

# 2022年度以降のマージン設定の変更点について

2022年 2月18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

- 本機関では、業務規程第128条に基づき、連系線に確保するマージンを策定し、「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」を公表している。
- これまでの本委員会やマージン検討会等の整理を踏まえ、マージン設定を変更したので報告する。

## 〔報告内容〕

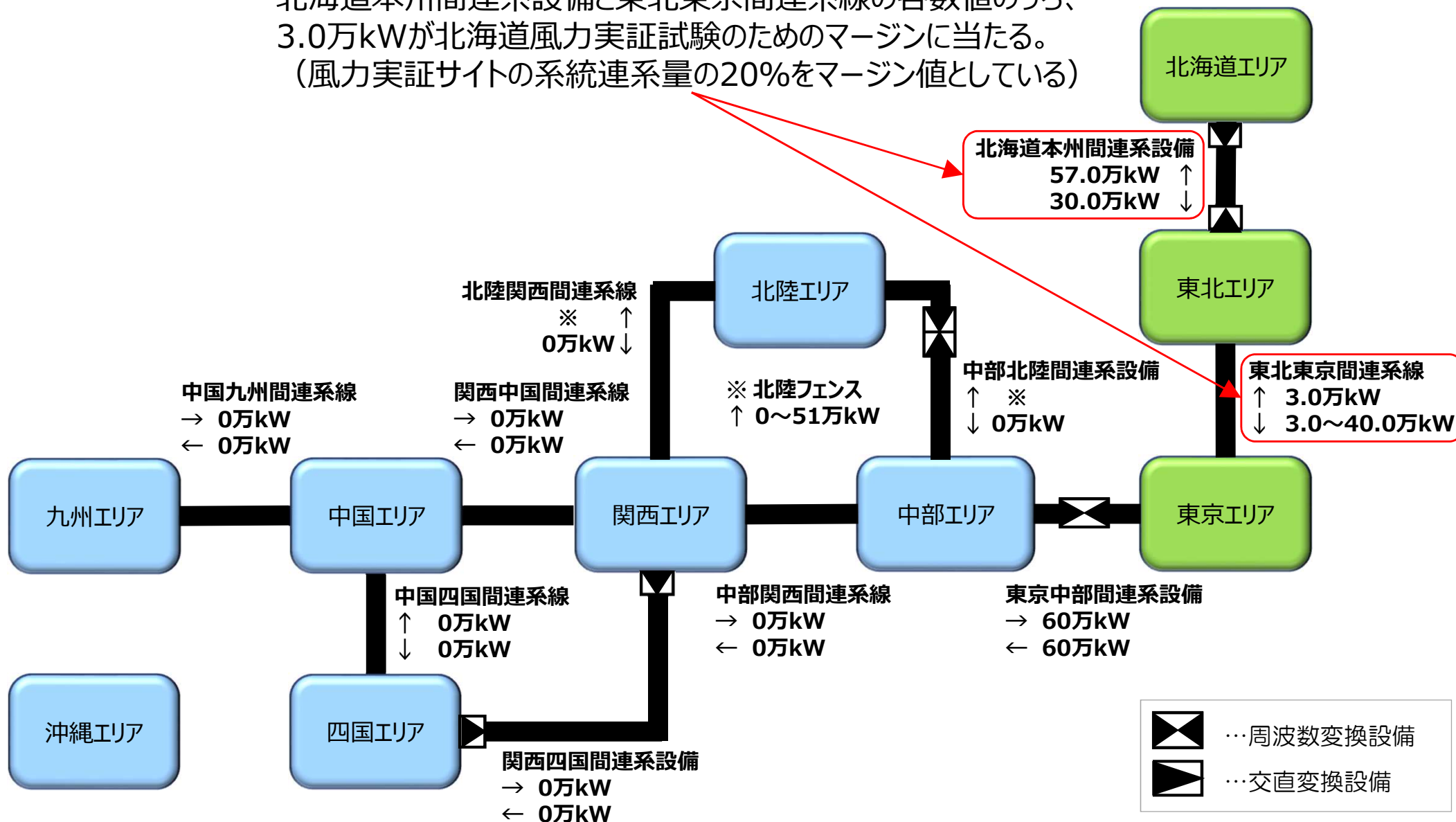
	変更内容	理由	備考
1	北海道風力実証試験のためのマージンの設定継続	北海道風力実証試験が2022年度以降も継続するため。	第35回系統WG（2021.12.15）における整理を反映。
2	電源 I ' 広域調達用マージンの設定取止め	年間EUE評価及び広域予備率導入に伴い、連系線制約の範囲で安定運用可能なことを確認しているため。	第60回本委員会（2021.4.30）の整理を踏まえ、2021年度第2回マージン検討会（2021.12.10）において、考え方を整理。
3	系統容量 3 %相当マージンの算出取止め	予備力が不足する場合に備え、他エリアからの融通期待量として、系統容量の3%をマージンとして設定することを参考で記載していたが、電源 I ' マージンと同様の理由で不要となるため。	2021年度第2回マージン検討会（2021.12.10）において考え方を整理。なお、実需給断面では原則ゼロとしており、これまで設定実績はない。
4	三次調整力①用マージンの新規設定	三次調整力①の市場調達開始に伴い、マージンが設定されることになるため。 なお、三次調整力①は週間断面で調達するため、週間断面以降で設定する。	第43回本委員会（2019.9.30）において需給調整市場における調整力はマージンとして取り扱うとの整理を反映。
5	最大電源ユニット脱落に対応するためのマージン算出に織り込む調整力の見直し	一般送配電事業者が確保する調整力が調整力公募から需給調整市場による調達に移行するため。	第27回需給調整市場検討小委員会（2021.12.21）における2022年度の調整力調達量の整理を反映。

- 第35回系統ワーキンググループ（2021.12.15）において、風力実証試験サイトの継続運転のために技術的課題の検討を進めることとし、2022年度以降も風力実証試験を継続することとなった。
- 第13回本委員会（2017.2.14）において北海道風力実証試験実施中はマージンを設定するとされていることから、これまでと同様、北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線に調整力確保のためのマージンの設定を継続する。

## 域外からの調整力の調達について

- 域内の調整電源が不足している北海道においては、連系線を通して域外から調達することが重要。
- そのため、本WGの議論を踏まえ、2017年11月から、北海道電力ネットワークと東京電力パワーグリッドにおいて、北本連系線等に設定されたマージンを介して、東京エリアの調整力（長周期の変動）を活用することにより風力発電の連系を拡大する実証試験（風力発電19.8万kW）を実施してきた。
- その際には、2021年度までに実証を行うことを前提に議論がなされたところ、今回、実証の進捗状況について、北海道電力ネットワーク・東京電力パワーグリッドから御報告いただく。
- その上で、実証試験後の風力設備の継続運転には需給調整市場を活用した運用等が考えられる一方、本実証スキームを需給調整市場や広域運用の仕組みに変更するためには、検討すべき技術的課題があることが整理された。
- **技術的課題の解決のためにも、来年度以降も実証を継続し検討を進めることでよいか、御議論いただきたい。**

北海道本州間連系設備と東北東京間連系線の各数値のうち、  
3.0万kWが北海道風力実証試験のためのマージンに当たる。  
(風力実証サイトの系統連系量の20%をマージン値としている)



・各エリア内の数値は、2022年度の送電端最大需要電力予想 (H3) を表す



- 第9回系統ワーキンググループ (2016.11.25) において、北海道風力実証試験の実施に向け連系線利用ルールの整備を行うことを広域機関にタスクアウトされ、第14回 (2017.3.23) 及び第16回 (2017.4.14) 本委員会においてマーヅンの具体的な設定方法や量についてご議論いただき、2017年度よりマーヅンを設定している。

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

4

○各種対応方策の具体的内容

対応方策	内容	対応の方向性	将来的な検討課題
① 解列条件付の接続受入	火力による調整力不足の場合の解列を条件に蓄電池容量を低減。	・火力3台運転時の解列 (停止) を条件とした新たな接続受入 (蓄電池の必要容量の大幅低減が可能)。	自然変動電源の増大に伴う、調整力の確保の在り方について、検討が必要ではないか。
② 実証試験の空き枠の再募集※1※2	20万kWの風力導入実証試験について、空き枠 (6.3万kW) を活用。	・本実証試験が実施可能となるように、広域機関において連系線利用ルールの整備を速やかに検討するように要請する。 ・年明けに再募集を開始、年度内目途の実施案件確定に向けて進める。	実証枠20万kWの実証結果等を踏まえ、更なる拡大方策について、今後、検討が必要ではないか。
③ 系統側蓄電池の活用※2	各サイト毎ではなく、系統の変電所等に蓄電池を設置。	・南早来蓄電池実証の中間評価 (年末予定) を踏まえて、系統側に必要な蓄電池容量等を確定。 ・系統側蓄電池の設置費用を共同負担することを前提とした連系希望案件募集プロセスを、年度末目途に試行的に実施。 ・募集の方法、費用負担の在り方等は募集プロセス開始までに別途、検討を進める。	周波数調定率制御が可能な風力発電所や、スペインの再エネ監視・制御センター (CECRE) のようなリアルタイム制御の導入可能性について、今後、検討が必要ではないか。
④ LNG火力発電所の活用	建設中の石狩湾新港発電所 (平成31年2月に1号機運転開始予定) を調整力として活用。	・運転開始後に調整力として活用することにより系統側蓄電池の必要容量の低減を図る。 ・火力3台運転時の石炭火力との差替費用の負担の在り方について、別途、検討を進める。	出力変化速度等に優れたLNG火力発電機の導入により、調整力の増大可能性について検討が必要ではないか。
⑤ 京極発電所 (揚水)、北本連系線の活用状況の確認	京極揚水や北本連系線の最大限活用が行われているか検証。	・今後とも活用状況を確認	北本連系線の平常時AFC (平常時AFC幅は±60MW) の拡大可能性について、検討が必要ではないか。

※1 北海道電力・東京電力の共同実証事業として、連系線利用による広域的な調整を通じ、北海道域における風力発電の導入拡大を行う。  
 ※2 北海道電力においては、②実証試験の空き枠再募集又は③系統側蓄電池の募集プロセスの参加を前提として、南早来蓄電池実証の中間評価 (年末予定) や再生可能エネルギー導入促進連系改革小委員会 (1月開催予定) 等において、系統側に必要な蓄電池容量や募集の方法等の準備が整い次第、可及的速やかに風力事業者からの接続申込を受付開始予定。

<送配電等業務指針変更 (案) >

附則 (平成 29 年 4 月 日)

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 日付け 北海道電力株式会社、東北電力株式会社、東京電力株式会社公表。以下「北海道風力実証試験」という。) に関する一般送配電事業者は、同実証試験が終了するまでの間、設定されたマーヅンの範囲内において、北海道風力実証試験を実施する。

※下線部が今回の変更箇所

<その他>

○上記変更案について、平成 28 年 12 月 27 日 (火) から平成 29 年 1 月 16 日 (月) まで当機関ウェブサイトで見聞募集を実施しましたが、上記変更箇所に係るご意見はありませんでした。

[http://www.occto.or.jp/oshirase/iken/161227\\_gyomukitei\\_henkouan.html](http://www.occto.or.jp/oshirase/iken/161227_gyomukitei_henkouan.html)

○調整力の広域的調達の在り方 (マーヅン設定の必要性含む) については、資料 4 に記載のとおり、今後検討を進めて参ります。但し、北海道風力実証試験に関するマーヅン設定については、それに先行し、次回以降、本委員会において議論予定です。

以上

出典：第13回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2017.2.24) 資料3

出典：経済産業省 第9回電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ (2016.11.25) 資料11-1

- 第60回本委員会 (2021.4.30) において、年間EUE評価は連系線制約を考慮して供給信頼度を確認するため、供給信頼度を満たしていれば、電源 I ' 広域調達用マーヅンの設定は不要と整理されている。
- また、週間断面以降においても、連系線制約の範囲内で必要予備力が確保されていることを広域予備率を用いて確認するため、当該マーヅンの設定は不要となる。
- 以上から、2022年度以降の設定を取り止める。

電源 I ' のエリア外調達における連系線容量の確保について

検討の方向性

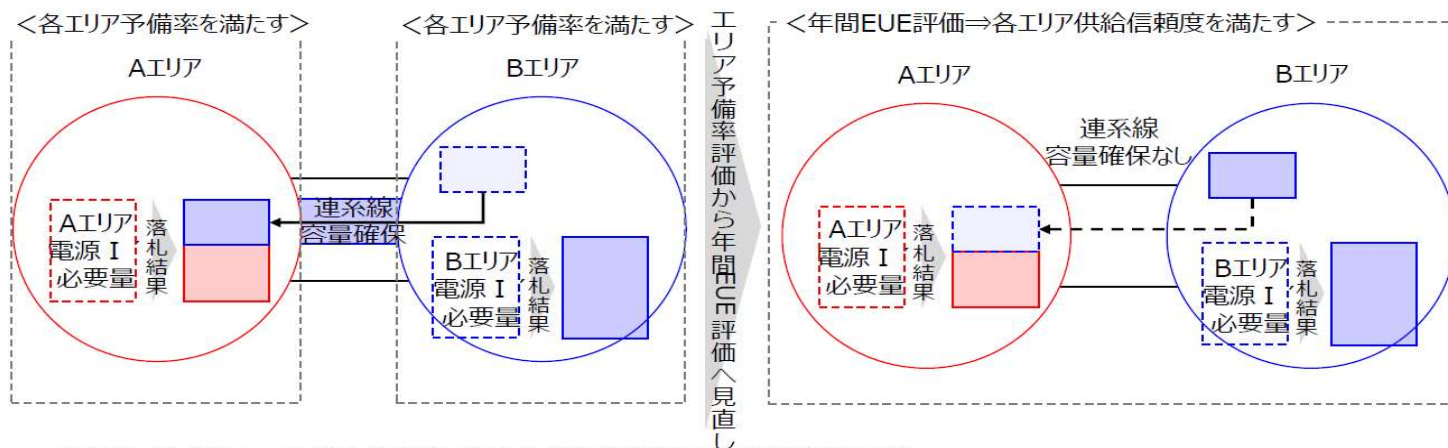
全体の電源 I ' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I ' の必要量をどう考えるか

[P.19]

第60回委員会 資料4

- これまで、供給信頼度評価は、各エリアのピーク時の予備率を評価していたことから、電源 I ' をエリア外(隣接エリアから)調達する場合は、連系線の容量(マーヅン)を確保することが必要であった。(左下図のイメージ)
- 他方で、今後の供給信頼度評価は、各エリアの予備率評価から年間EUE評価へ見直しとなり、年間EUE評価では、連系線制約を考慮して、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たすことを確認することとなる。つまり、**各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにて電源 I ' をエリア外調達することとなるため、容量市場の約定処理※と同様に、連系線の容量(マーヅン)を確保する必要はない。**(右下図のイメージ)
- したがって、**9エリア計の電源 I ' の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない**と考えられる。



※容量市場の約定処理については、第23回容量市場の在り方等に関する検討会(2020年1月31日)資料5を参照  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou\\_kentoukai\\_haihu23.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou_kentoukai_haihu23.html)

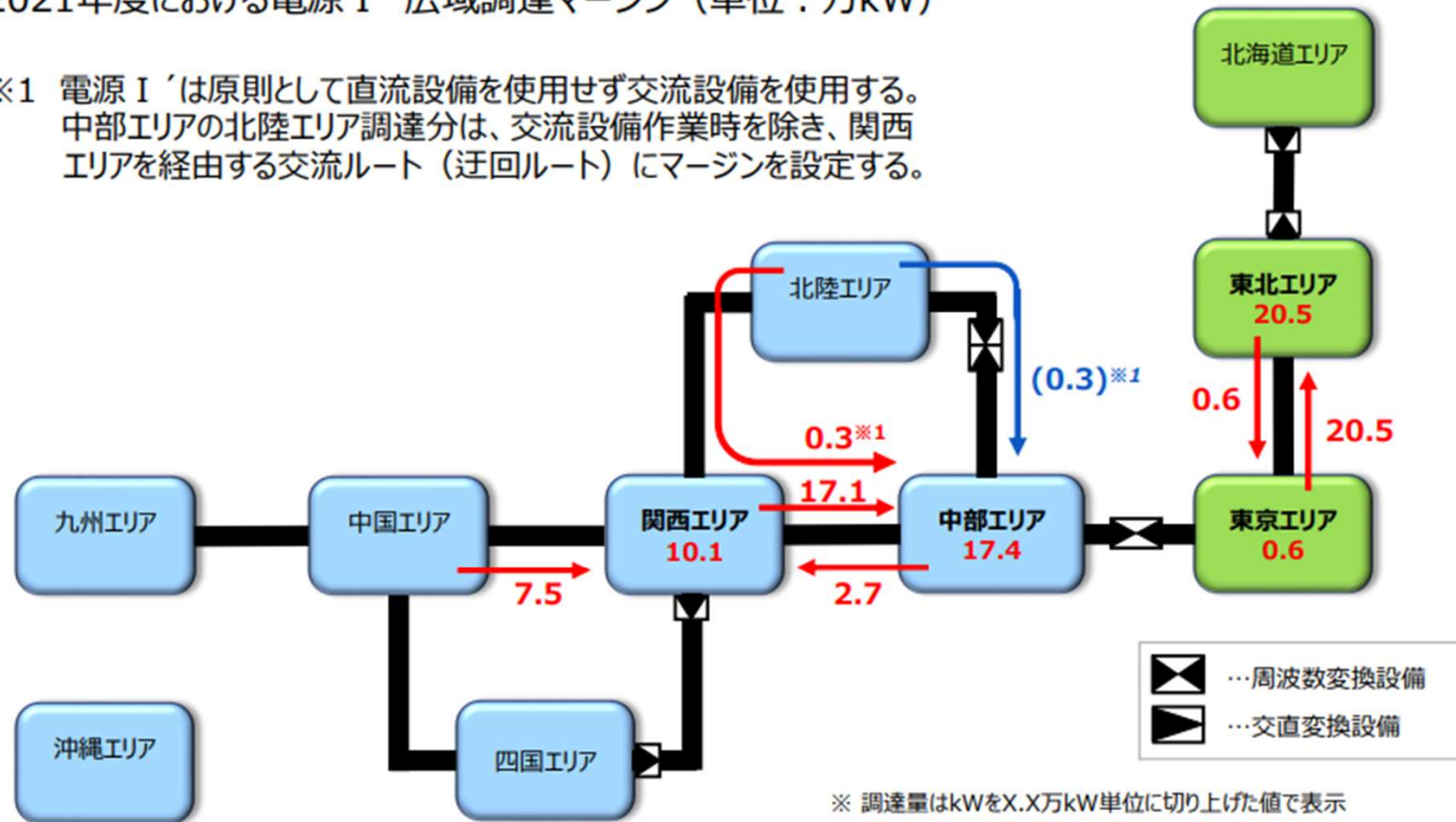


1-2. 電源 I ' 広域調達マージンの設定概要

6

2021年度における電源 I ' 広域調達マージン (単位: 万kW)

※1 電源 I ' は原則として直流設備を使用せず交流設備を使用する。中部エリアの北陸エリア調達分は、交流設備作業時を除き、関西エリアを経由する交流ルート (迂回ルート) にマージンを設定する。



※ 調達量はkWをX.X万kW単位に切り上げた値で表示  
 ※ 各エリア内の数値は電源 I ' のエリア外調達量を示す  
 ※ 各連系線の数値は電源 I ' 広域調達マージンの値を示す  
 例: 中部関西間連系線の中部向きは17.1+0.3=17.4となる

- 系統容量3%相当マーヅンは、実需給断面において、エリア予備力が不足する場合に設定するマーヅンであるが、必要な場合を除き原則ゼロとしていることから、参考値として算出していた。
- 2021年度第2回マーヅン検討会（2021.12.10）において、当該マーヅンについても電源I'広域調達用マーヅンと同様に安定運用が可能であることを確認し、設定不要と整理したため、2022年度以降の算出を取り止める。
- なお、当該マーヅンは、これまでも設定実績がなかったことから、2022年度以降の空容量に変化はない。

### 1.長期・年間マーヅン算定におけるマーヅン設定方針（案）について

5

#### 設定方針（案）

既存マーヅンおよび電源I'広域調達用マーヅンの直近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、実績からはマーヅ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、基本的には前年度と同様に「実需給断面におけるマーヅン設定の考え方」により設定することとしてはどうか。

なお、需給調整市場にて取引される三次調整力①のためのマーヅンは約定量が週間断面以降に、三次調整力②のためのマーヅンは約定量が前日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。

また、電源I'広域調達用マーヅンおよび系統容量3%相当のマーヅンについては、2022年度から開始される広域予備率管理により、連系線の空容量の範囲内で他エリアからの融通期待量を考慮のうえ、安定運用可能であることを確認することになるため、マーヅン設定は不要とする。



- 第43回本委員会（2019.9.30）において、需給調整市場から調達する調整力については、約定量に応じたマージンを設定すると整理されていることから、2022年4月より調達を開始する三次調整力①用マージンを設定する。

### 業務規程上の取扱

4

- 業務規程（抜粋）は以下のとおり。連系線容量の確保目的は需給調整市場における広域調達・広域運用のためであることから、「マージン」の項目における「調整力の供給区域外からの調達のため」に該当する。
- 需給調整市場における調整力のために確保する連系線容量は「マージン」として取り扱うこととしたい。

#### 業務規程（抜粋）

##### 第一章 総則（用語）

（略）

十八「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、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。

（以下略）

連系線容量の確保目的は、需給調整市場における広域調達・広域運用のためであることから、需給調整市場における調整力のために確保する連系線容量はマージンに該当する。

# (5) 最大電源ユニット脱落に対応するためのマージン算出に織り込む調整力の見直し 10

- 最大電源ユニット脱落に対応するためのマージンは、電源脱落時の調整力確保のため、最大電源ユニット相当の出力から「一般送配電事業者が確保する調整力」を控除し算出している。
- 第14回需給調整市場検討小委員会において、需給調整市場後は、電源脱落に対し一次調整力から三次調整力①により対応すると整理されている。
- 2022年度から、当該調整力の調達が始まるため、「一般送配電事業者が確保する調整力」に反映する。

## 調整力に対応する事象（一次から三次①）

10

- 調整力に対応する事象は平常時と事故時の大きく2つに分かれ、それぞれに対応する必要がある。

### ✓ 平常時

#### < 予測誤差 >

##### ○ 需要予測誤差

小売電気事業者は、需要を予測することで需要計画を作成しているが、需要実績と完全に一致する計画を策定することができないため、GC後に予測と実績に差が生じる。これを「予測誤差」といい、調整力を用いることで需要と供給を一致させている。

##### ○ 再エネ予測誤差

FIT特別制度①③による再エネの予測のうち、GC時点で想定された再エネ出力予測値と実績値との差についても調整力を用いて対応している。

#### < 時間内変動 >

##### ○ 需要・再エネの時間内変動

実際の需要は時々刻々と変化し続けており、再エネの出力も時々刻々と変化している。仮に、予測と実績が30分平均値で一致していたとしても、30分より短い時間では細かな変動が生じている。これを「時間内変動」と呼び、こうした事象についても調整力を用いて需要と供給を一致させている。

### ✓ 事故時

#### < 電源脱落 >

電源が予期せぬトラブルなどで停止すること（＝電源脱落）があり、このような予測不能なトラブルで生じた需要と供給の差に対しても調整力に対応する。

## 2022年度における三次①調達量について

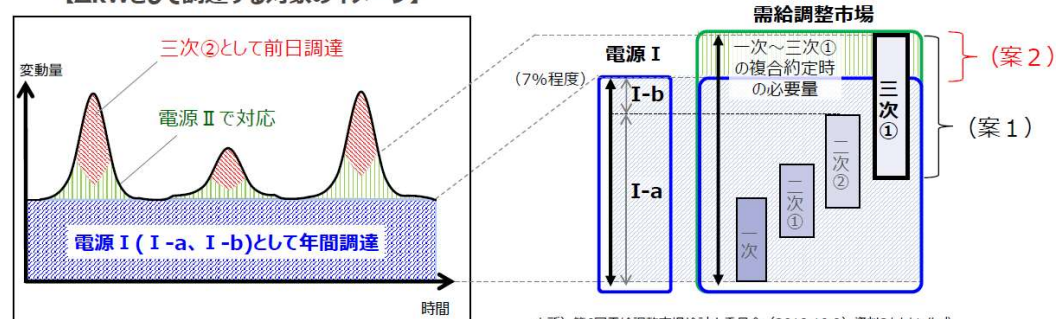
9

- そうしたなかで、2022年度において需給調整市場から調達を開始する三次①の調達量については、三次①個別商品としての必要量を調達する方法（案1）も考えられるが、前述の通り、調整力公募である電源Iとして、今年度とはほぼ同量を調達することを踏まえ、一次～三次①の複合約定時の必要量から電源I確保量を控除した量を調達する方法（案2）を採用することとしてはどうか。
- また（案2）を採用することで、2024年度において調整力公募が終了し、需給調整市場に完全移行するにあたって、一般送配電事業者が確保する調整力の調達量において一貫性が図れるのではないか。

2022年度の  
三次①調達量

- （案1）三次①個別商品としての必要量
- （案2）一次～三次①の複合約定時の必要量 - 電源I確保量

### 【ΔkWとして調達する対象のイメージ】



出所) 第6回需給調整市場検討小委員会 (2018.10.9) 資料3をもとに作成  
[https://www.occto.or.jp/jinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018\\_jukyuchousei\\_06\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/jinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_06_haifu.html)

出典：第14回需給調整市場検討小委員会（2019.11.15）資料2

出典：第27回需給調整市場検討小委員会（2021.12.21）資料2



- 年間マージンは、過去1年間の実績最大値に基づき設定しているが、2021年度は三次調整力①の実績が無いいため、2022年度の三次調整力①調達量の試算値※1を用いて算出した。
- その結果、年間マージンは昼間帯、夜間帯の2断面で設定するため、2021年度のマージン実績最大値から変更はない。

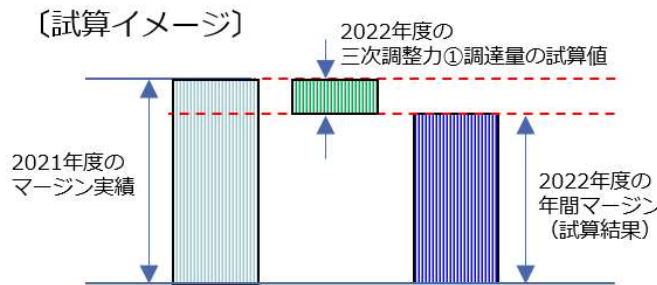
※1 第27回需給調整市場検討小委員会の試算値

2022年度の年間断面におけるA1マージンの試算について

5

- ▶ 年間断面におけるマージンは、過去1年間の実績最大値に基づき設定しているが、2021年度は三次調整力①の実績が無いいため、2022年度の三次調整力①調達量の試算値※1を用いて補正したうえで、2022年度の年間マージンを算出した。
- ▶ 再算出した結果、2022年度のマージン設定値は、2021年度から変更はない。
- ▶ あわせて、年間マージンの実績と供給計画の想定最大需要から算出した値に乖離がないか確認するために用いる評価指標についても見直す。

※1 第27回需給調整市場検討小委員会の試算値



(参考) 北陸フェンスの実績に基づく試算結果 [MW]

時間帯	9~12時	12~15時	15~18時	18~21時
実績※2	510.0	510.0	510.0	510.0
三次①試算値※3	75.1	14.1	0.0	0.0
結果	434.9	495.9	510.0	510.0

※2 2021年8月4日の実績値 ※3 試算値については精査中

最大値の評価指標 = 最大電源ユニット相当 - (夏季H3需要×4%※4) ※5

※4 4% = 7% (TSOが確保する調整力) - 3% (最低限必要な運転予備率)

※5 中国四国関連系統では関西四国間連系設備からの受電期待量を考慮する



三次調整力①他も考慮するため7%の記載を取止め

最大値の評価指標 = 最大電源ユニット相当 + 夏季H3需要×3%※4 - TSOが確保する調整力※5

※4 エリア内に最低限必要な運転予備率

※5 エリア内で調達した調整力に加え、広域調達した調整力も考慮する

また、中国四国関連系統では関西四国間連系設備からの受電期待量を考慮する



2021年度からの変更箇所を朱書き

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 (順方向)	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、②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 <del>※1</del> (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) <del>―</del> 〈A1〉 また、上記に※21 〈B0〉 および※32 〈A0〉 を加える。
	東北⇒北海道 (逆方向)	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※21 〈B0〉 および※32 〈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 電気の供給先となる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~~

※21 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

※32 三次調整力①②の約定量  
 〈 〉 はマージンの区分を示す。

2021年度からの変更箇所を朱書き

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 (順方向)	<del>次の①～②のうち大きい値とする。</del> <del>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)</del> 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※21 (B0) および※3、42 (A0) を加える。
	東京⇒東北 (逆方向)	<del>※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)</del> また、上記に※21 (B0) および※3、42 (A0) を加える。
東京中部間 連系設備	東京⇒中部 (順方向)	<del>次の①～②のうち大きい値とする。</del> 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) <del>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)</del> また、上記に※42 (A0) を加える。
	中部⇒東京 (逆方向)	<del>次の①～②のうち大きい値とする。</del> 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) <del>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)</del> また、上記に※42 (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電気の供給先となる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

※21 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

※3 電源1'広域調達の調達量

※42 三次調整力①②の約定量

〈 〉はマーヅンの区分を示す。

2021年度からの変更箇所を朱書き

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 (逆方向)	<del>※6 (※3を考慮) 〈A0〉 および ※73 〈A0〉</del>
	中部⇒北陸 (順方向)	※1 (最大値は、北陸エリアの融通期待量 (最大電源ユニット相当) ※2を考慮) 〈A1〉 また、上記に <del>※6 (※2を考慮) 〈A0〉 および ※73 〈A0〉</del> を加える。
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸 (逆方向)	<del>※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〉</del> また、上記に <del>※6 (※4を考慮) 〈A0〉 および ※73 〈A0〉</del> を加える。
	北陸⇒関西 (順方向)	<del>※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〉</del> また、上記に <del>※6 (※4を考慮) 〈A0〉 および ※73 〈A0〉</del> を加える。
中部関西間 連系線	中部⇒関西 (順方向)	<del>※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〉</del> また、上記に <del>※6 (※4を考慮) 〈A0〉 および ※73 〈A0〉</del> を加える。
	関西⇒中部 (逆方向)	<del>※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〉</del> また、上記に <del>※6 (※3を考慮) 〈A0〉 および ※73 〈A0〉</del> 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~~又は電気の供給先となる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~~
  - ※73 三次調整力①②の約定量
- 〈 〉 はマージンの区分を示す。



2021年度からの変更箇所を朱書き

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 (順方向)	<del>※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)</del> <del>また、上記に※4 (A0) および※52 (A0) を加える。</del>
	中国⇒関西 (逆方向)	<del>※1 (最大値は、関西エリアの融通期待量 (系統容量の3%相当) ※2を考慮) (A1)</del> <del>また、上記に※4 (A0) および※52 (A0) を加える。</del>
関西四国間 連系設備	関西⇒四国 (順方向)	<del>※4 (※3を考慮) (A0) および※52 (A0)</del>
	四国⇒関西 (逆方向)	※52 (A0)
中国四国間 連系線	中国⇒四国 (順方向)	※1 (最大値は、四国エリアの融通期待量 (最大電源ユニット相当) ) (A1) また、上記に <del>※4 (※3を考慮) (A0) および※52 (A0) を加える。</del>
	四国⇒中国 (逆方向)	※52 (A0)
中国九州間 連系線	中国⇒九州 (順方向)	<del>※4 (A0) および※52 (A0)</del>
	九州⇒中国 (逆方向)	※52 (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電気の供給先となる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)~~

~~※3 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)~~

※4 電源I' 広域調達の調達量

※52 三次調整力①②の約定量

〈 〉はマージンの区分を示す。

2021年度からの変更箇所を朱書き

【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	A 0 <del>・電源 I</del> <del>・三次調整力①) ※2</del> ・三次調整力②	A 1 ・最大電源ユニット相当 <del>・系統容量3%相当</del>	A 2 <del>・系統容量3%相当</del>
「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

区分ごとの確保理由と具体的なマーヅンの算出方法	本委員会議論回
<p><b>B0 (順・逆方向)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>北海道風力実証試験に対応する調整力調達のための調整力枠として確保 調整力枠 = 風力実証試験の連系量 × 風力発電予測誤差20%</li> </ul> <p><b>B1 (逆方向：北海道向き), C1 (順・逆方向)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>北海道エリア内最大電源ユニット停止時 (B1) または北本連系設備緊急停止時 (C1) に北海道エリアの周波数変動を一定値以内に抑制するために確保</li> <li>「月別、平休日別、昼夜間別」の断面ごとに、以下の要素をもとに算出 北海道エリアの最大電源ユニット (作業停止計画を考慮) 北海道エリアのエリア最小需要 北本連系設備の容量 (北本、新北本の大きい方の値) (作業停止計画を考慮)</li> </ul>	<p>B0: 第14回</p> <p>B1: 第12,25回 C1: 第12,25回</p>

【長期・年間マーヅンの算出例 (2022年度8月平日昼間帯)】

・B0 (順・逆方向) 北海道風力実証試験のためのマーヅンに関わる箇所  
 2022年1月時点の風力実証試験の運転開始予定をもとに算定  
 調整力枠 = 146.9MW × 20% = 30MW

・B1 (逆方向：北海道向き), C1 (順・逆方向)  
 区分、方向ごとに以下の式により算出  
 B1 (逆) : 最大電源ユニット (700MW) - 系統定数6% × Δf1Hz × エリア最小需要 (2,680MW) = 540MW  
 C1 (順) : 北本設備容量 (600MW) - 0.11 / (1-0.11) × エリア最小需要 (2,680MW) = 270MW  
 C1 (逆) : 北本設備容量 (600MW) - 系統定数6% × Δf1Hz × エリア最小需要 (2,680MW) = 440MW

⇒ マーヅン (順方向：東北向き) = B0 + C1 = 300MW  
マーヅン (逆方向：北海道向き) = B0 + max (B1,C1) = 570MW

風力実証マーヅン		
試運転開始予定	累計出力(MW)	マーヅン設定値(MW)
2022年1月現在	146.9	30
2022年9月	188.4	38
2022年11月	193.0	39
2023年9月	198.0	40



区分ごとの確保理由と具体的なマーヅンの算出方法	本委員会議論回
<p><u>B0 (順・逆方向)</u>                      ・北海道風力実証試験に対応する調整力調達のための調整力枠として確保 (北本に同じ)</p> <p><u>C2 (順方向：東京向き)</u>                      ・東京エリア内の電源線事故 (N-1) による電源脱落時に、連系線を介して東北エリアから流入してくる電力により、同期安定性で決定している運用容量を潮流が超過しないよう確保                      確保量 = 東京エリアのN-1電源脱落量の20%相当 (東北・東京エリア系統容量比)                      (作業停止計画を考慮)</p>	<p>B0: 第14回</p> <p>C2: 第11,12回</p>

【長期・年間マーヅンの算出例 (2022年度8月平日昼間帯)】

北海道風力実証試験のためのマーヅンに関わる箇所

- ・B0 (順・逆方向)  
 2022年1月時点の風力実証試験の運転開始予定をもとに算定  
 調整力枠 =  $146.9\text{MW} \times 20\% = 30\text{MW}$
- ・C2 (順方向：東京向き)  
 気象状況によりリスクが高まった場合に設定するため最小値と最大値で設定  
 最小値は「0」とし、最大値は作業停止計画を考慮して月ごとの値を算出

ケース	設定値
A火力母連停止またはA火力線1回線停止作業時	450MW
上記以外	370MW (夏季) 380MW (夏季以外)

⇒ マーヅン (順方向：東京向き) = B0 + C2 = 30~400MW , マーヅン (逆方向：東北向き) = B0 = 30MW

区分ごとの確保理由と具体的なマーシンの算出方法	本委員会議論回
<p>A1 (順方向：北陸向き)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・最大電源ユニットが脱落しても、エリア内の予備力と連系線を通じた電力の融通によって、需要の3%の予備力を確保するために確保</li> <li>・電気の供給先となる供給区域（北陸エリア）の電源のうち出力が最大である単一ユニットの最大出力に対して予備力が不足する場合の不足予備力量を算出</li> <li>・以下の要素をもとに算出                     <ul style="list-style-type: none"> <li>当該エリアの最大電源ユニット（作業停止計画を考慮）</li> <li>当該エリアのエリア最大需要</li> </ul> </li> </ul>	<p>第8回（調整力等に関する委員会）</p>

【長期・年間マーシンの算出例】

・A1 (順方向：北陸向き)

実需給断面においてマーシンを設定する蓋然性があるものの、年間段階ではエリア内確保予備力の値を確定することが困難なため最小値と最大値で設定。

最小値は「0」とし、最大値は過去の設定実績および作業停止計画を考慮して月ごとの値を算出

最大値の算出は、次式の供給計画の想定最大需要（夏季H3需要）から求まる試算値と大きな乖離が無いことを評価

~~最大値の評価指標 = 最大電源ユニット相当出力 - (夏季H3需要 × 4%<sup>※1</sup>)~~

~~※1 4% = 7% (TSOが確保する調整力) - 3% (最低限必要な運転予備率)~~

最大値の評価指標 = 最大電源ユニット相当出力 + (夏季H3需要 × 3%)<sup>※1</sup> - TSOが確保する調整力<sup>※2</sup>

※1 エリアに最低限必要な運転予備力

※2 エリア内で調達した調整力に加え、広域調達した調整力を考慮する

三次調整力①の市場調達に伴い見直す箇所

⇒ 北陸フェンスのマーシン (順方向：北陸向き) = 0～510MW

区分ごとの確保理由と具体的なマーシンの算出方法	本委員会議論回
<p>A1 (順方向：四国向き)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・最大電源ユニットが脱落しても、エリア内の予備力と連系線を通じた電力の融通によって、需要の3%の予備力を確保するために確保</li> <li>・電気の供給先となる供給区域（四国エリア）の電源のうち出力が最大である単一ユニットの最大出力に対して予備力が不足する場合の不足予備力量を算出</li> <li>・以下の要素をもとに算出                     <ul style="list-style-type: none"> <li>当該エリアの最大電源ユニット（作業停止計画を考慮）</li> <li>当該エリアのエリア最大需要</li> </ul> </li> </ul>	<p>第8回（調整力等に関する委員会）</p>

【長期・年間マーシンの算出例】

・A1 (順方向：四国向き)

実需給断面においてマーシンを設定する蓋然性があるものの、年間段階ではエリア内確保予備力の値を確定することが困難なため最小値と最大値で設定。

最小値は「0」とし、最大値は過去の設定実績および作業停止計画を考慮して月ごとの値を算出

最大値の算出は、次式の供給計画の想定最大需要（夏季H3需要）から求まる試算値と大きな乖離が無いことを評価

~~最大値の評価指標 = 最大電源ユニット相当出力 - (夏季H3需要 × 4%<sup>※1</sup>)~~

~~※1 4% = 7% (TSOが確保する調整力) - 3% (最低限必要な運転予備率)~~

~~TSOが確保する調整力には関西四国間連系設備から受電可能な値を含む~~

最大値の評価指標 = 最大電源ユニット相当出力 + (夏季H3需要 × 3%)<sup>※1</sup> - TSOが確保する調整力<sup>※2</sup>

※1 エリアに最低限必要な運転予備力

※2 エリア内で調達した調整力に加え、広域調達した調整力および  
関西四国間連系設備からの受電期待量を考慮する

三次調整力①の市場調達に伴い見直す箇所

⇒ 中国四国間連系線のマーシン (順方向：四国向き) = 0MW