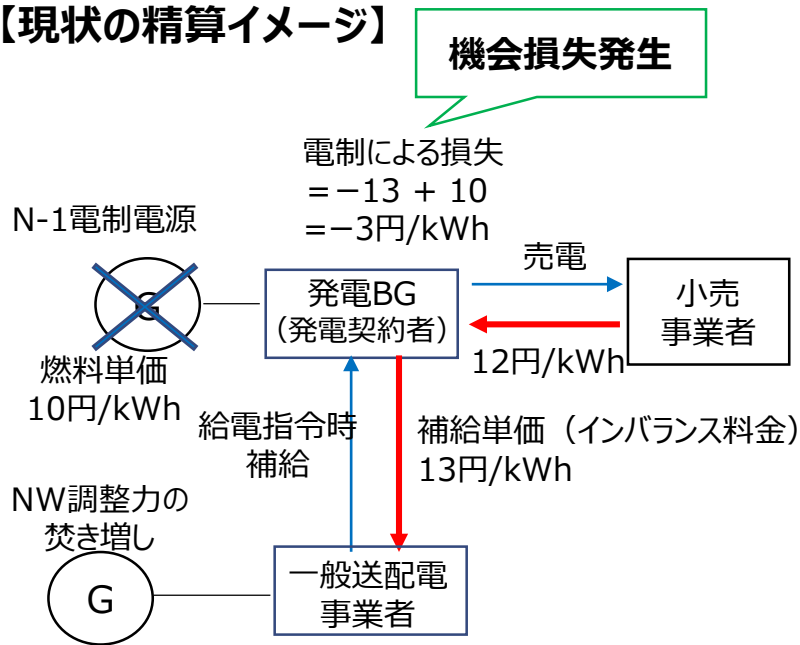
| 評価の視点                               | 案1  | 案2   | 案3  |
|-------------------------------------|---|--|---|
|                                     | 新規電源の特定負担 ※1  | 当該系統の事業者で負担  | 一般負担  |
| 負担を求める場合、受益に応じた負担となっているか            | N-1電制により接続する <b>新規事業者は、早期接続や初期負担軽減等の受益がある</b> 一方、既存事業者の受益はないため、 <u>新規事業者に負担を求めることに合理性がある。</u>   | 当該系統内の新規と既存事業者との関係において <b>受益に応じた負担になっていない。</b><br>ただし、 <u>新規接続による既存事業者への影響が限定的である場合は不合理とまでは言えない。</u>   | ×<br>受益に応じた負担とならない。<br>託送料金の上昇は抑制されるものの、低減にはつながらず、需要家にとって受益があるとは言えない。 |
| 混雑エリアへの偏重回避を促す仕組みか                  | 新規事業者が混雑する系統を避け、空容量のあるエリアへの接続を促す <b>効果がある。</b>  | <u>案1よりも効果は薄れるが、当該系統の作業時等の制約は増えることが想定されるため、混雑する系統を避け、空容量のあるエリアへの接続を促す一定の効果はある。</u>   | ×<br>発電事業者の負担がないため、混雑する系統への集中がより加速する虞。                                |
| 現状の系統利用の考え方と整合が取れているか<br>(系統接続後の扱い) | <b>現状の系統利用の考え方とは異なる。</b><br>しかし、 <u>新規接続により既存事業者に大きな不利益を及ぼす場合は、受益のある新規事業者に接続条件として接続後の負担を求めることについて、問題があるとは言えない。</u><br>また、費用負担ガイドライン制定前に負担なしで接続した事業者があるものの、当時の制度に則り対応しているものであり、 <u>不公平とまで言えないのではないか。</u> | <b>現状の系統利用の考え方と整合が取れている。</b><br>現状は、系統接続後は接続時の受益に応じた負担までは求めていないことを考慮すると、 <u>従来通り公平に取り扱うことが合理的。</u><br>また、 <u>系統接続要件や運用容量の見直しについては、これまでも行われたが、その前後で既存・新規事業者の運用面での扱いを変えてきたことはない。</u> | ×<br>現状は、発電制約に伴う機会損失は発電事業者の特定負担となっている。                                |

※1 既存電源が抑制される部分は、当該系統の事業者で負担 (P17参照)

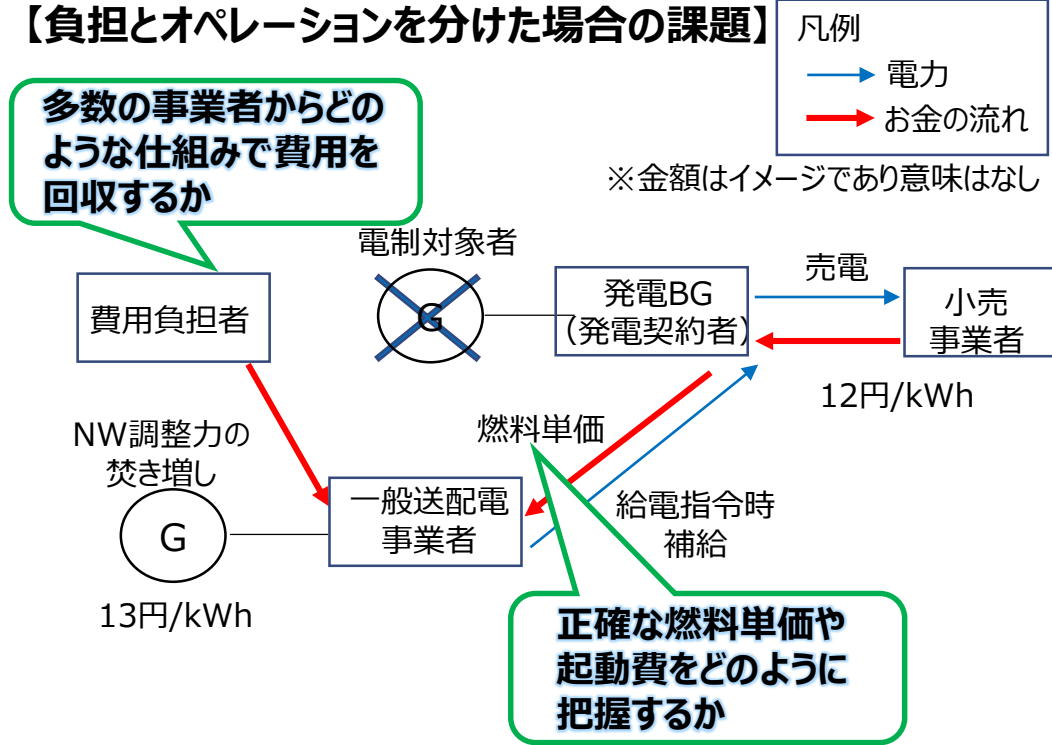
### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について N-1電制（費用負担）

- N-1電制を適用していくと、調整電源以外の電源が電制対象となることが考えられる。
- この場合、電制に伴う機会損失が発生するが、その費用について調整されず、電制対象となった発電者および発電バランスグループの負担になってしまう。
- 「N-1電制（費用負担）を前提に接続する電源」と「電制対象者」を分けた合理的な方法で実施するには、発電コスト等を把握し、電制対象者が不利益とならないような仕組みが必要となる。
- 費用清算の仕組みも含め、上記は託送制度や約款等に係る課題であり、政府を主体とした議論も必要である。

#### 【現状の精算イメージ】



#### 【負担とオペレーションを分けた場合の課題】



- 来年度早期を目途に、新規接続電源が電制対象者となる場合（オペレーションとその費用負担が一致する場合）のみ、先行的に適用を検討。
- 精算業務等の具体的な課題への対応については、「地域間連系線及び地内系統の利用ルール等に関する検討会」とも連携を図りながら、引き続き検討を進めていく。

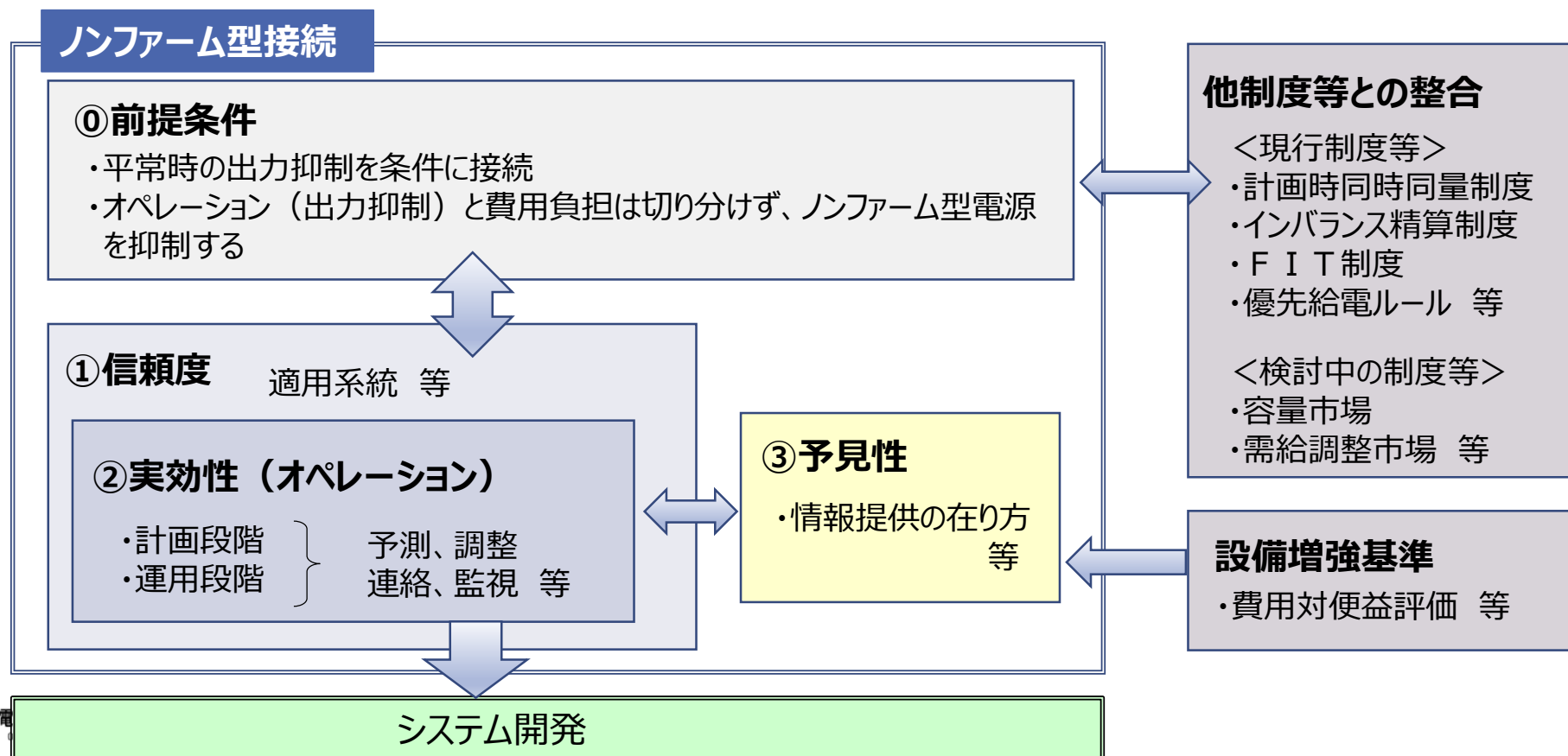
【スケジュール】

|           | 平成29年度 |   |    |          | 平成30年度   | 平成31年度   |
|-----------|--------|---|----|----------|----------|----------|
|           | 1Q     | 2Q  | 3Q | 4Q       | (2018年度) | (2019年度) |
| 広域系統整備委員会 |        | ●   | ●  | ●        |          |          |
| N-1電制     |        | ○   | ○  | ○        | ○        | ○        |
|           |        | 課題整理  |    | 対応の方向性整理 |          |          |
|           |        | 具体的な課題への対応等<br>・精算業務（システム化の要否検討など）<br>・電源制限装置の開発等 |    |          |          |          |
|           |        | 先行適用<br>オペレーションと負担が一致する場合のみ先行適用（特別高圧）             |    |          |          |          |

### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について ノンファーム型接続

### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について ノンファーム型接続

- ノンファーム型接続について、①信頼度、②実効性、③予見性の視点で検討を開始。
- 現行制度、将来導入が検討されている制度等との整合性についても今後検討を行う。
- 簡易な方法で実施すれば抑制率が高くなり、完全なシステムを構築しようとするれば時間がかかるというトレードオフがあり、今後、どのような制度を実現するかご議論いただく予定。

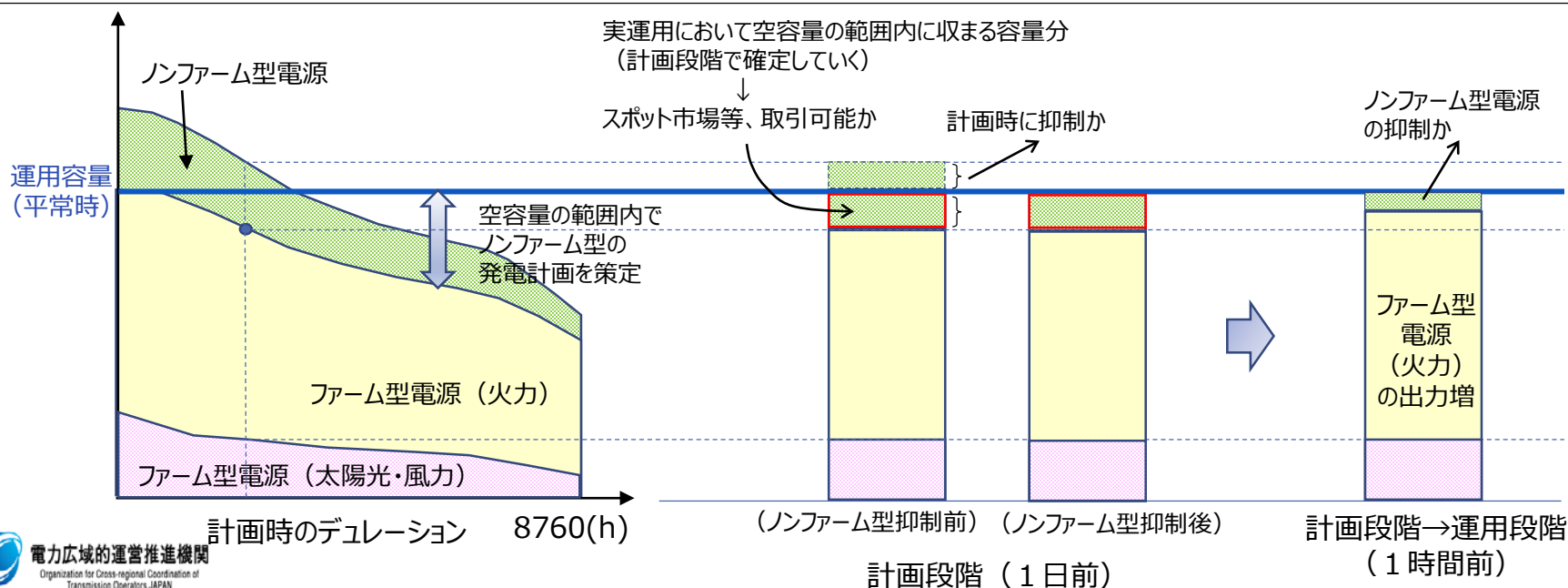


### 3. 「日本版コネクト&マネージ」について

#### ノンファーム型接続（計画段階・運用段階でのノンファーム型電源の扱い）

- ファーム型接続はノンファーム型接続よりも系統上優先されるものであり、ノンファーム型電源はファーム型電源で運用される隙間の空容量で運転されるものである。
- 計画策定後にスポット取引などファーム型電源の発電計画変更により、個別系統の空容量が変わる場合は、ノンファーム型接続の定義を踏まえると、ノンファーム型電源は抑制されることになる。
- 他方、エリア全体では、仮にノンファーム電源が需給面の抑制等でファームの火力電源などを押し出すと整理すれば、系統が空くことで、ノンファーム電源が事実上のファームとなり、ファームの火力発電の事業予見性に影響を与えることとなる。結果として、再エネ導入に必要な調整力としての火力を確保できなくなるリスク。
- このため、海外の状況も踏まえつつ（※）、**ノンファーム電源をどのように扱うか議論が必要。**

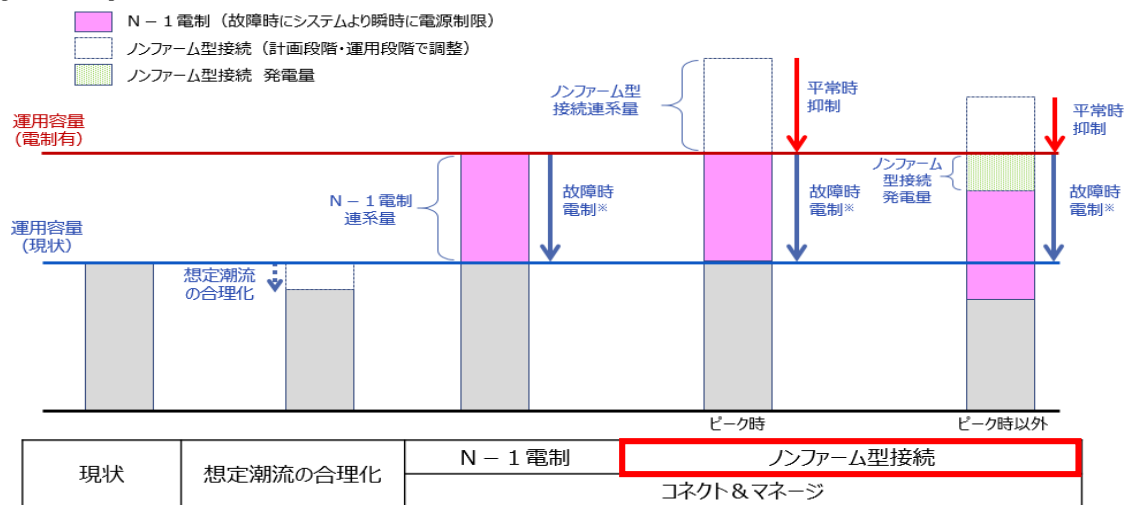
（※）例えばアイルランドでは、ファーム/ノンファームは同一電源種内での取扱いを区分するものとされており、ノンファームの再エネよりファームの火力が先に抑制されている。





- ノンファーム型接続について、海外では一定の条件付きで電源の接続を認める制度を導入しているケースがあるが、その考え方は多様であり、我が国の状況を考慮し検討を進めていく必要がある。
- 我が国では、地域間連系線を除き、地内送電系統は、原則、平常時には混雑管理（マネージ）する必要がないように設備形成されており、平常時のマネージが必要となるノンファーム型接続の適用はこれまでと考え方が異なるため、丁寧な検討が必要である。
- 上記に関連して、現行の託送供給等約款では、故障時や作業時の出力抑制は給電指令にて行うことができるが、平常時の系統制約による出力抑制は対象外となっているため、既存電源を出力抑制するには、現行の契約を見直す必要がある。
- そのため、まずは、ノンファーム型接続となる新規電源のオペレーションと費用負担は切り分けのないものとし、「混雑系統において新たに電源接続を希望する事業者と合意の上、系統制約時の出力抑制を条件に接続を認めること」をノンファーム型接続と定義し、検討を進めることとしたい。
- 今回は主な課題を整理し、今後、その課題について詳細に検討していくことにしたい。

【潮流イメージ】

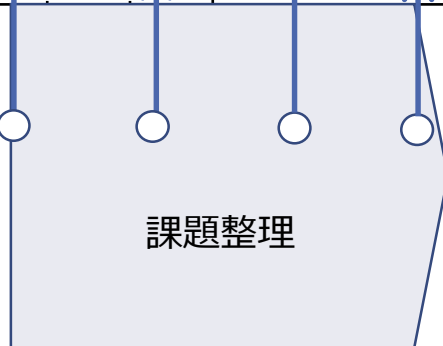


※具体的なオペレーションと費用負担については検討中

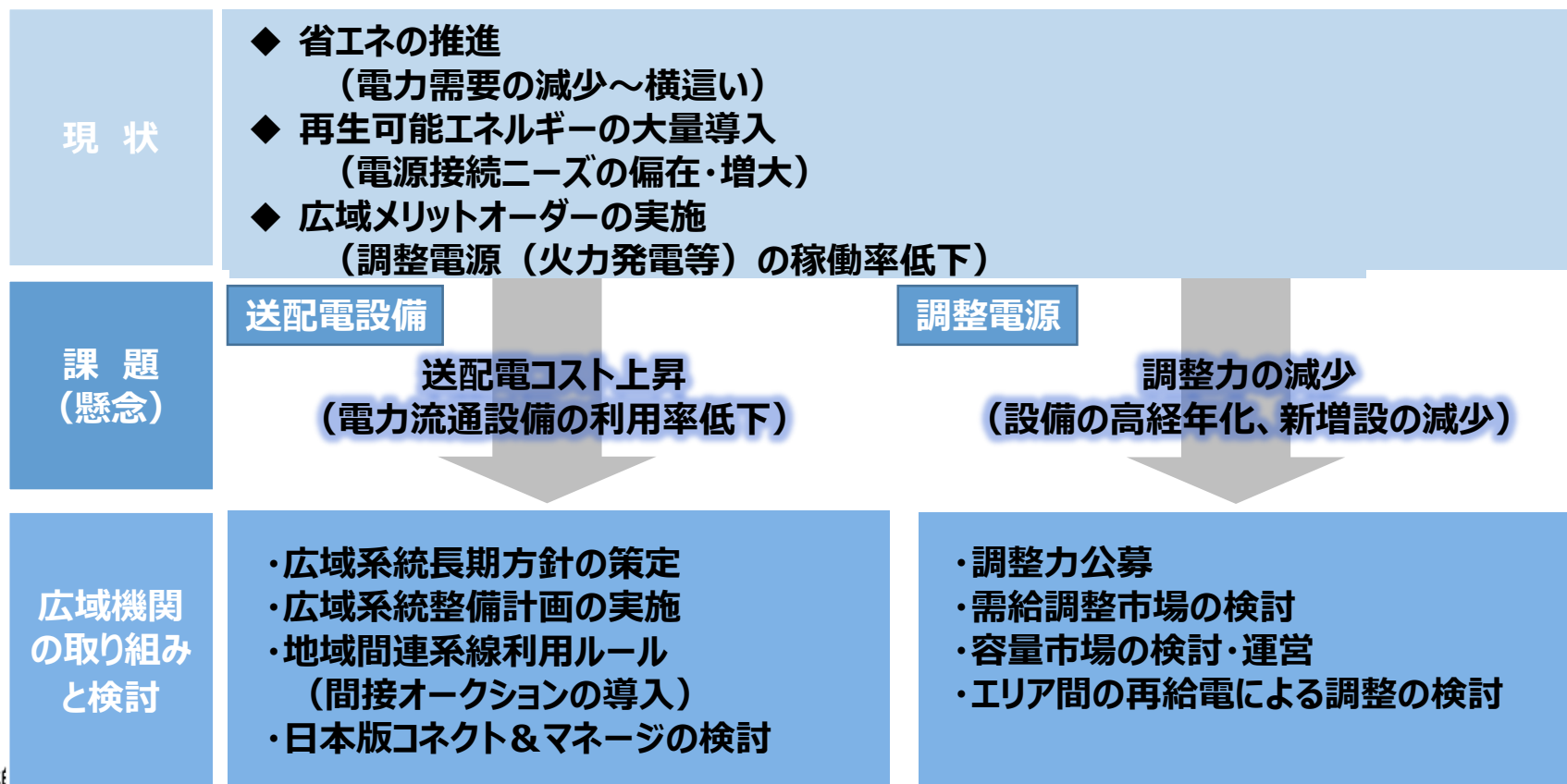
| 項目             |      | 内容   |
|----------------|------|--|
| ①前提条件          |      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 計画段階・運用段階でのノンファーム型電源の扱い（P32～P33参照）</li> <li>■ 作業時はノンファーム型電源を優先して抑制することでよいか。</li> <li>■ 後着事業者がファーム型接続を選択し、設備増強により新たに容量が発生した場合、接続済みノンファーム型電源をどのように取り扱うか。</li> </ul> |
| ①信頼度           |      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ N - 1 電制と比較して、適用系統など信頼度面からの課題はあるか（P34参照）</li> <li>■ 予測精度や出力抑制の確実性等の観点から、抑制量に一定の裕度を持たせる必要がないか。</li> </ul>  |
| ②実効性のあるオペレーション | 計画段階 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 運用段階で混雑させないためや事業者の発電計画と実績の乖離を小さくするため、計画段階で確度の高い抑制量を見込んだ発電計画を立てることができるか。<br/>(P35～P37参照)</li> <li>✓ 対象系統毎に自然変動電源（太陽光、風力）の出力予測は可能か。</li> </ul>                      |
|                | 運用段階 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 運用段階において、運用容量を逸脱する潮流をどのように抑制するか。<br/>(監視、調整 等)</li> </ul>   |
|                | 精算   | (オペレーションと費用負担は一致しており問題なし)  |
| ③予見性           |      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 一般送配電事業者によって、どのような情報が開示可能か。</li> <li>■ 予見性の観点からノンファーム型の接続量の上限を設定すべきか。</li> </ul>  |
| 増強基準           |      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ ノンファーム型接続適用後、どのような基準・費用負担の考え方で設備増強を行うのか。*（予見性の観点からも検討が必要） * 「費用対便益評価」で別途検討</li> </ul>   |
| 他制度等との整合       |      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 現行制度（計画時同時同量制度 等）や検討中の制度（容量市場や需給調整市場 等）との整合。（特に①前提条件と関連あり）</li> </ul>   |

- ノンファーム型接続については、本年度中に課題整理を行い、来年度から対応の方向性整理、および具体的な課題の対応について検討を進めていくこととしたい。
- ただし、運用システムの開発等の期間は、制度設計（前提条件やオペレーションなど）如何によって、相当前後するものと考えられる。

【スケジュール】

|           | 平成29年度   |    | 平成30年度   | 平成31年度   | 平成32年度                                   |
|-----------|--|----|--|--|--|
|           | 3Q   | 4Q | (2018年度)   | (2019年度)   | (2020年度)                                 |
| 広域系統整備委員会 | ●  | ●  |  |  |  |
| ノンファーム型接続 |  <p>課題整理</p> |    | <p>対応の方向性整理</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運用システムイメージ（ノンファーム型電源の出力抑制）</li> <li>・予見性確保イメージ</li> <li>・空容量との関係</li> <li>・設備増強の考え方</li> <li>・各市場との関係整理</li> </ul> | <p>具体的な課題への対応 等</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運用システム仕様</li> <li>・具体的な情報開示方法</li> <li>・ルール整備 等</li> </ul> | <p>運用システム開発</p> <p>制度設計の如何によって相当前後あり</p> |

- 広域機関では本委員会の議論も踏まえ再生エネ大量導入に向けた幅広い検討を行う。
- 「日本版コネクト&マネージ」だけでなく、調整力の確保等の電力の安定供給の実現に向けて、欧米等での取り組みを日本の実情に合わせて評価・検討を行うことが必要と考える。
- このため、経済的・効率的に調整力を確保する仕組みについて、日本では制度として導入していない取り組みについても幅広い観点から検討を行うことも必要ではないか。



## 5. まとめ

- 今後、「想定潮流の合理化」については着実に実行するとともに、「N - 1 電制」、「ノンファーム型接続」について、具体的な課題の対応について検討を進めていく。
- その際、グローバルスタンダードを俯瞰しつつ、欧米では実施していない取組であっても、こうすれば実現できるという視点に立ち、日本独自の「日本版コネクト&マネージ」の実現に向けた検討を行う。
- また、完全な制度実現には、清算方法を含めた費用負担の在り方に関する議論、実効的な取り組みとするために必要な制度の見直し、信頼性を担保できるシステムの構築など、相当程度時間を要する。
- このため、実効性があり早期適用可能な取り組みについても併行して検討し、コンセンサスが得られるものは直ちに実現する。
- 引き続き、広域系統整備委員会等において各ステークホルダーのコンセンサスを得るため議論を行うとともに、本小委員会においても随時お諮りしたい。