

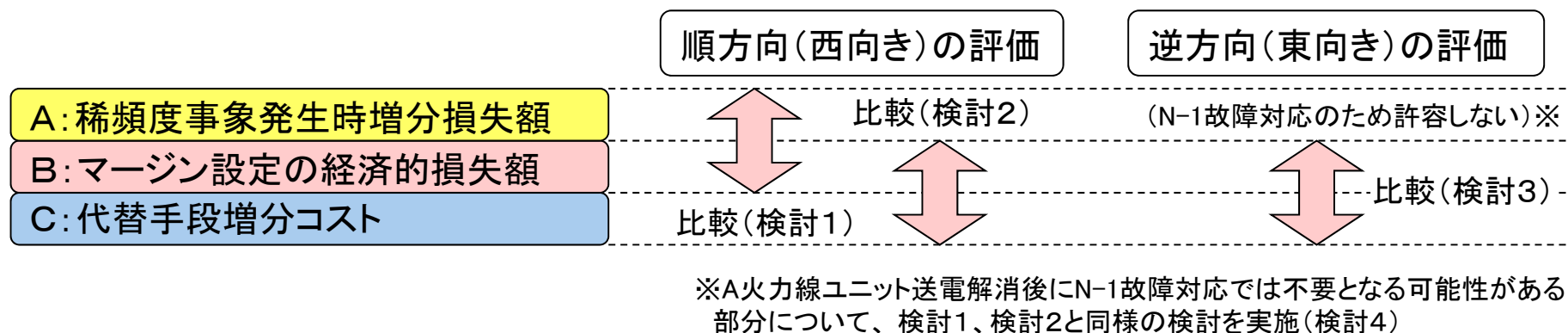
東京中部間連系設備のマージンの検討について

平成28年11月24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

- 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必要性については、第8回調整力等に関する委員会（平成28年2月19日開催）において、下図の検討1～3を行うことで、マージンの必要性の検討を行うことを提案し、ご意見をいただいた。
- 今回は、前回の議論を踏まえた再検討の結果をもとに、マージンの必要性についてご議論いただきたい。

【第8回調整力等に関する委員会で提案した検討のイメージ】



出所） 第8回調整力等に関する委員会 資料4を一部編集

(http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_08_04.pdf)

【第8回調整力等に関する委員会 議事録抜粋】

(加藤委員)

- ・広域系統整備委員会では、広域メリットオーダーのシミュレーションの検討をされていると聞いている。このシミュレーションの考え方を準用して評価することはできないか。

(事務局)

- ・広域系統整備委員会で検討している広域メリットオーダーのシミュレーションを準用できないかについては、事務局内で検討させていただく。

(大橋委員)

- ・加藤委員が言われていた広域メリットオーダーのシミュレーションを実施すれば、今回の値差を用いた試算より上振れるのではないかと考える。

(事務局)

- ・広域メリットオーダーのシミュレーション及び必要量の検討については、事務局内で検討させていただく。



広域系統整備委員会で実施している広域メリットオーダーのシミュレーション(電力潮流シミュレーション)で、EPPS用のマージン設定の経済的損失額を再評価する。

(「19～23ページ、資料4参考資料1」参照)

【第8回調整力等に関する委員会 議事録抜粋】

(雫石委員)

- ・予備力、系統容量、連系線潮流等にも関わらず、両方向共に年間を通じて60万kWのマージンを設定していることについては、納得できていない。実需給断面に近づくに従って、当該マージンを減少できる余地があるのではないか。

(合田委員)

- ・雷撃によるルート断事故等の通常想定する稀頻度事故についても考慮しないと、正しく損失額を試算できないのではないか。

(平岩委員)

- ・N-2故障の中でも、単一事象によるもの、例えば、雷やヘリコプター等の飛来物の接触、ローカルな地震等を想定しており、これらの事象は実際に発生している。
- ・時間断面によってEPPS設定量を変えることができるか否かは、今後の検討と考えている。

(松村委員)

- ・値差の経済的利益を過小評価すれば、この方向の結論は出やすい。
- ・必要量の検討については、今回の試算は、0kWか60万kWかという議論であるが、なぜ50万kWではないのか、なぜ40万kWではないのかという素朴な疑問が生じていることに対応できていない。0kWが絶対に正しいと主張するつもりはないが、今回の試算については、納得していない。
- ・今回の試算のような、非常に雑駁なものでは、到底納得はできないので、60万kWのマージンを維持すべきだという結論を出すのであれば、もう少しちゃんとしたデータを出していただきたい。
- ・電力会社の言い分である60万kWを認めてこのマージンを維持するのであれば、相当慎重な検討をしないと、一体何のための委員会かということになってしまう。慎重で詳細な検討をお願いしたい。



N-2故障(送電線ルート断)の稀頻度事象発生時増分損失額の試算の追加(「31～32ページ」参照)及び60万kW未満のマージンの評価(「21ページ」参照)も実施する。

【第8回調整力等に関する委員会 議事録抜粋】

(松村委員)

・次に参考資料「過去のEPPS動作実績」について、追加で情報提示をいただきたい。過去の動作実績のそれぞれにおける停電発生の有無、送電線の事故の場合は、電源の不足の有無に係らず一部の停電は発生するので、周波数低下を原因とした停電が、実際にどれだけの規模で発生したのか、また、それぞれのケースにおける最大送電可能量をお願いしたい。もちろんマージンとして、60万kWを設定している時期であれば、最低でも60万kW送電できたはずであるが、空いていればもっと送れたはずなので、その中で、結局、どれだけ送電したのかが分かるようにお願いしたい。それらを明らかにした上で、本当に60万kWが必要なのかどうかの検討については、こんなに大きな地震が発生した時でも、この規模の動作量ということを前提に議論をすればよいと考えている。また、仮にEPPSが動作したとしても、EPPSが無かった場合に停電したかどうかはわからないので、EPPSが動作しなかった場合に停電したかどうかをお願いしたい。それから、トラブルが発生した時に瞬時調整契約によって、負荷遮断を実施した量があるのであれば、それも付記していただきたい。停電のコストを考える際に、瞬時調整契約を結んでいる人の停電は、ある意味覚悟されていることであるので、一般の人に迷惑をかける停電コストとは混同しないようにすべき。

(事務局)

・必要量の検討及び追加の情報提示については、事務局内で検討させていただく。



「過去のEPPS動作実績」について、下記の内容を追加で確認した。

- ・最大送電可能量とEPPS動作量
- ・周波数低下を原因とした供給支障の発生量と瞬時調整契約量
- ・EPPSが動作しなかった場合の供給支障の発生量 ※算定値

(「資料4 参考資料2」参照)

1. 前回からの見直し内容について
2. 順方向(:西向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
3. 逆方向(:東向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
4. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討について
5. 時間断面毎の設定によるマージン低減の検討について(逆方向:東向き)

-
1. 前回からの見直し内容について
 2. 順方向(:西向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
 3. 逆方向(:東向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
 4. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討について
 5. 時間断面毎の設定によるマージン低減の検討について(逆方向:
東向き)

1. 前回からの見直し内容について

(1) “A:稀頻度事象発生時増分損失額”の見直し

- ・ 前は、地震等の稀頻度事象が停電コストの高い夏の平日に発生した場合の損失額(最大値)を用いていたが、夏の平日以外に発生した場合も考慮した期待値に見直し。
- ・ 大地震以外の原因で発生するN-2故障による損失額(期待値)を試算し、上記との合計で評価するよう変更。

(2) “B:マージン設定の経済的損失額”の評価手法の追加

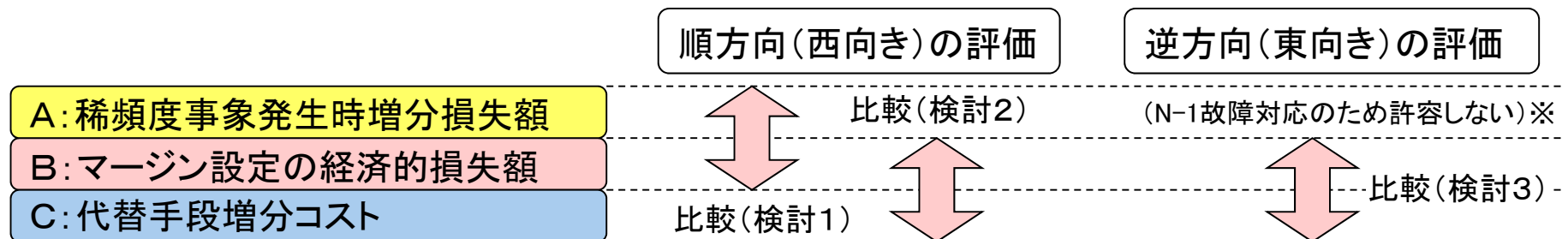
- ・ 社会厚生考え方※¹に加えて、広域メリットオーダーシミュレーション※²による経済的損失額を試算。

→上記の見直しのうえ、前回と同様に下図の検討1～4を実施した。

※1:社会厚生考え方による算出式 $\Delta W = \Delta T(P1-P2) / 2$ (ΔW :社会厚生の変化分、 ΔT :想定電力量(連系線潮流)、 $P1-P2$:エリア間価格差)

※2: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

【第8回調整力等に関する委員会で提案した検討のイメージ】



-
1. 前回からの見直し内容について
 2. 順方向(:西向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
 3. 逆方向(:東向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
 4. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討について
 5. 時間断面毎の設定によるマージン低減の検討について(逆方向:
東向き)

2. 順方向(:西向き)のEPPSのマーシンの必要性、量について 検討1

- 検討1「N-2以上の故障で現状以上の停電を許容するか」(EPPS相当機能の必要性)について、
 A: 稀頻度事象発生時増分損失額、及び、B: マーシン設定の経済的損失額を試算した。
 ⇒ マーシン設定の経済的損失額が小さいため、マーシン60万kWを維持することが適当ではないか。
 ※前提条件(分断状況、電源構成等)が変化した場合は、再評価を実施する必要がある。

A: 稀頻度事象発生時増分損失額の試算結果

- ・マーシンを廃止した場合に、大地震又はN-2故障(送電線ルート断)が発生し、60万kWのEPPS機能が動作できないことで60万kWの停電が増加し、その停電が8時間続いたときの増分損失額(期待値)は、**約21.03億円～66.04億円/年※**と試算される。

※ N-2故障(送電線ルート断)の増分損失額の試算は、大胆な仮定に基づいた大きめの試算となっているが、地震の増分損失額(約3.27億円～39.32億円)のみで比較しても「A>B」となる。

地震頻度	損失額(億円/年)	地震頻度	損失額(億円/年)
10年に1回	43.91～66.04	50年に1回	22.99～34.59
20年に1回	30.84～46.38	80年に1回	21.03～31.64

→一部見直し(期待値へ見直し、N-2故障追加)

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・景気悪化、本社機能喪失等の間接的な損失額は考慮できていない。(→考慮が難しい。)
- ・停電コストは、事前予告の方法などの前提条件で大きく変わる可能性がある。
- ・アンケート回答者は、実際に経験したことが無い停電を想定しての損害額を予想しているため、予想誤差を含んでいる。
- ・予告無し停電コストについては、倍率だけを聞いており、予想誤差が大きい。
- ・実際の停電量は、系統状況により上下する。
- ・マーシンを無くしても、「設備容量一計画潮流」の範囲でEPPS機能を動作させれば、停電量は抑制できる場合がある。
- ・トータルの供給支障電力が増加することにより、復旧開始時間が延びる可能性があるが、その場合の供給支障電力増加分以外の部分の損失は加味できていない。(予測が困難)
- ・稀頻度事象の頻度の想定は難しい。
- ・大地震から頻度を想定しているが、大地震以外でも電源立地場所付近の地震でも停電につながるような電源脱落が発生するケースもある。(中越沖地震等)
- ・N-2故障に伴う停電の損失額は過去(約50年間)のEPPS動作頻度から試算しているが、最近頻度が低くなっていることは考慮できていない。
- ・N-2故障に伴う停電の損失額も8時間継続時の損失額で評価しているが、実際の停電時間は、地震よりは短い傾向にあることから、大きめの見積もりになっていることに留意が必要。

B: マーシン設定の経済的損失額の試算結果

- ・60万kWのマーシンを設定していることによる電力取引上の経済的損失額は、**約0.21億円**(広域メリットオーダーシミュレーション)、**約0.03億円～0.20億円/年**(社会厚生の方考え方)と試算される。

→見直し(広域メリットオーダーシミュレーション評価追加、社会厚生の方評価を直近実績に見直し)

(試算結果に影響を与える要因等)

【共通】

- ・取引活性化で、競争が進展していた等の間接的な損失額は考慮できていない。(→考慮が難しい。)

【社会厚生の方考え方】

- ・過去の値差で試算しているが、将来の値差の予測が困難。
- ・空容量増加後の取引活性化に寄与する量の予測が困難。

【広域メリットオーダーシミュレーション】

- ・メリットオーダーの運用ができない場合は、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. 順方向(:西向き)のEPPS相当機能の代替手段の評価について 検討2

10

- 検討2「EPPS相当機能の代替手段の評価」(検討1でEPPS相当機能が必要であるとする場合)について、
B: マージン設定の経済的損失額、及び、C: 代替手段増分コストを試算した。
⇒ マージン設定の経済的損失額が小さく、代替手段ではなくマージン60万kWで実現することが適当ではないか。

C: 代替手段増分コストの試算結果

(第8回調整力等に関する委員会提示内容)

- ・EPPS機能の代替手段としては、GF量の増加が考えられるが、N-2故障時の周波数低下度合いを同等にするためには、GF容量を約100万kW増加させる必要※がある。
- ・その場合の増分コストは、**約230億円／年**と試算される。
※1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていない。

【算出方法】

- ・シミュレーションでEPPS機能を代替するGF容量を算出
増分コスト = Σ (代替するGF容量 × 時間
× 部分負荷運転に伴う増分コスト単価)

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・簡易的なシミュレーションで試算している。
- ・「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」時の部分負荷運転に伴う増分コスト単価で試算しているため、追加確保量が増えると、さらに高コストの発電機で持ち替えなければならない点を考慮できていない。

B: マージン設定の経済的損失額の試算結果

(再掲)

- ・60万kWのマージンを設定していることによる電力取引上の経済的損失額は、**約0.21億円**(広域メリットオーダーシミュレーション)、**約0.03億円～0.20億円／年**(社会厚生の方考え方)と試算される。

(試算結果に影響を与える要因等)

【共通】

- ・取引活性化で、競争が進展していた等の間接的な損失額は考慮できていない。
(→考慮が難しい。)

【社会厚生の方考え方】

- ・過去の値差で試算しているが、将来の値差の予測が困難。
- ・空容量増加後の取引活性化に寄与する量の予測が困難。

【広域メリットオーダーシミュレーション】

- ・メリットオーダーの運用ができない場合は、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。

(余白)

-
1. 前回からの見直し内容について
 2. 順方向(:西向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
 3. 逆方向(:東向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
 4. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討について
 5. 時間断面毎の設定によるマージン低減の検討について(逆方向:
東向き)

3. 逆方向(：東向き)のEPPS相当機能の代替手段の評価について 検討3

13

- 検討3「EPPS相当機能の代替手段の評価」について、
B: マージン設定の経済的損失額、及び、C: 代替手段増分コストを試算した。
⇒ マージン設定の経済的損失額が小さく、代替手段ではなくマージン60万kWで実現することが適当ではないか。
※前提条件(分断状況、電源構成等)が変化した場合は、再評価を実施する必要がある。

C: 代替手段増分コストの試算結果

(第8回調整力等に関する委員会提示内容)

- ・EPPS機能の代替手段としては、GF量の増加が考えられるが、N-1故障時の周波数低下度合いを同等にするためには、GF容量を約90万kW増加させる必要※がある。
 - ・その場合の増分コストは、**約200億円／年**と試算される。
- ※1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていない。

【算出方法】

- ・シミュレーションでEPPS機能を代替するGF容量を算出
増分コスト = Σ (代替するGF容量 × 時間
× 部分負荷運転に伴う増分コスト単価)

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・簡易的なシミュレーションで試算している。
- ・「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」時の部分負荷運転に伴う増分コスト単価で試算しているため、追加確保量が増えると、さらに高コストの発電機で持ち替えなければならない点を考慮できていない。

B: マージン設定の経済的損失額の試算結果

→ **見直し(広域メリットオーダーシミュレーション評価追加、社会厚生の評価を直近実績に見直し)**

- ・60万kWのマージンを設定していることによる電力取引上の経済的損失額は、**約103.58億円**(広域メリットオーダーシミュレーション)、**約9.96億円～42.59億円／年**(社会厚生の方)と試算される。

(試算結果に影響を与える要因等)

【共通】

- ・取引活性化で、競争が進展していた等の間接的な損失額は考慮できていない。
(→考慮が難しい。)

【社会厚生の方】

- ・過去の値差で試算しているが、将来の値差の予測が困難。
- ・空容量増加後の取引活性化に寄与する量の予測が困難。

【広域メリットオーダーシミュレーション】

- ・メリットオーダーの運用ができない場合は、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。

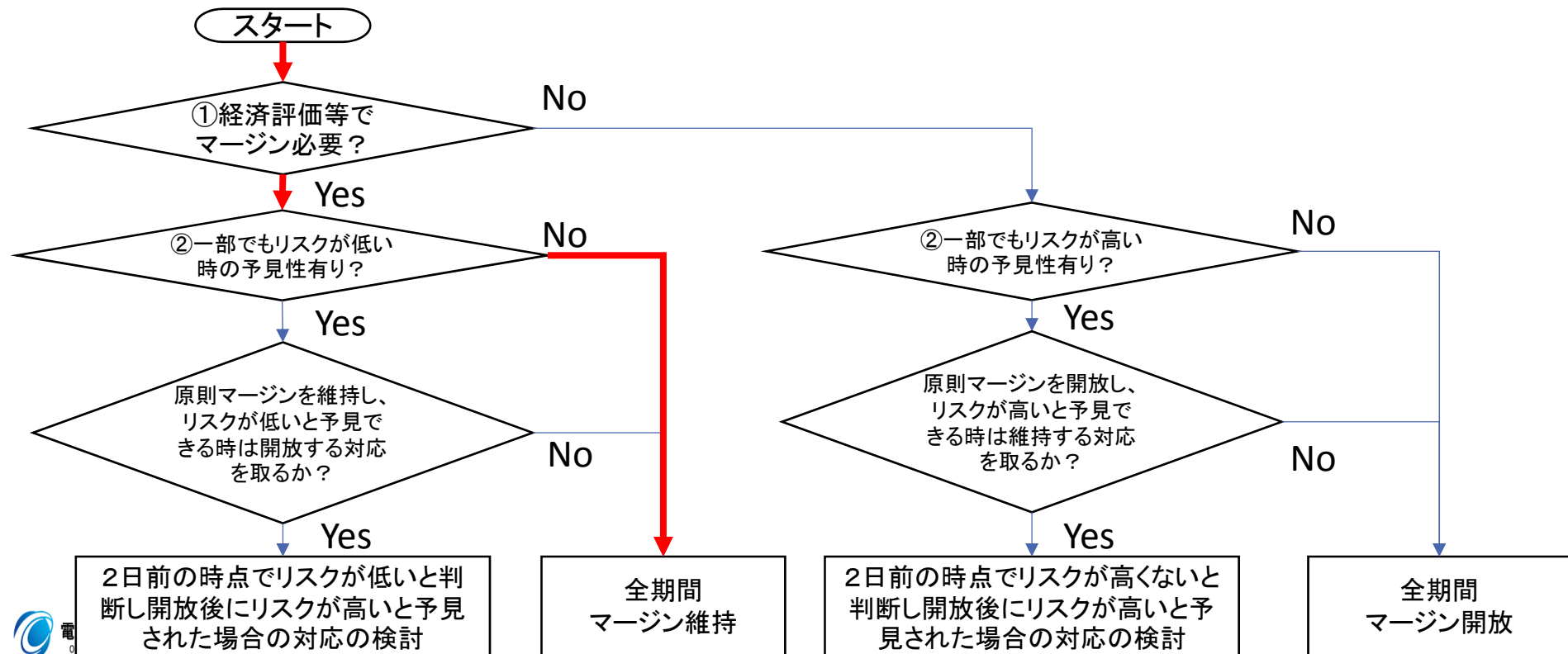
1. 前回からの見直し内容について
2. 順方向(:西向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
3. 逆方向(:東向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
4. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討について
5. 時間断面毎の設定によるマージン低減の検討について(逆方向:
東向き)

4. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討について

- 両方向共にマージン60万kWが必要であるという評価結果になったが、下記のフローチャートに従って、リスクが低下することを予見してマージンを開放できるかどうか検討した。

①マージン要否(今回提案)	②予見性の評価	結論
・マージン必要	・悪天候は一部予見できるが、地震等の「悪天候以外」の要因による送電線故障リスクを予見できない。	・全期間マージン維持

⇒地震等の「悪天候以外」の要因による送電線故障リスクを予見できないことから、全期間マージンを維持することが適当ではないか。



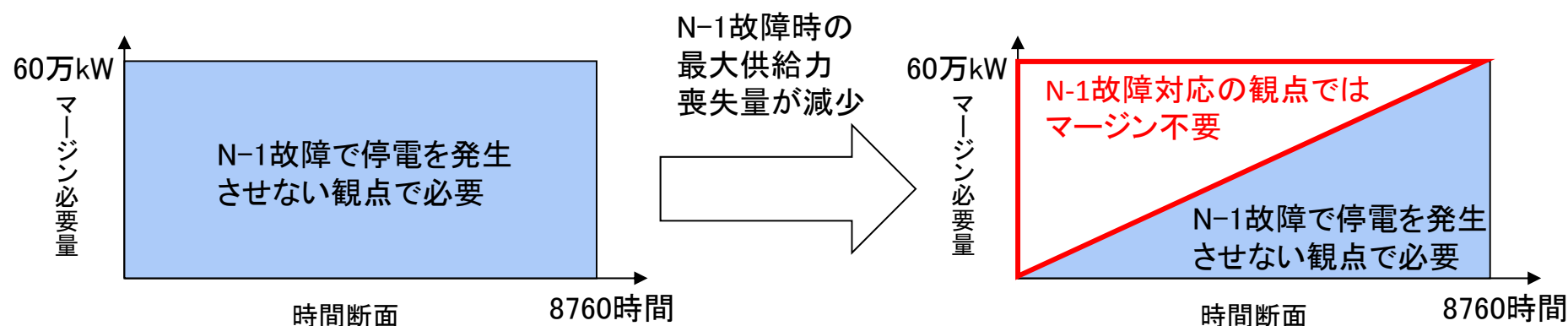
1. 前回からの見直し内容について
2. 順方向(:西向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
3. 逆方向(:東向き)のEPPSのマージンの必要性、量について
4. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討について
5. 時間断面毎の設定によるマージン低減の検討について(逆方向:
東向き)

5. 時間断面毎の設定によるマージン低減の検討について(逆方向:東向き) 検討4

17

- 東京エリアには、複数のユニット送電方式の電源線が存在する。その中で最大供給力喪失量が見込まれているA火力線について、2017年6月にユニット送電方式の解消を予定している。
 - A火力線のユニット送電解消後は、N-1故障時の最大供給力喪失量が減少するため、系統状況※1によっては下のイメージ図のようにN-1故障の観点ではマージンが不要な部分が出てくる可能性がある。
- ⇒ N-1故障対応としてはマージンが不要になる部分について、N-2以上故障対応としてのマージンの必要性等を評価し、時間断面毎にマージン確保量を低減させる運用の可能性を今後検討していく。

※1: 対象送電線の事故が発生した場合の周波数の低下幅は、系統容量、系統定数、送電線潮流等に依存する。



【参考】

今後、上記イメージ図における「N-1故障対応の観点ではマージン不要」となる部分の量を算定のうえ、N-2以上故障対応の観点でのマージンの必要性・量の検討を行うが、次のような課題がある。

- ①系統容量及び送電線潮流の予測誤差をどう見込むか※2
- ②運用面を考慮し、EPPS設定値の変更量・頻度をどうするか※3

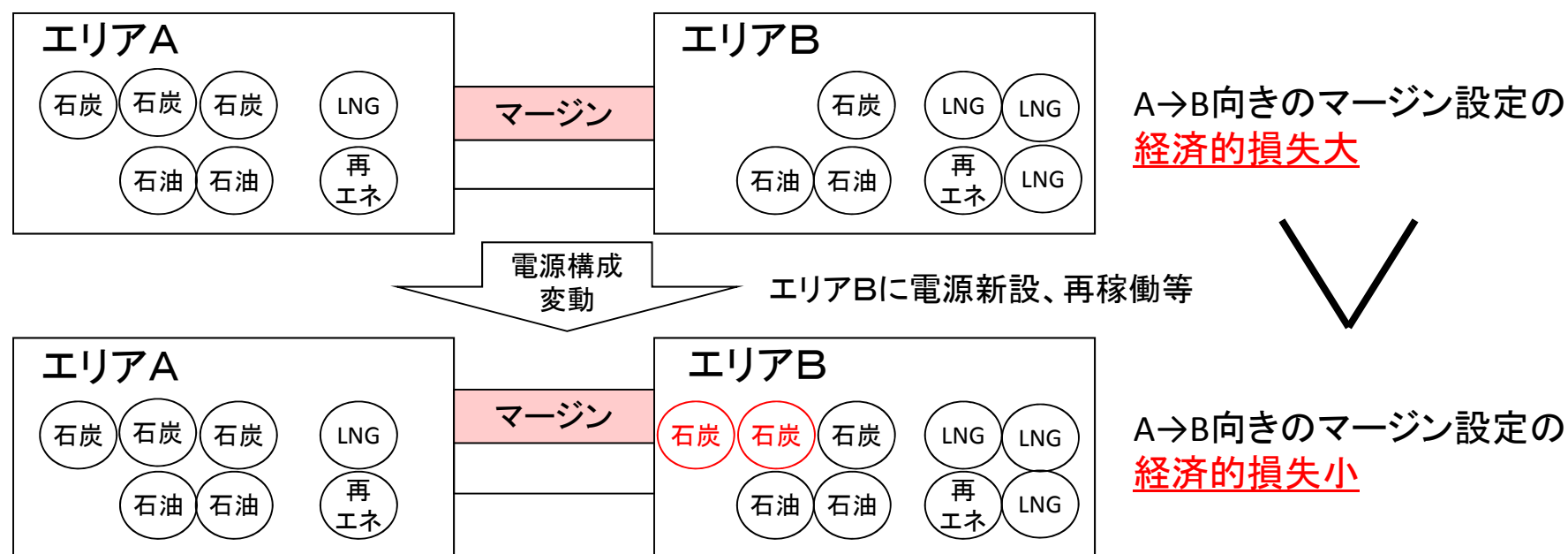
※2: マージン維持・開放の判断は、前々日の時点で2日後の系統容量や送電線潮流を予測して行う必要がある。

※3: 既存FCは遠隔操作できず手動で対応する必要がある。加えて、佐久間FC(30万kW)は、他のFCと異なり、計画潮流を割り当てた場合にEPPS動作量を任意の量で設定できない。(対応する場合は改修が必要となるが、改修する場合は停止が必要)

参考資料

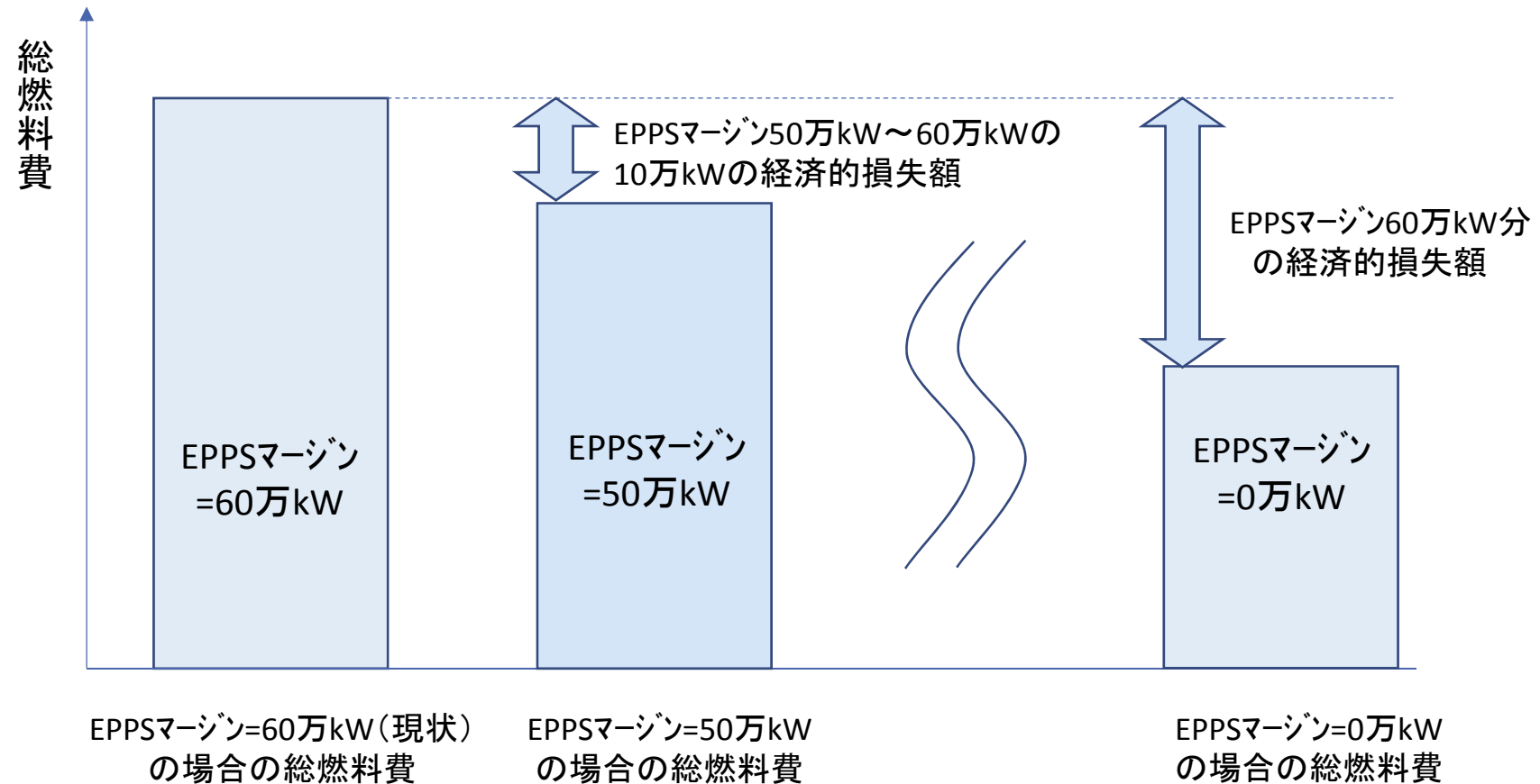
- 広域メルिटオーダー※シミュレーションは、エリア毎の需要、エリア毎の電源構成、各連系線運用容量、各連系線マージン等の前提条件の下、各電源を広域メルिटオーダーで運転できた場合の総燃料費と、別の前提条件の下、各電源を広域メルिटオーダーで運転できた場合の総燃料費の差分を評価するものである。
- 従って、東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンの検討に、広域メルिटオーダーシミュレーションを採用し、一定の結論を得た場合でも、前提条件(電源構成等)が変化した場合、再評価を実施する必要がある。
- 実需給断面のマージンの検討であり、長期断面でマージンを確保している限り、将来的に柔軟に上下す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



※広域メルिट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。

- EPPSのマージンを60万kWとした場合の総燃料費とEPPSのマージンを減少させた場合の総燃料費の差分をマージン減少分のマージン設定の経済的損失額として算出。
※広域メルिटオーダーシミュレーションの概要については、参考資料参照



(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (1)

- 東京中部間連系設備の順逆それぞれ0～60万kWのマージンを設定していることによる電力取引上の経済的損失額を算出した。

⇒ 順方向のマージンについては、マージンを設定していることによる電力取引上の経済的損失額はほとんどない。

東京中部間連系設備のマージン		ケース① (マージン公表)	ケース② (マージン実績)	備考
順方向	逆方向	原発(川内のみ)		
60万kW	60万kW	0(基準値)	0(基準値)	基準値
50万kW	60万kW	0.07	0.06	順方向50~60の10万kW分
40万kW	60万kW	0.12	0.11	順方向40~60の20万kW分
30万kW	60万kW	0.16	0.15	順方向30~60の30万kW分
20万kW	60万kW	0.19	0.18	順方向20~60の40万kW分
10万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向10~60の50万kW分
0万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向60万kW分
60万kW	50万kW	19.32	19.60	逆方向60~60の10万kW分
60万kW	40万kW	37.79	38.30	逆方向40~60の20万kW分
60万kW	30万kW	55.40	56.20	逆方向30~60の30万kW分
60万kW	20万kW	72.21	78.77	逆方向20~60の40万kW分
60万kW	10万kW	88.25	89.61	逆方向10~60の50万kW分
60万kW	0万kW	103.58	105.20	逆方向60万kW分

単位: 億円

0.21 : 検討1～3で使用した値

ケース①: 各連系線マージンは公表ベース(最小値)

ケース②: 各連系線マージンは、2015年度実績(平均)ベース

(参考) 広域メルिटオーダーシミュレーション結果 (2)

- 東京中部間連系設備増強(210万kW、300万kW)ケースにおける順逆それぞれ60万kWのマージンを設定していることによる電力取引上の経済的損失額を算出した。(感度分析)
 ⇒ FCを増強すると空容量が増加するため、マージンを設定していることによる電力取引上の経済的損失額は小さくなる。

	東京中部間連系設備のマージン		ケース① (公表)	ケース② (実績)	備考
	順方向	逆方向	原発(川内のみ)		
標準ケース【再掲】	60万kW	60万kW	0(基準値)	0(基準値)	基準値
	0万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	103.58	105.20	逆方向60万kW分
FC増強(210万kW)ケース	60万kW	60万kW	0(基準値)	0(基準値)	基準値
	0万kW	60万kW	0.02	0.03	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	66.24	67.22	逆方向60万kW分
FC増強(300万kW)ケース	60万kW	60万kW	0(基準値)	0(基準値)	基準値
	0万kW	60万kW	0.00	0.00	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	35.16	36.15	逆方向60万kW分

単位: 億円

ケース①: 各連系線マージンは公表ベース(最小値)
 ケース②: 各連系線マージンは、2015年度実績(平均)ベース

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (3)

- シミュレーションの前提とした2015年度の供給計画ベースの電源ラインナップでは、原子力のうち川内のみを織り込んでいたが、その後再稼働した伊方3号機を織り込んで、60万kWのマージンを設定していることによる電力取引上の経済的損失額を算出した。(感度分析)
⇒伊方3号機を織り込んでも、評価結果にはほとんど影響が無い。

	東京中部間連系設備のマージン		ケース① (マージン公表)	ケース② (マージン実績)	備考
	順方向	逆方向	原発(川内+伊方3号機)	原発(川内+伊方3号機)	
原発(川内+伊方3号機のみ)ケース	60万kW	60万kW	0(基準値)	0(基準値)	基準値
	0万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	104.40	106.02	逆方向60万kW分

単位: 億円

【参考】

	東京中部間連系設備のマージン		ケース① (マージン公表)	ケース② (マージン実績)	備考
	順方向	逆方向	原発(川内のみ)		
標準ケース【再掲】	60万kW	60万kW	0(基準値)	0(基準値)	基準値
	0万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	103.58	105.20	逆方向60万kW分

ケース①: 各連系線マージンは公表ベース(最小値)

ケース②: 各連系線マージンは実績値

(参考) マージンを設定していることによる経済的損失額の試算 (直近実績に見直し)

Ⅱ. 想定電力量(△T)を増加空容量のX%と仮定

X%	想定電力量(△T)	メリット額(△W)2014年度ベース		メリット額(△W)2015年度ベース		メリット額(△W)2016年度ベース	
		順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
分断率		13.84%	15.07%	0.07%	67.84%	0.53%	67.35%
分断時値差平均		1.94円/kWh	1.47円/kWh	6.17円/kWh	2.39円/kWh	1.41円/kWh	2.25円/kWh
25%	13億1400万kWh	1.77億円／年	1.45億円／年	0.03億円／年	10.65億円／年	0.05億円／年	9.96億円／年
50%	26億2800万kWh	3.53億円／年	2.90億円／年	0.06億円／年	21.30億円／年	0.10億円／年	19.92億円／年
75%	39億4200万kWh	5.30億円／年	4.36億円／年	0.08億円／年	31.94億円／年	0.15億円／年	29.87億円／年
100%	52億5600万kWh	7.06億円／年	5.81億円／年	0.11億円／年	42.59億円／年	0.20億円／年	39.83億円／年

※JEPX公表のスポット取引結果の価格より算出

※2016年度のデータについては、2016年11月8日までのデータで算出

2014年度と2015年度以降の傾向は全く異なるため、
直近の2015年度、2016年度の試算結果を採用する。

【留意事項】

- ・上記試算は、2014年度、2015年度、2016年度(2016年11月8日まで)のスポット取引結果の価格差より算出した場合の損失額であり、将来も同様の分断率、超過量、値差が継続することを保証するものではないことに留意が必要
→年度によって、損失額が全く異なっていることから明らか。
- ・例えば、想定電力量を増加空容量の100%と仮定したケースとは、増加空容量の60万kWが、1年間を通して、ずっと空容量になることなく使われるという仮定であり、この試算方法における理論的な経済的損失額の最大値であり、実際には、継続的には起こりにくい仮定であることに留意が必要。

以上より、60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、順方向については、**約0.03億円～0.20億円/年**、逆方向については、**約9.96億円～42.59億円/年**と試算される。

論点3:周波数制御に対応したマージンの必要性・量

東京中部間連系設備(順方向:西向き)のマージンの必要性・量 検討1

12

- 検討1「N-2以上の故障で現状以上の停電を許容するか」(EPPS機能の必要性)について、
A:稀頻度事象発生時増分損失額、及び、B:マージン設定の経済的損失額を試算した。
- 試算結果に影響を与える要因が多く存在するがどう判断することが適当か？

A:稀頻度事象発生時増分損失額の試算結果

・60万kWのEPPS機能を無くした場合に、稀頻度事象が夏の平日に発生した場合に、60万kWの停電が増加し、その停電が8時間継続した場合の増分損失額は、**約10.59億円～109.47億円/年**と試算される。

頻度	損失額(億円/年)	頻度	損失額(億円/年)
10年に1回	84.75~109.47	50年に1回	16.95~21.89
20年に1回	42.37~54.74	80年に1回	10.59~13.68

【損失額の算出式】

損失額＝停電電力×停電継続時間×停電コスト×頻度

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・景気悪化、本社機能喪失等の間接的な損失額は考慮できていない。
(→考慮が難しい。)
- ・停電コストは、事前予告の方法などの前提条件で大きく変わる可能性がある。
- ・アンケート回答者は、実際に経験したことが無い停電を想定しての損害額を予想しているため、予想誤差を含んでいる。
- ・予告無しの停電コストについては、倍率だけを聞いており、予想誤差が大きい。
- ・停電コストは、夏の平日昼間及び冬の平日夕方のコストであり、それ以外の時間帯では、異なる可能性がある。
- ・実際の停電量は、系統状況により上下する。
- ・マージンを無くしても、「設備容量－計画潮流」の範囲でEPPS機能を動作させれば、停電量は抑制できる場合がある。
- ・トータルの供給支障電力が増加することにより、復旧開始時間が延びる可能性があるが、その場合の供給支障電力増加分以外の部分の損失は加味できていない。(予測が困難)
- ・稀頻度事象の頻度の想定は難しい。
- ・大地震から頻度を想定しているが、大地震以外でも電源立地場所付近の地震でも停電につながるような電源脱落が発生するケースもある。(中越沖地震等)

B:マージン設定の経済的損失額の試算結果

・60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、**約0.03億円～7.19億円/年**と試算される。

【社会厚生による考え方による算出式】

$$\Delta W = \Delta T(P1 - P2) / 2$$

ΔW:社会厚生の変化分、ΔT:想定電力量、P1-P2:エリア間価格差

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・取引活性化で、競争が進展していた等の間接的な損失額は考慮できていない。
(→考慮が難しい。)
- ・過去の値差で試算しているが、将来の値差の予測が困難。
- ・空容量増加後の取引活性化に寄与する量の予測が困難。

論点3: 周波数制御に対応したマージンの必要性・量

東京中部間連系設備(順方向: 西向き)のマージンの必要性・量 検討2

13

- 検討2「EPPS相当機能の代替手段の評価」(検討1でEPPS相当機能が必要であるとする場合)について、前ページのB: マージン設定の経済的損失額に加え、C: 代替手段増分コストを試算した。
- 試算結果に影響を与える要因が多く存在するかどうか判断することが適当か？

C: 代替手段増分コストの試算結果

- ・60万kWのEPPS相当機能のN-2故障時の周波数低下度合いを同等とする観点における代替手段としては、約100万kWのGF容量を増加して確保する必要※がある。
 - ・その場合の増分コストは、**約230億円/年**と試算される。
- ※1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていない。

【算出方法】

- ・シミュレーションでEPPS機能を代替するGF容量を算出
- $$\text{増分コスト} = \sum (\text{代替するGF容量} \times \text{時間} \times \text{部分負荷運転に伴う増分コスト単価})$$

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・簡易的なシミュレーションで試算している。
- ・「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」時の部分負荷運転に伴う増分コスト単価で試算しているため、追加確保量が増えると、さらに高コストの発電機で持ち替えなければならない点を考慮できていない。

B: マージン設定の経済的損失額の試算結果 (再掲)

- ・60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、**約0.03億円～7.19億円/年**と試算される。

【社会厚生による算出式】

$$\Delta W = \Delta T (P1 - P2) / 2$$

$$\Delta W: \text{社会厚生の変化分}, \Delta T: \text{想定電力量}, P1 - P2: \text{エリア間価格差}$$

(試算結果に影響を与える要因等)

- ・取引活性化で、競争が進んでいた等の間接的な損失額は考慮できていない。(→考慮が難しい。)
- ・過去の値差で試算しているが、将来の値差の予測が困難。
- ・空容量増加後の取引活性化に寄与する量の予測が困難。

論点3:周波数制御に対応したマージンの必要性・量

東京中部間連系設備(逆方向:東向き)のマージンの必要性・量 検討3

14

- 東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージン(逆方向:東向き)の量について、以下の方向性で設定することとしてはどうか。

【検討の進め方】

- ①N-1故障で停電させない方向で進めるため、EPPS相当機能は必要となる。
- ②EPPS機能の代替手段の有無と増分コストの試算(代替手段がある場合)
- ③マージンを設定していることによる経済的損失額の試算
→②と③を比較し、代替手段を取るか、「マージン+EPPS機能」を取るかを議論

B:マージン設定の経済的損失額の試算結果

- ・60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、**約0.62億円～42.09億円/年**と試算される。

C:代替手段増分コストの試算結果

- ・60万kWのEPPS相当機能のN-1故障時に停電させない観点における代替手段としては、約90万kWのGF容量を増加して確保する必要※がある。
・その場合の増分コストは、**約200億円/年**と試算される。
※1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていない。

【議論の方向性】

- N-1故障時に停電させない観点におけるEPPS機能の代替手段はあるが、増分コストがマージンを設定していることによる経済的損失額よりも大きい。
○経済的損失額の試算については、様々な仮定に基づいており、試算結果に影響を与える変動要因が残った試算結果となっている。

- それぞれの試算結果については、試算結果に影響を与える変動要因が残った試算結果であるが、そのことを加味しても、代替手段増分コストが大きいと考えられ、60万kWのEPPS機能は残す必要があるため、マージンも60万kW設定することが適当ではないか。

【BとCの比較】

B:経済的損失額		C:代替手段増分コスト
約0.62億円～42.09億円	<	約200億円

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(見直し) (1)

■ 大地震が発生した場合の損失額の試算(1回あたり)

➤ 【見直し前】EPPS機能分の60万kWの停電が発生した際の増分最大損失額の試算(1回あたり)

ケース		損失額(億円/回)			
		1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
夏の平日	予告有	29.29~52.48	42.88~67.24	53.28~81.73	94.17~118.08
	予告無	210.21~489.62	307.75~627.35	404.45~762.54	847.50~1094.70
冬の平日	予告有	20.76~57.93	30.39~74.22	39.94~90.21	83.69~129.51
	予告無	178.81~565.52	261.78~724.60	344.04~880.76	720.91~1264.41

出所) 第8回調整力等に関する委員会 資料4

(http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_08_04.pdf)

【見直し内容】

- ・夜間、休日の損失額は小さいと考えられるため、仮に夜間(20:00~8:00)、休日(30日当たり10日が休日とする。)の損失額は、0とした。(本来は0ではないので、小さめに見積もり。)
- ・中間期は、夏、冬よりも損失額は小さいと考えられるが、仮に夏の損失額は6か月間適用、冬の損失額は6か月間適用した。(本来は中間期は小さいので、大きめに見積り。)
- ・夏の平日(13:00~15:00)、冬の平日(17:00~19:00)に停電した場合の停電コストを採用して、昼間(8:00~20:00)の増分損失額とみなしているため、実際の停電コストとは乖離がある可能性があることに留意が必要。

増分損失額(期待値) = $6/12 \times (\text{夏の平日単価} \times 12/24 \times 20/30) + 6/12 \times (\text{冬の平日単価} \times 12/24 \times 20/30)$

➤ 【見直し後】EPPS機能分の60万kWの停電が発生した際の増分損失額(期待値)の試算(1回あたり)

ケース		損失額(億円/回)			
		1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
予告有		8.34~18.40	12.21~23.58	15.54~28.66	29.64~41.27
予告無		64.84~175.86	94.92~225.33	124.75~273.88	261.40~393.19

A: 稀頻度事象発生時増分損失額

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(2)

17

■ 直接的な被害額の調査結果(電力系統利用協議会実施「停電コストに関する調査(平成26年1月)」)

- ▶ 供給力不足による停電を前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した2ケースについて計画停電の事前予告のある場合の停電コストをアンケート調査(大口事業者、中小事業所、個人を対象)
- ▶ 事前予告が無い場合の停電コストについても、予告有りの何倍かをアンケート調査

ケース※1	停電コスト単価(円/kWh)、倍率(倍)※2					
	大口事業所		中小事業所※3		個人	
	予告有	予告無倍率	予告有	予告無倍率	予告有	予告無倍率
夏の平日	2,199~4,517	23.7	1,651~6,177	7.3	5,999	1.35
冬の平日	2,198~4,763	25.1	1,215~9,082	6.5	4,317	1.28

※1 夏の平日:13~15時(2時間)、冬の平日:17~19時(2時間)

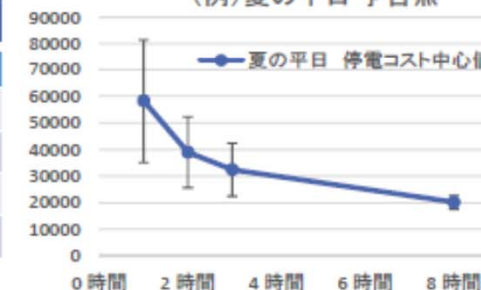
※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。事業所については、計画停電の1~2ヶ月前より予告がある条件、個人については2時間前に予告がある条件での回答。

※3 中小事業所の調査結果については少ない有効回答(個人や大口事業所の1割程度)の集約結果であることに留意が必要。

■ 上記調査結果を元に大口事業所、中小事業所、個人の需要割合※4で加重平均し算出

ケース		停電コスト単価(円/kWh)			
		1時間継続単価※5	2時間継続単価	3時間継続単価※5	8時間継続単価※5
夏の平日	予告有	4,881~8,746	3,573~5,603	2,960~4,540	1,962~2,460
	予告無	35,036~81,603	25,646~52,279	22,470~42,364	17,656~22,806
冬の平日	予告有	3,460~9,654	2,533~6,185	2,219~5,012	1,744~2,698
	予告無	29,802~94,254	21,815~60,384	19,113~48,931	15,019~26,342

(例)夏の平日 予告無



※4 平成24~26年度の大口、中小、個人の需要電力量の割合

※5 平成20年度調査において、1時間継続、3時間継続、8時間継続の使用電力量、停電コストを調査している。2時間継続は、1時間継続及び3時間継続の使用電力量及び停電コストがそれらの平均になるとして算出した。平成25年度調査においては、2時間継続の使用電力量、停電コストを調査している。今回の試算においては、平成25年度調査の数字を採用した上で、1時間継続、3時間継続、8時間継続の単価については、平成20年度調査の単価比率を元に算出した。

出所) 第8回調整力等に関する委員会 資料4

(http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusuiinkai/files/chousei_08_04.pdf)

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(見直し) (2)

■ 大地震が発生した場合の増分損失額の試算(年あたり)

➤ 【見直し後】EPPS機能分の60万kWの停電が発生した際の増分損失額(期待値)の試算(年あたり)

頻度	ケース	損失額(億円/年)			
		1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
10年に1回	予告無	6.48~17.59	9.49~22.53	12.47~27.39	26.14~39.32
20年に1回	予告無	3.24~8.79	4.75~11.27	6.24~13.69	13.07~19.66
50年に1回	予告無	1.3~3.52	1.90~4.51	2.49~5.48	5.23~7.86
80年に1回	予告無	0.81~2.20	1.19~2.82	1.56~3.42	3.27~4.91

【留意事項】

- ・停電コストは、発生時間や発生日等により変動するため、上記の見積もりは、60万kWの停電が発生した場合における増分損失額(期待値)の見積もりとなっており、地震等が発生した場合に、必ずこの額の範囲の損失が発生するわけではないことに留意が必要。
- ・EPPS機能の60万kWを無くした場合の停電増加量は、系統状況や発生事故等によって、上下する可能性があることに留意が必要。(特に揚水運転中の揚水発電機が並列しているかどうかには大きく依存)
- ・EPPS機能分のマージンを無くしたとしても、「設備容量一計画潮流」の範囲で、EPPS機能を動作させる場合は、停電量は低減される可能性があることに留意が必要
- ・予告有(このページには記載なし)のアンケートについては、例えば、事業所向けにおいては、生産高・売上高の減少、挽回可能な「生産高・売上高の減少」、想定外の労務費、物的損害費用、その他追加的費用、抑制される費用を細分化して聞いているが、予告無については、予告有の何倍程度かを聞いているものであり、予告無の倍率には、予告有以上に誤差を含んでいることに留意が必要。
- ・日本海溝、相模トラフ、南海トラフを震源とする大地震の頻度で検討すれば、20年から50年に1回程度の頻度であるが、実際には、それ以外の震源の地震や規模が小さい地震でも、電源立地場所に近い場合は、電源停止による停電につながる可能性もあることに留意が必要。(中越沖地震、宮城県沖地震、駿河湾沖地震等)
- ・夜間・平日・休日、季節を考慮した補正については、大きな仮定を置いた上での補正であることに留意が必要。

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(見直し)(3)

➤ 大地震以外で発生するN-2故障(送電線ルート断。N-1故障は対象外。)による増分損失額(期待値)の試算

方向	ケース	損失額(億円/年)			
		1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
順方向	予告無	4.41～11.95	6.45～15.31	8.48～18.61	17.77～26.72
逆方向	予告無	6.04～16.39	8.85～21	11.63～25.53	24.36～36.65

【試算概要】

・昭和40年4月～平成28年10月(約51.5年間)の送電線N-2故障を起因とするEPPS動作実績は下記の通り。

No	発生日時	起因	供給力喪失量(万kW)	EPPS動作方向	EPPS動作量(万kW)	EPPS最大量(万kW)	EPPS動作量比率(%)
10	昭和43年8月9日(金)17時39分	送電線N-2	確認できず	順方向	24	20	100 [※]
17	昭和48年8月4日(土)14時25分	送電線N-2	確認できず	逆方向	21	20	100 [※]
21	昭和49年1月21日(月)20時13分	送電線N-2	確認できず	逆方向	20	20	100
36	昭和51年5月5日(水)17時58分	送電線N-2	確認できず	逆方向	20	20	100
43	昭和54年3月1日(木)5時59分	送電線N-2	118	順方向	20	40	50
67	昭和61年3月23日(日)14時07分	送電線N-2	124	逆方向	20	50	40
69	平成4年2月1日(土)4時28分	送電線N-2	確認できず	逆方向	44	50	100 [※]
70	平成4年5月27日(水)14時28分	送電線N-2	110	逆方向	20	50	40
72	平成11年4月6日(火)12時05分	送電線N-2	236	順方向	50	50	100
78	平成28年9月8日(木)12時53分	送電線N-2	288	順方向	60	60	100

※佐久間FCの事前潮流の影響で動作量に端数が出ているため補正。

・送電線2回線故障による年あたりのEPPS動作確率は、

順方向: 4回/(51.5年)=0.078回/年

逆方向: 6回/(51.5年)=0.117回/年

・この確率に動作量比率の平均値(順方向:87.5%、逆方向:80%)と60万kW分の停電コスト(継続時間毎の単価)をかけることで算出。

(計算例)順方向の8時間継続時の損失額:0.078回/年×87.5%(動作量比率平均)×(261.40～393.19億円/回)=17.77～26.72億円/年

出所) 資料4 参考資料2の内容を抜粋し、一部情報追加

【補足説明・留意事項】

・EPPS動作量比率を採用しているのは、EPPS最大設定量が時期により異なるためであり、EPPS最大設定量を現在の60万kWに換算しているイメージ。

・過去のEPPS動作実績は、明らかに最近の動作確率が低く、現在の系統状況で過去からの平均的な動作確率と同じ確率で発生することは考えにくい、動作実績自体の絶対数が少ないため、便宜上、過去からの平均的な動作確率を採用して試算している。このため、実際の発生確率よりも大きめに見積もっていることに留意が必要。

・8時間継続時の損失額で評価しているが、送電線のルート断による停電時間は、地震よりは短い※傾向にあることから大きめの見積もりになっていることに留意が必要。



※ルート断事故(N-2)による停電時間の例

①2016年9月8日発生の中部エリア275kV幸田碧南線ルート断事故(雷)の最長停電時間は、35分。

②2015年3月2日発生の中部エリア275kV信濃東信線ルート断事故(降雪)の最長停電時間は、4時間31分。

(参考) EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算(見直し) (4)

➤ 大地震及びN-2故障(送電線ルート断)による増分損失額(期待値)の試算(合算値)※

方向	頻度	ケース	損失額(億円/年)			
			1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
順方向	10年に1回	予告無	10.89～29.54	15.94～37.85	20.95～46.00	43.91～66.04
	20年に1回	予告無	7.65～20.74	11.2～26.58	14.72～32.31	30.84～46.38
	50年に1回	予告無	5.7～15.47	8.35～19.82	10.97～24.09	22.99～34.59
	80年に1回	予告無	5.22～14.15	7.64～18.13	10.04～22.04	21.03～31.64
逆方向	10年に1回	予告無	12.53～33.98	18.34～43.53	24.1～52.92	50.5～75.96
	20年に1回	予告無	9.28～25.18	13.59～32.27	17.86～39.22	37.43～56.31
	50年に1回	予告無	7.34～19.91	10.75～25.51	14.12～31.00	29.59～44.51
	80年に1回	予告無	6.85～18.59	10.03～23.82	13.19～28.95	27.63～41.56

※N-1故障の増分損失額は含んでいない。

※N-3以上故障の確率は低いため増分損失額は0と仮定。

以上