Ⅴ.モデルシナリオ編（概算バランス）

Ⅴ.モデルシナリオ編（概算バランス）

(1)モデルシナリオの定性的説明

(2)kWバランス算定結果

(3)kWhバランス算定結果

需給バランスの「モデルシナリオ」の設定

- 需要・再エネ×原子力×火力のモデルケースの組み合わせにより、2040年は4つ、2050年は16のモデルシナリオを設定した。

	需要モデルケース	供給力モデルケース			モデルシナリオの説明例
		再エネ	原子力	火力	
2040年	9,000億kWh	1.50 億kW	需要の20%（2,700万kW）	小ケース 0.97億kW	**<9,000億×火力小>** 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、需要は現在から変わらず、再エネの拡大も2019年度と比べ1.7倍に留まり、火力も経年廃止により減少するシナリオ
	11,000億kWh	2.25 億kW	需要の20%（3,300万kW）	大ケース 1.36億kW	
2050年	9,500億kWh	1.70 億kW	小ケース 2,300万kW	小ケース 0.66億kW	**<12,500億×原子力大×火力大>** DX・GXに起因する増加分が総需要の30%を占めるまで需要が拡大し、それに伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加し、原子力、火力も経年リプレースにより現設備容量が維持されるシナリオ
	10,500億kWh	2.00 億kW			
	11,500億kWh	2.30 億kW	大ケース 3,700万kW	大ケース 1.34億kW	
	12,500億kWh	2.60 億kW			

2×2＝４つのモデルシナリオ

4×2×2＝16のモデルシナリオ

モデルシナリオ毎の定性的説明（2040年）

- モデルシナリオ毎の定性的説明は以下のとおり。

11,000 億kWh　2.25 億kW

需要　再エネ

シナリオ説明	シナリオ説明
＜需要11,000億×火力小＞ DX・GXに起因する需要増加分が**総需要の20%に迫るほど拡大**し、**再エネも2019年度に比べて2.5倍程度まで増加**する一方、**火力は経年廃止により減少**するシナリオ	**＜需要11,000億×火力大＞** DX・GXに起因する需要増加分が**総需要の20%に迫るほど拡大**し、**再エネも2019年度に比べて2.5倍程度まで増加**する一方、**火力は経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ
＜需要9,000億×火力小＞ 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在から変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ1.7倍**に留まり、**火力も経年廃止により減少する**シナリオ	**＜需要9,000億×火力大＞** 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在から変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ1.7倍**に留まる一方、**火力は経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ

9,000 億kWh　1.50 億kW

火力

0.97 億kW　1.36 億kW

モデルシナリオ毎の定性的説明（2050年①原子力小）

- モデルシナリオ毎の定性的説明は以下のとおり。

12,500億kWh 2.60億kW

需要

再エネ

シナリオ説明	シナリオ説明
<需要12,500億×原子力小×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の30%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加**するが、原子力、**火力はともに経年廃止により減少**するシナリオ	**<需要12,500億×原子力小×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の30%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加**し、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるが、原子力は経年廃止により減少するシナリオ
<需要11,500億×原子力小×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の25%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加**するが、原子力、**火力はともに経年廃止により減少**するシナリオ	**<需要11,500億×原子力小×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の25%を占めるまで需要が拡大**し、それに伴い**再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加**し、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるが、原子力は経年廃止により減少するシナリオ
<需要10,500億×原子力小×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の20%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加**するが、原子力、**火力はともに経年廃止により減少**するシナリオ	**<需要10,500億×原子力小×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の20%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加**し、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるが、原子力は経年廃止により減少するシナリオ
<需要9,500億×原子力小×火力小> 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在とほとんど変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍**に留まり、原子力、**火力ともに経年廃止により減少**するシナリオ	**<需要9,500億×原子力小×火力大>** 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在とほとんど変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍**に留まり、原子力も経年廃止により減少するが、**火力は経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ
原子力　小：2,300万kW	

9,500億kWh 1.70億kW

0.66億kW　火力　1.34億kW

モデルシナリオ毎の定性的説明（2050年②原子力大）

- モデルシナリオ毎の定性的説明は以下のとおり。

12,500億kWh 2.60億kW

需要

再エネ

シナリオ説明	シナリオ説明
<需要12,500億×原子力大×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の30%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加**し、原子力も経年リプレースにより現設備容量が維持されるが、**火力は経年廃止により減少**するシナリオ	**<需要12,500億×原子力大×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の30%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加**し、原子力、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ
<需要11,500億×原子力大×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の25%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加**し、原子力も経年リプレースにより現設備容量が維持されるが、**火力は経年廃止により減少**するシナリオ	**<需要11,500億×原子力大×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の25%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加**し、原子力、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ
<需要10,500億×原子力大×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の20%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加**し、原子力も経年リプレースにより現設備容量が維持されるが、**火力は経年廃止により減少**するシナリオ	**<需要10,500億×原子力大×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の20%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加**し、原子力、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ
<需要9,500億×原子力大×火力小> 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在とほとんど変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍**に留まり、**火力も経年廃止により減少**するが、原子力は経年リプレースにより現設備容量が維持されるシナリオ	**<需要9,500億×原子力大×火力大>** 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在とほとんど変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍**に留まる一方、原子力、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ
原子力　大：3,700万kW	

9,500億kWh 1.70億kW

0.66億kW　火力　1.34億kW

Ⅴ.概算バランス（モデルシナリオ編）

(1)モデルシナリオの定性的説明

(2)kWバランス算定結果

(3) kWhバランス算定結果

概算バランス（モデルシナリオ）の全体像

- 以下20個のモデルシナリオでの概算バランスを、4つの断面（夏昼、夏夜、冬昼、冬夜）でそれぞれ分析する。

分析するシナリオ

需要、原子力、火力のケースに応じて合計20個のモデルシナリオを用意

	需要モデル	再エネ（併設型PV含む）	原子力発電	火力発電※ 小	火力発電※ 大
2040年	9,000	1.50 億kW	原子力比率20% 2,700万kW	2040①	2040②
	11,000	2.25 億kW	原子力比率20% 3,300万kW	2040③	2040④
2050年	9,500	1.70 億kW	原子力小 2,300万kW	2050①	2050②
	10,500	2.00 億kW		2050⑤	2050⑥
	11,500	2.30 億kW		2050⑨	2050⑩
	12,500	2.60 億kW		2050⑬	2050⑭
	9,500	1.70 億kW	原子力大 3,700万kW	2050③	2050④
	10,500	2.00 億kW		2050⑦	2050⑧
	11,500	2.30 億kW		2050⑪	2050⑫
	12,500	2.60 億kW		2050⑮	2050⑯

分析する需給断面

各シナリオに対して、季節/時間に応じた4つの断面で概算バランスを評価する

分析する断面	
夏昼	夏夜
冬昼	冬夜

※
小：火力経年リプレースなし
大：火力すべて経年リプレース

出所：日本総研作成

2040年｜今回試算した前提条件

- 設備容量、調整係数等については、以下条件で2040年の概算バランスを試算する。

	設備容量（万kW）		調整係数等		調整係数等の諸元
	9,000	11,000	夏季	冬季	
太陽光	7,000	8,500	昼22%/夜0%	昼３%/夜０%	・2025年供給計画の調整係数等 （昼8時～16時、夜16時～8時）
風力	1,600	3,500	10%	31%	・2025年供給計画の調整係数等
一般水力	2,250	2,500	44%	29%	・2025年供給計画の調整係数等
バイオマス	600	900	80%	80%	・発電コストWGの所内率 （バイオマス16%, 地熱11%)を加味 ・補修率に関しては火力の数字を準用
地熱	50	100	85%	85%	
原子力	2,700	3,300	76%	76%	・2022年度の設備利用率の平均値を利用 （所内率も考慮）
揚水	2,000	2,000	100%	96%	・供給計画等の値を参考に設定
蓄電池	800	1,000	81%	71%	・供給計画等の値を参考に設定
石炭	3,110 / 3,990		90%/CCS 82%	90%/CCS 82%	・補修率（2024年実績, 夏 3.7%, 冬 4.1%）、所内率（発電コスト WG）をそれぞれ加味して設定 ・CCSは▲８%（発電コストWG) ・LNG火力（水素混焼・専焼含む）においては夏出力を定格出力より12%減として設定（供給計画参考資料）
LNG	6,550 / 8,760		82%/CCS 74%	93%/CCS 85%	
石油	30 / 830		91%/CCS 83%	91%/CCS 83%	

2050年｜今回試算した前提条件

- 設備容量、調整係数等については、以下条件で2050年の概算バランスを試算する。

	設備容量（万kW）				調整係数等		調整係数等の諸元
	9,500	10,500	11,500	12,500	夏季	冬季	
太陽光	7,500	8,000	8,500	9,000	昼22%/夜0%	昼３%/夜０%	・2025年供給計画の調整係数等 （昼8時～16時、夜16時～8時）
風力	2,100	2,800	3,550	4,250	10%	31%	・2025年供給計画の調整係数等
一般水力	2,250	2,400	2,550	2,700	44%	29%	・2025年供給計画の調整係数等
バイオマス	600	700	800	900	80%	80%	・発電コストWGの所内率 （バイオマス16%, 地熱11%)を加味 ・補修率に関しては火力の数字を準用
地熱	50	100	100	150	85%	85%	
原子力	2,300 / 3,700				76%	76%	・2022年度の設備利用率の平均値を利用 （所内率も考慮）
揚水	2,000	2,000	2,000	2,000	100%	96%	・供給計画等の値を参考に設定
蓄電池	1,000	1,100	1,200	1,300	81%	71%	・供給計画等の値を参考に設定
石炭	1,820 / 3,780				90%/CCS 82%	90%/CCS 82%	・補修率（2024年実績, 夏 3.7%, 冬 4.1%）、所内率（発電コスト WG）をそれぞれ加味して設定 ・CCSは▲８％（発電コストWG） ・LNG火力（水素混焼・専焼含む）においては夏出力を定格出力より12%減として設定（供給計画参考資料）
LNG	4,810 / 8,760				82%/CCS 74%	93%/CCS 85%	
石油	0 / 830				91%/CCS 83%	91%/CCS 83%	

参考　概算バランス算定時の諸元

- 概算バランス算定時に使用した調整係数等および設備利用率の諸元は以下の通り。

	調整係数等*	設備利用率
太陽光 風力 一般水力	2025年度供給計画で使用している太陽光・風力・自流式水力のエリア別調整係数（2026年度8月・1月）を参照し、9社電力需要の加重平均にて設定 2025_choseikeisu_ichiran.xlsx	発電コスト検証WGの数値を参照して設定 （太陽光：事業用と住宅用の数値を参照し、その平均値で設定, 風力：陸上風力と着床式洋上風力の数値を参照し、その平均値で設定, 一般水力：中水力の数値で設定） cost_wg_20250206_02.pdf
バイオマス 地熱	所内率と補修率を考慮して設定 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定 cost_wg_20250206_02.pdf 補修率：火力発電と同様の数値で設定	発電コスト検証WGの数値を参照のうえ、所内率を考慮して設定 （バイオマス：木質専焼の数値で設定） cost_wg_20250206_02.pdf 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定 cost_wg_20250206_02.pdf
原子力	2022年度の設備利用率（80%）の平均値から所内率を考慮して設定 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定 cost_wg_20250206_02.pdf	2022年度の設備利用率（80%）の平均値から所内率を考慮して設定 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定 cost_wg_20250206_02.pdf
揚水	2025年度供給計画で使用している揚水式水力のエリア別調整係数（2026年度8月・1月, 9時間容量）を参照し、9社電力需要の加重平均にて設定 2025_choseikeisu_ichiran.xlsx	–
蓄電池	2025年度供給計画で使用している揚水式水力のエリア別調整係数（2026年度8月・1月, 4時間容量）を参照し、9社電力需要の加重平均にて設定 2025_choseikeisu_ichiran.xlsx	–
石炭 LNG 石油	所内率と補修率を考慮して設定 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定（CCS付き/無しで変化） cost_wg_20250206_02.pdf 補修率：資源エネルギー庁「今夏の電力需給及び 今冬以降の需給見通し・運用について（2024年10月29日）」を参照 082_04_00.pdf LNG火力の夏出力減 https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/kaisetu.pdf	–

*調整係数に関する参考資料 chousei_53_03.pdf

kWバランスの策定方法

- kWバランスは以下①～⑥に沿って計算する。

①：需要（kW）
ロードカーブから夏・冬の3日最大を参照

		2040 夏季 昼間ケース	
		調整係数等	夏季
需要		午後	14,800
供給力	設備容量	－	15,810
太陽光（需要地併設型除く）	7,000	22%	1,540
風力	1,600	10%	160
一般水力	2,250	44%	990
バイオマス	600	80%	480
地熱	50	85%	40
原子力	2,700	76%	2,050
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	800	81%	650
火力 石炭（CCS）	2,210	82%	1,810
火力 石炭（CCS以外）	680	90%	610
火力 LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
火力 LNG（CCS以外）	720	82%	590
火力 LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	30	91%	30
火力 共同火力（CCS）	0	82%	0
火力 共同火力（CCSなし）	220	90%	200
予備率		－	6.8%
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 1,000

②：設備容量
各供給力モデルケースを参照

③：調整係数等
供給計画等を参照

④：供給力
②×③

⑤：予備率
（④－①）/①

⑥：予備率の閾値（13.9%）
供給計画の供給信頼度基準を参照

kWhバランスの策定方法

- kWバランスの結果も踏まえ、kWhバランスは、以下⑦～⑭に沿って計算する。
- 需要については、各需要モデルケースの値を参照する。
- 供給力について、火力以外の電源は、設備容量と設備利用率によって電源毎のkWhを算定し、残りの電力量を火力で補うと想定し、火力の設備利用率を算定する。

⑦：需要（kWh）
需要モデルケースを参照

	2040		
	設備容量	利用率	kWhバランス
需要	–	–	9,000
供給力	30,700	–	9,000
太陽光（需要地併設型含む）	10,500	17%	1,560
風力	1,600	30%	420
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	73%	30
原子力	2,700	76%	1,800
火力	12,990	38%	3,750

・・・
kWバランスの結果も活用

⑧：火力発電の設備容量
予備率13.9%から不足・超過が生じた場合、差分を水素混焼/水素専焼にて補完

⑨：再エネ利用率
発電コスト検証WG資料を参照

⑩：再エネ発電量
設備容量×8,760×⑨

⑪：原子力利用率
過去実績の利用率を参照

⑫：原子力発電量
設備容量×8,760×⑪

⑬：火力発電量
⑦-⑫-⑩

⑭：火力利用率
⑬/(⑧×③(調整係数等)×8,760)

概算バランスにおける閾値

- 概算バランスにおける閾値として、供給計画最終年度の供給信頼度基準の値（5.8% ＋ 5.1% ＋ 1% ＋2% ＝13.9%）を適用する。

想定年度	全国H3需要（離島除き）※ [万kW]	偶発的需給変動対応 [%]	厳気象対応 [%]		稀頻度リスク対応 [%]	容量市場・供給計画における目標停電量 [kWh/kW・年]	持続的需要変動対応 [%]
			夏季・冬季	春季・秋季			
2025年度	15,863	6.5	4.4	3.8		0.018(▲0.015)	
2026年度	15,905	6.3	4.5	3.9		0.015(▲0.013)	
2027年度	15,971	6.5	4.4	3.8		0.017(▲0.010)	
2028年度	16,081	5.9	5.0	4.3		0.010(▲0.006)	
2029年度	16,179	5.8	5.0	4.3	1	0.010(▲0.006)	2
2030年度	16,270	5.8	5.1	4.3		0.009(▲0.006)	
2031年度	16,351	5.8	5.0	4.3		0.010(▲0.005)	
2032年度	16,393	5.8	5.1	4.4		0.009(▲0.006)	
2033年度	16,398	5.8	5.1	4.4		0.009(▲0.006)	
2034年度	16,387	5.8	5.1	4.4		0.009(－)	

出所：調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局「2025年度供給計画の取りまとめについて」を基に日本総研作成

2040① 9,000億kWh ｜ 火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2040 夏季 昼間ケース		2040 夏季 夜間ケース		2040 冬季 昼間ケース		2040 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	14,800	点灯	14,900	午前	13,800	夜間	13,600
供給力	設備容量	–	15,810	–	14,270	–	15,050	–	14,840
太陽光（需要地併設型除く）	7,000	22%	1,540	0%	0	3%	210	0%	0
風力	1,600	10%	160	10%	160	31%	500	31%	500
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	2,700	76%	2,050	76%	2,050	76%	2,050	76%	2,050
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	800	81%	650	81%	650	71%	570	71%	570
火力 石炭（CCS）	2,210	82%	1,810	82%	1,810	82%	1,810	82%	1,810
火力 石炭（CCS以外）	680	90%	610	90%	610	90%	610	90%	610
火力 LNG（CCS）	1,500	74%	1,110	74%	1,110	85%	1,280	85%	1,280
火力 LNG（CCS以外）	720	82%	590	82%	590	93%	670	93%	670
火力 LNG（専焼）	4,330	82%	3,550	82%	3,550	93%	4,030	93%	4,030
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	30	91%	30	91%	30	91%	30	91%	30
火力 共同火力（CCS）	0	82%	0	82%	0	82%	0	82%	0
火力 共同火力（CCSなし）	220	90%	200	90%	200	90%	200	90%	200
予備率		–	6.8%	–	▲ 4.2%	–	9.1%	–	9.1%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 1,000	–	▲ 2,700	–	▲ 700	–	▲ 700

2040② 9,000億kWh ｜ 火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2040 夏季 昼間ケース		2040 夏季 夜間ケース		2040 冬季 昼間ケース		2040 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	14,800	点灯	14,900	午前	13,800	夜間	13,600
供給力	設備容量	–	19,090	–	17,550	–	18,580	–	18,370
太陽光（需要地併設型除く）	7,000	22%	1,540	0%	0	3%	210	0%	0
風力	1,600	10%	160	10%	160	31%	500	31%	500
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	2,700	76%	2,050	76%	2,050	76%	2,050	76%	2,050
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	800	81%	650	81%	650	71%	570	71%	570
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	1,500	74%	1,110	74%	1,110	85%	1,280	85%	1,280
火力 LNG（CCS以外）	2,930	82%	2,400	82%	2,400	93%	2,730	93%	2,730
火力 LNG（専焼）	4,330	82%	3,550	82%	3,550	93%	4,030	93%	4,030
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	830	91%	760	91%	760	91%	760	91%	760
火力 共同火力（CCS）	0	82%	0	82%	0	82%	0	82%	0
火力 共同火力（CCSなし）	220	90%	200	90%	200	90%	200	90%	200
予備率		–	29.0%	–	17.8%	–	34.6%	–	35.1%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	2,200	–	600	–	2,900	–	2,900

2040③ 11,000億kWh ｜ 火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2040 夏季 昼間ケース		2040 夏季 夜間ケース		2040 冬季 昼間ケース		2040 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	17,300	点灯	17,600	午前	16,900	夜間	17,100
供給力	設備容量	–	17,350	–	15,480	–	16,660	–	16,400
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,500	10%	350	10%	350	31%	1,090	31%	1,090
一般水力	2,500	44%	1,100	44%	1,100	29%	730	29%	730
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,300	76%	2,510	76%	2,510	76%	2,510	76%	2,510
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力 石炭（CCS）	2,210	82%	1,810	82%	1,810	82%	1,810	82%	1,810
火力 石炭（CCS以外）	680	90%	610	90%	610	90%	610	90%	610
火力 LNG（CCS）	1,500	74%	1,110	74%	1,110	85%	1,280	85%	1,280
火力 LNG（CCS以外）	720	82%	590	82%	590	93%	670	93%	670
火力 LNG（専焼）	4,330	82%	3,550	82%	3,550	93%	4,030	93%	4,030
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	30	91%	30	91%	30	91%	30	91%	30
火力 共同火力（CCS）	0	82%	0	82%	0	82%	0	82%	0
火力 共同火力（CCSなし）	220	90%	200	90%	200	90%	200	90%	200
予備率		–	0.3%	–	▲ 12.0%	–	▲ 1.4%	–	▲ 4.1%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 2,400	–	▲ 4,600	–	▲ 2,600	–	▲ 3,100

2040④ 11,000億kWh ｜ 火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2040 夏季 昼間ケース		2040 夏季 夜間ケース		2040 冬季 昼間ケース		2040 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	17,300	点灯	17,600	午前	16,900	夜間	17,100
供給力	設備容量	–	20,630	–	18,760	–	20,190	–	19,930
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,500	10%	350	10%	350	31%	1,090	31%	1,090
一般水力	2,500	44%	1,100	44%	1,100	29%	730	29%	730
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,300	76%	2,510	76%	2,510	76%	2,510	76%	2,510
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	1,500	74%	1,110	74%	1,110	85%	1,280	85%	1,280
火力 LNG（CCS以外）	2,930	82%	2,400	82%	2,400	93%	2,730	93%	2,730
火力 LNG（専焼）	4,330	82%	3,550	82%	3,550	93%	4,030	93%	4,030
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	830	91%	760	91%	760	91%	760	91%	760
火力 共同火力（CCS）	0	82%	0	82%	0	82%	0	82%	0
火力 共同火力（CCSなし）	220	90%	200	90%	200	90%	200	90%	200
予備率		–	19.2%	–	6.6%	–	19.5%	–	16.5%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	900	–	▲ 1,300	–	900	–	500

2050① 9,500億kWh ｜ 原子力小、火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	14,600	点灯	14,800	午前	14,100	早朝	13,900
供給力	設備容量	–	13,060	–	11,410	–	12,100	–	11,870
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	22%	1,650	0%	0	3%	230	0%	0
風力	2,100	10%	210	10%	210	31%	650	31%	650
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%	620
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	▲ 10.5%	–	▲ 22.9%	–	▲ 14.2%	–	▲ 14.6%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 3,600	–	▲ 5,400	–	▲ 4,000	–	▲ 4,000

2050② 9,500億kWh ｜ 原子力小、火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	14,600	点灯	14,800	午前	14,100	早朝	13,900
供給力	設備容量	–	18,640	–	16,990	–	18,110	–	17,880
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	22%	1,650	0%	0	3%	230	0%	0
風力	2,100	10%	210	10%	210	31%	650	31%	650
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%	4,290
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	27.7%	–	14.8%	–	28.4%	–	28.6%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	2,000	–	100	–	2,100	–	2,000

2050③ 9,500億kWh ｜ 原子力大、火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	14,600	点灯	14,800	午前	14,100	早朝	13,900
供給力	設備容量	–	14,120	–	12,470	–	13,160	–	12,930
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	22%	1,650	0%	0	3%	230	0%	0
風力	2,100	10%	210	10%	210	31%	650	31%	650
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%	620
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	▲ 3.3%	–	▲ 15.7%	–	▲ 6.7%	–	▲ 7.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 2,500	–	▲ 4,400	–	▲ 2,900	–	▲ 2,900

2050④ 9,500億kWh ｜ 原子力大、火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	14,600	点灯	14,800	午前	14,100	早朝	13,900
供給力	設備容量	–	19,700	–	18,050	–	19,170	–	18,940
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	22%	1,650	0%	0	3%	230	0%	0
風力	2,100	10%	210	10%	210	31%	650	31%	650
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%	4,290
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	34.9%	–	22.0%	–	36.0%	–	36.3%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	3,100	–	1,200	–	3,100	–	3,100

2050⑤ 10,500億kWh ｜ 原子力小、火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	15,800	点灯	16,100	午前	15,600	早朝	15,400
供給力	設備容量	–	13,520	–	11,760	–	12,580	–	12,340
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	22%	1,760	0%	0	3%	240	0%	0
風力	2,800	10%	280	10%	280	31%	870	31%	870
一般水力	2,400	44%	1,060	44%	1,060	29%	700	29%	700
バイオマス	700	80%	560	80%	560	80%	560	80%	560
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,100	81%	890	81%	890	71%	780	71%	780
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%	620
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	▲ 14.4%	–	▲ 27.0%	–	▲ 19.4%	–	▲ 19.9%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 4,500	–	▲ 6,600	–	▲ 5,200	–	▲ 5,200

2050⑥ 10,500億kWh ｜ 原子力小、火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	15,800	点灯	16,100	午前	15,600	早朝	15,400
供給力	設備容量	–	19,100	–	17,340	–	18,590	–	18,350
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	22%	1,760	0%	0	3%	240	0%	0
風力	2,800	10%	280	10%	280	31%	870	31%	870
一般水力	2,400	44%	1,060	44%	1,060	29%	700	29%	700
バイオマス	700	80%	560	80%	560	80%	560	80%	560
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,100	81%	890	81%	890	71%	780	71%	780
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%	4,290
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	20.9%	–	7.7%	–	19.2%	–	19.2%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	1,100	–	▲ 1,000	–	800	–	800

2050⑦ 10,500億kWh ｜ 原子力大、火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	15,800	点灯	16,100	午前	15,600	早朝	15,400
供給力	設備容量	–	14,580	–	12,820	–	13,640	–	13,400
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	22%	1,760	0%	0	3%	240	0%	0
風力	2,800	10%	280	10%	280	31%	870	31%	870
一般水力	2,400	44%	1,060	44%	1,060	29%	700	29%	700
バイオマス	700	80%	560	80%	560	80%	560	80%	560
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,100	81%	890	81%	890	71%	780	71%	780
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%	620
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	▲ 7.7%	–	▲ 20.4%	–	▲ 12.6%	–	▲ 13.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 3,400	–	▲ 5,500	–	▲ 4,100	–	▲ 4,100

2050⑧ 10,500億kWh ｜ 原子力大、火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	15,800	点灯	16,100	午前	15,600	早朝	15,400
供給力	設備容量	–	20,160	–	18,400	–	19,650	–	19,410
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	22%	1,760	0%	0	3%	240	0%	0
風力	2,800	10%	280	10%	280	31%	870	31%	870
一般水力	2,400	44%	1,060	44%	1,060	29%	700	29%	700
バイオマス	700	80%	560	80%	560	80%	560	80%	560
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,100	81%	890	81%	890	71%	780	71%	780
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%	4,290
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	27.6%	–	14.3%	–	26.0%	–	26.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	2,200	–	100	–	1,900	–	1,900

2050⑨ 11,500億kWh ｜ 原子力小、火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	17,000	点灯	17,400	午前	16,500	夜間	17,200
供給力	設備容量	–	13,930	–	12,060	–	13,020	–	12,760
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,550	10%	360	10%	360	31%	1,100	31%	1,100
一般水力	2,550	44%	1,120	44%	1,120	29%	740	29%	740
バイオマス	800	80%	640	80%	640	80%	640	80%	640
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,200	81%	970	81%	970	71%	850	71%	850
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%	620
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	▲ 18.1%	–	▲ 30.7%	–	▲ 21.1%	–	▲ 25.8%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 5,400	–	▲ 7,800	–	▲ 5,800	–	▲ 6,800

2050⑩ 11,500億kWh ｜ 原子力小、火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	17,000	点灯	17,400	午前	16,500	夜間	17,200
供給力	設備容量	–	19,510	–	17,640	–	19,030	–	18,770
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,550	10%	360	10%	360	31%	1,100	31%	1,100
一般水力	2,550	44%	1,120	44%	1,120	29%	740	29%	740
バイオマス	800	80%	640	80%	640	80%	640	80%	640
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,200	81%	970	81%	970	71%	850	71%	850
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%	4,290
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	14.8%	–	1.4%	–	15.3%	–	9.1%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	100	–	▲ 2,200	–	200	–	▲ 800

2050⑪ 11,500億kWh ｜ 原子力大、火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	17,000	点灯	17,400	午前	16,500	夜間	17,200
供給力	設備容量	–	14,990	–	13,120	–	14,080	–	13,820
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,550	10%	360	10%	360	31%	1,100	31%	1,100
一般水力	2,550	44%	1,120	44%	1,120	29%	740	29%	740
バイオマス	800	80%	640	80%	640	80%	640	80%	640
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,200	81%	970	81%	970	71%	850	71%	850
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%	620
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	▲ 11.8%	–	▲ 24.6%	–	▲ 14.7%	–	▲ 19.7%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 4,400	–	▲ 6,700	–	▲ 4,700	–	▲ 5,800

2050⑫ 11,500億kWh ｜ 原子力大、火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	17,000	点灯	17,400	午前	16,500	夜間	17,200
供給力	設備容量	–	20,570	–	18,700	–	20,090	–	19,830
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,550	10%	360	10%	360	31%	1,100	31%	1,100
一般水力	2,550	44%	1,120	44%	1,120	29%	740	29%	740
バイオマス	800	80%	640	80%	640	80%	640	80%	640
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,200	81%	970	81%	970	71%	850	71%	850
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%	4,290
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	21.0%	–	7.5%	–	21.8%	–	15.3%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	1,200	–	▲ 1,100	–	1,300	–	200

2050⑬ 12,500億kWh ｜ 原子力小、火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	18,100	点灯	18,700	午前	17,900	夜間	18,700
供給力	設備容量	–	14,380	–	12,400	–	13,480	–	13,210
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	22%	1,980	0%	0	3%	270	0%	0
風力	4,250	10%	430	10%	430	31%	1,320	31%	1,320
一般水力	2,700	44%	1,190	44%	1,190	29%	780	29%	780
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	150	85%	130	85%	130	85%	130	85%	130
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,300	81%	1,050	81%	1,050	71%	920	71%	920
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%	620
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	▲ 20.6%	–	▲ 33.7%	–	▲ 24.7%	–	▲ 29.4%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 6,200	–	▲ 8,900	–	▲ 6,900	–	▲ 8,100

2050⑭ 12,500億kWh ｜ 原子力小、火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	18,100	点灯	18,700	午前	17,900	夜間	18,700
供給力	設備容量	–	19,960	–	17,980	–	19,490	–	19,220
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	22%	1,980	0%	0	3%	270	0%	0
風力	4,250	10%	430	10%	430	31%	1,320	31%	1,320
一般水力	2,700	44%	1,190	44%	1,190	29%	780	29%	780
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	150	85%	130	85%	130	85%	130	85%	130
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,300	81%	1,050	81%	1,050	71%	920	71%	920
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%	4,290
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	10.3%	–	▲ 3.9%	–	8.9%	–	2.8%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 700	–	▲ 3,300	–	▲ 900	–	▲ 2,100

2050⑮ 12,500億kWh ｜ 原子力大、火力経年リプレースなし

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	18,100	点灯	18,700	午前	17,900	夜間	18,700
供給力	設備容量	–	15,440	–	13,460	–	14,540	–	14,270
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	22%	1,980	0%	0	3%	270	0%	0
風力	4,250	10%	430	10%	430	31%	1,320	31%	1,320
一般水力	2,700	44%	1,190	44%	1,190	29%	780	29%	780
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	150	85%	130	85%	130	85%	130	85%	130
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,300	81%	1,050	81%	1,050	71%	920	71%	920
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%	620
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	▲ 14.7%	–	▲ 28.0%	–	▲ 18.8%	–	▲ 23.7%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 5,200	–	▲ 7,800	–	▲ 5,800	–	▲ 7,000

2050⑯ 12,500億kWh ｜ 原子力大、火力すべて経年リプレース

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
	需要	午後	18,100	点灯	18,700	午前	17,900	夜間	18,700
供給力	設備容量	–	21,020	–	19,040	–	20,550	–	20,280
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	22%	1,980	0%	0	3%	270	0%	0
風力	4,250	10%	430	10%	430	31%	1,320	31%	1,320
一般水力	2,700	44%	1,190	44%	1,190	29%	780	29%	780
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	150	85%	130	85%	130	85%	130	85%	130
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,300	81%	1,050	81%	1,050	71%	920	71%	920
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%	4,290
火力 LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0
予備率		–	16.1%	–	1.8%	–	14.8%	–	8.4%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	400	–	▲ 2,300	–	200	–	▲ 1,000

モデルシナリオ比較

- 2040年の４シナリオ、2050年の16シナリオの予備率に対する不足分（万kW）について、最も需給が厳しい　夏季・夜間で比較すると下記のとおり。

	2040年	
	火力経年リプレース**なし**	火力**すべて**経年**リプレース**
需要 9,000 億kWh	▲2,700	600
需要 11,000 億kWh	▲4,600	▲1,300

	2050年			
	火力経年リプレース**なし**		火力**すべて**経年**リプレース**	
	原子力**小**	原子力**大**	原子力**小**	原子力**大**
需要 9,500 億kWh	▲ 5,400	▲ 4,400	100	1,200
需要 10,500 億kWh	▲6,600	▲ 5,500	▲1,000	100
需要 11,500 億kWh	▲7,800	▲ 6,700	▲ 2,200	▲1,100
需要 12,500 億kWh	▲8,900	▲7,800	▲3,300	▲2,300

【凡例】

kWバランス

予備率13.9%に対する超過・不足量（万kW）

超過量

不足量

モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果（2040年）

- モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果は以下のとおり。

11,000億kWh　2.25億kW

需要　再エネ

シナリオ説明	kWバランス	シナリオ説明	kWバランス
＜需要11,000億×火力小＞ DX・GXに起因する需要増加分が**総需要の20%に迫るほど拡大**し、**再エネも2019年度に比べて2.5倍程度まで増加**する一方、**火力は経年廃止により減少**するシナリオ	▲4,600	**＜需要11,000億×火力大＞** DX・GXに起因する需要増加分が**総需要の20%に迫るほど拡大**し、**再エネも2019年度に比べて2.5倍程度まで増加**する一方、**火力は経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ	▲1,300
＜需要9,000億×火力小＞ 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在から変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ1.7倍**に留まり、**火力も経年廃止により減少する**シナリオ	▲2,700	**＜需要9,000億×火力大＞** 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在から変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ1.7倍**に留まる一方、**火力は経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ	600

9,000億kWh　1.50億kW

火力

0.97億kW　1.36億kW

モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果（2050年①原子力小）

- モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果は以下のとおり。

12,500億kWh 2.60億kW

需要

再エネ

9,500億kWh 1.70億kW

シナリオ説明	kWバランス	シナリオ説明	kWバランス
<需要12,500億×原子力小×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の30%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加**するが、原子力、**火力はともに経年廃止により減少**するシナリオ	▲8,900	**<需要12,500億×原子力小×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の30%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加**し、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるが、原子力は経年廃止により減少するシナリオ	▲3,300
<需要11,500億×原子力小×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の25%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加**するが、原子力、**火力はともに経年廃止により減少**するシナリオ	▲7,800	**<需要11,500億×原子力小×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の25%を占めるまで需要が拡大**し、それに伴い**再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加**し、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるが、原子力は経年廃止により減少するシナリオ	▲2,200
<需要10,500億×原子力小×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の20%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加**するが、原子力、**火力はともに経年廃止により減少**するシナリオ	▲6,600	**<需要10,500億×原子力小×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の20%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加**し、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるが、原子力は経年廃止により減少するシナリオ	▲1,000
<需要9,500億×原子力小×火力小> 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在とほとんど変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍**に留まり、原子力、**火力ともに経年廃止により減少**するシナリオ	▲5,400	**<需要9,500億×原子力小×火力大>** 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在とほとんど変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍**に留まり、原子力も経年廃止により減少するが、**火力は経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ	100
原子力　小：2,300万kW			

0.66億kW　火力　1.34億kW

モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果（2050年②原子力大）

- モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果は以下のとおり。

12,500億kWh 2.60億kW

需要

再エネ

シナリオ説明	kWバランス	シナリオ説明	kWバランス
<需要12,500億×原子力大×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の30%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加**し、原子力も経年リプレースにより現設備容量が維持されるが、**火力は経年廃止により減少**するシナリオ	▲7,800	**<需要12,500億×原子力大×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の30%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加**し、原子力、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ	▲2,300
<需要11,500億×原子力大×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の25%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加**し、原子力も経年リプレースにより現設備容量が維持されるが、**火力は経年廃止により減少**するシナリオ	▲6,700	**<需要11,500億×原子力大×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の25%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加**し、原子力、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ	▲1,100
<需要10,500億×原子力大×火力小> DX・GXに起因する増加分が**総需要の20%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加**し、原子力も経年リプレースにより現設備容量が維持されるが、**火力は経年廃止により減少**するシナリオ	▲5,500	**<需要10,500億×原子力大×火力大>** DX・GXに起因する増加分が**総需要の20%を占めるまで需要が拡大**し、それに**伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加**し、原子力、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ	100
<需要9,500億×原子力大×火力小> 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在とほとんど変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍**に留まり、、**火力も経年廃止により減少**するが、原子力は経年リプレースにより現設備容量が維持されるシナリオ	▲4,400	**<需要9,500億×原子力大×火力大>** 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、**需要は現在とほとんど変わらず**、**再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍**に留まる一方、原子力、**火力も経年リプレースにより現設備容量が維持**されるシナリオ	1,200

9,500億kWh 1.70億kW

原子力　大：3,700万kW

0.66億kW　**火力**　1.34億kW

Ⅴ.概算バランス（モデルシナリオ編）

(1)モデルシナリオの定性的説明

(2)kWバランス算定結果

(3)kWhバランス算定結果

2040① 9,000億kWh ｜ 火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2040 夏季 夜間ケース 調整係数等	2040 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	14,900
供給力	設備容量	–	14,270
太陽光（需要地併設型除く）	7,000	0%	0
風力	1,600	10%	160
一般水力	2,250	44%	990
バイオマス	600	80%	480
地熱	50	85%	40
原子力	2,700	76%	2,050
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	800	81%	650
火力 石炭（CCS）	2,210	82%	1,810
火力 石炭（CCS以外）	680	90%	610
火力 LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
火力 LNG（CCS以外）	720	82%	590
火力 LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	30	91%	30
火力 共同火力（CCS）	0	82%	0
火力 共同火力（CCSなし）	220	90%	200
予備率		–	▲ 4.2%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 2,700
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	3,300

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2040 設備容量	2040 利用率	2040 kWhバランス
需要	–	–	9,000
供給力	30,700	–	9,000
太陽光(需要地併設型含む)	10,500	17%	1,560
風力	1,600	30%	420
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	73%	30
原子力	2,700	76%	1,800
火力	12,990	38%	3,750

2040② 9,000億kWh ｜ 火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2040 夏季 夜間ケース 調整係数等	2040 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	14,900
供給力	設備容量	–	17,550
太陽光（需要地併設型除く）	7,000	0%	0
風力	1,600	10%	160
一般水力	2,250	44%	990
バイオマス	600	80%	480
地熱	50	85%	40
原子力	2,700	76%	2,050
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	800	81%	650
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
火力 LNG（CCS以外）	2,930	82%	2,400
火力 LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	830	91%	760
火力 共同火力（CCS）	0	82%	0
火力 共同火力（CCSなし）	220	90%	200
予備率		–	17.8%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	600
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	▲ 700

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2040 設備容量	2040 利用率	2040 kWhバランス
需要	–	–	9,000
供給力	30,600	–	9,000
太陽光(需要地併設型含む)	10,500	17%	1,560
風力	1,600	30%	420
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	73%	30
原子力	2,700	76%	1,800
火力	12,880	38%	3,750

2040③ 11,000億kWh ｜ 火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2040 夏季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季
需要		点灯	17,600
供給力	設備容量	–	15,480
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0
風力	3,500	10%	350
一般水力	2,500	44%	1,100
バイオマス	900	80%	720
地熱	100	85%	90
原子力	3,300	76%	2,510
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,000	81%	810
火力 石炭（CCS）	2,210	82%	1,810
火力 石炭（CCS以外）	680	90%	610
火力 LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
火力 LNG（CCS以外）	720	82%	590
火力 LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	30	91%	30
火力 共同火力（CCS）	0	82%	0
火力 共同火力（CCSなし）	220	90%	200
予備率		–	▲ 12.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 4,600
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	5,700

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2040		
	設備容量	利用率	kWhバランス
需要	–	–	11,000
供給力	41,200	–	11,000
太陽光 (需要地併設型含む)	15,500	17%	2,310
風力	3,500	30%	920
一般水力	2,500	54%	1,180
バイオマス	900	73%	580
地熱	100	73%	60
原子力	3,300	76%	2,200
火力	15,390	33%	3,750

2040④ 11,000億kWh ｜ 火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2040 夏季 夜間ケース 調整係数等	2040 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	17,600
供給力	設備容量	–	18,760
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0
風力	3,500	10%	350
一般水力	2,500	44%	1,100
バイオマス	900	80%	720
地熱	100	85%	90
原子力	3,300	76%	2,510
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,000	81%	810
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
火力 LNG（CCS以外）	2,930	82%	2,400
火力 LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	830	91%	760
火力 共同火力（CCS）	0	82%	0
火力 共同火力（CCSなし）	220	90%	200
予備率		–	6.6%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 1,300
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	1,600

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2040 設備容量	2040 利用率	2040 kWhバランス
需要	–	–	11,000
供給力	41,000	–	11,000
太陽光 (需要地併設型含む)	15,500	17%	2,310
風力	3,500	30%	920
一般水力	2,500	54%	1,180
バイオマス	900	73%	580
地熱	100	73%	60
原子力	3,300	76%	2,200
火力	15,180	33%	3,750

2050① 9,500億kWh ｜ 原子力小、火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	14,800
供給力	設備容量	–	11,410
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	0%	0
風力	2,100	10%	210
一般水力	2,250	44%	990
バイオマス	600	80%	480
地熱	50	85%	40
原子力	2,300	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,000	81%	810
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	▲ 22.9%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 5,400
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	6,600

（参考）

脱炭素火力小計	12,670	–	10,100
その他火力小計	560	–	430
火力脱炭素化率	–	–	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	9,500
供給力	32,500	–	9,500
太陽光 (需要地併設型含む)	12,000	17%	1,790
風力	2,100	30%	550
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	73%	30
原子力	2,300	76%	1,530
火力	13,230	43%	4,160

2050② 9,500億kWh ｜ 原子力小、火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	14,800
供給力	設備容量	–	16,990
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	0%	0
風力	2,100	10%	210
一般水力	2,250	44%	990
バイオマス	600	80%	480
地熱	50	85%	40
原子力	2,300	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,000	81%	810
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	14.8%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	100
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	▲ 100

（参考）

脱炭素火力小計	12,470	–	9,990
その他火力小計	800	–	620
火力脱炭素化率	–	–	94%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	9,500
供給力	32,600	–	9,500
太陽光 (需要地併設型含む)	12,000	17%	1,790
風力	2,100	30%	550
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	73%	30
原子力	2,300	76%	1,530
火力	13,270	42%	4,160

2050③ 9,500億kWh ｜ 原子力大、火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	14,800
供給力	設備容量	–	12,470
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	0%	0
風力	2,100	10%	210
一般水力	2,250	44%	990
バイオマス	600	80%	480
地熱	50	85%	40
原子力	3,700	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,000	81%	810
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	▲ 15.7%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 4,400
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	5,400

（参考）

脱炭素火力小計	11,470	–	9,100
その他火力小計	560	–	430
火力脱炭素化率	–	–	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	9,500
供給力	32,700	–	9,500
太陽光 (需要地併設型含む)	12,000	17%	1,790
風力	2,100	30%	550
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	73%	30
原子力	3,700	76%	2,460
火力	12,030	37%	3,230

2050④ 9,500億kWh ｜ 原子力大、火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	14,800
供給力	設備容量	–	18,050
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	0%	0
風力	2,100	10%	210
一般水力	2,250	44%	990
バイオマス	600	80%	480
地熱	50	85%	40
原子力	3,700	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,000	81%	810
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	22.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	1,200
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	▲ 1,400

（参考）

脱炭素火力小計	11,170	–	8,890
その他火力小計	800	–	620
火力脱炭素化率	–	–	93%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	9,500
供給力	32,700	–	9,500
太陽光 (需要地併設型含む)	12,000	17%	1,790
風力	2,100	30%	550
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	73%	30
原子力	3,700	76%	2,460
火力	11,970	36%	3,230

2050⑤ 10,500億kWh ｜ 原子力小、火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季
需要		点灯	16,100
供給力	設備容量	–	11,760
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	0%	0
風力	2,800	10%	280
一般水力	2,400	44%	1,060
バイオマス	700	80%	560
地熱	100	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,100	81%	890
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	▲ 27.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 6,600
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	8,100

（参考）

脱炭素火力小計	14,170	–	11,300
その他火力小計	560	–	430
火力脱炭素化率	–	–	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050		
	設備容量	利用率	kWhバランス
需要	–	–	10,500
供給力	37,000	–	10,500
太陽光 (需要地併設型含む)	14,000	17%	2,080
風力	2,800	30%	740
一般水力	2,400	54%	1,140
バイオマス	700	73%	450
地熱	100	73%	60
原子力	2,300	76%	1,530
火力	14,730	42%	4,500

2050⑥ 10,500億kWh ｜ 原子力小、火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季
需要		点灯	16,100
供給力	設備容量	–	17,340
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	0%	0
風力	2,800	10%	280
一般水力	2,400	44%	1,060
バイオマス	700	80%	560
地熱	100	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,100	81%	890
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	7.7%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 1,000
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	1,300

（参考）

脱炭素火力小計	13,870	–	11,090
その他火力小計	800	–	620
火力脱炭素化率	–	–	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050		
	設備容量	利用率	kWhバランス
需要	–	–	10,500
供給力	37,000	–	10,500
太陽光 (需要地併設型含む)	14,000	17%	2,080
風力	2,800	30%	740
一般水力	2,400	54%	1,140
バイオマス	700	73%	450
地熱	100	73%	60
原子力	2,300	76%	1,530
火力	14,670	41%	4,500

2050⑦ 10,500億kWh ｜ 原子力大、火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季
需要		点灯	16,100
供給力	設備容量	–	12,820
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	0%	0
風力	2,800	10%	280
一般水力	2,400	44%	1,060
バイオマス	700	80%	560
地熱	100	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,100	81%	890
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	▲ 20.4%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 5,500
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	6,800

（参考）

脱炭素火力小計	12,870	–	10,200
その他火力小計	560	–	430
火力脱炭素化率	–	–	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050		
	設備容量	利用率	kWhバランス
需要	–	–	10,500
供給力	37,100	–	10,500
太陽光 (需要地併設型含む)	14,000	17%	2,080
風力	2,800	30%	740
一般水力	2,400	54%	1,140
バイオマス	700	73%	450
地熱	100	73%	60
原子力	3,700	76%	2,460
火力	13,430	37%	3,570

2050⑧ 10,500億kWh ｜ 原子力大、火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	16,100
供給力	設備容量	–	18,400
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	0%	0
風力	2,800	10%	280
一般水力	2,400	44%	1,060
バイオマス	700	80%	560
地熱	100	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,100	81%	890
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	14.3%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	100
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	▲ 100

（参考）

脱炭素火力小計	12,470	–	9,990
その他火力小計	800	–	620
火力脱炭素化率	–	–	94%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	10,500
供給力	37,000	–	10,500
太陽光(需要地併設型含む)	14,000	17%	2,080
風力	2,800	30%	740
一般水力	2,400	54%	1,140
バイオマス	700	73%	450
地熱	100	73%	60
原子力	3,700	76%	2,460
火力	13,270	36%	3,570

2050⑨ 11,500億kWh ｜ 原子力小、火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	17,400
供給力	設備容量	–	12,060
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0
風力	3,550	10%	360
一般水力	2,550	44%	1,120
バイオマス	800	80%	640
地熱	100	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,200	81%	970
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	▲ 30.7%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 7,800
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	9,600

（参考）

脱炭素火力小計	15,670	–	12,500
その他火力小計	560	–	430
火力脱炭素化率	–	–	97%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	11,500
供給力	41,500	–	11,500
太陽光(需要地併設型含む)	16,000	17%	2,380
風力	3,550	30%	930
一般水力	2,550	54%	1,210
バイオマス	800	73%	510
地熱	100	73%	60
原子力	2,300	76%	1,530
火力	16,230	42%	4,880

2050⑩ 11,500億kWh ｜ 原子力小、火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	17,400
供給力	設備容量	–	17,640
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0
風力	3,550	10%	360
一般水力	2,550	44%	1,120
バイオマス	800	80%	640
地熱	100	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,200	81%	970
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	1.4%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 2,200
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	2,700

（参考）

脱炭素火力小計	15,270	–	12,290
その他火力小計	800	–	620
火力脱炭素化率	–	–	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	11,500
供給力	41,400	–	11,500
太陽光 (需要地併設型含む)	16,000	17%	2,380
風力	3,550	30%	930
一般水力	2,550	54%	1,210
バイオマス	800	73%	510
地熱	100	73%	60
原子力	2,300	76%	1,530
火力	16,070	41%	4,880

2050⑪ 11,500億kWh ｜ 原子力大、火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	17,400
供給力	設備容量	–	13,120
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0
風力	3,550	10%	360
一般水力	2,550	44%	1,120
バイオマス	800	80%	640
地熱	100	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,200	81%	970
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	▲ 24.6%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 6,700
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	8,200

（参考）

脱炭素火力小計	14,270	–	11,400
その他火力小計	560	–	430
火力脱炭素化率	–	–	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	11,500
供給力	41,500	–	11,500
太陽光 (需要地併設型含む)	16,000	17%	2,380
風力	3,550	30%	930
一般水力	2,550	54%	1,210
バイオマス	800	73%	510
地熱	100	73%	60
原子力	3,700	76%	2,460
火力	14,830	37%	3,950

2050⑫ 11,500億kWh ｜ 原子力大、火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	17,400
供給力	設備容量	–	18,700
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0
風力	3,550	10%	360
一般水力	2,550	44%	1,120
バイオマス	800	80%	640
地熱	100	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,200	81%	970
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	7.5%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 1,100
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	1,400

（参考）

脱炭素火力小計	13,970	–	11,190
その他火力小計	800	–	620
火力脱炭素化率	–	–	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	11,500
供給力	41,500	–	11,500
太陽光 (需要地併設型含む)	16,000	17%	2,380
風力	3,550	30%	930
一般水力	2,550	54%	1,210
バイオマス	800	73%	510
地熱	100	73%	60
原子力	3,700	76%	2,460
火力	14,770	36%	3,950

2050⑬ 12,500億kWh ｜ 原子力小、火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	18,700
供給力	設備容量	–	12,400
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	0%	0
風力	4,250	10%	430
一般水力	2,700	44%	1,190
バイオマス	900	80%	720
地熱	150	85%	130
原子力	2,300	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,300	81%	1,050
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	▲ 33.7%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 8,900
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	10,900

（参考）

脱炭素火力小計	16,970	–	13,600
その他火力小計	560	–	430
火力脱炭素化率	–	–	97%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	12,500
供給力	45,800	–	12,500
太陽光(需要地併設型含む)	18,000	17%	2,680
風力	4,250	30%	1,120
一般水力	2,700	54%	1,280
バイオマス	900	73%	580
地熱	150	73%	100
原子力	2,300	76%	1,530
火力	17,530	41%	5,210

2050⑭ 12,500億kWh ｜ 原子力小、火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	18,700
供給力	設備容量	–	17,980
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	0%	0
風力	4,250	10%	430
一般水力	2,700	44%	1,190
バイオマス	900	80%	720
地熱	150	85%	130
原子力	2,300	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,300	81%	1,050
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	▲ 3.9%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 3,300
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	4,100

（参考）

脱炭素火力小計	16,670	–	13,390
その他火力小計	800	–	620
火力脱炭素化率	–	–	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	12,500
供給力	45,800	–	12,500
太陽光(需要地併設型含む)	18,000	17%	2,680
風力	4,250	30%	1,120
一般水力	2,700	54%	1,280
バイオマス	900	73%	580
地熱	150	73%	100
原子力	2,300	76%	1,530
火力	17,470	41%	5,210

2050⑮ 12,500億kWh ｜ 原子力大、火力経年リプレースなし

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース 調整係数等	2050 夏季 夜間ケース 夏季
需要		点灯	18,700
供給力	設備容量	–	13,460
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	0%	0
風力	4,250	10%	430
一般水力	2,700	44%	1,190
バイオマス	900	80%	720
地熱	150	85%	130
原子力	3,700	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,300	81%	1,050
火力 石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
火力 石炭（CCS以外）	370	90%	330
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	660	82%	540
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	0	83%	0
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	▲ 28.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 7,800
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	9,600

（参考）

脱炭素火力小計	15,670	–	12,500
その他火力小計	560	–	430
火力脱炭素化率	–	–	97%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050 設備容量	2050 利用率	2050 kWhバランス
需要	–	–	12,500
供給力	45,900	–	12,500
太陽光(需要地併設型含む)	18,000	17%	2,680
風力	4,250	30%	1,120
一般水力	2,700	54%	1,280
バイオマス	900	73%	580
地熱	150	73%	100
原子力	3,700	76%	2,460
火力	16,230	37%	4,280

2050⑯ 12,500億kWh ｜ 原子力大、火力すべて経年リプレース

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季
需要		点灯	18,700
供給力	設備容量	–	19,040
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	0%	0
風力	4,250	10%	430
一般水力	2,700	44%	1,190
バイオマス	900	80%	720
地熱	150	85%	130
原子力	3,700	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,300	81%	1,050
火力 石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
火力 石炭（CCS以外）	750	90%	680
火力 LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
火力 LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
火力 LNG（専焼）	0	82%	0
火力 石油（CCS）	830	83%	690
火力 石油（専焼）	0	91%	0
火力 共同火力（CCS）	10	82%	10
火力 共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		–	1.8%
予備率13.9%との差分(万kW)		–	▲ 2,300
同上（火力で補完する場合の設備容量）		–	2,900

（参考）

脱炭素火力小計	15,470	–	12,390
その他火力小計	800	–	620
火力脱炭素化率	–	–	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

	2050		
	設備容量	利用率	kWhバランス
需要	–	–	12,500
供給力	46,000	–	12,500
太陽光 (需要地併設型含む)	18,000	17%	2,680
風力	4,250	30%	1,120
一般水力	2,700	54%	1,280
バイオマス	900	73%	580
地熱	150	73%	100
原子力	3,700	76%	2,460
火力	16,270	36%	4,280

kWバランス・kWhバランス評価結果

2040年

	火力 経年リプレース**なし**		火力**すべて** 経年**リプレース**	
	kWバランス	kWhバランス	kWバランス	kWhバランス
需要 9,000 億kWh	▲ 2,700	3,750 / 3,450 / 1,800 / 38%	600	3,750 / 3,450 / 1,800 / 38%
需要 11,000 億kWh	▲ 4,600	3,750 / 5,050 / 2,200 / 33%	▲1,300	3,750 / 5,050 / 2,200 / 33%

2050年

	火力経年リプレース**なし**				火力**すべて**経年**リプレース**			
	原子力**小**		原子力**大**		原子力**小**		原子力**大**	
	kWバランス	kWhバランス	kWバランス	kWhバランス	kWバランス	kWhバランス	kWバランス	kWhバランス
需要 9,500 億kWh	▲5,400	4,160 / 3,810 / 1,530 / 43%	▲4,400	3,230 / 3,810 / 2,460 / 37%	100	4,160 / 3,810 / 1,530 / 42%	1,200	3,230 / 3,810 / 2,460 / 36%
	96%		95%		94%		93%	
需要 10,500 億kWh	▲6,600	4,500 / 4,470 / 1,530 / 42%	▲5,500	3,570 / 4,470 / 2,460 / 37%	▲1,000	4,500 / 4,470 / 1,530 / 41%	100	3,570 / 4,470 / 2,460 / 36%
	96%		96%		94%		94%	
需要 11,500 億kWh	▲7,800	4,880 / 5,090 / 1,530 / 42%	▲6,700	3,950 / 5,090 / 2,460 / 37%	▲2,200	4,880 / 5,090 / 1,530 / 41%	▲1,100	3,950 / 5,090 / 2,460 / 36%
	97%		96%		95%		95%	
需要 12,500 億kWh	▲8,900	5,210 / 5,760 / 1,530 / 41%	▲7,800	4,280 / 5,760 / 2,460 / 37%	▲3,300	5,210 / 5,760 / 1,530 / 41%	▲2,300	4,280 / 5,760 / 2,460 / 36%
	97%		97%		96%		95%	

【凡例】

kWバランス	kWhバランス※2
予備率13.9%に対する超過・不足量※1（万kW） 超過量 不足量	火力 / 再エネ / 原子力（億kWh）
火力脱炭素化率※2	火力利用率

※１最も需給が厳しい夏季・夜間で比較

※２仮に差分を水素混焼・専焼火力で補完した場合

Ⅵ.シナリオの活用方法と今後の見直し

Ⅵ.シナリオの活用方法と今後の見直し

(1)シナリオの活用方法と今後の見直し

(2)今後の検討において留意するご意見

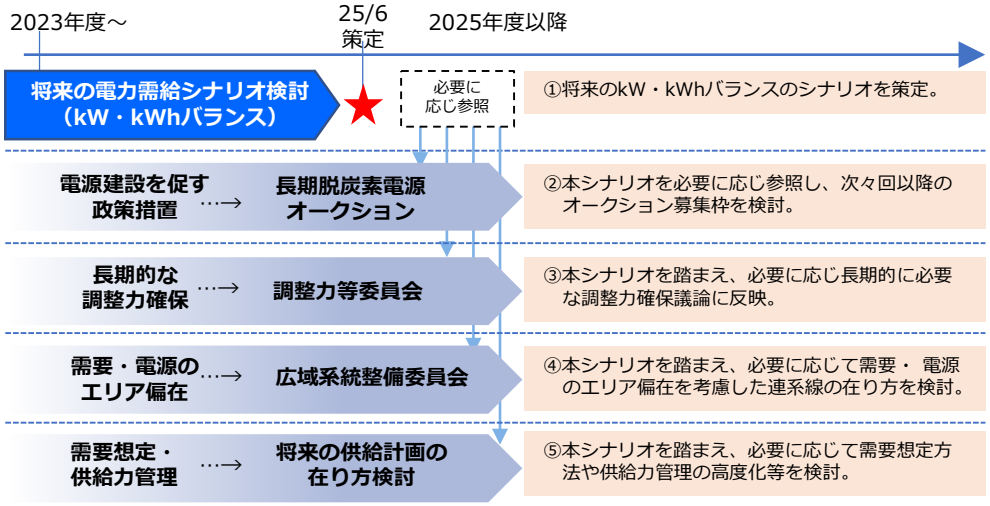
シナリオの活用方法と今後の見直し

- 今回策定したシナリオが、様々な主体による検証や更なる検討の材料として活用されることを期待する。
- 今回のシナリオ策定後も、前提条件等の変化を定期的に観測しつつ、3～5年毎に見直すことを基本とし、必要に応じてより早期の見直しを行うこととする。

今後期待される活用方法

● 関係者が今後下記のような課題に取り組むにあたり、将来の電力需給の状況について何らかの想定が必要な場合にも、必要に応じて、本検討による一定の幅を持った複数のシナリオの中から、目的に沿ったシナリオを選定して活用することが期待される。

国・広域機関・一般送配電事業者	発電事業者・小売事業者等
・電源ベストミックス検討、長期的な燃料政策検討 ・長期的に必要な調整力・慣性力・電圧調整力検討 ・長期的に確保すべきレジリエンス検討 ・長期的な電源建設を促す政策措置 ・需要・電源のエリア偏在対応 ・需要想定、供給力管理の高度化 ・対象エリアの細分化 ・揚水発電の点検時期最適化	・電源建設検討 ・燃料価格・炭素価格等を踏まえた独自の長期需給シナリオ検討 ・長期的に必要な燃料調達検討（シーズナリティ検討） ・長期的な電力市場価格の動向分析 ・デマンドレスポンス検討 ・将来の自家発活用検討



今後の見直し時期（例）

概ね3～５年後を目途に、例えば右記のような進め方が考えられるが、今後の状況変化に応じて検討する。

Ⅵ.シナリオの活用方法と今後の見直し

(1)シナリオの活用方法と今後の見直し

(2)今後の検討において留意するご意見

今後の検討において留意するご意見【検討プロセス】

- 検討プロセスについては、シナリオ設定方法、検討対象とする時間軸、他計画との関係性について、多様な視点から意見を頂いた。

大項目	項目	概要
検討プロセス	シナリオ設定方法	• 先に定量的な想定幅を決めて、後付けで定性的な考え方を設定するよりも、先に各技術検討会社の考え方を参考に統一した考え方を設定した上で想定幅を決める方が望ましいと考えているので、次回以降、ご検討いただきたい。 • 総世帯数やIIPなどの基本的な前提条件については一定程度示されているが、CO2の排出削減目標が前提条件として示されていないように見受けられる。CO2排出削減目標は供給側の電源構成だけでなく、需要側における電化の進展度合いや非化石燃料転換による水素製造需要などにも影響を与えると思われるので、この点についても是非お示しいただきたい。
	時間軸	• 今回のシナリオでは、2040年あるいは2050年の一断面における需給状況を示したものである点にも留意が必要である。例えば、非効率石炭火力の内、脱炭素化の措置を講じない発電所については、国のフェードアウト政策に則り、原則2030年までに設備を休廃止するものと認識している。他にも、経済性等の観点からも休廃止をする火力が出てくる一方で、これらの電源が退出することで減少する供給力を、今後立ち上がる予定の供給力や脱炭素化のための改修・リプレースによってタイムラグなく補填できるかが課題になると考える。具体的には、古い発電所を同じ場所で脱炭素化をする場合、リプレースの工事中は供給力を提供できない期間が生じる問題がある。そのため、今回の検討のスコープ外であることは理解しているが、今後の検討の課題として、時系列で見た際にシームレスに需給バランスが担保できているかを確認する必要がある。場合によっては需給バランスがより厳しい断面がありうることも認識しておく必要がある。 • シーズナリティの考慮が必要となる燃料調達を踏まえると、年単位ではなくより細かい単位での検討をお願いする。
	他計画との関係性	• 今回の検討は広域機関で運営される長期 脱炭素電源オークションの円滑な実施、あるいは事業者が計画的に電源開発を進める上で参考になるものにするのが目的である。今回の検討結果がエネルギー基本計画、あるいはエネルギーミックスの検討策定にそのまま反映されるものではない。そのような縛りはないことを理解いただき、活発に議論いただきたいと期待している • エネルギー基本計画との相互関係については、本検討と目的が違うということは認識しているが、説明が必要ではないか。 • 本検討会の目的を考えた時に整理しておく必要があるのは、例えばエネ基という言葉が何度も出てきたが、エネ基との整合性を考慮に入れる必要はなく、想定から取り除いて議論するべきだと思う。政府の対外的な公約としてカーボンニュートラルという方針があり、そこから導き出されるものには価値がある。しかし我々が議論すべきは、現実がどうなりそうか、エネ基とのギャップがどうなりそうかであり、それを明らかにしていくことが本検討会の大きな目的だと思われる。エネ基や政府目標とは別に、現実がどうなりそうかを追求する点を軸に据えるべきである。 • 今回の検討会は従来示されてきた経済産業省によるエネルギー基本計画や、OCCTOの供給計画との整合性を前提としない、独立した形で検討会を進めてきた。そのような状況で、先日公表された第7次エネルギー基本計画では、エネルギー需要ではなく、供給力の技術選択に主眼が置かれたシナリオ分析が行われた。対して、本検討会では将来の供給力だけではなく、電力需要の様々な変動要因について一定の幅を持たせて検討しており、本検討会の役割は極めて重要であると実感している。各技術検討会社のモデルの前提や検討方法は異なっており厳密には整合しない部分はあるものの、組み合わせて電力需要を想定することは一定程度の合理性があると考える。ただし、最終的な結果がどのような特徴を持つかについては、第7次エネルギー基本計画との差別化の点や、事業者が本検討会の結果を活用する上でも重要な情報となるため、電力需要の結果にとどまらず、その前提となる指標を示すことが重要と考える。

今後の検討において留意するご意見【需要】

- 需要については、要素間の関係性に加えて、大きな増加が見込まれる一方不確実性があるデータセンター、今後の活用が期待されているDACや水素製造などの新技術に関して多くの意見を頂いた。

大項目	項目	概要
需要	要素間の関係性	• 今回整理いただいた要素間の関連性やその度合いは今後変わりえるものであると考えており、今後の見直しの際は、今回の整理に囚われることなく、実態に即した検討・見直しを実施いただけると幸いである。
	データセンター	• データセンターの件について、今回、業界団体からのコメントにもあった通り、 高い見通しから低い見通しまでかなり幅が大きく、不確実性が非常に大きいと思っている。そして、不確実性はあるという前提の下、さらに確度を高めるために、より詳細にこのデータセンターの電力需要について分析した方が良いのではないか。特に、省エネによる効率化によって、消費の伸びがかなり鈍化するケースから、あまり効率化が進まず逆に増えるケースの両方がある中で、本質的な問題として、データの処理量に対するニーズをしっかり把握することも大事である。 特に生成AIでかなりのデータ処理が必要になるため、電力消費は相応に上昇すると認識している。 そもそも生成AIがなぜ普及するかについて、元をたどって考えれば、各産業界の業務支援、製品 開発支援がある。特に、今後はおそらく金融業、製造業、それから、通信業などの産業で生成AIは活用されると思う。生成AI自体の市場の今後の見方を把握することが難しいのは理解するが、 もう少し生成AIの需要をしっかり見ていくことも重要ではないか。 • データセンターと半導体工場の見通しについてコメントする。すでに電力・ガス基本政策小委員会で公表されている通り、最新の広域機関における需要見通しでは、系統接続協議調整状況等を踏まえて、データセンター・半導体工場の需要が、2033年度に全国合計で約＋400億kWhとなることが、蓋然性の高い見通しとして示されている。一方、今回の想定レンジである2040年、2050年は広域機関の想定時期よりもだいぶ先になるが、それでも 400億kWhよりかなり低い水準の数値も見られる。例えこれが Lowケースだったとしても、現時点の見通しとしては低いのではないかと思う。前回からの繰り返しになるが、需要小ケースだとしても過小評価すると、今後の電源開発、ひいては将来の安定供給に悪影響を与えかねない。 • 電中研の想定について、2050年のHigh/Lowケー スの幅の大きさが気になる。Highケースでは、報道機関のデータを使用していること、Lowケースでは、光電融合技術等の革新技術を織り込んでいるのが要因かと思われるので、両ケースにおいて、もう少し蓋然性を高める余地はあるのではないか。 • 2050年の電中研のデータセンターのHighケースの想定では、2040年と比べると1,000億kWh程度増加しているが、これは全国総需要の1割に相当する規模感であり、急激な変化であると感じたため、確認をお願いしたい。

今後の検討において留意するご意見【需要】

大項目	項目	概要
需要	データセンター	• データセンターのところだけは、誰もよくわからない。にもかかわらず、相当に振れ幅が大きいということで、1番の難関なのだろうと思っている。電中研が出している電力・ガス基本政策小委員会の、東電PGの見通しや、広域機関の供給計画を見て、足元の計画から延長線上で考えると、電中研のMiddle もしくはデロイトの数字を中心に考えていくのが蓋然性として高いと言えるのだろうと思う。ただ、小宮山委員からもご指摘のあったように、やはり生成AIに絡んで、需要がこれからどう拡大していくかは、恐ろしいほど分からないところだと思う。我々金融機関の周りを見ても、使い始めているというにもまだ至らない状況で、組織的に会社として使用しているというよりは、個人レベルで色々な人が多様な使い方をトライして、こういうことができないか、こういう使い方をしたらいいのではないかということをやっている状況。一つ、これが良いというものが見つかれば、大幅に需要が出てくると思うし、これは金融機関だけではなく、色々な産業で波及するだろうということを思うと、やはりその需要がどういうふうに拡大していくのか、またラック当たりの電力需要の拡大がどう起きるのかといったあたりを、データセンター協会自身でも見通しづらいことだと思うが、これから一緒にディスカッションを重ねて、深く探っていくべきではないかと思う。そういう意味では、電中研の Highケースの1,980億kWhという数字を、多少自虐的に、こういうケースがあるかもという言い方はされたが、実はそこも押さえておかなければいけないレンジなのかもしれないと思っている。910億kWhという数字から考えると、たかが倍ぐらいで、2050 年という、20数年のスパンで考えると、考慮する可能性のひとつとして、十分念頭に入れておかなければいけない数字なので はないのかと思う。 • データセンターの需要が見通しにくいと思っている。 今年の 1 月に出された OCCTOの需要想定は、蓋然性の高いデータセンターと半導体を考慮したのみの需要量と思っている。半導体がここから先も、増え続けるのかというのは諸説あると思うが、データセンターに関しては新設も含め、相当程度データの取り扱いが増えると考えるのが、妥当ではないか。電中研が資料で示したとおり、データセンターの電力需要が上振れ下振れと、かなり幅があるので、その中であまり過度に保守的にならずに、供給体制に遅れがでないためにも、ある程度上振れのところをきちんと意識していくべきである。そうでなければ、十二分に電力供給がされないのではないか、その課題に対する対応策が取れなくなるのではないかと思っている。 • データセンターの電力需要については、電中研で独自に検討したものの、立地動向に加え、技術開発にも左右されるため、見通すことが極めて難しいというのが正直なところである。ただし、できる限り公知情報を織り込んでおり、Highケースについては電気新聞に掲載された東電 PG エリア の需要規模を参考にしている。Mid ケースについては、蓋然性の高いプロジェクトが織り込まれている OCCTO の供給計画を参考にしている。なにをもって蓋然性を高いとするかは事業者によって異なる。そのため、供給計画もある程度の振れ幅を見ておくことが必要である。電中研としてはある程度根拠を持って数字を示すようにしているが、結果として、LowとHighでかなりの幅がある。その中で、データセンターの電力需要に関しては蓋然性を問うというよりも、この電力需要 は何であるかということを考えることが、電源開発を行う事業者にとって重要ではないか。例えば、データセンターに関して言えば、老朽化によって20年から30年で閉鎖してしまう可能性も ある。一方で、最新のデータセンターに関しては、寿命は短いと言われている。電源の投資回収期間を踏まえると、データセンターの電力需要の増加を見越して、現時点で、電源開発の投資判断を行うことが難しいのではないか。シナリオプランニングにおいては、発電事業者だけではなく、日本に立地しているデータセンター事業者の行動原理を考えることも重要。現在、データセンターの事業者が何を考えて日本にデータセンターを立地しているのか、将来的にどの条件が変わったときにどういう状況になるのかを整理して不確実性が高く、影響が大きい要因があれば、シナリオに織り込む必要があるだろう。

今後の検討において留意するご意見【需要】

大項目	項目	概要
需要	データセンター	• RITEの想定では全体的に低めの想定であり、１つの要因として価格弾力性を考慮していると理解した。作業会では日本データセンター協会から、価格弾力性を単純に考慮できないという指摘もあったようなので、こちらも再考する余地があるのではないかと考える。 • データセンターのところでは価格弾力性について意見があった。我々としてはデータセンターといっても、電力価格が非常に高くなると、そもそも日本に誘致するのか、日本で設置するのか、海外でやるのかというところも含めて、需要全体に響いてくるものであり、省エネ対策もどういった対策でやるか、再エネを入れて自家消費して使うのかいくつか選択肢がある。そうすると、省エネ・省電力している結果になるわけなので、やはり価格が非常に効いてくると理解をしているので、価格弾力性を織り込んだ形で考慮して分析すべきだと考えている。ただ、その上でどの程度の 水準なのかに関しては、委員の皆様のコメントにもあるとおり、我々もよくわからないところ。どの程度の幅で見るのかに関しては、引き続き調整しながら検討していきたい。
	新技術	• DACについて、国内でのDACの実証は始まっているが、作業会での専門的な議論やコメントを踏まえても、国内導入には様々な課題が残っており、現時点においては、将来の需要想定に織り込む必要性は低いと考えている。今回のシナリオは、数年に一度見直しすると認識しており、仮にDACの需要を織り込むとしても、もう少し国内で実施することの蓋然性が高まってからのタイミングでもよいのではないかと考えている。 • 二次利用や技術革新等の要因で今後増えていく可能性もあるかと思うので、足元では控えめな値とし、今後定期的にシナリオを見直していく際、その都度、国内水素製造についてアップデートするやり方が良いと考える。 • 今回の報告では、現時点で不確定要素が多いことから中長期的な見通しが立て難く、経済性の面から考えると国内水素製造は限定的になると整理したものと理解した。一方、作業会のコメントにもあり、また本日もご指摘があったが、政策や技術動向などに応じて、内陸でのオンサイト利用、余剰電力対応などが現実的となり、今後見立てが大きく変わる可能性はあると思う。このような要素は、今後具体的な議論や動きが出てくるかと考える。今後の見直しの際には、水素の利用動向や電力の需給状況などに留意いただいた上で、引き続き検討いただければ幸いである • 高温水蒸気電解が利用可能であれば、その熱を利用することで投入する電気量を省エネできる可能性もある。長期を考えれば、高温ガス炉による水素製造や他の水素製造オプションもあると考えられる。水電解以外の技術発展によって水素製造が可能になる、もしくは水素製造技術における競争環境が活性化する場合は存在し、またそのようなケースにおいては、水電解に投入する電気の量、すなわち電力需要も減少する可能性があるのではないかと考える。これら不確実性についても、念頭に入れる必要があるのではないか。 • 出力抑制される太陽光をはじめとする再エネ由来の電力の有効活用の視点で、これらの電力を水素製造に活用することは効果が非常に大きいと考えられる。今後の検討において、考慮していただきたい。

今後の検討において留意するご意見【再エネ】

- 再エネについては、適地制約などを考慮すれば2019年度から最大3倍程度まで拡大するというのは野心的な見通しではないかとの意見もあれば、再エネのポテンシャルを考慮すれば保守的な見通しとなっているのではないかという双方の意見があった一方で、そのような不確実性が高い中でも想定幅自体を広げすぎると事業者として活用しにくいものになるという意見もあった。

大項目	項目	概要
供給力	再エネ全般	• これまでの作業会・検討会等で個別に議論してきた内容を一気通貫で聞いていると、今後の示し方、整理の仕方、それに関する留意点などがクリアになってきたように感じた。技術的な要素について作業会等で様々な意見があり、それらを踏まえてこのような設定にしていることには特段異議はない。 • 再エネの想定幅についてである。今回お示しいただいた再エネの想定幅は、2050年時点で下限が1.7億kW、上限が2.6億kWと、想定幅が多少大きい印象を受けた。不確実性が高いことは理解しているが、事業者の実務での活用を考えると、扱いづらいという印象を受けた。今回の検討結果自体は支持させていただくが、蓋然性と不確実性のバランスになるかと思うが、今後の検討では事業者実務面での活用のしやすさについても留意していただきたい。 • 再エネ見通しの水準については、2050年時点で2.6億kWとなっており、2019年度からほぼ3倍程度で、野心的な見通しだと受け止めている。カーボンニュートラルに向けてはこのような水準が必要であるという示唆として受け止めている。事業者としても、カーボンニュートラルの達成に向けて出来る限りの対応をしていきたい。一方、資料にもあるとおり、適地制約等の課題が顕在化しているため、安定供給確保の面から、見通しの蓋然性については今後のモニタリングで確認していただきたい。 • 再エネの導入ポテンシャルについてコメント したい。将来の再エネの導入量を検討するにあたって、まずは導入ポテンシャルを検討することは 一つの方法論ではあるものの、導入ポテンシャルは、様々な制約要因による設定の可否を考慮した エネルギー導入量となるため、分析者によって制約要因の前提が異なり、導入ポテンシャル自体も 大きく異なってくる。例えば、屋根設置型PVについて考えると、住宅全てにPVを設置することが 導入ポテンシャルと捉えることもできるが、新築時に合せてPVを導入することが多いため、住宅 設置型PVの導入には相当の時間を要する。同様に、先ほどEEZの話もあったが、水深などの制約 を踏まえると、EEZすべての地域に風力発電を立てられるわけではない。 • 再エネに関して、我々の見立ては再エネのポテンシャルをもう少し高く評価している。太陽光に関しては、価格が下がることが前提だが、需給の可能性ということも含めて考えると、ペロブスカイトの導入をポジティブに見ている部分があり、浮体式風力の導入もコストが下がることを想定し、ポジティブに捉えている。我々の見立てとは多少異なると理解した。再エネが増えていくとなると、蓄電池も増えていくと思われ、系統用や需要地併設型も導入量は増えるであろうと考える。我々の見ている世界とは蓄電池の量も異なると理解した。 • 今後も同種の検討を数年にわたって続けるならば、再エネに関してはモデルからのアプローチのみではなく、積み上げによって検討できないかを模索する必要がある。エネ基でも議論されているように、「政策の強度がどの程度か」、「足元での増え方はこの程度だが、追加で何万kW増えそうであるか」、「ペロブスカイトが一定の要件をクリアしたときにはどれだけの普及が進むか」、といったように、モノや技術ごとに、トップダウンではなく積み上げによるアプローチで、わかりやすく表現することが、今回は間に合わないにしても、今後は必要になるのではないか。

今後の検討において留意するご意見【再エネ】

大項目	項目	概要
供給力	再エネモデル	• 再エネのモデルケースの設定についてである。今後の需要増加の大きな要因となるデータセンター事業者が、追加性を持つ脱炭素電源を求めている事実を踏まえると、今後DX・GXの進展度合いと再エネの普及の見通しが関連して連動するという考え方について大きな違和感はない • DX・GXの関連需要と再エネ導入量は一定程度連動するという 想定に違和感はない。需要想定に応じて電源が開発されていくことが、安定供給、社会コスト低減 の観点では重要であると思う。その点を踏まえた前提が置かれていると理解している • 供給力のモデル設定にあたり、需要側との整合性を考えていただき、感謝申し上げる。需給全体として整合したシナリオになっていることが重要だと考えるので、引き続き検討をお願いしたい。再エネ導入拡大に伴う余剰電力の活用という観点で、需要が増えることもあると認識しているので、大きな方向性として整合していると思う。 • PPAがあるので連動させるという書きぶりに見えるが、PPAの要素はそれほど大きくない。RITEの資料では電力費用の分析もあったが、電力費用とそれに対する需要の観点から、例えば需要が大で再生可能エネルギーが小というシナリオはあまり起こりえないのではないか。先程のRITEの説明ではそのようになっていると理解した。需要と供給を個別に検討しつつも、最終的には需給の均衡から相関を持ったシナリオを考えるのがよいのではないか。 • 電力需要に応じて導入量が変化する点に違和感がある。ある程度の相関関係はあると思うが、どちらかというと社会受容性や統合コストの影響を受けるのではないか。導入量が増えれば統合コストが高くなるのは当然であるが、導入量が増えても統合コストを安くするこができれば需要（の大小に影響されず）より多く導入されるという結果になることもありうるように思う。モデルケースの中で再エネだけが需要に比例している点に違和感がある。
	太陽光	• 太陽光発電について過小評価をされている懸念がある。 • 例えば、営農型太陽光を除外されているが、営農型はポテンシャルだけで1,000GWを超えている。実際、既に営農型で地域に歓迎され、農業を主体として荒廃した農地を再耕作するなど模範的な取り組みも始まっており、相当増えていく可能性があると考えている。 • 住宅用についても、現状年間１GW程度だが東京都のように義務化する自治体が増えている。国交省も新築住宅で30%から60%に搭載率を高めることを目指す政策が示されていることなどを踏まえると、2030年には住宅用だけで２GWに達するのではないか。 • 野心的と捉える方もいるかもしれないが、我々としては過小評価であると感じており、見方の差があるという点をご認識いただきたい。 • 太陽光発電のポテンシャルは技術的には742TWh/年になっており、コスト曲線として見ると非常に安く設定していると考えている。例えば2050年断面では、ポテンシャルの高さに対して非常に安い単価で供給する想定になっており、決して保守的に見ているわけではない。ただ、太陽光発電の量が増えれば系統統合費用が増大していくため、結果として最適解として導入量が抑制されてく る面はある。限界削減費用は確かに非常に高いが、その中で最適解として太陽光発電の量も決まっている。 • 営農型についても明示的に表記してはいないが、GIS上でコスト-ポテンシャル曲線を出しているため、営農型の一部はモデルに含まれている形でポテンシャルを評価している。浮体式洋上風力と同様であるが、太陽光発電のポテンシャルは技術的には742TWh/年になっており、コスト曲線として見ると非常に安く設定していると考えている。例えば2050年断面では、ポテンシャルの高さに対して非常に安い単価で供給する想定になっており、決して保守的に見ているわけではない。

今後の検討において留意するご意見【再エネ】

大項目	項目	概要
供給力	風力	• 適地制約をはじめとした様々な要因があって、現在の導入ペースで風力のkWが積み上がらない可能性は十分あり得るというのが事業者の実感である。風力のリプレースに目を向けてみても、例えば昨今世界的に風車の大型化が進んでいる。大型化した風車を使う前提で再設計をしたときの景観等への影響や、山間地では風車が大きすぎて既存の輸送路ではサイトまで運べないという問題も生じている。このため、今後も陸上風力のkWを維持してさらに導入量を拡大していくためには、制度的な措置も含めてそれぞれの課題に応じた適切な対応施策の実施が必要であると考える。また、風力開発を進めていくために、国だけではなく自治体レベルの理解や協力も必要になると考える。 • 適地の減少もあるが、2040年までには15年程あり、今後も開発が進められていくことを踏まえると、ミドルケース・ハイケースで900万kWは小さいのではないかと感じる。 • 洋上風力についても事業者の立場からすると、コントロールが難しいコンストラクターやサプライヤーの制約で、足元の計画通りに導入が進まないことも十分あり得ると感じている。 • 洋上風力について、政府は2040年に30～45GW導入する目標を掲げており、それに対して2040年の想定が小さすぎるのではないかと考える。EEZにも拡大していく前提で政府が設定している目標なので、その点ももう少し勘案してほしい。 • 洋上風力のうち着床式の容量が少ないのではないかとの指摘があった。RITEの資料において、着床式を三つ合計すると21TWh/年程度で、それをGWに換算すると7GWとなり、現状で５～６GWが導入されていることを踏まえると容量が少ないのではというご指摘であった。RITEとしては、他の技術も含めてすべて世界全体で、GISデータ等を用いながらポテンシャルを評価している。洋上風力に関しては、資料のとおり、IEAの推計を基にポテンシャル推計を行っている。考え方も資料に記載したとおりで、着床式と浮体式の切り分けをしているため、着床式／浮体式のポテンシャルの振り分けに偏りが出る可能性はある。結果としては、浮体式までを含めると非常に大きなポテンシャルを取っている。両方の想定を合わせて考えると、過小評価はしていないといえる。年間拡大制約の内容は正しいのかという指摘については、年間拡大制約に書かれた数値に置き換えて制約をかけて分析を行っており、モデルの整合性は取れている。

今後の検討において留意するご意見【再エネ】

大項目	項目	概要
供給力	水力	• 事務局にて、3万kW以上の一般水力のリパワリングの実績について、まとめていただいていることに感謝申し上げる。一方で、実績に加えて、今後の計画ベースでのkW増の可能性がどの程度あるのかを調査・反映いただくのも一案であると思う。弊社の佐久間発電所（35万kW）は来年度以降にリパワリング工事を計画しており、出力を5万kW程度増やす計画である。一定規模以上の水力を保有している事業者はさほど多くないと思うため、先般、火力についてプラント毎の更新計画を調査いただいたのと同じように、水力についても更新計画を調査いただく方法もあるのではないかと思う。
	地熱	• 地熱発電は100～150万kWというのも一つの目安であるが、現在60万kW程度が存在している。2050年、2040年の断面では、例えば先端技術としてカナダのスタートアップ企業が取り組んでいるクローズドループのような技術が進化を遂げる可能性がある。カナダのスタートアップ企業はドイツで実証をしており、そのレポートを拝読した。日本のような火山大国では、極論を言うとどこでも発電所が作れる潜在能力があり、日本でも中部電力が出資して進めている。従って、現在60万kWあることを踏まえると、2025年に100～150万kWという想定は控えめであるように感じる。
	揚水	• 揚水は電気の価格が安い時間帯に汲み上げ、価格が高い時間に発電するのが基本であると考えると、今後再エネが増えた世界のロードカーブにおいて、十分に活用できるものなのか、さらなる導入が望ましいのか、といった経済合理性を踏まえた評価も必要であると考える。これについては蓄電池も同様であり、どのように運用されるかによるが、導入量に影響を与えると考える。
	蓄電池	• 蓄電池による余剰の吸収をkWベースで実施しているが、蓄電池の容量ベースで8760時間の余剰を評価するほうが実態に即しているのではないか。 • 今回、ある断面で再エネ余剰 発生量を評価していただいているが、実需給においては、天候による再エネ発電量の増減や、補修等に伴う揚水・蓄電池導入量の増減もあると考えられるので、その影響にも留意しつつ検討するとより良いと思う。 • 調整力という幅広い視点で見た場合に、揚水・蓄電池・DRで調整しきれないしわ取り部分は、今後も火力が担うことになると思う。2050年のカーボンニュートラルの世界では、CCS付き火力や水素・アンモニア火力がその役割を担うことになると思うが、技術的あるいは経済的な観点で、どこまで調整力として柔軟に対応できるのか、不透明な部分もあるため、場合によっては系統用蓄電池がさらに必要になる可能性もあると考える。

今後の検討において留意するご意見【ロードカーブ（DR）】

- DRについては、作業会メンバーの専門的な知見が反映されており異論がないという意見に加えて、再エネ導入拡大を踏まえ今後より一層重要な施策になるという意見やDR活用促進のためのインセンティブの開発整備が必要というようなDRに期待する意見を頂いた一方で、EV需要の昼間時間帯へのシフトや工場稼働の休日シフトなどの想定については不確実性が高く定期的な進捗確認が必要など、幅広い意見を頂いた。

大項目	項目	概要
ロードカーブ	DR率の想定	• ロードカーブについて、要素毎のロードカーブやDRの想定方法については、本日様々なご意見がありつつも、作業会メンバーの専門的な知見が一定程度反映されており、おおむね異論はない。 • DR効果により電気料金の安定化、再エネ活用が期待できる。特に再エネの導入拡大等を踏まえ、DRの活用は今後より一層重要な施策になると考えるので、電力業界としても関係者の皆様のご協力、ご知見をいただきながら取り組んでいきたいと考えている。 • 今回示されたDRの実現には、経済価値の形成や自動化など、DR活用促進の仕組みやインセンティブの開発・整備が必要であり、本検討がその必要性のメッセージになればよいと考えている。 • 民生用DRのヒートポンプの活用について、資料にもあるとおり、足元で「DRready勉強会」が発足し、機器一台一台を自在に稼働させるプロトコルも確立されていることもあり、これから市場を創成する機器やシステムと比べて蓋然性の高い効果が期待されると思っている。事務局想定で織り込んでいただいたDR率の拡大見込みについて違和感はない。 • データセンターについて、今後の需要増加の主な要因になるため、その動向は我々も非常に重要であると考えている。ベースとして電力の一定の使用が想定されるが、データセンターを運用する事業者のGXに対する意識が高い中で、資料にもあったとおり、運用実態を踏まえた一定のDR効果を期待したい。 • 産業のDR率で参考としている出典が2011年と若干古いものが含まれているのが気になる。作業会で実務者から意見を聞いた上で見通しを検討していると理解しているが、この見通しにも不確実性があると思うので、需要と同様にDRの動向についても定期的に確認していくべきである。 • 至近での拡大が見込まれているヒートポンプは政策面での影響を大きく受けるため、最新のエネルギー政策の動向も考慮した上で最終的な取りまとめをお願いしたい。ヒートポンプの普及率に関しては、定期的な進捗確認なども含めて確認が必要である。 • DR率を2040年のデータセンター10%、家庭用HPの40%と設定している点、2050年はさらに倍に設定している点はアグリゲーター目線では野心的だ。 • DR率の想定について、民生は最大で春秋80%、運輸については春秋70%と想定しており、この数値については将来的なポテンシャル、期待値を込めた野心的な数値と理解している。現在、世界的なEV進展の鈍化や、今後の合成燃料などの次世代液体燃料の普及が想定されるため、EVの導入ポテンシャルについては留意が必要と考える。

今後の検討において留意するご意見【ロードカーブ（DR）】

大項目	項目	概要
ロードカーブ	DR率の想定	• 運輸のDR想定について、昼間の安価な時間に合わせたEV充電をシフトする想定だが、業務用の車両は平日昼間、家庭用は休日昼間に車を走らせるニーズがあるのではないかと考える。今回の想定が、本当に現実的なシフト量の想定になっているかどうかは確認が必要ではないかと考える。 • EVの需要シフトについては、家庭のEVというのはそもそもお昼に家にいるのか、通勤等でオフィスにいるのではないかと思うが、その中でどこまで充電シフトできるのか。また、EVの中でも業務用で使われているものは性質上、昼間に稼働しているため、実際に昼間充電にどこまでシフトできるのか。または、MaaSなどのようにEVを共用する場合、本当に昼間にシフトできるかどうか懸念される。 • 産業用需要に関して、2050年断面ではあるものの、我々の実務と照らし合わせて鑑みると、平日稼働のみのお客様が休日稼働にシフトするケースはあまりない。つまり、週7日操業のお客様の稼働率調整でないとシフトするのは困難であると感じた。また、産業用の伸び代はあまり大きくないという前提とのことだが、その前提に関しては同意見である。しかしながら、歴史を紐解くと、2011年の東日本大震災の際の電事法27条に基づく電力使用制限令において、当時15%の削減義務化であった。当時は、強制力を伴うシフトで休日シフトも出来たが、さすがに2050年で強制力もない状況で本当にDR率は5%が現実的かどうかという点は、更なる議論が必要であると思う。 • 産業のDR率で参考としている出典が2011年と若干古いものが含まれているのが気になる。作業会で実務者から意見を聞いた上で見通しを検討していると理解しているが、この見通しにも不確実性があると思うので、需要と同様にDRの動向についても定期的に確認していくべきである。また、至近での拡大が見込まれているヒートポンプは政策面での影響を大きく受けるため、最新のエネルギー政策の動向も考慮した上で最終的な取りまとめをお願いしたい。ヒートポンプの普及率に関しては、定期的な進捗確認なども含めて確認が必要である。 • 産業のDR需要について、土日への稼働シフトでDR率5%とあるが、作業会コメントでもあるとおり、専門家の皆様から、従業員の環境変化や現場実態から、上げDRの実現自体が難しいという見方もある。いずれにしても、DRの想定は、将来のミドル電源やピーク電源の必要量に大きな影響を与える可能性があるため、全体的にDRの見込みはもう少し慎重に専門家の意見も反映して判断すべきではないかと思う。 • 産業需要の休日シフトは見通しにくいが、2050年の働き方もわからないので、週休3日制度等が受け入れられれば、土日勤務の可能性もあるという点で否定できないが、実際はどうなるのか見通しにくいと感じた。 • 送電線の増強を、社会インフラとして国民全体で負担するのか、または需要家が負担するのかにより、インフラ整備費用の負担者が変わる。需要家が送電線整備費用の負担をするならDRの活性化は望めないと思うので、出来る限り社会インフラとして整備していただく事が大前提になると思う。送電インフラができることにより、上げ下げDRが対応できると考える。 • 現時点で、電力需給契約はデマンド契約であり、下げDRは電力購入契約のデマンド以下になり現行契約でもできるが、上げDRをやる際は、今までの契約デマンドを超える場合を想定しないと活性化につながらない。上げDRを想定したデマンドでは基本料金が上がってしまうという課題がある。DRに関わる部分の電力需給契約がどのような特別メニューとなり、それによって上げDRの経済的なインセンティブが発生するかが重要である。それにより需要家の工場の稼働形態も変わってくるのではないかと思う。

今後の検討において留意するご意見【ロードカーブ（DR）】

大項目	項目	概要
ロードカーブ	DR率の想定	• DRは需要家の全面的な協力がないと成立しないビジネスである。本資料では、一定程度の需要を休みの日にシフトする想定のものと理解している。しかし、我々のような実業を担う立場からすると、「言うは易く行うは難し」であり、DRがどの程度実現するかはわからないため、いくつかのバリエーションをもって想定すべきではないか。DRの実現性はインセンティブによるが、インセンティブを高めても、社会コストとのバランスや制約もある。ただし、ケミカル工場等の連続稼働をする工場において、稼働率を変更・調整する余地がある場合には十分可能であると思う。しかしそれ以外の需要家においては、働き方改革のような大きなうねりもある中で、休日に需要をシフトするのは容易ではない。2050年においてもその前提は変わらないように思うので、冷静な分析も必要ではないか。 • データセンター需要を使った、いわゆる季節またぎのDRだが、我々もこの季節またぎのDRが戦略上の柱になってくるとは思う。事実、生成AI部分がそこに該当するというのは現場感覚で持っている。2050年の世界であり、非連続の発想ではあるが、夏と冬の平日を休日に移すことはできると思うが、夏冬を季節またいで春秋にシフトするというのはどれだけできるかも、正直インセンティブ次第であると思う。GAFAMと呼ばれる事業者様は、環境適合性を配慮されている事業者様ではあるが、先立つものがあるかないかで動くかどうかが決まるというのが我々の現場感覚である。 • 水素製造においては、貯蔵と運搬サプライチェーンとのシームレスなつながりが基本になっている。タンクが満タンになると水素生産を止め、タンクから搬出され戻ってきてタンクにリフィルする。つまり、稼働と停止を繰り返すのが前提であり、年間を通じて一定となることはまずない。2050年の姿であり、現状と異なることは承知しているが、例えば、我々のお客様で水素を製造しているお客様は、JEPXの状況をにらみながら稼働状況を判断しており、その場合、年間8,760時間のうち実際の稼働時間は1,000時間にも満たないのが実態である。 • 水素製造に関しては、常に一定の需要とするのは違和感がある。再エネの出力制御対策パッケージにも示されているとおり、余剰時のような市場価格の安い時間帯でより効率的に水素を製造するという考え方も否定はしきれないと考える。 • 今回、水電解装置による水の電気分解を前提に試算いただいているが、水電解装置は機動性を有する。この機動性を活用した需給調整市場、特に一次調整力への市場供出の潜在能力も是非考慮いただきたい。

今後の検討において留意するご意見【火力・概算バランス】

- 火力については、今後どのように脱炭素化されていくのか不確実性があるという意見、概算バランスについては、kWhバランスの内訳も記載して欲しいなど事業者として本検討結果を今後活用していくという視点から意見を頂いた。

大項目	項目	概要
火力・概算バランス	火力	• 2040年の石炭火力へのCCS導入が先行し、残りの貯留量に応じてLNG火力へもCCSが導入されるという考え方については理解できる。一方で、実際にCCSを導入しようとすると難しいのではないか。CCSの導入においては、設備を実際に置くための敷地面積等の制約があると思う。それは水素、アンモニアについても同じである。考え方の整理としては非常に理解できるが、実際に導入を進めるには課題があるのだろうと感じた。本検討は、考え方の整理と一定の前提を置いた定量化を目指すものなので、考え方として理解はできた。また、価格の面では、先々の価格を見通すのは非常に難しいと思うので、現段階においてはこのような考え方で整理しつつ、今後も定期的な見直しが必要ではないか。また、石炭、LNG、水素、アンモニアのいずれの燃料についても、燃料調達が問題なくできるのかという点は、現実には難しい部分もあるのではないか。石炭が2040年以降も調達できているのであれば、石炭火力へのCCS導入も現実的なもののではないかと考えている。 • 今回の火力の想定は、経年で全てリプレースされるか、あるいはすべて廃止するかというかなり割り切った考え方により導き出されたものであることは、改めて認識しておく必要がある。単に電力需要から再エネ・原子力等の火力以外の供給力を差し引いた分を今後必要な火力の供給力として示す方法もあると思われるため、次回の見直しに向けて検討いただきたい。 • 特にCCSは、現状期待値が大きく膨らんでいる一方で、今後の技術動向に加え、貯留先や法整備の課題など不透明性な部分も多いため、引き続き動向を注視する必要がある。
	kWhバランス	• kWhバランスについて、事業者の投資判断に役立てるため、kWバランスと同様にkWhの表においても火力の燃料別の値を記載いただきたい。 • kWhの内訳は事業者が今後の事業環境の変化を理解し、投資を検討する場合に有用な情報である思うので、最終的なとりまとめの際には、kWh内訳についても検討いただきたい。

今後の検討において留意するご意見「他委員会などとの協調検討が必要となる課題提起」

- 本検討結果を踏まえて必要に応じて他の委員会などでの検討を想定している「調整力・広域系統整備・供給計画の在り方」に関する課題についても意見を頂いたほか、発電事業環境整備の必要性・重要性などについても意見を頂いた。

大項目	項目	概要
課題提起	調整力	• 調整力については変動性再エネの増加を考えると、需給シナリオを考える上で大きな要素の一つになると考えられる。また、シナリオの目的にも「計画的に電源開発を進める上での参考とする」と記載があり、実際に電源投資の予見性確保の観点でも大変重要な情報であると考える。このような観点から、調整力の必要量の想定については今後の検討にぜひ加えていただきたい。 • 火力も含めて設備容量（kW, kWh）のバランスを試算していたが、変動性のある再エネの比率が高まる中で、調整力の必要量と供給量のバランスを見る視点が大切なのではないか。調整力の概算については、例えば平滑化効果や出力抑制の頻度等の様々な要素があり難しいとは思うが、可能であれば調整力の必要量と供給量、全体の充足率についても数字があると、事業者にとって大変有益な情報になるのではないか。 • 以前、調整係数の考え方について伺った際には、蓄電池等の場合、導入量によって変わりうると理解したが、今回もそれに該当するのか。今回の試算においては、いずれのモデルケースにおいても調整係数は全て同じ値を採用していると認識している。調整係数は導入量により変わりうるのか、もし変わりうる場合、誤差等がどのような形で作用するのかを教えてもらいたい。
	エリア/広域系統整備	• エリア別のシナリオ策定については、将来的な課題とされているが、すでに足元でデータセンターや半導体工場の新設を伴う需要について、地域的な偏在性が生じつつある。地域間連系線等の検討にあたってもエリア別の需要想定は重要であるため、今後念頭に入れて検討いただきたい。 • 今回のシナリオは、全国の需給バランスの概算結果を示しているが、発電事業者として電源開発の投資判断や既存設備にかかる方向性を検討するうえでは、エリア別の需要想定シナリオも重要な要素になる。また、時系列での需給バランスという観点でも、火力のリプレースを実施するユニット数やリプレースを実施する時期がエリア別に異なり、それらが需給バランスに与えるインパクトにも差が生じる可能性がある。すると、より厳しい需給バランスになるエリアが出てくるのではないかと懸念している。エリア別のシナリオ想定は今後の課題と考えているが、検討していく必要があるのではないか。 • 再エネの導入量想定については、広域系統のマスタープランを検討した際のシナリオと大きな乖離がある状況だと思う。本検討会の検討外ではあるが、系統整備に関する費用便益評価も再度確認いただく必要があると思う。
	供給計画の在り方	• 本検討会の2040年シナリオと、次回の供給計画の最終年次は5年ほどの幅しかなく、いずれも電源投資において重要な指標であるため、一定程度整合した見通しを示すことが、計画的な電源開発の促進や安定供給の観点からは望ましい。記載されているとおり、供給計画とは策定の目的が異なる事情は承知しているが、広域機関において関連する検討との整合をどのようにするか、改めて検討をお願いしたい。

今後の検討において留意するご意見「他委員会などとの協調検討が必要となる課題提起」

大項目	項目	概要
課題提起	発電事業環境整備	• 経済優位性の観点から石炭火力、LNG火力へのCCSの導入が先行して進むと理解した。その結果から、先ずは、CCSに投資することが火力を脱炭素化させていくために合理的であると思う。逆に言えば、全員が同じ行動をとった場合、我が国としてCCSへの一本足となり、リスクもあるのではないか。手段を分散させ、リスクを避けるためには、水素アンモニア発電へのさらなる政策支援を通じて、コスト低減・技術開発を行っていく事が重要になる。 • 需要が少ない場合においても、火力がリプレースされなければ供給力が不足するというのは、非常に重要なメッセージであると思う。事業者としても適切な電源投資を行う必要があると思うが、資料中に記載のような非常に大きな需給ギャップを埋めていくためには待った無しの状況である。エネルギー基本計画で示された事業環境整備やファイナンス環境整備について早急に具体化が必要だと感じた。 • kWhバランスを見ると、火力の利用率は約40%程度と低い水準が見込まれるということが併せて示されている。概算バランスとして全体的な世界観が示されたものと認識しているが、長期的な需要水準は不確実性を伴うものであり、稼働もあまり見込めないとなると、事業者としては投資判断を躊躇し、電源の新陳代謝が順調に進むのかを懸念している。長期的な電源開発に必要な政策措置の在り方についても本検討の検討項目とされていたと認識しているので、その検討も進めていただきたい。 • 今後すべての火力電源がリプレースをされたとしても、予備率が基準を満たさないケースがある。また、利用率が現行よりも大きく下がることから、kWhで収益を上げるのが今よりもかなり難しくなると想定される。その中で少しでも多くのリプレースを促す必要があるという、非常に難しい状況であると理解した。火力電源の新規開発やリプレースを促進する政策として長期脱炭素電源オークションがあるが、それだけで全てのリプレースを賄うのは非現実的だと考える。それらを踏まえると、市場原理を活用した電源が必要になるのではないか。火力電源の新設・リプレースへの投資予見性を高めるためには、kWhで収益を上げるのが今よりも難しいという想定をすると、調整力（ΔkW）の価値も含めて事業性を確保できるような市場設計が必要になるのではないかと受け止めている。