2020年度 第2回マージン検討会　資料2

長期・年間マージン算出の考え方について

2020年12月11日

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

◆ マージン設定の考え方について、業務規程では「実需給断面におけるマージンが必要な場合を除き、原則としてマージンの値をゼロとする」（第182条第2項）と規定しており、現状、以下の連系線を除いては、電源Ⅰ´広域調達用マージンを除き、実需給断面におけるマージンを０としている。

長期・年間計画におけるマージン設定連系線※1（以下、本資料において「5連系線」という）
- 北海道本州間連系設備（順・逆方向）
- 東北東京間連系線（順・逆方向）
- 東京中部間連系設備（順・逆方向）
- 北陸フェンス※2（順方向）
- 中国四国間連系線（順方向）

◆ 本資料は、上記5連系線に設定している実需給断面で必要なマージン（以下、本資料において「既存マージン」という）に加え、電源Ⅰ´広域調達用マージンについて、直近1年間の設定実績等を確認し、確認結果を踏まえ、2021年度以降の長期・年間マージンの算出の考え方について検討するものである。

※1　電源Ⅰ´広域調達用マージンを除く
※2　中部北陸間連系設備及び北陸関西間連系線と合わせてマージンを確保する。

1. 長期・年間マージン算定におけるマージン設定方針（案）について

1-1. 直近１年間のマージン設定実績および系統利用へ与える影響の確認結果まとめ
1-2. 当日断面におけるマージン設定実績（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-3. 系統利用に与える影響（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-4. 現在検討を進めている既存マージンに関わる課題の取扱い

2. 長期・年間マージンの具体的な設定方法について

2-1. 年間断面（2021,2022年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-1-1. 年間計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（7）

2-2. 長期断面（2023～2030年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-2-1. 長期計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（2）

2-3. 実需給断面におけるマージンの確保理由におけるマージン区分概要

2-3-1. 実需給断面におけるマージンの確保理由（1）～（4）

2-4. 全国の概念図

2-4-1. 全国の概念図（電源Ⅰ´広域調達）（案）
2-4-2. 全国の概念図（マージン合計値）（案）

1. 長期・年間マージン算定におけるマージン設定方針（案）について

1-1. 直近１年間のマージン設定実績および系統利用へ与える影響の確認結果まとめ
1-2. 当日断面におけるマージン設定実績（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-3. 系統利用に与える影響（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-4. 現在検討を進めている既存マージンに関わる課題の取扱い

2. 長期・年間マージンの具体的な設定方法について

2-1. 年間断面（2021,2022年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-1-1. 年間計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（7）

2-2. 長期断面（2023～2030年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-2-1. 長期計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（2）

2-3. 実需給断面におけるマージンの確保理由におけるマージン区分概要

2-3-1. 実需給断面におけるマージンの確保理由（1）～（4）

2-4. 全国の概念図

2-4-1. 全国の概念図（電源Ⅰ´広域調達）（案）
2-4-2. 全国の概念図（マージン合計値）（案）

設定方針（案）

既存マージンおよび電源Ｉ´広域調達用マージンの直近1年間の設定実績およびスポット分断実績をシート6～10にまとめた。
確認の結果、実績からはマージン設定の考え方を見直さなければならないような有意な点は見られなかったことから、設定方法は前年度と同様に次のとおりとしてはどうか。
なお、2021年度から需給調整市場にて取引が開始される三次調整力②のためのマージンについては、約定量がスポット取引後に定まるため、長期・年間断面とも設定しないこととする。

- 既存マージンは「実需給断面におけるマージン設定の考え方」により設定する。
- 電源Ｉ´広域調達用マージンは、翌年度の契約量の確定が3月末頃となるため、年間マージンの第一年度目のみ設定することとし、かつ、応札量を用いる。

現在検討を進めている既存マージンに関わる課題の取扱いについて

現在、シート11に記載する4件の既存マージンに関わる課題の検討を関係一送と個別に進めているところであり、その結論によってはマージン設定の考え方等が変更となる。
そのため、現時点では長期・年間マージンは上述の設定方針に依り算定することとするものの、算出期間内にマージン設定の考え方等の変更の結論が得られた場合には、年間設定値への反映を行う。

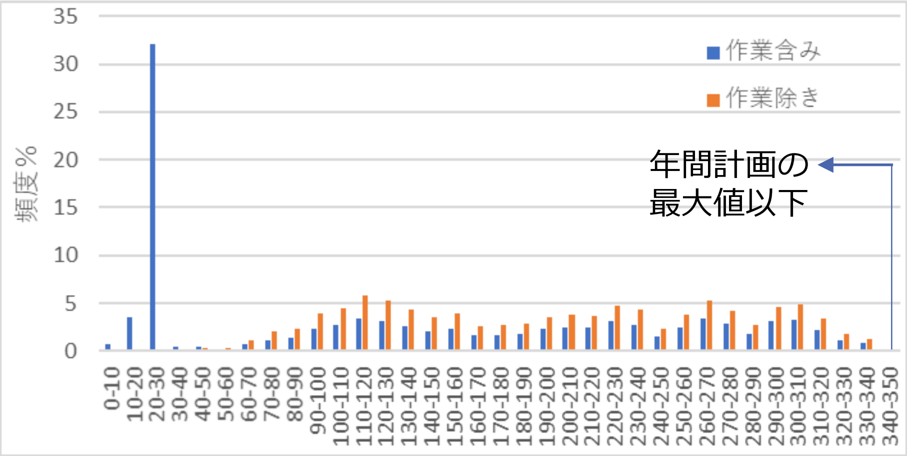
◆ 実需給断面でマージン設定実績のあった連系線における年間計画の設定値と直近１年間の設定実績を比較するとともに、マージン設定の系統利用への影響についてとりまとめた。

連系線・連系設備	マージン設定実績と系統利用への影響　概要
北海道本州間連系設備（順・逆方向）	・両方向とも設定した範囲に収まる (シート7,9参照) ・スポット市場分断は新北本の運開前に比べ大幅に減少した (シート10参照)
東北東京間連系線（順方向）	・設定した範囲に収まる (シート7,9参照) ・スポット市場分断は計画潮流の増加に伴い増加傾向であり、翌々日以降にマージン設定したことによる潮流調整が前期間比で増加した。 (シート10参照) 現在、潮流調整量低減に資する運用方法の見直しについて検討している。
東京中部間連系設備（順・逆方向）	・両方向とも乖離は無い (シート7,9参照) ・スポット市場分断は逆方向が多い状況が続いている (シート10参照) 2020年度末に増設される飛騨信濃FCによる緩和が期待される。
北陸フェンス（順方向）	・年間計画の最大値と大きな乖離は無く、設定した範囲に収まる (シート8,9参照) ・スポット市場分断は発生していない (シート10参照)
中部関西間連系線（順・逆方向）	・両方向とも乖離は無い (シート9参照) ・スポット市場分断はほとんど発生していない (シート10参照)
関西中国間連系線（順・逆方向）	・両方向とも乖離は無い (シート9参照) ・スポット市場分断はほとんど発生していない (シート10参照)
中国四国間連系線（順方向）	・年間計画の最大値と乖離は無く、設定した範囲に収まる (シート8,9参照) ・スポット市場分断は発生していない (シート10参照)

1-2.当日断面におけるマージン設定実績（2019年10月1日～2020年9月30日）

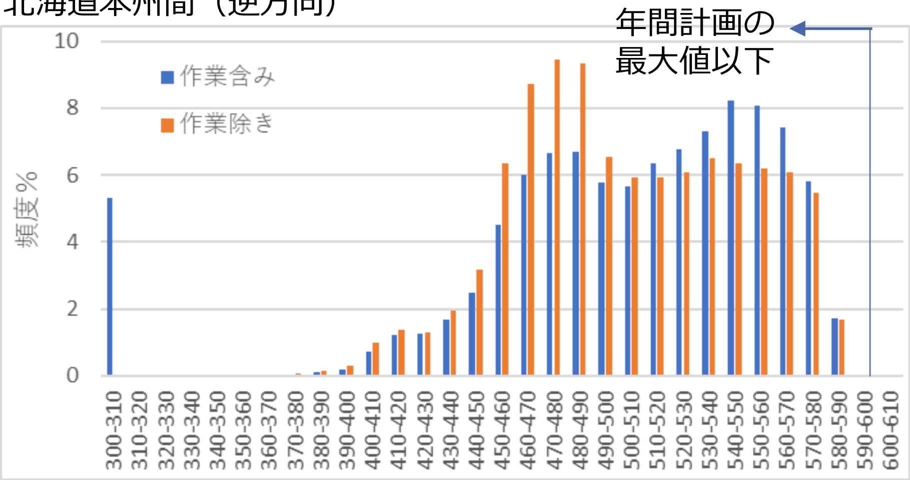
■　北海道本州間連系設備は、当日断面では想定需要に応じた必要量が設定されている。

北海道本州間（順方向）



当該期間における年間計画値は12～347MW

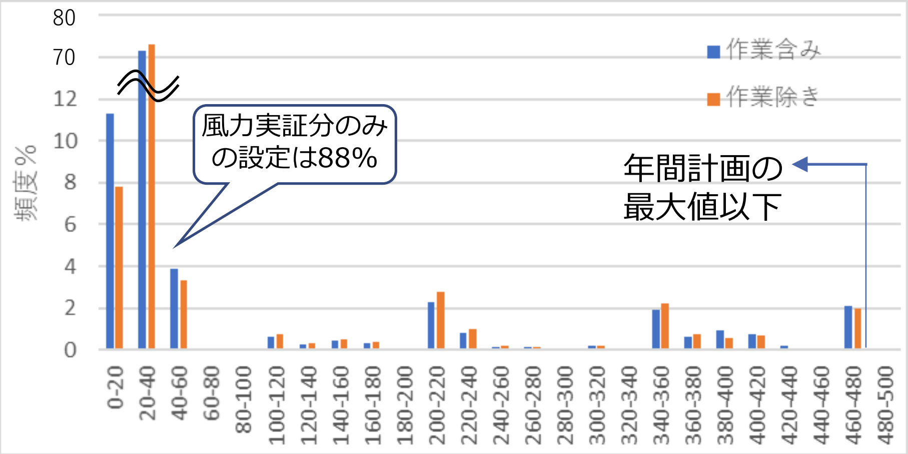
北海道本州間（逆方向）



当該期間における年間計画値は300～597MW

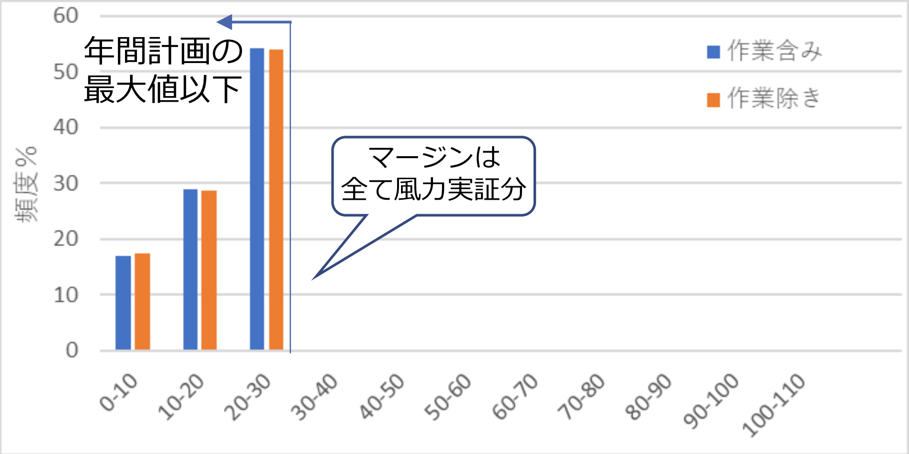
■　東北東京間連系線（順方向）では、気象情報発令等による設定が期間中の約12%の実績。

東北東京間（順方向）



当該期間おける年間計画値は12～472MW

東北東京間（逆方向）

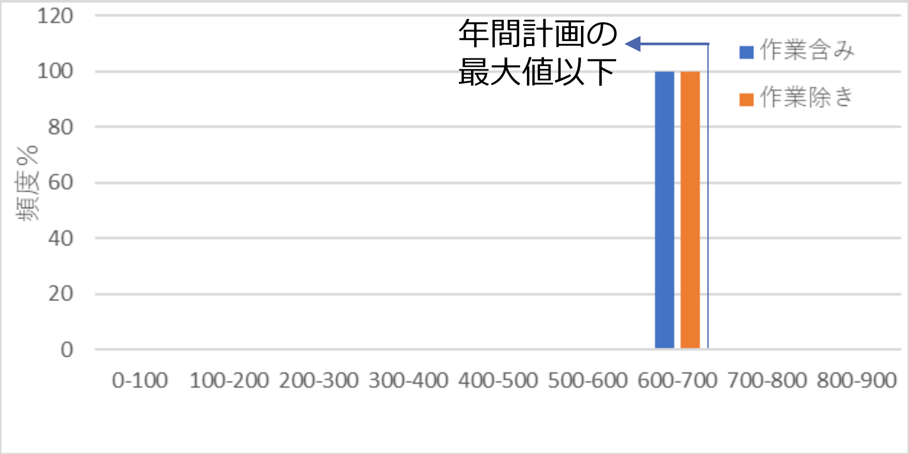


当該期間おける年間計画値は22～27MW

1-2.当日断面におけるマージン設定実績（2019年10月1日～2020年9月30日）

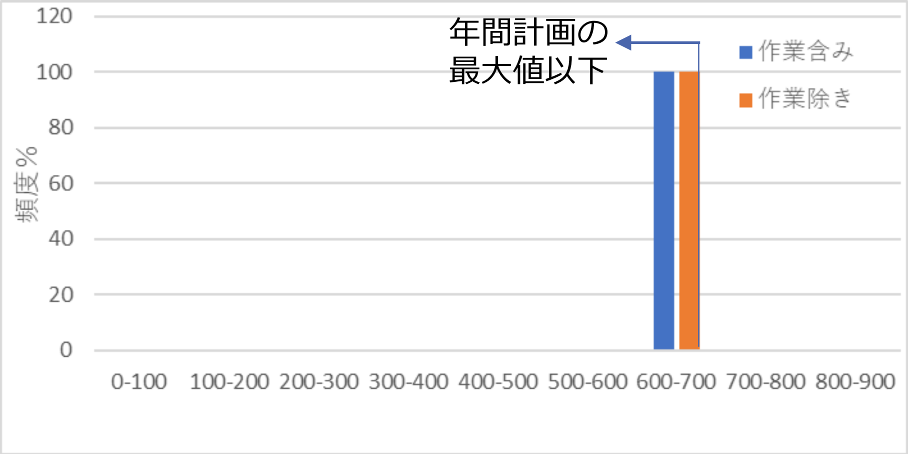
■ 東京中部間連系設備では、実需給断面でも周波数制御（EPPS）に対応したマージンが設定されている。

東京中部間（順方向）



当該期間における年間計画値は600MW

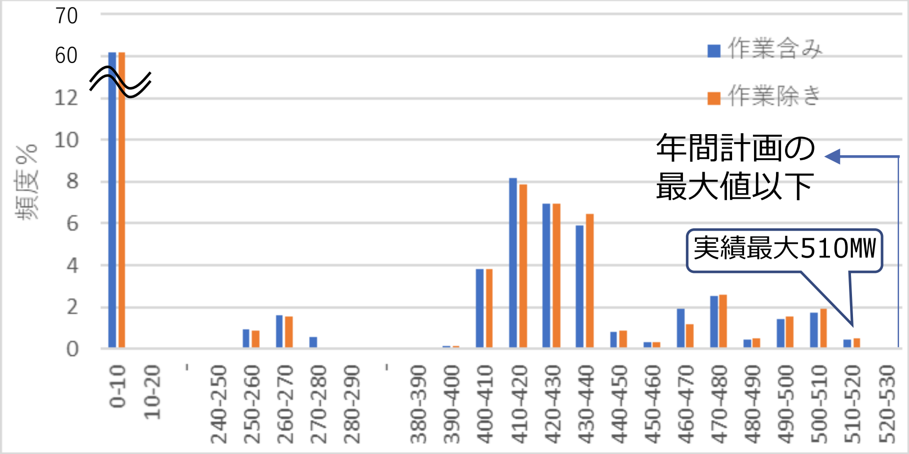
東京中部間（逆方向）



当該期間における年間計画値は600MW

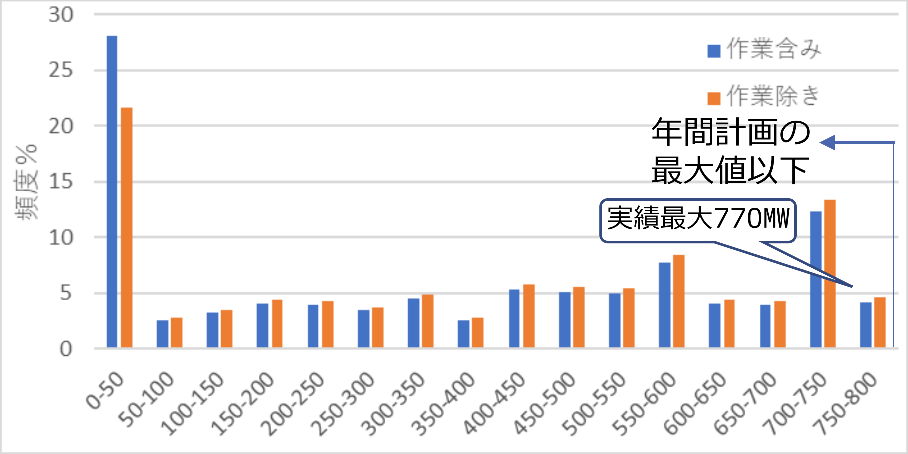
■ 北陸フェンス・中国四国間連系線は、当日断面ではエリア内予備力に応じた必要量が設定されている。

北陸フェンス（順方向）



当該期間おける年間計画値は0～590MW

中国四国間（順方向）



当該期間おける年間計画値は0～ 930MW

◆ いずれの連系線・連系設備においても当日断面※1の最大値と年間計画の最大値に大きな乖離は無く、年間計画において適切な値を設定していたといえる。

連系線名	方向	作業	平均(MW)	最小(MW)	最大(MW) ( )は2020年間計画最大値に対する割合	最頻値(MW)【最もデータ数が多い値】( )は最頻値発生率	最頻度数(コマ)	母数(コマ)
北海道本州間連系設備※2	順方向	作業時含み	134	0	342 (98.6%)	22 (31.9%)	5,607	17,568
		作業時除き	197	42	342 (98.6%)	112 (5.5%)	558	10,139
	逆方向	作業時含み	499	300	592 (99.2%)	552 (5.2%)	913	17,568
		作業時除き	502	363	592 (99.2%)	482 (6.5%)	660	10,144
東北東京間連系線※2,3	順方向	作業時含み	56	0	472 (100.0%)	22 (71.5%)	12,557	17,568
		作業時除き	57	0	472 (100.0%)	22 (74.9%)	10,890	14,539
	逆方向	作業時含み	17	0	22 (81.5%)	22 (50.4%)	8,850	17,568
		作業時除き	17	0	22 (81.5%)	22 (50.1%)	8,477	16,936
東京中部間連系線	順方向	作業時含み	600	600	600 (100.0%)	600 (100.0%)	17,568	17,568
		作業時除き	600	600	600 (100.0%)	600 (100.0%)	13,538	13,538
	逆方向	作業時含み	600	600	600 (100.0%)	600 (100.0%)	17,568	17,568
		作業時除き	600	600	600 (100.0%)	600 (100.0%)	13,183	13,183
北陸フェンス	順方向	作業時含み	158	0	510 (96.2%)	0 (62.2%)	10,932	17,568
		作業時除き	157	0	510 (96.2%)	0 (62.8%)	10,112	16,108
北陸関西間連系線	順方向	作業時含み	0	0	0 (−)	0 (100.0%)	17,568	17,568
中部関西間連系線※3	順方向	作業時含み	0	0	2 (100.0%)	0 (92.6%)	16,276	17,568
	逆方向	作業時含み	6	0	171 (100.0%)	0 (96.2%)	16,904	17,568
関西中国間連系線※3	順方向	作業時含み	3	0	42 (100.0%)	0 (92.5%)	16,244	17,568
	逆方向	作業時含み	1	0	10 (100.0%)	0 (92.7%)	16,277	17,568
中国四国間連系線※3	順方向	作業時含み	341	0	770 (100.0%)	0 (26.5%)	4,656	17,568
		作業時除き	372	0	770 (100.0%)	0 (20.0%)	3,220	16,132

※1 数値は系統情報サービスにて公表している翌日（更新後）を使用。
※2 北海道本州間、東北東京間のマージンは北海道風力実証分を含む。（東北東京間の逆方向は風力実証マージンのみ）
※3 東北東京間、中部関西間、関西中国間、中国四国間のマージンは電源Ⅰ´分を含む。

◆ 連系線・連系設備のスポット市場分断状況※1

[参考]2018/10/1～2019/9/30

連系線	方向	作業	スポット分断	内マージン設定時	[参考]スポット分断	[参考]内マージン設定時
北海道本州間連系設備	順方向	作業時含み	338 (1.9%)	63 (0.4%)	129 (0.7%)	74 (0.4%)
		作業時除く	28 (0.2%)	28 (0.2%)	69 (0.4%)	69 (0.4%)
	逆方向	作業時含み	4,586 (26.1%)	4,586 (26.1%)	12,131 (69.2%)	12,131 (69.2%)
		作業時除く	2,549 (14.5%)	2,549 (14.5%)	8,859 (50.6%)	8,859 (50.6%)
東北東京間連系線	順方向	作業時含み	698 (4.0%)	66 (0.4%)	208 (1.2%)	1 (0.0%)
		作業時除く	501 (2.9%)	58 (0.3%)	45 (0.3%)	1 (0.0%)
	逆方向	作業時含み	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
		作業時除く	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
東京中部間連系設備	順方向	作業時含み	1,142 (6.5%)	1,142 (6.5%)	237 (1.4%)	237 (1.4%)
		作業時除く	774 (4.4%)	774 (4.4%)	102 (0.6%)	102 (0.6%)
	逆方向	作業時含み	11,995 (68.3%)	11,995 (68.3%)	14,759 (84.2%)	14,759 (84.2%)
		作業時除く	8,448 (48.1%)	8,448 (48.1%)	10,891 (62.2%)	10,891 (62.2%)
北陸フェンス	順方向	作業時含み	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
		作業時除く	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
中部関西間連系線	順方向	作業時含み	41 (0.2%)	7 (0.0%)	15 (0.1%)	0 (0.0%)
	逆方向	作業時含み	167 (1.0%)	2 (0.0%)	141 (0.8%)	0 (0.0%)
関西中国間連系線	順方向	作業時含み	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
	逆方向	作業時含み	67 (0.4%)	31 (0.2%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
中国四国間連系線	順方向	作業時含み	18 (0.1%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
		作業時除く	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)

※1 数値は系統情報サービスにて公表している翌々日（策定）を使用。
※2 30分コマ数で記載。( )内は各期間に占める割合を示す。作業は翌々日段階での計画分を抽出した。

◆ 翌々日断面以降にマージンを設定している東北東京間連系線の潮流調整状況※3

・年間1.6%の時間において、延べ2591.4万kWh（前期間比4.2倍）の潮流調整を実施

※3　マージン設定に伴い潮流調整が必要となる。

◆ 表中4つの既存マージンに関わる課題については、種別ごとに関係一送と個別に検討を進めているところであり、各々結論が得られ次第、年間マージンへの反映もしくは運用の見直しを行うものとする。

対象マージン（関連一送）	検討概要	今後の取扱い
① 最大ユニット相当マージン （北陸送配電、四国送配電）	• 需給調整市場を踏まえた取扱い • マージン設定量の低減に向けた算出方法の見直し	引き続き、関連一送および広域間で算出方法見直しを検討
② 北海道風力実証マージン （北海道NW、東京PG）	• 風力実証試験の検証状況の確認 • 風力実証サイト運開遅延に伴う対応 • 需給調整市場を踏まえた取扱い • 下げ代不足時のマージン減少	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
③ FC_EPPSマージン （東京PG、中部PG、九州送配電）	• 60万kWを超えるEPPSを設定する場合の具体的な設定方法 • 中国九州間連系線の運用容量へ反映	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
④ 潮流抑制マージン （東北NW、東京PG）	• 運用実績評価 • 評価を踏まえた運用見直し	引き続き、関連一送および広域間で運用見直しを検討

1. 長期・年間マージン算定におけるマージン設定方針（案）について

1-1. 直近１年間のマージン設定実績および系統利用へ与える影響の確認結果まとめ

1-2. 当日断面におけるマージン設定実績（2019年10月1日～2020年9月30日）

1-3. 系統利用に与える影響（2019年10月1日～2020年9月30日）

1-4. 現在検討を進めている既存マージンに関わる課題の取扱い

2. 長期・年間マージンの具体的な設定方法について

2-1. 年間断面（2021,2022年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-1-1. 年間計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（7）

2-2. 長期断面（2023～2030年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-2-1. 長期計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（2）

2-3. 実需給断面におけるマージンの確保理由におけるマージン区分概要

2-3-1. 実需給断面におけるマージンの確保理由（1）～（4）

2-4. 全国の概念図

2-4-1. 全国の概念図（電源Ⅰ´広域調達）（案）

2-4-2. 全国の概念図（マージン合計値）（案）

◆ 年間マージンの具体的な設定方法は以下のとおりとしてはどうか。
前年度からの変更点としては、参考値（最大値）について、第一年度のみ各月の値を算出してきたが、供給計画の信頼度評価に使用するため第二年度も同様としたい。

- 既存マージンは、現行の実需給断面におけるマージン設定の考え方※1に基づき設定する。
- 電源I´広域調達のためのマージンを設定する必要がある連系線・連系設備について
  - 第一年度は、既存マージンにエリア外の電源Ｉ´応札量を加えて設定する。
  - 第二年度は、エリア外調達量が未定のため設定しない。
- 参考値（最大値）について
  - 第一・第二年度とも、平日の各月の値を算出する。
- マージン設定値・参考値に区分ごとの内訳がある場合は、合計値とともに内訳も表示する。

※1　マージン設定の考え方は、シート27～30「2-4-1.実需給断面におけるマージンの確保理由」の通り。

◆ 年間断面で各連系線・連系設備の設定するマージンは以下のとおり。

○：実施対象、×：実施対象ではないためマージン設定も無し

<table>
<tr><th colspan="2">連系線・連系設備</th><th>電源Ⅰ´広域調達</th><th colspan="4">設定するマージンのパターン</th></tr>
<tr><th></th><th>方向</th><th>2021年度</th><th>既存マージン</th><th>+</th><th>電源Ⅰ´広域調達のマージン</th><th>記載例</th></tr>
<tr><td>北海道本州間連系設</td><td>順・逆</td><td>×</td><td>実需給断面で設定する値</td><td></td><td></td><td>(1)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">東北東京間連系線</td><td>順方向</td><td>○</td><td>蓋然性のある値の範囲</td><td>+</td><td>Ⅰ´</td><td>(3)</td></tr>
<tr><td>逆方向</td><td>○</td><td>実需給断面で設定する値</td><td>+</td><td>Ⅰ´</td><td>(2)</td></tr>
<tr><td>東京中部間連系設備</td><td>順・逆</td><td>×</td><td>実需給断面で設定する値</td><td></td><td></td><td>(1)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">中部北陸間連系線</td><td>逆方向</td><td>○※1</td><td>原則ゼロ</td><td>+</td><td>Ⅰ´※1</td><td>(2)</td></tr>
<tr><td>順方向</td><td rowspan="2">×</td><td rowspan="2">蓋然性のある値の範囲</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2">(3)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">北陸関西間連系線</td><td>逆方向</td></tr>
<tr><td>順方向</td><td>×</td><td>原則ゼロ</td><td></td><td></td><td>−</td></tr>
<tr><td>中部関西間連系線</td><td>順・逆</td><td>○※1</td><td>原則ゼロ</td><td>+</td><td>Ⅰ´※1</td><td>(2)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">関西中国間連系線</td><td>順方向</td><td>○※2</td><td rowspan="2">原則ゼロ</td><td rowspan="2">+</td><td rowspan="2">Ⅰ´※2</td><td rowspan="2">(2)</td></tr>
<tr><td>逆方向</td><td>○</td></tr>
<tr><td rowspan="2">関西四国間連系設備</td><td>順方向</td><td>○※2</td><td>原則ゼロ</td><td>+</td><td>Ⅰ´※2</td><td>(2)</td></tr>
<tr><td>逆方向</td><td>×</td><td>原則ゼロ</td><td></td><td></td><td>−</td></tr>
<tr><td rowspan="2">中国四国間連系線</td><td>順方向</td><td>○※2</td><td>蓋然性のある値の範囲</td><td>+</td><td>Ⅰ´※2</td><td>(3)</td></tr>
<tr><td>逆方向</td><td>×</td><td>原則ゼロ</td><td></td><td></td><td>−</td></tr>
<tr><td rowspan="2">中国九州間連系線</td><td>順方向</td><td>○</td><td>原則ゼロ</td><td>+</td><td>Ⅰ´</td><td>(2)</td></tr>
<tr><td>逆方向</td><td>×</td><td>原則ゼロ</td><td></td><td></td><td>−</td></tr>
</table>

※1　中部エリアー北陸エリアー関西エリア間連系線・設備において、フェンス潮流で管理
※2　関西エリアー中国エリアー四国エリア間連系線・設備において、フェンス潮流で管理

記載例（1）実需給断面におけるマージンの値を設定する連系線の場合

- 実需給断面におけるマージンの値を設定する。

対象：北海道本州間連系設備（順・逆方向）※1、東京中部間連系設備（順・逆方向）

※1　北海道風力実証マージンが加算される。

◆ 設定値【第一年度目・第二年度目とも記載方法は同じ】

【第一・第二年度目とも】　※表中の値は、2019年度末に計算した2020年度の東京中部間連系設備の値　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
東京中部間連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	

◆ 参考値：実需給断面においてエリアの予備力不足によりマージンが必要となった場合の最大値

【第一・第二年度目とも】　※表中の値は、2019年度末に計算した2020年度の東京中部間連系設備の値　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
東京中部間連系設備	東京⇒中部	600	600	630	780	780	690	600	600	690	720	720	650	
	中部⇒東京	600	600	620	800	800	690	600	610	670	720	720	660	

◆ 設定値・参考値内訳【第一年度目・第二年度目とも、内訳がある場合のみ記載】

【第一・第二年度目とも】　※表中の値は、2019年度末に計算した2020年度の北海道東北間連系設備(順方向)の4～7月の設定値　（MW）

方向	区分	4月				5月				6月				7月			
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N
北海道⇒東北	C1	260	270	300	300	290	310	320	320	280	310	310	310	260	310	300	310
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B0	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
		282	292	322	322	312	332	342	342	302	332	332	332	282	332	322	332
東北⇒北海道	B1	540	540	560	550	550	560	570	570	550	560	560	560	540	560	550	560
	C1	440	440	460	450	450	460	470	470	450	460	460	460	440	460	450	460
	B0	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
		562	562	582	572	572	582	592	592	572	582	582	582	562	582	572	582

記載例（2）既存マージン原則ゼロの連系線に電源Ｉ´のマージンを設定する場合

- 既存マージンは原則ゼロのため値は０※1であるが、夏季（7～9月）、冬季（12～2月）において、電源Ｉ´のマージンを設定する。

◆ 設定値

※1　東北東京間連系線（逆方向）については、北海道風力実証マージンが加算される。

【第一年度目】　※表中の値は、2019年度に計算した2020年度の中部関西間連系線の値　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
中部関西間連系線	中部⇒関西	0	0	0	2	2	2	0	0	2	2	2	0	
	関西⇒中部	0	0	0	171	171	171	0	0	0	0	0	0	

【第二年度目】　※表中の値は、2019年度末に計算した2021年度の中部関西間連系線の値　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
中部関西間連系線	中部⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	関西⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

◆ 参考値：実需給断面においてエリアの予備力不足によりマージンが必要となった場合の最大値

【第一年度目】　※表中の値は、2019年度末に計算した2020年度の中部関西間連系線の値　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
中部関西間連系線	中部⇒関西	250	260	300	372	372	322	270	270	332	342	342	300	
	関西⇒中部	290	290	310	541	541	511	300	300	330	350	350	320	

【第二年度目】　※表中の値は、2019年度末に計算した2020年度の中部関西間連系線の値から参考に電源Ｉ´分を控除した値。　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
中部関西間連系線	中部⇒関西	250	260	300	370	370	320	270	270	330	340	340	300	
	関西⇒中部	290	290	310	370	370	370	300	300	330	350	350	320	

◆ 設定値・参考値の内訳【第一年度目・第二年度目とも、内訳がある場合のみ記載】

二年度目については、既存マージンがゼロの場合はＩ´も未定でゼロのため内訳は記載しない。
東北東京間連系線(逆方向)は、既存マージンとしてB0があるため、設定値の内訳を記載する。

【第一・第二年度目とも】　※表中の値は、2019年度末に計算した2020年度の中部関西間連系線の値　（MW）

方向	区分	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部⇒関西	A1	250	260	300	370	370	320	270	270	330	340	340	300
	電源Ｉ´ 中部⇒北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源Ｉ´ 中部⇒関西	0	0	0	2	2	2	0	0	2	2	2	0
		250	260	300	372	372	322	270	270	332	342	342	300

記載例（3）既存マージンを蓋然性のある値で設定している連系線に電源Ⅰ´のマージンを設定する場合
・マージンとして蓋然性のある値の範囲※1に、夏季の7～9月、冬季の12～2月において、電源Ⅰ´のマージンを加算して設定する。
・参考値には「最大値※1 ＋ 電源Ⅰ´のマージン」を設定する。

対象：東北東京間連系線（順方向）、北陸フェンス（順方向）、中国四国間連系線（順方向）

※1　東北東京間連系線（順方向）については、北海道風力実証マージンが加算される。

◆ 設定するマージンのうち既存マージンにおける「蓋然性のある値の範囲」の考え方については、現状から変更なし。

対象連系線	考え方
東北東京間連系線（順方向）	➢ 実需給断面でマージン設定時に考慮する超高圧ユニット送電線に接続している発電機の発電計画を参考に主に設定実績等を踏まえ設定する。
北陸フェンス、中国四国間連系線（順方向）	➢ 実需給断面でマージン設定時に考慮する最大ユニット相当量の対象となる発電機の発電計画を参考に、主に設定実績等を踏まえ設定する。

記載例（3）既存マージンを蓋然性のある値で設定している連系線に電源Ｉ´のマージンを設定する場合

◆ 設定値

【第一年度目】　※表中の値は、 2019年度末に計算した2020年度の北陸フェンスの値に、参考でＩ´(例:200MW)を加算した例　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
北陸F	中部⇒北陸 関西⇒北陸	0~530	0~530	0~530	0~730	0~730	0~730	0~530	0~530	0~730	0~730	0~730	0~530	

【第二年度目】　※表中の値は、2019年度末に計算した2021年度の北陸フェンスの値　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
北陸F	中部⇒北陸 関西⇒北陸	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	

◆ 参考値：実需給断面においてエリアの予備力不足によりマージンが必要となった場合の最大値

【第一年度目】　※表中の値は、2019年度末に計算した2020年度の北陸フェンスの値に、参考でＩ´(例:200MW)を加算した例　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
北陸F	中部⇒北陸 関西⇒北陸	700	700	700	900	900	900	700	700	900	900	900	700	

【第二年度目】　※表中の値は、2019年度末に計算した2020年度の北陸フェンスの値　（MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
北陸F	中部⇒北陸 関西⇒北陸	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	

◆ 設定値・参考値の内訳【第一年度目・第二年度目とも、内訳がある場合のみ記載】

【第一・第二年度目とも】　※表中の値は、2019年度末に計算した2020年度の北陸フェンスの値に、
参考でＩ´(例:中部・関西⇒北陸各々100MW)を加算した例　（MW）

方向	区分	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北陸フェンス（平日日中）	A1（N帯は0）	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
	電源Ｉ´中部⇒北陸	0	0	100	100	100	100	0	0	100	100	100	0
	電源Ｉ´関西⇒北陸	0	0	100	100	100	100	0	0	100	100	100	0
		700	700	700	900	900	900	700	700	900	900	900	700

（記載のイメージ）　数値は2020年度 平日の例

（単位：MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	シート〇〇参照												
	東北⇒北海道													
東北東京間連系線	東北⇒東京＊	22～472※1	22～472※1	22～472※1	44～394※1	49～399※1	49～399※1	28～408※1	30～410※1	52～432※1	52～432※1	52～432※1	31～411※1	5/11,12,6/15～19,22～26,29,30は 22～402
	東京⇒東北	22	22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31	
東京中部間連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
中部北陸間連系設備	北陸⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	中部⇒北陸	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	夜間は0
北陸関西間連系線	関西⇒北陸													
	北陸⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中部関西間連系線	中部⇒関西＊	0	0	0	2	2	2	0	0	2	2	2	0	
	関西⇒中部＊	0	0	0	171	171	171	0	0	0	0	0	0	
関西中国間連系線	関西⇒中国＊	0	0	0	42	42	42	0	0	42	42	42	0	
	中国⇒関西＊	0	0	0	11	11	11	0	0	11	11	11	0	
関西四国間連系設備	関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	四国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国四国間連系線	中国⇒四国＊	0～700※3	0～700※3	0～700※3	70～770※3	70～770※3	70～770※3	0～700※3	0～700※3	70～770※3	70～770※3	70～770※3	0～700※3	5/7,8,11～15,22,25～29, 6/1～5,10/14,15は0
	四国⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国九州間連系線	中国⇒九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	九州⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

値は今後修正
（電源Ⅰ´広域調達も未反映）

（注）・想定需要の見直し等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
・範囲を記載しているマージンの値に関する補足は以下の通り。

※1: 北海道風力実証分22MW（4～7月）,27MW（8,9月）,28MW（10月）,30MW（11～2月）,31MW（3月）に、実需給断面において設定する蓋然性のある値0～350MW（7～9月）, 0～380MW（10～3月）,0～450MW（4～6月）を加えたものに、※4を加算したもの。

※2: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0～530MW（4～3月）

※3: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0～700MW（4～3月）に、※4を加算したもの。

※4: 各連系線・設備のうち方向に＊印付きの場合は、夏期（7～9月）及び冬期（１２～2月）の平日P帯に電源Ⅰ´広域調達のためのマージンを設定している。（電源Ⅰ´広域調達の調達量をkW⇒MWに切上げた値で表示している）内訳はシート15～18参照

（記載のイメージ）　数値は2020年度 平日の例

【参考】実需給断面においてエリアの予備力不足によりマージンが必要となった場合の最大値

（単位：MW）

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間等
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	シート◇◇参照												
	東北⇒北海道													
東北東京間連系線	東北⇒東京＊	582	542	642	844	849	729	568	630	722	772	772	681	
	東京⇒東北	シート△△参照												
東京中部間連系設備	東京⇒中部	600	600	630	780	780	690	600	600	690	720	720	650	※1
	中部⇒東京	600	600	620	800	800	690	600	610	670	720	720	660	※1
中部北陸間連系設備	北陸⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	中部⇒北陸	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	夜間は0
北陸関西間連系線	関西⇒北陸													
	北陸⇒関西	50	50	60	70	70	60	50	60	70	70	70	60	※2
中部関西間連系線	中部⇒関西＊	250	260	300	372	372	[illegible]	[illegible]	[illegible]	332	342	342	300	
	関西⇒中部＊	290	290	310	541	541	511	300	300	330	350	350	320	
関西中国間連系線	関西⇒中国＊	230	230	250	362	362	322	240	260	352	352	352	280	
	中国⇒関西＊	250	250	290	381	381	331	260	270	331	341	341	300	
関西四国間連系設備	関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	四国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国四国間連系線	中国⇒四国＊	1050	1050	1050	1120	1120	1120	1050	1050	1120	1120	1120	1050	※3
	四国⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国九州間連系線	中国⇒九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	九州⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

値は今後修正
（電源Ⅰ´広域調達も未反映）

（注）・各連系線・設備のうち方向に＊印付きの場合は、夏期（7～9月）及び冬期（12～2月）の平日P帯に電源Ⅰ´広域調達のためのマージンを設定している。（電源Ⅰ´広域調達の調達量をkW⇒MWに切上げた値で表示している）内訳はシート23～26参照

1. 長期・年間マージン算定におけるマージン設定方針（案）について

1-1. 直近１年間のマージン設定実績および系統利用へ与える影響の確認結果まとめ
1-2. 当日断面におけるマージン設定実績（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-3. 系統利用に与える影響（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-4. 現在検討を進めている既存マージンに関わる課題の取扱い

2. 長期・年間マージンの具体的な設定方法について

2-1. 年間断面（2021,2022年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-1-1. 年間計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（7）

2-2. 長期断面（2023～2030年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-2-1. 長期計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（2）

2-3. 実需給断面におけるマージンの確保理由におけるマージン区分概要

2-3-1. 実需給断面におけるマージンの確保理由（1）～（4）

2-4. 全国の概念図

2-4-1. 全国の概念図（電源Ⅰ´広域調達）（案）
2-4-2. 全国の概念図（マージン合計値）（案）

◆ 長期マージンの具体的な設定方法は以下のとおりとしてはどうか。

- 既存マージンは、現行の実需給断面におけるマージン設定の考え方※1に基づき設定する。
- 電源Ⅰ´広域調達のためのマージンを設定する必要がある連系線・連系設備について
  - ➢ 長期断面では、エリア外調達量が未定のため設定しない。
- 参考値（最大値）について
  - ➢ 長期断面では、平日の年度最大となる月の分のみ算出することとする。
- マージン設定値・参考値に区分ごとの内訳がある場合は、合計値とともに内訳を表示する。

※1　マージン設定の考え方は、シート27～30「2-4-1.実需給断面におけるマージンの確保理由」の通り。

（設定値の記載のイメージ）　数値は2022年度～2029年度の例

（MW）

連系線	方向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	備考
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	160【320】	160【320】	160【320】	160【320】	160【320】	160【320】	160【320】	160【320】	最大需要時の値(1月平日夜間) ﾏｰｼﾞﾝ最大値(9月平日夜間)
	東北⇒北海道	490【570】	490【570】	490【570】	490【570】	490【570】	490【570】	490【570】	490【570】	最大需要時の値(1月平日夜間) ﾏｰｼﾞﾝ最大値(5月休日昼夜間)
東北東京間連系線	東北⇒東京	0～450※1	0～450※1	0～450※1	0～450※1	0～450※1	0～450※1	0～450※1	0～450※1	最大需要時の値(8月平日昼間)
	東京⇒東北	0	0	0	0	0	0	0	0	最大需要時の値(1月平日昼間)
東京中部間連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	600	600	EPPS_600MW
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	600	600	EPPS_600MW
北陸フェンス	中部⇒北陸 関西⇒北陸	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	0～530※2	
中国四国間連系線	中国⇒四国	0～700※3	0～700※3	0～700※3	0～700※3	0～700※3	0～700※3	0～700※3	0～700※3	
上記以外		0	0	0	0	0	0	0	0	

値は今後修正

注）・北海道風力実証試験にかかるマージンの2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未定であることから、別途設定する。

- 想定需要の見直し等(北海道本州間連系設備の東北⇒北海道のみ)や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
- 【　】の値は、最大需要時以外で空容量が小さくなると想定される断面のマージンの値を示す。
- 範囲を記載しているマージンの値に関する補足は以下の通り。
  ※1:2022～2029年度は実需給断面において設定する蓋然性のある値0～450MW（過去実績）
  （最大需要時の値(8月平昼間)）
  ※2:実需給断面において設定する蓋然性のある値0～530MW　（過去実績）
  ※3:実需給断面において設定する蓋然性のある値0～700MW　（過去実績）
- 電源Ⅰ´広域調達のためのマージンは、エリア外調達量が未定のため設定していない。
- 需給調整市場に係るマージンについては、エリア外調達量が未定のため設定していない。

（設定値の記載のイメージ）　数値は2022年度～2029年度の例

（単位：MW）

連系線	方向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	備考※1	2018,19年度（10月～9月）における当日断面での実績平均値※2
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	500	500	500	500	500	500	500	500	(8月平日昼間3%)	192
	東北⇒北海道	—	—	—	—	—	—	—	—	予備力によるマージン値変化なし	479
東北東京間連系線	東北⇒東京	800	800	790	790	790	800	790	790	(8月平日昼間3%)	54
	東京⇒東北	400	400	400	400	390	390	390	390	(1月平日昼間3%)	9
東京中部間連系設備	東京⇒中部	770	770	770	760	760	760	760	750	(8月平日昼間3%)	600
	中部⇒東京	800	800	800	800	800	800	800	800	(8月平日昼間3%)	600
中部北陸間連系設備	中部⇒北陸	700	700	700	700	700	700	700	700	(最大機)	97
北陸関西間連系設備	関西⇒北陸										
	北陸⇒関西	70	70	70	70	70	70	70	70	(8月平日昼間3%)	0
中部関西間連系線	中部⇒関西	370	370	370	360	360	360	360	360	(8月平日昼間3%)	0
	関西⇒中部	370	370	370	370	370	370	370	370	(8月平日昼間3%)	0
関西中国間連系線	関西⇒中国	320	320	320	320	320	320	320	320	(8月平日昼間3%)	0
	中国⇒関西	360	360	360	360	360	360	350	350	(8月平日昼間3%)	0
中国四国間連系線	中国⇒四国	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	(最大機)	122

値は今後修正

注）・北海道風力実証試験にかかるマージンの2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未定であることから、別途設定する。

・上記表の値は、以下の考え方及び現時点の需要想定等に基づき、実需給断面においてエリアの予備力不足等によりマージンが必要となる場合の最大値を算出し、参考で示したもの。

（考え方）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）に対して不足する電力の値。

・想定需要の見直し等(北海道本州間連系設備の東北⇒北海道のみ)や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。

※1:各連系線・連系設備におけるマージンの設定値の考え方の詳細は、別紙3「実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について」を参照。

※2:2018年10月～2019年9月の当日断面におけるマージン実績平均値（作業時除く。資料3-2「2020・2021年度の連系線のマージン（年間計画）」のマージン設定実績詳細シート31参照）。

・電源Ⅰ´広域調達のためのマージンは、エリア外調達量が未定のため設定していない。

・需給調整市場に係るマージンについては、エリア外調達量が未定のため設定していない。

1. 長期・年間マージン算定におけるマージン設定方針（案）について

1-1. 直近１年間のマージン設定実績および系統利用へ与える影響の確認結果まとめ
1-2. 当日断面におけるマージン設定実績（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-3. 系統利用に与える影響（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-4. 現在検討を進めている既存マージンに関わる課題の取扱い

2. 長期・年間マージンの具体的な設定方法について

2-1. 年間断面（2021,2022年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）
2-1-1. 年間計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（7）

2-2. 長期断面（2023～2030年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）
2-2-1. 長期計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（2）

2-3. 実需給断面におけるマージンの確保理由におけるマージン区分概要
2-3-1. 実需給断面におけるマージンの確保理由（1）～（4）

2-4. 全国の概念図
2-4-1. 全国の概念図（電源Ⅰ´広域調達）（案）
2-4-2. 全国の概念図（マージン合計値）（案）

➢ 各連系線・連系設備のマージン区分概要は下表のとおり

連系線	方向	A0		A1・A2	A1	B0	B1	B2	C1	C2	長期・年間マージンの設定の考え方 (and:加算,or:大きい方)
		電源Ⅰ´	三次②調整力※1	3%相当※2	最大1ユニット相当	風力実証	EPPS等	EPPS	潮流抑制		
北海道本州間連系設備	順		②	③		⑤			⑧		(③ or ⑧) and ⑤
	逆		②			⑤	⑥		⑧		(⑥ or ⑧) and ⑤
東北東京間連系線	順	①	②	③		⑤				⑨	① and (③ or ⑨) and ⑤
	逆	①	②	③		⑤					① and ③ and ⑤
東京中部間連系設備	順		②	③				⑦			③ or ⑦
	逆		②	③			⑥				③ or ⑥
中部北陸間連系線	逆	①※3	②								①※3
	北陸F(順)	①	②		④						① and ④
北陸関西間連系線	順	①	②	③							① and ③
中部関西間連系線	順	①	②	③							① and ③
	逆	①	②	③							① and ③
関西中国間連系線	順	①	②	③							① and ③
	逆	①	②	③							① and ③
関西四国間連系設備	順	①※3	②								①※3
	逆		②								―
中国四国間連系線	順	①	②		④						① and ④
	逆		②								―
中国九州間連系線	順	①	②								①
	逆		②								―

※1 需給調整市場に係わるマージンのうち三次調整力②のためのマージンについては、約定量がスポット取引後に定まるため、長期・年間断面とも設定しない。
※2 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ジンとして設定する
※3 原則として直流設備を使用せずに、交流系統側を使用する。

2-3-1.実需給断面におけるマージンの確保理由（1）

年間・長期断面におけるマージンは、以下の実需給断面におけるマージンの設定の考え方に基づき設定。

連系線	方向	マージンの設定の考え方及び確保理由
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	北海道本州間連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数上昇を一定値以内に抑制するため。具体的には、次の①～③のうち大きい値とする。 ① 北海道・本州間電力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の値を差し引いた値。〈C1〉 ② 新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の値を差し引いた値。〈C1〉 ③ ※１（最大値は、東京エリアの系統容量の３％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 ）〈A1〉 また、上記に※2〈B0〉および※3〈A0〉を加える。
	東北⇒北海道	北海道エリアの電源のうち、出力が最大である単一の電源の最大出力が故障等により失われた場合にも、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑制するため。なお単一の電源の最大出力は発電計画等を踏まえ設定する。〈B1〉 但し、次の①、②のいずれかが、上記の値よりも大きい場合は①、②のうち大きい方の値とする。 ① 北海道・本州間電力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低下が一定値以内となる潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 ② 新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低下が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 また、上記に※2〈B0〉および※3〈A0〉を加える。

※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ジンとして設定する

※2 北海道風力実証試験に係るマージンとして、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

※3 三次調整力②の約定量

〈 〉はマージンの区分を示す。シート34参照

2-3-1.実需給断面におけるマージンの確保理由（2）

連系線	方向	マージ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※2〈B0〉および※3、４〈A0〉を加える。
	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※2〈B0〉および※3、４〈A0〉を加える。
東京中部間連系設備	東京⇒中部	次の①～②のうち大きい値とする。 ① 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〉 ② ※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）〈A1〉 また、上記に※4〈A0〉を加える。
	中部⇒東京	次の①～②のうち大きい値とする。 ① 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〉 ② ※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〉 また、上記に※4〈A0〉を加える。

※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ジンとして設定する

※２　北海道風力実証試験に係るマージンとして、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

※3　電源Ⅰ´広域調達の調達量

※4　三次調整力②の約定量

〈　〉はマージンの区分を示す。シート34参照

連系線	方向	マージンの設定の考え方及び確保理由
中部北陸間連系線	北陸⇒中部	※6（※3を考慮）〈A0〉および ※7〈A0〉
	中部⇒北陸	※１（最大値は、北陸エリアの融通期待量（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。以下、最大電源相当量）※2を考慮）〈A1〉 また、上記に※6（※2を考慮）〈A0〉および※7〈A0〉を加える。
北陸関西間連系線	関西⇒北陸	
	北陸⇒関西	※１（最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の３%相当）※5を考慮）〈A1〉 また、上記に※6（※4を考慮）〈A0〉および※7〈A0〉を加える。
中部関西間連系線	中部⇒関西	※１（最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の３%相当）※5を考慮）〈A1〉 また、上記に※6（※4を考慮）〈A0〉および※7〈A0〉を加える。
	関西⇒中部	※１（最大値は、中部エリアの融通期待量（系統容量の３%相当）の半量）〈A1〉 また、上記に※6（※3を考慮）〈A0〉および※7〈A0〉を加える。

※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ジンとして設定する

※2　中部北陸間連系設備及び北陸関西間連系線と合わせて確保する（北陸フェンスにて管理）

※3　中部北陸間連系設備及び中部関西間連系線と合わせて確保する（フェンス潮流にて管理）

※4　中部関西間連系線及び北陸関西間連系線と合わせて確保する（フェンス潮流にて管理）

※5　北陸関西間連系線、中部関西間連系線及び関西中国間連系線と合わせて確保する（系統容量見合いで配分）

※6　電源Ⅰ´広域調達の調達量

※7　三次調整力②の約定量

〈　〉はマージンの区分を示す。シート34参照

2-3-1.実需給断面におけるマージンの確保理由（4）

連系線	方向	マージンの設定の考え方及び確保理由
関西中国間連系線	関西⇒中国	※１（最大値は、中国エリアの融通期待量（系統容量の３％相当））〈A1〉 また、上記に※4〈A0〉および※5〈A0〉を加える。
	中国⇒関西	※１（最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の３％相当）※3を考慮〈A1〉 また、上記に※4〈A0〉および※5〈A0〉を加える。
関西四国間連系設備	関西⇒四国	※4（※2を考慮）〈A0〉および※5〈A0〉
	四国⇒関西	※5〈A0〉
中国四国間連系線	中国⇒四国	※１（最大値は、四国エリアの融通期待量（最大電源相当量））〈A1〉 また、上記に※4（※2を考慮）〈A0〉および※5〈A0〉を加える。
	四国⇒中国	※5〈A0〉
中国九州間連系線	中国⇒九州	※4〈A0〉および※5〈A0〉
	九州⇒中国	※5〈A0〉

※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ジンとして設定する

※2　関西四国間連系設備及び中国四国間連系線と合わせて確保する（フェンス潮流にて管理）

※3　北陸関西間連系線、中部関西間連系線及び関西中国間連系線と合わせて確保する（系統容量見合いで配分）

※4　電源Ｉ´広域調達の調達量

※5　三次調整力②の約定量

〈　〉はマージンの区分を示す。シート34参照

1. 長期・年間マージン算定におけるマージン設定方針（案）について

1-1. 直近１年間のマージン設定実績および系統利用へ与える影響の確認結果まとめ
1-2. 当日断面におけるマージン設定実績（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-3. 系統利用に与える影響（2019年10月1日～2020年9月30日）
1-4. 現在検討を進めている既存マージンに関わる課題の取扱い

2. 長期・年間マージンの具体的な設定方法について

2-1. 年間断面（2021,2022年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-1-1. 年間計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（7）

2-2. 長期断面（2023～2030年度）におけるマージンの具体的な設定方法について（案）

2-2-1. 長期計画における各連系線・連系設備におけるマージン設定値（1）～（2）

2-3. 実需給断面におけるマージンの確保理由におけるマージン区分概要

2-3-1．実需給断面におけるマージンの確保理由（1）～（4）

2-4. 全国の概念図

2-4-1．全国の概念図（電源Ⅰ´広域調達）（案）
2-4-2．全国の概念図（マージン合計値）（案）

2021年度における電源Ｉ´広域調達の調達量

X.X ：電源Ｉ´エリア外調達量（順方向）
(X.X) ：電源Ｉ´エリア外調達のためのマージン設定値（順方向）

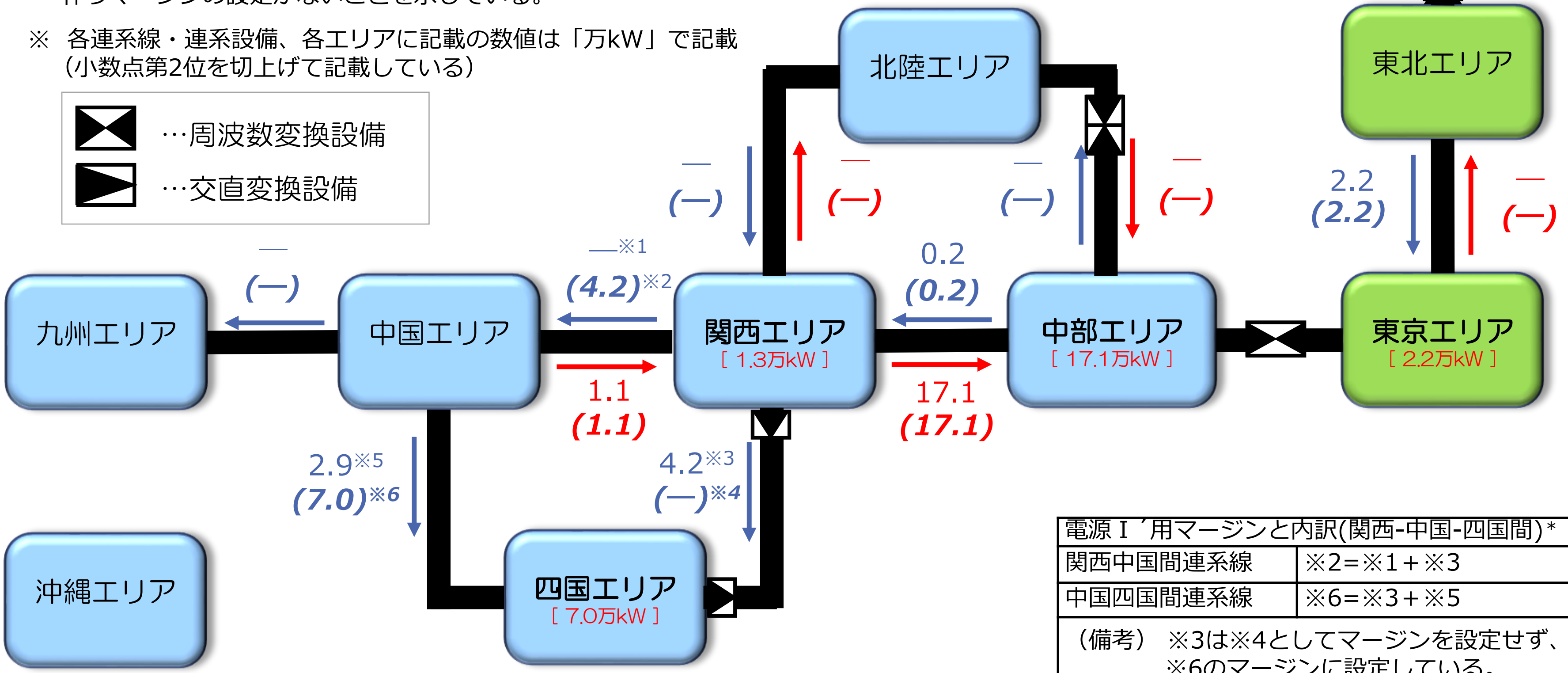
X.X ：電源Ｉ´エリア外調達量（逆方向）
(X.X) ：電源Ｉ´エリア外調達のためのマージン設定値（逆方向）

← ：順方向（電源Ｉ´広域調達が可能な連系線・設備に記載）
→ ：逆方向（電源Ｉ´広域調達が可能な連系線・設備に記載）

値は今後修正
（数値は2019年度算定の2020年度の値）

※ 上記の「X」は数字であり、図中の「—」は広域調達や広域調達に伴うマージンの設定がないことを示している。

※ 各連系線・連系設備、各エリアに記載の数値は「万kW」で記載（小数点第2位を切上げて記載している）



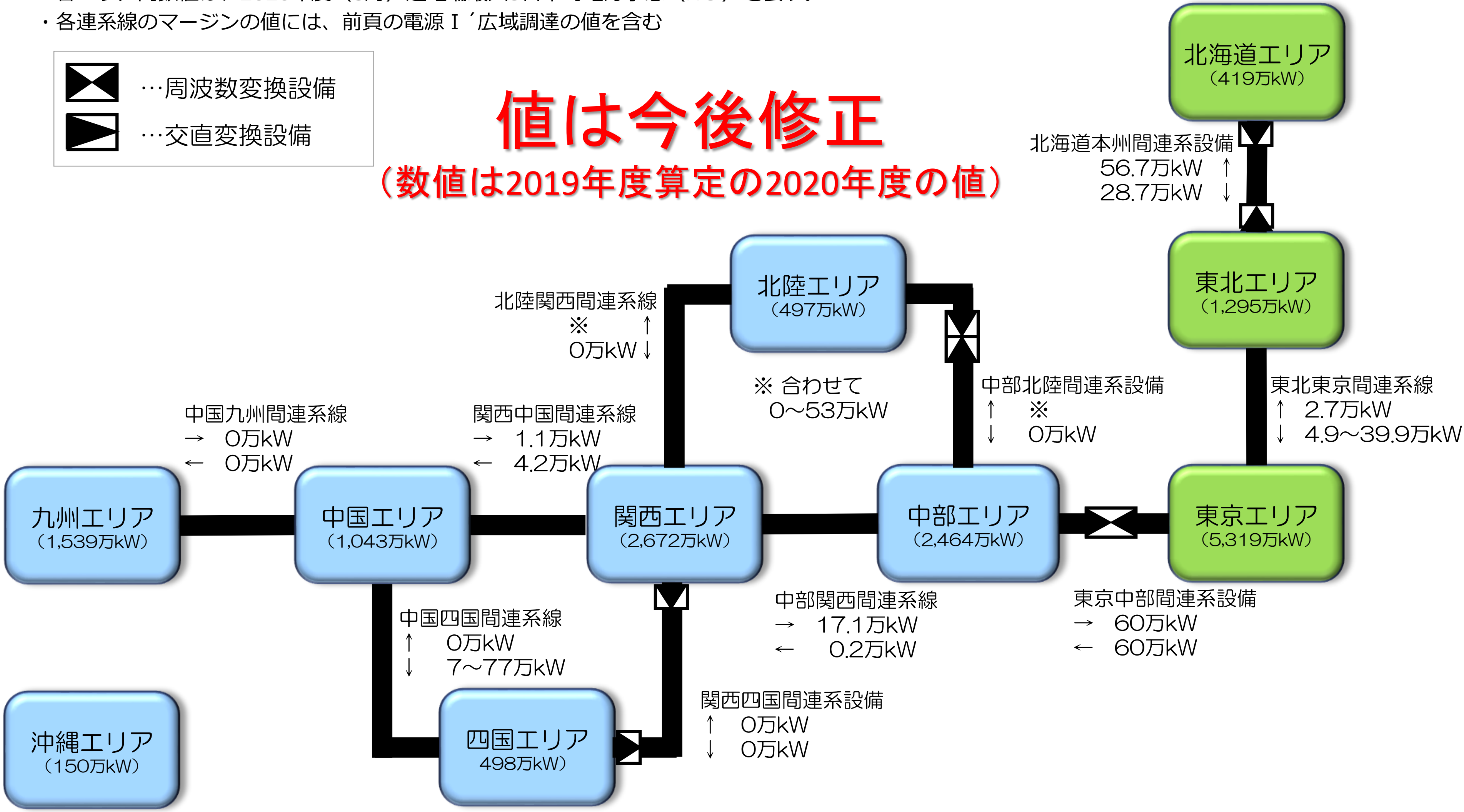
電源Ｉ´用マージンと内訳(関西-中国-四国間)＊	
関西中国間連系線	※2=※1＋※3
中国四国間連系線	※6=※3＋※5
（備考） ※3は※4としてマージンを設定せず、※2と※6のマージンに設定している。	

＊：電源Ｉ´の融通は原則として直流設備を使用せず交流設備を使用する。

2021年度（8月平日昼間）における連系線のマージン算出結果

・各エリア内数値は、2020年度（8月）送電端最大3日平均電力予想（H３）を表す。
・各連系線のマージンの値には、前頁の電源Ｉ´広域調達の値を含む

値は今後修正
（数値は2019年度算定の2020年度の値）



【予備力・調整力に関連したマージン】

（網掛け）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	A 0 ・電源Ⅰ´ ・（三次調整力①） ※2 ・三次調整力②	A 1 ・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当	A 2 ・系統容量3%相当
「周波数制御に対応したマージン」 電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つためまたは周波数制御（電源脱落対応を除く）のために設定するマージン	電源Ⅰ－a	B 0 ・北海道風力実証試験 ・（一次調整力） ※2 ・（二次調整力①） ※2 ・（二次調整力②） ※2	B 1 ・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）	B 2 ・東京中部間連系設備（EPPS：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：（）内は広域調達・広域運用と連系線容量確保が決まった段階で適用

【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」 電力系統の異常時に電力系統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	C 1 ・北海道本州間連系設備（潮流抑制）	C 2 ・東北東京間連系線（潮流抑制）

出所）第11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　および
第43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　を編集

出典：第48回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　資料3

参考）電源Ｉ´広域調達用マージン設定について

- 年間断面の夏季(7～9月)、冬季(12～2月)に、電源Ｉ´広域調達量の上限値以内の契約量をマージン設定する。
- 南福光BTB、阿南紀北を介する電源Ｉ´調達分は原則、交流連系線を介しての迂回ルートとする。
- これら以外の電源Ｉ´調達分は、隣接エリアからのみ受電する。（隣接以外を経由する場合、通過する連系線では、マージンを積み重ねて確保する。）
- 関西⇒北陸向きの電源Ｉ´マージンは、既存マージンを越前嶺南線ではなく北陸フェンスに設定しているため、北陸フェンス（順方向）に設定する必要がある。北陸⇒関西向きの電源Ｉ´マージンは、北陸・関西相互に入力・送信出来る越前嶺南線（逆方向）に設定する。

◆ 電源Ｉ´広域調達をフェンス潮流で管理する中部・北陸・関西間、関西・中国・四国間の調達・応札量上限

（MW）

中部・北陸・関西 間	中　部	北　陸	関　西
Ｉ´エリア外調達量上限	560	640	820
Ｉ´エリア外応札量上限	220	820	640

（MW）

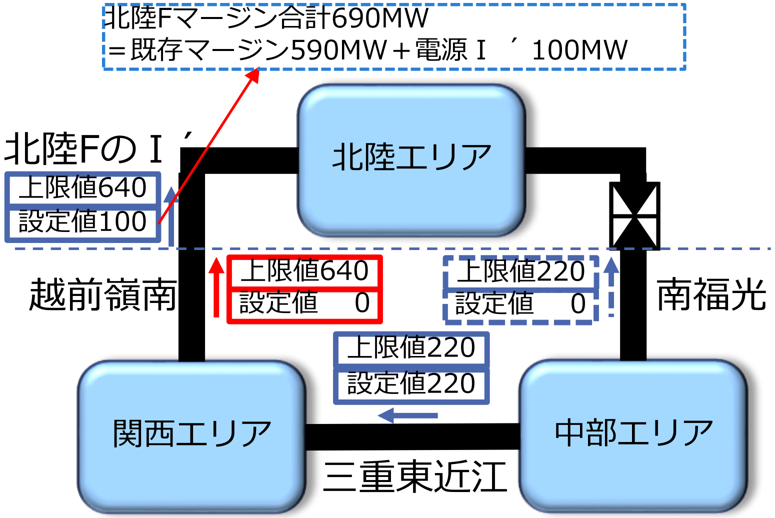
関西・中国・四国 間	関　西	中　国	四　国
Ｉ´エリア外調達量上限	(510)	(2780)	290
Ｉ´エリア外応札量上限	2780	510	–

※左記（ ）内は参考記載（フェンス管理ではない）

◆ 中部・北陸・関西間におけるマージンの設定例

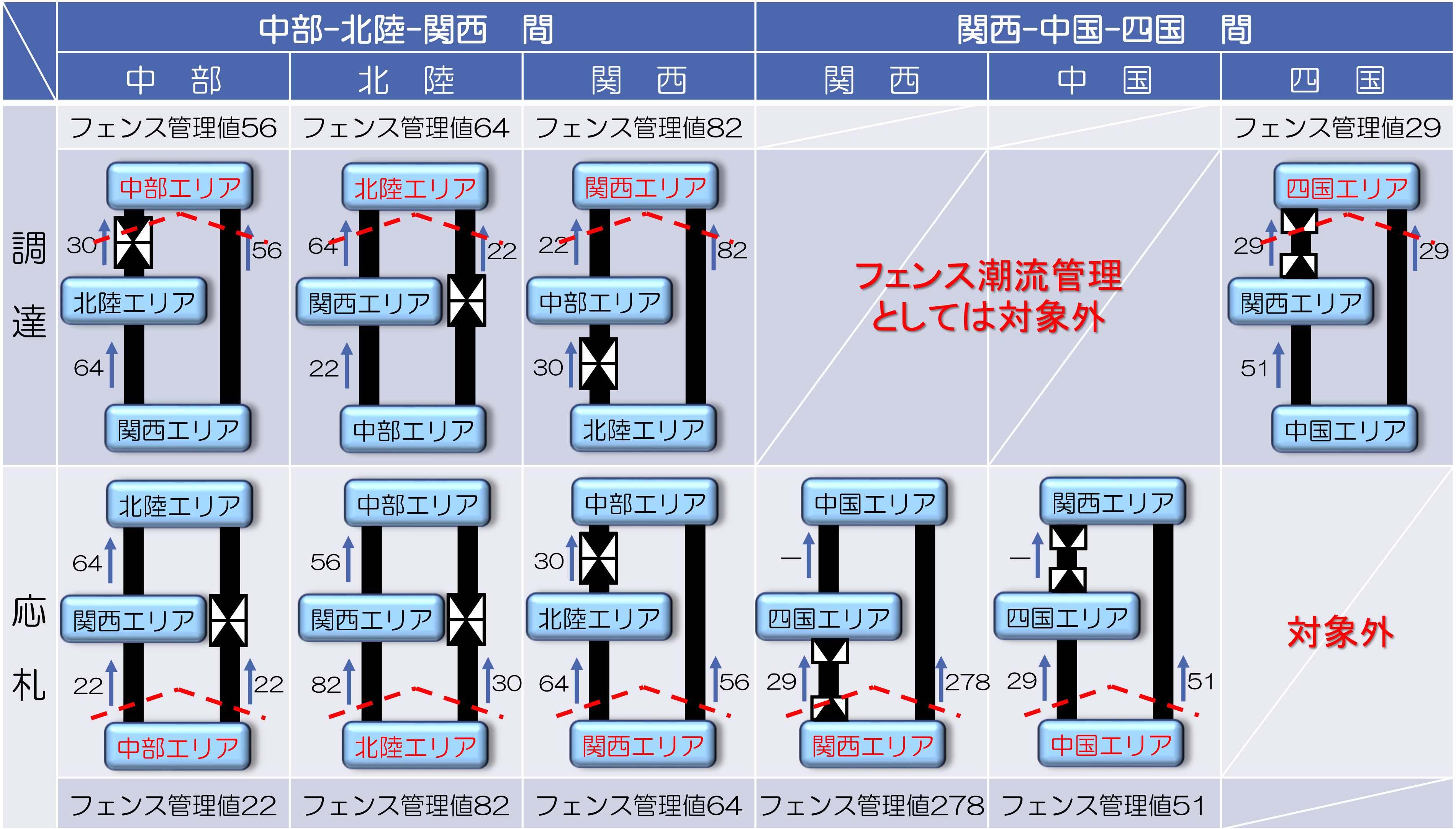
（MW）

マージン種類と設定量		越前嶺南線（逆方向）	三重東近江線（順方向）	南福光BTB（順方向）	北陸F（順方向）
種類	設定量				
Ｉ´（中部⇒北陸）	80	0	80	0	80
Ｉ´（中部⇒関西）	140	–	140	–	–
Ｉ´（関西⇒北陸）	20	0	–	0	20
越前嶺南A1(逆)	0	0	–	–	–
三重東近江A1(順)	0	–	0	–	–
南福光BTB(順)	0	–	–	0	–
既存の北陸F(順)	590	–	–	–	590
合計		0	220	0	690



参考）電源Ⅰ´広域調達用マージン設定について

◆ 中部・北陸・関西間、関西・中国・四国間の電源Ⅰ´広域調達についてはフェンス潮流で管理する

- 連系線・設備利用による社会コスト等を考慮したうえで、下図のとおり運用容量内のフェンス潮流管理としている。
- フェンス管理値は、下表の各連系線・設備毎の上限値以内とするために、電源Ⅰ´調達についてはあるエリアへの2つのエリアからの潮流をORで考慮し、電源Ⅰ´応札についてはあるエリアからの2つのエリアへの潮流をORで考慮する。

（注）数値は上限値（万kW）