

# Discussion Paper Series

Social Systems Division, NIES

No. 2025-01

## 日本における2050年脱炭素社会実現に向けた排出経路の追加分析2

日比野剛\*・芦名秀一・増井利彦

国立環境研究所 社会システム領域

〒305-8506 茨城県つくば市小野川16-2

\*hibino.go@nies.go.jp

要旨：国立環境研究所では、これまでに開発してきたAIM（Asia-Pacific Integrated Model）の日本を対象としたモデル群を用いて、日本において温室効果ガス（GHG）排出量を実質ゼロにする脱炭素社会（GHGネットゼロ）を2050年に実現するために、現状において実証及び導入初期の段階にある脱炭素技術を2030年以降に大規模に実装することが不可欠であることを示した。一方で、2050年GHGネットゼロの実現に向けた排出経路や取組は様々なものがあり、そうした排出経路や取組の違いによる影響について分析することがロードマップの検討には必要不可欠である。本報告は、2030年から2050年GHGネットゼロを実現する複数の排出経路に対して必要となる脱炭素対策の組み合わせについて行った追加分析と、再生可能エネルギーとCCUS（CO<sub>2</sub>回収・利用・貯留技術）の想定の違いを評価した追加分析について、結果をとりまとめたものである。2050年GHGネットゼロの実現のためには、省エネ技術や再生可能エネルギーの導入、水素や合成燃料に代表される新燃料の普及が不可欠である。累積排出量を抑える対策導入の前倒しは、対策技術の価格低下が見込まれる前の導入となり、一方で対策導入の後ろ倒しは対策技術の価格低下は見込まれるものの設備の更新速度を超えて対策を導入する必要がある、ともに追加的な費用が必要となる結果となった。また、同じ排出削減目標でもどのような革新的技術に重きを置くかで費用などの影響は異なり、不確実性を踏まえた検討が必要となる。

キーワード：脱炭素社会、GHGネットゼロ、排出経路、AIM（アジア太平洋統合評価モデル）

2025年 3月



# Discussion Paper Series

---

---

Social Systems Division, NIES

---

No. 2025-01

## 2nd additional analysis of GHG emission pathways realizing a decarbonized society in 2050 in Japan

Go HIBINO\* · Shuichi ASHINA · Toshihiko MASUI

Social Systems Division, National Institute for Environmental Studies

〒305-8506 16-2 Onogawa, Tsukuba, Ibaraki

\*hibino.go@nies.go.jp

**Abstract:** We have already shown that it is essential to introduce decarbonization technologies, which are currently in the early stages of demonstration and implementation, on a large scale after 2030 in order to achieve a decarbonized society (net-zero greenhouse gas (GHG) emissions) in Japan by 2050 through the previous quantitative analyses using the Asia-Pacific Integrated Model (AIM) developed by National Institute for Environmental Studies. Moreover, there are various emission pathways and measures achieving net-zero GHG emissions in 2050, and analyses of the impacts of different GHG emission pathways and different main measures are necessary for the consideration of a roadmap. This report summarizes the results of additional analyses of the various emission pathways from 2030 to 2050 and different assumptions on potentials of renewable energy supply and CCUS (CO<sub>2</sub> Capture, Utilization and Storage). In all cases, the decarbonization measures such as energy efficient technologies, renewable energies and hydrogen-based fuels including hydrogen and synfuel must be introduced at an accelerated pace. Although early introduction of these measures will be able to reduce the cumulative GHG emissions by 2050, it means that decarbonization technologies will be introduced before their prices are expected to decline. On the other hand, the delayed introduction of measures will be able to be introduced with cheaper costs, but measures will have to be introduced at a rate that exceeds the rate of equipment replacement. As a result, both of these pathways require additional costs. Since the results under various assumptions on potential of main measures are different even if the same GHG mitigation target, consideration of uncertainties related to technologies will be needed.

**Keyword:** decarbonized society, GHG net zero, emission pathways, AIM (Asia-Pacific Integrated Model)

March 2025



## 1. はじめに

2023年の気候変動枠組条約第28回締約国会議（COP28）においてグローバルストックテイクの成果に関する決定が採択され、気候変動に関する政府間パネル（IPCC）第6次評価報告書の内容に基づき、工業化以前から世界の平均気温上昇を1.5℃目標に抑えるためには、世界全体の温室効果ガス（GHG）排出量を、2019年比で2030年までに43%、2035年までに60%削減し、2050年に二酸化炭素排出量の実質ゼロを達成する必要があることが示された。これを受けて、各国は2025年2月までに次期NDC（Nationally Determined Contribution; 国が決定する貢献）を国連に提出することが求められている。一方で、EUの気象情報機関であるコペルニクス気候変動サービスによると、2024年の世界平均気温は、工業化以前と比較して1.5℃を超えることが観測されており<sup>1</sup>、実現性のある野心的な排出削減目標の検討とその実現が急務となっている。

こうした状況を受けて、国立環境研究所では、日本において2050年のGHG排出量を実質ゼロにするためのロードマップを検討することを目的として、現状から2050年までのGHG排出量やエネルギー需給構造、排出削減対策強度、投資額など詳細な指標を定量的に明らかにし、取り得る政策の方向性について考察を行った。

また、国立環境研究所AIMプロジェクトチームは、次期NDCや地球温暖化対策計画の見直しに当たっての専門的な審議を行うための「中央環境審議会地球環境部会2050年ネットゼロ実現に向けた気候変動対策検討小委員会及び産業構造審議会産業技術環境分科会地球環境小委員会中長期地球温暖化対策検討ワーキンググループ 合同会合」の第6回会合（2024年11月25日）において、2050年にGHG排出量のネットゼロを実現する排出経路についての試算結果を報告した。さらに、並行して「第7次エネルギー基本計画」が議論されていた「総合資源エネルギー調査会基本政策分科会」の第66回会合（2024年12月3日）において、2040年、2050年におけるエネルギー需給の試算結果を報告した。これらの定量的な情報の提供は、我が国の2040年に向けたGHG削減目標やエネルギー需給構造の検討に資するものとなった。

なお、本研究は、環境省・（独）環境再生保全機構の環境研究総合推進費（JPMEERF20231002）により実施したものである。

---

<sup>1</sup> Copernicus Climate Change Service (2025) Global Climate Highlights 2024, <https://climate.copernicus.eu/global-climate-highlights-2024>

## 2. 手法

基本的な分析手法は、2024年4月に報告したディスカッションペーパー「日本における2050年脱炭素社会実現に向けた排出経路の追加分析<sup>2</sup>」と同様であるが、今回の試算に当たってマクロフレーム等前提の一部を見直した。また、2024年4月のディスカッションペーパーでは、2030年から2050年まで直線的にGHG排出量を削減する経路を前提としているが、それを実現する取り組みが様々であるとともに、排出経路そのものも対策を前倒ししたり、2050年に近づくにつれて積極的に削減に取り組むなど様々な経路が考えられる。こうしたことから、本報告では、GHG排出経路や取り得る対策のポテンシャルの想定について、論点を明確にするためにできる限りその数を絞ったものとなっている。

### 2.1 分析モデル

本報告では、前述の2023年4月の分析と同様、図2-1に示すようにAIM/CGE、AIM/Enduse (Ver1.0)、AIM/MOGPMの3つのモデルを活用した。

将来におけるサービス量の推計にあたり、日本を対象とした逐次均衡型の応用一般均衡モデル (AIM/CGE) を用いた。AIM/CGE は予め想定した経済見通しや、価格メカニズムを通じた経済全体の相互関係の整合を確保しつつ、将来における部門別の経済活動を定量的に示すことができる。このモデルによって推計された財・サービス別の生産額をもとに、各部門の活動量を推計した。その結果をもとに、最終エネルギー消費部門における素材生産量、業務床面積、貨物輸送量など、将来のサービス量を推計した。分析において想定した活動量については表2-1に示している。

続いて、技術選択モデルであるAIM/Enduse (Ver1.0) モデルを用いて、将来のエネルギー需要量を推計した。AIM/Enduseは、外生的に付与されたサービス量を満たすように、逐年での費用最小化の条件でエネルギー機器の選択を決定するロジックを有する。日本全体の部門別サービス種別に技術を積み上げ、2050年までのエネルギー消費量を推計した。技術のビンテージを考慮して技術代替量が算定されるため、新規の技術導入の速度について合理的な想定がなされる。現状において経済的に導入が難しい技術についても、将来における機器効率の改善や機器価格の低減、炭素価格の想定により、在来の競合技術との比較により経済的な優位性を持つことができるようになれば、導入が進むことになる。なお、各技術の効率変化、価格、炭素価格は外生的に付与されたものを用いた。また、エネルギーサービス需要量はAIM/CGEの推計結果を用いた。

発電部門については、AIM/MOGPMを用いて、発電設備構成及び電力供給量を推計した。このモデルは、地域間融通、蓄電利用などの手段を利用しつつ、地域ごと (10 地域) に電力の1 時間単位の同時同量を確保し、発電機器の費用だけでなく、蓄電費用や連系線増強

---

<sup>2</sup> 日比野剛・芦名秀一・増井利彦(2024) 日本における2050年脱炭素社会実現に向けた排出経路の追加分析, 国立環境研究所社会システム領域ディスカッションペーパー2024-03, <https://www.nies.go.jp/social/publications/dp/pdf/2024-03.pdf>

費用、再エネについてはその出力抑制量（解列量）などを考慮して、発電構成や発電に必要なエネルギー消費量などを推計する。本分析では、AIM/Enduseによって推計された電力需要及び新燃料需要（国産分）を地域1時間単位にダウンスケールし、その需要を満たすための電源構成を逐年での費用最小化の条件での費用最適化によって推計した。

AIM/MOGPMにおいて推計された発電電力量構成、蓄電量、解列量をAIM/Enduseモデルに反映させ、改めてAIM/Enduseモデルを用いて日本全体のエネルギー需給量、エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量を算定した。ただし、今回の分析ではエネルギー供給構造の変化に伴う需要側の応答を考慮せず、供給側と需要側は独立的に推計を行った。

エネルギー起源CO<sub>2</sub>以外のGHG排出量については、AIM/Enduse (Ver1.0) モデルを用い、それぞれの排出源における活動量を付与し、活動に対する排出原単位や削減対策による削減率、対策導入量などの組み合わせによってガス種別・排出源別の排出量を推計する。なお、今回の分析では、削減対策による削減率や対策導入率については外生的に付与されたものを用いた。

なお、3つのモデルの詳細については、それぞれにMasui(2005)<sup>3</sup>、AIM/Enduse(Ver1.0) Kainuma et al.(2003)<sup>4</sup>、Gao et al.(2020)<sup>5</sup>に記述されているので、そちらを参照されたい。

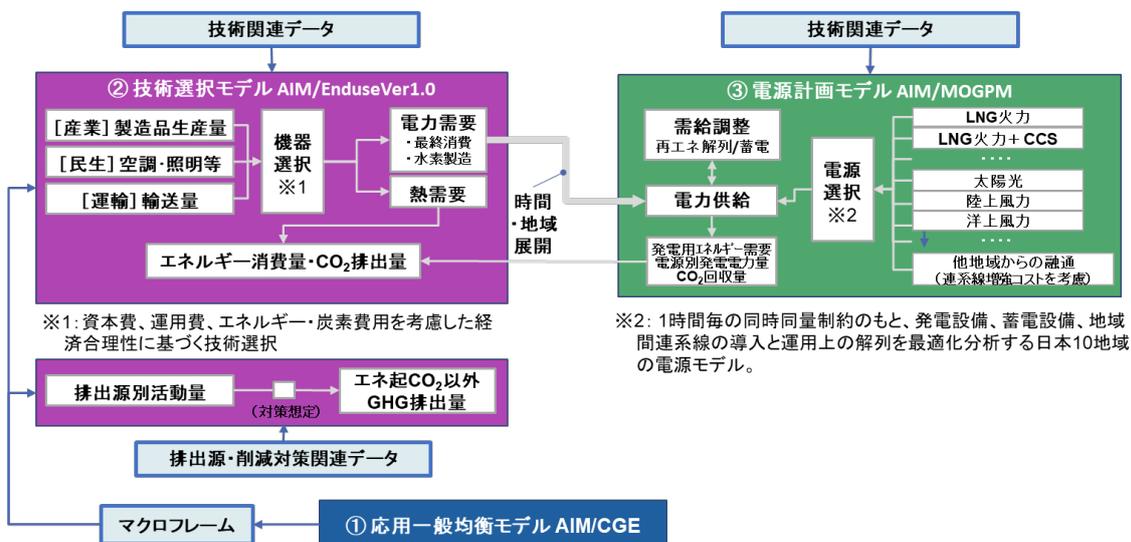


図2-1 本分析におけるモデル構成

- 3 Masui, T. (2005) Policy Evaluations under Environmental Constraints Using a Computable General Equilibrium Model, European Journal of Operational Research, Vol.166, No.3, pp.843-855. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2004.07.002>
- 4 Kainuma M, Matsuoka Y, Morita T. (2003) Climate Policy Assessment: Asia-Pacific Integrated Modeling. Springer, Tokyo, New York. <https://doi.org/10.1007/978-4-431-53985-8>
- 5 Gao L, Ashina S (2020) Willingness-to-pay promoted renewable energy diffusion: The case of Japan's electricity market, Journal of Cleaner Production Vol.330 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129828>

## 2.2 マクロフレーム

分析に用いた主要なマクロフレームを表2-1に示す。

人口は、「国立社会保障・人口問題研究所 令和5年推計」の出生中位・死亡中位に従って推移すると仮定した。また、実質GDPについては、2033年度までは中長期の経済財政に関する試算（令和6年7月29日）の高成長実現ケースにおける実質GDP成長率を引用し、2033～2050年の間の一人当たり年平均成長率は2013～2033年の間と同程度と想定した。また、これらの数値をもとに、粗鋼生産量など他の指標の想定を行った。詳細は表2-1に示す。なお、後述する社会変容シナリオにおけるマクロフレームの想定は、別途削減率として定義する。

表 2-1 本分析におけるマクロフレームの想定

部門	項目	単位	2018	2030	2035	2040	2050
家庭部門	世帯数	(千世帯)	54,797	57,732	57,262	56,080	52,607
業務部門	業務床面積	(百万m <sup>2</sup> )	1,903	1,961	1,937	1,900	1,823
	(情報関連電力消費)	(10億kWh)	32	62	72	83	136
産業部門	鉄鋼   粗鋼生産量	(百万トン)	103	89	83	81	81
	セメント   セメント生産量	(百万トン)	60	49	46	45	44
	有機化学   エチレン生産量	(百万トン)	6.2	5.5	5.0	4.7	4.5
	紙パルプ   紙板紙生産量	(百万トン)	26	21	21	21	19
	その他製造業   生産指数	('15=1.00)	104	109	111	110	111
運輸部門	旅客輸送量	(十億人km)	1,459	1,383	1,343	1,299	1,205
	貨物輸送量	(十億t-km)	411	405	408	410	420
人口		(百万人)	127	120	117	113	105
実質GDP		(兆円)	555	620	664	690	737

注) 上記の値は社会変容を考慮する前の値

人口：国立社会保障・人口問題研究所 令和5年推計

実質GDP：2033年度までは、中長期の経済財政に関する試算（令和6年7月29日）高成長実現ケースにおける実質GDP成長率を引用。2033～2050年の間の1人当たり年平均成長率は、2013～2033年の間と同程度と想定。

## 2.3 分析のフレームワーク

### (1) 対策の進展に関する3つの基本シナリオ

対策の進展に関して以下に示す3つの基本シナリオを想定し、それぞれについて2050年までの排出経路を推計した。なお、再生可能エネルギー発電や新燃料の国内生産については、(2)に示すように複数のケース設定を行った。

#### ① 「脱炭素技術普及進展シナリオ」（技術進展シナリオ）

エネルギー効率改善、再生可能エネルギー技術については、2030年まで地球温暖化対策計画の想定通りに普及が進むが、2030年以降もその速度で普及進展することを想定した。一方で、脱炭素社会の実現に向けて2030年以降に加速度的に大規模展開されることが期待される革新的脱炭素技術、例えば、新燃料の生産・利用、CCUS（CO<sub>2</sub>回収・利用・貯留技術）などについては、その展開が十分に進まない想定した。

②「革新的技術普及シナリオ」(革新技術シナリオ)

2030年までは①と同様の対策が進み、2030年以降には革新的な脱炭素技術が加速度的に大規模展開し、2050年GHGネットゼロを実現するシナリオである。2030年以降の大規模展開を想定した対策技術は新燃料(水素、合成燃料、アンモニア)、バイオ燃料の利用拡大、PV(太陽光発電)・洋上風力の更なる大量普及、貨物自動車の電動化の進展、HP(ヒートポンプ)機器の更なる普及、発電・産業におけるCCUS実装、ネガティブエミッション技術などである。

③「社会変容シナリオ」

②に加えて、2030年以降にデジタル化・循環経済の進展などの社会変容に伴って、人々の効用等を維持または向上させつつ財や輸送の需要が低減することを織り込んだシナリオであり、2050年GHGネットゼロを実現するシナリオである。具体的には、素材の効率的利用として、シェアリング、長寿命化、循環利用、省資源設計などを想定し、また、業務・通勤移動の低減として、ICT(情報技術)による移動需要の代替、貨物輸送の低減として素材製品の効率的な利用による貨物輸送量の低減を考慮した。

各部門の活動量は、①と②については前述の表2-1を共通して用いる。③については表2-2に示す低減率を②の想定に乗じたものを用いる。

表2-2「社会変容シナリオ」における財や運輸サービスの低減に関する想定

部門	対象	対策	低減率	出典等
産業	鉄鋼	寿命延長、最適構造等	17%	IEA(2020)によると物質効率改善対策(寿命延長、構造最適化、再利用など)によって、2070年には29%の鉄鋼の需要が低減。これを参考に2050年に17%低減と想定。
	セメント	寿命延長、最適構造等	16%	IEA(2020)によると物質効率改善対策(寿命延長、構造最適化、再利用など)によって、2070年には26%のセメントの需要が低減。これを参考に2050年に16%低減と想定。
	紙	DX進展	30%	国内紙・板紙生産量のうち、印刷用途は4割程度。DX進展によりこれらの需要が大幅に低減と想定。
	有機化学	循環利用、脱物質化	15%	IEA(2020)によると物質効率改善対策(リサイクル、再利用など)によって、2070年までに25%の一次化学物質の需要が低減。これを参考に2050年に15%低減と想定。
	自動車	カーシェア	15%	国内販売台数の8割が乗用車。年間走行距離が4,000km未満の世帯が22%、4,000~8,000kmが26%(2020年度、環境省)。前者のほぼ80%、後者の50%がカーシェアに移行(1台を平均2~3世帯利用相当)と想定。
	衣類	退蔵衣類の活用、長期使用	10%	国内衣類の新規供給量82万トン、廃棄量51万トン、リユース量15万トン、家庭における未着衣類139万トン(環境省・日本総研(2022))。左記対策により新規供給量の2050年1割程度の低減を想定。
	食料品、農水産品	食ロス低減	5%	2019年度 食品ロス570万t(A)、摂取量5,658万t(B)、 $A/(A+B)=9\%$ (農林水産省統計値より引用・推計)。これを最大ポテンシャルとし、その半分程度の達成を想定。
運輸	旅客輸送	DX進展	20%	通勤による移動の3割程度の低減、かつ、私事による移動の2割程度の低減された場合に相当。
		公共交通機関	2%	2050年自家用交通から乗換量103億人km追加。
	貨物輸送	脱物質化	7%	上記脱物質化対策による輸送量低減効果。財別輸送量データから推計。
		モーダルシフト	7%	2050年鉄道へのモーダルシフト59億トンkm、船舶へのモーダルシフト80億トンkmを追加。

表中の引用文献：

IEA(2020) Energy Technology Perspective 2020

日本総研(2022) 環境省 令和2年度 ファッションと環境に関する調査業務

注) 表中の「低減率」は、社会変容を想定しない2050年のサービス量からの低減率を示している。2030年までは低減を想定せず、2030年以降2050年まで表記の値に向けて線形で増加していくことを想定。

## (2) 対策技術の実装に関するケース設定

前項で定義した3つの基本シナリオに対して、表2-3に示すように対策技術の実装経路の違いにより複数のケース設定を行った。

技術進展シナリオに対しては、2040年以降に革新技術シナリオで想定する対策を導入して2050年にGHGネットゼロ排出を実現するケースを想定し、これを「シナリオⅠ-a」とした。2040年までは技術進展シナリオと同じであるため、2030年以降のGHG排出経路は上に凸となる。

革新技術シナリオについては、複数のケースは設定せず、「シナリオⅡ」のみとした。再エネ導入量やCCUS導入量は低位の想定を用いた。

社会変容シナリオについても再エネ導入量やCCUS導入量は低位としており、これを「シナリオⅢ」としている。これに対して、2030年以降のGHG排出経路が下に凸となるように対策を早期に導入するケースを想定し、これを「シナリオⅢ-a」とした。また、シナリオⅢに対して、CCUS導入量を高位とするケースを「シナリオⅢ-b」、再エネ導入量を高位とするケースを「シナリオⅢ-c」とした。

なお、表2-3の「政策への貢献」に示すとおり、合同会合では、シナリオⅠ、シナリオⅠ-a、シナリオⅡ、シナリオⅢ、シナリオⅢ-aの5つのケースの結果を説明した。また、基本政策分科会では、シナリオⅠ、シナリオⅢ、シナリオⅢ-b、シナリオⅢ-cの4つのケースの結果を説明した。本報告では、これらの結果をまとめて報告する。

表2-3 3つのシナリオに対するケース設定

		技術進展シナリオ		革新技術シナリオ	社会変容シナリオ			
		シナリオⅠ	シナリオⅠ-a	シナリオⅡ	シナリオⅢ	シナリオⅢ-a	シナリオⅢ-b	シナリオⅢ-c
政策への貢献	合同会合	○	○	○	○	○		
	基本政策分科会	○			○		○	○
概要			2040年以降に革新技術	再エネ低位 CCUS低位	再エネ低位 CCUS低位	革新技術 早期実装	再エネ低位 CCUS高位	再エネ高位 CCUS低位
革新技術			△	○				
社会変容				○				
電化		2030年までの傾向継続	2040年以降加速化	2030年以降加速化				
省エネ進展		低位	2040年以降高位	高位				
再エネ上限 (GW)	太陽光	160/209	160/209	160/209	160/209	185/209	160/209	201/384
	洋上風力	15/45	15/45	15/45	15/45	25/45	15/45	45/179
新燃料	燃料比(上限)	0%/0%	0%/100%	25%/100%	25%/100%	25%/100%	25%/100%	25%/100%
	自給率	—	1割程度	1割程度	1割程度	1割程度	1割程度	3割程度
原子力		1400億kWh						
2050年GHG排出量		7割程度減	GHGネットゼロ					
GHG排出経路			上に凸	直線	直線	下に凸	直接	直線
炭素価格(千円/tCO <sub>2</sub> )		0	10/40	10/40	10/40	20/40	10/40	10/40
CO <sub>2</sub> 貯留(上限)(MtCO <sub>2</sub> )		0	6/120	27/120	27/120	82/120	27/200	27/120

注：2つの数字が記載されているセルは2040年/2050年の数字を示す。

### (3) 温室効果ガスの排出経路

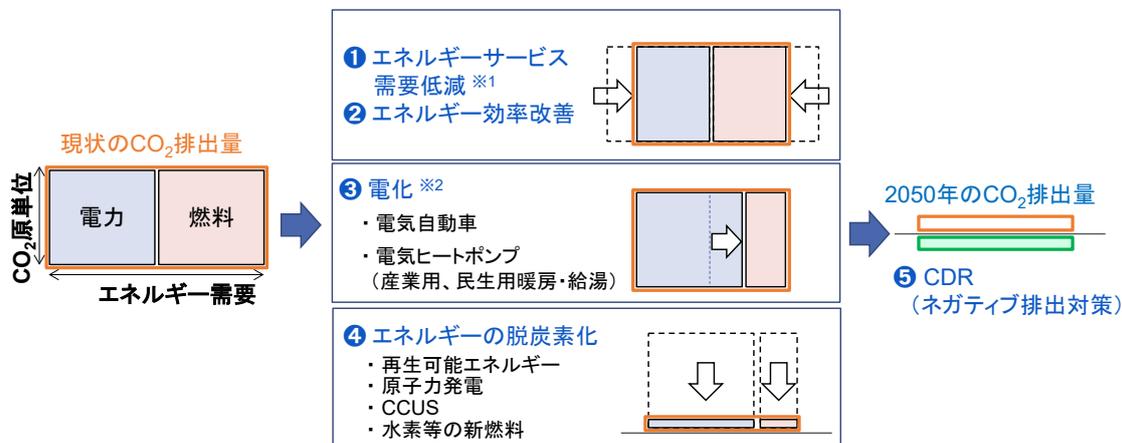
すべてのシナリオ、ケースの前提として、2030年のGHG排出量については2021年10月にNDC<sup>6</sup>に示された目標である2013年度比46%削減と同じ対策強度で実現するとしている。また、2050年については「革新技术シナリオ」と「社会変容シナリオ」においてはGHGネットゼロを達成することを前提とした。両シナリオにおける2030年と2050年との間の排出経路については、両年を直線で結んだ経路を仮定し、概ねその経路を通るような対策の組み合わせを推計した。「社会変容シナリオ」のうち、シナリオⅢ-aは他よりも対策を早期に実装するために直線よりも下に凸の経路になる。また、技術進展シナリオのうち、シナリオⅠ-aについては、2050年にGHGネットゼロを達成するように、2040年以降の対策導入量を加速させるとした。なお、対策普及に対する経済面、社会面、技術面等の様々な検討によって、GHG排出経路は異なってくるものであり、経過年におけるGHG排出量については、各年の目標を示すものではない。

### (4) 最終エネルギー消費部門の削減対策

脱炭素社会の実現に向けて、エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出の削減対策については、図2-2に示すとおり、1) エネルギーサービス需要量の低減、2) エネルギー効率の改善、3) 電化の推進、4) エネルギーの脱炭素化、の4つを柱とし、詳細な対策技術群を設定した。一つ目のエネルギーサービス需要量の低減は、人々の効用等を維持または向上させつつ、エネルギー消費に繋がるような財やサービスの需要を低減させることであり、具体的には表2-2で定義した製品の長寿命化や構造の最適化などによる素材需要の低減、デジタル化の進展による人やモノの移動の低減のほか、建物の断熱向上に伴う暖房機器利用の低減などがこれにあたる。二つ目のエネルギー効率の改善は、燃料燃焼機器、電気機器、輸送機器のエネルギー消費効率の向上が対象である。三つ目の電化の推進は、燃料消費機器の利用から電力消費機器の利用にシフトすることを指す。再生可能エネルギー発電の導入ポテンシャルが大きいこともあり、電力消費の方が燃料消費よりも脱炭素化が容易であるため、電化の推進は脱炭素化の蓋然性を高めることになる。また、内燃機関自動車から電気自動車、ボイラ・ストーブから電気ヒートポンプなどの電化は、エネルギー効率改善の効果も有する。四つ目のエネルギーの脱炭素化は、電力や燃料の消費に伴うCO<sub>2</sub>排出量を低減することである。電力については、再生可能エネルギー発電、原子力発電、CCUS付き火力発電などの脱炭素電源の比率を高めることである。燃料については、化石燃料利用から、水素・アンモニアなどの新燃料やバイオマス燃料の利用にシフトさせることである。そして、この四つの柱を最大限に導入しても残余してしまう排出量に対して、森林吸収など大気中のCO<sub>2</sub>を直接除去する対策（Carbon Dioxide Reduction, CDR）を講じて、排出量をオフセットすることでカーボンニュートラルを実現するのである。各部門の対策導入見通しについては表A-

<sup>6</sup> 環境省 日本のNDC（国が決定する貢献） <https://www.env.go.jp/earth/earth/ondanka/ndc.html>

1から表A-4に示す。また、エネルギー起源CO<sub>2</sub>以外のGHG削減対策については表A-5から表A-7に示す。



※1 人々の効用等を維持または向上させつつ、エネルギー消費に繋がるような財やサービス需要を低減させること。  
 ※2 内燃機関自動車から電気自動車、ボイラ・ストーブから電気ヒートポンプなどの電化はエネルギー効率改善の効果も持つ。  
 上図は環境省(2015) 温室効果ガス削減中長期ビジョン検討会とりまとめを参考に作成。

図2-2 ネットゼロ排出に向けた対策

### (5) 発電部門の削減対策の前提

各シナリオにおける発電部門の再生可能エネルギー発電の導入規模について、以下に示すような考え方に基づき上限値を設定した。

#### ① 2030年の再生可能エネルギー発電

発電のうち、再生可能エネルギー発電については種類別に容量ベースでの上限値を設定した。2030年ほどのシナリオも「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」（資源エネルギー庁，2021年10月）<sup>7</sup>に示された2030年度の導入量を達成することを前提とした。

#### ② 太陽光発電

太陽光発電の2030年以降の導入量については、低位と高位の2ケースを想定した。低位では、現状から2030年にかけての導入量の変化を2050年まで線形外挿したものを用い、2050年の導入量の上限値は209GWとした。高位は、環境省のREPOS（再生可能エネルギー情報提供システム）<sup>8</sup>が算定・公表している再生可能エネルギー発電の地域ごとの導入ポテンシャル量を参考に想定した。2050年には北海道・東北の土地系については導入ポテンシャル量の17.5%が顕在するとし、その他については導入ポテンシャルの35%相当分が顕在すると想定した。その結果、2050年における全国の導入量の上限値は384GWで、低位の2倍

<sup>7</sup> 資源エネルギー庁(2021) 2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\\_plan/](https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/)

<sup>8</sup> 環境省 再生可能エネルギー情報提供システム（REPOS）ポテンシャル情報

<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/42.html>

程度に相当する。高位における2030年から2050年までの導入見込み量の推移については、等比で増加すると仮定した。なお、社会変容シナリオのうち、革新的技術がより早期に実装されるシナリオ（シナリオⅢ-a）については、低位における想定よりも5年前倒しの普及量になると想定した。具体的な太陽光発電導入量の想定値を表2-4に示す。

表 2-4 太陽光発電導入量の上限値の想定

シナリオ		再エネの想定	2030	2035	2040	2050
技術進展	I / I -a	低位	111 GW	135 GW	160 GW	209 GW
革新技術	II	低位	111 GW	135 GW	160 GW	209 GW
社会変容	Ⅲ/Ⅲ-b	低位	111 GW	135 GW	160 GW	209 GW
	Ⅲ-a	低位(早期実装)	111 GW	160 GW	185 GW	209 GW
	Ⅲ-c	高位	111 GW	149 GW	201 GW	384 GW

### ③ 洋上風力発電

洋上風力発電の2030年以降の導入量についても、低位と高位の2ケースを想定した。低位では、洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会「洋上風力産業ビジョン(第一次)」(2020年)<sup>9</sup>において2040年までに30~45GWの案件形成を目標としていることを参考に、2050年の導入量の上限値を45GWとした。2030年から2050年までの経過年は等比補間した。一方、高位では、環境省REPOSが算定・公表している再生可能エネルギー発電の地域ごとのポテンシャル量を参考に想定した。2050年には各地域の導入ポテンシャルのうち、着床は30%、浮体は10%に相当する量が顕在化すると想定した。その結果、2050年における高位の全国の洋上風力発電の導入量の上限値は179GWで、低位の4倍程度に相当する。2040年は45GWとし、経過年は等比補間した。社会変容シナリオのうち、革新的技術がより早期に実装されるシナリオ（シナリオⅢ-a）については、低位における想定よりも5年前倒しの普及量になると想定した。具体的な洋上風力発電導入量の想定値を表2-5に示す。

表 2-5 洋上風力発電導入量の上限値の想定

シナリオ		再エネの想定	2030	2035	2040	2050
技術進展	I / I -a	低位	6 GW	9 GW	15 GW	45 GW
革新技術	II	低位	6 GW	9 GW	15 GW	45 GW
社会変容	Ⅲ/Ⅲ-b	低位	6 GW	9 GW	15 GW	45 GW
	Ⅲ-a	低位(早期実装)	6 GW	15 GW	25 GW	45 GW
	Ⅲ-c	高位	6 GW	16 GW	45 GW	179 GW

<sup>9</sup> 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会(2020)洋上風力産業ビジョン(第1次)  
<https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001382705.pdf>

#### ④ 水力発電

水力発電の2030年以降の導入量の上限については、低位と高位の2ケースを想定した。低位では、現状から2030年にかけての導入量変化を2030年以降、線形外挿したものをを用い、2050年における導入量は25GWとした。高位では、環境省REPOSが算定・公表している中小水力発電の地域ごとのポテンシャル量を参考に想定した。2050年には各地域の導入ポテンシャルの50%に相当する量が顕在化すると想定し、2050年の導入量を27GWとした。経過年は線形補間した。揚水発電については、現状水準で横這いと想定した。表2-6に水力発電導入量（揚水発電は含まず）の上限値の想定を示す。

表 2-6 水力発電導入量(揚水発電含まず)の上限値の想定

シナリオ			2030	2035	2040	2050
I / I-a	技術進展		23 GW	23 GW	24 GW	25 GW
II	革新技術	再エネ低位	23 GW	23 GW	24 GW	25 GW
III/III-b	社会変容	再エネ低位	23 GW	23 GW	24 GW	25 GW
III-a	社会変容	再エネ低位(早期実装)	23 GW	23 GW	24 GW	25 GW
III-c	社会変容	再エネ高位	23 GW	24 GW	24 GW	27 GW

#### ⑤ 陸上風力・地熱・バイオマス発電

陸上風力発電、地熱発電、バイオマス発電については、全てのシナリオにおいて共通の想定とし、現状から2030年にかけての導入量変化を線形外挿したものをを用いた。表2-7にこれらの発電技術の導入量の上限値の想定を示す。

表 2-7 陸上風力・地熱・バイオマス発電導入量の上限値の想定

	シナリオ	2030	2035	2040	2050
陸上風力	すべてのシナリオ	18 GW	25 GW	32 GW	46 GW
地熱	すべてのシナリオ	1.5 GW	2.0 GW	2.4 GW	3.3 GW
バイオマス	すべてのシナリオ	8 GW	10 GW	11 GW	14 GW

#### ⑥ 原子力発電

全てのシナリオ・ケースにおいて共通の想定とし、2050年の総発電電力量に占める原子力発電の割合を1割程度とした。2050年の総発電電力量は、シナリオごとに結果が異なるが、これまでの試算において新燃料の国内自給を高めた場合には1.4兆kWh前後となったことから、2050年の原子力発電の発電電力量はどのケースについても1400億kWhとし、経過年については2030年値との間で線形補間した。表2-8に原子力発電の発電電力量の想定を示す。

表 2-8 原子力発電の発電電力量の想定

	シナリオ	2030	2035	2040	2050
原子力発電	すべてのシナリオ	197 TWh	183 TWh	169 TWh	140 TWh

⑦ CCUS付き火力発電

CO<sub>2</sub>地下貯留量について上限値を設定する。その想定については(6)を参照のこと。合成燃料の国内生産には国内の発電部門や産業プロセスから回収されたCO<sub>2</sub>が利用されると想定した。CO<sub>2</sub>貯留量とCO<sub>2</sub>利用量の合計値は、CO<sub>2</sub>回収量に一致するとした。CO<sub>2</sub>回収量は、産業部門（鉄鋼、セメント、石油化学）の製造プロセスにおける回収量とCCUS火力発電（化石燃料、バイオマス発電）の合計になる。

⑧ 水素・アンモニア発電

アンモニアの需要は、船舶と発電に限定した。アンモニアの総供給量の上限値を設定（(7)参照）するため、その範囲内においてアンモニア火力発電が稼働する。また、水素については特に上限を設定せず、また、発電用の水素は全て輸入と想定した。

(6) CO<sub>2</sub>地下貯留

表2-9にCO<sub>2</sub>地下貯留量の上限についての想定を示す。経済産業省「CCS 長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」(2023年)<sup>10</sup>では、「2050年時点で年間約1.2～2.4億tのCO<sub>2</sub>貯留を可能とすることを目安」としている。この値を参考に、低位では2050年時点でのCO<sub>2</sub>貯留の上限値を1.2億tCO<sub>2</sub>と設定した。また、同とりまとめにおいて「2030年までに年間貯留量600～1,200万tの確保に目途を付けることを目指す」としていることから、2030年の導入量を600万tCO<sub>2</sub>とし、経過年については等比補間した。高位においては2050年時点でのCO<sub>2</sub>貯留の上限値を2.0億tCO<sub>2</sub>と設定した。社会変容シナリオのうち、革新的技術が比較的早期に実装されるシナリオ（シナリオⅢ-a）については、2045年に1.2億tCO<sub>2</sub>に達するとし、経過年について線形補間した。

表 2-9 CO<sub>2</sub> 地下貯留量の想定

シナリオ		CCUSの想定	2030	2035	2040	2050
技術進展	I	未普及	0 MtCO <sub>2</sub>	0 MtCO <sub>2</sub>	0 MtCO <sub>2</sub>	0 MtCO <sub>2</sub>
	I-a	低位(後期実装)	6 MtCO <sub>2</sub>	6 MtCO <sub>2</sub>	6 MtCO <sub>2</sub>	120 MtCO <sub>2</sub>
革新技術	Ⅱ	低位	6 MtCO <sub>2</sub>	13 MtCO <sub>2</sub>	27 MtCO <sub>2</sub>	120 MtCO <sub>2</sub>
社会変容	Ⅲ/Ⅲ-c	低位	6 MtCO <sub>2</sub>	13 MtCO <sub>2</sub>	27 MtCO <sub>2</sub>	120 MtCO <sub>2</sub>
	Ⅲ-a	低位(早期実装)	6 MtCO <sub>2</sub>	44 MtCO <sub>2</sub>	82 MtCO <sub>2</sub>	120 MtCO <sub>2</sub>
	Ⅲ-b	高位	6 MtCO <sub>2</sub>	13 MtCO <sub>2</sub>	27 MtCO <sub>2</sub>	200 MtCO <sub>2</sub>

10 経済産業省 (2023) CCS 長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ

[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/ccs\\_choki\\_roadmap/20230310\\_report.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/20230310_report.html)

## (7) 新燃料(水素・アンモニア・合成燃料)

図2-3に、本分析で想定した水素需要量の目安とアンモニア需要量の上限の推移を示す。

2023年6月に公表された水素基本戦略<sup>11</sup>における2050年度の水素導入量目標は2,000万トンである。この重量ベースの目標値をエネルギー量に換算すると6,800万toe（高位発熱量換算）となる。これは、2021年度の日本における化石燃料消費量（3.71億toe）と比べると、その2割程度に相当する。分析では水素の供給量について、水素基本戦略の供給目標を目安として2050年における新燃料の供給量の上限を水素換算2,000万トン程度とするが、水素発電に対する依存が相対的に大きいシナリオⅢとⅢ-aについてはこれを上限とはしていない。

一方、アンモニアについては、燃料アンモニア導入官民協議会（2021年）<sup>12</sup>において「2030年には国内で年間300万トン（水素換算で約50万トン）、2050年には国内で年間3000万トン（水素換算で約500万トン）のアンモニア需要を想定する」としている。本分析では、アンモニアの需要量の上限として、この需要見通しを設定した。

なお、これら新燃料の供給について、国内で生産するか海外から輸入するかによって、再生可能エネルギーの国内での導入量が大きく変化することを2024年4月に開催された中央環境審議会地球環境部会地球温暖化対策計画フォローアップ専門委員会（第7回会合）にて報告した。今回の分析においては、表2-3に示すように新燃料の国産比率は1割程度とし、再生可能エネルギー発電の導入量が相対的に高位であるシナリオⅢ-cについてのみ、その比率を3割程度と想定した。

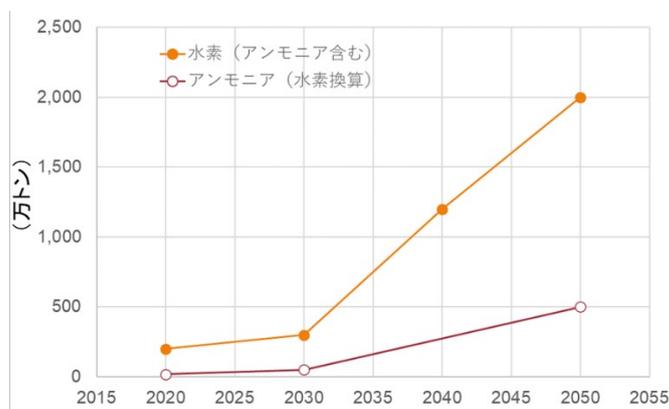


図2-3 水素需要量の目安とアンモニア需要量の上限の推移

11 再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議（2023）水素基本戦略

[https://www.cas.go.jp/seisaku/saisei\\_energy/pdf/hydrogen\\_basic\\_strategy\\_kaitai.pdf](https://www.cas.go.jp/seisaku/saisei_energy/pdf/hydrogen_basic_strategy_kaitai.pdf)

12 燃料アンモニア導入官民協議会（2021）燃料アンモニア導入官民協議会中間取りまとめ

[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/nenryo\\_anmonia/20200208\\_report.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/nenryo_anmonia/20200208_report.html)

### 3. シミュレーション結果

#### 3.1 排出経路に関する分析～脱炭素対策の早期/後期実装の比較検討

本節では2050年のネットゼロの実現に向けて、脱炭素対策を早期に実装する場合と遅れて実装する場合の比較を行うために、以下のシナリオに基づくシミュレーション結果に焦点を当てる。

- ・ シナリオ I 技術進展シナリオ
- ・ シナリオ I -a 技術進展シナリオ+革新技术実装後期
- ・ シナリオ II 革新技术シナリオ
- ・ シナリオ III (革新技术+) 社会変容シナリオ
- ・ シナリオ III-a (革新技术+) 社会変容シナリオ+革新技术実装早期

##### (1) 温室効果ガスの排出経路

GHG排出経路を図3-1に示す。シナリオ I では革新的技術の普及が十分でないために、2050年GHG排出量のネットゼロは達成されず、2050年の排出量は2013年比7割程度の削減にとどまる。シナリオ I -aは、2050年においてネットゼロを達成するようにシナリオ I の2040年以降に革新的技術の急速な導入（実装後期）を想定するものである。シナリオ II は2030年から2050年にかけて直線的な排出経路であるが、シナリオ III よりもやや排出量が上回る経路となっている。これは、シナリオ II における素材生産や輸送量がシナリオ III のそれらよりも大きいためである。シナリオ III -aは革新的技術の普及がシナリオ III よりも早期に実現するため（実装早期）、シナリオ III を十分に下回る排出経路を実現している。

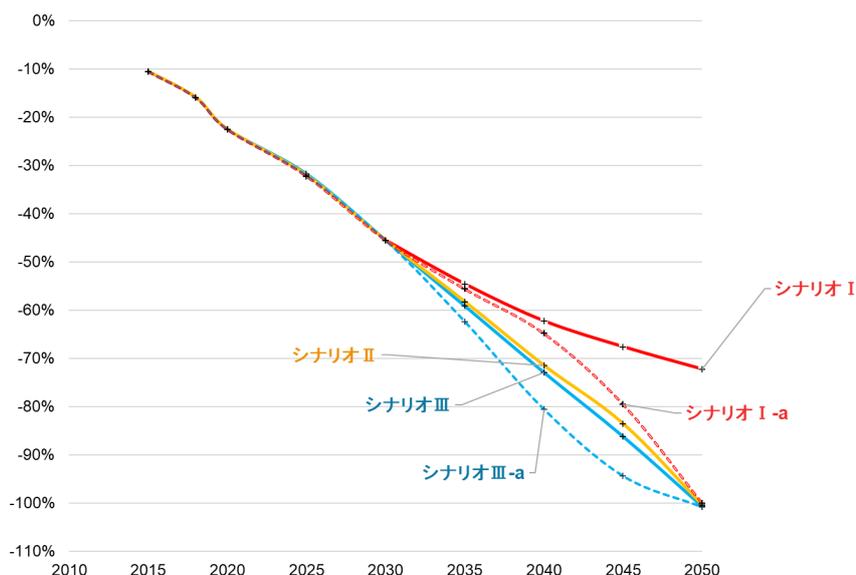


図3-1 温室効果ガス排出経路(2013年排出量比)

## (2) 最終エネルギー消費量

最終エネルギー消費量の推移を図3-2に、最終エネルギー消費部門における電化率の推移を図3-3に、エネルギー種別の最終エネルギー消費量の推移を図3-4にそれぞれ示す。我が国では多くのエネルギー機器は既に普及が行き届いている状態にあり、買換えのタイミングで高効率機器や電化シフトが生じる。最終エネルギー消費部門の省エネや電化の進展には弛まない後押しが必要であり、シナリオ I -aのように後期に集中的に対策推進を実施しても、最終エネルギー消費量や電化率の水準は2050年までにシナリオ II の水準に届かず、合成燃料によってネットゼロを実現している。

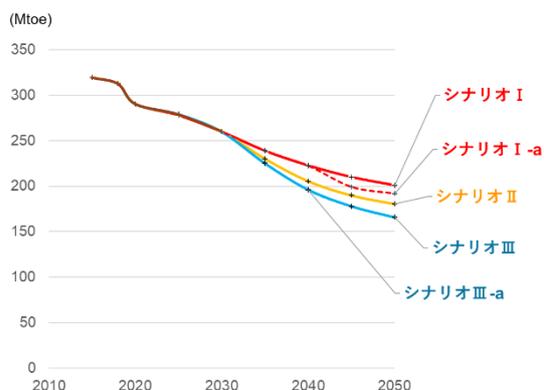


図3-2 最終エネルギー消費量

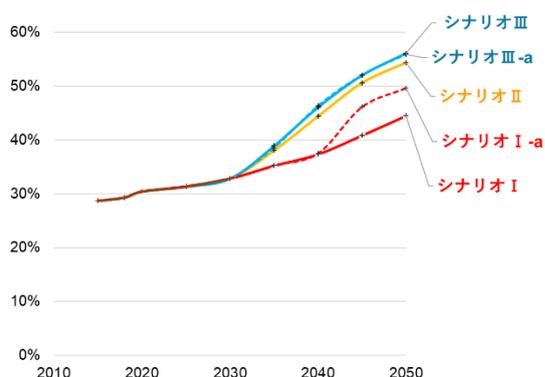


図3-3 最終エネルギー消費部門の電化率

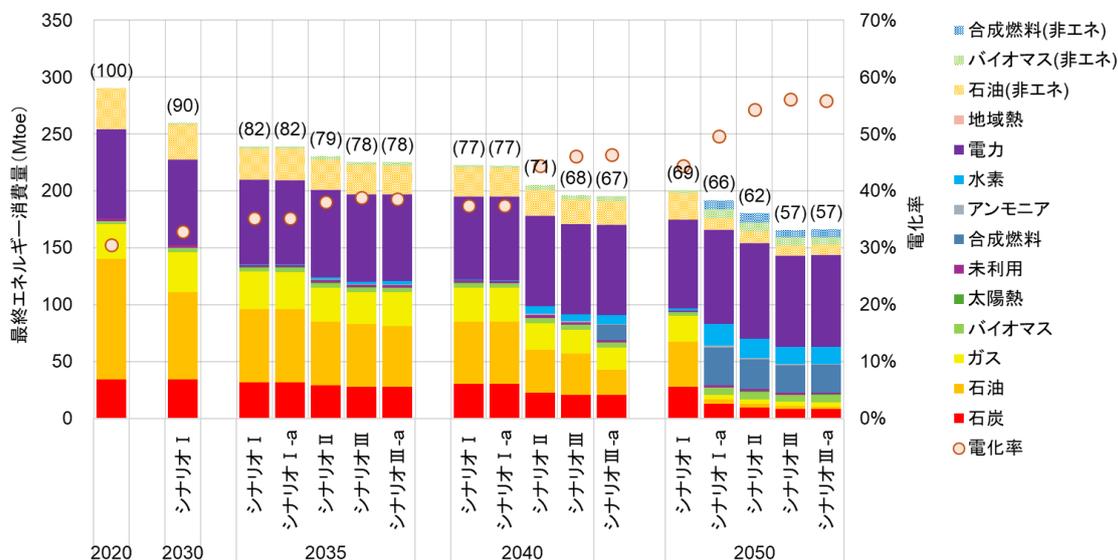


図3-4 エネルギー種別最終エネルギー消費量

注1) ( ) 内の数字は2020年度の最終エネルギー消費量を100とした場合の各年の消費量を示す。

注2) 電化率は最終エネルギー消費量（非エネ利用除く）に占める電力消費量の割合

### (3) 新燃料需要量

最終エネルギー消費部門の新燃料（アンモニア、水素、合成燃料）需要量の推移を図3-5に示す。電化が難しいために将来においても燃料需要が残存する部門では、燃料利用の脱炭素化のために新燃料が必要となる。シナリオⅡやシナリオⅢでは、2035～2040年にかけて年あたり数Mtoe程度の新燃料の需要が生じ、2040年以降に急速に需要が増加している。シナリオⅠ-aでは2040年まで新燃料の需要はゼロであるが、2040年以降に急増し、2050年の需要はシナリオⅡやシナリオⅢを上回る。これは、シナリオⅠ-aではシナリオⅡやシナリオⅢと比較して省エネ・電化の進展が遅れるため、2050年の新燃料の需要が大きくなるためである。一方、最終エネルギー消費部門の化石燃料消費量の推移を図3-6に示す。新燃料への転換の時期に応じて、化石燃料消費量の減少が確認できる。

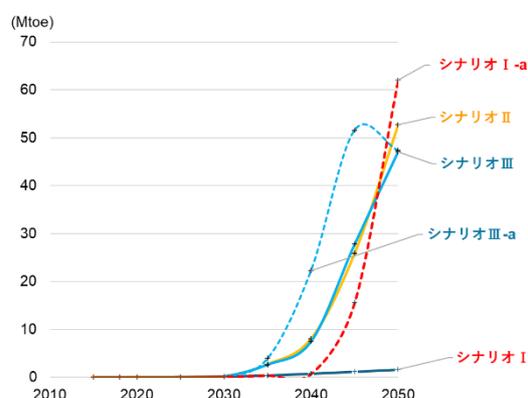


図3-5 新燃料需要量(最終エネルギー消費部門)

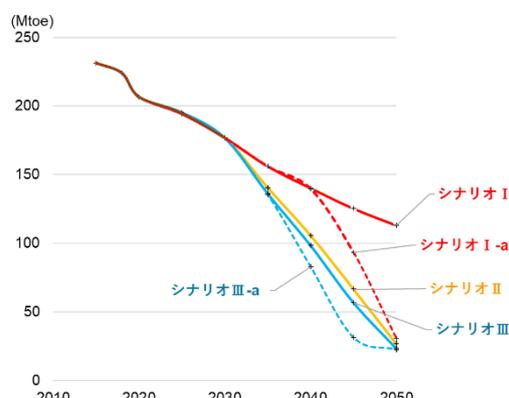


図3-6 化石燃料消費量(最終エネルギー消費部門)

### (4) 発電構成

発電電力量の推移を図3-7に示す。シナリオⅠ以外のシナリオは新燃料需要が大きく増加し、どのシナリオもその1割程度を国内生産すると想定している。その生産に伴い新たな電力需要が生じ、発電電力量が増加している。発電時にCO<sub>2</sub>をほとんど排出しない脱炭素電源（再生可能エネルギー発電、原子力発電、CCUS付火力発電、水素・アンモニア発電）の発電電力量の推移を図3-8に示す。脱炭素電源の構成は現状から増加していき、2050年にはほぼ100%が脱炭素電源になっている。中でも再生可能エネルギー発電の発電電力量は図3-9に示すように堅調に増加している。再生可能エネルギー発電の発電電力量が増加しているにもかかわらず、シナリオⅢ-a以外において脱炭素電源の割合が2020年代の増加率に比べて、2030年代の増加率が低くなっているのは、図3-10に示すように原子力発電の発電電力量の想定が2030年まで増加していることによるものである。

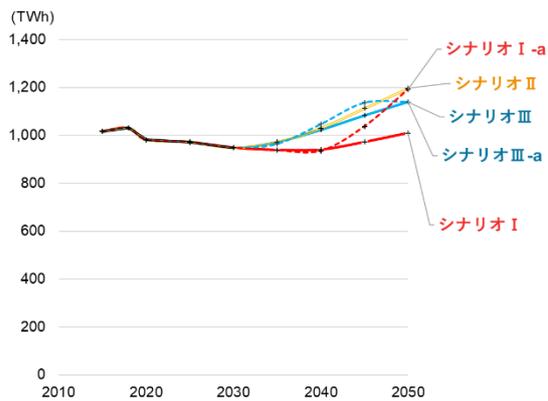


図3-7 発電電力量

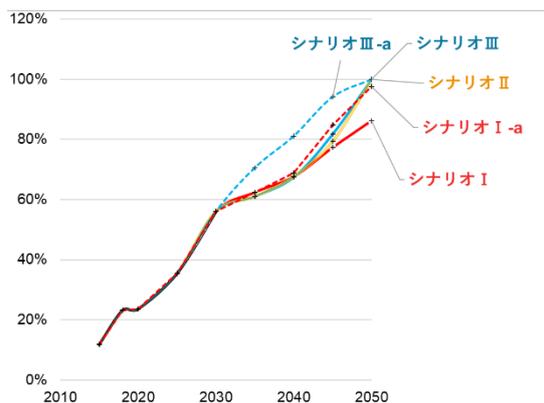


図3-8 脱炭素電源発電電力量

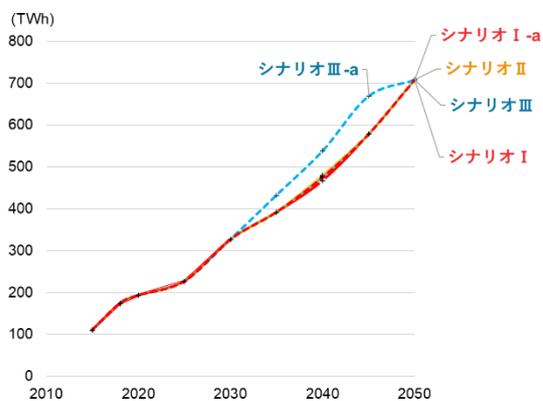


図3-9 再生可能エネルギー発電電力量

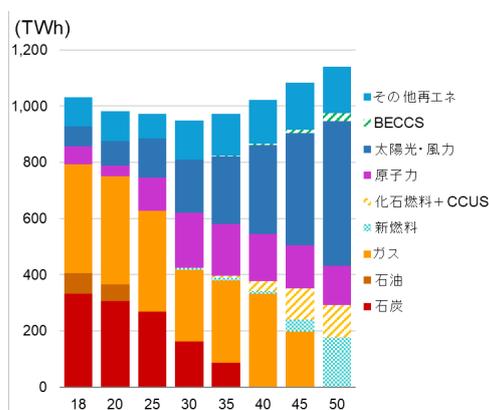


図3-10 発電電力量構成(シナリオⅢ)

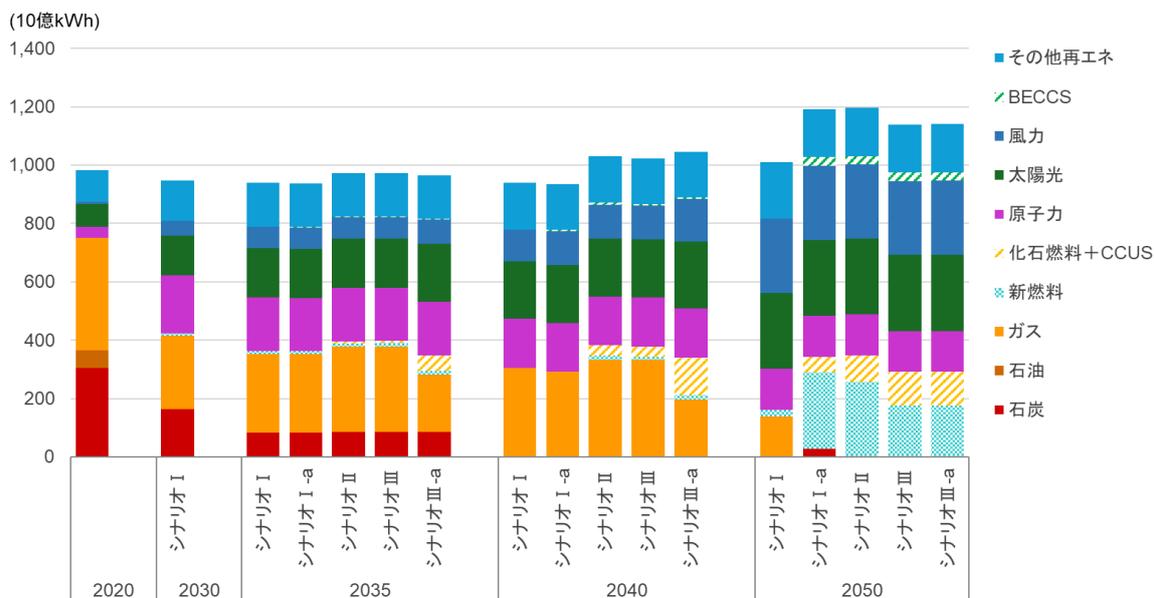


図3-11 電源種別発電電力量構成の推移

## (5) 革新的技術の導入速度

### ① 太陽光発電

各シナリオにおける2031～2040年及び2041～2050年の各10年間の太陽光発電の発電容量の増加量を表3-1に示す。2031～2040年におけるシナリオⅠ-aとシナリオⅢの増加量は49GW、シナリオⅢ-aは74GWである。1kW当たり太陽光発電のパネル面積を15m<sup>2</sup>とすると、発電容量の増加による面積の増加はそれぞれ735km<sup>2</sup>（東京都の面積の3分の1程度）、1,110km<sup>2</sup>（東京都の面積の2分の1程度）となる。また、住宅用太陽光発電（1戸当たり5kW）に換算すると、それぞれ980万戸、1,480万戸に相当する。

表3-1 太陽光発電の発電容量の推移

	発電容量 (GW)				発電容量増加量 (GW/10年)		面積換算 (km <sup>2</sup> /10年)		住宅戸数換算 (万戸/10年)	
	2022	2030	2040	2050	'31-'40	'41-'50	'31-'40	'41-'50	'31-'40	'41-'50
シナリオⅠ-a(実装後期)	71	111	160	209	49	49	735	735	980	980
シナリオⅢ			160	209	49	49	735	735	980	980
シナリオⅢ-a(実行早期)			184	209	74	25	1,110	375	1,480	500

注1) 面積換算：1kW当たり太陽光発電のパネル面積を15m<sup>2</sup>とし、発電容量増加量を面積換算。

注2) 住宅戸数換算：1戸当たりの住宅用太陽光発電を5kWとし、発電容量増加量を戸数換算。太陽光発電は住宅以外に、空き地、農地、業務建築物などにも設置されるが、ここでは仮に全て住宅に設置された場合を想定して試算を行った。

### ② 洋上風力発電

各シナリオにおける2031～2040年及び2041～2050年の各10年間の洋上風力発電の発電容量の増加量を表3-2に示す。2031～2040年におけるシナリオⅠ-aの増加量は7GW、シナリオⅢは9GW、シナリオⅢ-aは19GWである。2024年9月時点で再エネ海域利用法に基づく有望区域は9区域<sup>13</sup>であり、1区域当たり発電容量の平均値を計算すると0.57GWとなる。この値を用いて、2031～2040年における導入量を現在の有望区域の数に換算すると、それぞれ12区域、16区域、33区域となる。このことから、どのシナリオにおいても現状の有望区域数を上回る数の区域に相当する洋上風力発電を、2040年までに運転開始させなければならないことがわかる。

<sup>13</sup> 資源エネルギー庁「再エネ海域利用法に基づく区域指定・事業者公募の流れ及び案件形成状況」（2024.9）<https://www.meti.go.jp/press/2024/09/20240927004/20240927004.html>

表3-2 洋上風力発電の発電容量の推移

	発電容量 (GW)				発電容量増加量 (GW/10年)		有望区域換算 (箇所/10年)	
	2022	2030	2040	2050	'31-'40	'41-'50	'31-'40	'41-'50
シナリオ I -a (実装後期)	1	6	13	45	7	32	12	56
シナリオ III			15	45	9	30	16	53
シナリオ III-a (実行早期)			25	45	19	20	33	35

注) 有望区域換算：1区域当たり平均発電容量を0.57GWとし、発電容量増加量を有望区域数で換算。

### ③ 新燃料

各シナリオにおける2031～2040年及び2041～2050年の各10年間の新燃料需要量の増加量を表3-3に示す。2031～2040年におけるシナリオ I -aの増加量は0Mtoe、シナリオ IIIは7Mtoe、シナリオ III-aは21Mtoeである。2022年度の我が国の天然ガス消費量（94Mtoe）を100とすると、それらの量はそれぞれ0、6、22になる。一方、シナリオ I -aにおける2041～2050年における増加量は、2022年度の我が国の天然ガス消費量を上回る量である。

表3-3 新燃料の需要量の増加量

	需要増加量 (Mtoe/10年)		LNG比 (現状LNG=100)	
	'31-'40	'41-'50	'31-'40	'41-'50
シナリオ I -a (実装後期)	0	109	0	116
シナリオ III	7	71	6	76
シナリオ III-a (実行早期)	21	56	22	60

注) LNG比：2022年度の日本の天然ガス消費量（94Mtoe）を100とした場合の新燃料増加量の値。

### ④ CO<sub>2</sub>貯留量

各シナリオにおける2031～2040年及び2041～2050年の各10年間のCO<sub>2</sub>貯留量の増加量を表3-4に示す。2031～2040年におけるシナリオ I -aの導入量は27MtCO<sub>2</sub>、シナリオ IIIは27MtCO<sub>2</sub>、シナリオ III-aは82MtCO<sub>2</sub>である。2024年6月時点で独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）が経済産業省事業の一環として、2030年までの事業開始を目指すCCS事業は9案件<sup>14</sup>であり、1事業における年間CO<sub>2</sub>貯留量を計算すると2.26MtCO<sub>2</sub>となる。この値を用いて、2031～2040年におけるCO<sub>2</sub>貯留増加量を事業数に換算すると、それぞれ12事業、12事業、36事業となる。

<sup>14</sup> 経済産業省「CCS事業化に向けた先進的取組」  
<https://www.meti.go.jp/press/2024/06/20240628011/20240628011.html>

表3-4 CO<sub>2</sub>貯留量の増加量

	CO <sub>2</sub> 貯留増加量 (MtCO <sub>2</sub> /10年)		事業数換算 (事業数/10年)	
	'31-'40	'41-'50	'31-'40	'41-'50
シナリオ I -a (実装後期)	27	93	12	41
シナリオ III	27	93	12	41
シナリオ III-a (実行早期)	82	38	36	17

注) 事業数換算：1事業当たり平均CO<sub>2</sub>貯留量を2.26MtCO<sub>2</sub>とし、CO<sub>2</sub>貯留増加量を事業数で換算。

### (6) 脱炭素技術の導入・運用費用

脱炭素技術を導入するために必要な費用（固定費用）、技術を維持管理するために必要な費用（維持管理費）、技術を動かすために消費されるエネルギーを海外から調達する費用（エネルギー費用（輸入額））を、脱炭素技術の導入・運用費用として算定した。その結果を図3-12に示す。なお、脱炭素技術の導入量によって各年の導入・運用費用は大きく変動することから、図3-12においては5年平均の導入・運用費用を示している。

シナリオ III-a では、技術習熟に伴う費用低減が十分でない段階に再生可能エネルギー発電や新燃料利用などの革新的技術を早期に大量実装することになり、経過年における固定費用やエネルギー輸入（新燃料）の負担が増大する。また、需要側の省エネや電化は主に機器交換のタイミングで進展するものであり、短期間での進展は難しい。そのため、シナリオ I -a のような革新的技術の実装を2040年以降に頼ると、省エネ・電化の遅れから燃料需要量が相対的に高くなり、ネットゼロの実現のための新燃料利用に対する費用が増大する。

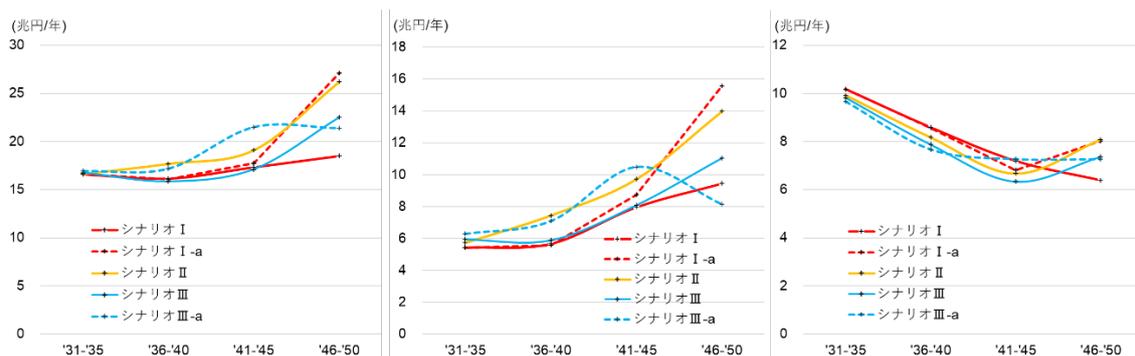


図3-12 エネルギー機器の導入・運用費用（左：総額、中央：固定費用、右：エネルギー輸入額）

エネルギー機器の導入コストについて、2050年までの固定費用の累積をシナリオ II とシナリオ III で比較したものを図3-13に示す。デジタル化・循環経済の進展などの社会変容によって2050年までの累積費用が40兆円程度低減されている。このことから、社会変容は

GHG低減効果だけでなく、エネルギーシステムに対するコストを低減させる効果を有することがわかる。社会変容の実現は、決して容易ではないが、GHGネットゼロの実現性を高めることにつながる。

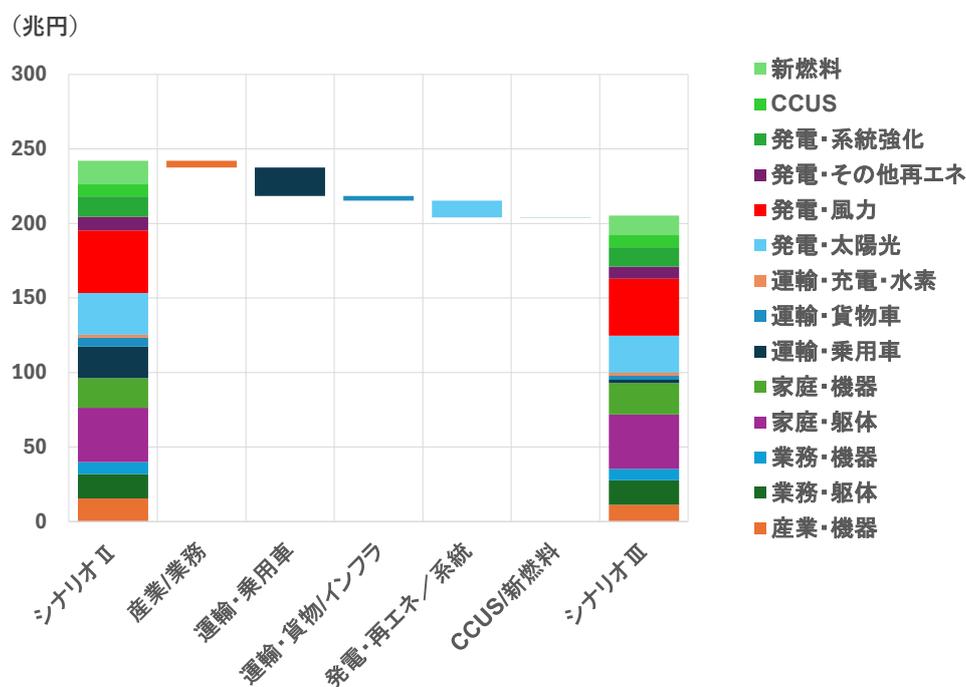


図3-13 エネルギー機器の導入コスト:2050年までの固定費用の累積

### (7) 脱炭素対策の早期/後期実装の比較検討

脱炭素対策を早期に実装した場合と後期に実装した場合のそれぞれの特徴を整理すると以下のようになる。

#### ① 経済性

脱炭素対策を早期に実装した場合には、脱炭素機器の費用が比較的高価な段階から普及を進めるため、投資額が相対的に大きくなる。一方、後期に実装した場合には、革新的技術の普及拡大に伴う費用低減効果によって、導入費用が相対的に安価になった状態のものを普及させることが可能になる。

#### ② 普及障壁

短期間での普及拡大を見込んでも、需要機器のように機器寿命の到来時に置換されていくものは、短期間での普及は困難である。

### ③ 普及速度

早期実装、後期実装ともに、短期間で大量のエネルギー機器・インフラを構築することが必要となる。本分析の例では、早期実装の場合には、現在の太陽光発電普及量の倍に相当する量を2030～40年の間に普及させる必要となる。また、後期実装の場合には、10年の間に現在のガス消費量に匹敵する量の新燃料を普及させる必要が必要となる。

### ④ 累積排出

脱炭素対策を早期に実装した場合には、累積排出量は相対的に低減される。一方、後期に実装した場合には、例え2050年到達時の排出量がネットゼロを実現したとしても、脱炭素技術が遅れる分、累積排出量は相対的に増加する。

### 3.2 エネルギー需給構造に関する分析

本節では異なる脱炭素対策の導入による影響について比較を行うために、以下のシナリオに基づくシミュレーション結果に焦点を当てる。

- ・シナリオⅠ 技術進展シナリオ
- ・シナリオⅢ (革新技術+) 社会変容シナリオ
- ・シナリオⅢ-b (革新技術+) 社会変容シナリオ+CCUS高位
- ・シナリオⅢ-c (革新技術+) 社会変容シナリオ+再エネ高位

#### (1) 温室効果ガス排出経路

4つのシナリオのGHG排出経路を図3-14に示す。シナリオⅢ、シナリオⅢ-b、シナリオⅢ-cは、2030年から2050年にかけて排出量が直線で低減されていく経路を想定した。シナリオⅠでは、2030年以降の革新的脱炭素技術の加速度的な展開を見込んでいないため、2050年におけるGHG排出量の削減率は2013年度比7割程度に留まる。

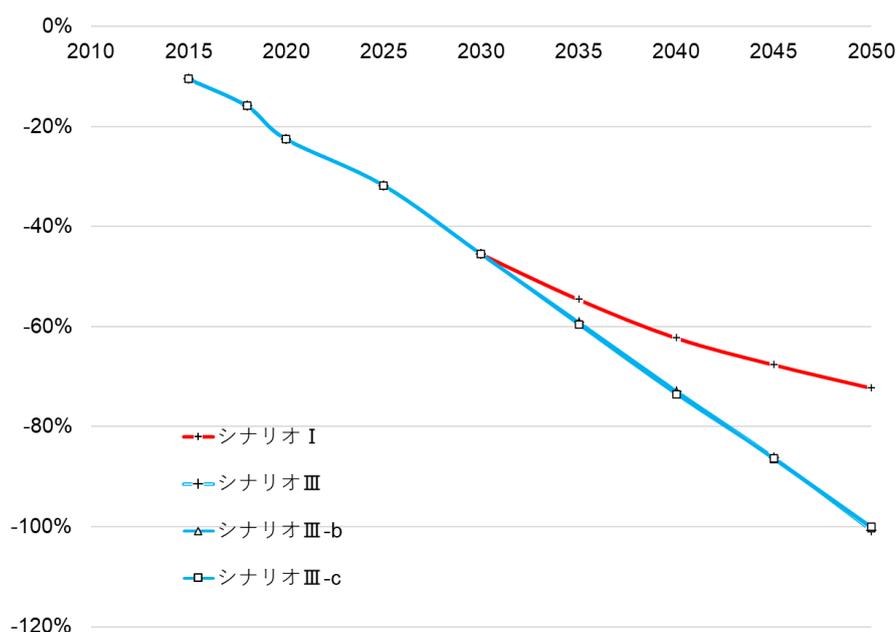


図3-14 温室効果ガス排出経路(2013年比)

#### (2) 最終エネルギー消費量

各シナリオの最終エネルギー消費量の推移を図3-15に示す。シナリオⅢ、シナリオⅢ-b、シナリオⅢ-cは同じ最終エネルギー消費部門の想定であるため、シナリオⅢの結果を代表として示している。シナリオⅠに比べてシナリオⅢでは、エネルギー消費効率の改善(省エネ)、燃料から電力利用へのシフト(電化)、化石燃料から新燃料への転換が堅調に進展している。

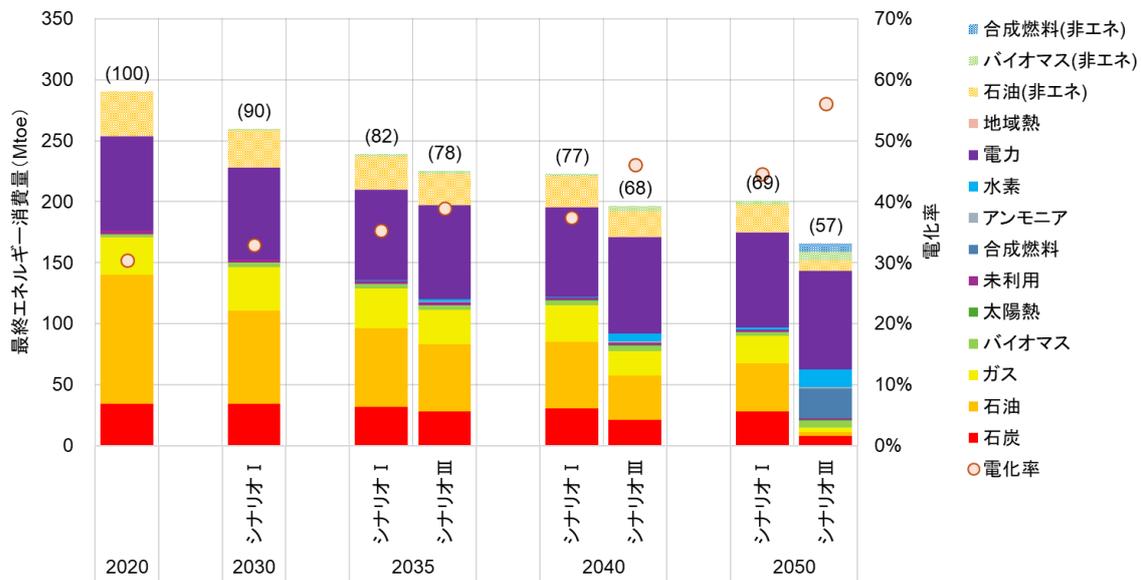


図3-15 エネルギー種別最終エネルギー消費量

注1) グラフ中の ( ) 内の数字は2020年度の最終エネルギー消費量を100とした場合の各年の消費量を示す。

注2) 非エネ利用を除く最終エネルギー消費量に占める電力消費量の割合

注3) シナリオIII、III-b、III-cの違いは再生可能エネルギー発電、CCUS、新燃料の想定でエネルギー供給に関するものであって、最終エネルギー消費量については3シナリオとも同じ値である。

## (2) 電力需要量

各シナリオの部門別電力需要量の推移を図3-16に示す。ここに示す電力需要量は、最終エネルギー消費部門（産業、業務、家庭、運輸）だけでなく、新燃料の国内生産に伴う電力需要や、その他エネルギー転換のために必要となる電力需要も含んだものである。最終エネルギー消費部門では、エネルギー効率の高い機器の導入の進展によって電力需要量が低減する一方で、燃料機器から電力機器への転換（電化の進展）やAI普及・通信量の増大などの電力需要が増加する要因もある。そのため、最終エネルギー消費部門の電力需要は将来にわたり低減しない。加えて、新燃料需要の一部が国内生産されることによって新たな電力需要が生じ、電力需要量は将来にかけて増加する傾向にある。

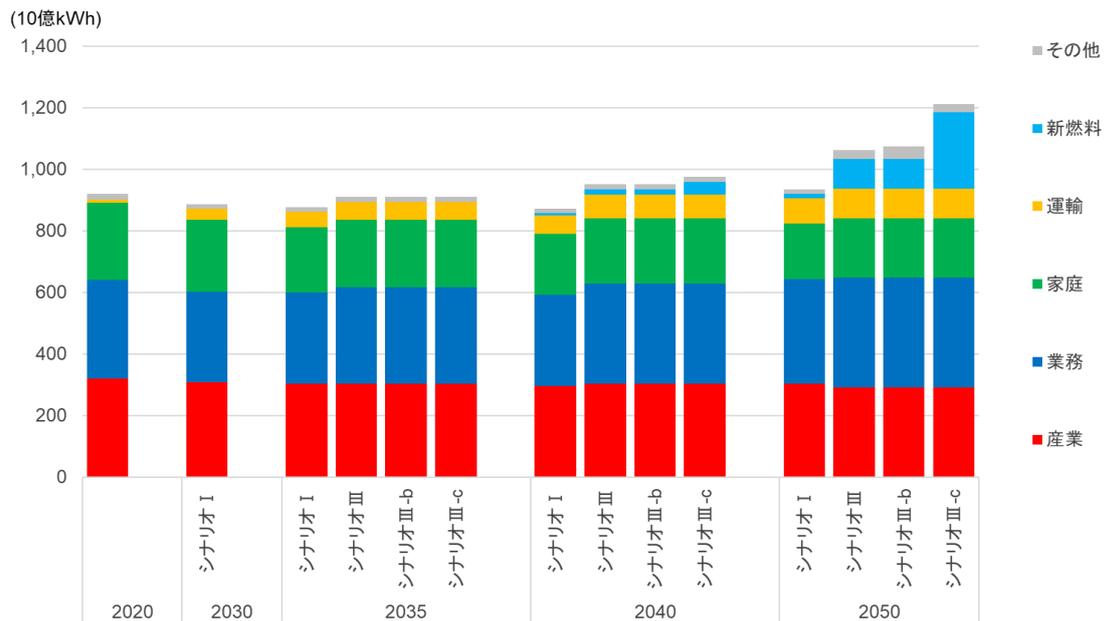


図3-16 電力需要量(部門別)

### (3) 発電電力量

各シナリオの電源種別発電電力量の推移を図3-17に示す。ネットゼロの実現に向けて、2050年には発電時にCO<sub>2</sub>をほとんど排出しない脱炭素電源（再生可能エネルギー発電、原子力発電、CCUS付火力発電、水素・アンモニア発電）が100%を占める。2040年にかけて再生可能エネルギー発電の導入が拡大し、石炭火力発電はフェーズアウトする。2040年以降は、さらなる再生可能エネルギー発電の拡大とともに、CCUS付き火力と新燃料火力発電の導入も拡大する。

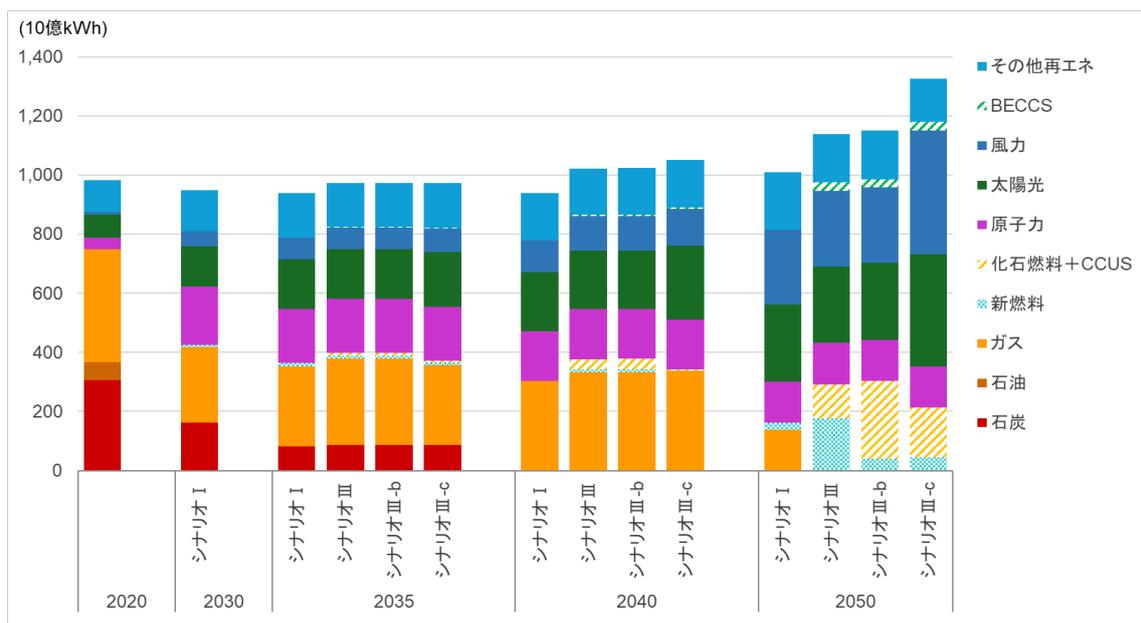


図3-17 電源種別発電電力量構成の推移

上記の発電電力量の構成に対応する洋上風力発電及び太陽光発電の発電容量を図3-18に示す。太陽光発電は2040年に2020年の2.5～3.2倍の発電容量が導入されている。

前節の表2-4及び表2-5に示すようにこれらの発電容量については、上限値を想定している。上限値が低位の想定になっているシナリオ I、シナリオ III、シナリオ III-bでは、洋上風力、太陽光ともに、上限値まで導入されている。一方、上限値が高位の想定になっているシナリオ III-cでは上限値を下回る導入量となっている。

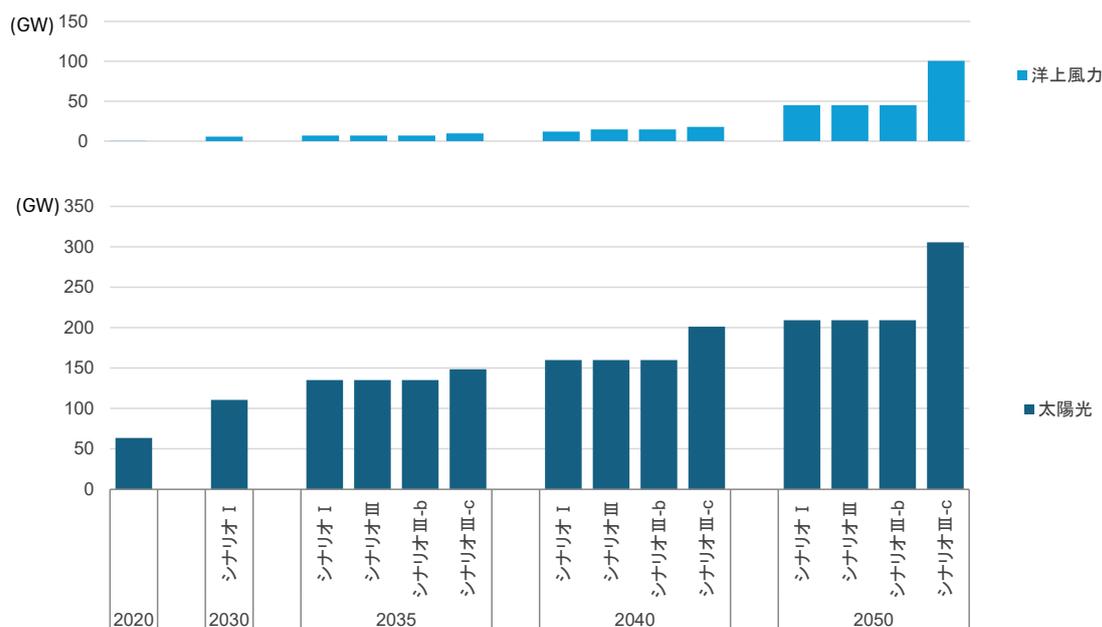
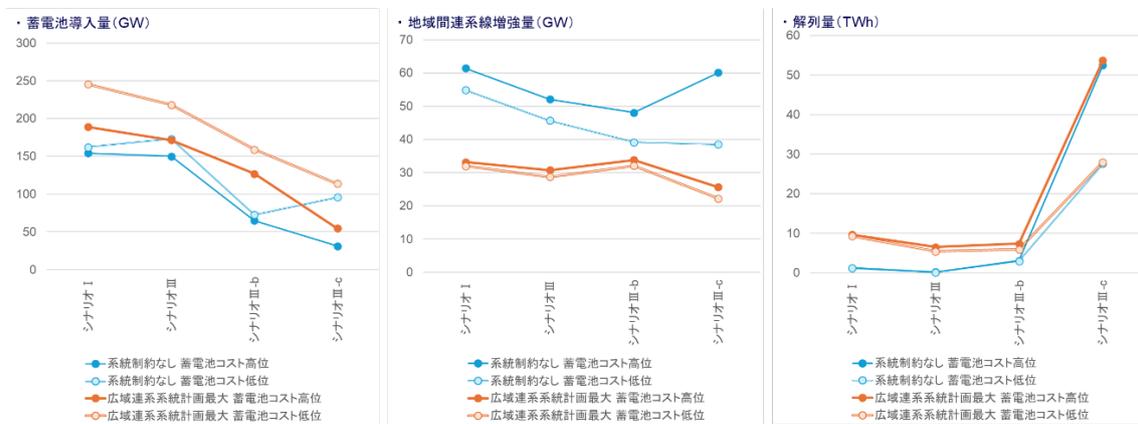


図3-18 太陽光発電・洋上風力発電の発電容量

## (5) 電力系統対策

それぞれのケースについて蓄電池の導入費用と地域間連系線の増強量について高位と低位の想定を行い、その影響について推計した結果を図3-19に示す。蓄電池については、蓄電池費用が安価であるほど、また、地域間連系の増強量に上限値を設定した方が、その導入量は大きくなる。地域間連系線については、蓄電池費用が高価であるほど増強量が大きくなる。解列量については、再生可能エネルギー導入量が低位の場合には、地域間連系の増強量の大小が解列量に優位に変化を与えているが、再生可能エネルギー導入量が高位の場合には、蓄電池費用の大小が解列量に優位に変化を与えている。なお、前節の排出経路分析においては、「系統制約なし」かつ「蓄電費用低位」の前提を用いて計算を行っている。



広域連系系統計画最大：現状の広域連系系統計画における計画値を上限とした場合

蓄電池費用高位：2050年 226USD/kWh (NREL USDOE Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update参照)

蓄電池費用低位：2050年 120USD/kWh (IEA World Energy Outlook 2024 参照)

図3-19 蓄電池導入量・地域間連系線増強量・解列量

## (6) 新燃料需要量

新燃料（アンモニア、水素、合成燃料）の需要量の推移について、各シナリオの部門別の推移を図3-20に、シナリオIIIの部門別・新燃料種別の需要量の推移を図3-21に示す。産業、運輸、発電部門において2040年以降、新燃料の需要が増加する。新燃料のうち、合成燃料の需要は最終エネルギー消費部門で増加し、水素は産業部門と発電部門、アンモニアは発電部門において増加する。

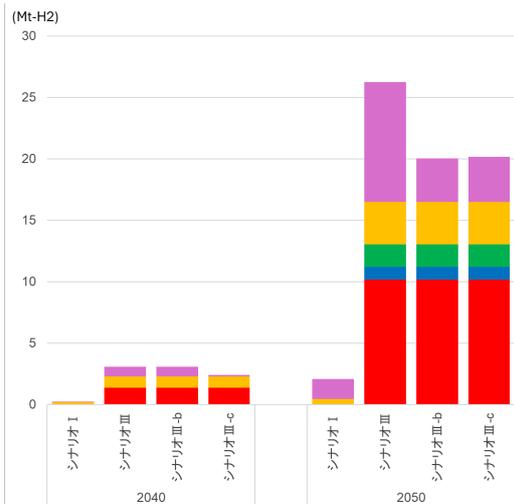


図3-20 新燃料需要量(部門別)

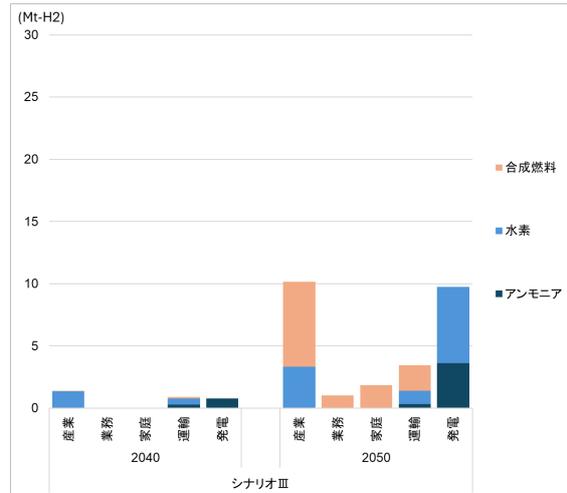
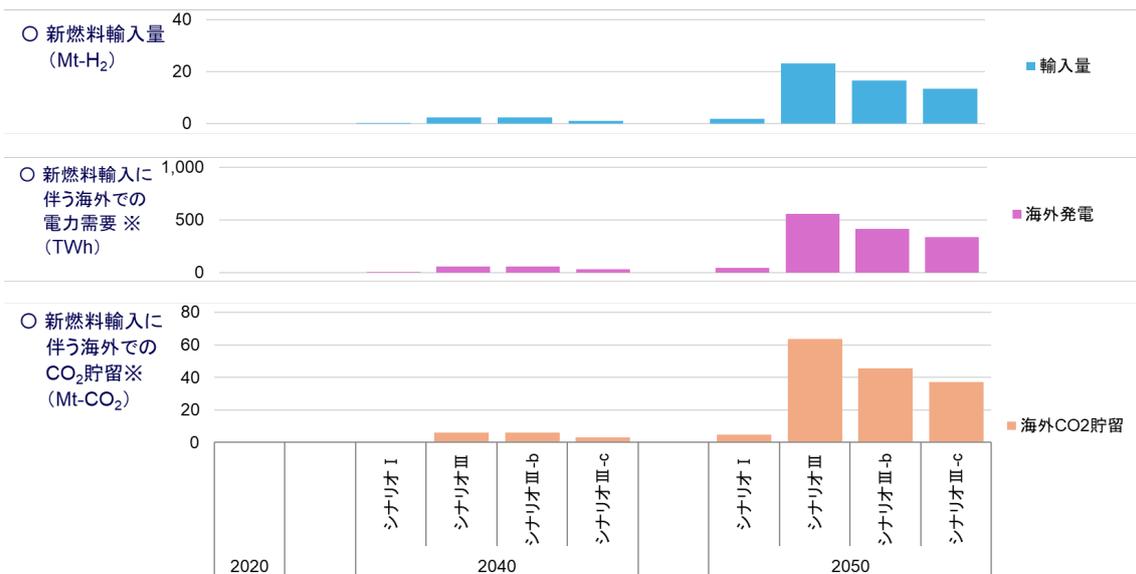


図3-20 新燃料需要量(部門別・新燃料種別)  
(シナリオ III)

注) 上記の水素需要量はMtoe (高位) 換算で2040年8~10Mtoe、2050年58~79Mtoe (ともにシナリオ III の場合)。

海外からの新燃料輸入が大きいということは、その生産のために海外での発電電力量が増大(グリーン水素由来の場合)、または海外でのCO<sub>2</sub>貯留量が増大(ブルー水素由来の場合)することを意味する。我が国の新燃料の輸入量、新燃料の輸入に伴い海外で生じる電力需要量、新燃料の輸入に伴い海外で生じるCO<sub>2</sub>貯留量を図3-22に示す。輸入によって調達される新燃料は グリーン水素由来50%、ブルー水素由来50%と想定している。我が国の新燃料の輸入に伴い海外で発生する電力需要は最大で約5,000億kWh、CO<sub>2</sub>貯留量は約6,000万tに達する。



※ 輸入される新燃料はグリーン水素由来50%、ブルー水素由来50%と想定。新燃料生産のために必要な電力及びCO<sub>2</sub>貯留のみを対象とし、日本への輸送のために必要とされるエネルギー量やCO<sub>2</sub>回収量は含めていない。

図3-21 新燃料輸入に伴う海外での電力需要及びCO<sub>2</sub>貯留量

## (7) CCUS

CO<sub>2</sub>回収量と回収したCO<sub>2</sub>利用量・貯留量を図3-23に示す。回収量の合計は、利用量と貯留量の合計に等しい。CO<sub>2</sub>はガスとバイオマスの火力発電、鉄鋼・セメント・有機化学の産業プロセスから回収される。回収されたCO<sub>2</sub>の一部は合成燃料の生産のための炭素源として利用されるが、多くは地下等に貯留される。

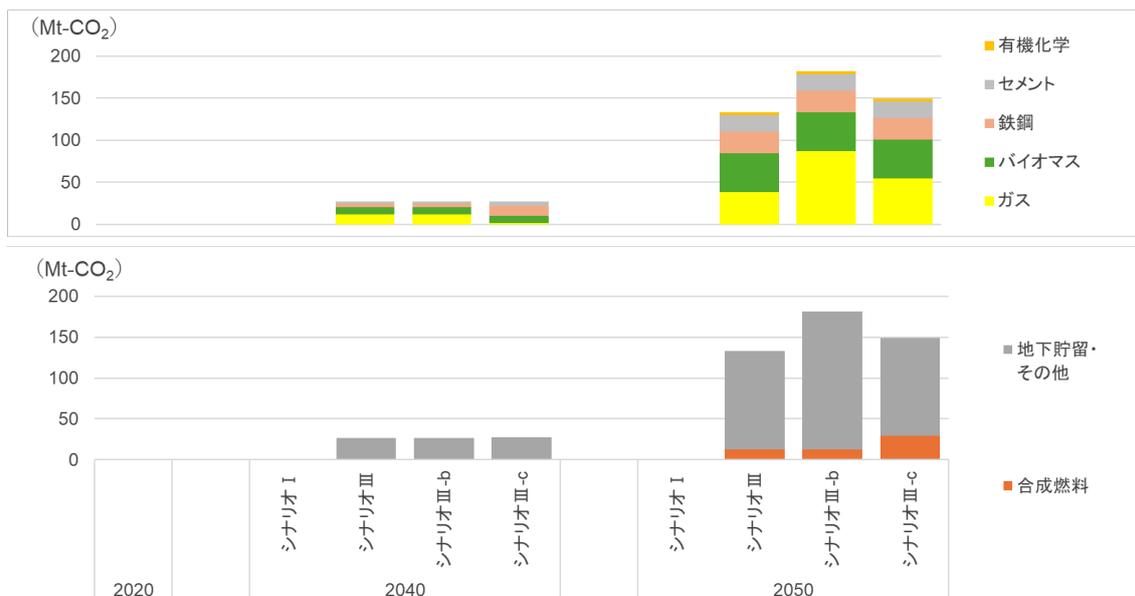


図3-22 CO<sub>2</sub>回収量・利用量・貯留量  
(上段：CO<sub>2</sub>回収量、下段：CO<sub>2</sub>利用量・貯留量)

## (8) エネルギー輸入額・自給率

化石燃料消費量、エネルギー輸入額、エネルギー自給率の推移を図3-24に示す。どのシナリオにおいても、省エネの進展と再生可能エネルギーの増加に伴い、エネルギー輸入額は低減し、エネルギー自給率は増加する。新燃料輸入量が少ないシナリオ III-cでは、輸入額が最も小さく、エネルギー自給率は最も高くなっている。

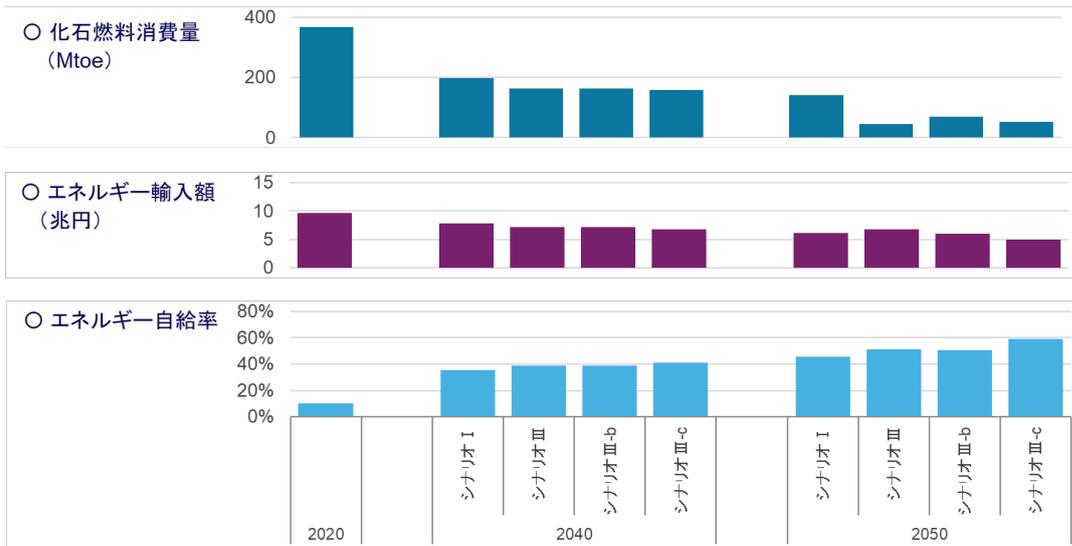


図3-23 化石燃料消費量・エネルギー輸入額・エネルギー自給率

#### (9) 脱炭素技術の導入・運用費用

省エネやCO<sub>2</sub>削減に寄与する脱炭素技術の導入のために必要な固定費用（投資額）、技術の維持管理のために必要な費用、技術を利用するために必要なエネルギーの輸入額について、これらを合計した費用を図3-25に示す。ここでは、2031～2040年及び2041～2050年の各10年間の平均費用を示している。2040年まではシナリオによる大きな違いはない。2041年以降については、再エネ高位のシナリオ III-c では輸入額が抑えられるものの投資額と維持管理費用が大きくなる。

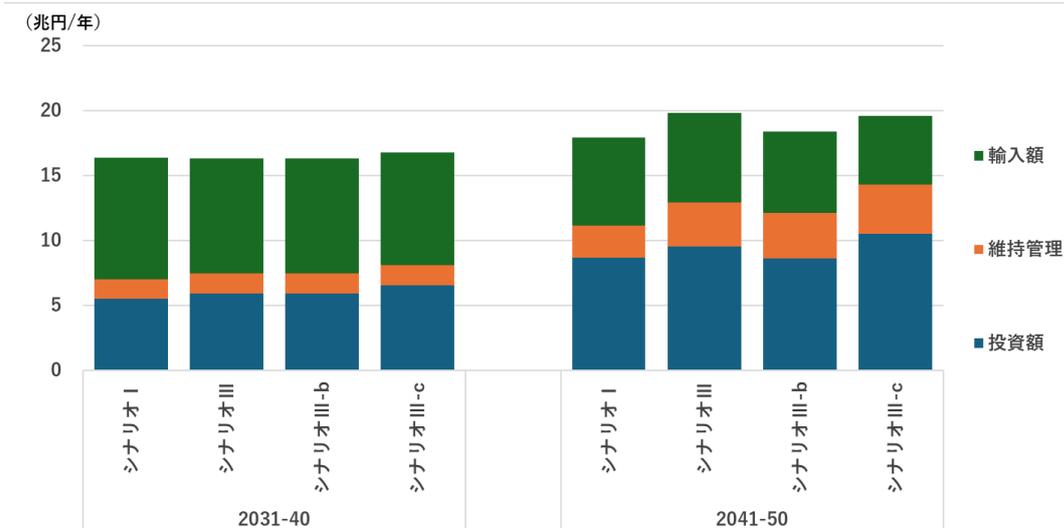


図3-24 脱炭素技術の導入・運用費用

## (10) ネットゼロ実現に向けた取組の方向性

### ① 省エネ・電化

機器更新のタイミングで脱炭素技術に置換する必要があるため、数年での省エネ機器の普及や電化への転換は困難である。今から弛まなき進展が必要である。

### ② 発電

電力需要は増加する傾向にあるが、ネットゼロの実現に向けて2050年までに脱炭素電源100%を実現する。2040年にかけて再生可能エネルギー発電の進展によって、石炭火力発電はフェーズアウトする。2040年以降は、さらなる再生可能エネルギー発電の進展とともに、CCUS付き火力と新燃料火力発電の導入が拡大する。

### ③ 再生可能エネルギー

低減しない電力需要を脱炭素にするためには、2050年までの再生可能エネルギー発電の弛まない増加は不可欠である。導入ポテンシャルが大きな太陽光発電、風力発電は変動性が高いため、蓄電池・連系線増強に向けた対策の強化も不可欠となる。

### ④ 新燃料

電化が難しい燃料需要や、天候に左右されない電力供給源として、新燃料の利用は不可欠である。現状では、供給インフラが未整備、生産費用も高額であるため、2030年以降の早期実装化に向けた取り組みが必要となる。

### ⑤ CCUS

CO<sub>2</sub>排出が免れない素材生産、天候に左右されない電力供給源として、CCUSの利用は不可欠である。現状では、十分な回収・貯留量に対応できるためのインフラ・貯留地確保が未整備であり、2030年以降の早期実装化に向けた取り組みが必要である。

### ⑥ 投資額

2040年までについてはシナリオによる大きな違いはない。2040年以降における革新的技術に関する価格については不確実性を伴うため、幅広の選択を可能にする準備をしつつ、将来の定期的な更新が必要である。

#### 4. おわりに

本稿は、2050年に我が国のGHG排出量をネットゼロにするための排出経路について、AIMの日本モデルを用いた分析結果をとりまとめたものである。

2050年のGHGネットゼロに向けて排出量を直線的に削減する経路に対して、1.5°C目標に対するカーボンバジェットの間接的な考え方に基づいて累積排出量を勘案すると、より早期に対策を実施することが望ましいといえるが、対策費用の低下が十分に見込めないという課題が残る結果となった。一方で、2040年から対策を強化する排出経路では、脱炭素技術が導入される機会の損失につながり、より多くの合成燃料を供給する必要があるなど、逆に対策費用の増大を招く結果となった。

最終的に新しいNDCとして2050年まで直線的に削減する経路が選ばれたが、新しいNDCに向けて議論を行った合同会合では、2024年12月に第7～9回の3回にわたって延べ約10時間の時間をかけて、どのような排出経路が脱炭素社会の実現に向けた日本のNDCとして適切かが議論された。AIMの試算結果においても、3つの排出経路を費用面から比較すると、直線的に削減する経路が最も有効であるという結果が示されたが、これは革新的技術の導入費用の低減や今後の設備更新のタイミングを踏まえたものであり、2050年をネットゼロの目標とするのであれば、残された時間を適切に活用する計画が必要であることを示唆している。一方で、直線的な削減経路であったとしても、革新的技術や社会変容を含めて取り得る対策を総動員することが必要であり、その実現は容易なものではない。

また、今回の試算結果から、エネルギー需要の削減につながる対策を進展させることで、2040年において革新的技術に大幅に依存することなく、一定程度の削減は可能であることが示唆された。こうした結果も、残された時間を有効に活用することの重要性を示唆したものであり、現状においても導入可能な脱炭素技術の実装を最大限進めていくことが重要になるとともに、不確実性の高い革新的技術については研究開発の動向や実装の実現可能性などをモニタリングしてその導入計画を見直しつつ、将来の脱炭素計画を再検討していくことが必要となる。

なお、本分析の定量化においては、2030年のこれまでのNDCと2050年の脱炭素社会の実現を前提としたものであった。IPCC第6次評価報告書では、2019年の段階での残余カーボンバジェットを約500GtCO<sub>2</sub>としていたが、世界の排出量のピークアウトは見通せず、既に2019年時点の残余バジェットの半分近くが失われている。一時的な可能性はあるが、2024年の世界平均気温が工業化以前と比較して1.5°Cを超えたという状況から、気候変動は更に危機的な状況に追い込まれている。こうした状況を踏まえると、日本においてもできるだけ早期に脱炭素社会を実現する取組が求められる。そうした脱炭素社会の実現を前倒しするような対策の導入経路や費用の推定など、気候対策の検討に資する情報提供が必要であると認識しており、こうした取り組みが今後の喫緊の課題である。

付録A

表A-1 家庭部門の対策普及見通し

削減	対策	単位	2018	2030	2035	2040	2050	
①サービス需要低減	□住宅高断熱	ZEH水準以上	普及率   新築	10%	100%	100%	100%	100%
		ZEH+水準	普及率   新築	0%	50%	63%	75%	100%
		断熱改修	年間実施戸数		約40万戸	約40万戸	約40万戸	約40万戸
	□エネルギー管理(10%改善)	普及率	1%	80%	90%	100%	100%	
②エネルギー効率改善	□エアコンの効率改善	効率   販売	6.0	6.8	7.1	7.4	8.0	
	□電気HP給湯機の効率改善	効率   販売	3.3	3.9	4.1	4.4	5.0	
	○LED普及	LED電球	普及率   保有	46%	96%	100%	100%	100%
		LED照明器具		30%	87%	96%	100%	100%
□家電・情報機器の効率改善	—	トップランナー制度における見込みの着実な進展						
③電化	○暖房の電化:エアコン	普及率   保有	67%	78%	83%	88%	94%	
	○給湯の電化:電気HP給湯機	普及率   保有	15%	33%	36%	46%	69%   71%	
	○炊事の電化:電気調理器	普及率   保有	23%	23%	23%   38%	23%   53%	23%   58%	
④エネルギーの脱炭素化	○合成燃料の普及	燃料消費量比	0%	0%	0%	0%	0%   100%	

□ 想定値

○ モデルによる推計値

注) 同一セル内に2つの数字を示している場合、左は「技術進展」シナリオ、右は「革新技術」「社会変容」シナリオ。

表A-2 業務部門の対策普及見通し

削減	対策	単位	2018	2030	2035	2040	2050	
①サービス需要低減	□住宅高断熱	ZEH水準以上	普及率   新築	10%	100%	100%	100%	100%
		ZEH+水準	普及率   新築	0%	50%	63%	75%	100%
		断熱改修	年間実施戸数		約40万戸	約40万戸	約40万戸	約40万戸
	□エネルギー管理(10%改善)	普及率	1%	80%	90%	100%	100%	
②エネルギー効率改善	□エアコンの効率改善	効率   販売	6.0	6.8	7.1	7.4	8.0	
	□電気HP給湯機の効率改善	効率   販売	3.3	3.9	4.1	4.4	5.0	
	○LED普及	LED電球	普及率   保有	46%	96%	100%	100%	100%
		LED照明器具		30%	87%	96%	100%	100%
□家電・情報機器の効率改善	—	トップランナー制度における見込みの着実な進展						
③電化	○暖房の電化:エアコン	普及率   保有	67%	78%	83%	88%	94%	
	○給湯の電化:電気HP給湯機	普及率   保有	15%	33%	36%	46%	69%   71%	
	○炊事の電化:電気調理器	普及率   保有	23%	23%	23%   38%	23%   53%	23%   58%	
④エネルギーの脱炭素化	○合成燃料の普及	燃料消費量比	0%	0%	0%	0%	0%   100%	

□ 想定値

○ モデルによる推計値

注1) 冷暖房の効率は、個別式、中央式、冷房専用、冷暖房兼用などによる違いを幅で示している。

注2) 同一セル内に2つの数字を示している場合、左は「技術進展」シナリオ、右は「革新技術」「社会変容」シナリオ。

表A-3 運輸部門の対策普及見通し

削減	対策	単位	2018	2030	2035	2040	2050
①サービス需要低減	□ DX進展による移動低減(旅客)	10億人km	-	-	※	※	※
	□ 公共交通機関の利用促進	-	-	10	13   16	16   21	21   31
	□ 脱物質化進展による輸送低減	10億トンkm	-	-	※	※	※
	□ 貨物輸送モーダルシフト	-	-	14	17   21	21   28	28   42
②エネルギー効率改善	□ 乗用自動車の効率改善	販売   18=1.0	1.00	0.92~0.93	0.84~0.87	0.80~0.83	0.79~0.83
	□ 貨物自動車の効率改善	販売   18=1.0	1.00	0.89~0.93	0.81~0.86	0.76~0.82	0.73~0.82
	□ 鉄道・船舶・航空の効率改善	保有   18=1.0	1.00	0.89~0.92	0.85~0.87	0.80~0.84	0.72~0.80
③電化	○ 乗用自動車の電化:BEV・FCV	普及率   保有	0%	16%	28%   39%	39%   62%	68%   92%
	○ 貨物自動車の電化:BEV・FCV	普及率   保有	0%	7%	14%   17%	22%   35%	41%   76%
④エネルギーの脱炭素化	○ 自動車   合成燃料	普及率	0%	0%	0%   0%	0%   0%	0%   100%
	○ 鉄道   合成・バイオ燃料	普及率	0%	0%	0%   6%	0%   13%	0%   100%
	○ 船舶   アンモニア	普及率	0%	0%	0%   25%	0%   50%	0%   100%
	○ 航空   合成・バイオ燃料	普及率	0%	10%	0%   15%	20%   20%	30%   100%

□ 想定値

○ モデルによる推計値

注1) エネルギー効率の改善は、自動車の場合は車種による違い、鉄道・船舶・航空の場合は輸送手段による違いを幅で示している。

注2) 同一セル内に2つの数字を示している場合、左は「技術進展」シナリオ、右は「革新技術」「社会変容」シナリオ。

※ 表2-2「社会変容シナリオ」における財や運輸サービスの低減に関する想定を参照のこと。

表A-4 産業部門の対策普及見通し

削減	対策	単位	2018	2030	2035	2040	2050
①サービス需要低減	□ 電炉鋼の利用拡大	粗鋼生産比	25%	25%	25%   31%	25%   38%	25%   50%
	□ クリンカ比率の低減	クリンカ比率	84%	82%	82%   79%	82%   76%	82%   70%
	□ 物質需要の低減	普及率   保有	-	-	※	※	※
②エネルギー効率改善	○ 在来横断的技術の効率改善 - 低炭素工業炉 - 高効率モーター	普及率   保有	31~37% 6%	51~53% 59%	58~60%   58~65% 79%	64~66%   63~77% 100%	76~82%   73~92% 100%
	○ 革新的技術 - 水素還元製鉄 - 革新的製紙技術	普及率   保有	0% 0%	0% 0%	0%   0% 0%   13%	0%   20% 0%   25%	0%   50% 0%   50%
③電化	○ 熱需要の電化   産業用HP	普及率   保有	0%	4%	4%   33%	8%   62%	11%   62%
④エネルギーの脱炭素化	○ CCUS   鉄鋼・セメント・石化	普及率	0%	0%	0%   5%	0%   6~17%	0%   100%
	□ プラスチックの脱石油化	普及率	0%	4%	6%   10%	8%   18%	12%   67%
	○ 新燃料・バイオ燃料	普及率	2%	3%	4%   8%	5%   17%	5%   66%

□ 想定値

○ モデルによる推計値

注1) 低炭素工業炉の普及率は、種類による違いを幅で示している。

注2) CCUSの普及率の違いはシナリオによる違いを幅で示している。

注3) 同一セル内に2つの数字を示している場合、左は「技術進展」シナリオ、右は「革新技術」「社会変容」シナリオ。

※ 表2-2「社会変容シナリオ」における財や運輸サービスの低減に関する想定を参照のこと。

表A-5 農業・廃棄物部門の対策普及見通し

	対策	対象ガス	排出削減率(2018年度比)			
			2030	2035	2040	2050
●農業						
消化管内発酵	□ ルーメンマイクロバイオーム完全制御等	CH <sub>4</sub>	0%	0%   18%	0%   35%	0%   67%
家畜排せつ物管理	□ 発酵方法転換等 □ 高度処理、飼料改良等	CH <sub>4</sub>	0%	5%   19%	10%   37%	20%   71%
		N <sub>2</sub> O	0%	0%   25%	0%   47%	0%   81%
稲作	□ すき込み・中干期間・品種の改善・改良	CH <sub>4</sub>	8%	21%   28%	33%   44%	47%   71%
農用地の土壌	□ 施肥方法転換、土壌微生物制御	N <sub>2</sub> O	7%	7%   10%	8%   41%	10%   72%
●廃棄物						
固形廃棄物の処分	□ 一般廃棄物の直接埋立削減 □ 産業廃棄物の最終処分量削減	CH <sub>4</sub>	17%	24%   30%	31%   44%	45%   72%
廃棄物の焼却	□ プラスチック類排出抑制・再利用促進 □ 廃油の焼却量の低減 □ 下水汚泥焼却施設の燃焼高度化	CO <sub>2</sub>	20%	28%   36%	37%   52%	54%   84%
		N <sub>2</sub> O	52%	52%   60%	52%   68%	52%   84%
排水処理	□ CH <sub>4</sub> ・N <sub>2</sub> O発生抑制対策の開発・普及	CH <sub>4</sub> ・N <sub>2</sub> O	0%	9%   15%	17%   30%	34%   61%

□ 想定値

注) 同一セル内に2つの数字を示している場合、左は「技術進展」シナリオ、右は「革新技術」「社会変容」シナリオ。

表A-6 HFCS部門の対策普及見通し

	対策	単位	対策進展				
			2018	2030	2035	2040	2050
●HFCs等4ガス							
冷蔵庫・空調機器	低GWPガス普及 稼働時漏洩低減 廃棄回収率向上	□ 冷媒GWP(出荷ベース)	2,283	450	450   338	450   225	450   0
		□ 業務用使用時漏洩低減率(18年比)	—	80%	80%   85%	80%   85%	80%   85%
		□ 業務用廃棄時回収率	39%	75%	75%   81%	75%   87%	75%   99%
		□ その他漏洩低減率(18年比)	—	50%	50%   62%	50%   75%	50%   99%
電子機器	低GWPガス普及 使用時漏洩低減	□ GWP低減率(18年比)	—	—	—   25%	—   50%	—   99%
		□ 漏洩低減率(18年比)	—	—	—   22%	—   45%	—   89%
発泡剤	ノンフロン発泡剤への切り替え	□ ウレタンフォーム用HFCs出荷量	3,109 t	450 t	450 t   0 t	450 t   0 t	450 t   0 t

□ 想定値

注) 同一セル内に2つの数字を示している場合、左は「技術進展」シナリオ、右は「革新技術」「社会変容」シナリオ。

表A-7 温室効果ガス吸収源の対策普及見通し

対策	CO <sub>2</sub> 吸収量(MtCO <sub>2</sub> )			
	2030	2035	2040	2050
●温室効果ガス吸収源				
□ 森林吸収 <sup>*1</sup>	38	36	34	30
□ 農地土壌吸収 <sup>*2</sup>	8.5	6.5	6.5	6.5
□ 都市緑化 <sup>*2</sup>	1.2	1.6	1.6	1.6

□ 想定値

\*1 2030年以降は近年の減少傾向を勘案して想定した目安の値。

\*2 2030年以降は2030年目標値や2021年の値をもとに想定。

表 A-8 主な脱炭素技術の価格に関する想定

		2018	2030	2050	出典等
太陽光発電 (事業用～住宅用)	固定費(千円/kW)	256~333	111~137	56	2030年 発電コスト検証WG(2021) IEA SDS習熟率をもとに想定 2050年 IEA WEO 2023 欧米における2050年の見通しをもとに想定
	維持費(千円/kW/年)	3.0~4.8	3.0~4.8	3.0~4.8	発電コスト検証WG(2021)
陸上風力	固定費(千円/kW)	376	248	163	2030年 発電コスト検証WG(2021) 2050年 IEA WEO 2023 欧米における2050年の見通しをもとに想定
	維持費(千円/kW/年)	10.4	10.4	10.4	発電コスト検証WG(2021)
洋上風力	固定費(千円/kW)	515	507	216	2030年 発電コスト検証WG(2021) 2050年 IEA WEO 2023 欧米における2050年の見通しをもとに想定
	維持費(千円/kW/年)	22.5	18.4	13.5	2030年 発電コスト検証WG(2021) 2050年 IEA (2019) Offshore Wind Outlook 2019の見通しをもとに想定
CO <sub>2</sub> 回収	固定費(千円/tCO <sub>2</sub> )	15	7	7	カーボンリサイクルロードマップ(2021) 2030年 コスト目標(低圧 2,000円台/tCO <sub>2</sub> )を満たすように想定
	維持費(千円/tCO <sub>2</sub> /年)	0.8	0.4	0.4	
CO <sub>2</sub> 貯留	固定費(千円/tCO <sub>2</sub> )	—	63~100	28~70	発電コスト検証WG(2021)をもとに想定
	維持費(千円/tCO <sub>2</sub> /年)	—	8	2~3	
水分解装置	固定費(千円/toe-H <sub>2</sub> )	472	341	204	IEA (2019) The Future of Hydrogen
	維持費(千円/toe-H <sub>2</sub> /年)	7	5	3	

表 A-9 エネルギー価格に関する想定

		現状	2030	2040	2050
水素	円/Nm <sup>3</sup> CIF	100	30	25	20
アンモニア	円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> CIF	23	18	18	18
合成燃料	円/Nm <sup>3</sup> CIF	250	120	85	50
LNG	円/toe	—	42	39	39
水素	円/toe	—	106	88	71
アンモニア	円/toe	—	62	62	62
合成燃料	円/toe	—	136	97	57
炭素価格	千円/tCO <sub>2</sub>	—	—	8~11	40

本ディスカッションペーパーシリーズは、国立研究開発法人国立環境研究所の研究者および外部研究協力者によって行われた研究成果をとりまとめたものです。関係する方々から幅広く意見やコメントを得るための場として公開しています。

論文は、すべて研究者個人の責任で執筆されており、国立研究開発法人国立環境研究所の見解を示すものではありません。