

北海道本州間連系設備の区分C1マージン (順方向:本州向き)の代替策にかかる検討

平成28年12月22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

詳細論点の再整理(続き)

13

論点4: 北海道本州間連系設備の区分C1のマーシンの必要性・量

連系線	方向	区分	備考
北海道本州間連系設備 (北本)	順方向 (本州向き)	B2 (緊急時AFC)	整理済(廃止: 短期の検討に併せて必要があれば見直し)
		C1 (潮流抑制)	当該リスク対応の必要性は整理済。マーシソ設定以外の周波数上昇対策を検討
	逆方向 (北海道向き)	B1 (緊急時AFC)	整理済(維持: 短期の検討に併せて必要があれば見直し)
		C1 (潮流抑制)	当該リスク対応の必要性は整理済。マーシソとするか運用容量減とするかを検討。
	両方向	B1、B2、C1	増強分の運開までにマーシソを見直すかどうかを再検討

論点5: 東北東京間連系線の区分C2のマーシソの必要性・量

連系線	方向	区分	備考
東北東京間連系線	順方向 (東京向き)	C2 (潮流抑制)	未議論

論点6: 調整力のエリア外調達のためのマーシソ(区分A0,B0)の必要性等

(備考) ・マーシソ設定の必要性の検討

- ・設定方法(双方向・複数連系線の設定要否。他のマーシソとの組み合わせ等)の検討
 - ・電力取引への影響の検討
- (更なる詳細論点は今後検討)

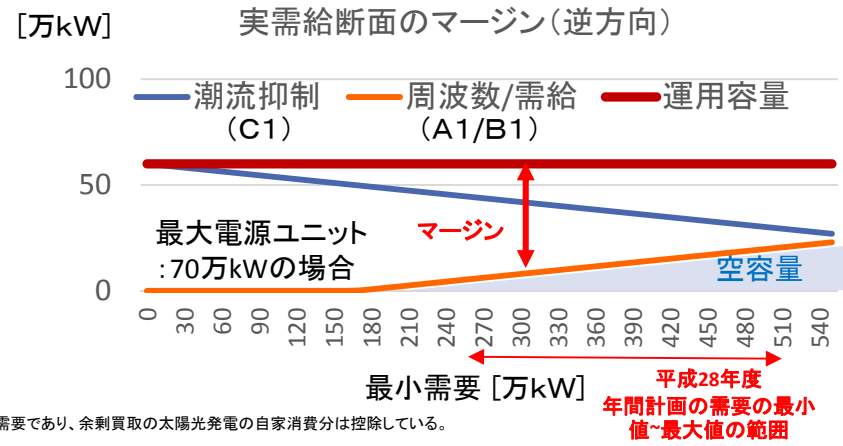
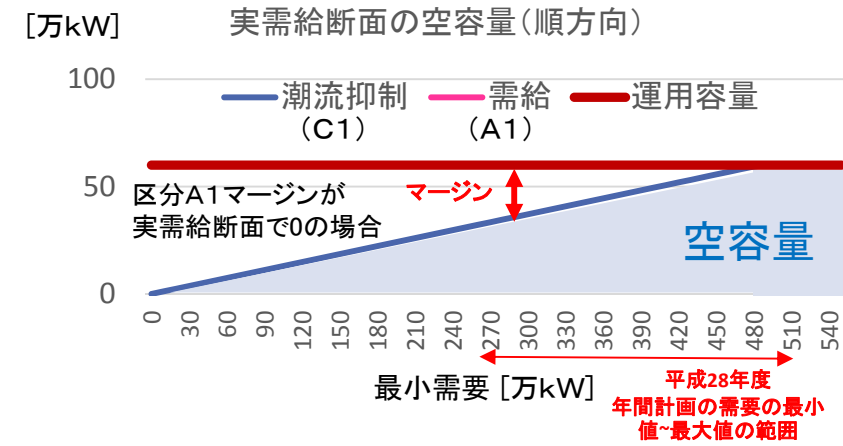
(参考)

- B1: 通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマーシソ
- B2: 稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマーシソ
- C1: 通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーシソ
- C2: 稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーシソ

北海道本州間連系設備に設定している各区分のマージン

2

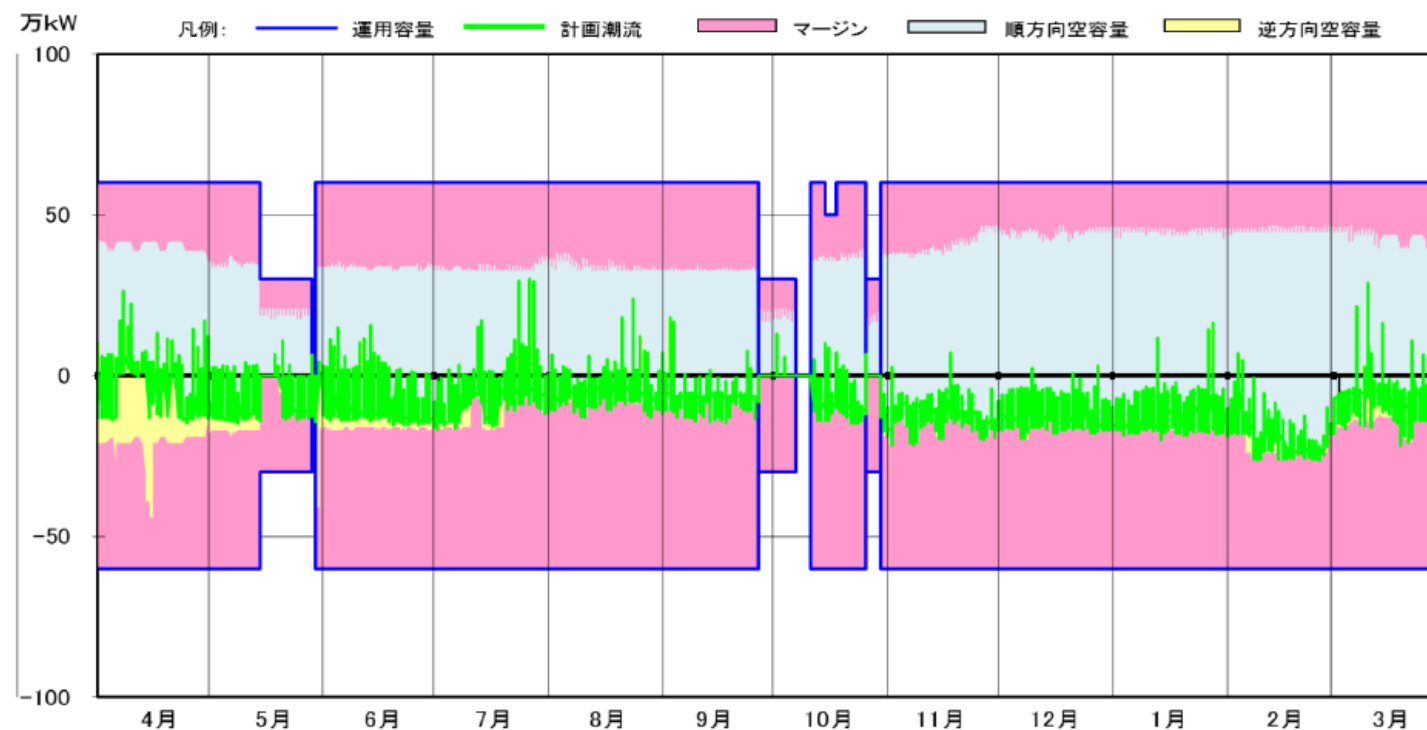
方向	区分	詳細条件	算出方法等
順方向 (北海道→東北)	C1	北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流を差し引いた値	【目標周波数】 過渡的: 51Hz以下、仕上がり: 50.5Hz以下 【算出方法】 ・電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。 ・北本融通比率=北本潮流限度/(北本潮流限度+最小需要) から ・北本潮流限度=0.11/(1-0.11) × 最小需要 ・マージン=北本設備容量-北本潮流限度 ※最小需要: 前々日時点の1時間毎の需要予測の最小値 【算出例】(最小需要=345.8万kWの場合) ・マージン=60万kW-0.11/(1-0.11) × 345.8万kW=17.26万kW≒18万kW
	B2	東北・東京エリアで周波数低下が生じた場合に、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑えた上で、東北・東京エリアの周波数を回復するために、北海道本州間連系設備を介して東北・東京エリアへ供給することができる最大の電力の値 →第8回調整力等に関する委員会で廃止と整理	【算出方法】 ・マージン=系統定数 × Δf(0.48Hz) × 最大需要 【算出例】(長期計画断面の2017年度の例) 0.06 × 0.48 × 542万kW=17.26万kW≒18万kW
	A1	東京エリアの系統容量の3パーセント相当の半量のうち、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	【設定量】※実需給断面では、東京エリアの予備力見合いで減少(通常は0)。 ・7~9月: 50万kW、1~6月、10~12月: 20万kW
逆方向 (東北→北海道)	A1 B1	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。	【目標周波数】・49Hz以上 【算出方法】 ・マージン=最大電源ユニット出力-系統定数 × Δf(1Hz) × 最小需要 【算出例】(最小需要=345.8万kW、最大電源ユニット出力=94.1万kWの場合) マージン=94.1万kW-0.06 × 1 × 345.8万kW=73.352万kW⇒60万kW(設備容量が上限)
	C1	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。	【目標周波数】・49Hz以上 【算出方法】 ・マージン=北本設備容量-系統定数 × Δf(1Hz) × 最小需要 【算出例】(最小需要=345.8万kWの場合) ・マージン=60万kW-0.06 × 1 × 345.8万kW=39.25万kW≒40万kW



※【需要】は、発電電端の需要であり、余剰買取の太陽光発電の自家消費分は控除している。

- 北海道本州間連系設備(順方向:本州向き)については、平成27年度実績では年間を通じて空容量があり、さらに空容量を増加させることによる便益は少ないと考えられる。
- しかし、今後、一般送配電事業者によるFIT電源の買取・市場への入札などによって、空容量の状況が変化する可能性があることに留意が必要。

図 2-14 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備)の空容量実績(平成 27 年度)



【参考】

平成27年度分断率

順方向:1.16%

(作業無のみ:0.02%)

逆方向:19.91%

(作業無のみ:14.46%)

平成28年度分断率

順方向:0.17%

逆方向:72.34%

※JEPX公表の取引情報の値
差より分析

※平成28年度のデータは、

2016年11月6日までのデータ

※平成28年度については作業
有無の判定はできていない。

【第7回調整力等に関する委員会でのご意見】(議事録抜粋)

(松村委員)北海道本州間連系設備において、常時潮流を抑制している「その他のマージン」について、周波数低下対応はわかりやすいが、周波数上昇対応については、一瞬電気を大量に使えばよいわけで、極端なことを言うのであれば、瞬時にストーブをつけるということも原理的には可能。もちろんそんな対策を取るべきというわけではないが、他に対策が無いのかをよく考える必要があると考えている。周波数上昇の対応については、再生可能エネルギーの問題にも直結してくると思っているので、もう少し説明をいただかないと納得しかねる。

【第8回調整力等に関する委員会でのご意見】(議事録抜粋)

(荻本委員)周波数上昇時に電源制限の余地があるとは限らないという点は正しいが、例えば、再生可能エネルギーが大量導入されて運用している場合で、火力発電が少ないので周波数上昇を抑えられないというようなケースにおいては、まだ出力制御の設備ができていないという事実はあるが、設備ができてくれば、風力発電やメガソーラーの転送遮断を使用すれば解決するのではないかと考えている。



【今回の内容】

○北海道本州間連系設備(順方向:本州向き)の「連系線潮流抑制のためのマージン※」の設定理由である周波数上昇対応について、再エネの電源制限、需要側の対策も含めて再検討した結果をご説明する。

※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の再整理により改称

(1) 供給側の対策案の評価

5

- 供給側の対策として、下記の3つの方法を検討した。
- 技術的には、自家用発電機や再エネの電源制限が考えられるが、現時点では順方向(本州向き)に空容量があることから、需要家の受容性やコストの観点から、代替策とはならないのではないかと。

検討番号	対策内容	検討結果	技術的評価	費用面等評価
①	火力発電所の電源制限	【昨年度委員会の検討と同じ】 ・電源制限の候補として火力電源の稼働状況について北海道電力殿に確認したところ、電圧維持・周波数調整面でマストラン電源となっている3台以外は、恒常的な稼働は見込まれないとのことであったため、電源制限を採用して対応することは難しい。	×	—
②	自家用発電設備を電源制限	(自家用発電設備保有大口需要家へのヒアリングによる) ・<u>自家用発電設備を即時停止した場合、供給する負荷も同時に停止するケースがあり、需給バランスの改善にならない可能性がある。</u> ※工場等で自家用発電設備としてコージェネを使用している場合、自家用発電設備を停止すると、熱供給側も停止するため、工場の生産ラインも停止するケースがある。また、副生ガスを使用している場合、電力系統から全量受電を想定した設備構成ではないため、自家用発電設備を停止すると、工場の生産ラインも停止するケースがある。) ・<u>工場設備を改修すれば、技術的には対応できる可能性はあるが、改修コストがかかるだけでなく、自家用発電設備保有大口需要家の多大な協力が必要となり難しい。</u> ・<u>自家用発電設備の運転状況によっては、必要遮断量を確保できない可能性がある。</u>	△ 必要量を確保できない可能性	× ※将来的には、需要家の受容性がある場合には対策④⑤より低コストで実現できる可能性があるか。
③	再エネの電源制限	・自動制御により即時遮断するシステムを構築すれば、マージンの代替策となる可能性はある。 ・ただし、発電出力が変動するため、必要遮断量を確保するためには、必要遮断量以上の設備量の発電所について、遮断システムを構築する必要がある。また、1件の出力が小さいため、対象件数を多くとる必要があり、<u>遮断システム構築費用が高額(数億円以上)となる。</u> ※現在、義務化されている遠隔制御装置については、出力抑制実施時に即時に0にするのではなく、穏やかに出力を抑制することを前提としており、周波数上昇対策に使用できない。 ・<u>発電出力が変動するため、必要遮断量を確保できない可能性がある。特に、夜間のマージン開放のためには、風力発電等の太陽光発電以外の再エネを遮断の対象とする必要があり、必要遮断量の確保が相対的に難しくなる。</u> ・FIT法上、逸失発電量分の損害を補てんする必要がある。	△ 必要量を確保できない可能性	× ※将来的には、対策④⑤より低コストで実現できる可能性があるか。

(2) 需要側の対策案の評価

6

- 需要側の対策として、下記の3つの方法を検討した。
- 技術的には、蓄電池や抵抗器の設置が考えられるが、コストの観点から、現時点では代替策とはならないのではないか。

検討 番号	対策内容	検討結果	技術的 可能性	費用面 評価
④	蓄電池の設置	・蓄電池を設置し、北海道本州間連系設備緊急停止時に充電を開始することで周波数上昇対策になる可能性は考えられるが、設置費用が膨大となる。 ※1:蓄電池の設置費用は数百億円程度(蓄電池単価を10～24万円/kW※2とし、20万kW分を設置すると200億円～480億円)。さらに、流通設備費用、遠隔制御装置、設置場所費用、メンテナンス費用等も必要となる。 ※2:出典:資源エネルギー庁「蓄電池技術の現状と取り組みについて」	○	×
⑤	ストーブ等の抵抗器の設置	(メーカーへのヒアリングによる) ・20万kW程度の電気抵抗を設置する場合、機器代で数百億円程度を要する。 ※3:連絡用変圧器:1台、電気抵抗(NGR:200台)、遮断器(70回線)等の費用を積み上げ。さらに、流通設備費用、遠隔制御装置、設置場所費用、メンテナンス費用等も必要となる。	○	×
⑥	揚水動力起動	・揚水動力については、定格電力としては十分な大きさがあるが、起動時間が数分オーダーで必要となり、スピード面で対応は難しい。	×	—

- マージン設定の代替策として、供給側及び需要側の対策について検討した。
- 技術的に代替策となりうる対策はあるものの、いずれもかなりのコストを要するため、少なくとも順方向（本州向き）が混雑していない現時点においては、対策を実施することに合理性はないのではないかと。

⇒現状通りマージンを維持(※)することとしてはどうか。

※マージンではなく運用容量の減とすることかどうかについては今後の課題

- ただし、今後、再エネ導入の進展、2019年3月運転開始予定の30万kWの増強などの環境変化に伴う空容量の状況を注視しつつ、継続的に検討していくこととしたい。

(以下、参考資料)

■ 北海道本州間連系設備のその他のマージン(両方向)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。

【現状の課題】

○現状の北海道本州間連系設備の「その他のマージン」で考慮しているリスクへの対応は必要か。
(他の連系線では、同目的のマージンは設定されていない。)



【議論の方向性】

- ・当該リスクは、交流連系線では、運用容量で対応している。
- ・北海道本州間連系設備の緊急停止は、最近の発生頻度は低下しているが、0にはできない。



○交流連系線では周波数維持面の運用容量の算出で考慮している内容であり、当該リスクについては、引き続き、対応することによってどうか。



【更なる詳細論点】

○当該リスクへの対応方法については、運用容量での対応やマージンでの対応が考えられる。
⇒対応方法については、次回以降の委員会で議論する。

【現状のマージンの設定量】

①順方向(本州向き)

・北本緊急停止時に北海道エリアの系統周波数が、過渡的に51Hz以上とならず、仕上がり周波数が50.5Hz以下となるように南向き送電量を制限する量

※需要が小さい時は、ラインナップ中の火力発電所は、電圧維持・周波数調整面でマストラン電源となっているため、電源制限(＝一時的に解列)での対応はできない。

②逆方向(北海道向き)

・北本緊急停止時に北海道エリアの系統周波数が、49Hzを下回らないように北向き受電量を制限する量

【想定リスク】

・周波数が許容周波数変動範囲を逸脱し、供給支障が発生すること。
→交流連系線の運用容量で考慮しているリスクと同一。

【想定しているリスクの頻度】

①直流設備の計画外停止

年度	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
停止日数	3	3	1	0	0	0	0

②交流設備の計画外停止(北海道エリア送電線)

・平成17年度～平成26年度の10年間の北海道エリアのN-2故障

275kV送電線: 4件(内1件がルート断)

187kV送電線: 36件(内18件がルート断)

※275kVの道南幹線、または、187kVの函館幹線でルート断が発生すると、北海道本州間連系設備の潮流が0となる制約が生じるケースがある。

【第7回調整力等に関する委員会でのご意見】(議事録抜粋)

(松村委員)北海道本州間連系設備において、常時潮流を抑制している「その他のマージン」について、周波数低下対応はわかりやすいが、周波数上昇対応については、一瞬電気を大量に使えばよいわけで、極端なことを言うのであれば、瞬時にストップをつけるということも原理的には可能。もちろんそんな対策を取るべきというわけではないが、他に対策が無いのかをよく考える必要があると考えている。周波数上昇の対応については、再生可能エネルギーの問題にも直結してくると考えているので、もう少し説明をいただかないと納得しかねる。



【対応方法】

○北海道本州間連系設備(順方向:本州向き)のその他のマージンの設定理由である周波数上昇対応について、マージン設定や運用容量の減とする対応以外の対応としては、電源制限等が考えられるため、電源制限の実現可能性について検討する。



【周波数上昇対応策として、その他の手段の検討と対応の方向性】

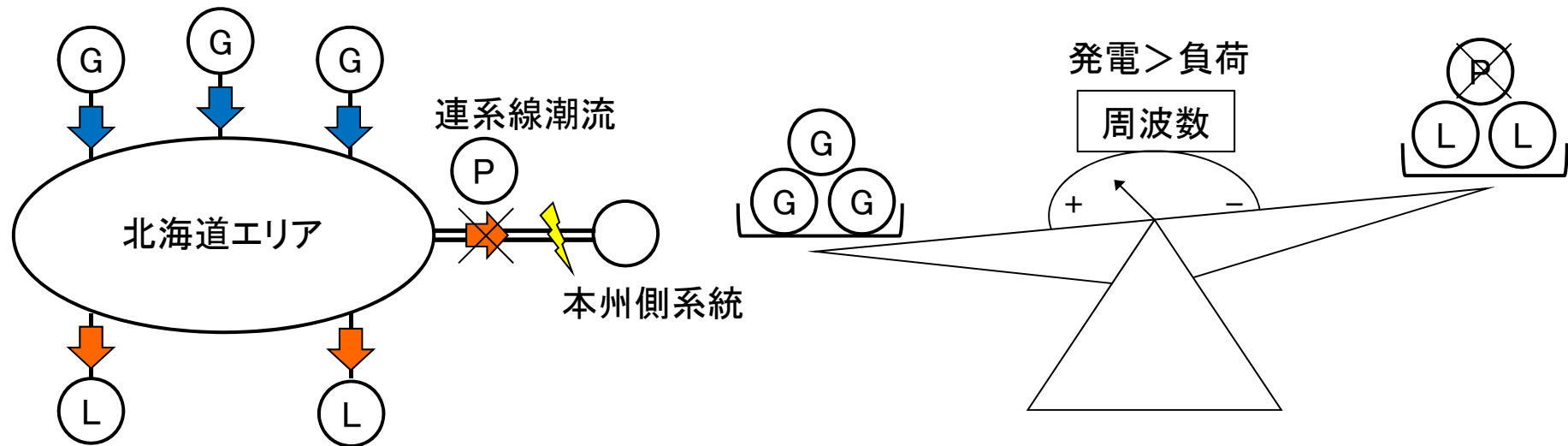
- ・周波数上昇対応策として、その他の手段としては、電源制限(一時的に解列)が考えられる。
- ・電源制限の候補として火力電源の稼働状況について北海道電力に確認したところ、電圧維持・周波数調整面でマスター電源となっている3台(次ページ参照)以外は、恒常的な稼働は見込まれないとのことであったため、電源制限を採用して対応することは難しい。



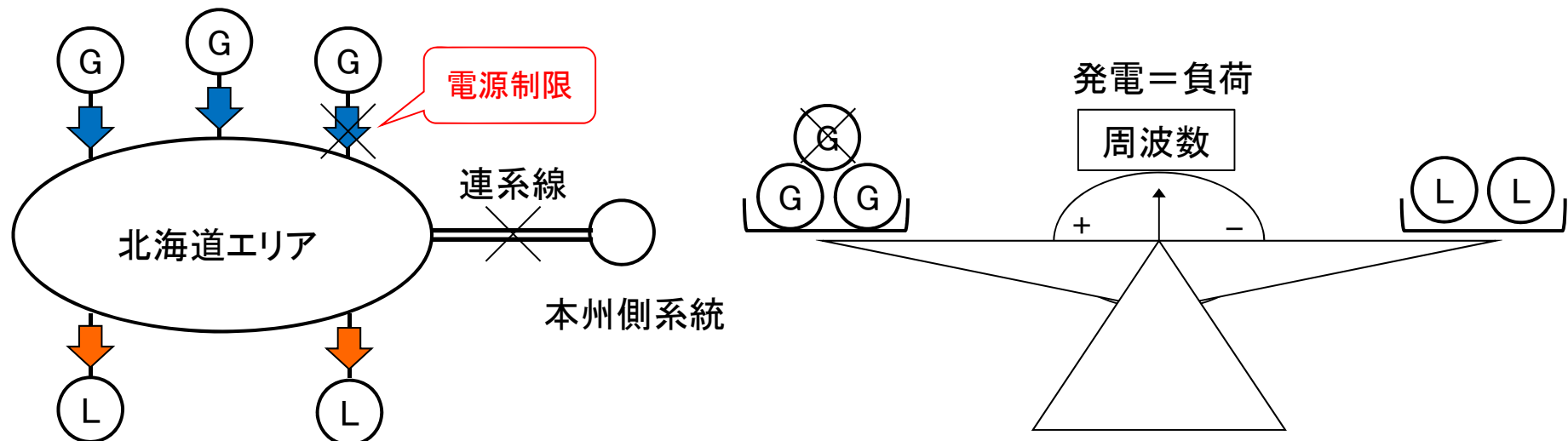
- ・周波数上昇対応策としてマージン設定または、運用容量の減で考える以外の手段については、現時点では、対応案は無いため、マージン設定または、運用容量の減の対応を取ることでどうか。

(参考) 周波数上昇時の電源制限のイメージ

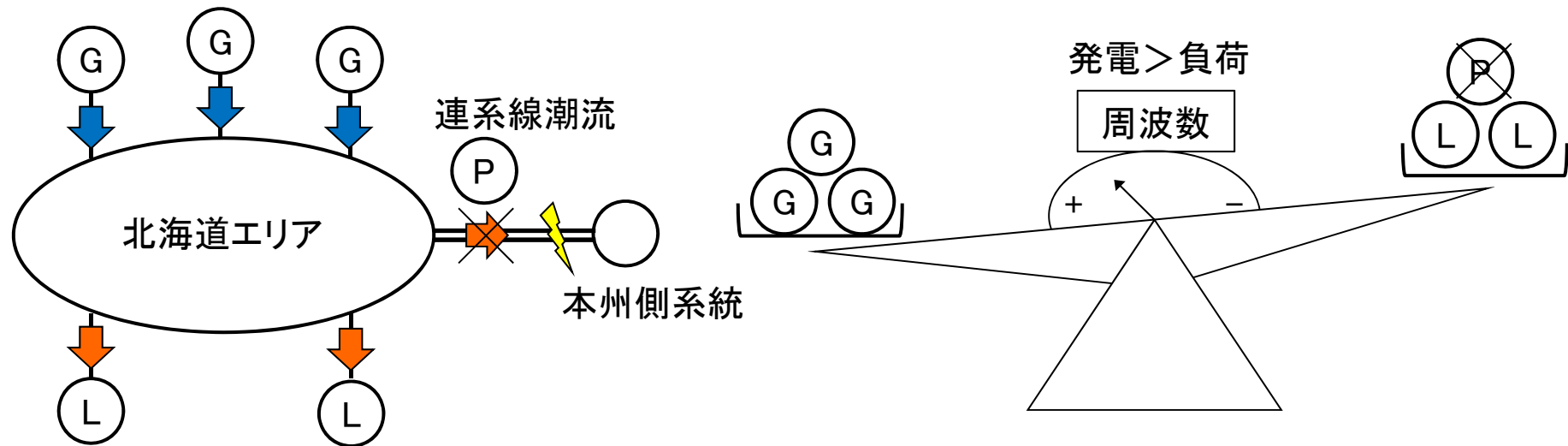
- 北海道エリアから本州側に送電時、連系線が遮断すると、北海道エリア内の発電と負荷のバランスがくずれ (発電 > 負荷)、周波数が上昇する。



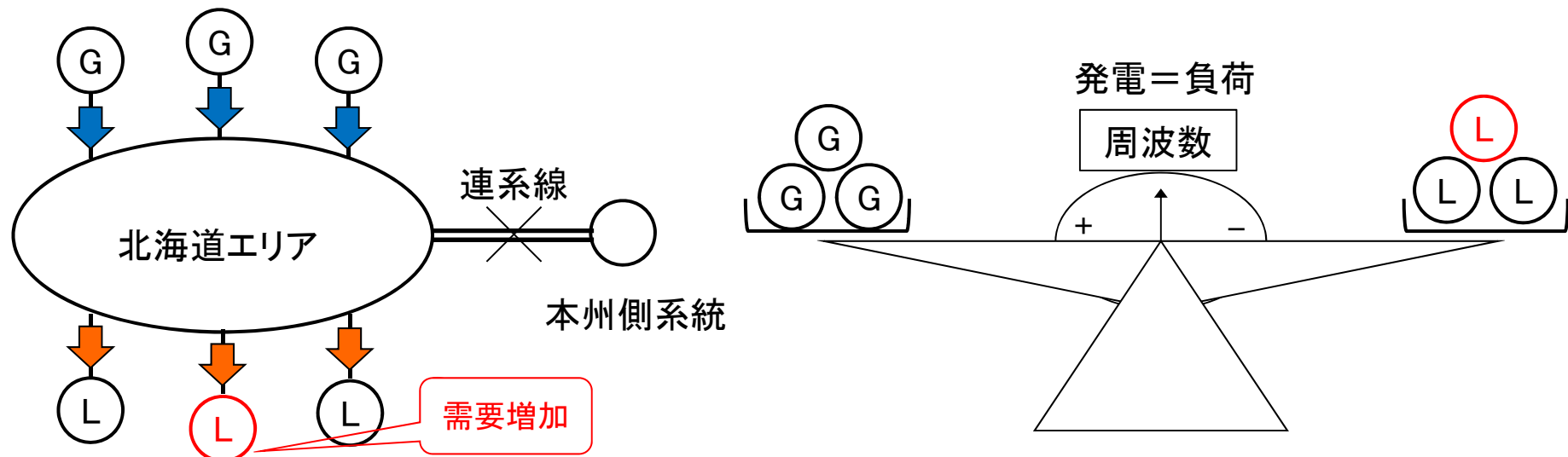
- 北海道エリア内の発電機を遮断 (= 電源制限) し、発電と負荷のバランスをとり (発電 = 負荷)、周波数を回復する。



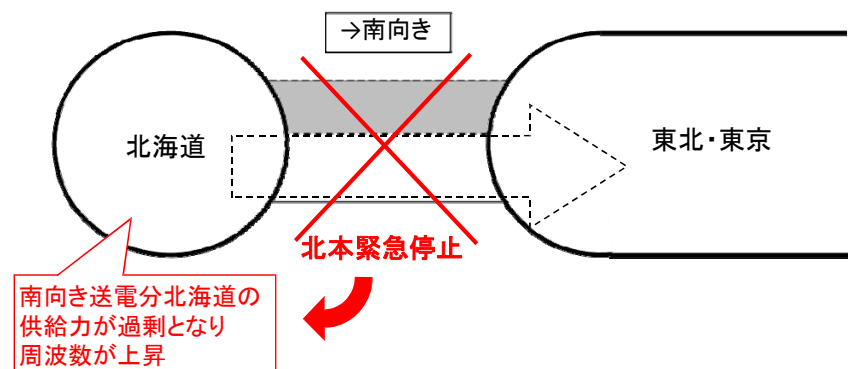
- 北海道エリアから本州側に送電時、連系線が遮断すると、北海道エリア内の発電と負荷のバランスがくずれ（発電＞負荷）、周波数が上昇する。



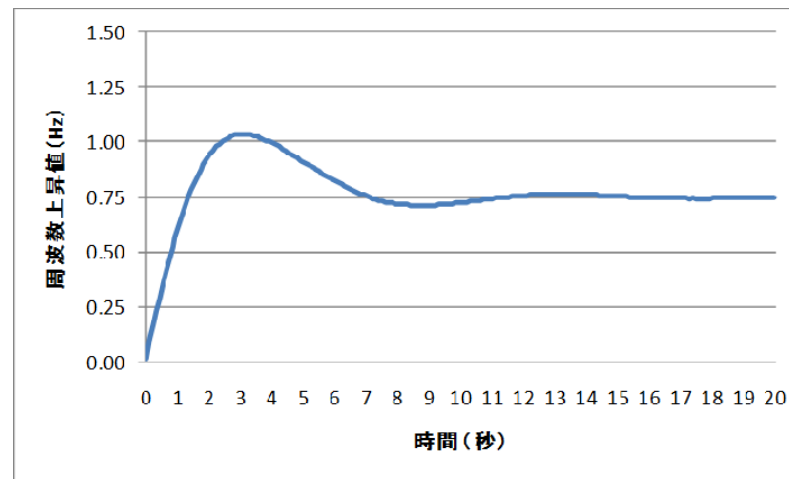
- 北海道エリア内で需要を増加させ、発電と負荷のバランスをとり（発電＝負荷）、周波数を回復する。



■ 北海道本州間連系設備緊急停止時の周波数上昇について



(参考)北本緊急停止時の周波数推移イメージ



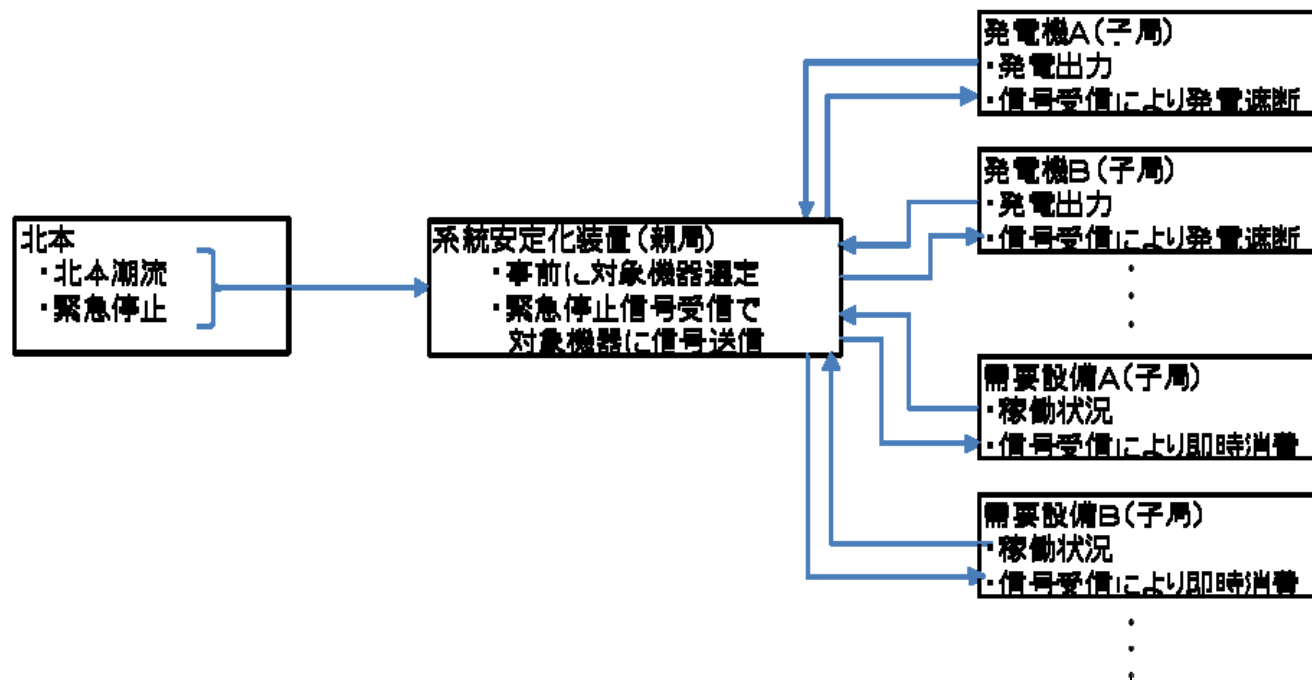
前提条件：総需要：300万kW、北本南向き潮流：60万kW

・周波数上昇スピードは、事前の北海道本州間連系設備の潮流や北海道エリアの総需要にも依存するが、数秒で周波数上昇がピークとなり、発電機のカバナ応動ののち10～20秒程度で定常状態になる。

→北海道本州間連系設備緊急停止から数秒後の周波数上昇ピークを、51.0Hz以上とならないように抑制し、かつ、仕上がり周波数を50.5Hz以下に抑制する必要があり、少なくとも数秒以内に応動でき、一定時間以上継続可能な供給力の減少または需要の増加の対策が必要となる。

- 北海道本州間連系設備緊急停止から数秒以内に「発電抑制」あるいは「需要増加」制御を行うためには、手動での対応は難しく、下図のようなシステム構築が必要となる。
- システム構築については、技術的には実現可能であると考えられるが、費用は少なくとも数億円以上を要すると考えられる。

図 北海道本州間連系設備緊急停止に伴う周波数上昇を抑制するためのシステム概要



○マストランの火力発電所について

・苫東厚真発電所(2台)

1台運転の場合、その1台が計画外停止すると軽負荷期の道東の電圧が維持できなくなるため、苫東厚真発電所2台を稼働させる必要がある。

・知内発電所(1台)

知内発電所で電圧調整ができない場合は、電圧低下により、北海道本州間連系設備(本州向き)の潮流が50万kWに制限される。常に60万kWの潮流を流せるようにするために、知内発電所1台を稼働させる必要がある。

○火力発電機がマストランの3台となる時間について

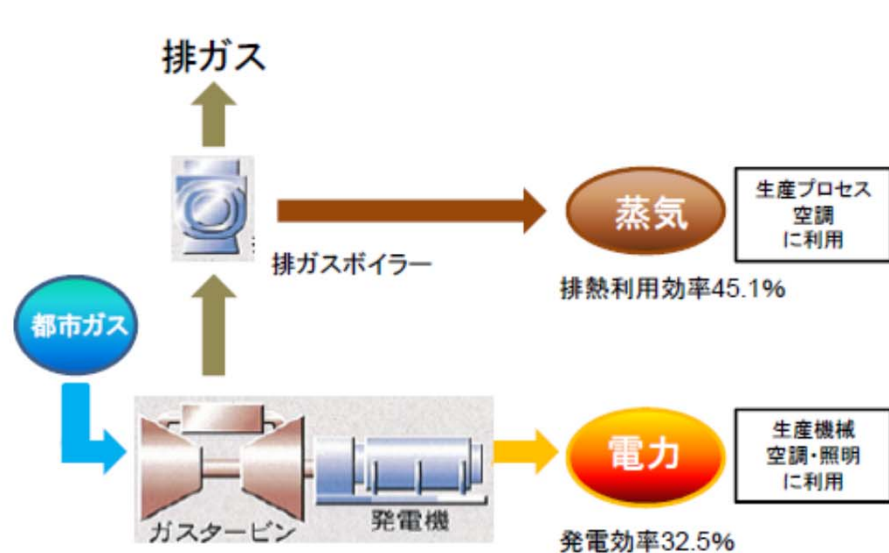
- ・北海道電力殿の試算(23ページ参照)によると火力発電機が3台となる時間は年間ベースで約74%となる。
- ・一方で、火力発電機が4台以上となるのは冬季の需要が大きい時期となる。
- ・連系線潮流抑制のためのマージンは需要が約485万kW以上では0万kWとなるため、需要が大きい時期に電源制限を採用してもあまり効果が無い。

→火力発電所の電源制限を採用して対応することは難しい。

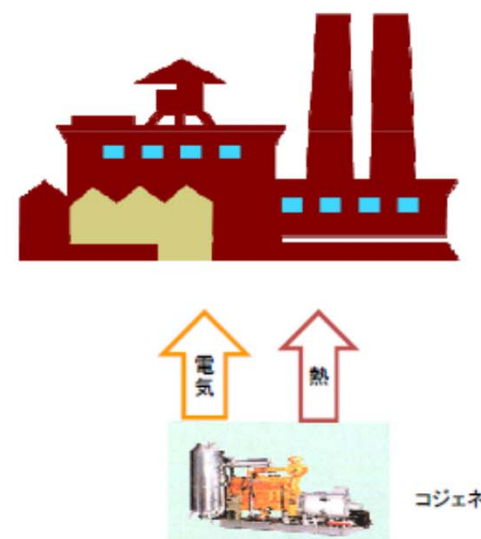


導入事例①(工場)

1. A社(化学系工場)では、地球温暖化防止に向けた取り組みの一環としてコージェネを導入。
2. 発電出力7,000kW級のガスタービン1台を導入し、発電効率32.5%、排熱回収は蒸気で行い、利用効率は45.1%(総合効率77.6%)。原油換算で約4,900kl/年の省エネを実現。
3. コージェネで発電した電気は、生産機械や所内の空調動力・照明等の電力需要に利用し、熱(蒸気)は生産プロセスや空調に利用。



<プロセス・フロー模式図>



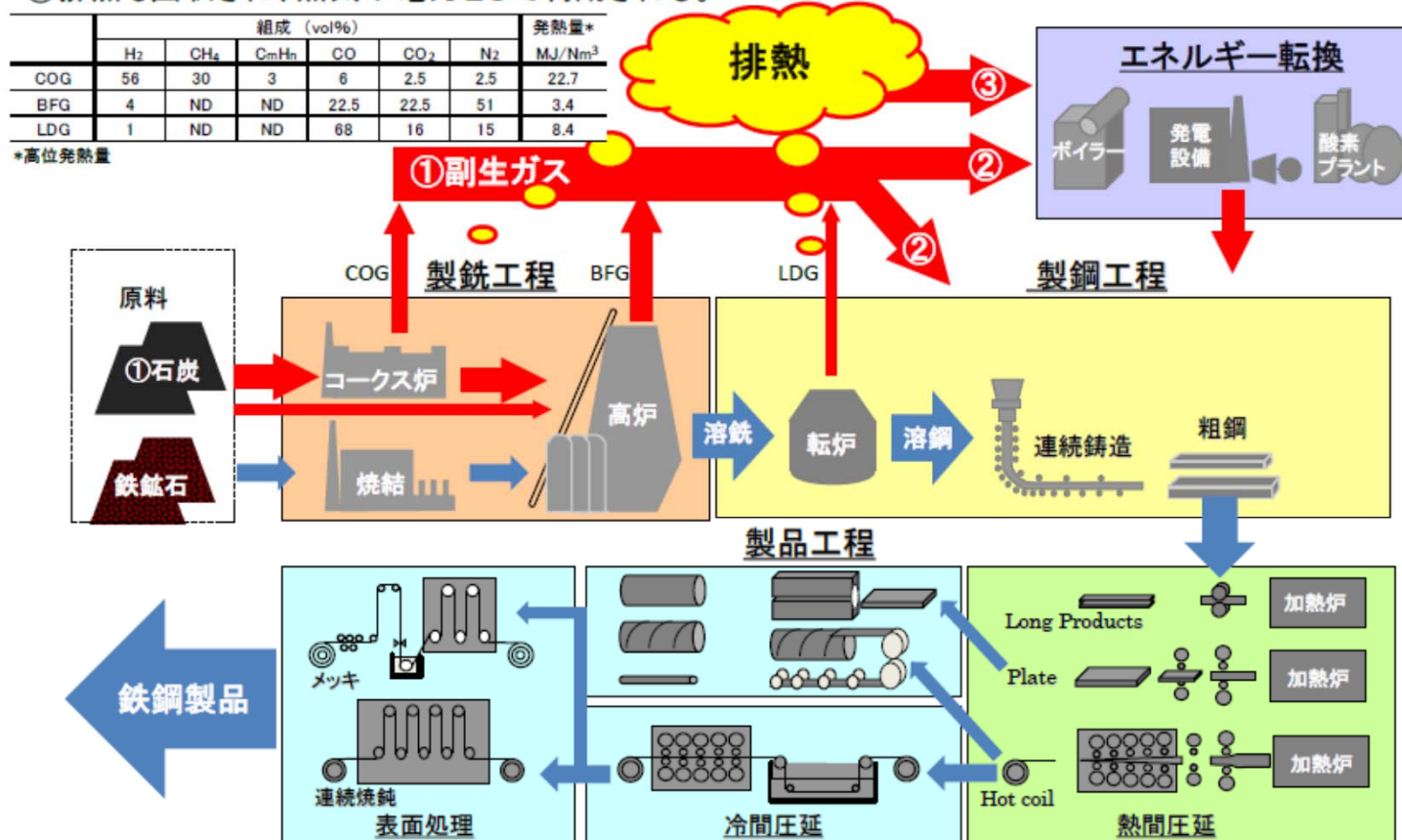
<システムイメージ図>

出典: 経済産業省HP「コージェネの導入事例」

http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/other/cogeneration/pdf/1-2r.pdf

エネルギーの視点から見た鉄鋼プロセス

- ①一貫製鉄所では、鉄鉱石の還元材として石炭を利用しており、その一部は不可避免的に副生ガスとなる。
- ②副生ガスは製鉄所内の燃料として利用され、残りは発電用燃料となる。
- ③排熱も回収され、蒸気や電力として利用される。



2

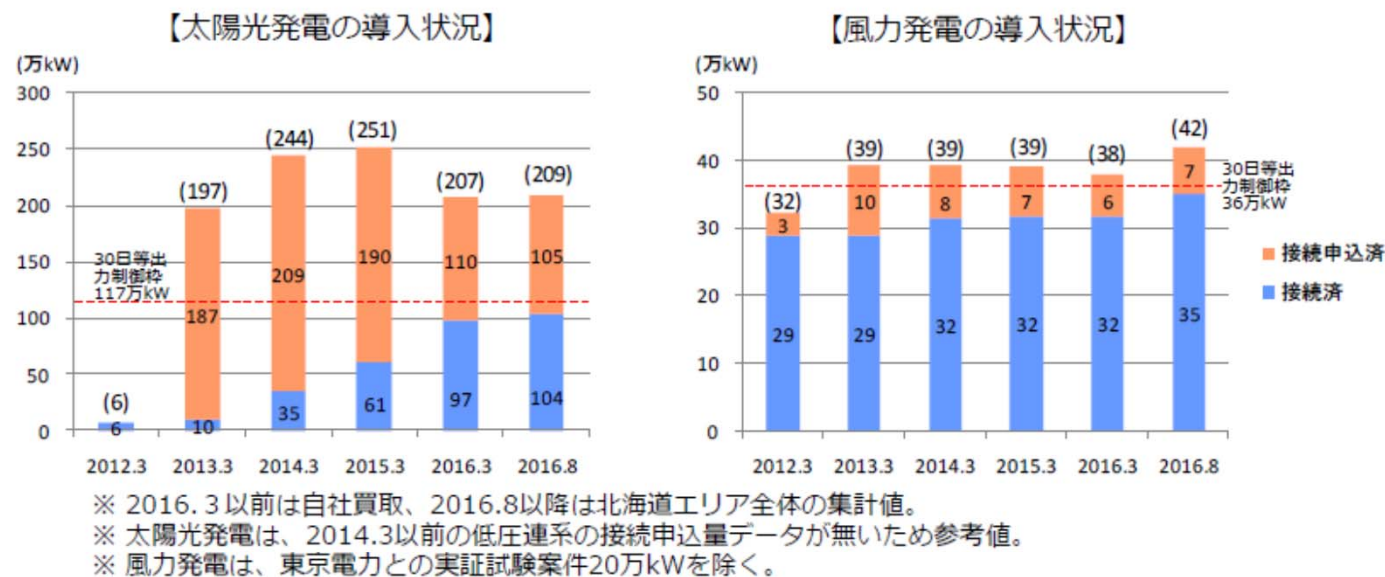
出典: 経済産業省 火力発電に係る判断基準ワーキンググループ「日本鉄鋼連盟説明資料」

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/sho_ene/karyoku/pdf/002_03_00.pdf

1. 太陽光・風力発電の導入状況

《導入状況》

○太陽光・風力発電の接続済と接続申込済設備量の推移は以下のとおり。



《導入見通し》

- 太陽光発電については、至近の導入、申込状況を踏まえ、指定ルール案件の導入量を+100万kWまでに設定した。
- 風力発電については、環境アセスメントの手続状況を踏まえ、指定ルール案件の導入量を+200万kWまでに設定した。

＜ステップ4＞ 再エネ出力の想定

《風力》

○リアルタイムで実績を収集している北海道内の特別高圧連系発電所（発電所数20箇所、設備容量28.4万kW）の発電実績合計から、北海道エリア全体の風力発電の出力を想定。

《太陽光、風力の発電実績》

【北海道エリア全体の太陽光発電出力実績（1時間平均値）※1】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	91%	88%	87%	88%	87%	83%	83%	75%	69%	78%	88%	90%
2σ値※2	91%	88%	83%	88%	75%	83%	80%	70%	69%	76%	84%	87%
平均値	61%	64%	54%	55%	49%	52%	55%	43%	46%	55%	61%	66%

※1 2015年度の日射量実績による推計値であり、各月の代表的な太陽光発電ピーク時間（11～12時）の値。

※2 各月の2σ値に相当する値（月の日数が30日の場合、30日の実績のうち2番目に大きな値）。

【北海道エリア全体の風力発電出力実績（1時間平均値）※3】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	74%	74%	68%	69%	57%	68%	78%	70%	76%	78%	79%	79%
2σ値※4	61%	62%	53%	42%	49%	50%	69%	58%	71%	71%	68%	64%
平均値	32%	28%	19%	16%	18%	18%	37%	25%	36%	38%	33%	24%

※3 2015年度の特別高圧連系発電所の発電実績の合計。

※4 各月の2σ値に相当する値（月の日数が30日の場合、30日×24時間の実績のうち33番目に大きな値）。

2. 算定条件の比較 ①

○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

【主な算定条件の比較（供給力算定根拠）】

	2015年度算定値 (昨年WG)	2016年度算定値（今回のWG）
需要	・ 2014年度実績 (自社需要)	・ 2015年度実績 (エリア 需要)
一般水力	・ 1981～2010年度（震災前30年）の設備利用率実績	
原子力	・ 1989～2010年度（震災前21年）の設備利用率実績	
地熱	・ 2013～2014年度の設備利用率実績	・ 2013～ 2015 年度の設備利用率実績
太陽光	・ 2014年度実績に基づく、各月の各時間帯の合成出力の2σ値	・ 2015 年度実績に基づく、各月の各時間帯の合成出力の2σ値
風力		
バイオマス	・ 2010～2014年度（至近5カ年）の設備利用率実績等	・ 2011～ 2015 年度（至近5カ年）の設備利用率実績
火力	・ 周波数調整能力として、系統容量の2%を確保 ・ 需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、少なくとも、苫東厚真発電所2台、知内発電所1台の運転を確保 ・ 当日の最大需要に対する必要な予備力を確保	
揚水運転	・ 点検、補修または設備トラブル等による1台停止を考慮（全6台のうち京極1台を除く揚水動力67万kWを織り込む）	
地域間連系線の活用	・ 長期的に活用が可能と見込まれる量（5万kW）	

2. 算定条件の比較 ②

○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

【主な算定条件の比較（出力、設備容量、利用率）】

	2015年度算定値 (昨年WG)	2016年度算定値 (今回のWG)
一般水力	設備容量124.7万kW 利用率46.1%	設備容量126.6万kW 利用率46.1%
原子力	出力175.5万kW 設備容量207.0万kW 利用率84.8%	
地熱	出力3.4万kW 設備容量4.8万kW 利用率69.5%	出力4.2万kW 設備容量6.3万kW 利用率 65.9%
バイオマス	出力5.6万kW 設備容量12.3万kW 利用率45.6%	出力4.3万kW 設備容量10.8万kW 利用率39.7%

＜ステップ5＞ 回避措置〔火力出力の想定（電源Ⅰ・Ⅱ※1）〕

○火力出力の想定にあたっては、以下の点を考慮し、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制または停止する。

- ・周波数調整能力として、系統容量の2%を確保する。
- ・需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、少なくとも、苫東厚真発電所2台、知内発電所1台の運転を確保する（運転中の設備トラブル等による1台停止を考慮）。
- ・当日の最大需要に対する必要な予備力を確保する（北本連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保）。

※1 電源Ⅰ：一般送配電事業者からオンライン調整できる電源のうち、一般送配電事業者が調整力として常時確保する電源

電源Ⅱ：一般送配電事業者からオンライン調整できる電源のうち、小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなるオンライン電源

【火力発電設備（電源Ⅰ・Ⅱ）の仕様（内燃力・ガスタービンを除く）※2,3】

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)
自社 石炭火力	奈井江	1	17.5	6.0
		2	17.5	6.0
	砂川	3	12.5	5.5
		4	12.5	4.5
	苫東厚真	1	35.0	10.5
		2	60.0	18.0
		3	60.0	18.0
		4	70.0	10.5

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)
自社 石油火力	苫小牧	1	25.0	5.0
		2	25.0	5.0
	伊達	1	35.0	7.5
		2	35.0	7.5
	知内	1	35.0	9.0
		2	35.0	10.5
他社 苫小牧 共同	3	25.0	12.5	5.0

※2 最低出力は連続的に出力調整が可能な範囲の最低値。

※3 苫東厚真2号機および4号機、知内2号機を最低限運転が必要なユニットと想定（最低出力の合計39万kW）。

(参考) 火力発電機が3台となる時間について①**【年間の需給状況の試算】**

○年間の需給状況に基づき、火力発電機が3台となる時間を算出した。

○算定条件は、「I. 接続可能量(2016年度算定値)の算定」と同様とした。

- 需要は2015年度実績
- 再エネは30日等出力制御枠内の連系を考慮、太陽光発電117万kW(うち47万kWは出力制御対象外の500kW未満の設備)、風力発電36万kW(うち0.1万kWは出力制御対象外の500kW未満の設備)

○以下の条件で火力発電機が3台となる時間を概略試算した。

試算1：安定供給上必要最低限の火力発電機を並列(FIT省令の回避措置に基づく運用)

実際の運用を考慮し、再エネ低出力時(L5相当)にも必要な供給力を確保できるよう発電機台数を決定

試算2：(参考ケース)4台目以降の火力発電機を可能な限り並列

再エネ(30日等出力制御枠)の抑制を増やさない範囲で並列(ただし、実運用ではこの条件に合わせた運用が可能かどうかについて改めて確認が必要)

火力発電機が3台となる時間割合

[%]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
試算1	100	100	100	100	100	100	100	79	25	10	5	64	74
試算2	39	100	96	55	32	38	25	5	0	1	0	5	33

蓄電池のコスト

- 現状では、鉛電池5万円/kWh、NaS電池2.5万円/kWh、ニッケル水素電池10万円/kWh、リチウムイオン電池20万円/kWhのコスト。
- 自動車用蓄電池については、現状の20万円/kWh→2030年に0.5万円/kWhが目標(次世代燃料・自動車イニシアティブ)
- 系統用は、現在、企業においては、概ね現状15万円/kWh→2030年1.5万円/kWhの目標の下に低コスト化を目指している。

1. 現状のコスト	鉛電池	NaS電池	ニッケル水素電池	リチウムイオン
kW単価	15万円	24万円	10万円	20万円
kWh単価	5万円	2.5万円	10万円	20万円

※同一条件での比較ではないため、あくまでも参考値
出典:各資料、企業ヒアリングより経済産業省作成

2. コスト目標	現状	2010	2015	2030
次世代自動車用	20万円/kWh	10万円/kWh	3万円/kWh	0.5万円/kWh
系統連系円滑化用	15万円/kWh	4万円/kWh		1.5万円/kWh

※同一条件での比較ではないため、あくまでも参考値
出典:次世代自動車用電池の将来に向けた提言(2006年8月)

16

研究開発①-2：太陽光発電・風力発電の系統制御高度化に向けた技術開発

3

- 自然変動電源である太陽光発電や風力発電の導入を拡大しつつ、出力制御量を低減するため、電力各社の需給運用の実態を踏まえながら、予測技術と制御技術を組み合わせた技術開発を推進。
- また、一時的に電気を貯めておく蓄電池は今後の有効な対策の一つであるが、コストが依然として高く、低コストでの導入につなげるための技術開発や実証を実施。
- さらに、再生可能エネルギーの導入拡大に必要な調整力を増大するため、需要家側の創エネ、蓄エネ、省エネを最適に組み合わせるエネルギーマネジメント実証を実施。

＜予測制御技術の高度化＞

＜電力系統出力変動対策技術研究開発＞

(28年度概算要求85億円)

- 平成30年度に、大幅な導入拡大が期待される風力を中心に、その発電量の予測技術を高精度化・実用化することを目指す。これにより、最小の出力変動への対応で最大の再生可能エネルギーを受け入れられるような予測技術と制御技術の組み合わせ開発を実施。
 - ー 全国50箇所への風況モニタリングシステムの設置、データ解析による発電量の予測高度化
 - ー 予測データを活用した蓄電池等の制御技術の開発
 - ー 実系統（東京都新島）を活用した系統運用の実証試験
 - ー 太陽光・風力の遠隔出力制御システムの開発

＜系統用蓄電池の研究開発・実証＞

＜再エネ余剰電力対策技術高度化事業＞

(26年度補正予算65億円)

- 余剰電力対策として、蓄電池の設置コストを2020年までに（蓄電池と同様の機能を有する）揚水発電並の2.3万円/kWhにするための技術開発を実施。

＜大型蓄電池システム実証＞

(24年度予備費296億円

及び26年度補正予算317億円)

- 基幹系統に大型蓄電池を設置し、再エネを最大限受け入れるための実証を実施。

事業者	電池の種類	電池の規模	設置場所
北海道電力 + 住友電気工業（共同）	レドックス フロー電池	1.5万kW 6万kWh	南早来 変電所
東北電力	リチウムイオン 電池	4万kW 2万kWh	西仙台 変電所
東北電力	リチウムイオン 電池	4万kW 4万kWh	南相馬 変電所
九州電力	NAS（ナトリウム 硫黄）電池	5万kW 30万kWh	豊前 変電所

＜エネルギーマネジメント技術実証＞

＜VPP (Virtual Power Plant) 実証＞

(28年度概算要求39.5億円)

- 自然変動電源の受け入れ拡大に必要な調整力増大のため、需要家側の創エネ（太陽光発電等）、蓄エネ（蓄電池等）、省エネ（エネファーム等）を最適に組み合わせた、新たな需給調整メカニズムを構築する実証を実施。



出典：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会（第4回）資料3

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/saisei_kanou/pdf/004_03_00.pdf