

- 第41回委員会後、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.37)

電力レジリエンス等に関する小委員会（報告）

北本の更なる増強等の検討

2019年 6月 11日
広域系統整備委員会事務局

■ 広域系統整備委員会で計画策定プロセス開始

- 第37回広域系統整備委員会（2018年12月4日）
 - ✓ 計画策定プロセス検討開始、電力レジリエンス等小委員会設置

■ 電力レジリエンス等に関する小委員会での検討状況

- 第1回電力レジリエンス等小委員会（2018年12月18日）
 - ✓ 計画策定プロセスの進め方の決定
- 第3回電力レジリエンス等小委員会（2019年2月22日）
 - ✓ 検討対象とする増強ルートおよび規模、アクセス業務取扱を整理
- 第5回電力レジリエンス等小委員会（2019年3月27日）
 - ✓ 増強工事費および工期の提示
- 第6回電力レジリエンス等小委員会（2019年4月26日）
 - ✓ 増強に伴う効果および費用便益分析結果提示、旧北本自励式化の是非の整理



(参考：国での審議状況)

- 第3回脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会（2019年5月16日）
 - ✓ 「地域間連系線の増強及び費用負担の在り方」について議論

1. 検討の背景について
2. 北海道本州間連系設備の増強について
3. まとめ

<参考資料>

- ① 北本の増強ルート・規模検討の考え方
- ② 広域メリットオーダーによる評価の方法について
- ③ 広域機関における関連審議資料（抜粋）

～ BO検証委員会における設備形成上の中長期対策 ～

- 広域機関では昨年9月に発生した北海道エリアのブラックアウトについて、その事象の解明と再発防止策に加え、「北海道エリアにおける設備形成上の中長期対策」として北本連系設備の更なる増強についての見解をとりまとめ経済産業大臣に報告を行った。(中間報告10月25日 最終報告12月19日公表)
- これに対して国においても電力レジリエンスWGで北本の更なる増強等について今春に具体化する方向性が示された。

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 最終報告書(2018年12月19日) ～抜粋～

(5) 北海道エリアにおける設備形成上の中長期対策

(ア) 北本連系設備の更なる増強等

(略)

他エリアと直流のみで連系している北海道の地理的特性を考えれば、ブラックアウトを起こさないためには、技術的には北本連系設備の更なる増強等が安定供給を確保する観点から有益であることは言うまでもない。

したがって、北海道エリアの今後の再生可能エネルギー導入拡大と中長期的な供給力・調整力を安定的な確保を両立させるため、ひいてはブラックアウトの再発防止のためには、新北本連系設備の整備の着実な実施に加え、**既存の北本連系設備の自励式への変更、あるいは、新北本連系設備整備後の北本連系設備の更なる増強の是非を早期に検討する必要がある**と考えられる。

具体的には、国において、新北本連系設備整備後の北本連系設備の**更なる増強が必要となった場合の費用負担の在り方について、早期に検討を行う必要**がある。また、広域機関において、新北本連系設備整備後の北本連系設備の更なる増強の是非の具体的検討を早期に行う必要があると考えられる。

これについて、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、取りまとめ後に即座に検討に着手し、来春までを目途に一定の結論を得る中期対策の一つとして、北本連系設備の更なる増強等の検討が挙げられた。

(略)

電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめの主なポイント③

北海道における対策：大規模停電（ブラックアウト）を踏まえた再発防止策

早期対策	<ul style="list-style-type: none"> ○緊急時のUFRによる負荷遮断量を追加（需要規模309万kW時の場合、+約35万kW） ○京極揚水発電所発電機2台の稼働状態を前提とした苫東厚真火力発電所発電機3台の運転 ○石狩湾新港LNG1号機活用の前倒し ○北本連系線の増強（+30万kW）の着実な完工・運開（来年3月）等 	中長期対策	<ul style="list-style-type: none"> ○北本連系線について、新北本連系線整備後の更なる増強、及び既設北本連系線の自励式への転換の是非について、速やかに検討に着手（新北本連系線整備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）等
-------------	---	--------------	---

緊急対策（取りまとめ後に即座に実行に着手）

情報発信	<ul style="list-style-type: none"> ○Twitterやラジオ等、多様なチャネルを活用した国民目線の情報発信 ○現場情報をリアルタイムに収集するシステムの開発等による被害情報・復旧見通しの収集・提供の迅速化等 	早期復旧	<ul style="list-style-type: none"> ○自発的な他の電力会社の応援派遣による初動迅速化 ○資機材輸送や情報連絡等、関係機関、自治体と連携した復旧作業の円滑化等
-------------	--	-------------	---

中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）

防災対策	<ul style="list-style-type: none"> ○電源への投資回収スキーム等供給力等の対応力を確保する仕組みの検討（調整力の必要量の見直し、稀頻度リスク等への対応強化（容量市場の早期開設や取引される供給力の範囲拡大含む）等） ○ブラックアウトのリスクについての定期的な確認プロセスの構築 ○レジリエンスと再生可能エネルギー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 ○その際、レジリエンス強化と再生可能エネルギー大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方（託送制度改革含む）について検討 ○災害に強い再エネの導入促進（太陽光・風力の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直し（グリッドコードの策定等）、ネットワークのIoT化、地域の再エネ活用モデルの構築、住宅用太陽光の自立運転機能の利活用促進） ○需要サイドにおけるレジリエンス対策の検討（Ex.デマンド・リスパンスの促進、スマートメーターの活用等） ○合理的な国民負担を踏まえた政策判断のメルクマールの検討（停電コストの技術的な精査） ○火力発電設備の耐震性の確保について、国の技術基準への明確な規定化等
-------------	---

情報発信	<ul style="list-style-type: none"> ○電力会社が提供可能な情報と災害復旧時に必要となる情報を整理し、道路や通信等重要インフラ情報と共に有効活用できるシステム設計の検討 ○ドローン、被害状況を予測するシステム等の最新技術を活用した情報収集等 	早期復旧	<ul style="list-style-type: none"> ○送配電設備等の仕様共通化 ○復旧作業の妨げとなる倒木等の撤去を迅速に行えるような仕組み等の構築 ○災害対応に係る合理的費用を回収するスキームの検討 ○需給ひっ迫フェーズにおける卸電力取引市場の取引停止に係る扱いの検討等
-------------	--	-------------	---

第4章 今後の対策パッケージ

2. 中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）

<防災対策（ブラックアウト等の発生の最大限回避）>

(1) 北本連系線の更なる増強等の検討に着手することを始めとした、北海道におけるブラックアウト等の再発防止策
今般の北海道における大規模停電において、北本連系線が地震後、ブラックアウトまでの間に相当程度機能したものの、結果としてブラックアウトを防止できなかったこと、北海道エリアの電源構成は老朽火力発電所を多く抱えていることなどに鑑み、北海道エリアの今後の再生可能エネルギーの導入拡大と中長期的な供給力及び調整力の安定的な確保を両立させるため、ひいては中長期的観点から北海道におけるブラックアウト等の発生リスクを低減させるため、検証委員会の中間報告の提言も踏まえ、北本連系線については、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、及び現在の北本連系線の自励式への転換の是非について、広域機関において速やかに検討に着手する。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を図る。³⁴

また、検証委員会において、今後検証されるシミュレーション結果を踏まえ、周波数低下リレー（UFR）の整定値（負荷遮断量及び時限）の見直しや、最大規模発電所である苫東厚真火力発電所の適切な運用に必要な対策の検討を行う。さらに、検証委員会において、北海道エリアにおけるガバナフリー、自動周波数調整機能（AFC）、連系設備のマージン等の周波数制御機能の再評価を行った上で、必要な対策を検討する。

これらの取組も踏まえつつ、需給の状況を見極めながら、発電所の適切な新陳代謝を含め、必要な供給力及び調整力の確保を図っていく。⁵

³ 経済産業省で開催された「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会」においては、一連の検討の中で、いくつかの考え方が議論の俎上に上ったが、2012年4月に取りまとめられた中間報告では、90万kWに増強後の更なる増強について、「今後、政策的観点からも拡大が見込まれる再生可能エネルギーの導入状況を考慮すると、容量が不足することも想定されることから、風力発電の導入状況（将来計画も含む。）等を見つつ、必要となる地内系統の整備等ともタイミングを合わせながら、更なる増強について検討を行う」とされている。

⁴ 北本連系線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するとともに、費用対便益をはじめとする各要素を勘案し、増強の是非を含めて慎重に判断すべきとの意見があった。

⁵ この点、北海道電力においては、新たな発電所の新設計画として、石狩湾新港発電所2号機（約57万kW）、3号機（約57万kW）等が計画されている。

- 2018年9月6日に発生した北海道胆振東部地震に伴う大規模停電を受け、**業務規程第51条第3号（国からの検討要請）**に基づき、北海道本州間連系設備（北本連系設備）の計画策定プロセスを開始。

(計画策定プロセスの開始)

業務規程

第51条 本機関は、次の各号のいずれかに該当すると認める場合には、計画策定プロセスを開始する。

一 本機関が、次のア又はイの観点に基づく、送配電等業務指針で定める検討開始要件に該当すると認めた場合

ア 安定供給 大規模災害等により、複数の発電機の計画外停止その他供給区域の供給力が大幅に喪失する事態が発生した場合において、供給区域間の電力の融通により安定供給を確保する観点

イ 広域的取引の環境整備 現に発生し又は将来発生すると想定される広域連系系統の混雑を防止し、広域的な電力取引の環境を整備する観点

二 電気供給事業者から次のアからウのいずれかの観点に基づく広域系統整備に関する提起があり、送配電等業務指針に定める検討開始要件に該当する場合

ア 安定供給 大規模災害等により、複数の発電機の計画外停止その他供給区域の供給力が大幅に喪失する事態が発生した場合において、電力の融通により安定供給を確保する観点

イ 広域的取引の環境整備 個別の広域的な電力取引に起因する広域連系

ウ 電源設置 特定の電源の設置に起因した広域的な電力取引の観点

三 **国から広域系統整備に関する検討の要請を受けた場合**

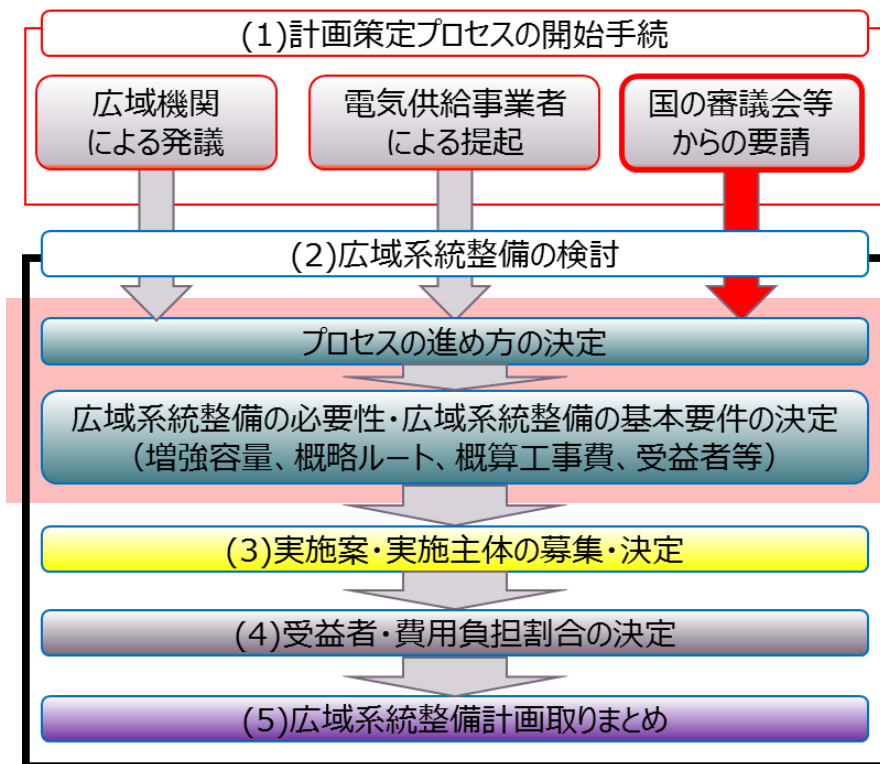
送配電等業務指針

(国の要請に基づく計画策定プロセスの開始手続)

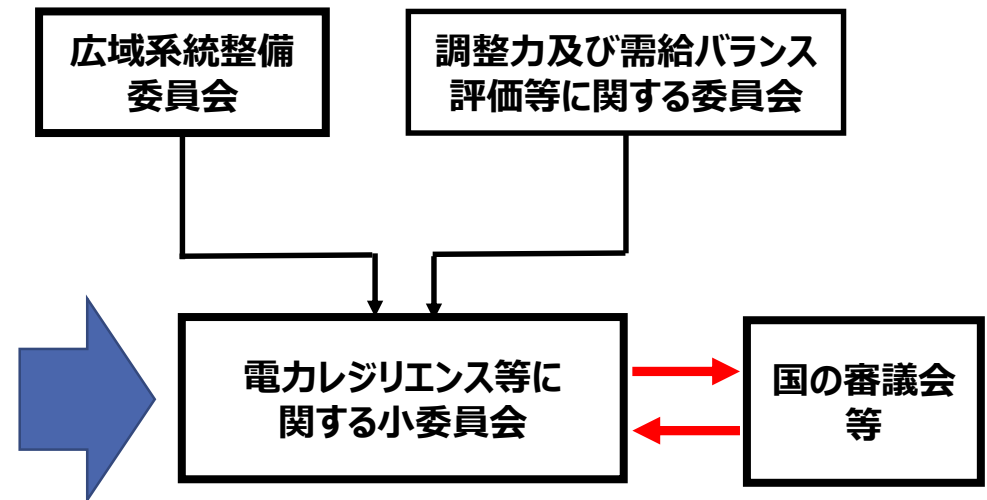
第37条 本機関は、**国から広域系統整備に関する検討の要請を受けた場合に、業務規程第51条第3号に基づき、計画策定プロセスを開始するものとする。**

- 北本連系設備について、新北本連系設備整備後（合計連系容量60万kWから90万kWに増強後）の更なる増強、及び既存北本連系設備の他励式から自励式への転換の是非の検討に速やかに着手。
- 本検討については、広域機関において検討することが求められている他の検討事項と合わせ、新たに設置した「電力レジリエンス等に関する小委員会」で集中的に検討。

計画策定プロセス業務フロー



【検討体制】

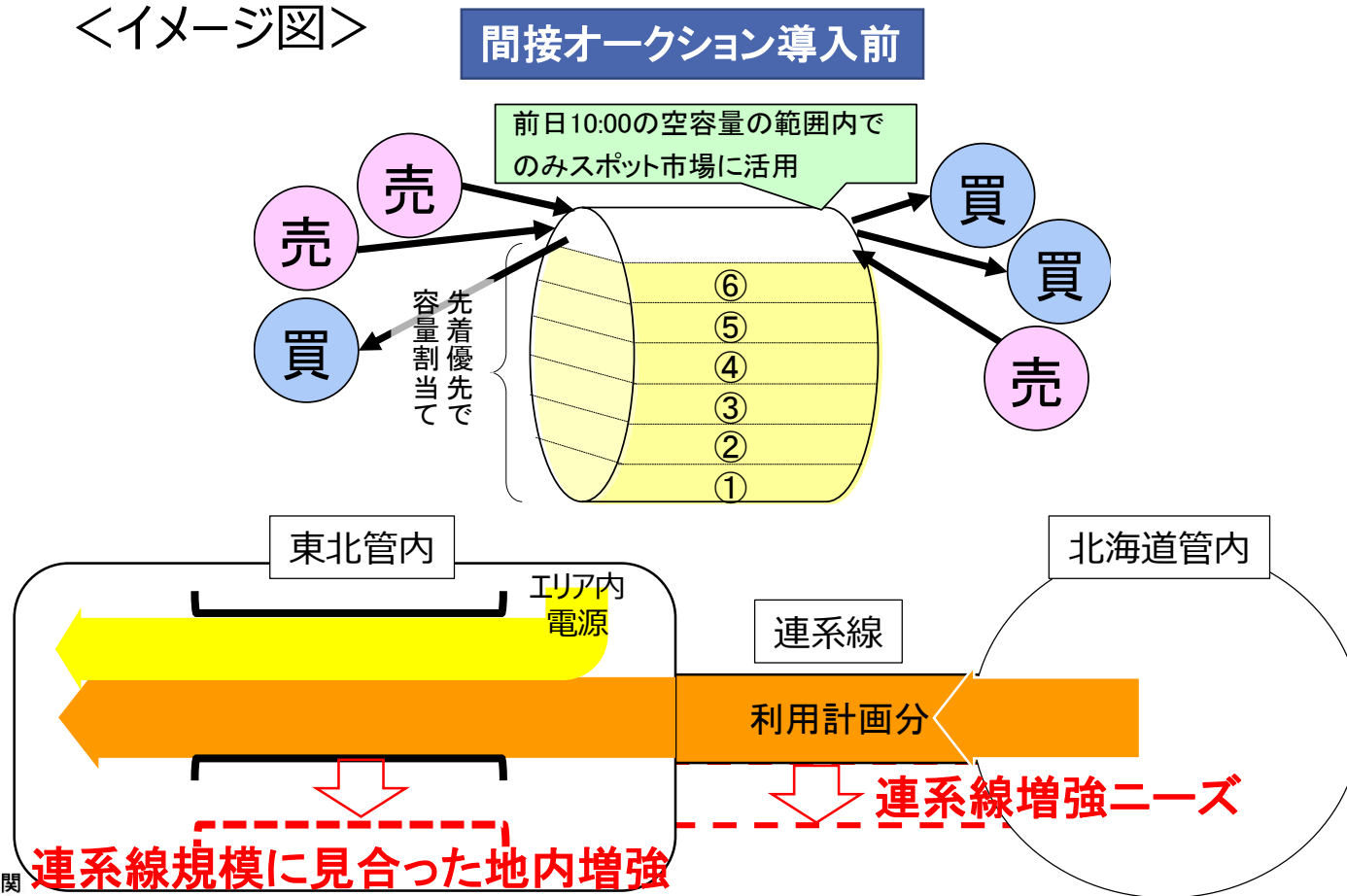


2. 北海道本州間連系設備の増強について

～ 効率的な設備形成を踏まえた連系線に関する新たな取り組み ～

- 利用計画により連系線を増強した際には、連系線の増強規模に合わせて、連系線規模（利用）に見合った地内の増強を行っていた。
- しかし、連系線の利用に関しては昨年10月から間接オークションが導入されており、連系線の増強に関しても、地内増強を回避する新たな選択肢が取り得るようになった。

<イメージ図>

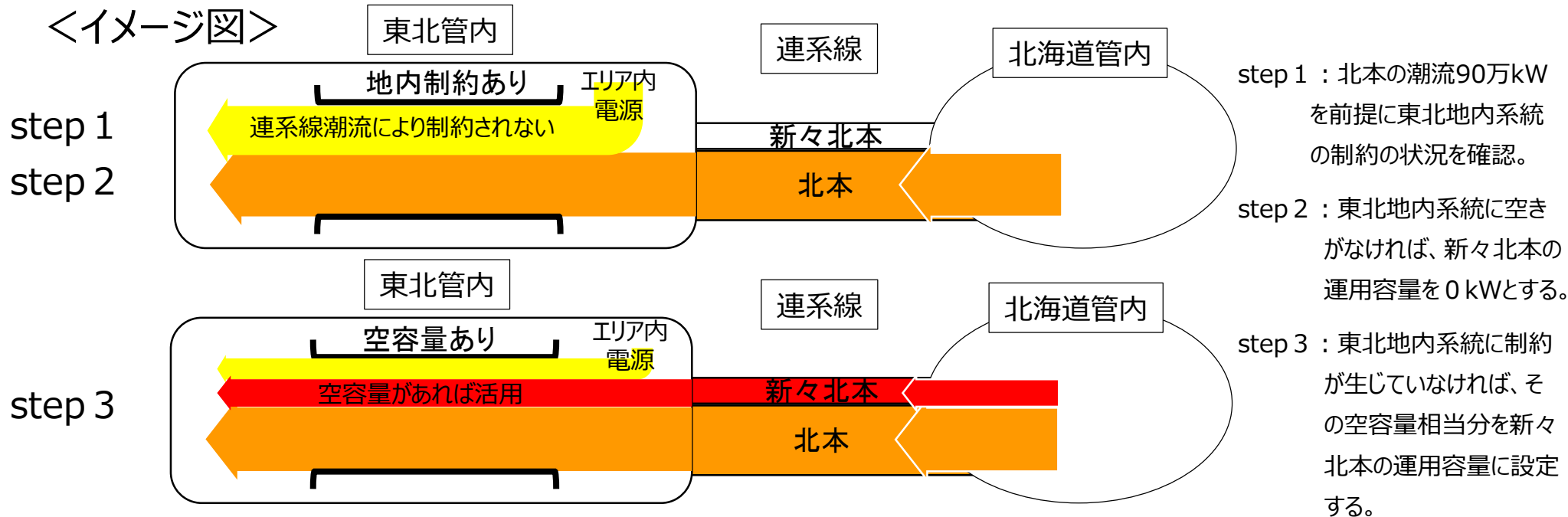


2. 北海道本州間連系設備の増強について

～ 効率的な設備形成を踏まえた連系線に関する新たな取り組み ～

- 今般の検討では供給信頼度が確保されることを前提に、広域的な取引による費用対効果を最大限発揮する新たな方法について検討した。
- 具体的には、東北エリアでは大規模な増強を回避するため、**間接オークションの導入を踏まえた地内制約を考慮した運用（下記イメージ）**により、**地内の空き容量を最大限活用することとした。**
- また北海道エリアにおいても安定度を考慮した運用容量を設定することで、従来マージンの制約も含め無駄の少ない活用ができる。

<イメージ図>

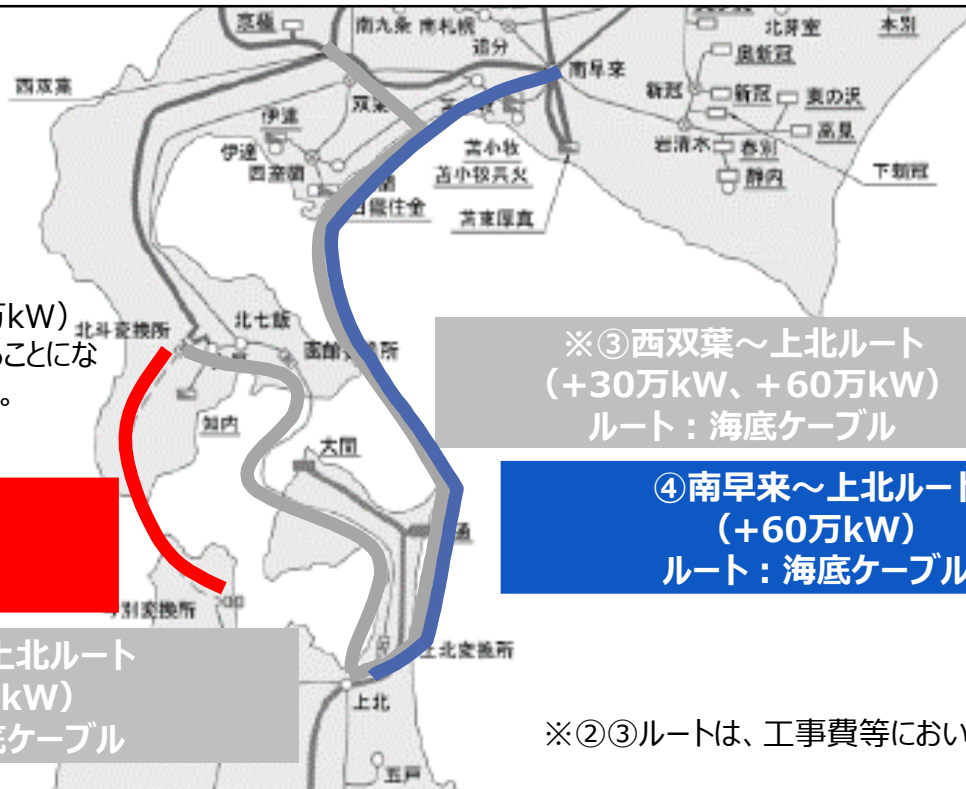


2. 北海道本州間連系設備の増強について

～ 増強ルートについて ～

- 具体的な検討にあたっては概算工事費を算定し、優位であったルート① + 30万kW、及びルート④ + 60万kWの増強案について、それぞれ地内増強の有無で計4案に対して、広域メリットオーダーによるシミュレーションを行った。

- ✓ +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)



※①ルート+60万kW(新北本と合わせ計90万kW)はルート断による周波数上昇マージンを拡大することになり増強分を活用できないため検討案としていない。(24スライド参照)

①北斗～今別ルート
(+30万kW)
ルート：海底トンネルを活用

※②北斗～上北ルート
(+30万kW)
ルート：海底ケーブル




※③西双葉～上北ルート
(+30万kW、+60万kW)
ルート：海底ケーブル





















④南早来～上北ルート
(+60万kW)
ルート：海底ケーブル

※②③ルートは、工事費等において優位性ないため除外

2. 北海道本州間連系設備の増強について ～ 概算工事費と工期について ～

■ 大規模な地内増強が不要な場合を各案の下段に示す。

【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		  	2,345程度	[15年]	
		 	430程度	[5年]	
②北斗～上北 ルート	+30万kW	  	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	+60万kW	 	3,190程度	[12年]	
			1,940程度	[10年]	
④南早来～上北 ルート		 	3,185程度	[12年]	
			1,935程度	[10年]	

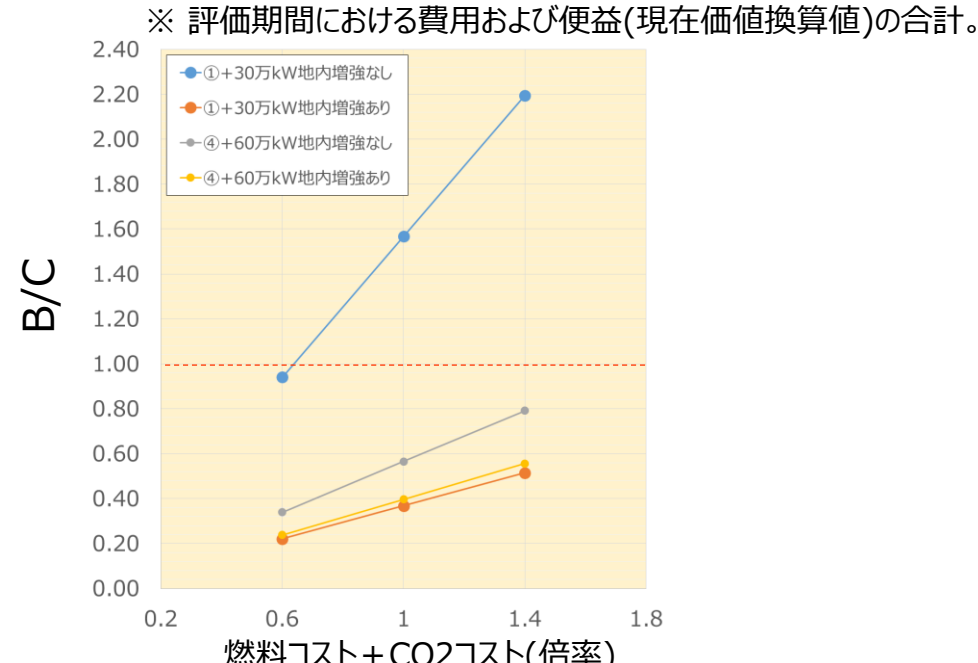
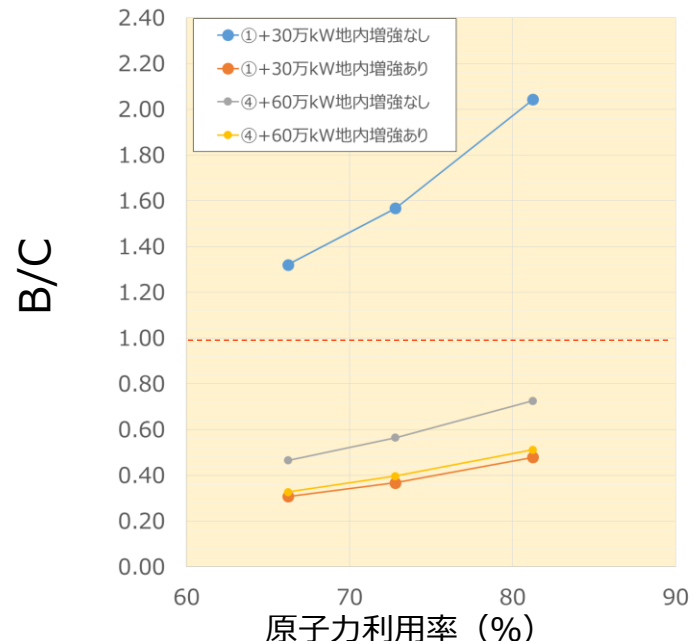
(※留意事項) ・仕様や概算工事費については、一般送配電事業者による机上検討の試算に基づく。
 ・詳細な技術検討により、短絡容量対策等の工事項目が追加となる場合がある。
 ・工期は、新々北本の工事着手から運開するまでの最短工期を示す。

2. 北海道本州間連系設備の増強について

～ 費用便益評価の結果について ～

■ 広域的取引の拡大による費用対便益評価の結果、**「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。（他の案は感度分析でも1.0を上回るものもない。）

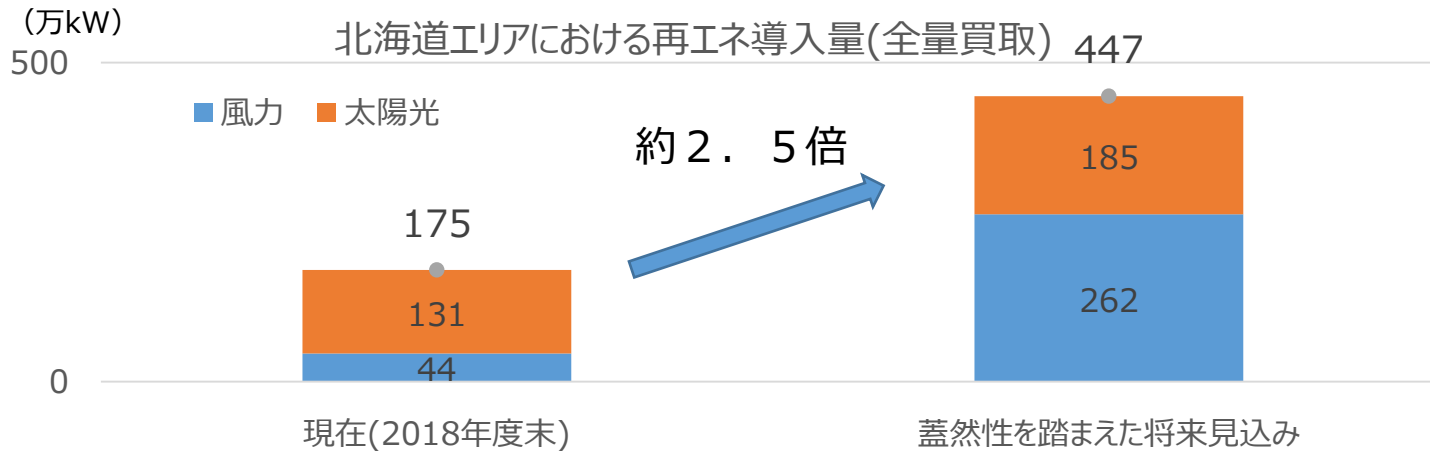
	①北斗～今別ルート <+30万kW> 地内増強なし	①北斗～今別ルート <+30万kW> 地内増強あり	④南早来～上北ルート <+60万kW> 地内増強なし	④南早来～上北ルート <+60万kW> 地内増強あり
便益(B) [※] [年間]	967億円 [約68億円/年]	1,323億円 [約71億円/年]	1,584億円 [約102億円/年]	1,951億円 [約104億円/年]
費用(C) [※] [年間]	617億円 [43億円/年]	3,595億円 [198億円/年]	2,804億円 [183億円/年]	4,913億円 [284億円]
(B/C) ベースケース	1.57	0.37	0.56	0.40



2. 北海道本州間連系設備の増強について

～ 広域的取引の拡大（再エネ大量導入への寄与） ～

- 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。

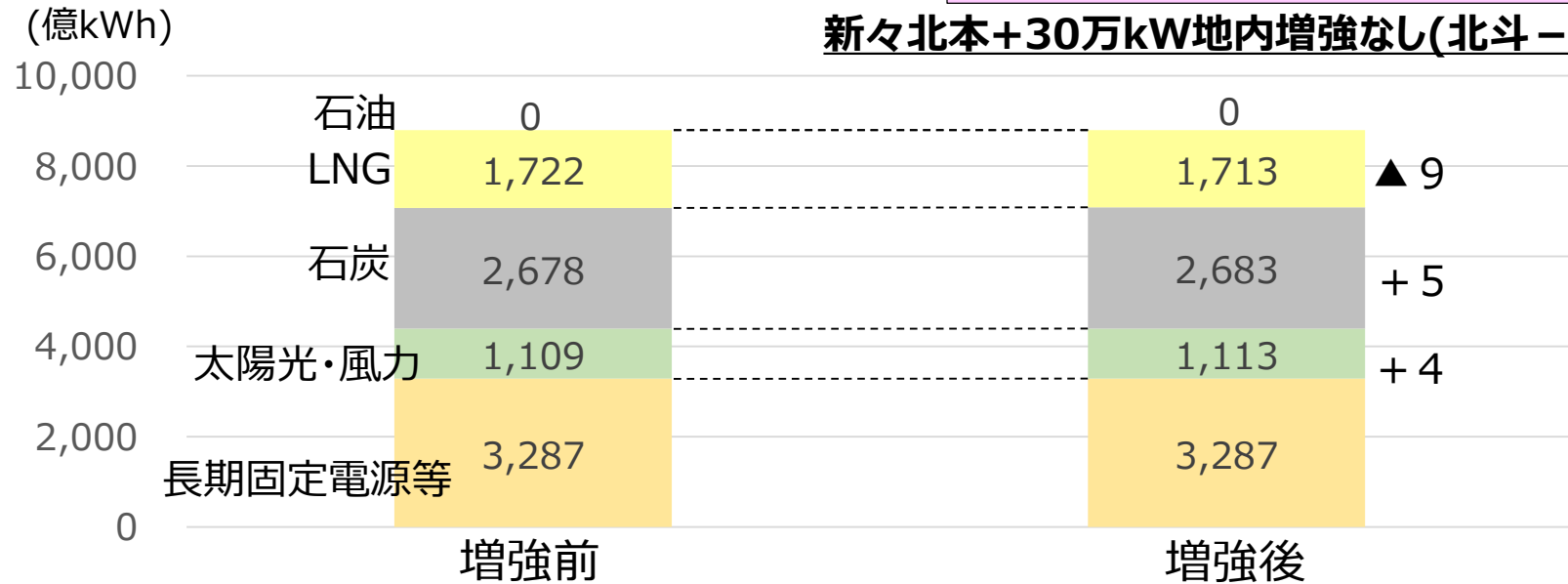
	①北斗~今別ルート <+30万kW> 地内増強なし	①北斗~今別ルート <+30万kW> 地内増強あり	④南早来~上北ルート <+60万kW> 地内増強なし	④南早来~上北ルート <+60万kW> 地内増強あり
再エネ抑制率※1	9.0%⇒3.5%	9.0%⇒3.4%	9.0%⇒1.7%	9.0%⇒1.6%
再エネ効果※2	54.1%	53.0%	52.4%	51.9%

※ 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)

(参考) 北本の更なる増強による燃種毎の電力量増減 (全国計)

新々北本+30万kW地内増強なし(北斗-今別ルート)



増強前後の差 (全国計)

【 】: 再エネによる寄与分 (再掲)

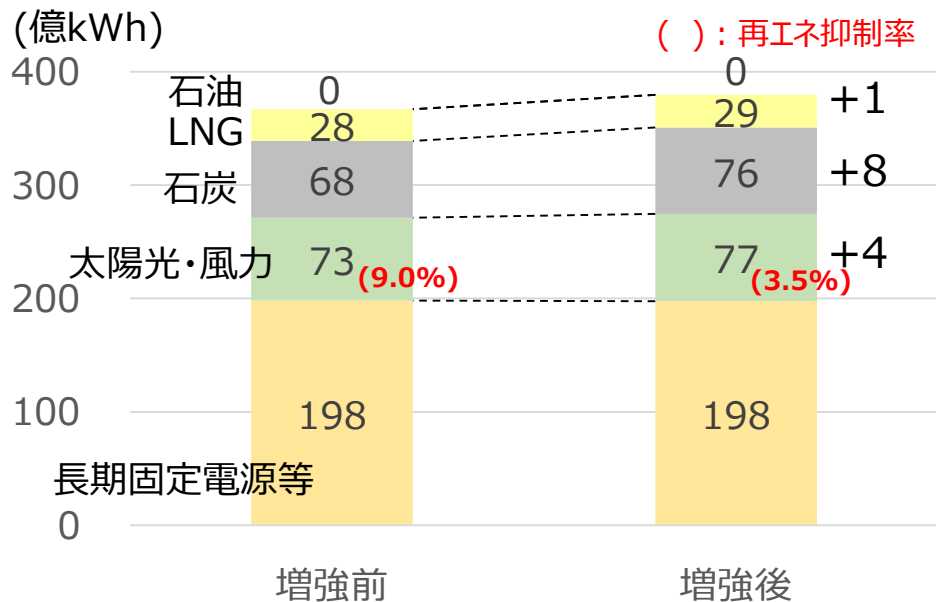
燃種 (燃料費, CO2コスト単価(円/kWh))	電力量 (億kWh/年)	燃料費+CO2コスト (億円/年)		
		燃料費	CO2コスト	合計
石油 (23.9, 3.9)	0	0	0	0
LNG (11.0~15.5, 2.0~2.8)	▲9【▲1】	▲117【▲7】	▲99【▲6】	▲18【▲1】
石炭* (5.9, 4.5)	+5【▲3】	+49【▲30】	+28【▲17】	+21【▲13】
太陽光, 風力 (0, 0)	+4	0	0	0
合計	0	▲68【▲37】	▲71【▲23】	+3【▲14】

※ 再エネによる寄与分は揚水活用も考慮 (揚水効率70%)

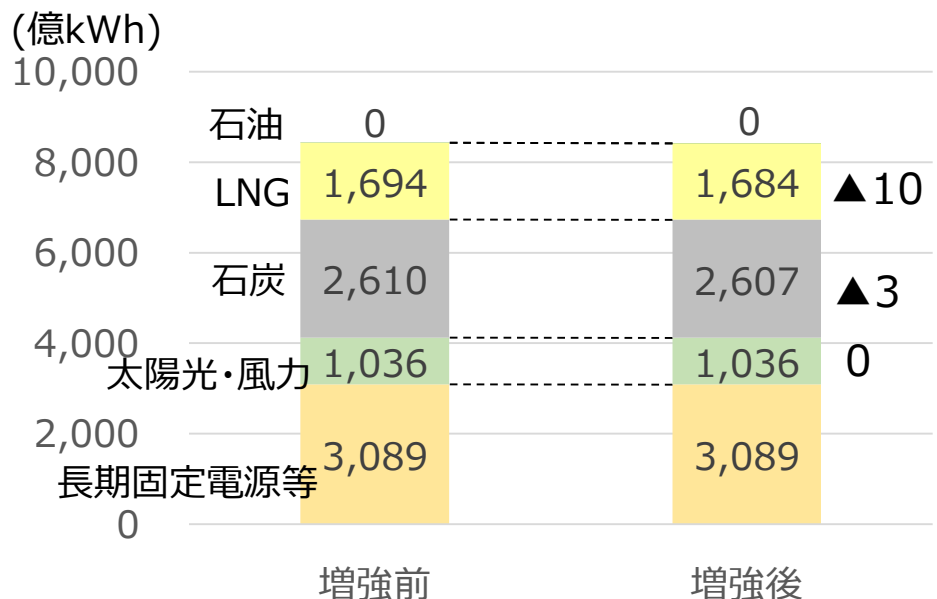
↑ 再エネ効果 約54%(37億円/68億円)
(36.7億円/67.9億円÷0.541 ⇒ 54.1%)

新々北本+30万kW地内増強なし(北斗-今別ルート)

<北海道エリア>



<東北他エリア>



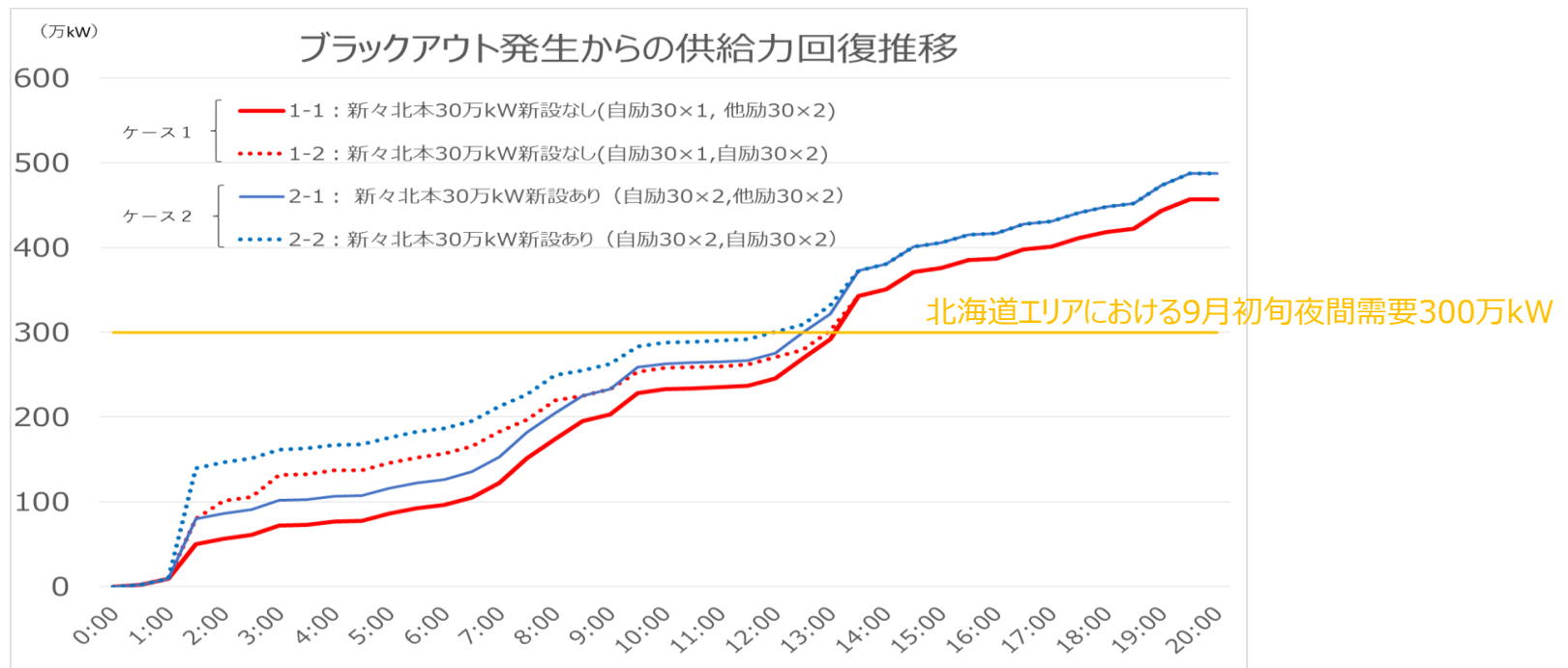
増強前後の差 (エリア別)

【 】: 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】

2. 北海道本州間連系設備の増強について ～ 旧北本変換器の自励式化について ～

- 過去の実績を用いて自励式化の効果を確認。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一定程度早くなる効果があることが確認できた。
- しかし、既に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。
- 更新時期を前倒してまで旧北本変換器の自励式化を現時点で判断する必然性はなく、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。



(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。

次回以降のご議論予定事項

[第42回 広域系統整備委員会]

- 基本要件及び受益者の範囲
- 実施案及び事業実施主体の募集について
- 今後の進め方について

(余白)

<参考資料>

- ① 北本の増強ルート・規模検討の考え方
- ② 広域メルिटオーダーによる評価の方法について
- ③ 広域機関における関連審議資料（抜粋）

- ・ 各ルートの工事概要
- ・ 信頼度基準の確認
- ・ 地内増強をしない場合の運用制約
- ・ 広域メルिटオーダーシミュレーション結果
- ・ その他の効果
- ・ 自励式の検討

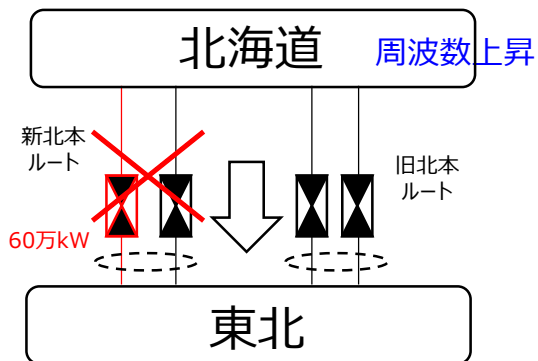
(余白)

① 北本の増強ルート・規模検討の考え方

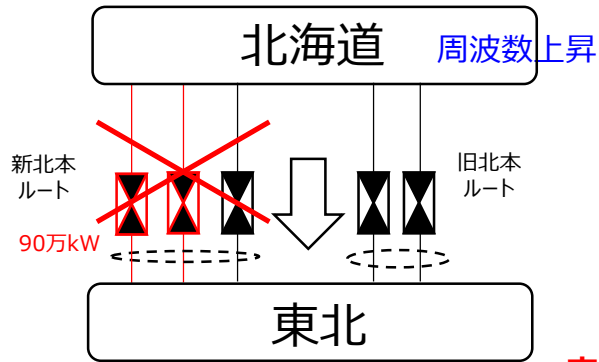
1. 新々北本増強の検討条件について 増強ルート案と増強規模

- 北本では、旧北本または新北本ルート60万kWの緊急停止を想定し、その際の北海道エリアの周波数変動を一定値以内とするよう、送受電のための容量をマージンとして設定している。
- 上記考え方に基づく、1ルートの容量を60万kWから90万kWに増強した場合、90万kWの緊急停止に備えて（送受電のための）既設他ルートのマージンも増やさなければならないため、空容量が増加せず増強の効果を得られない（中図）。このため、**各地点の1ルートの容量は、60万kWを上限として増強案を検討する。**
- 既存ルート（①新北本、②旧北本ルート）の増強はプラス30万kWを考え、新規ルート（③西双葉、④南早来ルート）でプラス60万kWの増強を検討する。

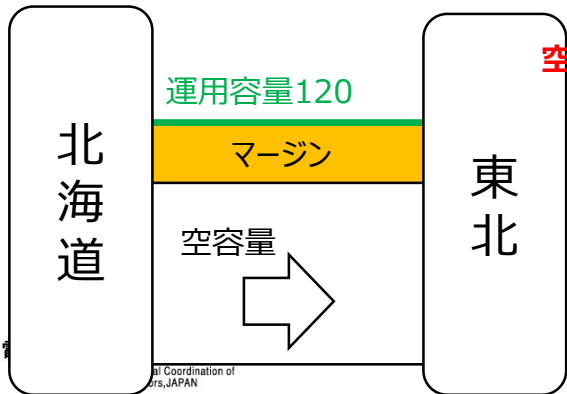
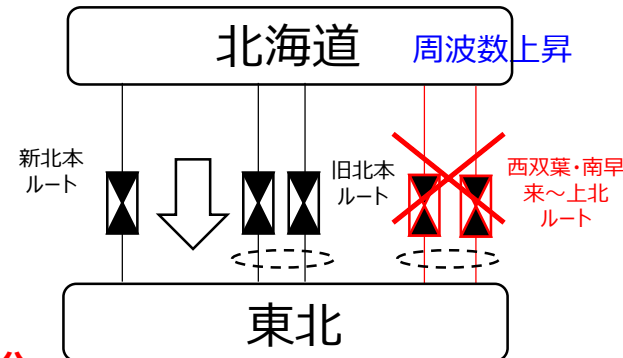
①②増強ルート+30万kW



①②増強ルート+60万kW



③④増強ルート+60万kW



2. その他検討事項

(1) 交流連系について

- 第3回小委員会において、「直流連系だけではなく、交流連系も一つの案として整理してはどうか」とのご意見があった。
- 第3回小委員会でご議論いただいた通り、
 - ・技術検討の結果、直流連系でも、新々北本からの南流については東北エリアの系統安定度上の余裕はない状況（地内増強なし、最過酷断面）。
 - ・北海道本州間を交流連系するとなれば系統安定度が更に厳しくなり、その対策として系統の多重化などをするには、相応の工事費・工期を要すると考えられる。
- したがって、仮に新々北本の検討で北海道や東北で大規模な地内増強が不可欠（ルート①、④で地内増強あり）となった場合には、これらの案も含めて評価することとしたい。

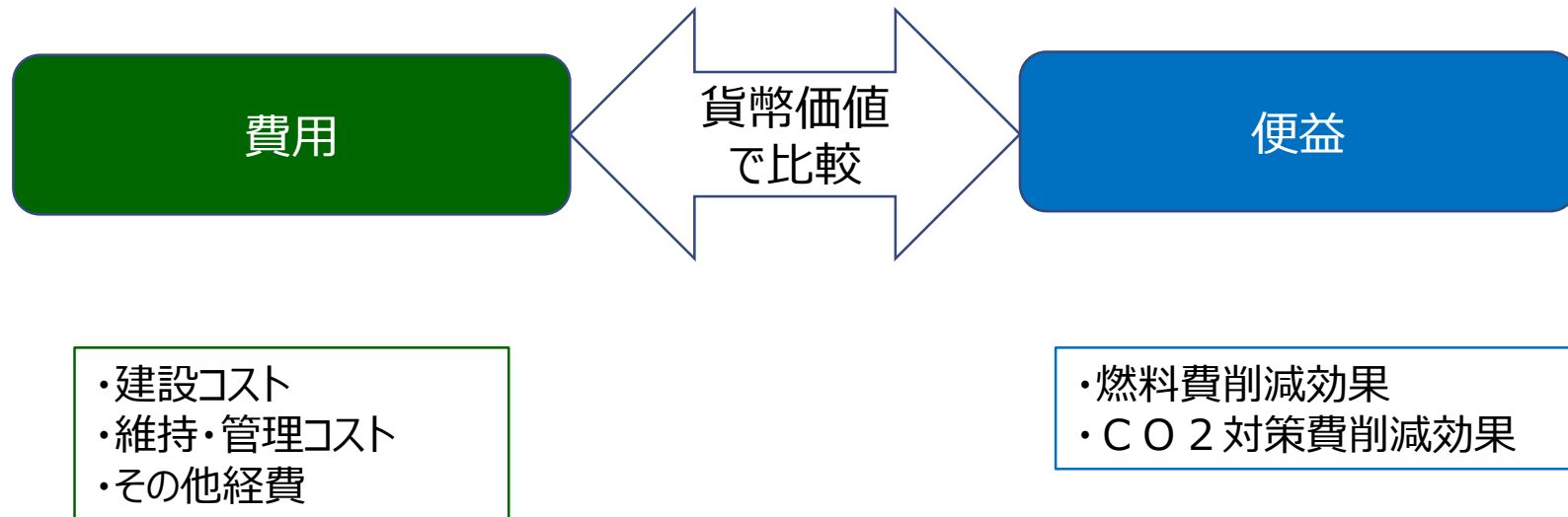
2. その他検討事項

(2) 他のルート案について

- 第3回小委員会において、東北地内系統の制約の影響を受けない方法として、北海道と東京を直接連系する案についてご発言があった。
- 当該案は北海道～東京間の少なくとも500km以上ケーブルを布設する必要があり、工事費がルート④地内増強ありの工事費を超える見通しであることから、評価の対象とはしないことによいか。
- なお、連系線の増強規模に応じた潮流が、地内系統の制約を受けない増強の方法として、鉄道などのインフラを活用するなどの方法が考えられる。
- しかし、活用の可否については慎重な検討が必要であり、仮に活用できたとしても相応の工事費・工期を要すると考えられることから、新々北本の検討で北海道や東北で大規模な地内増強が不可欠（ルート①で地内増強あり）となった場合には、鉄道案も含めて評価することとしたい。

② 広域メルिटオーダーによる評価の方法について

- 連系線増強に伴う燃料費およびCO2対策費削減効果を算出。
- 燃料費削減については、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対策費削減については、同様に燃種毎の発電量の差分から、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。
- その他貨幣価値換算できる効果についても個別に検討のうえ評価。

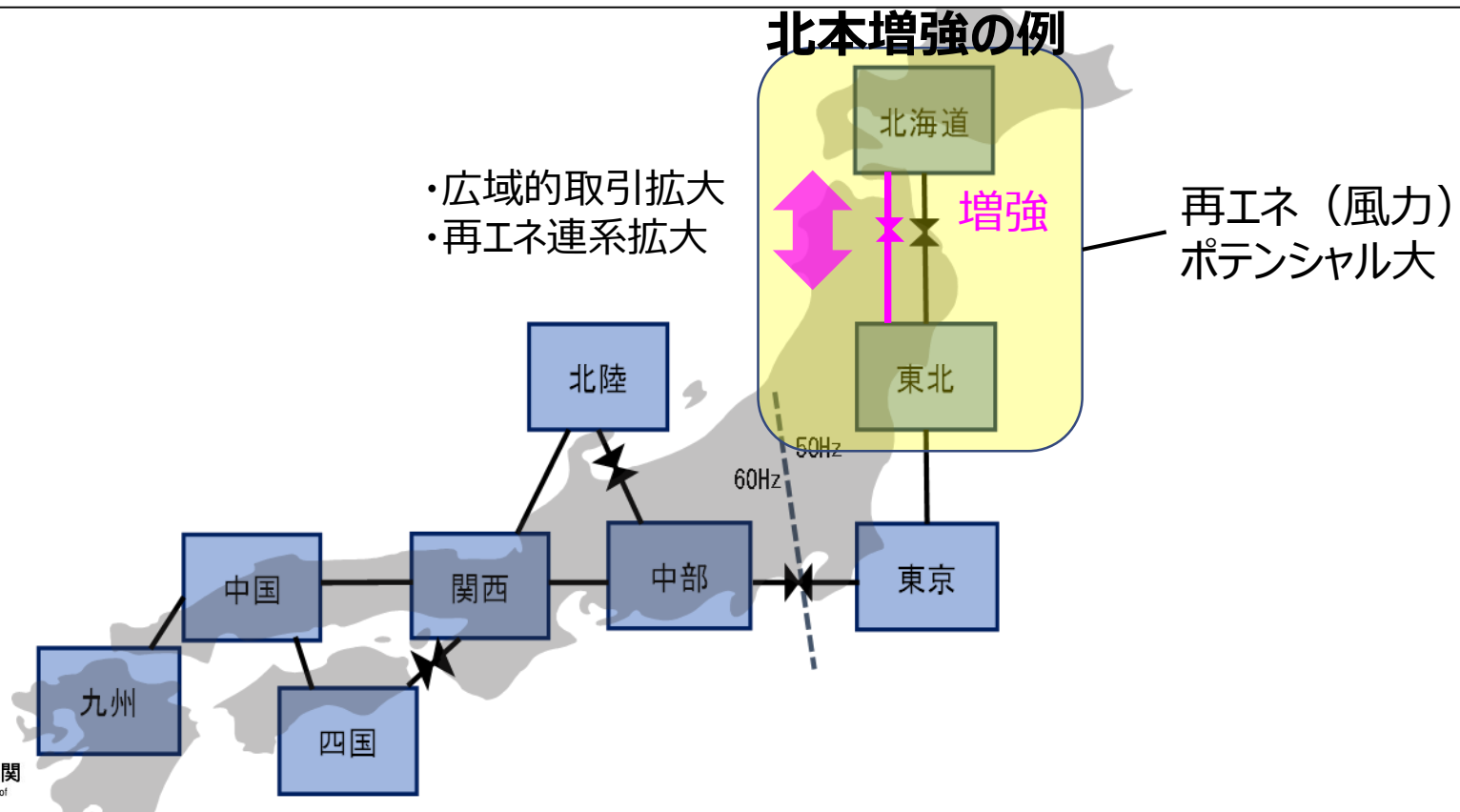


地域間連系線の費用対便益評価における便益

- 連系線増強に伴う広域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。



- 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

本資料スライド14

評価算定期間等

項目	設定内容
評価算定期間	<p>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）</p> <p>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</p>
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]

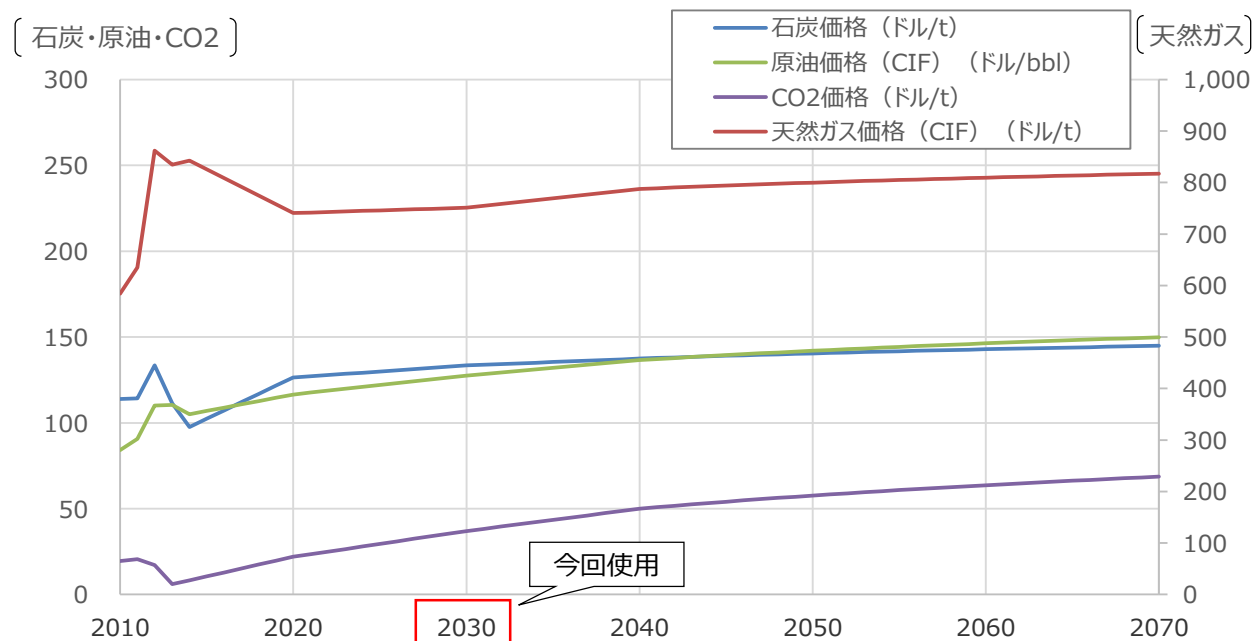
第29回広域系統整備委員会資料2-(3)

	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

[円/kWh]

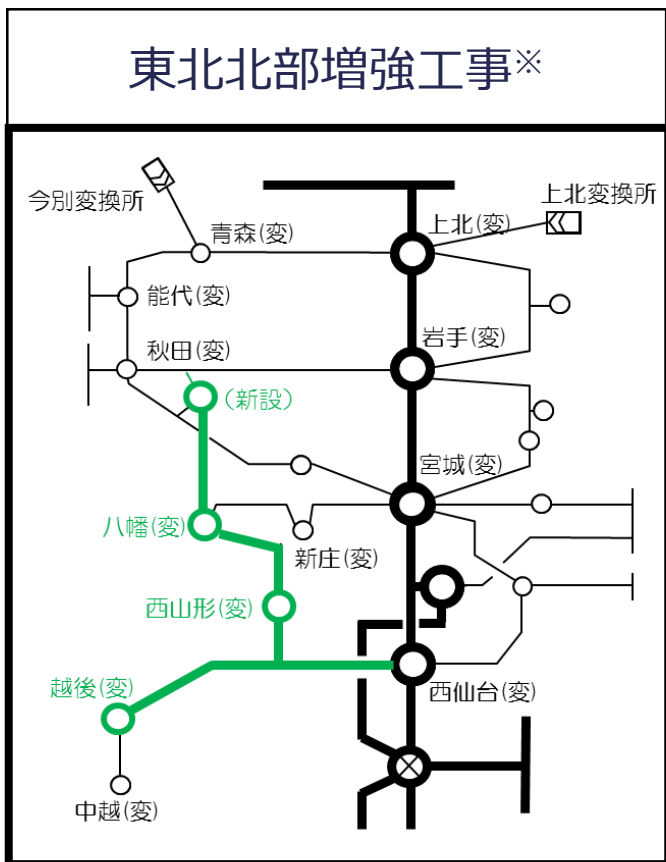
	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンベンショナル	石油
燃料コスト+CO2コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
燃料コスト	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
CO2コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

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）

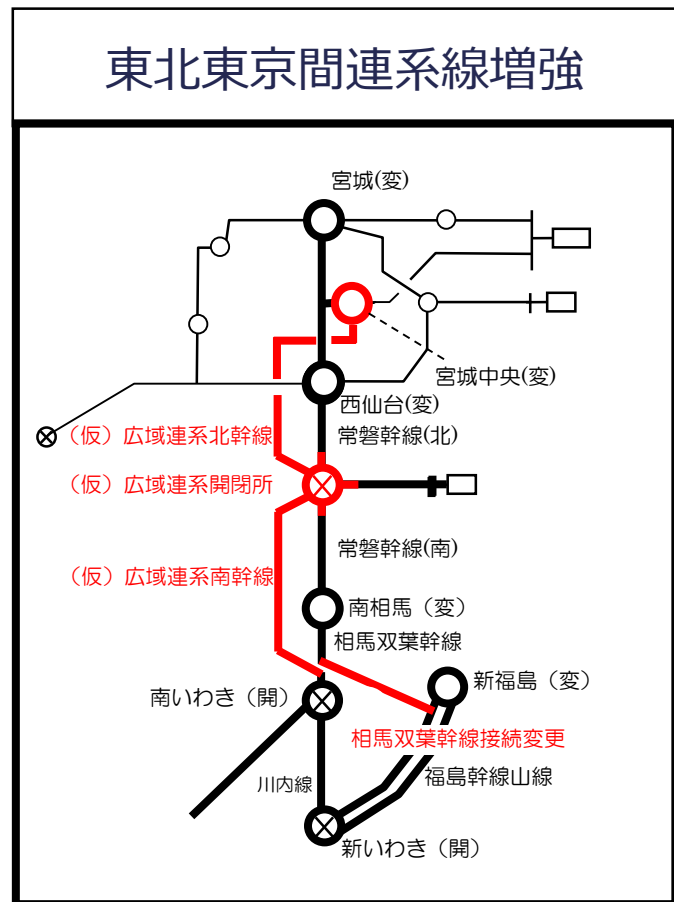
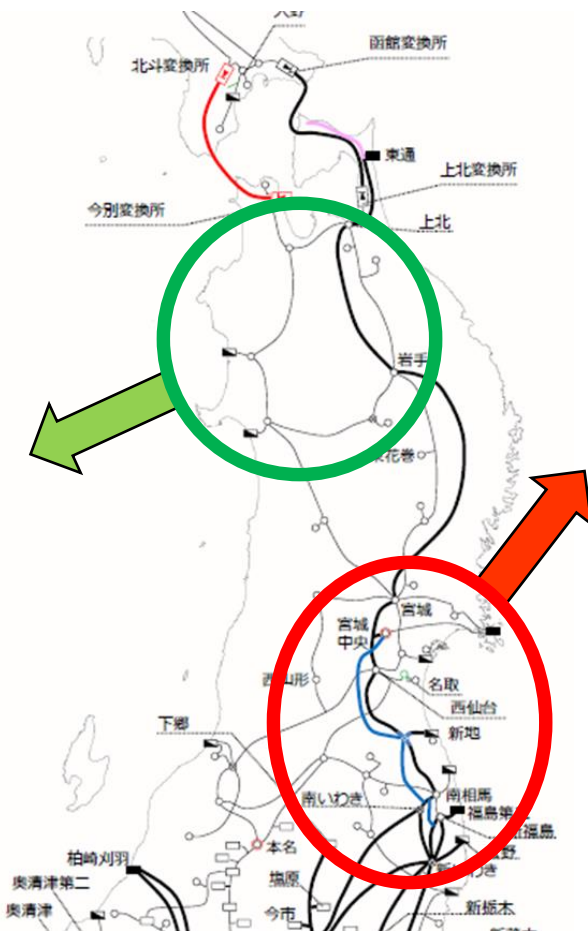


※2013年までは実績

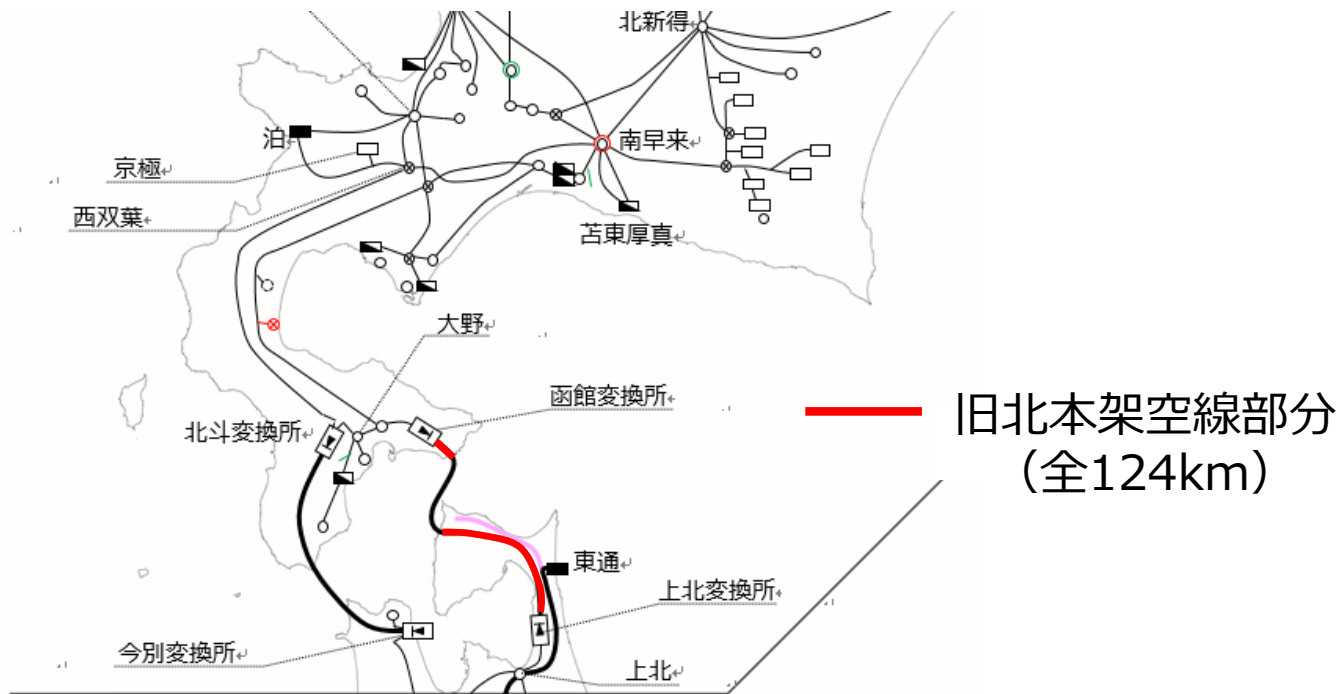
前提とする増強工事	説明
東北東京間連系線増強	電気供給事業者から提起を受け、計画策定プロセスで確認された系統増強工事
東北北部増強工事	募集プロセスによる系統増強工事



※ 募集プロセスで想定されている工事イメージ



- 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

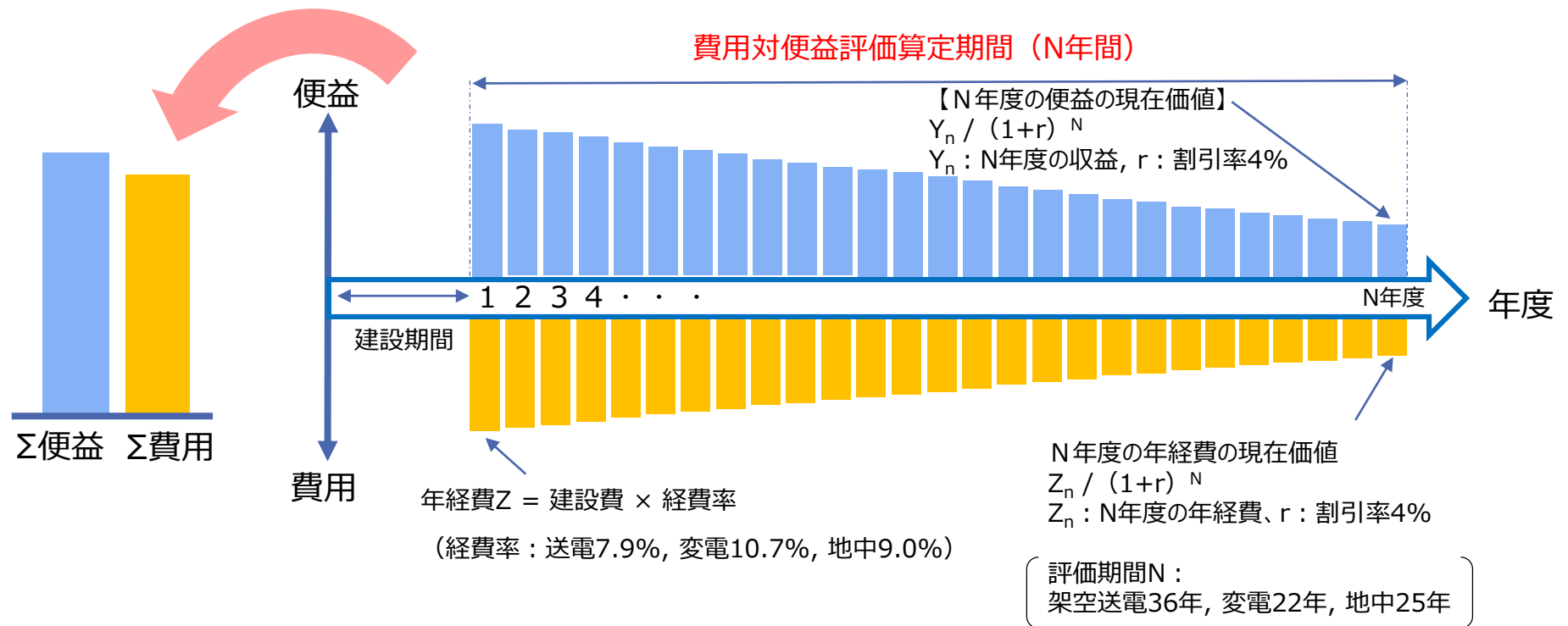
- 検討結果に与える影響が大きい以下の項目については、パラメーターとして費用対便益の感度分析を行う。
 - 原子力利用率
震災前実績の最低水準相当(66%)～定期点検のみを考慮した理論最大値(81%)
 - 燃料コスト+CO2コスト
ベースシナリオの▲40%～+40%(過去10年間の燃料価格実績の変動幅相当)

- 費用対便益評価による設備増強判断をする場合、基本的に将来見込まれる社会全体の費用と便益について評価をするべきである。
- エリアの需給上の理由により既設電源を出力抑制している場合は、地域間連系線増強を機に電源建設コストを伴わないで発電機会を得ることができる。【ケース1】
- 一方で、今後建設される電源を含めた費用対便益を評価する際には、当該地域間連系線増強との関連性を考慮したうえで、適切な評価を行うことが必要である。計画実施判断段階では、電源建設コストも含めた総合コストで評価してはどうか。【ケース2、ケース3】
- また、費用対便益に基づく設備形成を考えていく場合には、当該系統の費用対便益にのみ着目するのではなく、長期方針で示した総合コスト最小化の観点から最適な設備形成についての検討も必要である。

地域間連系線建設効果	費用（代表的なもの）	便益（代表的なもの）
【ケース1】 既設電源の出力抑制回避	流通設備増強コスト 設備維持管理コスト	燃料費低減 環境負荷低減
【ケース2】 効率的な電源建設の促進 (地域間連系線増強と電源新設に 関連性がある場合)	流通設備増強コスト 電源建設コスト 設備維持管理コスト	燃料費低減 環境負荷低減
【ケース3】 (地域間連系線増強に関わらず電 源建設が自明な場合)	流通設備増強コスト 設備維持管理コスト	燃料費低減 環境負荷低減

- 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>



- 設備投資に伴う費用は、当該投資に伴う費用（減価償却費相当）と運転維持費用およびその他費用に分類される。
- 投資に伴う費用は、割引率、法定耐用年数を考慮し算定することが可能。
- 運転維持費用は、一般送配電事業者の有価証券報告書により、各設備所管部門の営業費用から減価償却費を差し引くことで運転維持費用を推測することが可能。
- その他費用は、託送供給等収支報告の設備別費用明細表から、その他経費（雑給、消耗品費、委託費、諸費など）、一般管理費の実績から経費率を推測することが可能。
- 上記により、設備の年間経費を算出し、建設費に対する率（年経費率）を設備別に求めたものは以下のとおり。（その他の設備については必要により個別で設定）

設備 (法定耐用年数)	年経費換算係数			年経費率 合計
	初期投資に伴う費用	運転維持費用	その他費用	
変電設備(22年)	6.9%	2.8%	1.0%	10.7%
送電設備(架空) (36年)	5.3%	1.6%	1.0%	7.9%

③ 広域機関における関連審議資料（抜粋）

～ 各ルートの記事概要 ～

1. 増強ルート案と工期について

① 北斗～今別ルート (+30万kW)

<連系線工事>

- ・変換所：30万kW×2箇所
- ・架空線：1回線×98km
- ・ケーブル：1回線×24km

<北海道管内 地内増強>

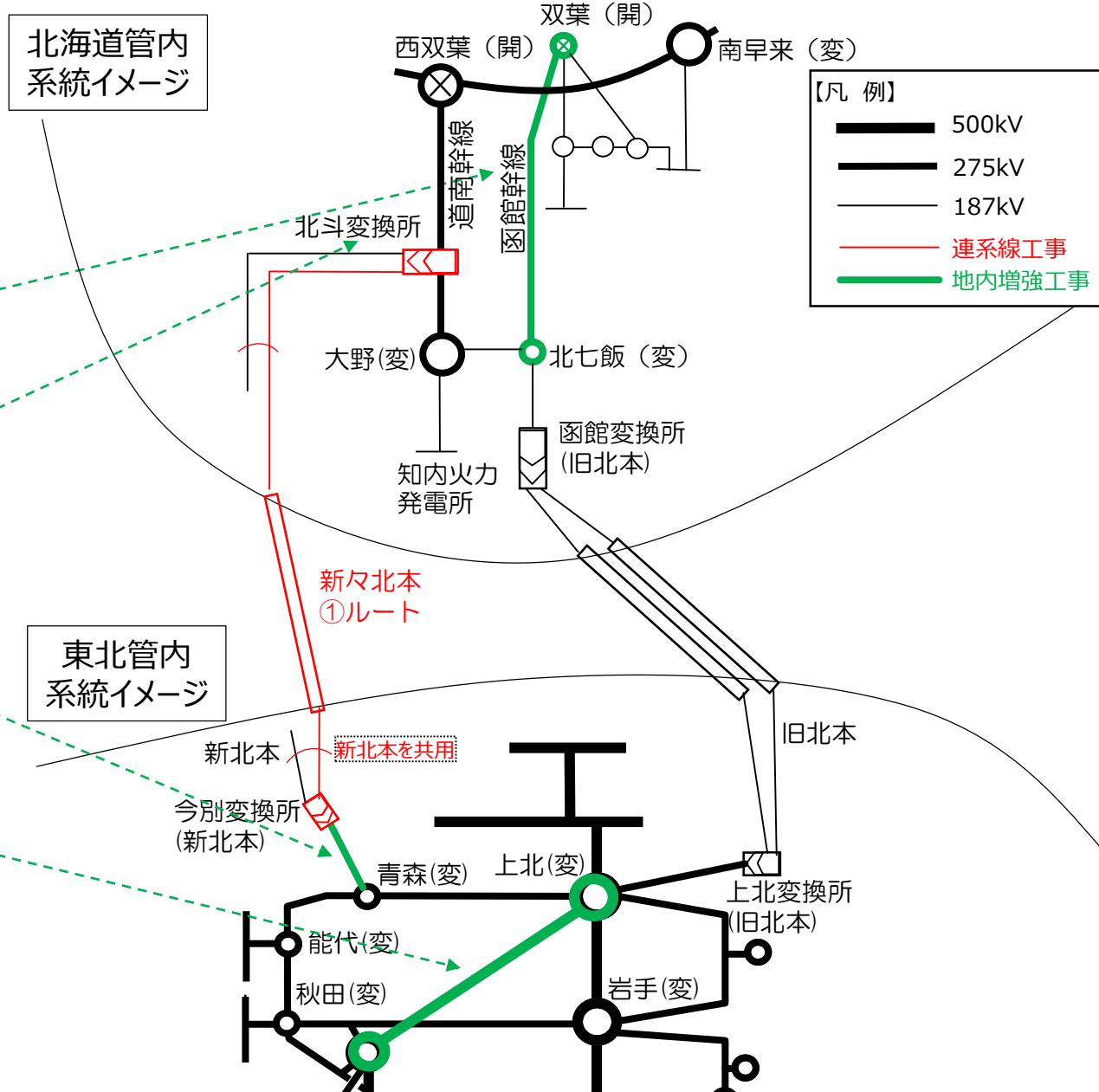
- ・187kV函館幹線昇圧
2回線×164km他
- ・北斗変換所電圧安定化対策
STATCOM新設

<東北管内 地内増強>

- ・275kV今別幹線1号線電線張替
1回線×40km
- ・500kV送電線新設
2回線×160km他

【工期】

- ・15年程度
- ・このうち連系線工事のみ：5年程度



1. 増強ルート案と工期について

②北斗～上北ルート (+30万kW)

<連系線工事>

- ・変換所：30万kW×2箇所
- ・架空線：1回線×131km
- ・ケーブル：1回線×43km他

<北海道管内 地内増強>

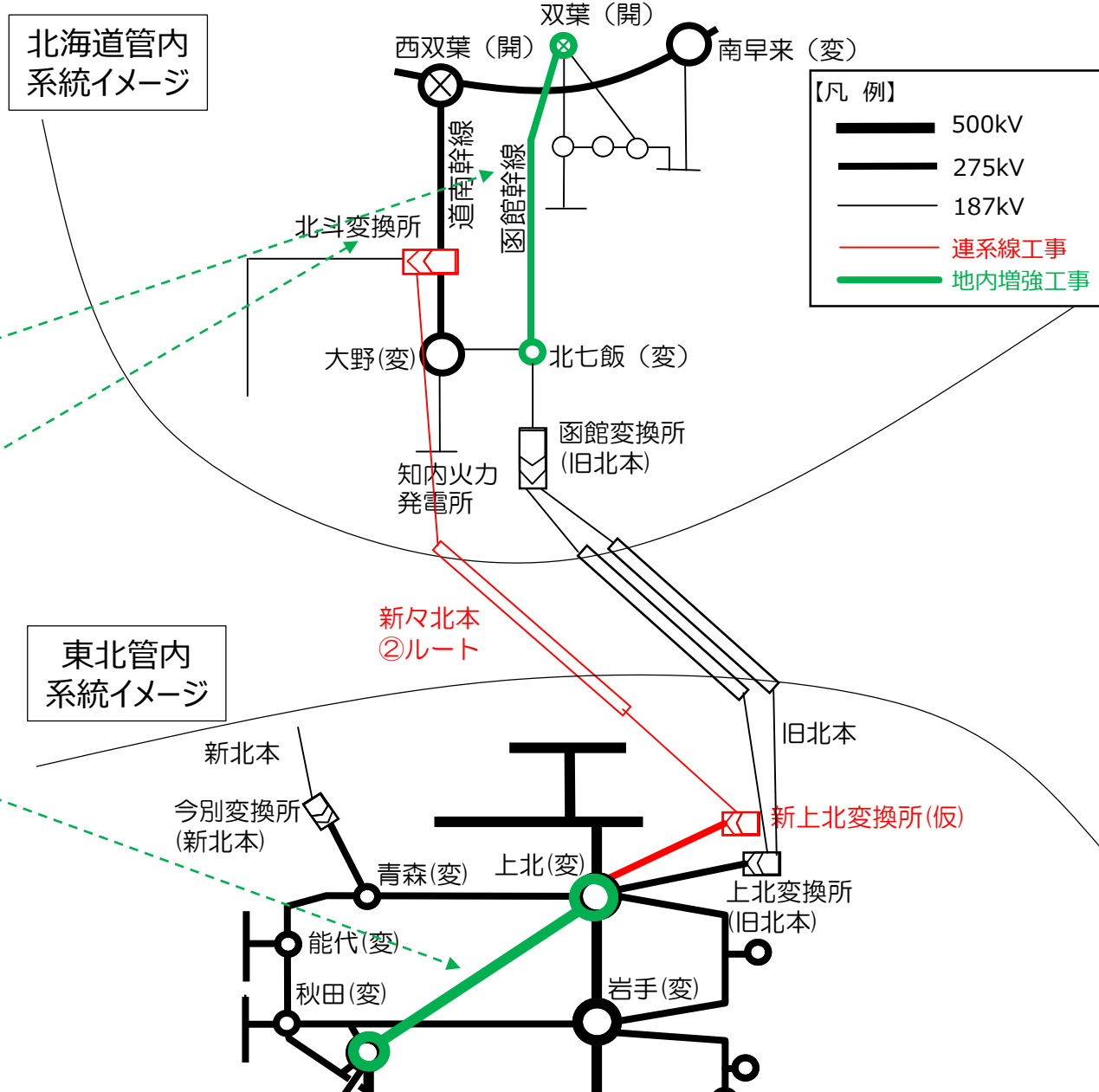
- ・187kV函館幹線昇圧
2回線×164km他
- ・北斗変換所電圧安定化対策
STATCOM新設

<東北管内 地内増強>

- ・500kV送電線新設
2回線×160km他

【工期】

- ・15年程度
- ・このうち連系線工事のみ：10年程度



1. 増強ルート案と工期について

③西双葉～上北ルート (+30万kW、+60万kW)

<連系線工事>

- (+30万kW)
- ・変換所：30万kW×2箇所
 - ・架空線：1回線×95km
 - ・ケーブル：1回線×250km他
- (+60万kW)
- ・変換所：60万kW×2箇所
 - ・架空線：2回線×95km
 - ・ケーブル：2回線×250km他

<北海道管内 地内増強>

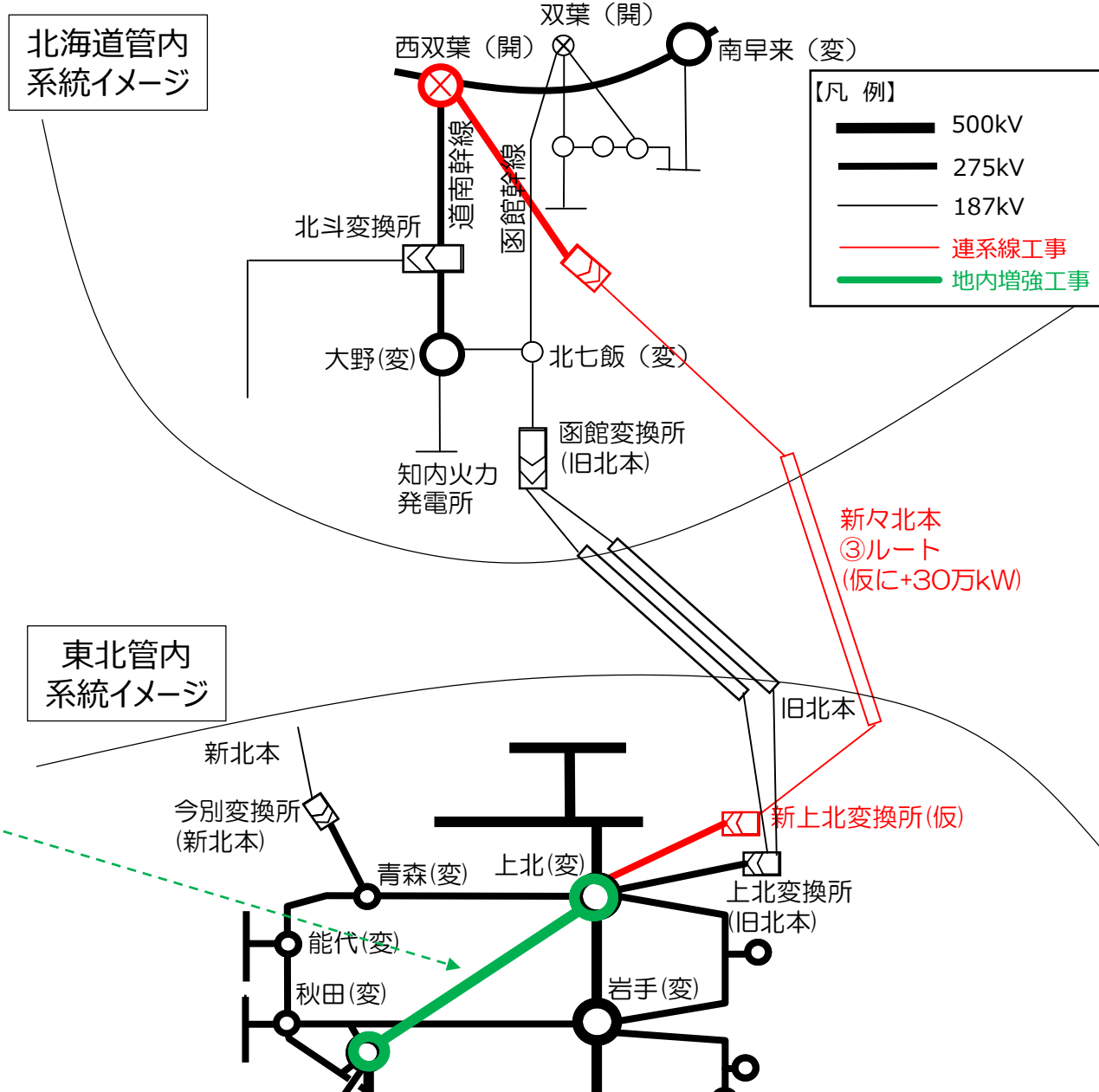
- ・なし

<東北管内 地内増強>

- ・500kV送電線新設
2回線×160km他

【工期】

- ・12年程度
- ・このうち連系線工事のみ：10年程度



1. 増強ルート案と工期について

④南早来～上北ルート (+30万kW、+60万kW)

<連系線工事>

(+30万kW)

- ・変換所：30万kW×2箇所
 - ・架空線：1回線×85km
 - ・ケーブル：1回線×250km他
- (+60万kW)
- ・変換所：60万kW×2箇所
 - ・架空線：2回線×85km
 - ・ケーブル：2回線×250km他

<北海道管内 地内増強>

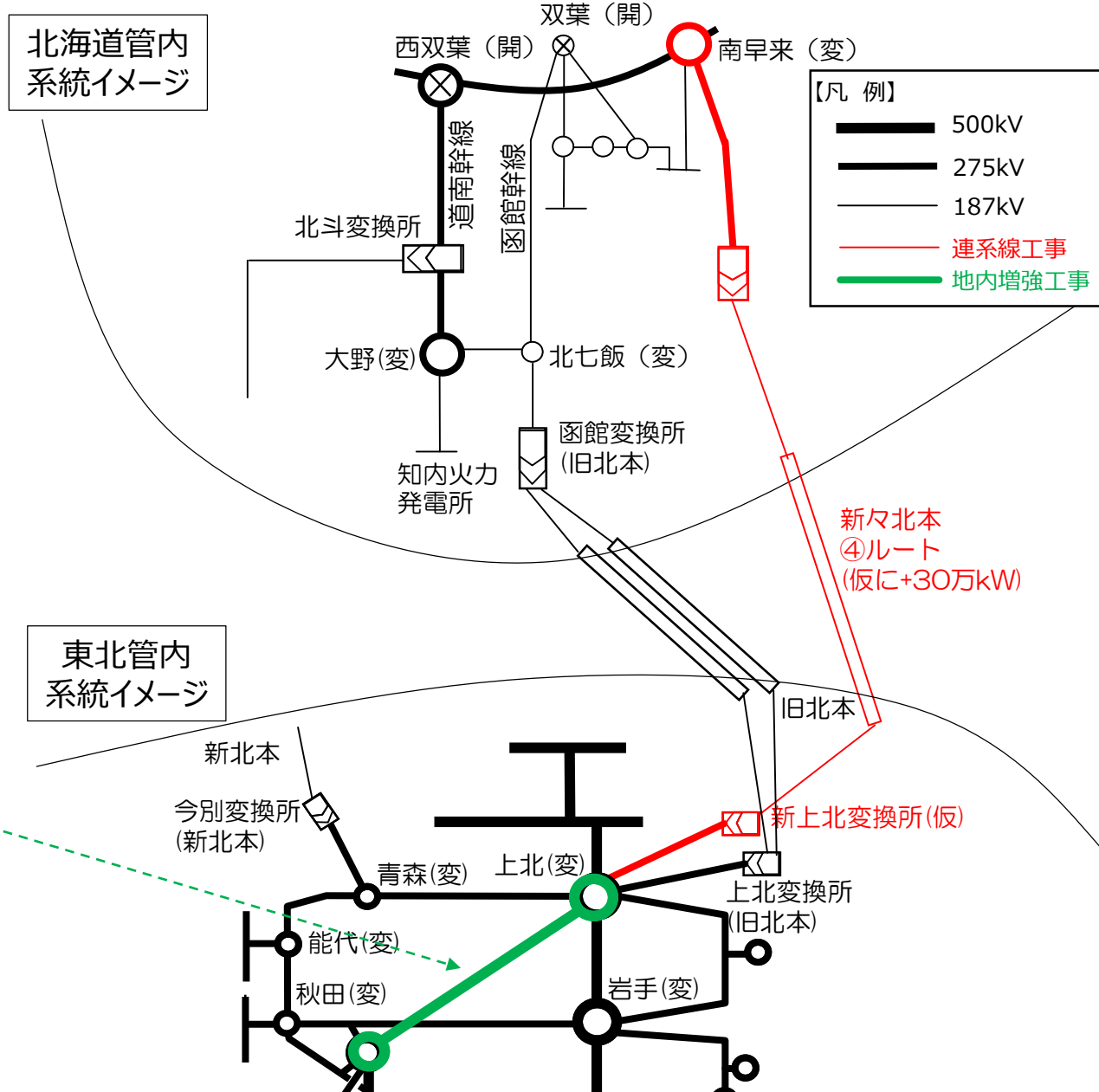
- ・なし

<東北管内 地内増強>

- ・500kV送電線新設
2回線×160km他

【工期】

- ・12年程度
- ・このうち連系線工事のみ：10年程度



【凡例】

- 500kV
- 275kV
- 187kV
- 連系線工事
- 地内増強工事

新々北本
④ルート
(仮に+30万kW)

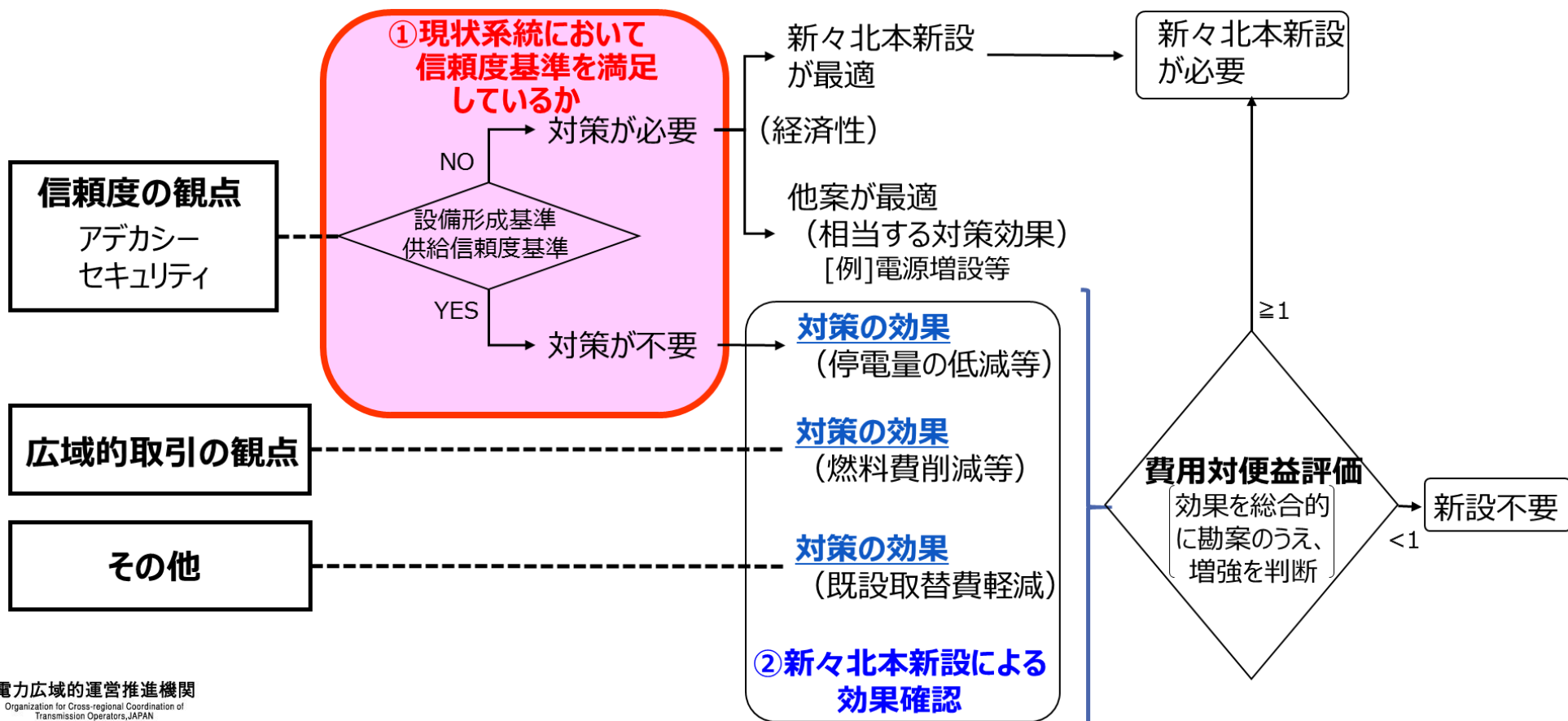
新上北変換所(仮)

(余白)

③ 広域機関における関連審議資料（抜粋）

～信頼度基準の確認～

- 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)

【①信頼度基準】 48

第6回 電力レジリエンス等に関する小委員会 資料3

- 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。

今回確認する事象

稀頻度リスク

エリア内最大サイトのサイト停止：エリア全域の大規模停電（ブラックアウト）を生じさせない

⋮

設備形成基準

N - 2 基準：N - 2 故障において大きな社会的影響を生じさせない（一部の供給支障は許容）

通常想定し得る
リスク

N - 1 基準：N - 1 故障において供給支障が発生しないこと
セキュリティ面（電圧安定性、同期安定性）の問題が生じない

- 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
	知内2号機	110	110	110	110
	石狩湾新港1号機	142	142	142	142
供給力 非脱落 電源	その他	596	596	596	596
	小計	848	848	848	848
	結果	対策要 ^(注)	○	○	○
シミュレーション 結果	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

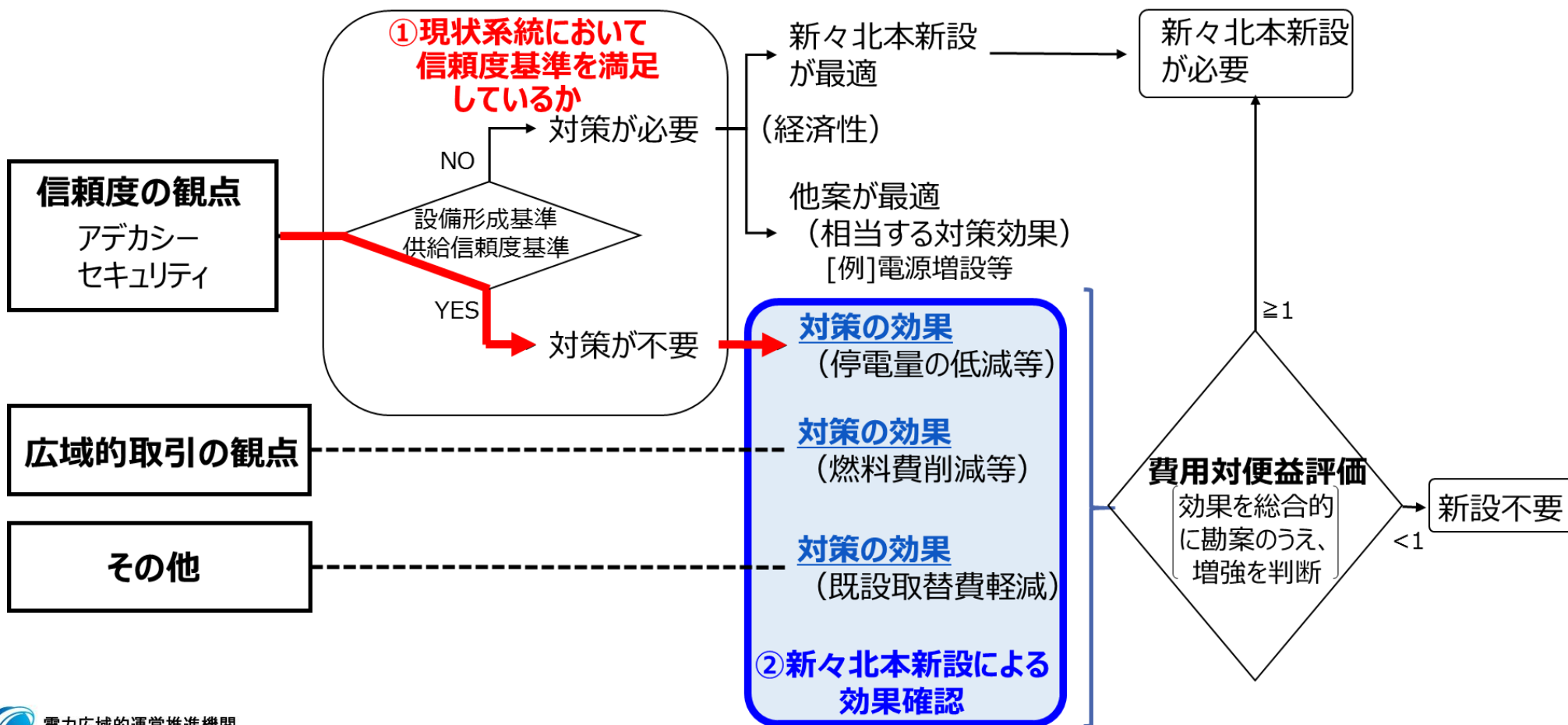
ケースNo.	②-1-a1	②-1-a2
再発防止対策	df/dtを活用したUFR整定	
	UFR更新率20%	全UFR更新後
結果	○*	○
周波数最下点 (Hz)	※2 46.65	47.26
UFR動作量	1836	1732
UFR残量	49	152
北本AFC最大動作量 ^{※1}	680(725)	680(725)
北本潮流最終値	357	451

※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「○*」

【出典】 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】

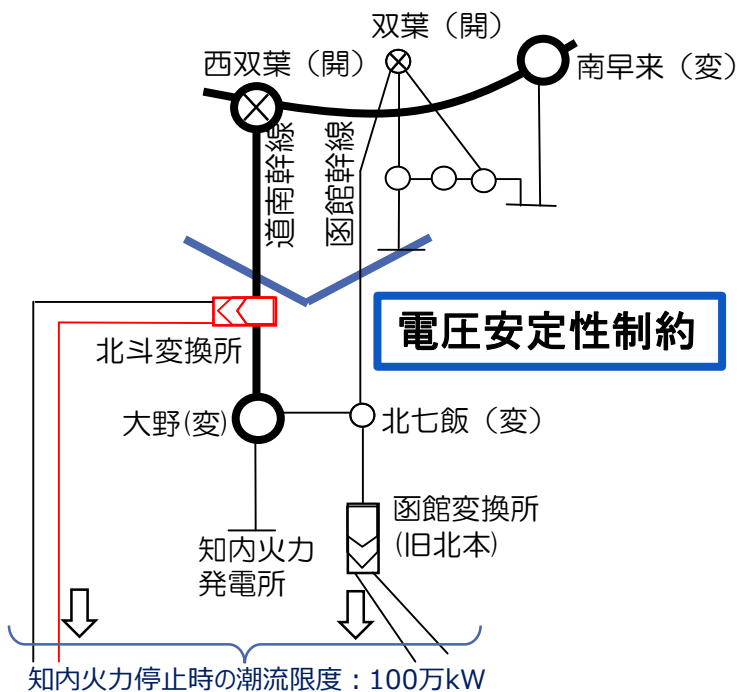


③ 広域機関における関連審議資料（抜粋）

～地内増強をしない場合の運用制約～

- 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。

③ 広域機関における関連審議資料（抜粋）
～広域メルットオーダーシミュレーション結果～

■ 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]

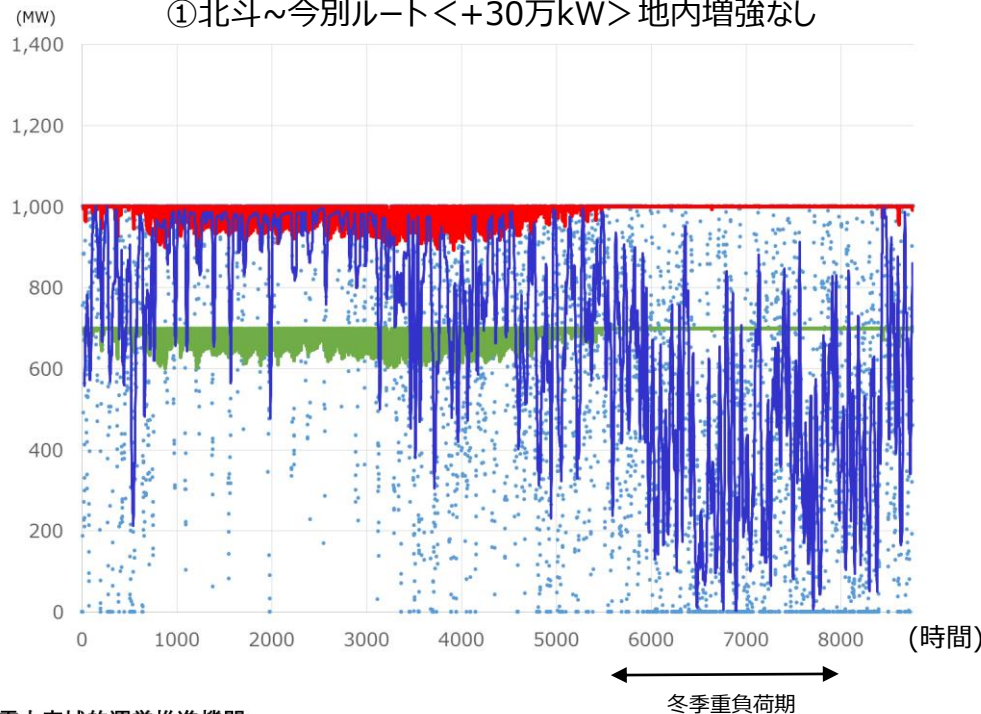
※ 評価期間における便益(現在価値換算値)の合計。スライド20のとおり、評価期間によって値が異なることに留意。

- 地内増強しない場合の北海道本州間連系設備の増強後(+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。

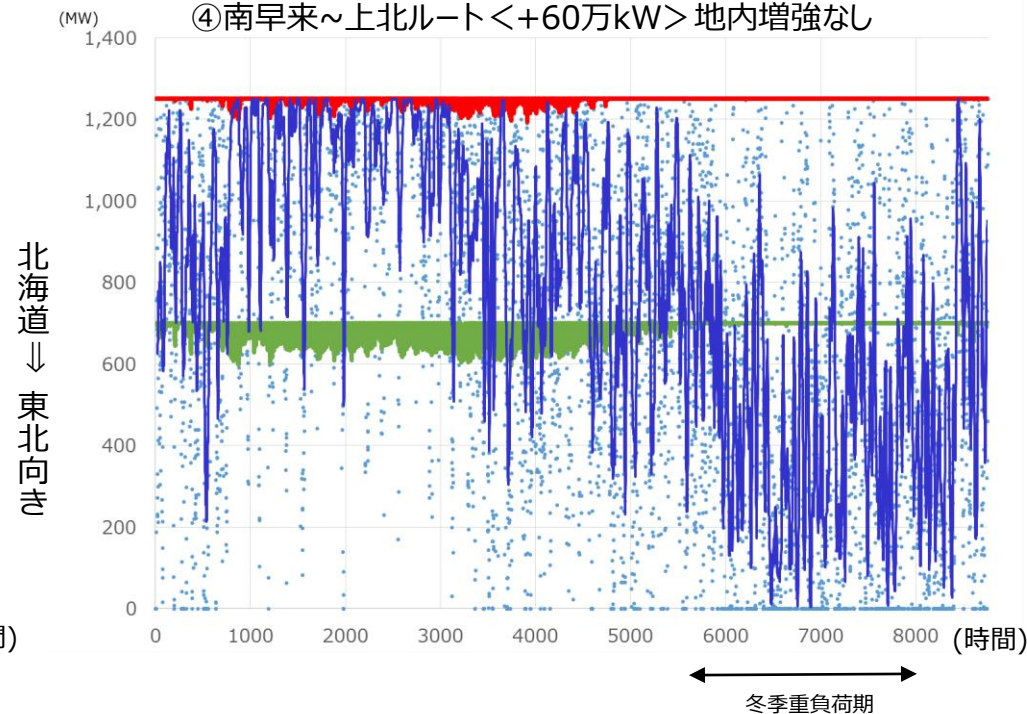
※送電可能量：北海道エリアにおける周波数上昇マージンおよび北海道・東北地内制約を考慮した、北海道⇒本州向けの送電可能量

- 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)

①北斗~今別ルート<+30万kW> 地内増強なし



④南早来~上北ルート<+60万kW> 地内増強なし



(余白)

③ 広域機関における関連審議資料（抜粋）

～その他の効果～

- 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)

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		

[出典] 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

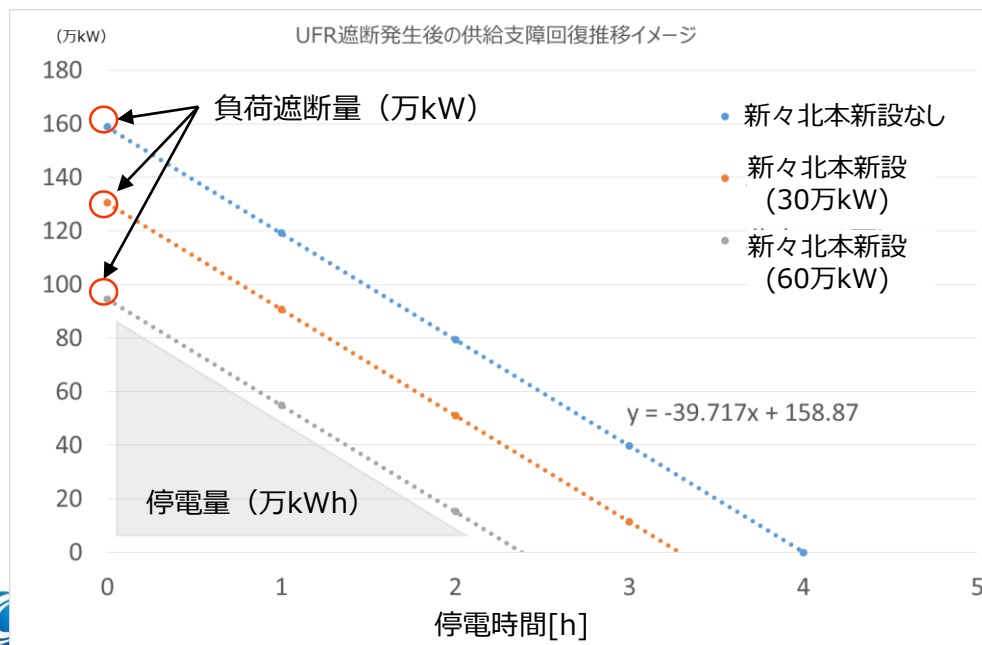
※少数位以下切り捨て。周波数は第2位以下切り捨て

- 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。

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

- ・ 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。**

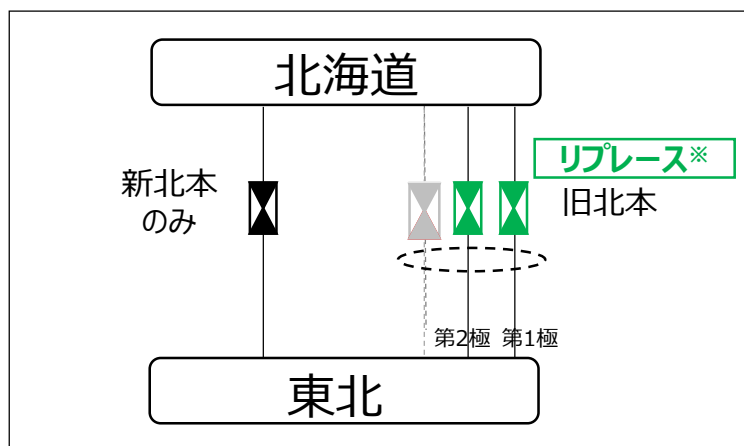


新々北本新設容量 (北本連系設備含み)		— (90万kW)	30万kW (120万kW)	60万kW (150万kW)
停電時間[h]		4.00	3.28	2.38
停電量[万kWh] (低減効果)		318	214 (▲104)	113 (▲205)
参考値	停電コスト [億円]	97～187 (A)	65～126 (B)	34～66 (C)
	1回あたりの効果 [億円]	-	▲32～▲61 (A-B)	▲63～▲121 (A-C)

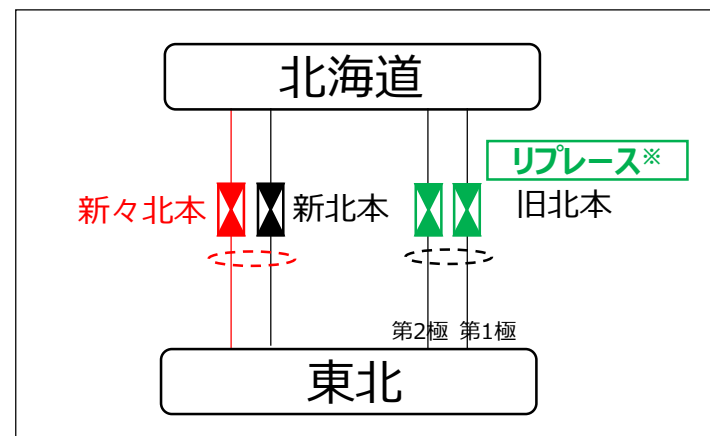
- 既設設備の取り替えにおいて、仮に、新々北本を新設しない場合、取替期間中の容量減による信頼度の影響を極力軽減するため、既存設備と異なる位置に新たな設備を新設し取替を行う可能性があるが、新々北本新設により旧北本を既設設備と同じ位置で取替を行うという選択が可能となる。
- ただし、実際に同位置取替を実施するかどうかは、広域的取引への影響も考慮し決定することとなるため、**更新計画が具体化されていない現時点で効果を適切に評価することは難しい。**



<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

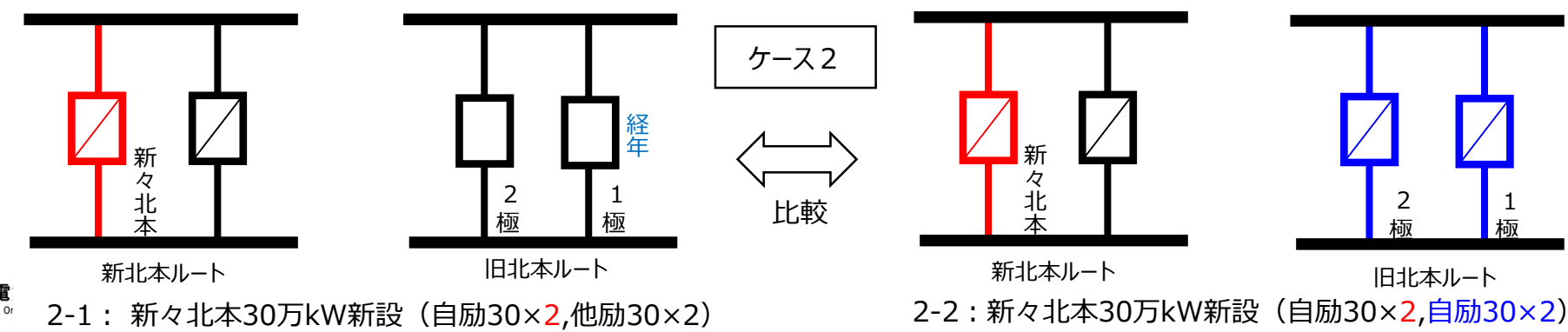
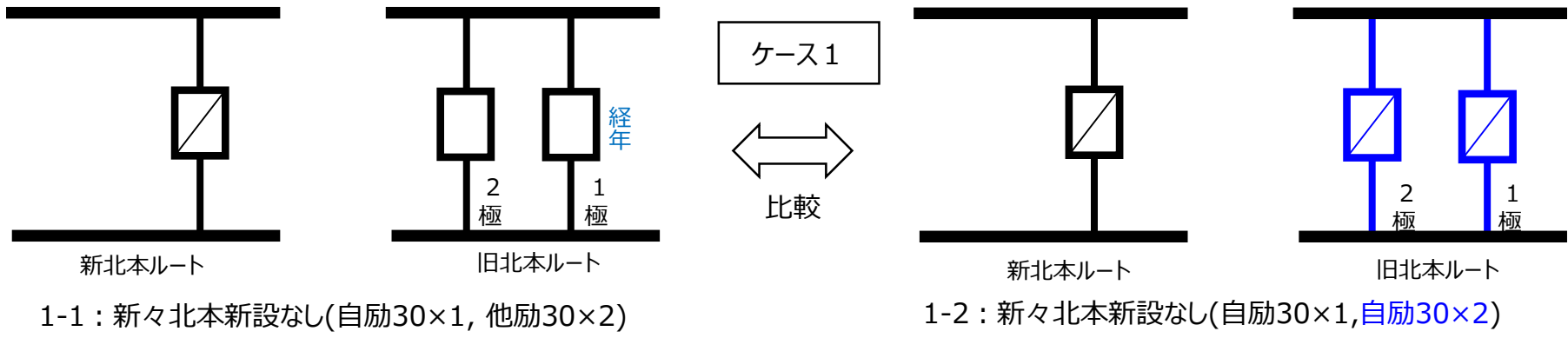
※旧北本は2極とも自励式化した場合

③ 広域機関における関連審議資料（抜粋）

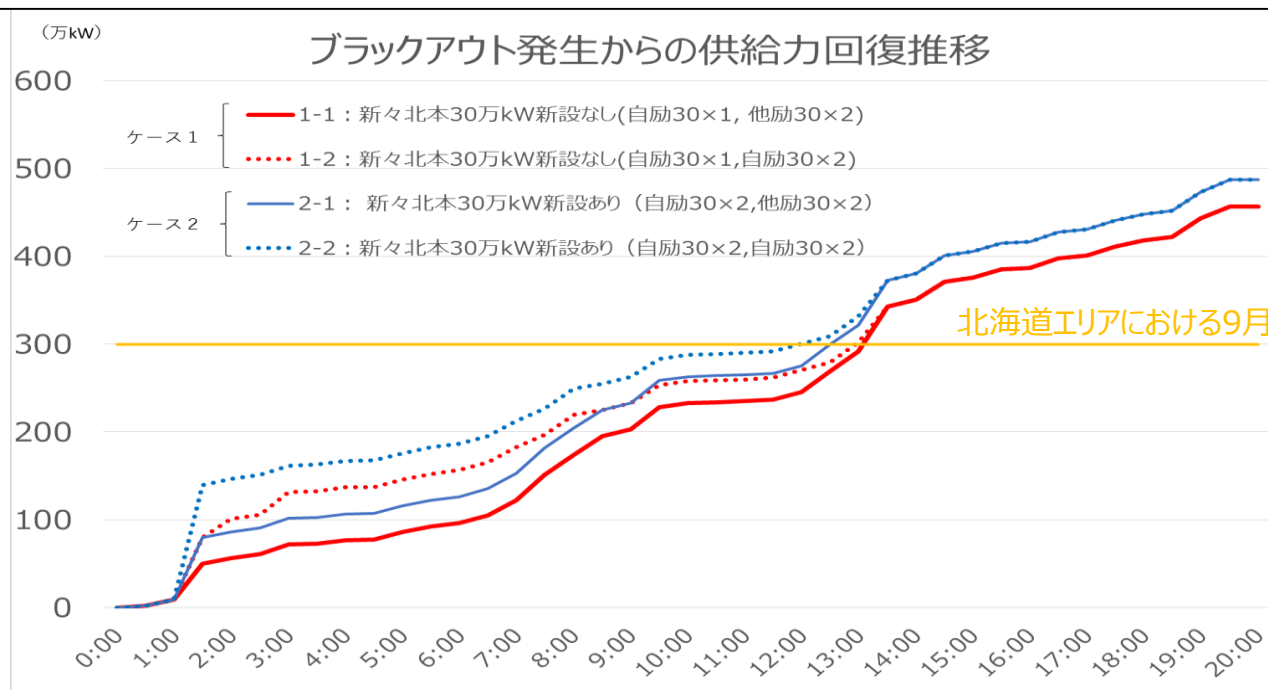
～自励式の検討～

- 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 新設 (新北本ルート設備[万kW],旧北本ルート設備[万kW])
 □ 他励30万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、更新時期を前倒ししてまで旧北本変換器の自励式化を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。

- 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。

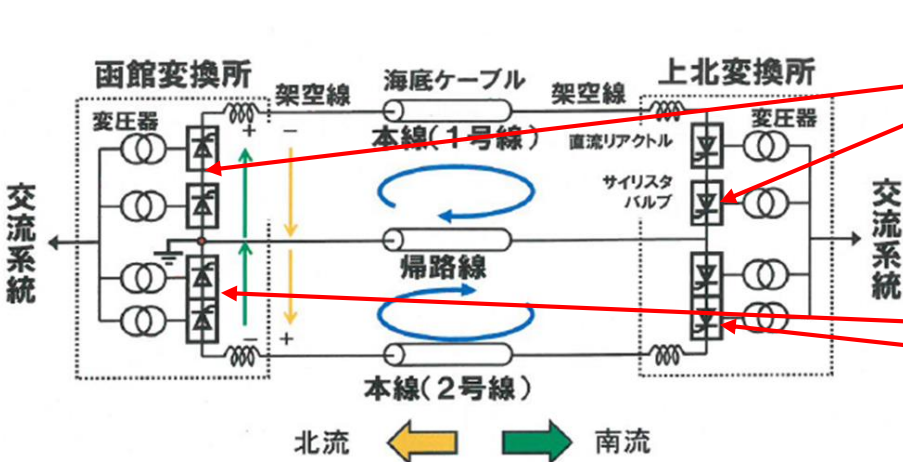
＜双極を他励式から自励式に取替えた場合の工期等＞

- ・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

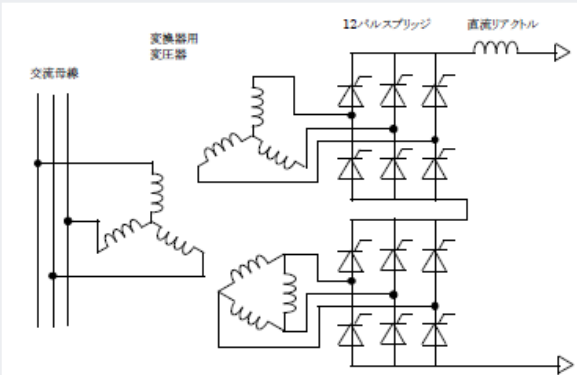
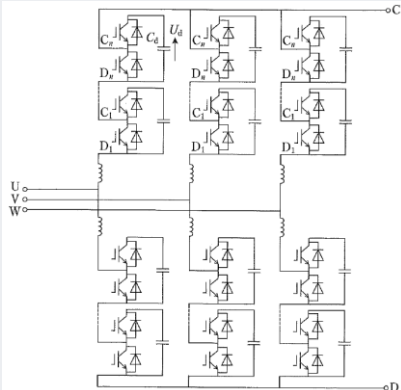
＜現状の旧北本連系設備の状況＞



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)

➤ 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
<p>転流方式</p>	<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> ✓ 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> ✓ 任意のタイミングで電流をon/offできる</p>
<p>回路構成</p>		
<p>連系交流系統の制限</p>	<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>
<p>交流系統停電時の運転</p>	<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>

(参考) 広域系統整備委員会における用語集

NO.	用語	説明	備考
1	旧北本連系設備	北海道・本州間電力連系設備（電源開発(株) 60万kW【既設】	第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（資料3-2）
2	新北本連系設備	新北海道本州間連系設備（北海道電力(株) 30万kW【新設】	(同上)
3	北海道本州間連系設備	上記北海道～本州間の連系設備（No1, 2）の総称	(同上)
4	新々北本連系設備	今回増強を検討する北本連系設備	(同上)