

電力需給モデルを用いた 将来の電源構成分析と考察

MRI 三菱総合研究所

2023/9/25

政策・経済センター 兼 サステナビリティ本部

井上裕史

自己紹介

項目	概要
氏名	井上裕史(いのうえ ゆうし) 
所属	三菱総合研究所 政策・経済センター 兼 サステナビリティ本部
経歴	<p>1999年東京工業大学大学院理工学研究科修士課程修了、同年三菱総合研究所に入社</p> <p>2002年から3年間、資源エネルギー庁長官官房総合政策課(当時)に出向</p> <p>2005年に三菱総合研究所に帰任、以降は主に環境・エネルギー分野の調査研究業務や電力・エネルギーの定量分析業務に従事</p> <p>2022年4月より政策・経済センターにて資源循環を活用したカーボンニュートラルと経済安全保障の両立に関する研究提言に従事</p>
主な業務	<p>2050年の将来シナリオを踏まえたエネルギー需給分析</p> <p>再生可能エネルギー発電設備に係る出力抑制評価</p> <p>再生可能エネルギーのシステム価格動向調査</p> <p>低炭素社会実現に向けた中長期的再生可能エネルギー調査 など</p>

本日の発表構成

章見出し	概要
1. 電力需給モデルの紹介 (p4~)	<ul style="list-style-type: none">● 当社が保有する電力需給モデルの概要、アウトプットイメージ、特徴、制約について紹介
2. 電力需給モデルを用いた 分析結果の紹介(p10~)	<ul style="list-style-type: none">● 分析事例の前提条件を紹介● 前提条件に基づく分析結果を紹介
3. 電力システムに関する所感 (p37~)	<ul style="list-style-type: none">● 分析を通じて得られた示唆を踏まえつつ、当方が個人的に感じていることを紹介

1. 電力需給モデルの紹介

1. 電力需給モデルの紹介

当社が保有するモデル群の概要

モデル名	対象エリア	対象期間	目的関数等モデルの特徴
MARKAL/TIMES	日本(1地域)	1年間を季節・昼夜ピークで12分割 5年毎(可変)で長期間	分析対象期間トータルの社会費用最小化 設備形成も最適化対象
PyDis	日本(10地域)	1時間単位 1年毎で長期間	日単位の燃料費最小化 設備は年単位で所与とした火力の運用最適化
電力需給モデル	日本(10地域)	1時間単位 基本的に特定の1年間を対象	週単位での燃料費最小化 需要側リソースも最適化対象 調整力制約も考慮 設備は基本所与だが、設備の年経費を最適化対象に組み入れ可能
最適潮流計算モデル	特定の1地域	1時間単位 1年毎で長期間	エリア内の基幹ループシステムの潮流解析 系統混雑時の火力の持ち替えも最適化対象 設備は年単位で所与

1. 電力需給モデルの紹介

電力需給モデルの基本構成

<入力データ(エリア別)>

供給	原子力発電	設備容量、年間利用率
	流込式水力発電	設備容量、月別利用率
	揚水発電	設備容量、調整力
	火力発電	ユニット別容量、燃料種、効率、燃料価格、最低部分負荷率、調整力
	太陽光・風力発電	設備容量、1時間別出力、短周期変動幅
需要		1時間別需要、短周期変動幅、能動化容量

電力需給モデル

1週間単位で、計算期間中の社会費用が最小となる需給の運用を決定

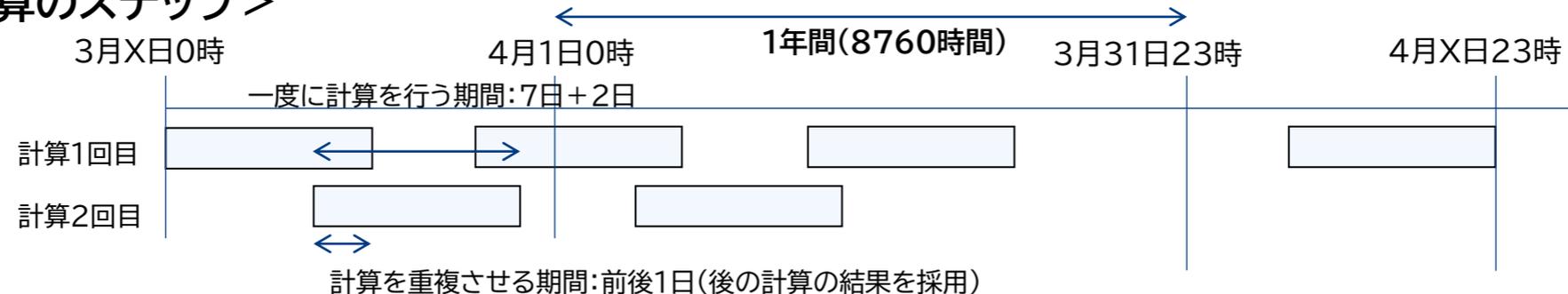
<条件>

- 1時間毎の需給バランスの確保 (需要 = 供給)
- 1時間毎の調整力の確保 (必要量 < 調整能力)
- 予測誤差への対応力確保 (必要量 < 上げ代・下げ代)
- 他地域との連系線制約

<出力データ(エリア別)>

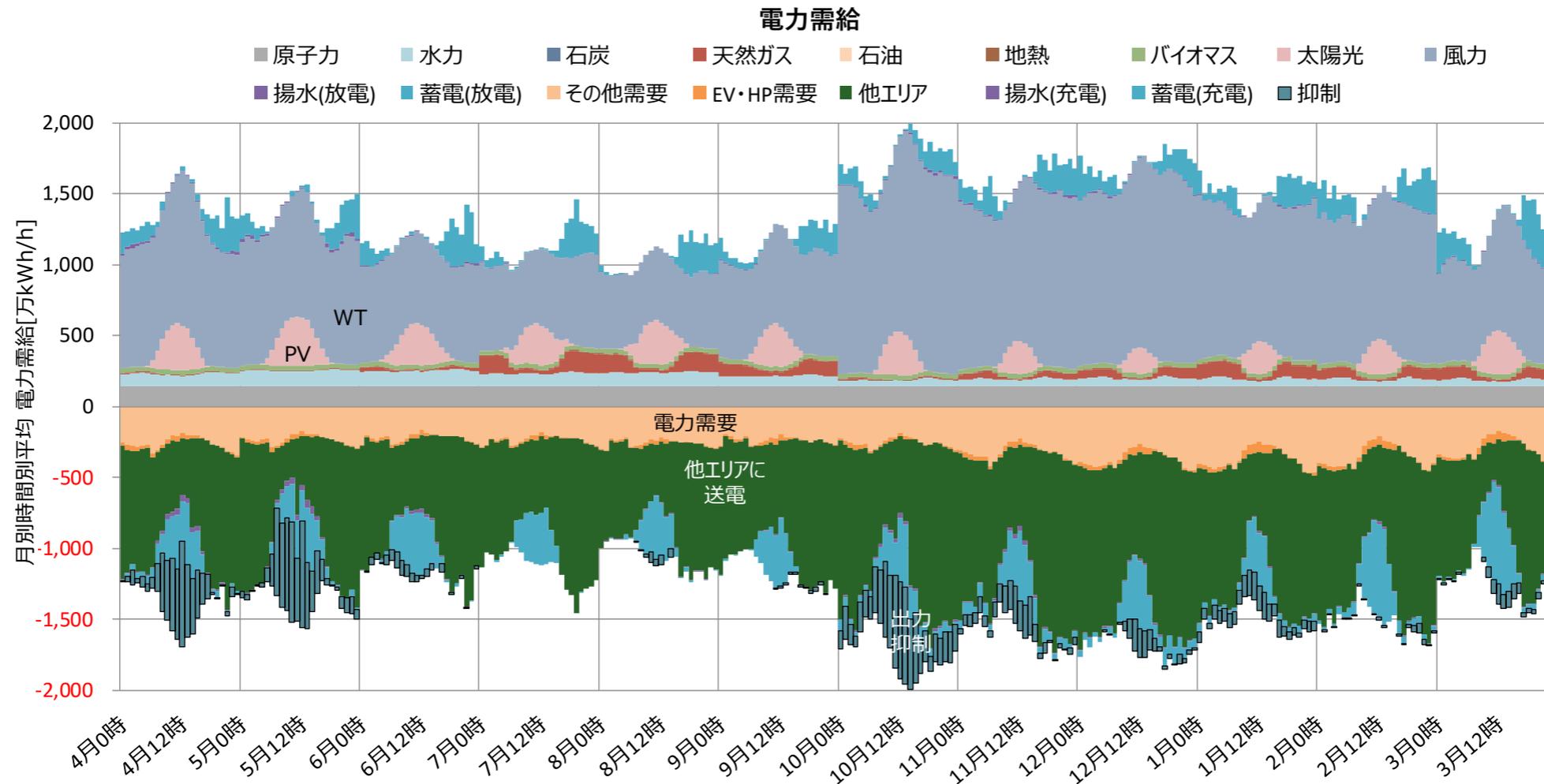
供給	火力発電	1時間別出力
	揚水発電	1時間別運用
	太陽光・風力発電	1時間別出力抑制量
需要	デマンドレスポンス	1時間別運用
	蓄電	1時間別運用

<計算のステップ>



1. 電力需給モデルの紹介

分析結果イメージ(北海道・再エネ大幅拡大・連系線大幅増強)



※実際は8760時間分の評価を行っているが、上図では月単位での時間帯別平均値を示している

1. 電力需給モデルの紹介

電力需給モデルの特徴

- 最適化言語GAMSで記述したオリジナルのモデルであり、社会のニーズに合わせて開発を続けている
- 需給制約、調整力確保制約、地域間連系線制約のもとで1時間単位の電源の最適運用を導き出す
- HP給湯機・EV等の需要側リソースの最適運用も考慮可能
- 基本は設備容量を所与とした最適運用を解くモデルだが、調整力制約等を緩める代わりに設備容量の最適化も評価可能

1. 電力需給モデルの紹介

電力需給モデルの制約

- エリア内の基幹送電線やローカル系統は模擬していない
(エリア単位の最適潮流計算モデルを別途開発済み)
- 長期の設備形成を考慮できない
(MARKAL・TIMESとの組み合わせで対応)
- モデル単独ではセクターカップリングを考慮できない
(これもMARKAL・TIMESとの組み合わせで対応)
- 季節変動を吸収するような長期向けの貯蔵装置は考慮できない

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介

- 分析の前提条件
- 前提条件に基づく分析結果

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介

結果の紹介にあたり

- 本電力需給を用いた分析は多数行っていますが、本日は主に環境省より受託した「令和3年度2050年カーボンニュートラルに向けた中長期的な温室効果ガス排出削減達成に向けた再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」における分析結果を紹介します。
- この委託業務の成果(報告書)は環境省ホームページに公開されており、公開情報を用いて講演を行うことについて、事前に環境省の了解を得ております。

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

分析の基本方針

- 対象年度を2040年・2050年とした上で、以下の要素について複数の条件設定を行い、感度分析を実施して発電電力量構成への影響を評価した
 - 電力需要
 - 再生可能エネルギー導入量
 - 地域間連系線容量
 - 必要調整力
 - 水素・アンモニア火力
- 基本的に、再生可能エネルギーが大量に導入され、地域間連系線が大幅に増強された将来を想定している

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

分析のケース設定

	ケース名	再エネ・需要	連系線	調整力	火力
2050	ベース(技術)	国環研技術	拡大	緩和	水素アンモニア活用
	社会変容	国環研社会変容	拡大	緩和	水素アンモニア活用
	再エネ高位	国環研ゼロ	拡大	緩和	水素アンモニア活用
	連系線理想	国環研技術	制約なし(超高位)	緩和	水素アンモニア活用
	再エネ高位 +連系線理想	国環研ゼロ	制約なし(超高位)	緩和	水素アンモニア活用
	調整力足元	国環研技術	拡大	現状維持	水素アンモニア活用
	火力足元	国環研技術	拡大	緩和	足元想定
2040	ベース	需要中位	45GW	現状維持	足元想定
	需要高位	需要高位	45GW	現状維持	足元想定
	連系線高位	需要中位	拡大	現状維持	足元想定

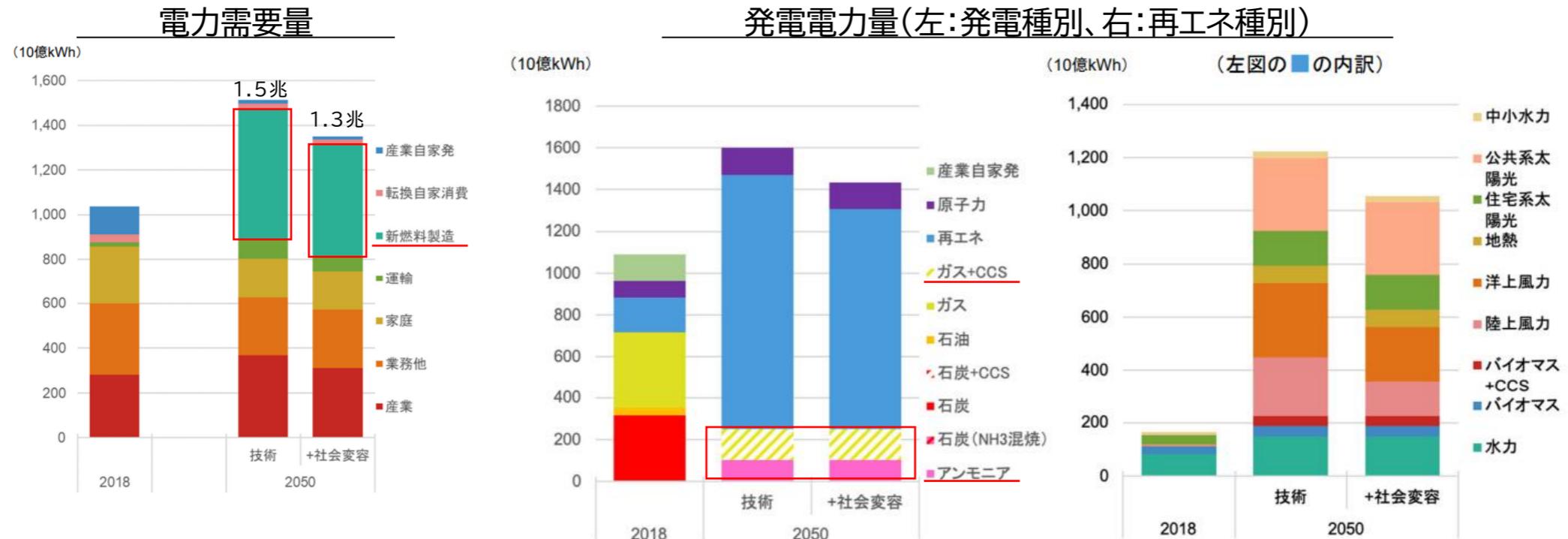
2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

2040年・2050年のシナリオ設定

電源・その他	2040年設定	2050年設定
再生可能エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> R01再エネ拡大ケース 	<ul style="list-style-type: none"> 国環研分析より、再エネ・需要を増減した複数ケース(技術、+社会変容、ゼロ)を設定。
原子力	<ul style="list-style-type: none"> R01再エネ拡大ケース 	<ul style="list-style-type: none"> 国環研想定(7-8%)
火力	<ul style="list-style-type: none"> 稼働45年超の石炭火力は廃炉、石油は効率そのままに存続、LNGはリplaces 	<ul style="list-style-type: none"> 国環研分析より、アンモニア発電・CCS付ガス火力発電を設定。サイドケースとして昨年度想定。
揚水	<ul style="list-style-type: none"> 足元横置き 	<ul style="list-style-type: none"> 足元横置き
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> R01再エネ拡大ケース 	<ul style="list-style-type: none"> 昨年度と同様
連系線	<ul style="list-style-type: none"> OCCTOマスタープラン検討会の45GWシナリオの他、過年度と同様の拡大シナリオを設定 	<ul style="list-style-type: none"> 過年度と同様の拡大シナリオに加えて、連系線容量が潤沢にある理想的なサイドケースを評価。
燃料費	<ul style="list-style-type: none"> 化石燃料はWEO2021より設定 	<ul style="list-style-type: none"> 化石燃料はWEO2021より設定 水素アンモニアはIEA等各文献より推計
電力需要	<ul style="list-style-type: none"> R01再エネ拡大ケース(0.8兆kWh)の他、2030ミックスと2050国環研技術シナリオの中間より1.3兆kWh DR資源はR01調査の再エネ拡大ケース 	<ul style="list-style-type: none"> 国環研分析より、再エネ・需要を増減した複数ケース(技術、+社会変容、ゼロ)を設定。水素製造分は需要の柔軟性あり。 DR資源はR01調査の再エネ拡大ケース
カーボンプライス	<ul style="list-style-type: none"> 10,000円/tCO₂(ガス主体運転) 	<ul style="list-style-type: none"> 10,000円/tCO₂(ガス主体運転)

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

参考：国環研の2050年分析



技術シナリオ: 省エネ、再エネ、電化など脱炭素技術の普及によって、ネットゼロ排出を実現

技術+社会変容シナリオ: 脱炭素技術の普及に加えて、デジタル化・サーキュラーエコノミーの進展などを前提とする

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

再エネと原子力の地域別想定

2040年度の再エネ導入量

万kW	太陽光	陸上風力	洋上風力	水力	地熱	バイオ	原子力
北海道	589	2,020	1,052	147	10	46	189
東北	2,811	911	498	515	48	372	377
東京	6,190	66	259	334	0	254	749
中部	2,984	127	135	378	1	88	330
北陸	340	59	65	278	0	21	124
関西	1,960	154	56	385	0	175	374
中国	1,921	120	169	109	0	279	200
四国	870	64	97	107	0	30	81
九州	3,919	220	682	199	42	132	377
沖縄	117	58	187	0	0	4	0
合計	21,700	3,800	3,200	2,453	100	1,400	2,800

※過年度調査、再エネ拡大ケース

2050年度ベース(技術)の再エネ導入量

万kW	太陽光	陸上風力	洋上風力	水力	地熱	バイオ	原子力
北海道	1,482	5,533	2,261	312	104	118	127
東北	3,381	2,394	1,253	960	536	161	353
東京	7,410	141	467	538	96	234	419
中部	3,850	158	280	772	44	135	215
北陸	848	325	538	469	0	34	116
関西	3,425	359	216	566	0	127	201
中国	2,018	349	1,892	201	0	90	117
四国	1,082	159	183	204	0	60	76
九州	3,155	552	2,272	337	235	154	201
沖縄	234	108	131	2	0	8	0
合計	26,886	10,078	9,493	4,362	1,015	1,121	1,826

※第44回基本政策分科会(2021年6月30日)の国環研,技術シナリオについて、算定委想定の利用率より容量[GW]を推計。原子力容量は利用率80%での推計値であり、基本政策分科会の60年稼働シナリオ(2,374万kW)における利用率62%と同等。

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

再エネと原子力の地域別想定

2050年度サイド(+社会変容)の再エネ導入量

万kW	太陽光	陸上風力	洋上風力	水力	地熱	バイオ	原子力
北海道	1,474	3,266	1,678	312	104	117	127
東北	3,364	1,413	930	960	536	160	353
東京	7,372	83	346	538	96	233	419
中部	3,830	93	208	772	44	134	215
北陸	844	192	399	469	0	33	116
関西	3,407	212	160	566	0	127	201
中国	2,008	206	1,404	201	0	89	117
四国	1,076	94	136	204	0	60	76
九州	3,139	326	1,686	337	235	153	201
沖縄	233	64	98	2	0	8	0
合計	26,747	5,949	7,045	4,362	1,015	1,115	1,826

※第44回基本政策分科会(2021年6月30日)の国環研,技術+社会変容シナリオについて、算定委想定の利用率より容量[GW]を推計。原子力容量は利用率80%での推計値であり、基本政策分科会の60年稼働シナリオ(2,374万kW)における利用率62%と同等。

2050年度サイド(再エネ高位)の再エネ導入量

万kW	太陽光	陸上風力	洋上風力	水力	地熱	バイオ	原子力
北海道	1,474	7,099	4,266	186	65	113	98
東北	3,364	3,072	2,365	572	339	156	273
東京	7,372	181	880	320	61	226	324
中部	3,830	203	529	460	28	130	166
北陸	844	418	1,016	280	0	32	90
関西	3,407	461	407	337	0	123	156
中国	2,008	448	3,571	120	0	87	91
四国	1,076	204	345	122	0	58	59
九州	3,139	708	4,287	201	148	149	156
沖縄	233	138	248	1	0	7	0
合計	26,747	12,932	17,914	2,599	641	1,082	1,412

※第34回基本政策分科会(2020年12月14日)の国環研,Zeroシナリオについて、算定委想定の利用率より容量[GW]を推計。原子力容量は利用率80%での推計値であり、基本政策分科会の60年稼働シナリオ(2,374万kW)における利用率48%と同等。

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

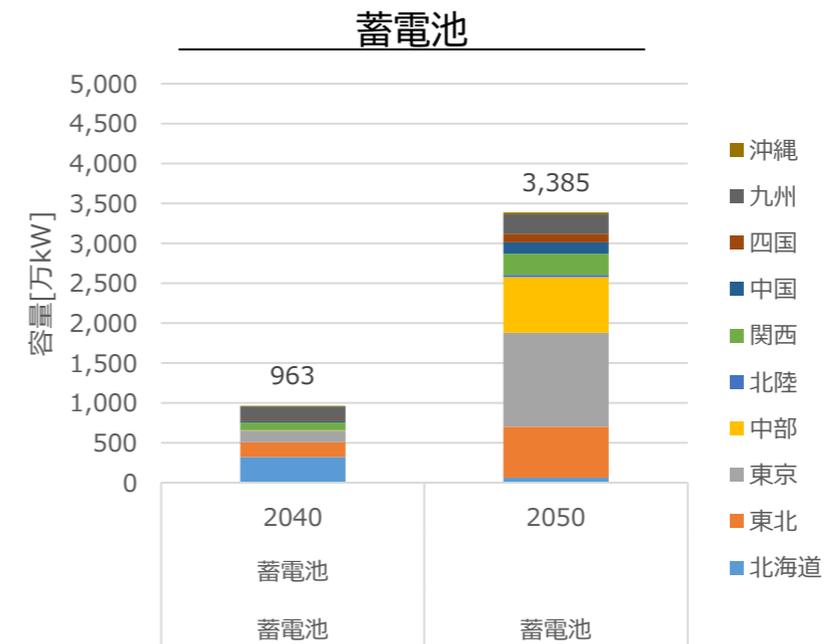
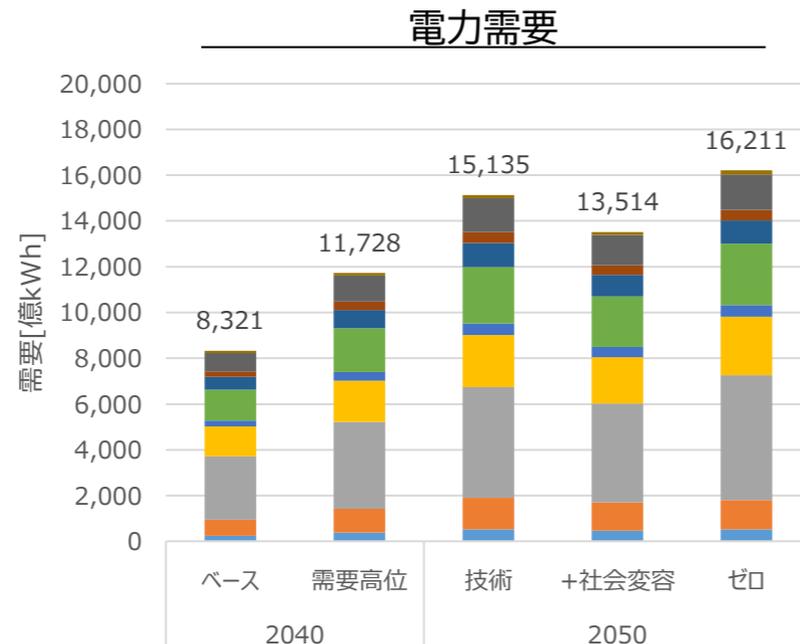
電力需要・蓄電池

● 電力需要

- 2040ベース : R01再エネ拡大ケースより0.8兆kWh
- 2040高位 : 2030ミックスと2050国環研技術シナリオの中間より1.2兆kWh
- 2050 : 国環研技術シナリオ・社会変容シナリオ・ゼロシナリオより1.5兆, 1.4兆, 1.6兆kWh。

● 蓄電池

- 2040 : R01再エネ拡大ケースより9.6GW
- 2050 : H29再エネ超高位ケースより33.9GW

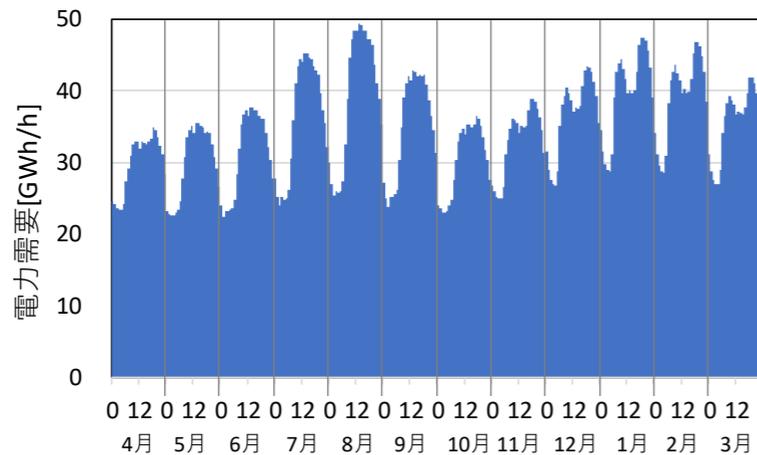


2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

電力需要プロファイルの想定

- ①まず電力会社の公表データから、現状のエリア別・月別・平休日別・時間別の電力需要曲線を作成、②次に部門別・用途別に分解、③これを将来のエリア別・部門別・用途別の電力需要増減を考慮して変形することで、将来の部門別の電力需要プロファイルを作成

①エリア別・月別・平休日別・時間別の電力需要



家庭

大阪大学提供データ(エリア別家庭エネルギー消費データ)を活用し、エリア別・月別・平休日別の電力需要曲線を設定

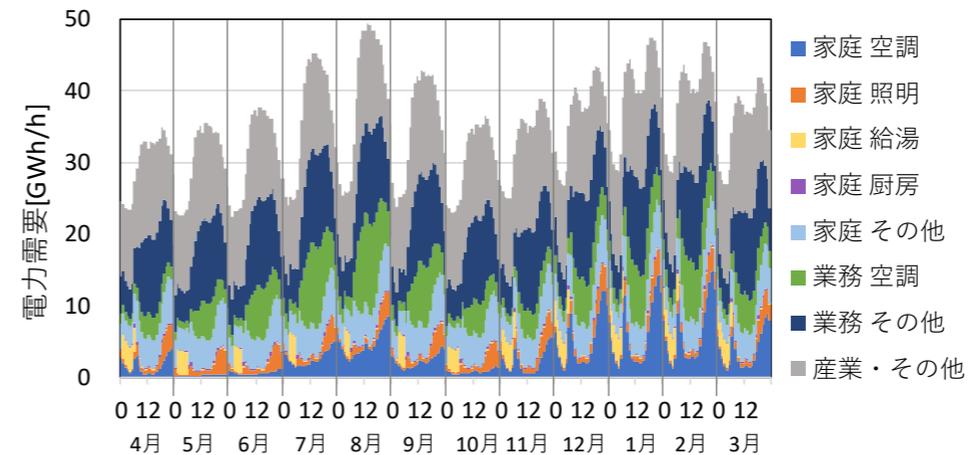
業務

SIIが公表しているデータ(BEMSデータ)を活用し、エリア別・月別・平休日別の電力需要曲線を設定

産業他

エリア全体の電力需要曲線(左記)から家庭、業務を除いた残差として設定

②部門別、用途別に分解

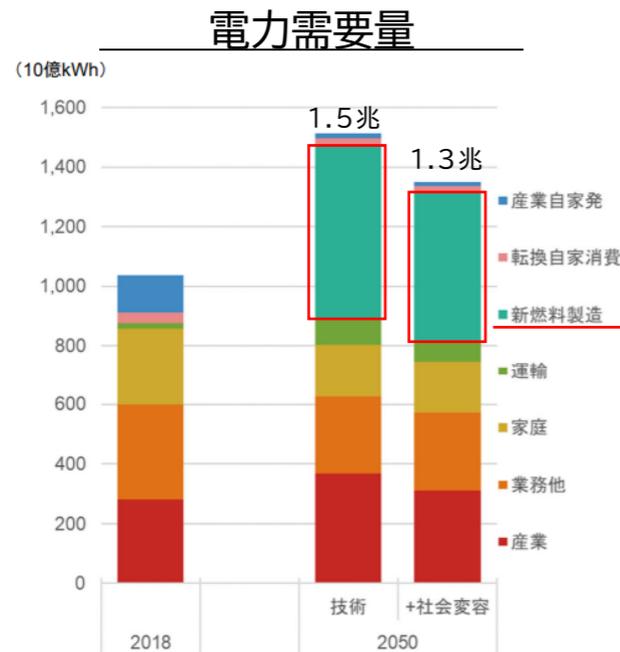


出所)環境省、令和元年度パリ協定等を受けた中長期的な温室効果ガス排出削減達成に向けた再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務より

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

電力需要プロファイルの想定

- 国環研の電力需要設定より、シナリオごとの、電力需要量の伸びを部門別に推計。
- 国環研分析では、産業部門の電力需要が伸びる一方、業務他と家庭部門の電力需要が削減。



技術シナリオ: 省エネ、再エネ、電化など脱炭素技術の普及によって、ネットゼロ排出を実現
 技術+社会変容シナリオ: 脱炭素技術の普及に加えて、デジタル化・サーキュラーエコノミーの進展などを前提とする

電力需要量(10億kWh)

部門	2018	2050 技術	+ 社会変容
産業	281	368(131%)	313(111%)
業務他	318	259(82%)	259(82%)
家庭	261	176(67%)	176(67%)
運輸	18	88	70
新燃料製造	0	581	497
転換自家消費	34	24	22
産業自家発	126	18	15
小計	1,037	1,514(146%)	1,351(130%)

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

デマンドレスポンスリソースの想定

想定する資源量

HP給湯機

- 全国のHP給湯機の需要は環境省殿想定(3,142万台導入)
- HP給湯機を保有している世帯のうち、75%がDRに協力表明し、さらに実際に協力可能な世帯はこれらのうち75%とする(全体の56%が協力可能)
- シフト可能総電力量は1468億kWh

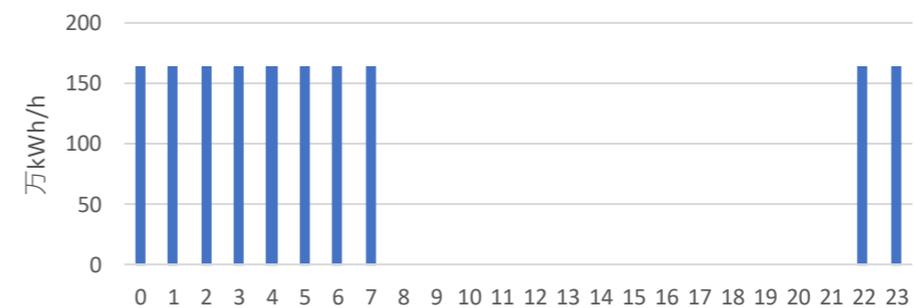
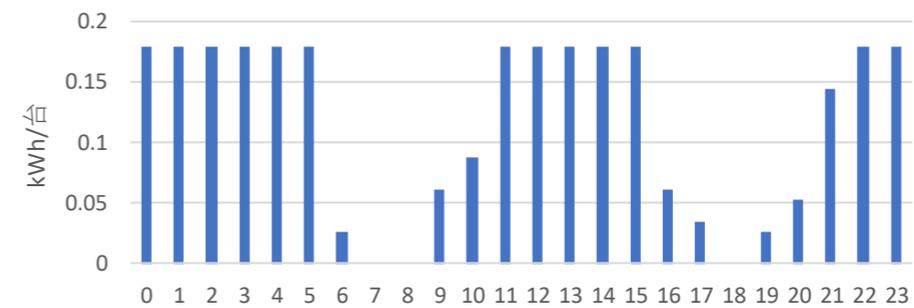
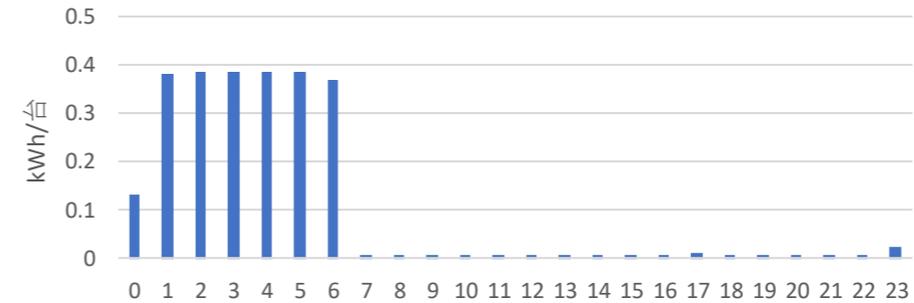
電気自動車

- 全国の電気自動車の需要は環境省殿想定(2,289万台導入)
- 電気自動車を保有している世帯のうち、75%がDRに協力表明しているとする
- 実際に協力可能かという点は、乗用車の利用パターンを考慮済みであるため、掛け目は設定しない
- シフト可能総電力量は1111億kWh

製鋼用電炉

- 全国の製鋼用電炉の電力需要はヒアリングにより設定(24時間稼働の事業所分は除外)
- 曜日によってはメンテナンスの関係でDR対応困難と考えられるため、実際にDR協力可能な事業所(電力需要)は80%とする
- 土日は24時間稼働のためシフト不可とする
- シフト可能総電力量は499億kWh

シフト前の時間帯別負荷パターン(平日)

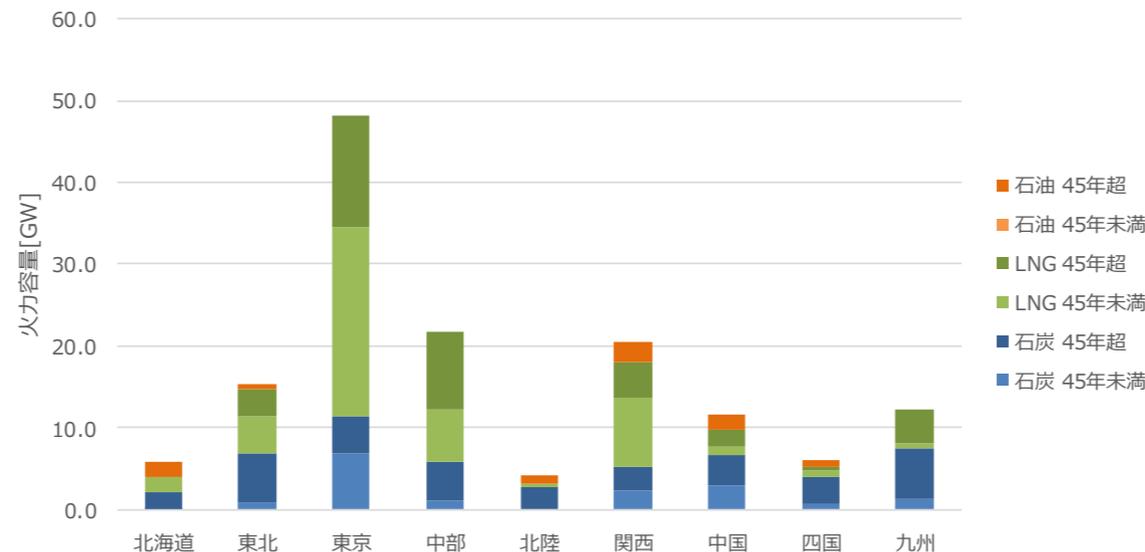


2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

火力発電の将来想定

- 過年度評価では、MRI保有の火力ユニット別リスト(既存および新增設計画を調査)を元に、以下で想定。
 - 想定年度時点で稼働45年超の石炭火力は廃炉+SC以下の非効率石炭は廃炉(沖縄は火力が少ないため対象外)、石油は効率そのままに存続(メリットオーダーより稼働なし)、LNGのうち2030までに更新となるユニットは効率そのままに存続、2031以降更新ユニットは発電効率63%*にリプレース
- *「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」に基づく「BATの参考表【平成29年2月時点】」に掲載されている「(B)商用プラントとして着工済み(試運転期間等を含む)の発電技術及び商用プラントとしての採用が決定し環境アセスメント手続きに入っている発電技術」を基に、発電効率63%(発電端 LHV)の同規模のものにリプレースされると想定。
- 以上は現状横置きサイドケースの想定として採用。
 - 今回の評価では、国環研分析と合わせてLNGはCCS付、石炭はアンモニア火力に燃料転換と想定。

2050年度の地域別容量



2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

火力発電のユニット別スペックなど

- ユニット別の火力最低出力、燃種ごとの部分負荷効率等のパラメータは、旧一電の公表資料、電中研文献等より設定。
- 需給モデルでは、上記の他に、調整力供給制約として、エリア毎の火力出力が制約条件として課されている。

旧一般電気事業者の公表資料の例

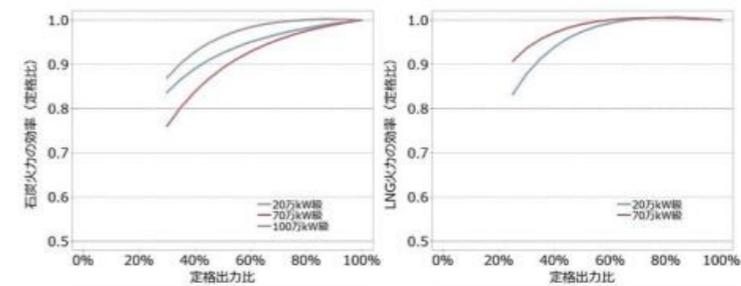
発電設備一覧(東北電力)

平成29年10月17日現在
【単位:万kW】

電源	種別等	発電所	設備容量	評価出力	最低出力	備考			
原子力	①自社	女川	1号機	52.4	36.6	—			
			2号機	82.5	57.6	—			
			3号機(82.5)	(受電) 42.8	29.9	広域電源			
		東通	1号機(110)	(受電) 57.0	39.8	—	広域電源		
			小計	234.7	163.9	—			
		②他社	柏崎刈羽	1号機(110)	(受電) 52.6	36.7	—	広域電源	
				1号機(110)	(受電) 21.1	14.7	—	広域電源	
			大間	1号機(138.3)	(受電) 28.1	19.6	—	広域電源	
				3号機(110)	(受電) 26.4	—	—	広域電源	
		福島第二	4号機(110)	(受電) 26.4	—	—	広域電源		
	小計		155	71	—				
	合計	389	234.9	—					
	火力	①自社	能代	1号機	60.0	—	30.0	最低出力は、LFC帯での下限値を記載 広域電源	
				2号機	60.0	—	30.0		
原町			1号機(100)	(受電) 52.7	—	21.4			
			2号機(100)	(受電) 52.6	—	18.7			
八戸			5号機	41.6	—	18.0			
			4号機	46.8	—	22.3			
仙台			3-1系列	52.3	—	24.5			
			3-2系列	52.3	—	24.5			
LNG			東新潟	1号機	60.0	—	28.0		最低出力は GT×2、ST×1運転時 最低出力は GT×1、ST×1運転時
				2号機	60.0	—	28.0		
		3-1系列(ST19.4×1、GT13.7×3)		60.5	—	20.0			
		3-2系列(ST19.4×1、GT13.7×3)		60.5	—	20.0			
		4-1系列(ST27.6×1、GT27.5×2)		82.6	—	20.0			
		4-2系列(ST28.4×1、GT29.5×2)		87.4	—	20.0			
		港1号機		35.0	—	17.0			
		港2号機		35.0	—	17.0			
		4号機		25.0	—	17.0			
		新潟		5-1系列	5.45	—	4.17		

出所) 第12回系統WG 参考資料「電力各社設備一覧等」

電中研文献の例(上:部分負荷特性、下:他想定)



燃種	1分当りの出力変化速度 ^{*1}		LFC調整力		所内率
	上げ	下げ	上げ	下げ	
	[定格比]		[定格比]		
石炭	2%	2%	2% ^{*2}	2% ^{*2}	6.2%
LNGCC	8%	6%	10%	10%	2.0%
LNG	5%	3%	6%	6%	2.0%
石油	3%	5%	5%	5%	4.5%

*1 1分当りの出力変化速度は「電気学会技術報告(II部)第302号、電力系統の需給制御技術」を参考に想定

*2 系統WGで、LFC調整力の供給が記載されている石炭火力のみ考慮

出所) 電力中央研究所社会経済研究所ディスカッションペーパー-SERC16001「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保移管する定量的評価」

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

出力変動と調整力

- 調整力は、過年度調査における下表の必要量を現状維持パターン(サイドケース)として想定した。
- 一方で、メインケースは調整力緩和パターンとした。調整力緩和パターンでは、技術や制度設計が進み、調整力必要量が需要・PV風力発電量の2%に低減するものとして設定する。

項目		前提条件	
需要	需要パターン	■ 2016年度の各社公表の負荷パターンを採用	
	調整力必要量	短周期変動	■ 当該時刻需要比3%
		予測誤差	■ 各時刻需要予測の4~9%
自然変動電源	出力パターン	■ 太陽光:2016年度の各社公表の出力パターンを採用 ■ 風力:2016年度の各社公表の出力パターンを採用	
	調整力必要量	時間内変動 ¹⁾	■ 太陽光:各時刻出力予測の10% ■ 風力:風力連系容量の10%
		予測誤差 ²⁾	■ 太陽光:発電電力量の8.4%(1 σ) ■ 風力:風力連系容量の10%(1 σ)
従来電源	調整力	■ 火力 ³⁾ :定格容量比で石炭2%、LNG6%、石油5% ■ 揚水 ¹⁾ :発電時出力比20%(可変速機は揚水時にも調整力あり) ■ 流入水力、原子力:調整力なし	
	最低部分負荷率	■ 火力:33%(ただし、系統WGで個別の情報が公開されたものについてはそれを適用)	

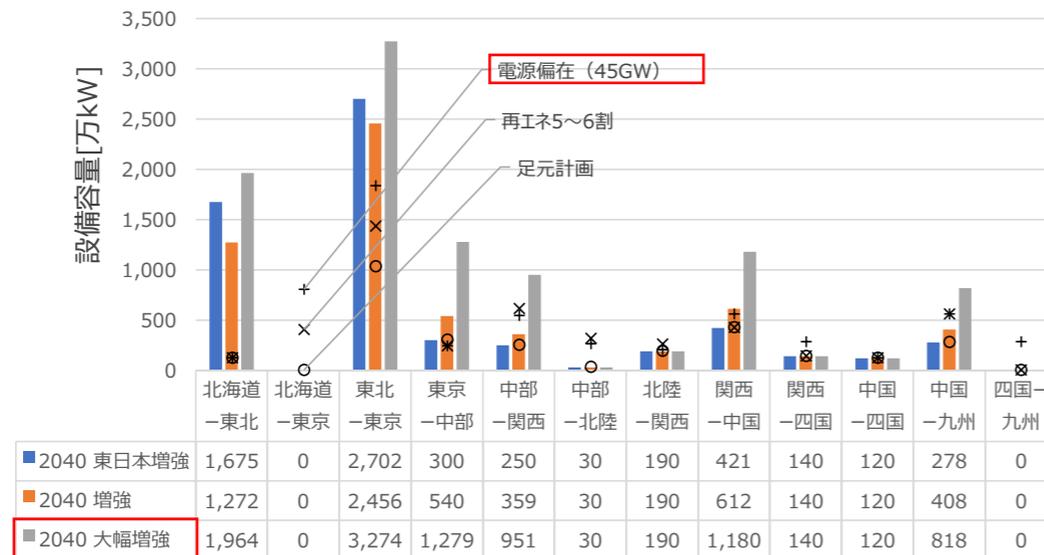
- 1) K.Ogimoto et al. (2014) Impact of variable renewable energy source integration into power system operation and implications for Japan's future power market, CIGRE Symposium, Vol.134 No.4, 2014.
- 2) 電中研報告C10062「再生可能エネルギー電源大量連系に対する柔軟性資源計画モデルの開発ー蓄電池やデマンドレスポンスを考慮した最適電源構成の検討ー」, (2017),
- 3) 電中研報告R13013「再生可能エネルギー大量導入に対応した需給運用シミュレーター需給運用計画策定機能のプロトタイプ開発ー」, (2013) 、ディスカッションペーパー-SERC16001

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

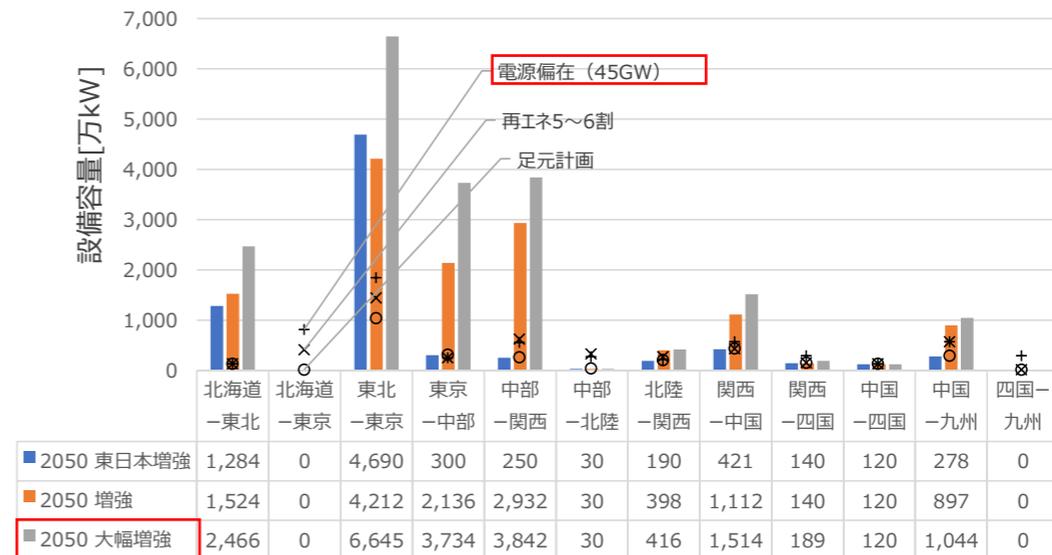
地域間連系線の想定

	2040年度	2050年度
45GW	OCCTOマスタープラン検討会の45GWシナリオ	-設定せず-
拡大	過年度実施の大幅拡大シナリオ (連系線の容量最適化により設定)	過年度実施の大幅拡大シナリオ(連系線の容量最適化により設定) に対し、北海道-東北の容量の800万kWを北海道-本州に変更
理想	-設定せず-	系線容量が潤沢にあり制約とならないサイドケース

連系線想定(2040年度)



連系線想定(2050年度)



2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

地域間連系線の想定(連系線容量最適化計算)

- 過年度実施した連系線の設備容量最適化では、工事費として過去実績と海外事例を参考に想定。
 - 過去実績: OCCTO広域整備委員会に記載の工事費(北本:第41回、相馬双葉:第15回、FC:第12回、関門:第31回)を採用。工事費が把握できなかった連系線については、DC連系は北本、AC連系は関門連系線の値を採用。
 - 海外事例: 2050の再エネ拡大を想定した系統増強に関する文献*を参考に、大規模直流送電の主な海外事例調査(第18回OCCTO広域整備委員会)を参考に20万円/MW/kmと想定。
- 耐用年数は50年、年経費率は3%と想定。
- 電力需給モデルをベースに、目的関数の燃料費に単年度に割り戻した増強費用を足して最適化。

*安田・濱崎: 2050年二酸化炭素排出量80%削減目標を達成するための電源構成と系統増強計画, 電気学会 新エネルギー・環境/高電圧合同研究会, FTE-20-024, HV-20-098 (2020)

連系線増強工事費想定

単価[万円/MW/km]	過去実績	海外事例
北海道ー東北	86	20
東北ー東京	132	20
東京ー中部	192	20
中部ー関西	78	20
中部ー北陸	86	20
北陸ー関西	78	20
関西ー中国	78	20
関西ー四国	86	20
中国ー四国	78	20
中国ー九州	78	20

海外事例

4-4. 大規模直流送電(その1:海外事例の整理)

65

■ 大規模直流送電の主な海外事例

No.	プロジェクト	巨長(km)	海峡等横断部(km)	送電方式	系統側電圧(kV)	直流電圧(kV)	送電容量(MW)	稼働年	変電設備コスト	送電線コスト	総コスト	万円/MW・km(参考)※
1	SAPEI イタリア	435	420	他励式	400	±500	1,000	2011	\$180m	€400m	€750m	20
2	BritNed 英国～オランダ	259	250	他励式	400 380	±450	1,000	2011	€220m	\$350m	€600m	26
3	Nemo Link 英国～ベルギー	141	130	自励式	400 380	±400	1,000	2019	-	-	€500m	40
4	Estlink 2 エストニア～フィンランド	171	145	他励式	330 400	450	650	2014	€100m	\$180m	€320m	32
5	NorNed オランダ～ノルウェー	583	580	他励式	380 300	±450	700	2008	\$270m	€51m	€600m	17
6	Fenno-Skan 2 スウェーデン～フィンランド	196	194	他励式	400	±500	800	2011	\$170m	€150m	€315m	23
7	Skagerak 4 デンマーク～ノルウェー	243	140	自励式	400 300	±500	700	2014	\$180m	€87m	-	17
8	Nord.Link ドイツ～ノルウェー	623	516	自励式	380 420	±525	1,400	2019	\$900m	€500m	€1.5-2.0b	20~26

※114.0円/€、103.8円/\$で換算(10/19日現在の為替レート)
公表情報をもとに事務局作成

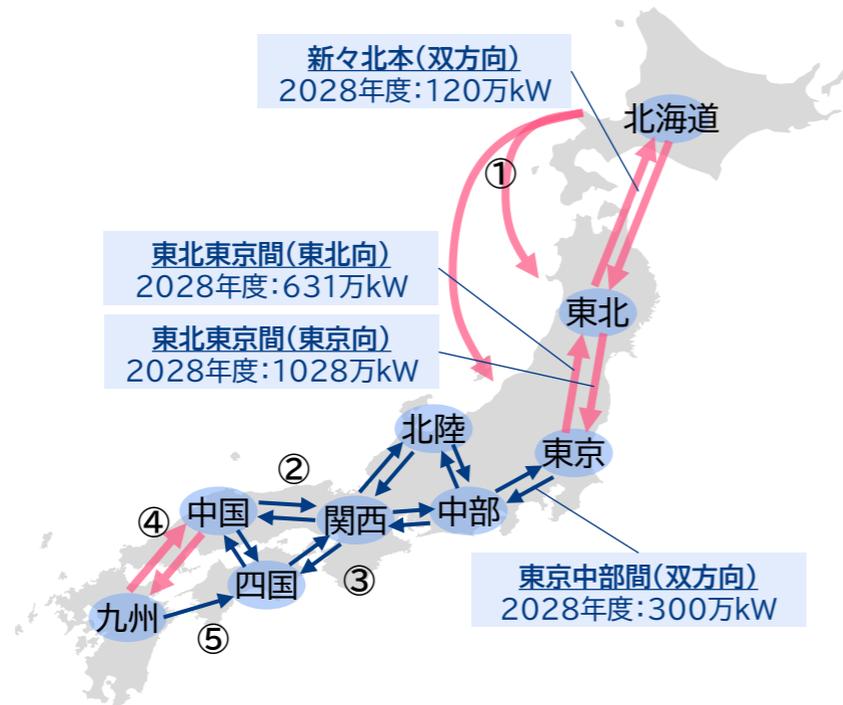
出所)第18回広域整備委員会
2016/10/25

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ①分析の前提条件

地域間連系線の想定(OCCTOマスタープラン)

- 系統マスタープランの検討において実施された分析では、系統増強に関して4つのシナリオを設定。OCCTO公表の長期計画や広域系統整備委員会で公表されている計画値に加え、これらのシナリオで想定された系統増強案を反映。
- 2040年の分析には、最も増強される想定である「電源偏在(45GW)シナリオ」を一つのシナリオとして採用。

マスタープラン1次案における各シナリオの地域間連系線増強・新設案



マスタープラン1次案における系統増強案

シナリオ 連系エリア	電源立地 変化	再エネ 5~6割	電源偏在 (30GW)	電源偏在 (45GW)
①北海道→本 州(HVDC)	揚陸点:東北		揚陸点:東京	800万kW
②中国→関西				421→ 556万kW
③四国→関西				140→ 280万kW
④九州→中国			278→556万kW	
⑤九州→四国			70万kW	280万kW
⑥中地域			※明示的な容量の記載なし	
			増強 運用容量拡大	新設

出所)OCCTO「2021~2030年度の連系線の運用容量(年間・長期)」(2021年3月1日)、「マスタープランに関する議論の中間整理について」、第9回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの内実等に関する検討委員会資料1 (2021年4月28日)、「北海道本州間連系設備に係る広域系統整備計画」(2021年5月19日)よりMRI作成

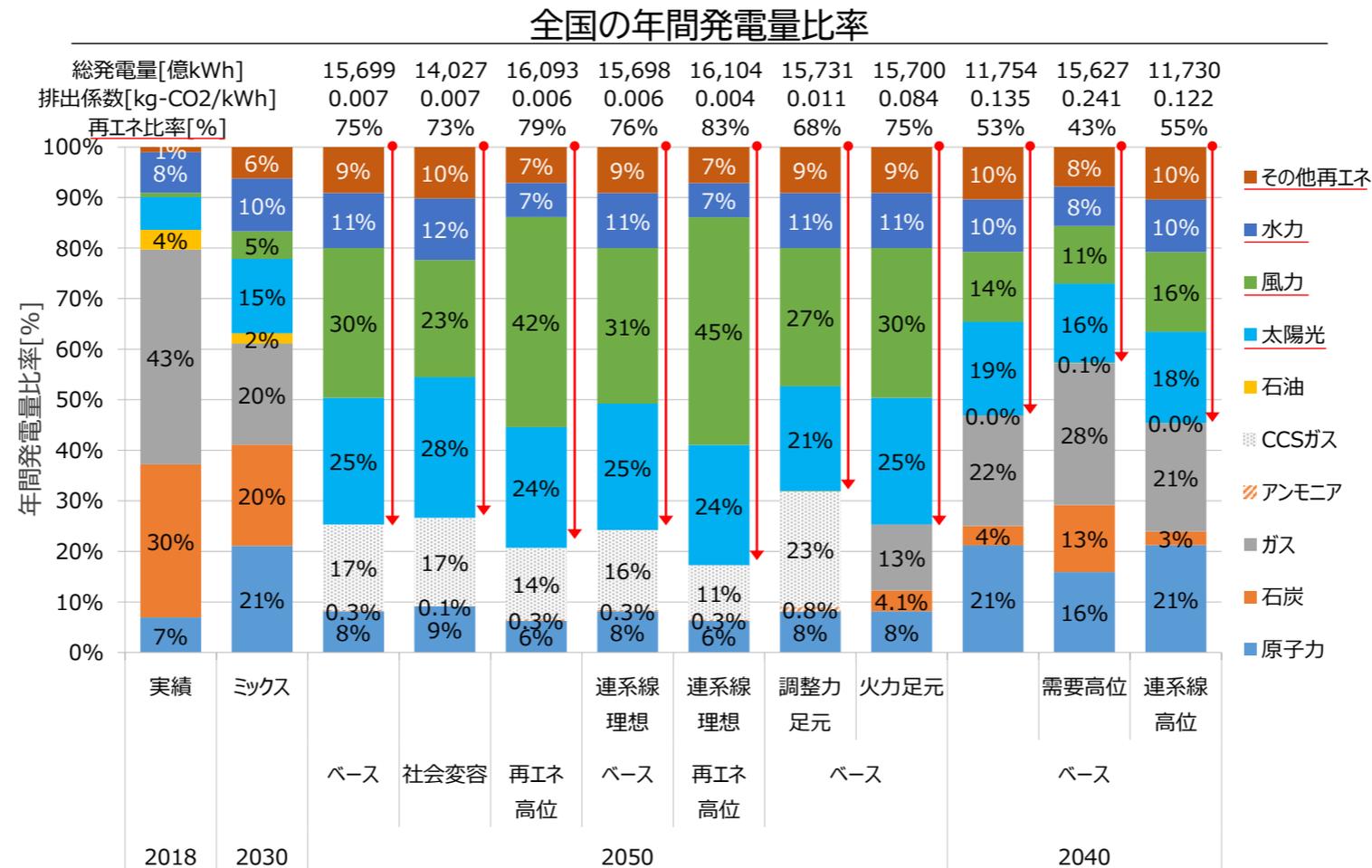
2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介

- 分析の前提条件
- 前提条件に基づく分析結果

2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ②前提条件に基づく分析結果

発電電力量構成

- 再エネ比率は、ベースケースでは75%、連系線理想ケース(76%)との差は限定的であり、連系線拡大によりほぼ制約になっていない。他方、調整力足元ケースは再エネ比率68%と低く、必要調整力低減の重要性が伺える。

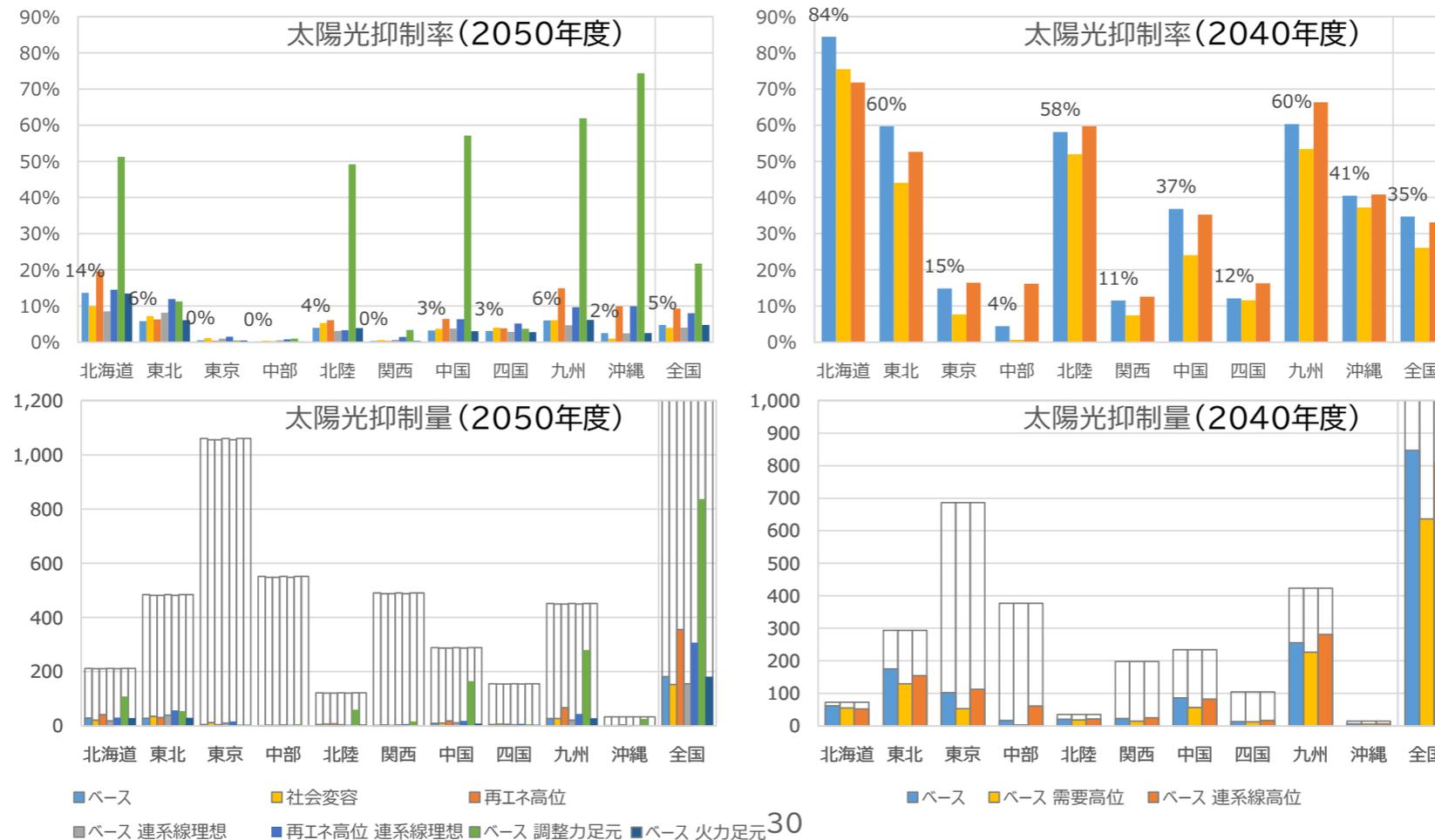


2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ②前提条件に基づく分析結果

太陽光の抑制率・抑制量

- **2050** ベースケースの抑制率5%(全国値)に対して、調整力足元ケースでは22%と抑制量が大きい。
- **2040** 連系線高位ケースで抑制率は低減するものの、電力需要の低さ等が影響して全体的に抑制率が高い。

エリア別抑制率および抑制量

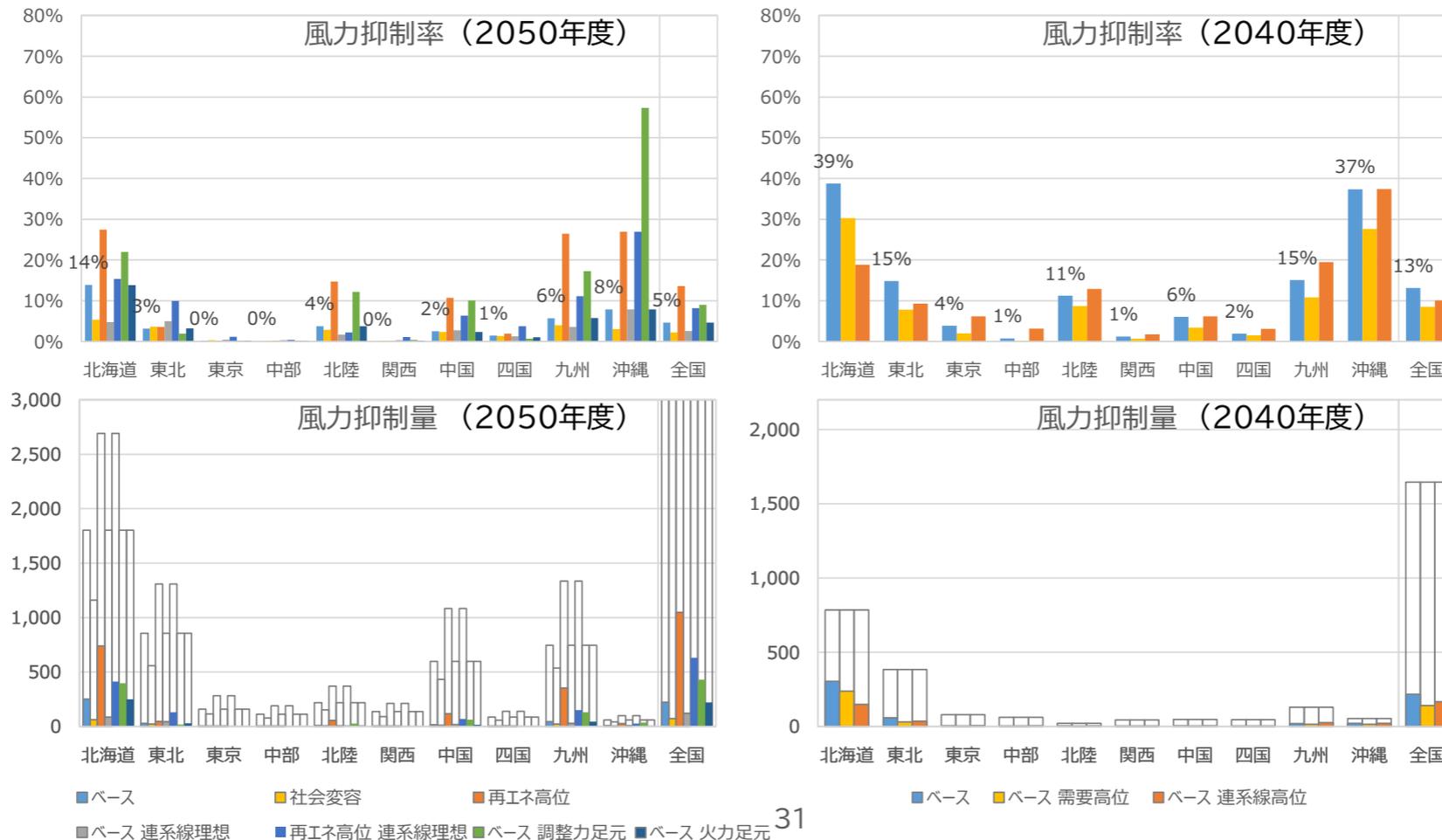


2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ②前提条件に基づく分析結果

風力の抑制率・抑制量

- **2050** ポテンシャルの大きい北海道の抑制が特に多いものの、連系線理想ケースでは抑制量が半減。
- **2040** 連系線高位ケースで抑制率は低減するものの、電力需要の低さ等が影響して全体的に抑制率が高い。

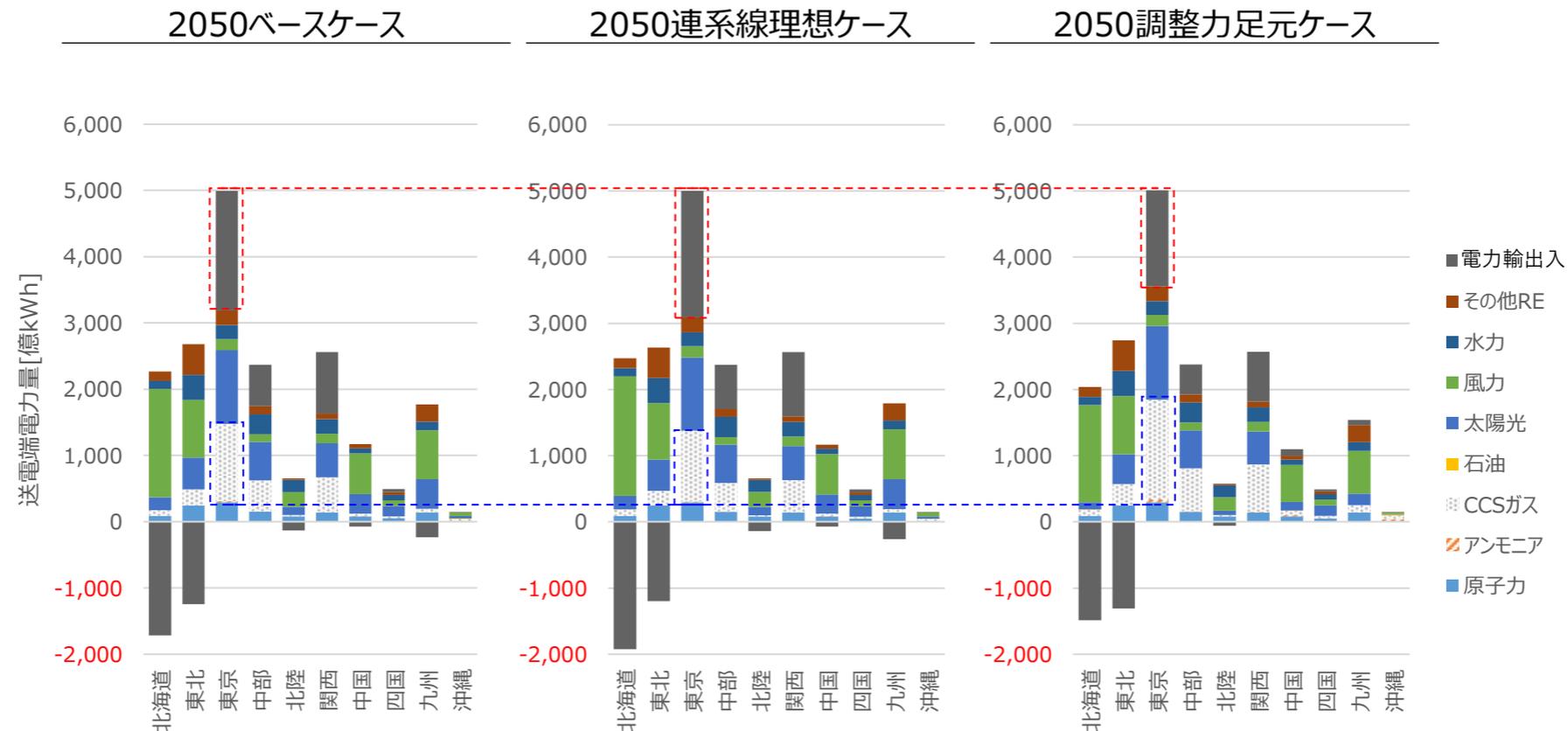
エリア別抑制率および抑制量



2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ②前提条件に基づく分析結果

エリア別の発電電力量構成

- 連系線増強によって北海道→東北→東京への送電量が増加。
- 調整力緩和によって、東京はじめ各エリアの火力発電量が低下し、再エネ発電量が上昇。

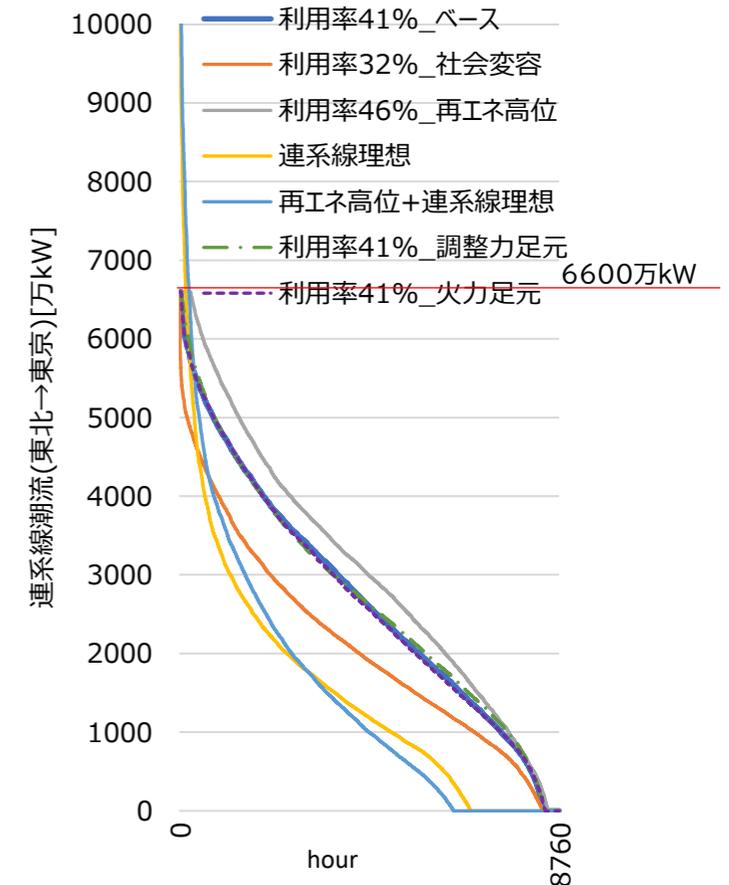
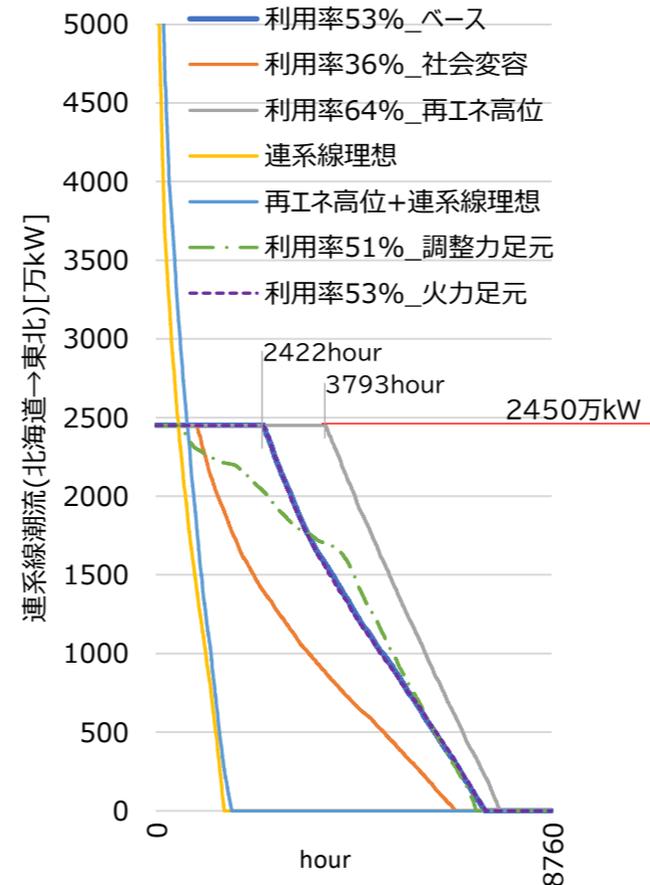
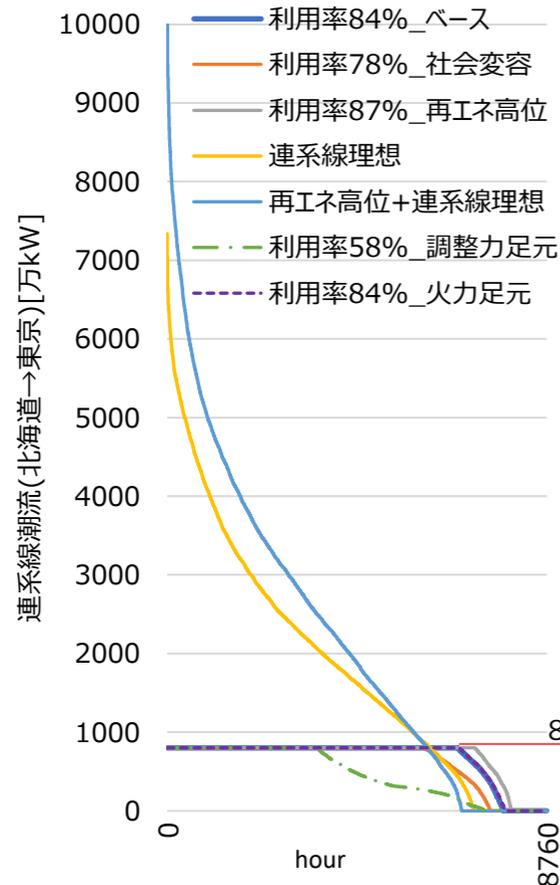


2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ②前提条件に基づく分析結果

地域間連系線の利用率(東日本)

- ベースケースの連系線利用率は、直流送電84%、北本53%、東北東京41%であった。
- 北海道の風力容量が50%ほど増加(7,794→11,365万kW)する再エネ高位ケースでは、ベースケースに比べて利用率が増加。北海道→東北の100%送電の時刻数は50%強の増加(2,422→3,793時間)。

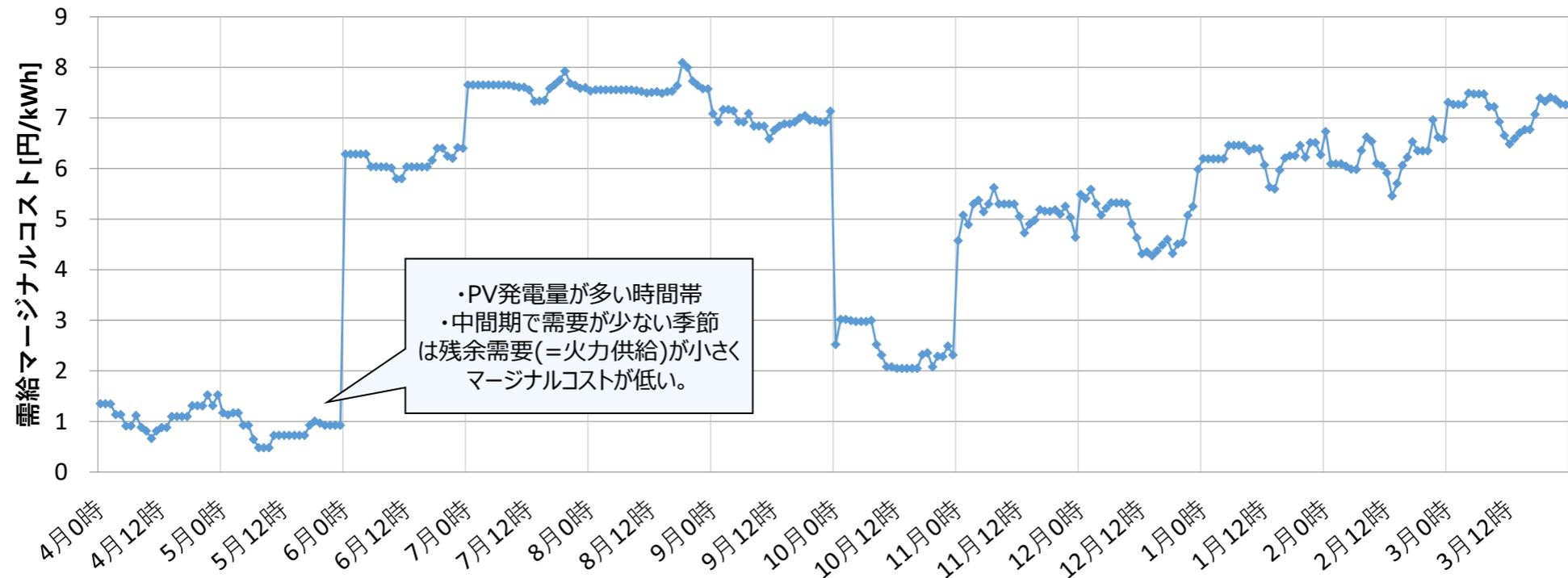
各ケースの連系線利用の変化



2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ②前提条件に基づく分析結果

マージナルコスト(ベースケース・北海道)

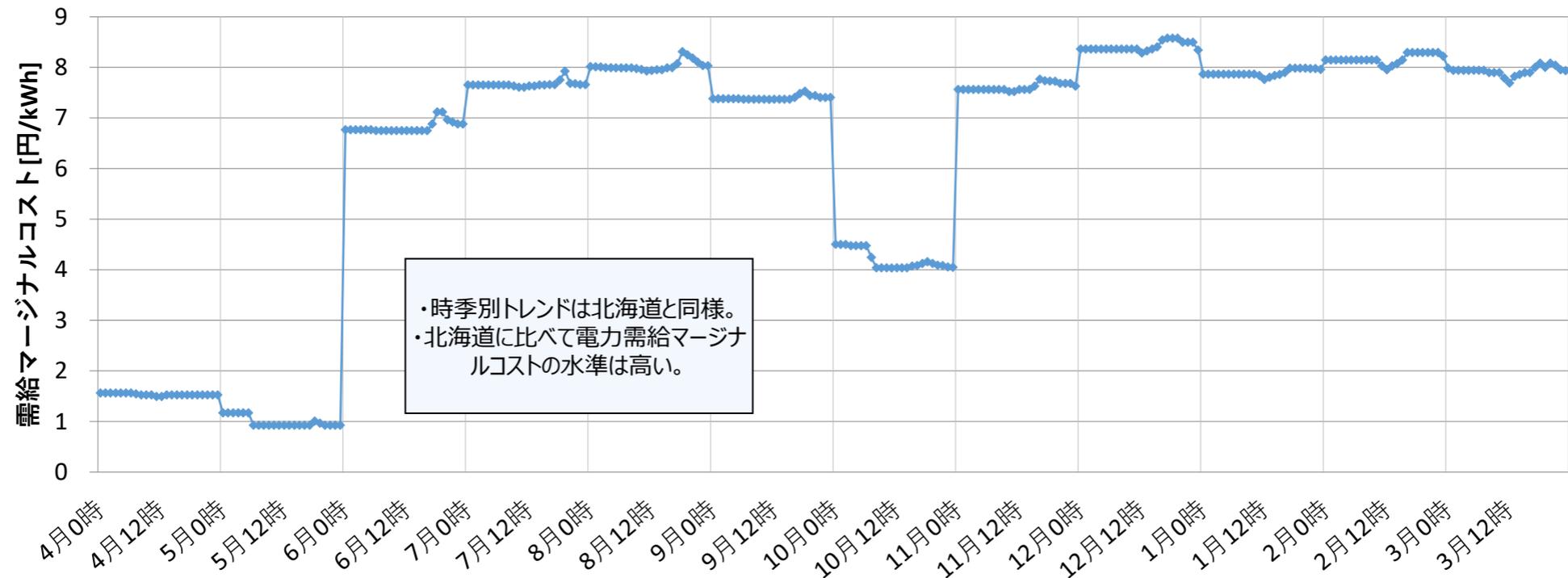
- 電力需給マージナルコストの月別時刻別平均値(ベースケース、北海道の例)



2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ②前提条件に基づく分析結果

マージナルコスト(ベースケース・東京)

- 電力需給マージナルコストの月別時刻別平均値(ベースケース、北海道の例)



2. 電力需給モデルを用いた分析結果の紹介 ②前提条件に基づく分析結果

分析結果のまとめ

- 再生可能エネルギーが大量に導入され(太陽光270GW、陸上風力100GW、洋上風力95GW)、地域間連系線が大幅に増強されたベースケースにおいて、再生可能エネルギー発電比率は75%と試算された
- 風力の更なる拡大(陸上130GW、洋上180GW)を想定した再エネ高位で79%、さらに連系線制約を完全に排除すると83%まで上昇する。
- 逆に、必要調整力が現状想定されている程度に求められる場合は、より火力発電が必要となり、再エネ比率は68%に低下する。
- ベースケースで想定した再エネ導入量に対しては、連系線制約を完全に排除しても再エネ比率はあまり変わらず、ベースケースの連系線容量は既にほぼ制約とならないほど十分な設定と言える。

3. 電力システムに対する所感

3. 電力システムに対する所感

電力需給分析を通じて感じてきたこと

- 連系線増強は不可欠だが、そのレベル感は？
- 発生頻度の低い高負荷残余需要は誰が担うべきか
- 電力インフラへの投資は誰が行うべきか

3. 電力システムに対する所感

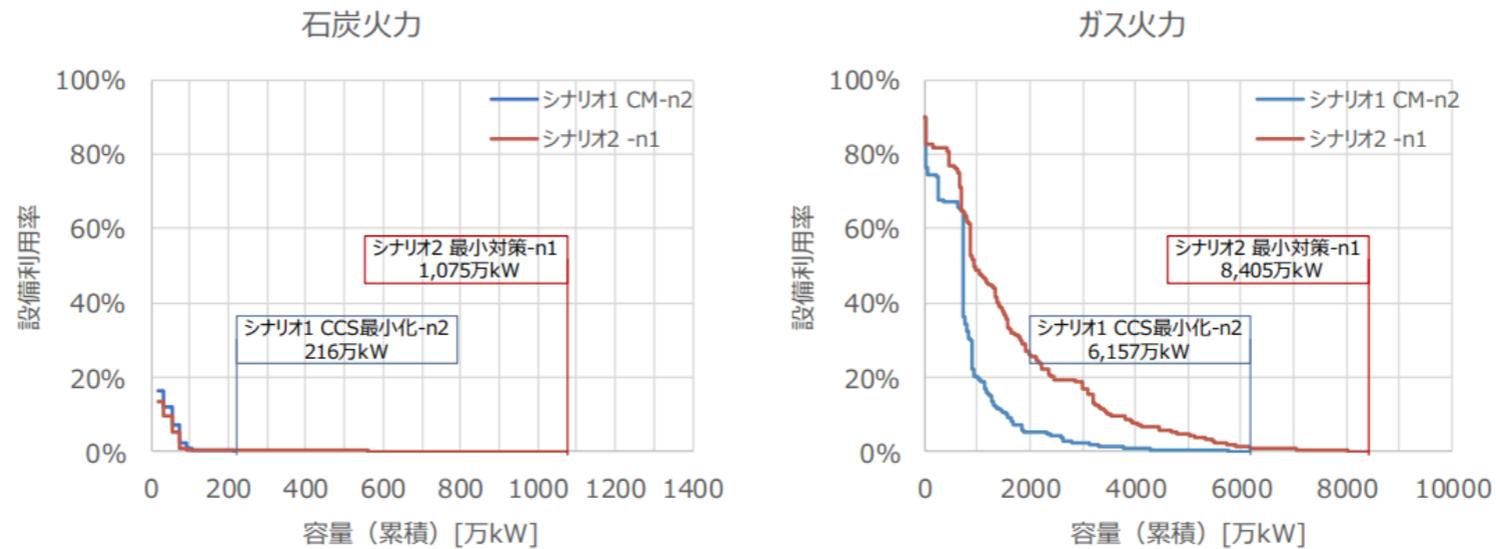
地域間連系線の増強レベル

- 今回紹介した分析の前提条件としては、系統整備マスタープランの1次案を参照したが、2023年3月にマスタープランが策定されている。
- その際のシナリオとして、太陽光と陸上風力は第43回基本政策分科会で電中研が示したレベル、洋上風力は官民協議会の2040年度案件形成目標が採用されている。
ただし、このレベル感が2050年のカーボンニュートラル実現に対して十分であるか、議論されたものではない。
- 地域間連系線の増強にあたって、費用対効果を評価することは不可欠であるが、そもそも再エネ導入に関してどのレベル感を目指すかによって、費用対効果は変わりうる。
- 海底直流送電の整備を進めていくこと自体は望ましい流れだが、最終的に必要な規模感も想定しておく必要がある。

3. 電力システムに対する所感

稼働率が低い設備の維持が必要

- 電力需要から、原子力・再生可能エネルギーを控除した残余需要の高さは、時間帯によって異なる。発生頻度の低い規模の大きな残余需要に対応する供給力は必ず必要。
- 残余需要への対応方策としては、揚水・蓄電池、需要シフト、火力発電(非化石であることが望ましい)が挙げられる。
- 下図は2017年度に環境省委託業務で実施した際の、石炭火力とガス火力の設備利用率をユニット別に並べた結果である。ガス火力中心のカーボンプライシングが想定されているが、設備利用率50%を確保できるユニットは10GW程度であり、残りの50GW超は稼働率50%未満の運転を強いられる。石炭火力の場合、全てのユニットが稼働率20%未満となる。



※横軸は年間設備利用率が大きい設備から順に並べた容量

出所)環境省「平成29年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務報告書」(2018年3月), p457

3. 電力システムに対する所感

必要なインフラ投資は誰が担うのか

- カーボンニュートラルの実現を念頭に置くと、①再生可能エネルギー、②揚水・蓄電池、③地域間連系線・地内送電線、④カーボンニュートラル火力、などへの大幅な投資が必要。
- 先行する再生可能エネルギーだが、FITからFIP等への移行の中で、基幹系統やローカル系統における混雑に伴うノンファーム接続が始まり、投資の予見可能性が低下している。
2032年以降FIT太陽光の離脱が懸念される中で、太陽光・風力は迷惑施設化し、厳しい事業環境。
- 系統蓄電池は一定の補助制度のもとで、高収益が期待されるエリアへの接続申込が増えているものの、今後は Δ kW単価に上限を設ける方向であり、稼ぐ設備とはならない可能性がある。
長期脱炭素電源オークションの場合、他市場収入の9割程度を還付することになる。
- 海底直流送電の整備が進められる予定であるが、誰が事業を担っていくのか、その顔ぶれは見えてない。
- カーボンニュートラル火力に対しても、長期脱炭素電源オークション制度が設けられたが、他市場収入の9割程度の還付という中で、事業としての魅力は乏しい。

- 本資料に関するお問い合わせ先

株式会社 三菱総合研究所

サステナビリティ本部

[担当]

井上 裕史 yushi@mri.co.jp

TEL : 080-2281-6130

FAX : 03-5157-2146

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所