

北海道エリアへの風力導入拡大の検討について (系統WGからの検討要請に対する報告)

2017年12月12日

電力広域的運営推進機関

【今回の内容】

1. 北海道エリアへの風力導入拡大の検討について

1-1. 系統WGからの検討要請内容について

1-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討について

1-4. その他の検討について

1-5. 検討結果のまとめ

1. 北海道エリアへの風力導入拡大の検討について

1-1. 系統WGからの検討要請内容について

- 第11回系統WGにおいて、下記の2点の内容について広域機関他で検討が必要とされた。
⇒下記の検討1の内容について、第23回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で検討を実施したので報告する。

※検討1のスキームは、電源制限の付与により開放したマージン部分を当該風力発電の出なり出力で使用するスキームではない。

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

7

- 系統側蓄電池については、募集枠100万kWに対して、250万kWの接続検討申込みあり。北海道電力は、蓄電池設置時期である平成34年度までに連系可能な地点に計画されている案件について、N-1電制や潮流調整システムの適用、代替連系等の対策を講じた上で、今後入札で第I期60万kW分を選定する方針。なお、北海道電力が発電事業者と連携し、出力制御の運用方法についてその高度化を図るべく検討すべきではないか。

1-2. で検討

- 上記対策に加え、風力発電の更なる連系拡大に向けた調整力の確保のためには、従来からの取組である「短周期変動対策のためのサイト蓄電池設置」や「長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保」に加えて、新たな取組として「風力発電への電源制限の付与による北本連系線の更なる活用」を組み合わせた対策を検討することが必要ではないか。なお、その対策は北本連系線の利用が前提になることから、広域機関及び北海道電力等において、北本連系線の南向きマージン解放の検討が必要。

1-3. で検討

- また、平成31年に北本連系線が増強（30万kW）されることも踏まえつつ、短周期変動対策としての平常時AFC調整幅（±6万kW）の拡大の可能性等、連系線の今後の活用のあり方について、広域機関及び北海道電力における検討が必要ではないか。

【検討1】
→今回検討

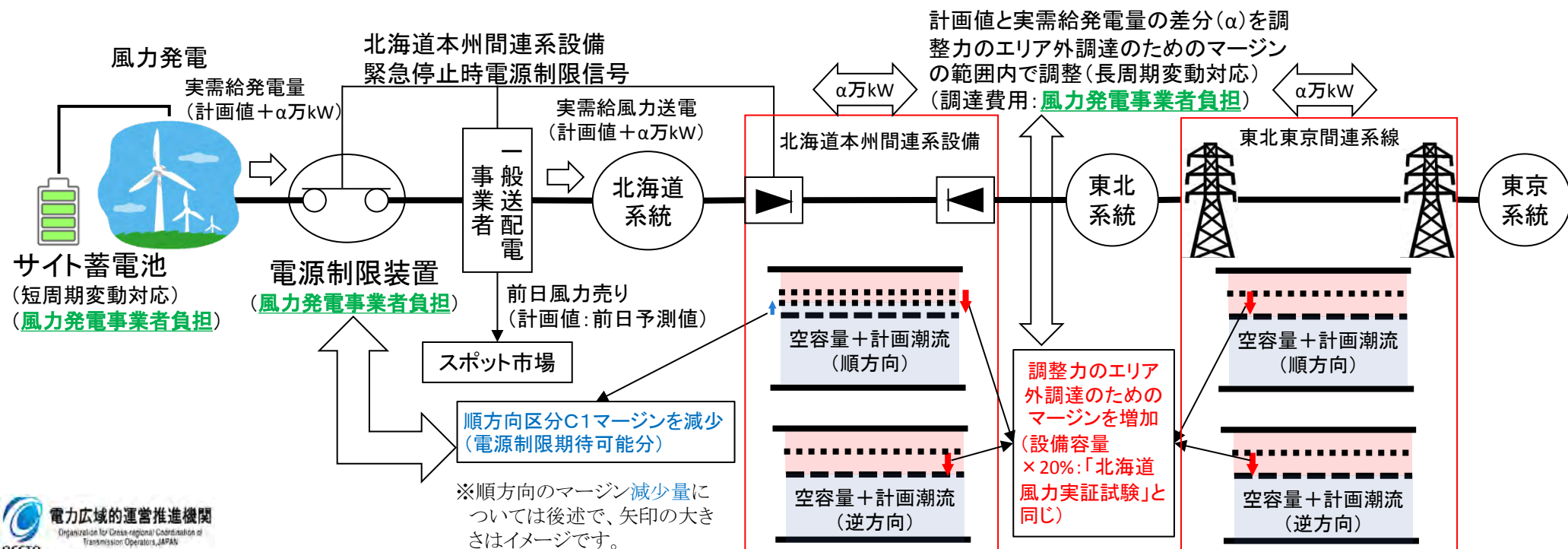
【検討2】
→今後検討

○現状の接続可能量との関係

長周期変動調整力面	「北海道風力実証試験」と同様に北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線を使って、エリア外の調整力で対応(長周期変動対応部分の蓄電池容量を低減)(調整力調達費用は、 風力発電事業者負担)
短周期変動調整力面	サイト蓄電池(風力発電事業者負担)(1%／分以下の変化スピードに抑制)
下げ代面	下げ代不足時は、無制限抑制(指定電気事業者制度)

○マージン減少・増加の関係

北海道本州間連系設備	順方向	電源制限装置(風力発電事業者負担)設置により、区分C1マージン(連系線潮流抑制のためのマージン)を一部 減少 +区分B0マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を 増加
	逆方向	区分B0マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を 増加
東北東京間連系線	順方向	区分B0マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を 増加
	逆方向	区分B0マージン(調整力のエリア外調達のためのマージン)を 増加



(余白)

1. 北海道エリアへの風力導入拡大の検討について

1-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

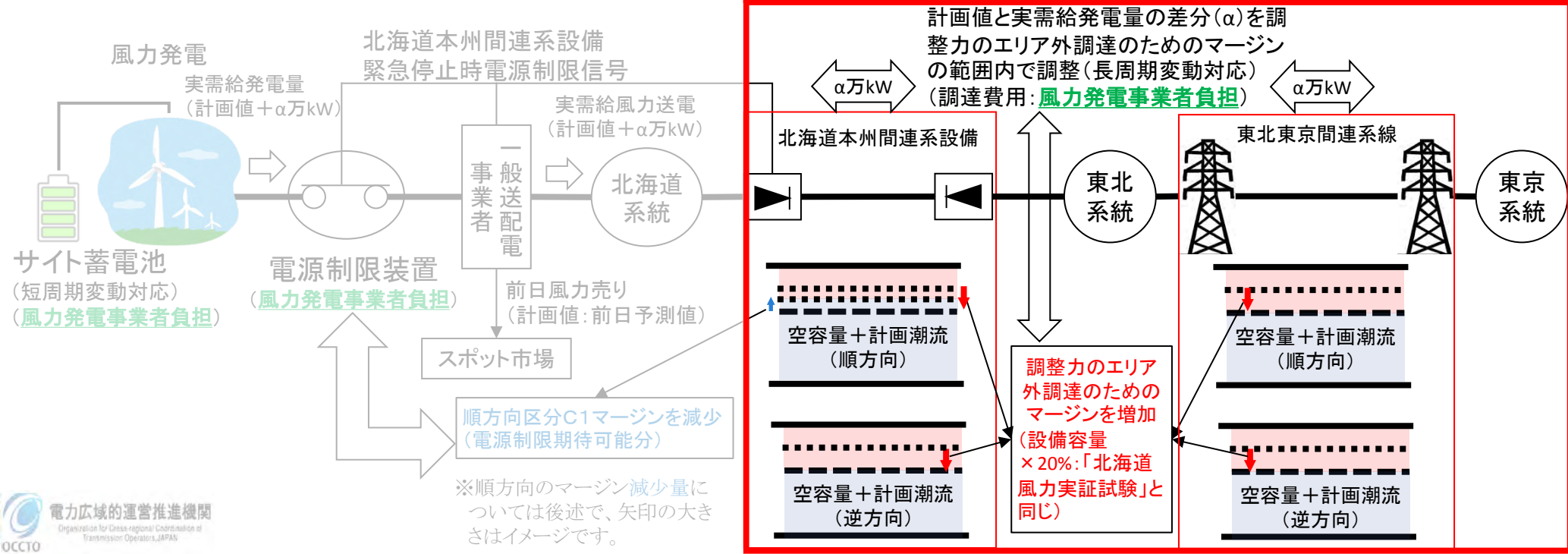
1-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

○現状の接続可能量との関係

長周期変動調整局面	「北海道風力実証試験」と同様に北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線を使って、エリア外の調整力で対応（長周期変動対応部分の蓄電池容量を低減）（調整力調達費用は、 風力発電事業者負担 ）
短周期変動調整局面	サイト蓄電池（ 風力発電事業者負担 ）（1%／分以下の変化スピードに抑制）
下げ代面	下げ代不足時は、無制限抑制（指定電気事業者制度）

○マージン減少・増加の関係

北海道本州間連系設備	順方向	電源制限装置（ 風力発電事業者負担 ）設置により、区分C1マージン（連系線潮流抑制のためのマージン）を一部 減少 ＋区分B0マージン（調整力のエリア外調達のためのマージン）を 増加
	逆方向	区分B0マージン（調整力のエリア外調達のためのマージン）を 増加
東北東京間連系線	順方向	区分B0マージン（調整力のエリア外調達のためのマージン）を 増加
	逆方向	区分B0マージン（調整力のエリア外調達のためのマージン）を 増加



①技術的実現可能性

- 系統WGにおいて想定されている長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保については、**現在実施中の北海道風力実証試験※¹（32～40ページ参照）と同様の仕組み**となっている。
- 北海道風力実証試験においては、既存設備の予測誤差実績に基づき北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向に風力発電設備量20万kWの20%の量の調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することで、長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保が可能とした。
- 同じ仕組みの量の拡大であるので、北海道風力実証試験同様、**北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向に風力発電設備量の20%の量の調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することができれば、技術的には実現可能である。**なお、北海道風力実証試験において、今後特段の問題が発生した場合※²は見直しが必要となる。
- 2019年度（平成31年度）以降で、間接オークション導入以降※³の現状の予備力・調整力マージン以外の最大マージン設定可能量は、22万kW※⁴となっている。ただし、ここには北海道風力実証試験のマージンは含まれておらず、当該マージンは最大4万kWであることから、**最大18万kWが長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のために物理的に設定可能なマージンの量**となる※⁵。

※¹:2017年11月より初号機の試運転が開始されており、マージンを設定して東京エリアより調整力を調達している。

※²:北海道風力実証試験において、風力発電の導入拡大に伴う系統影響の確認（20万kWの追加導入による平滑化効果や系統周波数に与える影響を確認）を実施する予定としており、その結果、問題があることが判明した場合は、見直しが必要となる可能性があることに留意が必要。

※³:間接オークションは、2018年度中に開始する予定で検討されており、当該スキームによる風力発電の連系開始は、間接オークション導入以降となると想定される。

※⁴:北海道本州間連系設備の増強（2019年3月運開予定）後のマージンについては未整理であり、今後の検討により、マージンを増加させることになる場合は、今回のスキーム用に技術的に設定可能なマージンの量は減少する可能性があることに留意が必要。

※⁵:運用容量、予備力・調整力マージン等は、将来の需要想定、電源構成等により、変更になる可能性があるため、今回のスキーム用に物理的に設定可能な量は、今後変動する可能性がある。なお、追加設定したマージンの量分が、間接オークション導入後の空容量の減少となり、市場取引可能量の減少につながる。

1-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

② マージンの設定による電力取引への影響について

- 北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向に調整力のエリア外調達のためのマージンを設定すると系統利用者が利用できる連系線の空容量が減少し、市場取引に影響を与える。
- 市場取引への影響を広域メリットオーダーシミュレーション※を用いて試算した結果、北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向のマージンの設定による**電力取引上の経済的損失額(試算)は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約4.9億円/年、増強後約3.2億円/年**となる。(42～50ページ参照)

⇒長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のためにマージンの追加設定を検討する際には、**上記経済的損失額が発生する可能性があることに留意する必要がある。**

※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使用したシミュレーションをベースに2017年度の諸元に変更したもので試算。詳細は、第23回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2参考資料1参照。

追加マージン (北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線)	経済的損失額	
	増強前	増強後
双方向		
+0万kW	0(基準値)	0(基準値)
+1万kW	4.400	2.780
+2万kW	8.870	5.606
+3万kW	13.421	8.484
+4万kW	18.044	11.421
+5万kW	22.750	14.417
+6万kW	27.533	17.469
+7万kW	32.400	20.577
+8万kW	37.342	23.742
+9万kW	42.375	26.969
+10万kW	47.502	30.251

単位: 億円/年

1万kWあたり

4.400億円

4.469億円

4.552億円

4.622億円

4.706億円

4.783億円

4.867億円

4.942億円

5.033億円

5.127億円

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

北海道風力実証試験部分

今回検討スキーム部分

平均すると約4.9億円/年
(増強後は、約3.2億円/年)

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、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。

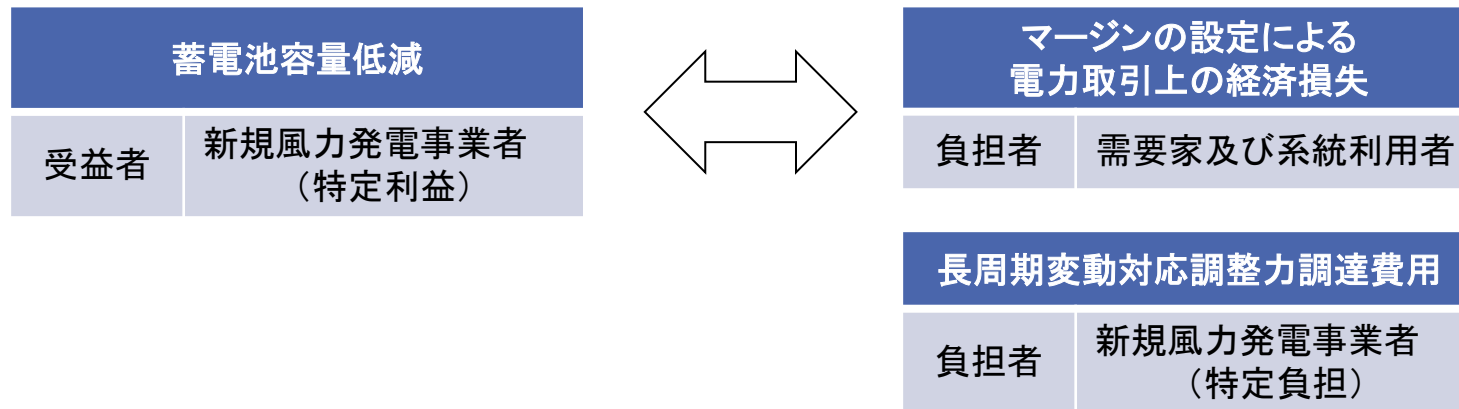
1-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

③ 受益と負担の関係について

- 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームにおいての主な受益者は、長周期変動対策を蓄電池などで確保する必要がなくなる新規の風力発電事業者となる。
- 一方で、長周期変動対応のための他エリアからの調整力の確保のためのマージンの設定による電力取引上の経済的損失の主な負担者は、需要家及び系統利用者となる。

※現状の連系方法である長周期変動対策及び短周期変動対策として、サイトに蓄電池を設置して連系する場合の費用や便益との差分で評価している。

⇒長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のためにマージンの追加設定を検討する際には、マージンの設定による電力取引上の経済的損失(マージン1万kW増加させる毎に増強前約4.9億円/年、増強後約3.2億円/年)を需要家及び系統利用者が負担することで、特定の事業者利益を供与することをどう考えるかに留意する必要がある。



(余白)

1-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について

④ マージン設定による電力取引への影響緩和策の提案

- 系統WGで検討されている風力発電の連系拡大スキームは、北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向に調整力のエリア外調達のためのマージンを設定するスキームとなっている。
- ここで、風力発電に前日予測値を上限値とした上限制御を導入すれば、前日予測値からの上振れ分の発電量は抑制される一方で、順方向のマージンを設定不要とすることができ、この場合、マージンの設定による電力取引上の経済的損失額を約30%低減できる可能性がある。

⇒長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保のためにマージンの追加設定を検討する際には、風力発電に前日予測値を上限値とした上限制御を導入することで、順方向のマージンを設定不要とすることも選択肢となりうる。

【各連系線毎にマージンを設定した場合と全連系線に同時にマージンを設定した場合のマージンの設定による電力取引上の経済的損失額】

マージン	北本順のみ	北本逆のみ	東北東京順のみ	東北東京逆のみ	北本順逆 東北東京順逆
	増強前	増強前	増強前	増強前	増強前
+0万kW	0(基準値)	0(基準値)	0(基準値)	0(基準値)	0(基準値)
+1万kW	0.657	3.224	0.518	0.000	4.400
+2万kW	1.332	6.492	1.042	0.000	8.870
+3万kW	2.028	9.807	1.575	0.000	13.421
+4万kW	2.740	13.173	2.115	0.000	18.044
+5万kW	3.472	16.597	2.663	0.000	22.750
+6万kW	4.227	20.070	3.219	0.000	27.533
+7万kW	5.008	23.594	3.781	0.000	32.400
+8万kW	5.812	27.162	4.348	0.000	37.342
+9万kW	6.637	30.789	4.921	0.000	42.375
+10万kW	7.486	34.471	5.499	0.000	47.502

単位: 億円/年

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

北海道風力実証試験部分

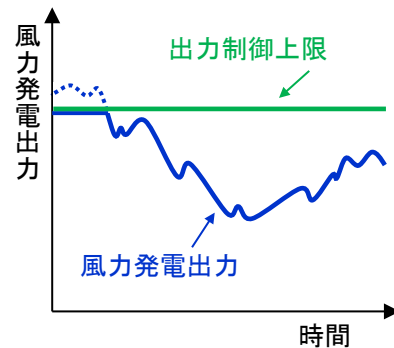
今回検討スキーム部分

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、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。

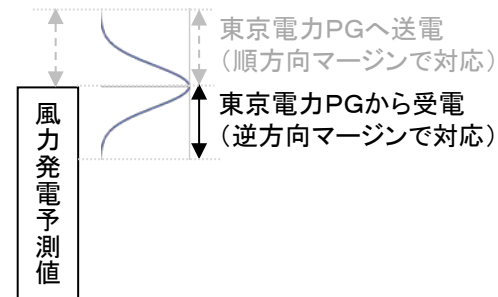
足すと12.985億円で、全体の約30%

【上限を設定した出力制御のイメージ】



出力制御で上振れを発生させない

予測誤差のばらつき



⇒ 順方向マージンを不要にできる

【出典】第14回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2-1
(http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_14_haifu.html)

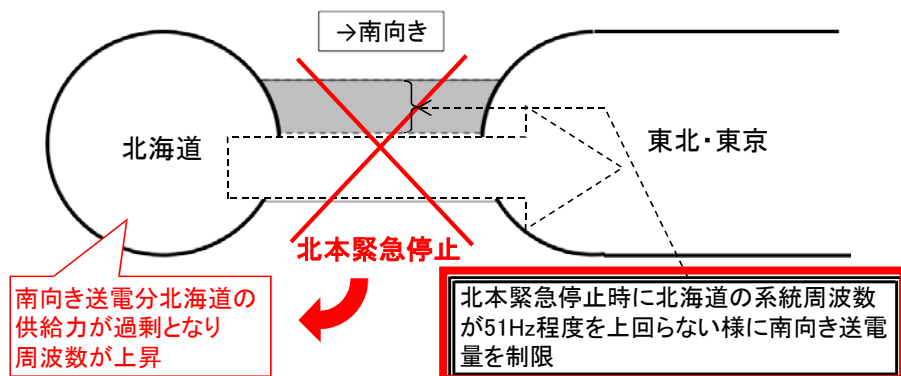
1. 北海道本州間連系設備順方向(南向き)の区分C1マージンの減少策の検討について
- 1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討について

1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討について

北海道本州間連系設備順方向(南向き)の連系線潮流抑制のためのマージン(区分C1)と代替手段について

- 北海道本州間連系設備が緊急停止した際に、北海道エリアの周波数上昇を一定の周波数変動範囲に抑えるためにマージンを設定して対応しているが、風力発電に電源制限を付与することで代替も可能。

○「順方向:南向き」の連系線潮流抑制のためのマージン(区分C1)の条件



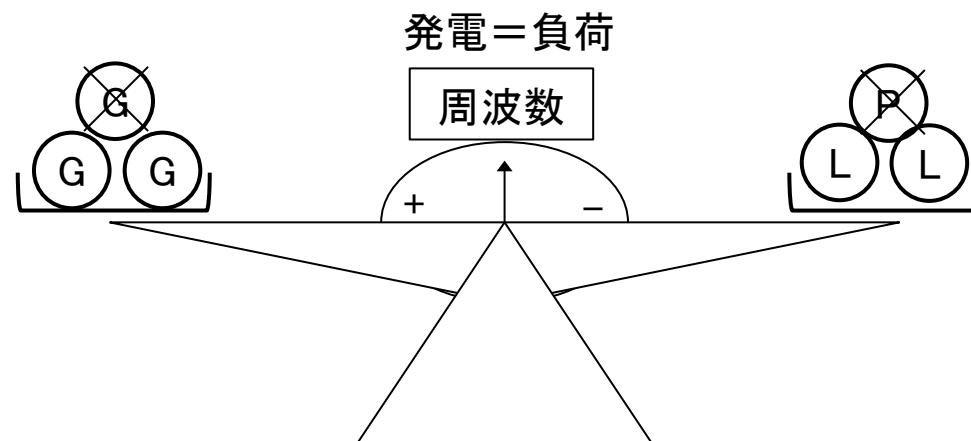
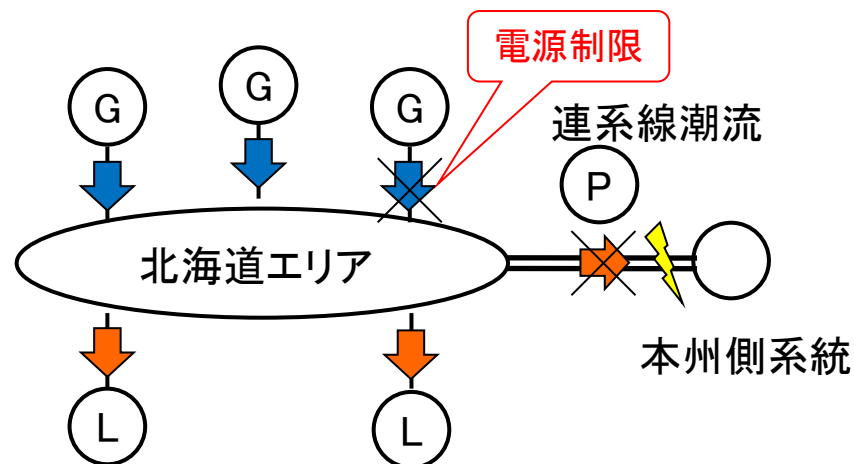
【詳細条件】

- ・北海道本州間連系設備緊急停止時に過渡的に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ためにマージンを設定

出典: 広域的運営推進機関設立準備組合
第4回マージン及び予備力に関する勉強会 (H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

○風力発電に電源制限を付与することで連系線潮流抑制のためのマージンを代替するイメージ

- ・北海道本州間連系設備緊急停止時に瞬時に北海道エリア内の**電源制限付風力発電を遮断(=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。



1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討について 実現可能性の検討

- 自然変動電源に電源制限を付与し周波数上昇対策とする場合、確実な電源制限期待量の見込み方が重要となるが、以下の内容に留意すれば、**技術的には実現可能**と考えられる。
 - ・現状の市場を考慮し、前日スポット市場前※1にマージンを減少する。【論点①】
※1:前日7:00時点の予測を採用する。将来メインの市場がリアルタイムに近づいた場合は、再検討する。
 - ・電源制限不足方向に裕度は無いため、予測誤差及び30分時間内変動を見込んだマージン減少量とする。【論点②、③】
 - ・今後連系する風力発電の予測誤差や30分時間内変動は、立地や風況に左右され、導入前に精度よく見込むことは難しいため、例えば1年程度データを取得し、そのサイトの特性を見極めた上で、マージンを減少する方向とする。【論点②、③】
 - ・「マージン減少量＝前日7:00時点の出力予測量－安全度※2」とする。【論点④】
※2:安全度＝予測誤差(下振れ側)(見込み)＋30分時間内変動(下振れ側)(見込み)＋ α ※3
※3: α については、予測誤差や30分時間内変動の見込み方によっては、合わせて一定量の裕度を持った方が良い可能性もあるため記載している。
必要性も含めて、予測誤差や30分時間内変動の検討に合わせて、運用開始までに検討する。

・現状の市場を考慮し、前日スポット市場前※1にマージンを減少する。【論点①】

※1:前日7:00時点の予測を採用する。将来メインの市場がリアルタイムに近づいた場合は、再検討する。

・電源制限不足方向に裕度は無いため、予測誤差及び30分時間内変動を見込んだマージン減少量とする。【論点②、③】

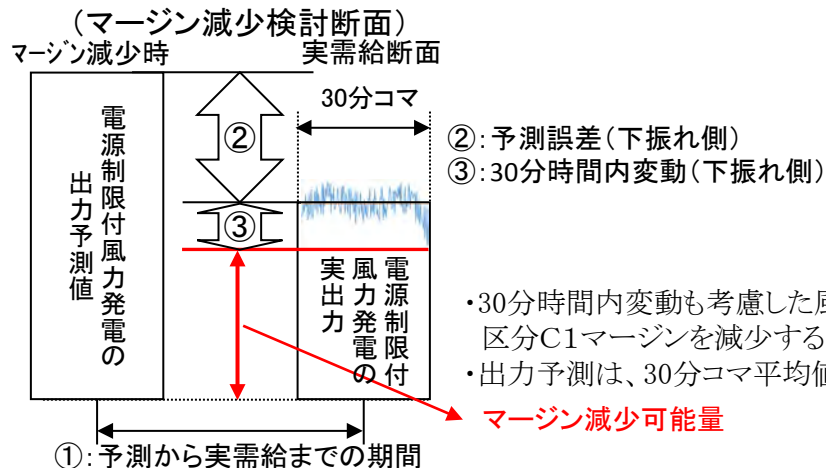
・今後連系する風力発電の予測誤差や30分時間内変動は、立地や風況に左右され、導入前に精度よく見込むことは難しいため、例えば1年程度データを取得し、そのサイトの特性を見極めた上で、マージンを減少する方向とする。【論点②、③】

・「**マージン減少量＝前日7:00時点の出力予測量－安全度※2**」とする。【論点④】

※2:安全度=予測誤差(下振れ側)(見込み)+30分時間内変動(下振れ側)(見込み)+ α ※3

※3: α については、予測誤差や30分時間内変動の見込み方によっては、合わせて一定量の裕度を持った方が良い可能性もあるため記載している。
必要性も含めて、予測誤差や30分時間内変動の検討に合わせて、運用開始までに検討する。

【風力発電出力予測値、実出力、マージン減少可能量の関係イメージ】



- ・予測誤差も考慮した電源制限付風力発電実出力を越えない範囲でマージンを減少する必要がある。

⇒いつの予測でマージンを減少するか。【論点①】

⇒ 予測誤差をどう見込むか。【論点②】

⇒風力発電出力の30分時間内変動をどう考えるか。【論点③】

- ・30分時間内変動も考慮した風力発電実出力未満の範囲で区分C1マージンを減少する必要がある。

- ・出力予測は、30分コマ平均値の予測を実施している。

マージン減少可能量

【論点④】マージン減少量をどう考えるか。

1-3. 風力発電への電源制限の付与による区分C1マージンの減少の検討について
(参考) マージン減少量見込みについて

- 仮に前述のマージン減少量の算出式を下記のように置き換えた場合のマージン減少見込み量は、月毎の試算では、電源制限付風力発電設備量の1%~14%、年間平均では5~6%となる。

前述の算定式: マージン減少量 = 前日7:00時点の出力予測量 - 安全度

安全度 = 予測誤差(下振れ側)(見込み) + 30分時間内変動(下振れ側)(見込み) + α

試算の算定式: マージン減少量 = 2016年度出力実績 - 安全度

安全度 = 予測誤差(20%) + 30分時間内変動(10% or 15%) = 30% or 35%※

※比率は、設備容量に対する比率を表す。 $\alpha = 0$ としている。

【マージン減少量試算結果】

[MW]				
	設備量	安全度30%の場合		安全度35%の場合
4月	279	19	(7)	14 (5)
5月	279	16	(6)	10 (4)
6月	279	9	(3)	6 (2)
7月	279	5	(2)	2 (1)
8月	279	6	(2)	4 (2)
9月	279	6	(2)	4 (1)
10月	279	38	(14)	30 (11)
11月	279	28	(10)	22 (8)
12月	279	34	(12)	26 (9)
1月	279	22	(8)	18 (7)
2月	313	26	(8)	20 (6)
3月	313	13	(4)	10 (3)
年間での設備量に対する割合		6%		5%

カッコ内は設備量に対する%

※算出した結果マイナスになるものは0とし、各月毎の平均値を算出している。

(余白)

1. 北海道エリアへの風力導入拡大の検討について

1-4. その他の検討について

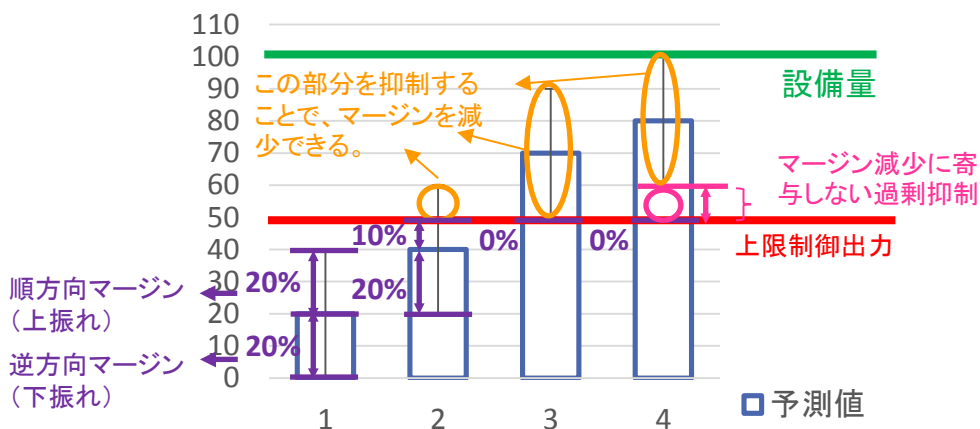
【「風力発電の有効電力・周波数制御機能」等の新技術の導入を考慮したマージン量の検討】

- 第12回系統WGにおいて一般社団法人 日本風力発電協会から報告があった「風力発電の有効電力・周波数制御機能」等の新しい技術の導入を考慮したマージン量の検討については、新しい技術の実用化の目処が立った段階で、マージン量の見直しの検討を実施していきたい。

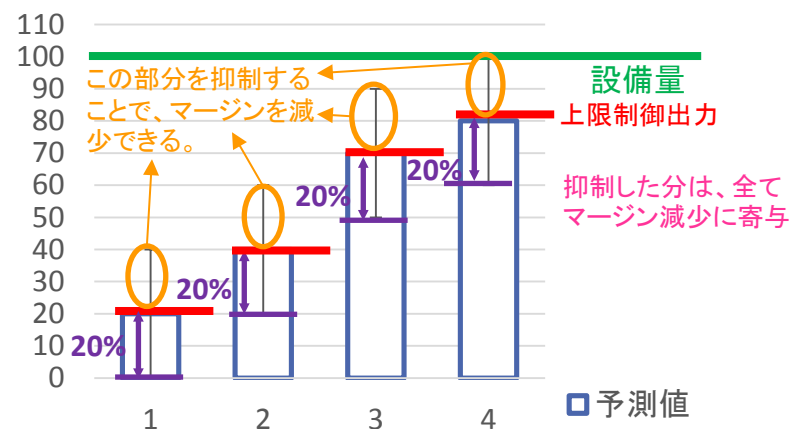
【設備量の一定比率で上限制御するオプションの検討】

- 設備量の一定比率で上限制御した場合、長周期変動対策のための調整力のエリア外調達のためのマージン量を減少できる断面がある一方で、風力発電の発電量は上振れ・下振れ分以上に抑制される可能性があることに留意する必要がある。
- なお、前述の前日予測値を上限值とした上限制御の場合は、上振れ分のみの抑制となり、逆方向のマージンは減少できないが、順方向のマージンを全廃することができ、電力取引上の経済的損失額を約30%低減できる一方で、風力発電の発電量は、風況に応じた抑制が可能となり、過剰抑制が無くなることから、設備量の一定比率で上限制御するよりも、合理的ではないか。

設備量の一定比率で上限制御のイメージ



前日予測値で上限制御のイメージ



1. 北海道エリアへの風力導入拡大の検討について

1-5. 検討結果のまとめ

【長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保】

- 調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することで、**技術的には実現可能**である。
- ルール面では、一部改正が必要な個所があるが、実施が決定した後に、国と連携してルール整備を進めていくことで対応可能である。

【風力発電への電源制限の付与による北本連系統線の南向きマージン開放】

- 「マージン減少量＝前日7:00時点の出力予測量－安全度※¹」とすることで、風力発電への電源制限の付与による北本連系統線の南向きマージン開放は、**技術的には実現可能**である。

※1: 安全度＝予測誤差(見込み)＋30分時間内変動(下振れ側)(見込み)＋ α

- 具体的なマージン減少可能量を、一定の仮定の下で試算したところ、月平均では、電源制限付風力発電設備量の1%～14%、年間平均では5～6%となる。
- マージン減少の運用を開始する際には、実際の風力発電の出力状況を見極める必要があることから、例えば1年程度データを取得し、そのサイトの特性を踏まえた予測誤差、30分時間内変動等を見極めた上で、2年目以降で、マージンを減少する方向で検討することが望ましい。

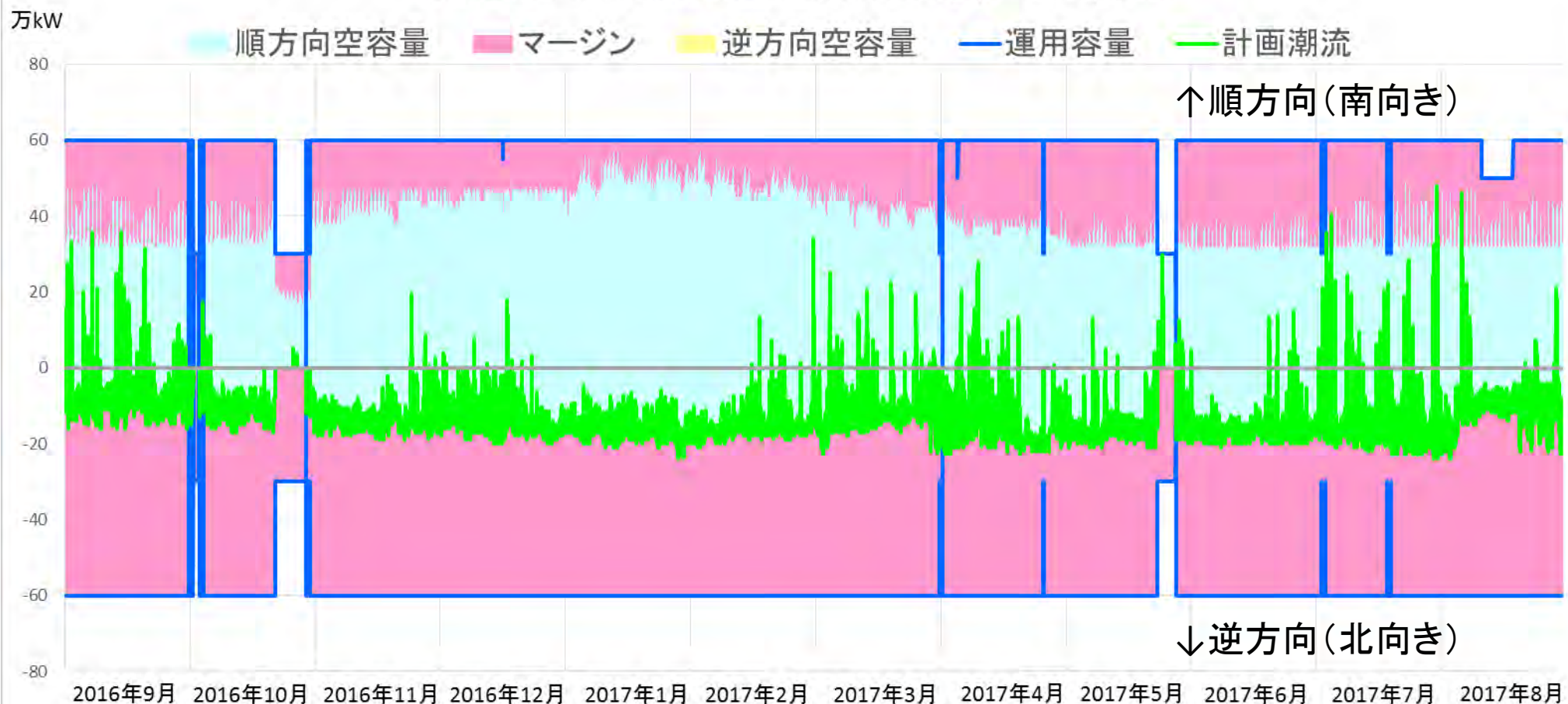
【政策判断する際に考慮いただきたい内容】

- 調整力のエリア外調達のためのマージンを設定すると、マージンの設定による電力取引上の経済的損失が発生する。検討に際しては、電力取引に与える経済面での影響と蓄電池設置等による費用面での影響等との適切なバランスを考慮する必要がある。その際には、マージンの設定による電力取引上の経済的損失を需要家及び系統利用者が負担することで、特定の事業者利益を供与することになることをどう考えるかについても国において整理いただきたい。
- また、風力発電に前日予測値を上限值とした上限制御を導入することで、順方向マージンを設定不要とすることも可能であるため、選択肢に含めて系統WGで検討いただきたい。

(以下、参考資料)

■ 順方向については分断は無いが、逆方向については、約7割の断面で分断が発生している状況

北海道本州間連系設備の空容量実績(2016/9/1～2017/8/31)

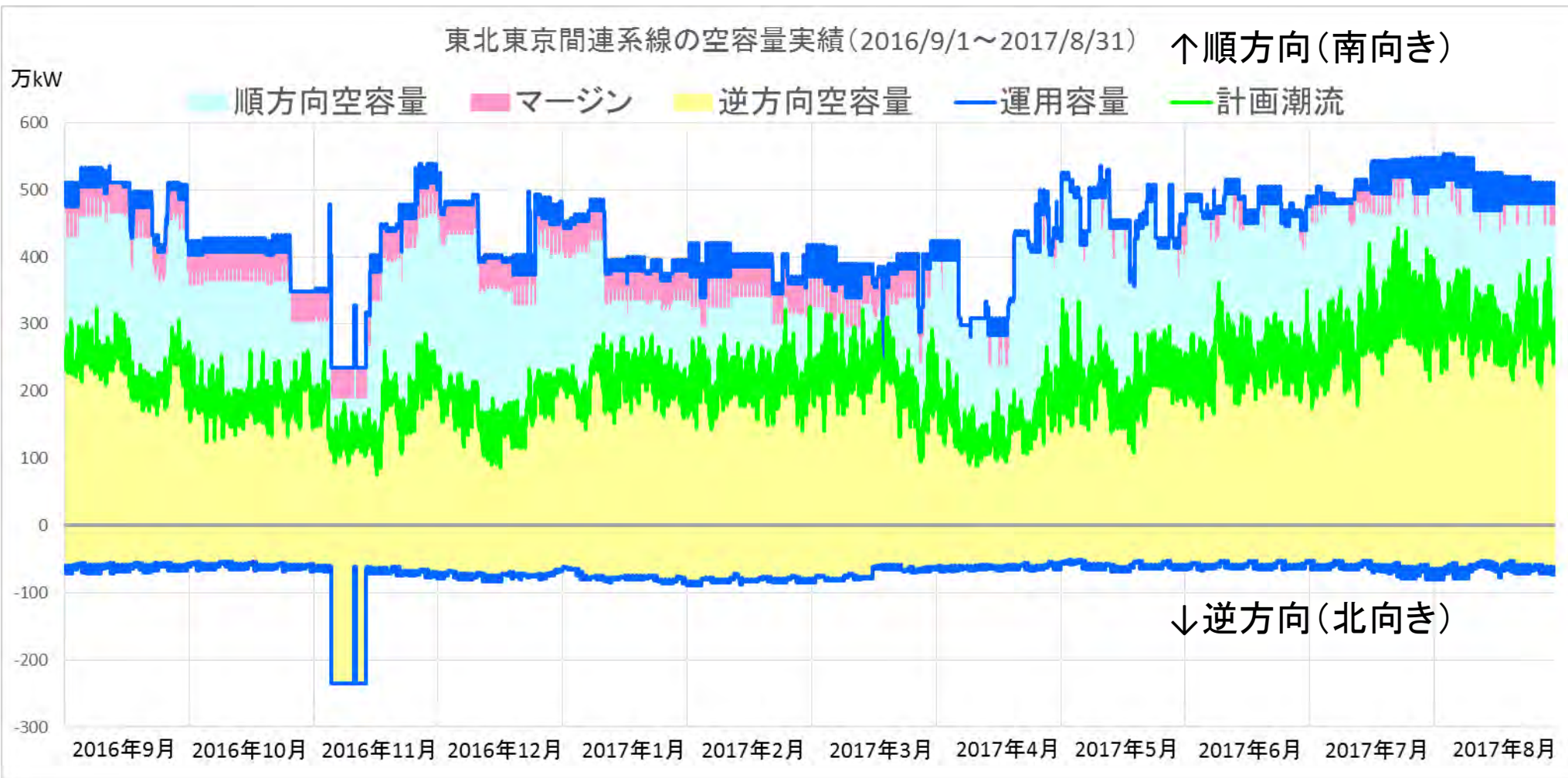


【参考】※JEPXスポット市場取引結果より

順方向分断率: 0.00%(作業除く)

逆方向分断率: 74.32%(作業除く)

■ 双方向共に分断は発生していない。



【参考】※JEPXスポット市場取引結果より

順方向分断率: 0.00%(作業除く)

逆方向分断率: 0.00%(作業除く)

■ 現状の北海道エリアの風力発電の接続可能量は、通常枠(31万kW)、解列条件付(5万kW)、実証試験(20万kW)の合計56万kWとなっている。

2. 風力発電の接続可能量

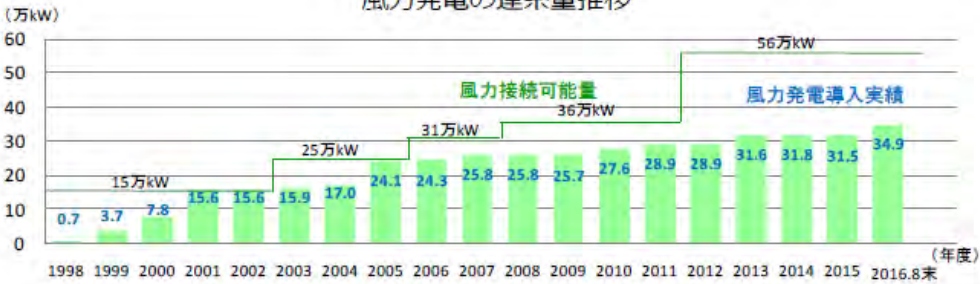
【北海道エリアの風力発電の接続可能量】

- 北海道エリアの風力発電については、「短周期変動 調整面」、「長周期変動 調整面」から、実績データに基づく接続可能量の評価を進め、段階的に連系量を拡大してきており、現在の接続可能量は36万kW（実証試験案件を除く）、連系量は34.9万kWとなっている。
- 現状において、システムの維持、安定に必要な調整力は限界に達する状況であることから、系統に影響を与えないよう対策することで、さらなる連系拡大が可能となる。

風力発電の接続可能量

	①短周期変動 調整力面	②長周期変動 調整力面	③下げ代面
通常枠	北海道の調整力で対応可能な連系量（平滑化効果込み） 【56万kW】	火力3台時の調整力により対応可能な連系量 【31万kW】	30日等出力制御枠 【36万kW】
解列条件付		火力4台時の調整力により対応可能な連系量 【36万kW（+5万kW）】	
実証試験		北本により風力変動相当分を送電 【56万kW（+20万kW）】	—

風力発電の連系量推移



5

現在の状況の変化を考慮したマージンの分類と区分の再整理について(3)

8

- 経済産業省制定の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」の指針において、「資源エネルギー庁、広域機関及び委員会において、早急に地域間連系線の利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえて供給区域外も含めて募集対象地域が設定されることが望ましいと考えられる。」とされている。

⇒「通常考慮すべきリスクへの対応のためにエリアが確保する調整力のエリア外調達のためのマージン」の区分を追加してはどうか。

※ 当該マージンについては、受電方向だけではなく、送電方向も含めた双方向の設定や隣の隣のエリアからの調達の場合は、経由する連系線全てに設定する必要がある等、従来のマージンとは性格が異なる可能性がある。

- 調整力の広域的な調達については、「調整力のエリア外調達のためのマージン」を設定した場合には電力取引の方に経済的損失が発生することを考慮しつつ、その在り方について検討を行う。

※ なお、一般送配電事業者に対して、他エリアの調整力を活用することによって自エリアの接続可能量を越える量の再生可能エネルギー発電の導入・運用を求めるためには、一般送配電事業者が他エリアの調整力を活用するための費用回収の仕組みが必要※1。

※1: 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) 広域機関プレゼン資料
(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/saisei_kanou/pdf/004_02_00.pdf) p.15参照。

1-2. 長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保について (参考)2017年度(平成29年度)長期計画断面の連系線の状況

2019(平成31)年度～2026(平成38)年度の運用容量、マージン、計画潮流および空容量							(MW)
対象断面	連系線	年	方向	運用容量	予備力 ・調整力マージン	運用容量 決定要因	間接オークション導入以降の予 備力・調整力マージン以外 の最大マージン設定可能量
長期	北海道・本州間連系設備	2019	順方向	900	500	熱容量	400
長期	北海道・本州間連系設備	2020	順方向	900	500	熱容量	400
長期	北海道・本州間連系設備	2021	順方向	900	500	熱容量	400
長期	北海道・本州間連系設備	2022	順方向	900	500	熱容量	400
長期	北海道・本州間連系設備	2023	順方向	900	500	熱容量	400
長期	北海道・本州間連系設備	2024	順方向	900	500	熱容量	400
長期	北海道・本州間連系設備	2025	順方向	900	500	熱容量	400
長期	北海道・本州間連系設備	2026	順方向	900	500	熱容量	400
長期	北海道・本州間連系設備	2019	逆方向	900	530	熱容量	370
長期	北海道・本州間連系設備	2020	逆方向	900	550	熱容量	350
長期	北海道・本州間連系設備	2021	逆方向	900	550	熱容量	350
長期	北海道・本州間連系設備	2022	逆方向	900	550	熱容量	350
長期	北海道・本州間連系設備	2023	逆方向	900	550	熱容量	350
長期	北海道・本州間連系設備	2024	逆方向	900	550	熱容量	350
長期	北海道・本州間連系設備	2025	逆方向	900	550	熱容量	350
長期	北海道・本州間連系設備	2026	逆方向	900	550	熱容量	350
長期	東北東京間連系線	2019	順方向	5030	800	安定度	4230
長期	東北東京間連系線	2020	順方向	5030	800	安定度	4230
長期	東北東京間連系線	2021	順方向	5030	810	安定度	4220
長期	東北東京間連系線	2022	順方向	5030	810	安定度	4220
長期	東北東京間連系線	2023	順方向	5730	810	安定度	4920
長期	東北東京間連系線	2024	順方向	5730	810	安定度	4920
長期	東北東京間連系線	2025	順方向	5730	820	安定度	4910
長期	東北東京間連系線	2026	順方向	5730	820	安定度	4910
長期	東北東京間連系線	2019	逆方向	600	380	周波数	220
長期	東北東京間連系線	2020	逆方向	610	390	周波数	220
長期	東北東京間連系線	2021	逆方向	610	390	周波数	220
長期	東北東京間連系線	2022	逆方向	620	390	周波数	230
長期	東北東京間連系線	2023	逆方向	620	400	周波数	220
長期	東北東京間連系線	2024	逆方向	630	400	周波数	230
長期	東北東京間連系線	2025	逆方向	630	400	周波数	230
長期	東北東京間連系線	2026	逆方向	640	400	周波数	240

※予備力・調整力マージンには、
北海道風力実証試験のマー
ジンは含まれていない。

【出典】電力広域的運営推進機関HP（系統情報サービス＞その他情報＞各種情報参照＞各種情報＞カテゴリ:空容量）

- 北海道風力実証試験の長周期変動調整力の東京エリアからの調達のためのマージンについては、**業務規程第2条第2項第十八号及び送配電等業務指針の附則(平成29年4月1日)第2条に基づき設定している。**
- 送配電等業務規程の附則は、対象実証試験を限定しているため、今回のスキーム用にマージンを設定する場合は、**附則の追加等の改正が必要**となるが、系統WGで検討しているスキームの実施決定後に国と連携してルール整備を進めることで対応可能と考えられる。

【業務規程】(2017/9/6認可分)

第2条第2項第十八号

「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、電力市場取引の環境整備のため、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の潮流方向ごとの運用容量の和の一部として本機関が管理する容量をいう。

【送配電等業務指針】(2017/9/6認可分)

附則(平成29年4月1日)

(北海道風力実証試験の実施)

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

(余白)

(参考) 北海道風力実証試験について



- 実証試験目的 : 地域間連系線の活用などによる風力発電の連系拡大を実証
- 風力発電連系規模 : 20万kW
(改正FIT法にもとづく送配電買取)
- 実証試験開始時期 : 実施案件の風力発電の系統連系後
(平成29年秋頃開始予定)
- 実証試験スキーム概要



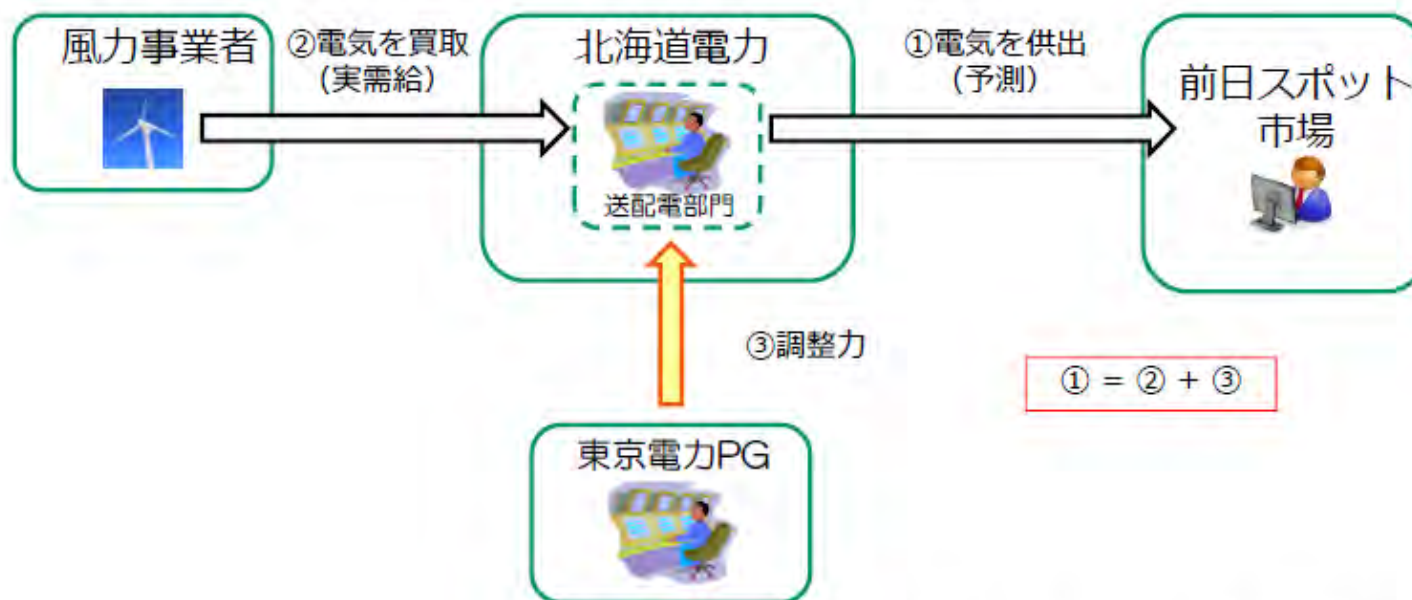
風力発電出力制御技術の導入
調整力が不足する場合※には、風力発電の出力を制御し、電力系統の安定化を図る。
※ 地域間連系線の停止など、この場合の出力制御は無補償となる

地域間連系線の活用
風力発電の長周期変動に対応する調整力を地域間連系線を介して東京電力PGから調達



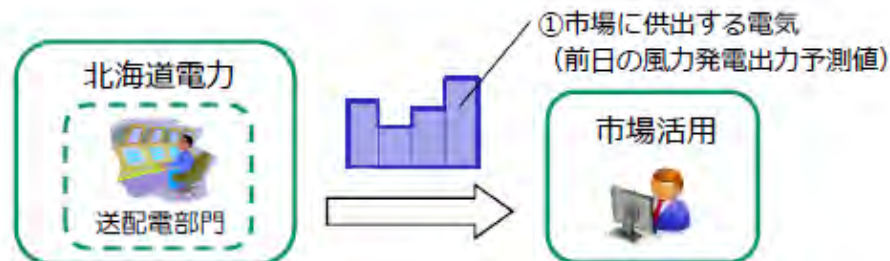
○実証試験のための調整力調達の考え方（１）

- 風力発電出力予測値（30分値）に基づいて、前日スポット市場に供出（①）、風力発電を北海道電力（送配電部門）が買取（②）。市場に供出する電気と実需給の風力発電出力の差分を北海道電力が調整
- 北海道電力は調整力不足に対応するため、地域間連系線を介して東京電力PGから調整力（長周期変動）を調達（③）

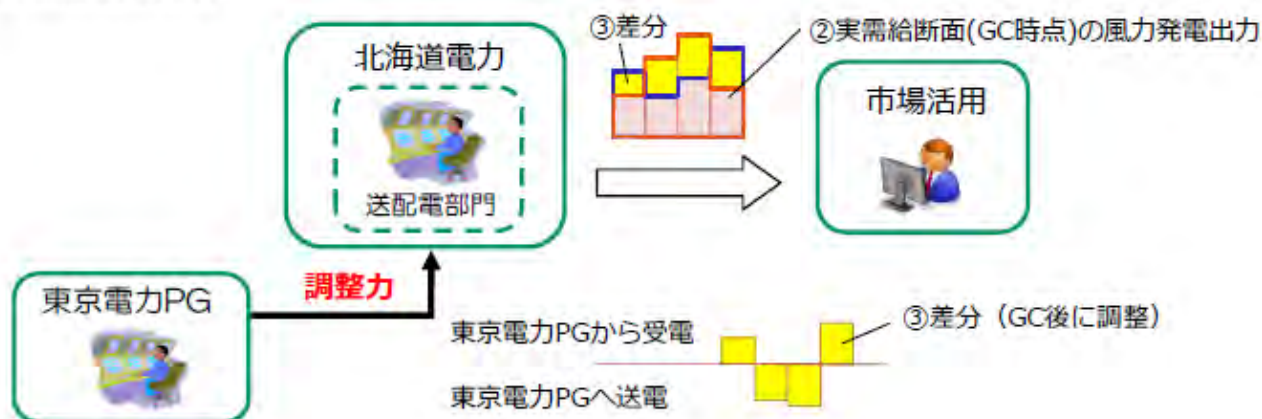




<前日断面>



<実需給断面>



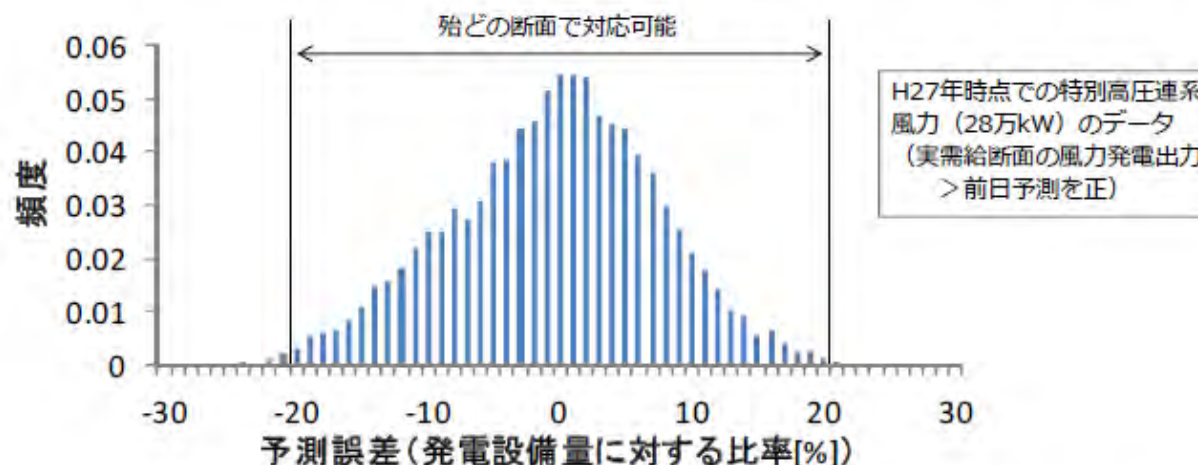


○実証試験のための調整力調達の考え方（２）

- 実証試験においては、風力発電の長周期変動に相当する電力に対して、東京電力PGから調整力を調達して北海道エリアにおける風力発電導入拡大を検証
- 調整力調達のための枠（調整力枠）は、過去実績から風力発電予測誤差20%に対応できる量を設定

調整力枠＝風力発電予測誤差20%※×連系量

※ 風力発電連系量に対する予測誤差の割合。実証試験を通して、必要な調整力枠を検証する





○実証試験における検討・確認項目

	項目	内容
①	地域間連系線の効率的な利用方策の検討	・ 風力発電出力予測等に応じて、実際に使用した調整力の量を確認しながら、必要な調整力枠を検証
②	風力発電の導入拡大に伴う系統影響の確認	・ 20万kWの追加導入による平滑化効果や系統周波数に与える影響を確認
③	風力発電の出力制御技術の確認	・ 地域間連系線の停止などによって北海道エリアの調整力が不足する場合、出力上限値を定めることにより、風力発電出力を制御 ・ 風力発電所の出力制御の動作状況や風力発電の発電量に与える影響を確認

論点2: マーシンの設定の影響とマーシンの必要性・量

17

マーシンの設定のスポット市場への影響とマーシンの必要性・量について

- 関係一般送配電事業者の提案通りのマーシンをスポット市場の前に設定すると、スポット市場には、以下の影響が考えられる。
 - 逆方向: 現状では、北本の逆方向(北海道向き)は約7割の断面で分断が発生しており、更にマーシンを設定すれば、分断の頻度が増加する可能性も考えられる。ただし、北海道エリアにおいて限界費用の安い風力発電がスポット市場に売入札されることで、(本州側の電源構成にも依存するが)順方向(南向き)の潮流が増加し、逆方向の分断の頻度は減少する可能性も考えられる。
 - 順方向: 北海道エリアの再エネ電源の導入が更に進展した場合には、(本州側の電源構成にも依存するが)順方向(南向き)の潮流が増加し、今回設定する順方向(本州向き)のマーシンの要因となってくる可能性も考えられる。^{※1}
- 上記の影響が出る可能性はあるものの、国の第9回系統ワーキンググループにおいて、「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。」とされていることを踏まえ、提案通りのマーシンの必要性・量を認めた上で^{※2}、実証試験を実施しつつ、上記影響が生じた場合の対応についての検討を進めることとしてはどうか。

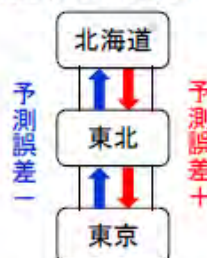
※1: 東北東京間連系線の順方向(東京向き)の混雑の可能性も考えられる。

※2: 2017年度のマーシンの設定方法については、論点3

【一般送配電事業者の提案内容】

設定する連系線: 北海道本州間連系設備
 設定する方向: 順逆双方向
 設定する量: 風力発電設備量の20%

【調整力の送受電イメージ】

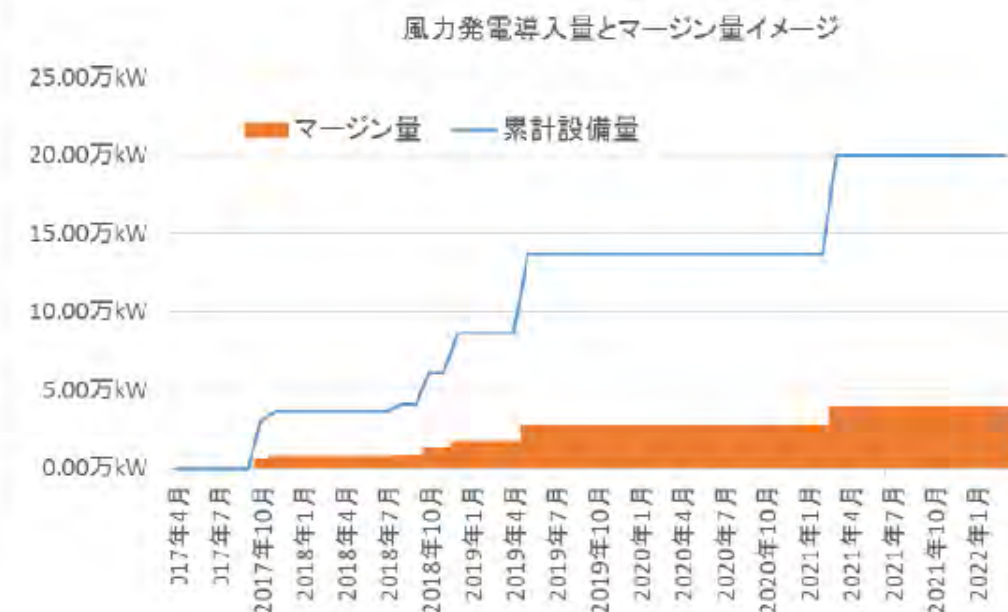


論点2: マーシンの必要性・量について

- 前回の議論では、実証試験にかかるマーシンのとして、関係一般送配電事業者の提案通りの量をスポット市場の前の段階で設定することに特に反対のご意見は無かった。
 - ただし、マーシンの設定量を減少できるケースでは、マーシンの減少を検討するべきというご意見があった。
- 関係一般送配電事業者の 提案通りのマーシンの必要性・量を認めた上で※1、マーシンの設定量を減少できるケースでは、マーシンの減少を検討※2することによいか。

※1: 2017年度のマーシンの設定方法については、論点3

※2: マーシンの減少の検討は、追加論点として後述。



出典: 北海道電力株式会社へのヒアリング

【広域機関追記】

・関係一般送配電事業者から提案されたマーシンの量は、「連系量×20%」、設定箇所は、「北海道本州間連系設備、東北東京間連系線双方向」

※ 風力発電の導入スケジュールは現時点の予定であり、変更になる可能性がある。

※ 具体的なマーシンの設定量、時期等は、マーシンの検討会で検討するが、仮に累計出力の20%とし、0.1万kW単位に切り上げた場合のマーシンの量を示している。

※ 6.35万kWについては追加募集を実施している。追加募集枠については、原則として2021年3月末日までに連系開始できることが条件となっていることから、仮に2021年3月に導入されるとしてグラフ化している。

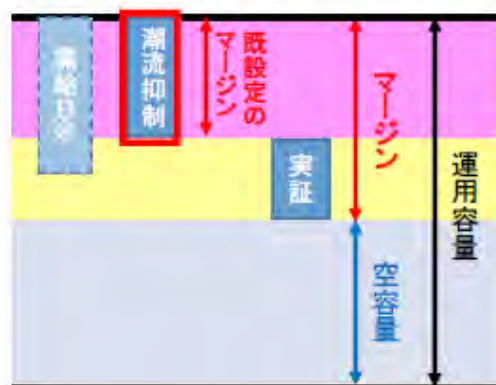
論点1: 実証試験にかかるマーヅンの設定方法

3

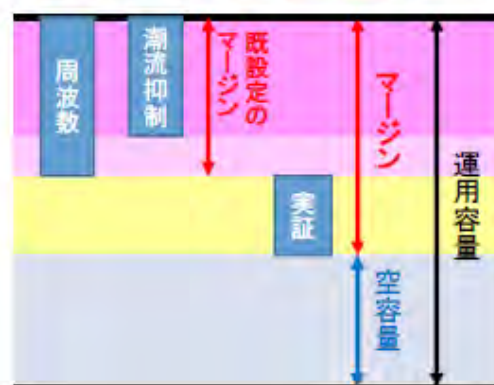
- 前回の議論では、実証試験にかかるマーヅンは、実証試験以外の目的で設定しているマーヅンに加算して設定する事務局の提案に賛同するご意見が大勢であった。

→ 北海道風力実証試験にかかるマーヅンについては、(論点2で必要性を認める場合は)実証試験以外の目的で設定しているマーヅンに加算して設定することによいか。

【実証試験にかかるマーヅンの設定(案)】

(北海道本州間連系設備 順方向 イメージ)

※東京エリア内予備力見合いで実需給断面に向けて減少し、通常は、0となっているため、このイメージでは考慮していない。

(北海道本州間連系設備 逆方向 イメージ)

※北海道本州間連系設備(順・逆方向)の場合のイメージで記載している。
東北東京間連系線は、上図とは異なる区分のマーヅンを設定している。

(凡例)

実証	実証試験にかかるマーヅン必要量
周波数	区分B1マーヅン必要量
潮流抑制	区分C1マーヅン必要量

(余白)

(参考) 現時点の北海道エリアへの風力導入拡大スキームにおけるマージンの設定による電力取引上の経済的損失額の試算結果

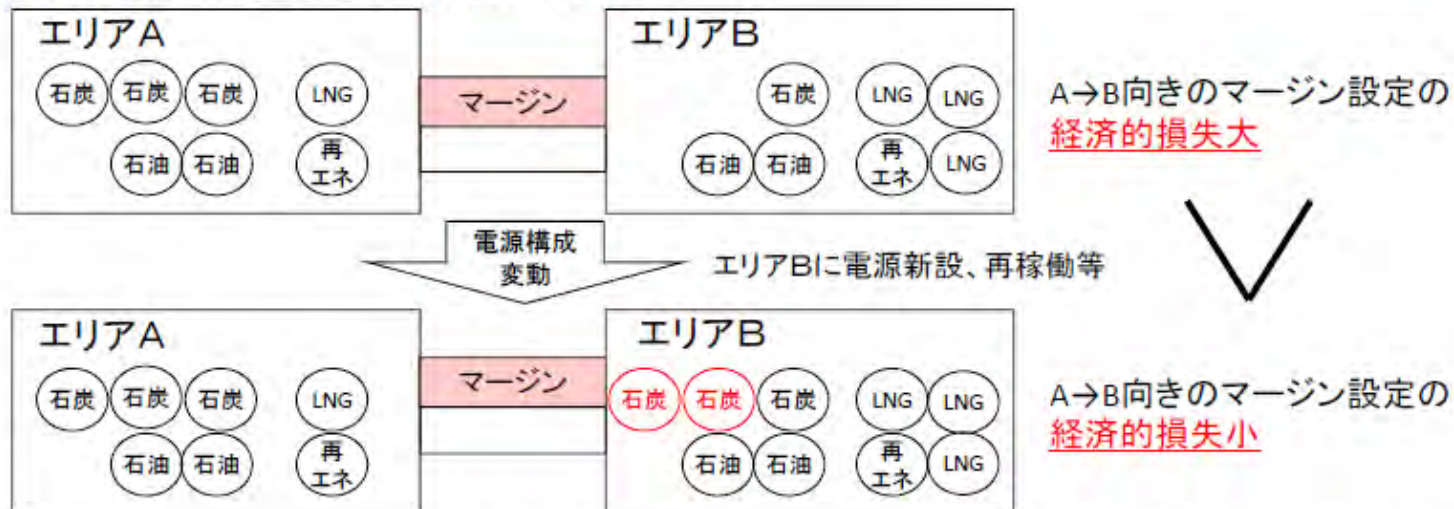
(参考) 広域メリットオーダーシミュレーションの評価内容と位置づけについて

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーションの評価の内容、位置づけについて

19

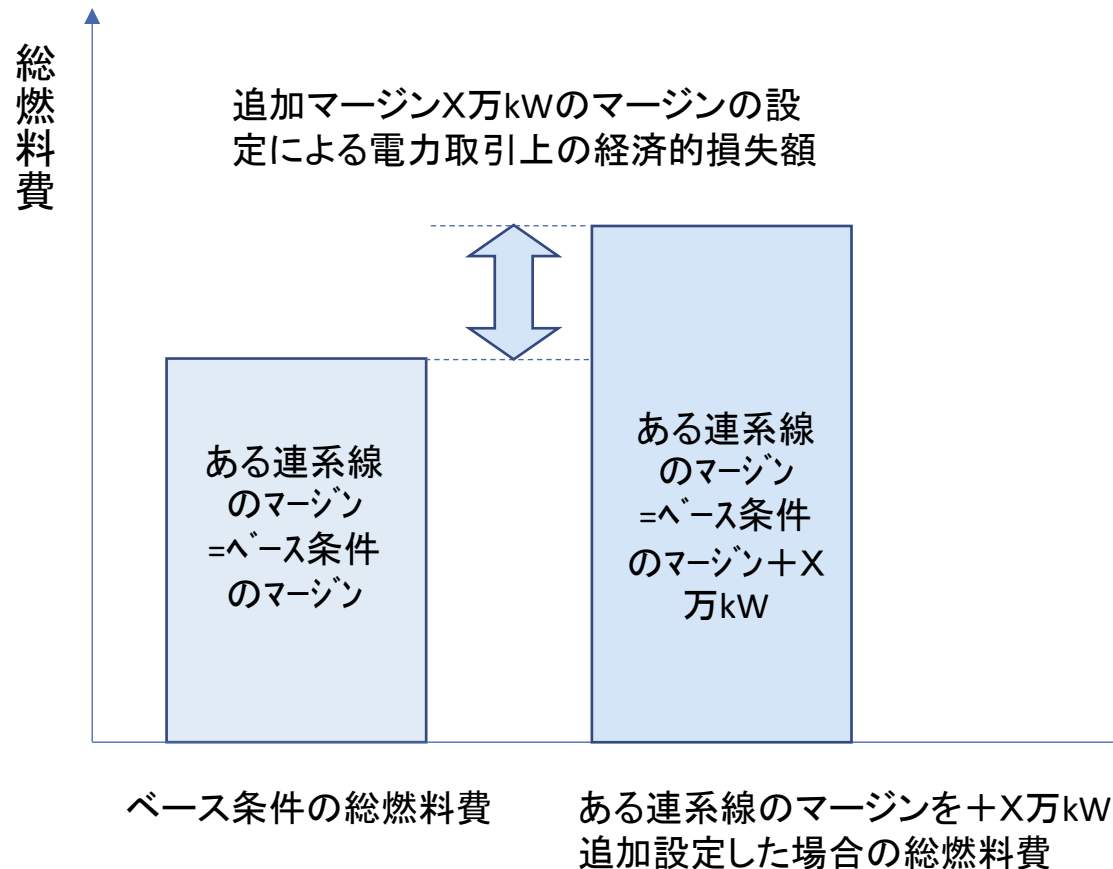
- 広域メリットオーダー※シミュレーションは、エリア毎の需要、エリア毎の電源構成、各連系線運用容量、各連系線マージン等の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費と、別の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費の差分を評価するものである。
- 従って、東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンの検討に、広域メリットオーダーシミュレーションを採用し、一定の結論を得た場合でも、前提条件(電源構成等)が変化した場合、再評価を実施する必要がある。
- 実需給断面のマージンの検討であり、長期断面でマージンを確保している限り、将来的に柔軟に上下することが可能であるため、電源構成については、直近の電源構成で検討する。

【電源構成の変化と評価結果の変動の関係イメージ】



※広域メリットオーダー：事業者やエリアの枠を超えて、相対的に価格競争力のある電源から順番に使用することで、発電の最適化を図る。

- ベースとする状態の総燃料費とある連系線のマージンを+X万kW追加設定した場合の総燃料費の差分をマージン追加設定分のマージンの設定による電力取引上の経済的損失額として算出。



(参考) 広域メルिटオーダーシミュレーション結果 (1) …北海道本州間連系設備順方向評価

- 北海道本州間連系設備順方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。
- ⇒ 北海道本州間連系設備順方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約0.75億円、増強後約0.27億円※。
- ※マージン+10万kWの経済的損失額を10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額	
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	0(基準値)	0(基準値)
+1万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	0.657	0.221
+2万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	1.332	0.452
+3万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	2.028	0.692
+4万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	2.740	0.946
+5万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	3.472	1.212
+6万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	4.227	1.487
+7万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	5.008	1.776
+8万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	5.812	2.074
+9万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	6.637	2.389
+10万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	7.486	2.716

単位: 億円/年

【留意事項】

- 取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。
(考慮が難しい。)
- メルिटオーダーの運用ができていない場合は、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。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (2) …北海道本州間連系設備逆方向評価

■ 北海道本州間連系設備逆方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。

⇒ 北海道本州間連系設備逆方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約3.45億円、増強後約2.21億円※。

※マージン+10万kWの経済的損失額を10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額	
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	0(基準値)	0(基準値)
+0万kW	+1万kW	+0万kW	+0万kW	3.224	2.051
+0万kW	+2万kW	+0万kW	+0万kW	6.492	4.131
+0万kW	+3万kW	+0万kW	+0万kW	9.807	6.248
+0万kW	+4万kW	+0万kW	+0万kW	13.173	8.407
+0万kW	+5万kW	+0万kW	+0万kW	16.597	10.603
+0万kW	+6万kW	+0万kW	+0万kW	20.070	12.834
+0万kW	+7万kW	+0万kW	+0万kW	23.594	15.102
+0万kW	+8万kW	+0万kW	+0万kW	27.162	17.406
+0万kW	+9万kW	+0万kW	+0万kW	30.789	19.751
+0万kW	+10万kW	+0万kW	+0万kW	34.471	22.129

単位: 億円/年

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。
(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、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。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

(参考) 広域メルिटオーダーシミュレーション結果 (3) …東北東京間連系線順方向評価

- 東北東京間連系線順方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。
- ⇒ 東北東京間連系線順方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約0.55億円、増強後約0.54億円※。
- ※マージン+10万kWの経済的損失額を10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額	
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	0(基準値)	0(基準値)
+0万kW	+0万kW	+1万kW	+0万kW	0.518	0.509
+0万kW	+0万kW	+2万kW	+0万kW	1.042	1.021
+0万kW	+0万kW	+3万kW	+0万kW	1.575	1.540
+0万kW	+0万kW	+4万kW	+0万kW	2.115	2.065
+0万kW	+0万kW	+5万kW	+0万kW	2.663	2.596
+0万kW	+0万kW	+6万kW	+0万kW	3.219	3.135
+0万kW	+0万kW	+7万kW	+0万kW	3.781	3.683
+0万kW	+0万kW	+8万kW	+0万kW	4.348	4.239
+0万kW	+0万kW	+9万kW	+0万kW	4.921	4.801
+0万kW	+0万kW	+10万kW	+0万kW	5.499	5.370

単位: 億円/年

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。
(考慮が難しい。)
- ・メルिटオーダーの運用ができていない場合は、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。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

(参考) 広域メリットオーダーシミュレーション結果 (4) …東北東京間連系線逆方向評価

- 東北東京間連系線逆方向にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。
⇒ 東北東京間連系線逆方向のマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額はない。(空容量が十分にある)

追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額	
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	0(基準値)	0(基準値)
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+1万kW	0.000	0.000
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+2万kW	0.000	0.000
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+3万kW	0.000	0.000
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+4万kW	0.000	0.000
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+5万kW	0.000	0.000
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+6万kW	0.000	0.000
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+7万kW	0.000	0.000
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+8万kW	0.000	0.000
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+9万kW	0.000	0.000
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+10万kW	0.000	0.000

単位: 億円/年

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。
(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、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。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

- 北海道本州間連系設備双方向及び東北東京間連系線双方向に同時にマージンを追加設定することによる電力取引上の経済的損失額を算出した。

⇒北海道本州間連系設備双方向、東北東京間連系線双方向に同時にマージンを追加設定することより発生する可能性がある電力取引上の経済的損失額は、マージンを1万kW増やす毎に増強前約4.75億円、増強後約3.03億円※。

※マージン+10万kWの経済的損失額を10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

単位: 億円/年

追加マージン (北海道本州間連系設備)		追加マージン (東北東京間連系線)		経済的損失額		(参考)各連系線方向毎の 評価分を単純に加算した経済的損失額(増強前)
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後	
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	0(基準値)	0(基準値)	0(基準値)
+1万kW	+1万kW	+1万kW	+1万kW	4.400	2.780	4.39894
+2万kW	+2万kW	+2万kW	+2万kW	8.870	5.606	8.866063
+3万kW	+3万kW	+3万kW	+3万kW	13.421	8.484	13.41041
+4万kW	+4万kW	+4万kW	+4万kW	18.044	11.421	18.02772
+5万kW	+5万kW	+5万kW	+5万kW	22.750	14.417	22.73292
+6万kW	+6万kW	+6万kW	+6万kW	27.533	17.469	27.51635
+7万kW	+7万kW	+7万kW	+7万kW	32.400	20.577	32.38298
+8万kW	+8万kW	+8万kW	+8万kW	37.342	23.742	37.32213
+9万kW	+9万kW	+9万kW	+9万kW	42.375	26.969	42.34713
+10万kW	+10万kW	+10万kW	+10万kW	47.502	30.251	47.45657

⇒各連系線方向毎の評価を
組み合わせた評価が可能

(例: 北本順方向1万kW + 東北東京順方向1万kWを追加設定した評価は、北本順方向1万kWを追加設定した評価結果 + 東北東京1万kWを追加設定した評価結果を加算することで評価できる。)

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)
- ・メリットオーダーの運用ができていない場合は、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。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※北海道風力実証試験が全機連系されると4万kWのマージンを設定することになる。

(参考) 広域メルिटオーダーシミュレーション結果 (6)
北海道本州間連系設備順方向マージン減少の評価

■ 北海道本州間連系設備順方向のマージンを減少することによる電力取引上の経済的メルिटを算出した。

⇒ 北海道本州間連系設備順方向のマージンを減少することより発生する可能性がある電力取引上の経済的メルिटは、マージンを1万kW減らす毎に増強前約0.56億円、増強後約0.17億円※。

※マージン-10万kWの経済的メルिटを10で割って単価を算出している。実際の単価は、初期値に依存することに留意が必要。

減少マージン (北海道本州間連系設備)		減少マージン (東北東京間連系線)		経済的メルिट	
順方向	逆方向	順方向	逆方向	増強前	増強後
+0万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	0(基準値)	0(基準値)
-1万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	0.640	0.209
-2万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	1.263	0.409
-3万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	1.868	0.603
-4万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	2.456	0.788
-5万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	3.026	0.962
-6万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	3.576	1.126
-7万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	4.110	1.280
-8万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	4.625	1.426
-9万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	5.126	1.563
-10万kW	+0万kW	+0万kW	+0万kW	5.610	1.693

単位: 億円/年

【留意事項】

- ・取引活性化で、競争が進展する等の間接的な利益額は評価できていない。
(考慮が難しい。)
- ・メルिटオーダーの運用ができていない場合は、経済的利益額は小さくなる。
- ・電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的利益額も変化する。

※基準ケースにおいて、北海道風力実証試験のマージンは、考慮していない。

※マージンの減少を評価しているため、経済的損失額ではなく経済的メルिटとしている。