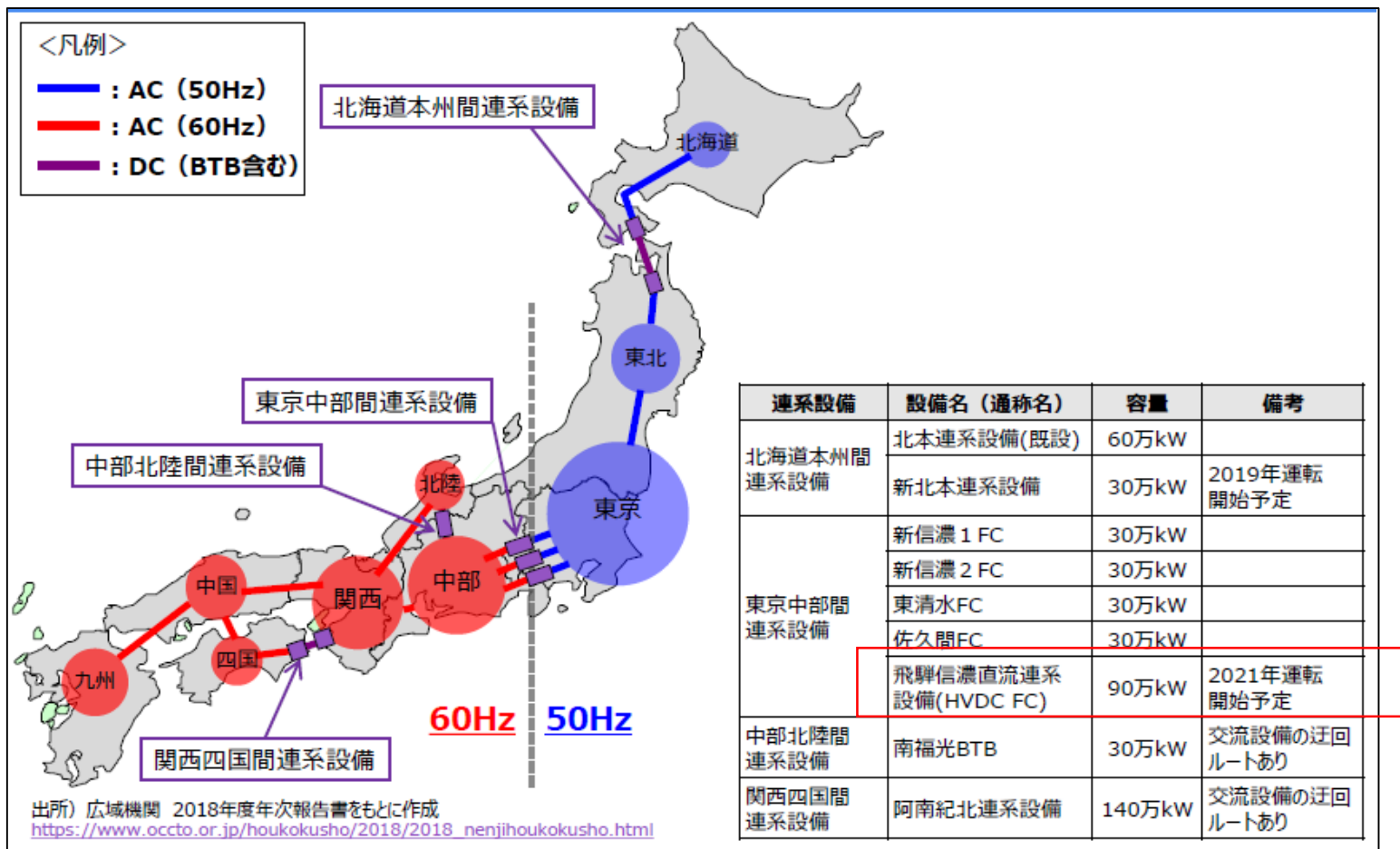


飛騨信濃周波数変換設備運用開始に伴う 東京中部間連系設備(FC)の運用について

2020年1月28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

- 飛騨信濃周波数変換設備(以下、飛騨信濃FC)は2021年3月の運用開始を目指し、現在、変換所や送電線等の建設工事を進めている。
- 運用開始以降は東京中部間連系設備(以下、FC)の容量が「120万kW」から「210万kW」へ拡大される。
- 今回、FCの容量増加に伴うFCの運用方法について整理したため、ご議論いただきたい。



1. 飛騨信濃FC運用開始に伴う東京中部間連系設備(FC)のマーヅンについて
2. 東京中部間連系設備(FC)に係る運用について

- 現状の連系線のマーヅンの設定量については、マーヅン検討会にて議論されている。
- FCのマーヅンについては、下表のとおり周波数制御(EPPS)に対応したマーヅン(Bマーヅン)として確保している。

1. 実需給断面におけるマーヅンの設定の考え方及び確保理由			4
連系線	方向	マーヅンの設定の考え方及び確保理由	
東北東京間連系線	東北→東京	次の①～②のうち大きい値とする。 ① ※1 (最大値は、東京エリアの融通期待量 (系統容量の3%相当) の半量) <A1> ② 台風や暴風雪等の予見可能なリスクが高まった場合は、電力系統を安定に維持するため、東京エリア内で想定する送電線の故障により複数の電源が脱落した場合に東北エリアから東京エリアに流れる最大の潮流の値 <C2> また、上記に加え、※2を加える。 <B0>	
	東京→東北	※1 (最大値は、東北エリアの融通期待量 (系統容量の3%相当)) <A1> また、上記に加え、※2を加える。 <B0>	
東京中部間連系設備	東京→中部	60Hz系統内で送電線の故障により複数の電源が脱落した場合又は最大電源が脱落した場合に、60Hz系統の周波数低下を抑制するため。但し、東京中部間連系設備を介して東北・東京エリアから電力を受給しても、東北・東京エリアの周波数偏差と60Hz系統の周波数偏差が原則逆転しない値とする。 <B2> 但し、※1 (最大値は、中部及び関西エリアの融通期待量 (系統容量の合計の3%相当) の半量) の値の方が大きい場合は、その値とする。 <A1>	
	中部→東京	50Hz系統内で送電線の故障により複数の電源が脱落した場合、又は最大電源が脱落した場合に、東北・東京エリアの周波数低下を抑制するため。但し、東京中部間連系設備を介して60Hz系統から電力を受給しても、60Hz系統の周波数偏差と東北・東京エリアの周波数偏差が原則逆転しない値とする。 <B1> 但し、※1 (最大値は、東京エリアの融通期待量 (系統容量の3%相当) の半量) の値の方が大きい場合は、その値とする。 <A1>	

※1 原則ゼロとする。但し、電気の供給先となる供給区域に必要な運転予備力又は供給区域に電気を供給予定の供給区域の電源のうち出力が最大である単一の電源の最大出力 (但し、当該電源が発電する電気を継続的に供給区域外へ供給している場合は当該供給量を控除した値とする) に対して予備力が不足する場合は、不足する電力の値をマーヅンとして設定する

※2 北海道風力実証試験に係るマーヅンとして、調整力のエリア外調達のため。具体的には、北海道風力実証試験のために連系する風力発電の予測誤差に対応できる値

(注) < > はマーヅンの区分を示す。シート7, 8参照

- 前述のとおり、FCのマーヅン設定量は、電源脱落等により周波数低下が発生した故障側エリアに対して健全側エリアから送電するためのEPPS設定量である。
- EPPS設定量については、故障(受電)側エリアと健全(送電)側エリアとの周波数偏差が逆転しないことを基本とし、その閾値は、需要によって変化することから、年間を通して逆転しない値(最小需要時)として60万kWとしている。
- そして、EPPS設定量60万kWについて、「マーヅンとして確保した場合の経済的損失」と「マーヅンとして確保しなかった場合の代替手段(GF容量増加)対策費用」等との経済性を比較検討したうえで、マーヅンとして確保することを決定しているところ。
(第7回、8回調整力等に関する委員会、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議論)

マーヅンとして確保する量 (実需給断面)

8

■ 東京中部間連系設備 (FC)

➤ 両方向 (東京⇒中部、中部⇒東京)

電源脱落等により、50Hzまたは60Hzエリアの周波数が規定値を下回った場合、周波数を早急に回復させるため、健全エリアから瞬時に応援電力を受電することで、負荷遮断リスクを軽減すると共に、電力品質や供給信頼度の低下を防ぐ。

【設定量の考え方】

➤ 周波数の速やかな回復のためには、可能な限り多く融通することが望ましい。

➤ しかし、融通量を増大すると、健全(送電)側エリアの周波数低下が大きくなるため、故障(受電)側エリアと健全(送電)側エリアとの周波数偏差が逆転することのないよう、60万kWに設定。

※需要の多い時間帯(昼間など)は、送電系統の周波数低下量が低減されるため、EPPSにより60万kW以上を瞬時に融通可能。ただし、系統利用者の利便性を考慮し、全ての時間帯で60万kWを上限としている。



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第3回マーヅン及び予備力に関する勉強会(H26.11.27)
東京電力殿・中部電力殿説明資料

- 第7回調整力等に関する委員会で、EPPS機能に期待する内容について、整理している。
- 「60Hzエリア(中西地域)」においては、N-2以上の故障で負荷遮断の量や頻度の抑制策として、「50Hzエリア(東地域)」においては、N-1の故障での電源脱落等による停電回避策として期待している。

(参考)EPPS機能への期待について

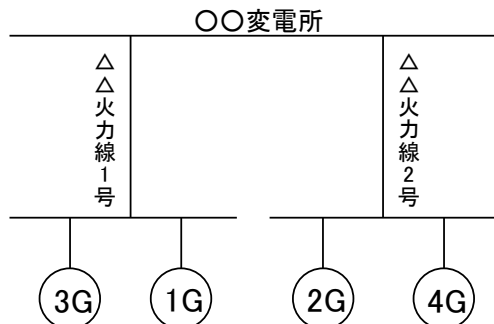
12

- 中・西エリア、東京エリアでそれぞれ下記のような内容をEPPS機能に期待している。

	中・西エリア	東京エリア
EPPSに期待する内容	送電線ルート故障(N-2)による電源脱落等、 N-2以上 の故障で負荷遮断の量や頻度を抑制 ※N-1故障では、EPPSが無くても負荷遮断は発生しない。	送電線の N-1 故障での複数の電源脱落及び送電線ルート故障(N-2)による電源脱落等、N-2以上の故障で負荷遮断の量や頻度を抑制 ※EPPSに期待すればN-1故障については、負荷遮断を0にできる。(60万kW作動時) ※N-2故障時の電源脱落量が、500万kW程度の場合、ほとんどの断面で負荷遮断が発生する。

⇒中・西エリアと東京エリアでは、EPPS機能に期待している内容が異なる。

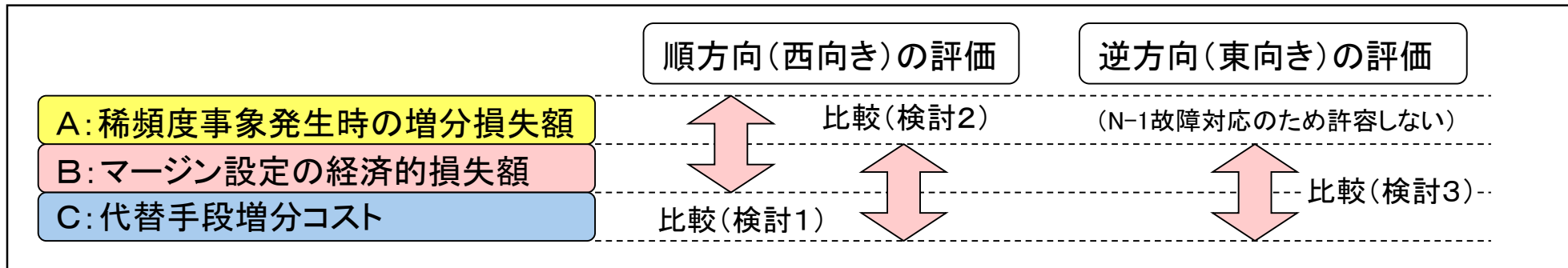
▶ 送電線のN-1故障で複数の電源脱落が発生する系統の例(ユニット送電方式※)



※ユニット送電方式
送電線の1回線単位に発電機を接続して送電する方式。
この例の場合、△△火力線1回線事故(N-1故障)で発電機2台が脱落する。



- 第8回調整力等に関する委員会、第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会では、FCの順方向(西向き)・逆方向(東向き)それぞれで、「A:稀頻度事象発生時の増分損失額」、「B:マーヅン設定の経済損失額」、「C:代替手段増分コスト」の観点から、マーヅン確保の要否を比較評価している。



比較検討項目	評価内容
A: 稀頻度事象発生時の増分損失額	マーヅンを確保せず停電を許容した場合、稀頻度事象(大地震やN-2の故障)が発生したときに停電量が増加し、その停電が8時間継続した場合の停電コスト増分費用を評価
B: マーヅン設定の経済損失額	マーヅンを確保することによる市場取引への経済的損失額を社会厚生 of の考え方にに基づき評価(エリア分断が発生した場合における、「エリア間値差×マーヅン設定量÷2」のΣ)
C: 代替手段増分コスト	逆方向(東向き)はN-1の故障時の停電を回避するための、順方向(西向き)はN-2の故障時の停電量増加を回避するための、代替手段として確保すべき、GF容量増加分の持替費用増分を評価

■ 第11回調整力等に関する委員会では、FCの順方向(西向き)のマーヅン確保の優位性を評価していた。

2. 順方向(:西向き)のEPPSのマーヅンの必要性、量について 検討1

9

- 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: マーヅン設定の経済的損失額を試算した。
⇒マーヅン設定の経済的損失額が小さいため、**マーヅン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

・マーヅ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時間継続し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)のみと比較しても「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

(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。
- ・マーヅンを無くしても、「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: マーヅン設定の経済的損失額の試算結果

・60万kWのマーヅ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。

■ 第11回調整力等に関する委員会では、FCの順方向(西向き)のマーヅン確保の優位性を評価していた。

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:マーヅ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。
⇒マーヅン設定の経済的損失額が小さく、代替手段ではなく**マーヅン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:マーヅン設定の経済的損失額の試算結果 (再掲)

・60万kWのマーヅ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。



■ 第11回調整力等に関する委員会では、FCの逆方向(東向き)のマーヅン確保の優位性を評価していた。

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:マーヅ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。
 ⇒マーヅン設定の経済的損失額が小さく、代替手段ではなく**マーヅン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。

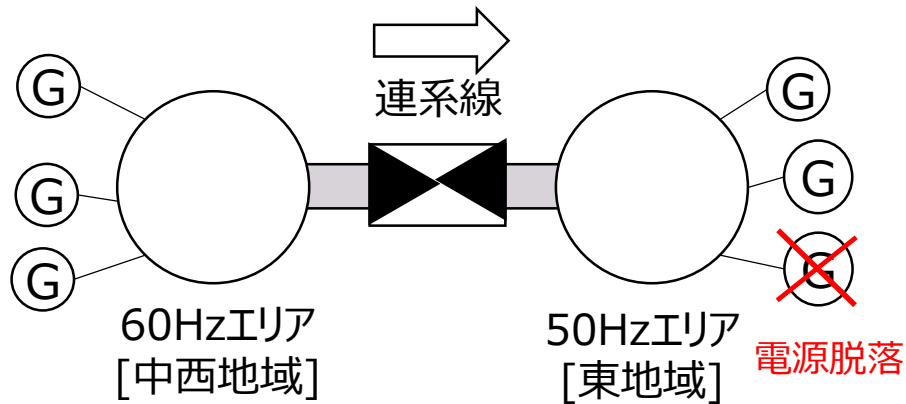
B:マーヅン設定の経済的損失額の試算結果

- ・60万kWのマーヅ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。

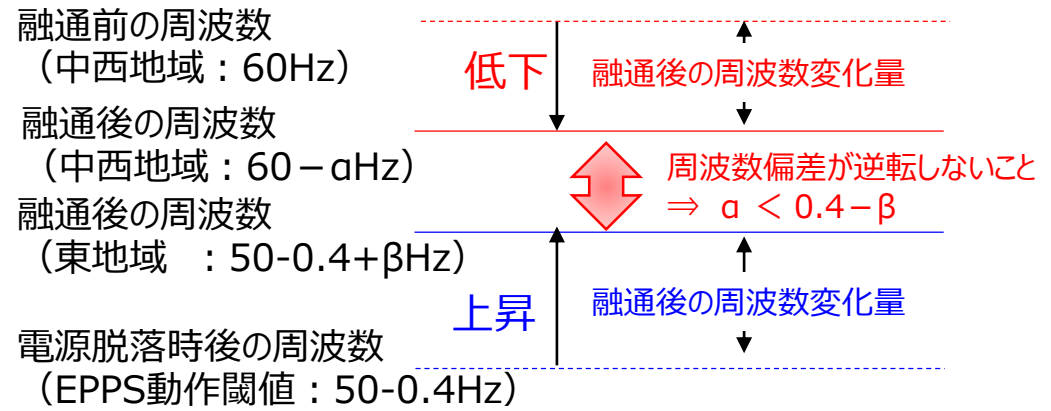
(試算結果に影響を与える要因等)

- 【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。

- 飛騨信濃FCには、予めEPPS設定値を設定しておくのではなく、実需給時点における50Hzと60Hzの系統容量(需要)のオンライン情報から、時々刻々の系統容量に応じて故障側エリアと健全側エリアとの周波数偏差が逆転しない量までを、マージンと空容量の範囲内で、EPPS動作量として算定する機能を有する。
- 本機能により、これまで、年間を通して周波数偏差が逆転しない値とするために、60万kW固定値を上限としていた旧FC(新信濃FC・佐久間FC・東清水FC)によるEPPS動作値よりも融通量を増加させることが可能となる。

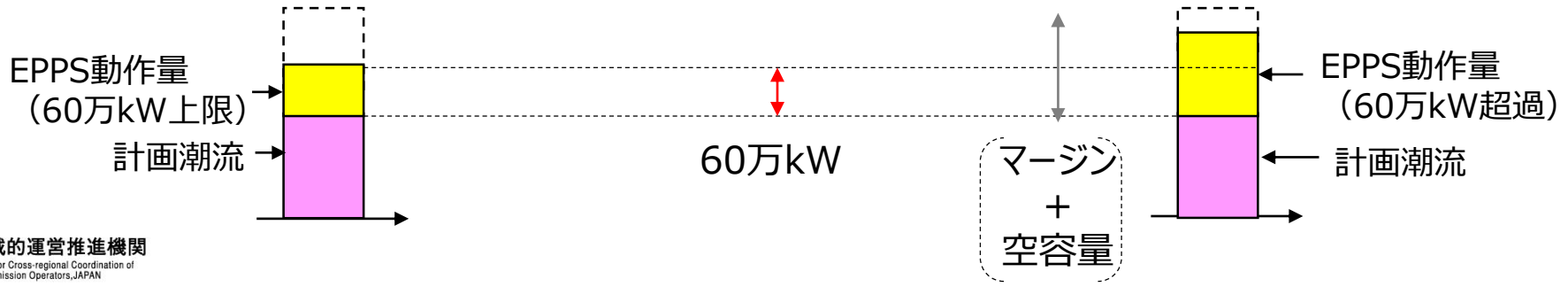


飛騨信濃FCにおけるEPPS機能の考え方

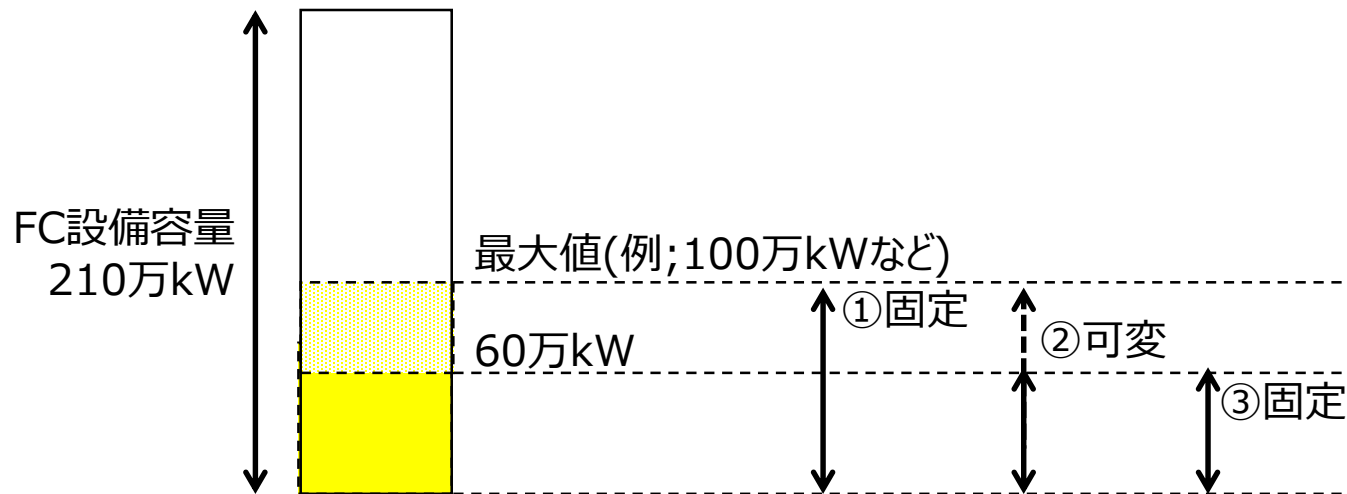


【現在】
系統容量(需要)に関わらず融通量固定

【飛騨信濃FC運用開始後】
系統容量(需要)に応じて融通量を可変



- 飛騨信濃FCのEPPS機能を活用することで、現状の年間を通して60万kWを固定値として設定しているEPPS設定値を可変にし、その分のFCのマージンを確保するという需給運用が考えられる。
- 飛騨信濃FCのEPPS設定に伴うマージン確保方法としては、以下の①～③の3案が考えられるか。
 - ① 年間を通して、EPPSによる最大融通可能量(年間最大需要時のEPPS設定最大値；例えば100万kWなど)を固定値としてマージンを確保する。(マージンを活用してEPPS動作)
 - ② EPPSによる融通可能量をその都度の需要に基づき算定し、可変値としてマージンを確保する。(マージンに一部空容量を活用してEPPS動作)
 - ③ 年間を通して、故障側エリアと健全側エリアとの周波数偏差が確実に逆転しない量として60万kW(年間最小需要時のEPPSによる融通可能量)を固定値としてマージンを確保する。(マージンに空容量を活用してEPPS動作)
- 次頁にて上記3案の得失評価を実施した。



- 下表の3案の得失評価結果を踏まえ、FCのマージンは③60万kWで固定する方向とし、飛騨信濃FCのEPPS機能を常時使用とすることにより、レジリエンスの強化を図ってはどうか。具体的な運用方法については後述する。

FCのマージン確保方法	メリット	デメリット	評価
①年間を通して、EPPSによる最大融通可能量を確保	<ul style="list-style-type: none"> • EPPS動作量を最大限活用した需給運用となる(GF容量の低減や負荷遮断の量・頻度の抑制が期待される) 	<ul style="list-style-type: none"> • 最大需要時以外の時間帯に不必要なマージン確保量が発生し、<u>市場取引による連系線利用の不要な妨げ</u>となる 	<p>×</p> <ul style="list-style-type: none"> • 連系線利用の不要な妨げとなる
②EPPSによる融通可能量をその都度算定し、確保	<ul style="list-style-type: none"> • 需要想定に基づき設定するEPPS動作量を活用した需給運用となる(GF容量の低減や負荷遮断の量・頻度の抑制がある程度期待される) • 卸市場取引への影響をある程度低減できる 	<ul style="list-style-type: none"> • スポット市場取引前(前日朝など)時点にマージンを確保することが必要なため、翌日などの需要想定値に基づきEPPSによる融通可能量を算定することとなり、<u>需要想定誤差の影響</u>により連系線利用の不要な妨げが一部生じる • 一次調整力を需給調整市場により調達することを踏まえると、<u>週間時点の需要想定に基づきEPPS設定量を算定することが必要</u>となる可能性があるか 	<p>△</p> <ul style="list-style-type: none"> • 前日朝時点(一次調整力の市場調達以降は週間時点の可能性あり)での需要想定誤差の影響が生じる ⇒将来的な課題としてFC運用実態を踏まえ実施要否を判断か ※システム対応が必要
③年間を通して、60万kWを確保	<ul style="list-style-type: none"> • <u>レジリエンスの強化</u>の観点から、想定を上回る大規模電源脱落等への対応として、本機能は常時使用として空容量の範囲内で追加融通を行うことも考えられる 	<ul style="list-style-type: none"> • EPPS動作量を60万kW固定とした需給運用となる(現状に対して(GF容量の低減や負荷遮断の量・頻度の抑制低減効果なし) 	<p>○</p> <ul style="list-style-type: none"> • GF容量の低減効果はないものの、レジリエンスの強化が図られる

- 第11回調整力及び需給バランズ評価等に関する委員会では、EPPS設定値60万kWのFCのマーヅン確保に係る経済性評価において、スポット市場のエリア間値差にて評価する経済的損失については、地域間連系線の利用ルール等が変わった場合は、エリア間値差の様相が変わる可能性があることから、再計算することとしていた。
- 今回、マーヅンの必要性における「検討項目B:マーヅン設定の経済損失額」について、間接オークション導入後の2018年度下期以降の実績データを用いて、連系線分断等によって発生する経済的損失について再評価を行った。
- あわせて、以下の検討項目について再評価を実施した。
 - 「検討項目C:代替手段増分コスト」では、東地域の一部ユニット送電の解消により、GF容量とコストを再評価
 - 「検討項目A:稀頻度事象発生時の増分損失額」では、至近における事故実績を追加し、再評価
- なお、前述のマーヅン確保方法案の検討結果のとおり、FCのマーヅンについては、飛騨信濃FCの運用開始以降も、現在と同様にマーヅンを60万kWとし、評価を行う。

<第11回本委員会>

(大橋委員) 結論について異議は無いが、マーヅン設定の経済的損失額の試算は難しいと感じている。データとしてはスポットの値差だけで評価するしかないが、実際に空いていれば、もしかすると、いろいろな事業者が使う可能性もあり、事業予見性も高まると考えられ、そういう意味でも仮定のレベルの経済的損失額の試算ではないかと考える。

(松村委員) 理論的には値差で評価することが本来正しいはず。まともなマーケットになっていれば、値差の評価で完全なものになっているはずであるが、どう考えてもまともなマーケットになっていない状況が続いていることから、このようなことを考えざるを得ないわけである。ブラッシュアップに膨大な労力を投入するのか、市場がまともな姿になるように注力すべきかについては、意見が分かれるところではないか。

→ (事務局) 確かに松村委員の言われるように地域間連系線の利用ルールが変わり、費用が増加すると分断がもっと発生し、値差が全く違う様相になる可能性がある。その際には、再計算をさせていただきたい。

- 第8回調整力等委員会時点(2016年11月)では、FCのマージンによる経済的損失を至近の市場取引実績から算出していたところ。
- 具体的には、2015年度スポット市場取引実績データから東京-中部間のエリアプライスの値差をもとに、東京-中部間エリア分断時において、マージンとして確保する60万kWを空容量とした場合、増加空容量が市場取引に寄与すると想定し、電力系統利用協議会で検討された「社会厚生のお考え方」に基づき、経済的損失を試算している。
- 試算結果としては、順方向(西向き)は約0.1億円、逆方向(東向き)は約43億円の経済的損失と算出していた。

B:マージン設定の経済的損失 (2015年度)

	平均エリアプライス差	コマ数 ()内は全コマ(17,568コマ)に対する割合	経済的損失※
順方向 (西向き)分断	6.17円	12コマ(0.1%)	約0.1億円
逆方向 (東向き)分断	2.39円	11,918コマ (67.8%)	約43億円
プライス差なし (分断無し)	—	5,638コマ(32.1%)	—

※電力系統利用協議会で検討された「社会厚生のお考え方」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) 今回は30万kWh、 $P1 - P2$: エリア間価格差)
 経済的損失は、 ΔW の Σ となる。

B: マージン設定の経済的損失(今回の追加評価) ～間接オークション導入以降の市場取引実績に基づく評価～

- 前頁と同様に、連系線利用ルール見直し(間接オークション導入)以降における、FCのマージンによる経済的損失を試算する。今回、経済的損失の試算における対象期間は、間接オークション導入後の1年間(2018年10月～2019年9月)とした。
- 試算結果としては、順方向(西向き)は約0.5億円、逆方向(東向き)は約65億円の経済的損失と算出した。
- なお、飛騨信濃FC運用開始により、市場取引で利用できるFC容量が90万kW増加することから、東京－中部間のエリアプライスの値差およびはエリア分断の回数は小さくなることが想定され、経済的損失も軽減されることが考えられる。

B: マージン設定の経済的損失 (2018年10月～2019年9月)

	平均エリアプライス差	コマ数 ()内は全コマ(17,520コマ)に対する割合	経済的損失※
順方向(西向き) 分断	1.45円	237(1.4%)	約0.5億円
逆方向(東向き) 分断	2.95円	14,759 (84.2%)	約65億円
プライス差なし (分断無し)	—	2,524(14.4%)	—

※電力系統利用協議会で検討された「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) 今回は30万kWh、 $P1 - P2$: エリア間価格差)
 経済的損失は、 ΔW の Σ となる。

B: マージン設定の経済的損失額

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (2)

22

- 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のマーヅを設定していること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、マーヅを設定していること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ヅ		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: 各連系線マーヅは公表ベース(最小値)
ケース②: 各連系線マーヅは、2015年度実績(平均)ベース

- 検討項目Cにおける代替手段の増分コストの試算 (GF容量) を増加させた場合の今回再確認を行った。
- 西向きは増分コストは変わらず、東向きは一部ユヅット送電が解消されたものの、N-1の故障での電源脱落等による停電回避策としてEPPSに期待している状況は変わらず、代替手段コストは約110億円/年と確認した。

【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
- $$\text{増分コスト} = \Sigma (\text{代替するGF容量} \times \text{時間} \times \text{部分負荷運転に伴う増分コスト単価})$$

東京中部間連系設備 (順方向:西向き) のマーヅンの必要性・量

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。



C:代替手段増分コストの試算結果

- ・増分コストは、**約230億円/年**で変更なし。

東京中部間連系設備 (逆方向:東向き) のマーヅンの必要性・量

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。



C:代替手段増分コストの試算結果

- ・N-1の故障での電源脱落等による停電回避策として60万kWのEPPSに期待している状況は変わらず、代替手段として、約50万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110億円/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。

C: 代替手段増分コスト

(参考) EPPS機能の代替手段の有無と増分コストの試算(1) 東京電力株式会社ヒアリング内容

25

■ 東京エリアのEPPS機能代替のGF容量を追加確保した場合の増分コストの算出について

【試算の考え方】

・下記の方法で、EPPS機能を廃止した際に必要となるGF容量増加量をシミュレーションにて算出し、その量に対して、持ち替え費用を算出した。

- ① 代表断面※1において、EPPS機能有りの場合に、N-1故障※2の最過酷故障を発生させ、周波数低下の最下点を算出。
- ② ①で、EPPS機能無しの場合に、N-1故障の最過酷故障を発生させ、GF容量を変化させ、周波数低下の最下点が同等となるGF容量増加量を算出。
- ③ 代表断面毎の結果を加重平均して年間の平均GF容量増加量を算出。
- ④ 代表断面の時の実際の持ち替え費用を用いて、平均GF容量増加量分の持ち替え費用の増分を算出。
- ⑤ 代表断面の結果を加重平均で年間の費用に換算。

※1 代表断面については、電力取引監視等委員会 電気料金専門会合「調整力コストについて(東京電力)」にて、東京電力株式会社が提出している資料と同じ代表日を採用した上で、時間断面は、重負荷期は、最大需要の断面、軽負荷期は、最小需要の断面で評価した。

※2 N-2故障の際のEPPS機能の有無での停電量を同等とする検討とは異なる。

【試算結果】

- ・必要となるGF容量増加量の算出結果: 86.3万kW ≒ 約90万kW
- ・必要となるGF容量増加量を、1年間確保した場合の持ち替え費用の増分: 193.87億円 ≒ 約200億円

【留意事項】

- ・今回の検討においては、必要となるGF容量増加量を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ため、深夜等においては、確保できない恐れがある。
- ・代表日の代表断面でシミュレーションしているため、実際の持ち替え費用の増分との差異は発生する。
- ・上げ余力に揚水発電機を活用したり、部分負荷運転を増加させると、再エネ大量導入時の下げ代対応ができなくなり、東京エリアの再エネ受け入れ可能性が減少する。

以上より、EPPS機能廃止時の代替手段としては、N-1故障対応の観点においては、約90万kWのGF容量を増加して確保する必要があり、その場合の増分コストは、約200億円/年と試算される。



Transmission Operators, JAPAN

C:代替手段増分コスト

(参考)EPPS機能の代替手段の有無と増分コストの試算(2) 中部電力株式会社ヒアリング内容

28

■ 中・西エリアのEPPS機能代替のGF容量を追加確保した場合の増分コストの算出について

【試算の考え方】

・下記の方法で、EPPS機能を廃止した際に必要となるGF容量増加量を簡易的なシミュレーションにて算出し、その量に対して、持ち替え費用を算出した。

- ① 1年間の複数の断面において、EPPS機能有りの場合に、N-2故障による供給力喪失^{※1}を想定し、周波数低下の最下点を算出。
- ② ①で、EPPS機能無しの場合に、N-2故障による供給力喪失を想定し、GF容量を変化させ、周波数低下の最下点が同等となるGF容量増加量を算出。
- ③ 「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」(電力取引監視等委員会)の値(中・西エリアの持ち替え単価)を用いて、GF容量増加量を確保した場合の持ち替え費用の増分を算出。

※1 N-2故障の供給力喪失量を250万kWと想定

【試算結果】

- ・必要となるGF容量増加量の算出結果:約100万kW(1年間の平均)
- ・必要となるGF容量増加量を、1年間確保した場合の持ち替え費用の増分:約230億円

【留意事項】

- ・今回の検討においては、必要となるGF容量増加量を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ため、重負荷期及び軽負荷期においては、確保できない恐れがある。
- ・「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、確保すべきGF容量が増えると、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は考慮していない。
- ・上げ余力に揚水発電機を活用したり、部分負荷運転を増加させると、再エネ大量導入時の下げ代対応ができなくなり、中・西エリアの再エネ受け入れ可能量が減少する。

以上より、EPPS機能廃止時の代替手段としては、N-2故障対応の観点においては、約100万kW(1年間の平均)のGF容量を増加して確保する必要があり、その場合の増分コストは、約230億円/年と試算される。

- 検討項目Aにおけるマージンを確保しなかった場合の停電時の損失として、至近の事故実績から再試算を行った。
- 大地震が発生した場合の損失額は、前回と同様とし、3.27億円～39.32億円とする。

- 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－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。

■ 大地震以外で発生するN-2故障による増分損失額について、第11回本委員会から至近のデータを追加(2件追加)し、再試算を実施した結果、順方向は21.58～32.47億円、逆方向は27.82億円～41.84億円となった。

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（見直し）（3）

13

➤ 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	5.35～14.52	7.84～18.61	10.30～22.61	21.58～32.47
逆方向	予告無	6.90～18.72	10.10～23.98	13.28～29.1	27.82～41.84

【試算概要】

・昭和40年4月～令和元年10月(約54.5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
79	平成29年2月21日(火)10時44分	送電線N-2	228	順方向	30	60	100※※
80	令和元年10月12日(土)8時09分	送電線N-2	338	逆方向	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。

※※佐久間FCの不具合の影響で実動作量が低下しているため補正。

・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：5回／(54.5年)=0.092回/年
 逆方向：7回／(54.5年)=0.128回/年

出所) 資料4 参考資料2の内容を抜粋し、一部情報追加

・この確率に動作量比率の平均値(順方向:90.0%、逆方向:82.9%)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:0.092回/年×90.0%(動作量比率平均)×(261.40～393.19億円/回)=21.58～32.47億円/年

【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。



■ 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）の試算の合算値は以下の通りとなり、順方向では24.85～71.79億円、逆方向では31.09億円～81.16億円となった。

➤ 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	11.83～32.11	17.33～41.14	22.77～50.00	47.72～71.79
	20年に1回	予告無	8.59～23.31	12.59～29.88	16.54～36.30	34.65～52.13
	50年に1回	予告無	6.65～18.04	9.74～23.12	12.79～28.09	26.81～40.33
	80年に1回	予告無	6.16～16.72	9.03～21.43	11.86～26.03	24.85～37.38
逆方向	10年に1回	予告無	13.38～36.31	19.59～46.51	25.75～56.54	53.96～81.16
	20年に1回	予告無	10.14～27.51	14.85～35.25	19.52～42.84	40.89～61.50
	50年に1回	予告無	8.20～22.24	12.00～28.49	15.77～34.63	33.05～49.70
	80年に1回	予告無	7.71～20.92	11.29～26.80	14.84～32.57	31.09～46.75

※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。

- 東京中部間連系設備(FC)にて、EPPS動作のためにマーヅン確保する場合の経済的損失について、第11回本委員会にて提示していた2015年度市場取引実績に加え、今回、連系線利用ルール見直し(間接オークション導入)以降の市場取引実績をもとに試算した。
- 順方向(西向き)、逆方向(東向き)どちらにおいても、連系線利用ルール見直し(間接オークション導入)以降の方が経済的損失は増加していた。しかし、マーヅンを確保しない場合(停電許容およびGF容量増加)と比較して、マーヅンを確保する場合の方が経済的損失は小さい結果となった。
- 以上より、東京中部間連系設備(FC)においては、飛騨信濃FC運用開始以降においても、現状通り、EPPS動作のためのマーヅンは60万kW確保することでどうか。

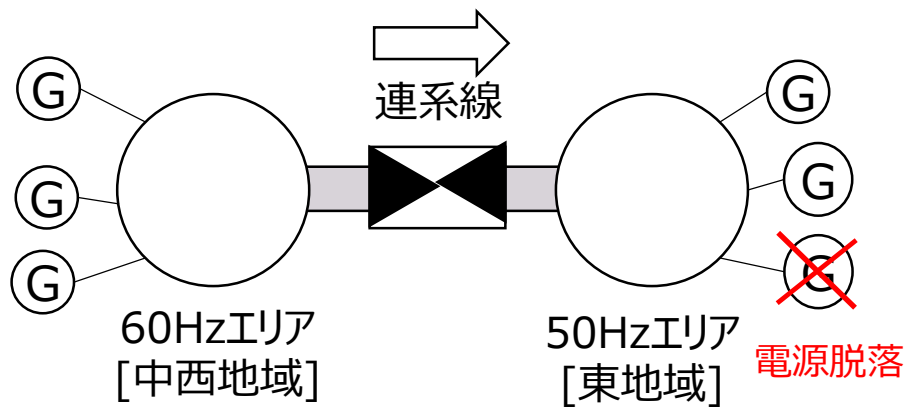
FCのマーヅン確保有無による経済的損失比較

	B:マーヅン確保 (2015年度)	B:マーヅン確保 (2018年度下期～ 2019年度上期)	A:マーヅン確保せず 停電許容 (停電時の損失)	C:マーヅン確保せず GF容量増加
順方向 (西向き) N-2事象検討	約0.1億円 ^{※1}	約0.5億円 [※]	約25～72億円	約230億円
逆方向 (東向き) N-1事象検討	約43億円 ^{※1}	約65億円 [※]	N-1では比較対象外 [約31～81億円]	約110億円

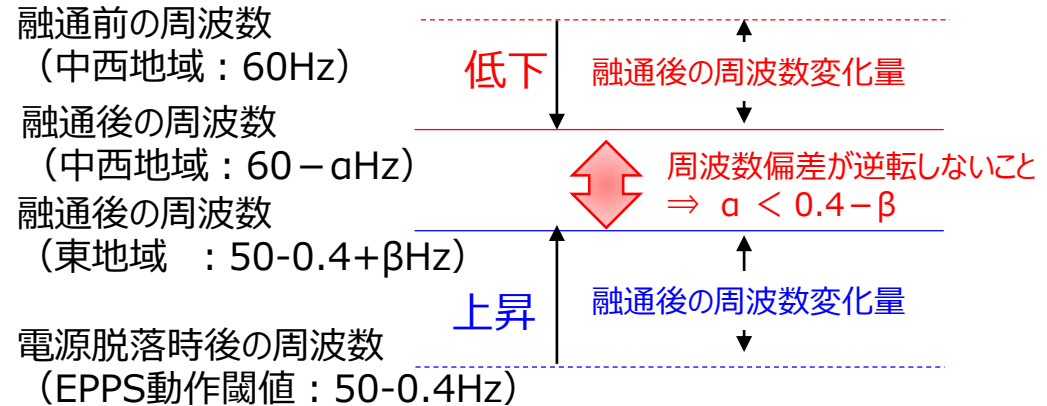
※ 飛騨信濃FC運用開始により、市場取引で利用できるFC容量が90万kW増加することから、経済的損失は軽減されることが考えられる

1. 飛騨信濃FC運用開始に伴う東京中部間連系設備(FC)のマーヅンについて
2. 東京中部間連系設備(FC)に係る運用について

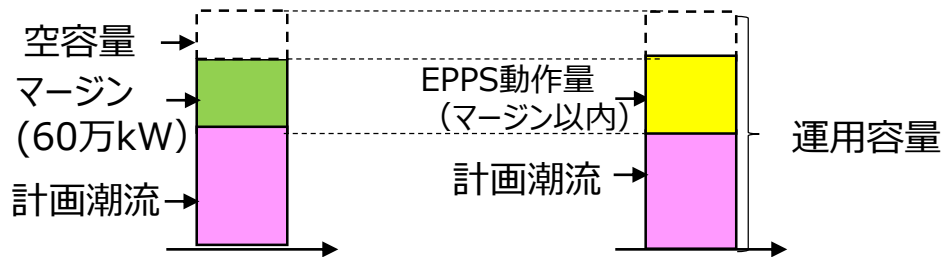
- 前述のマーヅン確保方法案の検討結果のとおり、飛騨信濃FC運用開始以降、FCのマーヅンは60万kWで固定し、飛騨信濃FCのEPPS機能を常時使用する。その場合の具体的な運用について整理する。
- 飛騨信濃FCでは、実需給時点における故障側エリアと健全側エリアとの周波数偏差が逆転しない融通量を算定しており、その量を空容量の範囲でEPPSの追加発動量として融通することができる。
- 空容量内で追加融通することで、交流連系時と同様、広域的に周波数維持することによる大規模電源脱落時等の停電発生量の低減が図れる。



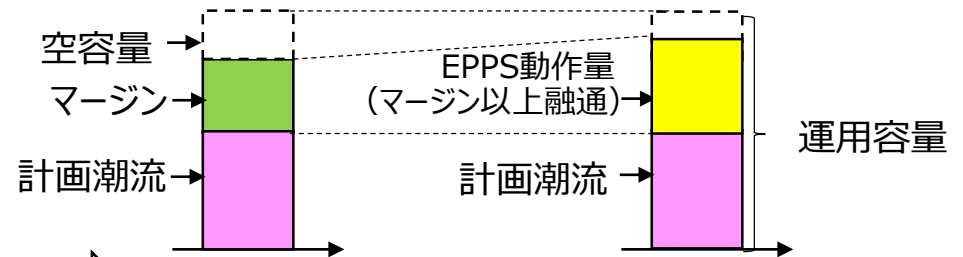
飛騨信濃FCにおけるEPPS機能の考え方



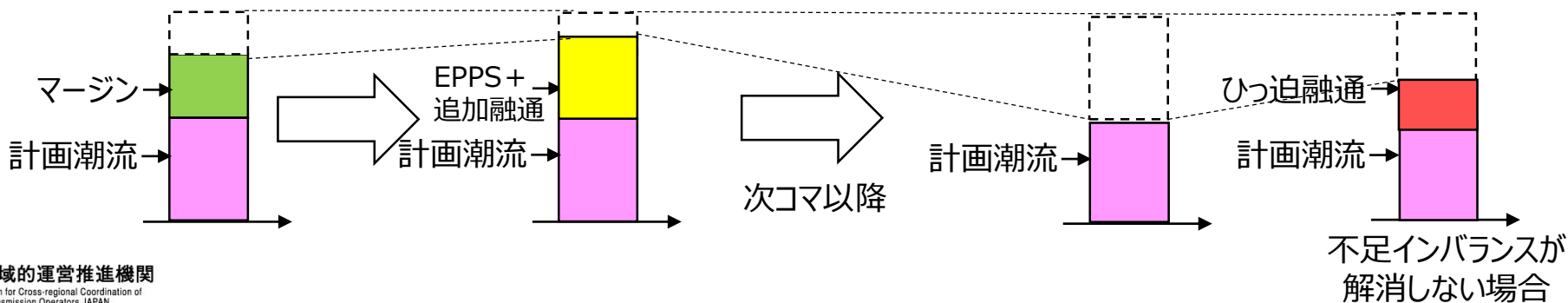
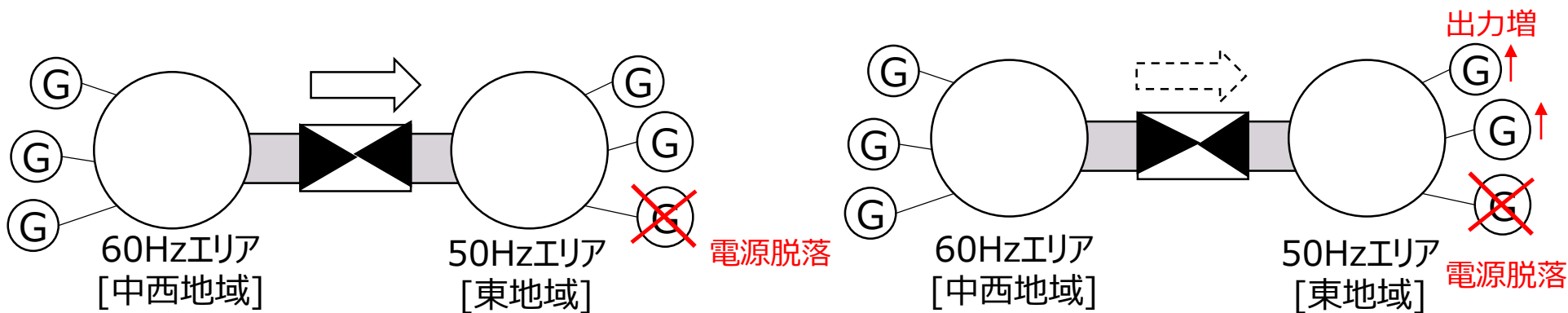
【現在】



【飛騨信濃FC運用開始以降】



- 空容量を活用し、マージン以上にEPPS動作によって健全側エリアから故障側エリアへ送電した場合、次コマ以降において以下の対応を実施することによりFC潮流を計画潮流まで戻すこととする。
 - EPPSは電源脱落等による周波数低下に対する対応であることから、故障側エリアの一般送配電事業者は上げ調整力を発動し、電源脱落等により不足インバランスに対する補給を行う。
 - また、電源脱落等により不足インバランスを発生させた発電事業者(または小売事業者)は、不足インバランス解消のために、時間前市場等で供給力の追加調達に努める。
- 上記対応によってもなお、不足インバランスを解消できず、FC潮流を計画潮流まで戻せない場合は、需給ひっ迫融通として故障側エリアの一般送配電事業者が受電することとなる。



- 東京中部間連系設備(FC)については、飛騨信濃周波数変換設備(飛騨信濃FC)運用開始以降においても、現状通り、周波数制御(EPPS)に対応したマージンは60万kW設定することとしてはどうか。
- 東京中部間連系設備(FC)において、飛騨信濃周波数変換設備(飛騨信濃FC)の空容量の範囲内でEPPSを追加発動する機能については、大規模電源脱落時等のレジリエンス強化の観点から、常時使用とすることとしてはどうか。