

2020～2027年度の予備力・調整力 及び潮流抑制のためのマージン (長期計画)

2018年2月9日

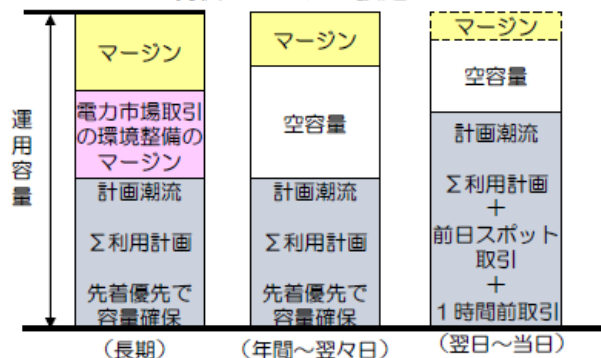
- ◆ 長期断面における予備力・調整力及び潮流抑制のためのマーシンは、すべての断面が間接オークション導入以降となるため、間接オークション導入時に適用される変更後の業務指針に基づき設定する。
- ◆ 変更後の業務指針では、長期断面においても実需給断面の考え方に基づき、実需給断面におけるマーシンの必要な場合を除き、原則としてマーシンの値をゼロとする。
- ◆ なお、実需給断面においてエリアの予備力不足によりマーシンの必要となった場合の最大値を参考に別表で記載する。

主な業務規程・送配電等業務指針変更点：マーシンの設定断面について（変更）

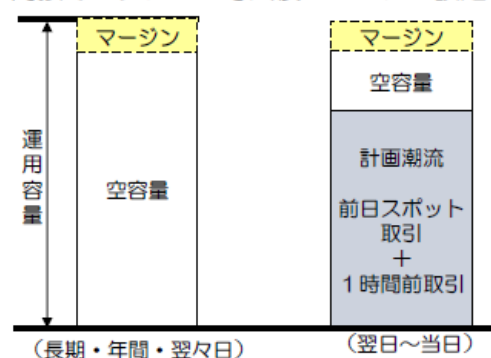
17

- 現行ルールでは、「先着優先」で長期断面から利用計画により容量登録されるため、長期～実需給断面においてマーシンを設定している。
- 連系線利用ルールが「間接オークション」に変更され前日スポット取引以降に容量登録されるため、翌々日断面において実需給断面を考慮したマーシンの設定が求められる。
- 他方、供給計画を基にした需給バランス評価など予見性の観点から、長期・年間断面においてもマーシンを設定しておくことが必要である。
- 上記より、マーシンの設定断面は「長期・年間・翌々日」とし、現行ルールで実施していたマーシンの減少は不要なため削除する。【規程第128条、第129条】（変更）

＜現状のマーシン設定＞



＜間接オークション導入後のマーシン設定＞



※ 年間・月間・翌々日の断面で実需給断面に向けマーシンを減少
※ 実需給断面において必要な場合のみマーシンを設定

※ 実需給断面において必要な場合のみマーシンを設定

業務規程・送配電等業務指針（変更）の検討について
出典：広域機関HP 策定・変更に関するお知らせ 2017年度

1. 予備力・調整力及び潮流抑制のためのマーシンの値（2020～2027年度） 3

(MW)

連系線	方向	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	備考
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	149 【318】	160 【330】	120 【290】	120 【290】	120 【290】	120 【290】	120 【290】	120 【290】	最大需要時の値(1月平日昼間) マージン最大値(6月休日夜間)
	東北⇒北海道	499 【578】	510 【590】	470 【550】	470 【550】	470 【550】	470 【550】	470 【550】	470 【550】	最大需要時の値(1月平日昼間) マージン最大値(6月休日夜間)
東北東京間 連系線	東北⇒東京	28	40	0	0	0	0	0	0	最大需要時の値(8月平日昼間)
	東京⇒東北	29	40	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
上記以外		0	0	0	0	0	0	0	0	

注）・増強により運用容量が増加する北海道本州間連系設備（＋30万kW：2019年3月運開予定）および東京中部間連系設備（＋90万kW：2020年度運開予定）において、増強後のマージンについては扱いを検討中のため、上表の値にはこれを考慮していない。（運用開始までにマージンの必要量を検討）

・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確定のことから、別途設定する

- ・想定需要の見直し等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

(単位：MW)

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 (2020～2027年度)

連系線	方向	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	備考	過去1年における 当日断面での 実績平均値※
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	528	540	500	500	500	500	500	500	(8月平日昼間3%)	175
	東北⇒北海道	—	—	—	—	—	—	—	—	予備力によるマージン値 変化なし	447
東北東京間 連系線	東北⇒東京	828	840	800	800	800	800	800	800	(8月平日昼間3%)	61
	東京⇒東北	429	460	410	410	410	410	410	410	(1月平日昼間3%)	1
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	760	760	760	750	750	750	750	750	(8月平日昼間3%)	600
	中部⇒東京	800	800	800	800	800	800	800	810	(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)	101
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	350	350	350	350	350	350	350	350	(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	350	350	350	350	350	350	340	340	(8月平日昼間3%)	0
中国四国間 連系線	中国⇒四国	700	700	700	700	700	700	700	700	(最大機)	249

注) ・ 増強により運用容量が増加する北海道本州間連系設備 (+30万kW：2019年3月運開予定) および東京中部間連系設備 (+90万kW：2020年度運開予定) において、増強後のマージンについては扱いを検討中のため、上表の値にはこれを考慮していない。(運用開始までにマージンの必要量を検討)

・ 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確定のことから、別途設定する

・ 上記表の値は、以下の考え方およ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

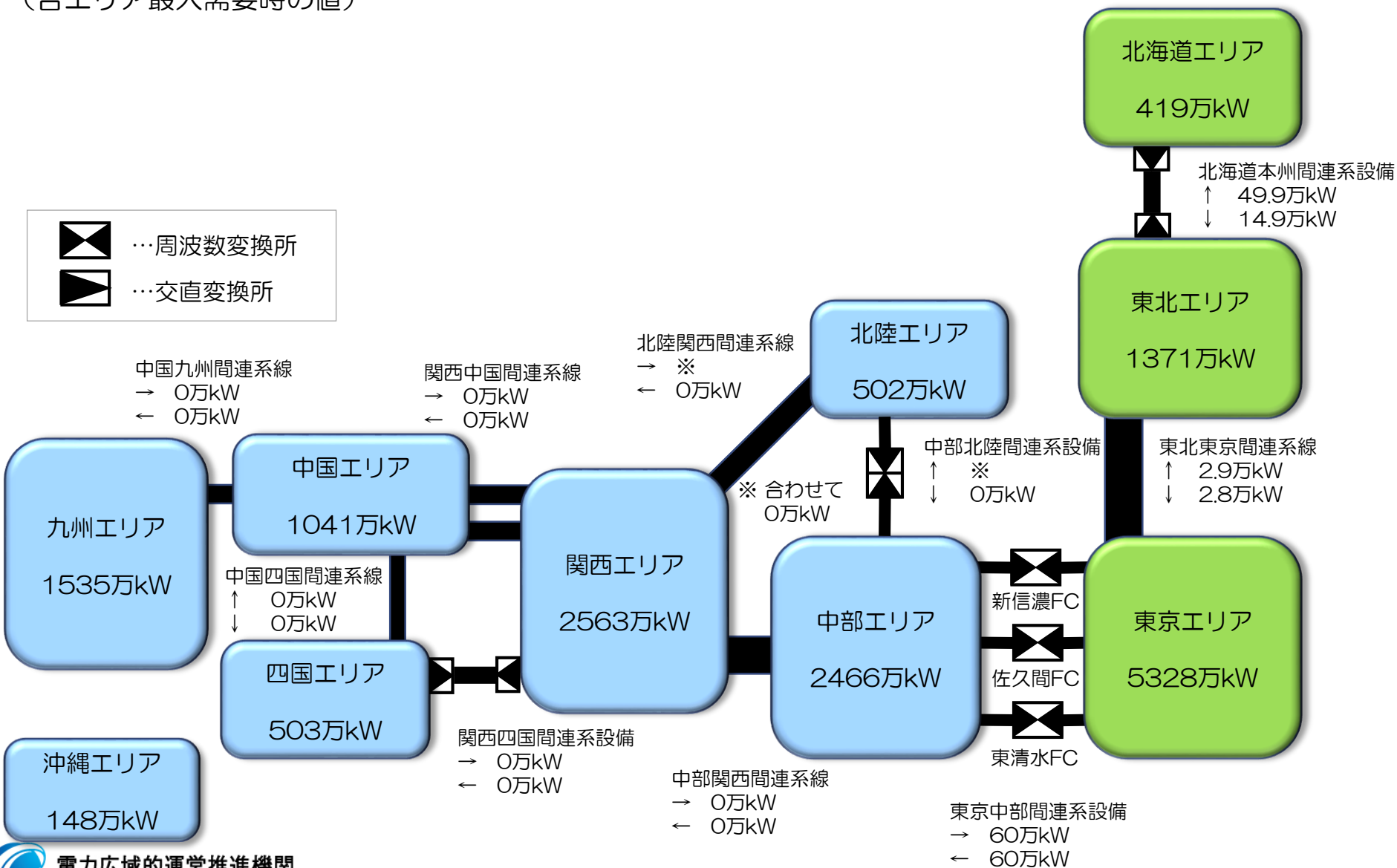
(考え方) 電気の供給先となる供給区域に必要な運転予備力 又は 供給区域に電気を供給予定の供給区域の電源のうち出力が最大である単一の電源の最大出力 (但し、当該電源が発電する電気を継続的に供給区域外へ供給している場合は当該供給量を控除した値とする) に対して不足する電力の値

・ 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

※2017年2月～2018年1月の当日断面におけるマージン実績平均値 (作業時除く。詳細別スライド参照)

2. 全国系統の概念図

2020年度における予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン算出結果
(各エリア最大需要時の値)



3. 実需給断面におけるマーシンの確保理由（間接オークション導入後）

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

連系線	方向	マーシンを確保する理由
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、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とする。〈C1〉 但し、※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）の値の方が大きい場合は、その値とする。〈A1〉 (調整力及び需給バランス評価等に関する委員会でもマーシンの設定以外の周波数上昇対策について継続検討中) また、上記に加え、※4を加える。〈BO〉
	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。〈B1〉 但し、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低下が一定値以内となる潮流の値を差し引いた値の方が大きい場合は、その値とする。〈C1〉 また、上記に加え、※4を加える。〈BO〉
東北東京間 連系線	東北⇒東京	※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）の値とする。〈A1〉 但し、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と※1の値のうち大きい値とする。〈C2〉 また、上記に加え、※4を加える。〈BO〉
	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、※4を加える。〈BO〉
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〉

3. 実需給断面におけるマーシンの確保理由（間接オークション導入後）

連系線	方向	マーシンを確保する理由
中部北陸間連系線	北陸⇒中部	なし
	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
北陸関西間連系線	関西⇒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
	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））、※3
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））、※3
	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）
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））
	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
関西四国間連系設備	関西⇒四国	なし
	四国⇒関西	なし
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））
	四国⇒中国	なし
中国九州間連系線	中国⇒九州	なし
	九州⇒中国	なし

- ※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シンとして設定
- ※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
- ※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
- ※4 北海道風力実証試験にかかるマーシンとして、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

連系線マーシンのあり方を検討中の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での整理事項は、都度反映していく予定

〔北本連系設備_最大需要時〕

(単位: MW)

方向	区分	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
北海道⇒東北	C1	120	120	120	120	120	120	120	120
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0
	B0	29	40	-	-	-	-	-	-
		149	160	120	120	120	120	120	120
東北⇒北海道	B1	470	470	470	470	470	470	470	470
	C1	370	370	370	370	370	370	370	370
	B0	29	40	-	-	-	-	-	-
		499	510	470	470	470	470	470	470

〔北本連系設備_マージン最大時〕

(単位: MW)

方向	区分	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
北海道⇒東北	C1	290	290	290	290	290	290	290	290
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0
	B0	28	40	-	-	-	-	-	-
		318	330	290	290	290	290	290	290
東北⇒北海道	B1	550	550	550	550	550	550	550	550
	C1	450	450	450	450	450	450	450	450
	B0	28	40	-	-	-	-	-	-
		578	590	550	550	550	550	550	550

(説明) ・区分についてはシート13、14を参照

・北海道⇒東北向きについては区分C1とA1のうち大きい値、東北⇒北海道向きについては区分B1とC1のうち大きい値に、区分B0の値を加えた値をマージンの値とする

・区分A1は予備力が不足していない場合は0となる

・区分B0の2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未確定のことから、別途設定する

(注)・想定需要の見直し等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

〔北本連系設備_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)

方向	区分	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
北海道⇒東北	C1	290	290	290	290	290	290	290	290
	A1	500	500	500	500	500	500	500	500
	B0	28	40	-	-	-	-	-	-
		528	540	500	500	500	500	500	500

(説明)

- ・ 区分についてはシート13、14を参照。
- ・ 北海道⇒東北向きについては区分C1とA1のうち大きい値、東北⇒北海道向きについては区分B1とC1のうち大きい値に、区分B0の値を加えた値をマージンの値とする
- ・ 区分B0の2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未確定のことから、別途設定する

〔東北東京間連系線〕

(単位: MW)

方向	区分	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
東北⇒東京	A1	800	800	800	800	800	800	800	800
	B0	28	40	-	-	-	-	-	-
		828	840	800	800	800	800	800	800
東京⇒東北	A1	400	420	410	410	410	410	410	410
	B0	29	40	-	-	-	-	-	-
		429	460	410	410	410	410	410	410

(説明)

- ・ 区分についてはシート13、14を参照
- ・ 区分A1にB0を加えた値とする
- ・ 想定需要の見直し等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
- ・ 区分B0の2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未確定のことから、別途設定する

参考) 直近1年間(2017年2月～2018年1月)のマージン設定値実績

【集計内容】

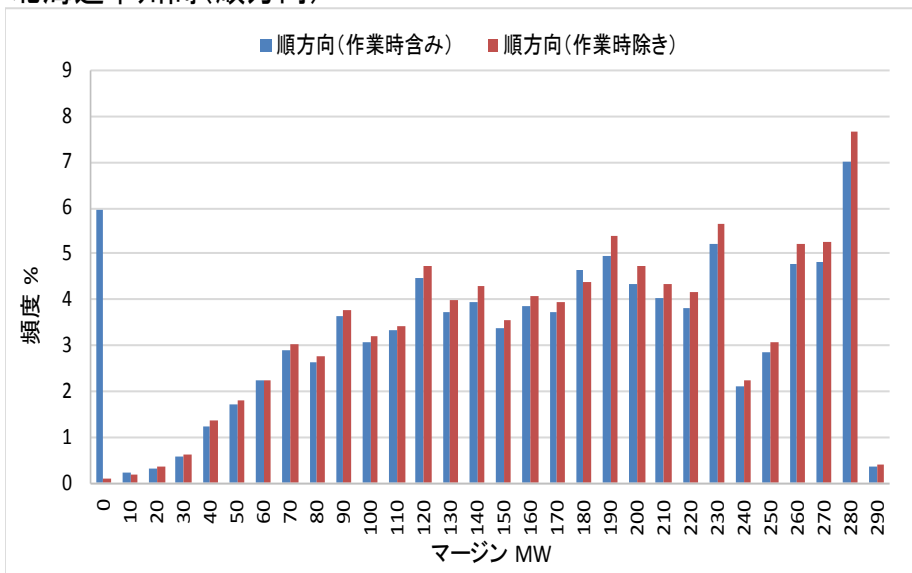
- 2017年2月1日～2018年1月31日(48コマ(30分コマ)×365日)
- 当日断面における最終値

連系線名	方向	作業	平均 (MW)	最小 (MW)	最大 (MW)	最頻値(MW) 【最もデータ数が多い値】 括弧内は最頻値発生率	最頻度数 (個)	母数 (個)
北海道本州間※	順方向	作業時含み	164	0	290	280 (7.0%)	1,231	17,520
		作業時除き	175	0	290	280 (7.7%)	1,231	16,071
	逆方向	作業時含み	438	0	550	440 (9.7%)	1,691	17,520
		作業時除き	447	350	550	440 (10.3%)	1,691	16,449
東北東京間※	順方向	作業時含み	124	0	450	0 (52.2%)	9,140	17,520
		作業時除き	61	0	450	0 (59.0%)	7,627	12,932
	逆方向	作業時含み	1	0	8	0 (84.7%)	14,848	17,520
		作業時除き	1	0	8	0 (84.7%)	14,848	17,520
東京中部間	順方向	作業時含み	599	300	600	600 (99.6%)	17,456	17,520
		作業時除き	600	600	600	600 (100.0%)	7,467	7,467
	逆方向	作業時含み	599	300	600	600 (99.5%)	17,435	17,520
		作業時除き	600	600	600	600 (100.0%)	7,519	7,519
中部関西間	順方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
	逆方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
北陸フェンス	順方向	作業時含み	85	0	590	0 (72.0%)	12,620	17,520
		作業時除き	101	0	590	0 (66.8%)	9,864	14,764
北陸関西間	順方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
関西中国間	順方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
	逆方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
中国四国間	順方向	作業時含み	229	0	930	0 (32.3%)	5,651	17,520
		作業時除き	249	0	930	0 (26.3%)	4,241	16,110

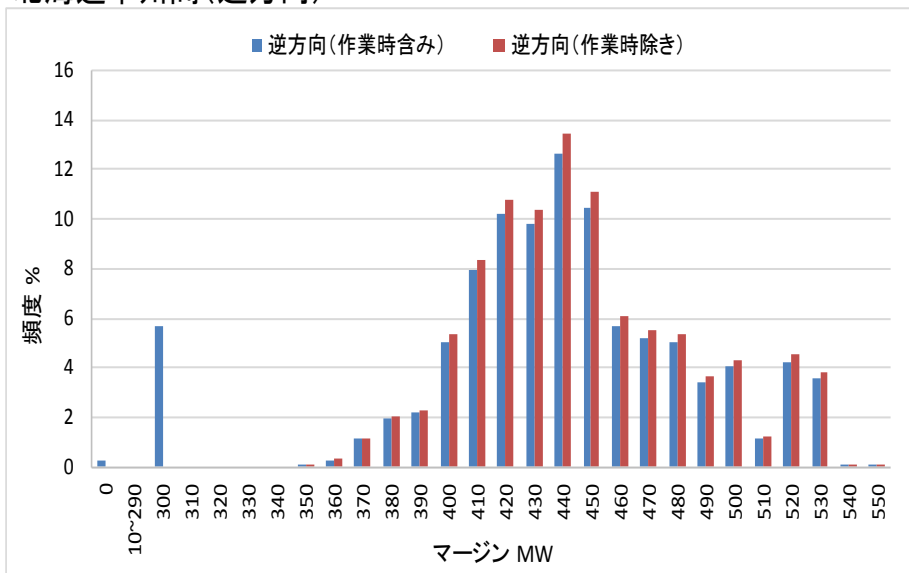
※ 2017年11月7日分以降設定の北海道風力実証試験にかかるマージンを含む。

参考) 直近1年間(2017年2月~2018年1月)のマージン設定値実績

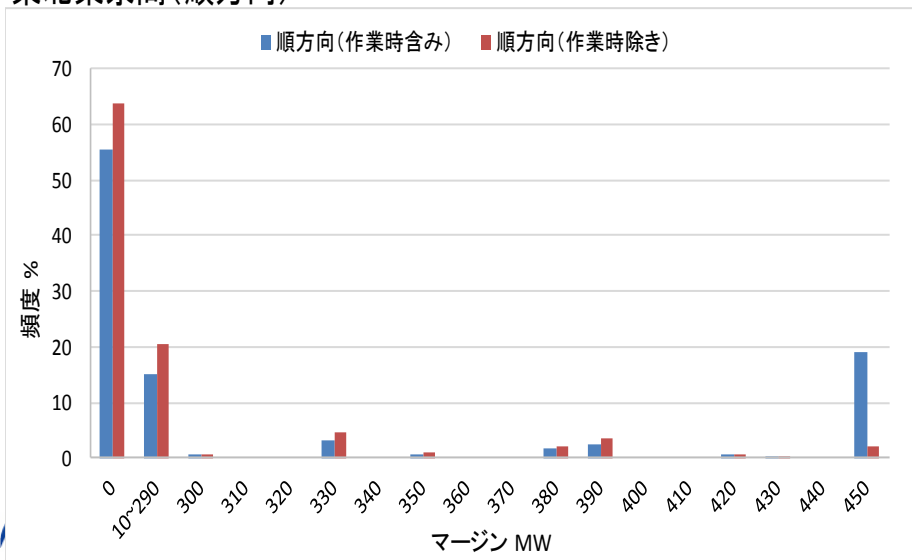
北海道本州間(順方向)



北海道本州間(逆方向)

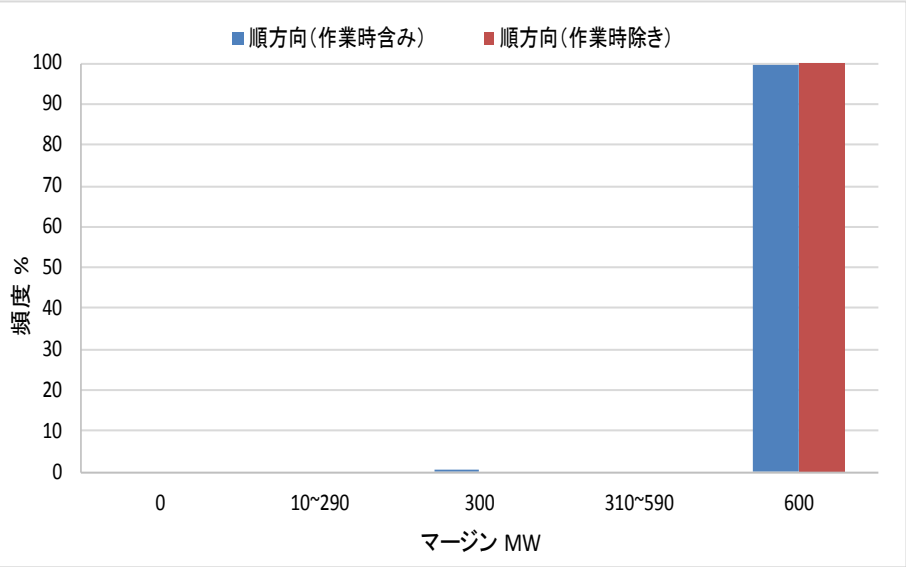


東北東京間(順方向)

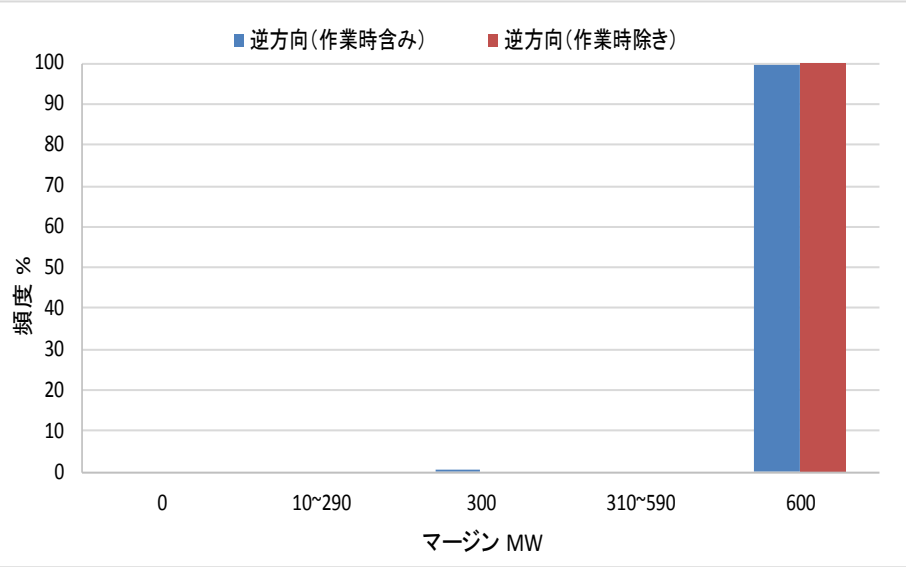


※2017年4月1日分以降、一律450MWを設定する運用を見直した

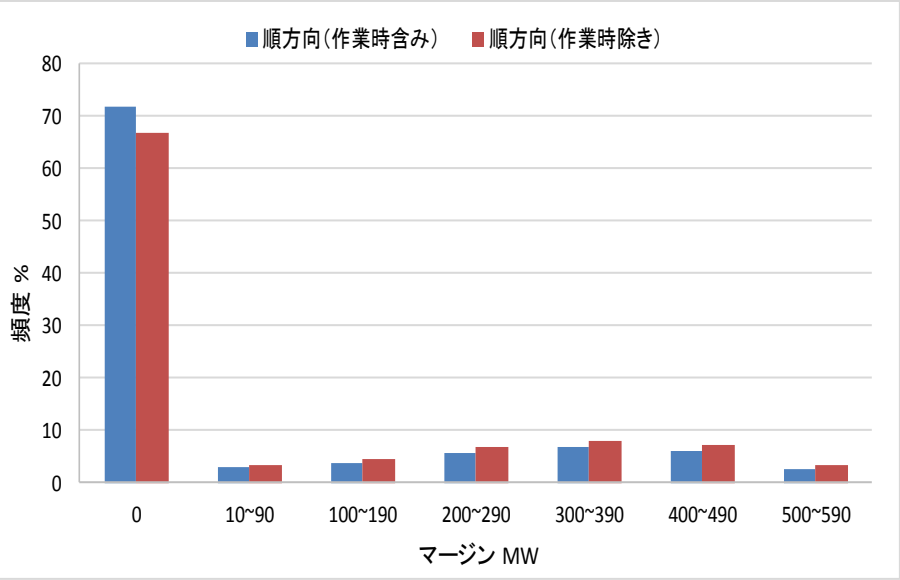
東京中部間(順方向)



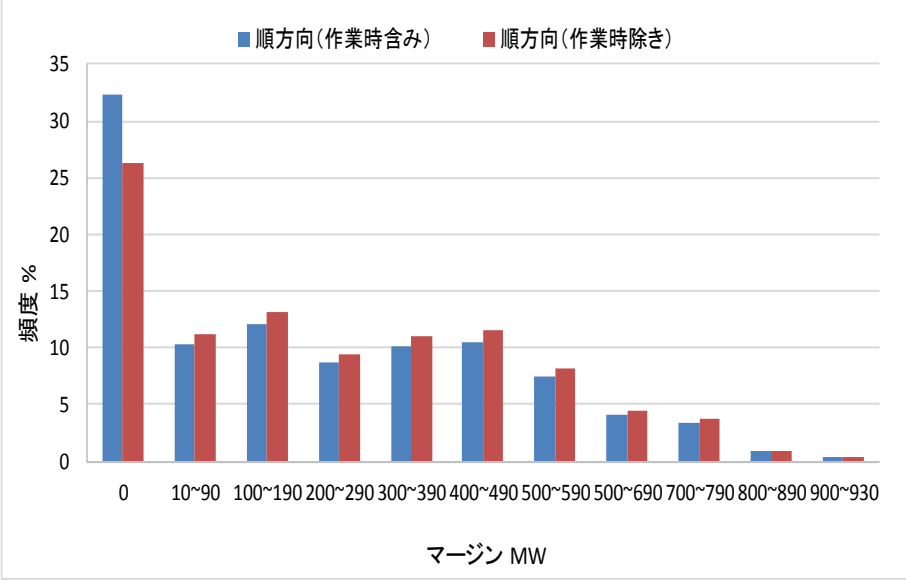
東京中部間(逆方向)



北陸フェンス(順方向)



中国四国間(順方向)



【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」 電力系統の異常時に電力系統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
		・北海道風力実証試験	・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

【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	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)