

- 第6回小委員会での審議結果を受け、以下のとおり反映
 - ・「アデカシーの観点からの効果」の説明文を修正(P.27)
 - ・費用対便益結果の内訳データを追加(P.39、P.40)
- 第6回小委員会後、事務局にて以下を修正
 - ・費用便益評価における現在価値の換算式(P.46)

北本の更なる増強等の検討

2019年4月26日

電力レジリエンス等に関する小委員会 事務局

	今後のスケジュール	2018年度					来春	備考	
国	電力・ガス基本政策小委/ 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会 (電力レジリエンスワーキンググループ、制度検討作業部会(TF)他 含む)	11/27 対策とりまとめ	脱炭素化社会に向けた 電力レジリエンス小委員会		2/21 第1回	3/26 第2回	6月※ 一定の結論	※ 未定	
		TF 12/18 第27回	1/30 第28回	2/28 第29回	3/19 第30回	4/22 第31回			
	広域系統整備委	12/4 小委設置・計画策定プロセス開始	1/25	3/8	4/19				
	調整力等委	12/7 小委設置	2/19	3/20	4/19				
	需給調整市場検討小委		1/24	3/5	3/28	4/25		需給調整市場の構築	
	容量市場検討会	12/17	2/6		4/23			容量市場の早期開設	
	電力レジリエンス小委	12/18 第1回	1/22 第2回	2/22 第3回	3/5 第4回	3/27 第5回	4/26 (今回)	5月まで※1 一定の結論※2	※1 未定 ※2 検討事項毎に議決
広域 機 関	①北本の更なる増強等の検討	12/18 進め方の提示・増強規模等	増強工事の具体化 (1/2)		増強工事の具体化 (2/2)	増強により得られる効果の考え方 ・効果の定量化			
		(工事費・工期の算定)		(シミュレーションによる効果の確認)					
	②更なる供給力等の対応力確保策の検討	12/18 進め方の提示	1月	2月	3月	4月			
	・調整力公募における調整力の必要量の見直し等 ・容量市場(早期開設や取引される供給力の範囲拡大 等)の検討 等	各エリア供給信頼度 ・厳気象対応(1/2) ・適用時期、需給検証の考え方		・再IT導入	・BS電源 ・厳気象対応(2/2) ・稀頻度リスク(1/2)	・稀頻度リスク(2/2) ・費用負担の在り方			
	③レジリエンスと再エネ拡大の両立に資する地域 間連系線等の増強・活用拡大策等の検討	12/18 需給調整市場に関する 検討状況を報告	地域間連系線等の増強・活用拡大策 に係る検討の方向性				需給調整市場検討小委 員会にて「需給調整市場」 の構築の着実な実施に向け 継続検討		
④太陽光・風力発電設備の周波数変動に伴う 解列の整定値等の見直し	12/18 進め方の提示	1月	現状報告等		4月	課題整理、対策の方向性策定			
⑤停電コストの技術的な精査	12/18 進め方の提示			3月	4月	停電コストの精査			

- 本小委員会は「北本の更なる増強等の検討」について、国の電力レジリエンスワーキンググループにおいて提示された検討事項について技術的な検討を行うことが求められている。
- 本日は、前回お示したルートや増強規模等、具体化した案について、シミュレーション結果等に基づく増強の効果を確認したので、ご議論いただきたい。

第1回 電力レジリエンス等に関する小委員会 資料3-2

電力レジリエンスワーキンググループからタスクアウトされた検討項目

4

タスクアウトされた検討項目

① 北本の更なる増強等の検討

- ・ 新北本連系線整備後（合計連系容量60万kWから90万kWに増強後）の更なる増強については、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、来春までを目途に具体化
- ・ 現在の北本連系線の自励式への転換の是非

本小委員会の役割と国における検討状況について

- 国では電力ネットワーク改革に関し「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会」において、「ネットワーク形成の在り方」等に関する検討を開始。

第2回 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会 資料1

電力ネットワーク改革にあたっての基本的視座（案）

基本的な考え方

- 「**脱炭素化社会**」と「**安定供給強化**」を「**発電+NWのトータルコスト最小化**」で実現し、「**国民負担を抑制**」
- これまでのシステム改革の流れやグローバルな潮流、テクノロジーの進展も踏まえ、**NWを取り巻く構造的変化に対応した方向性**を追求
- **市場の機能を最大限活用**し、各プレイヤーが必要とされる役割と規律をもって参画するNWシステムを構築

構造的変化

① **再エネ主力電源化**
⇒ C&Mとともに系統増強も必要
⇒ 地域偏在性の高まり

② **レジリエンス強化**
⇒ 送電広域化
⇒ 災害からの早期復旧

③ **設備の老朽化**
⇒ 更新投資の必要性

④ **デジタル化の進展**
⇒ 配電：分散リソースの制御
⇒ 電気の流れが双方向化

⑤ **需要見通しが不透明化**
⇒ 投資の予見可能性低下

+

システム改革（発送電分離）

NWの事業特性

今後の方向性（案）

① NW形成・運用の考え方の転換

分散リソース含め、発電・需要双方でプレイヤーが多様化
⇒ プレイヤー特性に応じた「**プッシュ型**」での計画的NW形成
⇒ 国民負担や安定供給とバランスを取るため**一定の規律も必要**

② NW形成のための投資環境の整備

投資の予見可能性が低下する一方、再エネ主力電源化、レジリエンス、老朽化、デジタル化等、様々なニーズへの対応が必要
⇒ **国民負担の抑制とNW投資促進を両立**する制度の構築
⇒ 再エネ対応等の**負担の地域偏在性に対応**したシステムへ転換

③ NW事業の「価値」等が次世代型への転換

分散リソースが普及し、電気の流れが双方向化
： NW事業の「価値」が「**kWh**」から「**kW**」や「**ΔkW**」に転換
： 「広域化する送電網」と「分散化する配電網」の**機能分化**
： 外部リソースをNWに取り込むことで**更なるコスト低減が可能**
⇒ これらのデジタル化による**変革と親和的な制度**へと転換

本小委での主要論点

① NW形成の在り方

- ・ 新たなNW形成ルールを検討
- ・ **北本等の個別の連系線**

② 費用負担の在り方

- ・ 系統形成のための費用負担ルール
- ・ **北本等の個別の連系線の費用負担**

③ 託送制度の在り方

- ・ 国民負担の抑制とNW投資促進を両立する託送制度

④ 次世代型への転換に対応した制度の在り方

- ・ デジタル化や機能分化といった変革に対応した制度・システム

⑤ 災害対応の在り方

- ・ 災害時の役割分担
- ・ その他レジリエンスWGでの議論事項

- 北本連系線の増強については本小委員会の検討を踏まえて、「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会」において検討を行うこととしている。

第2回 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会 資料1

「系統形成の在り方」に係る検討の進め方・論点（案）

- 再生可能エネルギーの大量導入、レジリエンスの強化、老朽化等に対応して、**「次世代型の系統形成」を進展**させることが必要。この際、これまで取組を進めてきた**コネクト&マネージ等の系統活用の手法を適用**させることで、系統に対する**投資の費用対効果を最大化**させることも重要。
- 「次世代型の系統形成」を検討にあたっては、例えば下記の論点についても念頭に置くことが必要。
 - ✓ **洋上風力発電のように立地制約がある**ため計画・開発の初期段階では事業化の予見性を担保しにくい電源の**計画的な導入**
 - ✓ 老朽化対策を行う際に、**無電柱化といった災害に強いインフラへの転換を推進**
 - ✓ EV普及に伴う**急速充電ステーションの設置**や大規模な電力需要を持つ**データセンターの設置等、新たな電力需要への対応**
 - ✓ 住宅用太陽光の普及等に伴い、**電気の流れの双方向化にも対応**した系統形成
- **接続されるプレーヤーや系統形成ニーズの多様化**が進展する中、これらのニーズに対応しつつ効率的な系統投資を行うための**系統形成ルールの在り方を検討すべきではないか**。この際、国民負担や安定供給とバランスを取るための**規律の在り方についても検討が必要ではないか**。
- こういった一般的なルールの在り方に加えて、**北本連系線の増強について、電力広域機関での技術的検討を踏まえ、本小委員会において方向性を御議論いただきたい。**

- 同小委員会では費用負担の在り方についても検討を行うこととしている。

第2回 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会 資料1

「費用負担の在り方」に係る検討の進め方・論点（案）

- 「次世代型の系統形成」を進めるにあたっては、費用負担の在り方についても検討を深めることが必要。
- この際、その系統形成によって生まれる効果（安定供給強化、広域メリットオーダーによる取引活性化、再エネ大量導入への寄与の大きく3点が想定される）を踏まえた費用負担の在り方を検討することが必要ではないか。
- 加えて、第一回の小委で多くの委員から指摘のあった、再エネ主力電源化に伴って発生し得る費用負担の地域偏在性についても、その具体的な解消策について検討することが必要ではないか。
- また、発電事業者もNWコストを意識した事業展開を行うための費用負担の在り方として、電取委において検討が進められている「発電側基本料金等」についても、全体の議論の中に位置付けるべきではないか。
- 国民負担を抑制しつつ系統形成を進めるためには、例えば連系線制約によって生じている値差収入についても、その具体的な活用策を検討すべきではないか。

＜参 考＞ 検討の進め方について

①-2 北本の更なる増強等の検討（検討の進め方について）

12

（3） 本小委員会での審議内容及びスケジュール（案）

- 国の要請を踏まえ、広域機関では早急に北本連系設備の更なる増強について検討を行い、国に対して、増強ルートやその規模、増強によって得られる効果について提示する必要がある。
- 今後の検討の進め方については、以下のとおりとすることとしてはどうか。

○第1回（2018年12月18日）

- ・検討の対象とする増強ルート
- ・検討の対象とする増強規模
- ・北本連系設備の増強効果検討の視点

～～工期・工事費の算定～～

○年明け（1月～2月頃）

- ・増強工事の具体化（工事費、工期）
- ・増強により得られる効果の考え方

～～シミュレーション等による効果の確認～～

○来春

- ・増強により得られる効果の定量化

1. 信頼度面からの増強の必要性について

- 信頼度面(アデカシー、セキュリティ)から北本の更なる増強の必要性がないか

2. 増強により得られる効果について

- 北本の更なる増強による I 広域的取引、II アデカシー、III セキュリティ、IV その他による効果はどの程度か

3. 旧北本変換器の自励式化について

- 旧北本連系設備の自励式化の是非について

4. まとめ

<本資料における用語の略称>

- ①北本連系設備(②、③の総称) ⇒北本
- ②旧北本連系設備(60万kW) ⇒旧北本
- ③新北本連系設備(30万kW) ⇒新北本
- ④新々北本連系設備 ⇒新々北本
- 電源接続案件募集プロセス⇒募集プロセス
- (開) : 開閉所
- (変) : 変電所

1. 信頼度面からの増強の必要性について

- 信頼度面(アデカシー、セキュリティ)から北本の更なる増強の必要性がないか

2. 増強により得られる効果について

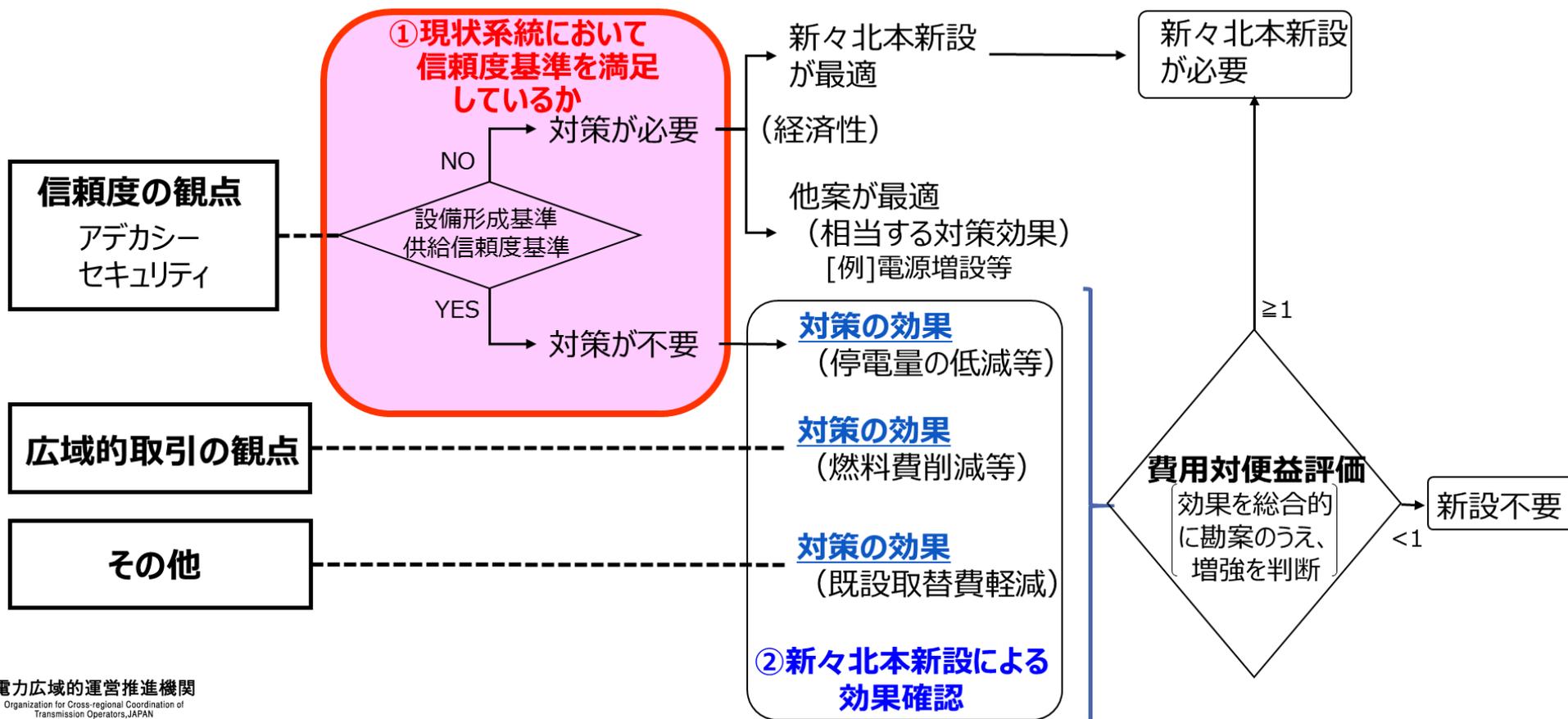
- 北本の更なる増強による I 広域的取引、II アデカシー、III セキュリティ、IV その他による効果はどの程度か

3. 旧北本変換器の自励式化について

- 旧北本連系設備の自励式化の是非について

4. まとめ

- 対策の必要性、増強の効果の確認については、以下のとおり整理できる。
- まず、現状システムで設備形成基準や供給信頼度基準を満足しているかを確認する。対策が必要な場合で、新々北本新設が最適であれば、費用対効果に関わらず増強実施を判断。【①信頼度基準】
- 信頼度基準は満たしているが、更なる増強により広域的取引拡大等の効果があるものについては、他の効果とあわせて総合的に評価する。【②効果の確認】



- 2019年度供給計画における需給バランス評価結果から、自エリア供給力のみで必要予備率8%以上を確保している。(表1)
- ただし、北海道エリアにおいては、その特殊性に鑑み、厳気象や稀頻度リスクに備え冬季の必要供給力を積み増しており、新北本(30万kW)運開後600万kWと想定した場合、各年度における必要供給予備率に換算すると約21%となる見込み。
- 当面の間、電源の停止作業の調整も含め、さまざまな対策により、必要予備力を確保する必要があるが、仮にこのような高い予備率を確保する必要があったとしても、新々北本の増強による効果が最短で期待される2026年以降の予備率では十分な予備力が確保されている。
- したがって、**アデカシーの観点から、北本の更なる増強が不可欠とはならない。**

表1：2019～2028年度（1月18時）の予備率（連系線活用前）

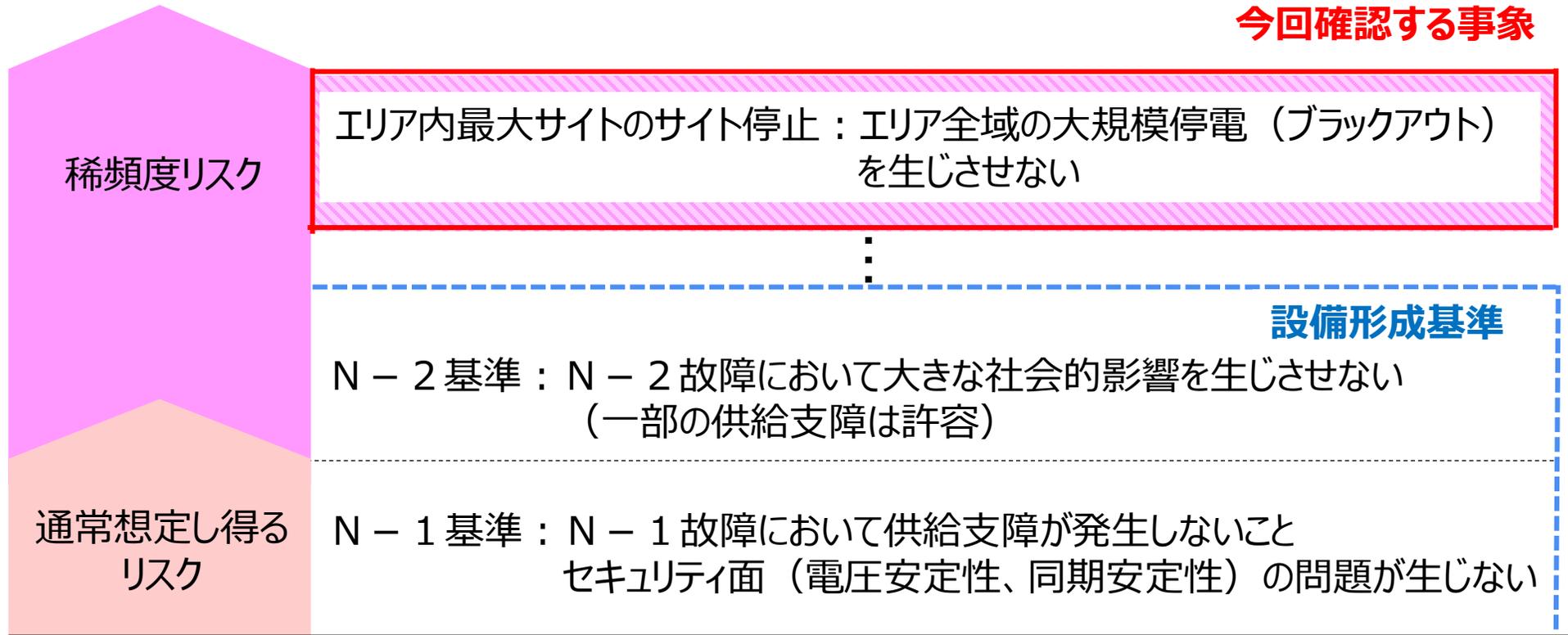
[出典] 2019供給計画とりまとめ2019.3.29

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	19.6%	20.1%	14.7%	16.5%	16.8%	17.0%	17.1%	27.2%	27.2%	27.2%

新々北本30万kW新設案(地内増強なし)における最短での運開時期※（計画策定プロセス+対策工期）

1. セキュリティの観点からの増強の必要性について (対策の必要性を判断する基準)

- 国の電力レジリエンスWGにおいては、社会的影響や地震等が発生しやすい我が国の特殊性を踏まえ、大型電源サイト脱落等によるブラックアウトは極力回避すべきとされた。
- これを踏まえ、今回対策の必要性を判断する事象としては、以下のとおり大型電源 1 サイト停止によりブラックアウトを生じさせないことを確認する。
- なお、対策工事が過大となる場合は費用対効果も勘案のうえ判断する。



1. セキュリティの観点からの増強の必要性について

- 北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会の最終報告書では、過酷な需要断面において大規模発電所が1サイト脱落した場合でも、周波数の低下速度（周波数変化率：df/dt要素）を考慮した周波数低下リレー※（UFR）等の運用対策を実施することで、ブラックアウトしないことが確認されている。 ※ 周波数が一定時間、一定周波数（『整定値』）以下となった場合、一定量の負荷（需要）を切り離す（停電させる）リレー
- したがって、セキュリティの観点から、北本の更なる増強が不可欠とはならない。

【対策前】

単位：MW

ケースNo.		②-1	②-2	②-3	②-4	
断面		深夜帯断面		再エネ出力高出力時断面		
		泊3台運転	泊2台運転	泊3台運転		
需要他	需要	3123	2507	2793	3438	
	揚水動力	0	0	422	422	
	北本(北海道へ送電分を正)	175	138	-645	0	
供給力	脱落対象電源	泊	2070	1491	2070	2070
		再エネ他	30	30	942	942
		小計	2100	1521	3012	3012
	非脱落電源	知内2号機	110	110	110	110
		石狩湾新港1号機	142	142	142	142
	その他	596	596	596	596	
	小計	848	848	848	848	
シミュレーション結果	結果	対策要 ^(注)	○	○	○	
	周波数最下点 (Hz)	45以下	47.41	47.68	47.44	
	UFR動作量	1305	1047	726	1436	
	UFR残量	580	466	960	639	
	北本AFC最大動作量 ^{※1}	680	717(762)	1317(744)	855(706)	
	北本潮流最終値	855	547	672	631	

(注)ブラックアウト回避策は別途検討。

※1 ()はマージン(単機最大脱落)

【対策後：周波数変化率(df/dt要素)の活用】

単位：MW



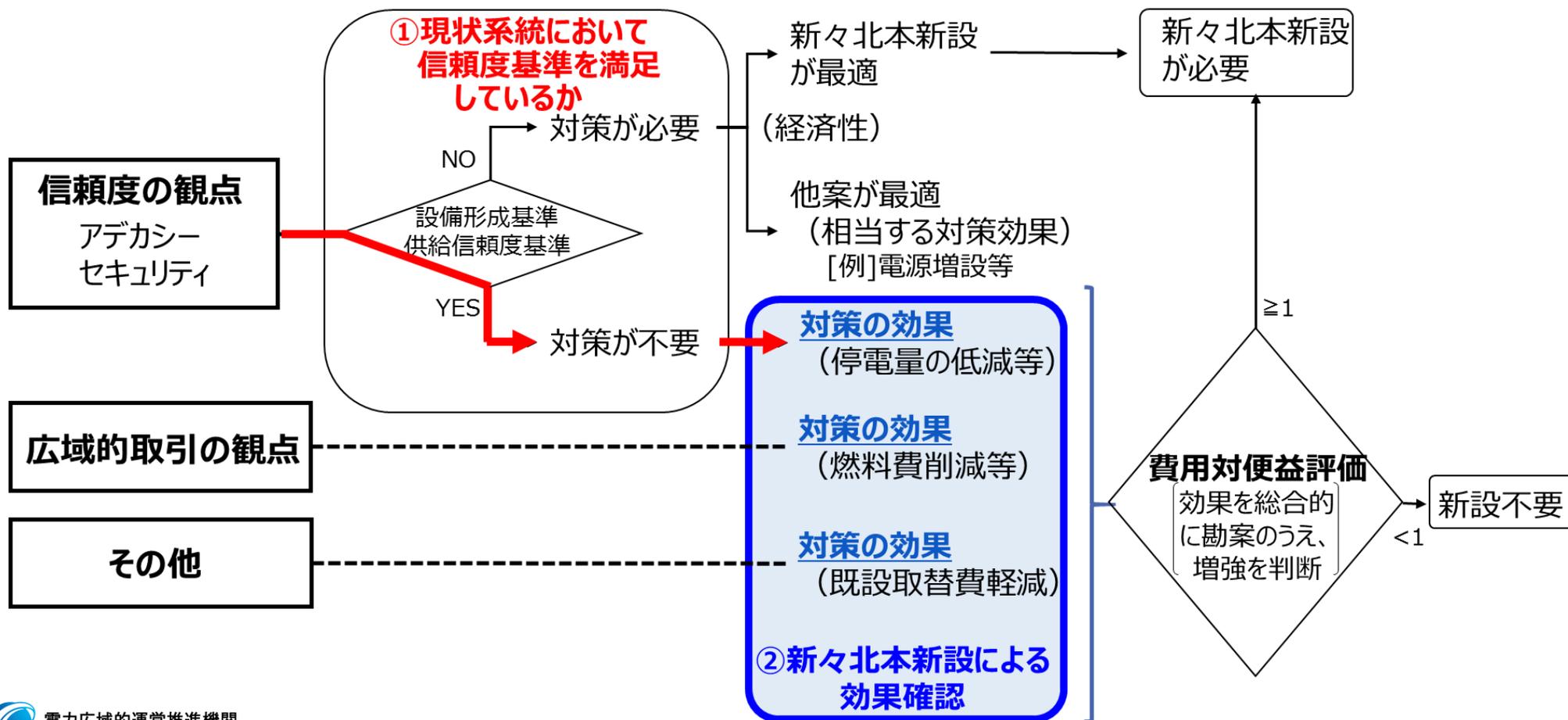
ケースNo.	②-1-a1	②-1-a2	
再発防止対策	df/dtを活用したUFR整定		
	UFR更新率20%	全UFR更新後	
シミュレーション結果	結果	○*	○
	周波数最下点 (Hz)	※2 46.65	47.26
	UFR動作量	1836	1732
	UFR残量	49	152
	北本AFC最大動作量 ^{※1}	680(725)	680(725)
	北本潮流最終値	357	451

※1 ()はマージン(単機最大脱落)

※2 47.0Hz以下であるが、火力発電所のUFR(47Hz-10秒)遮断なしでブラックアウトに至らないため、条件付き「○*」

第4回平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 資料1から抜粋

- アデカシーとセキュリティの観点からは、北本の更なる増強が不可欠とはならない。
- したがって、以降、広域的取引等の観点での新々北本新設による効果の確認を行う。
【②効果の確認】



1. 信頼度面からの増強の必要性について

- 信頼度面(アデカシー、セキュリティ)から北本の更なる増強の必要性がないか

2. 増強により得られる効果について

- 北本の更なる増強による I 広域的取引、II アデカシー、III セキュリティ、IV その他による効果はどの程度か

3. 旧北本変換器の自励式化について

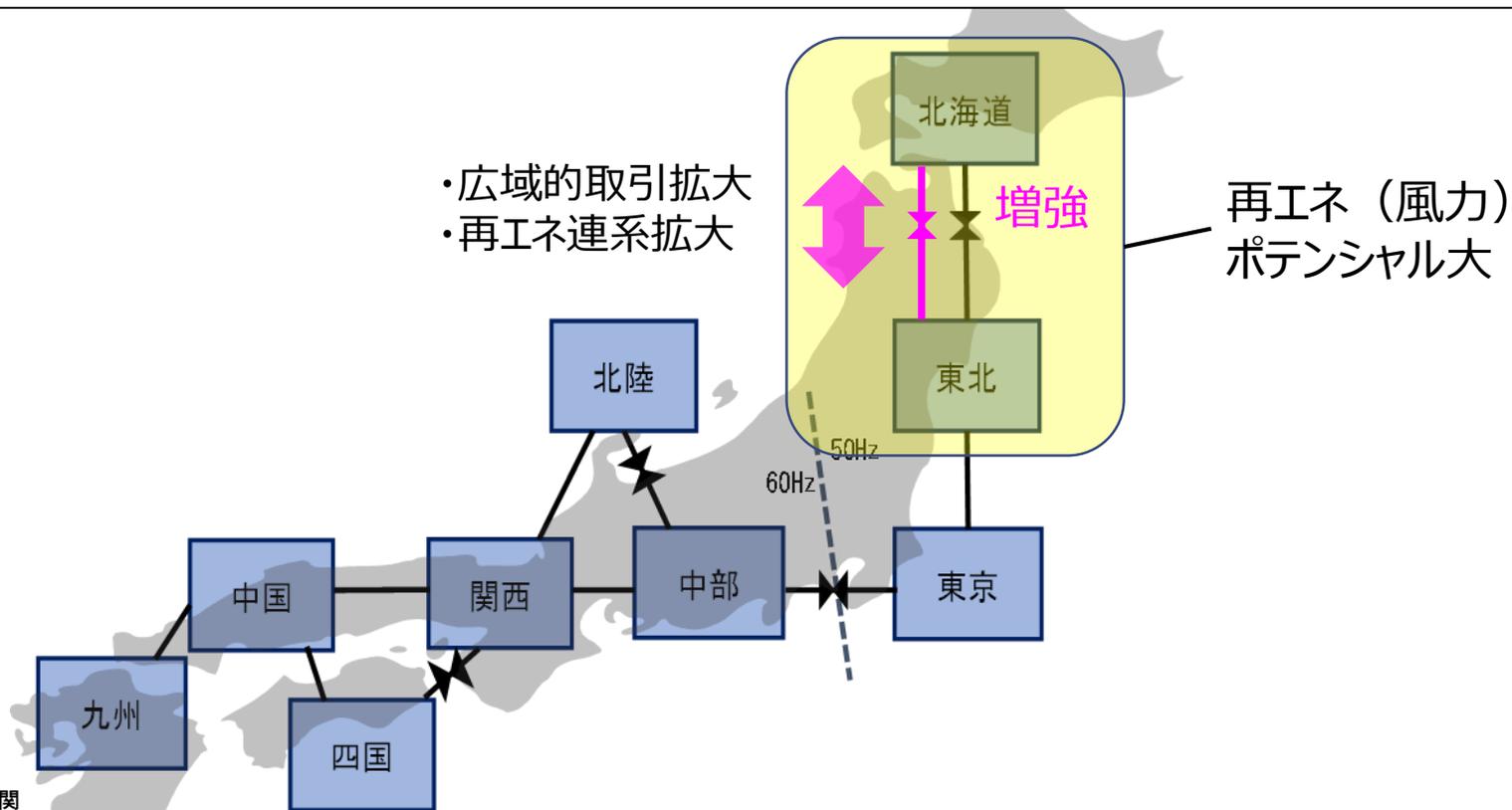
- 旧北本連系設備の自励式化の是非について

4. まとめ

■ 新々北本新設に伴う広域的取引拡大の観点からの効果は、広域系統整備委員会において取りまとめた費用対便益評価の手法に準拠し、主要な便益項目である**燃料費およびCO2対策費削減効果**により算出する。

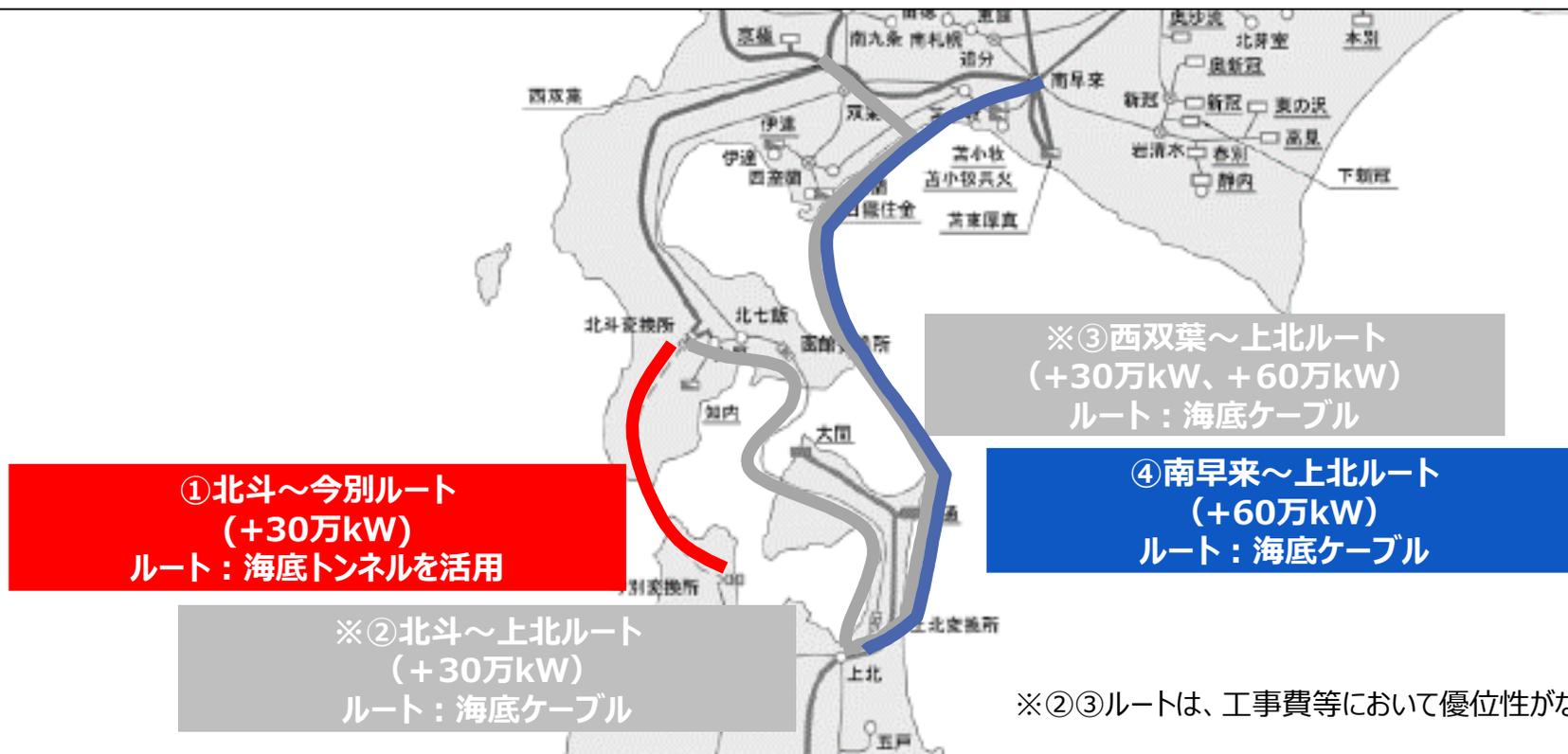
【燃料費削減効果】 広域メリットオーダーに基づいた連系線潮流シミュレーションにより、地域間連系線を増強した場合(With)と増強しない場合(Without)の総燃料費の差分を算出。

【CO2対策費削減効果】 燃種毎の発電量の差から、燃種毎の排出係数やCO2クレジット価格を用いて貨幣価値に換算し算出。



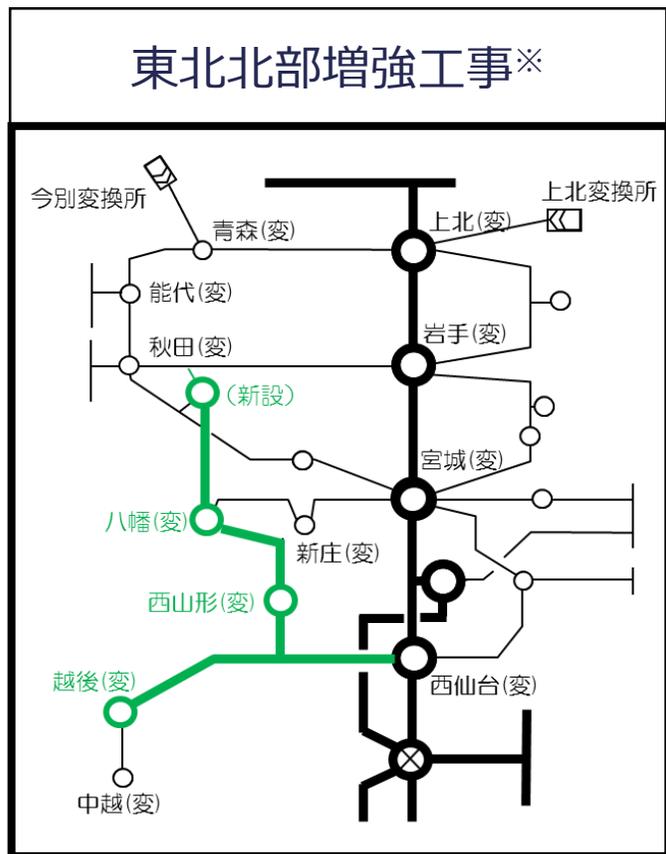
■ 新々北本新設による効果の確認を行うケースとしては、第5回小委員会で提示した以下の4案について評価する。

- ✓ +30万kW増強 ルート① 地内増強あり
- ✓ +30万kW増強 ルート① 地内増強なし（運用制約あり）
- ✓ +60万kW増強 ルート④ 地内増強あり
- ✓ +60万kW増強 ルート④ 地内増強なし（運用制約あり）

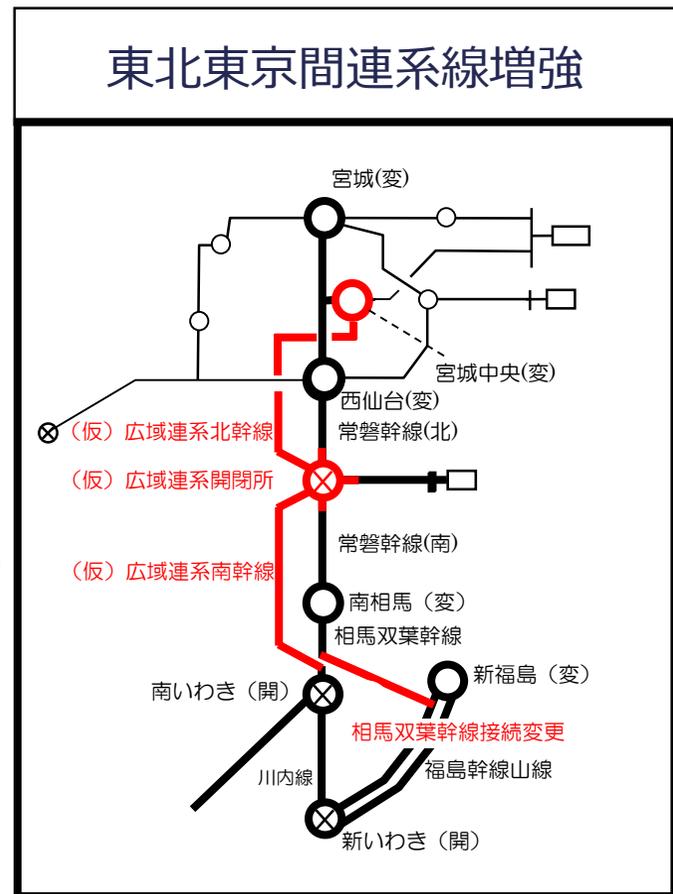
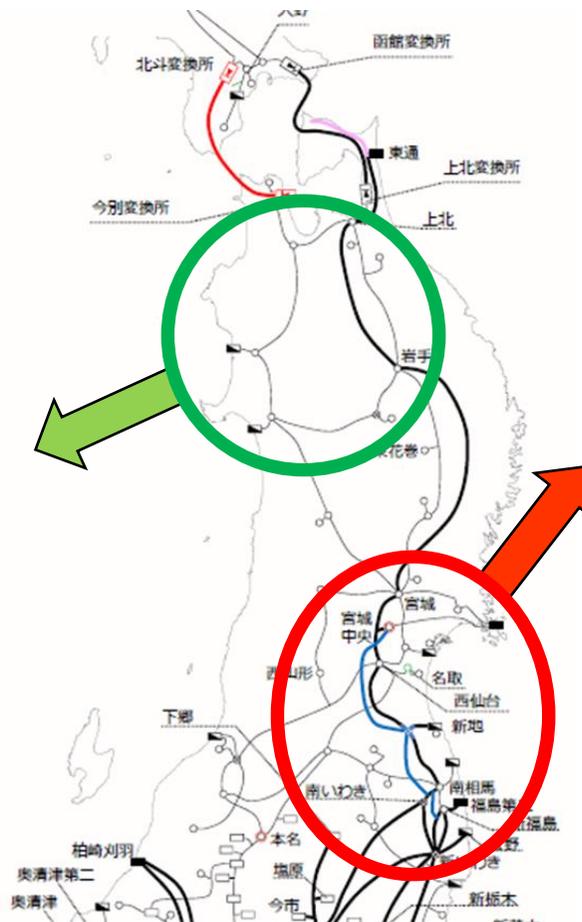


※②③ルートは、工事費等において優位性がないため除外

前提とする増強工事	説明
東北東京間連系線増強	電気供給事業者から提起を受け、計画策定プロセスで確認された系統増強工事
東北北部増強工事	募集プロセスによる系統増強工事



※ 募集プロセスで想定されている工事イメージ



- 費用対便益評価のベースシナリオは、2018年度供給計画の最終年度(2027年度)における全国の電源構成、需要を基本とする。
- 再エネと火力については、供給計画に加え、蓋然性の高い電源を考慮する。
- その他、利用率等は下表のとおり。

項目		設定内容
電源構成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備量：2018年度供給計画（2027年度） 東北エリア：東北東京連系線の費用便益評価における再エネ導入ケース。 北海道エリア：蓄電池募集プロセス（100万kW）等を含むポテンシャル量※ (※ P23を参照) ■ 利用率：2018年度供給計画（2027年度）の利用率ベース
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備量：既設設備（廃炉決定済は除く） + 工事着手済 ■ 利用率：72.8%（震災前30ヶ年平均）
	火力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備量：2018年度供給計画（2027年度） + 東北東京プロセス応募電源（系統接続申込を取り下げた電源は除く） ■ 利用率：広域メリットオーダーシミュレーション結果により変化
需要		<ul style="list-style-type: none"> ■ 2018年度供給計画（2027年度）H3需要、電力量ベース

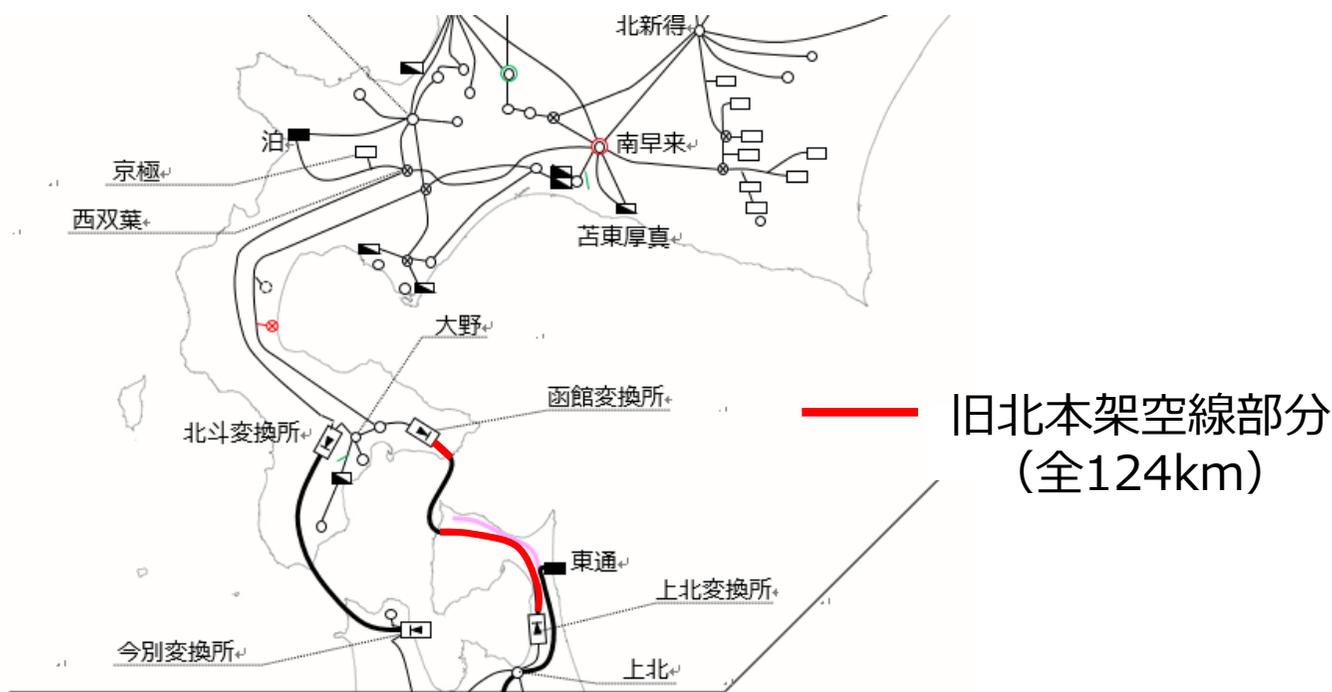
項目	設定内容
評価算定期間	主要な工事の法定耐用年数（変電22年、地中送電25年、架空送電36年） ①北斗～今別ルート +30万kW(地内増強なし)：22年、①北斗～今別ルート +30万kW(地内増強あり)：36年 ④南早来～上北ルート+60万kW(地内増強なし)：25年、④南早来～上北ルート+60万kW(地内増強あり)：36年
割引率	4%（公共事業の費用対便益と同等）
年経費率	変電設備：10.7%，架空送電設備：7.9%，地中送電設備：9.0%
燃料コスト※	<ul style="list-style-type: none"> ・発電コスト等検証ワーキンググループにおける燃料価格およびCO2価格(新政策シナリオ) ・再エネ電源については燃料費、CO2対策費0円/kWh
CO2コスト※	

※燃料およびCO2コスト詳細 [円/kWh]

第29回広域系統整備委員会資料2-(3)

	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンベンショナル	石油
燃料コスト+CO2コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
燃料コスト	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
CO2コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

- 供給計画で確認されている工事計画「旧北本連系設備の架空線張替」を反映する。
- 当該工事期間中（**1回線停止1ヶ月/3年**）は、北本の運用容量が30万kW低下するものとした。
- なお、旧北本変換設備の改修は現時点において計画が具体化されていないため織り込まないこととした。



【出典】2019年度供給計画とりまとめ(一部修正)



旧北本架空線鉄塔

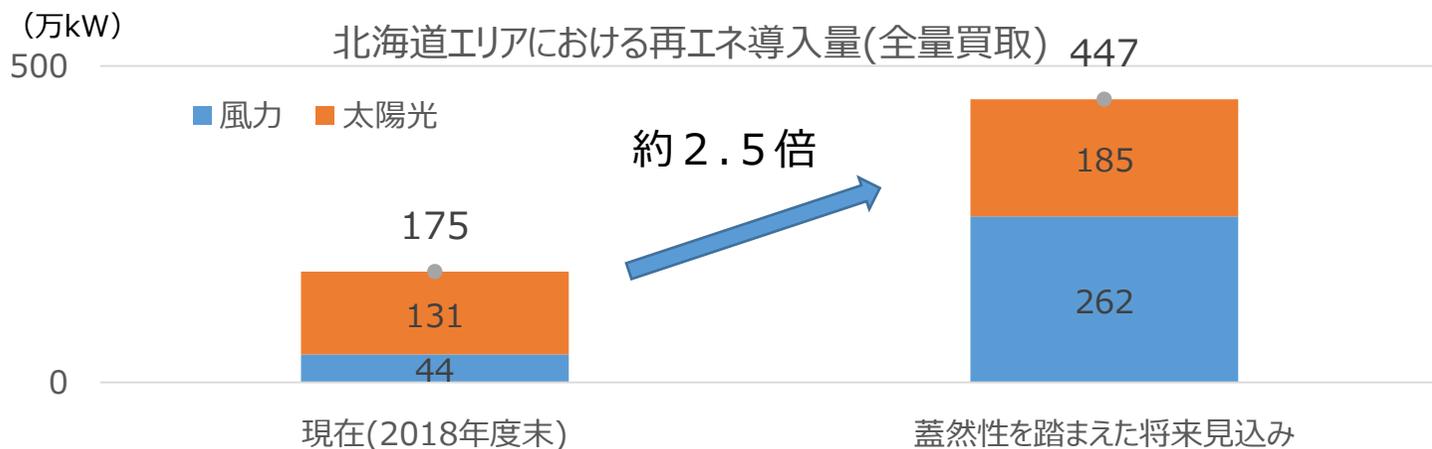
■ 新々北本新設の各検討ケースにおける広域的取引拡大に伴う便益は以下のとおり。

	①北斗~今別ルート <+30万kW> 地内増強なし	①北斗~今別ルート <+30万kW> 地内増強あり	④南早来~上北ルート <+60万kW> 地内増強なし	④南早来~上北ルート <+60万kW> 地内増強あり
概要図				
便益※ [年間]	967億円 [約68億円/年]	1,323億円 [約71億円/年]	1,584億円 [約102億円/年]	1,951億円 [約104億円/年]

※ 評価期間における便益(現在価値換算値)の合計。スライド20のとおり、評価期間によって値が異なることに留意。

【②効果の確認】

- 今回の便益評価では、北海道エリアの再生可能エネルギーの導入量について供給計画等において一定の蓋然性がある電源（連系線増強に関わらず連系が見込まれる電源）をポテンシャルとして用いた。
- このポテンシャルを前提とした場合、再エネの出力抑制率についてはシミュレーション上、以下のとおり緩和することが確認できた。
- また、新々北本新設により広域的取引が拡大することとなるが、これにより得られた効果（燃料費削減効果及びCO2削減効果）のうち、再エネに由来するものの比率（再エネ効果）を以下に示す。



左記前提以上の再エネ導入拡大については、多大な地内の系統増強や電源コストが必要であることを踏まえれば、現実的に費用便益評価で見込むことのできるケースではないが、単純に連系線の増強により、同一の出力抑制率（例えば8%程度）まで再エネの導入が進むとした場合、北海道エリアの再エネ導入拡大量は120万kW程度と試算できる。【+30万kW地内増強なし】

	①北斗~今別ルート <+30万kW> 地内増強なし	①北斗~今別ルート <+30万kW> 地内増強あり	④南早来~上北ルート <+60万kW> 地内増強なし	④南早来~上北ルート <+60万kW> 地内増強あり
再エネ抑制率※1	9.0%⇒3.5%	9.0%⇒3.4%	9.0%⇒1.7%	9.0%⇒1.6%
再エネ効果※2	54.1%	53.0%	52.4%	51.9%

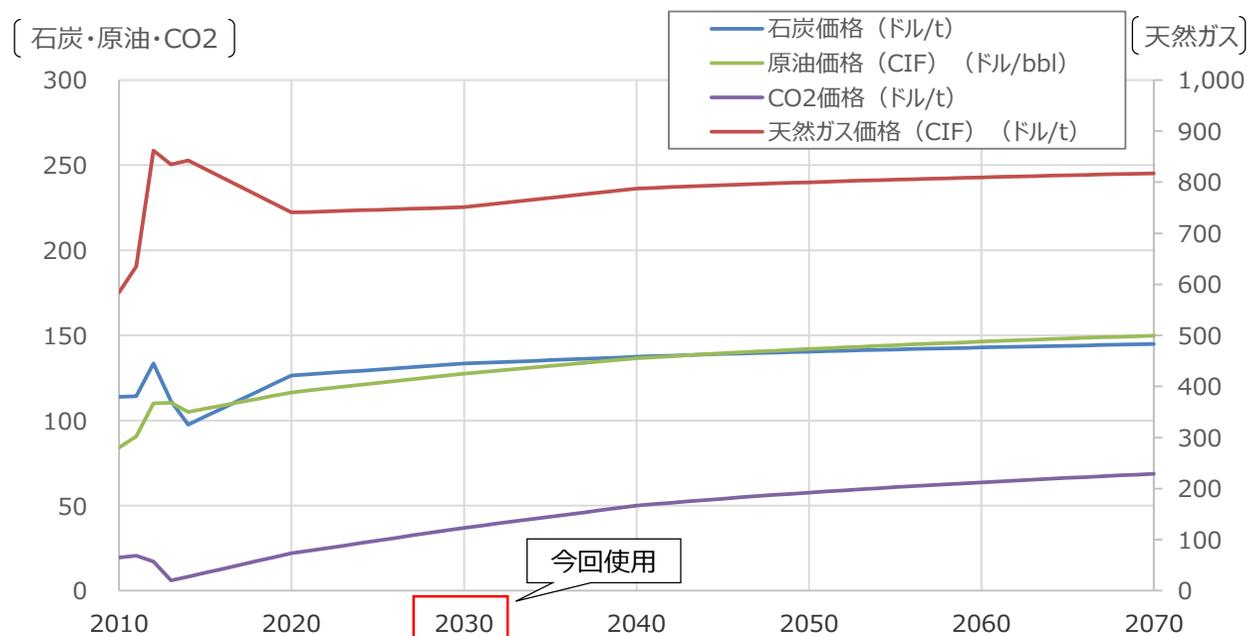
※ 1 : 再エネ抑制量(MWh) / 抑制がない場合の再エネ発電量(MWh)

※ 2 : 再エネによる燃料費・CO2削減効果(億円) / 全体の燃料費・CO2削減効果(億円)

[円/kWh]

	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンベンショナル	石油
燃料コスト+CO2コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
燃料コスト	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
CO2コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

発電コスト等検証ワーキンググループにおける燃料価格およびCO2価格の見通し※（新政策シナリオ）

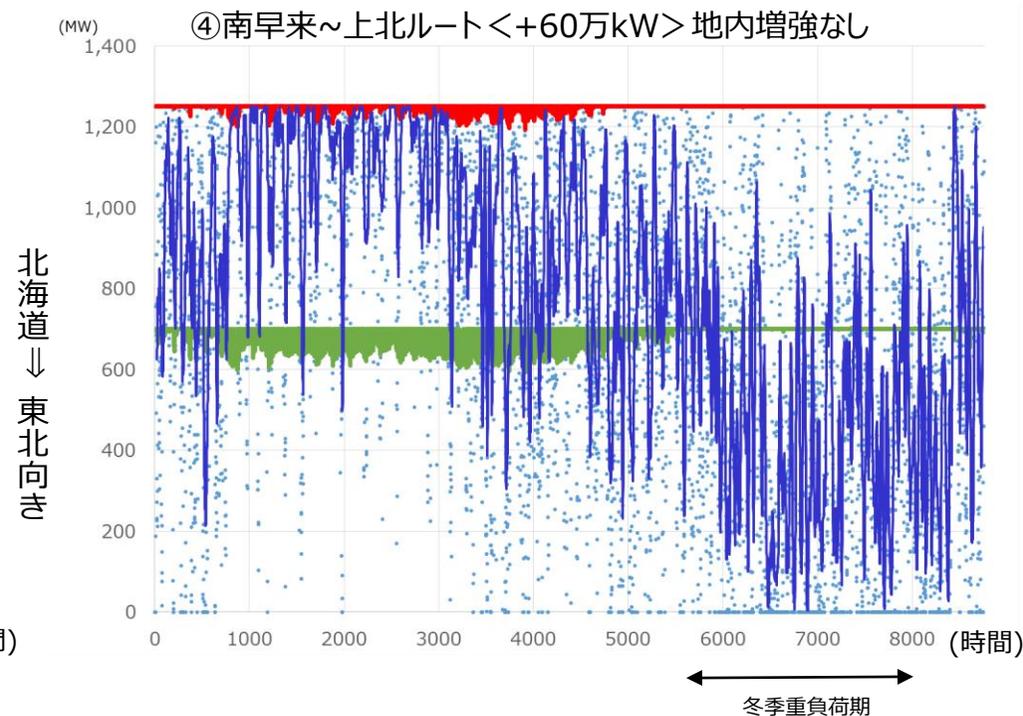
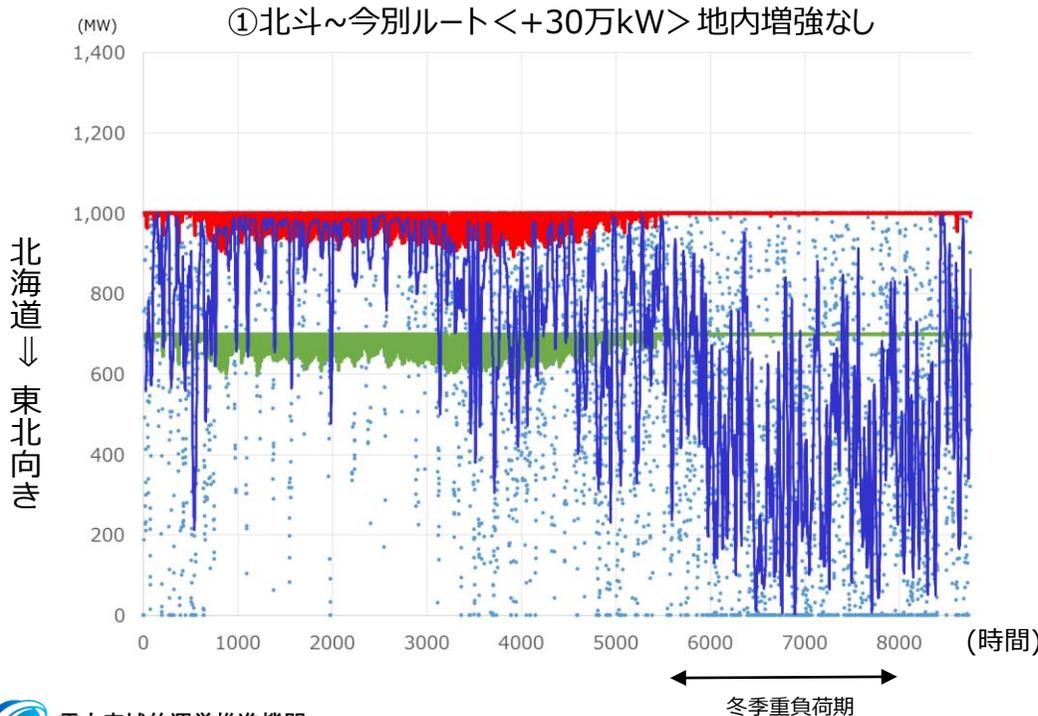


※2013年までは実績

- 地内増強しない場合の新々北本新設後(30万kW, 60万kW)の潮流および増強前後の本州向き送電可能量※を以下に示す。
- 増強により、両案とも連系線の使用割合は、冬季重負荷期を除いて高い水準を維持している。

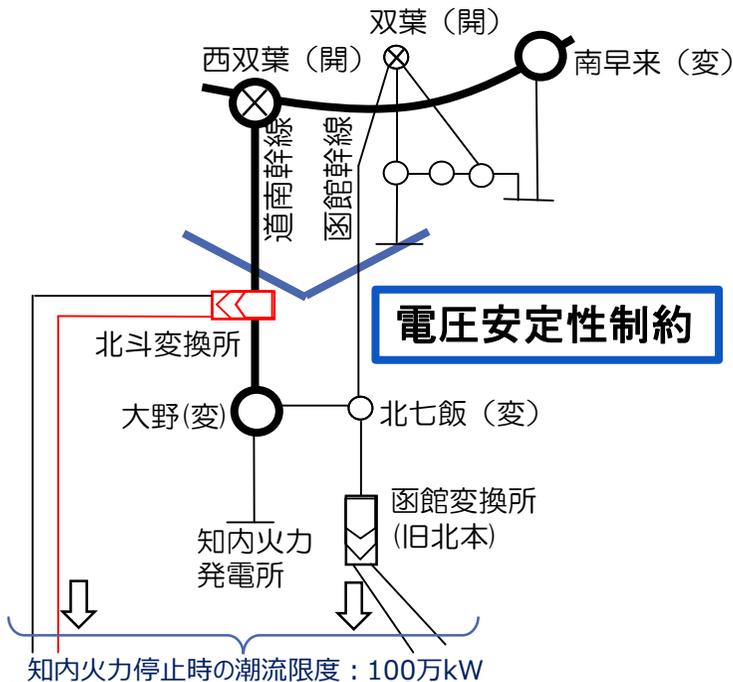
※送電可能量：北海道エリアにおける周波数上昇マージンおよび北海道・東北地内制約を考慮した、北海道⇒本州向けの送電可能量

- 連系線潮流(増強後)
- 連系線潮流(増強後)移動平均(24時間)
- 送電可能量※(増強前)
- 送電可能量※(増強後)



- 前回から検討が進捗したため、結果を整理する（潮流限度を幅付きとしていた範囲内で確定）。
- 北海道管内道南系統のフェンス潮流（南流向）は、道南地区の電圧安定性維持のため、知内火力が停止の場合、135万kWが限界である。
- このため、道南系統のフェンス潮流（南流）が限度内となるように、北本+新々北本の連系線潮流を制限する必要がある。

$$\text{北本+新々北本の潮流限度（南流）} = \text{道南系統フェンス潮流限度} - \text{道南系統負荷} \quad (\text{万kW})$$



	フェンス潮流限度 (南流)	北本+新々北本 潮流限度※1 (南流)
知内火力 1台運転 (350MW)	135	120
知内火力 停止	135	100※2※3

- ※1：平常系統の潮流限度であり、道南幹線N-1時等の場合には、熱容量制約等から連系線潮流の抑制等対策が必要。（現状も実施している運用対策）
- ※2：交流系統の瞬時電圧低下により交直変換器が短時間停止し、連系線潮流が急減した場合、系統内の調相設備量が過大となり過電圧が発生する。この対策として、高速制御可能な調相設備(180MVA程度)を新設。
- ※3：道南系統負荷は20万～35万kWで試算。負荷が大きい時は電圧安定性制約、負荷が小さい時は南流マージン制約が支配的となる。なお、実運用における潮流限度の適用検討は別途実施。

- 新々北本新設は、連系効果の増加による必要供給予備力の節減、容量市場開設に伴う広域的な供給力調達により、一定の効果はあると考えられる。
- 一方で、上記効果については、確率論的必要予備力算定手法（EUE算定）による供給信頼度の評価にあたっての諸条件が決まっていないこと、また、容量市場開設前では市場における価格動向や市場分断発生状況を予測することができないことから、**現時点での定量化は困難である。**

- 周波数変化率(df/dt要素)を活用した周波数低下リレー(UFR)の整定等の運用対策により、大規模発電所1サイト脱落ではブラックアウトしないが、UFR動作による負荷遮断(停電)が発生する。
- 周波数シミュレーションにより確認した結果、以下のとおり、**新々北本新設により負荷遮断量を低減する効果が期待できる。**

単位：万kW

【対策後：周波数変化率(df/dt要素)の活用】

単位：万kW

再発防止対策		深夜帯断面 泊3台運転
		全UFR更新後
シミュレーション 結果	結果	○
	周波数最下点 (Hz)	47.26
	UFR動作量	173.2
	UFR残量	152
	北本AFC最大動作量※1	68(72.5)
北本潮流最終値		45.1

※1 ()はマージン(単機最大脱落)

第4回平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 資料1一部加工

ケースNo.		①			②			③					
断面		深夜帯断面			再エネ出力 最大時断面			重負荷断面					
		泊3台運転											
需要他	需要	312			279			509					
	揚水動力	0			42			0					
	北本潮流 (正：北海道へ送電分)	17			-64			0					
供給力	脱落 対象電源	泊	207			207			207				
		再エネ他	3			94			24				
		小計	210			301			231				
	非脱落 電源	知内2号機	11			11			11				
		石狩湾新港1号機	14			14			20				
		その他	59			59			186				
小計		84			84			217					
シミュレーション 結果	北本連系設備容量	90	120	150	90	120	150	90	120	150			
	周波数最下点 (Hz)	47.2	47.5	47.7	47.9	48.0	48.0	47.9	47.8	48.3			
	UFR動作による負荷遮断量	173	137	120	107	58	58	196	196	106			
	負荷遮断量への効果 (90万kW基準)	/			▲36	▲53	/			▲49	▲49	0	▲90
	北本AFC最大動作量	68	96	124	129	157	183	66	94	123			
北本潮流最終余力	40	33	46	74	64	106	15	44	0.0				

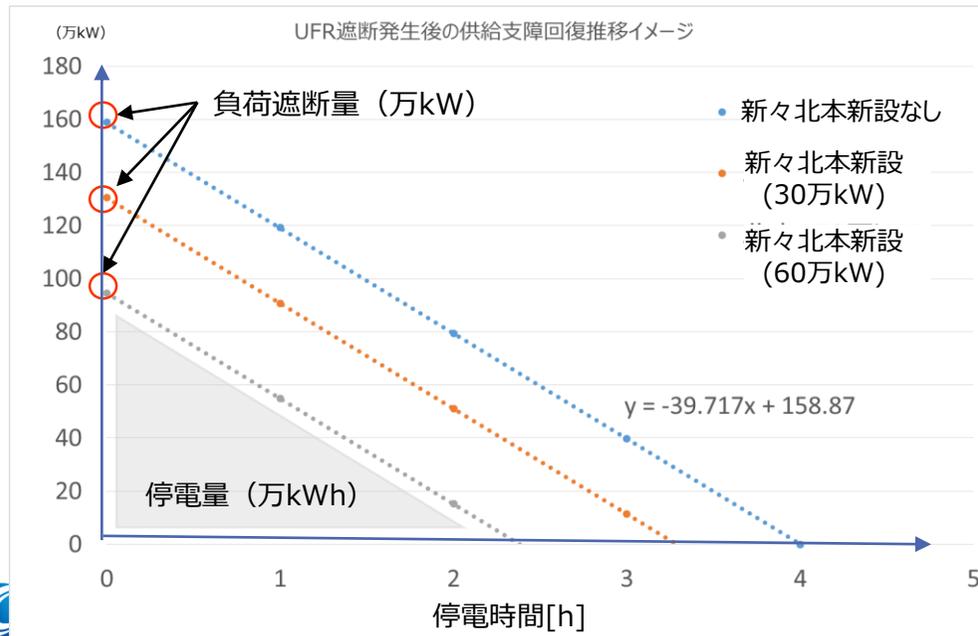
※少数位以下切り捨て。周波数は第2位以下切り捨て

- 事故発生時の負荷遮断量（万kW）だけでなく、停電解消するまでの停電量（万kWh）にも差が生じるものと考えられることから、一定の仮定のもと、効果を簡易的に算出した。

$$\begin{aligned} \text{負荷遮断量削減効果} = & ((\text{負荷遮断量} \times \text{停電時間} \div 2) \times \text{停電コスト単価})_{\text{新々北本新設なし}} \\ & - ((\text{負荷遮断量} \times \text{停電時間} \div 2) \times \text{停電コスト単価})_{\text{新々北本新設30/60万kW}} \end{aligned}$$

- ・ 火力増出力時間や系統復旧時間を考慮し、最長4時間で停電解消するものとし、停電時間は停電量に比例すると想定。
- ・ 停電コスト単価(円/kWh)・・・3,050～5,890円/kWh（参考値：2013年度ESCJ調査結果）
- ・ 負荷遮断量・・・3ケース(①,②,③)の平均値

- 大規模発電所1サイト脱落時の停電量削減効果は、以下のとおり算出できるがリスク発生の頻度を想定出来ないため、**効果を適切に評価することは難しい。**

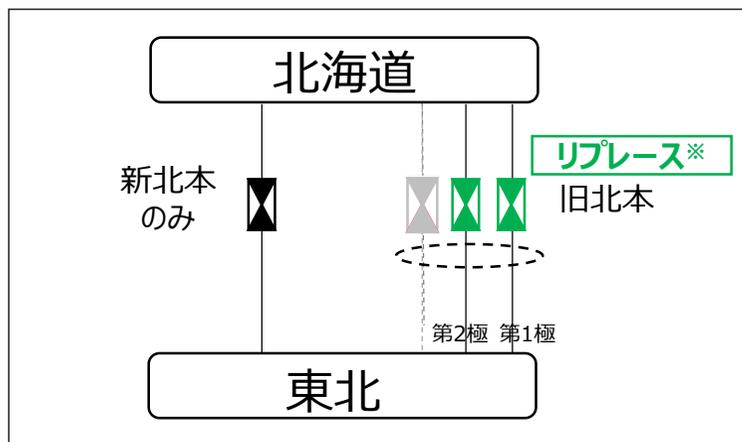


新々北本新設容量 (北本連系設備含み)		— (90万kW)	30万kW (120万kW)	60万kW (150万kW)
停電時間[h]		4.00	3.28	2.38
停電量[万kWh] (低減効果)		318	214 (▲104)	113 (▲205)
参考値	停電コスト [億円]	97～187 (A)	65～126 (B)	34～66 (C)
	1回あたりの効果 [億円]	-	▲32～▲61 (A-B)	▲63～▲121 (A-C)

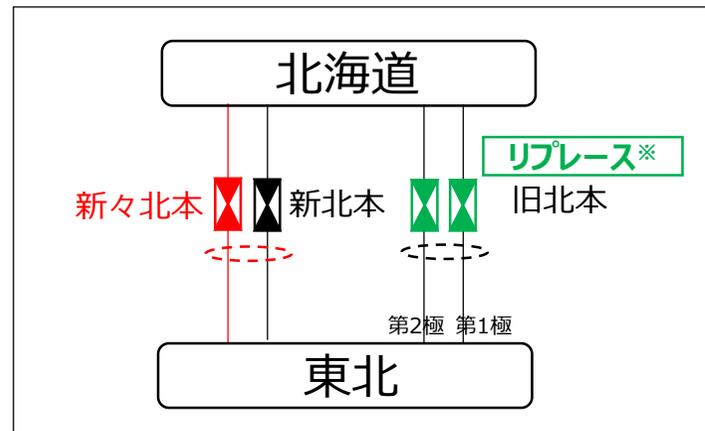
- 既設設備の取替において、仮に、新々北本を新設しない場合、取替期間中の容量減による信頼度の影響を極力軽減するため、既存設備と異なる位置に新たな設備を新設し取替を行う可能性があるが、新々北本新設により旧北本を既設設備と同じ位置で取替を行うという選択が可能となる。
- ただし、実際に同位置取替を実施するかどうかは、広域的取引への影響も考慮し決定することとなるため、**更新計画が具体化されていない現時点で効果を適切に評価することは難しい。**



＜新々北本新設なしでリプレース＞



＜新々北本新設後にリプレース＞



- ・別位置に新しい第1極を新設。
 - ・既設第1極を撤去し、そのスペースに第2極を新設
- ※工事費：約550億円

- ・既設第1極を撤去し、同位置に新しい第1,2極を新設

※工事費：約520億円

※ 旧北本は2極とも自励式化した場合

1. 信頼度面からの増強の必要性について

- 信頼度面(アデカシー、セキュリティ)から北本の更なる増強の必要性がないか

2. 増強により得られる効果について

- 北本の更なる増強による I 広域的取引、II アデカシー、III セキュリティ、IV その他による効果はどの程度か

3. 旧北本変換器の自励式化について

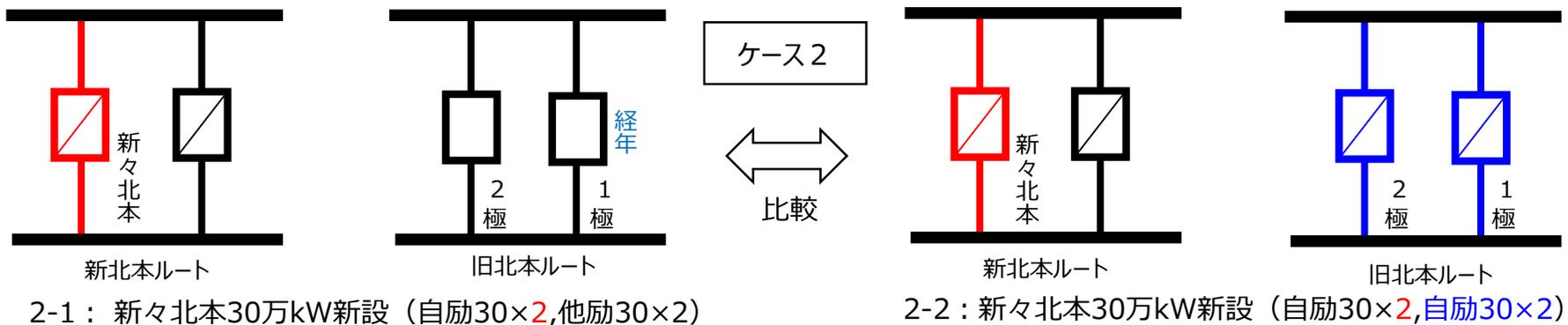
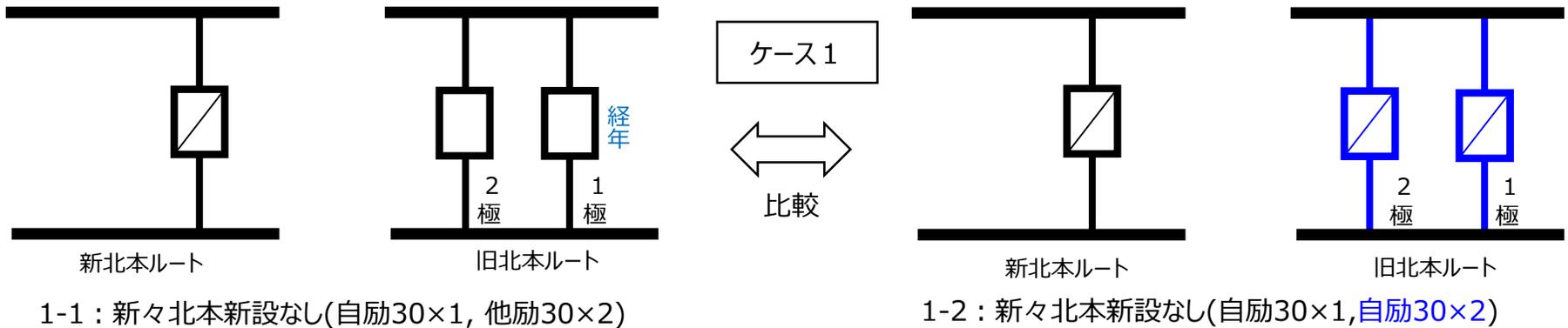
- 旧北本連系設備の自励式化の是非について

4. まとめ

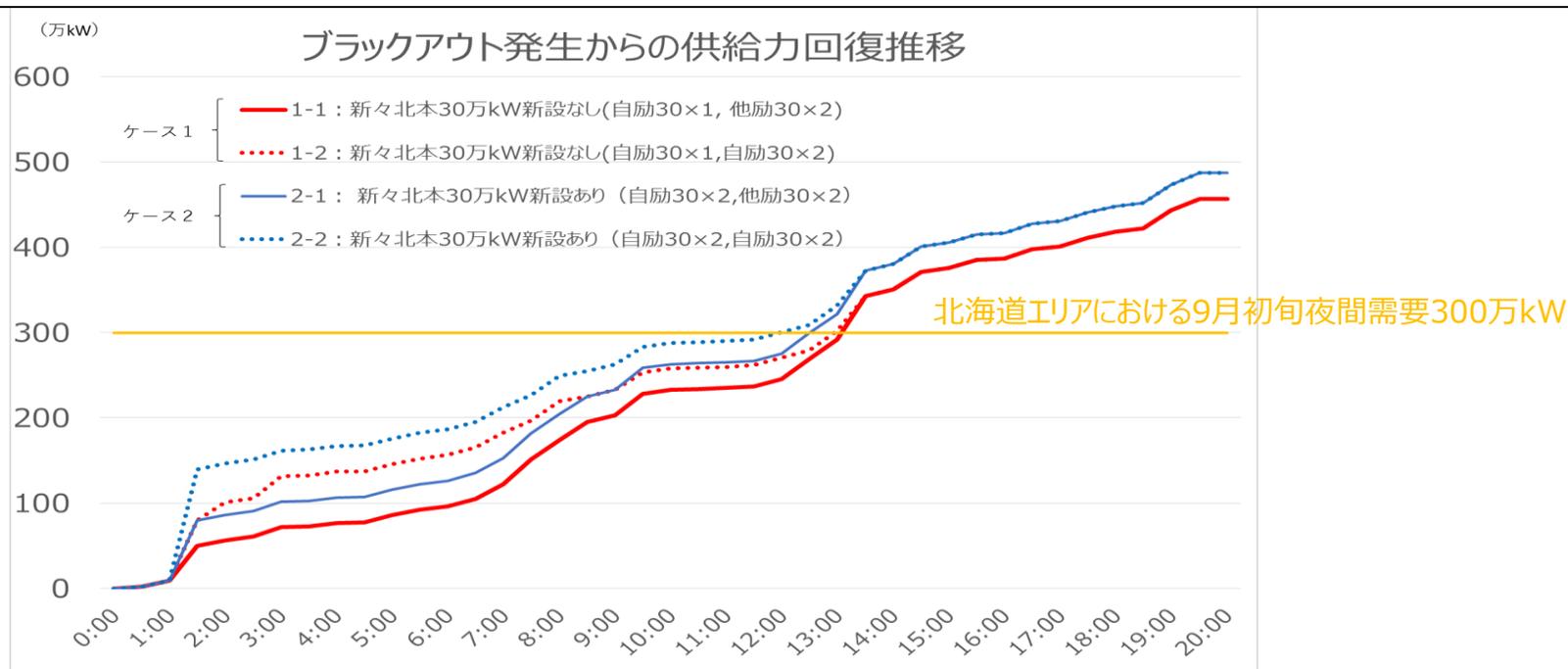
- 他励式から自励式変換器への更新による最大のメリットは、道内の交流系統がブラックアウトした場合でも、ブラックスタート機能により停電の早期復旧に活用できるところにある。
- 下記 2 ケースについて、旧北本変換器の自励式化による停電の早期復旧効果を確認したうえで、改修時期を前倒してまで自励式化すべきかについて評価する。
 - ケース 1：新々北本新設（30万kW）をしない場合の旧北本変換器の自励式化の効果
 - ケース 2：新々北本新設（30万kW）をした場合の旧北本変換器の自励式化の効果

【凡例】

- ◻ 自励30万kW
- ◻ 他励30万kW
- 新設 (新北本ルート設備[万kW],旧北本ルート設備[万kW])
- 更新



- ケース1, 2とも、旧北本変換器を自励式化することで、ブラックスタート直後に供給力回復が一定程度早くなる効果があることが確認できた。
- しかし、自励式の新北本が運開していることから、ブラックスタートは道南からも可能となっており、仮に新々北本新設を考慮してもその効用は少ない。
- したがって、更新時期を前倒してまで旧北本変換器を自励式化することについて、現時点で判断する必然性はないのではないかと。
- なお、今回判断しないとしても旧北本変換器の自励式化は更新時期に、その時の諸情勢を踏まえて、改めて検討するべきではないかと。



(前提) 停止した火力が一定時間後に順次連系し、供給力を確保。流通設備も健全であるものとする。

(余白)

1. 信頼度面からの増強の必要性について

- 信頼度面(アデカシー、セキュリティ)から北本の更なる増強の必要性がないか

2. 増強により得られる効果について

- 北本の更なる増強による I 広域的取引、II アデカシー、III セキュリティ、IV その他による効果はどの程度か

3. 旧北本の変換器の自励式化について

- 旧北本連系設備の自励式化の是非について

4. まとめ

(余白)

- 検討事項であるルートや増強規模等については、これまで示した効果のうち定量化が可能な広域的取引拡大の便益を用いて、費用対便益評価を行った結果は以下のとおり。
- 感度分析の結果（次頁）も踏まえれば、「**①北斗～今別ルート<+30万kW>地内増強なし**」が**最も優位な案**であった。

		①北斗～今別ルート <+30万kW> 地内増強なし	①北斗～今別ルート <+30万kW> 地内増強あり	④南早来～上北ルート <+60万kW> 地内増強なし	④南早来～上北ルート <+60万kW> 地内増強あり
効果の 確認	広域的取引	総燃料費削減およびCO2削減効果			
	便益	967億円	1,323億円	1,584億円	1,951億円
	アデカシー	連系効果の増加による必要供給予備力の節減、容量市場開設に伴う広域的な供給力調達により、一定の効果はあると考えられるが、容量市場開設前の現段階では市場における価格動向や市場分断発生状況を予測することができないため、定量化は困難			
	セキュリティ	大規模発電所1サイト脱落時の負荷遮断量を低減できる効果が期待できるが、リスク発生頻度を想定出来ないため、効果を適切に評価することは困難			
参考	取替費用 低減効果	旧北本を既設設備と同じ位置で取替を行うという選択が可能となるが、実際に同位置取替を実施するかどうかは、広域的取引への影響も考慮し決定することとなるため、更新計画が具体化されていない現時点で効果を適切に評価することは困難			
便益(B)※		967億円	1,323億円	1,584億円	1,951億円
費用(C)※		617億円	3,595億円	2,804億円	4,913億円
(B/C) ベースケース		1.57	0.37	0.56	0.40

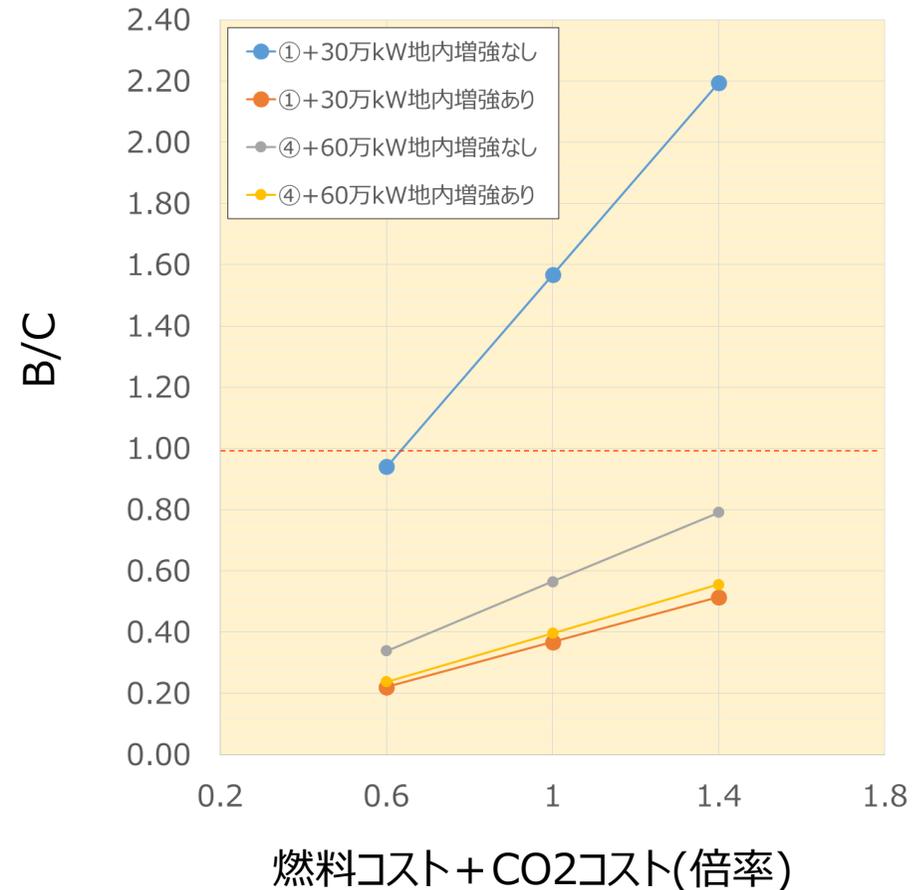
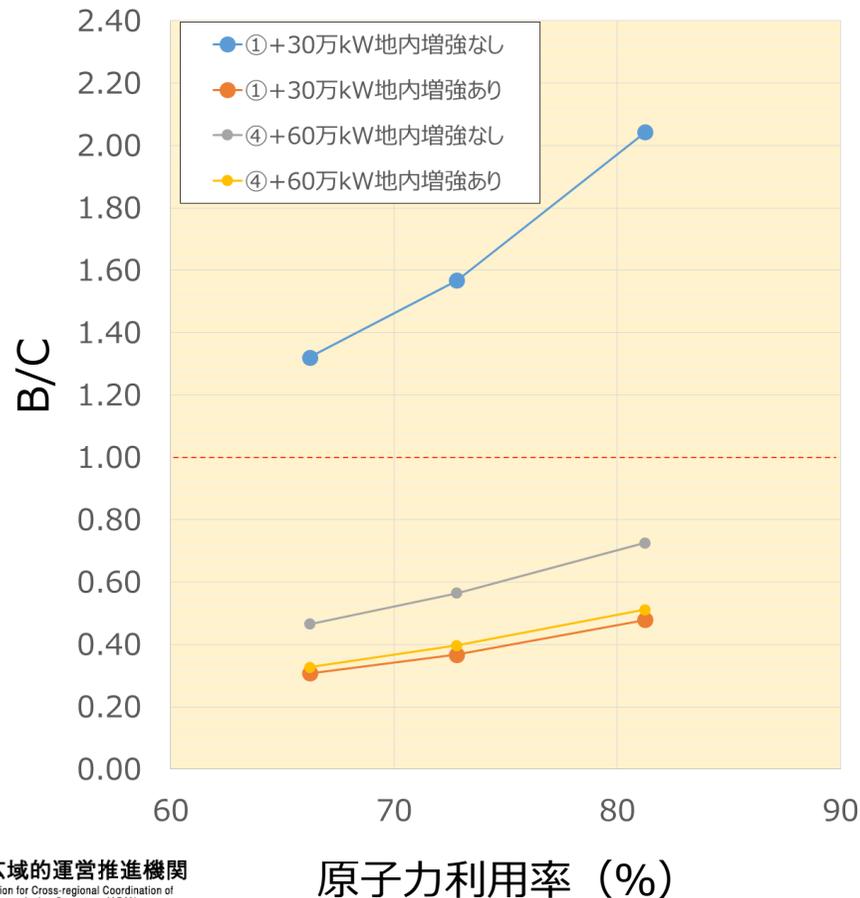
※ 評価期間における費用および便益(現在価値換算値)の合計

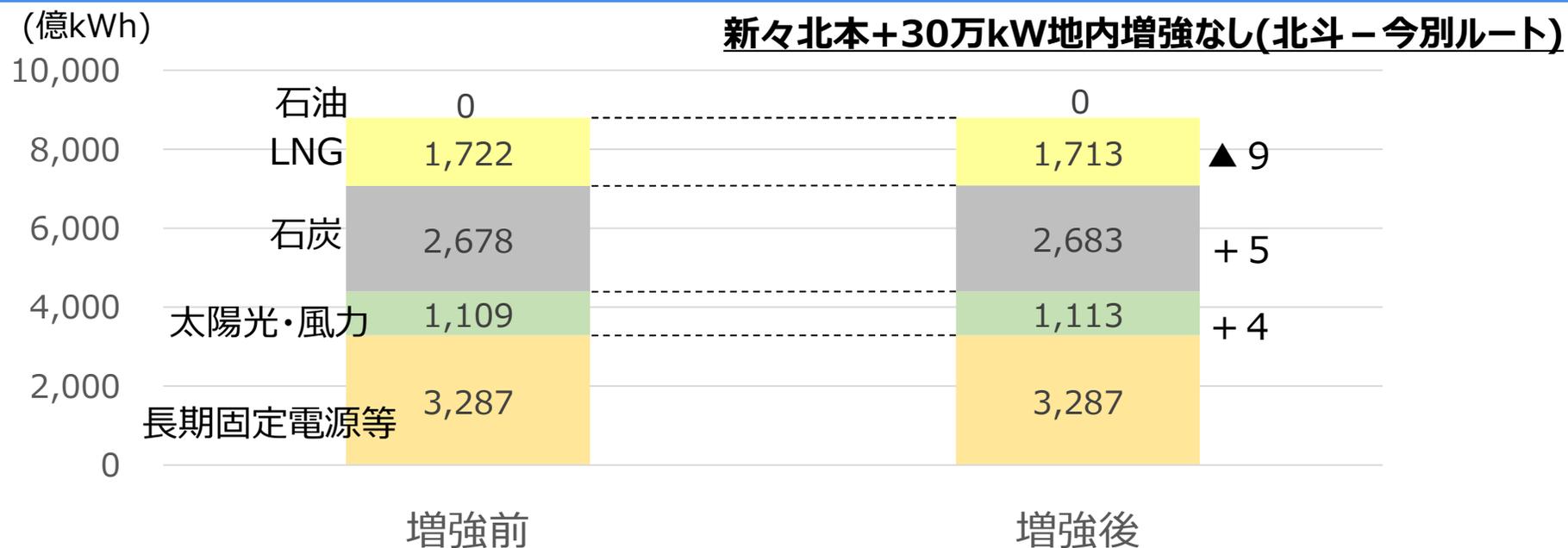
4. 費用対便益の感度分析結果

■ 原子力利用率および燃料コスト+CO2コストをパラメーターにしたB/Cの感度分析結果は下図のとおり。

- ・ 原子力利用率：震災前実績の最低水準相当(66%)～定期点検のみを考慮した理論最大値(81%)
- ・ 燃料コスト+CO2コスト：ベースシナリオの▲40%～+40%(過去10年間の燃料価格実績の変動幅相当)

■ 感度分析を考慮しても、B/C=1.0を超えているケースは、①北斗～今別ルート<+30万kW> 地内増強なしのケースのみであった。





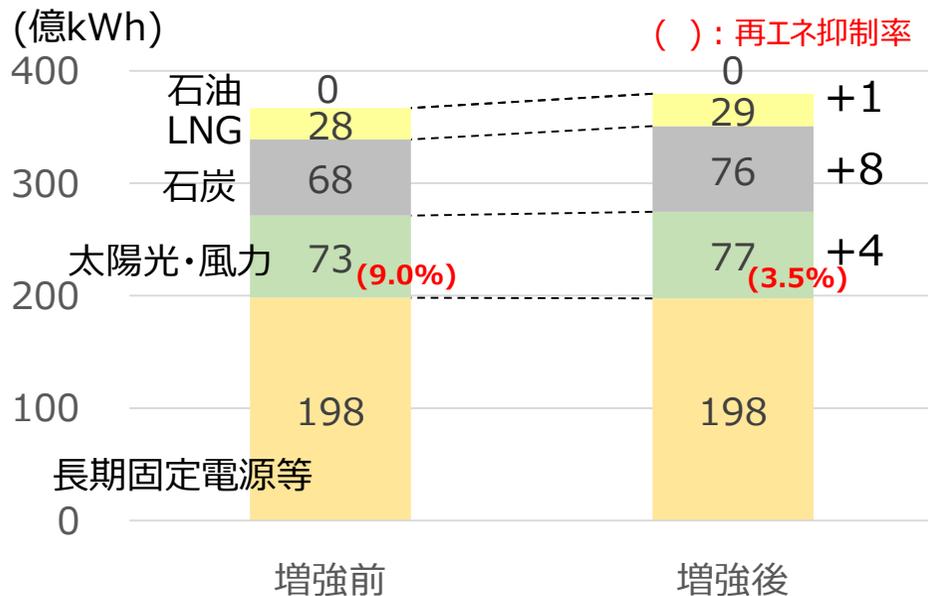
増強前後の差 (全国計)

【 】: 再エネによる寄与分 (再掲)

燃種 (燃料費, CO2コスト単価(円/kWh))	電力量 (億kWh/年)	燃料費+CO2コスト (億円/年)		
		燃料費	CO2コスト	寄与分
石油 (23.9, 3.9)	0	0	0	0
LNG (11.0~15.5, 2.0~2.8)	▲9【▲1】	▲117【▲7】	▲99【▲6】	▲18【▲1】
石炭 (5.9, 4.5)	+5【▲3】	+49【▲30】	+28【▲17】	+21【▲13】
太陽光, 風力 (0, 0)	+4	0	0	0
合計	0	▲68【▲37】	▲71【▲23】	+3【▲14】

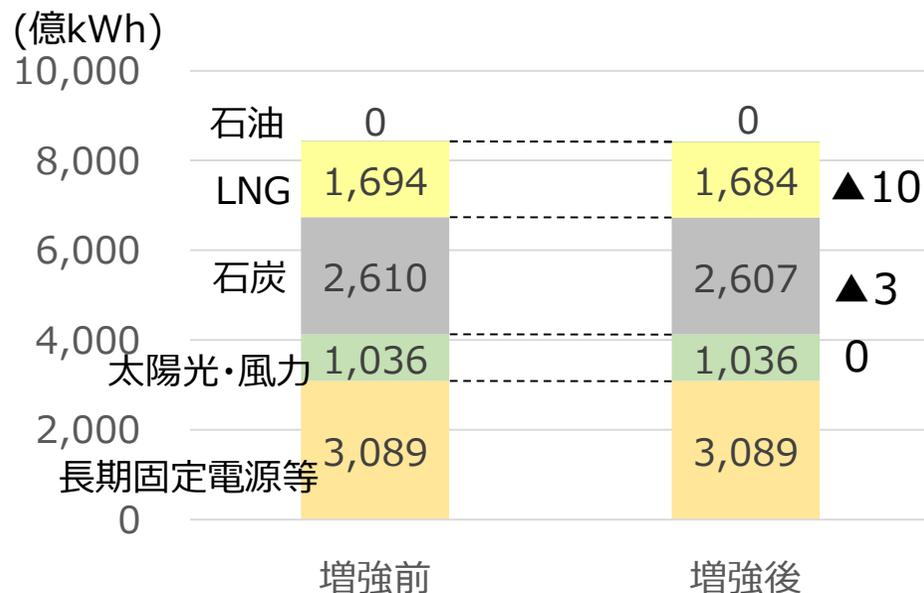
↑ 再エネ効果 約54%(37億円/68億円)

<北海道エリア>



新々北本+30万kW地内増強なし(北斗-今別ルート)

<東北他エリア>



増強前後の差 (エリア別)

【 】: 再エネによる寄与分 (再掲)

燃種	電力量 (億kWh/年)	電力量 (億kWh/年)	
		北海道エリア	東北他エリア
石油	0	0	0
LNG	▲9【▲1】	+1	▲10【▲1】
石炭	+5【▲3】	+8	▲3【▲3】
太陽光, 風力	+4	+4	0
合計	0	+13	▲13【▲4】

1. 北本の更なる増強の効果を確認した上でのルートや増強の規模

<ルート>	北斗～今別ルート (右図のとおり)
<増強規模>	新々北本新設 (30万kW)
<工 期>	5年程度
<概算工事額>	概算工事費：約430億円 (共通経費は除く)
<効 果>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 広域的取引拡大による効果 ・ 安定供給の観点から、必要供給予備力の節減効果や、稀頻度リスク発生時の停電量削減効果※1



<費用対便益評価>

費用※2	: 617億円
便益※2, ※3	: 967億円 (再エネの効果 : 54.1%)
費用便益比	: 1.57

※1 効果を適切に評価することは難しいが、仮に稀頻度リスクが発生した場合には32～61億円程度と試算

※2 評価期間における現在価値換算値の合計

※3 蓋然性があり、かつ定量的に評価可能な「広域的取引拡大」のみによる便益

2. レジリエンスの観点から、現在の北本連系線の自励式の転換の是非

⇒ **更新時期を前倒してまで旧北本変換器を自励式化する必要はない。**
(設備更新時期に改めて判断)

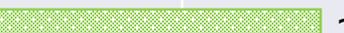
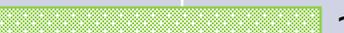
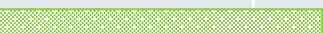
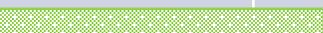
(余白)

(参 考 資 料)

(参考) 増強ルート案と概算工事費について (概算工事費、工期等)

■ 大規模な地内増強が不要な場合を下段に示す。

【凡 例】  : 連系線工事費
 : 地内増強工事費(北海道管内)
 : 地内増強工事費(東北管内)

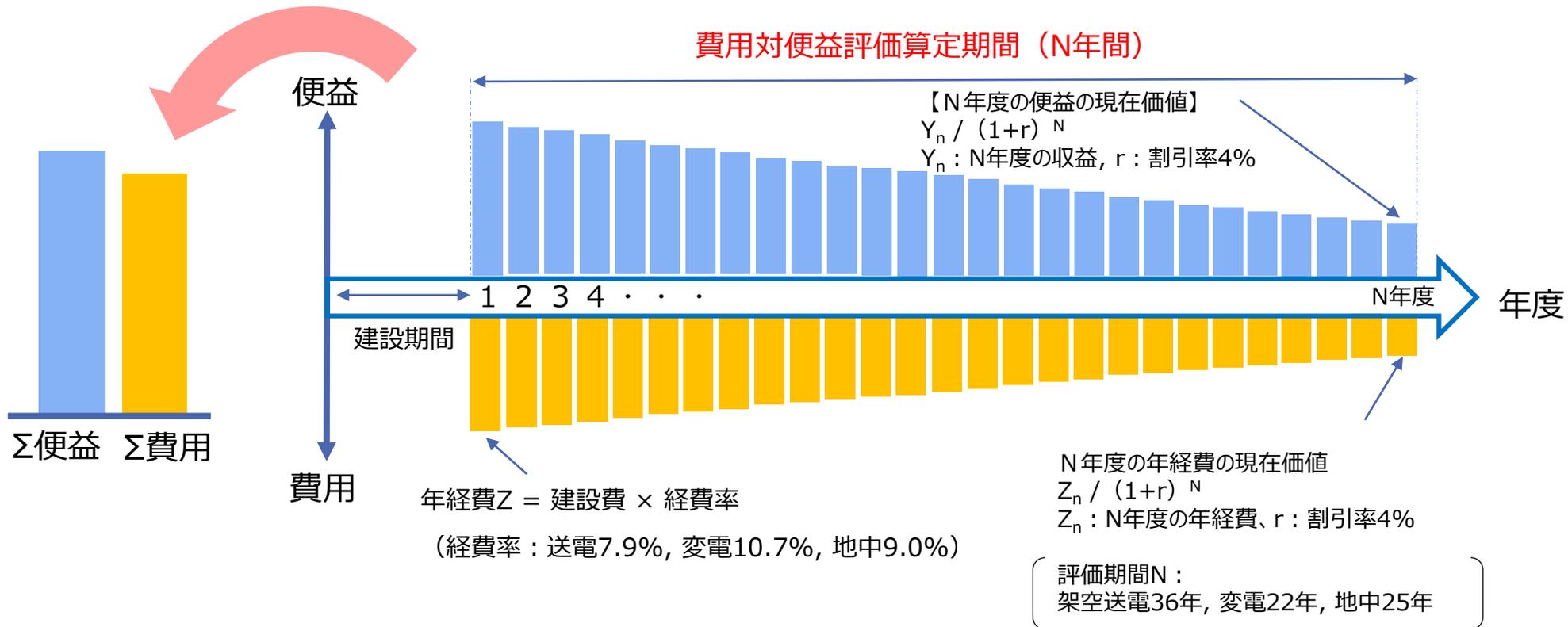
	増強規模	概算工事費(億円) [工期]*			
		1,000	2,000	3,000	4,000
①北斗~今別 ルート	+30万kW	   2,345程度 [15年]			
		  430程度 [5年]			
②北斗~上北 ルート		   2,710程度 [15年]			
		 795程度 [10年]			
③西双葉~上北 ルート		  2,515程度 [12年]			
		 1,265程度 [10年]			
④南早来~上北 ルート		  2,515程度 [12年]			
		 1,265程度 [10年]			
③西双葉~上北 ルート		  3,190程度 [12年]			
		 1,940程度 [10年]			
④南早来~上北 ルート	+60万kW	  3,185程度 [12年]			
		 1,935程度 [10年]			

(※留意事項) ・仕様や概算工事費については、一般送配電事業者による机上検討の試算に基づく。
 ・詳細な技術検討により、短絡容量対策等の工事項目が追加となる場合がある。
 ・工期は、新々北本の工事着手から運開するまでの最短工期を示す。

項目	①北斗~今別ルート <+30万kW> 地内増強なし	①北斗~今別ルート <+30万kW> 地内増強あり	④南早来~上北ルート <+60万kW> 地内増強なし	④南早来~上北ルート <+60万kW> 地内増強あり
新ルート連系線 新設	<ul style="list-style-type: none"> ・変換所(自励)：30万kW×2箇所 ・架空線：1回線×98km ・ケーブル：1回線×24km 	<ul style="list-style-type: none"> ・変換所(自励)：30万kW×2箇所 ・架空線：1回線×98km ・ケーブル：1回線×24km 	<ul style="list-style-type: none"> ・変換所(自励)：60万kW×2箇所 ・架空線：2回線×85km ・ケーブル：2回線×250km ・交流線：2回線×各4km、既設電気所：500kV引出×1、275kV引出×1 	<ul style="list-style-type: none"> ・変換所(自励)：60万kW×2箇所 ・架空線：2回線×85km ・ケーブル：2回線×250km ・交流線：2回線×各4km、既設電気所：500kV引出×1、275kV引出×1
北海道管内 地内系統設備 対策	<ul style="list-style-type: none"> ・275kV既設電気所電圧安定化対策：無効電力補償装置(STATCOM)設置 	<ul style="list-style-type: none"> ・275kV既設電気所電圧安定化対策：無効電力補償装置(STATCOM)設置 ・187kV既設送電線昇圧：2回線×164km、既設電気所275kV引出×2、450MVA連変×2 		
東北管内 地内系統設備 対策	<ul style="list-style-type: none"> ・275kV既設送電線増強：電線張替1回線×40km 	<ul style="list-style-type: none"> ・275kV既設送電線増強：電線張替1回線×40km ・500kV送電線新設：2回線×160km、既設電気所：500kV引出×2 		<ul style="list-style-type: none"> ・500kV送電線新設：2回線×160km、既設電気所：500kV引出×2
(概算工事費)	送電：135億円 変電他：295億円 計 約430億円	送電：1,925億円 変電他：420億円 計 約2,345億円	送電：1,310億円 変電他：625億円 計 約1,935億円	送電：2,460億円 変電他：725億円 計 約3,185億円

- 評価算定期間内の年度毎の費用と便益を想定したうえで、現在と将来の貨幣価値を合わせるため、割引率により将来の貨幣価値を現在価値に換算し、合計した費用および便益により評価する。

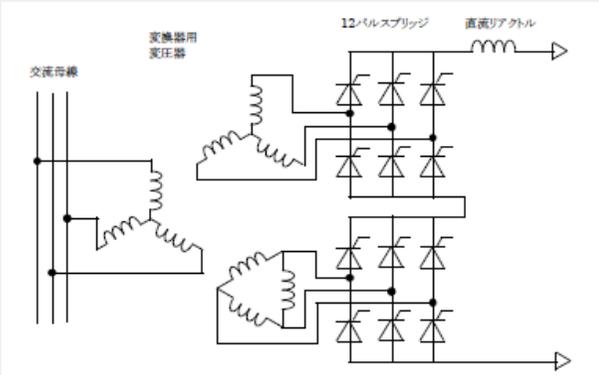
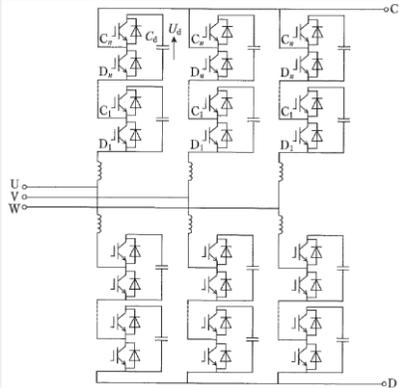
<費用対便益評価のイメージ>



(参考) 自励式変換器と他励式変換器の比較

第3回広域系統整備委員会 資料3 一部修正

- 周波数変換に用いる変換器には、他励式と自励式があり、各方式の特徴を下表に示す

項目	他励式変換器	自励式変換器
転流方式	<p>変換器主回路がサイリスタにより構成されており、<u>系統(外部)電源により転流する方式</u></p> <p>✓ 電流on/offタイミングは系統電源の条件に依存する</p>	<p>変換器主回路が<u>自励スイッチングデバイス</u>を用いて構成されており、<u>ゲート信号の制御によって転流する方式(自己転流方式)</u></p> <p>✓ 任意のタイミングで電流をon/offできる</p>
回路構成		
連系交流系統の制限	<p>高調波不安定など交流系統との相互作用の問題を生じる場合があり、短絡容量が大きい系統である必要がある(より上位の電圧系統であるなど)</p>	<p>基本的に交流系統との相互作用の課題は無いことから短絡容量が小さい系統でも連系可能</p>
交流系統停電時の運転	<p>片側の交流系統停電時に運転不可能</p>	<p>片側の交流系統停電時にも運転可能 (健全側から停電側への電力供給が可能)</p>

- 旧北本の変換器を他励式から自励式に取替えた場合の概算工事費、工期等について検討した。
- 現状の旧北本の変換器について、第1極は経年40年程度であり、現時点においてサイリスタ素子に顕著な劣化傾向はないものの素子は製造中止となっており、CIGRE想定寿命※35年を超過している状況。

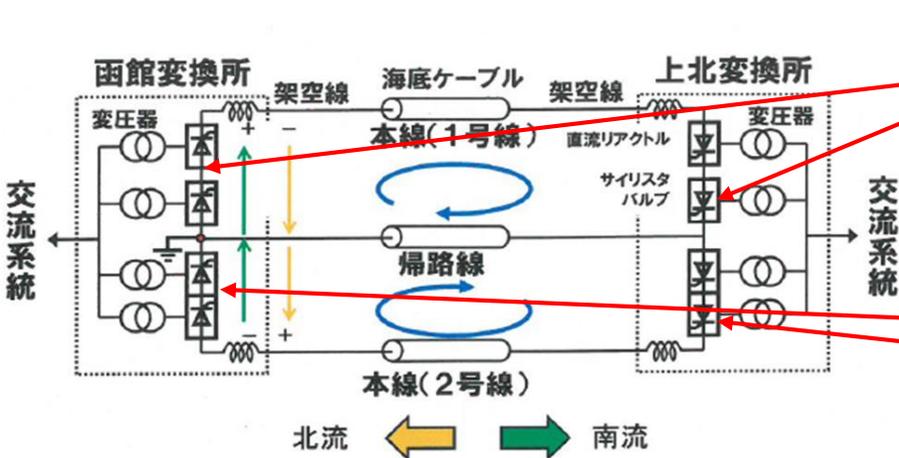
<双極を他励式から自励式に取替えた場合の工期等>

- ・工事費 : 550億円程度
- ・工期 : 7年程度
- ・停止期間 : 1年程度 (第1極 6ヶ月程度、第2極 6ヶ月程度) ※双極停止期間が一部必要

[検討条件] 既設変換所(上北・函館)の構内スペースを活用(土地造成)し60万kW自励式変換器を新設・切替

- ・第1極を新設後、既設第1極を撤去。既設第1極撤去後のスペースに第2極を新設し既設第2極を撤去

<現状の旧北本連系設備の状況>



設備	容量 (MW)	運開年 [経年]	変換器タイプ	設備の状況等	CIGRE 想定寿命※
旧北本 (第1極)	300	1979 [40] 1980 [39]	他励式	<ul style="list-style-type: none"> ・サイリスタ素子の顕著な劣化傾向なし ・サイリスタ素子は製造中止(予備素子を保有) ・制御保護装置は2008年に更新済み 	<ul style="list-style-type: none"> ・サイリスタ素子: 35年 ・制御保護装置: 12~15年
旧北本 (第2極)	300	1993 [26]	他励式	<ul style="list-style-type: none"> ・顕著な劣化傾向なし ・サイリスタ素子は製造中止(予備素子を保有) ・制御保護装置は至近年に更新予定 	<ul style="list-style-type: none"> ・変換用変圧器: 40年
[参考] 新北本	300	2019	自励式	-	-

※出典 : Guidelines for life extension of existing HVDC systems (TB-649, WG B4.54, 2016)