

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28年4月25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

- I. 実施案および事業実施主体の評価
 1. 実施案の提案概要（報告）
 2. 実施案及び事業実施主体の評価
- II. 費用負担割合の検討

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	□														
進め方の検討	□														
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													□		
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		★検討状況報告		★実施案 ★事業実施主体 ★負担割合(案)		★整備計画
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		◇実施案 ◇事業実施主体 ◇負担割合(案)		
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				◆実施案決定 ◆事業実施主体決定 ◆負担割合(案)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

★実施案
★事業実施主体
★負担割合(案)

I - 1. 実施案の提案概要（報告）

■ これまでの経緯






- 第6回広域系統整備委員会にて、実施案の提出を求める電気事業者についてご議論頂き、東京電力株式会社※、中部電力株式会社、電源開発株式会社に対して**平成27年10月21日に実施案の提出を要請**

※平成28年4月1日より、分社化し東京電力パワーグリッド株式会社（以下、東京電力とする。）

- **平成27年12月28日**に基本要件に基づく**実施案を各社から受領**。
- また第7回広域系統整備委員会で中部電力株式会社から提案のあった、基本要件に基づく実施案からの**一部変更案**についても、**平成28年2月29日**に中部電力株式会社、電源開発株式会社から受領。

2. 実施案の提案概要（1）

- 実施案提出の要請を受けた各社において、基本要件を踏まえ、設備の建設、維持及び運用の具体的な方策を検討
 - 基本的には送配電等業務指針及び各社が公表している設備形成ルールに基づき設計（送電ルートや設備規模などを机上検討にて実施：接続検討レベル）
- 提出された基本要件に基づく実施案の概要について以下に記載。


項目	東京電力	中部電力	電源開発
工事概要 ・ 基本要件からの主な変更点等	<ul style="list-style-type: none"> ・ 新富士変電所母線増強工事追加 ・ その他は基本要件から変更なし 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 60Hz側変圧器設置場所の変更（駿遠変電所→静岡変電所、容量不変） ・ その他は基本要件から変更なし 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 基本要件から大幅な変更はなし
電力系統性能基準の充足性	送配電等業務指針及び各社が公表している設備形成ルールに基づき設計		
送電ルート	<ul style="list-style-type: none"> ・  ・  	<ul style="list-style-type: none"> ・  ・  	<ul style="list-style-type: none"> ・ 
概算工事費	<増要因> ・ 新富士変電所母線増強	<増要因> ・ 東清水地点土木工事費増 FC建屋新設にあたり土地造成の必要性を確認 <減要因> ・ 電圧維持対策費減 ・ 送電線建設費減	<増要因> ・ 電圧維持対策費増
	(各社共通) ・ 系統保護装置追加 ・ 通信ルートの一部新設、増強 ・ 電磁誘導対策費を付加		
所要工期	10年程度	10年程度	10年程度

2. 実施案の提案概要（2）

項目	東京	中部	電源開発
変動リスク ※主な内容を記載 ※工事費、工期ともに影響	・ FC仕様の詳細検討による変動 ・ FC仕様の詳細検討による変動		
	（各社共通） <ul style="list-style-type: none"> ・ 測量・地質調査による変動 ・ 用地交渉、関係行政等との協議・調整による変動 ・ 資機材等の調達価格変動 ・ 他工事との重複による作業員確保 ・ 作業停止調整の影響 ・ 電磁誘導対策調査結果 ・ 潮流状況等系統状況の変化に伴う変動 ・ 鉄塔基礎など技術調査結果による変動 		
既設設備への影響と対策	特になし	特になし	特になし
工事費低減方策	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設計、工法の合理化による低減 ・ 発注方法の工夫による低減 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設計、工法の合理化による低減 ・ 発注方法の工夫による低減 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設計、工法の合理化による低減 ・ 発注方法の工夫による低減

2. 実施案の提案概要（一部変更案）

- 基本要件に基づく実施案との差異など一部変更案の概要を以下に記載。

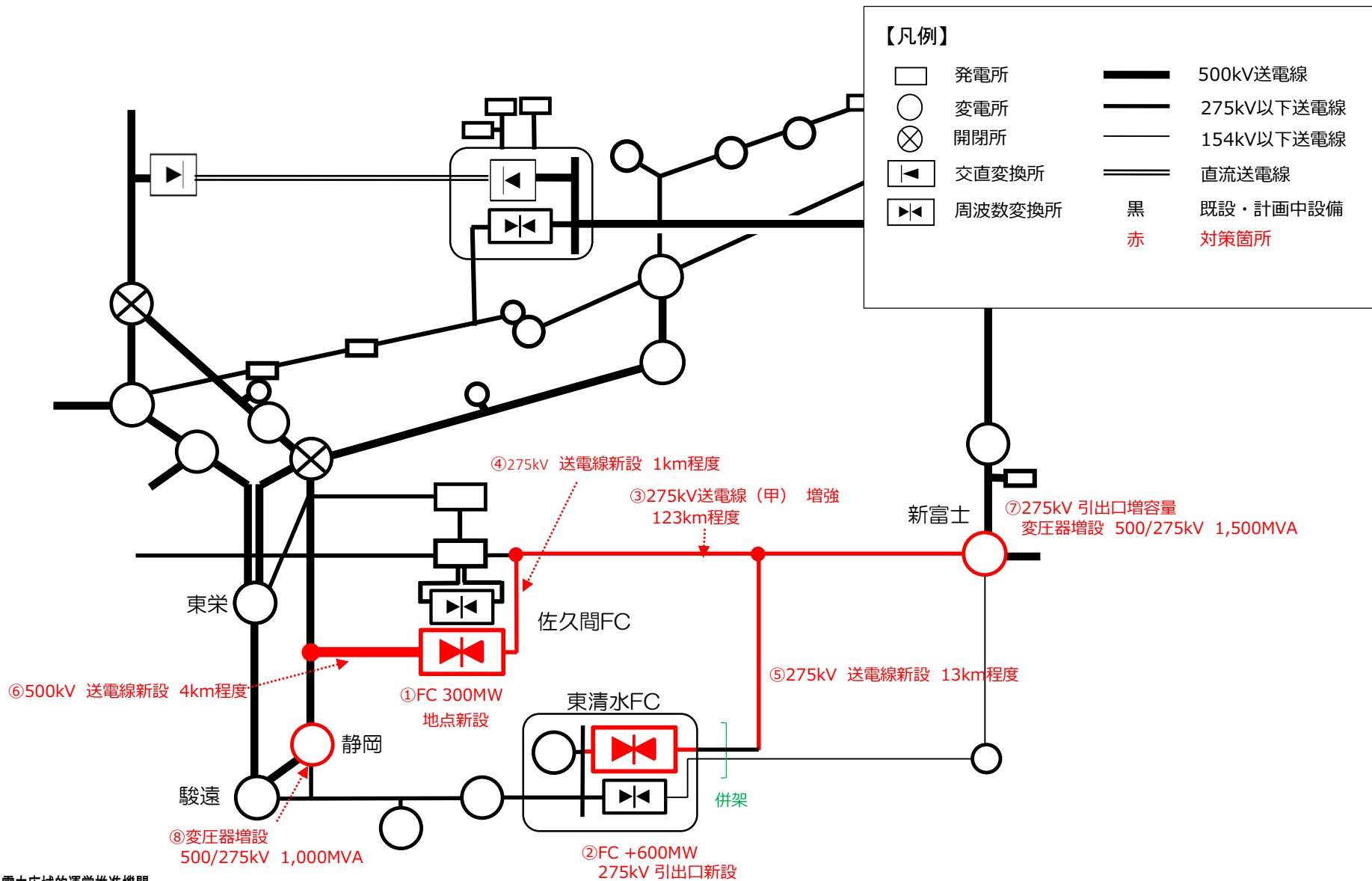
項目	東京電力	中部電力	電源開発
工事概要 ・ 基本要件に基づく実施案からの主な変更点等		<ul style="list-style-type: none"> ・ 当初の500kV送電線新設工事が不要（新設佐久間FC～静岡幹線 4km） ・ 別途計画される地内系統の増強規模拡大（FC増強分を見込むため） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 275kV送電線新設工事が必要（新設佐久間FC～275kV送電線（乙） 1km） 新設佐久間FCから60Hz系統への連系先を、静岡幹線から275kV送電線（乙）へ変更 ・ 別途計画される地内系統の増強規模拡大（FC増強分を見込むため）
送電ルート			<ul style="list-style-type: none"> ・ 
概算工事費		<増要因> <ul style="list-style-type: none"> ・ 地内系統増強規模拡大による工事費増 <減要因> <ul style="list-style-type: none"> ・ 500kV送電線新設工事取止め 	<増要因> <ul style="list-style-type: none"> ・ 275kV送電線新設工事 ・ 地内系統増強規模拡大による工事費増 <減要因> <ul style="list-style-type: none"> ・ 新設佐久間FC 引出口 電圧階級減（500kV→275kV）
所要工期		<ul style="list-style-type: none"> ・ 10年程度 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 10年程度（FC運転開始までの工期）

3. 提案された実施案工事概要（基本要件に基づく実施案）

区分	NO	対策工事概要	主な仕様	事業者
佐久間地点	①	<ul style="list-style-type: none"> ➢ FC設置 30万kW（30万kW1台） ➢ 佐久間地点新設 ➢（50Hz側）275kV引出口2回線・母線新設 ➢（60Hz側）500kV引出口2回線・母線新設 ➢ 調相設備新設 ➢ 系統安定化装置新設 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・自励式FC 50Hz側:300MW,316MVA 60Hz側:300MW,300MVA ・調相設備 80MVA×2台 	電源開発
東清水地点	②	<ul style="list-style-type: none"> ➢ FC設置 東清水地点 60万kW（30万kW 2台） （東清水地点土地造成伴う） ➢（50Hz側）275kV引出口2回線・母線新設 ➢ 系統安定化装置新設 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・自励式FC 50Hz側:300MW,316MVA 60Hz側:300MW,316MVA 	中部電力
送電線	③	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線（甲）増強 2回線 123km程度 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 4導体 68km程度 TACSR610mm² 4導体 55km程度 	電源開発
	④	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線新設 2回線 1km程度 ✓ 新設佐久間地点～275kV送電線（甲）分岐点 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 2導体 1km程度 	電源開発
	⑤	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線新設 2回線 13km程度 ✓ 東清水～275kV送電線（甲）分岐点 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR810mm² 2導体 13km程度 	東京電力
	⑥	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV送電線新設 2回線 4km程度 ✓ 新設佐久間地点～500kV静岡幹線分岐点 ➢ 500kV静岡幹線建替 1km程度 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 ACSR410mm² 4導体 4km程度 	中部電力
新富士変電所	⑦	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線引出口増強 2回線 ➢ 500/275kV変圧器増設 1台 ➢ 275kV母線増強 ➢ 系統安定化装置新設 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・変圧器容量 1,500MVA 	東京電力
静岡変電所	⑧	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500/275kV変圧器増設 1台 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・変圧器容量 1,000MVA 	中部電力

基本要件において
は駿遠変電所

3. 提案された実施案工事概要（基本要件に基づく実施案）



3. 実施案工事概要（一部変更案）①（提案事項）

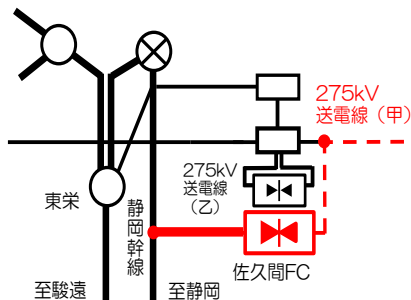
区分	NO	対策工事概要	主な仕様	事業者
佐久間地点	①	<ul style="list-style-type: none"> ➢ FC設置 30万kW（30万kW1台） ➢ 佐久間地点新設 ➢（50Hz側）275kV引出口2回線・母線新設 ➢（60Hz側）500275kV引出口2回線・母線新設 ➢ 調相設備新設 ➢ 系統安定化装置新設 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・自励式FC 50Hz側:300MW,316MVA, 60Hz側:300MW,300MVA ・調相設備 80MVA×2台 	電源開発
東清水地点	②	<ul style="list-style-type: none"> ➢ FC設置 東清水地点 60万kW（30万kW2台）（東清水地点土地造成伴う） ➢（50Hz側）275kV引出口2回線・母線新設 ➢ 系統安定化装置新設 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・自励式FC 50Hz側:300MW,316MVA, 60Hz側:300MW,316MVA 	中部電力
送電線	③	➢ 275kV送電線（甲）増強 2回線 123km程度	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 4導体 68km程度 TACSR610mm² 4導体 55km程度 	電源開発
	④	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線新設 2回線 1km程度 ✓ 新設佐久間地点～275kV送電線（甲）分岐点 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 2導体 1km程度 	電源開発
	⑤	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線新設 2回線 13km程度 ✓ 東清水～275kV送電線（甲）分岐点 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR810mm² 2導体 13km程度 	東京電力
	⑥	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV送電線新設 2回線 4km程度 ➢ 新設佐久間地点～500kV静岡幹線分岐点 ➢ 500kV静岡幹線建替 1km程度 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 ACSR410mm² 4導体 4km程度 	中部電力
	⑥'	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線新設 2回線 1km程度 ✓ 新設佐久間地点～275kV送電線（乙）分岐点 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 2導体 1km程度 	電源開発
	⑨	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線（乙）他増強 2回線 13km程度 ➢ 154kV既設送電線建替 1km程度 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 4導体 13km程度 	電源開発

3. 実施案工事概要（一部変更案）②（提案事項）

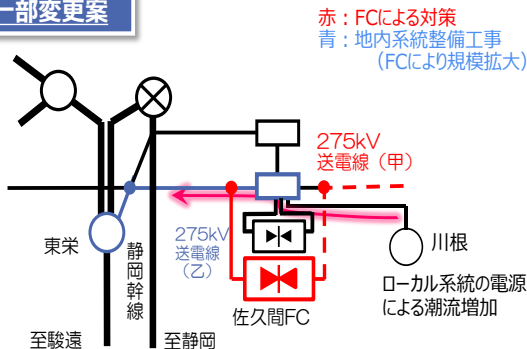
区分	N O	主な対策工事概要	主な仕様	事業者
新富士 変電所	⑦	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線引出口増強 2回線 ➢ 500/275kV変圧器増設 1台 ➢ 275kV母線増強 ➢ 系統安定化装置新設 他 	・変圧器容量 1,500MVA	東京電力
静岡 変電所	⑧	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500/275kV変圧器増設 1台 他 	・変圧器容量 1,000MVA	中部電力
東栄 変電所	⑩	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500/275kV変圧器増強 1台 ➢ 500/275kV変圧器増設 1台 ➢ 275kV引出口増設 1回線 ➢ 275kV引出口増強 1回線 ➢ 275kV母線増設 1回線 ➢ 500kV送電線引込口変更 (500kV母線延長、機器移設等) 他 	・変圧器容量 1,500MVA (増強増設とも)	中部電力

3. 実施案工事概要 (一部変更案) ③ (提案事項)

基本要件

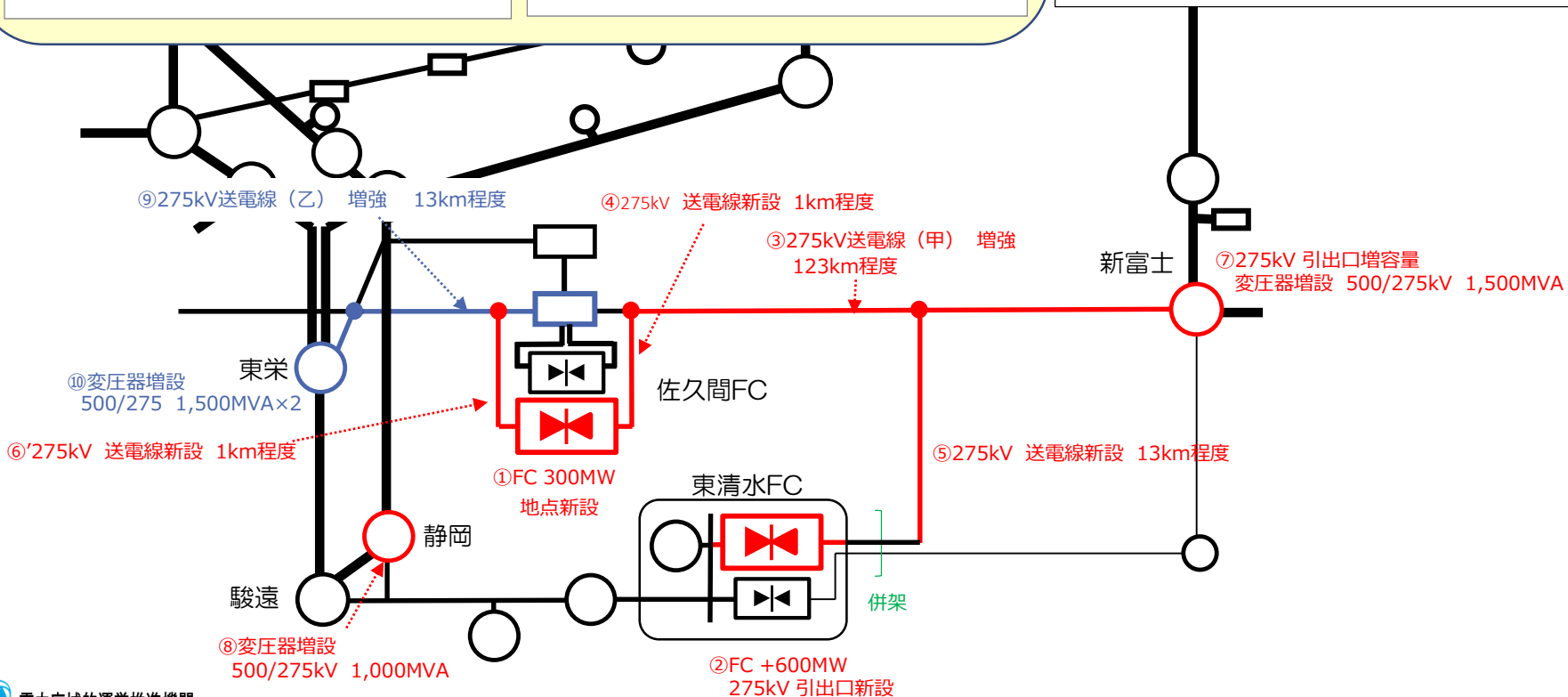


一部変更案



【凡例】

- | | | | |
|--|--------|--|------------|
| | 発電所 | | 500kV送電線 |
| | 変電所 | | 275kV以下送電線 |
| | 開閉所 | | 154kV以下送電線 |
| | 交直変換所 | | 直流送電線 |
| | 周波数変換所 | | 既設・計画中設備 |
| | | | 対策箇所 |
| | | | 関連地内系統整備 |



4. 実施案の工事費（提案事項）

- 総工事費は、1854億円で提案を受けた。
- 詳細設計による追加工事の発生等により、基本要件と比較して134億円程度の増額となるが、一部変更案による減額（▲34億円）により、総合的には100億円程度の増加となっている。

項目	東京電力	中部電力	電源開発	合計	【参考】 基本要件との差異
工事費 ＜基本要件に基づく 実施案＞				1,888億円	+134億円
工事費 ＜一部変更案＞				1,854億円	+100億円
差異				▲34億円	－
【参考】基本要件				－	1,754億円

■ 基本要件からの工事概要の主な変更点

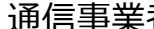
- 提案された実施案における基本要件からの工事概要の主な変更項目は、詳細検討によるものと中部エリアの地内系統整備を前提とした一部変更案によるものがある。

分類	工事概要の変更項目	変更理由
詳細検討によるもの	新富士変電所の275kV母線増強	基本要件決定後、母線への接続形態を仮定し、当該電気事業者の設備形成ルールに基づき検討した結果母線増強が必要となった。
	60Hz側変圧器の設置場所の変更（駿遠変電所から静岡変電所）	静岡方面における合理的な設備形成の検討内容を踏まえた結果、FC増強の対策工事としては、静岡変電所に設置する方が経済的となった。
一部変更案によるもの	275kV送電線新設工事が必要 （新設佐久間FC～275kV送電線（乙）1km）	FCとは別要因の中部エリアの地内系統の整備を前提とすることで、新設佐久間FCから60Hz系統への連系先を、500kV静岡幹線から275kV送電線（乙）へ変更することが経済的。
	500kV送電線新設工事が不要 （新設佐久間FC～静岡幹線 4km）	
	別途計画される地内系統の増強規模拡大が発生（FC増強分を見込むため）	

7. 基本要件からの工事費の主な増減要因①（提案事項）

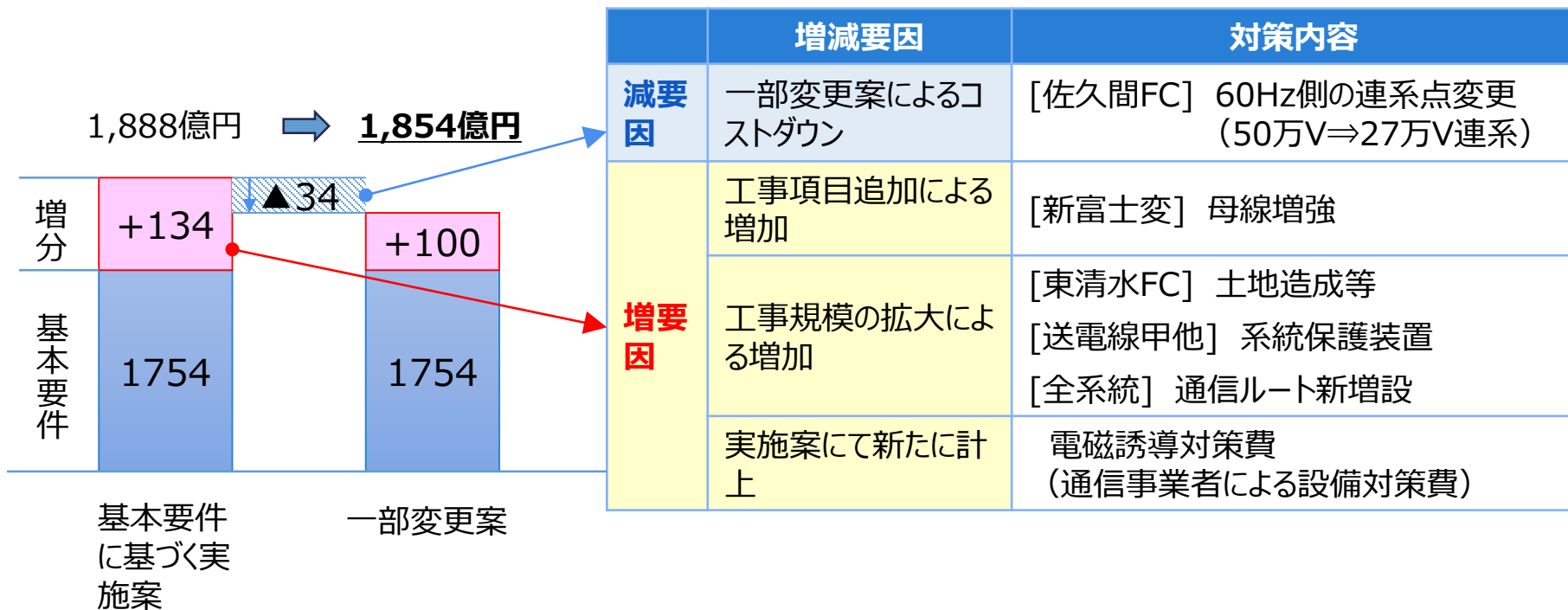
■ 基本要件からの工事費の主な増減要因

- 提案された実施案における工事費の増減要因は、詳細検討によるもの、実施案で新たに計上したもの、一部変更案によるものがあり、詳細は以下のとおり。

分類		工事費の増減要因	増減理由	基本要件からの増分工事費
詳細技術検討によるもの	工事項目の追加	新富士変電所の275kV母線増強	基本要件決定後、母線への接続形態を仮定し、当該電気事業者の設備形成ルールに基づき検討した結果母線増強が必要となったため。	+ 80億円程度
	工事規模の拡大	東清水FC地点 土木建築工事費等増加	FC増設の詳細な検討を実施したところ土地造成工事等が当初想定以上に必要であることが確認されたため。	
		系統安定化装置等の保護装置設置	同期安定性評価など詳細検討の結果、当初想定より系統保護の追加対策が必要となったため。	
		通信ルートの一部新設・増強	保護装置の必要性など詳細検討を実施した結果、一部区間で通信ルートの新設、増強が追加で必要となったため。	
実施案で新たに計上したもの		電磁誘導対策費	通信事業者（  ）設備に安全上の対策が必要になることが見込まれる。実施案においては総額の把握が必要であることから、通信事業者資産分も計上。	+ 50億円程度
一部変更案によるもの		新設佐久間FCから60Hz系統への連系形態の変更	FCとは別要因の中部エリアの地内系統の整備計画と協調を図り全体最適とした。	▲ 30億円程度

7. 基本要件からの工事費の主な増減要因② (提案事項)

◆ 工事費増減のイメージ



(空白)

I - 2. 実施案及び事業実施主体の評価

■ 実施案の評価

- 受領した実施案について、業務規程第58条第3項及び送配電等業務指針第46条に基づき以下の項目についての評価を実施した。

送配電等業務指針の規定事項	具体的評価方法及び評価項目
①公募要領等への適合性	<p>今回は公募を行っていないことから、実施案提出時に求めた要件への適合性を確認する</p> <ul style="list-style-type: none"> • 工事概要の妥当性 • 電力系統性能基準への適合性 • 工期の妥当性、増強完了時期
②経済性	<p>過去実績、メーカーヒアリング値等との比較による妥当性評価</p> <ul style="list-style-type: none"> • 工事費の確認
③システムの安定性	①の評価に含む。
④対策の効果	<p>基本要件からの変動を踏まえ効果の再評価を行う</p> <ul style="list-style-type: none"> • 効果の確認
⑤事業実現性、事業継続性	<p>既設設備の維持運用者である一般送配電事業者、送電事業者へ実施案の提出を求めていることから、本項目の評価は省略する。なお実現性については①の工期の妥当性の中で確認する。</p>

【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】

(実施案及び事業実施主体の評価方法)

第46条 本機関は、次の各号に掲げる評価項目について、実施案及び事業実施主体の評価を行う。

- 一 公募要領等への適合性 必要な増強容量の確保、増強の完了時期、電力系統性能基準(第61条に定める。以下同じ。)の充足性、法令又は政省令への適合性等
- 二 経済性 工事費、流通設備の維持・運用費用、送電損失等
- 三 システムの安定性 電力系統の運用に関する柔軟性の向上、事故発生時のリスク等
- 四 対策の効果 安定供給への寄与、電力取引の活性化、再生可能エネルギー電源の導入拡大等
- 五 事業実現性 事業者の流通設備の建設(用地取得を含む。)に関する経験、用地取得のリスク、工事の難易度等
- 六 事業継続性 事業者の財務的健全性、事業者の流通設備の維持・運用に関する経験、保守・運用の体制等
- 七 その他実施案の妥当性を評価するにあたって必要な事項

■ 今回の増強に求められる信頼度の考え方

- 今回の広域系統整備は大規模災害発生時の安定供給確保の観点から増強されるものであり、大規模災害の発生確率は稀頻度であるものの、発生した際には多大な供給力不足に対し他エリアからの応援が可能となり、安定供給に大きく貢献する設備であることから、適切な信頼度を確保した設計とすべきである。
- 従って、技術評価においては、経済性や流通設備の故障リスク（頻度）にも十分留意したうえで、大規模災害発生時という稀頻度な断面においても送配電等業務指針等で定める電力系統の性能基準を満たす設計がなされているかの観点から評価が必要である。
- 取引活性化の観点も含めて増強されるものであり、常時利用も前提とした信頼度設計をすべきである。

■ 工事概要の妥当性

- 前述の考え方、送配電等業務指針及び各エリアの設備形成ルール等に基づき設計されているか、また合理的な設計となっているかを確認した。

（1）工事計画概要

項番	確認項目	判定	確認内容
①	電線路のルートを選定根拠（迂回している場合の用地事情等）	○	各送電線ルートは送配電等業務指針59条に基づき、 確認
②	送電方式、また架空送電線以外の電線路とする場合、その理由	○	各送電線は、架空送電線にて建設
③	系統信頼度および経済合理性を前提として、複数の増強案が考えられる場合、概算工事費等の比較検討を行っているか	○	実施案においては、基本要件からの改善案の提示があり比較検討を実施している

2. 工事計画の妥当性（確認結果）

（2）各設備工事概要

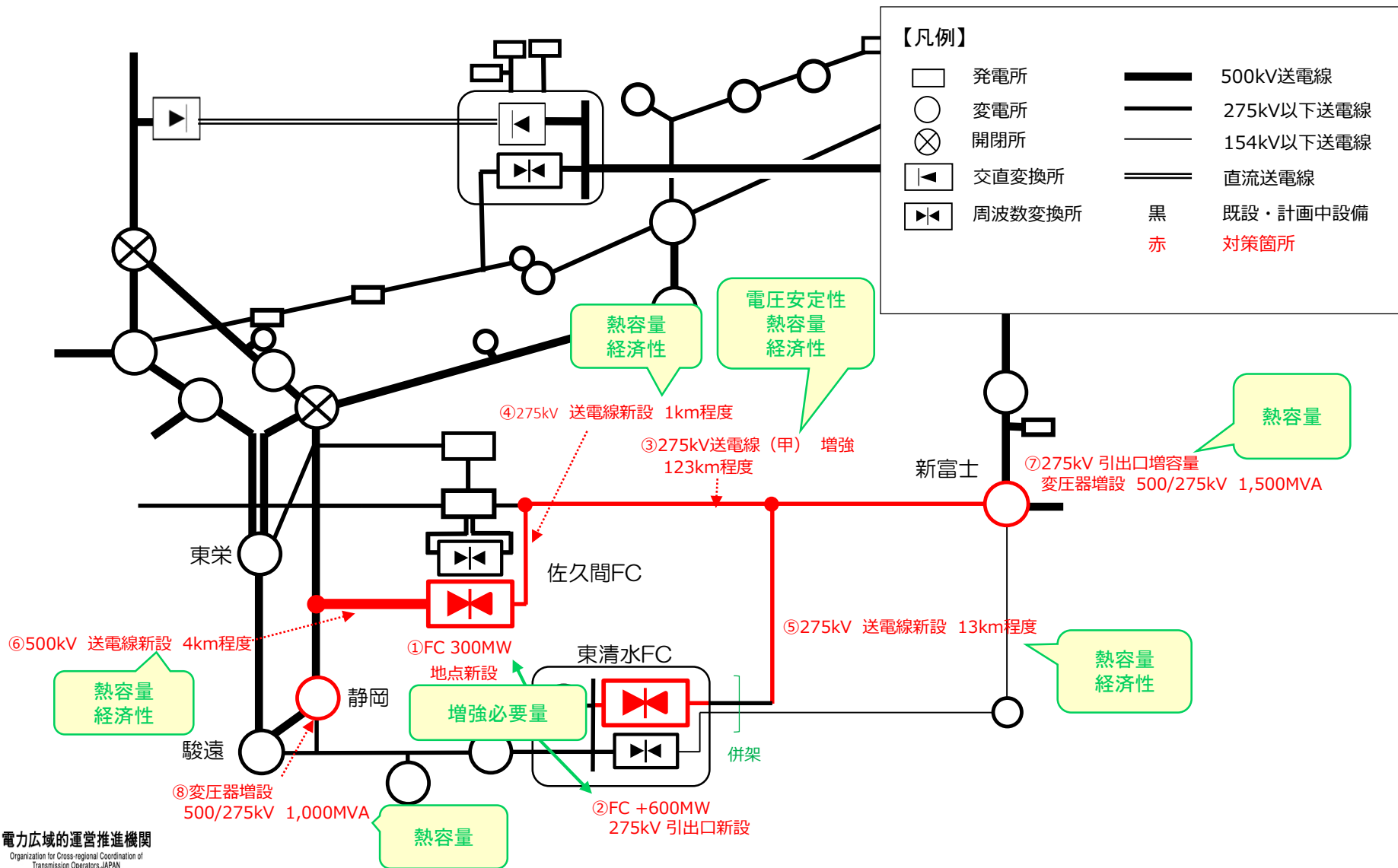
項番	確認項目	判定	確認内容
架空線	① 架空線の電線サイズ・線種（熱容量からみて最小規模でない場合の理由）	○	送配電等業務指針58条に基づき、FCの常時の利用を想定した送電ロスを含めた経済性を考慮し線種選定されている
	② 鉄塔建替がある場合、その必要性	○	既設線路の増強個所については、既設鉄塔では鉄塔強度、地上高が十分ではないことを確認
変電	③ 変電設備の増強の必要性・規模（遮断容量、変圧器容量、調相設備、保護継電装置、転送遮断装置）等	○	送配電等業務指針、設備形成ルール等に基づき設備対策が検討されていることを確認

（3）前提条件

項番	確認項目	判定	確認内容
①	前提条件（系統構成・想定需要・電源状態）	○	送配電等業務指針第62条に基づき、系統構成および電源状態が通常想定される範囲内で最も過酷となる構成に設定されていることを確認

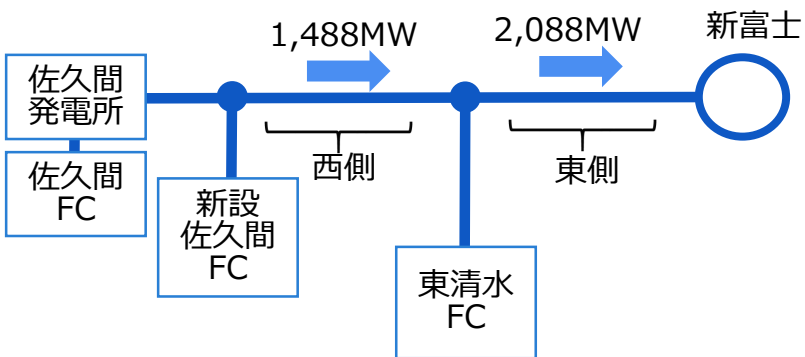
(参考) 設備規模の主な決定要因 (基本要件に基づく実施案)

■ 各送電線の線種および変圧器容量の主な決定要因は以下のとおり。



(参考) 送電線種選定確認例

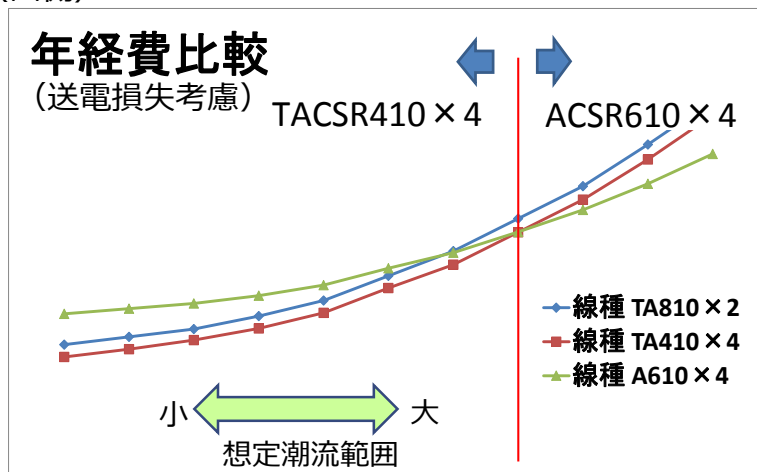
- 275kV送電線（甲）の線種選定にあたっては、想定最大潮流を満足する標準的な電線の内、送電損失等を考慮した経済的な線種を選定。



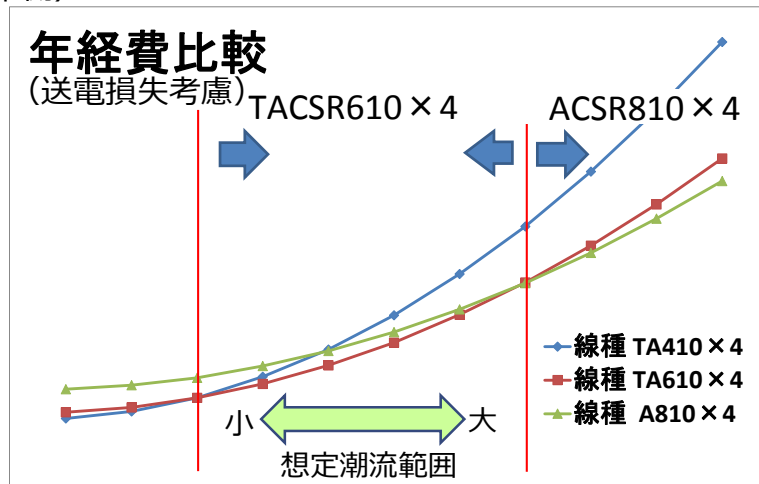
区間	想定最大潮流	検討線種	熱容量
西側	1,488MW	TACSR810mm ² × 2導体	1,846MW
		TACSR410mm² × 4導体	2,443MW
		ACSR610mm ² × 4導体	1,922MW
東側	2,088MW	TACSR410mm ² × 4導体	2,443MW
		TACSR610mm² × 4導体	3,095MW
		ACSR810mm ² × 4導体	2,276MW

○送電損失などを考慮し、線種を選定

(西側)



(東側)



想定潮流範囲において最も経済的な線種は、**西側:TACSR410mm² 4導体、東側:TACSR610mm² 4導体**

■ 電力系統性能基準の充足性

- 今回の実施案においては、送配電等業務指針に定める電力系統性能基準を充足する設計であるか、解析ツール等を用い確認。

■ 運用面等

- 電力系統の運用面に関する柔軟性、事故発生時のリスクその他電力系統に対し、作業・故障時における運用、安定供給の確保などへ与える影響を評価した結果、特に制約となる事象がないことを確認した。なお、特筆すべき改善効果は確認されなかった。

（1）工事計画概要

項番	確認項目	判定	確認内容
①	電線路の潮流・電圧検討	○	送配電等業務指針第63条第1項1,2号、第64条第1項1,2号、第68条に基づき、系統状態および事故状態が適切に設定されているかを確認。また、当機関にて潮流計算等を行い熱容量面、電圧安定性面で確認
②	電線路の短絡・地絡故障電流検討	○	送配電等業務指針第65条に基づき、系統状態および発電機定数が適切に設定されていることを確認し、当機関にて短地絡電流が設備容量を超過しないことを確認
③	系統安定度検討	○	送配電等業務指針第63条第1項3号、第64条第1項3号、第2項2号、第66条、第68条に基づき、系統状態および事故状態が適切に設定されていることを確認し、当機関にて安定度計算結果の確認を行い、系統全体として安定性が維持できることを確認

（2）運用面等

項番	確認項目	判定	確認内容
①	運用上の制約はないか 運用上の制約がある場合は、その 根拠（検討対象年度・検討断面 等）・電圧検討	○	FC増強に伴い運用面で特に制約となる事項は確認され ない

■ 工事費の妥当性

- 工事費の評価については、類似工事の過去実績及びメーカーヒアリング値と比較評価を行った。なお、客観性・透明性を担保するため、第三者へ評価作業を委託し、評価を補強した。
- その結果、総工事費としては過去実績等から作成した想定額（モデル工事費）以下となることを確認した。（詳細は資料2_別紙参照）
- また、基本要件からの主な増加要因及び、過去実績と乖離がある工事についても、過去実績等との比較及び施工・コンサル会社へのヒアリングを行うとともに、特殊要因を確認することで、想定される範囲であることを確認した。
- よって今回実施案にて提出された工事費については、広域系統整備計画の計画段階における**工事計画額（工事予算）**としては**妥当と判断**。
- ただし、一般的に用地調査の結果等によってある程度のルート・設置場所の変更をせざる得ない場合、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**。

総工事費評価

<評価方法>

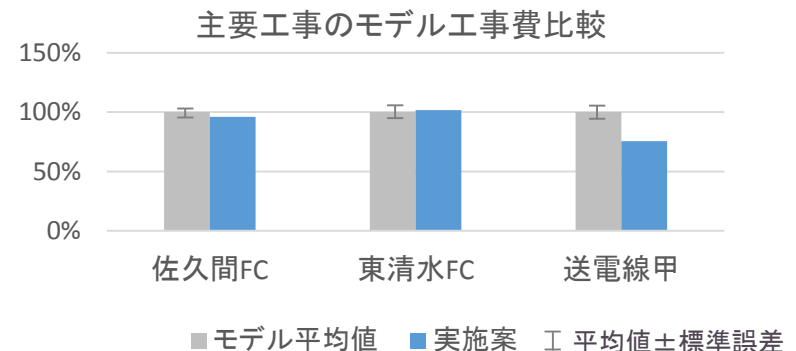
- 過去実績及びメーカー等のヒアリングから、主要工事のモデル工事費を作成
- モデル工事費との比較により、工事費の妥当性を判断

■ 評価結果

- 総工事費は過去実績等から作成したモデル工事費以下となっていることを確認。
- 主要工事ごとの比較において、各工事ともに概ね平均値±標準誤差以下となっていることを確認。

工事費想定額	1,917～2,226億円※
今回の工事費	1,854億円

※第三者作成のモデル工事費から地内系統整備工事分を除く



■ 主な工事費変動項目の妥当性

▶ 東清水地点 土木建築工事費等の増加

- ✓ 東清水地点の土木工事費について、標準的な工事費に比べ高額となっており、実施案の提出会社へ理由を確認したところ、既設変電所内での工事であるが、急傾斜地、スペース狭隘、地盤・地形的な要素等の**特殊な要因があり、当該要因を除くと、概ね標準的な工事費と同等であることを確認**。また、過去のFC工事実績、現在計画中の各所の工事計画における全体工事費に占める土木建築・付帯工事費の比率から見ると、**比率範囲内に収まっていることから、実施案としてはこの額で計画する**。ただし、今後の詳細設計を進める上で、設備レイアウトの最適化、機器設計の合理化、調達方法等でコスト低減に努めることを求める。


▶ 系統安定化装置等の保護装置設置

- ✓ 過去の他工事における工事実績を踏まえると、今回の保護装置工事費の**総工事費に占める割合は概ね妥当な範囲**であることを確認。

▶ 通信ルートの一部新設・増強

- ✓ 過去の他工事における工事実績を踏まえると、今回の通信設備工事費の**総工事費に占める割合は概ね妥当な範囲**であることを確認。

▶ 電磁誘導対策費

- ✓ 電磁誘導対策は、増強される電力設備周辺の通信設備側の対策であり、通信設備管理者（) への依頼により検討・施工され、その費用を適正負担するものであり、通信側の設備状況によっては変動することとなる。

■ 過去実績から乖離がある項目の妥当性

▶ 新富士変電所の変圧器工事

- ✓ 新富士変電所の変圧器工事費は、過去の類似工事における実績と比較すると、高額な提案内容となっている。工事内容の詳細をみると、当該変電所の空スペースへ変圧器を設置すると、母線までの**接続距離が過去実績に比べ長距離**となるため、ケーブル、洞道等の工事が高額となる、**当該要因を除くと概ね妥当な範囲**であることを確認。

■ 各実施案を踏まえた総合工期

- 各実施案間の相互の関係を考慮すると、連系試験などの影響で、**総合工期は10年半***となり、概ね基本要件における工期（10年程度）と同程度である。
※基本要件に基づく実施案、一部変更案ともに

■ 工期の妥当性

- 今回の検証評価において**外部コンサルにて作成した工程モデルと比較すると、今回の実施案の工期は、モデルの範囲内に入っている。**（詳細は資料2_別紙参照）
- 更に、送配電等業務指針第56条に規定されている関係法令許認可等を踏まえた工程となっていることや、一部工程を重複することにより工程短縮が図られていることなどを確認の結果、広域系統整備計画決定段階（計画段階）における**工期としては妥当と判断。**
- ただし、一般に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、大規模工事であり全国的に送電線工事が輻輳すると、送電線電工等の作業要員が全国的に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。**

■ 基本要件に基づく実施案と一部変更案の比較

- ✓ 経済性、実現性、運用面・技術面において両案を比較すると、経済性については一部変更案が優位であり、その他の項目については同程度あることから、**一部変更案を採用**することとする。

評価項目	基本要件に基づく実施案	一部変更案	(参考) 基本要件
経済性	△	○	—
総工事費※	1,888億円	1,854億円	1,754億円
実現性	○	○	○
工期	10年半	10年半	10年程度
工事の特性	—	中部エリアの地内系統整備を前提	—
運用面・技術面の課題	○	○	○
運用面での課題	特になし	特になし	特になし

※ 中部エリアの地内系統整備を含めた工事費においても、一部変更案が優位であることを確認。

※ 今回の実施案は基本要件で決定した案D（佐久間地点30万kW、東清水地点60万kW）に基づいているが、再度、基本要件の検討段階で示した他案（案A～C）と比較しても、共通で工事費が増額となる部分もあり、案の優劣に変更はない。

■ 増強の完了時期

- 一部変更案のFC運転開始までの所要工期は10年半である。整備計画決定後、費用負担者との契約手続きや重要送電設備等指定の手続きなどが必要であり、本件の場合、調査・測量等の工事準備着手までに一定期間を要する見通しであること、また、FC210万kW増強工事工期への影響にも留意し、**増強完了時期は2027年度末**としてはどうか。
- 上記の増強完了時期は、**基本要件および電力需給小委員会の要請内容にも適合しており妥当**なものとする。

	記載内容
基本要件	大規模災害発生直後の需要側対策を軽減することにより社会的影響を緩和するためにも、 可能な限り早期に増強する必要 がある。
電力需給検証小委員会からの要請	実施時期については、210万kW増強への影響や工期等技術的観点も踏まえて、 2020年代後半を目途になるべく早期に増強 できるよう検証

■ 対策の効果の確認

- 実施案における工事費の変動を踏まえても、基本要件において確認された費用対効果の評価は変わらず、**一定の経済性を有している**と想定する。
- また、基本要件においては、FCの増強の代替案として、各エリアに電源を新設した場合の経済性を評価したが、今回の実施案におけるFC増強コストと比較しても、**経済性の観点からFC増強案に優位性がある**ことを確認。

■ 300万kWまで増強することによる、安定供給および取引活性化の効果を確認した。

➤ 増強による効果について以下の観点で評価した。

観点	効果	効果額（試算値）
安定供給確保の観点	大規模災害発生時50Hz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 ※1に対応することができる。	一定の前提※2のもと停電時の損害額は 年間100億円 ※3を超える額と試算される。
取引活性化の観点	増強することで 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る。	一定の前提※4のもと経済性効果は 年間20～30億円 と試算される。
再生可能エネルギー電源導入の観点	現時点において直接的に導入拡大に寄与する効果は想定されない。	

※1：大規模災害発生後1ヶ月程度の間計画停電等の需要側対策が必要な場合など。

※2：ESCJが実施した「停電コストに関する調査（平成26年1月）」を元に、過去の大規模災害発生周期及び文部科学省地震調査研究推進本部における長期評価（平成27年1月）での相模トラフ等の地震発生確率（30年以内に70%）などを前提として試算。

※3：電力需給検証小委員会での試算値は142億円。

※4：2014年度のスポット市場分断時の東西価格差実績と、90万kW増強時の想定取引量増加分から算定。

➤ FCの増強の代替案として、50Hz、60Hzの各エリアに電源を新設した場合の経済性について評価を行った結果、経済性の観点からFC増強案に優位性があることを確認。

■ 実施案

これまでの実施案の評価結果により、今回の広域系統整備計画における実施案は、提案された実施案のとおりとする（但し、工程は今回の確認内容に基づく）。概要は以下のとおり。

➤ **FCを佐久間に30万kW、東清水に60万kWを増設。**

※ FC設置に伴う対策工事の詳細は、次項のとおり。

➤ 総工事費 **1,854億円**

（参考：FC増強に要する費用（既設設備の更新分等除く）は1,383億円）

➤ 増強完了時期 **2027年度末**

➤ 特記事項

- ✓ 今後、広域系統整備計画決定後の実施段階においては、詳細検討の中で設計の合理性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図ることとする。**
- ✓ また、実施段階においては、リスクを最小化し円滑に工事を進めるため、**重要送電設備等の指定などの制度を活用するとともに、増強の目的に鑑み、遅滞なく増強できるよう、将来のリスク要因の回避につとめることとする。**
- ✓ **広域機関は各変動リスクに留意し、これまでの広域系統整備委員会で議論されたように実現性およびコスト増減等についてフォローアップしていくこととする。**

■ 事業実施主体

➤ **東京電力、中部電力、電源開発とする。**

※ 工事区分ごとの詳細は、次項のとおり。

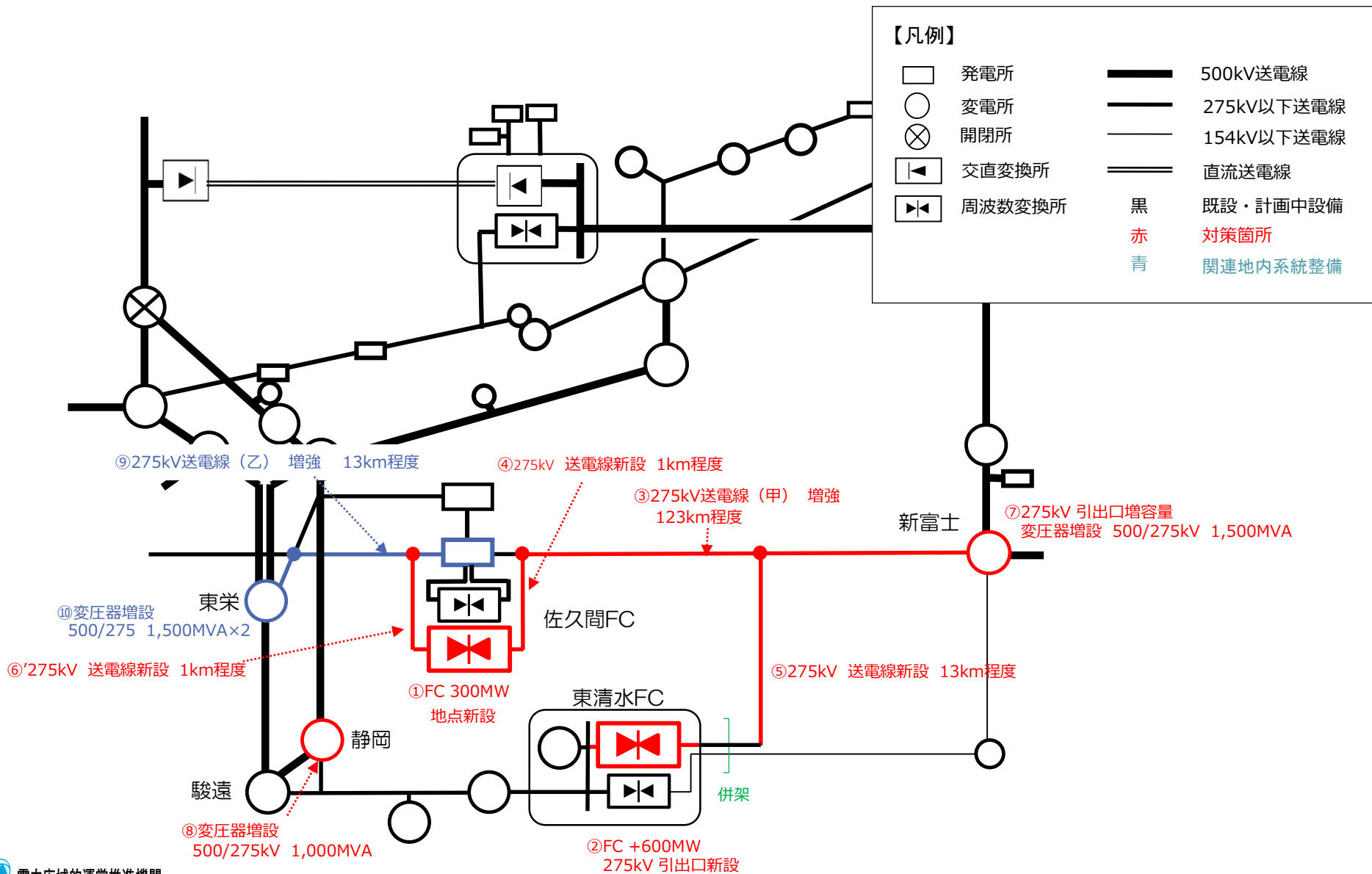
9. 実施案および事業実施主体（詳細①）

区分	NO	対策工事概要	主な仕様	事業実施主体
佐久間地点	①	<ul style="list-style-type: none"> ➢ FC設置 30万kW（30万kW1台） ➢ 佐久間地点新設 ➢（50Hz側）275kV引出口2回線・母線新設 ➢（60Hz側）275kV引出口2回線・母線新設 ➢ 調相設備新設 ➢ 系統安定化装置新設 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・自励式FC 50Hz側:300MW,316MVA 60Hz側:300MW,300MVA ・調相設備 80MVA×2台 	電源開発
東清水地点	②	<ul style="list-style-type: none"> ➢ FC設置 東清水地点 60万kW（30万kW 2台） （東清水地点土地造成に伴う） ➢（50Hz側）275kV引出口2回線・母線新設 ➢ 系統安定化装置新設 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・自励式FC 50Hz側:300MW,316MVA 60Hz側:300MW,316MVA 	中部電力
送電線	③	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線（甲）増強 2回線 123km程度 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 4導体 68km程度 TACSR610mm² 4導体 55km程度 	電源開発
	④	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線新設 2回線 1km程度 ✓ 新設佐久間地点～275kV送電線（甲）分岐点 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 2導体 1km程度 	電源開発
	⑤	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線新設 2回線 13km程度 ✓ 東清水～275kV送電線（甲）分岐点 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR810mm² 2導体 13km程度 	東京電力
	⑥'	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線新設 2回線 1km程度 ✓ 新設佐久間地点～275kV送電線（乙）分岐点 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 2導体 1km程度 	電源開発
	⑨	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線（乙）他増強 2回線 13km程度 ➢ 154kV既設送電線建替 1km程度 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・線種 TACSR410mm² 4導体 13km程度 	電源開発

9. 実施案および事業実施主体（詳細②）

区分	N O	主な対策工事概要	主な仕様	事業実施主体
新富士 変電所	⑦	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 275kV送電線引出口増強 2回線 ➢ 500/275kV変圧器増設 1台 ➢ 275kV母線増強 ➢ 系統安定化装置新設 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・変圧器容量 1,500MVA 	東京電力
静岡 変電所	⑧	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500/275kV変圧器増設 1台 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・変圧器容量 1,000MVA 	中部電力
東栄 変電所	⑩	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500/275kV変圧器増強 1台 ➢ 500/275kV変圧器増設 1台 ➢ 275kV引出口増設 1回線 ➢ 275kV引出口増強 1回線 ➢ 275kV母線増設 1回線 ➢ 500kV送電線引込口変更 (500kV母線延長、機器移設等) 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・変圧器容量 1,500MVA (増強増設とも) 	中部電力

9. 実施案および事業実施主体（詳細③）



【送配電等業務指針】

(流通設備の整備計画の策定)

第55条 一般送配電事業者は、広域系統長期方針を基礎としつつ、次の各号に掲げる事項(将来の見通しに係る事項については、その蓋然性も含む。)を考慮の上、増強に経済合理性が認められる合理的な流通設備の整備計画を策定する。

- 一 需要の見通し(節電及びディマンドレスポンスの見通しを含む。)
- 二 電源の開発計画
- 三 流通設備の更新計画
- 四 系統アクセス業務の状況
- 五 送電系統(連系線を除く。)への電源の連系等に制約が生じている地域の状況
- 六 連系線の運用容量に制約を与えている流通設備(連系線を除く。)の状況
- 七 電力系統性能基準の充足性
- 八 電気設備に関する技術基準を定める省令(平成9年3月27日通商産業省令第52号)その他の法令又は政省令による制約
- 九 広域系統長期方針、広域系統整備計画その他の将来の計画との整合性
- 十 流通設備の整備により発生、増加又は減少する費用(工事費、維持・運用費用、送配電損失を含む。)
- 十一 流通設備の整備が電力系統の安定性に与える影響(電力系統の運用に関する柔軟性の向上、工事実施時の作業停止による電気の供給信頼度への影響を含む。)
- 十二 自然現象(雷、土砂災害、津波、洪水等)等により流通設備に故障が発生するリスク
- 十三 工事の実現性(用地取得のリスク、工事の難易度を含む。)
- 十四 流通設備の保守(流通設備の故障発生時の対応を含む。)の容易性
- 十五 電力品質への影響
- 十六 その他合理的な流通設備の形成・維持・運用のために必要な事項

【送配電等業務指針】

(流通設備の整備の完了時期)

第56条 一般送配電事業者は、次の各号に掲げる事項を考慮し、流通設備の整備の完了までに要する期間を見込んだ上で、整備が必要となる時期までに整備を完了するよう努める。

- 一 電気事業法(昭和39年法律第170号)その他の法令に基づく手続に必要な期間
- 二 用地の取得に要する期間
- 三 資機材の調達に要する期間
- 四 電力設備の作業停止、自然条件その他の工事の実施に関する制約
- 五 流通設備の整備の実現性及び経済性等に影響を与える可能性がある他の工事(公共事業等の他の者が行う工事を含む。)と協調して工事を行う必要性
- 六 流通設備の整備が大規模又は広範囲に及ぶ場合において、設計・施工等の能力を確保する観点から、段階的に流通設備の整備を行う必要性
- 七 その他流通設備の整備を実施するために必要となる期間

【送配電等業務指針】

(流通設備の整備の前提となる諸条件)

第57条 流通設備の整備の前提となる諸条件は、原則として、次の各号に掲げる考え方に基づいて決定する。

一 電気方式

ア 高圧及び特別高圧の場合 交流三相3線式とする。但し、交流三相3線式を採用することが技術上困難な場合、整備に要する費用がより低廉となる場合その他経済合理性が認められる場合は、直流方式を採用することができる。

イ 低圧の場合 交流三相3線式、交流三相4線式、交流単相3線式又は交流単相2線式とする。

二 標準周波数 50ヘルツ又は60ヘルツとする。

三 電圧階級 既設設備との整合性並びに需要及び電源の規模を考慮の上、決定する。

四 中性点接地方式

ア 電圧が17万ボルト以上の交流系統 直接接地方式とする。

イ その他の交流系統 抵抗接地方式、リアクトル接地方式、又は非接地方式とする。但し、電力ケーブルを使用する場合、補償リアクトル接地方式の採用を検討する。接地インピーダンスは、故障時の過電圧の抑制と保護装置の確実な動作を考慮の上、決定する。

五 回線数

ア 特別高圧の電線路

(ア) 次の(イ)から(エ)以外の場合 2回線とする。

(イ) 機器装置の単一故障時に供給支障や発電支障(電力設備の故障に起因する当該電力設備以外の電源脱落及び発電抑制(第64条第2項第2号イに定める)をいう。以下同じ。)の影響が限定的と考えられる送電線路 1回線とする。

(ウ) 配電線路(契約に基づき2回線以上の供給方式を合意した場合を除く。) 1回線とする。

(エ) スポットネットワークによる供給方式を採用する場合及び地中送電系統において多端子ユニット方式を採用する場合 3回線とする。

イ 高圧の電線路 1回線とする。

六 送電線路の端子数 系統故障時に発生する供給支障又は発電支障の影響、作業停止の容易性、保護方式による制約、経済性等を考慮の上、整備の際の端子数及び運用時に遮断器を開放せず併用する端子数を決定する。

七 短絡・地絡故障電流の許容値 一般送配電事業者が定めた電圧階級ごとの許容最大値を超えない範囲で決定する。

八 変電所及び開閉所の母線方式 供給信頼度、系統運用の柔軟性、運転保守及び経済性を考慮の上、決定する。

九 系統保護方式 電圧階級、系統構成(第151条に定める。以下同じ。)、中性点接地方式、既設系統保護方式との整合性等を考慮の上、決定する。

【送配電等業務指針】

(流通設備の規模の考え方)

第58条 流通設備の規模(電線の太さ、変圧器の容量等)については、次の各号に掲げる事項を考慮の上、決定する。

- 一 需要及び電源の動向、将来の系統構成その他将来の見通し
- 二 短絡・地絡故障電流の大きさ、電力系統の安定性、機器の電力系統への電氣的な接続時又は電力系統からの電氣的な切り離し時に発生する電圧変動の抑制、潮流による電圧降下その他技術上考慮すべき事項
- 三 流通設備の整備により発生、増加又は減少する費用(工事費用、維持・運用費用、送配電損失を含む。)

(送配電線の形態及びルート of の考え方)

第59条 送配電線の形態及びルートは、次の各号に掲げる考え方に基づき、決定する。

- 一 送電線の形態 架空送電線とする。但し、法令上又は技術上制約がある場合、用地取得が困難である場合、過大な費用がかかる場合その他架空送電線の建設が困難な場合は地中送電線とする。
- 二 配電線の形態 電線共同溝の整備等に関する特別措置法(平成7年3月23日法律第39号)により電線共同溝を整備すべき道路として指定された場合又は国が定める無電柱化に係るガイドラインに沿って無電柱化を図る場合は、地中配電線その他無電柱の形態を採用することとし、その他の場合は、法令上又は技術的制約がある場合その他架空配電線の建設が困難なときを除き架空配電線とする。
- 三 送配電線のルート 次の各号に掲げる事項(但し、才及び力については、地中送配電線を設置する場合に限る。)を考慮の上、送配電線のルートを決定する。
 - ア 将来の見通し 将来の系統構成、需要分布の動向等
 - イ 用地・環境面 自然条件、社会環境との調和、用地取得の難易度、津波や地滑り等の各種災害の影響等
 - ウ 工事・保守面 工事の難易度、設備保守の容易性等
 - エ 経済性 建設工事費等
- オ 都市計画等との整合性 都市計画法(昭和43年6月15日法律第100号)に基づく都市計画、共同溝の整備等に関する特別措置法(昭和38年4月1日法律第81号)に基づく共同溝整備計画、電線共同溝の整備等に関する特別措置法(平成7年3月23日法律第39号)に基づく電線共同溝整備計画との整合性
- カ 技術面 敷設ルートが同じ他の地中送配電線の送電容量への影響等

【送配電等業務指針】

(変電所及び開閉所の設置場所の考え方)

第60条 変電所及び開閉所の設置場所については、次の各号に掲げる事項を考慮の上、長期にわたり効率的に電力供給が可能となる地点とする。

- 一 将来の見通し 将来の系統構成、需要分布の動向等
- 二 設計面 送配電線の変電所又は開閉所への引込みの難易度、型式(屋外式、屋内式、地下式等)及びそれに応じた所要面積等
- 三 用地・環境面 自然条件、社会環境との調和、用地取得の難易度、津波や洪水等の各種災害の影響等
- 四 工事・保守面 重量が大きい機器の搬出入等
- 五 経済性 建設工事費等

【送配電等業務指針】

(電力系統の性能に関する基準)

第61条 一般送配電事業者は、流通設備の設備形成を行う場合は、供給支障及び発電支障の発生を抑制又は防止するため、電力系統が第63条から第65条に定める基準(以下「電力系統性能基準」という。)を充足するよう設備形成を行わなければならない。

(電力系統性能基準への充足性の評価における前提条件)

第62条 電力系統性能基準への充足性の評価は、流通設備の設備形成が完了した状態において、通常想定される範囲内で評価結果が最も過酷になる電源構成、発電出力、需要、系統構成等を前提に、これを行う。

(設備健全時の基準)

第63条 電力設備が健全に運用されている状態において、電力系統が充足すべき性能の基準は、次の各号に掲げるとおりとする。

- 一 熱容量 各流通設備を流れる潮流が当該流通設備を連続して使用することができる熱的な容量を超過しないこと。
- 二 電圧 電力系統の電圧が次に掲げる観点から適正に維持されること。
 - ア 流通設備の電圧が一般送配電事業者の定める範囲内に維持されること。
 - イ 電圧安定性が維持されること。
- 三 同期安定性 電力系統に微小なじょう乱が加わった際に、発電機の同期運転の安定性が維持されること。

【送配電等業務指針】

(電力設備の単一故障発生時の基準)

第64条 送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障(以下、「N-1故障」という。)の発生時において、電力系統が充足すべき性能の基準は次の各号に掲げるとおりとする。

- 一 熱容量 電力系統からN-1故障の発生箇所が切り離された後の各流通設備の潮流が、短時間熱容量(流通設備に電流が流れた際の当該設備の温度が、当該設備を短時間に限り使用することができる上限の温度となる潮流の値をいう。以下同じ。)を超過しないこと。
- 二 電圧安定性 電力系統からN-1故障の発生箇所が切り離された後においても、電圧安定性が維持されること。
- 三 同期安定性 電力系統からN-1故障の発生箇所が切り離された後においても、発電機の同期運転の安定性が維持されること。

2 前項に掲げる性能を充足しない場合であっても、次の各号に掲げる条件のいずれにも適合する場合には、当該性能を充足しているものとして取り扱う。

- 一 供給支障が発生しない場合、又は、供給支障が発生する場合であっても、供給支障の社会的影響が限定的である場合(1回線の配電線路から電気の供給を受ける需要場所において、当該配電線路のN-1故障により供給支障が発生する場合を含む。)
- 二 発電支障が発生しない場合、又は、発電支障が発生する場合であり、次に掲げる事項を満たすとき。
 - ア 当該発電支障による電力系統の電圧安定性、同期安定性及び周波数に対する影響が限定的であること。
 - イ 発電抑制(給電指令(第189条に定める。以下同じ。))により発電設備等の出力の抑制又は電力系統からの電氣的な切り離しが行われることをいう。以下同じ。)の対象となる発電設備等を維持・運用する電気供給事業者がN-1故障時における発電抑制の実施に合意していること及び当該電気供給事業者が、当該同意に基づく給電指令に応じ、発電抑制を実施することができる体制及び能力を有すること(保護継電器等により確実に発電抑制を実施できる場合を含む。)
 - ウ その他発電抑制を許容することによる電気の供給、公衆の保安等に対するリスクが大きいこと。

(短絡等の故障発生時の基準)

第65条 電力系統は、3相短絡故障時において、故障電流が各流通設備の許容量を超過してはならないものとする。但し、直接接地方式の系統においては、1相地絡故障時においても、故障電流が各流通設備の許容量を超過してはならないものとする。

【送配電等業務指針】

(電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障発生時の対策)

第66条 本機関又は一般送配電事業者は、送配電線、変圧器、発電機その他の電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障が発生した場合において、当該故障に伴う供給支障及び発電支障の規模や電力系統の安定性に対する影響を考慮し、社会的影響が大きいと懸念される場合には、これを軽減するための対策の実施について検討する。

(送電事業者が流通設備の整備を行う場合)

第67条 送電事業者は、流通設備の整備を行う場合、第54条から第66条を準用する。但し、送電事業者の業務と関連しないものはこの限りではない。

(詳細事項の公表)

第68条 一般送配電事業者は、第54条から第66条の考え方にに基づき、流通設備の整備に関する詳細事項を定め、公表するものとする。

Ⅱ. 費用負担割合案

■ 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
- ✓ 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

■ 費用負担割合検討

- ✓ 費用負担割合の考え方
- ✓ 増強分（9エリア負担分）と既設設備更新分の取扱いの整理
- ✓ 維持費用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。

青字：前回までに確認済
赤字：今回議論

■ 基本要件での記載

- 基本要件において、FC増強に要する費用は9エリアの負担とすることが妥当であると整理。

Ⅲ. 広域系統整備の目的に照らした受益者の範囲

(略)

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り、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」という。)いずれにおいても安定供給に寄与することが期待できることから、今般のFC増強に要する費用(老朽劣化設備の更新分を除く)については、9エリアの一般負担とすることが妥当である。

- 費用負担割合の検討については、送配電等業務指針第47条に規定されている。

(費用負担割合の決定)

第47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、本機関は、別表5-1に掲げる例を踏まえた検討の上、法令及び費用負担ガイドラインその他の国が定める指針に基づき、広域系統整備の費用負担割合を決定する。

- 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。

【業務規程】

(受益者及び費用負担割合の決定)

第59条 本機関は、広域系統整備委員会における検討を踏まえ、広域系統整備に要する費用の費用負担割合(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。)を決定する。

- 2 本機関は、前項に掲げる場合において、実施案に基づき、第56条に基づき決定した受益者以外に広域系統整備の目的に照らした受益者が認められるときは、当該受益者を含め、費用負担割合を決定する。

【送配電等業務指針】

(費用負担割合の決定)

第47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、本機関は、別表5-1に掲げる例を踏まえた検討の上、法令及び費用負担ガイドラインその他の国が定める指針に基づき、広域系統整備の費用負担割合を決定する。

- 2 本機関は、前項の検討の結果、広域系統整備に要する費用の負担を求めることが適当であると認めた全ての電気供給事業者(以下「費用負担候補者」という。)に対して検討結果を示し、広域系統整備委員会へのオブザーバーとしての招聘、書面による意見聴取その他適宜の方法で個別に意見を求めなければならない。
- 3 本機関は、広域系統整備委員会において費用負担候補者の意見を踏まえた検討を行い、費用負担割合の案を決定のうえ、費用負担候補者に通知する。
- 4 本機関は、前項において通知した費用負担割合の案に対し、全ての費用負担候補者から書面による同意を得た場合に、費用負担割合を決定する。なお、費用負担候補者が第35条第2項又は第40条第5項により提起又は応募を取り下げた場合その他費用負担の意思がないことが明らかとなった場合は、当該費用負担候補者を除外の上、前各項に準じ、再度、費用負担割合を検討する。

- 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。

- 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。

2. 費用負担割合案の比較（増強分）

- 第8回広域系統整備委員会において、今回の増強の目的は安定供給確保の観点であり、**大規模災害が発生した際の不足する供給力について、他エリアから供給を受けることによる受益を評価し、負担割合を検討することを確認した。**
- これまでの議論を踏まえ、各案の考え方を以下に示す。

	案1	案2	案3（今回追加）
按分方法	負担総額を各エリアの需要規模（kW）で按分	負担総額を東西エリアで均等配分し、東西エリア内での配分はエリア需要規模で按分	案1と案2の合成案とし、各案の重み付けは均等に1対1とする。
考え方	<ul style="list-style-type: none"> 大規模災害が発生した際に必要となる供給力は、電力需給検証小委員会でのシナリオ評価に基づき算定することを前提とすると、各エリアの需要規模に応じて総負担額を按分した比率を適用する。 	<ul style="list-style-type: none"> 災害規模によっては設備容量（90万kW）最大まで使用することを考え、まずは総額を東西エリアで均等配分する。 東西エリア内での配分については案①と同様に、エリア需要規模で按分し各エリア毎の負担割合を算定する。 	<ul style="list-style-type: none"> 案1は需要側（需要規模）から見た受益評価、案2は送電側（設備容量）から見た受益評価であり、両面からの受益評価を複合し負担割合を算定する。 将来発生する災害規模を正確に予測することは不可能であることから、重み付けは1対1とする。

- 案1、案2の考え方の差は、想定する災害規模の差によるものであるが、将来の災害地点・規模を現時点において正確に予測することは不可能であることを考えると、**いずれかの考え方だけを正しいと結論することは出来ないのではないか。**
- よって、より広く受益を評価するために、**両案を合成した案3とすることが妥当ではないか。**

- 需要規模の算定手法としては、前述の今回の増強の目的、受益の考え方を踏まえると、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あると考え。（第8回広域系統整備委員会にて説明）
- 実際に費用負担割合の算定に使用する需要規模（kW）の考え方を以下のとおり整理したい。
 - ✓ 安定供給確保の観点からの増強であり、全てのネットワーク需要家に受益があることから、エリアの需要規模としては供給区域需要を使用する。
 - ✓ ピーク時間帯の電力（kW）としては、全国的に需給状況が過酷な、夏季需要（最大3日平均）を使用する。
 - ✓ 負担割合を按分するためのエリア需要規模の想定時期は、以下の案が考えられる。
 - ＜案1＞ 運開年度の前3ヶ年の実績平均値を使用
 - ＜案2＞ 計画決定時期である平成28年度供給計画の最終年度の計画値を使用
 - ＜案3＞ 増強完成年度の供給計画を基に、「設備運開年度の供給計画に記載される運用開始以降から最終年度まで」の計画平均値を使用。
 - ✓ FCの増強に伴う受益を評価することから、運開前の実績値ではなく、増強される時期以降の計画値を採用することが妥当であると考え。
 - ✓ 増強完了時期が10年後以降であることから、案2とする考え方もあるが、今後10年間における情勢の変化を的確に捉えることは難しく、より適正に受益を評価し負担割合を算定するためには、完成年度の供給計画を基とする案3とすることが妥当ではないか。
 - ✓ なお、広域系統整備計画決定時点においては、平成28年度供給計画の最終年度から前3か年の平均にて仮に算定することとし、完成年度に正式に算定する。

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)

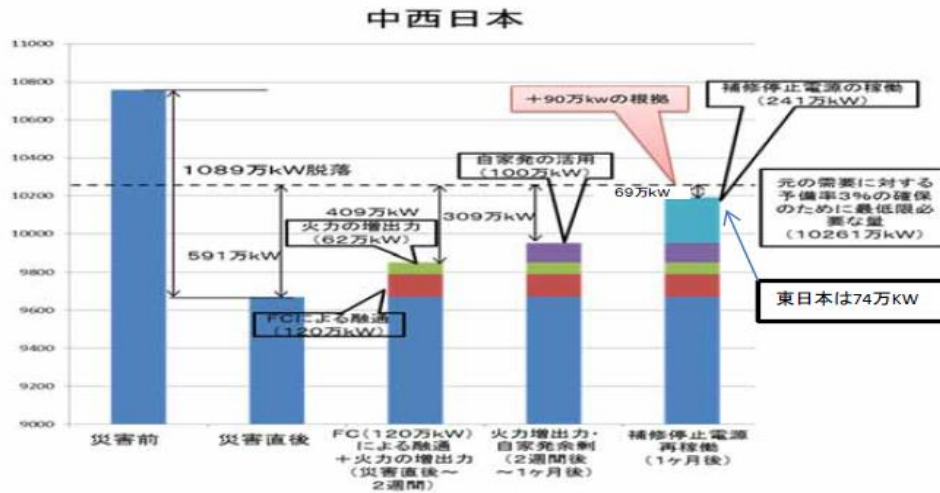
○また、東電管内では東日本大震災発生後短期間で200万kW(残存電力の約6%)復旧したことから、残存供給力の6%の復旧を想定
(東日本:4,568万kW、中西日本:6,096万kW)

○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)

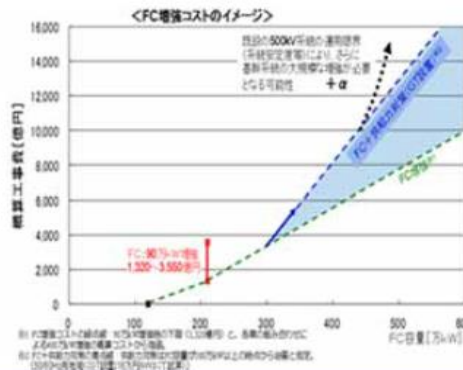
○少なくとも300万kW程度の連系線が必要。

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 ^{注1)}	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>

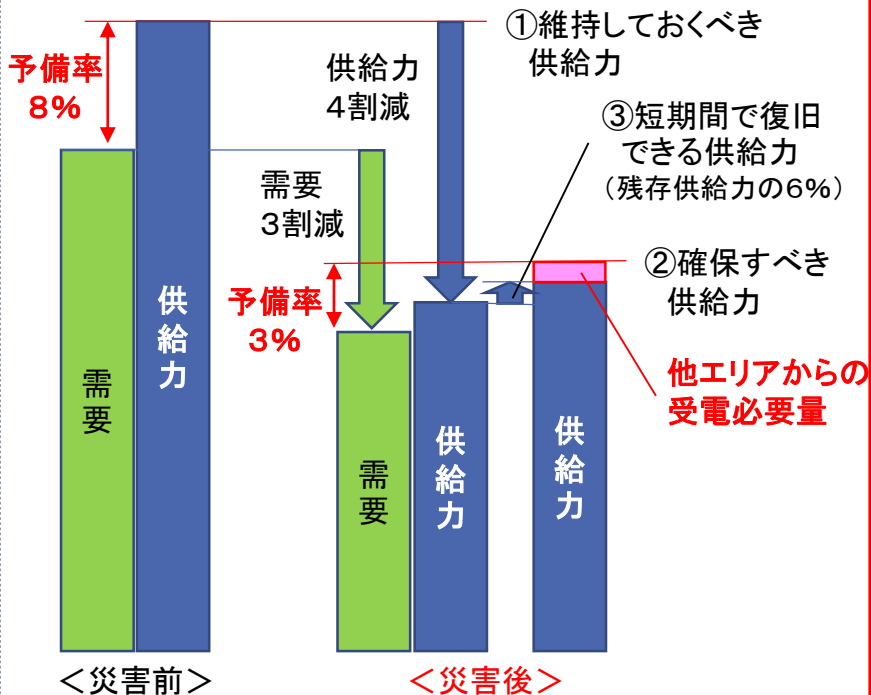
<シミュレーション結果>
中西日本地域におけるシミュレーション
<単位:万kW>

	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。

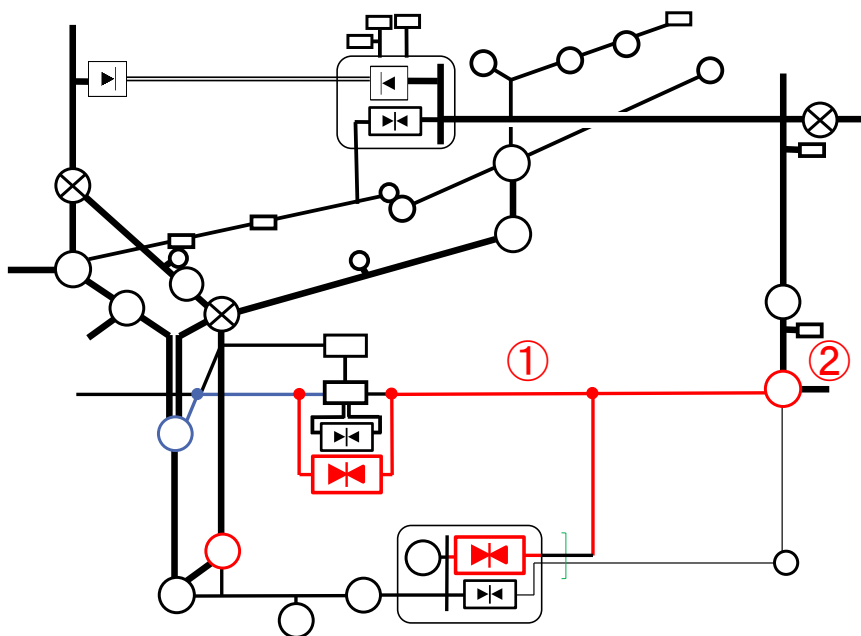
単位:万kW

〔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						

- 既設設備更新分の費用負担については、既設設備の更新受益があると考え、原則として当該エリアで負担することが妥当であると考え。
(なお、①既設275kV送電線（甲）の更新受益の取扱いについては後述）
- 既設更新分の対象となる主な対策工事は以下のとおり。
 - ✓ 既設275kV送電線（甲）の増強・・・①
 - ✓ 新富士変電所引出口・・・②

<対象工事（概略図）>



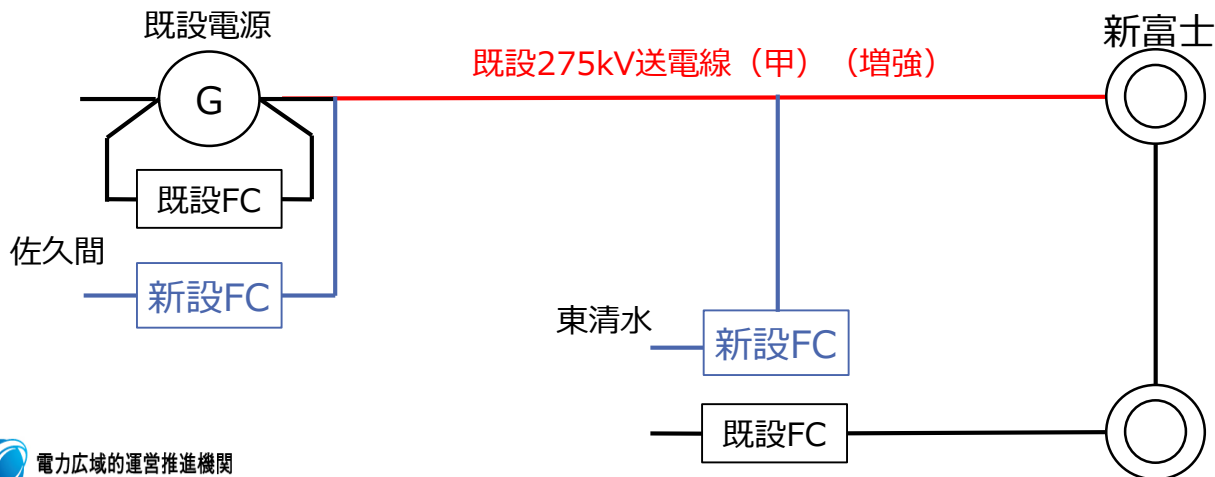
3. 既設更新分（送電線（甲））に関する検討

- 今回のFC増強で必要となる既設275kV送電線（甲）増強に関する費用負担割合の検討にあたり、当該送電線がこれまで電源線として取り扱われてきた経緯があり、老朽劣化に伴う更新受益の考慮の適否について、電源線省令等の法令上の観点も踏まえ考え方を整理する。

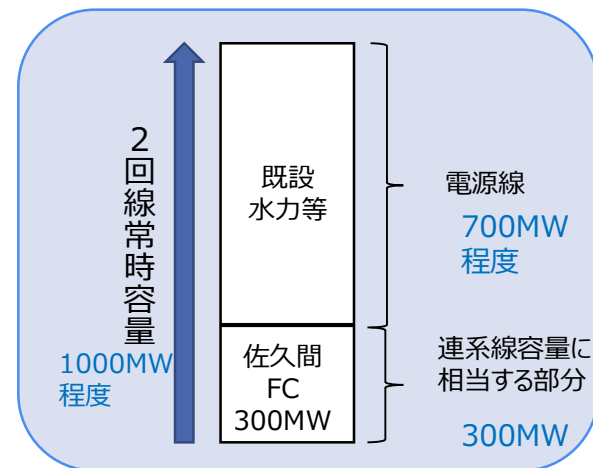
■ 既設送電線（甲）の現状

- ✓ 既設275kV送電線は**水力発電からの供給力を送電する目的**で建設。（1956年1号線建設：経年60年）
- ✓ その後、既設佐久間FCが建設され、当該送電線を利用して送電している状況。
- ✓ 現状の託送料算定においては、連系線容量相当分は電源線に含めないこととし、その他の容量分は**電源線**として取り扱われている。
- ✓ 当該送電線は経年60年程度経過しており**法定耐用年数を大幅に超過**していること、また設備保有者の劣化調査によると、老朽劣化が進んでいる状況であることから、早晩**老朽劣化に伴う設備更新の必要性**が出てくることが見込まれる。

<概略ルート>



<既存送電線の区分>

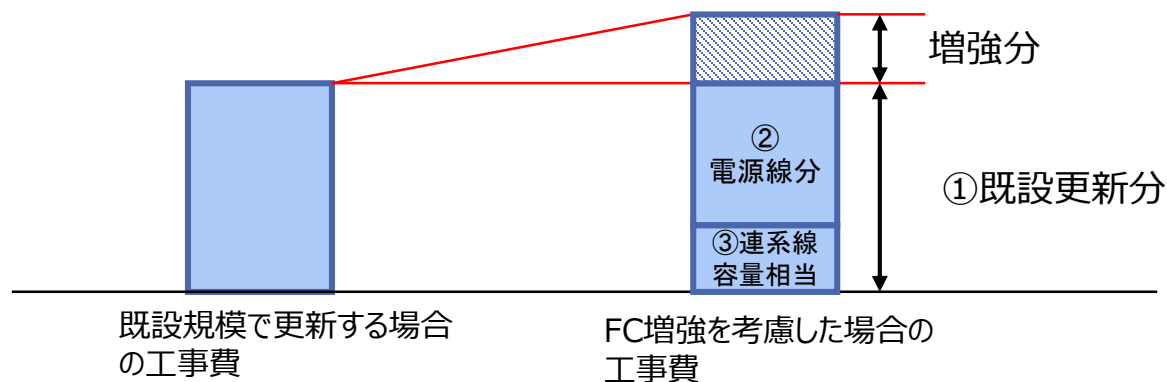


■ 既設275kV送電線（甲）増強に係る費用負担者及び負担割合の検討

✓ 電源線省令上、電源線として取り扱われている275kV送電線（甲）増強の既設更新分の費用負担については、以下の3つの案について検討を進めてきたところ。

- ① 増強の起因はFC増強であるものの、経年60年の送電設備であり**更新相当分については老朽化に伴う更新受益があると考え**、当該線路の維持運用費用の負担者であり受益者である**東京エリアの一般負担**
- ② 今回工事は、老朽更新とは異なりF C増強が**起因となる増強**である。電源新增設に伴う電源線増強の場合は、**起因者が更新受益分も含めて全額負担**する扱いになっており、これと整合をとり、**電源線部分については、起因者である新規FC（9エリア）の一般負担**
- ③ 既設更新分のうち、既設FCの連系線容量相当分については、**既設FCの費用負担者の一般負担**。

■ 増強分と既設更新分のイメージ



- 電源線省令において、電源線の変更工事に係る費用の範囲について、増強の起因となる要因により、以下のように規定している。

＜電源線の変更の工事＞

- ① 当該電源線に係る発電設備の新設又は増設に伴うもの…**電源線に係る費用**（発電設備設置者の特定負担）
- ② 上記以外の変更の工事…**電源線に係る費用に含めない**（当該エリアの一般負担）

※いずれも「電源線省令第二条第2項第三号」に規定されている。

- 今回のFC増強は安定供給確保を目的として計画されるものであり、発電設備の新増設に伴う変更工事に該当しないことから、**増強工事に係る費用は一般負担**として整理できる。（「基本要件及び受益者の範囲」で整理した内容と合致している。）

■ 電源線省令における更新受益の考え方

- ✓ 電源線省令では、電源新増設の場合における費用は全額特定負担となり更新受益は認められないが、これは過去の電気事業分科会報告書において「**電源増設に当たっては地点を選択することがある程度可能であり、送電線コストの上昇を極力抑えるインセンティブを与えることが有効である**」と記載されており、更新投資の特定負担と一般負担との区別は「**電源増設の有無によって峻別することが妥当**」と整理されたことによるものである。
- ✓ 他方、FC増強においては地点が限られており**電源のように抑制インセンティブを考慮すべきものではない**ことから、**受益を適正に評価して費用負担割合を検討**することが妥当ではないか。

■ 既設更新分（275kV送電線（甲））の負担割合に関する考え方を以下に整理する。

- ✓ 電源線省令は電源線の定義及び電源線に係る費用を規定しているものであり、発電設備の新增設に伴う電源線の増強に係る費用は、電源線に係る費用として省令にて規定されているが、今回の増強は発電設備の設置に伴うものではなく、電源線に係る費用とはならない。（一般負担となる。）
- ✓ 通常、送配電設備を改修・更新する費用は、当該エリアの一般負担で対応することとなっている。
- ✓ 今回のF C増強に伴い、既設275kV送電線（甲）が増強されることになるが、当該送電線は法定耐用年数を大幅に超過しており、当該設備を更新することで東京エリアの安定供給が維持されることから、東京エリアの需要者に受益があると考えられる。

■ 既設佐久間FCの連系線容量相当分の扱い

- ✓ 通常、送配電設備の更新は当該エリアの一般負担で実施されるものであるが、これは当該エリアの一般電気事業者が合理的な設備形成により安定供給を実現するための取扱いであり、連系線の周辺系統についても同様の扱いとなる。なお、その場合でも、電力取引等により他エリアへの送電に利用される設備については、建設費用を当該エリアで一旦負担するものの、利用に応じ振替料金等を通じて事業者間精算されることになる。
- ✓ 一方、既設佐久間FCは常時はマージンとして確保され電力取引によって利用されない実態を踏まえると、事業者間精算にて費用回収が出来ず、当該エリアの需要者に過度な負担を求めることになる可能性があることから、現在は東京エリアの一般負担としているが、連系線容量相当分の更新に係る費用については、今回新設分の考え方と整合を図り、受益に応じた費用負担割合とする考え方もありうるのではないかと。
- ✓ 既設佐久間FCは、費用負担者が受益に応じて費用負担していることを踏まえると、当該FCの潮流が流れる送電線の連系線容量相当分についても既設FC費用負担者に受益があると解し得る。
- ✓ 以上を踏まえ、既設更新分のうち連系線容量相当分については、現在の負担者である東京電力から協議の申し入れの意向があること、及び上記考え方もありうることから、既設佐久間FCの費用負担者間にて協議の上決定することが望ましいのではないかと。

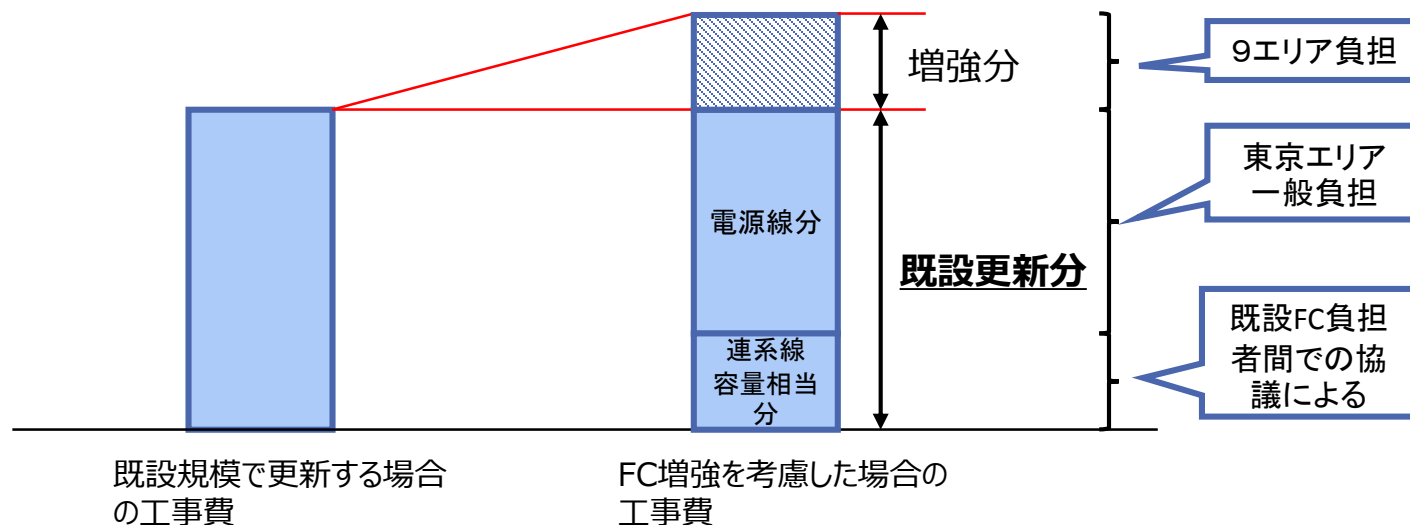
■ 既設275kV送電線（甲）

- これまでの考え方を踏まえ、増強に係る費用のうち**既設更新分の電源線分**については、**東京エリアの一般負担**とすることでどうか。
- なお、既設更新分のうち連系線（既設FC）容量相当分については、既設佐久間FCの潮流を送電するためのものであり、既設佐久間FCの費用負担者間での協議によるものとする。

■ 新富士変電所の引出口・母線

- 送電線の更新と同様に、更新することでエリアの安定供給が維持されることから、当該エリアの需要者に受益があると考え、東京エリアの一般負担とすることでどうか。

■ 既設275kV送電線（甲）の費用負担イメージ



■ 増強分及び既設更新分の算定方法

- ✓ FC増強が無い前提で設備更新する際に必要となる費用（仮想工事費）を既設更新分とし、今回の増強工事に必要となる全体費用から既設更新分を差し引いた費用を増強分とする。
- ✓ 既設更新分の仮想工事費の算定方法については、費用負担ガイドラインに記載の算定方法に準じ、法定耐用年数を超えている設備の場合、既設設備と“同様の送配電設備を設置する際に必要となる費用”を勘案し算出することとする。
- ✓ なお、今回のFC増強は直接的に費用負担ガイドラインの適用を受けるものではないが、本ガイドラインは国の審議会での議論を経て作成されたものであり、これに準じて整理することは合理性・納得性が高いと考えられることから、今回これを準用する。

■ 付帯設備（通信設備等）の取り扱い

- ✓ 主回路だけではなく通信設備等付帯設備も既設設備が更新される場合は、当該付帯設備も既設設備更新分の算定対象とする。ただし、更新の要否は、今後の詳細検討による判断が必要であるため、広域系統整備計画確定後、実施段階において整理するものとする。

【電源線省令】

(定義)

第一条 この省令において使用する用語は、電気事業法、電気事業法施行規則（平成七年通商産業省令第七十七号）、電気設備に関する技術基準を定める省令（平成九年通商産業省令第五十二号）及び一般電気事業供給約款料金算定規則（平成十一年通商産業省令第百五号）において使用する用語の例による。

2 この省令において「電源線」とは、発電所から電力系統への送電の用に供することを主たる目的とする変電、送電及び配電に係る設備（以下「変電等設備」という。）であって、一般電気事業者が維持し、及び運用する次の各号のいずれかに掲げるものをいう。

一 変電等設備であって、発電所の構内と構外の境界を起点とし、当該起点（供給区域外に設置された発電所の場合にあつては、当該供給区域の境界）から数えて一番目の変電所又は開閉所（専ら当該発電所への事故波及の防止を目的として設置されたものを除く。）までのもの（当該一番目の変電所及び開閉所に係る設備を除き、当該変電等設備から分岐して設置されるものを含む。）

(略)

3 前項の規定にかかわらず、次の各号に掲げるものは、電源線に含めないものとする。

一 離島（北海道、本州、四国及び九州以外の日本国内の島をいう。以下同じ。）に設置された変電等設備であって、専ら当該離島内の需要に応ずる電気の供給のために設置されたもの

二 会社間連系線（常時電氣的に接続されているものに限る。）に係る設備（会社間の連系に用いる送電容量に相当する部分に限る。）

三 発電所の構内における変電設備により電圧を下降させた後に発電所の構外に送電又は配電を行う場合における当該送電又は配電に係る設備

四 ループ状に設置された基幹的な送電設備その他の特定の電源に係る送電を目的としない送電設備

五 前項第一号に規定する分岐して設置された送電及び配電に係る設備であって、当該分岐する箇所から数えて一番目の変電所が配電用変電所（変電所であって特別高圧から高圧への変電を行うもの及び当該変電所から需要設備に供給する電圧への変電を行うものをいう。）である場合における、当該分岐する箇所から当該配電用変電所までの送電若しくは配電に係るもの又は当該分岐する箇所から需要設備までの間に変電所若しくは開閉所が設置されていない場合における、当該分岐する箇所から需要設備までの送電若しくは配電に係るもの

六 分岐しない送電及び配電に係る設備であって、発電所から需要設備までの間に変電所又は開閉所が設置されていないもの

七 発電所に併設された変電設備又は既に設置された電源線の一部を利用することを目的として当該発電所又は当該電源線の設置後三年を経過した後に新設又は増設された変電等設備（当該電源線の増設を含み、発電設備の新設又は増設に伴い設置されるものを除く。）

【電源線省令】

(電源線に係る費用の範囲)

第二条 電源線に係る費用の範囲は、次の各号に掲げるとおりとする。

- 一 減価償却費
- 二 電気事業報酬
- 2 前項の規定にかかわらず、次の各号に掲げるものは、電源線に係る費用の範囲に含めないものとする。
 - 一 電源線に係る土地の取得及び賃借に係る費用
 - 二 電源線に係る地役権に係る費用の二分の一に相当する費用
 - 三 電源線の変更の工事(当該電源線に係る発電設備の新設又は増設に伴うもの以外のものに限る。)に係る費用
 - 四 電気事業報酬のうち、前号の工事に係るもの
 - 五 平成十七年三月三十一日以前に設置された特定規模電気事業者の発電所に係る電源線に係る費用
 - 六 第一条第二項第二号に規定する電源線(以下「高圧電源線」という。)のうち、平成十七年四月一日から平成二十三年四月三十日までの間に使用を開始するものと電氣的に接続している発電所から電力系統への送電に係る費用のうち当該発電所を起点として架空の場合は千メートル、地中の場合は百五十メートルまでの範囲内の費用(振替供給に係るものを除く。)
 - 七 平成十七年四月一日から平成二十三年四月三十日までの間に使用を開始する電源線(高圧電源線を除く。)に電氣的に接続している発電所から電力系統への送電に係るキロワットを単位とする供給電力に五千円を乗じて得た金額の範囲内の費用(振替供給に係るものを除く。)

(略)

(電源線及び電源線に係る費用の特定に係る特例)

第四条 第一条の規定により難しい場合にあっては、平成十七年四月一日以降に使用を開始する電源線については、実際の工事の具体的内容を基に電源線の範囲を特定するものとする。

- 2 第二条の規定にかかわらず、一般電気事業者は電源線に係る費用の範囲を特定することが困難である場合においては、当該特定困難な範囲を電源線に係る費用とみなして供給約款で設定する料金及び託送供給約款で設定する料金を定めることができる。

(参考) 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告書 「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」

【総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告書 今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について(平成16年5月21日)】

III. 電源線に関する系統利用料金上の取扱いについての見直し

2. 電源線に関する系統利用料金上の取り扱いの見直し

(2)配慮事項についての措置

②第二段階の施行

第二段階においては、電源線コストの全額特定負担化を実施する。なお、第二段階の実施時期は第一段階の実施から数年を経た時点であり、大規模電源・中小規模電源の如何を問わず、事業者の予見可能性は相当程度確保されることから、第二段階の実施に当たったの経過措置は講じない。

なお、第二段階の実施に当たっては、その後に電源を新設する事業者と既存の一般電気事業者のイコールフットイングを高める観点、及び系統利用料金の低廉化への要請をそれぞれ踏まえ、第一段階の実施時期以前の一般電気事業者の既設電源線コストについて、託送供給料金原価から除外することが適当である。

(略)

※ 修繕費等の他の費用については、一旦建設された送電線には不可避免的に発生するものである(特定負担化により抑制すべき費用ではない)こと、実態上は特定規模電気事業者の電源線も一般電気事業者が建設し修繕を行うことが想定されこれを特定規模電気事業者の負担とすることは新規参入者の負担が大きすぎると考えられること等から、引き続き一般負担とする。

なお、更新投資であって、資本費に計上されるものについては、電源の増設を伴うものについては特定負担とし、電源の増設を伴わないもの(耐用年数経過による更新投資、地権者や公共団体との関係で不可避免に行う送電線移設工事等)については、引き続き一般負担とする。これは、電源増設に当たっては地点を選択することがある程度可能であり、送電線コストの上昇を極力抑えるインセンティブを与えることが有効であると考えられる反面、既に電源を設置した後に適切な更新投資が行われなかったこととなれば、海外における供給支障事例を見るまでもなく、安定供給の確保の観点から問題なしとしないため、電源増設の有無によって峻別することが妥当と考えられるためである。

(略)

(参考) 費用負担ガイドライン (設備更新受益分の算出)

具体的には、以下の計算方法により、「一般電気事業者が受益すると評価できる範囲」の額を算出することとする。

■ 耐用年数を超えていない場合

$$\frac{\text{送配電等設備費}(\ast 1) \times (\text{受益調整係数}(\ast 2) + \text{耐用年数}(\ast 3))}{\text{耐用年数}}$$

(※1) 「送配電等設備費」について

増強等前の送配電等設備費⁸とする。ただし、具体的な更新計画が耐用年数経過後にある場合における、①更新計画前の受益分の算定にあたっては、「増強等前の送配電等設備費」とし、②更新計画後の受益分の算定にあたっては、「更新計画で予定されていた送配電等設備費」とする。

(※2) 「受益調整係数」について

実際の使用年数とする。ただし、具体的な更新計画が耐用年数経過後にある場合における、①更新計画前の受益分の算定にあたっては、(増強等前の送配電等設備の供用開始から更新が予定されている年までの期間－耐用年数)とし、②更新計画後の受益分の算定にあたっては、(耐用年数－更新が予定されている年における増強等後の送配電等設備の使用年数)とする。

(※3) 「耐用年数」について

上記のとおり、送配電等設備については、自然環境その他の事情により、設置後の設備の状況も様々であるため、財務会計、税務会計上の設備の減価償却の考え方とは別に、設備の実態を踏まえて維持又は更新等の判断がなされるのが一般的である。他方、当該設備の維持又は更新は設備所有者の判断であり、物理的に損傷等が生じていない場合において、更新までの残余の期間がどの程度となるのかについて第三者が客観的かつ透明性のある形で評価することには限界がある。本指針の目的である「費用負担」の在り方を考えていく上では、増強等が必要となっている状況を前提として、当該時点における増強等に必要となる費用の認識と、当該費用をどのように客観性かつ透明性を確保した形で負担していくかという点が重要であるため、少なくとも現時点においては、「耐用

年数」とは、客観性かつ透明性のある一つの指標である法定耐用年数(所得税法⁹及び法人税法¹⁰の規定に基づく「減価償却資産の耐用年数等に関する省令¹¹」に規定する耐用年数)とすることとする(もちろん、客観性かつ透明性が確保できる形で他に適切な手法により評価が可能であれば、それを妨げるものではない)。

■ 耐用年数を超えている場合

送配電等設備費 (※)

(※) 増強等前の送配電等設備費とする。ただし、具体的な更新計画がある場合における、①更新計画前の受益分の算定にあたっては、増強等前の送配電等設備費×((増強等前の送配電等設備の共用開始から更新が予定されている年までの期間－既設送配電等設備の使用年数)÷耐用年数)とし、②更新計画後の受益分の算定にあたっては、更新計画で予定されていた送配電等設備費×((耐用年数－更新が予定されている年における増強等後の送配電等設備の使用年数)÷耐用年数)とする。

8 増強等前の送配電等設備の設置に際し実際にかかった費用を意味するが、増強等が必要となった時点において、同様の送配電等設備を設置する際に必要となる費用も勘案して算出する。

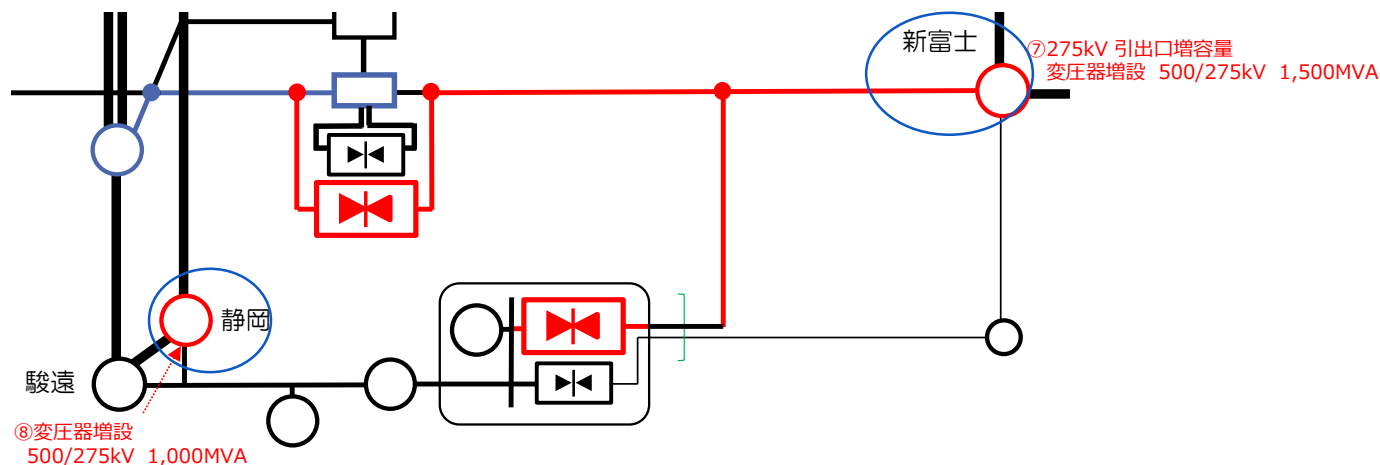
9 昭和40年法律第33号

10 昭和40年法律第34号

11 昭和40年大蔵省令第15号

■ 変圧器設置に伴う供給信頼度等の向上による受益

- ✓ 今回の実施案では、「静岡変電所」、および「新富士変電所」へ変圧器が増設されることとなり、当該変圧器にはFC以外の潮流も流れることから、**受益の程度に応じ負担割合を検討する**必要がある。
- ✓ 受益評価を行うにあたり、費用負担ガイドラインでは**供給信頼度等の向上による受益を考慮して特定負担の算定をする**ことが規定されているが、これは**送電線2回線故障時（N-2）の信頼度向上**の受益を示すものの、**変圧器2台同時故障**のような事象については、通常想定され難いことから**考慮しないと解釈される**。
- ✓ 今回の変圧器増設については、費用負担ガイドラインに準じ、**当該エリアの供給信頼度の向上効果を考慮せず**、全国の需要家に受益があるとし、**9エリアの一般負担として整理することが妥当である**と考える。



- 費用負担割合を決定する上で必要となる、その他の検討項目の扱いについて以下に整理する。

検討項目	考え方
除却費用	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 除却費用のうち、除却損については新たに資金調達を伴うものではないことから、広域系統整備に要する費用（費用負担）の対象外とする。 ➤ 他方、除却工事費については、新たな資金調達を伴うことから費用負担の対象とする。 ➤ 除却工事費の増強分と既設更新分との配分は、新設工事費の割合と同じ割合で按分することとする。
土地代・権利	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 土地代及び借地権（地上権、土地賃借権）については、土地売却時に取得費用を回収出来るとの考え方から、費用負担の対象外とする。 ➤ 地役権設定費用、線下補償費用は減価償却されることから、費用負担の対象とする。
関連する地内系統整備に要する費用	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 中部電力エリアにおける既設275kV送電線（乙）等の増強工事費については、エリア内地内系統整備に要する費用であることから今回の費用負担の対象外となるが、当該整備でFC増強を織り込むことでの増分費用については、今回の費用負担の対象とする。
その他	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 自励式FCに搭載予定のブラックスタート機能、単独系統維持機能に係る費用については、当該エリアの安定供給維持に資する機能であることから、当該エリアの負担とする。ただし機能搭載要否については今後の詳細設計によるものとする。 ➤ 送電線の線種選定において、送電ロスを考慮して1サイズ上位の線種を選定した際の増分費用について、送電ロス費用が減少することの受益は当該線路を通過する全ての取引きに資するものであり、今回受益があると整理された9エリアのうち特定エリアの受益と限定出来ないこと、及び設備規模を考える上で最適設計となっていることから9エリアの負担とする。

■ 費用負担の範囲と負担割合案の考え方

- ✓ 広域系統整備に要する費用のうち、既設更新に係る費用相当額及び特定エリアの受益と認められる費用を除き、9エリアの一般負担とする。…**区分①**
 なお、除却費用のうち除却損、土地代及び借地権は広域系統整備に要する費用から除外する。
- ✓ 既設設備の更新に係る費用相当額については、設備を更新することで受益が認められるエリアの一般負担とする。…**区分②**
- ✓ 特定エリアの受益と認められる分については、当該エリアの一般負担とする。…**区分③**
- ✓ 関連地内系統整備工事のうちFC増強に伴う増分費用は9エリアの一般負担とする。…**区分④**

区分	対象工事	費用負担者	
①	<ul style="list-style-type: none"> • FC設置工事（③を除く） • 送電線新設工事 • 変圧器増設工事 	9エリア一般負担	
②	<ul style="list-style-type: none"> • 設備更新（増強）工事 （送電線、変電所引出口・母線） 	増強分	9エリア一般負担
		既設更新分	更新受益エリア負担
③	<ul style="list-style-type: none"> • FC設置工事の一部機能 （ブラックスタート機能） （単独系統運転機能） 	当該エリア一般負担 （東京、中部）	
④	<ul style="list-style-type: none"> • 関連地内系統整備工事 （送電線増強、変圧器増設） 	増分費用	9エリア一般負担
		地内整備分	中部エリア一般負担

■ 9 エリア費用負担割合の算定方法

大規模災害が発生した際の不足する供給力について、他エリアから供給を受けることによる受益を評価することとし、エリア需要規模及び設備容量から、その費用負担割合を算定する。

【具体的な算定方法】

以下の比率①と比率②を1対1で均等配分した比率を費用負担割合とする。

＜比率①＞ 各供給区域における需要規模の比率

＜比率②＞ ・周波数エリア（50Hz/60Hz）で均等配分（各エリア計を50%とする）

・同一周波数エリア内の割合は供給区域における需要規模の比率

【費用負担額の算定】

対象となる工事費総額に費用負担割合を掛け合わせた額とする。

【適用する需要規模】

設備運開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（各年度8月最大3日平均電力）の平均値とする。

■ 9 エリアの費用負担割合（試算）

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:MW) ^{※1}	4,670	14,100	57,827	25,380	5,195	27,770	11,333	5,140	16,233
比率①	2.79%	8.41%	34.49%	15.14%	3.10%	16.56%	6.76%	3.07%	9.68%
比率②	3.05%	9.20%	37.75%	13.94%	2.85%	15.25%	6.22%	2.82%	8.91%
負担割合案 ^{※2}	2.92%	8.81%	36.11%	14.54%	2.98%	15.91%	6.49%	2.94%	9.30%

※1：平成27年度供給計画に記載の供給区域需要のうち平成34年度から平成36年度の平均値

※2：小数点以下第3位を四捨五入

6. 工事毎の負担割合区分

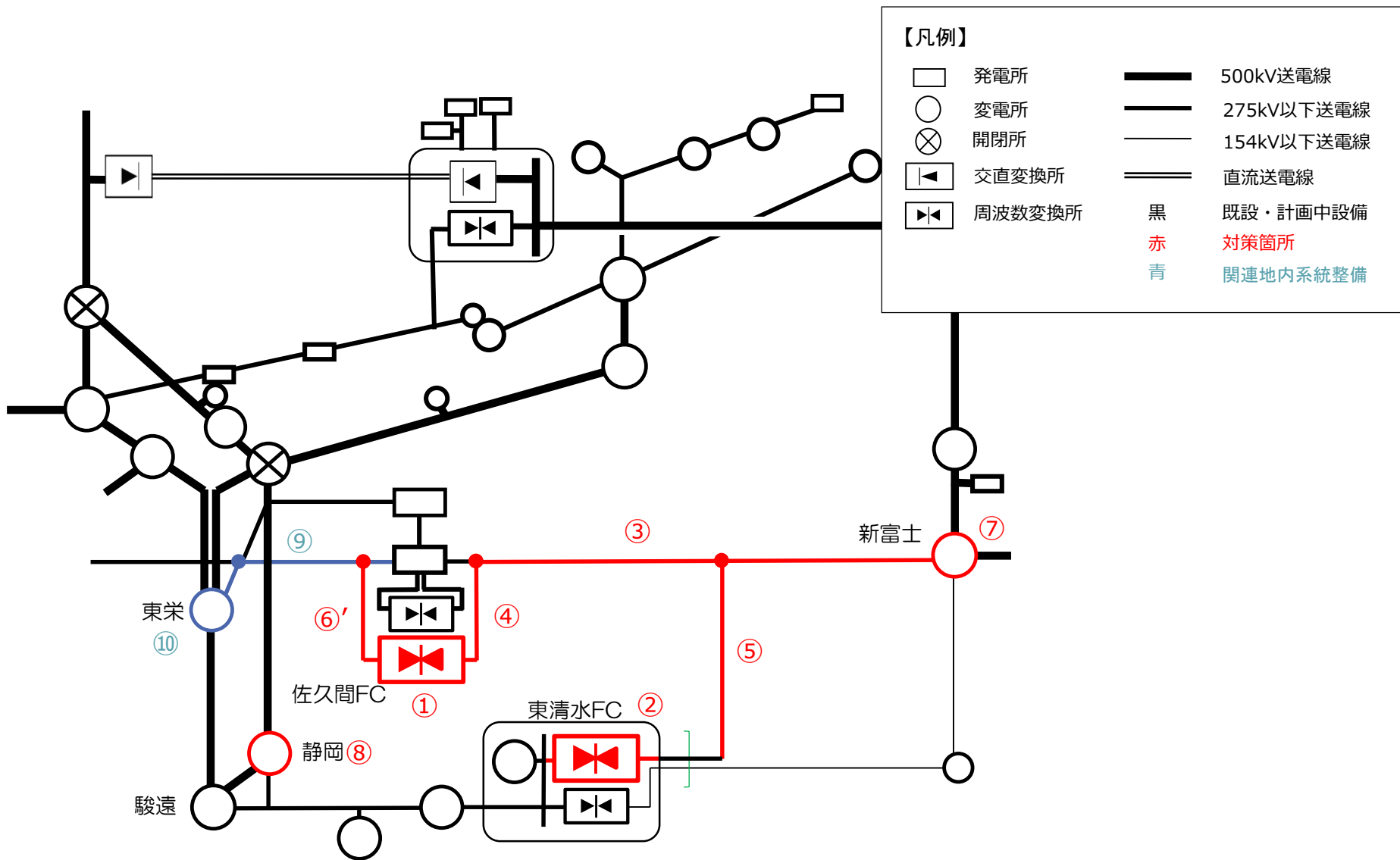
■ 工事概要毎の費用負担者

区分	NO	実施主体	対策工事概要	費用負担者	
佐久間地点	①	電源開発	<ul style="list-style-type: none"> FC設置 30万kW 佐久間FC地点新設 	9エリア負担※	
東清水地点	②	中部電力	<ul style="list-style-type: none"> FC設置 60万kW 275kV送電線引出口、母線新設 	9エリア負担※	
送電線	③	電源開発	275kV送電線（甲）増強	【増強分】	9エリア負担
				【既設更新分(電源)】	東京
				【既設更新分(FC)】	既設佐久間FC負担者協議
	④	電源開発	275kV送電線新設（新佐久間FC～送電線甲）	9エリア負担	
	⑤	東京電力	275kV送電線新設（東清水FC～送電線甲）	9エリア負担	
	⑥'	電源開発	275kV送電線新設（新佐久間FC～送電線乙）	9エリア負担	
新富士変電所	⑦	東京電力	<ul style="list-style-type: none"> 275kV送電線引出口、母線増強 500/275kV変圧器増設 	【増強分】	9エリア負担
				【既設更新分】	東京
				静岡変電所	⑧
東栄変電所	⑩	中部電力	<ul style="list-style-type: none"> 275kV送電線引出口増強 500/275kV変圧器増設 関連 	【地内整備分】	中部
				【増分費用】	9エリア負担

※FC費用のうち、エリア機能（ブラックスタート、単独系統維持機能）については、当該エリアの負担とし9エリア負担額から除外する。

◆負担額総額 : 1,842億円（工事費総額1,854億円から用地代等※1を除いた額）
 （内訳） 9エリア負担額 : 約1,383億円※2
 既設更新分 : 約 459億円※3

- ※1 用地代等には、整地費等も含むが、現段階の試算では分離が困難であることから用地取得費のみで試算。今後、実施段階において整地費等も含み算定することとする。
- ※2 9エリア負担額には、エリア機能（ブラックスタート、単独系統維持機能）に関する工事費が含まれている。現段階の試算では分離困難であるため、今後、実施段階において分離することとする。
- ※3 既設更新分については、既設設備と同仕様で増強した際に必要となる費用として試算。



■ 計画策定プロセスにおける維持費用の位置付け

- ✓ 広域系統整備計画において決定する「費用負担の割合」は、送配電等業務指針第47条に基づき「広域系統整備に要する費用」であることから、「初期構築費用」を対象としている。
- ✓ ただし、費用負担者が、「初期構築費用」の意思決定をするにあっても、「維持費用」も含めた判断が必要であり、広域系統整備計画においては、基本的な考え方を示すこととする。

■ 維持費の基本的な考え方

- ✓ 維持費用については、増強設備設置後の系統運用の柔軟性などにも配慮し、原則以下の区分とする。

	区分	対象設備	維持費
A	周波数変換設備	佐久間 F C 東清水 F C	9 エリア負担
B	F C 潮流しか流れない部分	送電線 新設区間	9 エリア負担
C	F C 潮流とその他の潮流が 混在する部分 (F C 潮流の特定が可能)	275kV送電線 (甲)	一部 9 エリア負担
D	F C 潮流とその他の潮流が 混在する部分 (F C 潮流の特定が困難)	新富士変電所 静岡変電所 東栄変電所 275kV送電線 (乙)	当該エリアの負担

- 広域系統整備計画の決定に向けた今後のスケジュールは以下のとおり。

	委員会	議案等	その他
4月	第12回 (4/25)	<ul style="list-style-type: none">・ <u>実施案及び事業実施主体</u>・ <u>費用負担割合案</u>	
5月	第13回 (5/27)		<ul style="list-style-type: none">・ 評議員会にて実施案、事業実施主体、負担割合案を審議 (5/12)・ <u>理事会にて実施案、事業実施主体、負担割合案を決定</u>・ 費用負担者への合意確認
6月	第14回 (6/24)	<ul style="list-style-type: none">・ <u>広域系統整備計画</u>	<ul style="list-style-type: none">・ 費用負担者からの合意書の受領・ 理事会にて費用負担割合及び広域系統整備計画を決定