

北海道本州間連系設備に係る広域系統整備計画  
(案)

電力広域的運営推進機関

## 目次

I. 広域系統整備計画の策定に係る検討の経緯及びその内容 .....	2
1. 検討開始の経緯 .....	2
2. 広域系統整備計画の検討経緯 .....	4
3. 流通設備の整備の必要性及び代替案との比較 .....	4
(1) 流通設備の整備の必要性 .....	4
(2) 代替案との比較 .....	5
II. 整備及び更新をしようとする流通設備 .....	6
1. 整備及び更新をしようとする流通設備 .....	6
2. 整備する流通設備の容量 .....	6
III. 事業実施主体 .....	6
IV. 流通設備の整備及び更新の方法 .....	7
1. 工事概要 .....	7
2. 概略ルート .....	8
V. 流通設備に係る整備及び更新に関する費用の概算額とその負担の方法 .....	8
1. 流通設備に係る整備等に関する費用の概算額 .....	8
(1) 工事費の概算額 .....	8
(2) 運転維持費の概算額 .....	8
(3) 流通設備に係る整備等に関する費用の概算額 .....	9
2. 流通設備に係る整備等に関する費用の負担割合及び方法等 .....	9
(1) 費用負担の区分 .....	9
(2) 更新受益の算定方法 .....	11
(3) 特定会社負担（両端 2 社負担）部分の負担割合の算定方法等 .....	11
(4) 9 社負担部分の負担割合の算定方法等 .....	11
VI. 流通設備の整備及び更新の工事の完了の予定時期 .....	11
VII. その他広域連系系統の整備に関する事項 .....	11

# I. 広域系統整備計画の策定に係る検討の経緯及びその内容

## 1. 検討開始の経緯

2018年9月6日、北海道胆振東部地震発生により北海道エリア<sup>1</sup>でブラックアウトが発生した。このため、本機関は一連の事象を明らかにし、大規模停電の発生原因の究明や再発防止策を検討するため、「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」を設置し、検証を行った結果、以下について言及した。

- ・ 苫東厚真発電所2、4号機脱落、及びその後の送電線4回線事故による水力発電の停止等においても北海道本州間連系設備（以下、「北本連系設備」という。）については期待していた緊急融通が動作していた。ただし、苫東厚真発電所1号機の脱落時には、北本連系設備は最大受電量に達していたため、本来備えていた急速な需要変動を調整する機能（AFC機能）は失われていた。
- ・ また、ブラックアウトを起こさないためには、技術的にはさらに北本連系設備を増強すること等が安定供給を確保する観点から有益である。

上記検証を踏まえ、国の審議会である電力レジリエンスワーキンググループにおいて、電力インフラのレジリエンスについて審議された。その結果、中間取りまとめ（2018年11月27日付）では、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、「新北海道本州間連系設備（以下、「新北本連系設備」という。）整備後の更なる増強、及び北本連系設備（函館～上北）の他励式から自励式への転換の是非」について速やかに検討に着手するよう本機関に要請があった。

本機関は、本要請の内容が本機関の業務規程第51条第3号に該当することから、同項の規定に基づき、北本連系設備に係る計画策定プロセスを2018年12月4日に開始した。

---

<sup>1</sup> 「エリア」とは、各一般送配電事業者の供給区域又は一般送配電事業者を指す。

【参考】業務規程

(計画策定プロセスの開始)

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システムの混雑を防止し、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まで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システムの混雑を防止し、広域的な電力取引の環境を整備する観点

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

【参考】電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめ（抜粋）

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。

## 2. 広域系統整備計画の検討経緯

計画策定プロセスを開始して以降、本機関は電力レジリエンス等に関する小委員会にて集中的に議論を行い、増強対策案の具体的な検討を進めた。その後、広域系統整備委員会の議論を経て、本機関は2019年8月7日には広域系統整備の基本要件及びその系統整備の目的に照らした受益者の範囲(以下、「基本要件等」という。)を決定した。

基本要件等の決定後、同日に、本機関は業務規程第58条第2項の規定に基づき、北海道電力株式会社<sup>2</sup>及び東北電力株式会社<sup>3</sup>に対し、実施案の提出を要請した。

本機関は2019年11月25日までに両社の実施案を受領し、広域系統整備委員会での議論を踏まえ、2021年2月10日に実施案、事業実施主体及び費用負担割合の案を決定し、同日、費用負担割合の案を費用負担候補者(沖縄電力株式会社を除く一般送配電事業者)へ通知した。その後、2021年3月8日にすべての費用負担候補者から費用負担割合の案への同意が得られたことから、今次、業務規程第60条第1項の規定に基づき、広域系統整備計画を以下のとおり策定するものである。なお、本広域系統整備計画は広域系統整備交付金交付業務の実施対象であることから、業務規程第61条の3の規定に基づき経済産業大臣に届出を行う。

## 3. 流通設備の整備の必要性及び代替案との比較

### (1) 流通設備の整備の必要性

連系線の利用に関しては、2018年10月から間接オークションが導入されており、連系線の増強に伴う地内増強を回避する選択肢が取り得るようになった。そこで、本機関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できるよう、地内制約を考慮した増強案を含めて、費用便益評価<sup>4</sup>を行った。次項に示す感度分析の結果も踏まえ、既設の新北本連系設備と同一ルート(北斗～今別)の30万kW増強案(地内増強なし<sup>5</sup>)が最も優位な案であることを確認した。本増強により、北本連系設備の空き容量が30万kW追加可能となることで、北本連系設備を活用した広域的な電力取引が活性化し、燃料費及びCO<sub>2</sub>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におけるブラックアウト回避の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。以上のことを総合的に評価し、本増強を実施するものである。

<sup>2</sup> 2020年4月に送配電部門は北海道電力ネットワーク株式会社(以下、「北海道電力NW」という。)に分社。

<sup>3</sup> 2020年4月に送配電部門は東北電力ネットワーク株式会社(以下、「東北電力NW」という。)に分社。

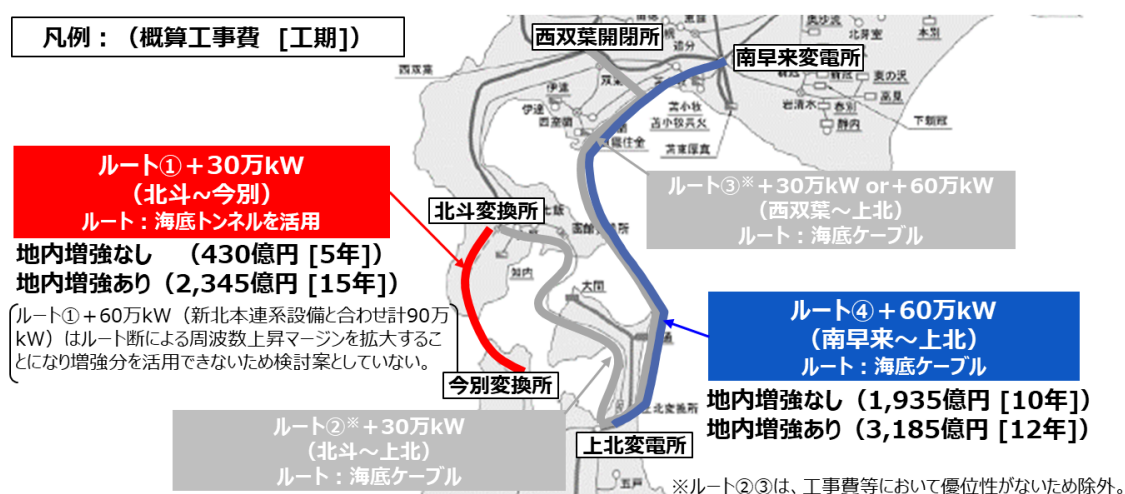
<sup>4</sup> 「費用便益評価」とは、流通設備の建設・維持運用などを行うために必要となる費用と、削減可能な燃料費や得られる社会厚生などの社会的メリット(便益)を評価すること。本広域系統整備の費用便益評価における便益項目としては、主要な便益項目である燃料費およびCO<sub>2</sub>対策費削減効果を用いた。

<sup>5</sup> 東北電力NWエリアの275kV今別幹線一部増強を除く。

## (2) 代替案との比較

本機関は、送電ルートとして4ルートを選定し、北本連系設備を30万kWまたは60万kW増強する案について検討を行った。概算工事費を算定し、優位であったルート①（北斗～今別）30万kW増強案およびルート④（南早来～上北）60万kW増強案について、それぞれ地内増強の有無（計4案）に対して評価を行った。費用便益評価の結果、『ルート①（北斗～今別）30万kW増強案（地内増強なし）<sup>6</sup>』が最も優位な案であった。

また、原子力利用率、燃料費及びCO<sub>2</sub>対策費をパラメータとした感度分析を考慮しても、費用便益費（表中のB/C）が1.0以上の増強案は同案のみであった。



	ルート①+30万kW （北斗～今別） 地内増強なし	ルート①+30万kW （北斗～今別） 地内増強あり	ルート④+60万kW （南早来～上北） 地内増強なし	ルート④+60万kW （南早来～上北） 地内増強あり
便益(B) <sup>*</sup>	967億円	1,323億円	1,584億円	1,951億円
費用(C) <sup>*</sup>	617億円	3,595億円	2,804億円	4,913億円
(B/C) ベースケース	<b>1.57</b>	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。

図 費用便益評価結果の概要

<sup>6</sup> 地内増強を実施しないため、地内制約を考慮した運用容量となる。

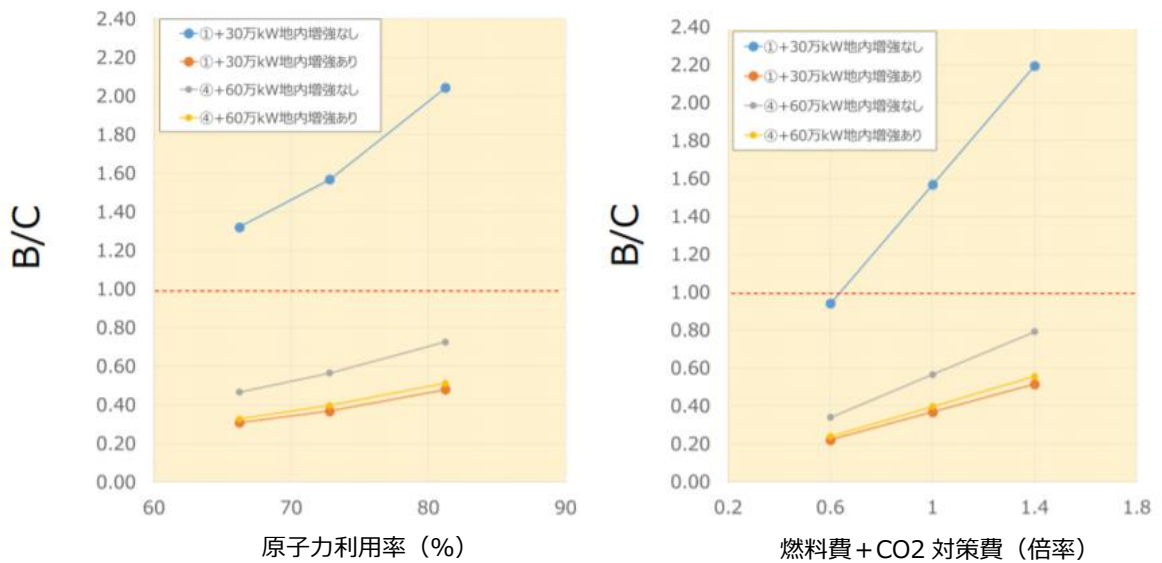


図 感度分析結果

## II. 整備及び更新をしようとする流通設備

### 1. 整備及び更新をしようとする流通設備

- ・ 北海道電力 NW の供給区域と東北電力 NW の供給区域の間を接続する連系線（北本連系設備）
- ・ 北本連系設備の整備及び更新に伴い一体的に整備及び更新する流通設備（北本連系設備を除く。）

### 2. 整備する流通設備の容量

本広域系統整備実施後の設備容量を 120 万 kW（設備容量 90 万 kW から 30 万 kW の増強）とする。

## III. 事業実施主体

本広域系統整備においては、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、本機関は業務規程第 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」に該当すると判断し、既設設備を保有している北海道電力 NW 及び東北電力 NW に実施案の提出を要請した。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。

本機関は両社から提出された実施案について、業務規程第 58 条第 3 項及び送配電等業務指針第 46 条第 1 項の各号に掲げる項目を評価し、各項目の評価結果が妥当であることを確認できたことから、本機関は実施案を決定し、当該実施案を提出した北海道電力 NW 及び東北電力 NW を事業実施主体に決定した。

## IV. 流通設備の整備及び更新の方法

### 1. 工事概要

北海道電力 NW と東北電力 NW から提出された実施案を評価した結果、工事概要は下表のとおりとする。

表 工事概要

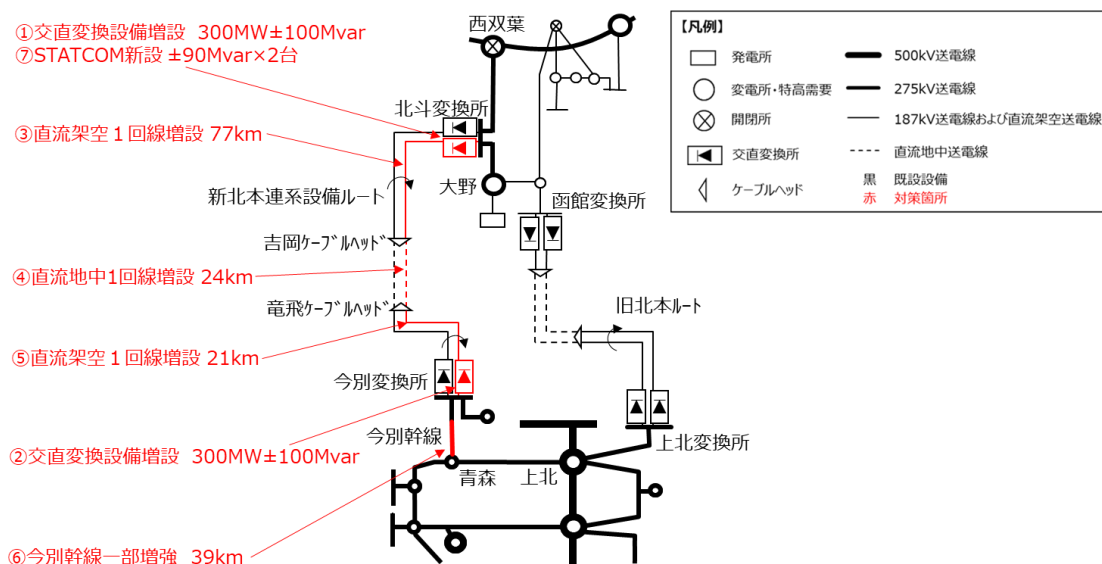
区分	No	工事概要	主な仕様	事業実施主体
交直変換所	①	▶ 北斗変換所 交直変換設備 30万kW増設	・ 交直変換設備（自励式） 300MW±100Mvar	北海道電力 NW
	②	▶ 今別変換所 交直変換設備 30万kW増設	・ 交直変換設備（自励式） 300MW±100Mvar	北海道電力 NW
直流送電線	③	▶ 250kV 直流架空送電線増設 (北斗変換所～吉岡ケーブルヘッド)	・ 架空 1 回線 77km ACSR/AC 810mm <sup>2</sup>	北海道電力 NW
	④	▶ 250kV 直流地中送電線増設 (吉岡ケーブルヘッド <sup>*</sup> ～竜飛ケーブルヘッド <sup>*</sup> )	・ 地中 1 回線 24km F-CAZV (800mm <sup>2</sup> , 1000mm <sup>2</sup> , 1500mm <sup>2</sup> )	北海道電力 NW
	⑤	▶ 250kV 直流架空送電線増設 (竜飛ケーブルヘッド <sup>*</sup> ～今別変換所)	・ 架空 1 回線 21km ACSR/AC 810mm <sup>2</sup>	北海道電力 NW
交流送電線	⑥	▶ 275kV 今別幹線 一部増強 (青森変電所～今別幹線 No.124 鉄塔)	・ 架空 1 回線 39km SBACSR/AC400mm <sup>2</sup> ×2 導体 <sup>7</sup>	東北電力 NW
その他	⑦	▶ 北斗変換所 STATCOM 新設	・ STATCOM±90Mvar（自励式）× 2 台	北海道電力 NW
	—	▶ システム改修	・ 自動給電システム及び系統運用自動化 システムの改修  ・ 給電システムの改修	北海道電力 NW  東北電力 NW

<sup>7</sup> 実施案に記載された当該線種の名称は SBACSR/EAC であったが、架空送電線の全国的な仕様統一化を契機に、東北電力 NW における名称も一般的な SBACSR/AC に統一されたため反映。



## 2. 概略ルート

増強ルートは、前述のとおり、既設の新北本連系設備と同じルート（北斗～今別）とする。



※各工事区分の番号は、「1.工事概要」における各工事の番号に対応。

図 概略ルート

## V. 流通設備に係る整備及び更新に関する費用の概算額とその負担の方法

### 1. 流通設備に係る整備等に関する費用の概算額

#### (1) 工事費の概算額

工事費の概算額は 479 億円<sup>8,9</sup>（共通設備 14 億円<sup>10</sup>含む）とする。

工事費については、基本要件等における工事費から、その後の詳細設計等により 34 億円の増加となったが、事業実施主体は今後の詳細検討の中で設計の合理化を追求するとともに、調達方法の工夫などにより更なるコスト低減を目指すものである。

なお、資材費や労務費が高騰する場合など工事費が上昇するリスクが存在することには留意が必要である。

#### (2) 運転維持費の概算額

運転維持費の概算額（減価償却期間分）は 535 億円とする。

なお、広域系統整備計画の策定時点において、運転維持費の各費用（修繕費、

<sup>8</sup> 本機関にて評価を行い、計画段階における工事計画額としては妥当と判断。

<sup>9</sup> 除却損含む。

<sup>10</sup> 共通設備とは既設設備(20 億円)を活用する部分であり、本広域系統整備の完了時期を 2027 年度末とした場合、償却により簿価 14 億円となる。

その他経費等)を個別に算出することは困難であることから、運転維持費の概算額は、設備分類毎に、概算工事費に年経費率<sup>11</sup>と耐用年数<sup>12</sup>を乗じることにより算出したものである。

### (3) 流通設備に係る整備等に関する費用の概算額

本広域系統整備に要する費用は、工事費の概算額 479 億円（共通設備 14 億円含む）と運転維持費の概算額 535 億円を加えた 1,014 億円とする。

## 2. 流通設備に係る整備等に関する費用の負担割合及び方法等

### (1) 費用負担の区分

本広域系統整備に要する費用（工事費及び運転維持費（共通設備含む））の負担区分について、国の審議会<sup>13</sup>及び告示<sup>14</sup>を踏まえ、以下のとおり整理する。

A)（告示第 4 条第 1 号の区分）広域系統整備計画に定める整備又は更新をしようとする電気工作物のうち、整備し、又は更新することにより特定の者が利益を受けるものに係る費用であり、かつ当該特定の者が当該電気工作物の整備又は更新に要する費用を負担することが合理的であると認められるもの【当該特定者の負担】

- ① 既設設備の更新による受益が認められる部分（以下、「更新受益」という。）は、北海道電力 NW 及び東北電力 NW の一般負担。
- ② 土地費用及び借地権（地上権、土地賃借権）分は設備を所有する会社（北海道電力 NW 及び東北電力 NW）の一般負担。

B)（告示第 4 条第 2 号の区分）全国調整スキーム<sup>15</sup>の対象となる費用<sup>16</sup>に再エネ寄与率<sup>17</sup>を乗じた額【系統設置交付金<sup>18</sup>】

<sup>11</sup> 年経費率は、費用便益評価に採用した年経費率に準じて、一般電気事業者（沖縄電力を除く 9 社）が公表している「有価証券報告書」（2006～2015 年度）を元に、各設備所管部門の営業費用から減価償却費と固定資産除却費を差し引くことにより算出し、事業報酬及び追加事業報酬、一般管理費相当も考慮。

<sup>12</sup> 減価償却資産の耐用年数等に関する省令（昭和 40 年大蔵省令第 15 号）別表第 1 又は別表第 2 に掲げる耐用年数（変電：22 年、架空送電：36 年、地中送電：25 年）

<sup>13</sup> 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会、持続可能な電力システム構築小委員会、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会

<sup>14</sup> 広域系統整備計画の届出に係る費用の概算額の算定方法及びその負担の方法の基準を定める件（令和 3 年 3 月 10 日）（経済産業省告示第 36 号）

<sup>15</sup> 「全国調整スキーム」とは、全国調整スキームの対象となる電気工作物\*を整備し、又は更新することにより、電気の安定供給の確保、経済性及び環境への適合に係る便益を得られることが見込まれる当該電気工作物の整備又は更新に関する費用を電気の使用者全体で負担する仕組みをいう。

※一般送配電事業者の供給区域間を常時接続する電圧 25 万ボルト以上の送電線路、交直変換設備並びに当該送電線路及び当該交直変換設備を整備し、又は更新するに際し必要となる電気工作物（以下、「会社間連系線」という。）並びに会社間連系線の整備又は更新に伴い一体的に整備し、又は更新する電気工作物（会社間連系線を除く。）

<sup>16</sup> 「全国調整スキームの対象となる費用」とは、工事費（減価償却費、固定資産除却費）、運転維持費（修繕費、補償費、賃借料、共有設備費等分担額、固定資産税、事業税）。

<sup>17</sup> 「再エネ寄与率」とは、広域的な燃料費の減少及び二酸化炭素の削減により創出されると見込まれる便益のうち、再生可能エネルギー発電設備により創出されると見込まれる便益の割合。

<sup>18</sup> 「系統設置交付金」とは、強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（令和 2 年法律第 49 号）第 3 条による改正後の再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（平成 23

- 本広域系統整備に要する費用から A)を控除した額のうち、全国調整スキームの対象となる費用(以下、「全国調整スキーム対象費」という。)に 54.1%<sup>19</sup>(再エネ寄与率)を乗じた額については、系統設置交付金の交付対象。
- C) (告示第 4 条第 3 号の区分) 全国調整スキーム対象費から B)の費用を控除した費用【広域系統整備交付金<sup>20</sup>、9 社負担<sup>21</sup>及び特定会社負担<sup>22</sup>】
- 全国調整スキーム対象費から B)の費用を控除した費用(全国調整スキーム対象費の 45.9%<sup>19</sup>)については、広域系統整備交付金の交付対象、9 社負担及び特定会社負担(両端 2 社負担<sup>23</sup>)。なお、9 社負担と特定会社負担(両端 2 社負担)の額は同額とする。
- D) (告示第 4 条第 4 号の区分) 本広域系統整備計画に基づきその届出に係る費用から A)、B)及び C)の費用を控除した費用【9 社負担及び特定会社負担】
- 本広域系統整備に要する費用から A)、B)及び C)の費用を控除した費用については、9 社負担及び特定会社負担(両端 2 社負担)。なお、9 社負担と特定会社負担(両端 2 社負担)の額は同額とする。

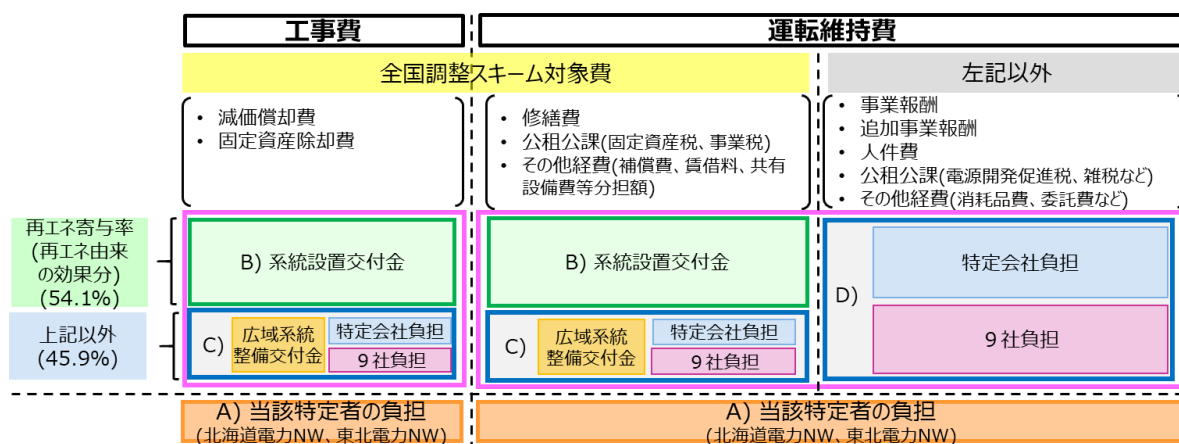


図 本広域系統整備に要する費用(工事費及び運転維持費)の負担区分のイメージ

年法律第 108 号)第 28 条第 1 項に規定する交付金(令和 4 年 4 月 1 日施行)。

<sup>19</sup> 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会の中間整理にて整理された比率。

<sup>20</sup> 「広域系統整備交付金」とは、強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律(令和 2 年法律第 49 号)第 1 条による改正後の電気事業法(昭和 39 年法律第 170 号)第 28 条の 40 第 1 項第 5 号の 2 に規定する交付金(令和 3 年 4 月 1 日施行)。

<sup>21</sup> 「9 社負担」とは、沖縄電力株式会社以外の全ての一般送配電事業者の供給区域における需要に応じて当該一般送配電事業者がそれぞれ費用を負担すること。

<sup>22</sup> 「特定会社負担」とは、全国調整スキームの対象となる電気工作物を維持し、及び運用することにより一般送配電事業者が受けると見込まれる利益の程度に応じて費用を負担する方法その他合理的な方法により一般送配電事業者がそれぞれ費用を負担すること。

<sup>23</sup> 「両端 2 社負担」とは、脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会の中間整理に基づき、両端 2 社の北海道電力 NW、東北電力 NW の負担を指す。

## (2) 更新受益の算定方法

「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（資源エネルギー庁電力・ガス事業部）」に準じて算出する。

## (3) 特定会社負担（両端 2 社負担）部分の負担割合の算定方法等

送電側エリア<sup>24</sup>となる北海道電力 NW が設備の大宗を建設・所有するため、事業者間精算といった制度によって受益に応じた負担となるよう精算されること、コスト削減インセンティブが働きやすいといった観点から、両端 2 社の負担は設備所有に基づく負担とし、工事費の全国調整スキーム対象費における両端 2 社の工事費の比率を負担比率とする。

## (4) 9 社負担部分の負担割合の算定方法等

各エリアの需要家が一律に負担することとし、9 社の需要電力量 (kWh) 比率に応じた負担とし、各エリアの需要電力量（設備運用開始年度の供給計画に記載の運用開始以降から最終年度までの供給区域需要（地域別需要電力量）の平均値）の比率を負担比率とする。

## VI. 流通設備の整備及び更新の工事の完了の予定時期

本広域系統整備計画策定後、本広域系統整備計画の国への届出等が必要であり、準備工程着手までに一定期間を要することを踏まえ、工事の完了時期は2027年度末（所要工期は約5年[着工～運開]（+1年程度[準備工程]））<sup>25</sup>とする。

なお、流通設備の工事には用地取得面、自然環境面等の工程遅延リスクが存在することに加え、全国的に送電線等の工事が輻輳すると作業要員が不足する可能性があり、作業要員確保の面からも工程遅延リスクがあることには留意が必要である。このため、事業実施主体は、リスクを最小化し円滑に工事を進めるため、遅滞なく増強できるよう、将来のリスクの回避に努める。

## VII. その他広域連系系統の整備に関する事項

本広域系統整備計画の内容に大幅な変更の可能性が生じた場合には、広域系統整備委員会にて改めて検討を行い、変更する内容及び変更する旨を経済産業大臣に届け出る。なお、軽微な事項に係る変更である場合は、広域系統整備委員会における検討を経ることなく、本広域系統整備計画を変更し、経済産業大臣へ届け出る。この場合は、当該変更内容を広域系統整備委員会に報告する。

また、経済産業大臣から変更すべきことを命じられた場合には、広域系統整備委員会において検討の上、変更する内容及び変更する旨を経済産業大臣へ届け出る。

以上

<sup>24</sup> 本広域系統整備に関わる費用便益評価におけるシミュレーション結果では、想定される潮流は南流基調となっている。

<sup>25</sup> 本機関にて評価を行い、計画段階における工程としては妥当と判断。