

東北東京間連系線に係わる計画策定プロセスについて

平成27年9月14日
広域系統整備委員会事務局

■これまでの経緯

- 第1回広域系統整備委員会(平成27年4月24日)
 - ・ 計画策定プロセスの進め方等のご議論
- 第2回広域系統整備委員会(平成27年6月8日)
 - ・ 「広域的な電力取引により東北東京間連系線の利用を拡大しようとする電気供給事業者」の募集結果のご報告
 - ・ 基本要件決定に向けた検討についてのご議論
 - ・ 計画策定プロセスの期間中における系統アクセス業務の取扱いのご議論
- 第3回広域系統整備委員会(平成27年7月28日)
 - ・ 「広域的な電力取引により東北東京間連系線の利用を拡大しようとする電気供給事業者」の応募取り下げのご報告
 - ・ 対策候補案の抽出・検討評価についてのご議論
- 第4回広域系統整備委員会(平成27年8月24日)
 - ・ 対策候補案の詳細検討のご議論
 - ・ 短工期で実施できる対策検討のご議論
 - ・ 費用負担の考え方のご議論
 - ・ 電気供給事業者への意思再確認のご議論
 - ・ 基本要件の決定に向けた検討のご議論

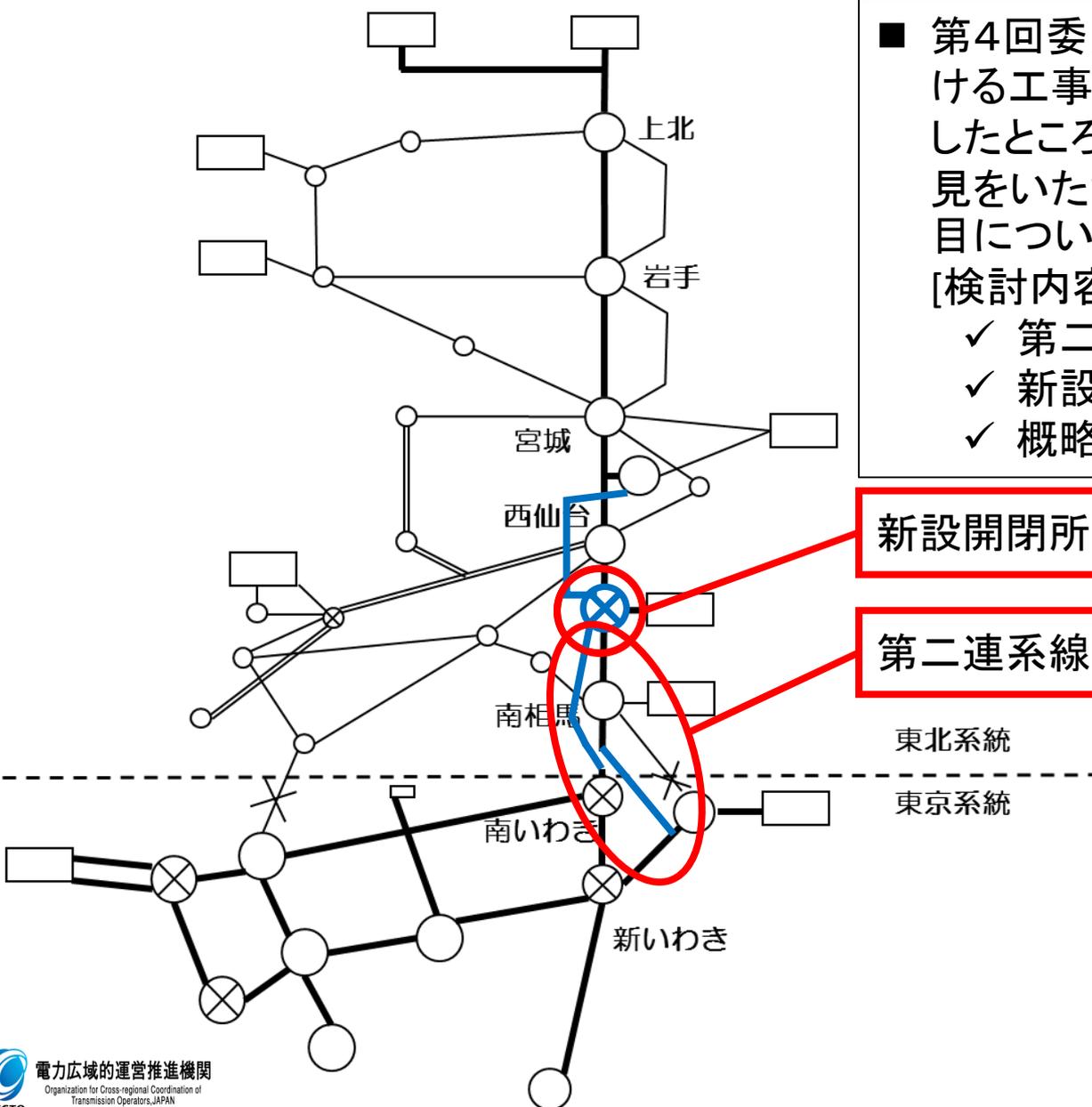
■ 今回ご議論等いただきたい事項

- I. 対策候補案の詳細検討
- II. 費用負担の考え方
- III. 特定負担額、一般負担額の試算(現時点における見通し)
- IV. 実施案等の募集の要否
- V. 電気供給事業者への意思再確認
- VI. 基本要件及び受益者の範囲(案)

検討スケジュールと今回の位置づけ

	平成27年度							平成28年度								
	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
対策案の検討																
受益者範囲の検討																
実施案の検討		要領検討					評価								
負担割合の検討																
広域系統整備計画 取りまとめ・公表		今回														
広域系統整備委員会	★基本要件 ★実施案等の 募集要否		★実施案等の募集 ★実施案等 の募集(原案)					★検討状況報告		★検討状況報告		★実施案等 ★費用負担割合 ★広域系統整備 計画の決定				
評議員会	◇基本要件		◇検討状況報告					◇検討状況報告		◇検討状況報告		◇費用負担割合				
理事会	◆基本要件 ◆実施案等の 募集要否		◆実施案等の募集					◆検討状況報告		◆検討状況報告		◆実施案等 ◆費用負担割合 ◆広域系統整備 計画の決定				
その他				☆実施案等の募集 (~H28/5)										☆広域系統整備 計画の公表		

I . 対策候補案の詳細検討



■ 第4回委員会において、基本要件における工事概要・概略工期の案をお示したところ、以下の項目についてご意見をいただいた。今回は、これらの項目について、ご議論いただきたい。

[検討内容]

- ✓ 第二連系線の概略ルート
- ✓ 新設開閉所引込方法
- ✓ 概略工期

新設開閉所引込方法

第二連系線の概略ルート

東北系統

東京系統

2. 第二連系線の概略ルート

- オブザーバーから、I案については常磐道沿いの用地活用によって工期短縮の可能性があると提案をいただいた。
- 基本要件はH案とするものの、実施案の募集においては、工期を可能な限り短縮できるルートも検討のうえ応募することを求めることとしてはどうか。

	H案(第4回委員会での方向性)	I案
増強概要	第二連系線を南いわき開閉所に、相馬双葉幹線を福島幹線に接続	相馬双葉幹線と交差しない第二連系線のルート選定
系統図	<p>南相馬</p> <p>南いわき</p> <p>— : 対策設備</p>	<p>南相馬</p> <p>南いわき</p>

3. 新設開閉所引込方法の追加検討

(1) 第4回委員会で頂いたご意見

- 第4回委員会において事務局より、以下の3案とも必要要件を満たしていることを確認し、**基本要件は工事費が最小となるJ案**とすること、また、実施案の公募では、これらの案も含め得失を総合的に評価したうえで**他の対策案による応募も可能**とすることを提案した。
- これに関し委員から、**連系線を3端子とするJ案について技術的課題を精査すべきとの意見をいただいたため、実施案の段階で検討予定であった以下の項目について追加検討した。**
 - ✓ 長距離送電線であり、作業時、故障時に停止区間が大きくなる。
 - ✓ 3端子にすると、計量関係の工事費が増える可能性があり、また、稀頻度ではあるものの故障の波及範囲が広がる可能性がある。

	H+E案	J案	K案
増強概要	送電線を全て新設開閉所へ引込	新設送電線をT分岐で新設開閉所へ引込	常磐幹線をT分岐で新設開閉所へ引込
系統図			
— : 対策設備			

3. 新設開閉所引込方法の追加検討

(2) 各案の比較検討

- 工事費の面では、計量関係の工事費増を勘案しても、J案が有利である一方、将来拡張性や作業・故障時の制約面では長距離送電線を区分できるE案が有利である。
- しかし、J案において、作業・故障時の運用容量制約が大きくなる区間について、制約によるコスト増(電源持ち替え費用)を試算したところ、必ずしも有利とは評価できないことが分かった。また、現時点において、工事費精査等には限界がある。
- したがって、現時点での判断として、基本要件は、H+E案としてはどうか。

	H+E案	J案	K案
運用 容量面	○	○	○
	・連系線運用容量1120万kW(青葉幹線同期安定性で決定)。		
将来 拡張性	○	△	○
	・H+E案への拡張が追加が必要。		
作業・ 故障時	○	△	△
	・発電制約コスト1日当たり▲0.6億円程度	・運用容量制約が、E案より大きい。	・運用容量制約が、E案より大きい。
過酷・ 稀頻度 故障時	◎	○	○
	・新設開閉所500kV母線全停止のリスクは、母線構成により極小化。 ・新設区間の同期安定性が高い。	・3端子による故障波及範囲拡大は、保護リレーの協調により極小化。 ・新設開閉所500kV母線全停止時でも、第二連系線が運用可能。	・3端子による故障波及範囲拡大は、保護リレーの協調により極小化。 ・新設開閉所500kV母線全停止時でも、常磐幹線が運用可能。 ・新設区間の同期安定性が高い。
工事費	△	○	△
	1585億円	1560億円(▲25億円)	1565+α億円(▲20+α億円)

【参考】 新設開閉所引込方法の比較検討詳細

	H+E案	J案	K案
連系線の運用容量	○連系線運用容量1120万kW(青葉幹線同期安定性で決定)。	○同左	○同左
将来拡張性	○連系線運用容量を更に拡大する場合には、青葉幹線以北の追加対策で対応可能。	△左記に加え、H+E案へ将来拡張することが必要。	○H+E案と同じ
作業・故障時の運用面	○作業停止範囲を区分できるため、J案、K案と同様の制約が生じるのは、新設開閉所南側の送電線作業時のみ。 ○故障時も、上記同様のメリットがある。	△第二連系線の作業停止範囲を区分できないため、第二連系線作業時には、作業区間に関わらず一括して停止することになり、電源の停止必要量が大きくなる(第二連系線停止:▲490万kW)。 △故障時も、上記同様のデメリットがある。	△常磐幹線の作業停止範囲を区分できないため、常磐幹線作業時には、作業区間に関わらず一括して停止することになり、電源の停止必要量が大きくなる(常磐幹線停止:▲500万kW程度)。 △故障時も、上記同様のデメリットがある。
過酷・稀頻度故障時のリスク	◎右記の可能性が無い ○新設開閉所500kV母線(母線通過潮流:1,000万kW程度)全停止時に、第二連系線と常磐幹線が停止するが、母線構成(分割二重母線)により極小化できる。	○新設送電線が3端子であるため、他区間送電線故障時の主保護リレー(2系列とも)不動作等が生じた場合には、後備保護リレーによる当該区間の不要な送電線停止が生じる可能性があるが、保護リレーの協調による極小化できる。 ◎新設開閉所500kV母線全停止時でも、第二連系線が運用可能。	○常磐幹線が3端子であるため、J案と同様に後備保護リレーによる当該区間の不要な送電線停止が生じる可能性がある保護リレーの協調による極小化できる。 ○新設開閉所500kV母線全停止時でも、常磐幹線が運用可能。常磐幹線と新地火力線交差箇所の故障時でも、常磐幹線潮流は第二連系線へ迂回できるため、影響は限定的。
新設区間故障時の同期安定性	◎1200万kW以上	○1140万kW	◎1200万kW以上
用地面	○新設開閉所の用地選定が常磐幹線の東側・西側ともに可能である。	○同左	△新設開閉所の用地選定が常磐幹線西側に限定され、工事費増となる可能性がある(+α億円)。
工事費	計量器の設置箇所が1箇所(新設開閉所)で可能だが、新設開閉所の送電線引出設備が多く(5ルート分)、工事費が高い。 △ 1585億円	計量器の設置箇所が2箇所(新設開閉所、宮城中央)となるが(+5億円)、新設開閉所の送電線引出設備が少なく(4ルート分)(▲30億円)、工事費が低減できる。 ○ 1560億円(▲25億円)	計量器の設置箇所が1箇所(新設開閉所)で可能であり、新設開閉所の送電線引出設備も少ないが(4ルート分)(▲30億円)、新地火力線を常磐幹線と交差(+10億円)させるため、工事費は中位。 △ 1565+α億円(▲20+α億円)

※全国の地域間連系線(交流架空連系線)の平均停止実績は、年間16日程度(H26年度の交流架空連系線停止実績/ルート数)
 ※新設開閉所地点により送電線工事費は変動するため、工事費は新設開閉所送電線引出数、計量器、新地火力線交差の影響のみ評価

- 連系線運用容量制約が生じた場合、東北エリアの発電コストの安い電源の出力抑制に伴い、東京エリアの発電コストの高い電源の出力増加が必要となる。
- 下記の条件で試算すると、年間1日当たりの電源持ち替えコストは17億円程度(36年分の現在価値換算累計)となる。

【電源持ち替えコスト試算】

[1回線停止時に必要な電源停止必要量]

- 第二連系線1回線作業停止時における連系線を利用する電源の稼働率を、全電源一律に設備利用率70%※で運転されると仮定すると、想定潮流は721万kW(①)
(連系線運用容量(1120万kW)－マージン(90万kW))×0.7)
- 第二連系線1回線停止時に送電可能な潮流は540万kW(②)
(1回線停止時運用容量(630万kW)－マージン(90万kW))
- よって、第二連系線1回線停止時の電源停止必要量は181万kW(①－②)

[電源持ち替えコスト]

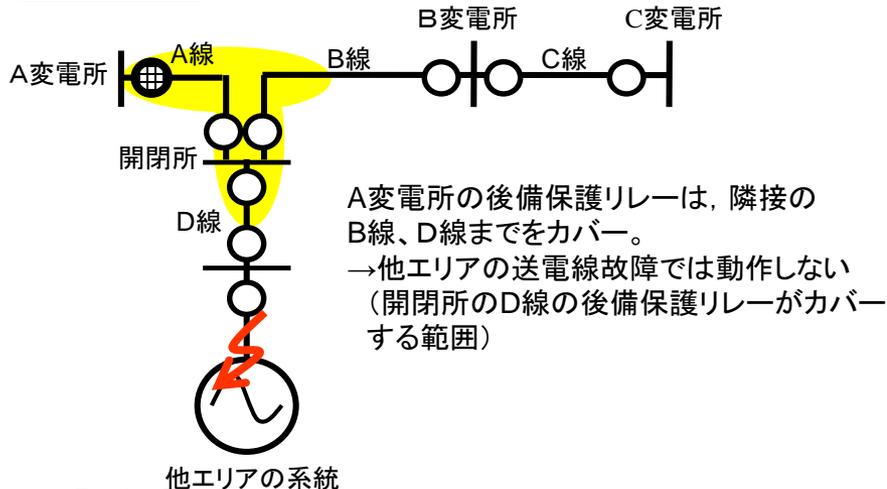
- 抑制はLNG:石炭＝1:1で行うと仮定すると、抑制される電源の価格は13.2円/kWh(③)
2030年モデルプラント価格※より(13.4円/kWh+12.9円/kWh)/2＝13.2円/kWh
- 持ち替えは市場調達により行うと仮定すると、調達価格は14.7円/kWh(④)
2012年度～2014年度端境期の東北東京エリアのJEPX約定価格平均価格がLNG単価低減率と同等の割合(▲2%)で低減したと仮定。15.0円/kWh×(1-0.02)＝14.7円/kWh
- 持ち替えによる増分費用は④－③＝1.5円/kWhとなり、1回線停止1日あたりの増分費用は
1.5円/kWh×181万kW×24時間＝6516万円
- 年間1日の停止による36年間(送電線の法定耐用年数)の増分費用を年率1.9%(来年4月以降の託送料金算定時の事業報酬率)で現在価値換算すると16.9億円の費用増となる。

※:長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ資料(H27.5)

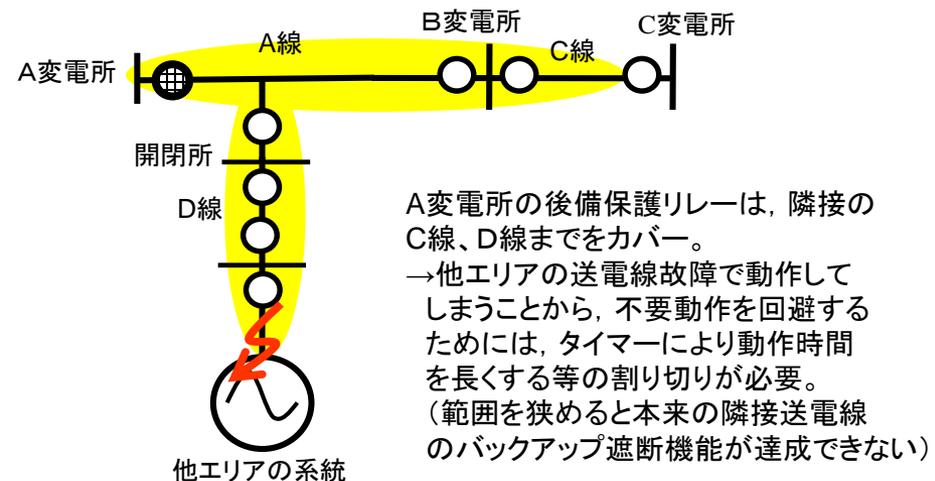
【参考】送電線を3端子接続とした場合の影響

- 500kV送電線の保護装置は、万一の不具合が与える影響が広範囲となるため、主保護リレーにより高速かつ確実に自区間故障を除去できるよう、伝送路を含めた2系列構成により、高い信頼性を確保している。
- 主保護リレーが動作したものの当該送電線の遮断器が不動作となった場合を想定し、遮断器不動作対策の機能があり、当該回線が接続されている母線の遮断器をすべて遮断し、電力系統から切り離すことで故障除去ならびに故障波及範囲の拡大を防いでいる。
- 主保護リレーが2系列とも不動作となるような極めて稀頻度のトラブルに対しても、隣接変電所の後備保護リレーによるバックアップ遮断を行えるようにしており、一定の動作時限(タイマー)を持たせるなどで主保護リレーより先行遮断しないよう時限協調を図っている。
- 送電線3端子接続など系統構成によっては、後備保護リレーの保護すべき範囲の設定や時限協調が難しくなり、系統構成や電源の稼働状況等に関わらず適切な遮断ができるようシビアな技術検討が求められる。
- なお、1端子が直流設備と連系する送電線の3端子接続の場合は、1端子が交直変換器により交流系統と切り離されていることから上記問題は発生しない。

2端子の場合



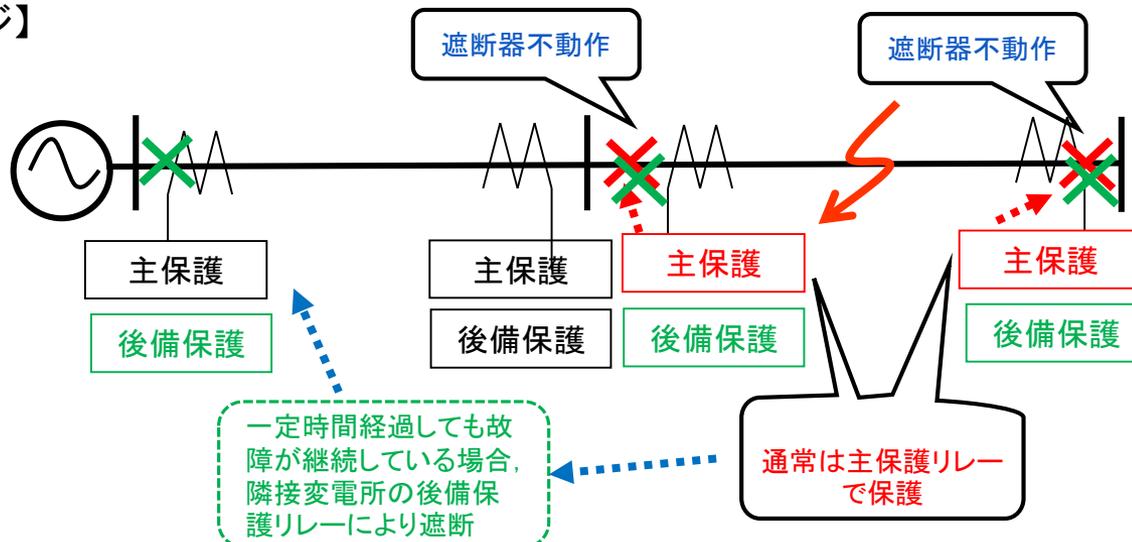
3端子の場合



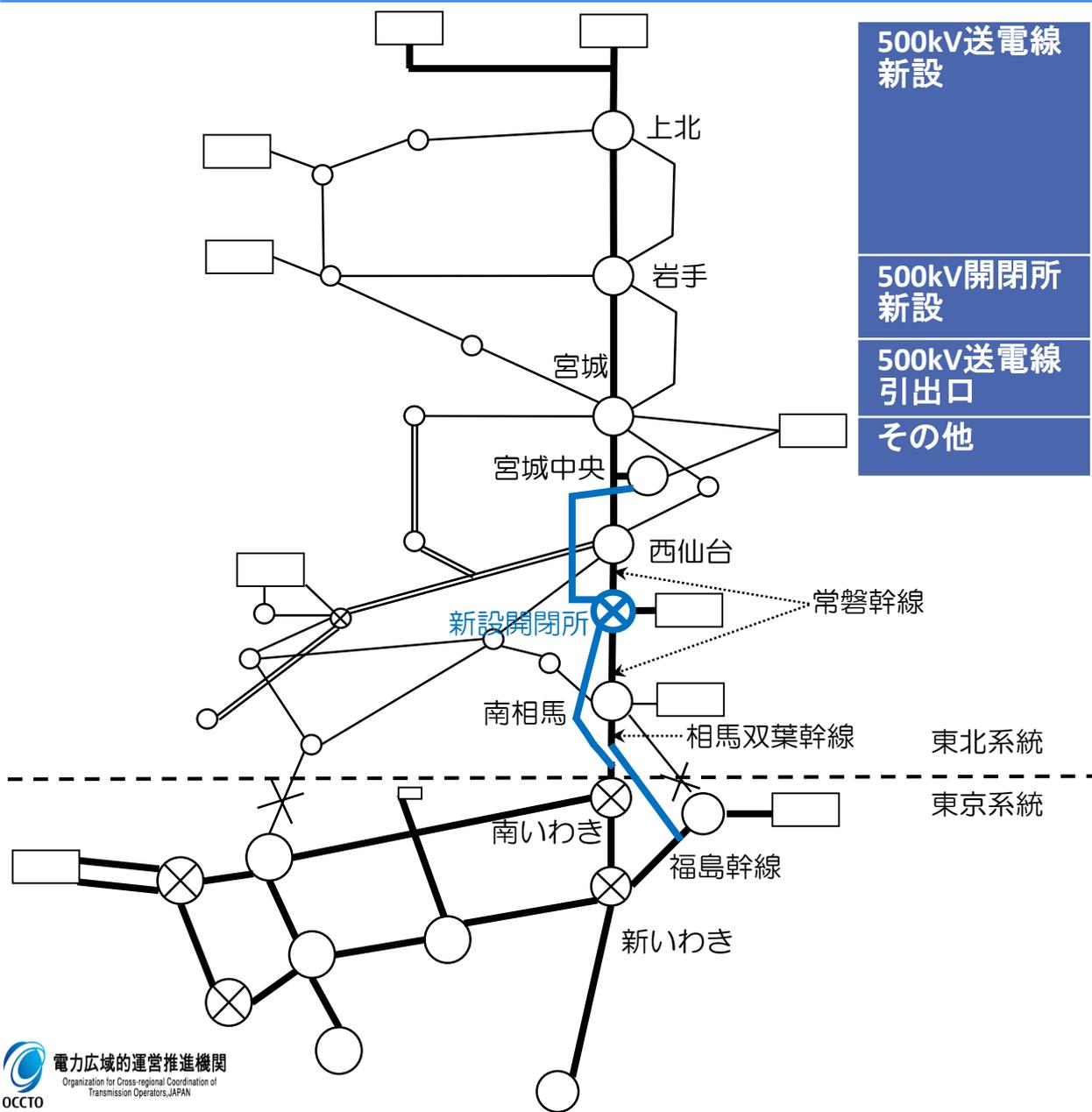
【参考】保護リレーとは

- 保護リレーとは
 - ✓ 電力系統に故障が発生した場合に、確実に故障を検出し、他の健全な設備への影響を最小限とするため電力系統から当該区間を切り離すため遮断器へ遮断信号を送る装置
- 送電線保護リレーの種類
 - ✓ 主保護リレー(広域連系系統の場合は、同一装置の2系列化により高い信頼性を確保)
 - ・保護範囲内で故障が発生した場合、最初に動作する保護リレー
 - ・広域連系系統の送電線の場合、伝送路を用い相手端の情報も取り込み故障判定する方式が主流
 - ✓ 後備保護リレー
 - ・主保護リレーにより保護範囲内の故障を高速に切り離せなかった場合に隣接変電所などからバックアップとして故障除去を行うことを目的とする保護リレー
 - ・通信回線に依存しない自端情報のみで動作する方式が主流。故障除去を最優先とし、停電範囲がある程度広がることを許容

【イメージ】



4. 広域系統整備の工事概要(案)

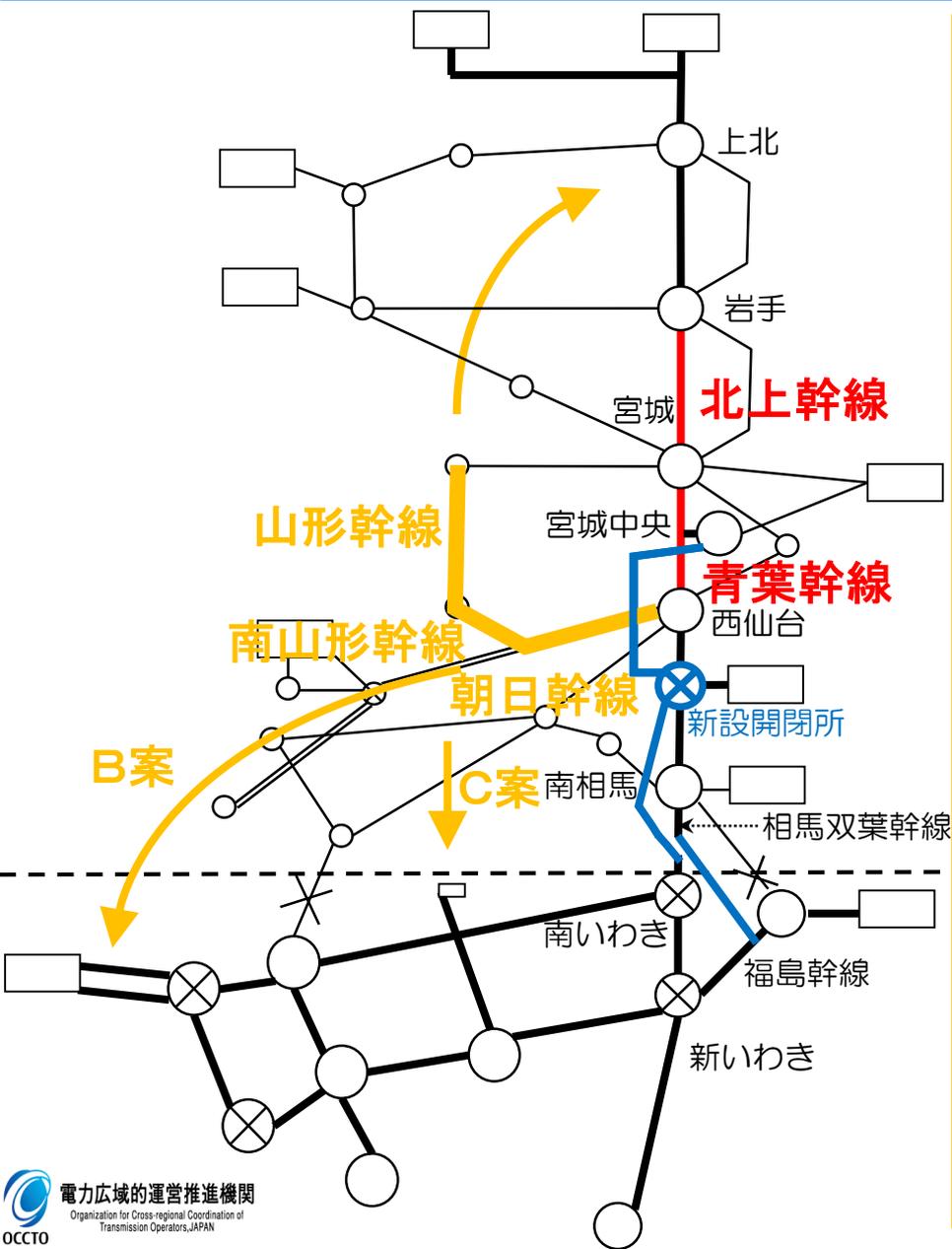


500kV送電線 新設	南いわき開閉所近傍～新設開閉所 ・ 2回線、60km 新設開閉所～宮城中央変電所 ・ 2回線、80km 相馬双葉幹線接続変更地点～福島幹線 ・ 2回線、10km
500kV開閉所 新設	常磐幹線分岐箇所周辺 ・ 500kV送電線引出口10回線
500kV送電線 引出口	宮城中央変電所、2回線
その他	調相設備、系統安定化装置他

■ 概算工事費は、1,585億円程度。

	工事概要	概算工事費 (億円)
500kV送電線	南いわき開閉所近傍～新設開閉所 ・2回線、60km	495
	新設開閉所～宮城中央変電所 ・2回線、80km	600
	相馬双葉幹線接続変更地点～福島幹線 ・2回線、10km ・相馬双葉幹線接続変更	70
500kV開閉所	常磐幹線分岐箇所周辺 ・送電線引出口10回線	230
500kV送電線引出口	・宮城中央変電所送電線引出口2回線	30
その他	調相設備、系統安定化装置他	160
合計		1,585

6. 今回対策の長期的観点からの評価



【将来の系統増強の可能性に関する考察】

- 今回対策を実施後、運用容量は、青葉幹線以北の500kV送電線2回線故障により制約される。
- このため、将来の電源開発により南流が増加する場合には、青葉幹線以北の500kV送電線の増強が必要となる可能性がある。
- 加えて、当該電源の送電エリアによっては、連系線のさらなる増強が必要となる可能性がある。

【将来の系統増強との整合性】

- 将来的な南流の増加に対しては、275kV山形幹線他を500kVに昇圧し、地内500kV系統のさらなる強化案が考えられるが、今回の対策とも整合性が高い。
- また、275kV朝日幹線他を500kVに昇圧し、B案・C案のような連系点の強化をはかることも可能であり、さらなる系統の強化に拡張可能な案である。

- 長距離500kV送電線工事では、ルート調査や用地交渉に要する期間の変動要素が大きく、実績(1993年以降運開の12件)では7~17年とかなりの幅がある。
- 概略工期の設定方法について、第4回委員会では以下のご意見をいただいた。
 - ✓ 短い工期のみを示すと、実施案の工事費増加につながる可能性がある。
 - ✓ 工期の幅が大きいと、発電事業者が事業性を判断する際のリスクが大きくなるため、一定の期間に抑えるべき。
 - ✓ 中央値だけでは発電事業者の事業性判断のミスリードにつながる。
 - ✓ 工期が長期化した実績の要因を調べるべき。

工程	今回想定	過去実績 (中央値)	備考
ルート調査	5年	2~9年 (5年)	地権者調査、調査工事用地確保等を含む
用地交渉	4年	2~6年 (5年)	
設計	4年	1~5年 (4年)	
本工事	4年	2~6年 (4年)	
総工事期間	11年	7~17年 (11年)	7年:1件、8年:1件、9年:1件、11年:4件、15年:2件、16年:2件、17年:1件

東北・東京エリアの500kV送電線新設工事実績(1993年以降、12件)による。

- 東北・東京エリアの500kV送電線新設工事実績(1993年以降、12件)について、工事期間の変動要因を整理した。
- なお、11年を超える工事であっても、必要時期に間に合わなかった件名は無い。

	総工事期間※	亘長	工事期間の変動要因	基本要件(概略工期)への反映
1	7年	26km	①用地交渉が円滑(国有林通過等)(-4年程度)	工事期間短縮の可能性があるため、基本要件における概略工期の幅に織り込む。
2	8年	53km	①用地交渉が円滑(国有林通過等)(-2年程度) ②地域との合意形成が円滑(-1年程度)	
3	9年	19km	①用地交渉が円滑(県有林通過等)(-2年程度)	
4 ~ 7	11年	10km 18km 51km 65km	-	-
8	15年	22km	①用地交渉が難航(+3年程度)	長期化するリスクではあるが、基本要件における概略工期には織り込まない。 なお、③は今回の新規500kVルートでは該当しない見込み。
9	15年	24km	②他工事との競合(作業員確保)を踏まえた運開時期見直し(+1年程度)	
10	16年	114km	①用地交渉が難航(+1年程度)	
11	16年	184km	②地権者数が多く、ルート調査に時間を要した(+2年程度) ③冬期の本工事不可により時間を要した(+2年程度)	
12	17年	68km	①一部地域および個別地権者との合意形成が難航し、計画見直し(+6年程度)	

※ 工事期間の途中で中断した期間は除く。

- 概略工期は本来、利用者のニーズを満たすことを目標に、各工程毎の施工手順や工事方法を合理的に見極め、用地状況を勘案のうえ、標準的な工事期間を提示すべきものである。
- しかし、本案件においては、標準的な工事期間では提起者等のニーズを満たせないため、工期短縮のために最適なルート選定や工法の選択など全ての工程での創意工夫や、場合によっては追加投資も考慮し、工事期間の短縮化が必要である。
- 一方、現時点では、法令手続き上必要となる期間や用地状況などによる工事期間への影響も不透明である。
- よって、今回の基本要件の概略工期は、標準的な工事期間をベースに、過去の短期間の実績を踏まえ、7～11年程度を目標としてはどうか。

※ただし、用地状況などによって、長期化する可能性があることには留意が必要。

Ⅱ．費用負担の考え方

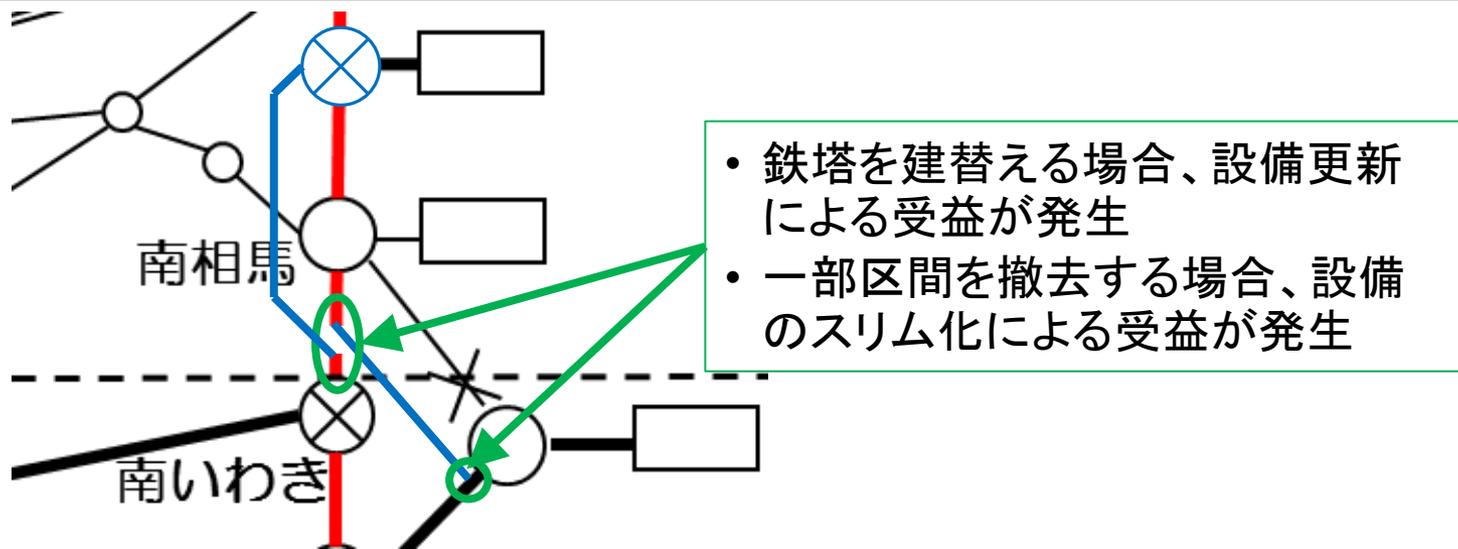
- 第4回委員会において、本計画策定プロセスにおける費用負担については、制度設計WG及び費用負担等の在り方に関する指針(案)(以下、「費用負担に関する指針(案)等」)において示された考え方にに基づき検討することを、ご確認いただいた。
- あわせて、「費用負担割合は、別表5-1に掲げる例を踏まえ、広域系統整備委員会において、案件ごとに検討する」と規定されていることの扱いについてご意見をいただいた。
- 本計画策定プロセスにおいては、受益者について別表5-1に掲げる例を踏まえ検討し、費用負担割合について、費用負担に関する指針(案)等において示された考え方にに基づき検討している。
- なお、実際の費用負担割合の決定(H28年9月予定)に当たっては、選定された実施案に対し、制定された費用負担等の在り方に関する指針を適用し、広域系統整備委員会であらためて議論する。

【送配電等業務指針】

第38条 広域系統整備に要する費用は、受益者が受益の程度に応じて費用を負担することを原則とし、その費用負担割合(一般負担と特定負担の別及び電気供給事業者ごとの負担の割合をいう。以下同じ。)は、別表5-1に掲げる例を踏まえ、広域系統整備委員会において、案件ごとに検討する。

広域系統整備の効果	受益者(費用負担者)	
流通設備事故時における周波数の安定性の向上	・周波数安定性が向上する供給区域の需要家	
大規模災害によって特定の供給区域における供給力の不足が発生した場合における、広域的な供給力の確保	・広域的な供給力の確保が可能になる供給区域の需要家	
送電線のルートを複数化することにより、送電線の1ルートが断絶した場合に周波数維持のために発生する需要の遮断の回避	・需要の遮断が回避される供給区域の需要家	
連系線を通じた電力の融通を見込むことによる特定の供給区域において確保すべき予備力の削減	・供給区域内に確保する予備力を削減できる供給区域の需要家	一般負担 (効果のある供給区域の一般電気事業者で分担)
電圧を安定させる装置等の設置による電圧安定性の確保	・電圧安定性が確保される供給区域の需要家	
卸電力取引所における供給区域間の約定価格差の解消又は減少	・約定価格が高い供給区域の需要家 ・約定価格が高い供給区域が連系線の片側に限らない場合は、全国的なメリットがあるため全供給区域の需要家(但し、連系線で他の供給区域と接続されていない供給区域の需要家は除く。)	
個別の安定的な電力取引の確保	・当該の個別の電力取引により裨益する事業者(電力系統の状況に応じ、安定供給や広域的な電力取引の活性化の観点を考慮する。)	特定負担 (当該の個別の電力取引を行う事業者)
他の供給区域に電気を供給する電源設置の制約の解消	・当該の電源の設置に伴う広域的な取引により裨益する事業者(電力系統の状況に応じ、安定供給や広域的な電力取引の活性化の観点を考慮する。)	特定負担 (当該の電源を設置する者又は当該の電源から受電する者)

- 第4回委員会において、第二連系線を南いわき開閉所に、相馬双葉幹線を福島幹線に接続することに伴い、既設送電線における設備の更新の効果を見込むのかのご質問があった。
- そこで、既設送電線において、「設備更新による受益」、「設備のスリム化による受益」が発生するか検討した。
 - ✓ 相馬双葉幹線、福島幹線の鉄塔建替を行う場合、設備更新による受益が発生する。
 - ✓ 相馬双葉幹線、福島幹線の一部区間を撤去する場合、設備のスリム化による受益が発生する。
 - ✓ したがって、これらの受益分は、費用負担割合の決定時(H28年9月予定)に算定が必要である。
- なお、これらの工事内容は基本要件決定時には具体化していないこと、第二連系線新設の工事費に比べて小さいため、今回行う特定負担額、一般負担額の試算には含めない。



3. 地域間連系線として運用される範囲と費用負担の考え方

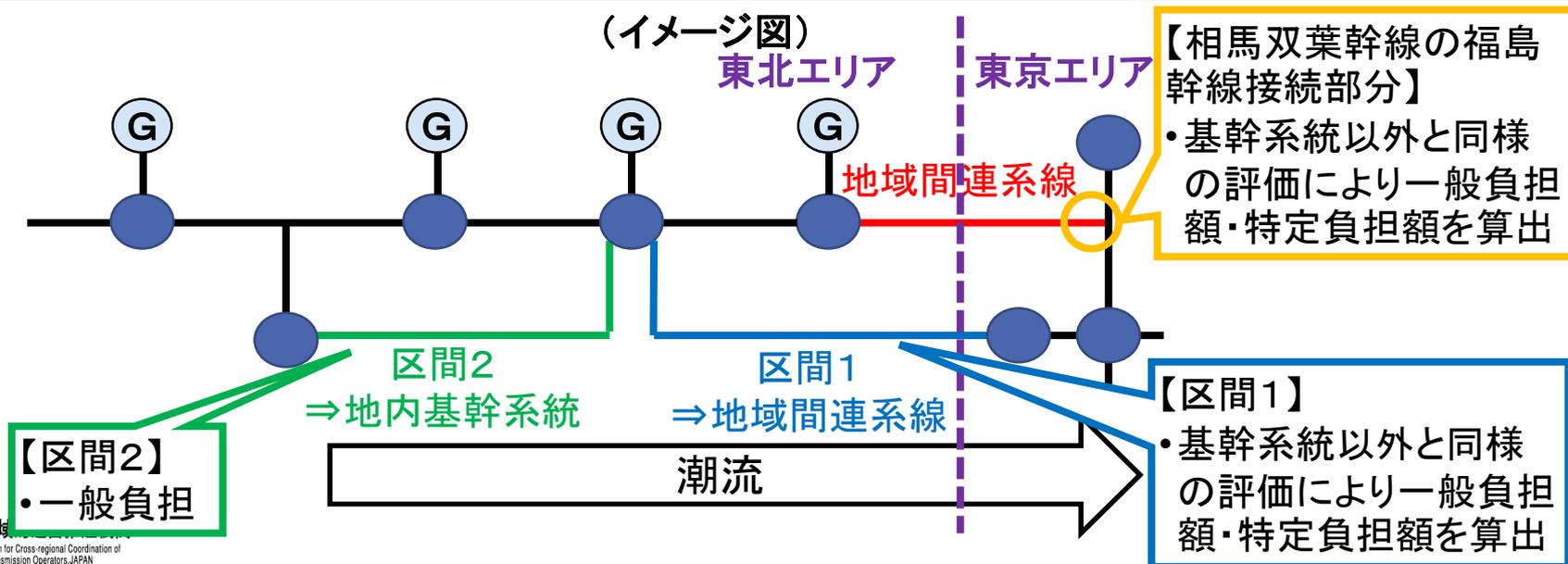
(1) 費用負担等の在り方に関する指針(案)の規定

- 第4回委員会において、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分として、基幹系統以外と同様の評価により一般負担額・特定負担額を算出する対象を提示したが、今回ご議論いただいた基本要件(案)について、費用負担の考え方を整理した。
- 費用負担等の在り方に関する指針(案)には、以下のとおり規定されている。
 - ✓ 基幹系統は、増強等により需要家や他の系統利用者など、エリアの広範囲にわたって裨益が想定されることから、一般負担を原則。
 - ✓ 「特定の電源からの送電を目的として増強等がされる場合であって、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分」は、明確に受益の特定が可能であることから、基幹系統の例外として、基幹系統以外と同様の評価により一般負担額・特定負担額を算出。

3. 地域間連系線として運用される範囲と費用負担の考え方

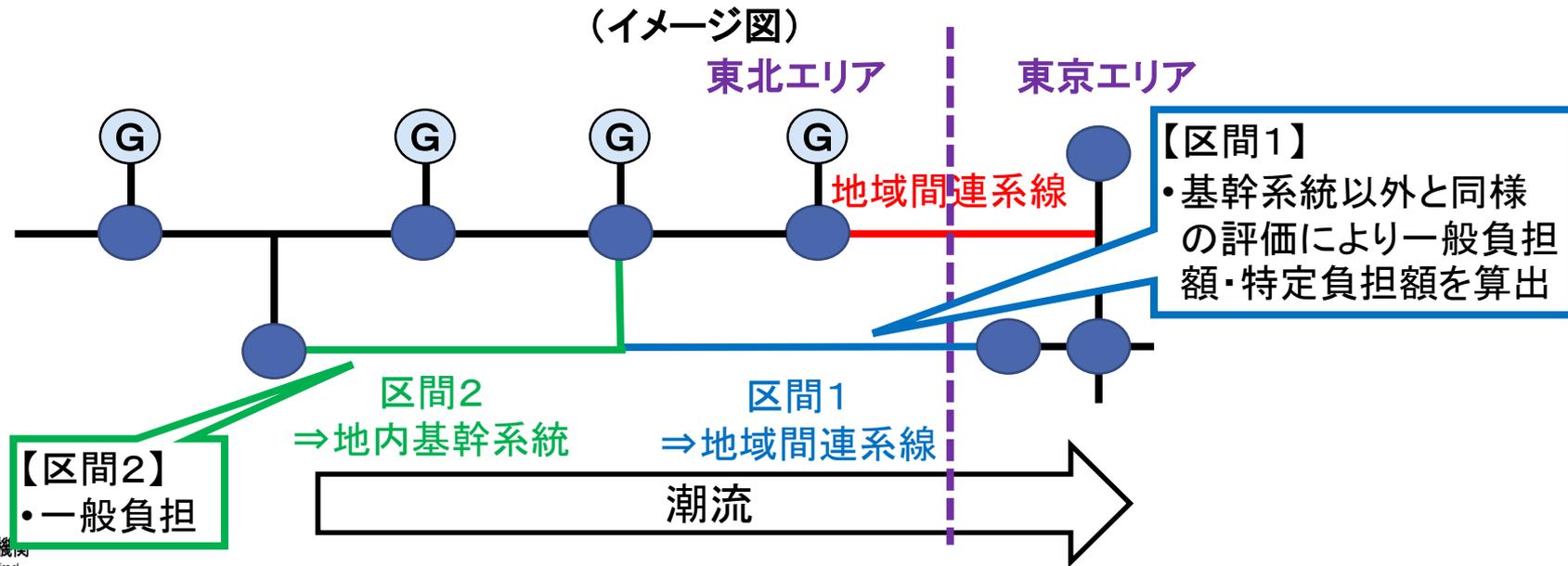
(2) 今回の基本要件(案)への適用

- 「特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分」とは、地域間連系線として、本機関が計画潮流を管理する送電線であって、連系線の容量を長期安定的に確保すべき契約として認定された契約において確保された連系線の容量に相当する部分のことである。
- 区間1(新設開閉所は第二連系線引出口部分のみ)及び相馬双葉幹線(福島幹線への接続部分を含む)は、地域間連系線であり、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分があるため、基幹系統の例外として、「基幹系統以外と同様の評価により一般負担額・特定負担を算出」することとなる。
- 一方、区間2は地内基幹系統であり、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分がないため、原則に従い一般負担となる。
- なお、特定負担部分は、全ての応募者(提起者を含む)を対象に応募容量で按分する。



【参考】区間2の考え方について(3端子送電線の場合)

- 前回の委員会において、3端子送電線の場合は区間1と区間2全体が地域間連系線(一般電気事業者の供給区域間を常時接続する送電線)であるのではないかと示したが、改めてその性質について検討した結果、地域間連系線として、本機関が計画潮流を管理する送電線はあくまで区間1のみであり、区間2については、供給区域内でループを形成しており、地内潮流も区分けなく流れることから、地内基幹系統である。
- よって、区間1は地域間連系線に該当し「基幹系統以外と同様の評価により一般負担額・特定負担を算出」することとなり、区間2は地内基幹系統として原則に従い一般負担となる。



4. 「供給信頼度等の向上による受益」における特定負担額の算出方法

(1) 需要断面と連系線潮流の設定

- 指針(案)では、特定負担額の算出において「N-2における停電の回避が可能となる需要の量」と記載されている。
- 地域間連系線の場合、仮にN-2故障が発生したとしても、連系されている需要が全て停電する訳ではない。このため、停電の回避が可能となる需要の量を算定する方法として、「負荷遮断なしに可能な連系線潮流」と、最小及び最大需要時の連系線潮流の差分をもって、停電回避可能な需要を評価した。
- 本連系線については、増強後の時点で運用容量が変化することから、最小及び最大需要時の連系線潮流は、増強後の値を用いることとする。

	最小需要断面	最大需要断面
需要断面設定方法	至近年度実績(※)	全応募電源の連系完了予定年度の供給計画想定値

(※) 最小需要断面については、増強後も変化がないと考えるため、至近年度実績とする。

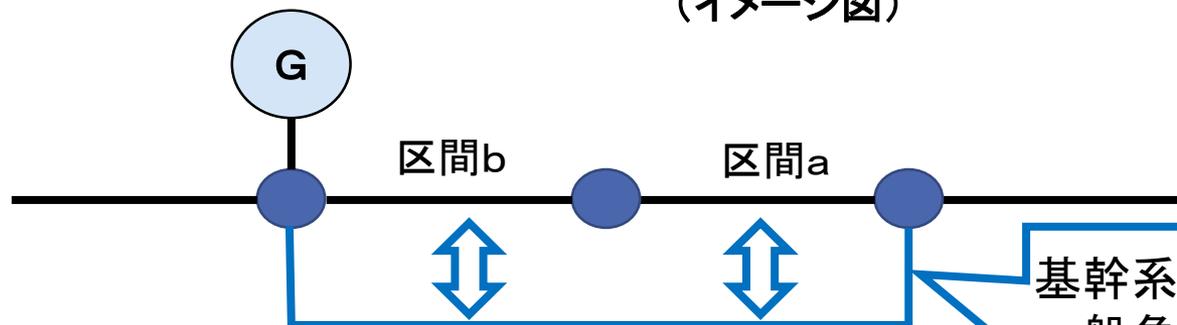
4. 「供給信頼度等の向上による受益」における特定負担額の算出方法

(2) 既設電源、需要の受益の評価

- 費用負担等の在り方に関する指針(案)は、増強設備に対応する既設設備のN-2故障を想定して、出力抑制回避及び停電回避という受益を受ける発電設備(B)及び需要(C)の対象を特定し、受益を考慮することになっている。
- 本計画策定プロセスでの設備増強では、長距離送電線新設による1つの増強設備に対して、複数の既設設備に供給信頼度等の向上による受益がある。
- このため、既設区間ごとの受益を算定し、その既設区間ごとに対応した増強費用(増強費用を既設送電線の亘長比率で案分)を乗じたものを合計して、新規発電設備(A)の特定負担額を算出する。

$$(\text{特定負担額}) = \sum_{i=1}^n \left\{ \left(\text{増強費用} \times \frac{\text{既設区間}i\text{の亘長}}{\text{既設送電線の亘長合計}} \right) \times \frac{A}{A + B_i + C_i} \right\}$$

(イメージ図)



基幹系統以外と同様の評価により一般負担額・特定負担額を算出するが、1つの増強設備に対して、複数の既設設備のN-2故障における受益が対応している。

Ⅲ. 特定負担額、一般負担額の試算 (現時点における見通し)

- 費用負担割合の決定は、広域系統整備計画決定前に行うよう、送配電等業務指針で定められており、本計画策定プロセスでは、平成28年9月を予定している。
(基本要件等の決定時には、受益者の範囲までが必要)
- 一方、電気供給事業者から提起又は応募の取下げがあった場合の本計画策定プロセスへの影響が懸念されるため、基本要件決定後には、電気供給事業者への意思再確認を予定している。
- 電気供給事業者が、費用負担額の見通しの提示なしに事業性を判断することは困難であるため、今回の基本要件(案)に、ご議論いただいた費用負担の考え方を当てはめて、特定負担額、一般負担額を試算した。
- ただし、この試算は、現時点における見通しであり、実施案において工事費が変動した場合、費用負担に関する指針公表までに考え方の変更があった場合等には、変動することに留意が必要である。

2. 「特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分」の概算工事費 31

■ 「特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分」は、下表のとおり611億円。

	工事概要	概算工事費 (億円)
500kV送電線	南いわき開閉所近傍～新設開閉所 ・2回線、60km	495
	新設開閉所付近～宮城中央変電所 ・2回線、80km	600
	相馬双葉幹線接続変更地点～福島幹線 ・2回線、10km ・相馬双葉幹線接続変更	70
500kV開閉所 (工事費は、送電線引出口数により按分)	常磐幹線分岐箇所周辺 ・送電線引出口8回線相当分	184
	・送電線引出口2回線（第二連系線）相当分	46
500kV送電線引出	・宮城中央変電所送電線引出口2回線	30
その他	調相設備、系統安定化装置他	160
合計		1,585

特定の電源からの送電のみを
目的として運用される部分

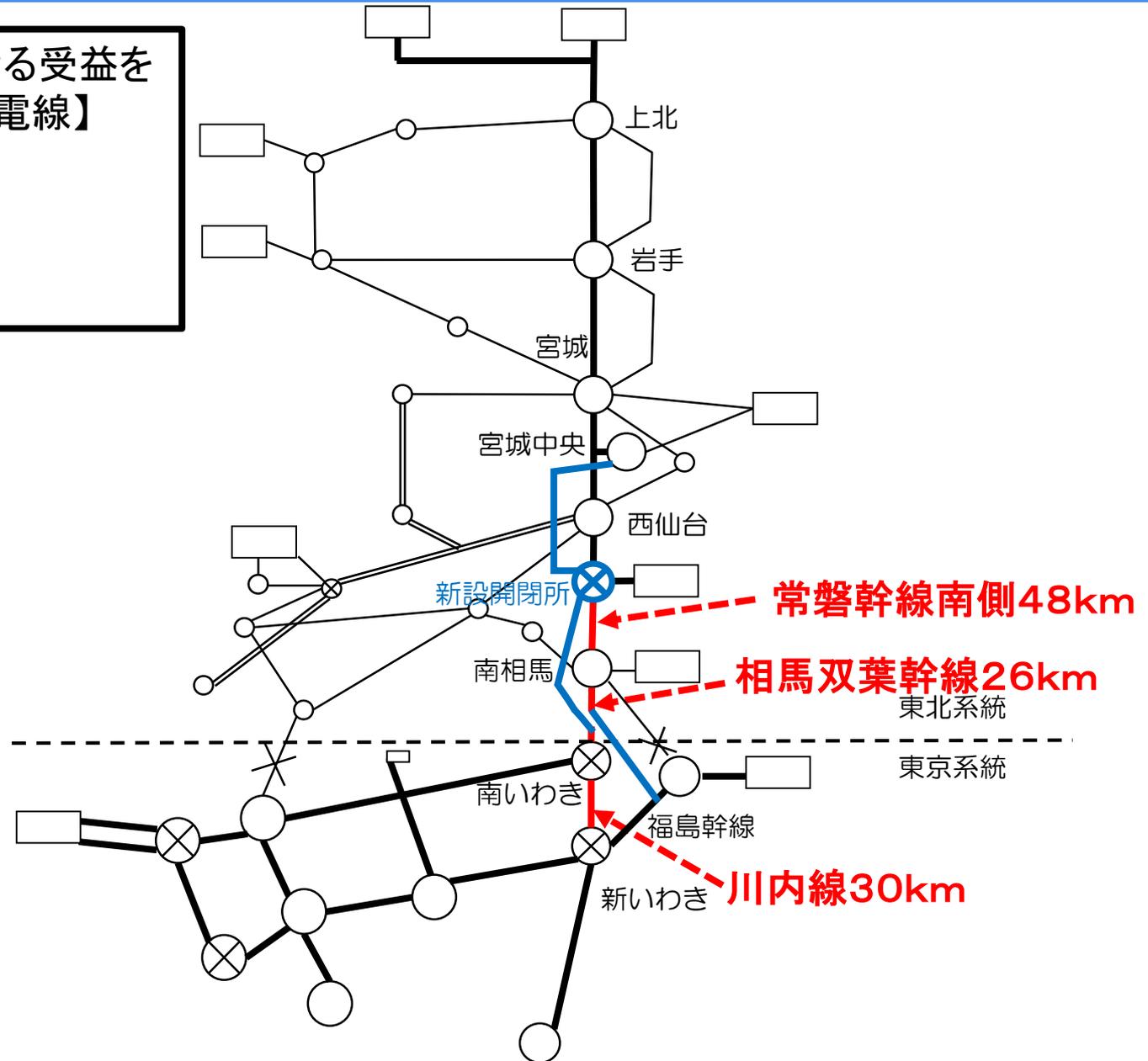
一般負担

3. 供給信頼度等の向上による受益

(1) N-2故障における受益を考慮する既設送電線

【N-2故障における受益を考慮する既設送電線】

- ・川内線
- ・相馬双葉幹線
- ・常磐幹線南側



3. 供給信頼度等の向上による受益

(2) 既設発電設備の出力抑制の回避

- 送配電線2回線故障時(N-2)における既設発電設備の出力抑制の回避が可能となる東北エリアの発電設備の容量は、以下のとおり。
- なお、東京エリアは受電側であり、既設発電設備の出力抑制は生じない。

【想定断面】

	需要(東北エリア)	連系線潮流(増強前)	備考
最小需要断面	646万kW	160万kW	H26年度実績(H26.8.17)
最大需要断面	1,420万kW	480万kW	H27供計によるH36年度需要想定計画潮流(マージン分は含まない)

【既設発電設備の出力抑制の回避が可能となる発電設備の容量】

N-2想定 対象送電線	増強前の電源抑制量※1 [万kW]		増強後の電源抑制量 [万kW]		出力抑制の回避が可能 となる発電設備[万kW]		
	最大断面	最小断面	最大断面	最小断面	最大断面	最小断面	平均
常磐幹線南側	145※2	0	0	0	145	0	72.5
相馬双葉幹線	480※3	160※3	0	0	480	160	320.0
川内線	0	0	0	0	0	0	0

※1 一般負担である新設開閉所により回避可能となる、常磐幹線故障時の新地火力線に連系する電源の出力抑制、需要の停電は含まない。

※2 同期安定性制約による北部電源1台電制。

※3 連系線潮流相当

3. 供給信頼度等の向上による受益

(3) 停電の回避が可能となる需要

- 送配電線2回線故障時(N-2)における停電の回避が可能となる東京エリアの需要の量は0万kWである。
- なお、東北エリアは送電側であり、停電は生じない。

【想定断面】

	需要(東京エリア)	連系線潮流(増強前)	備考
最小需要断面	2,116万kW	132万kW	H26年度実績(H26.5.4)
最大需要断面	5,848万kW	480万kW	H27供計によるH36年度需要想定計画潮流(マージン分は含まない)

【停電の回避が可能となる需要の量】

■ 0万kW

最小需要断面、最大需要断面ともに、連系線潮流は負荷遮断無しで可能な連系線潮流以下、電源制限量(前頁)は負荷遮断無しで可能な電源制限量以下であり、増強前であっても両需要断面ともに停電は生じない。

○負荷遮断無しで可能な電源制限量・連系線潮流

- 連系線以外のN-2事故時(電源制限量)
 - ・最小需要断面・・・281万kW
 - ・最大需要断面・・・641万kW
- 連系線(相馬双葉幹線)N-2事故時(連系線潮流)
 - ・最小需要断面・・・229万kW
 - ・最大需要断面・・・527万kW

(3) 負荷遮断無しで可能な電源制限量

- 電力系統は、常に電源と負荷のバランスを維持しながら、周波数を維持している。
- 電源制限により、故障発生時に電源を遮断すると、電源が不足し、電源と負荷のバランスが崩れるため、周波数は低下する。
- 電源制限時に周波数低下を一定範囲に収めるには、電源の不足量を一定範囲に収める必要があり、上限は次式により計算できる。

$$(\text{系統容量(MW)}) \times \frac{(\text{系統特性定数}(\%MW/Hz))}{100} \times (\text{周波数低下限度(Hz)})$$

- この上限を超えた電源制限を行う場合、故障時に、超過した電源制限量相当の負荷を遮断しないと、周波数が維持できない。

【計算諸元】

- 系統容量
 - 重負荷期(H27供計 H36エリア最大想定): 7,268万kW(=5,848万kW(東京)+1420万kW(東北))
 - 最軽負荷期(H26年度 エリア最小需要実績): 2,762万kW(=2,116万kW(東京)+646万kW(東北))
- 系統特性定数: 8%MW/Hz
- 周波数低下限度: 1.0Hz
- EPPS(FCの緊急時融通装置)期待分: 60万kW

負荷遮断無しで可能な電源制限量

$$\begin{aligned}
 & (\text{系統容量(MW)}) \times \frac{(\text{系統特性定数}(\%MW/Hz))}{100} \times (\text{周波数低下限度(Hz)}) + (\text{EPPS期待分}) \\
 & = 2,762 \sim 7,268 \text{万kW} \times 8\% \text{万kW/Hz} / 100 \times 1.0 \text{Hz} + 60 \text{万kW} \\
 & = 281 \sim 641 \text{万kW}
 \end{aligned}$$

(4) 負荷遮断無しで可能な連系線潮流

- 連系線ルート断時に周波数低下を一定範囲に収めるには、前頁の場合と同様に、電源の不足量を一定範囲に収める必要があり、上限は次式により計算できる。

$$(\text{系統容量(MW)}) \times \frac{(\text{系統特性定数}(\%MW/Hz))}{100} \times (\text{周波数低下限度(Hz)})$$

- この上限を超えた潮流が連系線に流れている場合、2回線故障時には、超過した電源制限量相当の負荷を遮断しないと、周波数が維持できない。

【計算諸元】

- 系統容量
 重負荷期(H27供計 H36エリア最大想定): 5,848万kW(東京)
 最軽負荷期(H26年度 エリア最小需要実績): 2,116万kW(東京)
- 系統特性定数: 8%MW/Hz
- 周波数低下限度: 1.0Hz
- EPPS(FCの緊急時融通装置)期待分: 60万kW

負荷遮断無しで可能な連系線潮流

$$\begin{aligned} & (\text{系統容量(MW)}) \times \frac{(\text{系統特性定数}(\%MW/Hz))}{100} \times (\text{周波数低下限度(Hz)}) + (\text{EPPS期待分}) \\ & = 2,116 \sim 5,848 \text{万kW} \times 8\% \text{万kW/Hz} / 100 \times 1.0 \text{Hz} + 60 \text{万kW} \\ & = 229 \sim 527 \text{万kW} \end{aligned}$$

4. 「供給信頼度等の向上による受益」を考慮した特定負担額 (1) 新規に連系線利用が可能となる発電設備の容量分

- 前頁までの諸元により、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分の、新規に連系線利用が可能となる発電設備部分の特定負担額は、522億円程度となる。

(特定負担額の算出方法(指針(案)抜粋))

◇ 計算の前提

- A: 連系可能となる新規発電設備の容量(kW)
- B: 送配電線2回線故障時(N-2)における既設発電設備の出力抑制の回避が可能となる発電設備の容量(kW)
- C: N-2における停電の回避が可能となる需要の量

◇ 計算式

$$A / (A + B + C)$$

(※) 需要については、最小需要断面と最大需要断面の平均値とする。

注 本計画策定プロセスにおいては、「連系可能となる新規発電設備の容量」を「新規に連系線利用が可能となる発電設備の容量」と読み替え、Aを地域間連系線の運用容量拡大分とする。

N-2想定 対象線路			増強費用 [億円]	A: 新規利用可 能発電設備 [万kW]	B: 既設電源の 抑制回避[万kW]	C: 需要の停電 回避[万kW]	特定負担額 [億円]
線路名	亘長	比率					
常磐幹線南側	48km	46%	611	550	72.5	0	522
相馬双葉幹線	26km	25%			320.0	0	
川内線	30km	29%			0	0	

4. 「供給信頼度等の向上による受益」を考慮した特定負担額

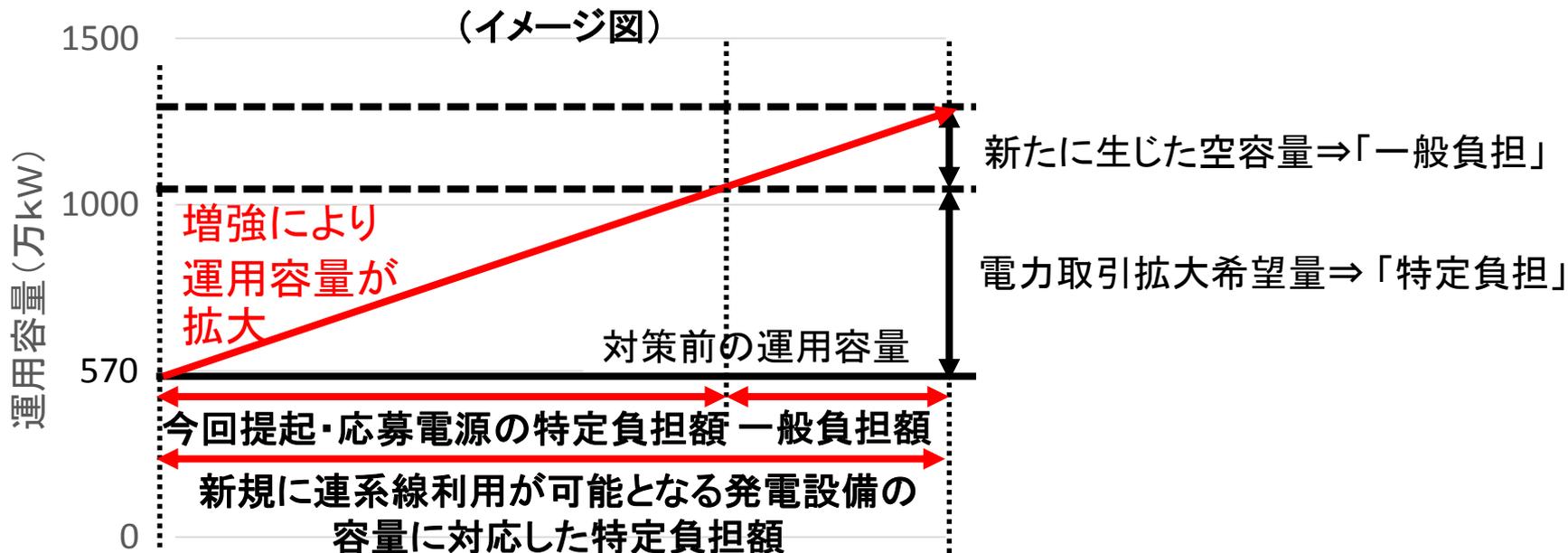
(2) 空容量部分の控除

- 新規に連系線利用が可能となる発電設備の容量のうち、空容量部分を一般負担として控除すると、今回提起又は応募した電気供給事業者の**特定負担額は、現時点における試算では、総額で481億円程度、1kWあたり9.5千円程度の見込みである。**

$$(\text{特定負担額}) = 522\text{億円} \times \frac{507.301(\text{応募電源合計量})}{550(\text{運用容量拡大量})} \approx 481\text{億円程度}$$

$$(\text{特定負担額}/\text{kW}) = 481\text{億円} / 5,073,010\text{kW} \approx 9.5\text{千円}/\text{kW程度}$$

- **一般負担額は総額で1,104億円程度であり、他の供給区域への送電量に応じて事業者間精算が行われる。**
- **ただし、一般負担額のうち基準額(別途、広域系統整備委員会にて議論中)を超えた額については、特定負担となる。**



IV. 実施案等の募集の要否

1. 実施案等の募集の要否

- 第1回広域系統整備委員会でご議論いただき、実施案及び事業実施主体の募集を行うことを前提に検討を進めてきた。
- 一方、送配電等業務指針第33条で、基本要件を決定した場合には、実施案及び事業実施主体の募集を行うか否かを規定している。
- 今回の基本要件(案)が決定した場合には、新設が大部分であるため、事業実施主体選定の公平性・透明性及び実施案募集による工事費削減の観点から、当初予定どおり、基本要件を踏まえて、実施案及び事業実施主体の募集を行うこととしてはどうか。

【送配電等業務指針】

(実施案等の募集の要否の決定)

第33条 本機関は、広域系統整備の基本要件を決定した場合には、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。

V. 電気供給事業者への意思再確認

- 基本要件決定後に行う電気供給事業者への費用負担意思再確認にあたっては、以下の項目について情報提供することによってどうか。
 - ✓ 現時点で想定される費用負担額の見通し
 - 9. 5千円程度／kWの見込み(現時点における試算)
 - ✓ 対策工事の竣工予定時期
 - 2023～2027年度を目標
 - ✓ 本計画策定プロセス応募電源が費用負担により得られる権利等(現状ルール)
 - ①連系線容量を先行的に登録できる。
 - ②10年目まで容量登録可能であり、11年目以降も容量登録が継続できる。
 - ③連系線同時建設電源からの電力受給又は振替供給に係る契約を、長期安定的に容量確保すべき契約として認定。当該契約が継続されていれば、混雑処理での抑制順位が後位に取り扱われる。
 - ※別の事業者にも容量登録の権利を継承することはできない。
 - ※空おさえ禁止は費用負担者であっても適用除外にならない。
 - ✓ 「特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分」を除いて、新たに生じた空容量の使い方等について今後検討

業務規程

(連系線の長期的な容量確保)

第73条 本機関は、前条に定める**混雑処理を行う場合、電源投資の円滑化の観点から、連系線の容量を長期安定的に確保すべきと認定する契約に関する利用計画については、送配電等業務指針において、後位の抑制順位として位置付けるものとする。**

2 連系線の利用を希望する者は、随時、前項の認定の申請を行うことができる。(以下略)

送配電等業務指針

(費用負担割合の決定)

第38条 広域系統整備に要する費用は、**受益者が受益の程度に応じて費用を負担することを原則**とし、その費用負担割合は、(中略)、広域系統整備委員会において、案件毎に検討する。

(認定区分及び認定基準)

第184条 本機関は、連系線の利用を希望する者から申請があった場合には、次の各号に掲げる契約を、業務規程第73条第1項に定める、**連系線の容量を長期安定的に確保すべき契約として認定する**。なお、第1号及び第2号に掲げる場合には、将来の受給又は振替供給に係る契約であっても、認定時点の空容量の範囲内で認定を受けることができる。

一 長期固定電源に関する契約 (略)

二 自然変動電源に関する契約 (略)

三 連系線同時建設電源に関する契約 前号に該当する電源のほか、**連系線の新設又は増強にあわせて新設又は増設を行った電源から供給される電力の受給又は振替供給に係る契約**であること。但し、**当該契約が継続しており、当該契約の当事者が当該連系線の新設又は増強の費用の応分の負担を行った場合に限る。**

2 本機関は、前項の認定の結果を公表する。

(混雑処理における抑制順位)

第191条 (略)

2 関連一般電気事業者(業務規程第66条に定める。以下同じ。)は、混雑が発生した連系線における利用計画等を、次の各号の順にしたがって、計画潮流の断面ごとに混雑が解消するまで抑制する。

一 第2号から第6号に該当しない利用計画等

二 第184条第1項第3号に基づき認定された**連系線同時建設電源に関する契約による利用計画等**

三 第184条第1項第2号に基づき認定された自然変動電源に関する契約による利用計画等 (以下略)

VI. 基本要件及び受益者の範囲(案)

※ 別紙による

VII. 今後の予定

[第7回 広域系統整備委員会(11月)]

- ◆ 事業者への意思再確認結果報告(中間報告)
- ◆ 実施案等の公募要領原案検討

[第8回 広域系統整備委員会(12月)]

- ◆ 実施案等の公募要領案のとりまとめ
- ◆ 事業者への意思再確認結果報告