

北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1 マージンの減少策の検討及び北海道エリアへの風力 拡大の検討について

2017年11月2日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

【今回の内容】

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について
 - 1-1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の空容量の状況について
 - 1-2. 電源制限の対象となる電源について
 - 1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討について
 - 1-4. 電源制限システムと工期のイメージについて
 - 1-5. 電源制限付与による区分C1マージンの減少の実施判断について
 - 1-6. 区分C1マージンの代替策とする電源制限の対象となる電源の選定と費用負担について
 - 1-7. 今後の検討課題
2. 北海道エリアへの風力導入拡大の検討について
 - 2-1. 系統WGからの検討要請内容について
 - 2-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について
 - 2-3. 系統WGへの回答内容について

詳細論点の再整理(続き)

論点4: 北海道本州間連系設備の区分C1のマーヅンの必要性・量

| 連系線 | 方向 | 区分 | 備考 |
|--------------------|----------------|---------------------------|---------------------------------------|
| 北海道本州間連系設備 (北本) | 順方向 (本州向き) | B2 (緊急時AFC) | 整理済(廃止:短期の検討に併せて必要があれば見直し) |
| | | C1 (潮流抑制) | 当該リスク対応の必要性は整理済。マーヅン設定以外の周波数上昇対策を検討 |
| | 逆方向 (北海道向き) | B1 (緊急時AFC) | 整理済(維持:短期の検討に併せて必要があれば見直し) |
| | | C1 (潮流抑制) | 当該リスク対応の必要性は整理済。マーヅンとするか運用容量減とするかを検討。 |
| 両方向 | B1、B2、C1 | 増強分の運開までにマーヅンを見直すかどうかを再検討 | |

論点5: 東北東京間連系線の区分C2のマーヅンの必要性・量

| 連系線 | 方向 | 区分 | 備考 |
|----------|---------------|--------------|--|
| 東北東京間連系線 | 順方向 (東京向き) | C2 (潮流抑制) | リスクが高いことが予見できるときのみ、マーヅンを設定(潮流調整を含む)する方向で整理済。 |

論点6: 調整力のエリア外調達のためのマーヅン(区分A0,B0)の必要性等

(備考)・マーヅン設定の必要性の検討

- ・設定方法(双方向・複数連系線の設定要否。他のマーヅンとの組み合わせ等)の検討
- ・電力取引への影響の検討

(更なる詳細論点は今後検討)

(参考)

- B1: 通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマーヅン
- B2: 稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマーヅン
- C1: 通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーヅン
- C2: 稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーヅン

再整理後のマージンの分類と区分について(案)

9

【予備力・調整力に関連したマージン】

内は当該区分に該当する現状のマージン

| マージンの目的 マージンの分類 | 通常考慮すべきリスクへの対応 | | | 稀頻度リスクへの対応 |
|--|------------------------|-------------------|---|---|
| | (参考) エリアが確保する調整力分※1 | 左記のうち、 エリア外調達分 | エリア外 期待分 | エリア外 期待分 |
| 「需給バランスに対応したマージン」 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン | 電源 I | A0 | A1 旧① 旧② | A2 旧⑤ |
| | | (該当なし) | ・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当※2 | ・系統容量3%相当※3 |
| 「周波数制御に対応したマージン」 電力システムの異常時に電力システムの周波数を安定に保つために設定するマージン ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマージンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。 | 電源 I - a | B0 | B1 旧③ | B2 旧③ |
| | | (該当なし) | ・東京中部間連系設備 (EPPS:逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC:逆方向) | ・東京中部間連系設備 (EPPS:順方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC:順方向) |

※1: 表中には記載を省略しているが、電源Ⅱの余力も含む。

※2: 従来区分①の系統容量3%相当マージンについては、長期計画断面では区分Dのマージンのほうが大きいため必要性を検討する必要性が無くなっている。一方、現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマージンを確保していることから、ここに記載している。

※3: ESCJの整理において、系統容量3%相当マージンに従来区分⑤(稀頻度リスク対応)に該当する観点が含まれることから記載

再整理後のマージンの分類と区分について(案)

10

【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】

| マージンの目的 マージンの分類 | 通常考慮すべき リスクへの対応 | 稀頻度 リスクへの対応 |
|---|--------------------------------|------------------------------|
| 「連系線潮流抑制のためのマージン」 電力システムの異常時に電力システムを安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン | C1 旧④ ・北海道本州間連系設備 (潮流抑制) | C2 旧④ ・東北東京間連系線 (潮流抑制) |

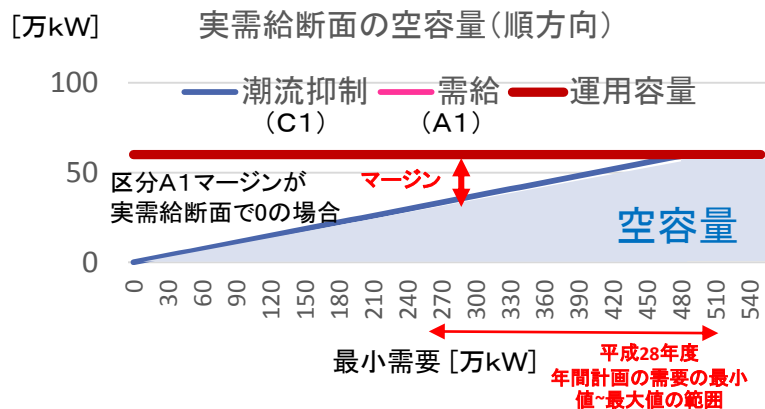
【電力市場取引環境整備のマージン】

| マージンの目的 マージンの分類 | 電力市場取引 環境整備 |
|---|-----------------|
| 「電力市場取引環境整備のマージン」 先着優先による連系線利用の登録によって競争上の不公平性が発生することを防止するために設定するマージン | D (該当なし) |

【北海道本州間連系設備順方向に設定しているマージンの設定条件等について】

| 方向 | 区分 | 詳細条件 | 算出方法等 |
|---------------------|----|---|--|
| 順方向 (北海道 →東北) | C1 | 北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流を差し引いた値 | <p>【目標周波数】 過渡的: 51Hz以下、仕上がり: 50.5Hz以下</p> <p>【算出方法】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。 ・北本融通比率 = 北本潮流限度 / (北本潮流限度 + 最小需要) から ・北本潮流限度 = $0.11 / (1 - 0.11) \times$ 最小需要 ・マージン = 北本設備容量 - 北本潮流限度 <p>※最小需要: 前々日時点の1時間毎の需要予測の最小値</p> <p>【算出例】(最小需要 = 345.8万kWの場合)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・マージン = $60万kW - 0.11 / (1 - 0.11) \times 345.8万kW = 17.26万kW$ ≒ 18万kW |
| | B2 | 東北・東京エリアで周波数低下が生じた場合に、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑えた上で、東北・東京エリアの周波数を回復するために、北海道本州間連系設備を介して東北・東京エリアへ供給することができる最大の電力の値 →第8回調整力等に関する委員会で廃止と整理 | <p>【算出方法】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・マージン = 系統定数 × Δf(0.48Hz) × 最大需要 <p>【算出例】(長期計画断面の2017年度の例)</p> $0.06 \times 0.48 \times 542万kW = 17.26万kW \approx 18万kW$ |
| | A1 | 東京エリアの系統容量の3パーセント相当の半量のうち、東京エリアが需給ひっ迫した場合において、北海道エリアから供給が期待できる値 | <p>【設定量】※実需給断面では、東京エリアの予備力見合いで減少(通常は0)。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・6~9月: 50万kW or 3%の半量、1~5月、10~12月: 3%の半量の1/4 |

【北海道本州間連系設備順方向の実需給断面のマージンと空容量の関係について】

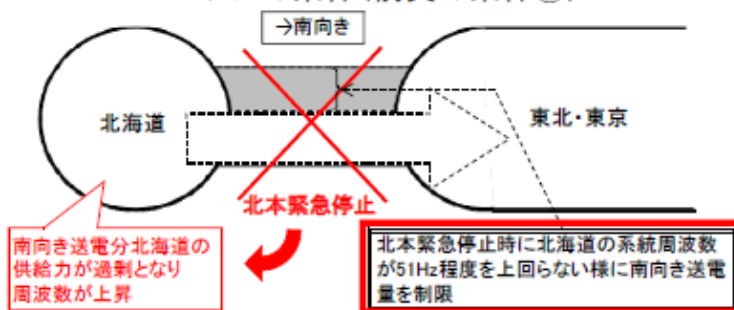


(参考) 北海道本州間連系設備の「区分C1マージン」について

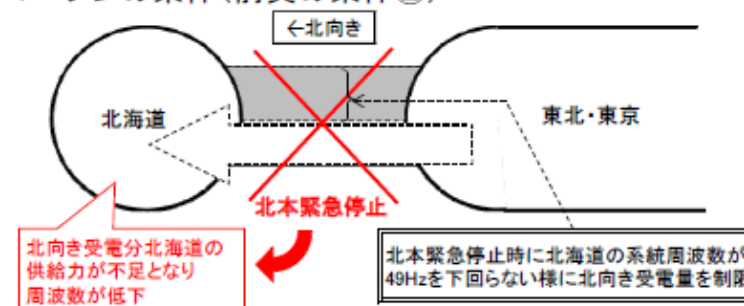
19

■ 両方向共に、北海道本州間連系設備が緊急停止した際に、北海道エリアの周波数上昇及び低下を一定の周波数変動範囲に抑えるために、潮流を抑制することを目的にしている。

▶ 「順方向:本州向き」のその他のマージンの条件(前頁の条件①)



▶ 「逆方向:北海道向き」のその他のマージンの条件(前頁の条件②)



出典:広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12) 北海道電力殿説明資料より編集

【詳細条件】

- ・北本緊急停止時に過渡的に51Hz以上とならず、仕上がり周波数が50.5Hz以下となるように南向き送電量を制限

(参考)

- ・北海道電力(株)「系統アクセスマニュアル」内の発電設備の系統連系技術要件における発電設備の運転可能周波数は、下記の通り。

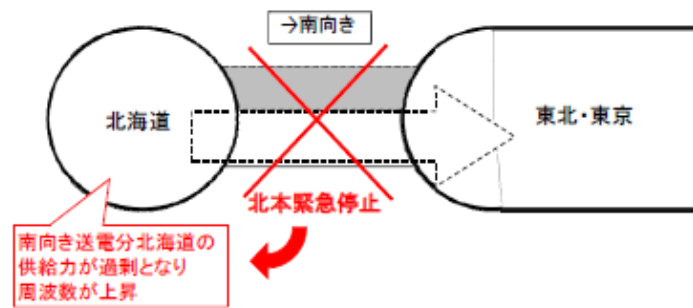
連続運転可能周波数 48.5Hz～50.5Hz
 運転限界周波数 下限47.0Hz、上限51.5Hz

過渡的な周波数、仕上がり周波数は、発電設備側の運転限界周波数及び連続運転可能周波数から決まっている。

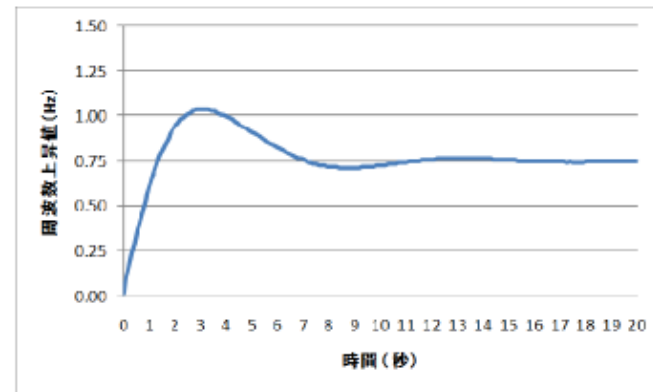
(参考)周波数上昇対策に必要となる応動性能について

13

■ 北海道本州間連系設備緊急停止時の周波数上昇について



(参考)北本緊急停止時の周波数推移イメージ



前提条件: 総需要: 300万kW、北本南向き潮流: 60万kW

・周波数上昇スピードは、事前の北海道本州間連系設備の潮流や北海道エリアの総需要にも依存するが、数秒で周波数上昇がピークとなり、発電機のガバナ応動ののち10～20秒程度で定常状態になる。

→北海道本州間連系設備緊急停止から数秒後の周波数上昇ピークを、51.0Hz以上とならないように抑制し、かつ、仕上がり周波数を50.5Hz以下に抑制する必要があり、少なくとも数秒以内に応動でき、一定時間以上継続可能な供給力の減少または需要の増加の対策が必要となる。

前回までの経緯(1)

【第7回調整力等に関する委員会】(2016年1月22日)

○事務局提案

- ・当該マージンが対応しているリスクは、北海道本州間連系設備が緊急停止した場合の北海道エリア内の周波数上昇防止対応であり、交流連系線では運用容量で対応しているリスクである。
- ・北海道本州間連系設備の緊急停止は、最近の発生頻度は低下しているが、0にはできない。
→交流連系線では周波数維持面の運用容量の算出で考慮している内容であり、当該リスクについては、引き続き、対応することでどうか。

○委員会での議論

- ・周波数上昇対応については、他に対策が無いのかの検討が必要。

【第8回調整力等に関する委員会】(2016年2月19日)

○事務局提案

- ・火力発電の電源制限について検討したが、マストラン電源の3台以外は恒常的な稼働が見込めず電源制限を採用して対応することは難しい。
→マージン設定または、運用容量の減の対応を取ることでどうか。

○委員会での議論

- ・火力発電に電源制限の余地があるとは限らないというのは正しいが、例えば、再生可能エネルギーの電源制限等で対応できないのか。

前回までの経緯(2)

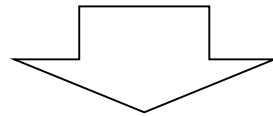
【第12回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会でのご意見】(2016年12月22日)

○事務局提案

- ・平成27年度実績では、北海道本州間連系設備順方向(南向き)については、年間を通じて空容量があり、さらに空容量を増加させることによる便益は少ないと考えられる。
- ・供給側の対策と需要側の対策を検討したが、いずれも費用面等で代替案とならないのではないか。
→少なくとも混雑していない現時点においては、対策を実施することに合理性は無く、現状通りマージンを維持することとしてはどうか。
- ただし、今後、再エネ導入の進展、2019年3月運転開始予定の30万kWの増強などの環境変化に伴う空容量の状況を注視しつつ、継続的に検討していくこととしたい。

○委員会での議論

- ・当面の結論であれば受け入れざるを得ないが、南向きの潮流の混雑がほとんどないことが理由だとすると、もし、来年度、北海道エリアで再生可能エネルギーの出力抑制を実施すれば、強く批判されることになる。
- ・南向きの潮流が増えること自体はあり得ると考えている。少なくとも、それに備えることは考えた方が良いのではないかと。今の時点でどうするのかということもあるが、継続的な検討についてはしっかり進める必要がある。



【今回の内容】

- 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の潮流が増える時に備えた区分C1マージンの設定理由である周波数上昇防止対応についての検討状況をご説明する。

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について

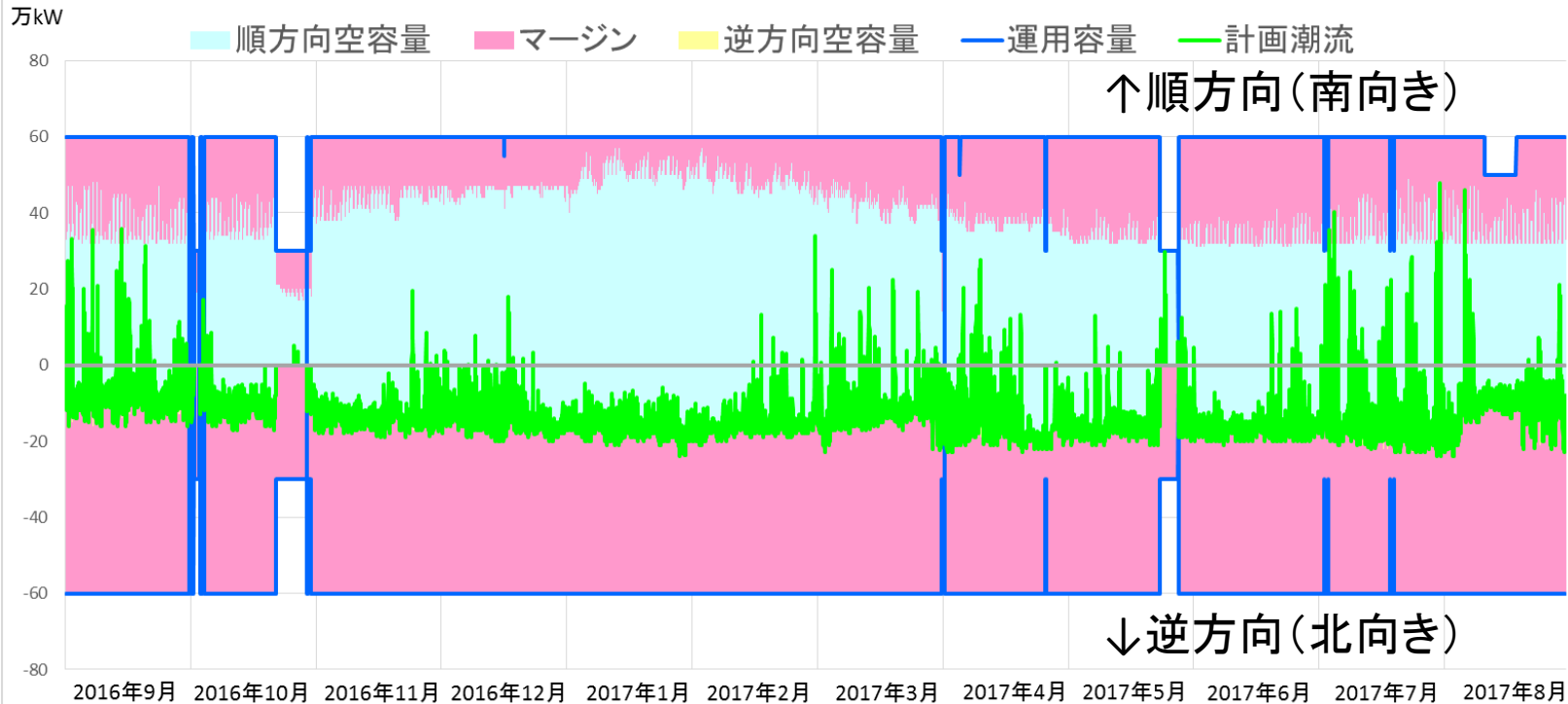
1-1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の空容量 の状況について

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について

1-1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の空容量の状況について

- 北海道本州間連系設備順方向(南向き)については、2016/9/1～2017/8/31の実績では年間を通じて空容量があり、現状ではさらに空容量を増加させることによる便益は少ないと考えられる。
- ただし、今後、北海道エリアへの再生可能エネルギーの導入拡大などによって順方向(南向き)の潮流が増加し、空容量の状況が変化する可能性があることに留意が必要。

北海道本州間連系設備の空容量実績(2016/9/1～2017/8/31)



【参考】

当該期間分断率
 順方向:0.11%
 (作業無のみ:0.00%)
 逆方向:74.99%
 (作業無のみ:74.32%)

※JEPX公表の取引情報の値差より分析

【出典】電力広域的運営推進機関 系統情報サービスのデータを加工
http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について
- ## 1-2. 電源制限の対象となる電源について

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について

1-2. 電源制限の対象となる電源について

- 北海道本州間連系設備の緊急停止時に周波数上昇を防止するために必要となる電源制限の対象となる可能性のある既存電源※の設備量を確認した。
※設備面の対応可否は未確認
- 区分C1マージンを電源制限で代替する場合、蓋然性を持って出力を予見できる電源については、原則として予見できる出力分のマージンを減少することが可能となる。
- 一方で、仮に蓋然性を持って出力を予見できない電源に電源制限を付与する場合は、電源制限見込量をどう考えるのかの検討が必要となる。
⇒1-3. で蓋然性を持って出力を予見できない電源の1つとして、風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討を実施した。

| | 電源Ⅲ | 太陽光 (特別高圧) | 風力 (特別高圧) | バイオマス | 地熱 | 水力 |
|---------|-----------------------|------------------------------------|----------------------|----------------------|--------|-----------------------|
| 最大出力 | 35万kW程度 | 40万kW程度 | 30万kW程度 | 20万kW程度 | 2万kW程度 | 160万kW程度 |
| 電源制限見込量 | 10万kW程度※ ¹ | — | 7万kW程度※ ² | 6万kW程度※ ¹ | 2万kW程度 | 70万kW程度※ ³ |
| 備考 | | 出力変動が大きいこと、夜間は見込めないことから適さないと考えられる。 | | | | 河川への影響を含め詳細検討要。 |

※¹: 事業者への聞き取りを行っていないため、優先給電により最大電力の30%出力まで抑制した後の量を期待量として仮定

※²: 2013～2015年発電実績の設備量に対する発電出力比率により期待量を仮定

※³: 過去30年の平水比率の年間平均により期待量を仮定

【出典】北海道電力株式会社殿にヒアリング

- 2016年12月22日開催の第12回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、当面現状通りのマージンを維持するが、将来的な南向きの混雑が想定されるため、自家発電電源制限、再エネ電源制限等のマージン設定の代替案の検討を進めることになった。

【代替案の検討結果】

| 検討番号 | 対策種別 | 対策内容 | 技術的評価 | 費用面等評価 |
|------|------|--------------|-------|--------|
| ① | 供給側 | 火力発電所の電源制限 | × | - |
| ② | 供給側 | 自家用発電設備を電源制限 | △ | ×※ |
| ③ | 供給側 | 再エネの電源制限 | △ | ×※ |
| ④ | 需要側 | 蓄電池の設置 | ○ | × |
| ⑤ | 需要側 | ストーブ等の抵抗器の設置 | ○ | × |
| ⑥ | 需要側 | 揚水動力起動 | × | - |

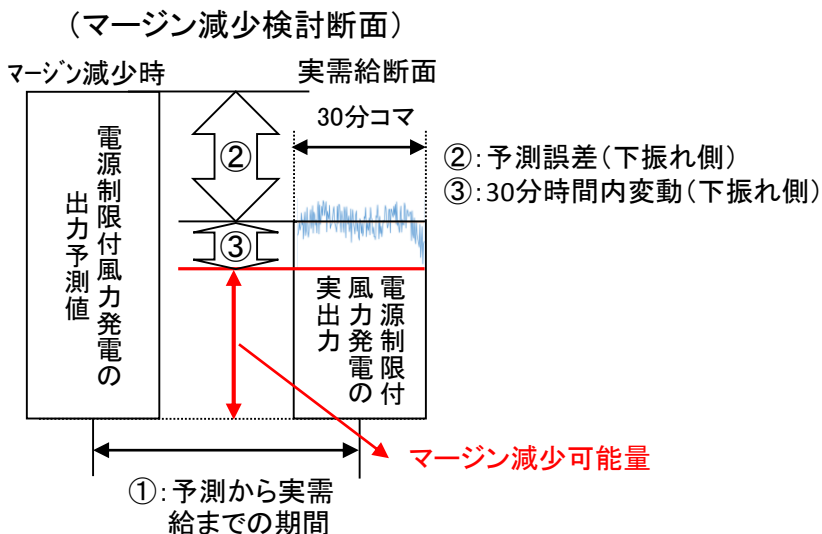
※現状の潮流状況では「×」であるが、将来混雑した場合は、②③のコストが安いと想定される。
⇒②③を軸に継続検討する。

(余白)

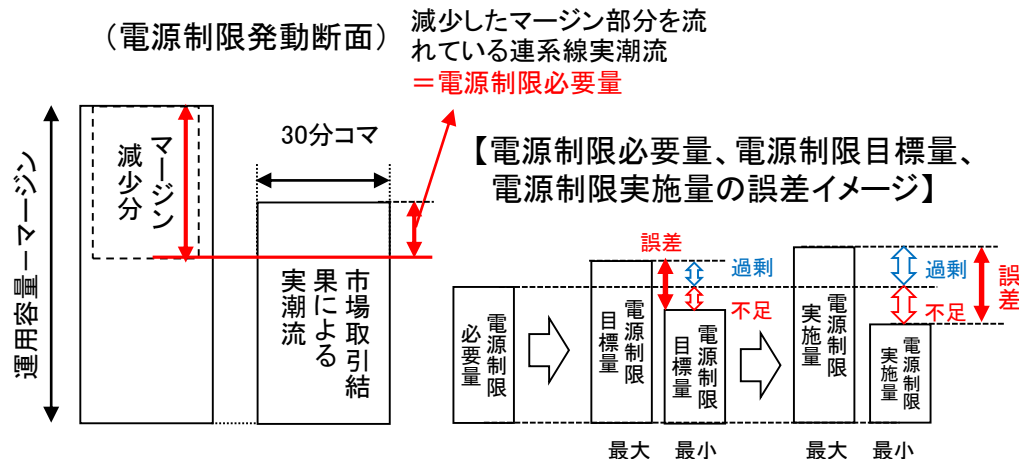
1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マーシンの減少策の検討について
- 1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1
マーシンの減少の検討について

1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討について 電源制限付風力発電の電源制限量と区分C1マージン減少量の検討上の論点

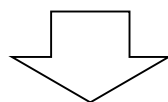
【風力発電出力予測値、実出力、マージン減少可能量の関係イメージ】 【減少したマージン部分の潮流と電源制限必要量の関係イメージ】



- ・30分時間内変動も考慮した風力発電実出力未満の範囲で区分C1マージンを減少する必要がある。
- ・出力予測は、30分コマ平均値の予測を実施している。



- ・減少したマージン部分を流れている連系線実潮流量が、北海道本州間連系設備緊急停止時の電源制限必要量となる。

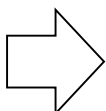


・予測誤差も考慮した電源制限付風力発電実出力を越えない範囲でマージンを減少する必要がある。

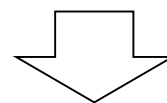
⇒ いつの予測でマージンを減少するか。
【論点①】

⇒ 予測誤差をどう見込むか。【論点②】

⇒ 風力発電出力の30分時間内変動をどう考えるか。【論点③】



【論点④】マージン減少量をどう考えるか。



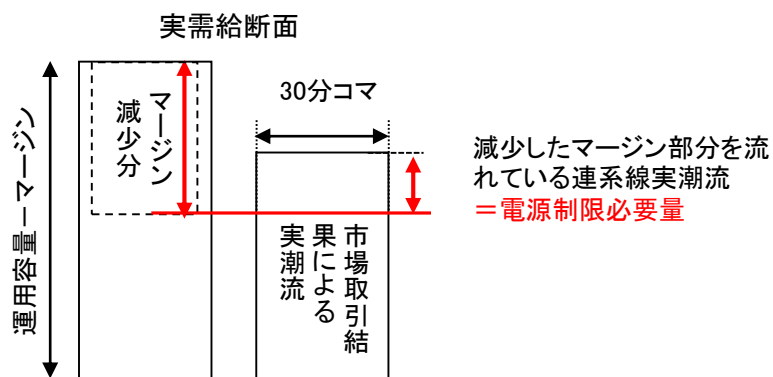
・北海道本州間連系設備緊急停止時は、理想的には、その時の減少前の区分C1マージン部分を流れている潮流と同一量の風力発電出力を電源制限できることが望ましいが、計測・指令のタイムラグ、不動作、誤動作等で誤差が出る可能性がある。

⇒ 電源制限必要量と実際の電源制限量の誤差にどう対応するか。【論点⑤】

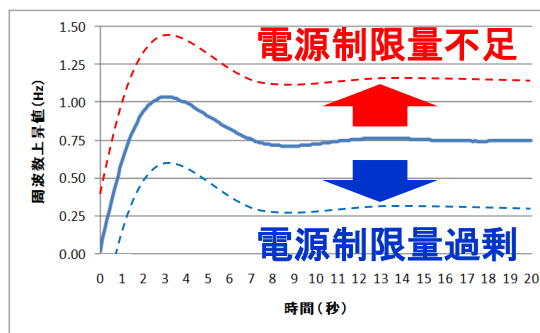
1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討について 電源制限実施量過不足に対する裕度について

- 区分C1マージンの代替策として電源制限付風力発電の電源制限を実施する場合、周波数上昇を一定範囲内に抑えるためには北海道本州間連系設備緊急停止時における電源制限必要量と同じ量の風力発電出力を電源制限できれば、理想的な代替案とできる。
- 一方で、運用上、電源制限必要量と電源制限実施量に差異がある場合は、下記のような影響がある。
 - ①「電源制限必要量 > 電源制限実施量」の場合（**電源制限量不足**：周波数上昇方向）
 - ・電源制限量の不足により、元々許容している周波数上昇許容範囲を超過する可能性がある。
 - ⇒ **電源制限量不足方向は、安定供給上問題があり、裕度は無い。**
 - ②「電源制限必要量 < 電源制限実施量」の場合（**電源制限量過剰**：周波数低下方向）
 - ・周波数上昇を抑制する方向であり、元々許容している周波数上昇許容範囲に収まる方向となる。
 - ・ただし、電源制限実施量が多すぎると周波数が許容範囲以下に低下する可能性があることに、留意は必要となる。
 - ⇒ **電源制限量過剰方向は、裕度があり、過剰側にばらつく運用が望ましい。**

【減少したマージン部分の潮流と電源制限必要量の関係イメージ】



(参考) 北海道本州間連系設備緊急停止時の周波数推移イメージ (順方向潮流の場合)



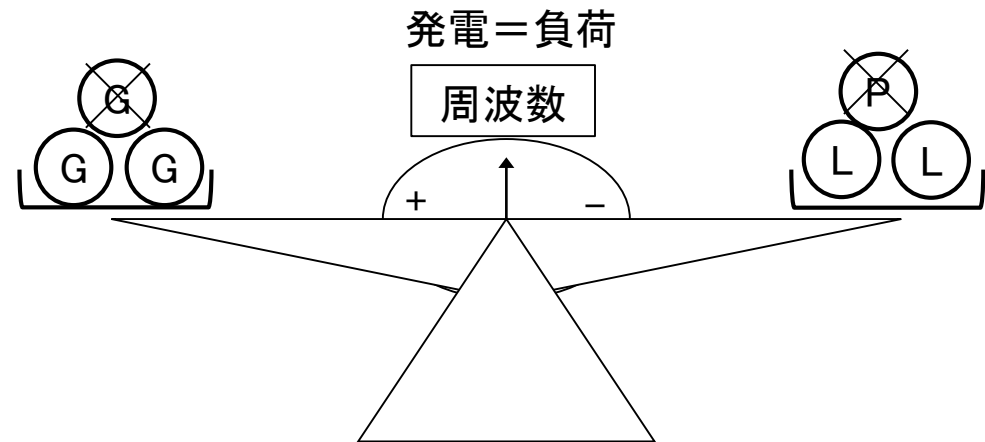
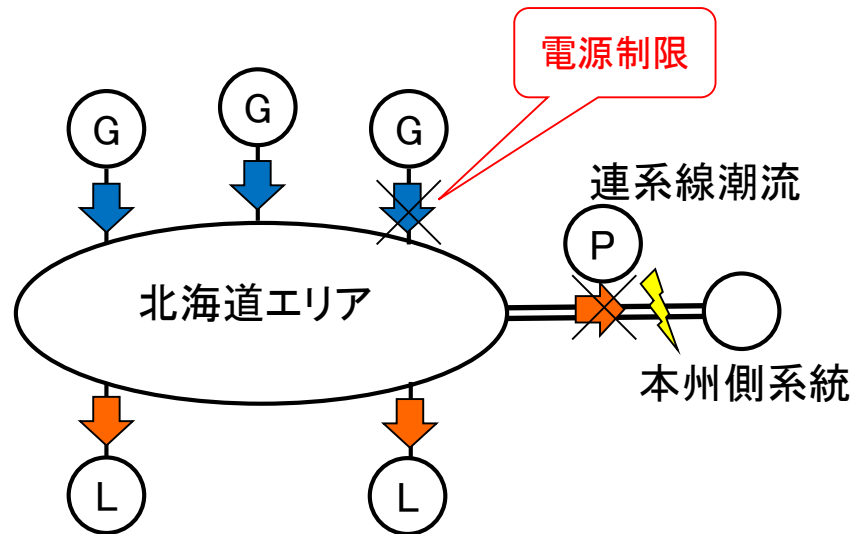
前提条件：
 北海道エリア総需要：300万kW
 南向き潮流：60万kW
 ※このグラフはイメージであり、限界値を示しているものではない。

1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マーシンの減少の検討について

【論点①】いつの予測でマーシンを減少するか。

- 北海道本州間連系設備の順方向(南向き)の区分C1マーシンは、北海道本州間連系設備が緊急停止した際に、北海道エリア内の周波数上昇を過渡的に51.0Hz、仕上がり50.5Hzに抑えるために設定している。
- 従って、北海道本州間連系設備が緊急停止した際に瞬時に供給力を抑制できれば、当該マーシンを減少できる可能性がある。
- ただし、風力発電の特性を考慮すると、年間を通じて最低限見込むことができる出力分のマーシンを減少する方向としたならば、ほとんどマーシンは減少できないことになる。
- 一方で、マーシンを減少し、連系線を有効利用する観点からは、前日スポット市場前にマーシンを減少できることが望ましい。

⇒前日スポット市場前にマーシンを減少することとしてはどうか？

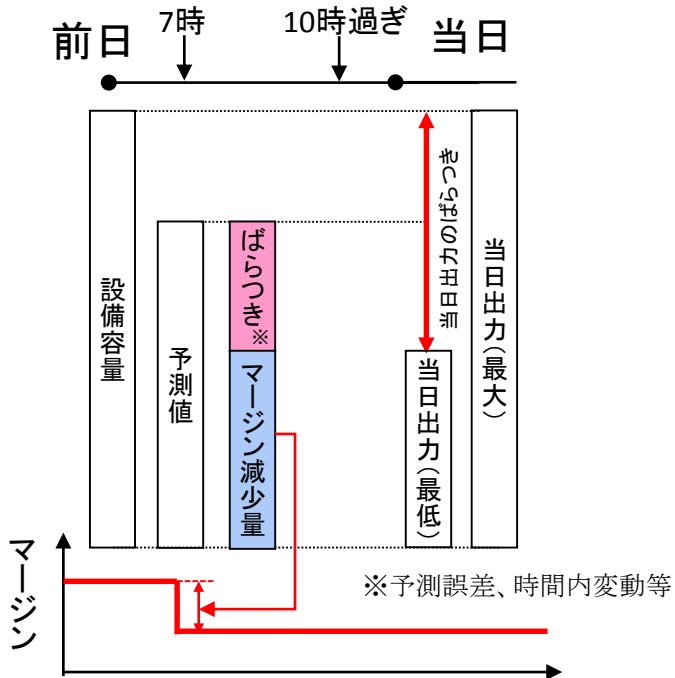


- 北海道風力実証試験では、前日7時の予測値を基にスポット投入量を決定し、また、その時点で実証試験のマージンを減少できる場合(予測が上限、下限に近い場合)はスポット取引前の時点でマージンを減少する運用を予定※1している。

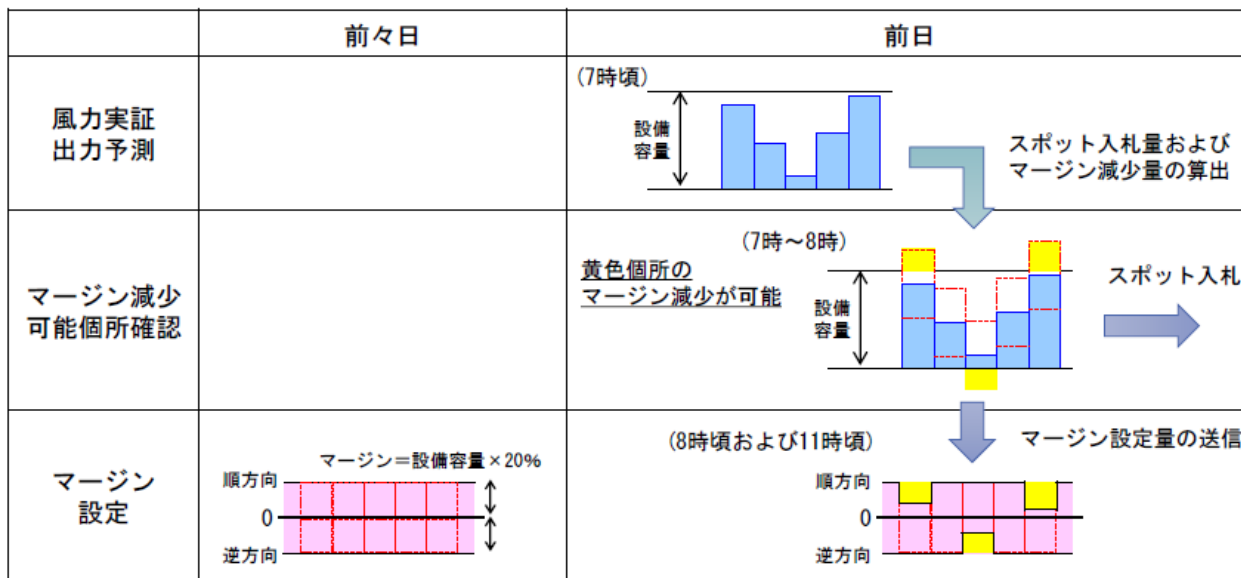
※1:スポット取引前の時点のマージンの減少の運用は、広域機関システム改良後に実施する予定としている。

- 運用面を考慮すれば、電源制限の付与による区分C1マージンの減少についても前日7時の予測値をベースに区分C1マージン減少量を決定し、スポット取引前の時点でマージンを減少する運用とすることが望ましい。

【電源制限の付与による区分C1マージン減少タイミングと量のイメージ】



【北海道風力実証試験で検討しているマージン減少について】



【出典】2017年度 第3回マージン検討会 資料1

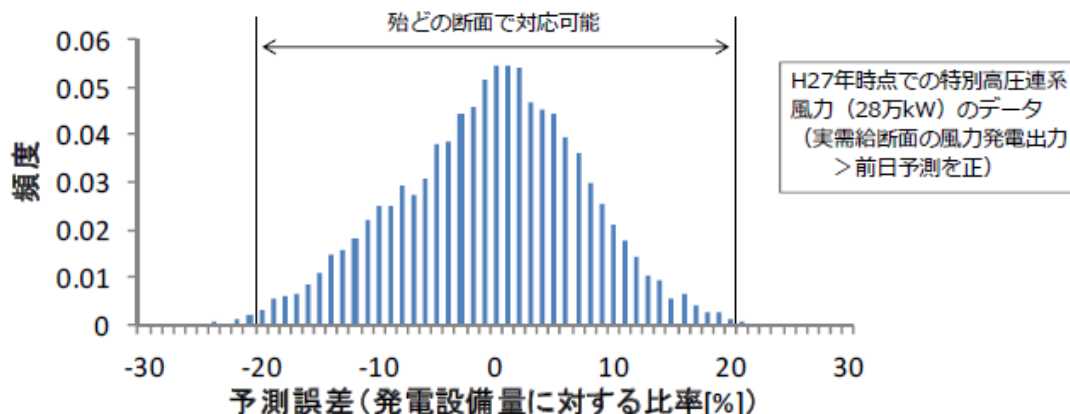
(http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2017/margin_kentoukai_2017_3.html)

【論点②】予測誤差※¹をどう見込むか。

※1:風力発電出力の前日7:00予測と実出力の誤差。

- 2015年時点の特別高圧連系風力のデータにおける多数の風力発電設備の出力を合成した予測誤差については、発電設備量の20%の誤差で概ね正規分布の3σ相当のばらつきとなる※²(ならし効果がある)。
 ※2:北海道風力実証試験においては、予測誤差を発電設備容量の20%としている。
- 一方で、サイト単体のばらつきを見ると、ならし効果がないため誤差が大きく、正規分布にもならないケースがあり、発電設備容量の20%以上の誤差が発生するケースがありうる(ならし効果が無い)。
- マージン減少量の検討においては予測誤差を見込む必要があるがあり、既設の風力発電への適用の場合は、過去データよりサイト毎の特性を踏まえた予測誤差をならし効果も含めて見極めてマージン減少量を設定する必要がある。※導入初期など台数が少ない場合はならし効果が期待できずサイトの特性を見極めた設定が必要。
- 今後連系する風力発電のみを対象とする場合は、初期は台数が少くならし効果が期待できないことと、サイトの予測誤差の特性を事前に精度よく見込むことは難しいため、例えば1年程度データを取得し、そのサイトの特性も踏まえた予測誤差を見極めた上で、2年目以降で、区分C1マージンを減少する方向で検討することが望ましいのではないか。

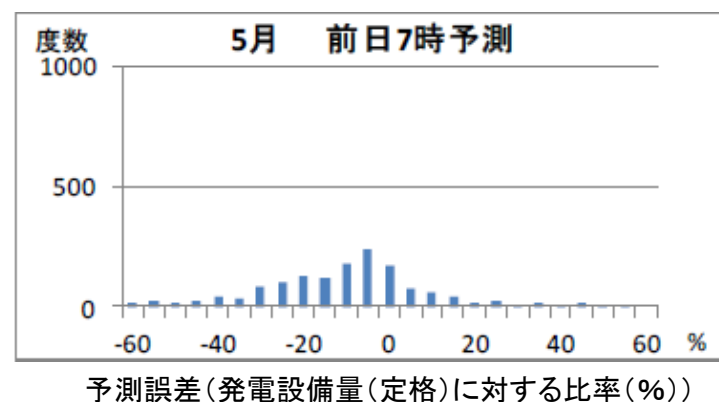
【2015年時点の特別高圧連系風力の予測誤差の分布】



【出典】第14回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2-2

(http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_14_haifu.html)

【あるサイトの2016年5月の予測誤差の分布】



【出典】北海道電力株式会社殿にヒアリング

1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討について

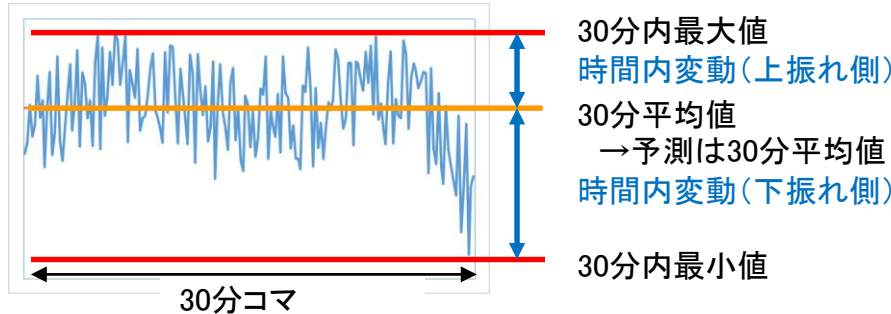
【論点③】風力発電出力の30分時間内変動※1をどう考えるか。

※1:風力発電出力の30分平均値からの変動。

- 2016年度の既存設備の30分時間内変動実績を確認したところ、**発電設備量の7~17%の下振れ変動があった(ならし効果がある)。**
- 一方で、論点②と同様にならし効果が無い場合の**30分時間内変動はさらに大きくなる。**

⇒マージン減少量の検討においては**30分時間内変動を見込む必要があり**、論点②と同様に、既設の風力発電への適用の場合は、過去データよりサイト毎の特性を踏まえた30分時間内変動を見極める必要がある。一方で、今後連系する風力発電の30分時間内変動を導入前に精度よく見込むことは難しいため、導入初期は、区分C1マージンを減少せず、例えば1年程度データを取得し、そのサイトの特性も踏まえた30分時間内変動を見極めた上で、2年目以降で、区分C1マージンを減少する方向で検討することが望ましいのではないか。

【風力発電出力の30分時間内変動のイメージ】



【風力発電実績の一例】



【2016年度の既存設備の時間内変動実績】

| | 設備量 | 最大変動値 | | 3σ | |
|-----|-----|---------|----------|---------|----------|
| | | +側 | -側 | +側 | -側 |
| 4月 | 279 | 33 (12) | -27 (10) | 28 (10) | -22 (8) |
| 5月 | 279 | 35 (13) | -34 (12) | 29 (10) | -26 (9) |
| 6月 | 279 | 30 (11) | -19 (7) | 19 (7) | -15 (5) |
| 7月 | 279 | 20 (7) | -18 (7) | 17 (6) | -17 (6) |
| 8月 | 279 | 25 (9) | -23 (8) | 22 (8) | -20 (7) |
| 9月 | 279 | 17 (6) | -25 (9) | 15 (5) | -17 (6) |
| 10月 | 279 | 62 (22) | -48 (17) | 35 (13) | -31 (11) |
| 11月 | 279 | 34 (12) | -39 (14) | 32 (11) | -29 (10) |
| 12月 | 279 | 35 (13) | -34 (12) | 26 (9) | -29 (10) |
| 1月 | 279 | 36 (13) | -29 (10) | 26 (9) | -24 (9) |
| 2月 | 313 | 48 (15) | -35 (11) | 39 (13) | -30 (9) |
| 3月 | 313 | 29 (9) | -34 (11) | 26 (8) | -28 (9) |

カッコ内は設備量に対する%

【論点④】マージン減少量をどう考えるか

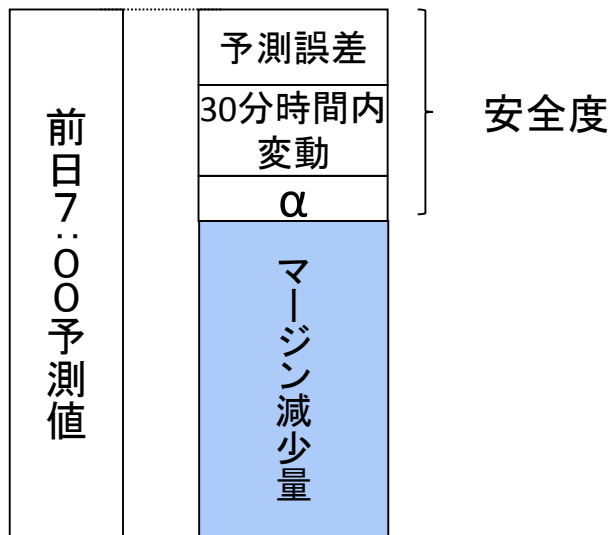
- 電源制限量不足側の裕度が無いことから、マージン減少量の考え方は下記の通りとしてはどうか。

$$\text{マージン減少量} = \text{前日7:00時点の出力予測量} - \text{安全度}^{*1}$$

※1: 安全度 = 予測誤差(下振れ側)(見込み) + 30分時間内変動(下振れ側)(見込み) + α ※2

※2: α については、予測誤差や30分時間内変動の見込み方によっては、合わせて一定量の裕度を持った方が良い可能性もあるため記載している。必要性も含めて、予測誤差や30分時間内変動の検討に合わせて、運用開始までに検討する。

⇒ 上記のマージン減少量とすれば、技術的には実現可能と考えられる。



【論点⑤】電源制限必要量と電源制限実施量の誤差にどう対応するか。

■ 実運用上の電源制限必要量と電源制限実施量は、下記のような原因で誤差が発生することが想定される。

- (1)リアルタイム出力値の取得タイムラグによる出力変動
- (2)電源制限指令から実際に電源制限するまでのタイムラグによる出力変動
- (3)電源制限不動作・誤動作リスク(系統側及びサイト側の設計ミス、故障等)
- (4)電源制限実施量がサイト毎またはユニット毎等の離散的な出力となることによる差異
- (5)計測器誤差、故障、欠測等

⇒上記以外にもばらつき要因がある可能性があること、及び、電源制限量不足側には裕度が無いが、電源制限量過剰側には裕度があることから、電源制限目標量は、下記の量としてはどうか。

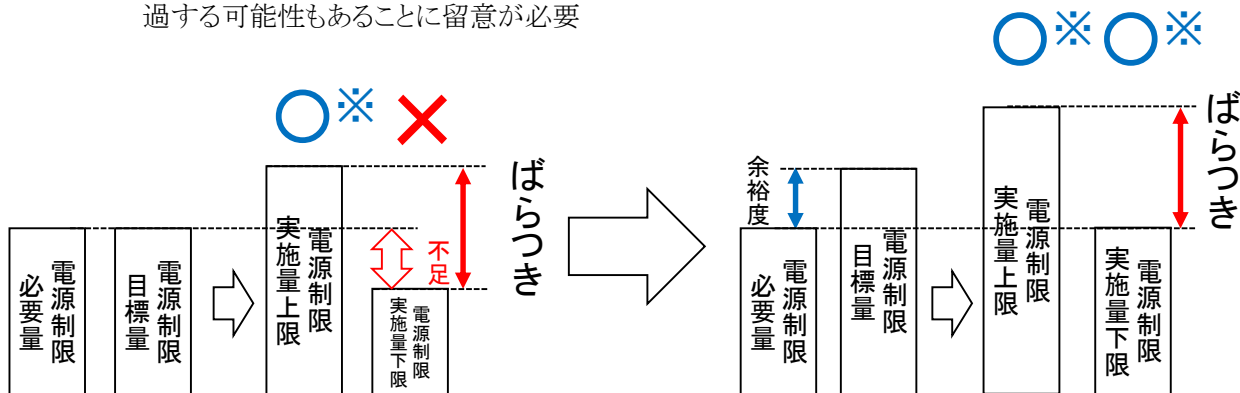
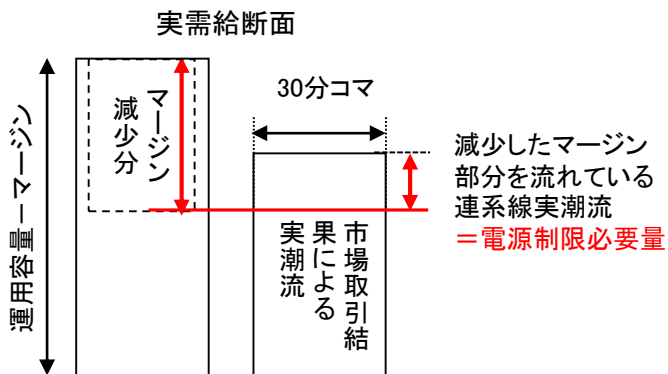
電源制限目標量 = 電源制限必要量 + 余裕度

※具体的な余裕度については、見込み過ぎると過制御になる可能性があることに留意して電源制限の運用開始までに決定する。

【電源制限実施量と余裕度のイメージ】

※余裕度を大きくしすぎると、過制御となり、周波数低下限度を超過する可能性もあることに留意が必要

【減少したマージン部分の潮流と電源制限必要量の関係イメージ】



- 仮に前述のマージン減少量の算出式を下記のように置き換えた場合のマージン減少見込み量は、月毎の試算では、電源制限付風力発電設備量の1%~14%、年間平均では5~6%となる。

前述の算定式： マージン減少量＝前日7:00時点の出力予測量－安全度

安全度＝予測誤差(下振れ側)(見込み)＋30分時間内変動(下振れ側)(見込み)＋ α

試算の算定式： マージン減少量＝2016年度出力実績－安全度

安全度＝予測誤差(20%)＋30分時間内変動(10% or 15%)＝30% or 35%※

※比率は、設備容量に対する比率を表す。 $\alpha = 0$ としている。

【マージン減少量試算結果】

| | 設備量 | [MW] | |
|---------------|-----|-----------|-----------|
| | | 安全度30%の場合 | 安全度35%の場合 |
| 4月 | 279 | 19 (7) | 14 (5) |
| 5月 | 279 | 16 (6) | 10 (4) |
| 6月 | 279 | 9 (3) | 6 (2) |
| 7月 | 279 | 5 (2) | 2 (1) |
| 8月 | 279 | 6 (2) | 4 (2) |
| 9月 | 279 | 6 (2) | 4 (1) |
| 10月 | 279 | 38 (14) | 30 (11) |
| 11月 | 279 | 28 (10) | 22 (8) |
| 12月 | 279 | 34 (12) | 26 (9) |
| 1月 | 279 | 22 (8) | 18 (7) |
| 2月 | 313 | 26 (8) | 20 (6) |
| 3月 | 313 | 13 (4) | 10 (3) |
| 年間での設備量に対する割合 | | 6% | 5% |

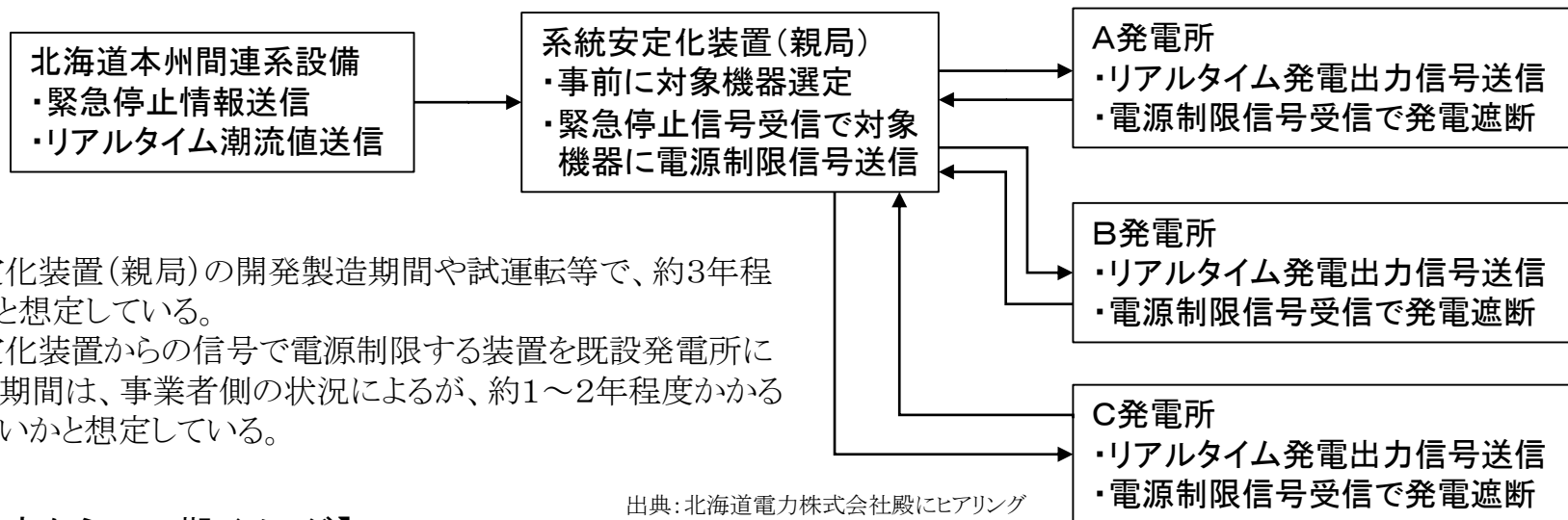
※算出した結果マイナスになるものは0とし、各月毎の平均値を算出している。

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について
- ## 1-4. 電源制限システムと工期のイメージについて

1-4. 電源制限システムと工期のイメージについて

- 電源制限システムのイメージは、下図のようなシステムを想定しており、実施決定からの工期は約3年程度かかると想定している。

【電源制限システムイメージ】



- ※系統安定化装置(親局)の開発製造期間や試運転等で、約3年程度かかると想定している。
- ※系統安定化装置からの信号で電源制限する装置を既設発電所に設置する期間は、事業者側の状況によるが、約1～2年程度かかるとはなれないかと想定している。

出典: 北海道電力株式会社殿にヒアリング

【実施決定からの工期イメージ】

| | 決定から1年 | 決定から2年 | 決定から3年 |
|-------------------|--------|--------|--------|
| 系統安定化装置の開発 | → | | |
| 発電所の選定 | → | | |
| 選定した発電所へ電源制限装置を設置 | | → | |

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について
 - 1-5. 電源制限付与による区分C1マージンの減少の実施判断について

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について

1-5. 電源制限付与による区分C1マージンの減少の実施判断について

- 実際に北海道本州間連系設備順方向(南向き)の潮流が混雑傾向となれば、マージンを減少するメリットが生じる。
 - しかし、混雑傾向となる時期を見通すことが難しいため、予め準備するためには、系統安定化装置(親局)の開発等への先行的な投資が必要となる。
- ⇒北海道本州間連系設備順方向(南向き)の潮流状況の変化の傾向が確認された場合や大きな電源構成の変化の時期が予見できる場合に、例えば広域メリットオーダーシミュレーション等によるマージンの減少による電力取引上の経済的メリットを評価した上で、その経済的メリットが電源制限システム構築・運用費用を上回ることが想定された時点で、速やかに実施の検討を開始することでどうか。

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マーヅンの減少策の検討について
 - 1-6. 区分C1マーヅンの代替策とする電源制限の対象となる電源の選定と費用負担について

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について

1-6. 区分C1マージンの代替策とする電源制限の対象となる電源の選定と費用負担について

- 第26回広域系統整備委員会において、コネクト&マネージの中のN-1電制の課題について検討されており、
 - ・N-1電制の対象電源は、実運用を考慮し選定する方が望ましいと考えられるため、電制のオペレーションとその費用の負担は切り分けて考えていく。
 - ・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。

という方向性が示されている。

- この検討は、既存発電設備への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の電源制限の対象となる電源の選定の考え方及び費用負担の考え方に適用できる可能性がある。
⇒既存発電設備への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の電源制限の対象となる電源の選定の考え方及び費用負担の考え方については、広域系統整備委員会で検討されるコネクト&マネージの中のN-1電制の課題について、今後整理される考え方を準用する方向で検討することとしてはどうか。

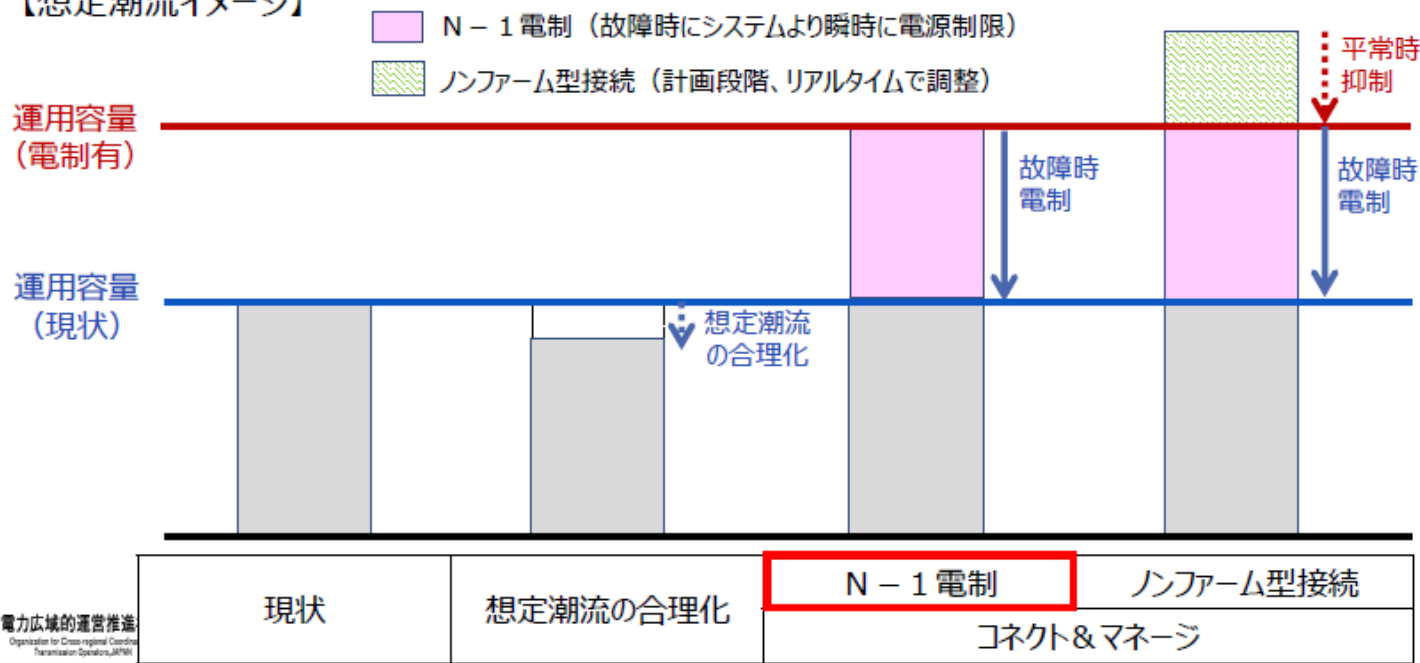
2-1-1.

N-1電制に関する検討の進め方

30

- コネクト&マネージのうち、まずは、N-1電制適用にあたっての課題を抽出し、論点を明確にする。
- N-1故障時には、従来から給電指令による電源抑制は実施されてきたが、リレーシステムで瞬時に電源制限を行うN-1電制については、各一般送配電事業者によりその適用の実態や考え方にばらつきがあった。
- このため、N-1電制の適用について統一的な考え方にに基づき水平展開していくことが、更なる流通設備効率の向上に資するものと考えられる。

【想定潮流イメージ】



2-1-8.

40

④ N-1電制の課題(受益と負担に関する基本的な考え方)

- N-1電制適用による受益と負担の関係から、N-1電制適用に係る費用負担等の検討の方向性を整理する必要がある。
- ただし、N-1電制の対象電源は、実運用を考慮し選定する方が望ましいと考えられるため、電制のオペレーションとその費用の負担は切り分けて考えていくことだろうか。

| 受益者 | 受益の考え方 | 負担の考え方 |
|--------------------------------|--|-----------------------------|
| 【案1】 新規接続電源のみ | N-1電制を了承することにより、従来、システムアクセスのために必要な設備増強の費用が軽減でき早期接続が可能となる | N-1電制適用により生じる費用は新規接続電源の特定負担 |
| 【案2】 新規接続電源 およびシステム利用者全体 | 上記に加えて、送配電設備の有効活用による送配電投資抑制の観点からシステム利用者全体にも受益がある | 新規接続電源の特定負担および一般負担 |

↓ N-1故障発生

| 新規電源の 接続条件 | ①平常時 | ②N-1故障直後 | | | ③設備停止作業 |
|---------------------|--------------|------------------------------|-----------------------|--------------------------|------------------------------------|
| | | 実運用での オペレーション | 出力制限に伴う機会 損失費用の負担 | 電制装置設置費用の 負担 | 作業調整に伴う費用の 負担 |
| 現状 (N-1故障時の出力抑制) | 混雑なし | 約款に基づく 給電指令 ^{※1} | 出力抑制対象者 の特定負担 | 費用負担ガイドライン (受益に応じた負担) | 当該システムの事業者全体で特定負担 |
| N-1 電制 導入後 | 【案1】 混雑なし | 実運用を考慮し 最適と考えられる 電源を制限 | 新規接続電源の 特定負担 | 新規接続電源の 特定負担 | 新規接続電源の 特定負担 |
| | 【案2】 混雑なし | | 当該システムの事業者 全体で特定負担 | 費用負担ガイドライン (受益に応じた負担) | ・当該システムの事業者全体で特定負担 ・新規接続電源の特定負担 |

↳ 課題⑤ (P41)に関連

↳ 課題⑤ (P42)に関連

※1 運用者が抑制する電源を判断

2-1-9.

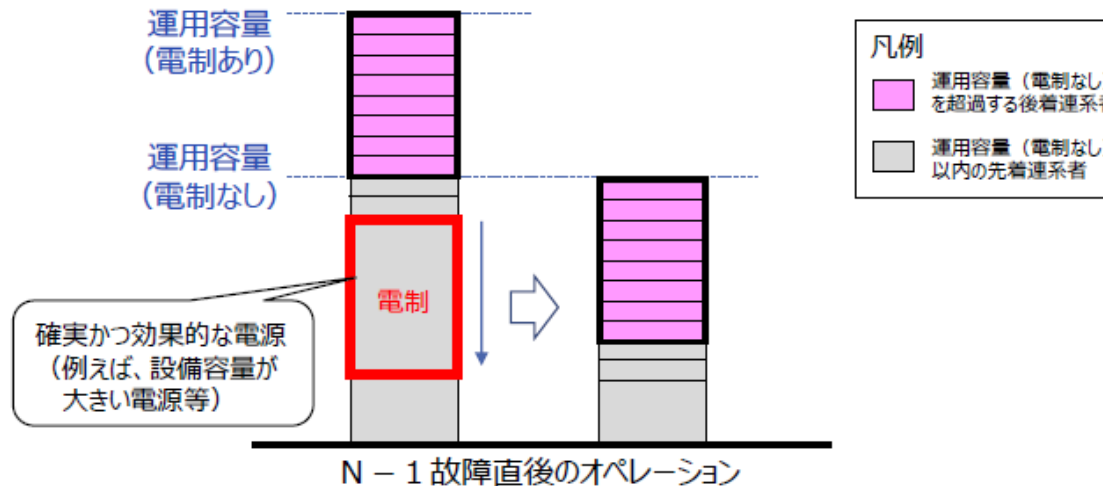
41

⑤ N-1電制の課題 (N-1電制適用時のオペレーションと費用負担)

■ N-1電制適用に伴うオペレーションは、(1)N-1故障直後のオペレーション、(2)計画的な作業および故障継続時における作業停止に至るまでのオペレーションに大別される。

(1) N-1故障直後のオペレーションと費用負担

- ✓ N-1故障後秒オーダーでのオペレーションが必要となるため、電制対象 (P38) などの条件を考慮のうえ、確実かつ効果的な電制対象電源をあらかじめ選定しておく必要がある。
 - 例えば、小規模かつ膨大な電源を電制対象とすると、システムの信頼性 (確実性) や効率の観点から課題がある
 - また、配電系統は系統変更が頻繁に行われるため、配電系統の電源を電制対象とすると、不要電制や電制不足など確実性に課題がある
- ✓ ただし、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。



(余白)

1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について

1-7. 今後の検討課題

1-7. 今後の検討課題

発電設備の運転可能周波数の拡大等

- 現在の北海道電力株式会社の「系統アクセスマニュアル」内の発電設備の系統連系技術要件における発電設備の運転可能周波数は、下記の通りとなっており、この基準を元に、周波数上昇限度値を過渡的に51.0Hz以下、仕上がり周波数50.5Hz以下と定めて運用している。この運転可能周波数または周波数上昇限度値を拡大できれば、周波数上昇に対する裕度が上昇する。

連続運転可能周波数：48.5Hz～50.5Hz

運転限界周波数 ：下限47.0Hz、上限51.5Hz

- 運転可能周波数または周波数上昇限度値の拡大検討にあたっては、第11回系統WG資料4-2「今後の中国九州間連系線の運用容量について」と同様に

- ① 発電設備の運転可能周波数の確認
- ② 発電設備等の周波数上昇リレー(OFR)整定値の調査・確認と大量解列防止方法の確立
- ③ 北海道エリアが単独系統となった後の周波数維持制御の確認

等が必要であるため、今後の検討課題として北海道本州間連系設備でも検討を行ってはどうか。

- また、周波数上昇リレー(OFR)の整定値を見直すことで、周波数上昇防止対策となり得る可能性も考えられるため、今後の検討課題として検討を行ってはどうか。

6. 今後の中国九州間連系線の中国向きの運用容量に係る課題

10

○ 今後、太陽光発電をはじめとした再エネの導入拡大に伴い、年末年始や春秋の休日等には、再エネの出力制御や九州エリアの周波数上昇制約が顕在化する可能性が高くなる。
このため、引き続き、以下の検討を進めていく。

(1) 電制量の拡大

- ・ 更なる電制量の拡大に向けて、「安定化装置による転送遮断」について検討する。

(2) 九州エリアにおける発電設備の運転可能周波数の拡大

- ・ 運転可能周波数の拡大検討にあたっては、
 - ① 発電機の運転可能周波数の確認
 - ② 自家発、太陽光発電等の周波数上昇リレー(OFR)整定値の調査・確認と大量解列防止方法の確立
 - ③ 九州エリアが単独系統となった後の周波数維持制御の確認等が必要であるため、今後、継続的に検討を進めていく。

(余白)

2. 北海道エリアへの風力導入拡大の検討について

2-1. 系統WGからの検討要請内容について

- 第11回系統WGにおいて、下記の2点の内容について広域機関他で検討が必要とされた。
⇒下記の検討1の内容について、今回の委員会で検討し、系統WGに検討結果を報告する。
※検討1のスキームは、電源制限の付与により開放したマージン部分を当該風力発電の出なり出力で使用するスキームではない。
※検討2については、今後の本委員会で検討し、系統WGに報告する。

北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策②

7

- 系統側蓄電池については、募集枠100万kWに対して、250万kWの接続検討申込みあり。北海道電力は、蓄電池設置時期である平成34年度までに連系可能な地点に計画されている案件について、N-1電制や潮流調整システムの適用、代替連系等の対策を講じた上で、今後入札で第I期60万kW分を選定する方針。なお、北海道電力が発電事業者と連携し、出力制御の運用方法についてその高度化を図るべく検討すべきではないか。

2-2. で検討

- 上記対策に加え、風力発電の更なる連系拡大に向けた調整力の確保のためには、従来からの取組である「短周期変動対策のためのサイト蓄電池設置」や「長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保」に加えて、新たな取組として「風力発電への電源制限の付与による北本連系線の更なる活用」を組み合わせた対策を検討することが必要ではないか。なお、その対策は北本連系線の利用が前提になることから、広域機関及び北海道電力等において、北本連系線の南向きマージン解放の検討が必要。

1-3. で検討

- また、平成31年に北本連系線が増強（30万kW）されることも踏まえつつ、短周期変動対策としての平常時AFC調整幅（±6万kW）の拡大の可能性等、連系線の今後の活用のあり方について、広域機関及び北海道電力における検討が必要ではないか。

【検討1】
→今回検討

【検討2】
→今後検討

■ 現状の北海道エリアの風力発電の接続可能量は、通常枠(31万kW)、解列条件付(5万kW)、実証試験(20万kW)の合計56万kWとなっている。

2. 風力発電の接続可能量

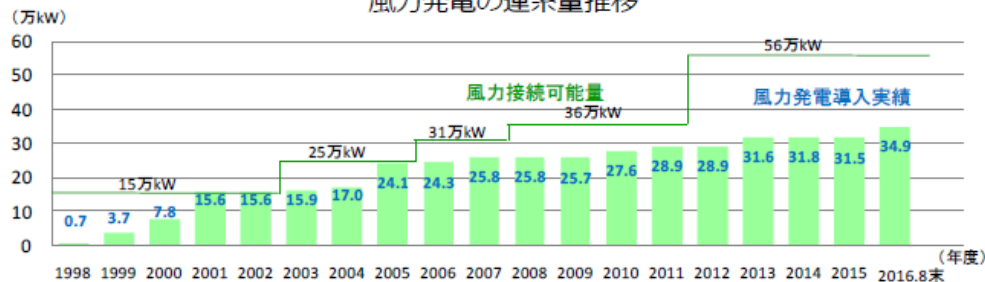
【北海道エリアの風力発電の接続可能量】

- 北海道エリアの風力発電については、「短周期変動 調整面」、「長周期変動 調整面」から、実績データに基づく接続可能量の評価を進め、段階的に連系量を拡大してきており、現在の接続可能量は36万kW(実証試験案件を除く)、連系量は34.9万kWとなっている。
- 現状において、システムの維持、安定に必要な調整力は限界に達する状況であることから、システムに影響を与えないよう対策することで、さらなる連系拡大が可能となる。

風力発電の接続可能量

| | ①短周期変動 調整方面 | ②長周期変動 調整方面 | ③下げ代面 |
|-------|--|---|--------------------------|
| 通常枠 | 北海道の調整力で対応可能な連系量(平滑化効果込み) 【56万kW】 | 火力3台時の調整力により対応可能な連系量 【31万kW】 | 30日等出力制御枠 【36万kW】 |
| 解列条件付 | | 火力4台時の調整力により対応可能な連系量 【36万kW (+5万kW)】 | |
| 実証試験 | | 北本により風力変動相当分を送電 【56万kW (+20万kW)】 | - |

風力発電の連系量推移



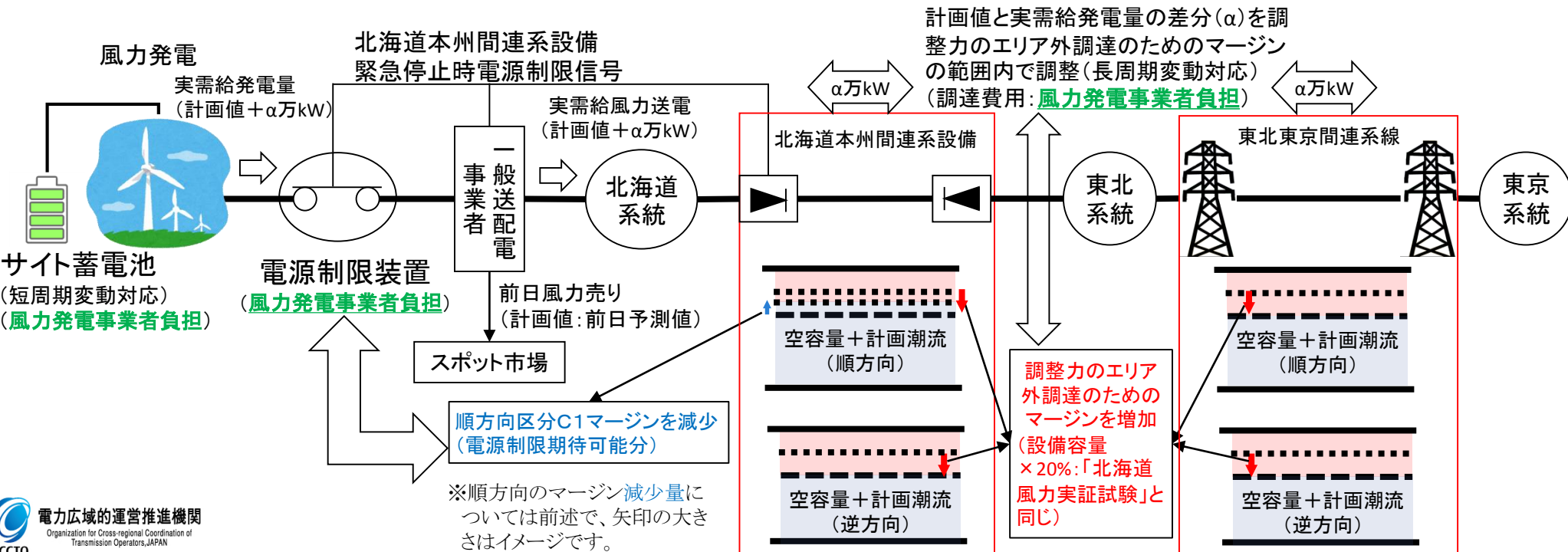
5

○現状の接続可能量との関係

| | |
|-----------|--|
| 長周期変動調整方面 | 「北海道風力実証試験」と同様に北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線を使って、エリア外の調整力で対応(長周期変動対応部分の蓄電池容量を低減)(調整力調達費用は、 風力発電事業者負担) |
| 短周期変動調整方面 | サイト蓄電池(風力発電事業者負担)(1%以下の変化スピードに抑制) |
| 下げ代面 | 下げ代不足時は、無制限抑制(指定電気事業者制度) |

○マージン減少・増加の関係

| | | |
|------------|-----|--|
| 北海道本州間連系設備 | 順方向 | 電源制限装置(風力発電事業者負担)設置により、区分C1マージンを一部 減少 +区分C1マージンを 増加 |
| | 逆方向 | 区分C1マージンを 増加 |
| 東北東京間連系線 | 順方向 | 区分C1マージンを 増加 |
| | 逆方向 | 区分C1マージンを 増加 |



2. 北海道エリアへの風力導入拡大の検討について

2-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

①技術的実現可能性

- 系統WGにおいて想定されている長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保については、北海道風力実証試験※¹と同様の仕組みとなっている。
- 北海道風力実証試験においては、既存設備の予測誤差実績に基づき北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向に風力発電設備量20万kWの20%の量の調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することで、長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保が可能とした。
- 同じ仕組みの量の拡大であるので、北海道風力実証試験同様、**北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向に風力発電設備量の20%の量の調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することができれば、技術的には実現可能である。**なお、北海道風力実証試験において、今後特段の問題が発生した場合※²は見直しが必要となる。
- 2019年度(平成31年度)以降で、間接オークション導入以降※³の現状の予備力・調整力マージン以外の最大マージン設定可能量は、22万kW※⁴となっている(次ページ参照)。ただし、ここには北海道風力実証試験のマージンは含まれておらず、当該マージンは最大4万kWであることから、**最大18万kWが長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のために物理的に設定可能なマージンの量となる**※⁵。

※1:2017年11月より初号機の試運転の開始が予定されており、マージンを設定して東京エリアより調整力を調達する。

※2:北海道風力実証試験において、風力発電の導入拡大に伴う系統影響の確認(20万kWの追加導入による平滑化効果や系統周波数に与える影響を確認)を実施する予定としており、その結果、問題があることが判明した場合は、見直しが必要となる可能性があることに留意が必要。

※3:間接オークションは、2018年度中に開始する予定で検討されており、当該スキームによる風力発電の連系開始は、間接オークション導入以降となると想定される。

※4:北海道本州間連系設備の増強(2019年3月運開予定)後のマージンについては未整理であり、今後の検討により、マージンを増加させることになる場合は、今回のスキーム用に技術的に設定可能なマージンの量は減少する可能性があることに留意が必要。

※5:運用容量、予備力・調整力マージン等は、将来の需要想定、電源構成等により、変更になる可能性があるため、今回のスキーム用に物理的に設定可能な量は、今後変動する可能性がある。なお、追加設定したマージンの量分が、間接オークション導入後の空容量の減少となり、市場取引可能量の減少につながる。

(参考)2017年度(平成29年度)長期計画断面の連系線の状況

| 2019(平成31)年度～2026(平成38)年度の運用容量、マージン、計画潮流および空容量 | | | | | | | (MW) |
|--|-------------|------|-----|------|-------------|----------|--|
| 対象断面 | 連系線 | 年 | 方向 | 運用容量 | 予備力・調整力マージン | 運用容量決定要因 | 間接オークション導入以降の予備力・調整力マージン以外の最大マージン設定可能量 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2019 | 順方向 | 900 | 500 | 熱容量 | 400 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2020 | 順方向 | 900 | 500 | 熱容量 | 400 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2021 | 順方向 | 900 | 500 | 熱容量 | 400 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2022 | 順方向 | 900 | 500 | 熱容量 | 400 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2023 | 順方向 | 900 | 500 | 熱容量 | 400 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2024 | 順方向 | 900 | 500 | 熱容量 | 400 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2025 | 順方向 | 900 | 500 | 熱容量 | 400 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2026 | 順方向 | 900 | 500 | 熱容量 | 400 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2019 | 逆方向 | 900 | 530 | 熱容量 | 370 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2020 | 逆方向 | 900 | 550 | 熱容量 | 350 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2021 | 逆方向 | 900 | 550 | 熱容量 | 350 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2022 | 逆方向 | 900 | 550 | 熱容量 | 350 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2023 | 逆方向 | 900 | 550 | 熱容量 | 350 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2024 | 逆方向 | 900 | 550 | 熱容量 | 350 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2025 | 逆方向 | 900 | 550 | 熱容量 | 350 |
| 長期 | 北海道・本州間連系設備 | 2026 | 逆方向 | 900 | 550 | 熱容量 | 350 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2019 | 順方向 | 5030 | 800 | 安定度 | 4230 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2020 | 順方向 | 5030 | 800 | 安定度 | 4230 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2021 | 順方向 | 5030 | 810 | 安定度 | 4220 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2022 | 順方向 | 5030 | 810 | 安定度 | 4220 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2023 | 順方向 | 5730 | 810 | 安定度 | 4920 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2024 | 順方向 | 5730 | 810 | 安定度 | 4920 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2025 | 順方向 | 5730 | 820 | 安定度 | 4910 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2026 | 順方向 | 5730 | 820 | 安定度 | 4910 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2019 | 逆方向 | 600 | 380 | 周波数 | 220 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2020 | 逆方向 | 610 | 390 | 周波数 | 220 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2021 | 逆方向 | 610 | 390 | 周波数 | 220 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2022 | 逆方向 | 620 | 390 | 周波数 | 230 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2023 | 逆方向 | 620 | 400 | 周波数 | 220 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2024 | 逆方向 | 630 | 400 | 周波数 | 230 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2025 | 逆方向 | 630 | 400 | 周波数 | 230 |
| 長期 | 東北東京間連系線 | 2026 | 逆方向 | 640 | 400 | 周波数 | 240 |

※予備力・調整力マージンには、北海道風力実証試験のマージンは含まれていない。

【出典】電力広域的運営推進機関HP（系統情報サービス>その他情報>各種情報参照>各種情報>カテゴリ:空容量）



- 実証試験目的 : 地域間連系線の活用などによる風力発電の連系拡大を実証
- 風力発電連系規模 : 20万kW
(改正FIT法にもとづく送配電買取)
- 実証試験開始時期 : 実施案件の風力発電の系統連系後
(平成29年秋頃開始予定)
- 実証試験スキーム概要



風力発電出力制御技術の導入
調整力が不足する場合※には、風力発電の出力を制御し、電力系統の安定化を図る。
※ 地域間連系線の停止など、この場合の出力制御は無補償となる

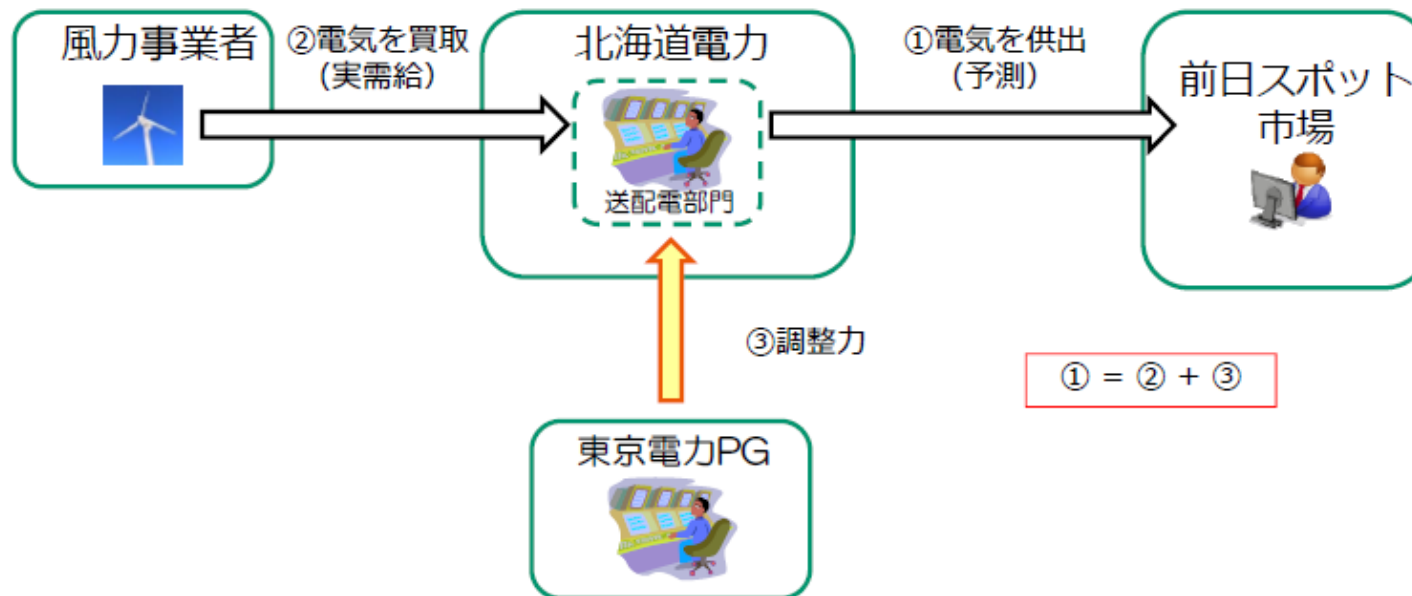
地域間連系線の活用
風力発電の長周期変動に対応する調整力を地域間連系線を介して東京電力PGから調達

4 無断複製・転載・開示禁止 北海道電力株式会社・東京電力パワーグリッド株式会社



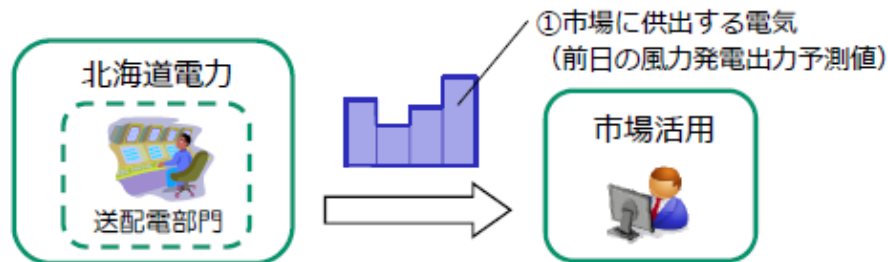
○実証試験のための調整力調達の考え方(1)

- 風力発電出力予測値(30分値)に基づいて、前日スポット市場に供出(①)、風力発電を北海道電力(送配電部門)が買取(②)。市場に供出する電気と実需給の風力発電出力の差分を北海道電力が調整
- 北海道電力は調整力不足に対応するため、地域間連系線を介して東京電力PGから調整力(長周期変動)を調達(③)

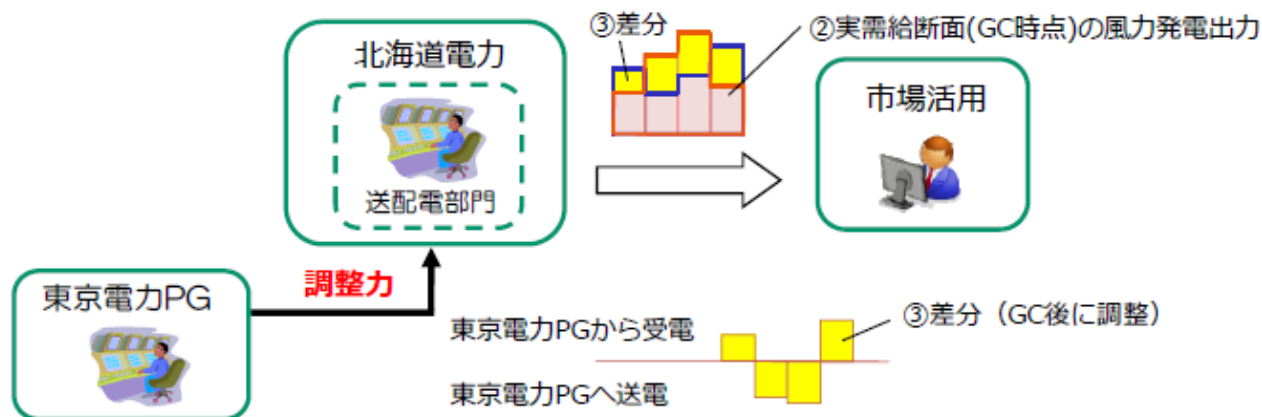




<前日断面>



<実需給断面>



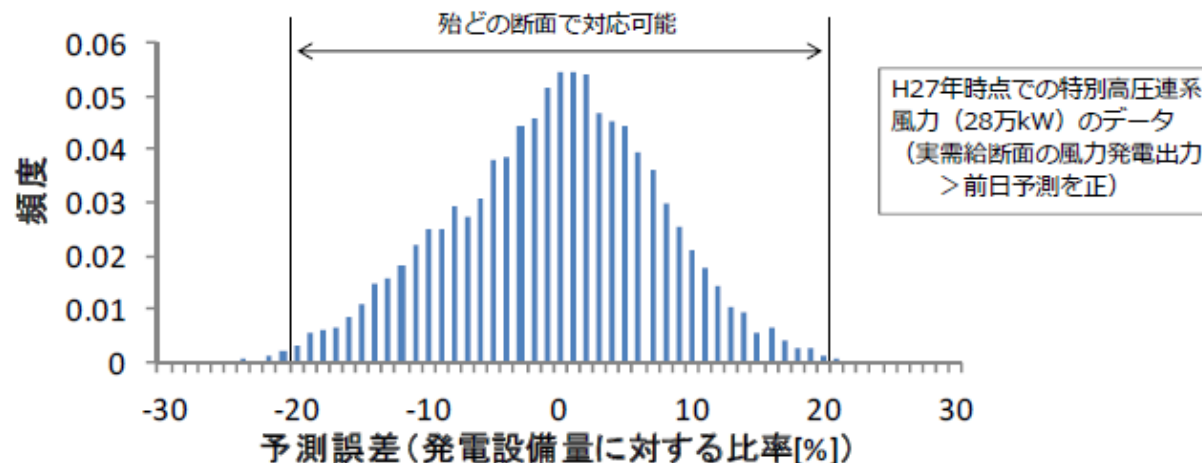


○実証試験のための調整力調達の考え方(2)

- 実証試験においては、風力発電の長周期変動に相当する電力に対して、東京電力PGから調整力を調達して北海道エリアにおける風力発電導入拡大を検証
- 調整力調達のための枠(調整力枠)は、過去実績から風力発電予測誤差20%に対応できる量を設定

$$\text{調整力枠} = \text{風力発電予測誤差}20\% * \times \text{連系量}$$

※ 風力発電連系量に対する予測誤差の割合。実証試験を通して、必要な調整力枠を検証する





○実証試験における検討・確認項目

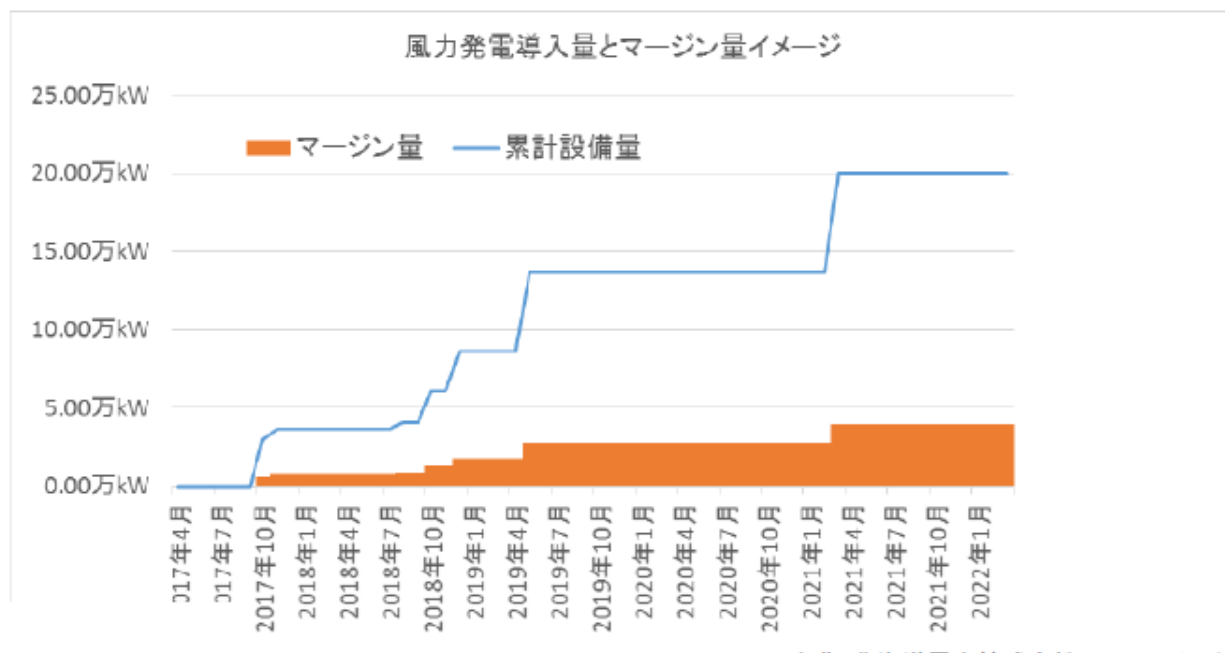
| | 項目 | 内容 |
|---|---------------------|--|
| ① | 地域間連系線の効率的な利用方策の検討 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 風力発電出力予測等に応じて、実際に使用した調整力の量を確認しながら、必要な調整力枠を検証 |
| ② | 風力発電の導入拡大に伴う系統影響の確認 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 20万kWの追加導入による平滑化効果や系統周波数に与える影響を確認 |
| ③ | 風力発電の出力制御技術の確認 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 地域間連系線の停止などによって北海道エリアの調整力が不足する場合、出力上限値を定めることにより、風力発電出力を制御 ・ 風力発電所の出力制御の動作状況や風力発電の発電量に与える影響を確認 |

論点2: マーシンの必要性・量について

- 前回の議論では、実証試験にかかるマーシンのとして、関係一般送配電事業者の提案通りの量をスポット市場の前の段階で設定することに特に反対のご意見は無かった。
 - ただし、マーシンの設定量を減少できるケースでは、マーシンの減少を検討するべきというご意見があった。
- 関係一般送配電事業者の提案通りのマーシンの必要性・量を認めた上で*1、マーシンの設定量を減少できるケースでは、マーシンの減少を検討*2することでよいか。

*1: 2017年度のマーシンの設定方法については、論点3

*2: マーシンの減少の検討は、追加論点として後述。



出典: 北海道電力株式会社へのヒアリング

【事務局追記】

関係一般送配電事業者から提案されたマーシンの量は、「連系量 × 20%」

- ※ 風力発電の導入スケジュールは現時点の予定であり、変更になる可能性がある。
- ※ 具体的なマーシンの設定量、時期等は、マーシンの検討会で検討するが、仮に累計出力の20%とし、0.1万kW単位に切り上げた場合のマーシンの量を示している。
- ※ 6.35万kWについては追加募集を実施している。追加募集枠については、原則として2021年3月末日までに連系開始できることが条件となっていることから、仮に2021年3月に導入されるとしてグラフ化している。

論点1: 実証試験にかかるマーヅンの設定方法

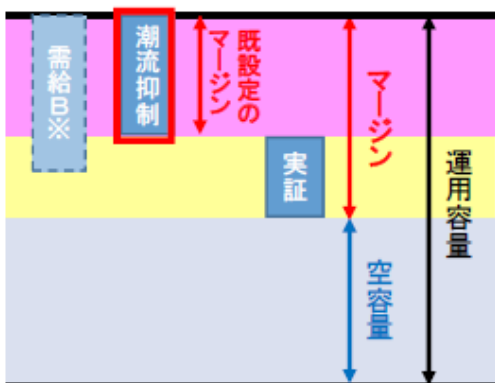
3

■ 前回の議論では、実証試験にかかるマーヅンは、実証試験以外の目的で設定しているマーヅんに**加算して設定する**事務局の提案に賛同するご意見が大勢であった。

→ **北海道風力実証試験にかかるマーヅンについては、(論点2で必要性を認める場合は)実証試験以外の目的で設定しているマーヅんに加算して設定することでよいか。**

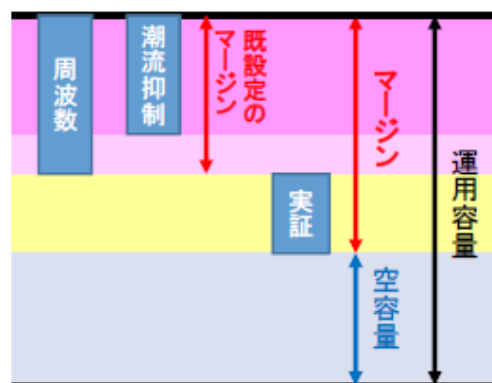
【実証試験にかかるマーヅンの設定(案)】

(北海道本州間連系設備**順方向**イメージ)



※東京エリア内予備力見合いで実需給断面に向けて減少し、通常は、0となっているため、このイメージでは考慮していない。

(北海道本州間連系設備**逆方向**イメージ)



(凡例)

- 実証 } 実証試験にかかるマーヅン必要量
- 周波数 } 区分B1マーヅン必要量
- 潮流抑制 } 区分C1マーヅン必要量

※北海道本州間連系設備(順・逆方向)の場合のイメージで記載している。東北東京間連系線は、上図とは異なる区分のマーヅンを設定している。

【出典】第16回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

(http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_16_haifu.html)

②ルール面の抵触確認

- 北海道風力実証試験の長周期変動調整力の東京エリアからの調達のためのマージンについては、**業務規程第2条第2項第十八号及び送配電等業務指針の附則(平成29年4月1日)第2条に基づき設定している。**
- 送配電等業務規程の附則は、対象実証試験を限定しているため、今回のスキーム用にマージンを設定する場合は、**附則の追加等の改正が必要**となるが、系統WGで検討しているスキームの実施決定後に国と連携してルール整備を進めることで対応可能と考えられる。

【業務規程】(2017/9/6認可分)

第2条第2項第十八号

「マージン」とは、電力系統の異常時若しくは需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給するため若しくは電力系統を安定に保つため、電力市場取引の環境整備のため、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の潮流方向ごとの運用容量の和の一部として本機関が管理する容量をいう。

【送配電等業務指針】(2017/9/6認可分)

附則(平成29年4月1日)

(北海道風力実証試験の実施)

第2条 北海道地域内における風力発電導入拡大に向けた実証試験(平成23年9月30日北海道電力株式会社、東北電力株式会社及び東京電力株式会社公表。以下「北海道風力実証試験」という。)に係る一般送配電事業者は、北海道風力実証試験が終了するまでの間、設定されたマージンの範囲内において、北海道風力実証試験を実施する。

2-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

③ マージンの設定による電力取引への影響について(1)

- 北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向に調整力のエリア外調達のためのマージンを設定するとシステム利用者が利用できる連系線の空容量が減少し、市場取引に影響を与える。
- 第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて東京中部間連系設備のマージンの検討における評価で活用した広域メリットオーダーシミュレーション※を用いて試算した結果、北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向のマージンの設定による電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約4.9億円/年、増強後約3.2億円/年となる。

⇒長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のためにマージンの追加設定を検討する際には、上記経済的損失額が発生する可能性があることに留意する必要がある。

※第11回委員会で使用したシミュレーションをベースに2017年度の諸元に変更したもので試算。詳細は、資料2参考資料1参照。

| 追加マージン (北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線) | 経済的損失額 | | 単位:億円/年 |
|----------------------------------|--------|--------|---------|
| | 増強前 | 増強後 | |
| 双方向 | | | |
| +0万kW | 0(基準値) | 0(基準値) | 1万kWあたり |
| +1万kW | 4.400 | 2.780 | 4.400億円 |
| +2万kW | 8.870 | 5.606 | 4.469億円 |
| +3万kW | 13.421 | 8.484 | 4.552億円 |
| +4万kW | 18.044 | 11.421 | 4.622億円 |
| +5万kW | 22.750 | 14.417 | 4.706億円 |
| +6万kW | 27.533 | 17.469 | 4.783億円 |
| +7万kW | 32.400 | 20.577 | 4.867億円 |
| +8万kW | 37.342 | 23.742 | 4.942億円 |
| +9万kW | 42.375 | 26.969 | 5.033億円 |
| +10万kW | 47.502 | 30.251 | 5.127億円 |

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。
 ※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

北海道風力実証試験部分

今回検討スキーム部分

平均すると約4.9億円/年
(増強後は、約3.2億円/年)

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

2-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

③ マージン設定による電力取引への影響について(2)

- 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームは、北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向に調整力のエリア外調達のためのマージンを設定するスキームとなっている。
- ここで、順方向のマージンについては、風力発電に前日予測値を上限値とした上限制御を導入すれば、設定不要とすることができ、この場合、マージンの設定による電力取引上の経済的損失額を約30%低減できる可能性がある。

⇒長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のためにマージンの追加設定を検討する際には、風力発電に前日予測値を上限値とした上限制御を導入することも選択肢として検討することを本評価とあわせて国に上申し、系統WGでの検討を要請することとしてはどうか。

【各連系線毎にマージンを設定した場合と全連系線に同時にマージンを設定した場合のマージンの設定による電力取引上の経済的損失額】

| マージン | 北本順のみ | 北本逆のみ | 東北東京順のみ | 東北東京逆のみ | 北本順逆 東北東京順逆 |
|--------|--------|--------|---------|---------|----------------|
| | 増強前 | 増強前 | 増強前 | 増強前 | 増強前 |
| +0万kW | 0(基準値) | 0(基準値) | 0(基準値) | 0(基準値) | 0(基準値) |
| +1万kW | 0.657 | 3.224 | 0.518 | 0.000 | 4.400 |
| +2万kW | 1.332 | 6.492 | 1.042 | 0.000 | 8.870 |
| +3万kW | 2.028 | 9.807 | 1.575 | 0.000 | 13.421 |
| +4万kW | 2.740 | 13.173 | 2.115 | 0.000 | 18.044 |
| +5万kW | 3.472 | 16.597 | 2.663 | 0.000 | 22.750 |
| +6万kW | 4.227 | 20.070 | 3.219 | 0.000 | 27.533 |
| +7万kW | 5.008 | 23.594 | 3.781 | 0.000 | 32.400 |
| +8万kW | 5.812 | 27.162 | 4.348 | 0.000 | 37.342 |
| +9万kW | 6.637 | 30.789 | 4.921 | 0.000 | 42.375 |
| +10万kW | 7.486 | 34.471 | 5.499 | 0.000 | 47.502 |

単位: 億円/年

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。
 ※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

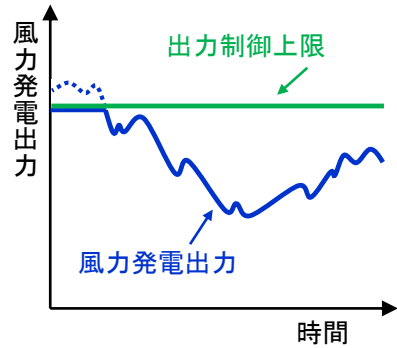
↑ 北海道風力実証試験部分

↓ 今回検討スキーム部分

【留意事項】
 ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
 ・リットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
 ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

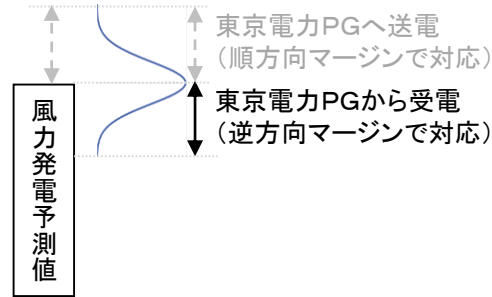
足すと12.985億円で、全体の約30%

【上限を設定した出力制御のイメージ】



出力制御で上振れを発生させない

予測誤差のばらつき



⇒ 順方向マージンを不要にできる

【出典】第14回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2-1
(http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_14_haifu.html)

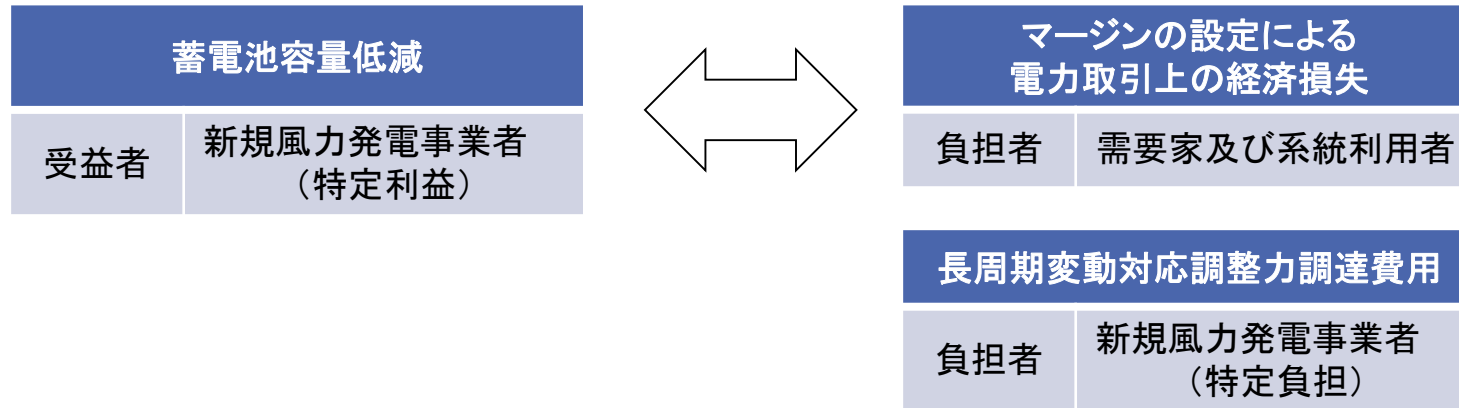
2-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

④ 受益と負担の関係について

- 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームにおいての主な受益者は、長周期変動対策を蓄電池などで確保する必要がなくなる新規の風力発電事業者となる。
- 一方で、長周期変動対応のための他エリアからの調整力の確保のためのマージンの設定による電力取引上の経済的損失の主な負担者は、需要家及び系統利用者となる。

※現状の連系方法である長周期変動対策及び短周期変動対策として、サイトに蓄電池を設置して連系する場合の費用や便益との差分で評価している。

⇒長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のためにマージンの追加設定を検討する際には、マージンの設定による電力取引上の経済的損失(マージン1万kW増加させる毎に増強前約4.9億円/年、増強後約3.2億円/年)を需要家及び系統利用者が負担することで、特定の事業者に利益を供与することをどう考えるかを整理する必要があることを国に上申し、系統WGでの検討を要請することとしてはどうか。



(余白)

2. 北海道エリアへの風力導入拡大の検討について

2-3. 系統WGへの回答内容について

2-3. 系統WGへの回答内容について

系統WGへの回答内容

【風力発電への電源制限の付与による北本連系線の南向きマージン開放】

(技術的実現可能性)

- 「マージン減少量＝前日7:00時点の出力予測量－安全度※」とすることで、風力発電への電源制限の付与による北本連系線の南向きマージン開放は、**技術的には実現可能**であると考えられる。

※安全度＝予測誤差(見込み)＋30分時間内変動(下振れ側)(見込み)＋ α

(マージン減少量の試算)

- 具体的なマージン減少可能量は、実際の電源制限付風力発電導入後の出力状況等も加味した評価が必要となるが、一定の仮定の下で試算したところ、月平均では、電源制限付風力発電設備量の0%～21%、年間平均では5～6%となる。

(マージン減少開始時期)

- ただし、実際の風力発電の出力状況を見極める必要があることから、例えば1年程度データを取得し、そのサイトの特性を踏まえた予測誤差、30分時間内変動等を見極めた上で、2年目以降で、マージンを減少する方向で検討することが望ましいと考えられる。

【長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保】

(技術的実現可能性)

- 現状においては、北海道風力実証試験において、今後特段の問題が発生しない限りは、物理的には最大18万kWの調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することができ、その範囲内であれば、**技術的には実現可能**であると考えられる。

(ルール面)

- ルール面では、一部改正が必要な箇所があるが、実施が決定した後に、国と連携してルール整備を進めていくことで対応可能と考えられる。

2-3. 系統WGへの回答内容について 系統WGへの回答内容(続き)

(市場取引への影響評価)

- 当該スキームの実現のために必要なマージンを設定することによる電力取引上の経済的損失額について、広域メリットオーダーシミュレーションを用いて試算した結果、北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向のマージン設定の電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約4.9億円/年、増強後約3.2億円/年*となる。

※取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)

※メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。

※電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

⇒長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のためにマージンの追加設定をすると、上記経済的損失額が発生する可能性がある。系統WGでは風力発電の連系拡大に向けて、蓄電池設置、風力発電への電源制限の付与、北本連系線の更なる活用を組み合わせた対策の検討を進めているところ、検討に際しては、電力取引に与える経済面での影響と蓄電池設置等による費用面での影響等との適切なバランスを考慮する必要がある。

(市場取引への影響の軽減策の提案)

- 当該スキームの順方向マージンの設定については、風力発電に前日予測値を上限值とした上限制御を導入すれば、設定不要とすることができる。この場合、マージンの設定による電力取引上の経済的損失額を約30%低減できる可能性がある*。

⇒長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のためにマージンの追加設定を検討する際には、風力発電に前日予測値を上限值とした上限制御を導入することで、順方向マージンを設定不要とすることも選択肢として系統WGで検討いただきたい。

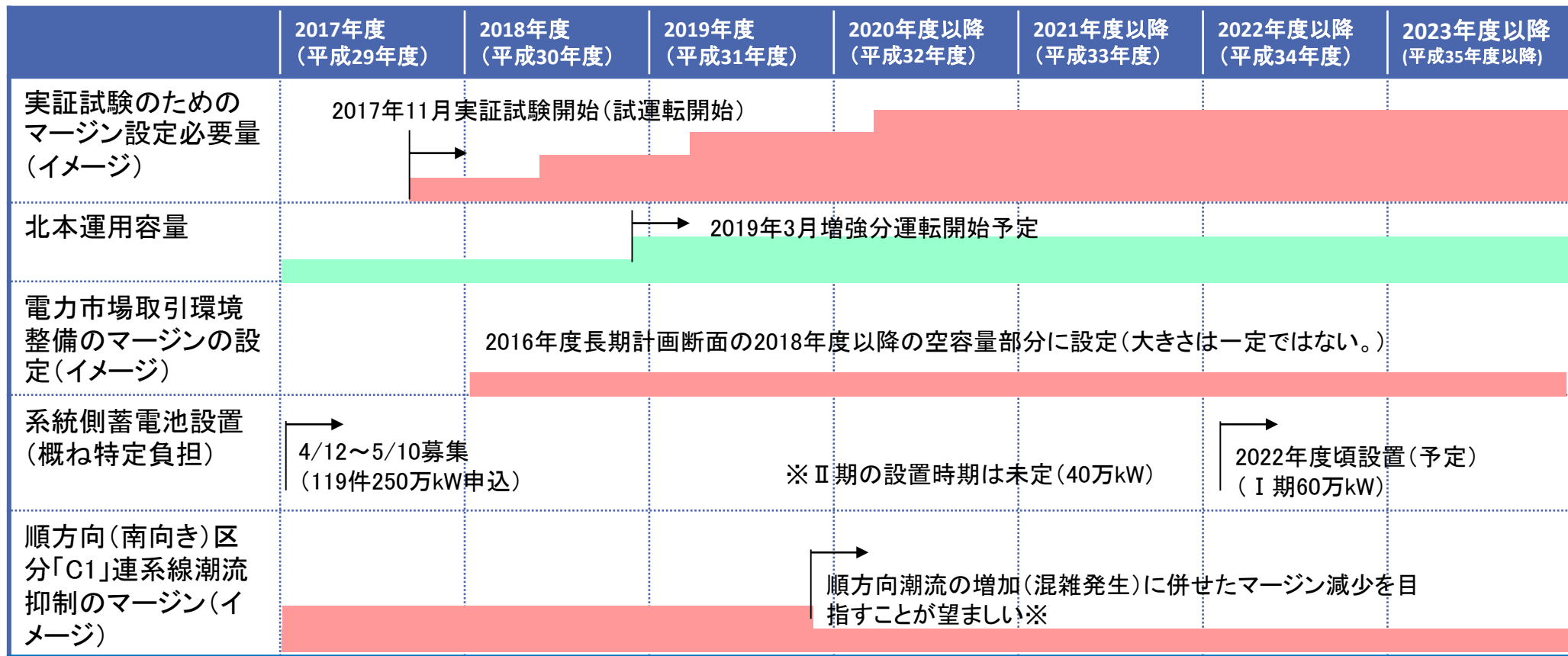
2-3. 系統WGへの回答内容について 系統WGへの回答内容(続き)

(受益と負担の関係)

- 当該スキームの主な受益者は、新規の風力発電事業者となる。一方でマージンの設定による電力取引上の経済的損失の主な負担者は、需要家及び系統利用者となる。

⇒長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のためにマージンの追加設定を検討する際には、マージンの設定による電力取引上の経済的損失を需要家及び系統利用者が負担することで、特定の事業者に利益を供与することになることをどう考えるかを系統WGで整理いただきたい。

(参考) 北海道本州間連系設備に関連した外部環境について

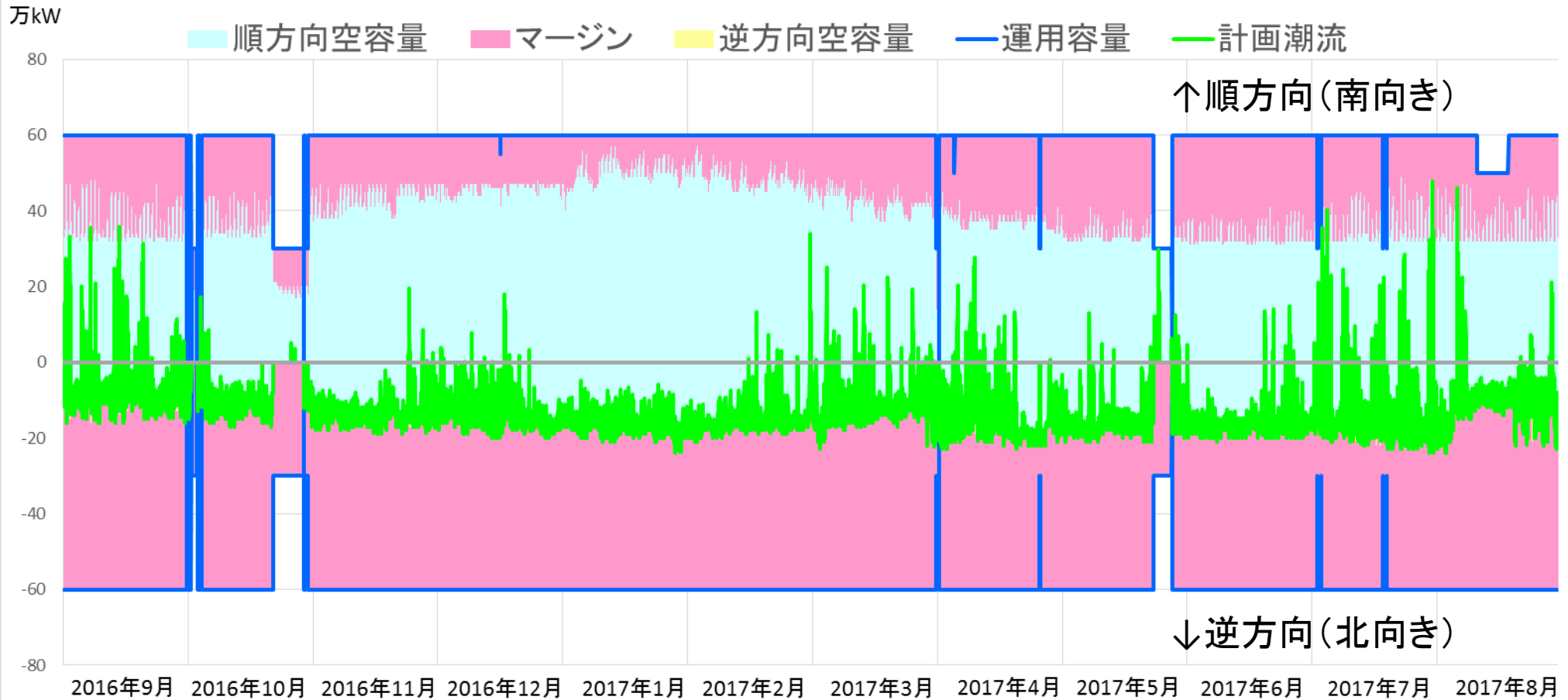


※順方向潮流が増加し、混雑している状況で、下げ代不足が発生し出力制御を実施することになる前に対策できることが望ましい。時期はイメージで予定できているわけではない。

(参考) 北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の現況について

■ 順方向については分断は無いが、逆方向については、約7割の断面で分断が発生している状況

北海道本州間連系設備の空容量実績(2016/9/1～2017/8/31)

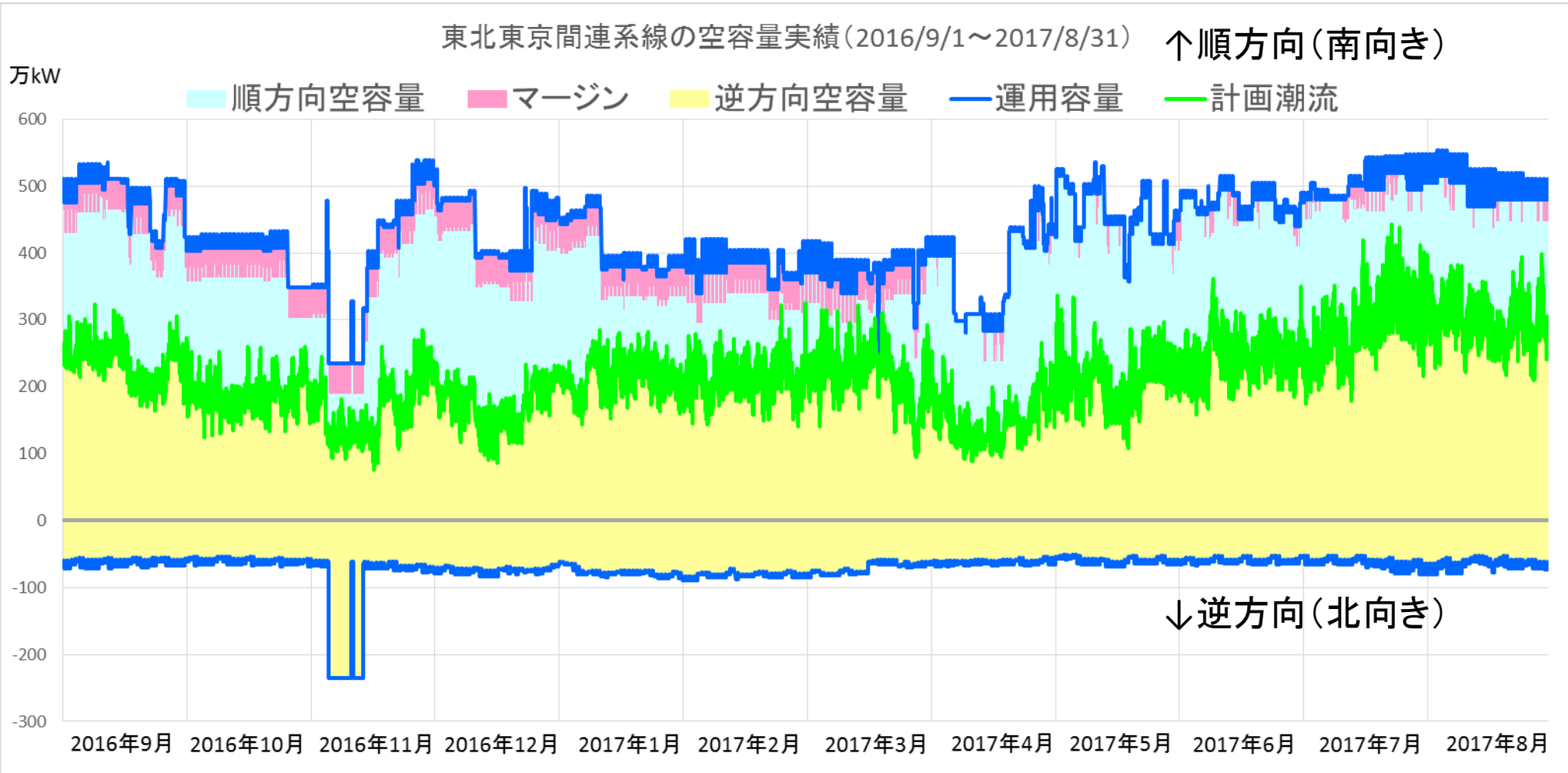


【参考】※JEPXスポット市場取引結果より

順方向分断率: 0.00%(作業除く)

逆方向分断率: 74.32%(作業除く)

■ 双方向共に分断は発生していない。



【参考】※JEPXスポット市場取引結果より

順方向分断率: 0.00%(作業除く)

逆方向分断率: 0.00%(作業除く)

(余白)

(参考) 現時点の北海道エリアへの風力導入拡大スキームにおけるマージンの設定による電力取引上の経済的損失額の試算結果

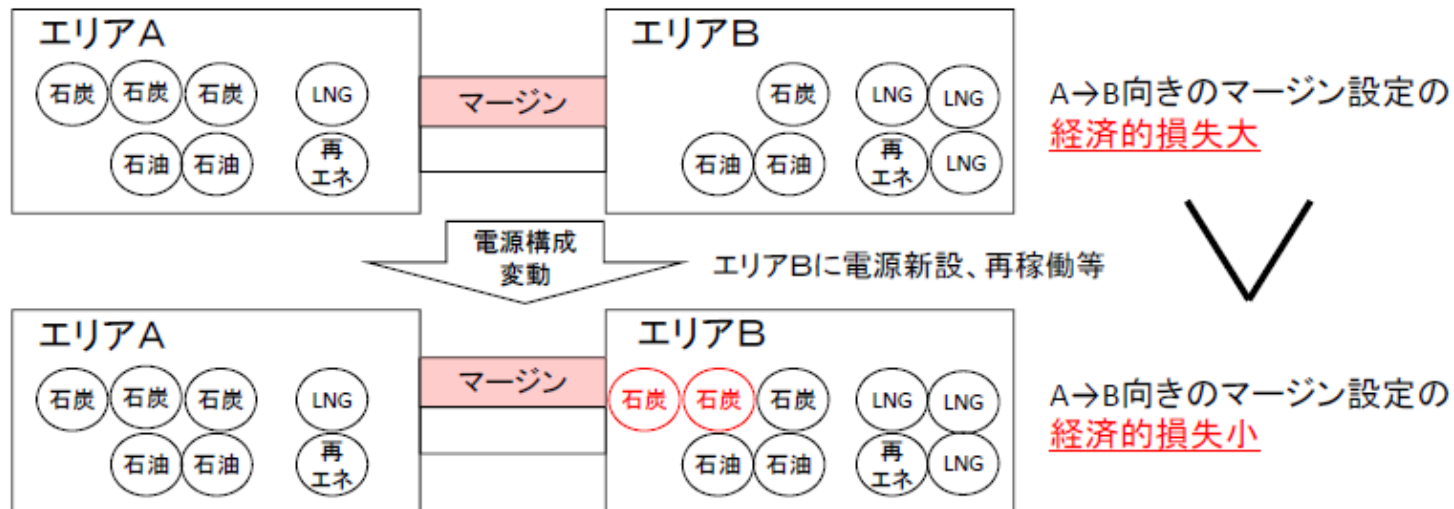
(参考) 広域メリットオーダーシミュレーションの評価内容と位置づけについて

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーションの評価の内容、位置づけについて

19

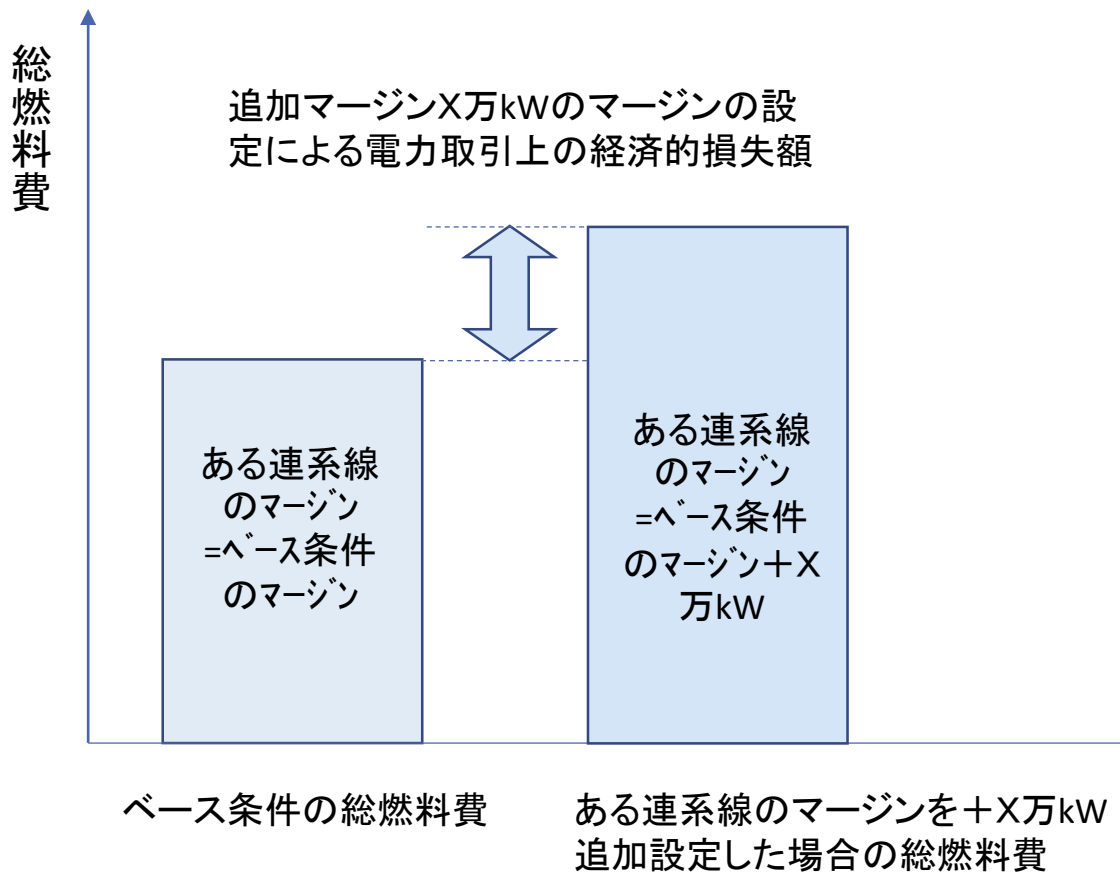
- 広域メリットオーダー※シミュレーションは、エリア毎の需要、エリア毎の電源構成、各連系線運用容量、各連系線マージン等の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費と、別の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費の差分を評価するものである。
- 従って、東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンの検討に、広域メリットオーダーシミュレーションを採用し、一定の結論を得た場合でも、前提条件(電源構成等)が変化した場合、再評価を実施する必要がある。
- 実需給断面のマージンの検討であり、長期断面でマージンを確保している限り、将来的に柔軟に上下することが可能であるため、電源構成については、直近の電源構成で検討する。

【電源構成の変化と評価結果の変動の関係イメージ】



※広域メリットオーダー：事業者やエリアの枠を超えて、相対的に価格競争力のある電源から順番に使用することで、発電の最適化を図る。

- ベースとする状態の総燃料費とある連系線のマージンを+X万kW追加設定した場合の総燃料費の差分をマージン追加設定分のマージンの設定による電力取引上の経済的損失額として算出。



(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (1) …北海道本州間連系設備順方向評価

- 北海道本州間連系設備順方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。
 ⇒ 北海道本州間連系設備順方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約0.75億円、増強後約0.27億円※。

※マージン+10万kWの経済的損失額を10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

| 追加マージン (北海道本州間連系設備) | | 追加マージン (東北東京間連系線) | | 経済的損失額 | |
|------------------------|-------|----------------------|-------|--------|--------|
| 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 増強前 | 増強後 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 0(基準値) | 0(基準値) |
| +1万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 0.657 | 0.221 |
| +2万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 1.332 | 0.452 |
| +3万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 2.028 | 0.692 |
| +4万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 2.740 | 0.946 |
| +5万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 3.472 | 1.212 |
| +6万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 4.227 | 1.487 |
| +7万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 5.008 | 1.776 |
| +8万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 5.812 | 2.074 |
| +9万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 6.637 | 2.389 |
| +10万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 7.486 | 2.716 |

単位: 億円/年

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (2) …北海道本州間連系設備逆方向評価

■ 北海道本州間連系設備逆方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。

⇒ 北海道本州間連系設備逆方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約3.45億円、増強後約2.21億円※。

※マージン+10万kWの経済的損失額を10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

| 追加マージン (北海道本州間連系設備) | | 追加マージン (東北東京間連系線) | | 経済的損失額 | |
|------------------------|--------|----------------------|-------|--------|--------|
| 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 増強前 | 増強後 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 0(基準値) | 0(基準値) |
| +0万kW | +1万kW | +0万kW | +0万kW | 3.224 | 2.051 |
| +0万kW | +2万kW | +0万kW | +0万kW | 6.492 | 4.131 |
| +0万kW | +3万kW | +0万kW | +0万kW | 9.807 | 6.248 |
| +0万kW | +4万kW | +0万kW | +0万kW | 13.173 | 8.407 |
| +0万kW | +5万kW | +0万kW | +0万kW | 16.597 | 10.603 |
| +0万kW | +6万kW | +0万kW | +0万kW | 20.070 | 12.834 |
| +0万kW | +7万kW | +0万kW | +0万kW | 23.594 | 15.102 |
| +0万kW | +8万kW | +0万kW | +0万kW | 27.162 | 17.406 |
| +0万kW | +9万kW | +0万kW | +0万kW | 30.789 | 19.751 |
| +0万kW | +10万kW | +0万kW | +0万kW | 34.471 | 22.129 |

単位: 億円/年

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (3) …東北東京間連系線順方向評価

- 東北東京間連系線順方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。
 ⇒ 東北東京間連系線順方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約0.55億円、増強後約0.54億円※。

※マージン+10万kWの経済的損失額を10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

| 追加マージン (北海道本州間連系設備) | | 追加マージン (東北東京間連系線) | | 経済的損失額 | | 単位:億円/年 |
|------------------------|-------|----------------------|-------|--------|--------|---------|
| 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 増強前 | 増強後 | |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 0(基準値) | 0(基準値) | |
| +0万kW | +0万kW | +1万kW | +0万kW | 0.518 | 0.509 | |
| +0万kW | +0万kW | +2万kW | +0万kW | 1.042 | 1.021 | |
| +0万kW | +0万kW | +3万kW | +0万kW | 1.575 | 1.540 | |
| +0万kW | +0万kW | +4万kW | +0万kW | 2.115 | 2.065 | |
| +0万kW | +0万kW | +5万kW | +0万kW | 2.663 | 2.596 | |
| +0万kW | +0万kW | +6万kW | +0万kW | 3.219 | 3.135 | |
| +0万kW | +0万kW | +7万kW | +0万kW | 3.781 | 3.683 | |
| +0万kW | +0万kW | +8万kW | +0万kW | 4.348 | 4.239 | |
| +0万kW | +0万kW | +9万kW | +0万kW | 4.921 | 4.801 | |
| +0万kW | +0万kW | +10万kW | +0万kW | 5.499 | 5.370 | |

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。
 ※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (4) …東北東京間連系線逆方向評価

- 東北東京間連系線逆方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。
 ⇒ 東北東京間連系線逆方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額はない。(空容量が十分にある)

単位: 億円/年

| 追加マージン (北海道本州間連系設備) | | 追加マージン (東北東京間連系線) | | 経済的損失額 | |
|------------------------|-------|----------------------|--------|--------|--------|
| 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 増強前 | 増強後 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 0(基準値) | 0(基準値) |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +1万kW | 0.000 | 0.000 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +2万kW | 0.000 | 0.000 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +3万kW | 0.000 | 0.000 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +4万kW | 0.000 | 0.000 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +5万kW | 0.000 | 0.000 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +6万kW | 0.000 | 0.000 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +7万kW | 0.000 | 0.000 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +8万kW | 0.000 | 0.000 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +9万kW | 0.000 | 0.000 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +10万kW | 0.000 | 0.000 |

【留意事項】

- 取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- 電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。
 ※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

■ 北海道本州間連系設備双方向及び東北東京間連系線双方向に同時にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。

⇒ 北海道本州間連系設備双方向、東北東京間連系線双方向に同時にマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約4.75億円、増強後約3.03億円※。

※マージン+10万kWの経済的損失額を10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

| 追加マージン (北海道本州間連系設備) | | 追加マージン (東北東京間連系線) | | 経済的損失額 | | (参考)各連系線方向毎の 評価分を単純に加算した経 済的損失額(増強前) |
|------------------------|--------|----------------------|--------|--------|--------|--|
| 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 増強前 | 増強後 | |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 0(基準値) | 0(基準値) | 0(基準値) |
| +1万kW | +1万kW | +1万kW | +1万kW | 4.400 | 2.780 | 4.39894 |
| +2万kW | +2万kW | +2万kW | +2万kW | 8.870 | 5.606 | 8.866063 |
| +3万kW | +3万kW | +3万kW | +3万kW | 13.421 | 8.484 | 13.41041 |
| +4万kW | +4万kW | +4万kW | +4万kW | 18.044 | 11.421 | 18.02772 |
| +5万kW | +5万kW | +5万kW | +5万kW | 22.750 | 14.417 | 22.73292 |
| +6万kW | +6万kW | +6万kW | +6万kW | 27.533 | 17.469 | 27.51635 |
| +7万kW | +7万kW | +7万kW | +7万kW | 32.400 | 20.577 | 32.38298 |
| +8万kW | +8万kW | +8万kW | +8万kW | 37.342 | 23.742 | 37.32213 |
| +9万kW | +9万kW | +9万kW | +9万kW | 42.375 | 26.969 | 42.34713 |
| +10万kW | +10万kW | +10万kW | +10万kW | 47.502 | 30.251 | 47.45657 |

単位: 億円/年

⇒各連系線方向毎の評価を
組み合わせた評価が可能

(例: 北本順方向1万kW+東北東京順方向1万kWを追加設定した評価は、北本順方向1万kWを追加設定した評価結果+東北東京1万kWを追加設定した評価結果を加算することで評価できる。)

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (6)
北海道本州間連系設備順方向マージン減少の評価

- 北海道本州間連系設備順方向のマージンを減少することによる電力取引上の経済的メリットを算出した。
⇒ 北海道本州間連系設備順方向のマージンを減少することより発生する可能性がある電力取引上の経済的メリットは、マージンを1万kW減らす毎に増強前約0.56億円、増強後約0.17億円※。

※マージン-10万kWの経済的メリットを10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

| 減少マージン (北海道本州間連系設備) | | 減少マージン (東北東京間連系線) | | 経済的メリット | |
|------------------------|-------|----------------------|-------|---------|--------|
| 順方向 | 逆方向 | 順方向 | 逆方向 | 増強前 | 増強後 |
| +0万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 0(基準値) | 0(基準値) |
| -1万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 0.640 | 0.209 |
| -2万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 1.263 | 0.409 |
| -3万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 1.868 | 0.603 |
| -4万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 2.456 | 0.788 |
| -5万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 3.026 | 0.962 |
| -6万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 3.576 | 1.126 |
| -7万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 4.110 | 1.280 |
| -8万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 4.625 | 1.426 |
| -9万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 5.126 | 1.563 |
| -10万kW | +0万kW | +0万kW | +0万kW | 5.610 | 1.693 |

単位: 億円/年

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な利益額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的利益額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的利益額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※マージンの減少を評価しているため、経済的損失額ではなく経済的メリットとしている。