

広域系統長期方針 中間報告書

<参考資料>

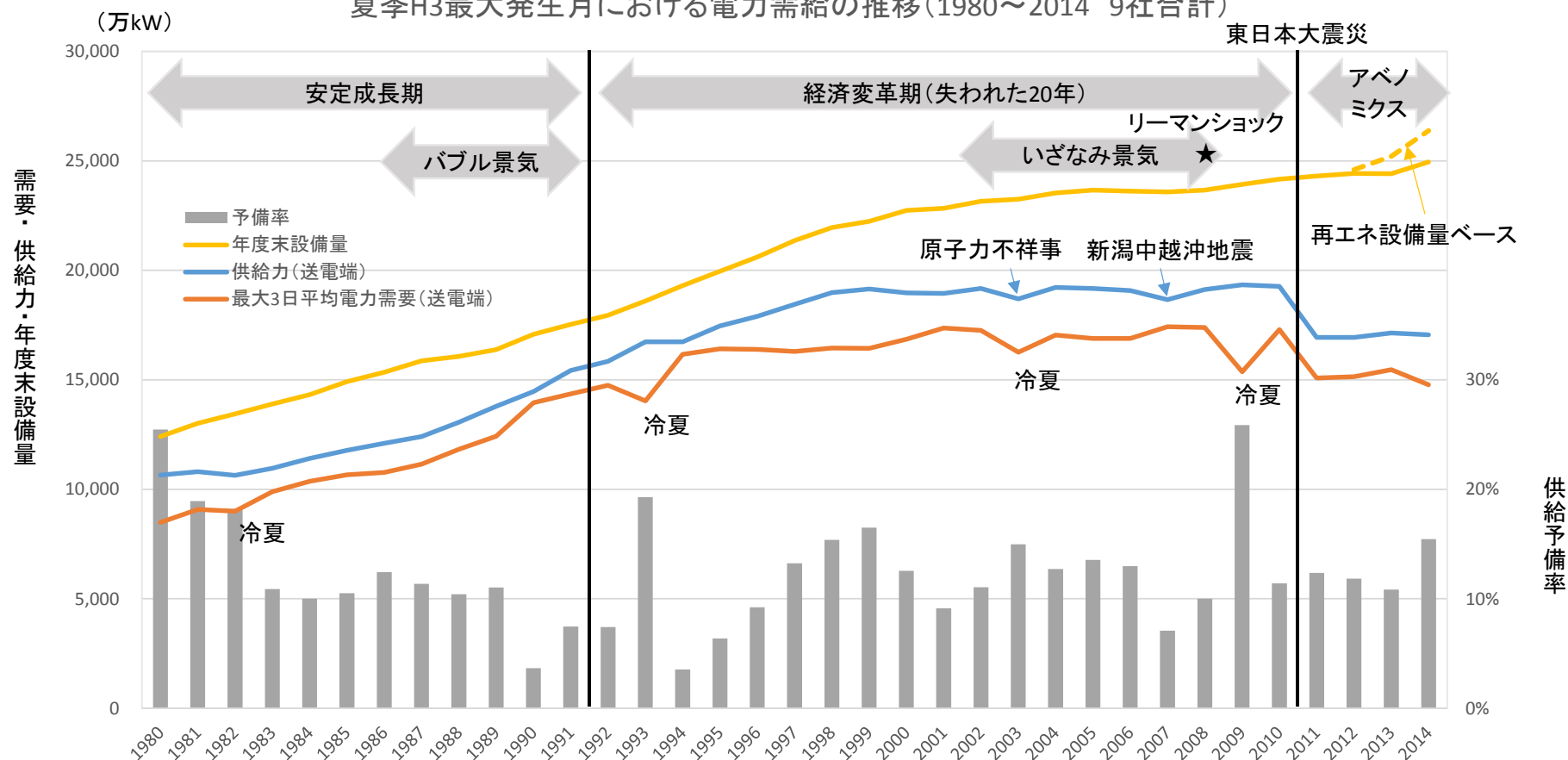
平成28年3月
電力広域の運営推進機関

(1) 前年度までの電気の需給の状況	・・・P3
(2) 社会的又は経済的事情の変動を踏まえた電気の需給の見通し	・・・P8
(3) 一般電気事業者の地域の特性	・・・P22
➤ 需給	
➤ 広域連系系統	
(4) 広域的な電力取引の環境整備の見通し	・・・P47
(5) 大規模事故、災害等の発生時における供給信頼度	・・・P53
(6) 電力系統利用の円滑化・低廉化のシナリオ設定	・・・P71
(7) 流通設備の経年情報	・・・P82

(1) 前年度までの電気の需給の状況

- 1990年代前半まで需要は順調に伸びており、それに合わせ設備を開発し供給力を確保。
- 1990年代後半以降は需要は伸び悩み、東日本大震災でさらに減少。
- FIT導入(2012.7)以降は、再エネ(特に太陽光)により需要に対する設備量が増加傾向。

夏季H3最大発生月における電力需給の推移(1980～2014 9社合計)



出典:電力需給の概要(資源エネルギー庁)、電力需給の明細書(日本電力調査会)
再エネ設備量ベースについては、広域機関にて試算

● 東京電力

2003年、2007年、2011年、東京電力管内では、以下の事象により供給力の大幅な減少が見られた。(詳細は、次スライドを参照)

① 2003年夏季

2002年8月29日に原子力発電所データの不適切な扱いが判明したことに端を発し、2003年8月4日時点で原子力13基(1239.6万kW)が停止し、供給力不足の懸念を招いた。

② 2007年夏季

2007年7月16日に新潟県中越沖地震により柏崎刈羽発電所の原子力7基(821.2万kW)が停止し、供給力不足の懸念を招いた。

③ 2011年

2011年3月11日の東日本大震災により東京電力管内で原子力7基(642.8万kW)・火力13基(847.5万kW)が停止し、3月末まで計画停電が実施されるとともに、夏季(7月1日～9月9日の平日9時から20時)には電気事業法27条に基づく電力使用制限令が発動されるに至った。

表-1 東京電力地域における過去の供給力減少及び需給状況

		2003年夏季	2007年夏季			2011年夏季 ^{※3}	
		2002年8月29日に原子力発電所データの不適切な扱いを東京電力が公表	2007年7月16日に柏崎刈羽発電所が中越沖地震によりサイト停止			2011年3月11日の東日本大震災により電源が被災し、停止	
供給力減少量	時期	2003年8月4日 原子力13台 (1239.6万kW) 停止 ^{※2} 2003年9月26日 原子力10台 (972.8万kW) 停止	柏崎刈羽7台(821.2万kW) 停止			原子力 7台 (642.8万kW) 停止 ^{※4} 火力 13台 (847.5万kW) 停止	
	想定需要	6100万kW(通常時) 6450万kW(猛暑時)	6110万kW	6110万kW	5640万kW	5500万kW	5500万kW
	供給力	供給力5500万kW 原子力全17台 (1730.8万kW) 停止と仮定 更に追加供給力 (260万kW ^{※3})を検討	6254万kW	6214万kW	6013万kW	5520万kW	5620万kW
需給見通し ^{※1}	見通し	2003年3月27日時点では夏季の供給力不足のため、東京電力は地元の理解を前提に原子力の運転再開が必要としていた。	2007年7月20日に安定供給維持の見通しを東京電力が公表。			2011年5月13日にMETIが電気事業法27条発動を決定。東京電力は計画停電原則不実施を継続。	
	最大需要	5736万kW (9月11日)	6147万kW (8月22日)			4922万kW (8月18日)	
需給実績	供給力	6446万kW ^{※4} 原子力6台 (679.6万kW) 含む	6400万kW			5430万kW	

表-2 東京電力地域における過去の追加供給力対策

	2003年夏季			2007年夏季			2011年夏季		
	2002年8月29日に原子力発電所データの不適切な扱いを東京電力が公表			2007年7月16日に柏崎刈羽発電所が中越沖地震によりサイト停止			2011年3月11日の東日本大震災により電源が被災し、停止		
被災火力電源の復旧	該当なし			該当なし ^{※8}			3日後	3月末まで	7月末まで
							13台 ^{※10} 中 4台復旧	6台復旧	全台復旧
長期計画停止火力の再稼働	3ヶ月以内	3～6ヵ月	6ヵ月以降	3ヶ月以内	3～6ヵ月	6ヵ月以降	3ヶ月以内	3～6ヵ月	6ヶ月以降
	35万kW 横須賀8号 11月27日	122.5万kW 鹿島共火2号 横須賀6,7号 川崎5号	61.5万kW 横須賀2,5号	14.4万kW 横須賀2号 9月11日	26.5万kW 五井4号 12月 ^{※9}	—	17.4万kW 横須賀 4月24日(2号) 6月2日(1号)	70万kW 横須賀 6月19日(3号) 7月6日(4号)	—
自家発電の余剰購入	50万kW ^{※7}			70～72万kW			約160万kW		
緊急設置電源	該当なし			該当なし			4月末まで	7月末まで	9月末まで
							0.56 万kW ^{※11}	82.863 万kW ^{※11}	170.563 万kW ^{※11}

- ※1 需給見通しは、2003年の事例では2003年3月27日、2007年の事例では2007年7月20日、2011年の事例では2011年5月13日の時点。
- ※2 地元の理解を得て2003年5月以降8月初旬までに4基(491.2万kW)が再稼働したため、停止は13基。
- ※3 追加供給力は2003年8月4日時点で、260万kW。
- ※4 供給力は2003年8月29日の計画値。
- ※5 2011年の事例は東京電力についてのみ記載。
- ※6 停止中の福島第一4、5、6号(266.8万kW)を含まない。
- ※7 2003年8月4日時点の検討値。
- ※8 柏崎刈羽原子力発電所は、2年以内の復旧なし。3年以内に2台復旧。4年以内(東日本大震災まで)に4台復旧。
- ※9 五井4号は2007年11月16日時点の再稼働予定。
- ※10 東京電力において震災により停止した火力発電所。
- ※11 2011年の緊急設置電源の運転開始時期は、予定運転開始時期ベース。
(千葉、大井の一部は9月運開に工程変更。9月22日に全ての緊急設置電源が運開)

● 東北電力(2011年夏)

2011年7月27日から30日にかけての新潟・福島豪雨の影響で水力発電(第二沼沢発電所の45万kW他合計で29ヶ所)の稼働停止により約100万kWの供給力が低下した。

このような状況を踏まえ、東北電力では、東京電力から最大140万kW※¹の融通を手配したが、8月9日、東北電力は、翌日(10日)において気温が上昇することを鑑み、東京電力からの電力融通量を、緊急的な措置として最大140万kW※¹からさらに最大170万kW※^{1,2}に引き上げた。

この際、東北東京間連系線(東北向け)については、運用容量は8月10日昼間においては100万kWとされていたが、これを大きく超えて送電が行われることとなった。

● 九州電力(2012年2月)

2012年2月3日午前4時頃、新大分発電所1～3号系列(LNG、229.5万kW※³)の燃料供給設備の不具合により全号が順次停止した。

これを受けて、需給面では、午前中は他電力からの全国融通210万kW※⁴を受電するとともに、緊急時の需要調整を予め契約している需要家46社(37万kW)に需要抑制を要請し、必要な供給力を確保した。

この際、中国九州間連系線(九州地方向け)については、運用容量は周波数維持の観点から30万kWとされているが、これを大きく超えて送電が行われることとなった。

なお、不具合の生じた箇所への修復を行い、午前6時頃以降に順次復旧が進み、夕方までに全13軸が普及した。

4 北本経由分30万kWを含む。

5 相馬双葉幹線(東京向け)の計画潮流分(13万kW)を考慮すると、実際の潮流は東北向けに127万kWとなる。

6 1号系列6軸(計69.0万kW)、2号系列4軸(計87.0万kW)、3号系列3軸(計73.5万kW)の合計229.5万kW。

7 関門連系線(中国地方向け)の計画潮流分(69万kW)を考慮すると、実際の潮流は九州向けに141万kWとなる。

(2) 社会的又は経済的事情の変動を踏まえた 電気の需給の見通し

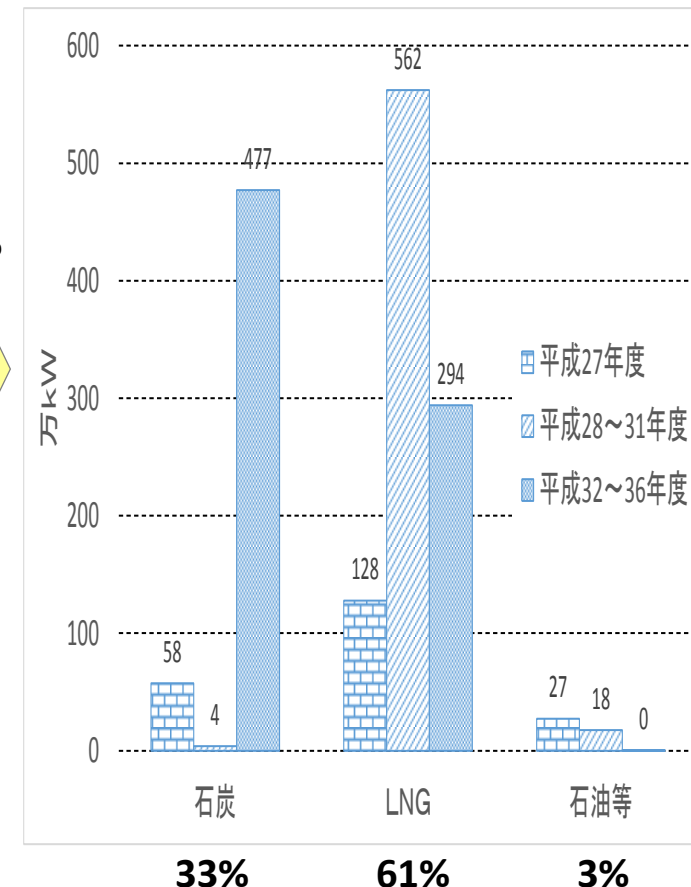
平成27年度供給計画の取りまとめ 電源開発・増出力計画

- 平成36年度末までに運転を開始する電源開発・増出力計画(運転開始時期「未定」のものを除く)の電源種別は、火力が全体の97%(LNG:61%、石炭:33%、石油等:3%)を占めている。

種類	新設計画		増出力計画		合計 増加出力 (万kW)
	出力 (万kW)	地点数	出力 (万kW)	地点数	
水力	40※	20※	3	21	43※
一般	20※	19※	3	21	23※
揚水	20	1	—	—	20
火力	1,471	42	97	11	1,568
石炭	477	6	61	2	538
LNG	948	9	36	4	984
石油等	45	27	0	5	45
原子力※	—※	—※	—※	—※	—※
新エネルギー等	9	17	0	1	9
風力	2	2	—	—	2
太陽光	3	13	—	—	3
その他	4	2	0	1	4
合計	1,520	79	100	33	1,620

97%

○火力発電所の新設・増出力計画



※使用開始年月が未定のものは出力・地点数へ計上していない

- 固定買取制度において、太陽光(非住宅)については、すでに長期エネルギー需給見通しの導入見込み量を超える認定容量となっている。

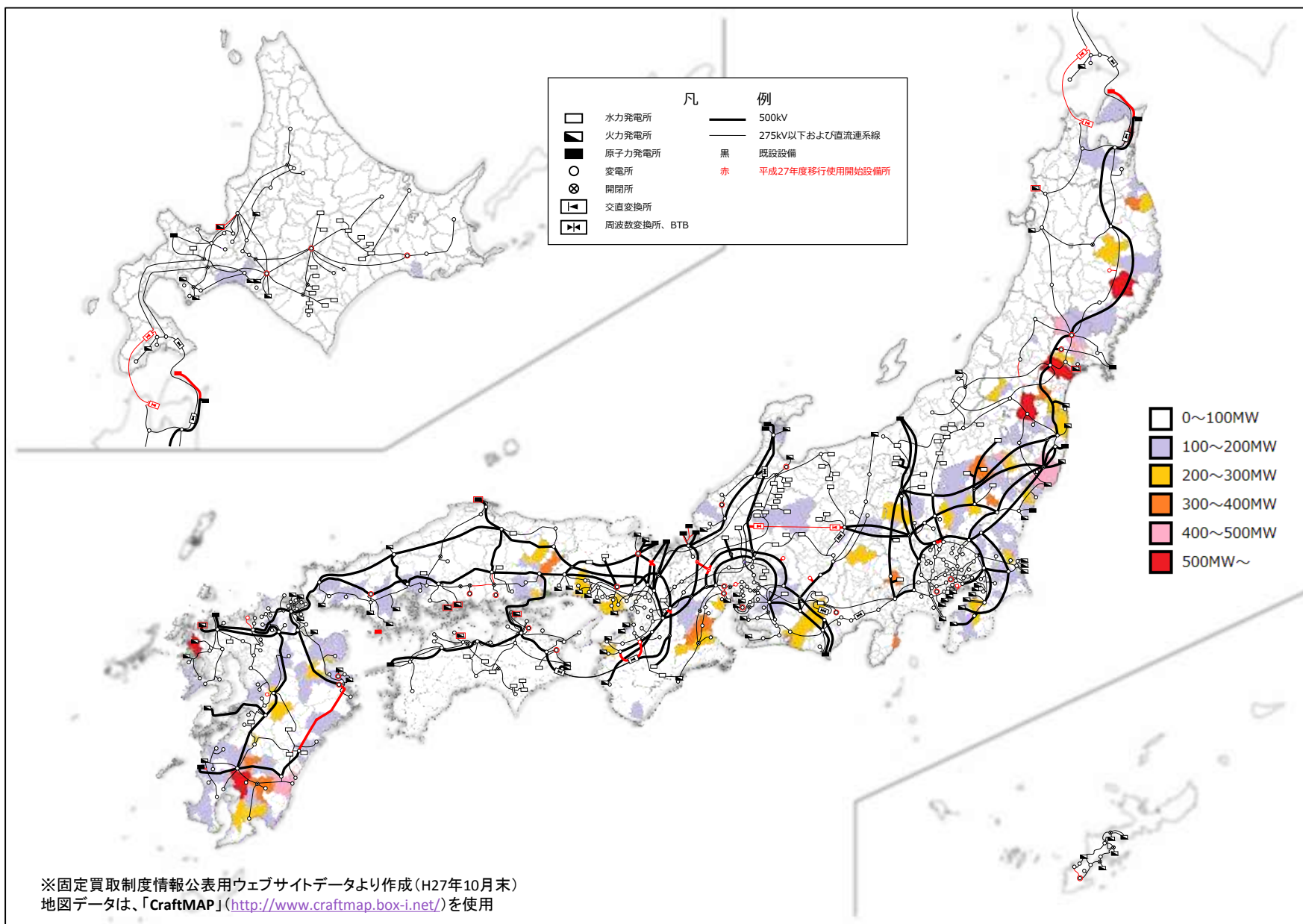
■平成27年10月末時点の状況(平成28年2月5日更新) 出典:固定買取制度公表用ウェブサイト

	(1)導入容量 (万kW)		(2)買取電力量 (万kWh)		(3)買取金額 (億円)(※3)		(4)認定容量 (万kW)
	新規認定分 (※1)	移行認定分 (※2)	平成27年 10月分	制度開始から の累計	平成27年 10月分	制度開始から の累計	新規認定分 (※1)
太陽光 (住宅)(※4)	360 ----- +7	470	62,452 ----- +16,472	1,724,772	263 ----- +69	7,496	426 ----- +8
太陽光 (非住宅)	2,010 ----- +81	26	230,195 ----- +35,534	3,286,346	931 ----- +142	13,525	7,549 ----- -9
風力	38 ----- +1	253	47,937 ----- +10,881	1,504,204	107 ----- +25	3,271	234 ----- +1
中小水力	13 ----- +0	21	9,028 ----- -3,142	299,994	24 ----- -8	780	71 ----- +0
地熱	1 ----- +0	0	550 ----- +0	4,001	2 ----- +0	17	7 ----- +0
バイオマス(※5)	34 ----- +0	113	43,890 ----- +91	983,560	99 ----- +0	1,994	271 ----- +3
合計	2,455 ----- +90	883	394,051 ----- +59,834	7,802,877	1,426 ----- +228	27,082	8,558 ----- +2

＜表の見方＞
・当表で「導入」と表現するのは、固定価格買取制度の下で買取が開始された状態をいいます。
・各数値の下段は、前月値からの増減値です。
・内訳ごとに、四捨五入しているため、合計とは必ずしも一致しない場合があります。

<留意事項>
※1 「新規認定分」とは、本制度開始後に新たに認定を受けた設備です。
※2 「移行認定分」とは、再エネ特措法(以下、「法」という。)施行規則第2条に規定されている、法の施行の日において既に発電を開始していた設備、もしくは、法附則第6条第1項に定める特例太陽光発電設備(太陽光発電の余剰電力買取制度の下で買取対象となっていた設備)であって、本制度開始後に本制度へ移行した設備です。
※3 電気事業者に支払われる交付金(電気をご利用の皆様からいただく賦課金で賄われるもの)は、(3)の買取金額から回避可能費用等を差し引いた金額となります。
※4 太陽光(住宅)について、前年度(平成26年3月)までの導入状況の公表においては、導入時期が法施行日の前か後かで分類しておりましたが、平成26年度(平成26年4月)からは、本制度開始後に新たに認定を受けた設備を明確に分類するため、「新規認定」が「移行認定」かの分類としました。
※5 バイオマス発電設備については、前年度までの集計手法から、より実態を反映した集計手法とするため、今年度より認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計しています。

(参考)太陽光発電(10kW以上)の設備認定量のうちの未導入量※



安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合についての具体的な目標水準

- 今回の見通し策定にあたって、安全性の確保を大前提としつつ、安定供給、経済効率性及び環境適合に関する以下の目標を同時達成することを想定。

安全性の確保



大前提

自給率

現在、わずか6%



【目標】

震災前(約20%)を更に上回る
概ね25%程度

電力コスト

震災後、電気料金は大幅に上昇

(産業用=約3割、家庭用=約2割)

※2013年度の実績

再エネ賦課金は今年度1.3兆円

(既認定分※全てが運転開始されると2.7兆円)

※平成26年6月時点の認定量



【目標】

現状よりも引き下げる

温室効果ガス 排出量

原発停止・火力発電の焚き増しで
2013年度のCO2排出量※は過去最悪

※エネルギー起源のみ



【目標】

欧米に遜色ない削減目標

安定供給：自給率

- 震災前(2010年:19.9%)に比べて大幅に低下。
- 震災前を更に上回る概ね25%程度まで改善することを目指す。

※ IEAは原子力を国産エネルギーとして一次エネルギー自給率に含めており、我が国でもエネルギー基本計画で「準国産エネルギー」と位置付けている。

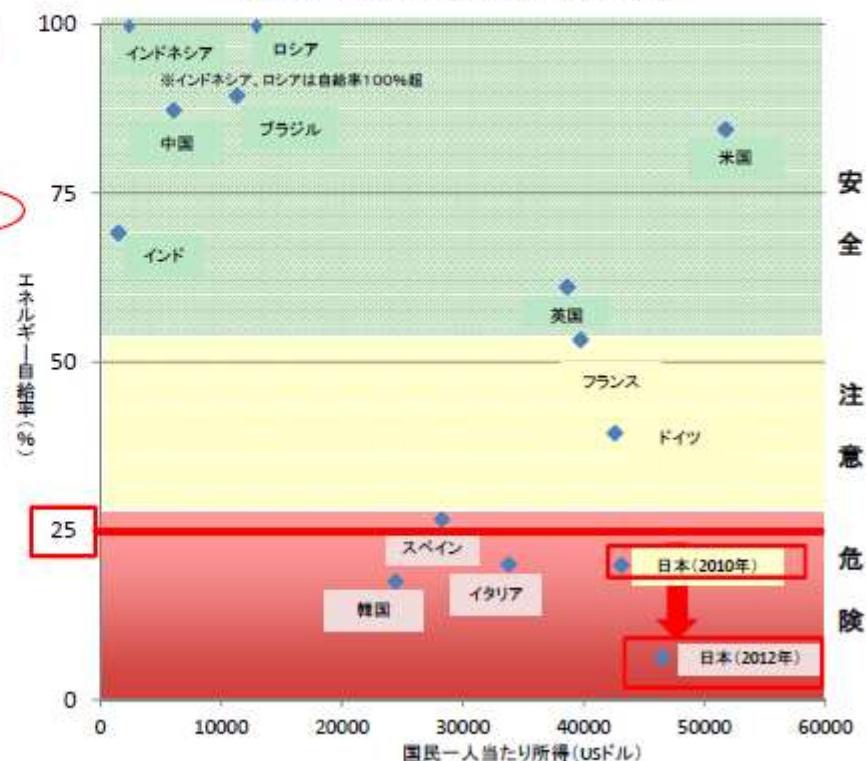
【日本の一次エネルギー自給率の近年の推移】

	2010年	2011年	2012年
エネルギー自給率	19.9 ※(29位)	11.2 ※(33位)	6.3 ※(33位)
石炭	—	—	—
原油	0.1	0.2	0.1
天然ガス	0.6	0.7	0.7
原子力	15.0	5.8	0.9
水力	1.4	1.6	1.4
再エネ等	2.7	3.1	3.1

表中の「—」: 僅少 ※OECD34カ国中の順位

【出典】IEA Energy Balance 2014

【国民一人当たり所得と自給率】



【データ】IEA Energy Balance 2014, the World Bank

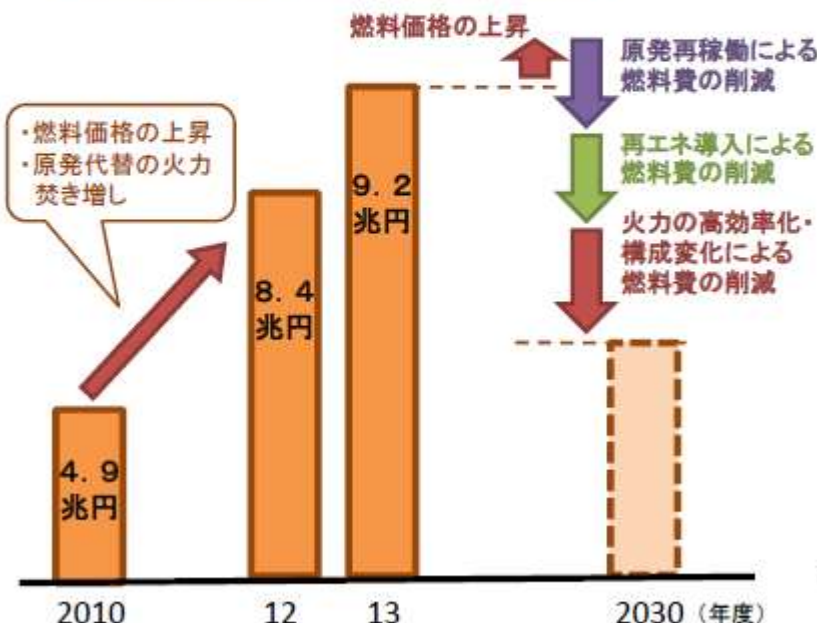
【出典】総合資源エネルギー調査会原子力小委員会第2回会合
ウィリアム・マーチン 元米国エネルギー省副長官提出資料

経済性：電力コスト

- 電力コストを構成する燃料費、FIT買取費用ともに、大幅に増加している。
- 原発依存度の低減、再生可能エネルギーの最大限の導入拡大をしていく中で、3Eのバランスを確保した電源構成により、電力コストを現状よりも引き下げることを目指す※。

※実際の電気料金の総原価には減価償却費(資本費)や人件費、事業報酬等も含まれている点、総括原価方式による電気料金規制の撤廃後は、電気料金は必ずしもコストベースで決まるとは限らない点に留意が必要。

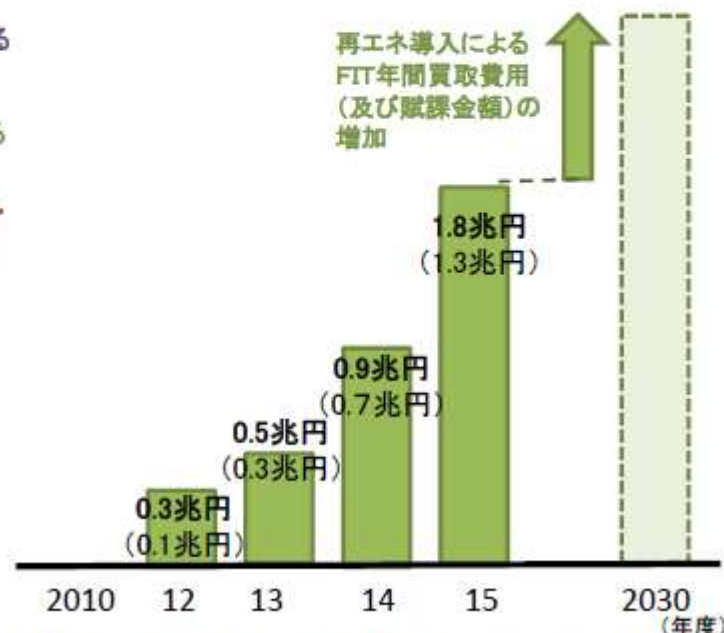
燃料費の推移〈火力・原子力〉



(注) 実際の燃料価格は、地政学的影響や国際的な需給状況を反映した市場動向等に左右されることに留意が必要。

【出所】発電用燃料費は総合エネルギー統計における発電用燃料投入量(自家発電を含む)と、貿易統計における燃料輸入価格から推計

FIT買取費用の推移〈再エネ〉



(注) 買取費用=賦課金額+回避可能費用+費用負担調整機関事務費
買取費用、賦課金額については実績ではなく見込み額。

環境適合：温室効果ガス排出量削減への貢献

- 震災以降、温室効果ガス排出量は増加。2013年度のエネルギー起源CO2排出量は、1,235百万トンと過去最大。
- 現在、17カ国1地域が約束草案を提出。
- 欧米に遜色ない温暖化ガス削減目標を掲げ世界をリードすることに貢献する見通しであることが必要。

我が国の温室効果ガス排出量の推移

	1990年度	2005年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度
温室効果ガス排出量（百万t-CO2）	1,270	1,397	1,304	1,354	1,390	1,408
エネルギーCO2排出量（百万t-CO2）	1,067	1,219	1,139	1,188	1,221	1,235
うち電力分*（百万t-CO2）	275	373	374	439 (10年比) +65	486 (10年比) +112	484 (10年比) +110
うち電力分以外（百万t-CO2）	792	846	765	749 ▲16	735 ▲30	751 ▲14

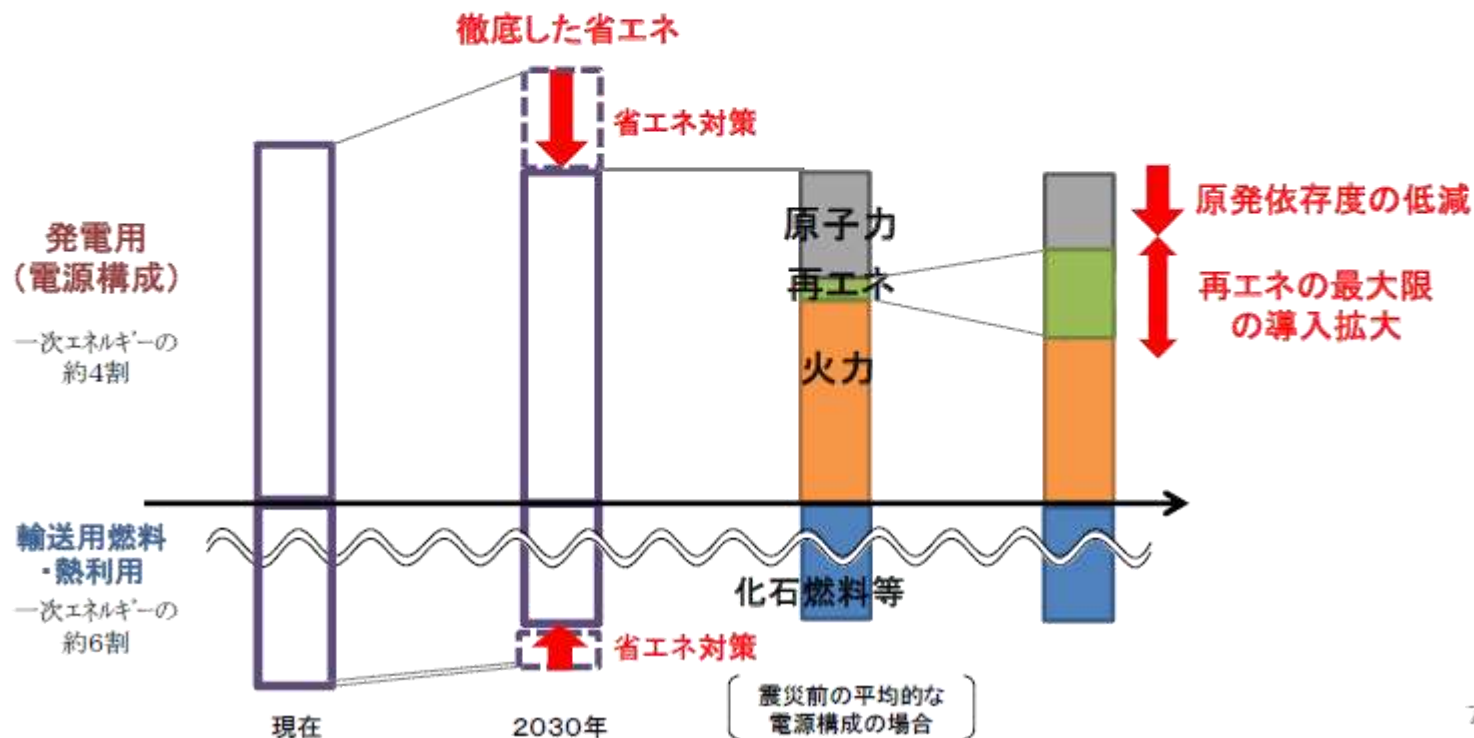
※「電力分」は、一般電気事業者による排出量 【出典】総合エネルギー統計、環境行動計画（電気事業連合会）、日本の温室効果ガス排出量の算定結果（環境省）をもとに作成。

約束草案の提出に関する状況（2015年7月16日時点）

		内容		カナダ	2030年までに▲30%（2005年比）
主な提出国	米国	2025年に-26%～-28%（2005年比）。28%削減に向けて最大限取り組む	主な提出国	中国	2030年にCO2排出のピークを達成。GDP当たりのCO2排出を2030年までに▲60～65%（2005年比）
	EU（28カ国）	2030年に少なくとも-40%（1990年比）		韓国	2030年に▲37%（対策無しケース比）
	ロシア	2030年に-25～-30%（1990年比）が長期目標となり得る		NZ	2030年までに▲30%（2005年比）（1990年比では▲11%）
	メキシコ	2030年に温室効果ガス等を-25%（対策無しケース比）		豪州	－（2015年の中頃に発表）
	ノルウェー	2030年に少なくとも-40%（1990年比）	主な未提出国	インド、インドネシア、ブラジル、南アフリカ	
	スイス	2030年に-50%（1990年比）			
	ガボン	2025年に少なくとも－50%（対策無しケース比）			

長期エネルギー需給見通し策定の基本方針

- 安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合に関する具体的な政策目標を同時達成する中で、徹底した省エネルギーと再生可能エネルギー導入の取組や火力発電所の効率化などにより、原発依存度を可能な限り低減させる。
- また、再生可能エネルギーの最大限の導入拡大に際しては、各電源の個性に応じた最大限の導入拡大と国民負担の抑制を両立する。



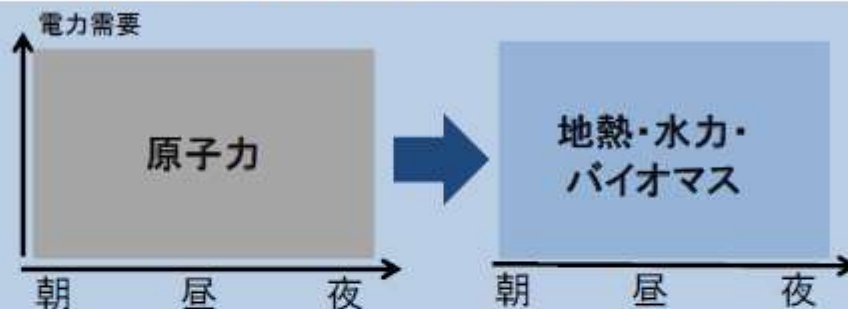
再生可能エネルギーの導入拡大の方策

■ 安定供給、経済効率性及び環境適合を満たしながら再生可能エネルギーを最大限導入するためには、各電源の個性に合わせた導入(既存電源の置き換え)が必要。

- 自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱・水力・バイオマスは、原子力を置き換える。
- 太陽光・風力(自然変動再エネ)は、調整電源としての火力を伴うため、原子力ではなく火力を置き換える。

地熱・水力・バイオマス

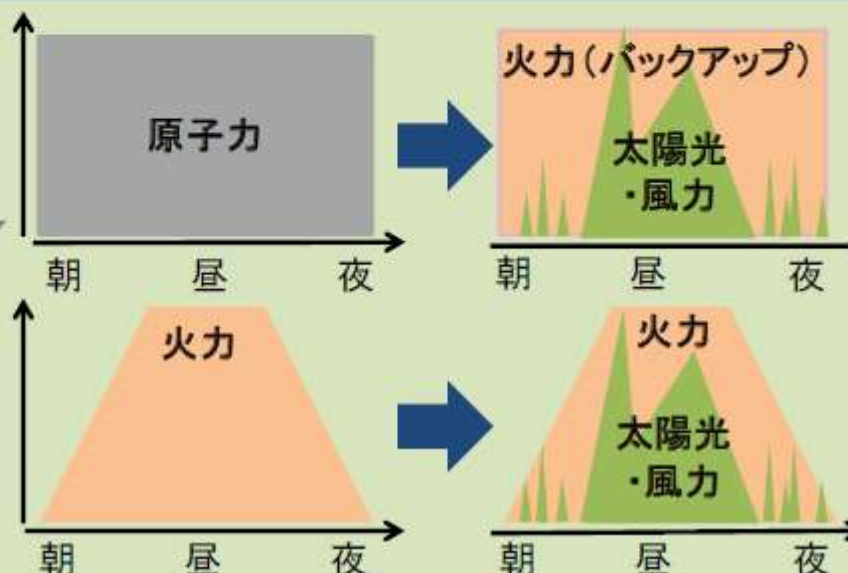
自然条件によらず安定的な運用が可能な再エネ



自給率	=
CO2	=
コスト	△

太陽光・風力

自然条件によって出力が大きく変動する再エネ
(自然変動再エネ)



自給率	×
CO2	×
コスト	×

自給率	○
CO2	○
コスト	△

(注) 自然条件に応じて変動する太陽光・風力では、単独で原子力を代替できず、原子力を代替するためには調整火力が必要となるため、火力と共に原子力を代替していくケースを想定したもの。

安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合を巡る基本的な考え方

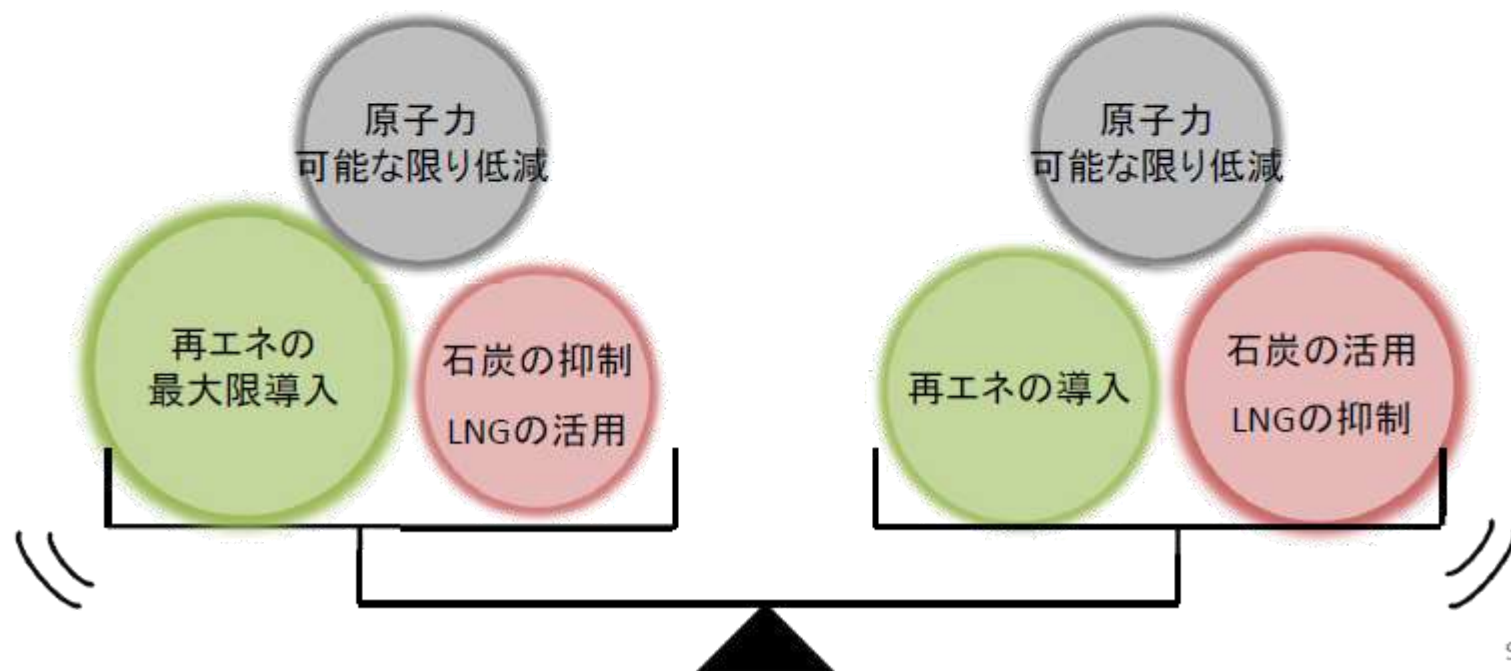
- 「省エネ・再エネを拡大しつつ、原発依存度を低減させる」ことがエネルギー基本計画の方針。
- 安全性、自給率向上・CO2抑制・コスト低下を同時達成する中でこの方針を実現することが必要。

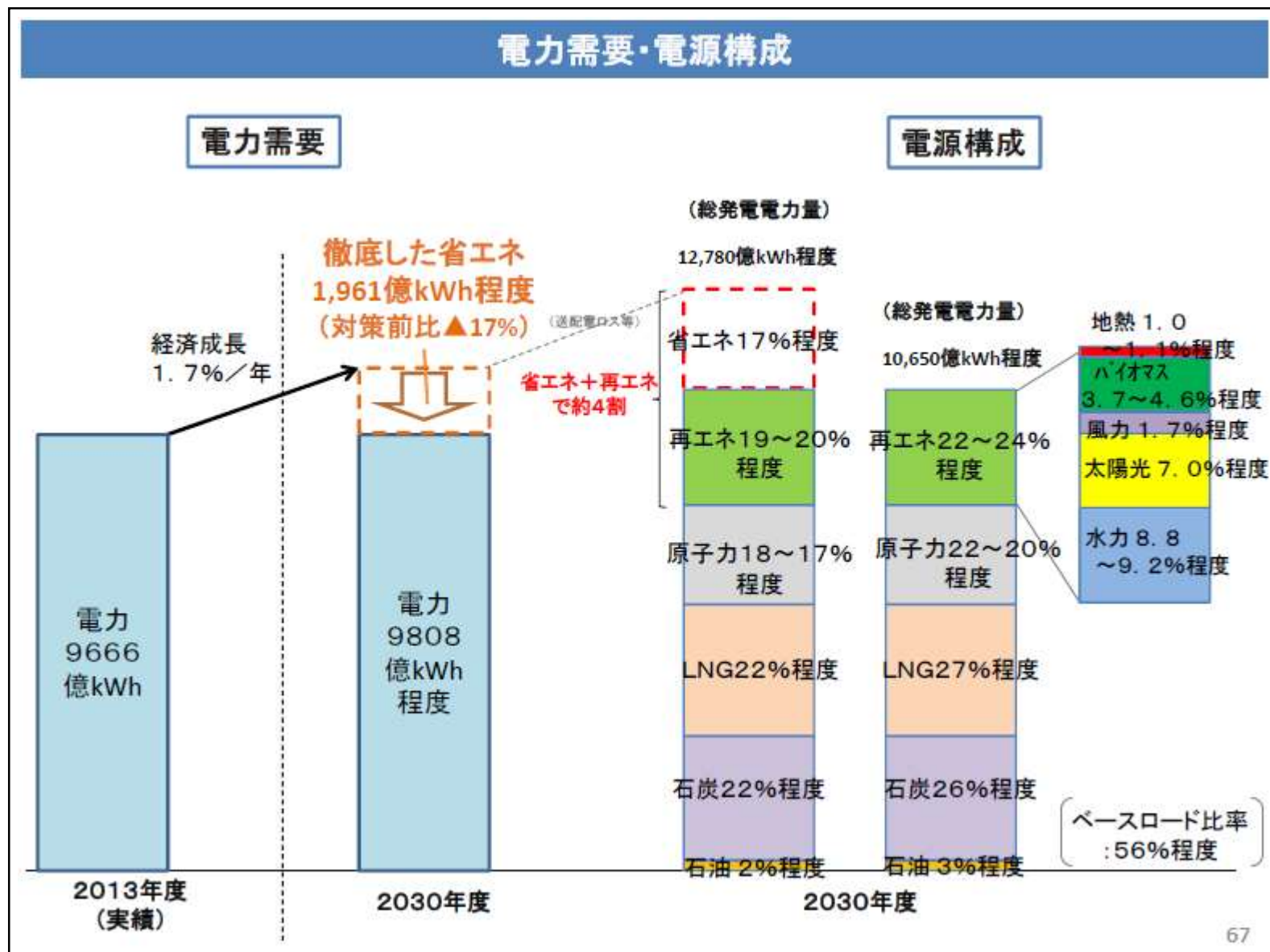
※(1) 自給率を上げるためには、国産・準国産電源(再エネ・原子力)を増やす
 (2) CO2を抑制するためには、再エネ・原子力を増やす、石炭を減らす
 (3) コストを抑制するためには、ベースロード電源(原子力・石炭・水力・地熱)を増やす

- 自給率向上・CO2抑制と国民負担の抑制を両立させるバランスが重要。

<CO2抑制、自給率向上>

<コストの抑制>





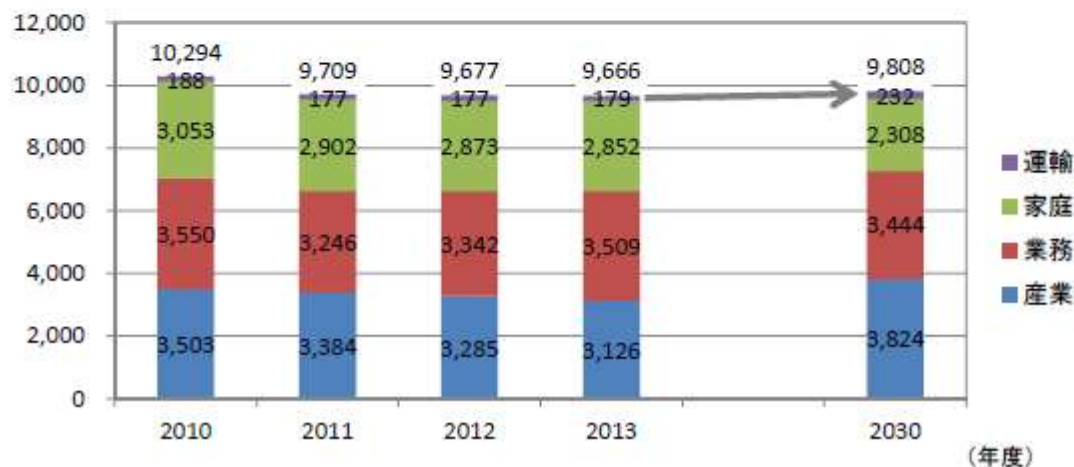
電力需要

電力需要(億kWh)

	2013年度		2030年度			
			レファレンス		省エネ徹底	
産業	3,126	32%	4,284	36%	3,824	39%
業務	3,509	36%	4,387	37%	3,444	35%
家庭	2,852	30%	2,909	25%	2,308	24%
運輸	179	2%	189	2%	232	2%
合計	9,666	100%	11,769	100%	9,808	100%

※2030年度の各数値はいずれも概数。

電力需要(億kWh)の推移



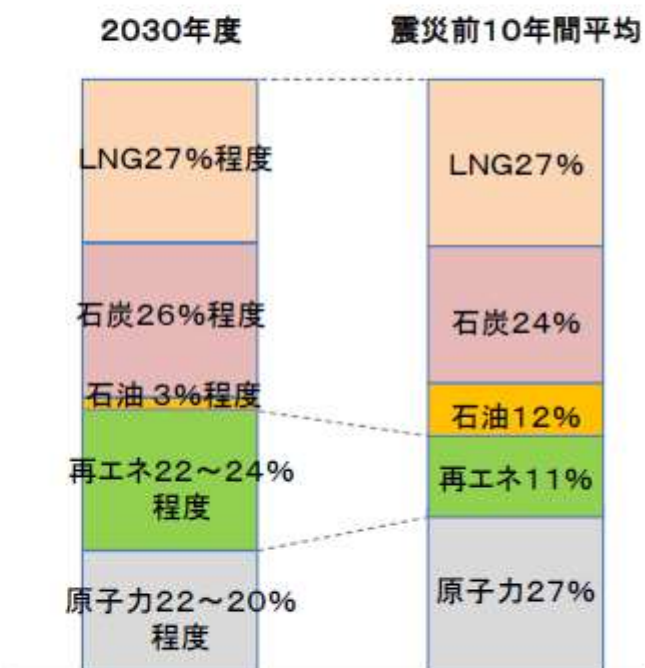
電源構成・発電電力量

電源構成・発電電力量(億kWh)

	2030年度	
石油	315	3%
石炭	2,810	26%
LNG	2,845	27%
原子力	2,317～2,168	22～20%
再エネ	2,366～2,515	22～24%
合計	10,650	100%

	2030年度	
太陽光	749	7.0%
風力	182	1.7%
地熱	102～113	1.0～1.1%
水力	939～981	8.8～9.2%
バイオマス	394～490	3.7～4.6%

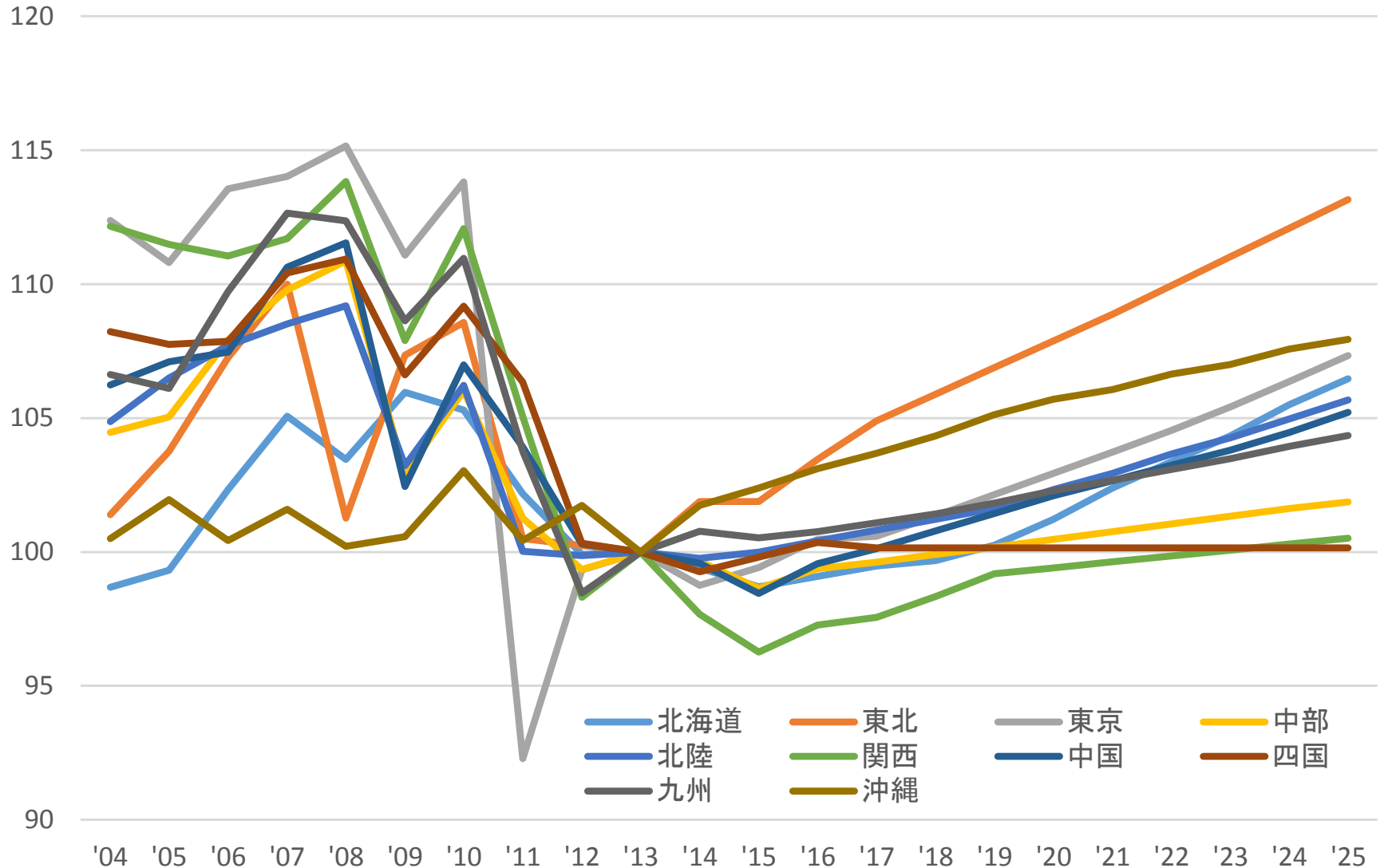
※各数値はいずれも概数。



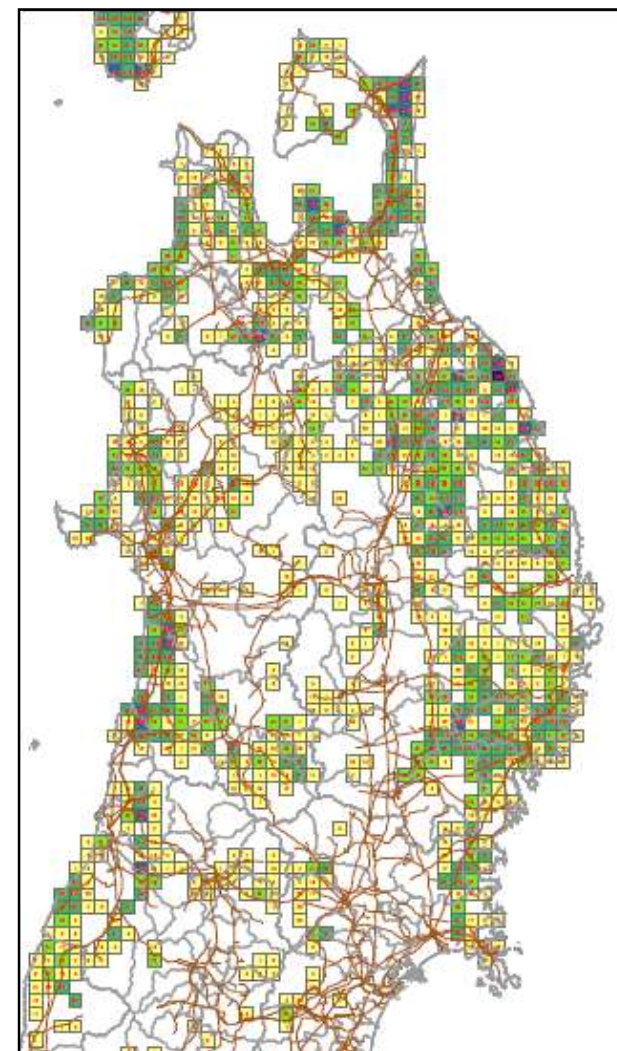
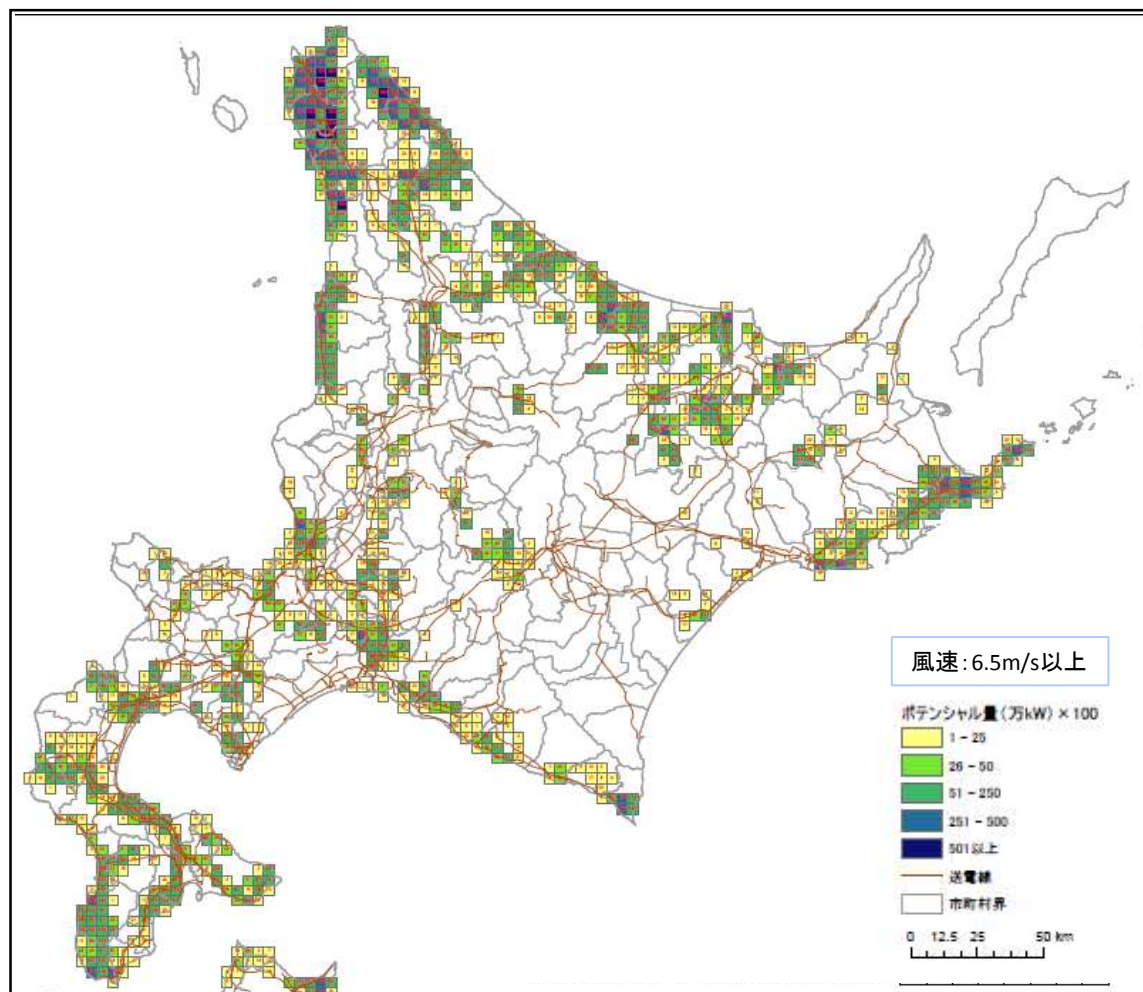
(3) 一般電気事業者の地域特性

需給

【最大需要電力(送電端)2013年度を100とした場合】



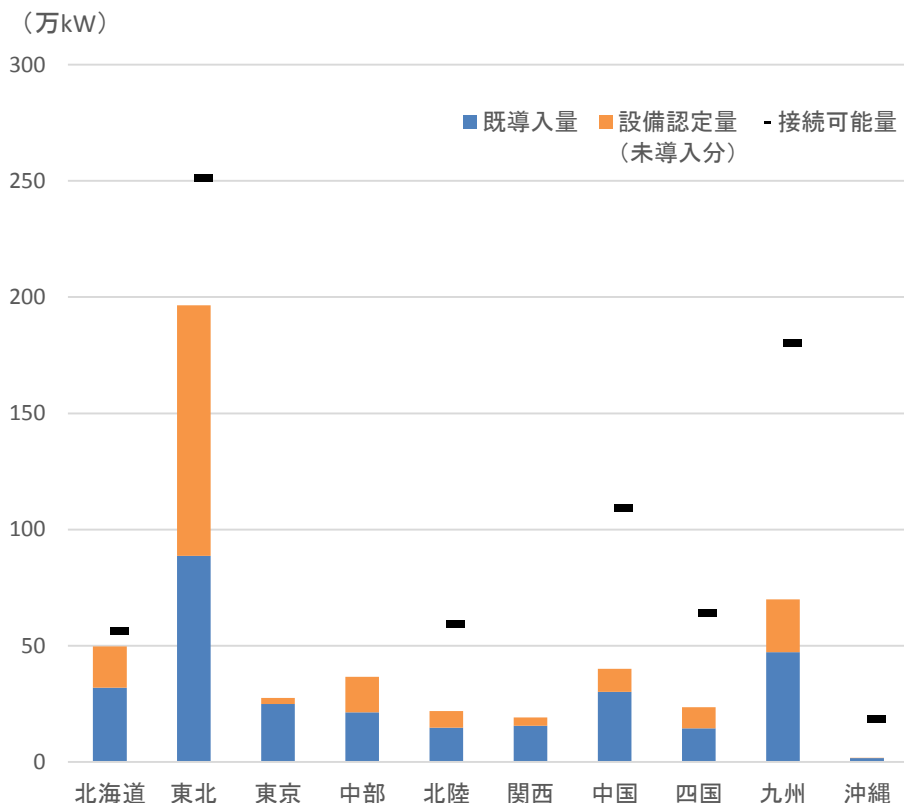
注) 北海道・東北エリアは冬季。その他エリアは夏季。



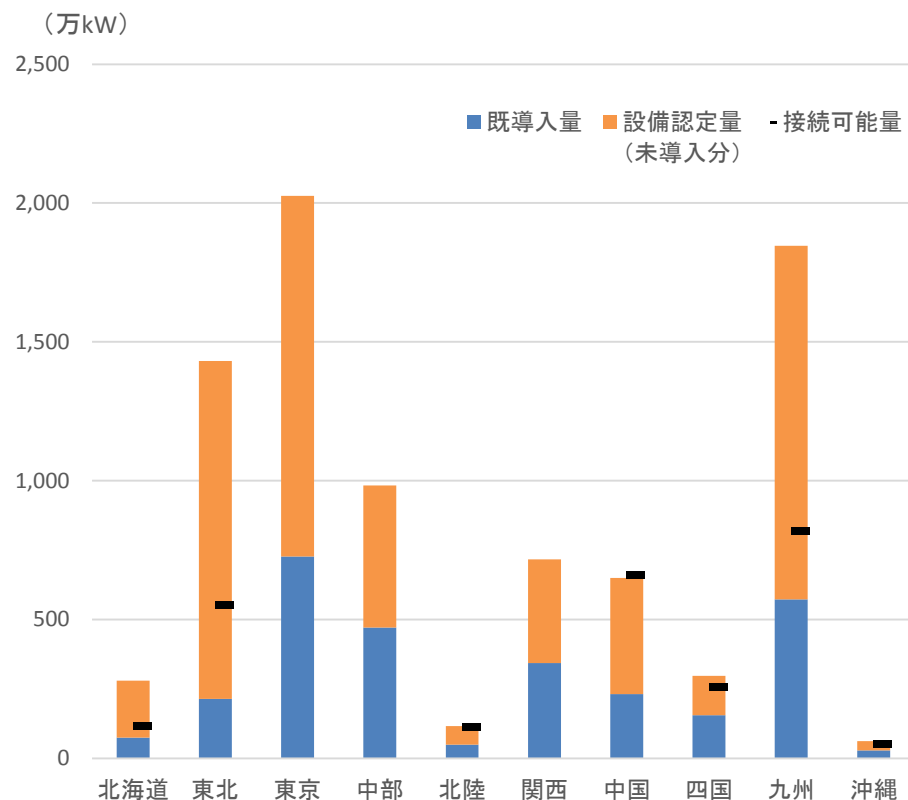
風力・太陽光の導入状況等 導入状況と接続可能量の関係について

- 2015年10月末時点で、全国合計で風力487万kW（既導入量291万kW、未導入量196万kW）、太陽光8,471万kW（既導入量2,865万kW、未導入量5,605万kW）がFITの設備認定※1を取得済み。
- 太陽光については、接続可能量を設定している中国を除く6社について設備認定量が接続可能量を超過している。

風力の導入状況（H27.10末時点）



太陽光の導入状況（H27.10末時点）



注）風力接続可能量は、地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの（北海道：20万kW 東北：40万kW 北陸：30万kW 四国：20万kW）。

※1 新規認定分＋移行認定分

G-③ 太陽光・風力の2015年度算定値の算定結果等

22

○太陽光の2015年度算定値の算定結果

算定値	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
2014年度	117万kW	552万kW	110万kW	558万kW	257万kW	817万kW	49.5万kW
2015年度	0万kW	505万kW	101万kW	660万kW	230万kW	849万kW	48.3万kW
増減要因	需要減少	需要減少	需要減少等	電源構成等	需要減少	電源構成等	需要減少

は30日等出力制御枠

○風力の2014年度及び2015年度算定値の算定結果

① 昨年の系統WGの風力接続可能量（平成16年7月の新エネルギー部会・風力発電系統連系対策小委員会におけるに基づく算定結果をESCJが確認）

算定値	北海道※1	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
接続可能量	36万kW※2	200万kW	45万kW	100万kW	60万kW	100万kW	2.5万kW

※1 地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの

※2 接続可能量36万kWを越える接続申込量があることを踏まえ、従来の36万kWに据え置き。

② 風力の2015年度算定値

現行ルール	0万kW	223万kW	58万kW	102万kW	62万kW	171万kW	13.5万kW
風力協会案	0万kW	251万kW	59万kW	109万kW	64万kW	180万kW	18.3万kW

（参考）風力の2014年度算定値

現行ルール	56万kW	241万kW	72万kW	208万kW	88万kW	166万kW	14.3万kW
風力協会案	59万kW	281万kW	75万kW	248万kW	89万kW	175万kW	18.9万kW

広域連系系統

日本の広域連系系統の特徴・変遷

一系統の変遷(1970年代以前)

- 電力会社ごとの自給自足の電源開発だけでなく、広域的な電源開発への志向が高まったことから、各電力会社の電源開発計画等を全国的視野から総合調整して経済的開発を図るため、地域間連系を整備・拡大。
- 好景気を背景とした需要の急激な増大に対応するため、火力を中心として急速に電源を開発。
- 系統規模拡大に伴う事故電流の増大などの技術的課題に対応するため、1955年頃から1965年頃にかけて超高圧(18.7万V～27.5万V)系統を導入。
- 従来自主的に進めてきた広域運営を法的義務付け。(改正電気事業法(1964公布))

- ・東北東京間27.5万V連系系統完成(1959)
- ・中部関西間27.5万V連系系統完成(1960)
- 西部南京都線(50万V設計)(1972運開、1980昇圧)
- ・関西中国間連系変圧器による連系(1962)
- ・中国四国間22万V連系系統完成(1962)
- ・中国九州間22万V連系系統完成(1962)
- ・北陸関西間27.5万V連系系統完成(1964)
- 加賀嶺南線(50万V設計)(1974運開、1997昇圧)
- ・佐久間FC運開(30万kW)(1965)

参考資料:連系線整備(建設・増強)に関する
勉強会とりまとめ報告書(電力系統利用協議会)

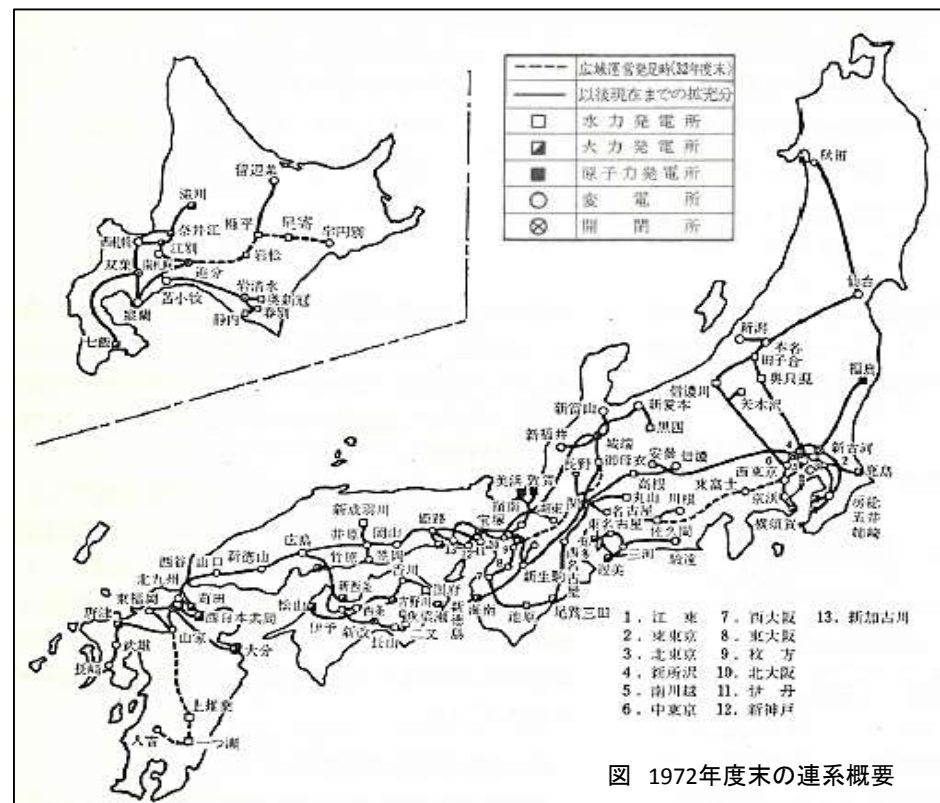


図 1972年度末の連系概要

日本の広域連系系統の特徴・変遷

－系統の変遷(1980年代)

- 経済成長に伴う需要の急激な増大に対応するための、大規模火力および原子力発電とこれに大規模揚水発電を組み合わせた電源開発の推進。
- 電力需要の都市部への集中および発電所の大型化により、送変電設備の一層の強化・拡充が必要となり、50万V系統を導入。
- 電源立地地点の広域的活用および電力需給の広域的調整(電力融通の強化)等による資金・用地・資源の効率的利用。

- ・東京東北間27.5万V新福島連系運開(1976)
- ・新信濃FC運開(30万kW)(1977)
- ・北海道本州間直流連系完成(15万kW)(1979)
増設(15→30万kW)(1980)
- ・中部関西間50万V連系完成(1980)
- ・関西中国間50万V連系完成(1980)
- ・関門連系50万V連系完成(1980)

参考資料:連系線整備(建設・増強)に関する
勉強会とりまとめ報告書(電力系統利用協議会)



図 1981年度末の連系概要

日本の広域連系系統の特徴・変遷

－系統の変遷(1990年代)

- 好調な経済成長に支えられて電力需要が増大する中、電源立地難や電源多様化などの背景から電源開発の大規模化、集中化、さらには遠隔地化が予想されたため、50Hz系統は100万V導入、60Hz系統は50万Vの増強を方針として系統を整備。

- ・ 100万V設計送電線運開(1992～1999)
⇒大規模電源の送電対策
- ・ 新信濃FC増設(30→60万kW)(1992)
⇒相互応援能力拡大による電力需給の安定等
- ・ 北海道本州間直流連系増設(30→60万kW)(1993)
⇒供給予備力の節減
- ・ 本州四国間50万V連系線運開(1994、2回線化2000)
⇒大規模電源の送電対策
- ・ 東北東京間50万V連系線運開(1995)
⇒系統規模の増大および広域運営のさらなる拡大

参考資料:連系線整備(建設・増強)に関する
勉強会とりまとめ報告書(電力系統利用協議会)



図 1996年度末の連系概要

日本の広域連系系統の特徴・変遷

—系統の変遷(2000年代以降)

- 相互応援能力拡大による電力需給の安定や大規模電源の送電、融通電力の増大に対応するため、50万V系統を多重化。
- 電力自由化の拡大に伴い、電源開発計画の不確実性が増大。また、広域的な電力取引が活性化。
- ESCJが北海道本州連系増強、FC増強を提言(北本2011、FC2013)。
地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会にて北海道本州連系増強、FC増強についてロードマップを策定(2012)。

- ・北陸中部間南福光直流連系運開(1999)
⇒相互応援能力拡大による電力需給の安定等
- ・関西四国間阿南紀北直流連系運開(2000)
⇒大規模電源の送電対策
- ・関西中国間50万V山崎智頭線運開(2001)
⇒融通電力の増大対策
- ・東清水FC一部使用開始(2006、運開2013)
⇒相互応援能力拡大による電力需給の安定等

参考資料:連系線整備(建設・増強)に関する
勉強会とりまとめ報告書(電力系統利用協議会)

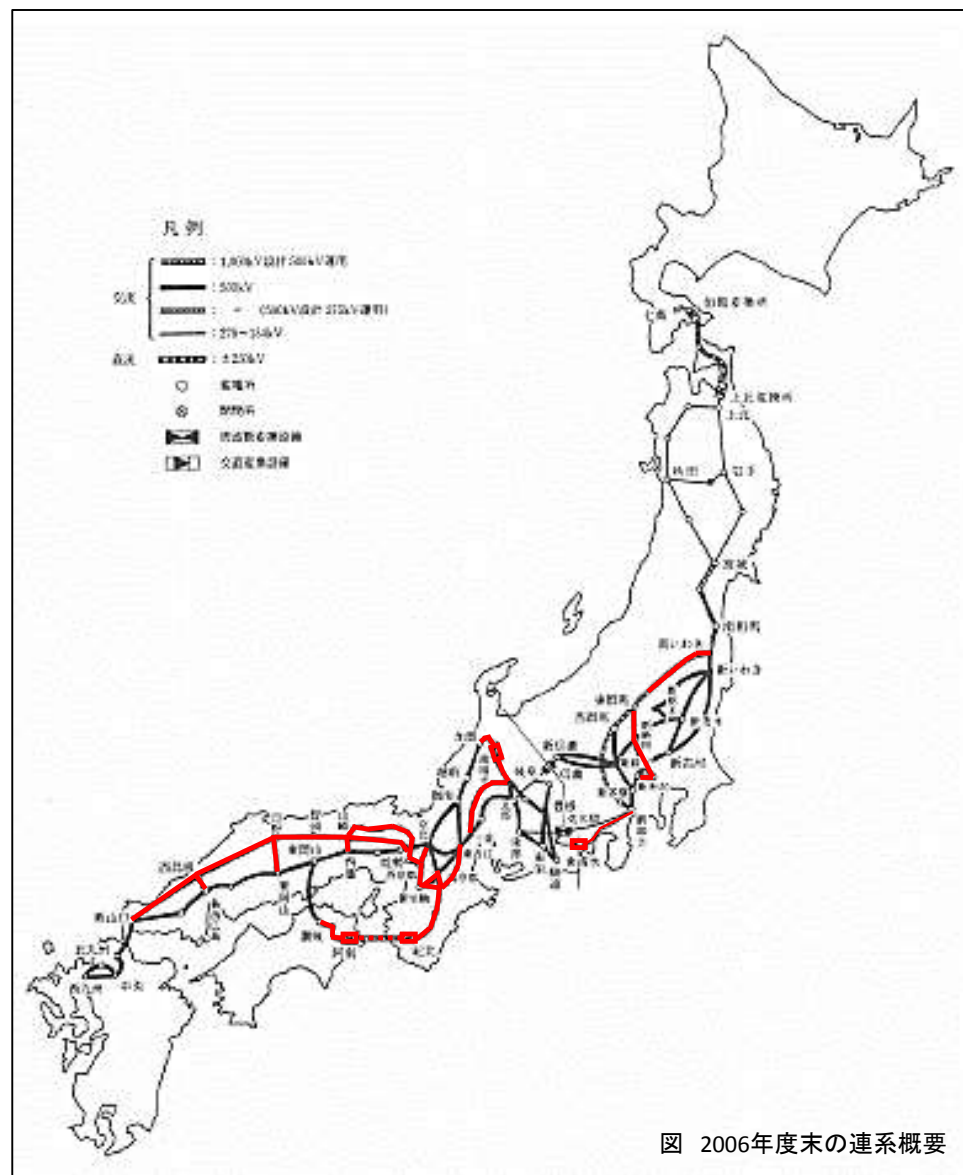
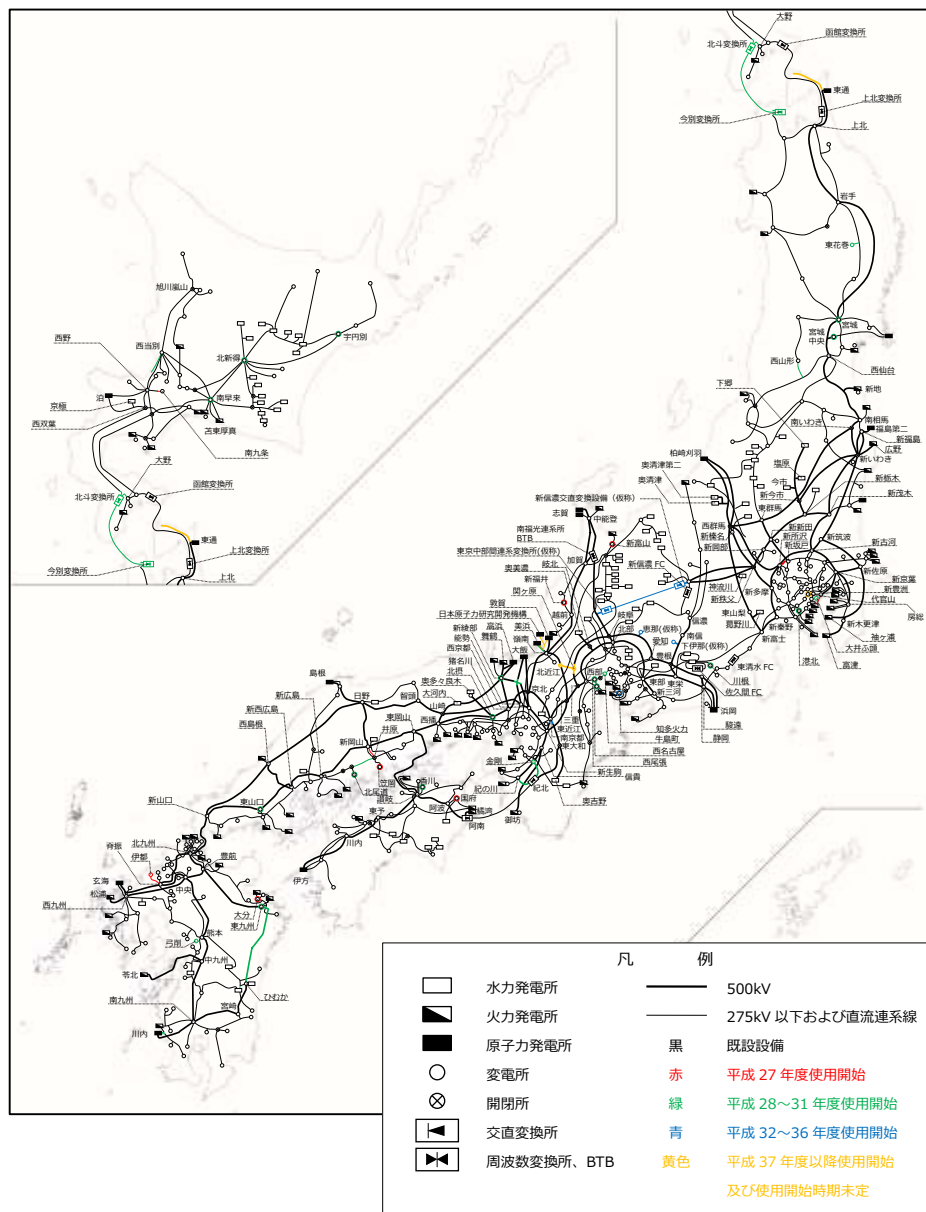


図 2006年度末の連系概要

日本の広域連系系統の特徴・変遷

ー現在の系統(2015年度供給計画)

- 日本の広域連系を担う基幹系統は、長距離串型の構成であるが、一部地域・区間を除いて系統が多重化されており、送電ルート故障のような稀頻度の事故に対しても高い信頼度が確保されている。
 - 地域間連系線は、中国九州間を除いて、多重化がされているもしくは、多重化が計画されている。
 - これにより、今後拡大が見込まれる広域基幹系設備の老朽改修は、計画的に対処することで、信頼度面に与える問題は局所的に留まると考えられる。
 - なお、これまでの大震災や風雪害の経験を通し、設備の耐震基準等が強化される等の対応が重ねられてきたことで、面的に対応が必要となるような設備設計面の課題は現時点で見当たらない。
- ・北海道本州間連系設備増強計画(2019予定)
⇒ 北海道エリアの安定供給確保
 - ・東京中部間連系設備増強計画(2020年度予定)
⇒ 大規模災害時の安定供給確保
 - ・中部関西間連系線増強計画(未定)
⇒ 大規模電源の送電対策及び多重化による連系強化



- これまでの広域連系系統の整備は、電力需要の増加に対応し、大規模電源開発とその長期安定的な系統利用を前提とした発送一体の計画を主軸として行われてきた。
- 今般、電気事業制度が変更されたこと、長期エネルギー需給見通しが決定されたことも踏まえ、今後の流通設備とその利用に関して、以下のような見通しとそれに伴う留意点が考えられるのではないか。

【 電力需要の見通し 】

長期エネルギー需給見通しにおいて、経済成長や電化率の向上等による電力需要の増加を見込む中、徹底した省エネルギーの推進を行い、2030年度時点の電力需要を2013年度とほぼ同レベルまで抑えることが見込まれている。

(流通設備形成における留意点)

- 需要拡大を伴わない状況での電力流通設備への拡充投資の拡大は、託送コストの上昇による託送料金へのインパクトに留意が必要である。
- 送電線建設において土地収用が必要となるような場合に、いままでは電力供給支障の発生の回避として公益性が認められてきたが、異なる理由の場合、公益性が認められるか留意が必要である。

【 電源の見通し 】

再生可能エネルギー電源については、長期エネルギー需給見通しにおいて、今後も相当程度の導入が見込まれる。

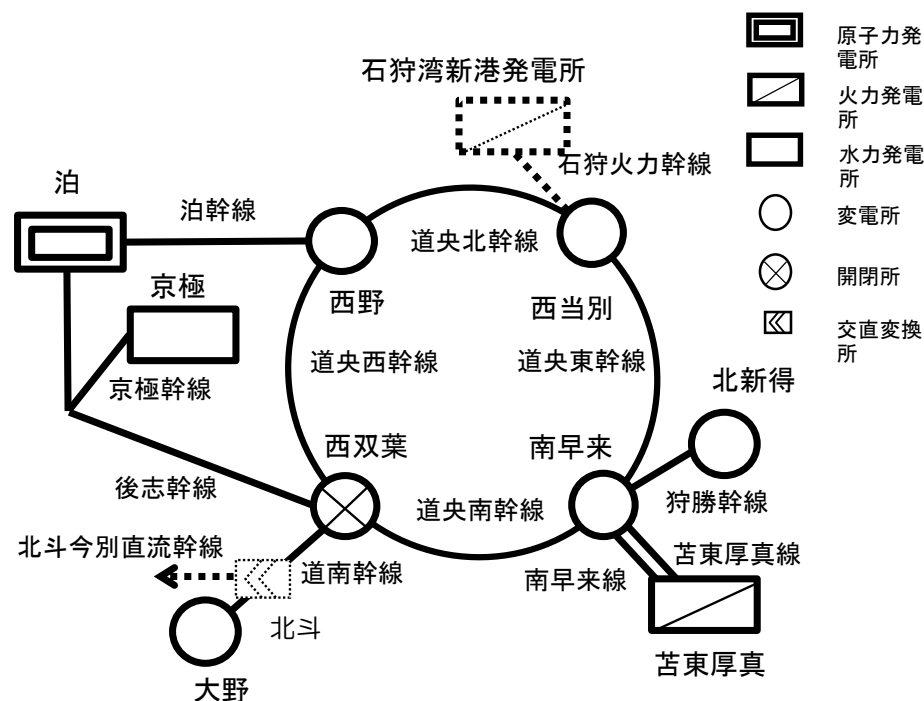
その他の電源については、現状の需給(電源構成)状況や電力自由化の進展により、競争力の高い高効率電源の新規開発が一定程度計画されている。また、エネルギーミックスや電源競争力の観点から、競争力の低い発電所の休廃止も見込まれる。

ただし、各種インフラの有効活用ができるため、新規地点の開発よりも、既設地点での電源リプレイスが主流となる可能性が高くなると考えられる。

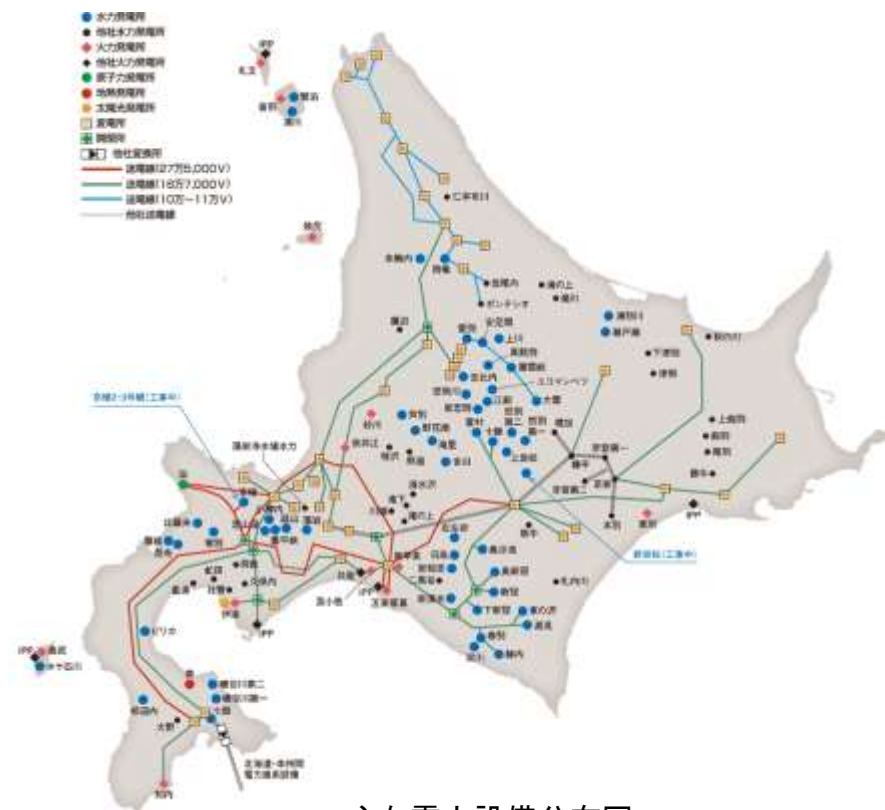
(流通設備形成における留意点)

- 電源建設の将来構想を的確に把握することがより困難となる中で、不確実性の高い電源計画をいかに流通設備計画に織り込むか。また、将来の電源導入を仮定して系統を增強する場合の費用負担のあり方。
- 流通設備の利用効率の低下。
- 電源廃止に対して、潮流状況が変化し系統対策が必要となる場合のリスク(電源廃止までに系統対策が間に合わないリスク)。
- 流通設備が遊休化・ストランディッド化するリスク。
- 電源建設の短工期化により、流通設備の建設工程がマッチングしなくなりつつある。

- 電力需要の増加に対応するため、それまでの送電線最上位電圧が187kVであった中、275kV道央ループ系構想を計画し、2005年の道央南幹線運転開始により完成。
- 需要の集中する道央圏を取り囲む275kVループ系統を形成し、更に主要電源を連系することで、札幌圏はもとより道央圏の供給信頼度を向上。

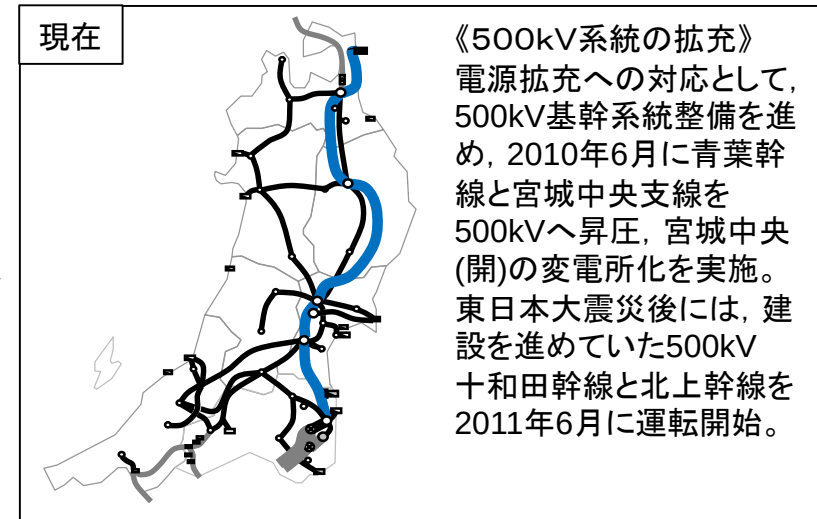
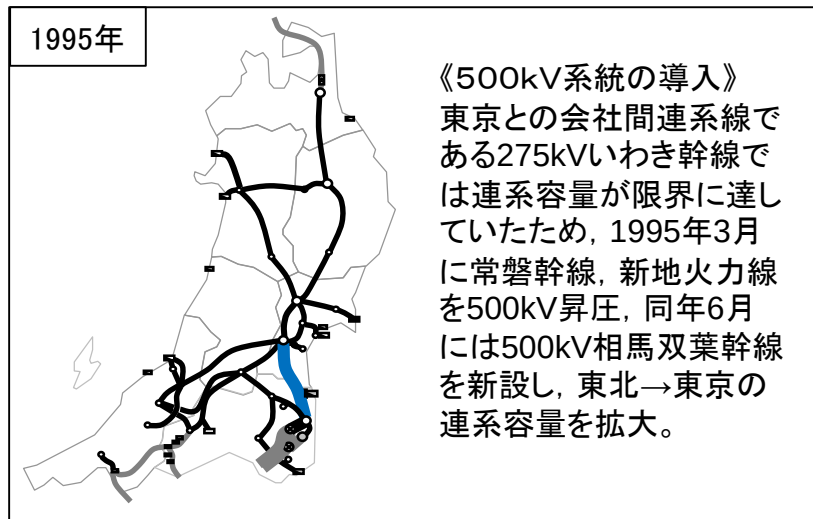
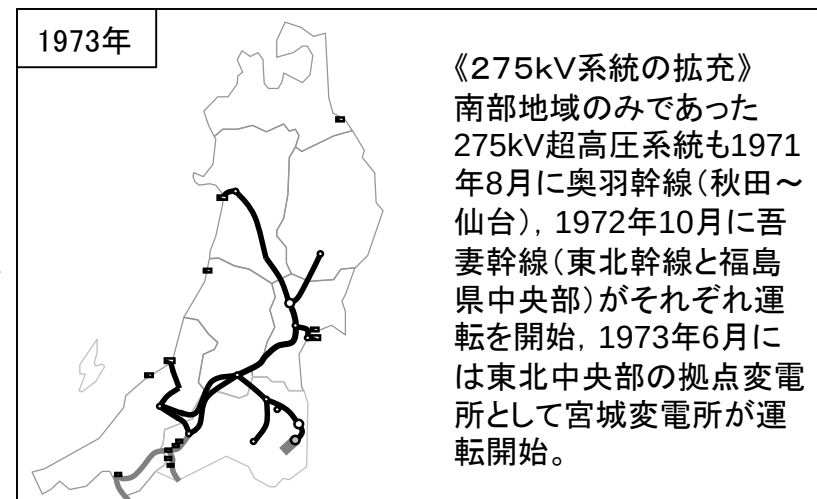
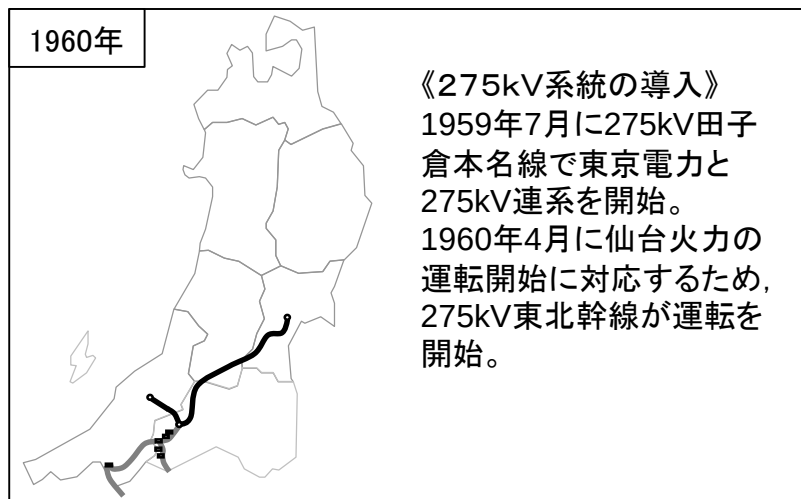


275kV基幹系統概略図



主な電力設備分布図

- 東北エリアは国土の5分の1のエリアに需要地が点在している特徴があり、需要地近傍へ電源配置と合わせて、大電源地帯から需要地へ輸送するための流通設備を整備し、異電圧多重ループ系統を構成。

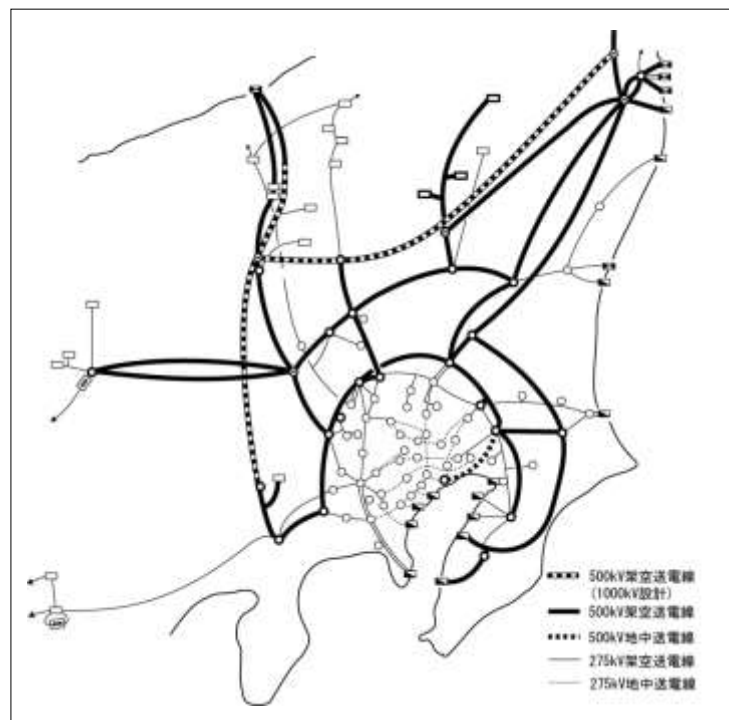


外輪系統

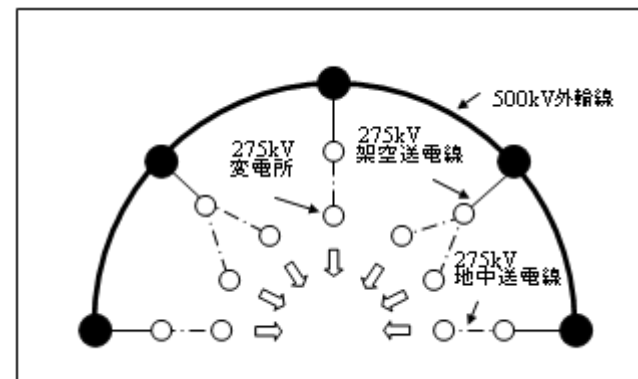
- 需要地である首都圏を囲む500kVの多重外輪線と、外輪線に連系する電源送電線から形成。
- 送電線ルートを多数確保することは困難なことから1ルートで大電力を送電しており、系統安定度と電圧安定性を維持することが重要なため、系統を密に連系。
- このため、事故電流が大きくなり、遮断器の遮断容量格上げなど、事故電流の増大対策を実施。また、高度な系統保護装置を用い、事故波及防止に万全を期す。

都内導入系統

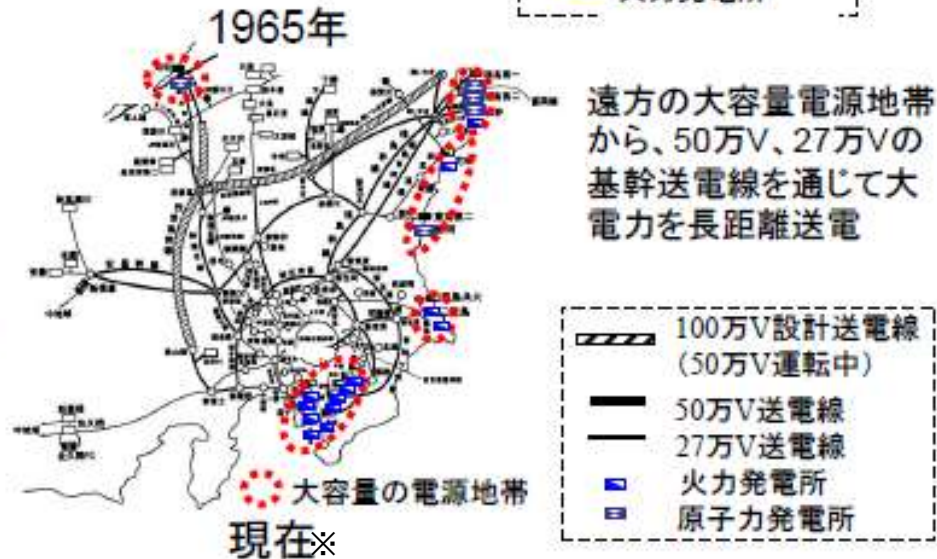
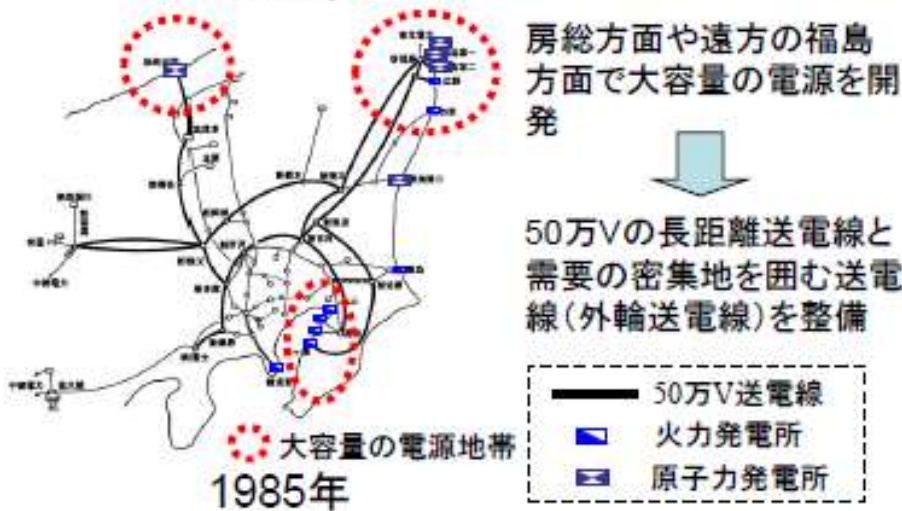
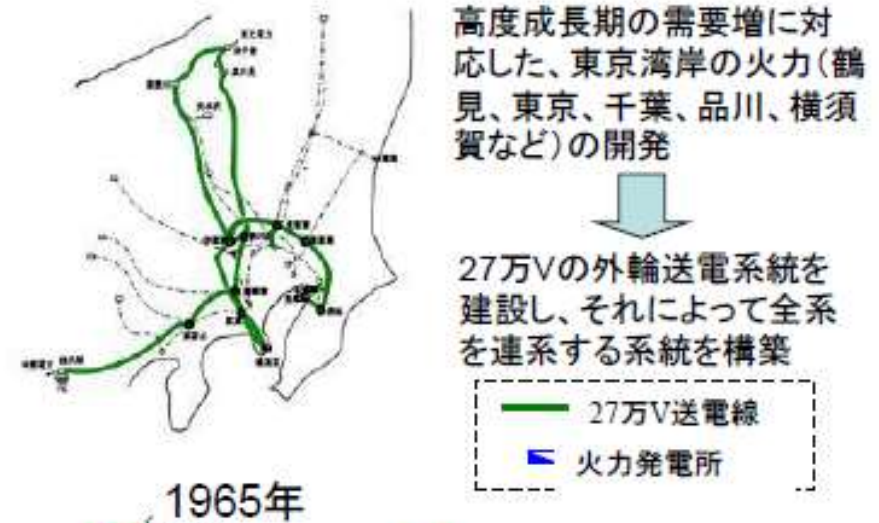
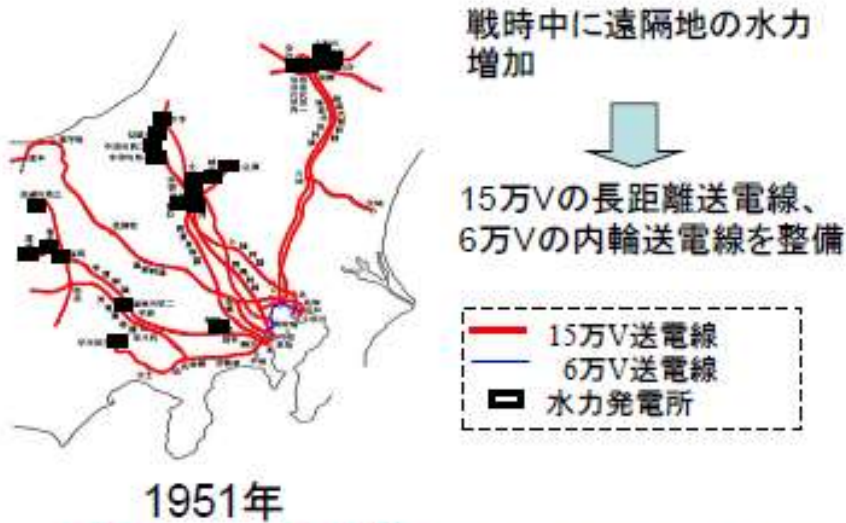
- 首都圏を囲む500kV外輪線に設置されている拠点変電所から、都内に向けて電力を送電する275kV架空送電線と、途中からは、主として道路下に設置された地中送電線から構成。



基幹電力系統



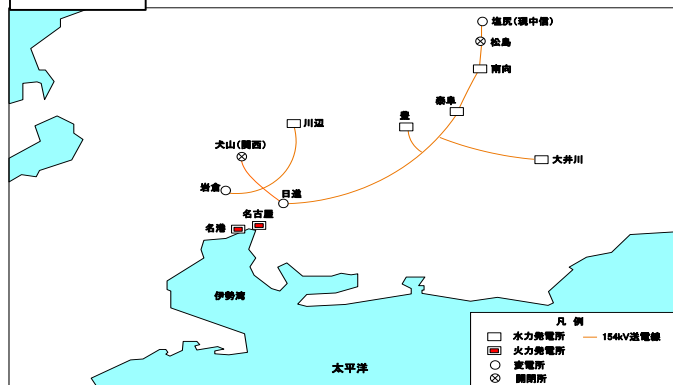
都内導入系統概念図



※H24.2時点の「現在」

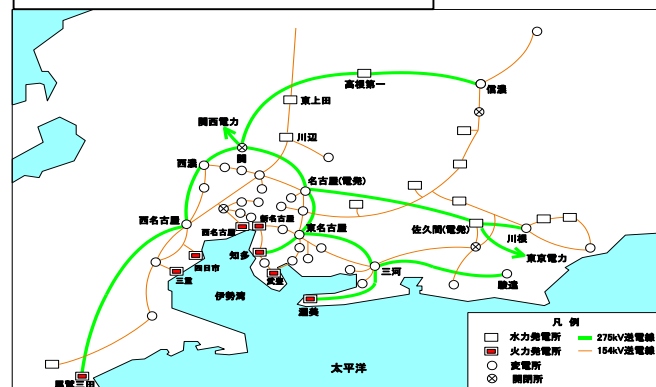
- 中部エリアは南部に海があり、北部方面に向けて内陸に長い地形であるため、中部エリアの系統は、伊勢湾を中心とした太平洋岸に建設された大規模電源から、北部方面の内陸需要地に送電する構成。
- 2012年に日本海側電源を上越市に建設したことで、長距離大電力輸送に頼っていた長野方面系統の供給信頼度と電力品質を向上。

1951年



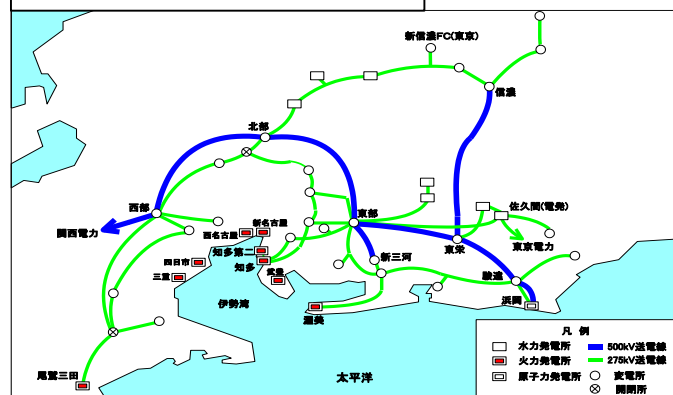
154kV 2系統構成。
ローカル系統の事故が全系に波及する不安定な系統だったため、154kV系統の整備を進めていった。

1971年(275kV系統の導入)



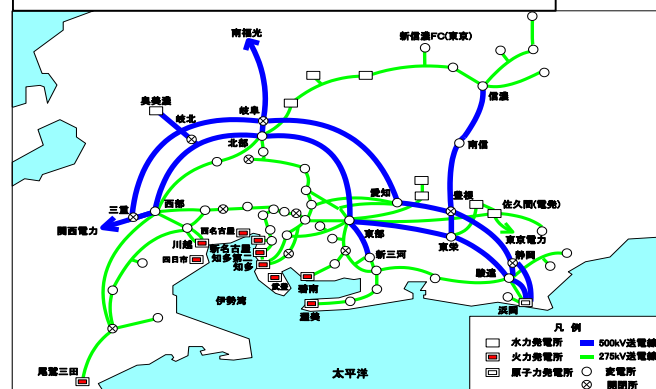
大規模石油火力の開発に伴い、熱容量・短絡電流面から、154kV系統では対応できなくなったため、275kV名古屋外輪系統と275kV電源線を構築。

1986年(500kV系統の導入)



電源の大規模化・遠隔地化により、275kV系統では安定度・短絡電流面等から対応できなくなったため、名古屋外輪線を骨格に、500kV系統を導入。

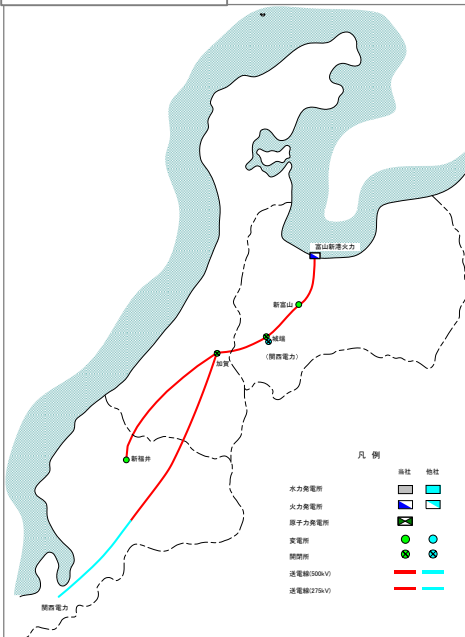
2004年(500kV第二基幹系統の導入)



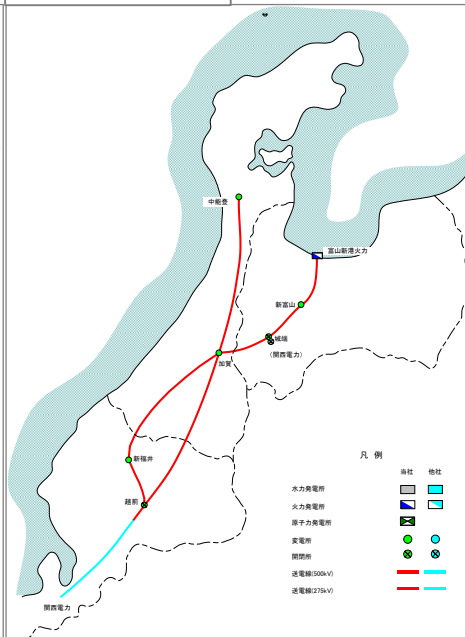
将来の系統規模増大、電源の大規模・偏在化、及び万一の500kV基幹送電線のルート故障等の広範囲・長時間停電を防止するため、500kV第二基幹系統を構築。

- 需要の増加に伴う大型電源の開発に合わせて順次、超高圧の基幹系統を整備。
- 合わせて他社との連系線の整備を進め、相互応援能力の強化及び電力融通の拡大。

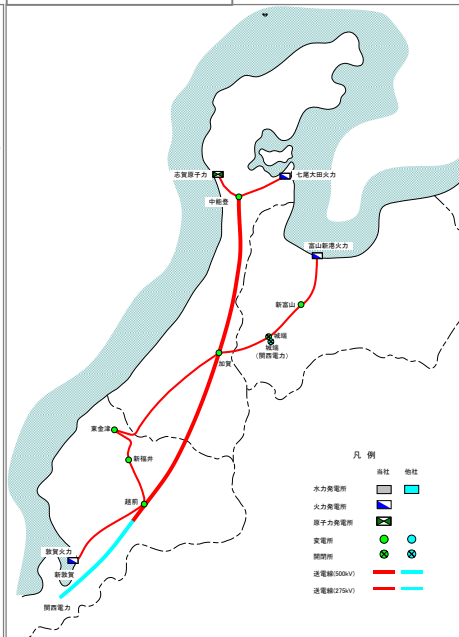
1974年度末



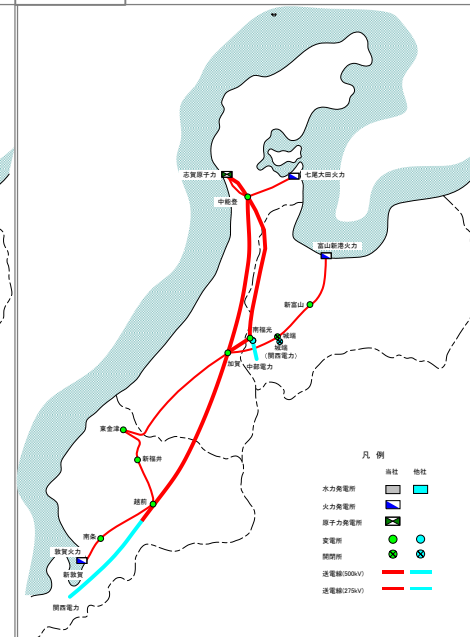
1988年度末



1997年度末



現在



加賀開閉所と関西電力の嶺南変電所との間に加賀嶺南線(500kV設計, 275kV運用)を新設
⇒連系点を変更

加賀嶺南線の途中に越前開閉所および275kV越前線を新設

能登幹線, 加賀幹線, 越前嶺南線を500kVへ昇圧
⇒関西エリアと500kV連系

1999年、500kV加賀福光線及び南福光変電所を新設
⇒中部エリアと直流連系

■ 1980年代 500kV一重外輪系統

需要の大幅な増加想定・遠隔地の大電源計画(原子力)を踏まえ、大規模停電防止の思想のもと、500kV外輪系統構想を策定。各ブロックで需給バランスを取ることで、外輪線潮流を少なくし、停電範囲・事故波及の極小化を図る。

■ 1990年代 500kV二重外輪系統

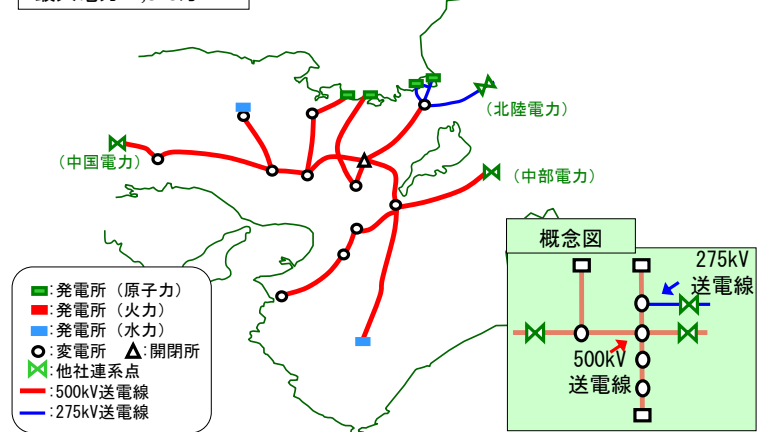
電源偏在化が進み、一重外輪系統ではブロックバランスが取れなくなってきたため、電源開発地点変更への対応と経済性の追求をテーマに500kV系統を二重化(2ルート化)し、各ルートで需給バランスを取る計画を策定。

■ 2000年代 500kVループ運用

関西エリアの西側地域や関西以西エリアの電源増大(更なる電源偏在)、及び電力会社間の連系容量の増強要請に対応するため、ループ運用を採用。

外輪系統完成時の系統(1980年)

最大電力:1,818万kW



二重外輪系統完成時の系統(1997年)

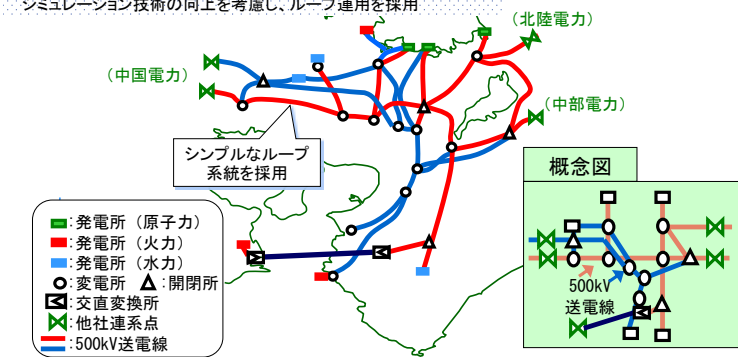
最大電力:3,141万kW



現在の関西電力の系統

最大電力:3,306万kW(2001年実績)

- ・直流幹線の構築、中国電力との多点連系により広域火力融通を開始
- ・投資の抑制と大規模停電防止の観点から、制御能力の向上とシミュレーション技術の向上を考慮し、ループ運用を採用



- 当初、山陽側を中心とした需要増加及び電源開発に対応するため、山陽側の220kV基幹系統を整備。
- 500kV系統は、山陽側と山陰側に2ルートで構築しループ系統で運用。
- 九州エリアの広域電源の送電等により、基幹系統は常時東向き潮流。

1962年

- ・山陽側の需要増加及び電源開発に対応するため、山陽側の220kV基幹系統を整備
- ・関西、九州、四国エリアと220kV送電線で連系



1983年

- ・山陽側へ500kV送電線新設
- ・関西、九州エリアと500kV送電線で連系



1988年

- ・500kV送電線で山陽側と連系 (1982年に220kVで運用開始した送電線を昇圧)



2001年

- ・500kV送電線第2ルートを構築し関西エリアと2ルートで連系



- 187kV基幹系統は、電力需要の伸びに対応できるよう設備を構築。
- その中で、大規模電源開発にあわせて500kV系統を導入するとともに本四連系線で広域連系を強化した。
- また、橘湾の広域電源開発にあわせて500kV系統を拡充するとともに関西エリアへの送電のため紀伊水道直流連系設備を構築した。
- 500kV系統導入後も187kV系統とは異電圧のループで運用。

[1960年代]

経済復興に伴い、110kV送電線に加え、火力電源の開発にあわせた超高压系統の骨格となる送電線を建設(187kV設計、110kVで運転開始)。

[1970年代]

大型火力電源の開発、本州と四国間の連系及び基幹系統昇圧(187kV)により輸送力を増強。



[1980年代]

石油危機を踏まえ電源の多様化を目指し、原子力、石炭火力、揚水の各発電所を開発。その電力輸送を担うために187kV基幹系統を拡充。



[1990年代]

500kV四国中央幹線(西・中・東幹線:伊方発~川内・東予・讃岐変電所間)運転を開始。本四連系線により本州系統との連系を強化。

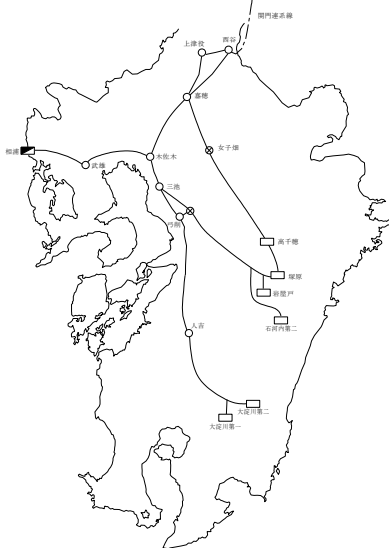
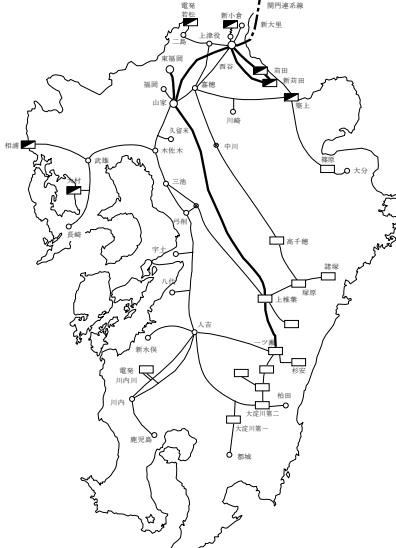
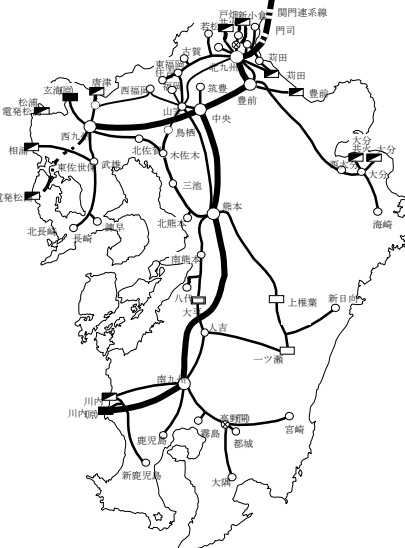
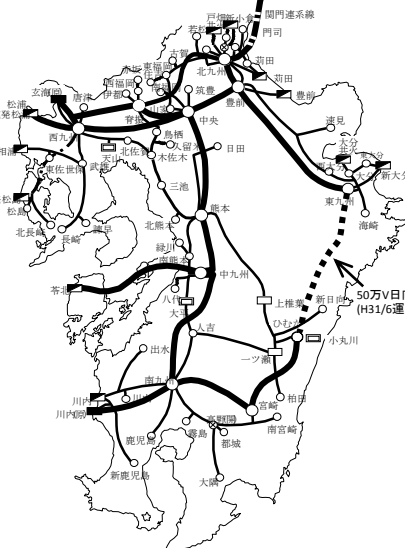


[2000年代]

広域電源である橘湾石炭火力の建設に関連して、橘湾発電所から讃岐変電所に至る500kV基幹系統を拡充、2回線化した本四連系線及び紀伊水道直流連系設備の交流・直流ハイブリッド2点連系により広域連系ルートを形成。



- 基幹系統は当初110kVであったが、電力需要の増加及びそれに伴う電源開発に対応するため、順次、220kV・500kVを導入し、系統を拡充。

110kVの時代 1951年	220kVの導入期 1965年	500kVのT字型系統構築 1985年	500kVのループ型系統構築 現在(2015.11末)
 ※110kV系統を記載	 ※110kV、220kV系統を記載	 ※500kV、220kV系統を記載	 ※500kV、220kV系統を記載
・ 基幹系統は、110kV。	・ 1957年、上椎葉発電所等の南部水力の電力を北部需要地域へ送電するため、上椎葉～山家変電所間に九州エリア初の220kV送電線を建設。 ・ 昭和40年代、九州西部、東部での大容量火力発電所開発にあわせ、西部・東部へ逐次、220kV送電線を拡大。	・ 1980年、西部の大容量発電所の運開を機に、西九州～中央変電所間の220kV送電線を500kVへ昇圧。同時に500kV関門連系線を運開。 ・ 1985年、南部の大容量発電所運開を機に、「500kV T字型系統」を構築。	・ 500kV送電線は九州北部と南部を結ぶルートが1ルート構成であることから、供給信頼度向上を図るため、東九州～ひむか変電所間に500kV送電線(日向幹線:2019/6運開予定)を建設することにより、500kVループ系統を構築。

- 沖縄エリアは、本島系統の発電所の大半が本島中北部地域(東側)に立地し、本島中南部地域に負荷が集中。
- また、地形的にも発電所は沿岸部の限られた立地条件のなか建設され、送変電設備の大部分は住宅・商業地域の狭い土地、さらに米軍基地を縫うように構築されており、特に需要の高密度化が著しい那覇・南部地域では鉄塔建設が厳しく系統増強においては地中送電線路とせざるを得ない状況。
- 沖縄本島の基幹送電線の電圧は132kVであり、需要増への対応と供給信頼度向上の観点から設備の拡充を図ってきた。

1972年



当初の132kV基幹系統は沖縄本島西海岸に位置する牧港火力から送電する放射状系統。

1987年: 石川火力運開頃



本島南部地域を中心に需要が急増したため、南部地域への供給設備として東側ルートを構築。
次に、石川火力の運用開始に伴い、牧港火力と石川火力を連系するルートの構築が行われ、沖縄本島の基幹系統の骨格を形成。

1997年: 具志川火力運開頃



栄野比～牧港を結ぶ西側ルートを構築し、既設東側ルートと合わせて2ルート化。
また、更なる需要増加に対応するため、南部地域への供給設備を構築し、具志川火力が運用開始。

2015年: 現状



石川火力と具志川火力を連系するルートの構築により、発電所間を2ルート化。
また、金武火力の運用開始と共に石川開閉所、金武火力～石川開閉所を結ぶルートを構築。

(4) 広域的な電力取引の環境整備の見通し

要件適否の状況について

①連系線について(送配電等業務指針第23条第1項第2号ア～エ)

- 連系線の利用実績(2015年1月～2015年12月)、年間計画(2016年3月～2017年3月)、長期計画(2017～2024年度)、および市場取引状況(2015年1月～2015年12月)から、**計画策定プロセスの検討開始要件に適合した連系線は下表のとおり。**
- 今回、要件に適合した連系線については、**第4回委員会で進め方を議論済であり、新たに計画プロセス開始の対象となる連系線はない。**

要件に適合した 連系線	適合した検討開始要件				対応状況 (第4回委員会で議論済)
	ア 連系線の 利用実績	イ 連系線の 年間計画	ウ 連系線の 長期計画	エ 市場取引 状況	
北海道本州間連系設備	○	○	○		- 計画策定プロセスは一旦終了済 - 設備増強予定 (平成31年目途:60万kW⇒90万kW)
東北東京間連系線		○	○		- 計画策定プロセス開始済 (電気供給事業者からの提起) - 上記プロセスにおいて検討を継続
東京中部間連系設備	○	○	○	○	- 計画策定プロセスは一旦終了済 (安定供給確保を目的として現在検討している計画策定プロセスについては継続) - 設備増強予定 (平成32年目途:120万kW⇒210万kW)
中国九州間連系線		○	○		広域系統長期方針の検討状況も踏まえて今後決定

平成27年度供給計画の取りまとめ 送配電設備の増強計画・広域運営の状況

- 平成36年度末までに約470kmの主要送電線路の新增設が計画されている。
- 地域間連系線については、北斗今別および東京中部間の直流連系設備および関ヶ原北近江線(使用開始年月未定)が計画されている。

○主要な送電線路の整備計画(こう長増減)

区分	架空 (km)	地中 (km)	架空地中 混在(km)	合計 (km)
新增設	296	33	142	472
廃止	△61	△1	—	△62

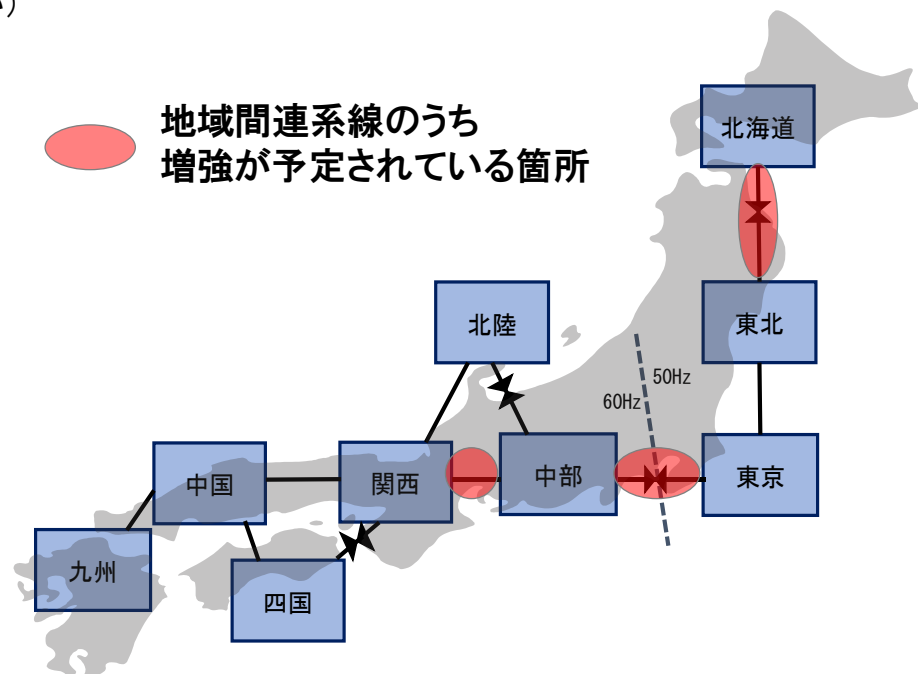
(使用開始年月又は廃止年月が未定のものは計上・記載していない)

○主要な変電設備の整備計画(容量増減)

区分	変電所 (MVA)	変換所 (MW)
新增設	14,910	1,200
廃止	△200	0

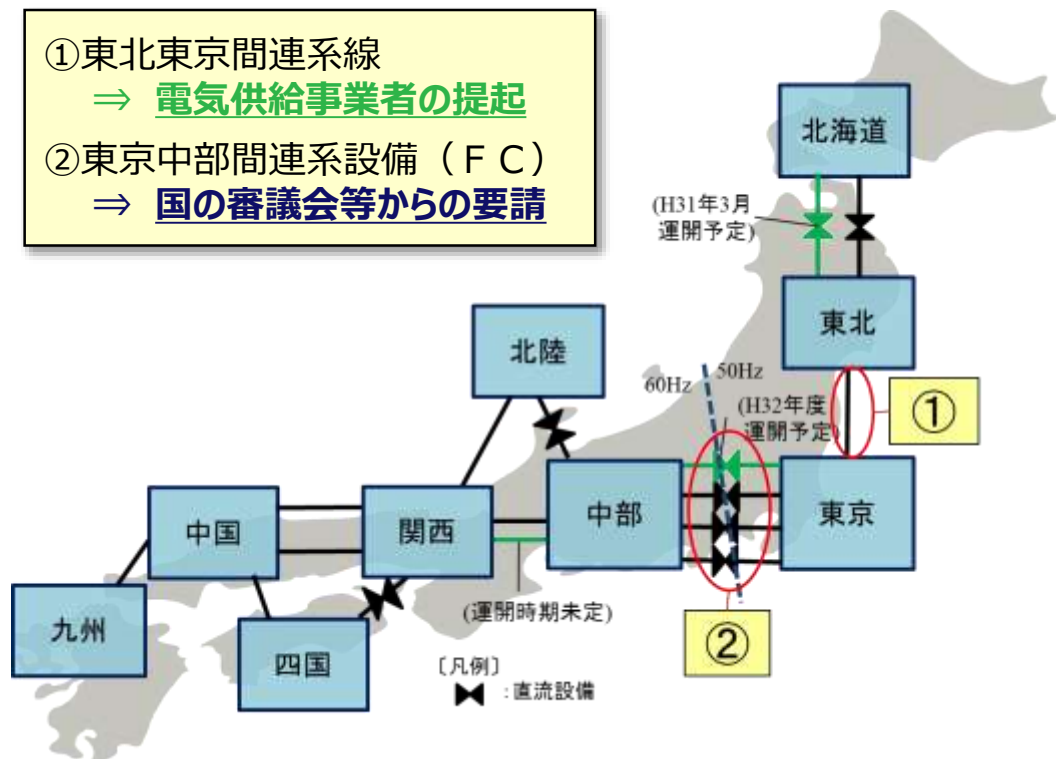
○地域間連系線の整備計画

連系エリア	名称	容量	使用開始年月
北海道～東北	北斗今別 直流幹線	300MW	平成31年3月
東京～中部	東京中部間 直流幹線 (仮称)	900MW	平成32年度
中部～関西	関ヶ原 北近江線	—	未定

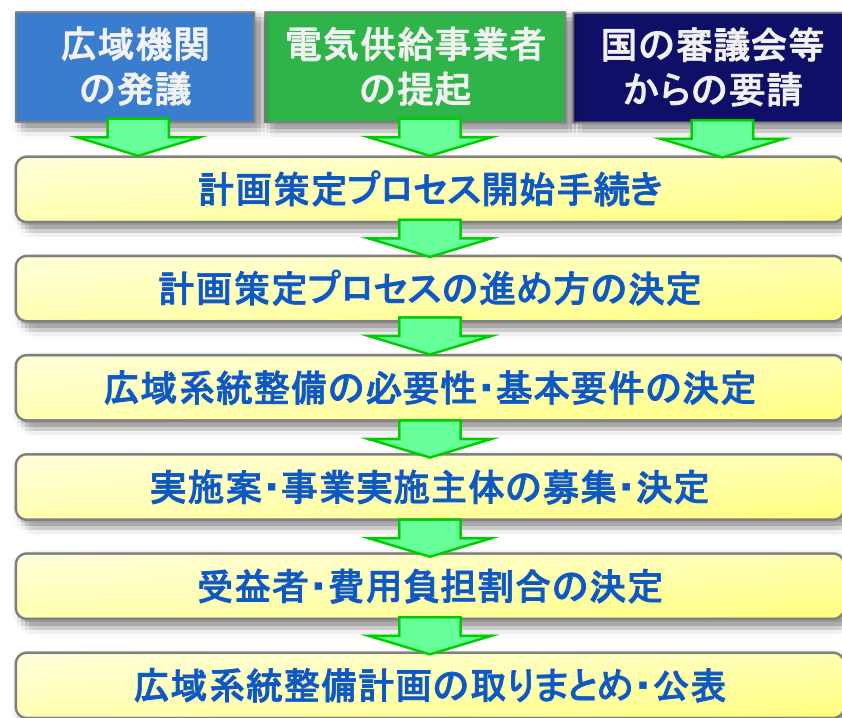


- 広域機関は、広域運用の観点から、広域系統長期方針および広域連系系統の整備に関する個別計画（以下、「広域系統整備計画」）を策定することを業務規程にて定めている。
- 本年4月より、広域機関が設置する「広域系統整備委員会」において、2件の広域系統整備計画（①東北東京間連系線、②東京中部間連系設備（FC））について検討を進めている。
- 加えて、10年を超える期間を見通した際の、全国の電力系統のあるべき姿及びその実現に向けた考え方を示す「広域系統長期方針」についても、検討を行っているところ。

- ①東北東京間連系線
⇒ **電気供給事業者の提起**
- ②東京中部間連系設備（FC）
⇒ **国の審議会等からの要請**



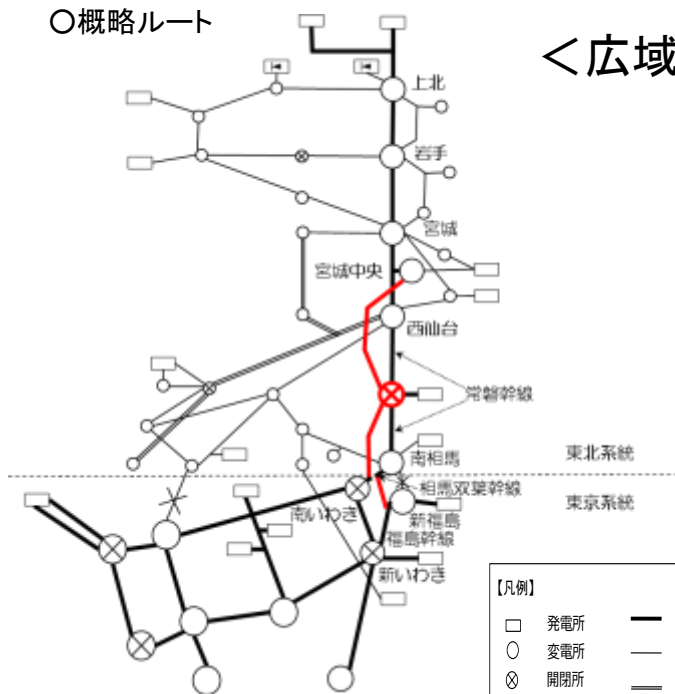
計画策定プロセスの流れ



①東北東京間連系線に係る整備計画

- 電気供給事業者(発電事業者等)より提起を受け、計画策定プロセスを開始。
- 増強ニーズ把握のため、計画策定プロセスへの参加希望者を募集した結果、2015年12月時点で、11社、13発電所、462万kWの希望が寄せられている。
- 広域系統整備委員会で検討を重ね、評議員会の審議を経て、本年 9月30日に、東京東北間連系線に係る広域系統整備計画の基本要件及び受益者の範囲を取りまとめた。
- 今後、実施案及び事業実施主体の募集、受益者・費用負担割合の決定などを経て、平成28年10月を目途に広域系統整備計画を取りまとめる予定。

○概略ルート



<広域系統整備計画基本要件の概要>

○総工事費

1,590億円程度

○工期

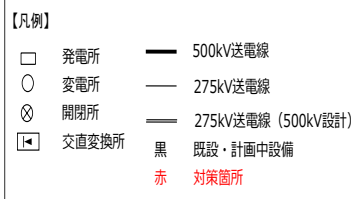
7～11年程度を目標とする

(長距離の送電線工事であり、用地交渉などにより相当程度工期が変動する可能性あり)

○増強後の連系線の運用容量

1,120万kW

(570万kW(2021年度) ⇒ +550万kW)

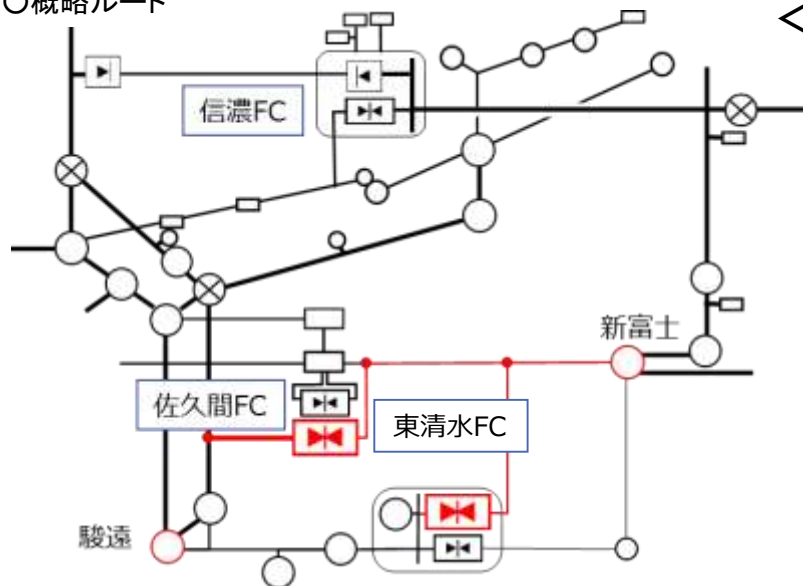


広域連系系統に関する個別の設備増強への取組

②東京中部間連系設備に係る整備計画

- 国(電力需給検証小委員会)より要請を受け、計画策定プロセスを開始。
- 広域系統整備委員会で検討を重ね、評議員会の審議を経て、本年9月30日に、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及び受益者の範囲を取りまとめた。
- 今後、実施案及び事業実施主体や費用負担割合の決定などを経て、平成28年6月を目途に広域系統整備計画を取りまとめる予定。

○概略ルート



【凡例】

- | | |
|--------------|--------------------------|
| □ 発電所 | — 500kV送電線 |
| ○ 変電所 | — 275kV以下送電線
および直流連系線 |
| ⊗ 開閉所 | 黒 既設・計画中設備 |
| ◀ 交直変換所 | 赤 対策箇所 |
| ▶ 周波数変換所、BTB | |

<広域系統整備計画基本要件の概要>

○総工事費

1,750億円程度

○工期

10年程度

(長距離の送電線工事であり、用地交渉などにより相当程度工期が変動する可能性あり)

○増強後の連系設備の運用容量

300万kW

(210万kW(2020年度) ⇒ +90万kW)

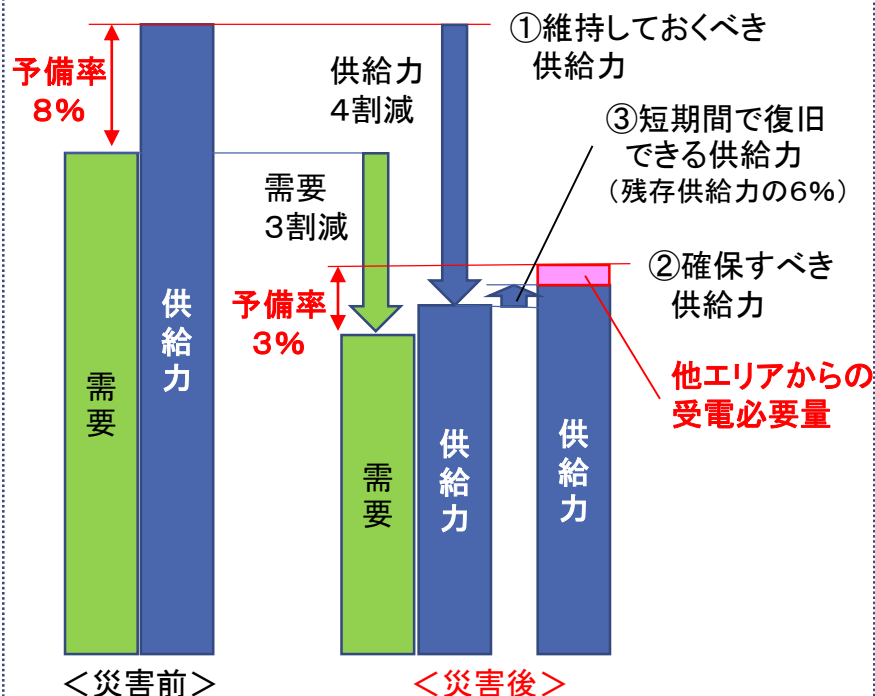
佐久間地点 : +30万kW
東清水地点 : +60万kW

(5) 大規模事故、災害等の発生時における 供給信頼度

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの前提(1/2)

- 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。

55

- 单位: 万kW

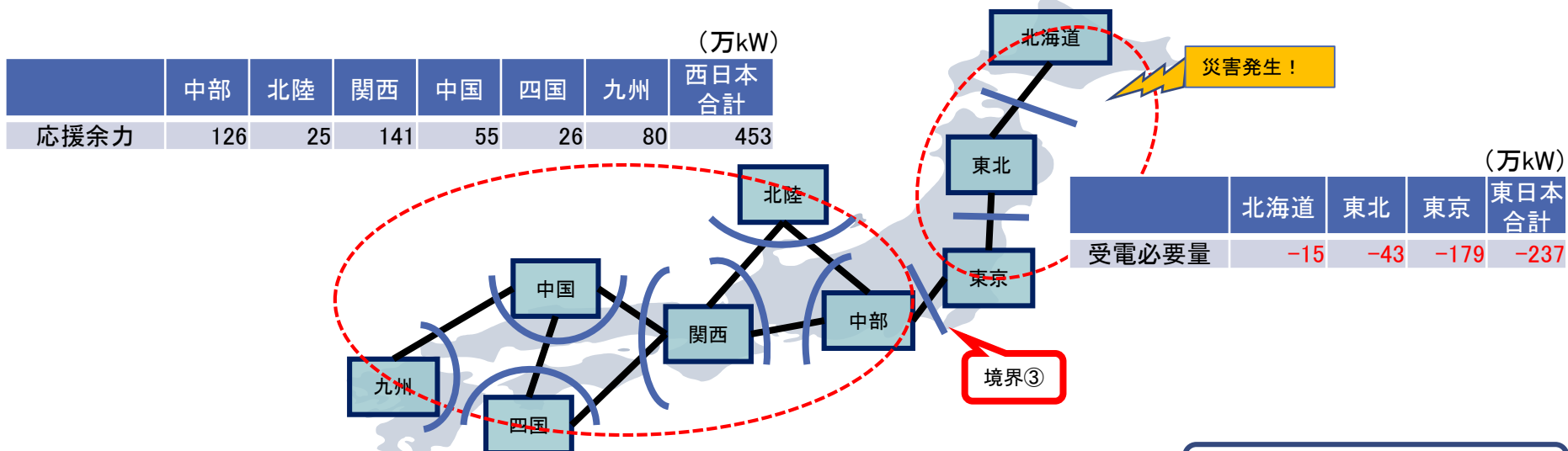
他エリアへの応援余力

他エリアからの受電必要量

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーションの評価方法

- エリアを分割する境界(連系線等)において、受電側となるエリアの受電必要量の合計、送電側となるエリアの応援余力の合計、及び当該連系線からの受電可能量の比較により評価を行う。

【評価例】下図において、FC(境界③)について、東日本の受電必要量よりも西日本から受電できる量が大きければ、西日本の応援余力を活用することにより東日本の供給力不足を解消できると評価できる。



災害後、3%の予備力を確保するために受電が必要な量
(東日本合計値)

境界③(FC)の容量には現在策定中の計画(+90万kW)を見込む。

西日本の応援余力を活用して東日本の供給力不足を解消できる。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 中西地域⇒東地域	-237	453	300	30	270	270	33

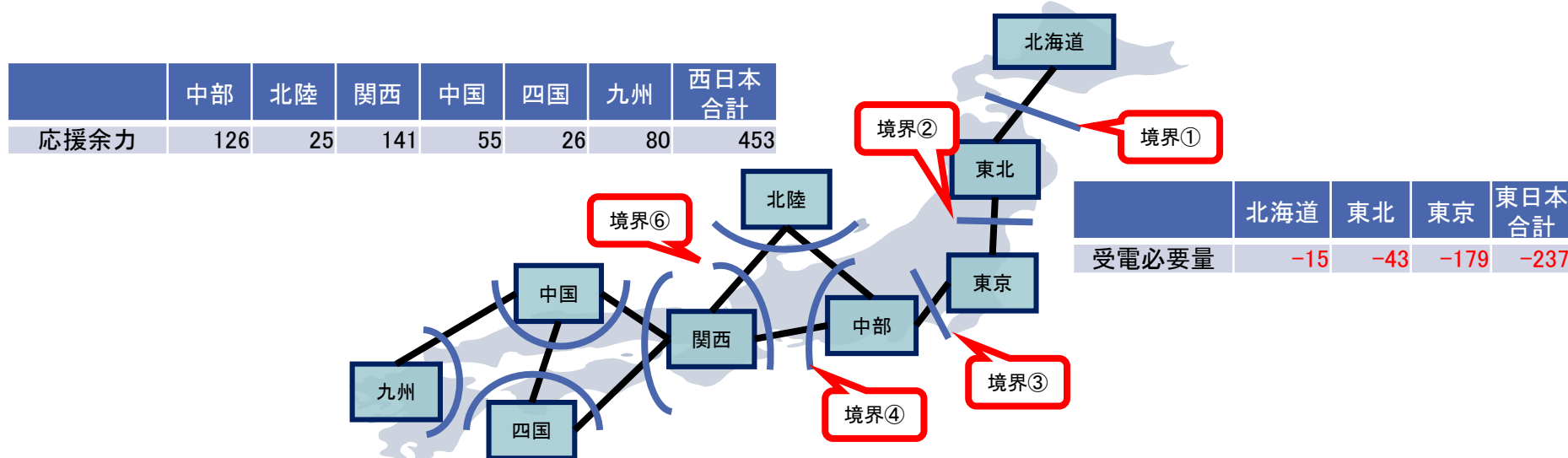
災害の影響がない西日本において3%の予備率を確保した上で、東日本へ応援できる量

FC(中部⇒東京間)から受電できる容量

西日本に余力(453万kW)があっても、FCから受電できる容量(270万kW)に制約を受ける

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果①（東日本における災害ケース）

- 東日本における発災ケースにおいて、連系線を活用した電力融通により、需給バランスを維持できることを確認した。（但し、計画潮流の向きと量により連系線から受電できる量が変わることに留意が必要。）



	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
① 北海道以外の地域⇒北海道	-15	231	90	0	90	90	75
② 中西地域+東京⇒東北+北海道	-58	274	65	-480	545	274	216
③ 中西地域⇒東地域	-237	453	300	30	270	270	33
④ 北陸+関西以西⇒中部+東地域	-111	327	280	100	180	180	69
⑥ 関西以西⇒北陸+中部+東地域	-86	302	380	77	303	302	216

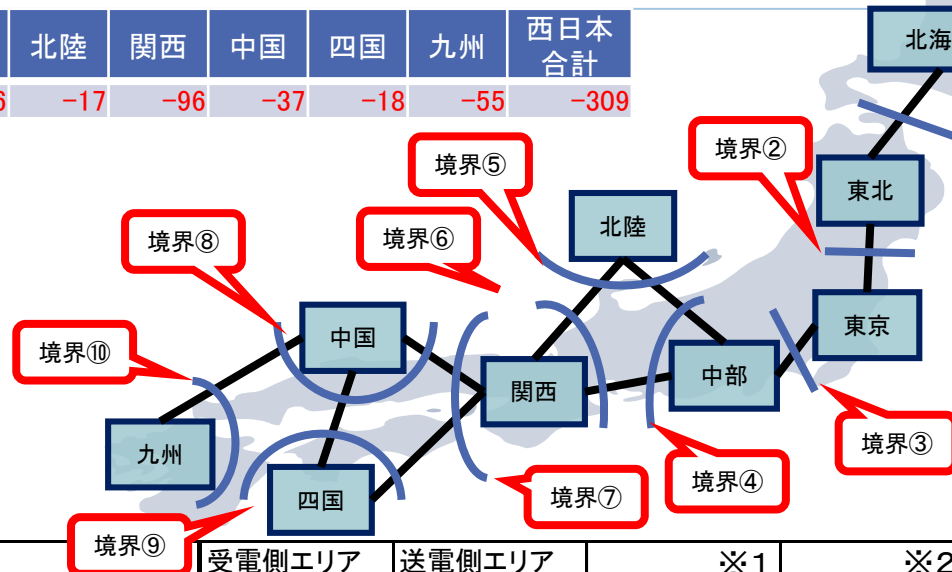
※1: 東北東京間及び東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流(但し、東北東京間については、今般の計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。)

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果②（西日本における災害ケース）

- 西日本における発災ケースにおいて、連系線を活用した電力融通により、需給バランスを維持できることを確認した。（但し、計画潮流の向きと量により連系線から受電できる量が変わることに留意が必要。）

	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	西日本 合計
受電必要量	-86	-17	-96	-37	-18	-55	-309



	北海道	東北	東京	東日本 合計
応援余力	22	63	263	348

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
② 北海道+東北⇒東京+中西地域	-46	85	1,120	987	133	85	38
③ 東地域⇒中西地域	-309	348	300	-30	330	330	21
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-223	261	150	-100	250	250	27
⑤ 北陸以外の地域⇒北陸	-17	55	130	-22	152	55	38
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-206	244	280	-77	357	244	38
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-110	148	410	-293	※3 450	148	38
⑧ 中国以外の地域⇒中国	-37	76	668	123	545	76	38
⑨ 四国以外の地域⇒四国	-18	56	260	-138	※3 145	56	38
⑩ 九州以外の地域⇒九州	-55	93	30	-278	308	93	38

※1：東北東京間及び東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2：平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流（但し、東北東京間については、今般の計画策定プロセスにおける利用見込み量を含む。）

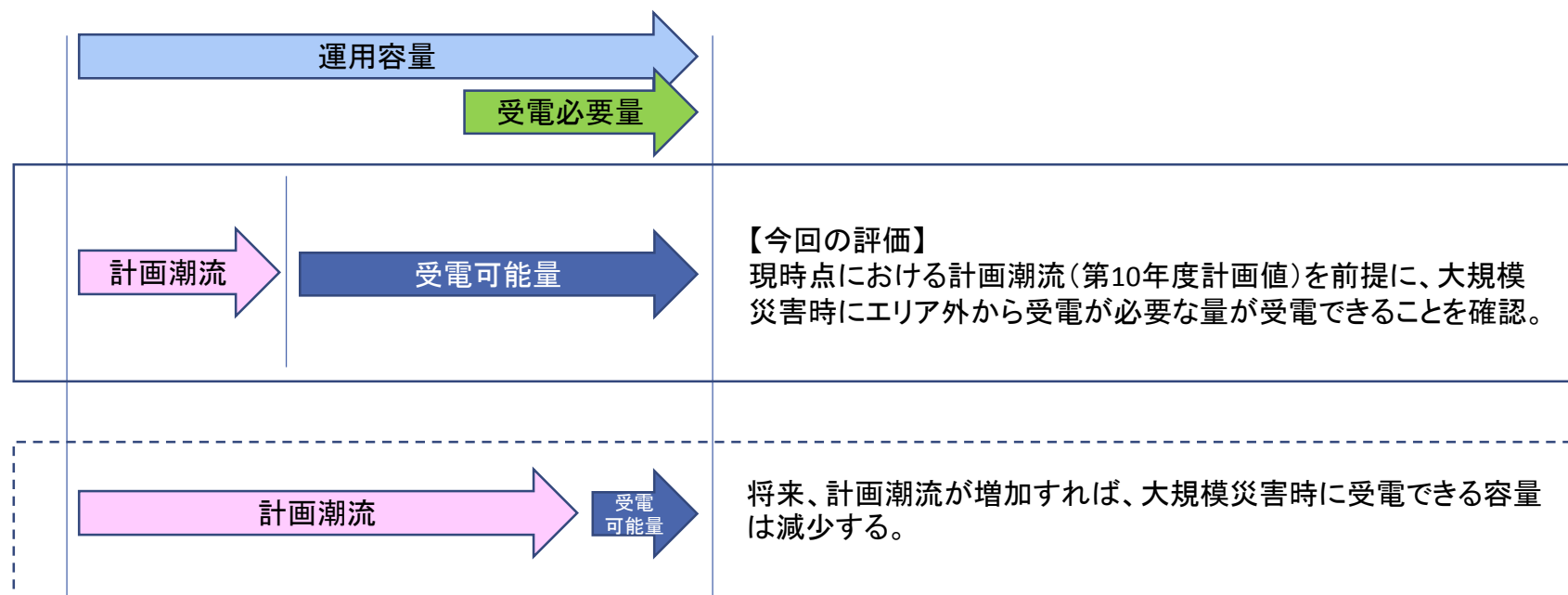
※3：四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

(1)大規模災害時の需給状況のシミュレーション シミュレーション結果（まとめ）

- 今回は現時点における計画潮流（第10年度計画値）を前提に、「維持しておくべき供給力」が計画潮流を含め各エリアで維持されている状況においては、大規模災害時にエリア外から受電が必要な量を受電できることを確認した。

<留意事項>

- 今後、計画潮流が変われば、大規模災害時に受電できる容量も変わるため、エリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量（マージン等）について考慮する必要がある。
- 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」及び「連系線マージンの今後のあり方に係る検討」の結果を踏まえ、必要により再評価を行う。



(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーションの前提

- 大規模災害等により大幅に供給力が低下した後、長期停止火力発電所の再稼働等の対策により、電力の安定供給に最低限必要な予備率を何とか確保できている需給状況が長期間継続している状況を想定する。
(具体的には、すべてのエリアにおいて予備率が5%※という需給状況を仮定する。)
- この状況において、特定のエリアで大規模な電源が脱落した場合に、連系線の活用により電力供給が確保できるかを確認する。(※他エリアから応援するためには3%を超える予備力が必要となる。)
- なお、本検討では平時に確保すべき供給信頼度の水準と比較して極めて厳しい条件を想定しており、ここでの検討結果により直ちに計画策定プロセスを開始する判断基準とすることを目的としたものではない。

想定する状況

～ 数か月 ～

大規模災害等の発生

・大幅な供給力の減少
Ex.原子力発電所の停止 等

供給力追加等の対策

・長期停止火力発電所の再稼働
・エリア間の電力の送受電 等

厳しい需給状況が長期間継続

・すべてのエリアで予備率5%を何とか確保できている状況

・この状況において、特定のエリアで大規模な電源が脱落した場合に、連系線の活用により電力供給

(参考)電力需給検証小委員会報告書(平成27年4月)から抜粋

○2015年度夏季(8月)の需給見通し(電力間融通を行った場合)

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260	156
②供給力	7,687	513	1,524	5,650	9,706	2,725	2,875	580	1,217	616	1,693	17,393	225
②供給-①需要 (予備率)	680 (9.7%)	41 (8.7%)	79 (5.5%)	560 (11.0%)	453 (4.9%)	128 (4.9%)	84 (3.0%)	35 (6.4%)	89 (7.9%)	67 (12.1%)	50 (3.0%)	1133 (7.0%)	68 (43.7%)

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（北陸エリア）

〔北陸エリアでの電源脱落模擬〕	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
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力					150					150
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	375	2,953	1,145	552	1,681	16,662
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	-140	56	22	11	32	170

注: 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。
以下、本シミュレーションにおいて同じ。

北陸エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-19	190	150	-100	250	190	170
⑤ 北陸以外の地域⇒北陸	-140	310	130	-22	152	152	12

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 北陸エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（関西エリア）

〔関西エリアでの電源脱落模擬〕	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
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力						270				270
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,683	1,145	552	1,681	16,542
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	-214	22	11	32	50

関西エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-89	139	300	-30	330	139	50
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-139	190	150	-100	250	190	50
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-149	200	280	-77	357	200	50
⑦ 中国+四国+九州⇒関西以東	-14	64	540	413	127	64	50

※1: 東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 関西エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（中国エリア）

〔中国エリアでの電源脱落模擬〕	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
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力							190			190
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	955	552	1,681	16,622
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	-168	11	32	130

中国エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-69	200	280	-77	357	200	130
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-126	256	410	-293	※2 450	256	130
⑧ 中国以外の地域⇒中国	-168	298	668	123	545	298	130

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

※2: 四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

- 中国エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（四国エリア）

〔四国エリアでの電源脱落模擬〕	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
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力								130		130
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	422	1,681	16,682
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	22	-119	32	190

四国エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-9	200	280	-77	357	200	190
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-66	256	410	-293	※2 450	256	190
⑨ 四国以外の地域⇒四国	-119	310	260	-138	※2 145	145	26

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

※2: 四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

- 四国エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（九州エリア）

〔九州エリアでの電源脱落模擬〕	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
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力									260	260
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,421	16,552
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	51	10	56	22	11	-228	60

九州エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	※1 運用容量(c) (万kW)	※2 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
③ 東地域⇒中西地域	-79	139	300	-30	330	139	60
④ 東地域+中部⇒北陸+関西以西	-129	190	150	-100	250	190	60
⑥ 東地域+北陸+中部⇒関西以西	-139	200	280	-77	357	200	60
⑦ 関西以东⇒中国+四国+九州	-196	256	410	-293	※3 450	256	60
⑩ 九州以外の地域⇒九州	-228	288	30	-278	308	288	60

※1: 東京中部間については、今般の計画策定プロセスによる増強分を含む。

※2: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

※3: 四国向けの受電可能量は、四国地内系統の制約を考慮した。

- 九州エリアで発生する電源脱落に対し、応援を受ける必要のある全ての境界において利用可能な容量があるため、需給バランスを維持できる見込みとなる。

(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（北海道エリア）

〔北海道エリアでの電源脱落模擬〕	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
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力	160									160
供給力合計 ②	296	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,652
予備率3%に対する過不足 ②-①	-151	25	105	51	10	56	22	11	32	160

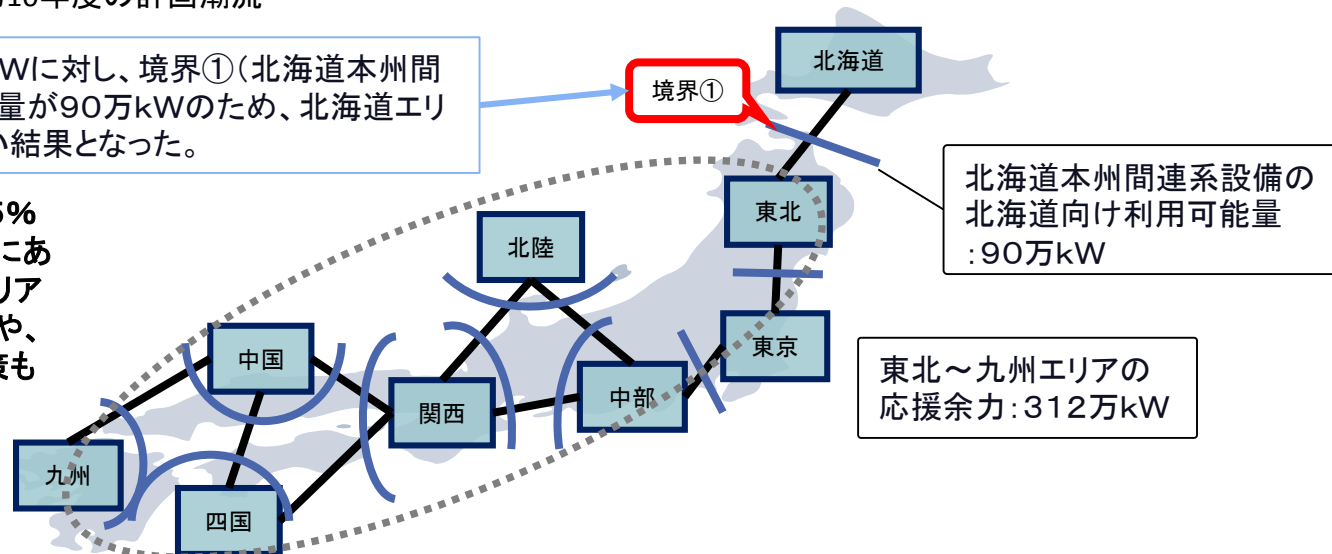
北海道エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
① 北海道以外の地域⇒北海道	-151	312	90	0	90	90	-61

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 北海道エリアの不足分151万kWに対し、境界①(北海道本州間連系設備)を利用した受電可能量が90万kWのため、北海道エリアの供給力不足が解消されない結果となった。

注: 今回のシミュレーションは一律5%の予備率を設定したが、実運用にあたっては状況に応じて北海道エリアは多めに予備率を確保することや、随時調整契約の発動などの対策も検討する必要がある。



(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（東北エリア）

〔東北エリアでの電源脱落模擬〕	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
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力		450								450
供給力合計 ②	456	876	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,362
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	-425	105	51	10	56	22	11	32	-130

東北エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

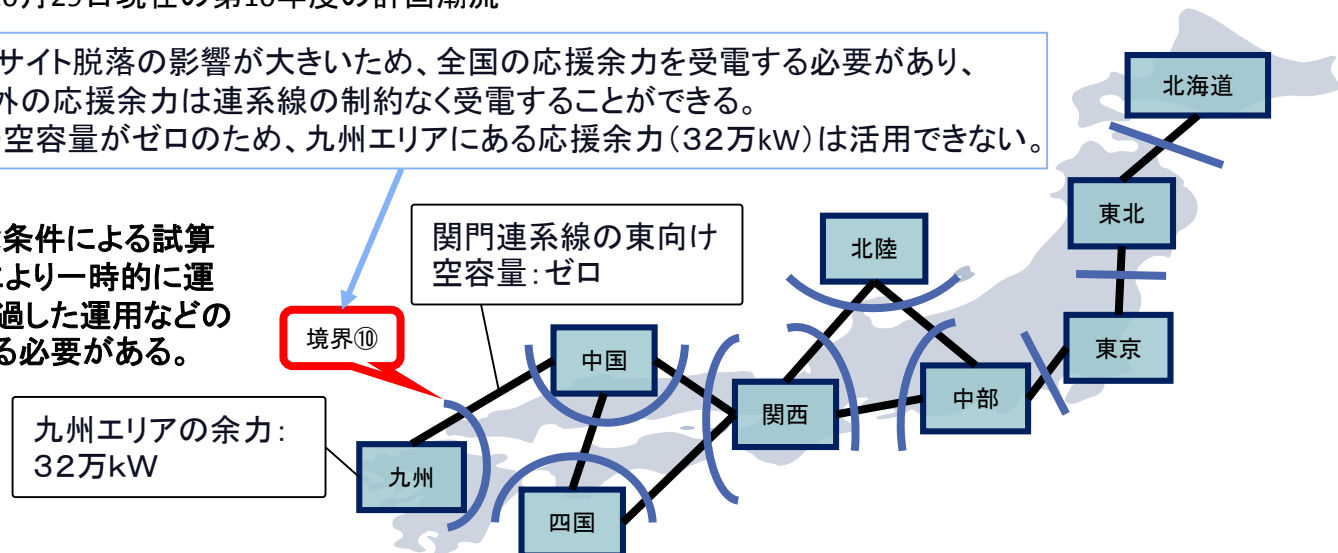
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要がある、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注: 極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（東京エリア）

〔東京エリアでの電源脱落模擬〕	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
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力			470							470
供給力合計 ②	456	1,326	5,047	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,342
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	-365	51	10	56	22	11	32	-150

東京エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

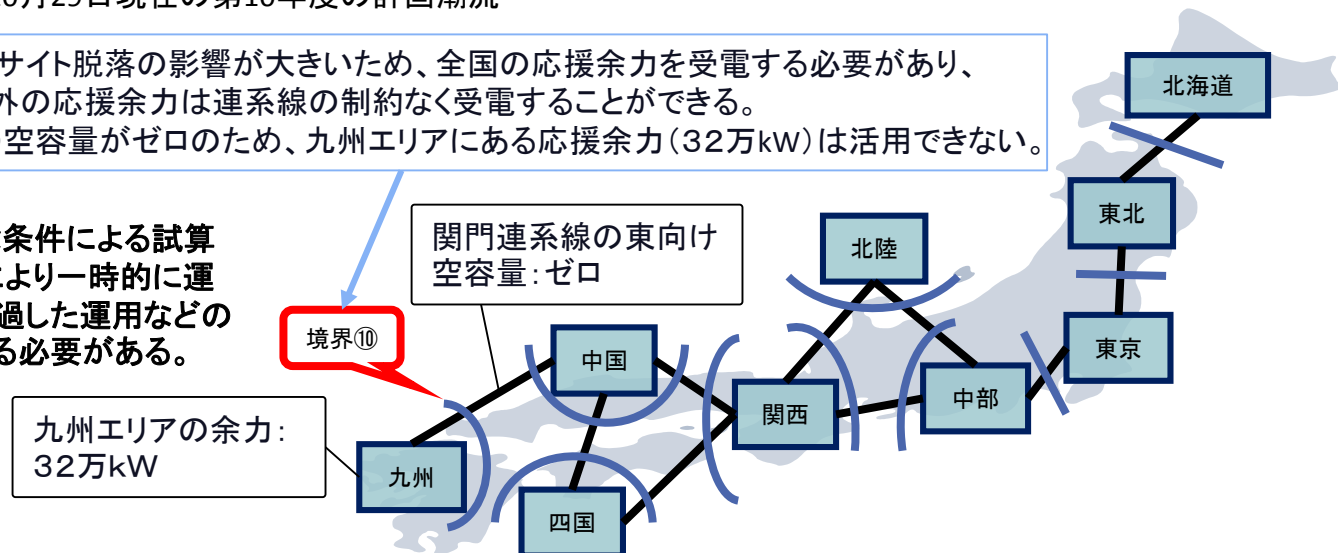
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-182	32	278	278	0	0	-182

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいため、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注: 極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（中部エリア）

〔中部エリアでの電源脱落模擬〕	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
需要+予備率3% ①	447	1,300	5,412	2,605	515	2,897	1,124	542	1,649	16,492
供給力(需要+5%)	456	1,326	5,517	2,656	525	2,953	1,145	552	1,681	16,812
脱落供給力				450						450
供給力合計 ②	456	1,326	5,517	2,206	525	2,953	1,145	552	1,681	16,362
予備率3%に対する過不足 ②-①	9	25	105	-399	10	56	22	11	32	-130

中部エリア内の最大火力発電サイトに相当する規模の電源脱落を想定。

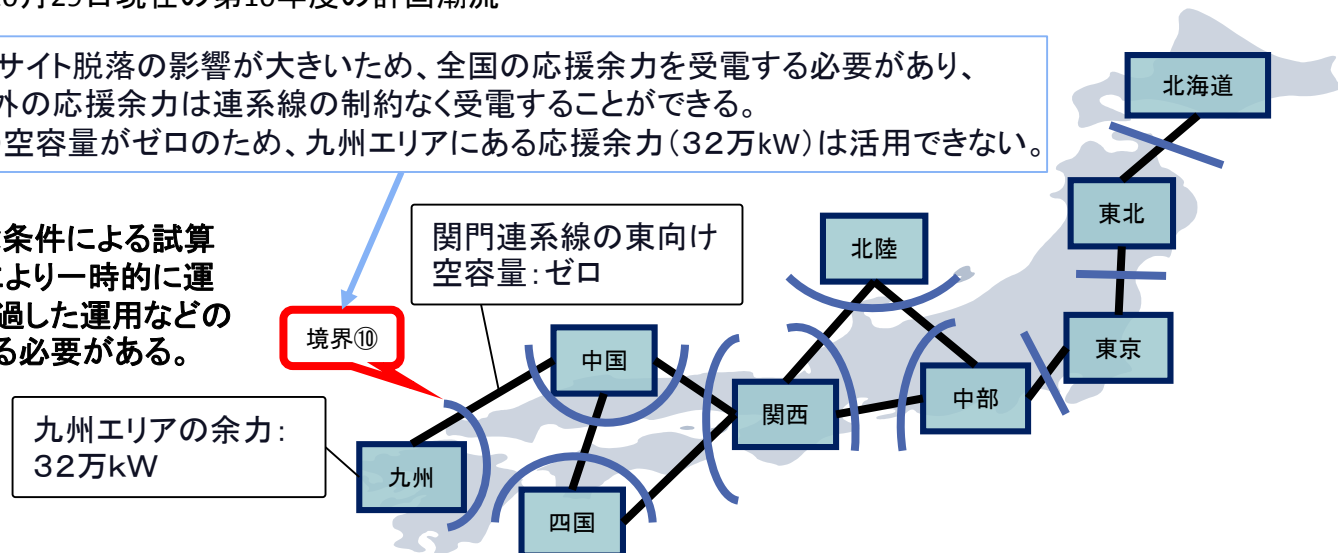
電源脱落量が大きく、全国合計で需給がアンバランス。

	受電側エリア 合計の受電 必要量(a) (万kW)	送電側エリア 合計の応援 余力(b) (万kW)	運用容量(c) (万kW)	※1 計画潮流(d) (万kW)	連系線からの 受電可能量 (c)-(d)=(e) (万kW)	応援可能量 (b)、(e)の 小さいほう(f) (万kW)	受電側エリア 仕上がり余力 (a)+(f) (万kW)
⑩ 九州⇒九州以外の地域	-162	32	278	278	0	0	-162

※1: 平成27年10月29日現在の第10年度の計画潮流

- 本ケースではサイト脱落の影響が大きいので、全国の応援余力を受電する必要があり、九州エリア以外の応援余力は連系線の制約なく受電することができる。
- 関門連系線の空容量がゼロのため、九州エリアにある応援余力(32万kW)は活用できない。

注: 極めて過酷な条件による試算であり、必要により一時的に運用容量を超過した運用などの対策も検討する必要がある。



(2) 厳しい需給状況が長期間継続する場合のシミュレーション シミュレーション結果（まとめ）

- 今回のシミュレーションは、厳しい需給状況が長期間継続している中で、夏季の最大需要発生時に大規模な電源サイト(単一発電所の全ユニット)が脱落するという極めて過酷な条件における試算を行った。
- その結果、東北⇒北海道および九州⇒中国については連系線の容量制約が生じる可能性はあるものの、その他の連系線については他エリアへの応援のための電力を送電できることが示唆された。
- 実際に連系線容量の増加対策の要否を検討するにあたっては、こういった事象が発生する確率やそれによる社会損失と、エリア毎の調整力確保量(北海道エリアは多めに確保等)やその増加対策、随時調整契約や節電等の需要側対策、電源や流通設備の緊急時利用等、各種対策との費用対効果を比較検討する必要がある。

<留意事項>

- 今回は現時点における計画潮流(第10年度計画値)を前提に、シミュレーションを行ったが、今後、計画潮流が変われば、大規模な電源が脱落した時に受電できる容量も変わるため、エリア内の供給予備力とエリア外から受電できる量(マージン等)について考慮する必要がある。
- 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」及び「連系線マージンの今後のあり方に係る検討」の結果を踏まえ、必要により再評価を行う。

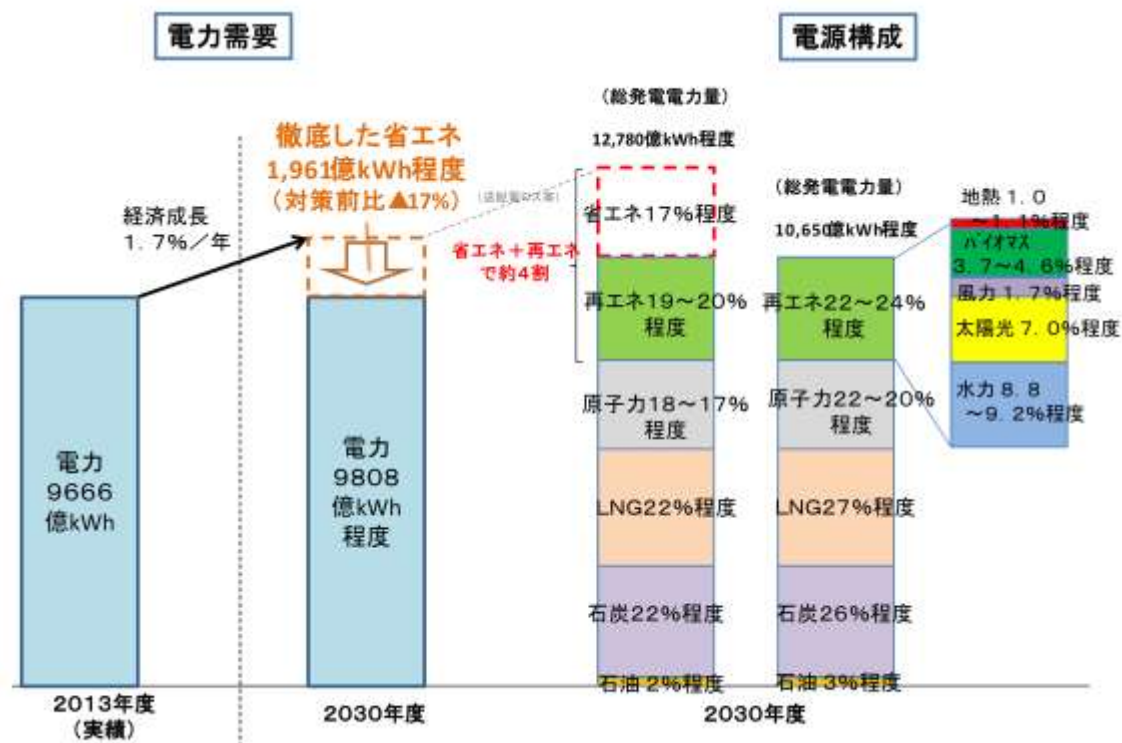
(6) 電力系統利用の円滑化・低廉化 におけるシナリオ設定

- 電力需要は「現状横ばい」を基本シナリオとする。

＜考え方＞

- ・ 長期エネルギー需給見通しにおいては、徹底した省エネの推進(△17%)を行い、2030年度の時点の電力需要を2013年度とほぼ同じレベルまで抑えることを見込んでいる。
- ・ 徹底した省エネは政策的に誘導されるものと考え、電力需要は「現状横ばい」を基本シナリオとし、必要によりシナリオを追加する。

長期エネルギー需給見通し



- 再生可能エネルギーは、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量を見込む。

<考え方>

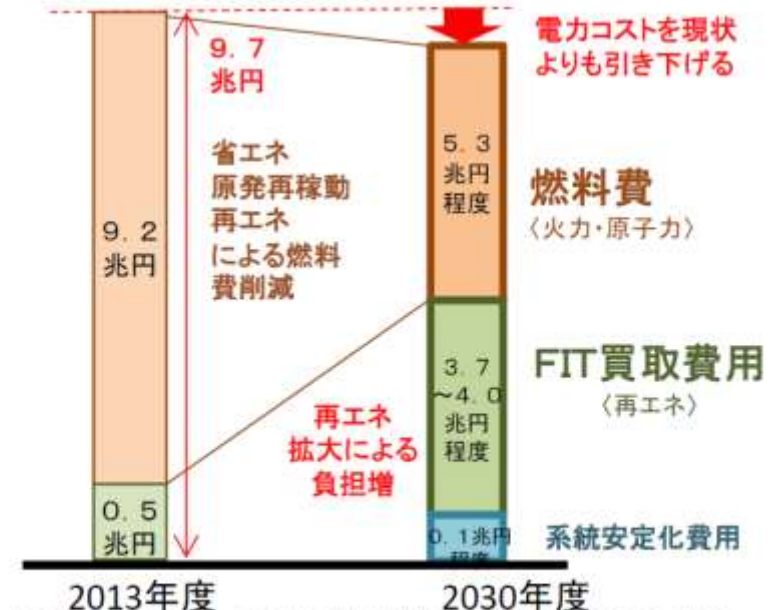
- 長期エネルギー需給見通しにおいて、各電源の個性に応じた再生可能エネルギーの最大限の導入を行う観点から自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱、水力、バイオマスにより原子力を置き換えることを見込んでいる。また、自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴う太陽光、風力は、国民負担抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入することを見込んでいる。
- 再生可能エネルギーは、地域の自然条件等により導入量が偏在するため、導入見込量や設備認定量等により、各エリアへの導入量を算定する。

再生可能エネルギーの導入見込量

種別	設備容量(万kW)	
	2030年断面	現状
地熱	約140～約155	52
水力	4,847～4,931	2,056(一般) 2,594(揚水) 4,650(計)
バイオマス	602～728	252
風力(陸上)	918	約270
風力(洋上)	82	
太陽光(住宅)	約900	約760
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340

注：長期エネルギー需給見通し関連資料から作成

<電力コストの推移(イメージ)>



(注) 再エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。これは、回避可能費用も含んでいるが、その分、燃料費は小さくなっている。

【出所】発電用燃料費は総合エネルギー統計における発電用燃料投入量(自家発電を含む)と、貿易統計における燃料輸入価格から推計

■ 導入量が偏在する傾向が強い風力発電及び太陽光発電について、以下のシナリオを設定する。

シナリオ① 導入見込量や設備認定量に応じて各エリアに按分して導入

シナリオ② 偏在を極力緩和するように各エリアに導入

＜考え方＞

- 導入見込量や設備認定量に応じて各エリアへ導入量を按分した場合（シナリオ①）、導入量が偏在する地域（北海道・東北・九州エリア）から他エリアへの送電量が多くなるなど、系統への負担が大きくなる。
- 一方、偏在を極力緩和するよう各エリアへの導入量を設定した場合（シナリオ②）、相対的に系統への負担が抑制される。

単位：万kW

	（参考） 最大需要電力 （H26年度実績、 H3送電端）	シナリオ① 導入見込量等に応じて 各エリアに按分し導入 （風力+太陽光）	シナリオ② 偏在を極力緩和する ように各エリアに導入 （風力+太陽光）
北海道	442	446	223
東北	1,331	1,548	1,259
東京	5,256	1,582	1,782
中部	2,367	787	970
北陸	491	110	175
関西	2,574	576	804
中国	1,018	562	721
四国	495	266	352
九州	1,506	1,471	1,051
沖縄	140	50	65
計		7,400	7,400

	シナリオ②の考え方
風力	北海道・東北エリア以外に最大限導入。 その上で東北エリアに最大限導入。
太陽光	連系可能量（東京・中部・関西エリアは 接続申込量）まで導入。その上で不足分 を全エリアに需要比率で按分し導入。

各シナリオの具体的な考え方は、P9～10による。

内訳：風力1,000万kW、太陽光6,400万kW

注：四捨五入の関係で合計が一致しない。

- 風力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(1,000万kW)を見込む。(既導入量は286万kW)
- 導入見込量達成のための新規導入量(714万kW)は未開発分^{1,000-286}* (下表c)の比率により各エリアに按分する。(風力シナリオ①)
*「未開発分」=「連系可能量を考慮しない導入見込み量」-「既導入量」
- 相対的に系統への負担が抑制されうるシナリオとして、東京から九州に最大限導入、北海道は連系可能量まで入れた上で、東北に重点的に導入した場合(風力シナリオ②)を検討する。
- また、風力シナリオ②に対する参考として、北海道エリアに重点的に導入した場合についても検討する。

単位: 万kW

	連系可能量を 考慮しない 導入見込量※1 a	既導入量※2 b	未開発分 c=a-b	風力シナリオ① 未開発分比率で按分 $b+(1,000-286) \times c/966$	風力シナリオ② 東京から九州に最大限、 北海道は連系可能 量まで導入したうえで、 東北に重点的に導入	(参考)風力シナリオ 東京から九州に最大限 導入した上で、 北海道に重点的に導入
北海道	約300	32	268	230	<u>56</u>	<u>300</u>
東北	約587	87	500	456	579	334
東京	約47	23	24	41	<u>47</u>	<u>47</u>
中部	約45	21	24	39	<u>45</u>	<u>45</u>
北陸	約19	15	4	18	<u>19</u>	<u>19</u>
関西	約37	16	21	31	<u>37</u>	<u>37</u>
中国	約67	30	37	57	<u>67</u>	<u>67</u>
四国	約51	14	37	41	<u>51</u>	<u>51</u>
九州	約97	46	51	84	<u>97</u>	<u>97</u>
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	<u>2.5</u>	<u>2.5</u>
計	約1,250	286	966	1,000	1,000	1,000

※1 第9回新エネ小委資料より作成

※2 固定買取制度情報公表用ウェブサイトデータより作成(H27年4月末)

注: 四捨五入の関係で合計が一致しない。

- 太陽光発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(6,400万kW)を見込む。
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)は、新規認定量(下表b)の比率により各エリアに按分する。(太陽光シナリオ①)
6,400-495
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)を、接続可能量を設定していないエリア(東京、中部、関西)については接続契約申込量まで、その他エリアは接続可能量まで導入し、未達分を需要比率で各エリアに按分する。(太陽光シナリオ②)

単位: 万kW

	導入量		新規 認定量 b	太陽光シナリオ① 新規認定量比率で按分 $a + (6,400 - 495) \times b / 8,247$	- 東京・中部・関西エリア 接続済み+接続契約申込量 - その他エリア 接続可能量	太陽光シナリオ② 東京・中部・関西エリアは接続 申込量、その他エリアは接続可 能量まで導入し、未達分を需要 比率で按分
	移行 認定 a	新規 認定 (bの内数)				
北海道	8	55	292	216	117	167
東北	30	137	1,483	1,092	552	680
東京	129	481	1,973	1,541	1,280	1,735
中部	96	309	911	748	717	925
北陸	8	34	118	92	110	156
関西	65	228	670	545	536	767
中国	45	151	642	505	558	654
四国	23	110	282	225	257	301
九州	86	416	1,818	1,388	817	954
沖縄	6	21	58	48	49.5	62
計	495	1,941	8,247	6,400	-	6,400

- 一般水力は、長期エネルギー需給見通しにおける水力発電の導入見込量(4,847～4,931万kW)から揚水発電(2,594万kW)を差し引き、2,253～2,337万kWを見込む。
- H26年度末設備(2,067万kW)にH27年度供給計画に記載のある新增設・廃止計画(19万kW)を織り込む。
- 導入見込量達成のための新規導入量(167～251万kW)は、都道府県別包蔵水力(未開発分)の比率により各エリアに按分する。
- 揚水式水力は、現状の設備に加え、蓋然性が高い新增設・廃止を見込む。

	単位: 万kW				単位: 億kWh	
	年度末設備※1 a	開発予定※1 b	新規導入量 c=(167～251) × d/398	一般水力シナリオ a+b+c	包蔵水力※2 (未開発分) d	
北海道	117	1	17～26	135～144	42	
東北	292	1	41～61	334～355	97	
東京	408	0	13～19	421～428	31	
中部	263	15	42～62	319～340	99	
北陸	245	1	16～23	261～269	37	
関西	388	1	10～14	398～403	23	
中国	101	0	9～13	110～114	20	
四国	79	0	9～14	89～93	22	
九州	174	1	11～17	186～191	27	
沖縄	0	0	0	0	1	
計	2,067	19	167～251	2,253～2,337	398	
注: 四捨五入の関係で合計が一致しない。				揚水発電※3	2,594	
※1 平成27年度供給計画				水力合計	4,847～4,931	
※2 資源エネルギー庁HPの都道府県別包蔵水力(H26.3末)データより各都道府県別に各エリアに按分した概数(供給エリアが複数存在する箇所については、面積が大きいエリアで集計)						
※3 2010年度実績値						

- 地熱発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入量(140～155万kW)を見込む。(既導入量は52万kW)
- 既導入量(下表a)と未導入の新規認定量(下表b)の合計から按分する。(地熱シナリオ①)
- 既導入量(下表a)と未導入の新規認定量(下表b)の合計、地熱資源量の未開発分(下表d)を用いて按分する。(地熱シナリオ②)

単位: 万kW

	既導入量 a	新規認定量 (未導入分) b	地熱シナリオ① 既導入量及び新規認定量 (未導入分)から按分 (a+b) $+(140 \sim 155 - 59) \times (a+b)/59$	地熱資源の 賦存量※1 c	未開発分※2 $d = c - (a+b)$	地熱シナリオ② 既導入量及び新規認定量(未導入 分)と地熱資源の賦存量から按分 (a+b) $+(140 \sim 155 - 59)/2 \times (a+b)/59$ $+ (140 \sim 155 - 59)/2 \times d/2298$
北海道	3	0.01	6～7	1673	1671	34～40
東北	27	5	77～85	252	220	58～63
東京	0.3	0	0.8～0.9	39	38	1
中部	0.002	0.2	0.5	37	37	1
北陸	0	0	0	220	220	4～5
関西	0	0	0	2	2	0.04～0.05
中国	0	0	0	0	0	0
四国	0	0	0	0	0	0
九州	22	2	56～62	134	110	42～45
沖縄	0	0	0	0	0	0
計	52	7	140～155	2357	2298	140～155

注: 四捨五入の関係で合計が一致しない。

※1 平成22年度環境省委託事業「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」(平成23年3月)

※2 導入予定量も開発分としてカウント

- バイオマス発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入量(602万kW～728万kW)を見込む。(既導入量は267万kW)
- 導入見込量達成のためのRPS分を除く導入量(475～601万kW)は、新規認定量(未導入分)の比率により各エリアに按分する。

602-127 728-127

単位: 万kW

	固定買取制度			RPS	バイオマスシナリオ c+d
	既導入量 a	新規認定量 (未導入分) b	RPS分を除く導入量 $c=a+(475\sim601-140)\times b/181$	既導入量 d	
北海道	4	11	25～33	6	31～39
東北	10	35	74～98	5	80～104
東京	51	35	116～141	31	147～172
中部	14	25	59～76	7	67～84
北陸	2	5	11～14	0	11～14
関西	18	8	33～38	16	49～54
中国	16	9	33～40	22	55～61
四国	6	13	30～39	27	57～66
九州	18	41	93～121	12	105～133
沖縄	1	0	1	0	1
計	140	181	475～601	127	602～728

固定買取制度情報公表ウェブサイトより作成(H27.4月末)

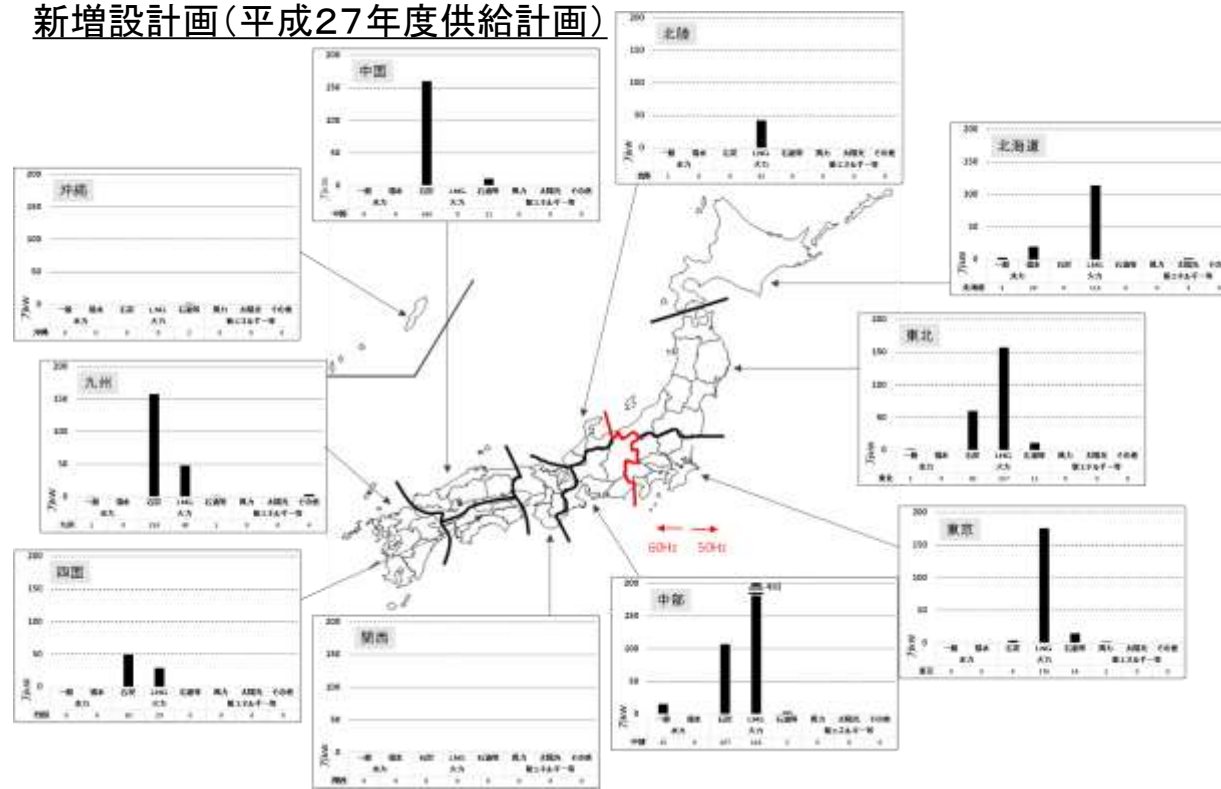
注: 四捨五入の関係で合計が一致しない。

- 火力発電は、現状の設備に加え、蓋然性が高い新增設・廃止を見込む。但し、運転開始から一定の期間を経過した設備は一律廃止を見込む。

＜考え方＞

- 火力発電の発電量は需要等に応じて調整されるため、長期エネルギー需給見通しにおけるLNG火力、石炭火力、石油火力の発電電力量に相当する設備量を一義的に見込むことは困難。
- 設備量は現状設備及び供給計画に計上された設備など現時点において蓋然性が高いと考えられる新增設・廃止計画を見込み、メリットオーダーによるシミュレーションを行う。
- なお、運転開始から50年を経過した設備は一律廃止を見込む。また、一律廃止した設備について、そのリプレースを蓋然性を持って見込むことは困難なため、リプレースは見込まない。

新增設計画(平成27年度供給計画)



(参考)長期エネルギー需給見通し

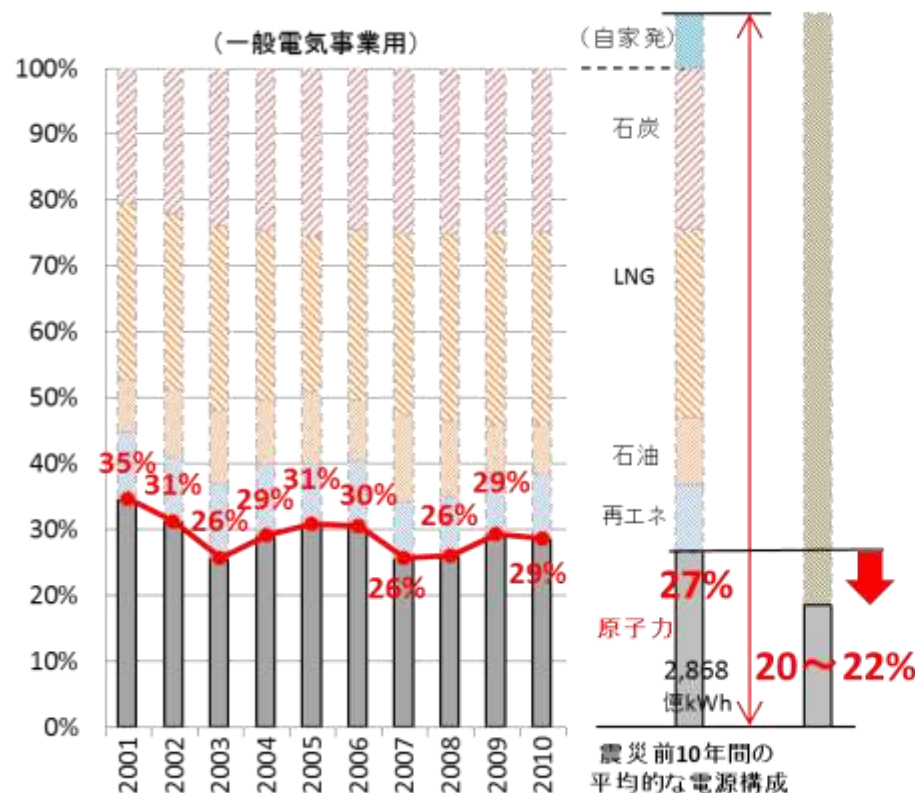
種別	電源構成(発電電力量)
LNG	27%程度(2,845億kWh)
石炭	26%程度(2,810億kWh)
石油	3%程度(315億kWh)

- 原子力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける発電電力量を、機械的に各エリアに按分する。

<考え方>

- ・ 現時点においては、2030年における原子力発電所の稼働状況を個別に見通すことは困難であり、長期エネルギー需給見通しにおいても、個別の原子力発電所がどの程度稼働するのは、想定していない。
- ・ 長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量（2,168～2,317億kWh）を見込む。
- ・ その際、各エリアへの按分は、各エリアに存在する設備容量を基に機械的に按分する。

原発依存度低減の考え方



1. 省エネによる電力需要の抑制

2030年の電力需要を対策前比17%削減。
(発電電力量で2,130億kWh程度の削減に相当)

2030年の総発電電力量: 10,650億kWh程度

2. 再エネ拡大による原子力の代替

自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱・水力・バイオマスを拡大。

(+382～531億kWh程度) ※風力の平滑化効果を含む

3. 火力の高効率化による原子力の低減

石炭火力の発電効率が、全体として6.7%向上。
(+169億kWh程度)

2,868億kWh(27%) ※震災前10年間の平均的な電源構成

⇒2030年に2,317～2,168億kWh程度
(22～20%)

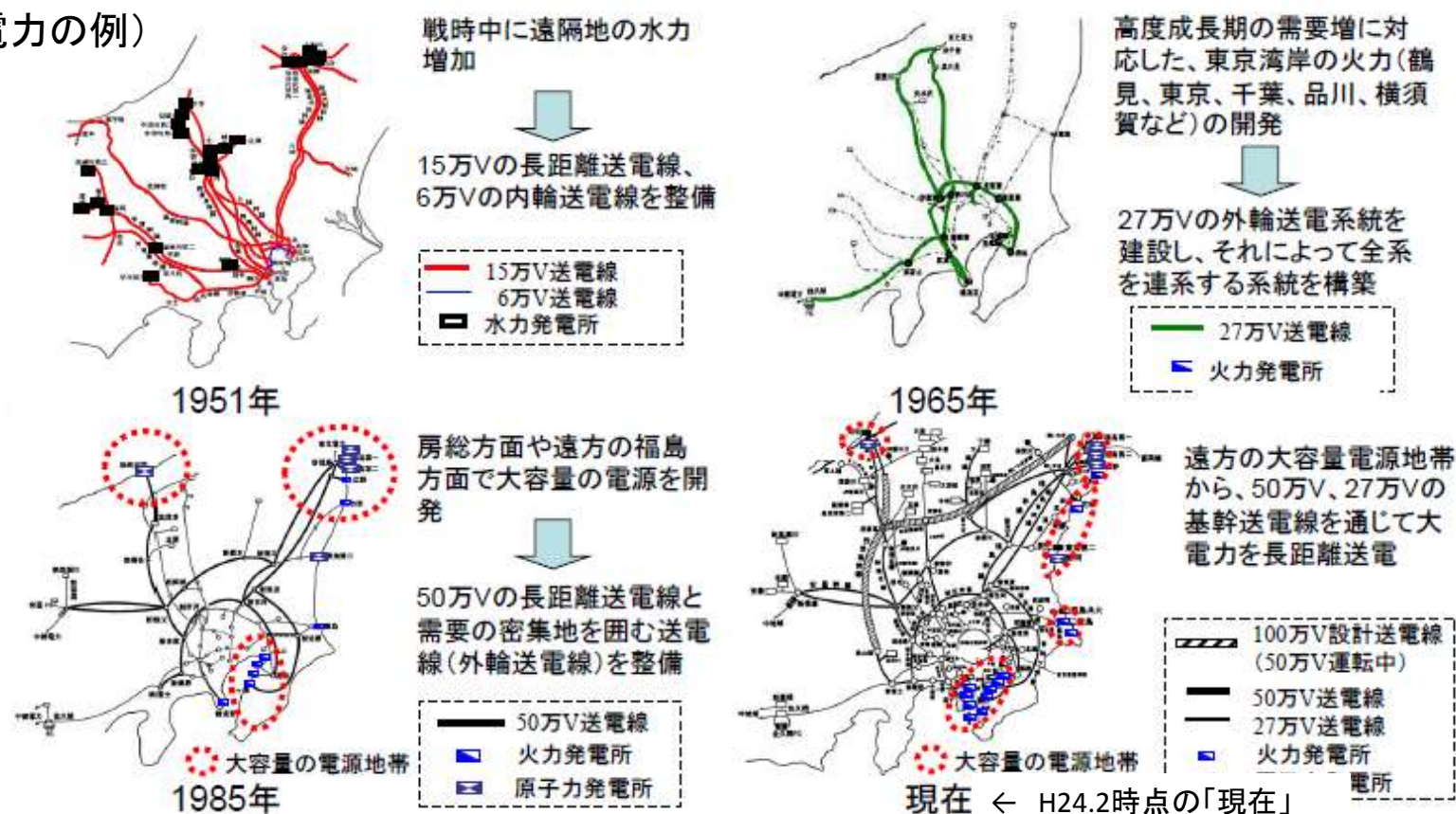
(7) 流通設備の経年情報

(1)設備保全の状況

a. 系統発展の歴史：基幹系統整備の歴史

- 電力需要の増加に対応するため、遠隔地にも電源の開発を進め、順次上位の電圧を導入しつつ需要地までの大電力輸送を実現してきた。このようにして整備が進められた基幹系統は、現在でもその多くが現役で稼働している。
- 一方、将来に向け、再エネ電源の大量導入の影響等、従来想定してこなかった電力潮流を実現するための系統整備を検討する必要がある。

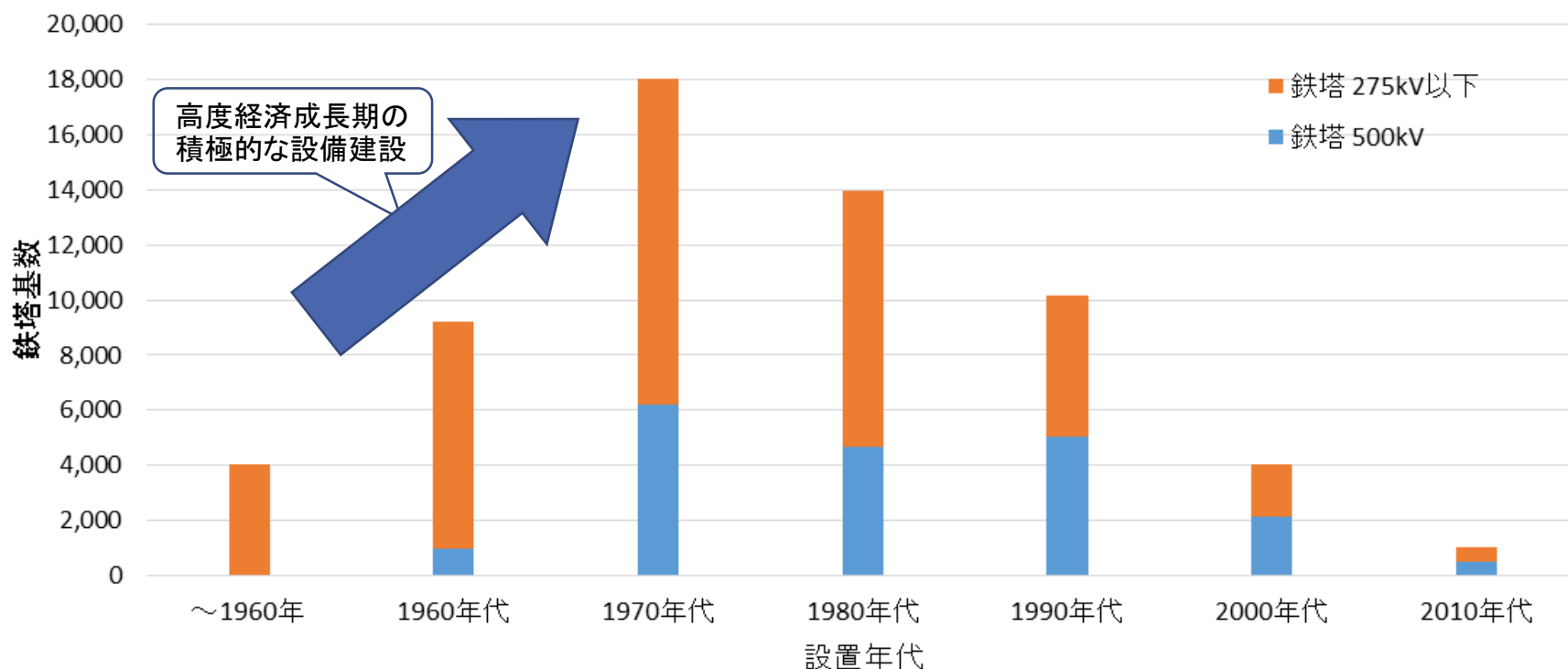
(東京電力の例)



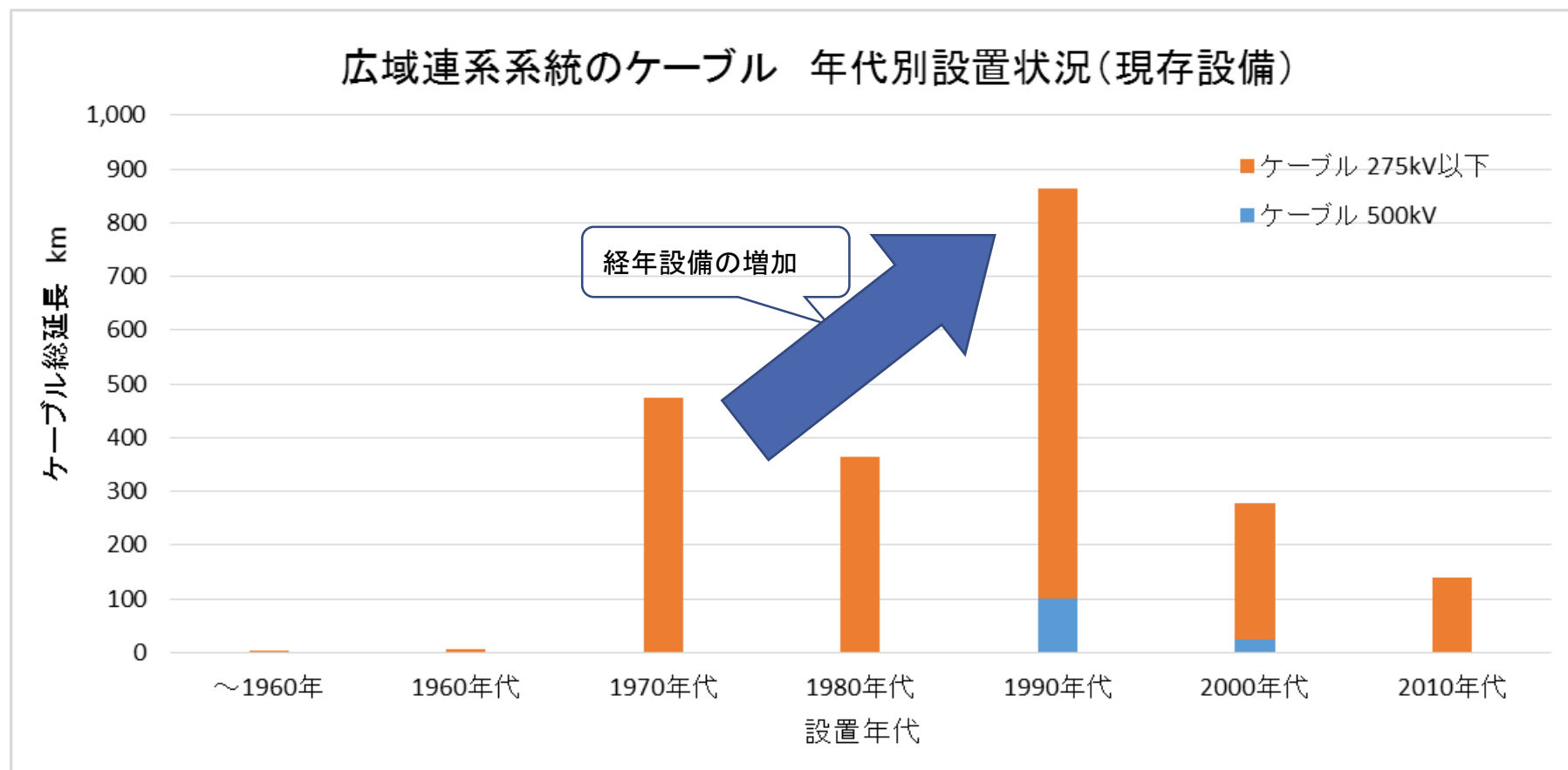
(H24.2 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会資料より抜粋)

- 基幹系統の架空送電設備は、経済成長の著しい1960～70年代に設備建設が増大。今後、これらの設備が順次更新時期を迎えつつある。
- 鉄塔の更新計画を策定するにあたっては、単純な経年情報だけでなく、設計・材質・周辺環境等の要素により劣化の進行が大きく異なることを考慮のうえ、設備の寿命を評価する必要がある。

広域連系系統の鉄塔 年代別設置状況(現存設備)

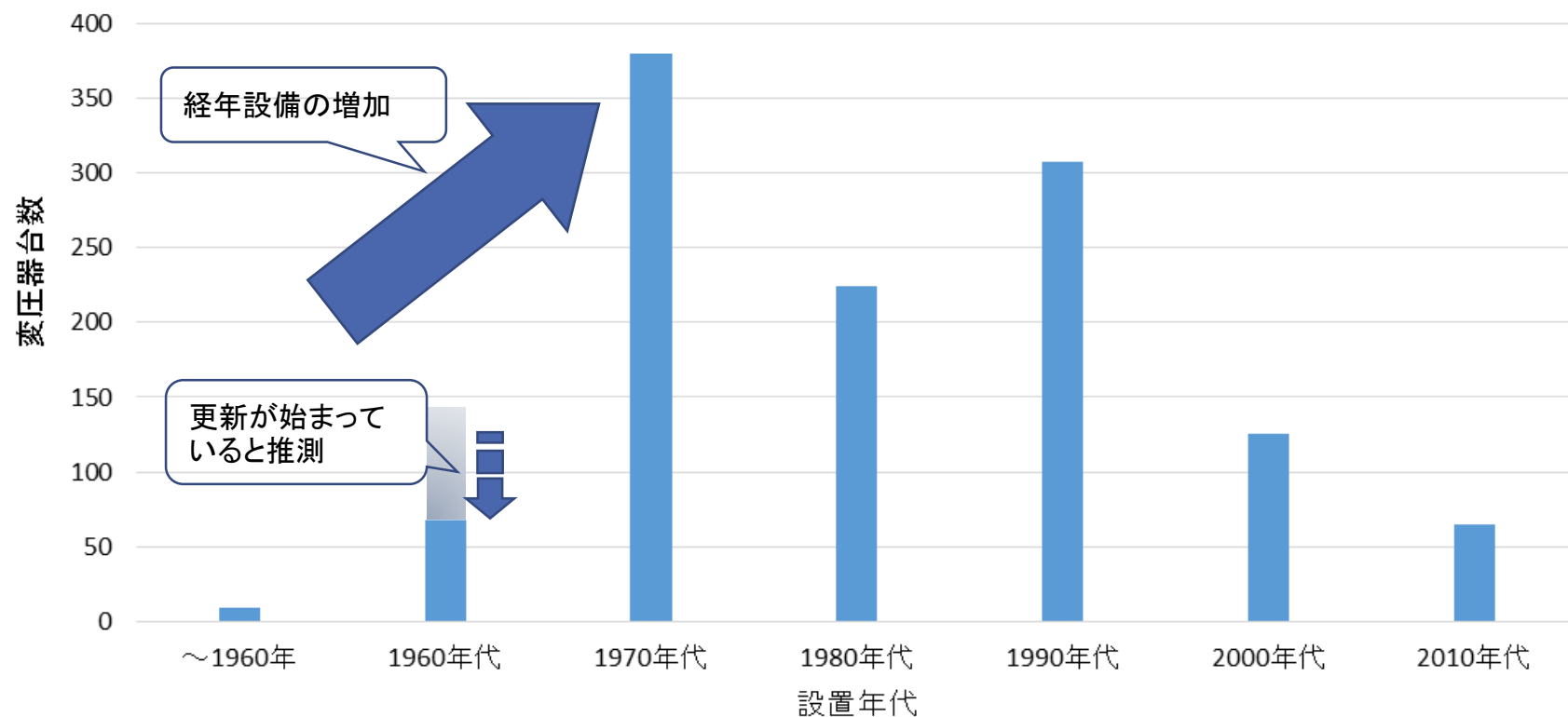


- ケーブル設備については、1970～1990年代にかけ、堅調に設備量が増加してきた。
- 初期に設置されたケーブルの経年劣化に伴う設備更新が進められている。



- 変圧器に関しては、1970年代および1990年代の設置量が多い。
- 現在1960～70年代に設置された経年機器の計画的な設備更新が各社で図られつつある。

広域連系系統の変圧器 年代別設置状況（現存設備）



- これまでの基幹系統の整備に伴い膨大な経年設備が存在しており、これらを設備維持・運用する各社には、確実かつ効率的な設備の保全・更新が求められる。
- これらを的確に実現するためには、各流通設備所有者により膨大な保全データや劣化診断結果等のデータベース化が進められている。このアセットマネジメントの手法についてはCIGRE等でも積極的に議論されている世界的な関心事項である。また、電力流通設備のアセットマネジメントの手法について、国際標準化に向けた議論が進められている。

【参考】アセットマネジメントの国際標準化に向けた取り組み

1. 標準化の対象候補

- (1) 系統信頼度の指標 (SAIDI, SAIFI, CAIDI, etc.)
- (2) 国際的な設備運用実績データベース
- (3) 信頼度区分
- (4) アセットマネジメントの方式

- 点検・診断手法と評価基準
- 故障データの測定・報告
- 故障対策の好事例
- 寿命の推定, 報告, コスト計算手法
- リスク評価の手法
- 設備健全度評価
- 優先順位付けの手法

2. CIGREや他の関連団体との協働が重要

3. 標準化すべきでないものに留意

好事例を選択肢として例示するにとどめる



IEC/MSB 白書 Strategic asset management of power networkでの 提言 (2015.10) より

- 更新物量の増加が見通されており、各社は設備の経年や保全情報等のデータを蓄積し、保全・更新計画の最適化を模索している。
- 実際の更新工事の計画にあたっては、設備毎の寿命を総合的に評価（P17: 設備寿命の予測にあたり評価される観点を参照）するとともに、以下のような観点を考慮することが重要である。
 - 電力設備の工事に必要なスキルを有する作業員の確保（P18: 作業員数の推移を参照）
 - 作業停電に伴う系統信頼度低下（作業停電の困難化回避）（P19: 北本増強の事例を参照）
 - 託送料金に影響を与えうる設備更新物量の年度ごとのアンバランス回避



- 流通設備所有者においては、アセットマネジメント等の活用により、設備寿命や取替に伴う様々な制約を総合的に勘案した最適更新計画の策定が期待される。

■ 寿命の定義

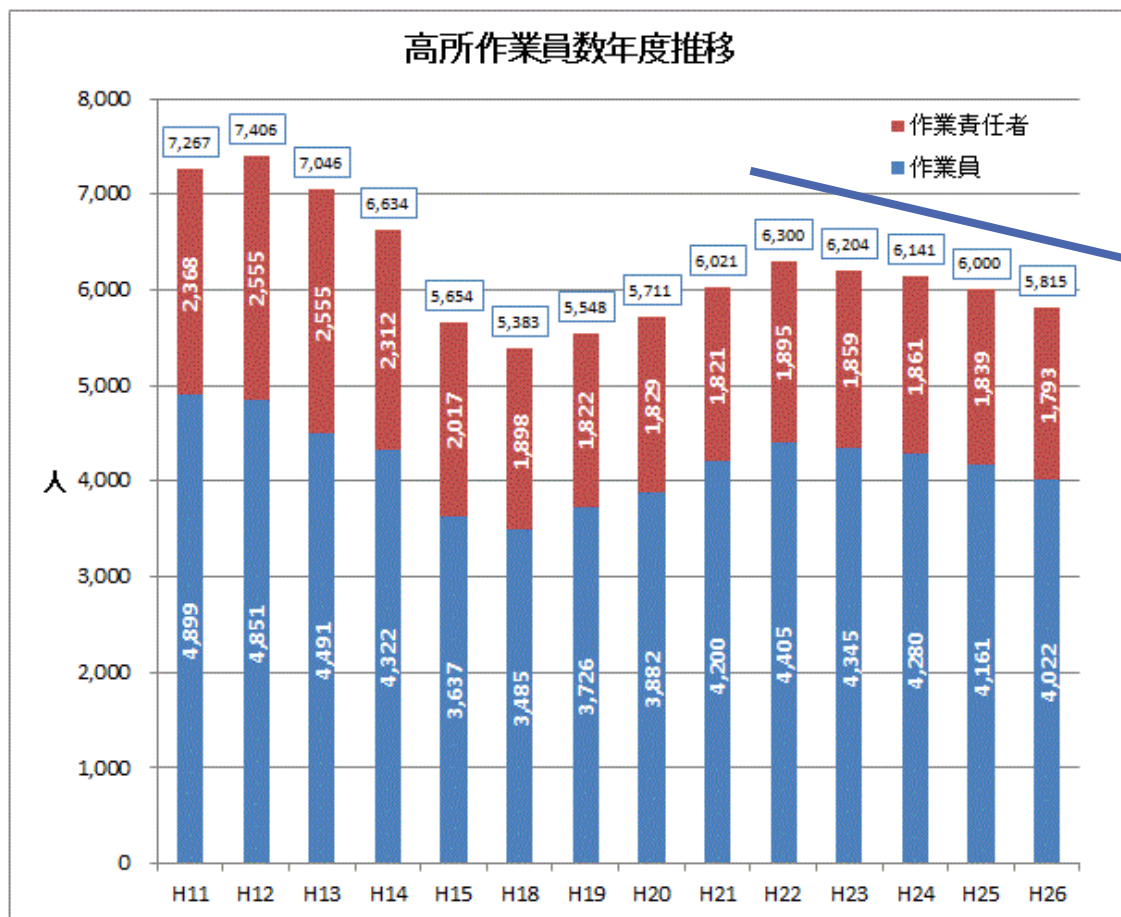
多くの要因によって決まる。

- ・安全性
- ・信頼性
- ・保守費用
- ・設備容量の不足
- ・部品の消耗
- ・環境による影響
- ・人材
- ・メーカーサポート
- ・劣化
- ・陳腐化 …など



標準化により、寿命予測手法を見出せる。

- 更新計画を実現するにあたって、作業員の確保は特に重要。
- ここ数年、必要な能力を有する作業員数はわずかながら減少傾向にあり、今後、大幅に増大することが予想される更新物量に応じた作業員を確保する必要がある。
- 作業員確保の観点からは、中長期的に安定した工事物量を予見できることが重要であり、一般電気事業者においては情報公開にも取り組んでいる。



- ・ 近年、作業員数は減少傾向にある
- ・ 今後、新增設計画の実現に加え、大量の経年設備の更新に対応できる人員を確保できるか、懸念される。

送電線建設技術
研究会
ウェブサイトより

- 既設設備の経年に伴う改修に備えることを考慮した設備計画が検討されている。

(参考)近年のESCJの提言②〔北本の増強(平成23年5月)〕

平成23年5月23日
一般社団法人電力系統利用協議会

北海道本州間連携設備の増強等に係わる提言

電力系統利用協議会は、北海道電力株式会社の検討提起を受け、北海道本州間連携設備の増強等について検討した。その結果を、下記の通り提言する。

記

(1) 北海道本州間連系設備の増強について

北海道本州間連系設備については、本設備の作業停止および将来的な大規模改修に対応し、北海道エリアの安定供給を確保する観点から、また、設備健全時における瞬動予備力・確保のための系統運用合理化の観点から、当該設備を30万kW増強することが妥当である。なお、従来限定的であった北海道エリアに向けた連系線空容量が、本増強によって一定程度見込めるようになるため、取引活性化の観点からも望ましいといえる。＊周波数低下が発生した場合に即時応動する供給力

(2) 費用負担について

増強される地域間連系線設備の建設目的は、北海道エリア全体の安定供給確保であり、また、増分容量はそれに必要となる容量を除いて、託送利用に解放される。よって、増強設備の工事費用は、受益者負担の観点から、全額一般負担と整理することが妥当である。なお、今回の連系線増強が必要となる背景に、当該系統に連系されている最大電源ユニットの運用が考慮されているものの、それが特定負担すべき受益とは判断されなかった。

(3) 今後の課題について

- ・ 大規模災害の発生を踏まえ、リスク対応という観点から、本増強工事は、確実かつ早期に実現されることが期待される。また、工事の状況等について、当該事業者から、当協議会へ自主的に報告されることが臨まれる。
- ・ さらに、増強される地域間連系設備については、信頼度向上と設備の有効利用の観点からも、全ルート同時停止に至るリスクは極力最小化することが望まれる。
- ・ 今後、本地域間連系線を介した取引や、新エネルギー電源の導入拡大に対応した連系線利用が見込まれる。これらは、空容量の範囲内の利用となるため、その動向をよく注視しておく必要がある。

流通設備の高経年化対応における広域機関の主な役割は、長期的な設備形成の合理性の確保にあるのではないかと考えられる。

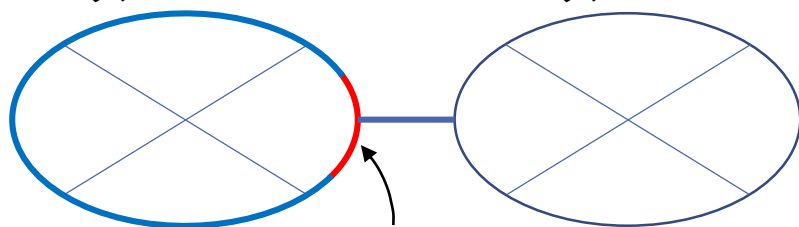
- 広域連系系統の設備の健全性が確保されているか、経年更新の動向について広域機関として把握に努める。
 - 広域連系系統の経年・劣化状況や更新動向について整理していく。
- 経年設備の更新が計画される際には、長期的な広域連系潮流の見通しを踏まえ、設備規模の拡大・縮小や系統の変更等、最適な系統構成となるよう検討していく。
 - 供給計画(流通設備計画)の取りまとめにおいて、長期方針との整合性を確認していく。
- 広域系統整備計画の策定に当たっては、関連する系統の経年対策を考慮し、系統全体として最適な対策となるよう検討する。
 - 例えば、FC90万kW増設に向けた基本要件では、275kV送電線の経年対策を織り込んだ対策とした。

- 従来も設備所有者により合理的な設備形成がなされてきたものと思われるが、今後は小売全面自由化や市場活性化の観点から、ますます系統利用の不確実性が増していくであろうことに鑑みると、全国横断的な視野を有する広域機関の役割は重要と考えられる。

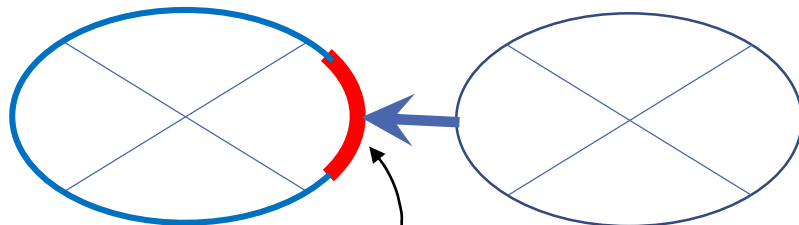
〔想定事例1：地内送電線のサイズ選定〕

エリアⅠ

エリアⅡ

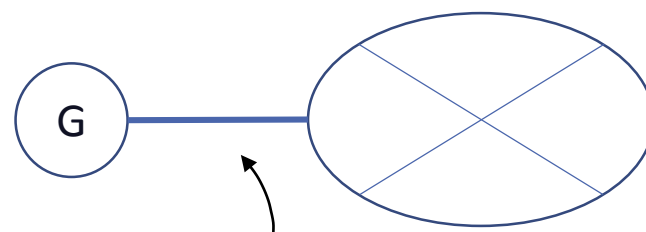


- 従来は地内の潮流動向を主眼に設備計画が策定されてきた。
- 地内の電源計画に大きな変化が想定されない場合、通常は従来と同等の設備への更新が計画される。

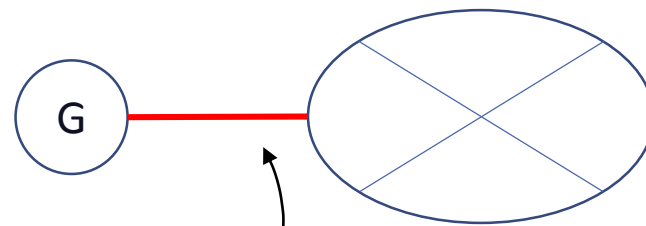


- 今後は、例えばエリアⅡに安価な電源が大量に導入され、連系線を介してエリアⅠへ流入するような可能性も見据え、最適な地内系統の増強を視野に入れた検討を行う。

〔想定事例2：電源線のサイズ選定〕

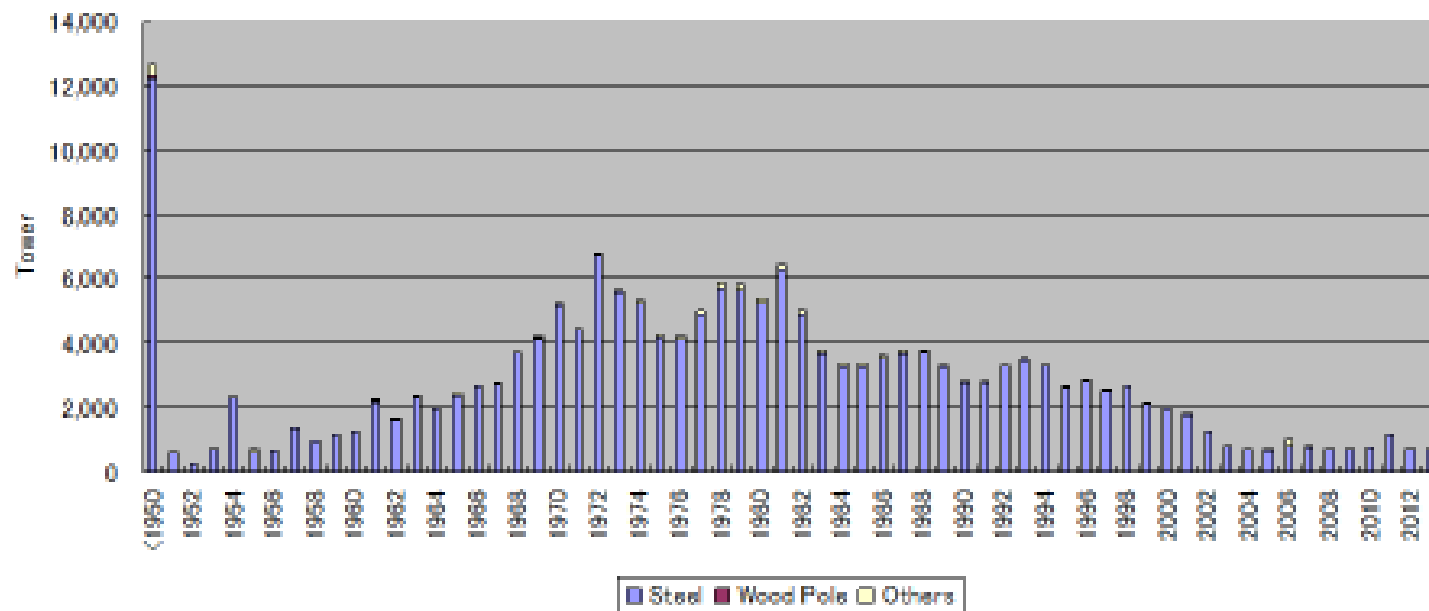


- 通常は発電事業者の特定負担額を最小化することに配慮し、新規電源の設備容量に対し裕度の無い電源線が敷設される。

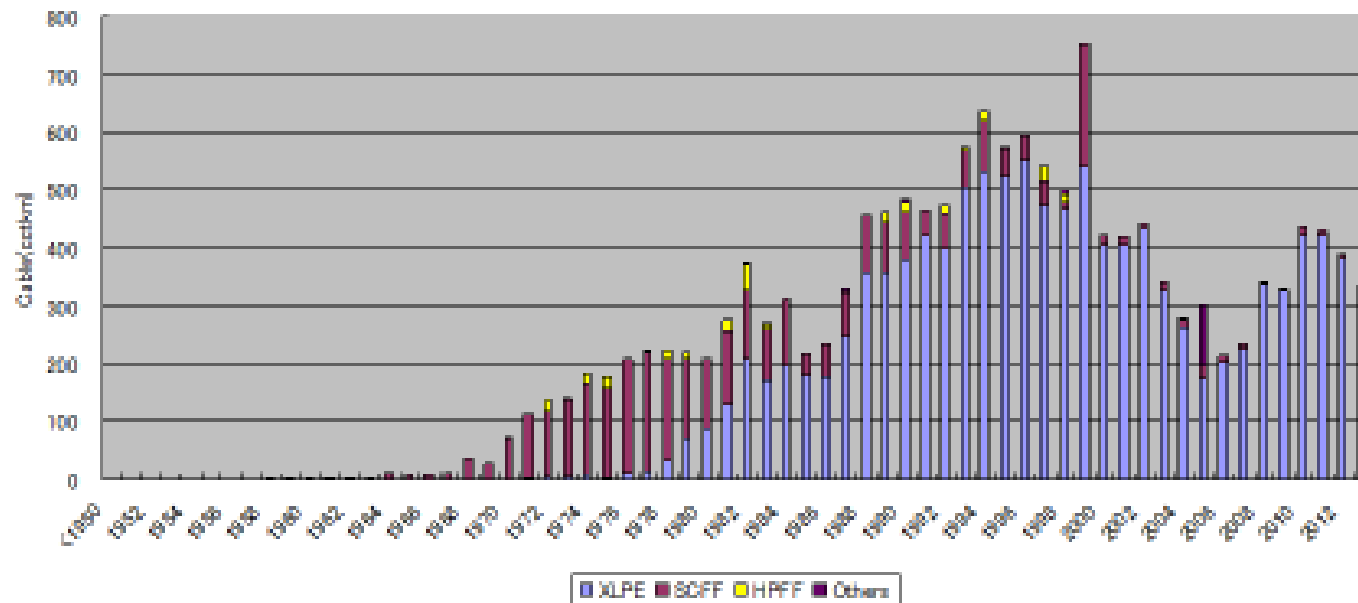


- 全体最適の観点から考えれば、系統に発生する電力損失分を考慮のうえ、ワンサイズ上の線種を選択することが望ましい可能性もある。

Aging distribution of Power assets (Tower)



Aging distribution of Power assets (Cable)



Aging distribution of Power assets (Transformers)

