

# 東京中部間連系設備（FC）に係わる 計画策定プロセスについて

平成27年12月15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を決定。
- 第2回広域系統整備委員会（平成27年6月8日）
  - ✓ 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を決定
- 第5回広域系統整備委員会（平成27年9月14日）
  - ✓ 基本要件および受益者の範囲決定
- 第6回広域系統整備委員会（平成27年10月16日）
  - ✓ 実施案の提出を求める電気事業者および実施案の提出における要件を決定
- 第7回広域系統整備委員会（平成27年11月20日）
  - ✓ 追加対策案の検討によるスケジュールの見直し

## ■今回ご議論いただきたい事項

- ✓ 費用負担割合の検討状況

## ■ご報告事項

- 東京中部間直流送電線（当初90万kW）に関する供給計画変更について

# 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		
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
開始手続き	<input type="checkbox"/>														
進め方の検討	<input type="checkbox"/>														
対策案の検討	増強要否・対策案検討、各案比較評価														
受益者範囲の検討															
電気事業者の特定															
実施案の検討								提案作成		提案評価					
実施案(改善案)の検討									提案作成		提案評価				
負担割合の検討															
広域系統整備計画取りまとめ・公表															<input type="checkbox"/>
広域系統整備委員会	★ プロセスの進め方		★ 検討状況報告		★ 基本要件の原案		★ 実施案の提出を 求める電気事業者の特定		★ 検討状況報告				★ 実施案		
			★ 検討状況報告		★ 基本要件		★ 検討状況報告		★ 提案評価				★ 検討状況報告		★ 負担割合(案)
評議員会			◇ 検討状況報告		◇ 基本要件				◇ 検討状況報告				◇ 検討状況報告		◇ 負担割合(案)・整備計画
理事会	◆ 4/22 ・計画策定プロセス開始、公表 ★ 4/28 ・プロセスの進め方決定 ・経済産業大臣報告内容				◆ 9/30 ・基本要件決定 ・実施案募集要否決定				◆ 10/21 実施案の提出を 求める電気事業者の特定		◆ 提案評価		◆ 提案評価		◆ 実施案決定 ◆ 負担割合(案)決定 ◆ 負担割合決定 ◆ 整備計画決定
その他	☆ 電力需給検証小委からの検証要請 ☆ 計画策定プロセス開始の公表 ☆ 経済産業大臣報告							☆ 電力需給検証小委への報告							☆ 整備計画公表

今回

★ 検討状況報告

## ■ 今後検討すべき事項

- 広域系統整備計画の策定に向け、業務規程において費用負担割合を広域機関で決定することが規定されているが、その他具体的な検討が必要となる事項は以下のとおり。

### <具体的検討項目>

- ✓ 費用負担割合の検討及び決定（初期構築費、維持運用費）
- ✓ 計画決定後の事業実施主体と費用負担者との契約締結内容（負担額の確定、支払時期 等）
- ✓ 計画決定後の整備計画内容変更時の対応
- ✓ 計画決定後のフォローアップ方法

今回の対象

## ■ 費用負担割合検討

- ✓ 費用負担割合の考え方
- ✓ 増強分（9社負担分）と既設設備更新分の取扱いの整理
- ✓ 維持運用費の負担割合の考え方

⇒上記検討を踏まえ、「費用負担割合の案」を決定する。

# 1. 費用負担割合の検討状況

## 費用負担割合検討の基本的な考え方①

- 費用負担割合の検討については、送配電等業務指針第38条に規定されている。

(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（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。

- したがって、費用負担割合については、以下の基本的考え方を原則とし検討する。
  - 受益者の受益の程度に応じた割合であること
  - 一般的に納得性があること
- 今回の増強効果については、第4回広域系統整備委員会で示した以下のとおり。

(第4回広域系統整備委員会資料抜粋)

- FC増強に伴い想定される受益および受益の範囲は以下のとおり
  - ✓ **安定供給確保の観点**  
大規模地震・津波に伴い50Hz地域あるいは60Hz地域それぞれで、大規模電源が広域的に停止するリスクに対応するための増強である。したがって沖縄電力（株）を除く一般電気事業者の供給区域（以下、9エリア）の需要家への安定供給に寄与する。
  - ✓ **取引活性化の観点**  
増強分がスポット取引に解放され市場分断が減少することによる直接的な効果や競争活性化等の間接的な効果などが期待でき、これらは連系する9エリアそれぞれに受益があると考えられる。

# 1. 費用負担割合の検討状況

## 費用負担割合検討の基本的な考え方②

- 今回の増強による効果と検討の方向性を以下に示す。

### 安定供給確保の観点

- 大規模地震・津波に伴い50Hz地域あるいは60Hz地域それぞれの地域で、大規模電源が広域的に停止するリスクに対応するための増強であり、両地域とも安定供給に寄与する。
- 大規模災害が発生した際において、各エリアで確保すべき供給力のうち他エリアからの受電必要量を受益と考えることが出来る。必要となる供給力は、災害規模等により様々であるが、これを適切かつ定量的に評価することが重要である。

### 取引活性化の観点

- 市場分断の低減に寄与することが想定されるが、約定価格が高い供給区域は片側に限られておらず、全国的にメリットがあると考えられる。
- ただし、現時点においてFC増強が完了する約10年後の市場分断状況について、費用負担を正当化するほど確実性の高い想定をすることは困難である。

# 1. 費用負担割合の検討状況

## 費用負担割合検討にあたっての前提

- 具体案の検討における前提を、以下に整理する。
- 基本要件におけるFC増強に伴う受益は、「安定供給確保の観点からの受益」、「取引活性化の観点からの受益」としているが、費用負担割合検討においては、本増強の直接的な目的である**安定供給確保の観点からの受益**に基づき評価する。
- 大規模災害が発生の際、各エリアで確保すべき供給力のうち他エリアからの受電必要量（必要となる供給力）を算定し受益を評価することとなるが、各エリアにおいて平時は**エリア需要に応じ適切な予備力が確保されていることを前提**として、受益の割合を検討することが妥当ではないか。
- 需要の規模を評価する手法としては、「安定供給確保の観点」が増強の直接的な目的であり、大規模災害時の供給力（kW）低下リスクに対応可能であることが受益であると考え、電力量（kWh）ではなく、**ピーク時間帯における電力（kW）**で評価することが適切ではないか。

# 1. 費用負担割合の検討状況

## 費用負担割合の具体案

- 前述の前提を踏まえ、受益に応じた費用負担割合の案としては以下が考えられる。

### ① エリアの規模で按分

大規模災害が発生した際に必要となる供給力の想定について、各エリアの需要の規模により算出することとし、増強に必要な負担総額を、各エリアの需要規模で按分する。

### ② 東西エリアで均等配分の後、東、西それぞれでエリアの規模で按分

増強により東西両地域が利用可能な連系線容量は等しく最大90万kWであるため、まずは負担総額を両地域で均等に配分した上で、同じ周波数地域における配分割合については、各エリアの需要規模で按分する。

### ③ 特定のシナリオ評価に基づいた各エリアの受電必要量の割合で按分

負担総額を、電力需給検証小委員会でのシナリオ評価の考えに基づいた各エリアの受電必要量で按分。

⇒当該シナリオにおいては各社の需要規模に応じた供給力不足を前提に算出していることから、結果①と同じ割合となる。

### ④ その他の考え方はないか

(各シナリオにおける試算値)

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
需要(単位:万kW) <sup>※1</sup>	434	1263	5255	2529	500	2813	1091	526	1601
①需要配分	3%	8%	33%	16%	3%	18%	7%	3%	10%
②東西均等配分後、需要配分	3%	9%	38%	14%	3%	16%	6%	3%	9%
③特定シナリオでの必要量で配分	3%(15)	8%(43)	33%(179)	16%(86)	3%(17)	18%(96)	7%(37)	3%(18)	10%(55)

※1: 例として、2013年度夏季実績:送電端値で試算

※2: ( )内の数値は、電力需給小委員会では示された考え方における夏季必要量(単位:万kW)

## 3. 大規模災害時の需給維持の観点からのFC300万kWの必要性①

### <マスタープラン研究会での300万kW増強の必要性の検証>

○東西各地域について供給計画上の10年後(平成32年度)の需要(最大3日平均)を想定  
(東日本:8,161万kW、中西日本:9,962万kW)

○供給力は需要に対して予備率8%維持を想定  
(東日本:8,814万kW、中西日本:10,759万kW)

○大規模災害による需要の減少は織り込まず。

○大規模災害による供給力の減少分を東西地域とも約1割減(各電力管内の最大原子力サイトの停止)と想定。  
(東日本:7335万kW、中西日本:9670万kW)

○供給量が、大規模災害後1ヶ月後に、平時の需要に対して予備率3%を満たすため(東日本:8,406万kW、中西日本:10,261万kW)に必要な連系線増強量  
(東日本:74万kW、中西日本:69万kW)

○現行120万kWから90万kWの増強(210万kW)が必要。

○FCが300万kW程度であれば、送電側地域の予備率を4~5%を確保しつつFC容量の最大限融通が可能。

### <東日本大震災の実績等を加味した場合の検証>

○東西各地域について東日本大震災以降需要が最大だった2013年度の夏季需要(最大3日平均)を利用  
(東日本:6,650万kW、中西日本:8,875万kW)

○供給力は需要に対して予備率8%維持を想定  
(東日本:7,182万kW、中西日本:9,585万kW)

○大規模災害時の需要減少量は、東日本大震災時の東電管内の減少分(約3割)を利用  
(東日本:4,655万kW、中西日本:6,212万kW)

○大規模災害時の供給力減少分を、東日本大震災時の東電管内の減少分(約4割)と想定。  
(東日本:4,309万kW、中西日本:5,751万kW)

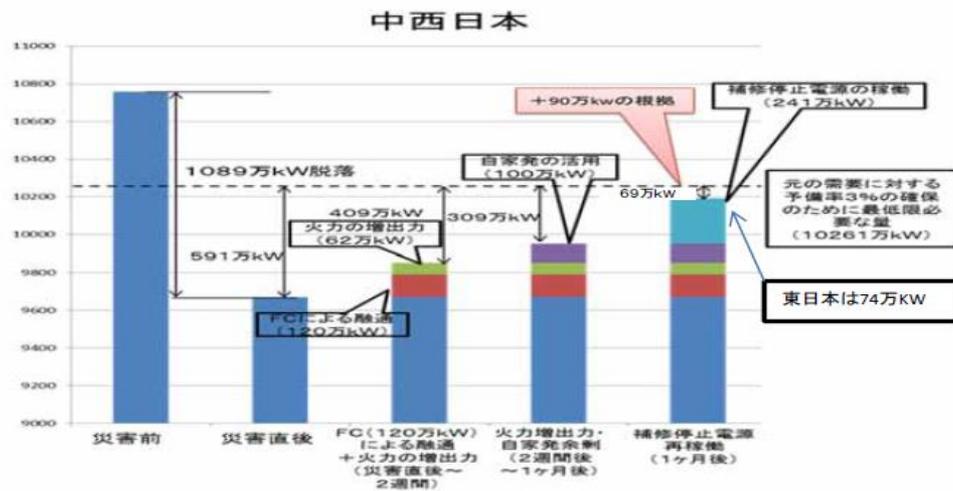
○また、東電管内では東日本大震災発生後短期間で200万kW(残存電力の約6%)復旧したことから、残存供給力の6%の復旧を想定  
(東日本:4,568万kW、中西日本:6,096万kW)

○供給量が減少後の需要に対して予備率3%を満たすため(東日本:4,794万kW、中西日本:6,399万kW)に必要な連系線増強量  
(東日本:227万kW、中西日本:303万kW)

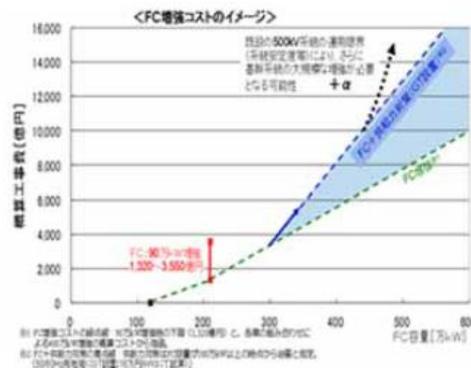
○少なくとも300万kW程度の連系線が必要。

## 3. 大規模災害時の需給維持の観点からのFC300万kWの必要性②

<マスタープラン研究会報告書での300万kW増強の必要性の検証>



	50Hz地域 (東日本)	60Hz地域 (西日本)
① 需要 <sup>注1)</sup>	8,161	9,962
② 平時に確保すべき予備率8%に必要な供給力	8,814	10,759
③ 5%の予備力を確保するために必要な供給力	8,569	10,460
④ (②-③)他の地域に送電可能な電力量	245	299



<東日本大震災の実績等を加味した必要性の再検証>

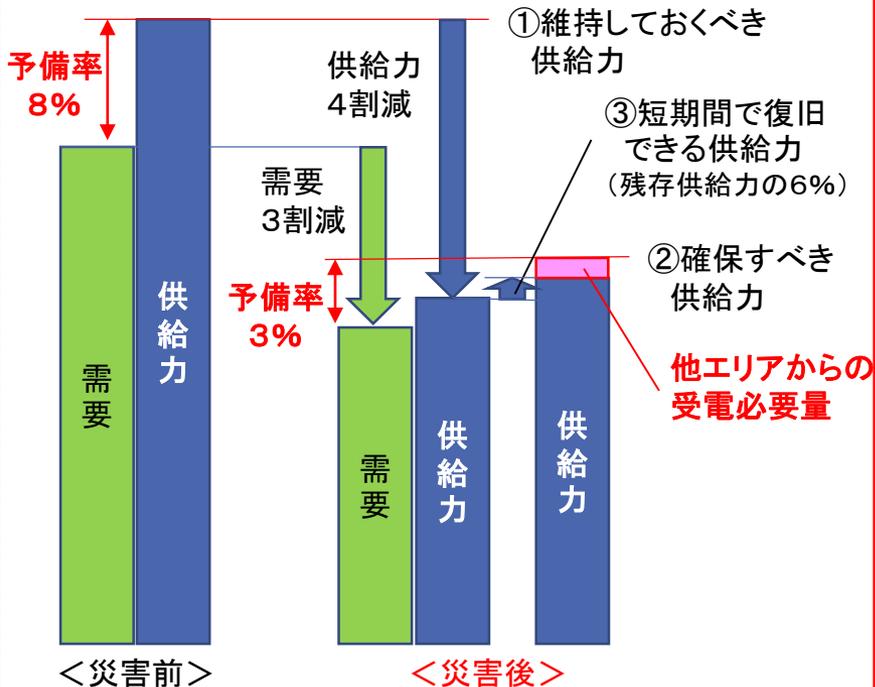
<シミュレーション結果>  
中西日本地域におけるシミュレーション  
<単位: 万kW>

	中西日本
2013年度 需要量	8,875
災害による減少(3割減少)	6,212
①確保すべき供給力(減少後需要の+3%)	6,399
維持しておくべき供給力(需要の8%維持を想定)	9,585
大規模災害直後の供給力(減少分を4割と想定)	5,751
短期間で復旧できる供給力(残存供給力の6%の増強を想定)	345
②大規模災害後の供給力	6,096
③FC増強必要量(①-②)	303

※東日本の必要量は300万kW以下

- 大規模災害等における連系線の必要量に関するシミュレーションは、需要に対して「①維持しておくべき供給力」が維持されている状況において、大規模災害等による「需要の減少」及び「供給力の減少」を想定する。
- 「③短期間で復旧できる供給力」を積み増しても、需要に対して「②確保すべき供給力」に満たない量を連系線からの受電必要量とする。
- 上記①②は、当機関の「調整力等に関する委員会」における「調整力の今後のあり方に係る検討」の結果によるが、今回の長期方針の検討においては、暫定的に①は需要+8%、②は需要+3%とする。
- 大規模災害等による「需要の減少」、「供給力の減少」、「短期間で復旧できる供給力」については、東日本大震災における実績相当を想定する\*。(需要3割減、供給力4割減、残存供給力の6%が短期間で復旧)

シミュレーション(概念図)



\*都心南部直下地震及び南海トラフ(三連動)地震の発災時は、東日本大震災における実績相当を超える供給力不足が発生する可能性が指摘されており、その対応については連系線からの融通に加え、ピークシフト等を通じた需要家への節電要請等も加味した方策を検討しているため、今回の長期方針の検討の範囲外とする。

(参考)第8回電気設備自然災害等対策WG 資料1-1より抜粋  
 <対応策実施前>

- ◆ 都心南部直下地震  
 夏発災の場合、発災後1カ月間にわたって、ピーク時の潜在需要に対して、100~800万kWの供給力不足が発生する可能性がある。
- ◆ 南海トラフ(三連動)地震  
 夏発災の場合、発災後1カ月間にわたって、ピーク時の潜在需要に対して、6社計で1,700~3,000万kWの供給力不足が発生する可能性がある。

<対応策実施後>

- ◆ ピーク需要に対しても、復旧迅速化等の設備保安面の対策に加え、異周波数地域からの融通(120万kW)、ピークシフト等を通じた需要家への節電要請等(東日本大震災時には、▲15%を要請)を加味すれば、都心南部直下地震では需給ギャップは発災直後から解消でき、南海トラフ(三連動)地震では、1,100万kW程度の需給ギャップは発災後2週間後には解消できる可能性。

# (参考) 大規模災害時の需給状況のシミュレーション②

- 東日本及び西日本のそれぞれにおいて、大規模災害等に伴い想定した需要減少、供給力減少が発生した場合の他エリアからの応援必要量と他エリアへの応援可能量は下表のとおり。
- 需要は、東西各地域において、東日本大震災以降において需要が最大であった2013年度の夏季需要(最大3日平均)を見込んだ。

単位:万kW

〔東日本における災害ケース〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
脱落需要(△30%)	130	379	1,576							2,085
災害後需要+予備率3% ①	313	910	3,789	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	14,344
供給力(需要+8%)	469	1,364	5,675	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	17,292
脱落供給力(△40%)	188	545	2,270	0	0	0	0	0	0	3,003
復帰供給力(残存供給力の6%)	17	49	204	0	0	0	0	0	0	270
供給力合計 ②	298	867	3,609	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	14,560
予備率3%に対する過不足 ②-①	-15	-43	-179	126	25	141	55	26	80	216
	他エリアからの受電必要量			他エリアへの応援余力						

〔西日本における災害ケース〕	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(2013年実績・送電端H3)	434	1,263	5,255	2,529	500	2,813	1,091	526	1,601	16,012
脱落需要(△30%)				759	150	844	327	158	480	2,718
災害後需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	1,824	361	2,028	787	379	1,155	13,692
供給力(需要+8%)	469	1,364	5,675	2,732	540	3,038	1,178	568	1,729	17,292
脱落供給力(△40%)	0	0	0	1,093	216	1,215	471	227	692	3,914
復帰供給力(残存供給力の6%)	0	0	0	98	19	109	42	20	62	352
供給力合計 ②	469	1,364	5,675	1,737	344	1,932	749	361	1,100	13,731
予備率3%に対する過不足 ②-①	22	63	263	-86	-17	-96	-37	-18	-55	38
	他エリアへの応援余力			他エリアからの受電必要量						

■ 送配電等業務指針の別表 5 - 1 を参考として整理すると以下のとおり。

広域系統整備の効果	受益者	対象
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	対象外
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	○ 全エリアにおいて受益があり、9エリアが対象
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	対象外
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	対象外
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	対象外
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。)	○ 全国的なメリットがあり、9エリアが対象

# <報告> 東京中部間直流幹線（仮称）に関する供給計画変更届出 （変更内容・理由）

平成27年12月2日に東京電力より、2020年度の運用開始を目標として実施段階にある東京中部間直流幹線（仮称）に関して回線数変更に伴う供給計画変更届出書が広域機関へ提出され、今後、経済産業大臣へ送付予定であるため届出内容等についてご報告する。

## （変更内容）

双極2回線から双極1回線への変更 他

## （変更理由）

平成27年9月30日、電力広域的運営推進機関にて「東京中部間連系設備に係る広域系統整備計画」の基本要件が決定され、F C 300万kWまでの増強が長野方面以外の地点となったことを受けて、東京中部間直流幹線（仮称）の回線数を減とする設計の合理化等を図ることとした為

# <報告> 東京中部間直流幹線（仮称）に関する供給計画変更届出 （これまでの経緯）

## （双極2回線設計の経緯）

- ESCJでの検討において、300万kWへの増強案の一つとして、210万kWへの増強地点と同一の長野方面案が挙げられたことから、双極2回線で設計しておくなど必要な設備対策は実施しておく方が望ましいと整理された。
- 双極2回線設計とすることで、当初210万kWから更なる増強（+90万kW）への対応が可能となる。

ESCJ「東京中部間連系設備増強に係わる報告書（平成25年1月）」 抜粋

### 3. 地域間連系線増強等の方策と代替案の比較

#### (2) 90万kW(FC容量210万kW)を超えるFC・地域間連系線

##### b. 増強案の検討結果

～略～

なお、検討提起のあった90万kWの増強(FC容量210万kWまでの増強)を案Bで実施する際には、将来の更なる増強案のひとつとしてB地点が挙げられたことから、双極2回線で設計しておくなどの必要な設備対策は実施しておく方が望ましい。(双極1回線で設計したときに比べ70～120億円程度の増分工事となる)

# <報告> 東京中部間直流幹線（仮称）に関する供給計画変更届出 （変更内容の確認）

## （FC300万kW超の増強の必要性）

### ■ 安定供給確保の観点

- 一定の前提のもとFC300万kWまでの増強により、大規模災害発生時の供給力不足リスクへ対応できることが可能であると考えており、現時点において、これを上回るFC増強により、明確に効果があることを示すことは困難である。

### ■ 取引活性化の観点

- 一定の前提のもとFC300万kW増強時の「直接的な経済メリット」の試算では最大30億円／年程度の経済効果であり、取引活性化の観点のみではFC増強が必要と言えるまでの効果は確認できていない。これを踏まえると、FC300万kW超においても、増強による効果は今回の試算と同等以下と想定される。
- 一方、生産者の効率化を促し社会的な利益が拡大するという「間接的な経済メリット」については、重要性を認識するものの定量化が難しく、また不確実性を含んでおり現時点においては必要性を明確に示すことは困難である。

- このため、現時点においては明確な必要性を言及することは出来ず、300万kWを超える必要性については、広域系統長期方針の中で見通されることとなるが、現時点ではそのような見通しを得ていない。

## （FC300万kW超の増強案）

- FC300万kW検討時において、長野方面増強案が選択されなかった理由は、FC集中リスクが大きな要因であり、仮にFC300万kW超の必要性が確認された場合においても、経済性も考慮の上、総合的に判断することとなるため、必ずしも当該ルートを選択するとは限らない。
- 今回、設計を変更することで、今後長野方面での増強が困難となるが、長野方面増強案以外にも、信濃方面、佐久間FC増強案などもこれまでの検討により活用できる可能性が確認されており、FC300万kW超の必要性が確認された際には、その時点での最新の技術動向も反映し、必要規模に応じた増強計画の立案が可能と判断する。

# (参考) 東京中部間直流幹線 (仮称)

