

北海道本州間連系設備に係る計画策定プロセスについて (北本連系設備増強に係る基本要件ほかについて)

2019年 8月 5日
広域系統整備委員会事務局

■これまでの経緯

- 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に関する小委員会設置
- タスクアウト
- ◆ 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、アクセス業務取扱の決定
- ◆ 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
- ◆ 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）
 - ✓ 具体的なルート・増強規模として新々北本30万kW新設案(地内大規模増強なし)を報告（異論なし）
- ◆ 第6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7月30日）
 - ✓ 費用負担の考え方をとりまとめ
- 第41回広域系統整備委員会（2019年6月11日）
 - ✓ 電力レジリエンス小委での検討結果報告

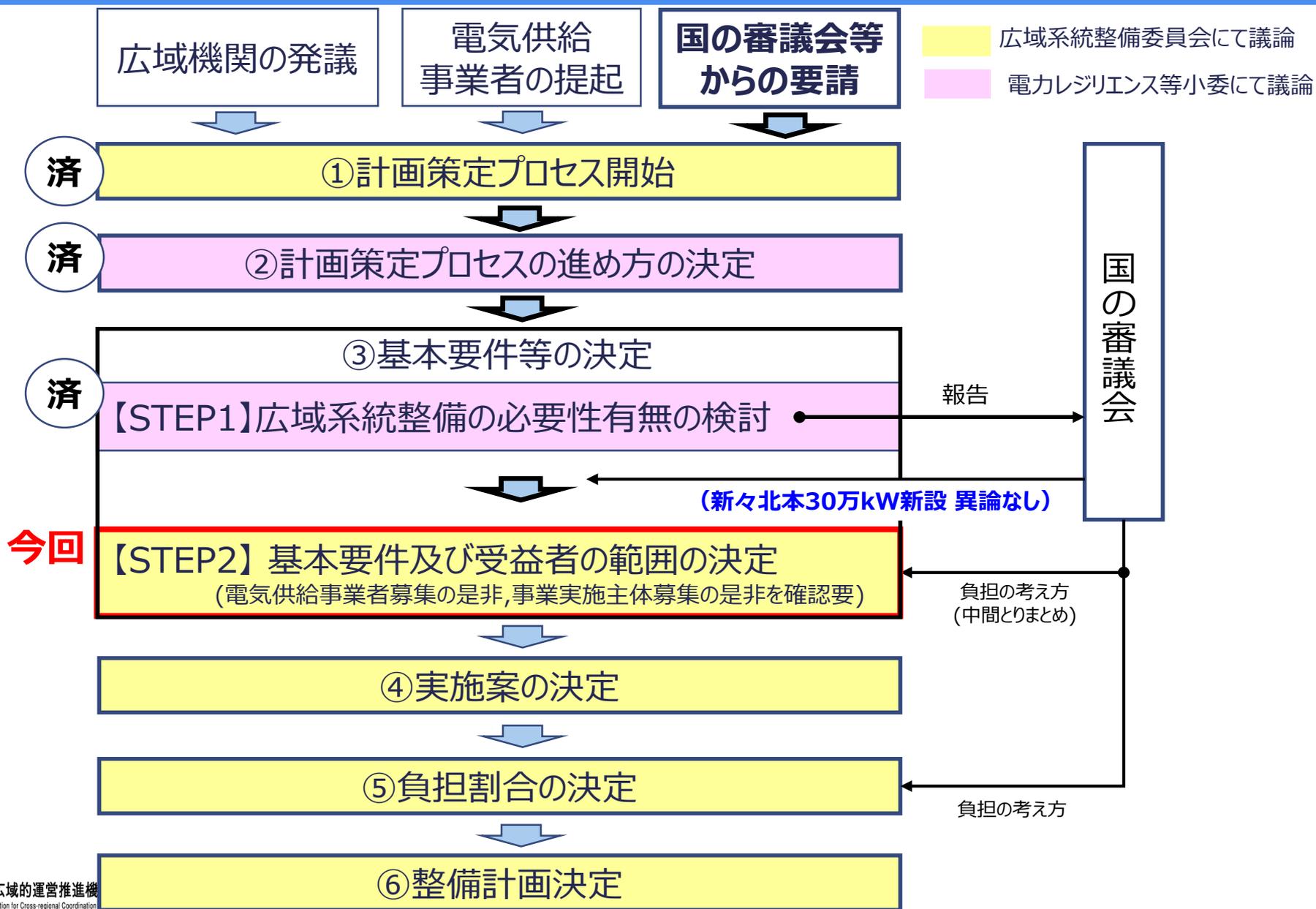
■今回ご議論いただきたい事項

I. 基本要件等の決定に向けた検討

- ・ 電気供給事業者募集の是非, 実施案および事業実施主体募集の是非

II. 基本要件及び受益者（費用負担者）の範囲の決定

III. まとめ



- 新々北本に係る計画策定プロセス期間中における**系統アクセス業務の取扱いについては、東北東京間連系線で同期間中に実施した取扱い同様、下表のとおりとする。**
- 2019年3月を目途に「本取扱い適用開始」を本機関で決定のうえ公表する。

期 間	「本取扱い適用開始 (2019年3月○日)」から「基本要件の決定」まで※1		「基本要件の決定」から「広域系統整備計画の策定」まで※1	
項目	検討条件	系統アクセス業務の回答	検討条件	系統アクセス業務の回答
事前相談 接続検討	計画策定プロセスによる系統対策は前提としない	以下のただし書きを付して回答 <ただし書き> 「基本要件の決定」以降の契約申込みの場合、検討条件や回答内容が変わる可能性がある	基本要件を前提とする※3	暫定的な回答※4
契約申込み		連系承諾の回答 ただし、計画策定プロセスに与える影響が大きい場合※2は、「基本要件の決定」後の系統アクセス業務の取扱いに準ずる		暫定的な回答※4を行い、広域系統整備計画の策定後に連系承諾する※5

- ※1 東北北部エリアの電源接続案件募集プロセス (以下、募集プロセス) と今回の計画策定プロセスの影響を受けるエリアが同一の場合、同募集プロセス完了までは、募集プロセスルール「募集対象エリアにおける系統アクセス業務」の取扱いとなる。
- ※2 「基本要件の決定」直前の申込みの場合、対策候補案の運用容量を超える大規模電源の申込みの場合や、対策候補案の運用容量を超える募集プロセスの開始 (同プロセス開始によって送電系統の暫定的な容量を確保)。
- ※3 基本要件で決定した広域系統整備を行う広域連系系統に関する検討時のみ、新々北本からの潮流を前提とする。
- ※4 契約申込みに対する連系承諾は「広域系統整備計画の策定」後になることを付して回答する。
- ※5 ただし、開始した募集プロセスについては、既に検討の前提 (暫定的に容量確保済み) としているため広域系統整備計画の策定前であっても連系承諾可能とする。なお、広域系統整備計画で策定した対策が基本要件で決定した対策から変更となり、アクセス検討の回答内容が変わった場合には、変更後のアクセス検討結果に基づき連系承諾する。

I. 基本要件等の決定に向けた検討

1. 電気供給事業者募集の是非について

- 間接オークションが導入されたことにより、連系線の増強は、増強費用を負担する事業者の希望により増強するのではなく、費用対便益評価等に基づき、便益があるか否かにより増強を判断することとしている。
- 今般、広域的取引の観点から、費用対便益評価により十分な効果が期待できるため、当該プロセスについては募集を行わない。

【業務規程】

(電気供給事業者の募集手続)

第57条 本機関は、前条の検討に際し、必要と認める場合は、広域的な電力取引により、計画策定プロセスの検討の対象となる広域連系系統の利用を拡大しようとする電気供給事業者を募集することができる。

2 本機関は、電気供給事業者から前項の募集に対する応募がなされた場合には、当該電気供給事業者の応募の内容を踏まえ、広域系統整備の基本要件及び受益者の範囲の検討を行う。

【送配電等業務指針】

(電気供給事業者の募集及び応募等の手続)

第40条 本機関は、広域系統整備の基本要件及び受益者の範囲の検討に際し、増強ニーズの探索、増強容量の検討その他の目的から必要であると認める場合は、業務規程第57条に基づき、広域的な電力取引により、当該計画策定プロセスの検討の対象となる流通設備の利用を拡大しようとする電気供給事業者を募集する。

1. 基本要件等の決定に向けた検討

2. 実施案及び事業実施主体の募集の要否

- 本計画策定プロセスは、既設の新北本連系設備ルート（北斗変換所～青函トンネル～今別変換所～青森変電所）を活用することから、業務規程第58条第2項に基づく「既設設備の増強が適当であると認めた場合その他実施案の募集を行うことが合理的でない」に該当するため、実施案については既設設備を保有している北海道電力及び東北電力に提出を求める。
- また、実施案を特定の事業者を求めるため、送配電等業務指針第41条に基づく、実施案及び事業実施主体の募集については行わないこととしたい。

【業務規程】

（実施案の募集及び決定）

第58条 本機関は、広域系統整備の基本要件を踏まえ、設備の建設、維持及び運用の実施方策の案（以下「実施案」という。）並びにこれを実施する事業者（以下「事業実施主体」という。）を募集する。

2 前項にかかわらず、本機関は、既設設備の増強が適当であると認めた場合その他実施案の募集を行うことが合理的でないと認めるときは、実施案の提出を求める会員を特定し、当該会員に対し、要件を示した上で実施案の提出を求めることができる。

3 本機関は、前各項に基づき提出された実施案について、広域系統整備委員会において、経済性、システムの安定性、費用対効果、事業実現性、事業継続性等の観点から総合的に評価し、実施案及びその事業実施主体を決定する。

【送配電等業務指針】

（実施案等の募集の要否の決定）

第41条 本機関は、**広域系統整備の基本要件を決定する際に、広域系統整備委員会の意見を踏まえ、実施案及び事業実施主体の募集を行うか否かを決定する。**

Ⅱ.基本要件及び受益者（費用負担者）の範囲の決定

1. 基本要件及び受益者の範囲（案）

別紙「基本要件及び受益者の範囲(案)」の概要

➤ 広域系統整備の基本要件（案）の内容は以下のとおり

① 増強の目的及び期待される効果

■ 目的

- ✓ 北海道本州間連系設備を活用した広域的な電力取引の活性化

■ 効果

- ✓ 今回の増強により、北海道本州間連系設備の空き容量が30万kW追加可能となることから、広域的な電力取引の活性化による総コスト（燃料費＋CO2対策費）の削減が見込まれる。
- ✓ また、北海道エリア内において、大型電源1サイト脱落のような稀頻度事象発生時、ブラックアウトを回避するために必要な負荷遮断量の低減や、更なる再生可能エネルギー導入拡大も期待できる。

② 必要な増強容量

- 現状設備容量90万kWから、120万kWへ増強する。

③ 広域系統整備が必要となる時期

- 新北本運開後においても連系設備混雑により市場分断が発生している状況や、今後の再エネ導入による潮流想定などを鑑みると、できるだけ早期の系統整備が望まれる。

NO.	用語	説明
1	「旧北本連系設備」または「旧北本」	北海道・本州間電力連系設備（電源開発株）60万kW【既設】 （函館変換所～上北変換所）
2	「新北本連系設備」または「新北本」	新北海道本州間連系設備（北海道電力株）30万kW【既設】 （北斗変換所～今別変換所）
3	「新々北本連系設備」または「新々北本」	今回増強を検討する連系設備 30万kW （北斗変換所～今別変換所）

2. 基本要件及び受益者の範囲（案）

別紙「基本要件及び受益者の範囲(案)」の概要

④ 広域系統整備の方策

i) 工事概要

- 新々北本の整備計画における最も合理的な計画として、現在の新北本連系設備と同一ルートに、新たな送電ルートの連系線を新設する。また、連系線の運用容量算定に影響を与える東北地内の基幹送電線の対策工事を合わせて実施する。
- 主要な対策工事概要を下表に示す。

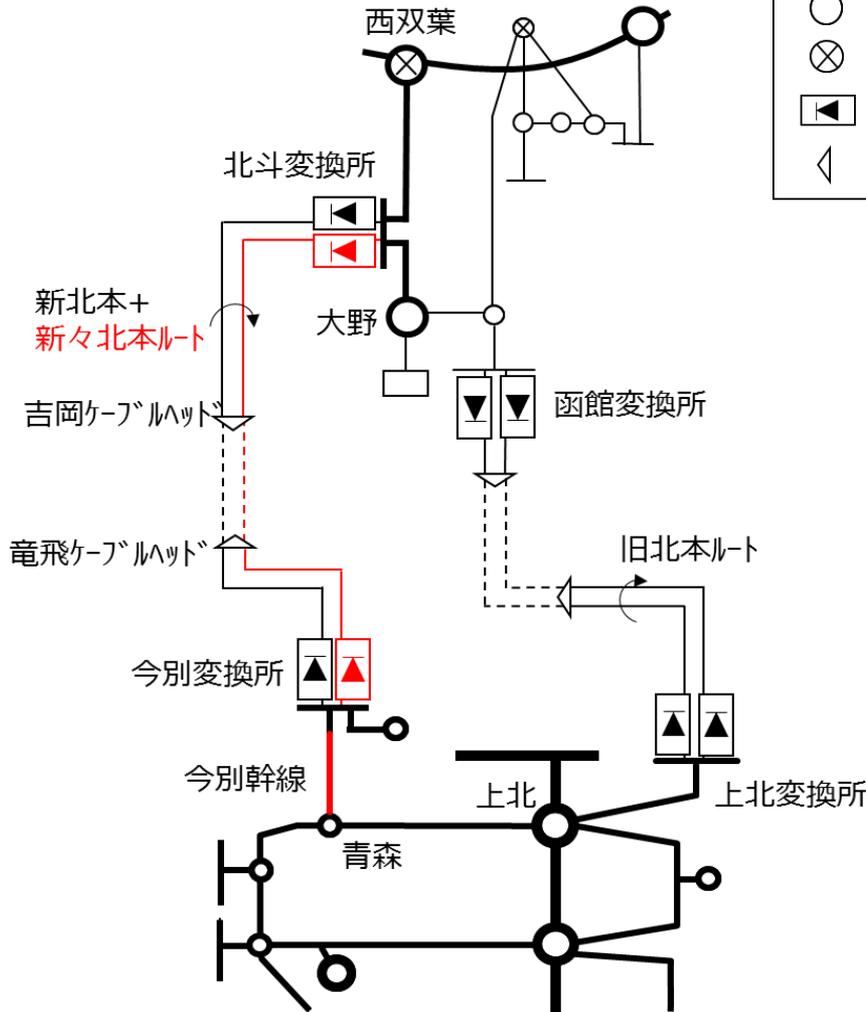
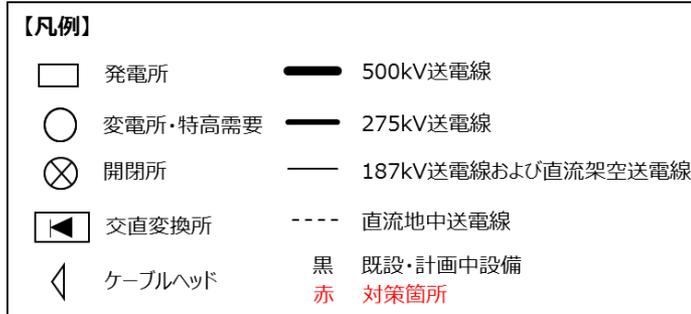
	対策工事概要
交直変換所	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 北斗・今別地点への交直変換設備の設置（自励式） ＜北斗地点＞：交直変換設備 30万kW ＜今別地点＞：交直変換設備 30万kW
送電線	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 250kV直流送電線増強 <ul style="list-style-type: none"> ● 北斗変換所～吉岡ケーブルヘッド 架空1回線新設 77km ● 吉岡ケーブルヘッド～竜飛ケーブルヘッド 地中1回線新設 24km ● 竜飛ケーブルヘッド～今別変換所 架空1回線新設 21km ➤ 275kV送電線増強 <ul style="list-style-type: none"> ● 今別幹線分岐箇所地点～青森変電所 架空1回線増強 40km
その他設備	<ul style="list-style-type: none"> ● 調相設備設置（北斗変換所） 他

3. 基本要件及び受益者の範囲（案）

別紙「基本要件及び受益者の範囲(案)」の概要

④ 広域系統整備の方策

ii) 概略ルート



(参考) 増強ルート



4. 基本要件及び受益者の範囲（案）

別紙「基本要件及び受益者の範囲(案)」の概要

④ 広域系統整備の方策

iii) 概算工事費

430億円程度 + 共通設備※1

※1 共通設備とは、既設設備を活用する部分をいう。なお、具体的な金額については実施案作成の中で、全体の工事費と併せて精査していく。

iv) 概略所要工期

5年程度※2

※2 過去実績等踏まえれば5年程度となる。なお、交直変換設備の設計、製造工程および長距離の送電線工事における用地交渉などにより相当程度工期が変動する可能性があることから、運開時期については、実施案作成時に併せて精査していく。

5. 基本要件及び受益者の範囲（案）

別紙「基本要件及び受益者の範囲(案)」の概要

⑤ 費用負担ガイドラインに基づき概算工事費から試算した特定負担額の見通し

- 特定の電気事業者提起の計画策定プロセスではないため、該当なし

⑥ 今後のスケジュール案

- 当該計画策定プロセスの主なスケジュールは以下のとおり。
- 実施案の策定までを12月上旬目途とし、費用負担割合の決定にあたっては、再エネ由来の効果分について、FIT賦課金方式を選択肢として検討されていることから、国の動向を踏まえつつ、広域系統整備計画を決定してはどうか。
 - 2019年12月上旬目途 実施案の策定
 - (未定) 費用負担割合の決定
 - (未定) 広域系統整備計画の決定

(参考) 北本プロセススケジュール(案)

		2018年度					2019年度					
		12月	...	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月以降
①プロセス開始		■										
②進め方の決定		■										
③基本要件等	I	必要性の概略検討	■ (電力レジリエンス小委にて集中審議)									
	II	基本要件、受益者範囲の検討	■									
		電気供給事業者、実施案等の募集是非					■					
④実施案の作成							提案作成		提案評価			
⑤負担割合の検討							協議期間				...時期未定...	
			■ 国の審議会等 (負担の在り方中間整理)				国の審議会等				...時期未定...	
⑥整備計画取りまとめ												...時期未定...
各種委員会	広域系統整備委員会 評議委員会 理事会	◆第37回広域系統整備委(12/4) ・計画策定プロセス開始 ★理事会12/19 ・プロセスの進め方決定 ・経済産業大臣報告		第41回広域系統整備委(6/11) ・検討状況報告(電力レジ小委)		第42回広域系統整備委(8/5) ・基本要件原案 ★理事会 基本要件決定		第44回(広域系統整備委(11月上) ・必要により検討状況報告		第45回広域系統整備委(12月上旬) ・実施案		広域系統整備委 ・負担割合、整備計画 ★理事会 負担割合、整備計画決定
	脱炭素レジリエンス小委 (国審議会)			第3回(5/16) ・費用負担の在り方について議論	第6回(7/30) ・小委のとりまとめ							

⑦ その他

- 今般の増強対策に伴う交直変換装置の機種選定としては、経済性を考慮し、かつ連系機能として運用制約の少ない特長を有する自励式変換器を採用することとした。

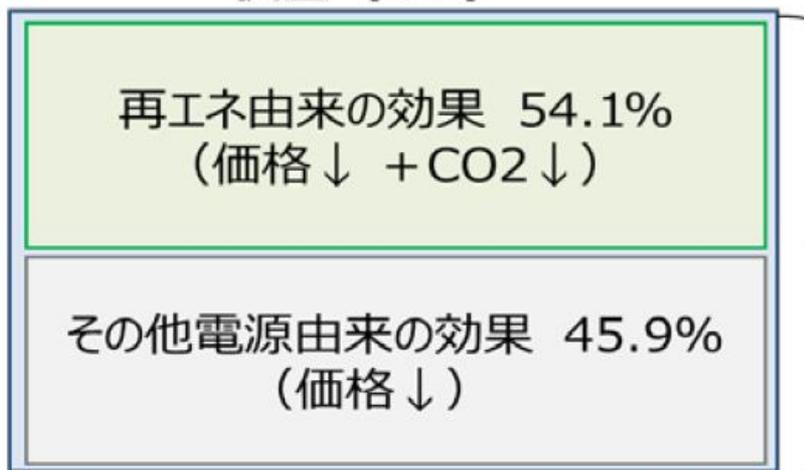
⑧ 広域系統整備の目的に照らした受益者の範囲

- 国の審議会（脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会）での議論を踏まえ、以下のとおり整理された。
- 連系線増強に伴う3 E（温暖化対策、安定供給、経済効率）の便益のうち、広域メリットオーダーによりもたらされる便益分は受益者負担の観点から、原則全国負担（沖縄を除く）となる。
- 特に再エネ効果由来の効果分（卸価格低下及びCO2削減）については、FIT 賦課金が沖縄を含む全国で電気の使用量に応じた負担となっていることにも鑑み、FIT 賦課金方式を選択肢の一つとして検討する。
- なお、連系線増強に伴って一体的に地内系統の増強が発生する場合、当該増強についても、連系線本体と同様に賦課金方式を適用することの是非も併せて検討する。
- これらを踏まえると「受益者の範囲」は、全国の需要家（沖縄は再エネ由来の効果に限る）となる。

■ 中間とりまとめで示された費用負担の考え方は以下のとおり。

第6回 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会

便益 (3E)



費用負担^(※3)

原則全国の需要家による負担

総額 (概算工事費約430億円 + 共通設備)

- ✓ 再エネ由来の効果分についてはFIT賦課金方式を選択肢として検討
- ✓ その他電源由来の効果分については、回収の確実性を高める観点から、9社が固定的に負担 (減価償却相当費を支払い) する部分と両端の事業者が負担する部分 (事業者間精算での変動的な回収 + 発電側基本料金での回収^{※4}) を1:1とする。

安定供給

{ 費用負担のベースとなる試算の外数 (※2) }

※1 同一の出力制御率 (8%) まで再エネ導入が進むと仮定した場合の再エネ導入拡大量。(電力広域機関試算) 別途、地内システムの増強等も必要となるケースがあるため、単純に本増強のみで導入が進むわけではない。

※2 本増強によって、1サイト脱落時、約30~60億円相当の停電緩和効果が想定される。他方、北本連系線 (60万kW⇒90万kW) と石狩湾LNG (57万kW) の運転開始等によってブラックアウト再発防止策が実施されているところ、更に稀頻度で発生する大規模供給脱落事象の頻度は数値的に特定することが困難なため、費用対効果の試算上は数量的な効果として評価に含めていない。

※3 設備維持費についても、上記の負担関係を踏まえた検討が必要。

※4 連系線増強により発電kWの増加が見込まれるところ、発電kWの増加は、発電側基本料金及び需要側託送料金の単価減少にもつながりうると思われる。

- 昨年10月の間接オークション導入以降、増強費用を負担する事業者の希望により増強するのではなく、費用対便益評価等に基づき、便益があるか否かにより増強を判断するものである。このため、当該プロセスについては、広域的取引の観点から十分な便益が見込めることから、**電気供給事業者の募集は行わない。**
- 既設の新北本連系設備ルートを活用して増強を実施するものであることから、業務規程第58条第2項に基づく「既設設備の増強が適当であると認めた場合」に該当するため、**実施案については、当該設備の保有者である北海道電力及び東北電力に提出を求めることとし、送配電等業務指針第41条に基づく、実施案及び事業実施主体の募集については行わない。**
- **本プロセスにおける基本要件及び受益者の範囲は別紙「北海道本州間連系設備に係る広域系統整備計画 基本要件及び受益者の範囲（案）」のとおりとする。**
- なお、「基本要件及び受益者の範囲」を理事会決定後、実施案作成を依頼する。

■ 記載事項

実施案の提出にあたっては、以下の内容について記載頂くものとする。なお、必要に応じて書類等の追加の提出を求める場合がある。

(1) 対策工事の概要

工事概要、概略ルート、総工事費、所要工期及び完了予定年月、本連系線の運用容量などにより対策工事全体の概要を記載

(2) 対策工事件名の概要

- ✓ 工事概要
 - ✓ 工事費の総額、内訳（工費、材料費、除却費、用地関連費等）、年度毎の支出額及び算出根拠
 - ✓ 所要工期及び完了予定年月
- <添付書類>
- 工事概要図又は設計図書等
 - 設備の諸データ
 - 「設備更新による受益」の算出根拠(送配電等設備費、受益調整係数、耐用年数等)

(3) 対策工事の選定理由

- ✓ 増強容量、工期短縮の観点も含めた送電ルートの妥当性、電力系統性能基準等への充足性、法令又は政省令への適合性、経済性などを含めた総合的な観点から対策工事を選定した理由を記載する。
- ✓ なお、本要件に示す広域系統整備の方策と異なる実施案を提出する場合には、本要件に示す広域系統整備の方策と比較検討し、当該実施案を選定した理由も記載する。

<添付書類>

- 予想潮流図
- 電力系統性能基準を充足していることを証する書類 (解析結果・波形等)
- 設備規模の妥当性を証する書類
- 法令又は政省令への適合性を証する書類 (準拠する法律・政省令の記載を含む)
- その他対策工事の選定理由の説明に必要な書類
など

(4) 流通設備の維持・運用費用

工事の対象となる流通設備の維持・運用費用の年平均額

(5) 電力システムの安定性

実施案の対策後の電力システムの安定性を評価するために、電力システムの運用に関する柔軟性の向上（広域連系システムの作業・故障時における本連系線の運用に与える影響を含む）、想定される対策工事箇所での事故発生時（過酷・稀頻度故障時を含む）のリスクその他対策後の電力システムの安定性に関して特筆すべき事項について、できる限り具体的かつ定量的に記載し、それを証する書類を添付する。

(6) 事業実現性

用地取得にかかる見通し（リスクとなる事項及びその場合の影響を含む）、工事の難易度等の事業実現性に関する事項を記載し、それを証する書類を添付する。

(7) 工事費低減の方策

工事費低減の方策（設計・調達等の各段階における工事費低減の方策（競争入札など調達方法の具体的な取り組みなど）を記載する。

(8) その他実施案の評価に資する事項

その他本機関による実施案の評価に資する事項を記載し、それを証する書類を添付する。

【STEP 1】広域系統整備の必要性有無の検討

(基本要件等の決定)

第39条 本機関は、前条第1項の確認及び検討の結果、計画策定プロセスを継続する必要性があると判断した場合は、**広域系統整備の基本要件及び受益者の検討にあたり、次の各号に定める事項を考慮の上、広域系統整備を行う必要性の有無を検討する。**

- 一 広域系統整備に代わる代替的な方策（電源の新增設、既設電源の供給力の増加等）
- 二 広域系統整備に要する費用
- 三 広域系統整備による電気の安定供給に与える影響
- 四 広域系統整備による電力取引の活性化への寄与の有無及びその程度
- 五 広域系統整備による再生可能エネルギー電源導入への寄与の有無及びその程度
- 六 その他広域系統整備による社会的な便益に与える影響

済

電力レジリエンス等に関する小委員会にて検討。
(国の審議会へ報告済)

【STEP 2】広域系統整備の必要性有無の検討

第39条3項 **広域系統整備の基本要件の記載事項は次の各号に掲げるとおりとする。**

- 一 増強の目的及び期待される効果
- 二 必要な増強容量
- 三 広域系統整備が必要となる時期
- 四 広域系統整備の方策（工事概要、概略ルート、概算工事費、概略所要工期等）
- 五 費用負担ガイドラインに基づき概算工事費から試算した特定負担額の見通し
- 六 今後のスケジュール

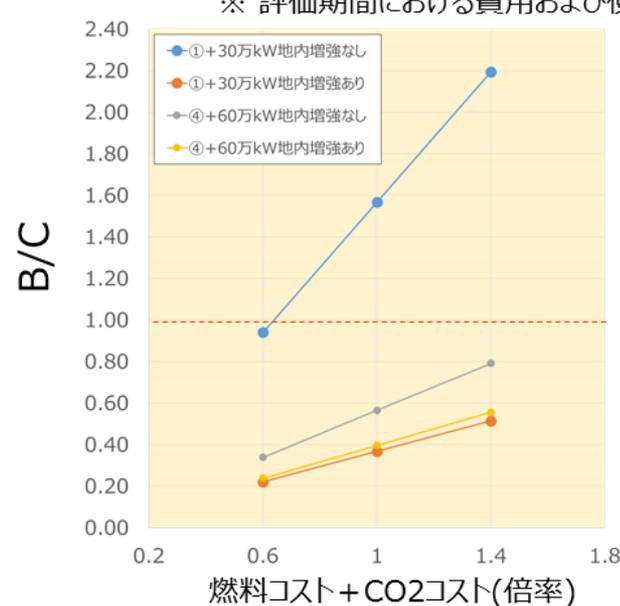
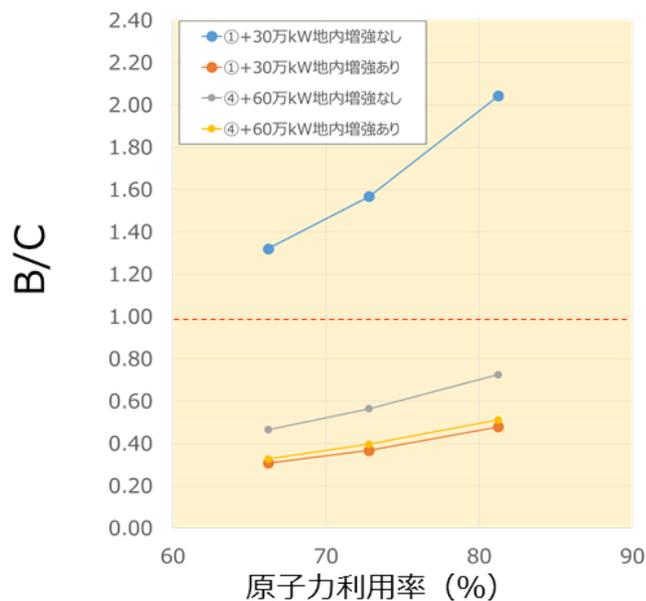
反映

基本要件の項目

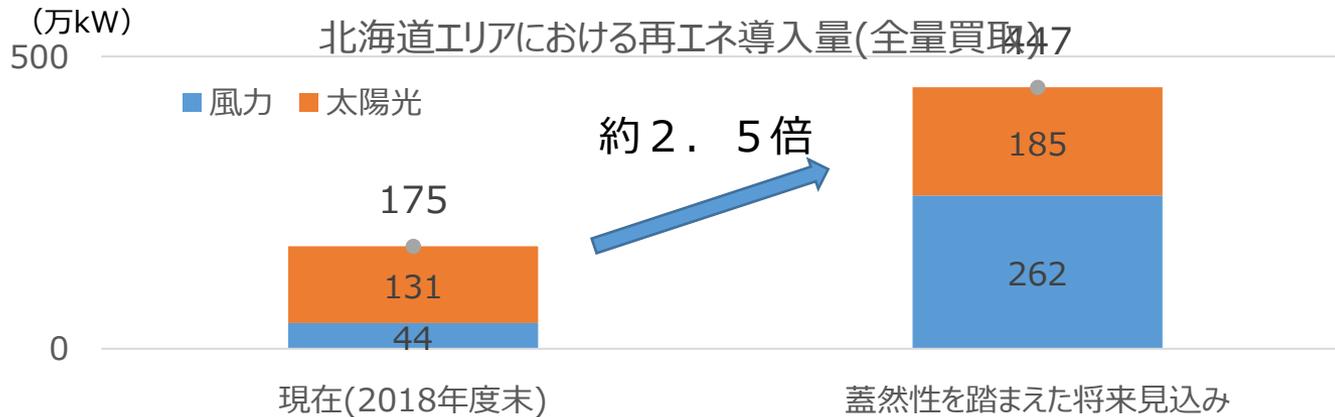
第6回 電力レジリエンス等に関する小委員会

	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

※ 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



- 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。



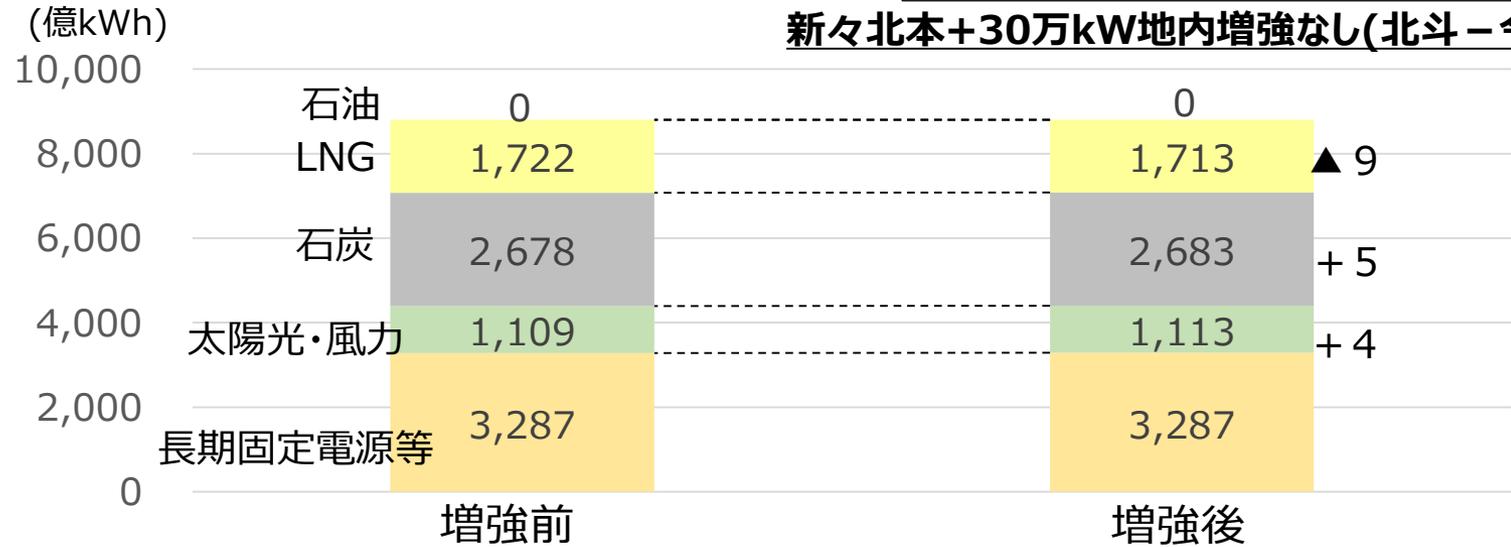
左記前提以上の再エネ導入拡大については、多大な地内の系統増強や電源コストが必要であることを踏まえれば、現実的に費用便益評価で見込むことのできるケースではないが、単純に連系線の増強により、同一の出力抑制率（例えば8%程度）まで再エネの導入が進むとした場合、北海道エリアの再エネ導入拡大量は120万kW程度と試算できる。

	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)

第6回 電力レジリエンス等に関する小委員会 資料3一部追記

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】

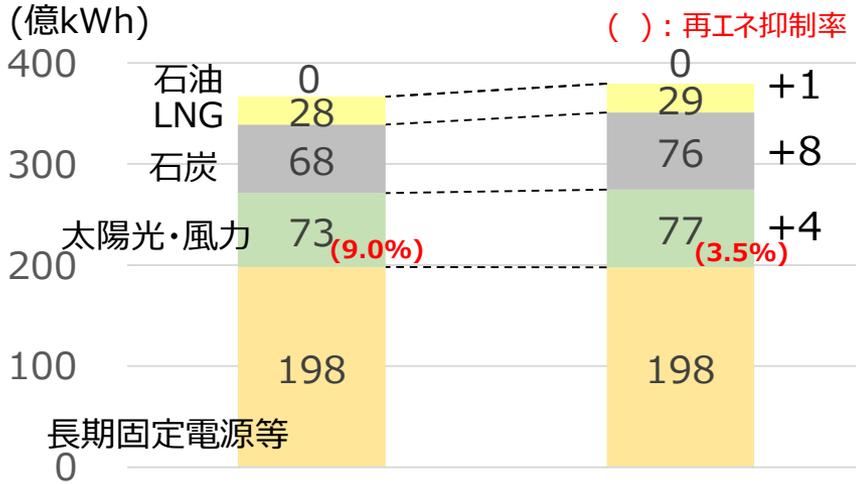
※ 再エネによる寄与分は揚水活用も考慮 (揚水効率70%)

↑ 再エネ効果 約54%(37億円/68億円)
(36.7億円/67.9億円 \div 0.541 \Rightarrow 54.1%)

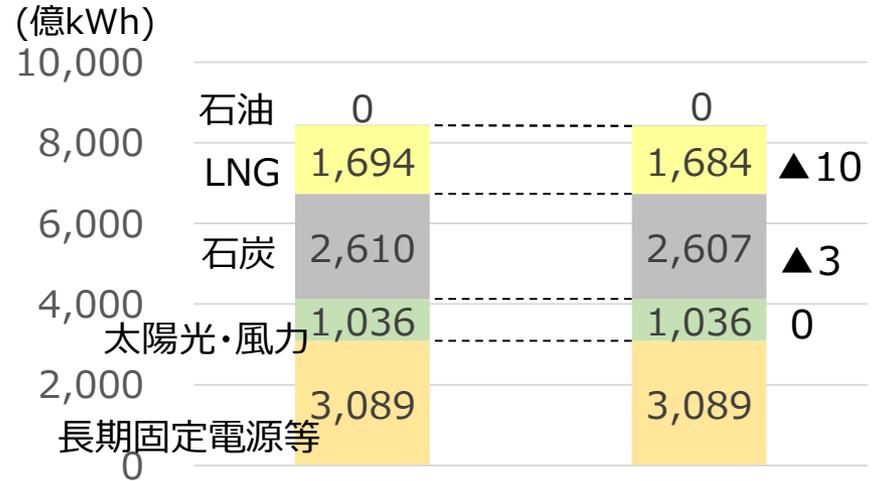
第6回 電力レジリエンス等に関する小委員会 資料3

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】

■ 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。

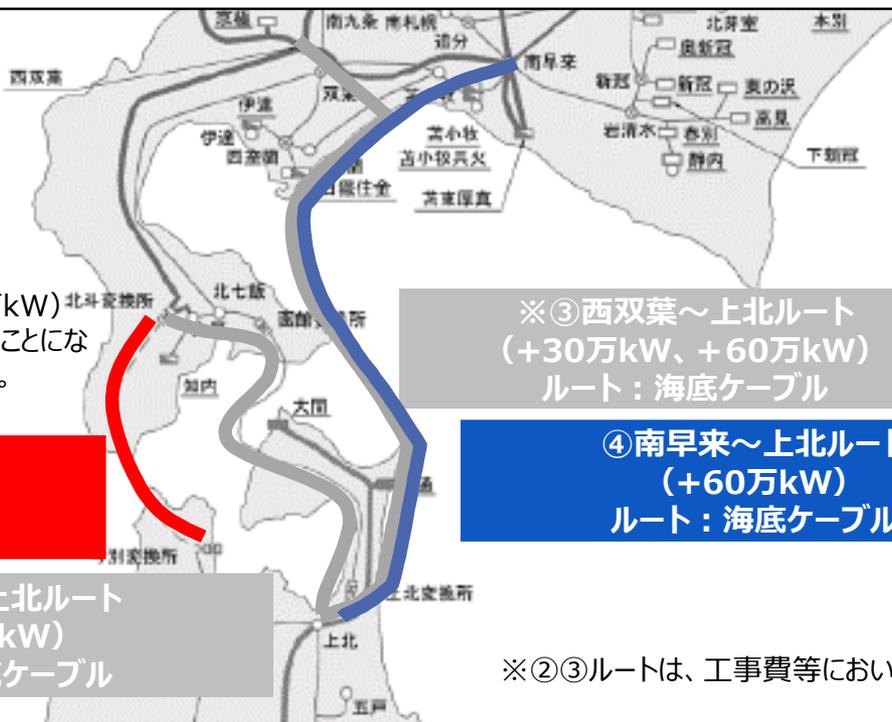
✓ +30万kW増強 ルート① 地内増強あり

✓ +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)

費用対便益評価で優位となった案



※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。

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

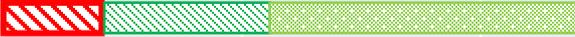
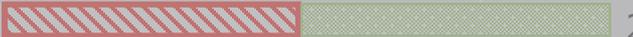
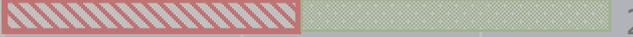
④南早来～上北ルート (+60万kW) ルート：海底ケーブル

※②③ルートは、工事費等において優位性ないため除外

第6回 電力レジリエンス等に関する小委員会 一部追記

【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)

■ 大規模な地内増強が不要な場合を各案の下段に示す。

	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] ← 費用対便益評価で優位となった案			
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。

<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>

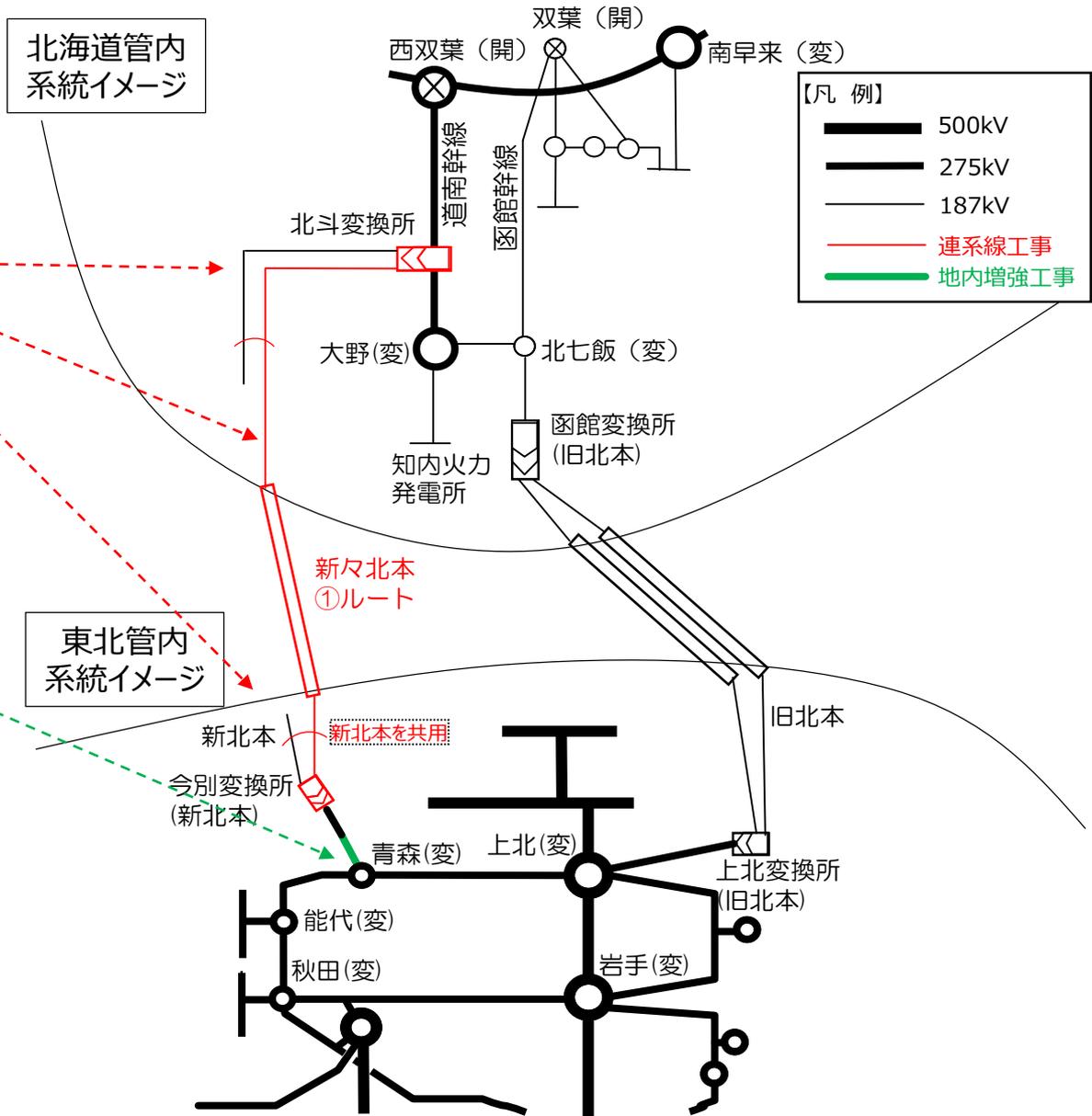
- ・275kV今別幹線1号線電線張替
1回線×40km

【工期】

- ・5年程度

北海道管内
系統イメージ

東北管内
系統イメージ



【凡例】

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

- 電力レジリエンス等に関する小委員会において、本増強が必要であることを前提に増強による効果について、以下の観点で評価した。
 - 取引活性化の観点
 - ✓ 広域的取引拡大による効果は、一定の前提をおいた広域メリットオーダーシミュレーションでは約68億円/年となった。(便益比1以上)
 - アデカシーの観点
 - ✓ 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。一方で、確率論的必要予備力算定手法（EUE算定）の諸条件が決まっていないこと、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とした。
 - セキュリティの観点
 - ✓ 大規模発電所1サイト脱落のような稀頻度事象発生時、UFR動作による負荷遮断量が低減できる。
 - ※ なお、北海道本州間連系設備については、ルート断事故による電源・負荷抑制は発生しない。
 - 再生可能エネルギー電源導入の観点
 - ✓ 出力抑制率の低減や北海道エリアにおける更なる再エネ導入拡大が期待できる。

- 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】

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 泊3台運転			重負荷断面				
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				
	泊 再エネ他	207			207			207				
供給力 脱落 対象電源	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			
	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		

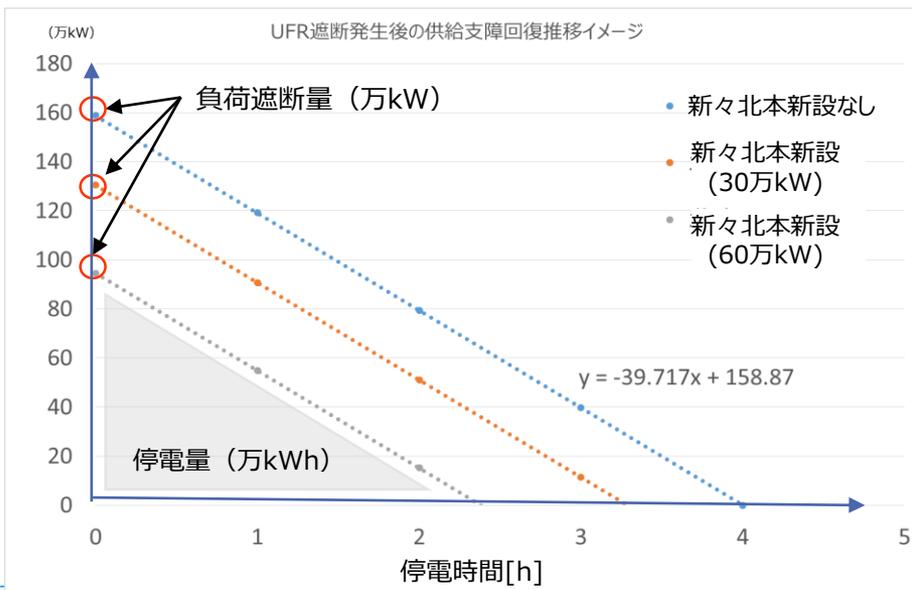
※少数位以下切り捨て。周波数は第2位以下切り捨て

- 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。

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

- ・ 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

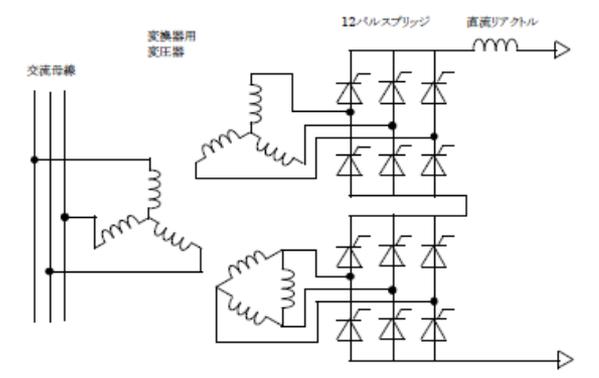
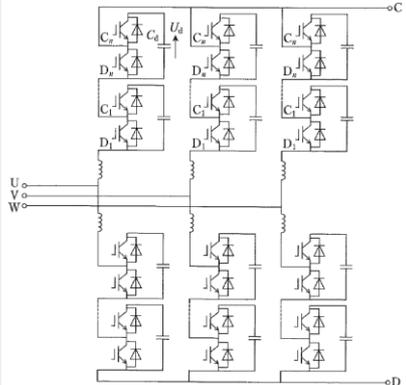
- 大規模発電所1サイト脱落時の停電量削減効果は、以下のとおり算出できるがリスク発生の頻度を想定出来ないため、**効果を適切に評価することは難しい。**



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)

➤ 交直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

■比較表 (1 / 2)

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></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>
<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>

■ 比較表 (2 / 2)

項目	他励式変換器	自励式変換器
事故時運転継続性	交流系統事故時に 転流失敗する恐れ があり、運転継続が困難となる場合がある	他励式に比べ交流系統事故時の 運転継続性は高い
無効電力の供給	不可	可能 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 有効電力と無効電力が独立して制御可能 ✓ 変換器の容量の範囲内で調相設備(自励式)と同等に動的に電圧制御が可能
無効電力の消費	最大、有効電力の50~60%程度 ・調相設備での補償が必要 (設置面積大)	他励式のような 多量の調相設備は不要 (設置面積小)
高調波の発生	転流時に、 高調波成分が発生するため、フィルタでの吸収が必要 (設置面積大)	高調波が小さく他励式のような 多量のフィルタは不要 (設置面積小)
装置価格	変換装置としては 自励式に比べ安価 であるが、 フィルタ・調相設備や系統対策費用を含めた総コストは自励式より大きくなる、もしくは同程度となる場合もある	変換装置としては 他励式に比べ高価 であるが、 フィルタ・調相設備や系統対策費用を含めた総コストは他励式より小さくなる、もしくは同程度となる場合もある