

革新的なエネルギー・二酸化炭素排出削減技術を
考慮した応用一般均衡モデルの開発

西浦 理

目次

第 1 章	序論	1
1.1	背景	1
1.1.1	脱炭素社会の必要性	1
1.1.2	排出削減技術の発展	1
1.1.3	緩和シナリオ研究	3
1.1.4	統合評価モデル	3
1.2	目的	4
1.3	本研究の構成	5
第 2 章	既往の研究と本研究の位置づけ	9
2.1	部分均衡モデルと CGE モデルの統合に関する研究	9
2.2	革新的排出削減技術に関する研究	10
2.2.1	二酸化炭素の地下貯留容量の推計	10
2.2.2	DAC に関する統合評価モデルを用いた研究	12
2.2.3	合成燃料に関する統合評価モデルを用いた研究	13
2.3	本研究の位置づけ	14
第 3 章	研究の対象と全体像	20
3.1	研究の全体像	20
3.2	使用するモデルの特徴	21
3.2.1	AIM/Hub モデル	21
3.2.2	MESSAGEix モデル	21
第 4 章	CGE モデルとエネルギーシステムモデルの統合手法の開発と適用	24
4.1	背景	24
4.1.1	CGE モデルと部分均衡モデルの統合	24
4.1.2	目的	25
4.2	手法	25
4.2.1	手法の全体像	25
4.2.2	データの交換のための操作	27
4.2.3	収束を確認するための指標	33
4.2.4	モデル検証用の指標	34
4.2.5	推計するシナリオ	35
4.3	結果	35
4.3.1	統合の確認	36
4.3.2	二酸化炭素排出量とエネルギーシステム	39
4.3.3	経済指標	42
4.3.4	検証用指標	44
4.4	考察	46
4.4.1	エネルギーシステムの変化とその経済的意味	46
4.4.2	2つのモデルを統合する手法	46
4.5	結論	47

第 5 章 CGE モデルにおける CCS の制約の表現と緩和シナリオにおける CCS の利用制約がもたらす影響の分析.....	51
5.1 背景.....	51
5.1.1 二酸化炭素回収貯留技術への注目	51
5.1.2 二酸化炭素地下貯留容量	51
5.1.3 目的	51
5.2 手法.....	52
5.2.1 手法の概要	52
5.2.2 二酸化炭素地下貯留容量の推計	53
5.2.4 希少レントの設定.....	59
5.2.5 CCS コストの計算	61
5.2.6 推計を行うシナリオ	62
5.3 結果.....	63
5.3.1 二酸化炭素の地下貯留容量の推計結果	63
5.3.2 希少レントの設定.....	65
5.3.3 世界 17 地域を対象とした AIM/Hub モデルによる推計結果.....	66
5.3.4 アジア 8 か国を対象とした AIM/Hub モデルによる推計結果.....	74
5.4 考察.....	82
5.4.1 二酸化炭素の地下貯留容量の推計結果について	82
5.4.2 世界 17 地域を対象とした緩和シナリオの推計結果について	83
5.4.3 アジアを対象とした緩和シナリオの推計結果について	84
5.5 結論.....	85
第 6 章 CGE モデルにおける DAC の表現と緩和シナリオにおける DAC の役割の分析	89
6.1 背景.....	89
6.1.1 大気直接回収技術(DAC)	89
6.1.2 目的	90
6.2 手法.....	90
6.2.1 手法の概要	90
6.2.2 AIM/Hub モデル	90
6.2.3 データ	92
6.2.4 シナリオ	93
6.3 結果.....	95
6.3.1 炭素価格.....	95
6.3.2 二酸化炭素回収量.....	95
6.3.3 エネルギー需給	96
6.3.4 経済的影響	97
6.4 考察.....	101
6.4.1 DAC による二酸化炭素回収量.....	101
6.4.2 DAC の導入量によるエネルギー需給への影響.....	102
6.4.3 DAC の導入量による限界削減費用と経済への影響	102

6.5	結論	103
第7章	CGE モデルにおける合成燃料の生産および消費の表現と緩和シナリオにおける合成燃料の役割の分析	107
7.1	背景	107
7.2	手法	107
7.2.1	手法の概要	107
7.2.2	AIM/Hub モデル	107
7.2.3	技術データ	108
7.2.4	シナリオ	109
7.3	結果	109
7.3.1	炭素価格と二酸化炭素排出量	109
7.3.2	エネルギー需給	111
7.3.3	経済影響	115
7.4	考察	116
7.4.1	合成燃料の消費量	116
7.4.2	経済影響	116
7.5	結論	117
第8章	将来の技術展開の不確実性を考慮した多様な緩和シナリオの推計	119
8.1	背景	119
8.2	手法	119
8.2.1	全体像	119
8.2.2	シナリオ	119
8.3	結果	120
8.3.1	二酸化炭素排出量	120
8.3.2	一次エネルギー供給量	122
8.3.3	最終エネルギー消費量	122
8.3.4	土地利用変化	123
8.3.5	経済影響	123
8.4	考察	125
8.5	結論	126
第9章	結論	129
9.1	まとめ	129
9.2	今後の展望	131

第1章 序論

1.1 背景

1.1.1 脱炭素社会の必要性

近年、気候変動に関する問題が国際的な注目を集めている。Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)は第六次評価報告書において、人類の活動が大気や海洋、陸域の温度を上昇させたことは疑う余地がなく、その影響はすでに広範囲かつ急速な変化を引き起こしていることを報告している(IPCC, 2021)。気候変動による深刻な影響や不可逆的な影響を回避するため、第21回気候変動枠組み条約締約国会議においてパリ協定が採択された。パリ協定では、世界の平均気温上昇を2度より十分低く保ち、1.5度未満に抑制するよう努めることが世界共通の気温目標として設定されている。IPCCの1.5度特別報告書は、パリ協定で示された気温目標を達成するための排出経路では、今世紀後半において世界全体での二酸化炭素の排出量が実質ゼロに達することを報告している(Rogelj et al., 2018)。パリ協定で示された気温目標を達成するために、二酸化炭素排出量実質ゼロを達成する必要性が国際的に認識され、二酸化炭素排出量が実質ゼロとなる脱炭素社会の達成を多くの国が将来の目標として設定している。

1.1.2 排出削減技術の発展

多くの国が脱炭素化目標を設定する中、その目標を達成するための様々な排出削減技術の開発と普及が進んでいる。太陽光発電や風力発電は、技術開発によるコストの低減と政策的支援に伴い急速に普及している。2010年から2019年において風力発電のコストは55%低下し、太陽光発電のコストは85%低下した。その結果、現在では多くの地域において、太陽光発電と風力発電による電力の価格は化石燃料での発電と競合しており、今後も発電コストの低減が見込まれている(IPCC, 2022)。エネルギー供給部門での再生可能エネルギーの利用とエネルギー消費部門での電化は、低コストで二酸化炭素排出量を大幅に削減することができる手段として、脱炭素社会の形成において主要な役割を果たすことが期待されている。しかし、再生可能エネルギーの利用とエネルギー消費部門での電化のみでは、輸送部門や製造部門の一部の排出を削減することが困難である。脱炭素社会の達成には、このような排出削減が困難な部門への対処が課題である。そうした状況の中、更なる排出削減策として、発電所や工場といった排出源から排出される二酸化炭素を回収し地下に貯留する技術(Carbon Capture and Storage; CCS)や、大気から二酸化炭素を直接回収する技術(Direct Air Capture; DAC)や、回収した炭素を製品の製造に利用する技術(Carbon Capture and Utilization; CCU)といったこれまで商業利用されていない新たな技術の開発が進んでいる。

エネルギーキャリアとして水素を利用する技術は、すでに商業的な利用が開始されており、更なる利用拡大に向けて技術の開発が進んでいる(IEA, 2019)。電力と同様に、水素は利用時に直接的な二酸化炭素を排出伴わない。CCSや再生可能エネルギーを利用して生産された水素を用いて化石燃料由来のエネルギーキャリアを代替することで二酸化炭素の排出を削減することができる。水素は、電力と比較してエネルギーの貯蔵や長距離の輸送が容易であるという特性がある。また、高温の熱の供給が可能であることやエネルギー密度

が高いという特性から、電化が困難なエネルギー消費部門における排出削減策として脱炭素社会の達成のために一定の役割が期待されている。一方で、水素を直接利用するためには、水素を消費するための新たな機器が必要となり、液体燃料や気体燃料と比較すると水素の利用範囲は狭いため、最終エネルギー消費において水素の直接利用が大きな割合を占める可能性は低い(van Ruijven et al., 2007)。

CCSは化石燃料を利用した発電や工業製品の生産に伴う二酸化炭素を回収することができるため、既存のエネルギーシステムや生産設備を維持したまま排出の削減を行うことができる。また、バイオマスを転換する際に排出される二酸化炭素を回収し貯留する技術(Bioenergy with Carbon Capture and Storage; BECCS)は、大気中から二酸化炭素を除去する技術(Carbon Dioxide Removal; CDR)として、重要な技術であると考えられている。現在のCCSの利用については、石油の増進回収を目的とした油田への貯留が既に商業利用されている。加えて、二酸化炭素の貯留そのものを目的としたCCSに関しては、塩水帯水層への貯留の実証実験が行われている。2019年に30万トンの貯留を完了した日本の苫小牧でのCCS大規模実証試験では、二酸化炭素のモニタリングにより平成30年北海道胆振東部地震時も含めて二酸化炭素の漏洩がないことが確認されており、海洋環境調査結果でも事前調査の結果と大きな相違は確認されず、CCSを安全に利用するための技術を確立している(経済産業省, 2020)。CCS技術は脱炭素社会の達成において重要な役割を果たすことが期待される一方で、その利用には回収した二酸化炭素を貯留するための地下貯留層の容量の制約が存在する。IEAGHG(2011)やKearns et al.(2017)は、世界全体の地下貯留容量について4000Gtを超える容量を推計しており、今世紀のCCSによる回収量に対して十分な容量が確保されていることを示している。一方で、貯留層の分布には偏りが大きく、貯留層が世界全体で共有されない場合には、地域的に貯留容量が不足する可能性が指摘されている。

CDRを実現するための技術の一つとして、DACも近年注目を集めている。DACは液体吸収材または固体吸収材を用いて二酸化炭素を大気中から直接回収する技術である。回収した二酸化炭素は油田やガス田、塩水帯水層に貯留することでCDRを実現することができる。BECCSや植林といったCDRを実現する方策と比較して大規模な土地利用変化を必要としない一方で、吸収材から二酸化炭素を分離するために多くのエネルギーを必要とする。DACの実証実験はヨーロッパや北米を中心に行われている。Keith et al.(2018)はCarbon Engineering社のパイロットスケールプラントの運転データから二酸化炭素回収コストを推計した。プラントの設計の違いにより、これまでの推計結果(Socolow et al., 2011)と比較して二酸化炭素回収コストを3分の1程度まで低減できることを示している。

DACにより回収された二酸化炭素は、地下に貯留することでCDRを実現する以外に、再生可能エネルギー由来の水素と反応させることで、使用に際し大気中の二酸化炭素を増加させない合成燃料の製造に利用することができる。二酸化炭素を製品の製造に利用する技術(Carbon Capture and Utilization)は、電化が難しい部門での脱炭素化の方策の一つと考えられている。利用時に二酸化炭素排出が少ない液体燃料としては、バイオマスを転換することで得られるバイオ液体燃料も挙げられる。合成燃料はバイオ液体燃料と比較すると、バイオマス生産のために大規模な土地利用変化を必要としない一方で、二酸化炭素回収のために大量のエネルギーを必要とするほか、転換効率が低く生産コストが高いため、経済

的な損失が大きいといった欠点を持つ(Ueckerdt et al., 2021)。

1.1.3 緩和シナリオ研究

厳しい排出削減目標の設定と新たな排出削減技術の発展により、その排出削減目標を達成する際に必要となる技術の導入量や、その経済的な影響を定量的に評価する気候変動緩和シナリオ研究の必要性が高まっている。緩和シナリオ研究の成果をまとめた IPCC の報告書(Lecocq et al., 2022)では、世界の平均気温上昇が一時的に 1.5 度をわずかに超えるか全く超えない状況から今世紀末までに 1.5 度に落ち着くシナリオでは、2050 年における再生可能エネルギーと CCS 付きの化石燃料と原子力によるエネルギー供給が 68%を占め、最終エネルギー消費における電力の割合が 52%に達するとまとめている。また、バイオマスによるエネルギー供給が、2050 年において 75EJ/年から 248EJ/年に達するとされ、バイオマスの生産のために発生する土地利用の競合により、食料価格の上昇や生態系への影響が懸念されることも指摘した。

1.5 度目標といった厳しい気温目標を対象とした緩和シナリオ研究のほとんどで BECCS や植林による CDR の利用が想定されている。また、近年の DAC への注目の高まりを背景に DAC を考慮したシナリオも増加しつつある。世界の平均気温上昇が一時的に 1.5 度をわずかに超えるか全く超えない状況から今世紀末までに 1.5 度に落ち着くシナリオでは、植林や森林管理によって 2100 年までに累積 262Gt の二酸化炭素が回収され、BECCS および DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage)ではそれぞれ累積 334Gt と累積 30Gt が回収されると報告されている(Lecocq et al., 2022)。また、最新技術である合成燃料を対象とした研究も存在し、合成燃料が主に輸送部門で使用されるということや、バイオマスや CCS の利用が制限された場合に合成燃料の利用量が増加することが示されている(Oshiro and Fujimori, 2022)。加えて緩和シナリオ研究は、気候変動緩和には大きな経済的影響が伴うことや、飢餓や貧困問題につながることを明らかとしており(Hasegawa et al., 2018)、緩和政策の立案には、エネルギーやコストにとどまらない視点での分析が重要であることが示されている。

1.1.4 統合評価モデル

上記の緩和シナリオ研究は、エネルギーや経済についてのモデルを組み合わせで開発される統合評価モデルを用いて推計されてきた。統合評価モデルは、詳細プロセス型のモデルと費用便益分析モデルの 2 種類に分類できる(Weyant, 2017)。詳細プロセス型の統合評価モデルは気候変動緩和研究において、エネルギー、経済、土地利用、健康影響を推計する際に主要な役割を果たしてきた。詳細プロセス型の統合評価モデルはさらに中核となるモデルが応用一般均衡(Computable General Equilibrium; CGE)モデルか、エネルギーシステムモデルか、成長モデルであるかによって分類することができる。

CGE モデルとエネルギーシステムモデルの長所と短所は大きく異なる。エネルギーシステムモデルは、あるエネルギー需要を満たす上でコストを最小化するエネルギーシステムを推定する部分均衡モデルである。エネルギー部門のみを対象としており、エネルギー需給に関する技術をより詳細に表現することができる。MESSAGEix-GLOBIOM(Huppmann et

al., 2019; Krey et al., 2020)、MARKAL/TIMES(IEA-ETSAP)、GCAM(Bond-Lamberty et al., 2023)、AIM/Technology(Oshiro and Fujimori, 2022)がエネルギーシステムモデルの例である。経済モデルと統合されていないエネルギーシステムモデルは、エネルギーシステムの変化に伴う経済的影響（エネルギー需要の変化など）を考慮しない。エネルギーシステムモデルの中には、エネルギーシステム外の部門について簡略化した経済モデルを組み込んでいるもの(Huppmann et al., 2019; Krey et al., 2020; IEA-ETSAP)も存在する。簡略化された経済モデルと組み合わせることで、排出削減による経済的なフィードバックの考慮と、排出削減による経済影響の推計が可能となる。しかし、組み合わせられる経済モデルは一般的に、CGEモデルに比べてはるかに集約的である。また、エネルギーシステムモデルは、具体的な技術を明示的に表現しているため、新しい技術の表現が比較的容易である。DACや合成燃料といった最新の技術を考慮した緩和シナリオの研究のほとんどは、エネルギーシステムモデルを用いて行われている。

CGEモデルは、家計、企業、政府を含む代表的な経済主体が、想定される生産関数と需要関数にもとづいてそれぞれの目的を最適化することで、需要、供給、価格の均衡が経済全体でどのように達成されるかを詳細に記述する。このモデルは、環境税や排出権取引などの政策介入に関連するすべての財の価格と消費の変化を、社会会計表に基づく部門間相互作用と国際貿易を考慮してシミュレーションする。CGEモデルを中核とした統合評価モデルの例として、Asia-pacific Integrated modeling/Hub (AIM/Hub)(Fujimori et al., 2017)、Emissions Prediction and Policy Analysis (EPPA) (Chen et al., 2022)、IMACLIM(LeTreut, 2020)、FARM(Sands et al., 2014)、GEM-E3(Capros et al., 2013)があげられる。これらのモデルは、複数の部門や財を包含する経済モデルであるため、政策の実施に伴うマクロ経済指標の変化だけでなく、部門や地域のつながりによる波及効果も考慮しながら、部門ごとの経済的損失や利益、財ごとの価格変動を計算することができる。この特徴により、家計における各財の消費量の変化を、所得や各財の価格変化といった要因とともに計算し、政策による効果や損失がより大きくなる状況や属性を分析することが可能となる。

1.2 目的

脱炭素社会の達成には、従来の排出削減技術の大規模な展開や、現在商業利用されていない技術の導入が必要とされている。新たな技術の開発・展開の方向性の把握や脱炭素化政策の実施のためには、緩和策が生み出す影響をエネルギーシステムの変化やそのために必要なコストにとどまらず、経済や家計への波及的な影響まで把握することが重要である。CGEモデルはその財や部門の表現の詳細さから、脱炭素社会を達成する際の経済的影響の詳細な分析が可能である。しかし、全球を対象とした従来のCGEモデルでは、エネルギー需給に関する技術の表現が詳細でないため、大規模なエネルギーシステムの変化をシミュレートすることができない。また、CGEモデルでは、最新の排出削減技術が考慮されておらず、新たな技術の利用がもたらす経済的な影響の分析や緩和戦略における多様な技術オプションの経済的な含意を分析することができない。本研究の目的は、全世界を対象としたCGEモデルにおける、エネルギー需給や二酸化炭素の排出削減に関連する技術の表現を改善することである。具体的な改善方法として、まず、CGEモデルにおいて詳細なエネ

ルギー需給に関する技術を考慮する手法を開発する。これにより、CGE モデルが脱炭素化のために大規模なエネルギーシステムの変化を行うシナリオを推計することが可能となる。次に、CGE モデルにおいてこれまで商業利用されていない排出削減技術を新たに表現する。この表現により、新たな排出削減技術の経済影響の評価や、各種技術を代替した時の経済的な影響を分析することが可能となる。

1.3 本研究の構成

本論文の構成を以下に示す。第 2 章では、第 1 章で示した本研究の対象に関連する既往の研究をレビューし、本研究の位置づけを述べる。第 3 章では、本研究において開発を行うモデルの説明と、本研究の全体像を述べる。第 4 章では、CGE モデルにおいて詳細なエネルギー需給に関する技術を考慮する手法として、CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合する手法を開発し、長期的な視点と詳細な技術表現を持ち、かつ経済的な影響を詳細に分析できるモデルを実証する。第 5 章から第 7 章では、CGE モデルにおいてこれまで商業利用されていない排出削減技術やその利用制約を新たに表現する。第 5 章では、二酸化炭素の地下貯留容量を推計と、その推計値にもとづき CGE モデルにおいて CCS の利用を制限する手法を開発し、二酸化炭素の地下貯留容量による CCS の利用制約が、エネルギーシステムや経済に与える影響を評価する。第 6 章では、CGE モデルにおいて DAC を表現し、緩和シナリオにおいて DAC の導入がエネルギーシステムや経済へ与える影響を分析する。第 7 章では、CGE モデルにおいて合成燃料の生産と消費を表現し、緩和シナリオにおいて合成燃料の利用がエネルギーシステムや経済へ与える影響を分析する。第 8 章では、各種技術の利用に対する制限や、将来の技術発展を想定した緩和シナリオを複数推計し、それらをエネルギーシステムや経済的な観点から比較する。これにより、技術発展の不確実性や政策的な判断から想定しうる多様な緩和戦略が持つ経済的な含意を分析する。第 9 章では、本研究で得られた成果をまとめ、今後の研究の展望について述べる。

参考文献

- Bond-Lamberty, B., Pralit Patel, Lurz, J., Pkyle, Kvc Calvin, Smith, S., Abigail Snyder, Dorheim, K.R., Mbins, Link, R., Skim301, Nealtg, Kanishka Narayan, Aaron, S., Layang Feng, Enlochner, Cwrony, Lynch, C., Jhoring, Zarrar Khan, Siddarthd96, Orourkepr, JonathanHuster, Haewon, Waite, T., Ou, Y., Gokul Iyer, Mwise pnnl, Zhao, X., Marideeweber, 2023. JGCRI/gcam-core: GCAM 7.0. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.8010145>
- Capros, P., Van, R.D., Paroussos, L., Karkatsoulis, P., Fragkiadakis, C., Tsani, S., Charalampidis, I., Revesz, T., 2013. GEM-E3 Model Documentation [WWW Document]. JRC Publ. Repos. <https://doi.org/10.2788/47872>
- Chen, Y.-H.H., Paltsev, S., Gurgel, A., Reilly, J.M., Morris, J., 2022. The MIT EPPA7: A Multisectoral Dynamic Model for Energy, Economic, and Climate Scenario Analysis | MIT Global Change (No. 360), Joint Program Report Series Report 360.
- Fujimori, S., Masui, T., Matsuoka, Y., 2017. AIM/CGE V2.0 Model Formula, in: Post-2020 Climate Action. Springer Singapore, Singapore, pp. 201–303. https://doi.org/10.1007/978-981-10-3869-3_12
- Hasegawa, T., Fujimori, S., Havlík, P., Valin, H., Bodirsky, B.L., Doelman, J.C., Fellmann, T., Kyle, P., Koopman, J.F.L., Lotze-Campen, H., Mason-D’Croz, D., Ochi, Y., Pérez Domínguez, I., Stehfest, E., Sulser, T.B., Tabeau, A., Takahashi, K., Takakura, J., van Meijl, H., van Zeist, W.-J., Wiebe, K., Witzke, P., 2018. Risk of increased food insecurity under stringent global climate change mitigation policy. *Nat. Clim. Change* 8, 699–703. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0230-x>
- Huppmann, D., Gidden, M., Fricko, O., Kolp, P., Orthofer, C., Pimmer, M., Kushin, N., Vinca, A., Mastrucci, A., Riahi, K., Krey, V., 2019. The MESSAGEix Integrated Assessment Model and the ix modeling platform (ixmp): An open framework for integrated and cross-cutting analysis of energy, climate, the environment, and sustainable development. *Environ. Model. Softw.* 112, 143–156. <https://doi.org/10.1016/J.ENVSOF.2018.11.012>
- IEA, 2019. The Future of Hydrogen, IEA, Paris URL <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, Licence: CC BY 4.0
- IEA-ETSAP | Optimization Modeling Documentation [WWW Document], n.d. URL <https://iea-etsap.org/index.php/documentation> (accessed 10.23.23).
- IEAGHG, 2011. POTENTIAL FOR BIOMASS AND CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE. URL chrome-extension://efaidnbmninnibpacajpcgclefindmkaj/https://legacy-assets.eenews.net/open_files/assets/2011/08/04/document_cw_01.pdf
- IPCC, 2022. Summary for Policymakers. *Clim. Change 2022 Mitig. Clim. Change Contrib. Work. Group III Sixth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Change.* <https://doi.org/10.1017/9781009157926.001>
- IPCC, 2021. Summary for Policymakers. *Clim. Change 2021 Phys. Sci. Basis Contrib. Work. Group Sixth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Change.* <https://doi.org/10.1017/9781009157896.001>
- Kearns, J., Teletzke, G., Palmer, J., Thomann, H., Kheshgi, H., Chen, Y.H.H., Paltsev, S., Herzog,

- H., 2017. Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO₂ Storage Capacity Worldwide, in: Energy Procedia. Elsevier Ltd, pp. 4697–4709. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1603>
- Keith, D.W., Holmes, G., St. Angelo, D., Heidel, K., 2018. A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule* 2, 1573–1594. <https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2018.05.006>
- Krey, V., Havlik, P., Kishimoto, P., Fricko, O., Zilliacus, J., Gidden, M., Strubegger, M., Kartasmita, G., Ermolieva, T., Forsell, N., Guo, F., Gusti, M., Huppmann, D., Johnson, N., Kikstra, J., Kindermann, G., Kolp, P., Lovat, F., McCollum, D., Min, J., Pachauri, S., Parkinson, S., Rao, S., Rogelj, J., Unlu, G., Valin, H., Wagner, P., Zakeri, B., Obersteiner, M., Riahi, K., 2020. MESSAGEix-GLOBIOM Documentation - 2020 release [WWW Document]. <https://doi.org/10.22022/IACC/03-2021.17115>
- Lecocq, F., Winkler, H., Daka, J.P., Fu, S., Gerber, J.S., Kartha, S., Krey, V., Lofgren, H., Masui, T., Mathur, R., Portugal-Pereira, J., Sovacool, B.K., Vilariño, M.V., Zho, N., 2022. Mitigation and development pathways in the near- to mid-term. *Clim. Change 2022 Mitig. Clim. Change Contrib. Work. Group III Sixth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Change*. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.006>
- LeTreut, G., 2020. Description of the IMACLIM-Country model: A country-scale computable general equilibrium model to assess macroeconomic impacts of climate policies (No. hal-02949396).
- Oshiro, K., Fujimori, S., 2022. Role of hydrogen-based energy carriers as an alternative option to reduce residual emissions associated with mid-century decarbonization goals. *Appl. Energy* 313, 118803. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2022.118803>
- Rogelj, J., Shindell, D., Jiang, K., Fifita, S., Forster, P., Ginzburg, V., Handa, C., Kheshgi, H., Kobayashi, S., Kriegler, E., Mundaca, L., Séférian, R., Vilariño, M.V., 2018. Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development, in: Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P.R., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J.B.R., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M.I., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M., Waterfield, T. (Eds.), *Global Warming of 1.5°C: An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5°C above Pre-Industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty*. World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland.
- Sands, R.D., Schumacher, K., Forster, H., 2014. *U.S. CO₂ Mitigation in a Global Context: Welfare, Trade and Land Use*.
- Socolow, R., Desmond, M., Aines, R., Blackstock, J., Bolland, O., Kaarsberg, T., Lewis, N., Mazzotti, M., Pfeffer, A., Sawyer, K., Sirola, J., Smit, B., Wilcox, J., 2011. *Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals* Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs.
- Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R., Luderer, G., 2021. Potential and

- risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nat. Clim. Change* 11, 384–393. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
- van Ruijven, B., van Vuuren, D.P., de Vries, B., 2007. The potential role of hydrogen in energy systems with and without climate policy. *Int. J. Hydrog. Energy* 32, 1655–1672. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.08.036>
- Weyant, J., 2017. Some Contributions of Integrated Assessment Models of Global Climate Change. *Rev. Environ. Econ. Policy* 11, 115–137. <https://doi.org/10.1093/reep/rew018>
- 経済産業省，国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO），日本CCS調査株式会社（JCCS），2020. 苫小牧におけるCCS大規模実証試験 30万トン圧入時点報告書（「総括報告書」） 概要 令和2年5月.

第2章 既往の研究と本研究の位置づけ

2.1 部分均衡モデルと CGE モデルの統合に関する研究

複数のタイプのモデルを統合することで、モデルの適用範囲を広げたり、個々の部門をより詳細に分析したりすることができる。これまでの研究では、CGE モデルとエネルギーシステムモデルや輸送や発電を対象とした部分均衡モデルを統合することの利点を実証されている。エネルギーシステム全体を対象とした世界規模の分析として、Vandyck et al.(2016)は CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合し、貿易フローや雇用への影響を含め、Intended Nationally Determined Contribution (INDC) の経済的影響を検証した。Labriet et al.(2015)も、CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合して、世界的な緩和政策と地域的な緩和政策の違いを経済的な視点から分析している。Waisman et al.(2012)は、CGE モデルと技術選択モデルを統合し、不完全な先見性とエネルギーシステムの慣性が気候変動緩和コストに及ぼす影響を、既存の通時最適化モデルから得られた結果と比較しながら検証している。特定の国や部門について、部分均衡モデルと CGE モデルを組み合わせて緩和シナリオを分析した研究も存在する。Dai et al.(2016)と Fujimori et al.(2019)は、それぞれ中国と日本について、単体の CGE モデルの結果と、CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合したモデルの結果を比較し、モデルの構造から結果の違いの要因を分析している。その他の例として、欧州諸国(Krook-Riekkola et al., 2017)、米国(Zhu et al., 2018)、南アフリカ(Arndt et al., 2016)、韓国(Lee et al., 2022)、また発電部門(Abrell and Rausch, 2016; Dai et al., 2017)、運輸部門(Zhang et al., 2018)、コンクリート部門(Andersen et al., 2019)を対象とした研究でも、2つのモデルの統合が行われている。

上記の研究において、2つのモデルの統合は様々な方法で達成されてきた。統合の方法は、3つのカテゴリーに分類することができる(Böhringer and Rutherford, 2008)。1つ目の方法はハードリンクと呼ばれ、一方のモデル(通常は縮小版)を他方のモデル内に実装し、両モデルを同時に実行する。2つ目は、数学的アプローチによって2つのモデルを統合する方法である。例えば、Böhringer and Rutherford(2008)は、部分均衡モデルの特徴を CGE モデルに実装するために、電力部門の均衡を混合相補性問題として定式化している。このアプローチは、特定地域の発電モデルの特徴を考慮した CGE モデルを開発するために用いられている(Rodrigues and Linares, 2014)。3つ目の手法は、ソフトリンクと呼ばれ、2つの別個のモデルを使用する手法である。一方のモデルの結果をもう一方のモデルに導入することで、2つのモデルが結合される。ソフトリンクは、モデルの透明性、実用性、各モデルの理解の促進という点で優れており、他の2つの方法は、結果の一貫性と計算の効率性という点で優れている。研究者は、研究の目的に応じてそれぞれの統合の方法を使い分けることができる。

ソフトリンクはさらに、一方のモデルの結果を他方のモデルにインプットする One-way と、各モデルのデータを反復的に交換する Two-way に分類することができる(Delzeit et al., 2020)。One-way では、一方のモデルの結果が他方のモデルの外生変数として機能するが、一般にモデル間の整合性は達成されない。Two-way では、モデル間のフィードバックを考慮することで、交換する変数の収束性を高めることができる。Krook-Riekkola et al.(2017)

は、スウェーデンの CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合するための Two-way のソフトリンク手法を開発し、気候政策シナリオに適用した研究である。CGE モデルとして EMEC モデル、エネルギーシステムモデルとして TIMES-Sweden モデルが利用されている。EMEC モデルは、26 の生産部門と 7 つのエネルギー財を含む 33 の財を対象としており、他の多くの CGE モデルと比較してエネルギー利用を詳細に表現している。スウェーデンのエネルギーシステム全体をカバーする TIMES-Sweden は、スウェーデンのエネルギーシステムを 5 つのエネルギー需要部門と 2 つのエネルギー変換部門に分けて表現している。データ交換の際には、EMEC モデルの結果である各部門の財の生産量とエネルギー消費量からエネルギー需要が計算され、エネルギーシステムモデルに導入される。エネルギーシステムモデルの結果からは、エネルギー効率、エネルギーキャリアの構成、エネルギー価格の情報が CGE モデルに導入される。このデータ交換は、データ交換に使われる変数がモデル間で収束するまで繰り返される。交換する変数の数が多いため、Krook-Riekkola et al.(2017)は収束の具体的な基準を設けず、各反復後に交換した変数の変化を確認することで収束を判断した。この研究は、詳細な経済部門とエネルギーシステムの情報がモデル間で交換され、具体的な方法と収束の過程が報告されている。

統合モデルを使ったこれまでの研究は、そのほとんどが特定の国、地域、部門に限定されていた。世界全体の CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合した研究のほとんどは、One-way のソフトリンクを採用している(Vandyck et al., 2016; Weitzel et al., 2023)。Two-way のソフトリンクを採用している研究では、総排出量やエネルギー使用量などの集約的な指標に関する情報を交換している(Labriet et al., 2015)。さらに、多くの研究では、モデルを統合するために使用されるプロセスや、どのような指標が選択され、それらがどのように収束されるかを説明する上で十分な詳細が欠けており、再現性を妨げている(Delzeit et al., 2020)。

2.2 革新的排出削減技術に関する研究

2.2.1 二酸化炭素の地下貯留容量の推計

CCS は化石燃料やバイオマスを転換する際に排出される二酸化炭素や大気中の二酸化炭素を回収し、地下の貯留層に隔離する技術である。CCS は IPCC の第三次評価報告書(IPCC, 2001)が提出されるまでは、ほとんど注目を集めてこなかった。しかし、技術の発展や厳しい削減目標の設定に伴い、第三次評価報告書以降において、CCS に関する技術についての文献は急速に増加した。そのため、IPCC は CCS に関する特別評価報告書(IPCC, 2005)を作成し、CCS による排出削減の可能性やそのコスト、周辺環境への影響などについて報告した。IPCC の第四次評価報告書 (IPCC, 2007) からは、CCS はエネルギー供給部門や産業部門での主要な排出削減策の一つとして報告されている。二酸化炭素の回収を適用できる排出源は、化石燃料やバイオマスを利用した発電、化石燃料の精製、セメントやアンモニア、鉄鋼の製造といった各種工業プロセスなどの大規模な排出源が想定されている。回収された二酸化炭素はパイプラインやタンカーを利用して輸送され、化石燃料の貯留層や塩水帯水層といった地下の貯留層へと注入される。

CCS の利用には、地下貯留層の容量による制約が存在する。これまでに地下貯留容量に

についての推計は世界規模や一国規模において行われてきた。地下の貯留層には、石油や天然ガスの貯留層や石炭層、塩水帯水層などが想定されており、Hendriks et al.(2004) は世界中のこれらの貯留層について容量を推計した。その結果、世界の地下貯留層には 1700 Gt (480, 5900)の貯留容量があることを示した。また、(IEAGHG, 2011)は Hendriks et al. (2004)と同様の手法を用い、ヨーロッパとアメリカについては GeoCapacity (2009) と(NETL/DOE, 2008) を用いてデータを更新し、世界の地下貯留層の容量を 11000 Gt (4900, 21000)と推計した。Hendriks et al. (2004) の手法は未発見の化石燃料の量や塩水帯水層の総厚とポロシティなどについて仮定を置いており、その推計値に大きな幅がある。特に塩水帯水層については、堆積層の 2%に貯留が可能であると、控えめな仮定を行っている。Kearns et al.(2017) は全球地殻モデルである CRUST1.0 モデルにより計算された堆積層厚の情報を用いて地下貯留層の容量を推計し、世界全体で 7910 Gt から 55581 Gt の貯留容量が計算された。各国の地下貯留容量について、物理探査や試錐によって貯留層の形状や層厚やポロシティなどを調査し、推計を行った結果をまとめた Global CCS institute (2018) によるとアメリカのみで 8000 Gt の二酸化炭素の貯留が可能であり、ブラジルや中国についても 2000 Gt 以上の貯留が可能であることが報告されている。二酸化炭素の地下貯留容量については、化石燃料と CCS を組み合わせた利用や BECCS や DACCS といった技術による使用が競合する。しかし、上記の文献のいずれも、世界の地下貯留層の容量と、現在の人為起源の二酸化炭素の排出量の約 37 Gt とを比較した際においても、世界全体では数百年単位で地下貯留を行うのに十分な容量が確保されていることを示している。

統合評価モデルを用いた研究では、大幅な排出削減を行う際の二酸化炭素の貯留容量による制約を考慮した研究も存在する。Vuuren and Stehfest(2013) は IMAGE モデルにおいて、Hendriks et al. (2004)や IEAGHG (2011)の貯留容量の推計結果をもとに世界全体での CCS による年間回収量の上限値を設定したうえで、2 度目標を達成するシナリオを推計した。その結果から、貯留容量を考慮した場合においても CCS や BECCS といった技術が排出削減に重要な役割を果たすことを示した。しかし、この研究では地域ごとの貯留容量を考慮しておらず、人口密度の高いアジア各国での CCS による緩和は、貯留容量の制約によって、ほかの地域と比較して十分な効果が発揮できない可能性も指摘した。

アジア各国の二酸化炭素の地下貯留容量について物理探査や試錐による調査結果から推計した文献も存在する。その推計値と Nishiura et al.(2020)による各国の二酸化炭素貯留層の需要量の比較を行い、アジア各国における地下貯留容量の枯渇の可能性について示す。Dahowski et al.(2009) は中国の二酸化炭素の地下貯留容量について、化石燃料の賦存量や累積産出量といった情報から貯留層ごとに貯留可能量を推計した。特に塩水帯水層については貯留層ごとにその形状やポロシティについてのデータを用いて詳細に推計している。その結果、中国での地下貯留容量は合計で 3080 Gt と計算された。Holloway et al.(2009)は、インドの二酸化炭素の地下貯留容量について、貯留層の形状やポロシティといった情報から二酸化炭素貯留層としての質を 3 段階 (Good, Fair, Limited) で評価し、その容量について推計した。その結果、インドにおいて Good と Fair と評価された地下貯留容量の合計は 64 Gt と推計された。Asian Development Bank(2013)は東南アジア各国の二酸化炭素の地下貯留容量の調査状況について、インドネシアの南スマトラにおける貯留容量を 11.3 Gt、タ

イにおける貯留容量を 10.3 Gt、ベトナムの貯留容量を 17.2 Gt と報告した。RITE(2008)は、日本の二酸化炭素の地下貯留容量について、背斜構造を持つ貯留層と層位トラップを持つ貯留層の容量を推計した結果をまとめた報告書である。RITE(2008) では、日本の地下貯留容量は合計で 144 Gt と報告した。Kim et al.(2014)は韓国の 11 の堆積層についての貯留容量をまとめており、韓国の地下貯留容量は合計で 100 Gt と報告した。Junin and Hasbollah(2016)はマレーシアの Malay Basin と Central Luconia Province の 2 つの堆積層について評価を行い、マレーシアでの地下貯留容量は合計で 140Gt と推計した。

Nishiura et al. (2020) は 2020 年から GHG 排出量を線形に減少させ、2050 年において 2005 年比で 80 %削減を達成する排出削減シナリオをアジアの対象国に課した際の一次エネルギー供給の変化や経済影響などを推計した。Nishiura et al. (2020) は 2050 年までの推計であるため、2050 年以降もさらに削減を続け、排出量がゼロに到達した後はその排出量を維持するシナリオを作成し、アジアの対象国に適用した。

表 2.1 2100 年までのアジア各国の地下貯留層の貯留可能量と需要量

対象国	地下貯留層の需要量 (Gt-CO ₂)	地下貯留層の容量 (Gt-CO ₂)	文献
中国	326	3080	Dahowski et al. (2009)
インド	182	64	Holloway et al. (2009)
インドネシア	42	11.3	ADB (2013)
日本	44	144	RITE (2008)
韓国	23	100	Kim et al. (2014)
タイ	16	10.3	ADB (2013)
マレーシア	NA	140	Junin and Hasbollah (2016)
ベトナム	18	17.2	ADB (2013)

表 2.1 は、その削減シナリオによる地下貯留容量の需要量の推計結果と上記の文献による貯留容量の推計結果を示す。アジア各国の地下貯留層の貯留容量と需要量を比較すると、インド、タイ、ベトナム、インドネシアでは 2100 年までに地下貯留容量が枯渇する可能性があることが示されている。

2.2.2 DAC に関する統合評価モデルを用いた研究

脱炭素社会の達成における CDR の重要性が認識され、DACCS に関連する技術が発展したことを背景に DACCS を考慮した緩和シナリオ研究は増加しつつある。Fuhrman et al.(2020)は Global Change Analysis Model (GCAM)を用いて DACCS の利用がエネルギー、食糧、水需要に与える影響を分析した。この研究は、DAC 稼働のためのエネルギー需要に加えて、他の部門での排出削減の必要性を減少させることで、エネルギーシステム全体のエネルギー消費量を増加させることを示した。また、バイオマスの需要を減少させることで、バイオマス生産と食料生産について土地利用の競合を防ぎ、食料価格の上昇を抑制することも示した。Realmonte et al.(2019)はエネルギーシステムモデルである TIMES Integrated Assessment Model-Grantham (TIAM-Grantham)とエネルギーシステムモデルと経済モデルが組み合わされた World Induced Technical Change Hybrid (WICHI)の 2 つの統合評価

モデルを用いて 2 度もしくは 1.5 度目標を達成する排出削減経路における DACCS の役割を分析した。結果から、DACCS の利用は緩和コストを大幅に低減する一方、プラントの稼働のためにエネルギーと吸着剤を大量に消費することを示した。Strefler et al.(2018)はエネルギーシステムモデルと経済モデルを組み合わせた統合評価モデルである REgional Model of In-vestment and Development (REMIND)モデルを用い、DACCS や BECCS といった炭素除去技術の導入量が短期的な排出削減量や経済に与える影響を分析した。結果から、炭素除去技術の導入可能量の増加が消費損失を抑制することを示した。

統合評価モデルを用いて排出削減シナリオを分析した研究は、2 度目標や 1.5 度目標といった厳しい削減シナリオにおいて、DACCS は次のような役割や影響を持つことを示した。

- ・ 新たな削減技術として限界削減費用関数をシフトさせ、削減費用を減少させる効果
- ・ 土地利用競合を防ぎ、食料価格上昇を抑制する効果
- ・ 短期的な排出削減の必要性を減少させる効果
- ・ エネルギー消費量の増加

一方で、DACCS についての先行研究はエネルギーシステムモデルをベースとした統合評価モデルを用いて行われてきた。そのため先行研究の多くが報告した経済に関する指標は、炭素価格や二酸化炭素の排出削減のために必要となるエネルギーシステムの転換のためのコストなどに限られ、GDP や消費損失といった指標はほとんど報告されていない。Strefler et al. (2018)は、エネルギーシステムモデルと経済モデルが統合された REMIND モデルを用いて DAC の導入による消費損失への効果を分析している。しかし、REMIND モデルに統合された経済モデルは複数の産業部門や財を考慮しておらず DACCS が持つ食料価格を抑制する効果や各部門の経済影響を分析することはできない。DACCS は、炭素価格による財の価格上昇を抑える効果や、他の部門における二酸化炭素の排出削減の必要性を減らし、エネルギーシステムや産業構造を変化させる必要性を減少させる効果を持つ。一方で、DACCS が利用されると、DACCS を利用するためのコストの支払いや DAC のエネルギー消費により家計は損失を被る。DACCS が消費に与える影響はこれらの効果と損失のバランスで成り立つ。したがって、DACCS が消費に与える効果を分析するためには、複数の財・部門を考慮し、DACCS の導入による波及的な影響を考慮できる経済モデルでの分析が必要となる。

2.2.3 合成燃料に関する統合評価モデルを用いた研究

利用に際し、大気中の二酸化炭素を増加させない水素や液体または気体燃料の利用は、電化による排出削減が困難な部門の対策の一つと考えられている。

すでに一部の地域や部門において商業利用が開始されている水素は、将来シナリオを推計した研究の多くで利用が考慮されている。しかし、電力と比較した際には利用するためのコストが高く、液体燃料と比較した際には利用方法が限定されているため、厳しい排出制約がない場合には、再生可能エネルギーや CCS を利用して生産された水素はほとんど利用されない(van Ruijven et al., 2007)。また、脱炭素社会を達成する将来シナリオにお

いても、今世紀末における水素の利用量は、最終エネルギー消費全体と比較して 15%以下と、限定的であることが示されている (Riahi et al., 2022)。

大気中から回収した二酸化炭素と、二酸化炭素の排出を伴わない方法で生産された水素を反応させることで生産される合成燃料は、大気中の二酸化炭素を増加させない液体または気体燃料として利用される。同じ大気中の二酸化炭素を増加させない液体燃料であるバイオ燃料と比較して、合成燃料は土地利用変化を必要としない一方で、二酸化炭素を回収するために大量のエネルギーを必要とするほか、エネルギーの転換効率が低く、生産コストが高い。新しい技術であること、電化やバイオ燃料の利用と比較してコストが高いため輸送部門以外での利用が限定的となることから、統合評価モデルを用いて合成燃料の役割を分析した研究は少ない。Ueckerdt et al.(2021)は、合成燃料の転換効率や排出削減コストといった情報を整理し、ほかの排出削減技術のコストや適用可能な部門との比較から、合成燃料が利用される状況や利用される部門について論じた。結論として、合成燃料は化学原料や一次鉄鋼製造や長距離航空といった部門で利用されること、排出制約が厳しくなる今世紀後半において利用されること、人口密度が高く、再生可能エネルギーの供給に限界がある国では、他国から再生可能エネルギーを輸入する手段として利用されることを示した。Akimoto et al.(2021)は約 500 種類の具体的な技術を想定した DNE21+モデルを用いて DAC の役割を分析した。DNE21+モデルは DAC により回収した二酸化炭素の利用方法として、地下貯留による CDR に加え、合成燃料の製造を想定しており、厳しい排出削減目標の下で、合成燃料の利用が削減コストの低減につながることを明らかにした。Oshiro and Fujimori (2022)は AIM/Technology モデルにおいて DAC を表現し、複数の技術シナリオを推計することで、合成燃料が使用される部門や状況について分析した。モデルの結果より、合成燃料は厳しい排出制約のもとで、主に輸送部門において消費されること、CCS やバイオマスの利用が制限された場合に合成燃料の消費量が増加することが示されている。

合成燃料がバイオマスを利用した排出削減策の代替として機能する可能性が示唆されている。バイオマスの需要低減による生態系や食糧生産への影響を考慮した政策を立案するにあたっては、多少の削減コストの増加を許容し、合成燃料を利用した削減策を導入することが考えられる。しかし、先行研究はエネルギーシステムモデルをベースとした統合評価モデルを用いて行われてきたため、家計消費や食料価格の変化といった経済的な指標が推計されていない。

2.3 本研究の位置づけ

既往の研究では、CGE モデルにおける技術表現を改善する手段の一つとして、CGE モデルとエネルギーシステムモデルの統合が図られてきた。しかし、全球を対象とした CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合する手法には、2つのモデルの収束について問題点が存在している。CCS は、製造業やエネルギー供給部門における排出削減策やバイオマスと組み合わせることで CDR を実現することから、多くの緩和シナリオ研究において主要な役割を果たすとされている。しかし、CCS には地下貯留容量の制約が存在し、その制約により CCS の利用が制限された状況を分析した研究は存在しない。統合評

価モデルを用いた DAC および合成燃料の分析により、これらの技術が果たす役割が明らかとなっている。しかし、利用されたモデルがエネルギーシステムモデルであるため、経済的な影響の分析が不足している。

そこで本研究では、

1. 全球規模の CGE モデルとエネルギーシステムモデルとの結合する際に、エネルギー需給に関する詳細な情報を交換し、2つのモデルを収束させる手法の開発
2. CGE モデルにおいて、まだ商業利用されていない新しい技術の利用や、利用時にかかる制約の表現

の2点に取り組むことで、CGE モデルの技術表現を改善する。

参考文献

- Abrell, J., Rausch, S., 2016. Cross-country electricity trade, renewable energy and European transmission infrastructure policy. *J. Environ. Econ. Manag.* 79, 87–113. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2016.04.001>
- Akimoto, K., Sano, F., Oda, J., Kanaboshi, H., Nakano, Y., 2021. Climate change mitigation measures for global net-zero emissions and the roles of CO₂ capture and utilization and direct air capture. *Energy Clim. Change* 2, 100057. <https://doi.org/10.1016/J.EGYCC.2021.100057>
- Andersen, K.S., Termansen, L.B., Gargiulo, M., Ó Gallachóirc, B.P., 2019. Bridging the gap using energy services: Demonstrating a novel framework for soft linking top-down and bottom-up models. *Energy* 169, 277–293. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.153>
- Arndt, C., Davies, R., Gabriel, S., Makrelov, K., Merven, B., Hartley, F., Thurlow, J., 2016. A sequential approach to integrated energy modeling in South Africa. *Appl. Energy* 161, 591–599. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2015.06.053>
- Asian Development Bank, 2013. Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia. URL <https://www.adb.org/publications/prospects-carbon-capture-and-storage-southeast-asia>
- Böhringer, C., Rutherford, T.F., 2008. Combining bottom-up and top-down. *Energy Econ.* 30, 574–596. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.03.004>
- Dahowski, R.T., Li, X., Davidson, C.L., Wei, N., Dooley, J.J., 2009. Regional Opportunities for Carbon Dioxide Capture and Storage in China A Comprehensive CO₂ Storage Cost Curve and Analysis of the Potential for Large Scale Carbon Dioxide Capture and Storage in the People's Republic of China.
- Dai, H., Fujimori, S., Herran, D.S., Shiraki, H., Masui, T., Matsuoka, Y., 2017. The impacts on climate mitigation costs of considering curtailment and storage of variable renewable energy in a general equilibrium model. *Energy Econ.* 64, 627–637. <https://doi.org/10.1016/J.ENERCO.2016.03.002>
- Dai, H., Mischke, P., Xie, X., Xie, Y., Masui, T., 2016. Closing the gap? Top-down versus bottom-up projections of China's regional energy use and CO₂ emissions. *Appl. Energy* 162, 1355–1373. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2015.06.069>
- Delzeit, R., Beach, R., Bibas, R., Britz, W., Chateau, J., Freund, F., Lefevre, J., Schuenemann, F., Sulser, T., Valin, H., Ruijven, B. van, Weitzel, M., Willenbockel, D., Wojtowicz, K., 2020. Linking Global CGE Models with Sectoral Models to Generate Baseline Scenarios: Approaches, Challenges, and Opportunities. *J. Glob. Econ. Anal.* 5, 162–195. <https://doi.org/10.21642/JGEA.050105AF>
- Fuhrman, J., McJeon, H., Patel, P., Doney, S.C., Shobe, W.M., Clarens, A.F., 2020. Food–energy–water implications of negative emissions technologies in a +1.5 °C future. *Nat. Clim. Change* 2020 1010 10, 920–927. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0876-z>
- Fujimori, S., Oshiro, K., Shiraki, H., Hasegawa, T., 2019. Energy transformation cost for the Japanese mid-century strategy. *Nat. Commun.* 10, 1–11. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12730-4>

- Hendriks, C., Crijns-Graus, W.H.J., van Bergen, F., 2004. Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs. Utrecht Ecofys TNO Rijksinst. Voor Volksgezond. En Milien.
- Holloway, S., Garg, A., Kapshe, M., Deshpande, A., Pracha, A.S., Khan, S.R., Mahmood, M.A., Singh, T.N., Kirk, K.L., Gale, J., 2009. An assessment of the CO₂ storage potential of the Indian subcontinent, in: *Energy Procedia*. Elsevier, pp. 2607–2613. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.027>
- IEAGHG, 2011. POTENTIAL FOR BIOMASS AND CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE. URL chrome-extension://efaidnbmninnibpcapjpcglclefindmkaj/https://legacy-assets.eenews.net/open_files/assets/2011/08/04/document_cw_01.pdf
- Global CCS, 2018. The Global Status of CCS. URL www.globalccsinstitute.com.
- IPCC, 2007. Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change, Contribution of Working Group III to the fourth Assessment Report of the IPCC. Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- IPCC, 2005. CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE. Cambridge University Press, Cambridge, UK. URL https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf
- IPCC, 2001. A Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change represents the formally agreed statement of the IPCC concerning climate change mitigation.
- Junin, R., Hasbollah, D.Z.A., 2016. CO₂ Storage Capacity Assessment of Deep Saline Aquifers in Malaysia. *World Acad. Sci. Eng. Technol.* 18 (10) IX, 1374–1383.
- Kearns, J., Teletzke, G., Palmer, J., Thomann, H., Kheshgi, H., Chen, Y.H.H., Paltsev, S., Herzog, H., 2017. Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO₂ Storage Capacity Worldwide, in: *Energy Procedia*. Elsevier Ltd, pp. 4697–4709. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1603>
- Kim, A.R., Cho, G.C., Kwon, T.H., 2014. Site characterization and geotechnical aspects on geological storage of CO₂ in Korea. *Geosci. J.* 18, 167–179. <https://doi.org/10.1007/s12303-013-0065-4>
- Krook-Riekkola, A., Berg, C., Ahlgren, E.O., Söderholm, P., 2017. Challenges in top-down and bottom-up soft-linking: Lessons from linking a Swedish energy system model with a CGE model. *Energy* 141, 803–817. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.107>
- Labriet, M., Drouet, L., Vielle, M., Loulou, R., Kanudia, A., Haurie, A., 2015. Assessment of the Effectiveness of Global Climate Policies Using Coupled Bottom-Up and Top-Down Models. *SSRN Electron. J.* <https://doi.org/10.2139/SSRN.2580216>
- Lee, H., Lee, J., Koo, Y., 2022. Economic impacts of carbon capture and storage on the steel industry—A hybrid energy system model incorporating technological change. *Appl. Energy* 317, 119208. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2022.119208>
- NETL/DOE, 2008. Carbon sequestration Atlas of the United States and Canada (Atlas ii). Department of Energy office of fossil Energy National Energy Technology Laboratory.
- Nishiura, O., Fujimori, S., Oshiro, K., 2020. ECONOMIC IMPACT AND MITIGATION MEASURES OF REDUCING GREENHOUSE GAS EMISSIONS IN ASIAN COUNTRIES. *J.*

Jpn. Soc. Civ. Eng. Ser G Environ. Res.

- Oshiro, K., Fujimori, S., 2022. Role of hydrogen-based energy carriers as an alternative option to reduce residual emissions associated with mid-century decarbonization goals. *Appl. Energy* 313, 118803. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2022.118803>
- Realmonde, G., Drouet, L., Gambhir, A., Glynn, J., Hawkes, A., Köberle, A.C., Tavoni, M., 2019. An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways. *Nat. Commun.* 2019 101 10, 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-10842-5>
- Riahi, K., Schaeffer, R., Arango, J., Calvin, K., Guivarch, C., Hasegawa, T., Jiang, K., Kriegler, E., Matthews, R., Peters, G.P., Rao, A., Robertson, S., Sebbit, A.M., Steinberger, J., Tavoni, M., Van Vuuren, D.P., 2022. Mitigation pathways compatible with long-term goals. *Clim. Change 2022 Mitig. Clim. Change Contrib. Work. Group III Sixth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Change*. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.005>
- RITE, 2008. 平成 19 年度二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書. URL https://www.rite.or.jp/results/result_reports/pdf/2007-chichu-1.pdf
- Rodrigues, R., Linares, P., 2014. Electricity load level detail in computational general equilibrium – Part I – Data and calibration. *Energy Econ.* 46, 258–266. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.09.016>
- Strefler, J., Bauer, N., Kriegler, E., Popp, A., Giannousakis, A., Edenhofer, O., 2018. Between Scylla and Charybdis: Delayed mitigation narrows the passage between large-scale CDR and high costs. *Environ. Res. Lett.* 13, 044015. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/AAB2BA>
- Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R., Luderer, G., 2021. Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nat. Clim. Change* 11, 384–393. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
- van Ruijven, B., van Vuuren, D.P., de Vries, B., 2007. The potential role of hydrogen in energy systems with and without climate policy. *Int. J. Hydrog. Energy* 32, 1655–1672. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.08.036>
- Vandyck, T., Keramidis, K., Saveyn, B., Kitous, A., Vrontisi, Z., 2016. A global stocktake of the Paris pledges: Implications for energy systems and economy. *Glob. Environ. Change* 41, 46–63. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.08.006>
- Vuuren, D.P. van, Stehfest, E., 2013. If climate action becomes urgent: The importance of response times for various climate strategies. *Clim. Change* 121, 473–486. <https://doi.org/10.1007/s10584-013-0769-5>
- Waisman, H., Guivarch, C., Grazi, F., Hourcade, J.C., 2012. The Imaclim-R model: infrastructures, technical inertia and the costs of low carbon futures under imperfect foresight. *Clim. Change* 114, 101–120. <https://doi.org/10.1007/s10584-011-0387-z>
- Weitzel, M., Vandyck, T., Rey Los Santos, L., Tamba, M., Temursho, U., Wojtowicz, K., 2023. A comprehensive socio-economic assessment of EU climate policy pathways. *Ecol. Econ.* 204, 107660. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2022.107660>
- Zhang, R., Fujimori, S., Dai, H., Hanaoka, T., 2018. Contribution of the transport sector to climate

change mitigation: Insights from a global passenger transport model coupled with a computable general equilibrium model. *Appl. Energy* 211, 76–88. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.10.103>

Zhu, Y., Ghosh, M., Luo, D., Macaluso, N., Rattray, J., 2018. Revenue recycling and cost effective ghg abatement: an exploratory analysis using a global multi-sector multi-region cge model. *Clim. Change Econ.* 09, 1840009. <https://doi.org/10.1142/S2010007818400092>

第3章 研究の対象と全体像

3.1 研究の全体像

本研究では、CGEモデルである AIM/Hub モデルにおける技術表現の改善を行う。図 3.1 に本研究の全体像と対応する章番号を示す。本研究では技術表現を改善する具体的な手法として、はじめに、1) CGEモデルとエネルギーシステムモデルを統合する手法の開発と、AIM/Hubモデルと MESSAGEixモデルの統合を実証する。次に、2) AIM/Hubモデルにおける新たな技術の表現し、そのモデルを用いて 3) 各種排出削減技術の利用や制限を考慮したシナリオの推計を行う。最後に CGEモデルにおいて技術表現を改善した結果をまとめ、本研究での限界点と今後の展望を示す。以下、1)から 3)について、詳細に説明する。

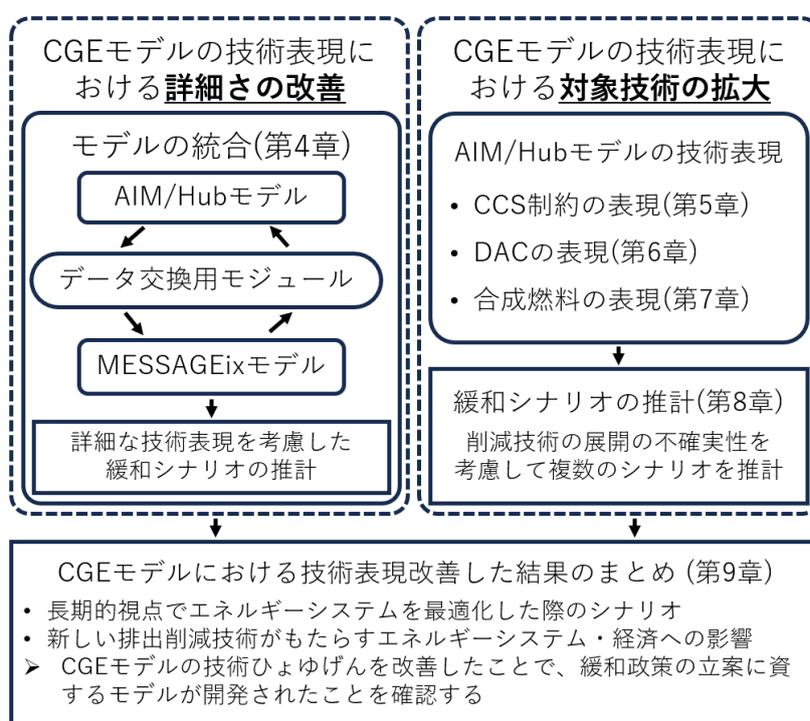


図 3.1 モデルの開発と推計のフローと各章の説明

1) CGEモデルとエネルギーシステムモデルの統合方法の開発と適用 (第4章)

CGEモデルとエネルギーシステムモデルを統合することで、排出削減の際の大規模なエネルギーシステムの変化とその変化による経済的な影響の推計が可能となる。第4章では、全球規模のCGEモデルとエネルギーシステムモデルの統合の方法を説明し、AIM/HubモデルとMESSAGEixモデルに適用する。研究の再現性とほかのモデルへの応用を可能とするため、この章では、2つのモデルの結合の際に使用した情報や、2つのモデルが収束していく過程についても報告する。

2) AIM/Hubモデルにおける新たな技術の表現 (第5章から第7章)

CGEモデルでは、現在商業利用されていない排出削減技術の利用やその利用を妨げる制

約条件の表現が不足している。第 5 章から第 7 章では、CGE モデルである AIM/Hub モデルにおいて、二酸化炭素の地下貯留容量にもとづく CCS の利用の制約、DAC による二酸化炭素の回収と地下への貯留、DAC により回収した二酸化炭素を利用した合成燃料の生産とエネルギー需要部門での利用を表現し、各技術の利用や利用の制限によるエネルギーシステムや経済への影響を分析する。

3) 技術シナリオの推計 (第 8 章)

技術開発の進展の度合いや社会的受容性といった要因から、排出削減技術の大規模な展開には大きな不確実性が存在する。第 8 章では、バイオマス、DAC と合成燃料の利用が制限された場合や水素の生産コストが低減した際の緩和シナリオを推計し、その経済影響を比較する。これにより、緩和政策の選択が持つ経済的な含意を分析する。

3.2 使用するモデルの特徴

本研究では、技術表現を改善する CGE モデルとして、AIM/Hub モデルを使用する。また、第 4 章で結合するエネルギーシステムモデルとして、MESSAGEix モデルを利用する。本節ではこれら 2 つのモデルの特徴について説明する。

3.2.1 AIM/Hub モデル

AIM/Hub モデルは、緩和シナリオの推定や温室効果ガス削減対策の社会的影響の分析 (Hasegawa et al., 2018) に広く利用されている逐次動学型の CGE モデルをベースとした統合評価モデルである (Fujimori et al., 2017)。モデルは混合相補性問題 (Mixed Complementarity Problem; MCP) として記述され、2005 年を基準年として 2050 年まで毎年均衡解が得られる。モデルには 43 の産業部門、政府部門、家計部門、投資部門が含まれる。家計部門では、労働と資本から得られる所得の一定割合が消費に割り当てられ、Linear Expenditure System (LES) 関数によって各商品への支出を決定する。残りの所得は投資や貯蓄に充てられる。貯蓄の割合は、貯蓄と投資のバランスをとるように内生的に決定され、各商品の資本形成は固定係数によって決定される。各産業部門は独自の資本ストックを持ち、部門の資本ストックは投資と年率 4% の資本減耗を受ける。生産関数は入れ子式の Constant Elasticity System (CES) 関数で表され、産業部門はこの関数に基づいて生産活動を行う。エネルギー供給部門では、エネルギーと付加価値に対する生産係数を固定している。エネルギー財の消費は、財の異質性を考慮したロジット関数によって決定される。CGE モデルは、一般的に社会会計表を用いて校正される。AIM/Hub モデルでは、Global Trade Analysis Project (GTAP) データベース (Dimaranan, 2006) を用いて、2005 年を基準年としてキャリブレーションされる。加えて、エネルギー消費と温室効果ガス排出量をより正確に推計するため、IEA が出版するエネルギーバランステーブル (IEA, 2019) を用いて 2007 年から 2015 年の期間においてキャリブレーションを行う。

3.2.2 MESSAGEix モデル

MESSAGEix-GLOBIOM は、計算期間全体における割引率を考慮した累積エネルギーシ

システムコストを最小化する通時最適型の線形計画エネルギーシステムモデルである。このモデルには、輸送、民生、産業部門における最終エネルギー消費に関する 49 の具体的な技術を考慮しており、電気、熱、液体燃料、気体燃料、水素を生産するための 54 の具体的な変換技術も考慮している。技術的制約と推計するシナリオが課す制約のもとで、一定の割引率を考慮した計算期間全体のエネルギーシステムコストを最小化する (Huppmann et al., 2019; Krey et al., 2020)。AIM/Hub モデルと同様に、このモデルは IEA のエネルギーバランステーブルに基づき、基準年のエネルギー需要とコストに関する設定を行う。MESSAGEix-GLOBIOM は、MACRO と呼ばれる単一部門の経済モデルと統合することで、気候政策に関連する経済的損失を考慮した推計を行うことができる。しかし、MACRO は限られた財分類を持つ単一の代表的な生産者および消費者の効用を最大化するため、詳細な経済的な情報を提供することはできない。

参考文献

- Dimaranan, B. V. (Ed.), 2006. Global Trade, Assistance, and Production: The GTAP 6 Data Base. URL https://www.gtap.agecon.purdue.edu/databases/v6/v6_doco.asp (accessed 6.15.21).
- Fujimori, S., Masui, T., Matsuoka, Y., 2017. AIM/CGE V2.0 Model Formula, in: Post-2020 Climate Action. Springer Singapore, Singapore, pp. 201–303. https://doi.org/10.1007/978-981-10-3869-3_12
- Hasegawa, T., Fujimori, S., Havlík, P., Valin, H., Bodirsky, B.L., Doelman, J.C., Fellmann, T., Kyle, P., Koopman, J.F.L., Lotze-Campen, H., Mason-D’Croz, D., Ochi, Y., Pérez Domínguez, I., Stehfest, E., Sulser, T.B., Tabeau, A., Takahashi, K., Takakura, J., van Meijl, H., van Zeist, W.-J., Wiebe, K., Witzke, P., 2018. Risk of increased food insecurity under stringent global climate change mitigation policy. *Nat. Clim. Change* 8, 699–703. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0230-x>
- Huppmann, D., Gidden, M., Fricko, O., Kolp, P., Orthofer, C., Pimmer, M., Kushin, N., Vinca, A., Mastrucci, A., Riahi, K., Krey, V., 2019. The MESSAGEix Integrated Assessment Model and the ix modeling platform (ixmp): An open framework for integrated and cross-cutting analysis of energy, climate, the environment, and sustainable development. *Environ. Model. Softw.* 112, 143–156. <https://doi.org/10.1016/J.ENVSOFT.2018.11.012>
- IEA, 2019. World Energy Balances 2019, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/3a876031-en>.
- Krey, V., Havlik, P., Kishimoto, P., Fricko, O., Zilliacus, J., Gidden, M., Strubegger, M., Kartasmita, G., Ermolieva, T., Forsell, N., Guo, F., Gusti, M., Huppmann, D., Johnson, N., Kikstra, J., Kindermann, G., Kolp, P., Lovat, F., McCollum, D., Min, J., Pachauri, S., Parkinson, S., Rao, S., Rogelj, J., Unlu, G., Valin, H., Wagner, P., Zakeri, B., Obersteiner, M., Riahi, K., 2020. MESSAGEix-GLOBIOM Documentation - 2020 release [WWW Document]. <https://doi.org/10.22022/IACC/03-2021.17115>

第4章 CGE モデルとエネルギーシステムモデルの統合手法の開発と適用

4.1 背景

4.1.1 CGE モデルと部分均衡モデルの統合

パリ協定では、世界の平均気温上昇を 2 度より十分低く保ち、1.5 度未満に抑制するよう努めることが世界共通の気温目標として設定された。この目標を達成するためには GHG 排出量の大幅な削減が必要であり、GHG 排出を大幅に削減する方策と、そのために必要な経済影響に注目が集まっている。

詳細プロセス型の統合評価モデルは、気候変動緩和研究におけるエネルギー、経済、土地利用、健康の影響を予測する上で重要な役割を果たしてきた。詳細プロセス型の統合評価モデルは、中核となるモデルが CGE モデルであるか、エネルギーシステムモデルか、成長モデルであるかによって分類され、研究の目的に応じて使い分けられてきた。また、複数種類のモデルを統合することで、モデルの適用範囲を広げたり、個々の部門をより詳細に分析することができる。これまでの研究では、全世界を対象とした CGE モデルとエネルギーシステムモデルや輸送や発電を対象とした部分均衡モデルを統合することの利点を実証されている(Vandyck et al., 2016; Labriet et al., 2015; Waisman et al., 2012)。特定の国や部門について、部分均衡モデルと CGE モデルを組み合わせる緩和シナリオを分析した研究はさらに多く存在し、中国(Dai et al., 2016)、日本(Fujimori et al., 2019)、欧州諸国(Krook-Riekkola et al., 2017)、米国(Zhu et al., 2018)、南アフリカ(Arndt et al., 2016)、韓国(Lee et al., 2022)、発電部門(Abrell and Rausch, 2016; Dai et al., 2017)、運輸部門(Zhang et al., 2018)、コンクリート部門(Andersen et al., 2019)を対象とした研究でも、複数種類のモデルの統合が行われている。

上記の研究において、複数種類のモデルの統合は様々な方法で達成されてきた。統合の方法は、3つのカテゴリーに分類することができる(Böhringer and Rutherford, 2008)。1つ目の方法はハードリンクと呼ばれ、一方のモデル(通常は縮小版)を他方のモデル内に実装し、両モデルを同時に実行する。2つ目は、数学的アプローチによって2つのモデルを統合する方法である。例として、Böhringer and Rutherford(2008)は、部分均衡モデルの特徴を CGE モデルに実装するために、電力部門の均衡を混合相補性問題として定式化している。このアプローチは、特定地域の発電モデルの特徴を考慮した CGE モデルを開発するために用いられている(Rodrigues and Linares, 2014)。3つ目の手法は、ソフトリンクと呼ばれ、2つの別個のモデルを使用する手法である。一方のモデルの結果をもう一方のモデルに導入することで、2つのモデルが結合される。ソフトリンクは、モデルの透明性、実用性、各モデルの理解の促進という点で優れており、他の2つの方法は、結果の一貫性と計算の効率性という点で優れている。研究者は、研究の目的に応じてそれぞれの統合の方法を使い分けすることができる。

ソフトリンクはさらに、片方のモデルの結果を他方のモデルにインプットする One-way と、各モデルのデータを反復的に交換する Two-way に分類することができる(Delzeit et al., 2020)。One-way では、一方のモデルの結果が他方のモデルの外生変数として機能するが、一般にモデル間の整合性は達成されない。Two-way では、モデル間のフィードバックを考

慮することで、交換する変数の収束性を高めることができる。

4.1.2 目的

統合モデルを使ったこれまでの研究は、その多くが特定の国、地域、部門に限定されていた。世界全体を対象とした CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合した研究のほとんどは、One-way のソフトリンクを採用している(Vandyck et al., 2016; Weitzel et al., 2023)。Two-way のソフトリンクを採用している研究では、総排出量やエネルギー使用量などの集約的な指標に関する情報を交換している(Labriet et al., 2015)。さらに、多くの研究では、モデルを統合するために使用されるプロセスや、どのような指標が選択され、それらがどのように収束されるかを説明する上で十分な詳細が欠けており、再現性を妨げている(Delzeit et al., 2020)。

本章では、2 つのモデルの間でエネルギーシステムや経済影響についての詳細な情報の交換を繰り返し、2 つのモデルの結果を十分に収束させることで、全球規模の CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合する手法を開発する。そして、CGE モデルである AIMHub モデルと通時最適型のエネルギーシステムモデルである MESSAGEix モデルにこの統合の手法を適用し、長期的な視点と詳細な技術表現を持ち、かつ経済的な影響を詳細に分析できるモデルを開発することを目的とする。

4.2 手法

4.2.1 手法の全体像

通時最適型のエネルギーシステムモデルである MESSAGEix モデル(Huppmann et al., 2019; Krey et al., 2020)と、逐次動学型の CGE モデルである AIM/Hub モデル(Fujimori et al., 2017)を統合するための新しい統合モデリングの枠組みを開発する。図 4.1 は 2 つのモデルの統合する際の手法の全体像を示している。この統合の枠組みでは、それぞれのモデルの結果をもう一方のモデルに導入することで、これらのモデルを統合する。まず、MESSAGEix モデルは、二酸化炭素排出量を削減しないベースラインと、後述する炭素価格を外生的に課すことで排出量が制限される緩和シナリオを計算する。緩和シナリオにおける炭素価格は、排出を伴う活動のコストを増大させ、需要を満たすためのエネルギーシステムやそのコストを増加させる。次に、エネルギーシステムに関する MESSAGEix モデルの結果を AIM/Hub モデルに導入し、同じシナリオを計算する。AIM/Hub において炭素価格が想定された場合は、排出を伴う経済主体から排出に応じた金額を徴収し、家計に全額を支払うという想定がなされている。これにより、排出が多い活動が抑制される。その後、AIM/Hub モデルによるエネルギー需要の推計結果を MESSAGEix モデルに導入し、再度計算を行う。このデータ交換の繰り返しは、後述するデータ収束の基準に基づき、両モデルの結果が一致するまで行う。

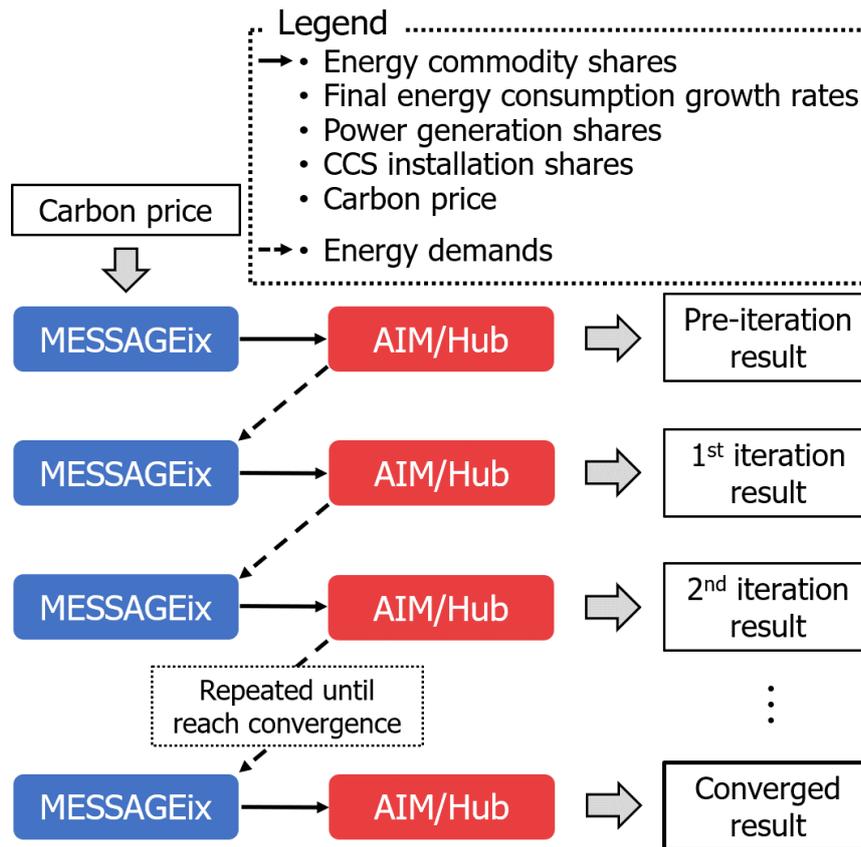


図 4.1 2つのモデルを統合する手法の全体像

モデル間で交換される具体的な変数として、MESSAGEix モデルからは、部門別の最終エネルギー消費の成長率、部門別のエネルギー財ごとの最終エネルギー消費におけるシェア、エネルギー源別の発電量のシェア、各技術（石炭火力発電所や製鉄など）の CCS 導入率が AIM/Hub モデルに入力される。これらの情報は、製造部門、民生部門、輸送部門における 7つのエネルギーキャリアに分類され、AIM/Hub モデルに導入される。MESSAGEix モデルは 33 の発電技術を考慮しており、それらは AIM/Hub での発電技術の表現に合わせて 10 の発電技術に集約する。そして、それらを発電技術のシェアとして AIM/Hub モデルに入力される。CCS 関連の変数も MESSAGEix モデルから取得し、各技術における CCS 導入比率に変換することで、AIM/Hub モデルに入力される。MESSAGEix モデルから入力される情報は AIM/Hub モデルにおいて制約条件として扱われる。自律的エネルギー効率改善、エネルギーキャリアに対する選好、発電シェアを決定するパラメータは、AIM/Hub モデルでは外生的なパラメータと仮定されていたが、統合された枠組みでは内生化する。AIM/Hub モデルからは、部門別のエネルギー需要の成長率が MESSAGEix モデルに導入される。AIM/Hub モデルでは 25 の部門のエネルギー需要を算出しているため、それらを製造業、国内輸送、国際輸送、民生部門に集約し、2015 年からの部門別のエネルギー需要の成長率を MESSAGEix に導入する。これにより、MESSAGEix モデルでは外生的に設定されているエネルギー需要を、統合フレームワークでは内生的に計算することができる。具体的なデータ処理方法と技術と部門間の割り当ては次項に記載する。

MESSAGEix モデルと AIM/Hub のエネルギーシステムの結果を完全に一致させることは、キャリブレーションに利用した情報の相違、地域の定義の相違、計算の対象となる部門の範囲、モデル構造の相違のために難しい。2 つのモデルの結果を整合させるために、最終エネルギー消費、エネルギー需要、エネルギー財、発電、CCS の導入について成長率とシェアを利用したデータ交換が行われる。このデータ交換により、変数の絶対値のわずかなずれを許容しつつ、2 つのモデルの間でエネルギーシステム構造の変化と経済的影響の規模を一致させることができる。データ交換の結果、2 つのモデルの収束が達成されない状況を防ぐため、データ交換で使用した変数の前回のデータ交換時と比較した最大変化率を 10% に設定する。データ交換に関する操作は次項においてより詳細に説明する。

モデルの統合が完了した後、単独の AIM/Hub モデルと MESSAGEix-GLOBIOM モデルを用いて共通のベースラインシナリオと緩和シナリオを計算し、その結果を統合が完了したモデルの結果と比較する。

4.2.2 データ交換のための操作

本項では、一方のモデルから他方のモデルへのデータ入力の具体的な手順について説明する。本節で使用した接尾辞は表 4.1 にまとめた。さらに、表 4.2 から表 4.6 に、データ交換プロセスでデータ集約に利用される地域、技術、部門、エネルギーキャリアの割り当てを示す。

表 4.1 接尾辞

Suffix	Description
n	The number of data exchanges
n-1	Previous number of data exchanges
y	Year
r	Region used when data are exchanged
raim	Region used in AIM/Hub
s	Sector used when data are exchanged
saim	Sector used in AIM/Hub
tec	Technology used in MESSAGEix
c	Energy carrier used when data are exchanged
e	Power generation sector

1) AIM/Hub モデルから MESSAGEix モデルへの入力

MESSAGEix モデルに入力されるデータは、AIM/Hub モデルによって計算された各部門のエネルギー需要の結果($EneDemAim_{n,y,raim,saim}$)から計算される。MESSAGEix モデルと AIM/Hub モデルは、それぞれ異なる地域分類と部門分類を採用している。MESSAGEix モデルに結果を入力するために、AIM/Hub で計算された 17 地域、23 部門と 2 つの副部門(国際海運輸送と航空輸送)のエネルギー需要を、式(1)を用いて 7 地域、4 部門に集約する。 $rMapAim_{r,raim}$ と $sMapAim_{s,saim}$ は、それぞれ表 4.2 および表 4.3 の対応する要素に 1 を代入した行列として定義した(例 $rMapAim_{Asia,Japan}=1$ 、 $sMapAim_{Transport,Mineral\ mining}=0$)。集約後、(2)式を用いて 2015 年からのエネルギー需要の伸び率($EneDem2_{n,y,r,s}$)を推計する。

$$EneDem1_{n,y,r,s} = \sum_{saim} sMapAim_{s,saim} * \sum_{raim} (rMapAim_{r,raim} * EneDemAim_{n,y,raim,saim}) \quad (1)$$

$$EneDem2_{n,y,r,s} = EneDem1_{n,y,r,s} / EneDem1_{n,"2015",r,s} \quad (2)$$

表 4.2 $rMapAim_{r,raim}$ と $rMapMsg_{r,rmsg}$ を構築するための地域の割り当て

Region in AIM/Hub (raim)	Region in MESSAGEix (rmsg)	Region (r)
United states, Canada	North America	North America
EU25, Rest of Europe, Turkey	Central and Eastern Europe, Western Europe	Europe
Oceania, Japan	Pacific OECD	Pacific OECD
China, India, Southeast Asia, Rest of Asia	Centrally Planned Asia and China, Other Pacific Asia, South Asia	Asia
Brazil, Rest of South America	Latin America and the Caribbean	Latin America and the Caribbean
Former Soviet Union	Former Soviet Union	Former Soviet Union
Middle East, North Africa Rest of Africa	Middle East and North Africa, Sub-Saharan Africa	Middle East and Africa

表 4.3 $sMapAim_{s,saim}$ を構築するための地域の割り当て

Sector in AIM/Hub (saim)	Sector (s)
Household, Service	Building
Rice, Wheat, Other grains, Oil seed crops, Vegetables, fruits, nuts, and fiber crops, Ruminant livestock, Raw milk, Non ruminant livestock, Fishery, Forestry, Mineral mining, Food products, Textiles apparel leather, Wood products, Paper and pulp products, Chemical plastic rubber products, Mineral products, Iron and steel, Nonferrous products, Other manufacturing	Industry
Transport	Transport
Transport shipping international, Transport aviation international	International transport

この成長率に基準年のエネルギー需要($EneDemBase_{rmsg,s}$)を掛け合わせたものが式(3)である。MESSAGEix モデルの前のデータ交換の際の値である 11 地域・4 部門のエネルギー需要($EneDemMsg_{n-1,y,rmsg,s}$)を、式(4)を用いて 7 地域・4 部門に集約する。式(3)および式(4)で計算された 2 つの値を比較し、式(5)を用いて前のエネルギー需要からの変化を制限する。この値($EneDem_{n,y,r,s}$)は、MESSAGEix モデルのエネルギー需要の制約式に適用され、変更されたエネルギー需要に基づいて、モデルの再計算を行う。

$$EneDem3_{n,y,r,s} = EneDem2_{n,y,r,s} * \sum_{rmsg} (rMapMsg_{r,rmsg} * EneDemBase_{rmsg,s}) \quad (3)$$

$$EneDem4_{n-1,y,r,s} = \sum_{rmsg} (rMapMsg_{r,rmsg} * EneDemMsg_{n-1,y,rmsg,s}) \quad (4)$$

$$EneDem_{n,y,r,s} \begin{cases} = EneDem3_{n,y,r,s} (0.9 * EneDem4_{n-1,y,r,s} < EneDem3_{n,y,r,s} < 1.1 * EneDem4_{n-1,y,r,s}) \\ = 0.9 * EneDem4_{n-1,y,r,s} (EneDem3_{n,y,r,s} < 0.9 * EneDem4_{n-1,y,r,s}) \\ = 1.1 * EneDem4_{n-1,y,r,s} (1.1 * EneDem4_{n-1,y,r,s} < EneDem3_{n,y,r,s}) \end{cases} \quad (5)$$

2) MESSAGEixモデルからAIM/Hubモデルへの入力

AIM/Hubモデルに入力するデータは、最終エネルギー消費量($FinEneMsg_{n,y,rmsg,tec}$)、発電量($PowGenmsg_{n,y,rmsg,tec}$)、炭素回収・貯留量($CCSmsg_{n,y,rmsg,tec}$)である。MESSAGEixモデルの11地域49技術のエネルギー消費量($FinEneMsg_{n,y,rmsg,tec}$)が、式(6)を用いて7地域、3部門における7種類のエネルギーキャリアの消費量に集約される($FinEne1_{n,y,r,s,c}$)。2015年からの各部門の最終エネルギー消費の増加率($FinEne2_{n,y,r,s}$)と各部門で消費されるエネルギーキャリアのシェア($FinEne3_{n,y,r,s,c}$)は、式(7)と式(8)を用いて算出する。

$$FinEne1_{n,y,r,s,c} = \sum_{tec} (tecMapMsg_{s,c,tec} * \sum_{rmsg} (rMapMsg_{r,rmsg} * FinEneMsg_{n,y,rmsg,tec})) \quad (6)$$

$$FinEne2_{n,y,r,s} = \sum_c FinEne1_{n,y,r,s,c} / \sum_c FinEne1_{n,"2015",r,s,c} \quad (7)$$

$$FinEne3_{n,y,r,s,c} = FinEne1_{n,y,r,s,c} / \sum_c FinEne1_{n,y,r,s,c} \quad (8)$$

表 4.4 $tecMapMsg_{s,c,tec}$ を構築するための MESSAGE モデルで想定される技術と AIM/Hub モデルで想定される部門およびエネルギーキャリアの割り当て

Technology in MESSAGEix (tec)	Energy carrier (c)	Sector (s)
Thermal coal used in industry, Specific use of coal in industry, Coal as industry feedstock	Coal product	Industry
Fuel oil for thermal uses in industry, Light oil for thermal uses in industry, Specific use of light oil in industry, Methanol as an industry feedstock, Methanol replacement for specific use of light oil in industry, Methanol replacement for use as liquid fuel in industry, Fuel oil as industry feedstock, Light oil as an industry feedstock	Petroleum product	
Gas for thermal uses in industry, Gas as an industry feedstock, Natural gas heat pump in industry	Gas product	
Ethanol replacement for specific uses of light oil in industry, Methanol replacement for specific uses of light oil in industry, Ethanol as an industry feedstock	Biomass	
Thermal biomass with C in industry	Traditional biomass	
Thermal electricity generation in industry, Specific use of electricity in industry, Electric heat pump in industry, On-site solar photovoltaic power plant (no storage) in specific industries, District heating for thermal uses in industry, Solar thermal power in industry	Electricity	
Hydrogen fuel cell cogeneration system for specific industries, Gaseous hydrogen in industry	Hydrogen	
Coal-based transport	Coal product	Transport
Fuel oil-based transport, Light oil-based transport, Methanol fuel cell-based transport, Methanol ic-engine-based transport	Petroleum product	
Ethanol fuel cell-based transport, Ethanol ic-engine-based transport,	Biomass	
Electricity-based transport	Electricity	
Gas-based transport	Gas product	Building
Coal heating in the residential/commercial sector	Coal product	
Fuel oil heating in the residential/commercial sector, Light oil heating in the residential/commercial sector, Methanol replacement for use as liquid fuel in the residential/commercial sector	Petroleum product	
Gas heating in the residential/commercial sector, Natural gas heat pump in the residential/commercial sector	Gas product	
Ethanol replacement for use as liquid fuel in the residential/commercial sector	Biomass	
Electric heating in the residential/commercial sector, Specific use of electricity in the residential/commercial sector, Electric heat pump in the residential/commercial sector, Specific use of on-site solar photovoltaic power plant (no storage) in the residential/commercial sector, District heating in the residential/commercial sector	Electricity	
Non-commercial biomass, Biomass with C for heating in the residential/commercial sector	Traditional biomass	

(8)式で算出した成長率に、(9)式を用いて基準年のエネルギー消費量($FinEneBase_{rmsg,tec}$)を乗じる。前回のAIM/Hubの結果である17地域25部門のエネルギー消費量を、式(10)を用いて7地域3部門に集約する。これらの値を比較し、式(11)を用いて前回のデータ交換の際のエネルギー消費からの変化を制限する。データ交換の結果、図4.3と図4.4が示すように、

2つのモデルは徐々に収束する。

$$FinEne4_{n,y,r,s} = FinEne2_{n,y,r,s} * \sum_c \sum_{tec} (tecMapMsg_{s,c,tec} * \sum_{rmsg} (rMapMsg_{r,rmsg} * FinEneBase_{rmsg,tec})) \quad (9)$$

$$FinEne5_{n-1,y,r,s,c} = \sum_{saim} (sMapAim_{s,saim} * \sum_{raim} (rMapAim_{r,raim} * \sum_c FinEneAim_{n-1,y,raim,saim,c})) \quad (10)$$

$$FinEne6_{n,y,r,s} \begin{cases} = FinEne4_{n,y,r,s} (0.9 * \sum_c FinEne5_{n-1,y,r,s,c} < FinEne4_{n,y,r,s} < 1.1 * \sum_c FinEne5_{n-1,y,r,s,c}) \\ = 0.9 * \sum_c FinEne5_{n-1,y,r,s,c} & (FinEne4_{n,y,r,s} < 0.9 * \sum_c FinEne5_{n-1,y,r,s,c}) \\ = 1.1 * \sum_c FinEne5_{n-1,y,r,s,c} & (1.1 * \sum_c FinEne5_{n-1,y,r,s,c} < FinEne4_{n,y,r,s}) \end{cases} \quad (11)$$

(8)式で算出したシェアと AIM/Hub の前回のシェアの平均値を(12)式で算出する。この値に(11)式で算出したエネルギー消費量($FinEne6_{n,y,r,s}$)を乗じ、この値を AIM/Hub に入力し、制約条件として扱う。

$$FinEne7_{n,y,r,s,c} = (FinEne3_{n,y,r,s,c} + FinEne5_{n-1,y,r,s,c} / \sum_c FinEne5_{n-1,y,r,s,c}) / 2 \quad (12)$$

$$FinEne_{n,y,r,s,c} = FinEne6_{n,y,r,s} * FinEne7_{n,y,r,s,c} \quad (13)$$

MESSAGEix モデルによる 11 地域の 33 技術の発電量($PowGenMsg_{n,y,rmsg,tec}$)を、式(14)を用いて 7 地域の 10 種類の発電部門の発電量($PowGen1_{n,y,r,e}$)に集計する。また、発電部門ごとのシェア($PowGen2_{n,y,r,e}$)を、式(15)を用いて算出する。この値と AIM/Hub の前回の発電シェア($PowGen_{n,y,r,e}$)の平均値を式(16)で計算し、AIM/Hub に入力する。

$$PowGen1_{n,y,r,e} = \sum_{tec} (tecMapMsg2_{e,tec} * \sum_{rmsg} (rMapMsg_{r,rmsg} * PowGenMsg_{n,y,rmsg,tec})) \quad (14)$$

$$PowGen2_{n,y,r,e} = PowGen1_{n,y,r,e} / \sum_e PowGen1_{n,y,r,e} \quad (15)$$

$$PowGen_{n,y,r,e} = (PowGen2_{n,y,r,e} + \frac{\sum_{raim} (rMapAim_{r,raim} * PowGenAim_{n-1,y,raim,e})}{\sum_e \sum_{raim} (rMapAim_{r,raim} * PowGenAim_{n-1,y,raim,tec})}) / 2 \quad (16)$$

表 4.5 $tecMapMsg2_{e,tec}$ を構築するための MESSAGE モデルで想定される発電技術と AIM/Hub モデルで想定される部門の割り当て

MESSAGEix (tec)	Power generation sector (e)
Advanced coal-fired power plant, Advanced coal-fired power plant with CCS, Coal-fired power plant, Coal-fired power plant without abatement measures, Integrated gasification combined cycle power plant, Integrated gasification combined cycle power plant with CCS, New coal scrubber for integrated gasification combined cycle plants, Coal heating plant	Coal-fired power generation
Gas combined cycle power-plant, Gas combined cycle power-plant with CCS, Gas combustion-turbine power plant, High temperature fuel cell powered with natural gas, Gas-fired power plant, Rankine cycle, Natural gas heating plant	Gas-fired power generation
New standard oil power plant, Rankine cycle, Light oil combined cycle, Existing light oil power plant, Fuel oil heating plant	Oil-fired power generation
High cost hydro power plant, Low cost hydro power plant	Hydroelectric power generation
High cost nuclear power plant, Low cost nuclear power plant	Nuclear electric power generation
Solar photovoltaic power plant, Solar thermal power plant with storage, Concentrated solar power	Photovoltaic power generation
Wind power plant onshore, Wind power plant offshore	Wind power generation
Geothermal power plant, Geothermal heat plant	Geothermal power generation
Bio power plant, Biomass heating plant	Biomass power generation
Advanced biomass power plant, Advanced biomass power plant with CCS	Modern biomass-power generation

MESSAGEix モデルで計算された 11 地域の CCS 利用を考慮した 32 の技術の二酸化炭素排出量($EmiCO2Msg_{n,y,rmsg,tec}$)と二酸化炭素回収・貯留量($CCSMsg_{n,y,rmsg,tec}$)を 7 地域 7 部門に集約する($EmiCO2_{n,y,r,s}$, $CCS_{n,y,r,s}$)。これらの値から、各セクターにおける CCS の利用率($CCSrat_{n,y,r,s}$)を式(18)を用いて算出し、AIM/Hub に導入する。これらの値($FinEne_{n,y,r,s,c}$, $PowGen_{n,y,r,e}$, $CCSrat_{n,y,r,s}$)は、AIM/Hub 内で制約条件として扱われ、単体の AIM/Hub では外生的なパラメータである自律的エネルギー効率改善と最終エネルギー消費選好のパラメータを内生化する。

$$EmiCO2_{n,y,r,s} = \sum_{tec} (tecMapMsg3_{s,tec} * \sum_{rmsg} (rMapMsg_{r,rmsg} * EmiCO2Msg_{n,y,rmsg,tec})) \quad (17)$$

$$CCS_{n,y,r,s} = \sum_{tec} (tecMapMsg4_{s,tec} * \sum_{rmsg} (rMapMsg_{r,rmsg} * CCSMsg_{n,y,rmsg,tec})) \quad (18)$$

$$CCSrat_{n,y,r,s} = CCS_{n,y,r,s} / EmiCO2_{n,y,r,s} \quad (19)$$

表 4.6 $tecMapMsg3_{s,tec}$ と $tecMapMsg4_{s,tec}$ 構築するための MESSAGE モデルで想定される CCS 技術と AIM/Hub モデルで想定される各部門への割り当て

CO ₂ Emission in MESSAGEix (tec)	Technology with CCS in MESSAGEix (tec)	CCS sector (s)
Advanced coal-fired power plant, Integrated gasification combined cycle power plant, Coal-fired power plant, Coal-fired power plant without abatement measures	Advanced coal-fired power plant with CCS, Integrated gasification combined cycle power plant with CCS, New coal scrubber for coal-fired power plants	Coal-fired power generation
Gas combined cycle power-plant, Gas combustion-turbine power plant, Gas-fired power plant Rankine cycle	Gas-fired combined cycle power-plant with CCS, CO ₂ scrubber for natural gas power plant	Gas-fired power generation
Hydrogen production via coal gasification	Hydrogen production via coal gasification with CCS	Coal hydrogen generation
Hydrogen production via steam-methane reforming of natural gas	Hydrogen production via steam-methane reforming of natural gas with CCS	Gas hydrogen generation
Methanol synthesis via natural gas	Methanol synthesis via natural gas with CCS	Petroleum refinery
CO ₂ emissions from cement production	Cement CO ₂ scrubber	Chemical, Plastic,
Methanol synthesis via coal gasification, Coal liquefaction and light oil synthesis	Methanol synthesis via coal gasification with CCS, Coal liquefaction and light oil synthesis with CCS	Coal transformation
Advanced biomass power plant	Advanced biomass power plant with CCS	Advanced biomass-power generation
Hydrogen production from biomass	Hydrogen production from biomass with CCS	Biomass hydrogen generation
Ethanol synthesis via biomass gasification, Second generation ethanol production	Ethanol synthesis via biomass gasification with CCS, Second Generation Ethanol Production with CCS	Biomass transformation

4.2.3 収束を確認するための指標

データ交換を通じて、エネルギーシステムとエネルギー需要に関する 2 つのモデルの違いを明らかにするために、これら 2 つのモデルの違いを表すいくつかの指標を用意する。定量的な指標として、1-norm ベクトルを用いる。

$$\|x\|_1 = \sum_i |x_i|$$

ここで、 x は全期間のモデルの決定変数のベクトルである。収束の尺度として、以下に説明されるように 1 ノルムを正規化した。具体的には、最終エネルギー消費成長率、最終エネルギーシェア、発電シェア、総エネルギー需要成長率を考慮した。統合したモデルの結果を、2 つのモデル間で比較可能な地域、部門、エネルギー源、技術分類に集約し比較する。地域と部門は、それぞれ 7 つの地域(太平洋 OECD、アジア、ヨーロッパ、旧ソビエト連邦、中東・アフリカ、北米、南米)と 3 つの部門(産業、運輸、民生)に分類した。2020 年から 2050 年までの 5 年ごとの結果を比較する。

2) 最終エネルギー消費とエネルギー需要の伸び率

最終エネルギー消費量とエネルギー需要の伸び率の差を定量化するために、 Xgr_dif_v を式(1)で定義する。

$$Xgr_dif_v = \frac{\sum_{y \in Y} \sum_{r \in R} \sum_{s \in S1} |Xgr_{v, "MESSAGE", y, r, s} - Xgr_{v, "AIMHub", y, r, s}|}{\sum_{y \in Y} \sum_{r \in R} \sum_{s \in S1} |Xgr_{v, "MESSAGE", y, r, s} + Xgr_{v, "AIMHub", y, r, s}| / 2} \quad (20)$$

ここで、 $Xgr_{v, m, y, r, s}$ は、モデル m によって計算された地域 r と部門 s における y 年の変数 v (最終エネルギー消費またはエネルギー需要) の 2015 年の値に対する比率、 $S1$ は 3 つの部門の集合、 R は 7 つの地域の集合、 Y は 2020 年から 2050 年までの計算対象年の集合である。

2) 最終エネルギー消費と発電のシェア

最終エネルギー構成と発電シェアの違いを定量化するために、 Xsh_dif_v を式(2)で定義する。

$$Xsh_dif_v = \frac{\sum_{y \in Y} \sum_{r \in R} \sum_{s \in S2} \sum_{c \in C} |Xsh_{v, "MESSAGEix", y, r, s, c} - Xsh_{v, "AIM/Hub", y, r, s, c}|}{\sum_{y \in Y} \sum_{r \in R} \sum_{s \in S2} \sum_{c \in C} |Xsh_{v, "MESSAGEix", y, r, s, c} + Xsh_{v, "AIM/Hub", y, r, s, c}| / 2} \quad (21)$$

ここで、 $Xsh_{v, m, y, r, s, c}$ はモデル m で計算された地域 r と部門 s における y 年のエネルギー財 c のシェア、 $S2$ は発電部門を加えた 3 部門の集合、 C は部門 s で使用されるエネルギー財の集合である。

4.2.4 モデル検証用の指標

統合評価モデルの設計、再生可能エネルギーや削減技術のポテンシャルとコストの設定、技術表現や経済部門の解像度、動学化の方法、モデルの範囲(一般均衡か部分均衡か)といった要因がモデルによって異なり、同じ気温目標(例えば、共通の炭素予算)においても結果に差が生じる。モデルの挙動を理解するために、統合評価モデルの診断指標が開発され、統合評価モデルの間やモデルのバージョン間の比較が行われてきた。Kriegler et al (2015) は、モデルのバージョンやモデル間の差異を識別するための診断指標 (relative abatement Index; RA、emission reduction type index; ERT、transformation index; TI、fossil fuel reduction; FFR、cost per abatement value; CAV)を提案し、Harmsen et al. (2021)は、統合評価モデルの挙動を体系的かつ定期的に評価するために、その診断指標を改良した。この指標を用いて新たに開発した統合モデル、MESSAGEix、AIM/Hub の 3 種類のモデル結果を比較する。以下の式(22)から式(28)で各指標の定義を示す。 P は 4 つのエネルギー供給方法(化石燃料、原子力、バイオマス、バイオマスを除く再生可能エネルギー)、 $Mitigation Cost_y$ はベースラインと比較した GDP の変化を表す。

$$RAI_y = \frac{CO2\ Ene\&Ind_{y,"Baseline"} - CO2\ Ene\&Ind_{y,"Policy"}}{CO2\ Ene\&Ind_{y,"Baseline"}} \quad (22)$$

$$CIred_y = \frac{Cabon\ Intensity_{y,"Baseline"} - Cabon\ Intensity_{y,"Policy"}}{Cabon\ Intensity_{y,"Baseline"}} \quad (23)$$

$$Elred_y = \frac{Energy\ Intensity_{y,"Baseline"} - Energy\ Intensity_{y,"Policy"}}{Energy\ Intensity_{y,"Baseline"}} \quad (24)$$

$$ERT_y = \frac{CIred_y}{CIred_y + Elred_y} \quad (25)$$

$$TI_y = \sum_{p \in P} |PrimaryEnergyShare_{y,p} - PrimaryEnergyShare_{2020,p}| \quad (26)$$

$$FFR_y = \frac{Primary\ Energy_{2020,"fossil"} - Primary\ Energy_{y,"fossil"}}{Primary\ Energy_{2020,"fossil"}} \quad (27)$$

$$CAV_y = \frac{Mitigation\ Costs_y}{GHG\ Reduction_y * Carbon\ Price_y} \quad (28)$$

4.2.5 推計するシナリオ

世界全体について、ベースラインシナリオと、GHG 排出量に制約を設けた緩和シナリオを計算する。両シナリオとも、人口と経済成長を含む社会経済状況は共通社会経済経路 (O'Neill et al., 2014) から、中庸なシナリオである SSP2 に基づいて設定する。ベースラインシナリオは、気候緩和政策がないことを前提としており、計算期間を通じて炭素価格は設定されない。緩和シナリオは、Kriegler et al (2015) と Harmsen et al. (2021) が提案したシナリオに基づいている。炭素価格は年率 5% で上昇し、2040 年には 80 ドルに達するように設定する。緩和シナリオでは、データ交換が行われる前に、両方のモデルにこの炭素価格が課される。

4.3 結果

本節では、はじめにデータ交換による各モデルの計算結果の推移と収束を確認するために、2 つのモデルが計算した最終エネルギー消費量、発電シェア、エネルギー需要に加え、2 つのモデル間の差を定量化する指標の計算結果を示す。次に、2 つのモデルを統合したモデルの結果を、比較のための単体モデル (AIM/Hub、MESSAGEix) の結果と併せて示す。最後にモデル検証用の指標の計算結果を示す。結果を示すにあたり、それぞれのモデル名は、MESSAGEix モデル、AIM/Hub モデル、MESSAGEix-AIM/Hub (2 つのモデルを統合したモデル) と表記する。

4.3.1 統合の確認

ここでは、4.2.3 で説明した収束を確認するための指標の計算結果と計算に使用した情報を示す。データ交換前の指標は、ベースラインシナリオで 0.998、緩和シナリオで 1.016 と計算された。データ交換により、2つのモデルの差は急速に縮まり、10回のデータ交換の後、指標はベースラインシナリオで 0.068、緩和シナリオで 0.066 となり、収束したと解釈できる(図 4.2)。第9回と第10回の指標の差は5%未満であった。これらの結果から、10回目の結果が本章で開発したモデルの結果と判断された。4つの指標のうち、最終エネルギー消費量に占める割合の指標は、差の減少が比較的緩やかであり、10回のデータ交換を経ても、モデル間のわずかに差異が残っていることを示している。最終エネルギー消費の部門別結果に注目すると、ベースラインシナリオでは、運輸部門で2つのモデル間に差が見られた。緩和シナリオでは、運輸部門と製造部門で差が見られた(図 4.3)。発電部門とエネルギー需要については、6度のデータ交換により、2つのモデルの差はほとんどなくなった(図 4.4 および図 4.5)。

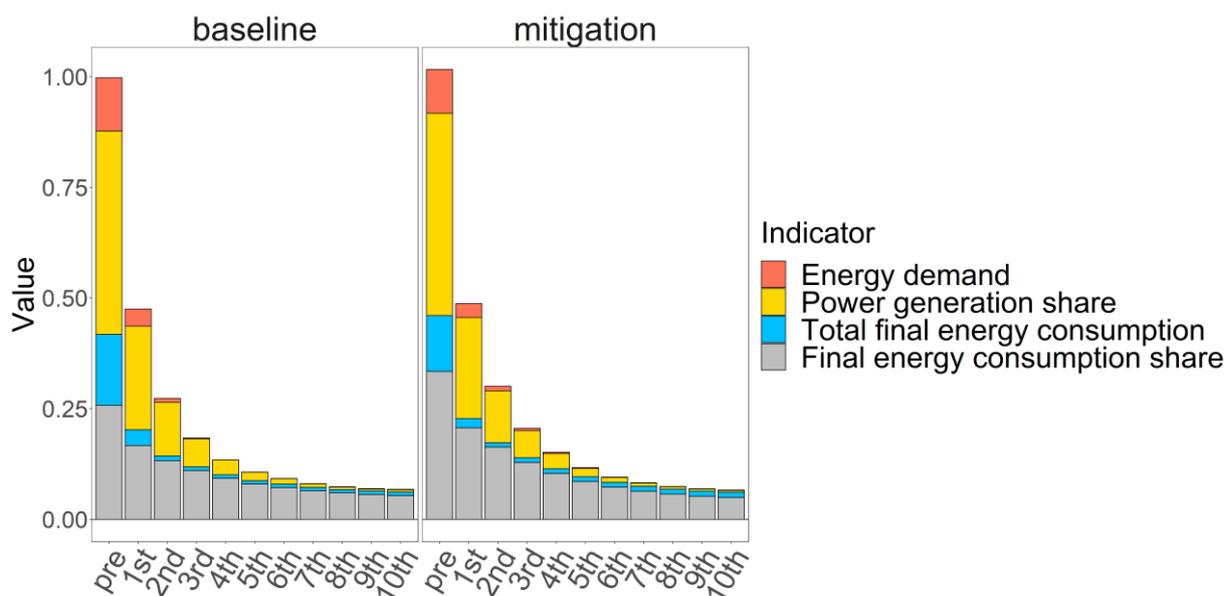


図 4.2 収束を確認するための指標. X 軸の“pre “は、データ交換前に算出された結果にもとづいて指標を算出した結果を示す。その他は、各データ交換後の結果をもとに算出した結果を示す。

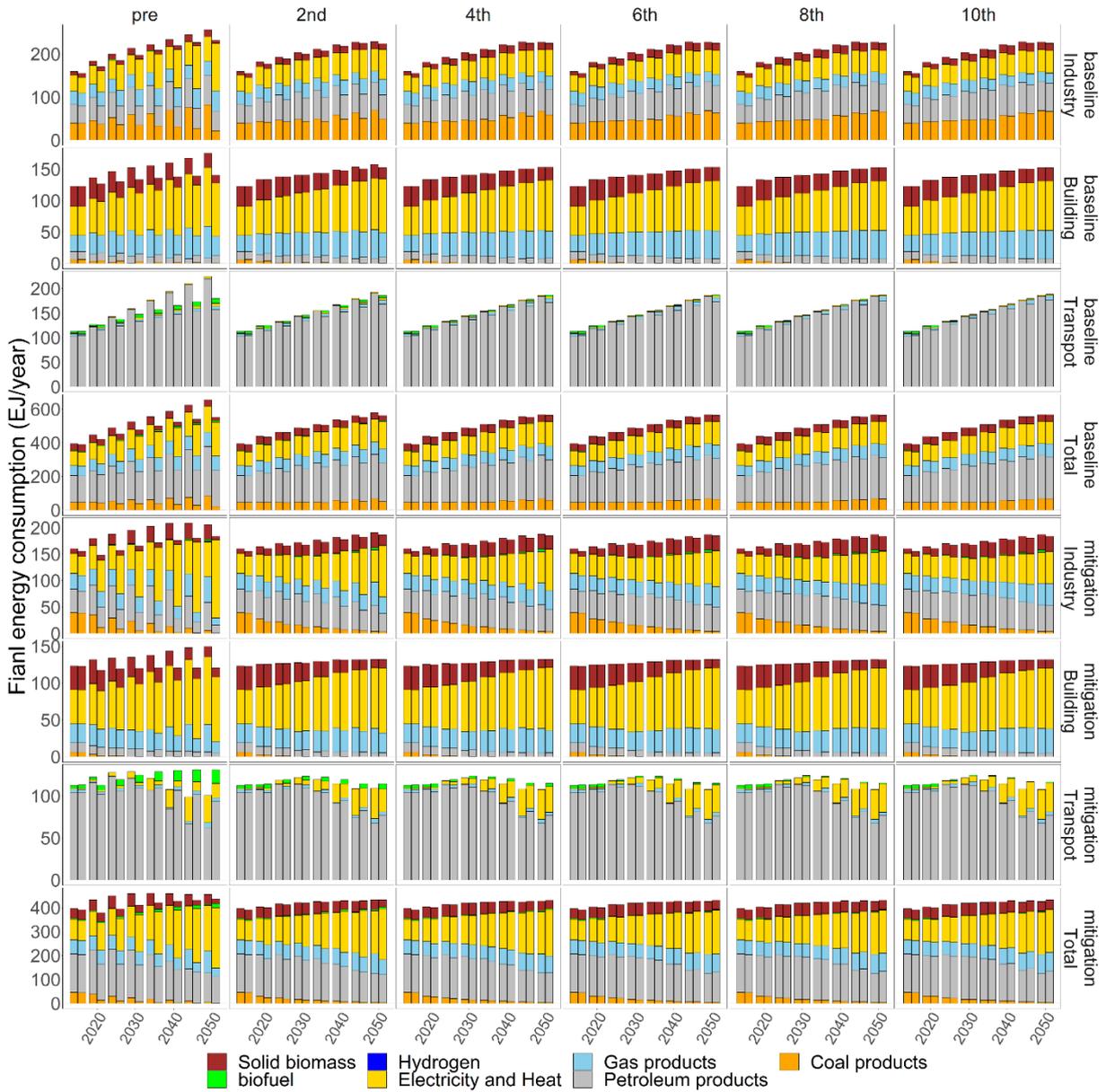


図 4.3 データ交換課程における最終エネルギー消費量. 左のバーは MESSAGEix の結果を示し、右のバーは AIM/Hub の結果を示す。パネルのタイトルについて、pre はデータ交換前に計算された結果を示し、その後は各データ交換後の結果を示す。

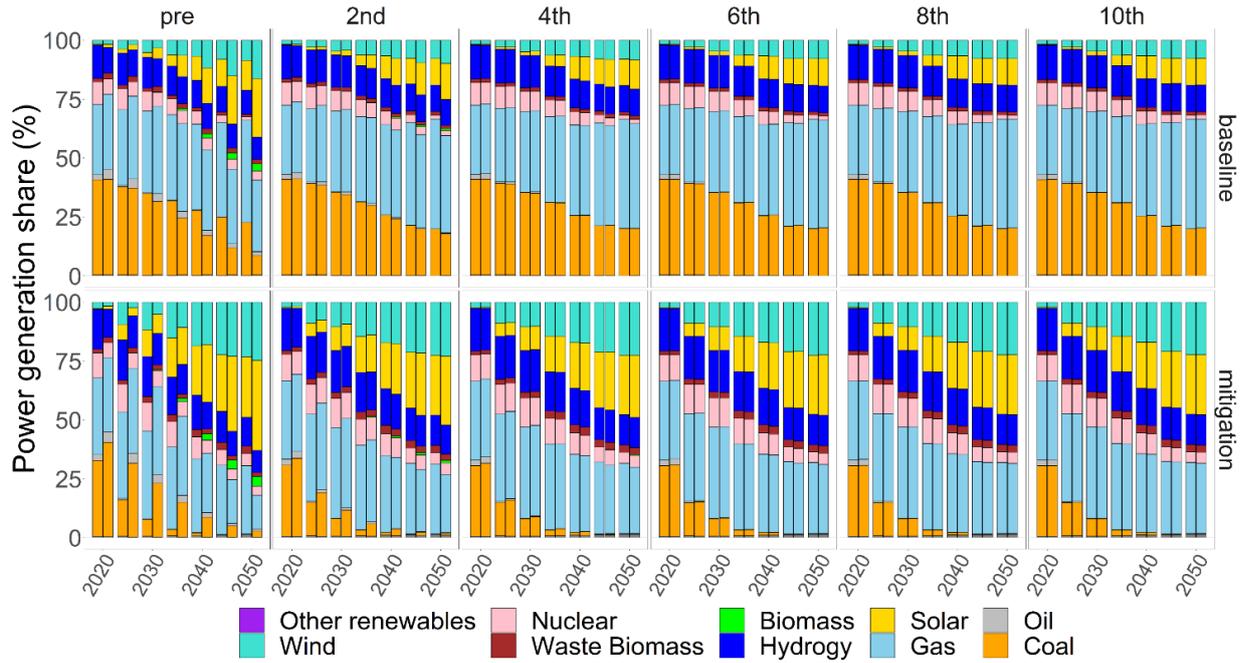


図 4.4 データ交換過程における発電量のシェア. 左のバーは MESSAGEix の結果、右のバーは AIM/Hub の結果を示す。パネルタイトルについて、pre はデータ交換前に計算された結果を示し、その他は各データ交換後の結果を示す。

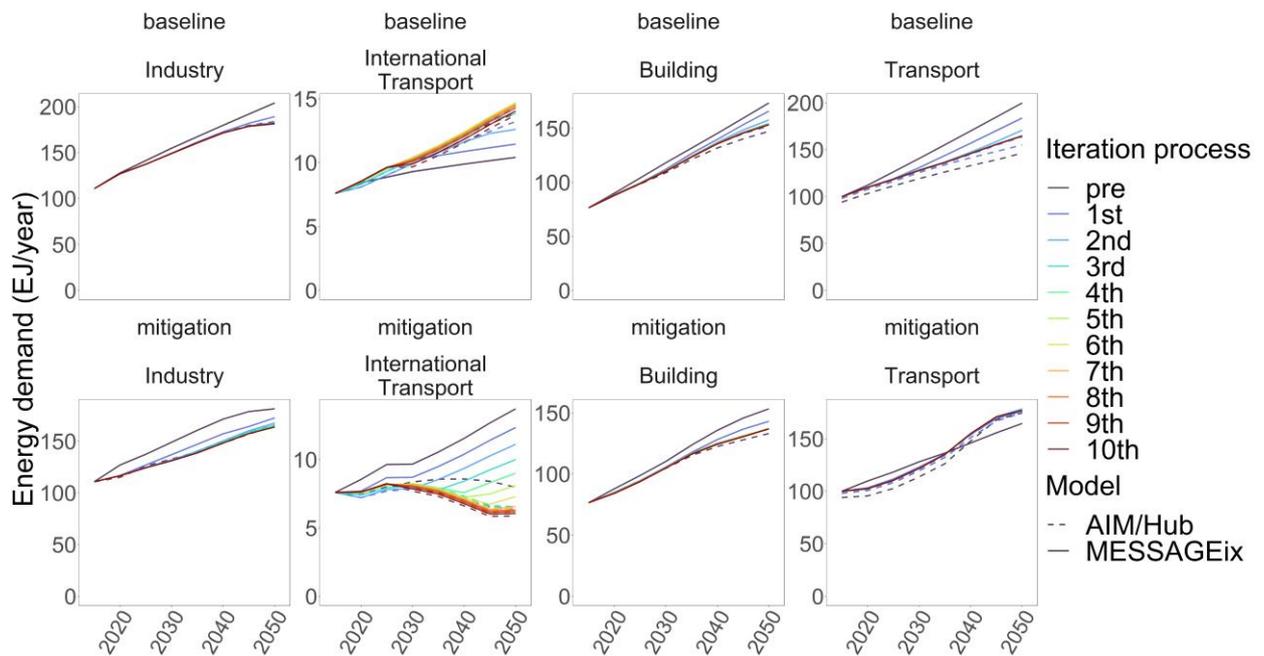


図 4.5 データ交換過程におけるエネルギー需要. Pre はデータ交換前に計算された結果を示し、その他は各データ交換後の結果を示す

4.3.2 二酸化炭素排出量とエネルギーシステム

ここでは、統合モデルの結果としての二酸化炭素排出量とエネルギーシステムの推計結果を報告し、それらが単体の MESSAGEix モデルと AIM/Hub モデルの結果に対してどのように変化したかを報告する。ベースラインシナリオでは、MESSAGEix-AIM/Hub と MESSAGEix は、期間を通じて二酸化炭素排出量に差が見られた。キャリブレーションの際には、両モデルとも IEA のエネルギーデータベースを使用している。しかし、MESSAGEix と AIM/Hub のキャリブレーションの方法と対象とする部門の範囲の違いによって相違が生じた。ベースラインシナリオの相違は、主に電力の嗜好の変化と技術発展の速度の違いによるもので、これらは外生的に決定されたものである。

すべてのモデルの緩和シナリオにおける二酸化炭素排出経路は、AR6 シナリオデータベース(Byers et al., 2022)から得られた、気温上昇を 2°C以下に抑える既存のシナリオの範囲と一致していた(図 4.6、パネル a)。MESSAGEix-AIM/Hub と MESSAGEix の間の違いはわずかであった。MESSAGEix-AIM/Hub と AIM/Hub モデルを比較すると、MESSAGEix-AIM/Hub はより早く排出量を削減しており、その結果、AIM/Hub モデルと比較した際の累積二酸化炭素排出削減量は 98Gt-CO₂ 少ない経路となった。

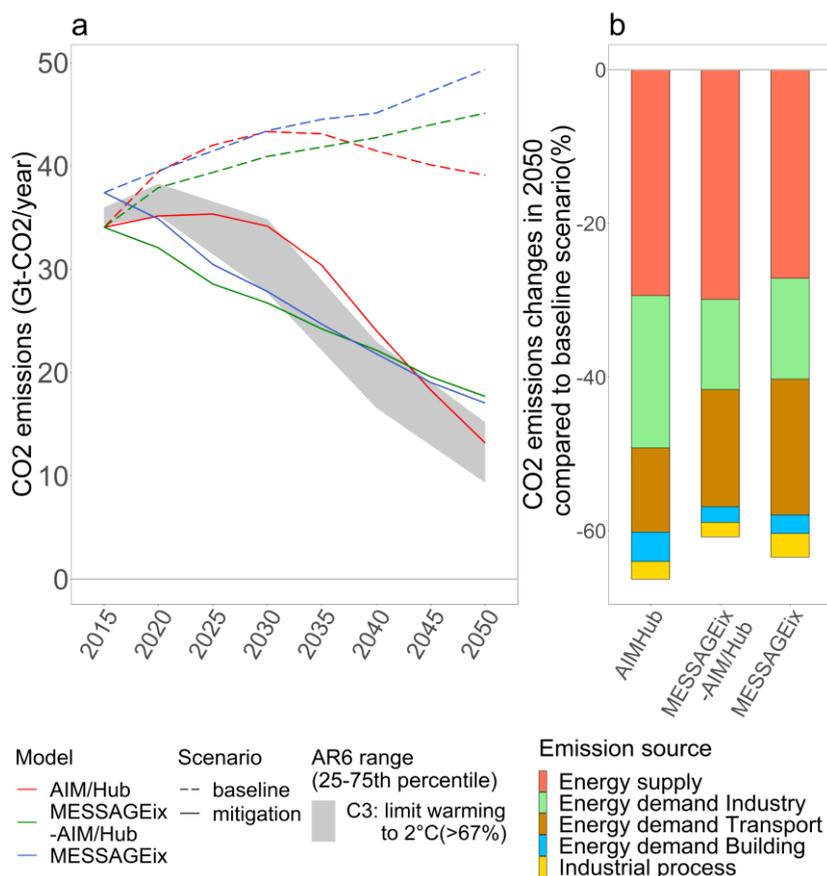


図 4.6 世界の二酸化炭素排出量。パネル a の線は、各モデルにおける化石燃料と産業プロセスからの二酸化炭素排出量を示し、網掛け部分は、IPCC 第 6 次報告書で報告された気温上昇を 2°C未満に抑えるシナリオの 25-75 パーセンタイルを示す。パネル b は、2050 年における各部門のベースラインシナリオに対する緩和シナリオの二酸化炭素排出量の変化率を示している。

この結果は、MESSAGEix-AIM/Hub が通時最適型 のエネルギーシステムモデルを統合して開発されたことを反映している。2050 年の排出削減率は、それぞれ 61%(MESSAGEix-AIM/Hub)、66%(AIM/Hub モデル)、65%(MESSAGEix モデル)と計算された(図 4.6、パネル b)。部門別排出量では、MESSAGEix-AIM/Hub と MESSAGEix は、AIM/Hub よりも輸送部門での排出削減量が多く、製造部門と民生部門では、AIM/Hub よりも削減量が少ない。

ベースラインシナリオにおける 2050 年の最終エネルギー消費量は、それぞれ 573EJ/年(AIM/Hub モデル)、581EJ/年(MESSAGEix モデル)、569EJ/年(MESSAGEix-AIM/Hub モデル)と推計された。緩和シナリオでは、2050 年の最終エネルギー消費量は、それぞれ 437EJ/年(AIM/Hub モデル)、413EJ/年(MESSAGEix モデル)、428EJ/年(MESSAGEix-AIM/Hub モデル)であった。最終エネルギー消費におけるエネルギー財のシェアに注目すると、MESSAGEix と MESSAGEix-AIM/Hub は近いエネルギー財消費の構成を示したが、AIM/Hub は 2 つのモデルに比べて電力消費量が多く、ガス燃料消費量が少ない(図 4.7、パネル a)。各部門の電化率については、MESSAGEix-AIM/Hub と MESSAGEix はすべての部門で同程度の値を示した。AIM/Hub モデルと比較すると、MESSAGEix-AIM/Hub は輸送部門の電化率が高いが、産業部門と民生部門の電化率は低いことが示された(図 4.7、パネル b)。

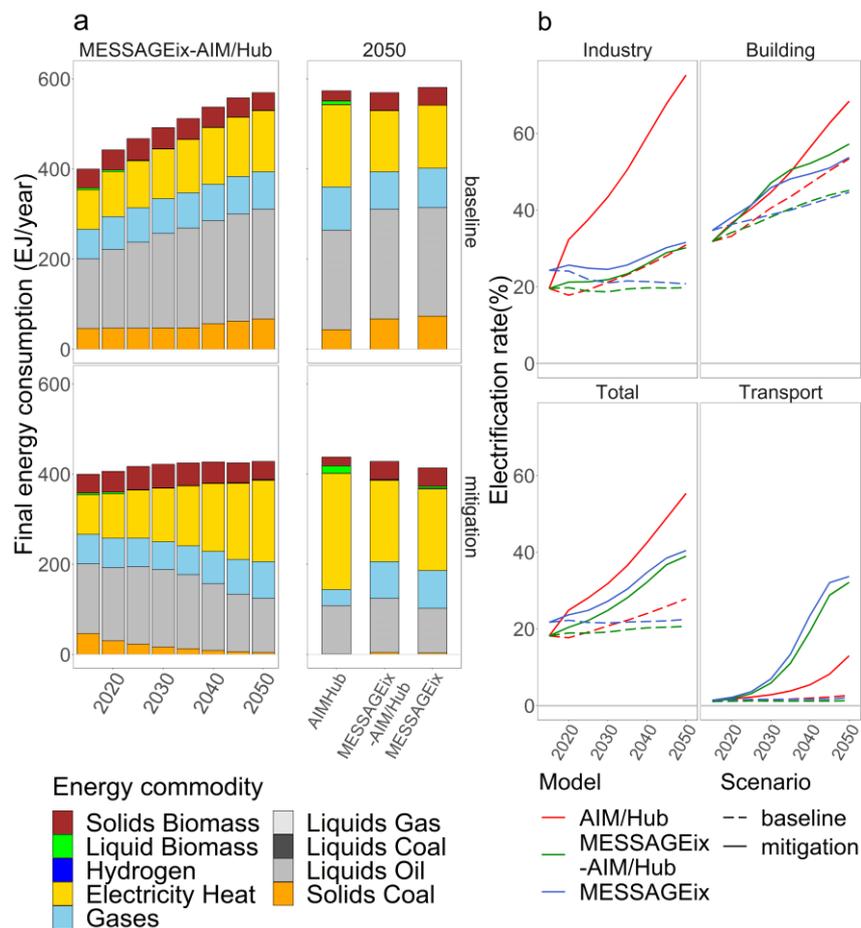


図 4.7 世界の最終エネルギー消費。パネル a は、各エネルギー財の消費量を示している。左のパネルは MESSAGEix-AIM/Hub の結果、右のパネルは 3 つのモデルによって計算された 2050 年の最終エネルギー消費量である。パネル b は、各部門の電化率を示している。

各モデルが想定しているエネルギー変換効率の違いや、最終エネルギー消費の総量と構成の違いにより、同じシナリオの設計であっても、各モデルが試算したエネルギー供給量や構成は異なっている。ベースラインシナリオでは、2050年のエネルギー供給量は、それぞれ 776EJ/年(AIM/Hub モデル)、773EJ/年(MESSAGEix モデル)、775EJ/年(MESSAGEix-AIM/Hub モデル)であった。緩和シナリオでは、2050年の一次エネルギー供給量は、それぞれ 607 EJ/年(AIM/Hub)、537EJ/年(MESSAGEix)、564EJ/年(MESSAGEix-AIM/Hub)と計算された(図 4.8、パネル a)。緩和シナリオでは、AIM/Hub は他の 2 つのモデルとは異なり、2030年までは低炭素エネルギーからの供給が少ないことを示した。2030年以降、低炭素エネルギーからの供給は大幅に増加した(図 4.8、パネル b)。MESSAGEix-AIM/Hub は、MESSAGEix を統合することで長期的な視点を獲得し、AIM/Hub と比較して、低炭素エネルギーからの供給が徐々に増加することを示した。さらに、MESSAGEix-AIM/Hub は、緩和シナリオにおいて運輸部門のエネルギー需要が増加するため、MESSAGEix より多くの石油の消費量を推計した。

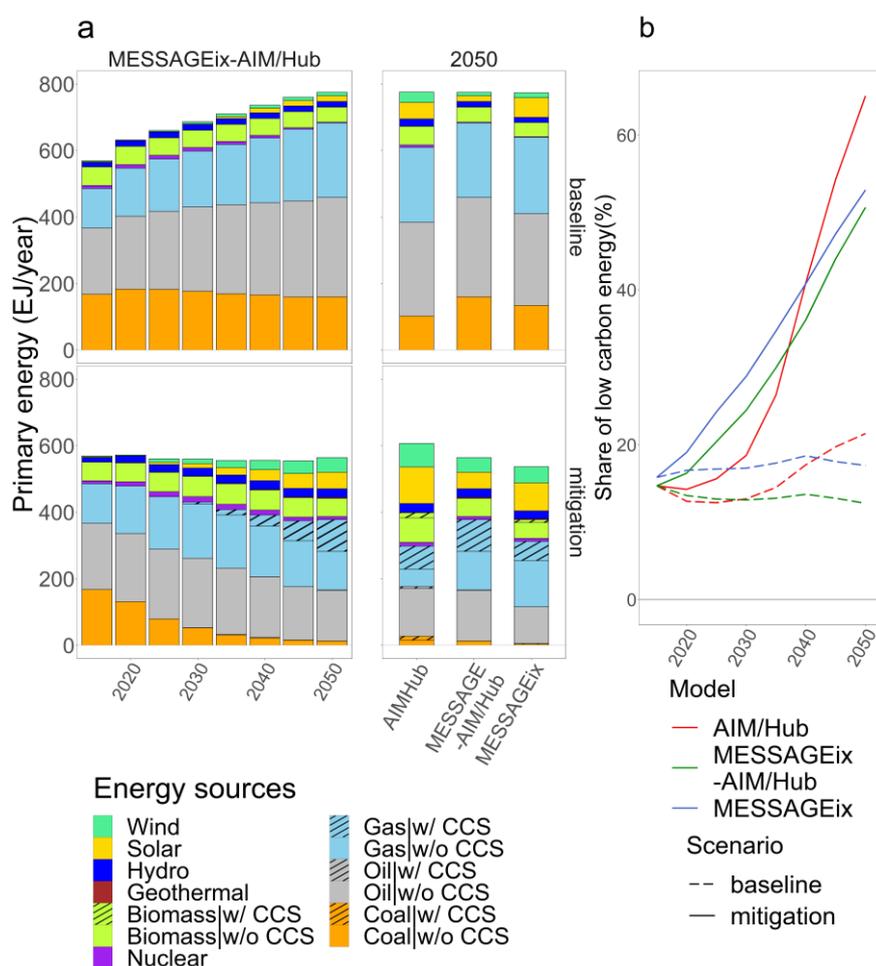


図 4.8 一次エネルギー供給. パネル a は、世界のエネルギー供給源別の一次エネルギー供給量を示している。左のパネルは MESSAGEix-AIM/Hub の結果、右のパネルは 3 つのモデルによって計算された 2050 年の一次エネルギー供給量を示している。パネル b は、低炭素エネルギー(再生可能エネルギー、CCS 付き化石燃料、原子力)による供給率を示している。

MESSAGEix と MESSAGEix-AIM/Hub は、それぞれ MACRO と AIM/Hub を用いてエネルギー需要の変化を推定する。緩和シナリオにおけるエネルギー需要の結果を比較すると、MESSAGEix-AIM/Hub では、産業部門と輸送部門のエネルギー需要が MESSAGEix よりも高くなった。これは、これらの部門のエネルギー集約度が高く、排出制約により産業構造が変化したことが理由である。2 つのモデルの明確な違いは、国際輸送部門において確認された(図 4.9)。MESSAGEix の国際輸送部門におけるエネルギー需要の変化は MACRO の需要推計に含まれていなかったため、緩和シナリオでも変化しなかったのに対し、MESSAGEix-AIM/Hub は化石燃料の国際需要の減少によりエネルギー需要が大幅に減少した。

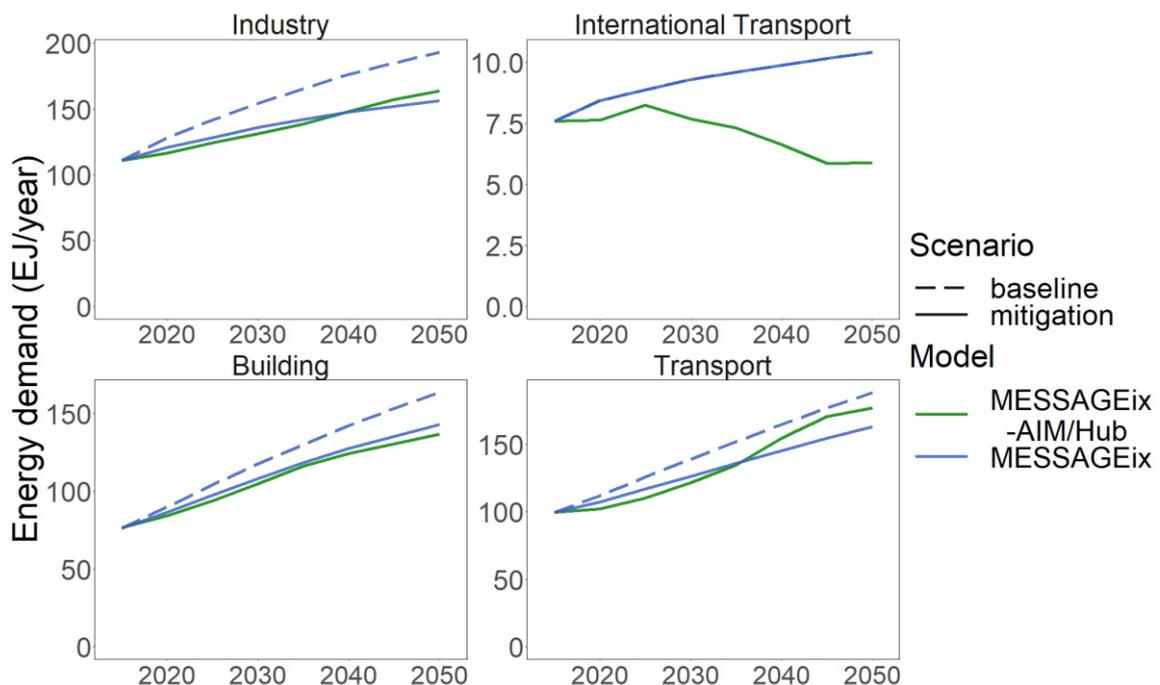


図 4.9 各部門のエネルギー需要。破線はベースラインシナリオ(MESSAGEix のデフォルト設定)。実線は MESSAGEix-AIM/Hub と MESSAGEix によって計算された緩和シナリオのエネルギー需要を示す。

4.3.3 経済指標

ここでは、MESSAGEix が単独では計算できない経済指標を報告し、複数のモデルを統合することの利点の一つを示す。MESSAGEix-AIM/Hub の結果は、排出削減によって 2050 年の GDP が 3.5%減少することを示した。MESSAGEix-AIM/Hub の結果は、AIM/Hub と MESSAGEix が計算した GDP 損失の中間であった(図 4.9、パネル a)。MESSAGEix-AIM/Hub モデルと AIM/Hub モデルは、AIM/Hub モデルを用いて経済影響を計算している。したがって、MESSAGEix-AIM/Hub モデルが AIM/Hub モデルよりも GDP 損失を少なく算出した理由は、主にエネルギー財の選択方法と発電方法の違いによる。各部門の結果に注目すると、MESSAGEix-AIM/Hub では、農業、サービス、パルプ・製紙部門で付加価値額が減少した。採掘、エネルギー転換、鉄鋼、化学、非鉄金属、非金属鉱物部門では付加価値が増

加し、そのほとんどの部門の排出量は比較的高い。AIM/Hub モデルの結果と比較すると、MESSAGEix-AIM/Hub はエネルギー部門を除くすべての部門で高い付加価値額を示した(図 4.9、パネル b)。

排出削減は家計消費の損失につながった。AIM/Hub は 2050 年に 8.5%の家計消費の損失を計算し、MESSAGEix-AIM/Hub は 4.5%の損失を推計した(図 4.10、パネル a)。どちらのモデルも、排出削減によって、農作物、バイオマス、電力、水素の価格が 10%以上上昇することを示した。MESSAGEix-AIM/Hub の結果と AIM/Hub の結果を比較すると、電力価格は上昇し、他の財の価格は低下した(図 4.10、パネル b)。MESSAGEix-AIM/Hub では、排出削減により、電気と水素以外の財の家計消費が減少した。さらに、AIM/Hub と比較して、バイオマスや化石燃料由来のエネルギー財の消費は減少し、その他の財の消費は増加した(図 4.10、パネル c)。

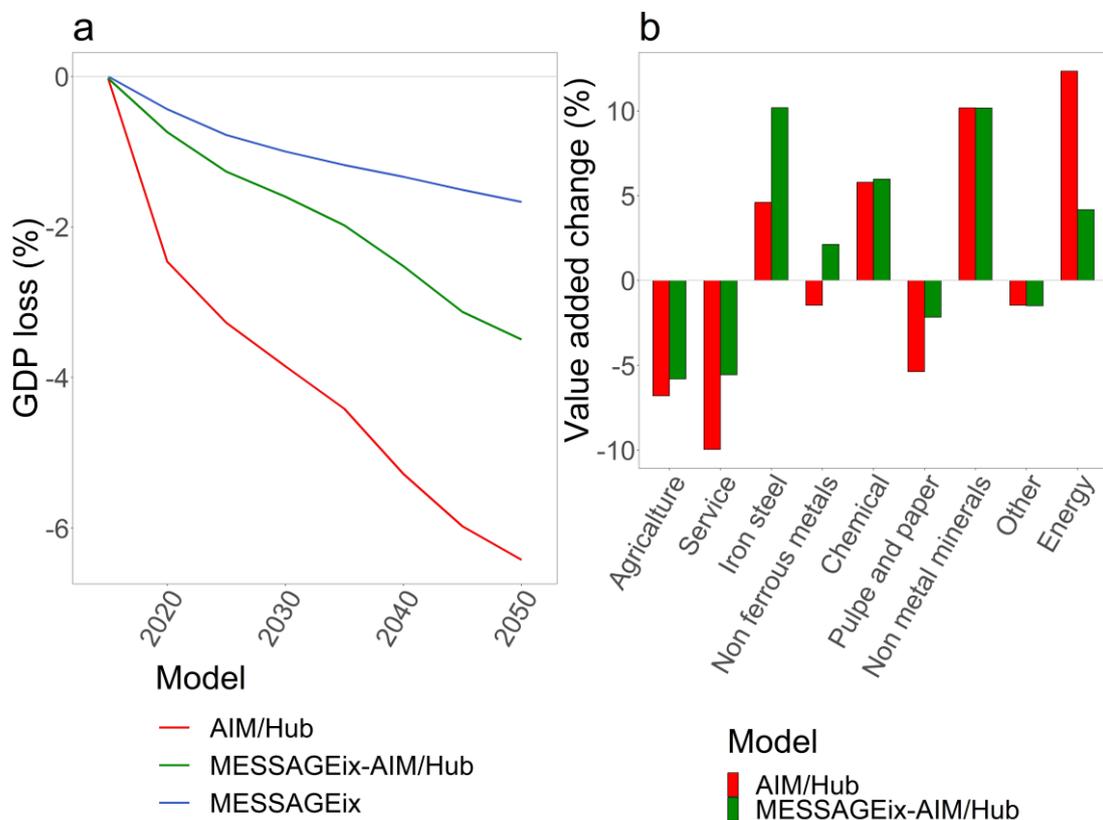


図 4.9 排出削減による世界経済への影響。パネル a は、3 つのモデルによって計算されたベースラインと比較した GDP の変化を示している。パネル b は、AIM/Hub と MESSAGEix-AIM/Hub によって計算されたベースラインと比較した、2050 年における各部門の付加価値の変化を示している。

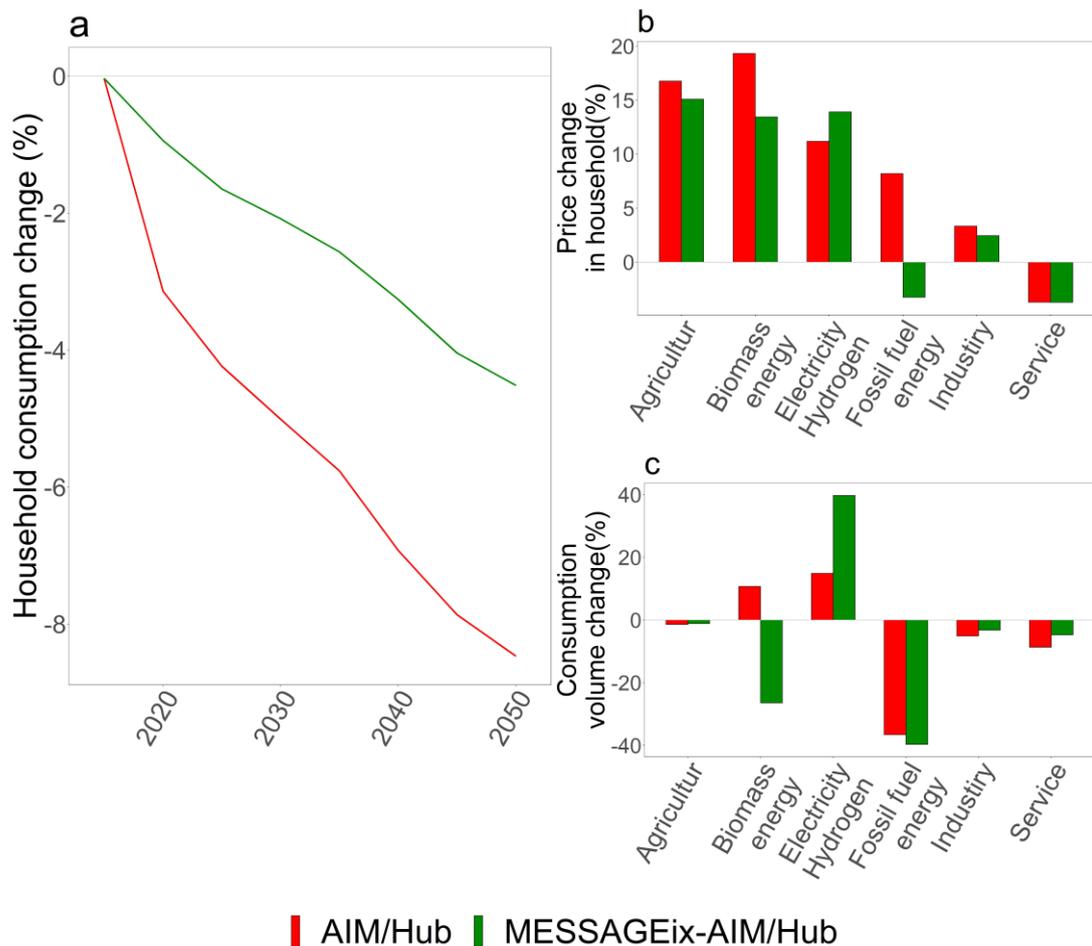


図 4.10 排出削減による家計消費の変化. パネル a は、MESSAGEix-AIM/Hub と AIM/Hub によって計算されたベースラインと比較した家計消費の変化を示している。パネル b は、ベースラインと比較した 2050 年の各世帯財の価格変化を示している。パネル c は、ベースラインと比較した 2050 年の各世帯財の世帯消費量の変化を示している。

4.3.4 検証用指標

4.2.4 で概説したモデルの挙動を検証するための指標の計算結果を示す。RAI の結果は、他の 2 つのモデルの結果とほぼ一致していた。MESSAGEix-AIM/Hub の CAV と ERT の結果は、AIM/Hub と MESSAGEix の値の間の範囲内に収まった。MESSAGEix-AIM/Hub の FFR と TI の結果については、MESSAGEix の結果と同程度であったが、AIM/Hub と MESSAGEix の結果には差異が見られた(図 4.11)。これらの指標から、AIM/Hub と比較して、MESSAGEix-AIM/Hub には次のような特徴があることが示された。

1. 需要側の排出削減貢献度が高い。
2. 一次エネルギー供給構成の変化が少ない。
3. 化石燃料の削減率が低い
4. 削減コストが低い

MESSAGEix-AIM/Hub の CAV と ERT は、AIM/Hub と MESSAGEix の中間であった。しかし、その他の指標(FFR、TI、RAI)は、両モデルよりも小さかった。前述の指標が両モデルの範囲外の値を示した理由は、経済全体における一次エネルギー供給から最終エネルギー消費への変換効率の違いと、緩和策がエネルギー需要に与える影響の計算方法の違いに起因する。エネルギー変換効率の違いにより、MESSAGEix-AIM/Hub が最終エネルギー消費について MESSAGEix と整合した場合においても、一次エネルギー供給に関しては MESSAGEix モデルと異なる値を推計した。この不一致により、FFR と TI の値が両モデルと異なる結果となった。エネルギー需要の推計方法の違いも、各指標で異なる結果をもたらした要因である。従来 MESSAGEix と統合されていた MACRO は、MESSAGEix によって予測された排出削減コストとエネルギーシステムコストを入力として受け取り、世界各地域の代表的な生産者・消費者の効用関数を最大化するための貯蓄、投資、消費を決定する。AIM/Hub の統合モデルでは、複数の経済セクターや機関を考慮した経済全体の均衡に基づき、政策の影響を推計した。この特徴により、排出目標を達成する際に、産業構造の変化がエネルギー需要に及ぼす波及効果を考慮することが可能となる。その結果、MESSAGEix-AIM/Hub は、排出削減が難しい産業部門と運輸部門の両方で、MESSAGEix よりも高いエネルギー需要値を出した。これらのセクターでは、液体燃料や高温の熱の需要が高いため、炭素価格が設定された場合にも化石燃料の使用が継続し、緩和シナリオでは二酸化炭素の削減率が低くなる。その結果、RAI、TI、FFR の計算値は 2 つのモデルの範囲外となった。

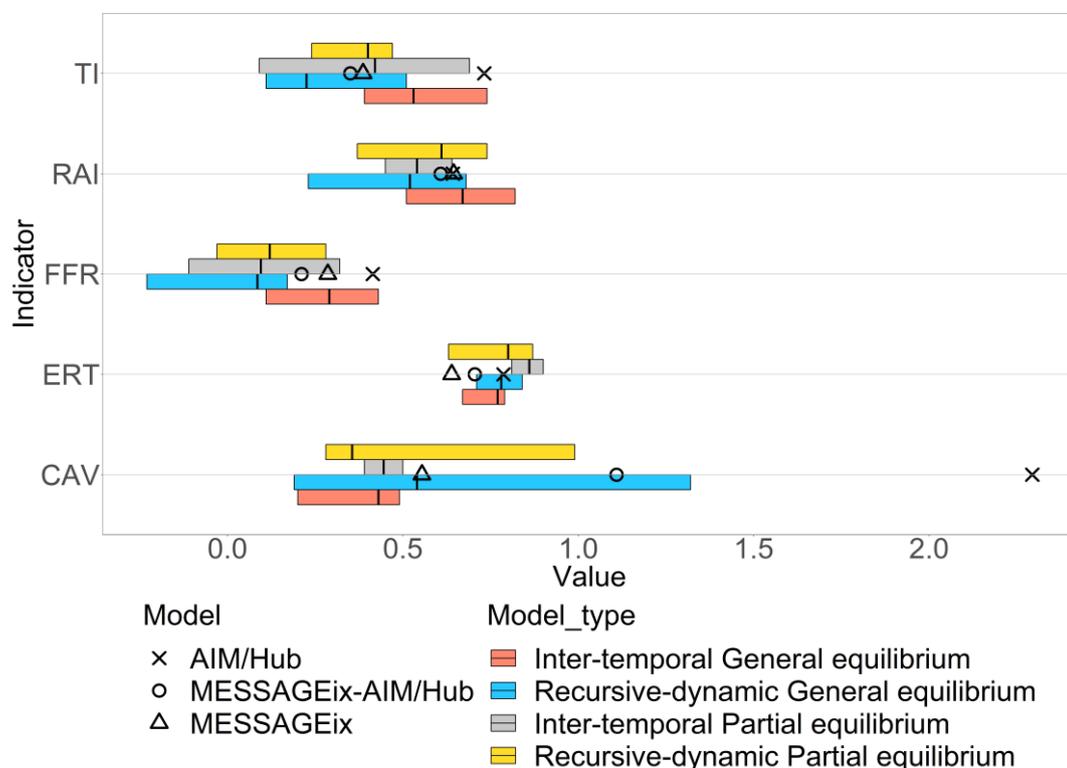


図 4.11 診断指標の計算結果. 点は 3 つのモデルの結果を示す。棒グラフは、Harmsen et al(2021)の各モデルの結果の範囲を示す。

4.4 考察

本節は2つに部分に分かれている。4.4.1では、モデル統合の利点を示すために、緩和シナリオにおけるエネルギーシステムとその経済的影響について議論する。4.4.2では、2つのモデルを統合するための収束基準と提案したモデル統合の手法の限界について議論する。

4.4.1 エネルギーシステムの変化とその経済的意味

MESSAGEix-AIM/Hubによるエネルギーシステムの推計結果は、MESSAGEixの推計結果と近い値を示した。AIM/HubはCESとロジット関数に基づいてエネルギー財を選択するのに対し、MESSAGEixはエネルギーシステムのコストを最小化するように技術を選択する。これらの対照的なエネルギー選択のアプローチは、前提条件の相違を反映している。AIM/Hubは、財と消費者の異質性を考慮し、現状の延長線上に将来のシナリオを予測する選択方法を想定している。一方でMESSAGEixは、長期的な視点に立ち、詳細なエネルギー需給技術を考慮した最も効率的な排出削減計画を実行した結果を示している。さらに、経済セクターの表現方法の相違は、緩和政策による経済影響の推計に影響し、MESSAGEixとMESSAGEix-AIM/Hubでは、排出削減に伴うエネルギー需要の変化が異なる。このようなエネルギー需要の変動はエネルギーシステムの推計結果にも影響し、MESSAGEix-AIM/HubはMESSAGEixの推計結果と同様の傾向を示しつつも、わずかに異なる結果を示した。MESSAGEix-AIM/HubとAIM/Hubが推計した具体的な緩和策を比較すると、AIM/Hubの緩和策は、使用するエネルギー財を変更することによる削減効率が低い部門においても電化を積極的に行うものであった。これは、より多くの電力を必要とし、余分な排出削減コストをもたらした。MESSAGEix-AIM/Hubでは、使用するエネルギー財を変更することによる削減効率の高い部門を優先し、より安価な方法で排出削減を行った。その結果、AIM/Hubの結果と比べて、排出削減によるGDPの損失は小さくなった。MESSAGEix-AIM/Hubには、複数の部門と商品进行考慮するCGEモデルが含まれているため、経済影響の違いの背後にある要因を分析することが可能である。MESSAGEix-AIM/Hubは、世界規模ではAIM/Hubよりもエネルギー部門の付加価値を小さく計算した。上述したように、MESSAGEix-AIM/Hubは、緩和策の違いに起因するエネルギー部門の追加コストをAIM/Hubと比較して抑制した。その結果、エネルギー部門における付加価値の変化は小さくなり、すなわち生産要素投入量は減少した。エネルギー部門のエネルギー要素投入が減少する代わりに、他の部門の生産要素投入が増加し、その結果GDPの損失が抑制された。

4.4.2 2つのモデルを統合する手法

収束を確認するために定義した指標は、2つのモデルの平均値に対する差の割合を示している。本研究においてAIM/HubモデルとMESSAGEixモデルを統合した際には、この指標は十分に小さい値であり、前回の値との差が5%未満であるため、これ以上データ交換を繰り返しても指標の大幅な改善は見込めないことから、10回のデータ交換の後に得られた結果を統合モデルの結果として採用した。指標の各構成要素に着目すると、10回のデータ交換を行った後でも、最終エネルギー消費量の伸び率とシェアにわずかな差が残っていることが明らかになった。しかし、前述のように、MESSAGEix-AIM/Hubの結果は、エネルギーシステムに関するMESSAGEixの特徴をほぼ反映していた。したがって、指標によ

って示されたエネルギーシステムにおけるモデル間の差異は、モデル統合の目的を果たすにあたり、十分に小さいと考えられる。本章で提案した手法を他のモデルに適用する場合、この指標の値に基づいて収束を判断することができる。

データ交換後、2つのモデルは十分に収束した。しかし、最終的なエネルギー消費については、モデル間の不一致が残っていた。その理由は、基準年での情報がモデル間で完全に一致していなかったためである。エネルギーシステムに関しては、エネルギー供給側でも差異が生じたが、これは主に、エネルギー変換部門におけるエネルギー変換効率などの技術情報を交換しなかったためである。基準年の情報を調整し、技術情報を交換することで、差異はさらに小さくすることができる。しかし、エネルギーシステムモデルとCGEモデルを統合する過程では、両モデルにおけるエネルギー関連技術や部門の表現の違いから、完全な一致を達成することは不可能であり、どこかで妥協する必要がある。本章で提案した手法の利点の一つは、モデル統合に必要な2つのモデル間の整合性を得ながらも、ある程度の差異を許容できることである。本章で結合された2つのモデルは、いずれもIEAのエネルギー収支表を使用して校正されたが、基準年の違いにより完全には収束しなかった。本章で提案した手法を他のモデルに適用するためには、基準年の情報を一致させることが重要であり、基準年の情報が異なるモデルに適用することは困難である。

4.5 結論

本章では、地球規模のCGEモデルとエネルギーシステムモデルを統合する新しい手法を開発し、MESSAGEixとAIM/Hubを統合することで、両モデルの長所を取り入れた新しいモデルを実証した。提案した手法は、エネルギーシステムとエネルギー需要を収束するまで交換することで2つのモデルを統合し、2つのモデル間の差異を測定する指標を用いて定量化した。この手法で開発されたモデルで緩和シナリオを推計すると、結合される前のCGEと比較してエネルギー需要側での二酸化炭素排出削減の寄与が増加し、エネルギーシステムモデルが推計する結果と似た結果を推計した。その結果、CGEと比較して排出削減に伴う経済的な影響が減少した。CGEとエネルギーシステムモデルにおけるエネルギー種を選択する方法を考慮すると、より大規模かつ急速なエネルギー需要側の変化は排出削減に伴う経済や家計への悪影響を抑制することが明らかとなった。新たに開発されたMESSAGEix-AIM/HubとAIM/Hubの診断指標を比較すると、MESSAGEix-AIM/Hubは、排出削減量に対する需要側における削減の寄与度が高いこと、一次エネルギー供給構成の変化が少ないこと、化石燃料削減率が低いこと、削減コストが低いことが特徴であった。CGEモデルの出力を用いた分析では、長期的なエネルギー需要と供給技術の変化を考慮し、排出削減のための投資の対象部門をエネルギー供給部門から運輸・産業部門にシフトした結果、削減コストが低下したことが示された。このことは、本章で適用した手法が、両モデルの長所を取り入れた新しいモデルの開発に成功したことを示している。

本章で開発された手法は、他のモデルにも適用できるように設計されており、気候変動緩和研究への統合モデルのさらなる適用に有用であると考えられる。しかし、この手法を適用する際には、基準年の情報が2つのモデル間で類似していなければならないことに

注意しなければならない。今後、気候変動に起因する様々な問題が顕在化し、様々な排出削減技術が開発されるにつれて、モデルの統合は一層重要となることが予想される。地球規模の CGE モデルとエネルギーシステムモデルの統合手法では、両モデルの修正に加えて、モデル間のエネルギー財と部門の関係性の整理が主な作業となる。この作業には多大な労力を要するが、一度完成すれば、両モデルが更新された場合でも、軽微な修正のみで再統合が可能である。結合モデルが継続的に運用されるのであれば、開発の労力に見合うだけの価値があるといえる。

参考文献

- Abrell, J., Rausch, S., 2016. Cross-country electricity trade, renewable energy and European transmission infrastructure policy. *J. Environ. Econ. Manag.* 79, 87–113. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2016.04.001>
- Andersen, K.S., Termansen, L.B., Gargiulo, M., Ó Gallachóirc, B.P., 2019. Bridging the gap using energy services: Demonstrating a novel framework for soft linking top-down and bottom-up models. *Energy* 169, 277–293. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.153>
- Arndt, C., Davies, R., Gabriel, S., Makrelov, K., Merven, B., Hartley, F., Thurlow, J., 2016. A sequential approach to integrated energy modeling in South Africa. *Appl. Energy* 161, 591–599. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2015.06.053>
- Böhringer, C., Rutherford, T.F., 2008. Combining bottom-up and top-down. *Energy Econ.* 30, 574–596. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.03.004>
- Dai, H., Fujimori, S., Herran, D.S., Shiraki, H., Masui, T., Matsuoka, Y., 2017. The impacts on climate mitigation costs of considering curtailment and storage of variable renewable energy in a general equilibrium model. *Energy Econ.* 64, 627–637. <https://doi.org/10.1016/J.ENECO.2016.03.002>
- Dai, H., Mischke, P., Xie, X., Xie, Y., Masui, T., 2016. Closing the gap? Top-down versus bottom-up projections of China's regional energy use and CO2 emissions. *Appl. Energy* 162, 1355–1373. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2015.06.069>
- Delzeit, R., Beach, R., Bibas, R., Britz, W., Chateau, J., Freund, F., Lefevre, J., Schuenemann, F., Sulser, T., Valin, H., Ruijven, B. van, Weitzel, M., Willenbockel, D., Wojtowicz, K., 2020. Linking Global CGE Models with Sectoral Models to Generate Baseline Scenarios: Approaches, Challenges, and Opportunities. *J. Glob. Econ. Anal.* 5, 162–195. <https://doi.org/10.21642/JGEA.050105AF>
- Fujimori, S., Oshiro, K., Shiraki, H., Hasegawa, T., 2019. Energy transformation cost for the Japanese mid-century strategy. *Nat. Commun.* 10, 1–11. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12730-4>
- Krook-Riekkola, A., Berg, C., Ahlgren, E.O., Söderholm, P., 2017. Challenges in top-down and bottom-up soft-linking: Lessons from linking a Swedish energy system model with a CGE model. *Energy* 141, 803–817. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.107>
- Labriet, M., Drouet, L., Vielle, M., Loulou, R., Kanudia, A., Haurie, A., 2015. Assessment of the Effectiveness of Global Climate Policies Using Coupled Bottom-Up and Top-Down Models. *SSRN Electron. J.* <https://doi.org/10.2139/SSRN.2580216>
- Lee, H., Lee, J., Koo, Y., 2022. Economic impacts of carbon capture and storage on the steel industry—A hybrid energy system model incorporating technological change. *Appl. Energy* 317, 119208. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2022.119208>
- Rodrigues, R., Linares, P., 2014. Electricity load level detail in computational general equilibrium – Part I – Data and calibration. *Energy Econ.* 46, 258–266. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.09.016>

- Vandyck, T., Keramidas, K., Saveyn, B., Kitous, A., Vrontisi, Z., 2016. A global stocktake of the Paris pledges: Implications for energy systems and economy. *Glob. Environ. Change* 41, 46–63. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.08.006>
- Waisman, H., Guivarch, C., Grazi, F., Hourcade, J.C., 2012. The Imaclim-R model: infrastructures, technical inertia and the costs of low carbon futures under imperfect foresight. *Clim. Change* 114, 101–120. <https://doi.org/10.1007/s10584-011-0387-z>
- Weitzel, M., Vandyck, T., Rey Los Santos, L., Tamba, M., Temursho, U., Wojtowicz, K., 2023. A comprehensive socio-economic assessment of EU climate policy pathways. *Ecol. Econ.* 204, 107660. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2022.107660>
- Zhang, R., Fujimori, S., Dai, H., Hanaoka, T., 2018. Contribution of the transport sector to climate change mitigation: Insights from a global passenger transport model coupled with a computable general equilibrium model. *Appl. Energy* 211, 76–88. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.10.103>
- Zhu, Y., Ghosh, M., Luo, D., Macaluso, N., Rattray, J., 2018. Revenue recycling and cost effective ghg abatement: an exploratory analysis using a global multi-sector multi-region cge model. *Clim. Change Econ.* 09, 1840009. <https://doi.org/10.1142/S2010007818400092>.

第5章 CGE モデルにおける CCS の制約の表現と緩和シナリオにおける CCS の利用制約がもたらす影響の分析

5.1 背景

5.1.1 二酸化炭素回収貯留技術への注目

近年、気候変動に関する問題とその対策が世界中で注目を集めている。第 21 回気候変動枠組条約締約国会議において採択されたパリ協定では、世界の平均気温上昇を 2 度より十分低く保ち、1.5 度未満に抑えるよう努めることが世界共通の気温目標として設定された。パリ協定での要請で作成された IPCC の 1.5 度特別報告書(IPCC, 2018)は、パリ協定で設定された気温目標を達成する排出経路について、二酸化炭素の排出量が今世紀後半において実質ゼロに達することを報告した。

二酸化炭素排出量実質ゼロを達成するためには、いまだ商業利用されていない技術の必要性が指摘されている。そうした技術の中で、CCS は、化石燃料を利用した発電や生産過程において排出される二酸化炭素を回収することができるため、既存のエネルギーシステムや生産設備を利用したまま排出の削減を行うことができる技術である。また、バイオマスの転換時に排出される二酸化炭素を CCS によって回収する技術である BECCS は大気中から二酸化炭素を除去する技術として脱炭素社会の達成に重要な役割を果たすことが期待されている。1.5 度特別報告書では、世界の平均気温上昇を 1.5 度未満に抑える排出経路において、今世紀末までの CCS による累積回収量は、シナリオによって大きな幅が存在するが、最大で 1200Gt を超えることが示されている。また、BECCS による回収量は年間で 12.4Gt(6.4, 15.0)に達すると報告されており、炭素除去に関する技術の大規模な導入が重要な役割を果たすことが示されている(IPCC, 2018)。

5.1.2 二酸化炭素地下貯留容量

CCS は大幅な排出削減において重要な役割を果たす一方で、その利用には回収した二酸化炭素を貯留する地下貯留層の容量の制約が存在する。IEAGHG(2011)や Kearns et al.(2017)は、世界全体の地下貯留容量について 4000Gt を超える容量を推計しており今世紀の CCS による回収量を十分に貯留するだけの容量が確保されていることを示している。一方で、貯留層の分布には偏りが大きく、貯留層が世界全体で共有されない場合には、地域的に貯留容量が不足する可能性が指摘されている(Vuuren et al., 2013)。また、アジア各国での物理探査や試錐などのデータをもとに二酸化炭素の貯留容量を貯留層ごとに調査した研究も存在する(Asian Development Bank, 2013; Dahowski et al., 2009; Holloway et al., 2009; Junin and Hasbollah, 2016; Kim et al., 2014; RITE, 2008)。しかし、これらの調査の多くはその国の地層の一部のみを対象としており、十分な調査がなされていない国も多い。

5.1.3 目的

エネルギーシステムモデルをベースとした統合評価モデルは CCS による排出削減について貯留容量の制約を考慮したうえで評価をおこなってきた。しかし、これらのモデルはエネルギーシステムに特化しているため、CCS の利用やその制限による経済影響や産業構

造の変化などについての分析を行うことが困難であった。また、アジア各国の貯留容量の調査状況から CCS の利用が制限される可能性を調査した研究は存在しない。

以上の背景から、本章は地下貯留層の分布や各国の貯留層の調査状況による CCS の利用制約が、排出削減策に与える影響や経済影響を推計することを目的に、二酸化炭素の地下貯留容量を推計する。そして、その推計結果にもとづき、CGE モデルである AIM/Hub モデルにおいて CCS の利用を制限する手法を開発し、2 度および 1.5 度目標に基づく今世紀末までの排出削減シナリオを推計する。

5.2 手法

5.2.1 手法の概要

本章では、CCS の利用にかかる制約を考慮するうえで必要となる情報を、AIM/Hub モデルに組み込み、世界全体(17 地域に分割)と中国、インド、インドネシア、日本、韓国、マレーシア、タイ、ベトナムのアジア 8 カ国に対してパリ協定の 2 度および 1.5 度目標から示唆される二酸化炭素の排出削減を課した場合のエネルギー需給構成の変化や経済影響を推計する。また、比較対象として排出削減を行わないシナリオ(ベースラインシナリオ)も計算する。将来の社会経済シナリオは気候変動の研究において広く用いられている共通社会経済経路(O'Neill et al., 2014)から中庸なシナリオである SSP2 シナリオを用いて設定し、計算対象期間は 2005 年(基準年)から 2100 年までとする。以下、図 5.1 で研究手法の概要を示し、研究の手順について説明する。

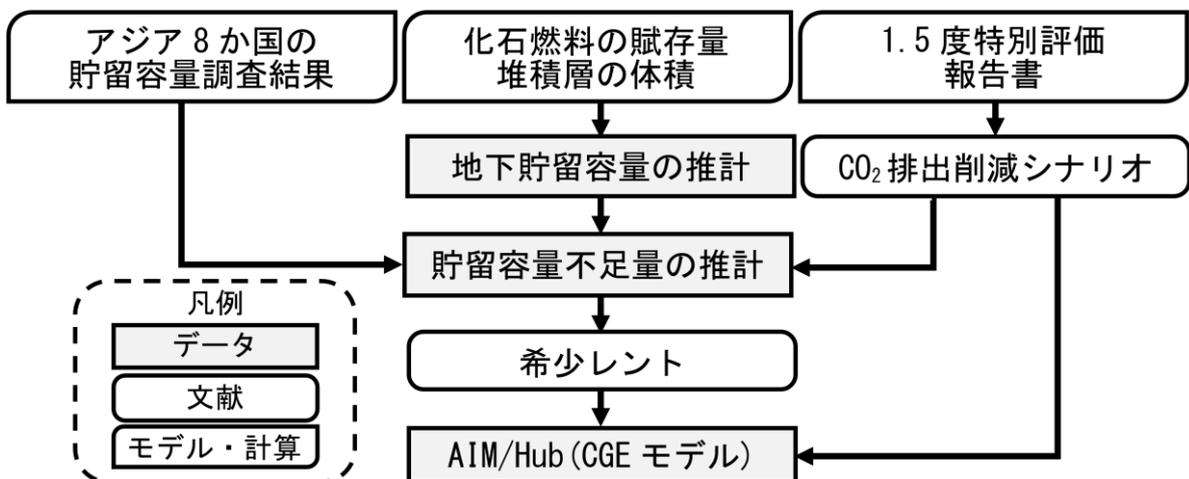


図 5.1 研究手法概要図

まず、二酸化炭素の地下貯留層の利用の制約として、希少レントの設定を行う。文献および推計から得られた地下貯留容量と SSP シナリオから得られた将来の二酸化炭素排出量と設定した排出削減シナリオを比較し、各地域の地下貯留容量の不足量を計算する。その不足量をもとに、CCS コストに上乗せする希少レントを設定し、AIM/Hub モデルに導入する。この希少レントによる CCS コストの増大により地下貯留容量の利用量が減少する。

AIM/Hub モデルは、設定された社会状況と制約条件のもとで、与えられた二酸化炭素の排出量を達成する際の部門別二酸化炭素排出量、一次エネルギー供給量、発電電力量、最終エネルギー消費量などを経済の均衡構造をもとに計算する。この計算結果をもとに、世界とアジア各国において二酸化炭素の地下貯留層の容量の制約によって CCS の利用が制限された際の影響について考察する。

5.2.2 二酸化炭素地下貯留容量の推計

Hendriks et al.(2004)や Kearns et al.(2017)は堆積層の分布や石油や天然ガスの資源量などをもとに世界の二酸化炭素の地下貯留容量の推計を行っている。しかし、Hendriks et al.(2004)や Kearns et al.(2017) では各地域や国単位での貯留コストの推計に必要な貯留層の場所ごとの推計値や国別の推計値は報告されていない。本章では、Hendriks et al.(2004)と Kearns et al.(2017)の手法をもとに貯留層の場所や種類ごとの貯留容量を国単位で推計し、対象とする世界 17 地域とアジア 8 カ国で集計する。以下、二酸化炭素の貯留容量ごとに推計方法と使用したデータについて説明する。

1) 塩水帯水層の貯留容量の推計

IEAGHG(2011)の堆積盆地の面積のみを用いる手法では、堆積層の構造やポロシティなどの調査結果をもとに推計されたアメリカの堆積層における貯留容量の 40%から 50%しか説明できなかった。Kearns et al.(2017)は全球地殻モデルである CRUST1.0 モデルにより計算された 1 度かける 1 度の堆積層厚の情報をを用いることによって、アメリカの堆積層の貯留容量の 83%から 89%を説明することが可能となった。本章では、Kearns et al.(2017)の手法を用いて塩水帯水層での二酸化炭素の貯留容量の推計を行う。以下、塩水帯水層での貯留容量の推計手法について説明する。

まず、CGG 社の Robertson Basin and Plays のデータベースから図 5.2 に示す世界の堆積層マップを用いて各国に堆積層を割り当てる。この際、海域における利用可能な堆積層の条件として 10000km²以上の面積を有する陸域から 200 マイル以内、水深が 300m 以浅、北緯南緯それぞれ 66 度以下という条件を加える。堆積層が国境や陸域海域にまたがる場合には堆積層を分割して割り当てる。次に図 5.3 に示す CRUST1.0 モデルによる堆積層厚のデータを用いて堆積層の体積を計算する。そして、単位体積当たりの二酸化炭素の貯留容量の上限値として 0.26Mt/km³、下限値として 0.037Mt/km³をかけて貯留容量を計算する。

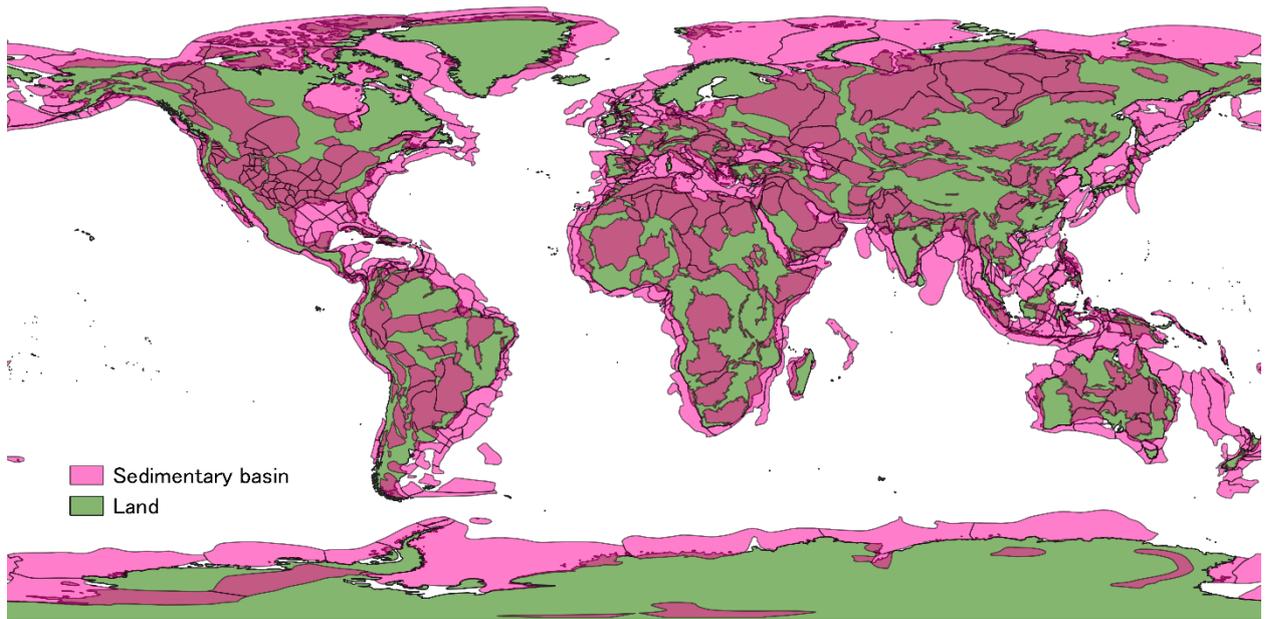


図 5.2 世界の堆積層マップ ((Robertson Basins and Plays, Tellus™)より作成)

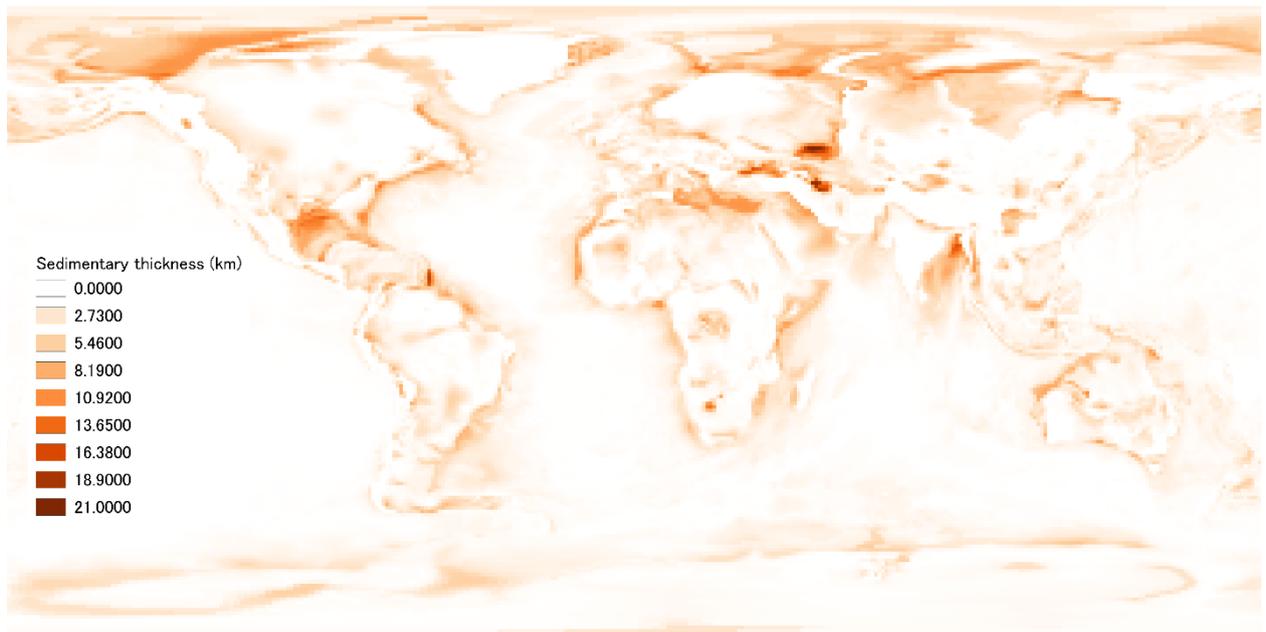


図 5.3 堆積層の層厚マップ (1°×1°) (CRUST1 モデルの推計結果より作成)

2) 油田およびガス田の貯留容量の推計

本章では、油田とガス田における貯留可能量について、Hendriks et al.(2004)をもとに石油および天然ガスが地下貯留層内で占めた場所の全てに二酸化炭素の貯留が可能であると仮定し、容量の推計を行う。回収可能な石油および天然ガスの資源量については図 5.4 に示す U.S. Geological Survey(2000)のデータを用いる。

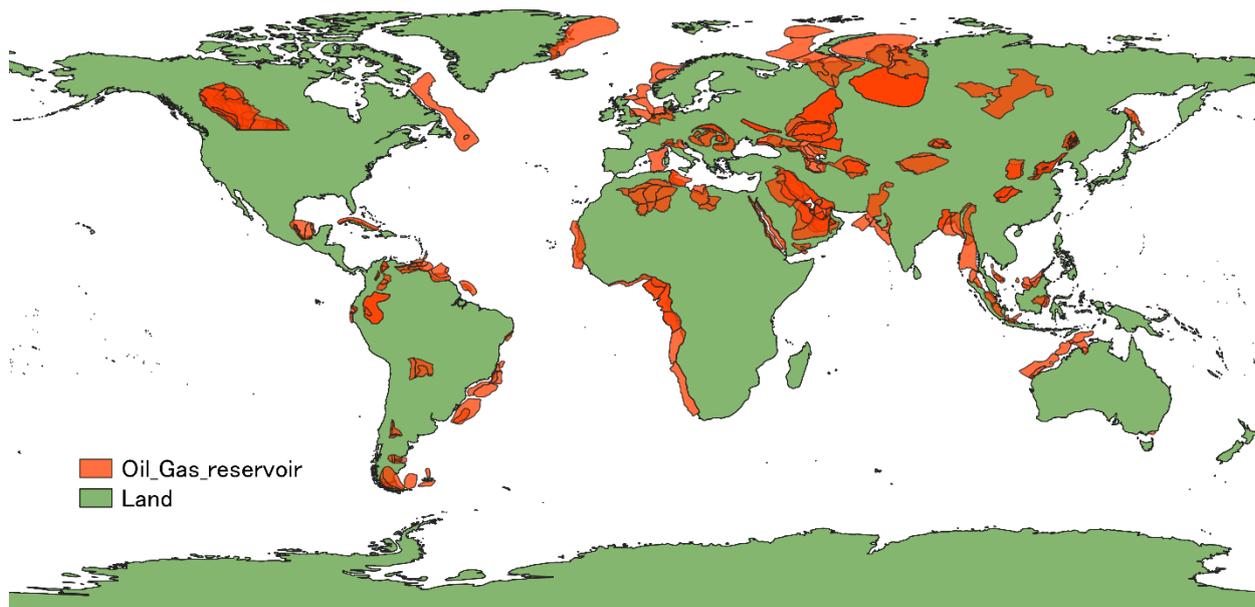


図 5.4 油田ガス田マップ (U.S. Geological Survey(2000)より作成)

U.S. Geological Survey(2000)にはアメリカの回収可能な石油および天然ガスの資源量についての値がないため Hendriks et al.(2004)での報告値をもとに計算した。油田およびガス田の貯留層が国境や陸域と海域にまたがる場合にはその面積比に応じて資源量を分割する。地下貯留層内での天然ガスと二酸化炭素の体積比や二酸化炭素の密度などは Hendriks et al.(2004)をもとに設定し、油田については式(1)、天然ガスについては式(2)により二酸化炭素の貯留容量を推計する。

$$CCS_{oil} = Oil * Vol_{bo} * CO_2_{dens}_{resv} \quad (1)$$

$$CCS_{gas} = Gas * CO_2_{CH_4}_{ratio} * CO_2_{dens}_{sur} \quad (2)$$

ただし、 CCS_{oil} を油田での二酸化炭素貯留容量 (kg)、 Oil を石油の資源量 (BO)、 Vol_{bo} を単位バレル当たりの体積 ($0.159 \text{ m}^3/\text{BO}$)、 $CO_2_{dens}_{resv}$ を貯留槽内での二酸化炭素の密度 (750 kg/m^3)、 CCS_{gas} をガス田での二酸化炭素貯留容量 (kg)、 Gas を天然ガスの資源量 (m^3)、 $CO_2_{CH_4}_{ratio}$ を地下貯留槽内での堆積比率 (2.0 無次元)、 $CO_2_{dens}_{sur}$ (1.98 kg/m^3) を地上での二酸化炭素の密度とする。

3) 炭田の貯留容量の推計

Islam (2015)はコールベッドメタンの資源量について報告している。表 5.1 は Islam(2015)で報告された 9 カ国の資源量を示す。本章では Hendriks et al.(2004)での二酸化炭素とメタンの交換比率に従い以下の式 (3) により炭田での二酸化炭素の貯留容量を推計する。

$$CCS_{cb} = CBM * CBM_{ratio} * CO_2_{dens}_{sur} \quad (3)$$

ただし、CCS_cb を炭田での二酸化炭素貯留容量 (kg)、CBM をコールベッドメタンの資源量 (m³)、CBM_ratio を増進回収を行う際の二酸化炭素とメタンの交換率 (2.5 無次元)、CO₂_density (1.98 kg/m³)を地上での二酸化炭素の密度とする。

表 5.1 コールベッドメタン賦存量 (Trillion cubic feet) Islam(2015) のデータより作成)

国名	コールベッドメタン不遜量 (Tcf)
ロシア	1730
アメリカ	1748
中国	1307
オーストラリア	1037
カナダ	699
イギリス	102
インド	71
ウクライナ	42
カザフスタン	23

4) 石油増進回収、天然ガス増進回収、コールベッドメタン増進回収の設定

油田とガス田および炭田への二酸化炭素の注入は、増進回収法の一つとして実施されている。本章では、二酸化炭素の貯留の際に回収される化石燃料を考慮するために貯留層のうち何割で化石燃料の増進回収が行われるのかを計算する。炭田については、炭田で保持されている天然ガスは自噴しないため、貯留容量の全てで増進回収が行われると仮定する。油田とガス田については、Hendriks et al.(2004)での仮定に基づいて計算する。

油田において一次および二次採取で回収できる資源量は油田内の総資源量の 40%、増進回収法で回収できる資源量は油田内の総資源量の 12%、増進回収法での交換率を 450kg-CO₂/BO とすると、式(4)によって油田内の単位バレル当たりの増進回収によって貯留される二酸化炭素貯留量が、式(5)によって油田内の単位バレル当たりの二酸化炭素貯留量が計算される。

$$CCS_{eor} = OOIP * 0.12 * 450 \quad (4)$$

$$CCS_{oil} = OOIP * 0.52 * Vol_{bo} * CO_{2_dens_resv} \quad (5)$$

ただし、CCS_eorを増進回収で貯留される二酸化炭素(kg)、OOIPを油田内の総資源量(BO)、Vol_boを単位バレル当たりの体積 (0.159 m³/BO)、CO₂_dens_resvを貯留層内での二酸化炭素の密度 (750 kg/m³)、CCS_oilを油田での二酸化炭素貯留容量(kg)とする。計算された油田内の単位バレル当たりの増進回収によって貯留される二酸化炭素貯留量と油田内の単位バレル当たりの二酸化炭素貯留量を比較することによって、油田での二酸化炭素貯留量の 87%が増進回収に用いられることが計算される。

ガス田において一次および二次採取で回収できる資源量はガス田内の総資源量の 70%、増進回収法で回収できる資源量はガス田内の総資源量の 10%、天然ガスと二酸化炭素の交

換比率を 25%とすると、式(6)によってガス田内の単位天然ガス体積当たりの増進回収によって貯留される二酸化炭素貯留量が、式(7)によってガス田内の単位天然ガス体積当たりの二酸化炭素貯留量が計算される。

$$CCS_{egr} = OGIP * 0.1 * \frac{1}{0.25} * CO_2_{dens_resv} \quad (6)$$

$$CCS_{gas} = OGIP * 0.8 * CO_2_{dens_resv} \quad (7)$$

ただし、 CCS_{egr} を増進回収で貯留される二酸化炭素(kg)、 $OGIP$ をガス田内の総資源量(m^3)、 $CO_2_{dens_resv}$ を貯留槽内での二酸化炭素の密度、 CCS_{gas} をガス田での二酸化炭素貯留容量 (kg)とする。計算されたガス田内の単位天然ガス体積当たりの増進回収によって貯留される二酸化炭素貯留量とガス田内の単位天然ガス体積当たりの二酸化炭素貯留量を比較することによって、ガス田での二酸化炭素貯留量の 50%が増進回収に用いられることが計算される。

5.2.3 アジア各国の二酸化炭素の地下貯留容量の設定

本章で対象とするアジア 8 カ国について、3.4.1 で推計した結果とともに、アジア各国の現在までの調査状況を反映するために、各国が二酸化炭素の地下貯留容量を調査した文献をもとにした設定も行う。二酸化炭素の地下貯留は貯留層の種類 (塩水帯水層、油田、ガス田、炭田)と貯留層の場所 (陸域、海域) によってコストが変化するため、8 つの種類に分けて集計した。

以下、アジア 8 カ国について、それぞれ参考にした文献と設定した貯留容量について説明し、最後に表 3.3 において本章で設定したアジア各国の二酸化炭素の地下貯留容量をまとめる。

1) 中国

中国は二酸化炭素の地下貯留容量について調査が進んでおり、大きな貯留容量が存在すると考えられている国の一つである。Dahowski et al.(2009)は中国の貯留容量について貯留層ごとに層厚やポロシティを設定して推計を行い、合計で 3088 Gt-CO₂ の大きな貯留容量を推計した。本章では Dahowski et al.(2009)の研究結果から、中国の二酸化炭素地下貯留容量について、陸域の塩水帯水層での容量は 2288.2Gt-CO₂、海域の塩水帯水層での容量は 778.7Gt-CO₂、陸域のガス田での容量は 4.3Gt-CO₂、海域のガス田での容量は 0.9 Gt-CO₂、陸域の油田での容量は 4.6 Gt-CO₂、海域の油田での容量は 0.2 Gt-CO₂、炭田での容量は 12 Gt-CO₂ と設定した。

2) インド

Holloway et al.(2009)はインドの二酸化炭素の地下貯留容量について、貯留層のポロシティやシール構造などをもとに good、fair、limited の 3 つの段階に分けて推計を行った。本章では、good と fair の段階に分類される貯留層による容量をもとに貯留容量の設定を行

い、陸域の塩水帯水層での容量は 32.7 Gt-CO₂、海域の塩水帯水層での容量は 30.6 Gt-CO₂、陸域のガス田での容量は 3.5 Gt-CO₂、海域のガス田での容量は 0 Gt-CO₂、陸域の油田での容量は 1.08 Gt-CO₂、海域の油田での容量は 0.024 Gt-CO₂、炭田での容量は 0.35 Gt-CO₂ と設定した。

3) インドネシア

Asian Development Bank(2013)は東南アジア 4 カ国について二酸化炭素の地下貯留容量の推計を行っている。インドネシアについては二酸化炭素を貯留できる可能性のある 60 以上の堆積層のうち、南スマトラの堆積層でのみ推計が行われている。本章では、インドネシアの二酸化炭素地下貯留容量について南スマトラの堆積層の調査結果をもとに、陸域の塩水帯水層での容量は 7.7 Gt-CO₂、海域の塩水帯水層での容量は 0 Gt-CO₂、陸域のガス田での容量は 0.8 Gt-CO₂、海域のガス田での容量は 0 Gt-CO₂、陸域の油田での容量は 0.1 Gt-CO₂、海域の油田での容量は 0Gt-CO₂、炭田での容量は 0Gt-CO₂ と設定した。

4) 日本

RITE(2008)は日本の二酸化炭素の地下貯留容量について、貯留層ごとに推計を行い、合計で、149 Gt-CO₂ の貯留容量を推計した。本章では、RITE(2008)の推計結果に従い、日本の二酸化炭素地下貯留容量について、陸域の塩水帯水層での容量は 4.16 Gt-CO₂、海域の塩水帯水層での容量は 144.17 Gt-CO₂、陸域のガス田での容量は 0 Gt-CO₂、海域のガス田での容量は 0 Gt-CO₂、陸域の油田での容量は 0 Gt-CO₂、海域の油田での容量は 3.5 Gt-CO₂、炭田での容量は 0 Gt-CO₂ と設定した。

5) 韓国

Kim et al.(2014)は韓国の 11 の貯留層についての貯留容量をまとめている。油田での貯留層として推計されている Jeju basin は日本との共同開発区域に指定されており、また、現在までに石油の採掘がおこなわれたことがない。本章では Jeju basin を除く 10 の堆積層を対象とし、陸域の塩水帯水層での容量は 0.68 Gt-CO₂、海域の塩水帯水層での容量は 0.92 Gt-CO₂、陸域のガス田での容量は 0 Gt-CO₂、海域のガス田での容量は 0.22 Gt-CO₂、陸域の油田での容量は 0 Gt-CO₂、海域の油田での容量は 3.27 Gt-CO₂、炭田での容量は 0.03 Gt-CO₂ と設定した。

6) マレーシア

Junin and Hasbollah(2016)はマレーシアの Malay Basin と Central Luconia Province の 2 つの堆積層について評価を行い、それぞれ 84Gt-CO₂ と 56Gt-CO₂ の容量が推計されている。油田とガス田による貯留容量については次節で示す手法に従って、石油と天然ガスの資源量に比例する形で推計した。本章では、陸域の塩水帯水層での容量は 0 Gt-CO₂、海域の塩水帯水層での容量は 140 Gt-CO₂、陸域のガス田での容量は 0.92 Gt-CO₂、海域のガス田での容量は 11.02 Gt-CO₂、陸域の油田での容量は 0.18 Gt-CO₂、海域の油田での容量は 0.8 Gt-CO₂、炭田での容量は 0 Gt-CO₂ と設定した。

7) タイ

Asian Development Bank(2013)はタイの二酸化炭素の地下貯留容量について、二酸化炭素を貯留できる可能性のある 94 の堆積層のうち、10 の堆積層でのみ推計が行われている。Asian Development Bank(2013)では調査した堆積層ごとの容量の値は報告されておらず、およそ 9 割の貯留容量が海域に存在すると報告している。本章では、タイの二酸化炭素地下貯留容量について Asian Development Bank(2013)で報告された値の 9 割が海域に存在すると仮定し、陸域の塩水帯水層での容量は 0.89 Gt-CO₂、海域の塩水帯水層での容量は 8.01 Gt-CO₂、陸域のガス田での容量は 1.17 Gt-CO₂、海域のガス田での容量は 0.13 Gt-CO₂、陸域の油田での容量は 0.01 Gt-CO₂、海域の油田での容量は 0.09 Gt-CO₂、炭田での容量は 0 Gt-CO₂ と設定した。

8) ベトナム

Asian Development Bank(2013)はベトナムの二酸化炭素の地下貯留容量について、二酸化炭素を貯留できる可能性のある 8 の堆積層のうち、6 の堆積層でのみ推計が行われている。本章では、ベトナムの二酸化炭素地下貯留容量について Asian Development Bank(2013)で報告された結果に従い、陸域の塩水帯水層での容量は 0 Gt-CO₂、海域の塩水帯水層での容量は 10.4 Gt-CO₂、陸域のガス田での容量は 0 Gt-CO₂、海域のガス田での容量は 0.6 Gt-CO₂、陸域の油田での容量は 0 Gt-CO₂、海域の油田での容量は 0.7 Gt-CO₂、炭田での容量は 0 Gt-CO₂ と設定した。

表 5.2 本章で設定したアジア 8 カ国の二酸化炭素地下貯留容量 (Gt-CO₂)

Gt-CO ₂ 対象国	塩水帯水層		ガス田		油田		炭田		文献
	陸	海	陸	海	陸	海	陸		
中国	2288.2	778.7	4.3	0.9	4.6	0.2	12	Dahowski et al.(2009)	
インド	32.7	30.6	3.5	0	1.08	0.024	0.35	Holloway et al.(2009)	
インドネシア	7.7	0	0.8	0	0.1	0	0	Asian Development Bank(2013)	
日本	4.16	0	0	0	0	3.5	0	RITE(2008)	
韓国	0.68	0.92	0	0.22	0	3.27	0.03	Kim et al.(2014)	
タイ	0.89	8.01	1.17	0.13	0.01	0.09	0	Asian Development Bank(2013)	
マレーシア	0	140	0.92	11.02	0.18	0.8	0	Junin and Hasbollah(2016)	
ベトナム	0	10.4	0	0.6	0	0.7	0	Asian Development Bank(2013)	

5.2.4 希少レントの設定

Hotelling(1931)は完全競争市場における枯渇性資源の最適な価格設定について理論的に分析し、枯渇性資源生産者は枯渇性資源の価格のうち採掘コストを除いた部分(希少レント)の上昇率が利子率と一致するように価格を上昇させることを明らかにした。本章では、二酸化炭素の地下貯留容量を枯渇性資源と考え、Hotelling(1931)によって示された枯渇性資源の価格設定についてのルールに従って、CCS コストに AIM/Hub モデルにおける割引率の設定である 4%の上昇率で毎年増加する希少レントを上乗せする。本章では、2100 年

までの排出削減シナリオを推計するために二酸化炭素の地下貯留容量が 2100 年まで維持されるように希少レントを設定する。希少レントの設定にはホテリングルールに従った価格の上昇率に加えてある時点での希少レントの値を決定しなければならない。現在、二酸化炭素の隔離自体を目的とした CCS は商業利用されておらず、CCS の市場価格に関する情報は存在しない。そこで、本章で使用する AIM/Hub モデルでの計算結果をもとに以下の手法を用いて基準年での希少レントを設定する。

希少レントの初期値の設定方法

- 1) 2100 年までの二酸化炭素排出削減量に対する CCS の需要量が 2005 年における希少レントに比例すると仮定し、式(8)を立式する。

$$CCS_demand / Emi_reduction = a * sc_rent + b \quad (8)$$

ただし、CCS_demand を 2100 年までの CCS 総需要量、Emi_reduction はベースラインシナリオでの二酸化炭素排出量と比較した際の 2100 年までの排出削減量、sc_rent を希少レント、a を比例定数、b を切片とする。

- 2) 世界全体に一律の希少レントを設定するシナリオを複数作成し、AIM/Hub モデルを用いて計算することで、世界全体の希少レントと CCS 需要量の関係についてのデータを取得。希少レントの設定については 2005 年において 0 ドルから 14 ドルまで 2 ドルずつ 8 つの設定を用意した。
- 3) 2)で得られたデータをもとに回帰分析をおこない、a と b を決定する。
- 4) 文献調査と 3.4.4 節の推計により得られた二酸化炭素の地下貯留容量のデータをもとに、3)で得られた b と比較した際に排出削減量に対する二酸化炭素の地下貯留容量が小さい国や地域について、式 (8) の CCS_demand に地下貯留容量を代入しレントの初期値を計算する。

5.2.2 節の推計による二酸化炭素の地下貯留容量には上限値と下限値がある。世界 17 地域を対象として推計を行う際には、この 2 つの地下貯留容量を 17 地域で集計し、各地域の排出削減量と比較して希少レントを計算する。また、アジア 8 カ国を対象として推計を行う際には、5.2.2 節の推計における上限値と下限値に加えて、文献調査によって得られた各国の地下貯留容量を用いて希少レントを計算する。したがって、世界を対象とするときは 3 つの削減シナリオと 2 つの貯留容量の仮定を組み合わせ、6 つの希少レントを、アジア 8 カ国を対象とするときは 3 つの削減シナリオと 3 つの貯留容量の仮定を組み合わせ、9 つの希少レントを設定する。

5.2.5 CCS コストの計算

CCS を実施する際のコストは、排出源において二酸化炭素を回収するコスト、回収した二酸化炭素を貯留層まで輸送するコスト、貯留層に二酸化炭素を注入および管理するコストに分けられる。

本章では発電や各産業での二酸化炭素の回収コスト、二酸化炭素の輸送コスト、貯留層の種類、場所ごとの注入コストは Budinis et al.(2018)、IPCC(2005)に基づき設定する。表 5.3 に本章で設定した CCS の各段階におけるコストを示す。各地域の注入コストについては各地域の貯留層の種類、場所ごとの容量で重み付けした平均値を用いる。石油増進回収、天然ガス増進回収、コールベッドメタン増進回収については、回収した化石燃料は回収した部門での CO₂ 回収において必要となる熱エネルギーに利用されると仮定し、その部門での回収コストを割り引くかたちでモデル化する。以上の二酸化炭素の回収コスト、輸送コスト、注入コストと前節で計算した希少レントを足し合わせ、石油増進回収、天然ガス増進回収、コールベッドメタン増進回収による化石燃料の回収分だけエネルギーコストを割り引き、CCS コストとする。CCS コストに関連して、BECCS を利用は、大気中の二酸化炭素を除去することができる。AIM/Hub モデルでは、BECCS による炭素除去量に炭素価格をかけあわせた金額が政府の炭素価格による収入からバイオマスを転換する部門に支払われ、バイオマスを転換した財の価格が減少する。

表 5.3 本章で設定した二酸化炭素の回収、輸送、注入コスト (ドル/ t-CO₂)

プロセス		費用 (ドル/t-CO ₂)	
回収	石炭火力発電	67	
	石油火力発電	67	
	天然ガス火力発電	91	
	バイオマス発電	91	
	化学製品製造	65.5	
	製紙・パルプ製造	70	
	石油・石炭製品製造	83	
	鋳物製品製造	86	
	鉄鋼製造	86	
輸送		8.0	
注入	炭田	陸域	8.65
		陸域	8.65
	ガス田	海域	12.55
		陸域	8.65
	油田	海域	12.55
		陸域	10.99
塩水帯水層	海域	20.40	

5.2.6 推計を行うシナリオ

本章で用いる二酸化炭素排出削減シナリオは 1.5 度特別評価報告書第二章(IPCC, 2018)における Higher-2° C シナリオ、Lower-2° C シナリオ、1.5° C with no or limited overshoot シナリオに基づき 3 つのシナリオを設定する。Higher-2° C シナリオは今世紀末の平均気温上昇を 50 %の確率で 2 度未満に抑えるシナリオであり、Lower-2° C シナリオは 66 %の確率で 2 度未満に抑えるシナリオである。1.5° C with no or limited overshoot シナリオは世界の平均気温上昇が一時的に 1.5 度をわずかに超えるか全く超えない状況から今世紀末までに平均気温上昇が 1.5 度に落ち着くシナリオである。IPCC は 2050 年の世界全体の二酸化炭素排出量を、Higher-2° C シナリオにおいて 12.2 Gt-CO₂ から 19.1 Gt-CO₂、Lower-2° C シナリオにおいて 6.5 Gt-CO₂ から 13.1 Gt-CO₂、1.5° C with no or limited overshoot シナリオにおいて -2.8 Gt-CO₂ から 2.2 Gt-CO₂ と報告している。これらの値を 2005 年の二酸化炭素排出量 33.0 Gt-CO₂ からの削減率に換算すると、Higher-2° C シナリオにおいて 42 % から 63 %、Lower-2° C シナリオにおいて 60 %から 80 %、1.5° C with no or limited overshoot シナリオにおいて 93 %から 108 %と計算される。

本章は上記のシナリオをもとに世界全体とアジアの対象国に対し、それぞれのシナリオに対応する 2050 年の排出削減目標として 2005 年の二酸化炭素排出量から 50 %、70 %、90 %削減した排出量を一律に設定する。排出削減は 2020 年から開始し、二酸化炭素排出量を線形に減少させ、2050 年に削減目標を達成するものとする。2050 年以降はそのまま線形に排出量を減少させ、排出量が 0 に到達した後はその排出量を維持する。また、ベースラインシナリオとして排出削減を行わないシナリオも計算する。世界を対象とした推計では、この排出削減シナリオを世界全体に対して適用する。以下それぞれのシナリオを 50 %削減シナリオ、70 %削減シナリオ、90 %削減シナリオ、ベースラインシナリオとする。表 5.4 において排出削減シナリオをまとめた表を示す。

なお、本章では対象国間での経済的な影響の大きさやその影響の大きさを左右する要因、および各国における二酸化炭素排出削減の特徴の比較を容易にするため、すべての対象国に対して同じ削減率を課す。そのため、本章で設定される排出削減シナリオは、現在各国が策定している National Determined Contribution (NDC)における 2030 年までの排出削減目標を考慮していない。

表 5.4 排出削減シナリオ

CO ₂ 削減シナリオ	本章		1.5 度特別評価報告書(IPCC, 2018)	
	排出削減対象年	2050 年での 2005 年比排出削減率(%)	参考とした排出経路	2050 年での 2005 年比削減率(%)
50%削減シナリオ	2020-2100	50	Higher-2°C	42-63
70%削減シナリオ	2020-2100	70	Lower-2°C	60-80
90%削減シナリオ	2020-2100	90	1.5°C with no or limited overshoot	93-108

表 5.5 において、本章で推計を行うシナリオをまとめる。世界を対象とした推計を行う際には、3 つの排出削減シナリオと、二酸化炭素の地下貯留容量推計結果の上限値と下限値を用いた 2 つの容量の仮定を組み合わせることで 6 つのシナリオについて推計を行う。アジア 8 か国については、3 つの排出削減シナリオと、二酸化炭素の地下貯留容量推計結果の上限値と下限値に加えて各国の地下貯留容量を報告した文献をもとに設定した容量を用いた 3 つの仮定を組み合わせることで 9 つのシナリオについて推計を行う。

表 5.5 本章で用いるシナリオのまとめ

シナリオ名	地下貯留容量の設定	排出削減の設定
容量上限_50%削減シナリオ	容量推計上限値	50%削減
容量上限_70%削減シナリオ	容量推計上限値	70%削減
容量上限_90%削減シナリオ	容量推計上限値	90%削減
容量下限_50%削減シナリオ	容量推計下限値	50%削減
容量下限_70%削減シナリオ	容量推計下限値	70%削減
容量下限_90%削減シナリオ	容量推計下限値	90%削減
文献値_50%削減シナリオ (アジア 8 か国のみ)	文献での報告値	50%削減
文献値_70%削減シナリオ (アジア 8 か国のみ)	文献での報告値	70%削減
文献値_90%削減シナリオ (アジア 8 か国のみ)	文献での報告値	90%削減

5.3 結果

5.3.1 二酸化炭素の地下貯留容量の推計結果

本章での二酸化炭素の地下貯留容量の推計結果を、対象とする世界 17 地域について表 5.6 にまとめる。旧ソビエトでは合計で 2100Gt から 11900Gt、アメリカでは合計で 1000Gt から 5570Gt、そのほか南米では合計で 897Gt から 5850Gt の大きな容量が推計された。また、日本では合計で 13Gt から 91Gt、トルコでは合計で 23Gt から 152Gt の比較的小さな容量が推計された。

本章で対象とするアジア 8 か国についての二酸化炭素の地下貯留容量の推計結果を表 5.7 にまとめる。表 5.2 で示した各国の調査結果に基づく地下貯留容量の合計値と比較すると、インドネシア、インド、タイ、ベトナムでは容量推計結果が表 5.2 で示した地下貯留容量を大きく下回った。

表 5.6 世界 17 地域の二酸化炭素の地下貯留容量推計結果 (Gt)

Gt-CO ₂	塩水帯水層		油田		ガス田		炭田
	陸	海	陸	海	陸	海	
地域							
ブラジル	220.2 - 1547	78.8 - 553	0.1	1.3	0.1	0.9	0.0
カナダ	200.6 - 1409	82.7 - 580	2.3	0.2	12.5	0.6	97.8
中国	319.1 - 2242	57.2 - 402	5.0	0.8	4.5	0.5	182.9
インド	72.5 - 509	25.4 - 178	0.4	0.9	1.5	2.7	9.9
日本	3.2 - 22.6	9.7 - 68.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
トルコ	14.9 - 104	6.4 - 45.2	1.1	0.0	0.9	0.0	0.0
アメリカ	562.4 - 3951	195.2 - 1371	4.9	0.4	0.0	0.0	244.6
その他ヨーロッパ	28.9 - 203	25.7 - 180	0.8	2.7	5.1	11.0	0.0
中東	365.8 - 2570	78.2 - 549	68.7	11.1	125.8	57.9	0.0
オセアニア	307.6 - 2161	199.9 - 1404	0.1	0.6	0.2	10.1	145.1
その他アジア	135.8 - 954	51.6 - 362	0.1	0.1	7.6	1.4	0.0
東南アジア	184.2 - 1294	249.0 - 1749	2.2	1.8	5.2	24.5	0.0
ヨーロッパ 25 カ国	152.7 - 1073	108.7 - 764	0.5	2.9	19.8	17.8	14.3
その他南米	591.5 - 4156	230.1 - 1616	12.9	5.6	46.5	10.5	0.0
旧ソビエト連邦	1500.5 - 10544	121.7 - 855	28.1	2.3	162.4	39.9	251.2
北アフリカ	396.6 - 2786	60.4 - 424	6.9	1.3	25.0	2.5	0.0
その他アフリカ	921.9 - 6478	109.3 - 768	1.0	4.4	2.1	9.8	0.0

表 5.7 アジア 8 カ国の二酸化炭素の地下貯留容量推計結果 (Gt)

Gt-CO ₂	塩水帯水層		ガス田		油田		炭田
	陸	海	陸	海	陸	海	
対象国							
中国	319 - 2242	57.2 - 402	4.46	0.47	5.00	0.78	182.9
インド	72.5 - 509	25.4 - 178	1.53	2.73	0.43	0.88	9.94
日本	3.22 - 22.6	9.75 - 68.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
韓国	0.08 - 0.57	7.39 - 51.9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
インドネシア	95.5 - 671	100 - 705	3.83	11.30	1.90	0.78	0.00
タイ	17.4 - 122	11.9 - 83.6	0.00	0.49	0.00	0.04	0.00
マレーシア	7.12 - 50.0	45.4 - 319	0.92	11.02	0.18	0.80	0.00
ベトナム	1.91 - 13.4	24.2 - 170	0.00	0.36	0.00	0.05	0.00

5.3.2 希少レントの設定

図 5.5 と表 5.8 において、5.2.4 節で説明した希少レントと CCS 需要量の二酸化炭素削減量に対する割合についての回帰分析の結果を示す。回帰分析による各推定値について、p 値が十分に小さく有意であることが示されている。回帰分析の結果は、希少レントがない場合には世界全体での二酸化炭素排出削減量の 38.76%を CCS で回収されることを示しており、CCS コストが 1 ドル上昇するごとに 1.381% CCS によって二酸化炭素排出量が削減される割合が減少することを示している。

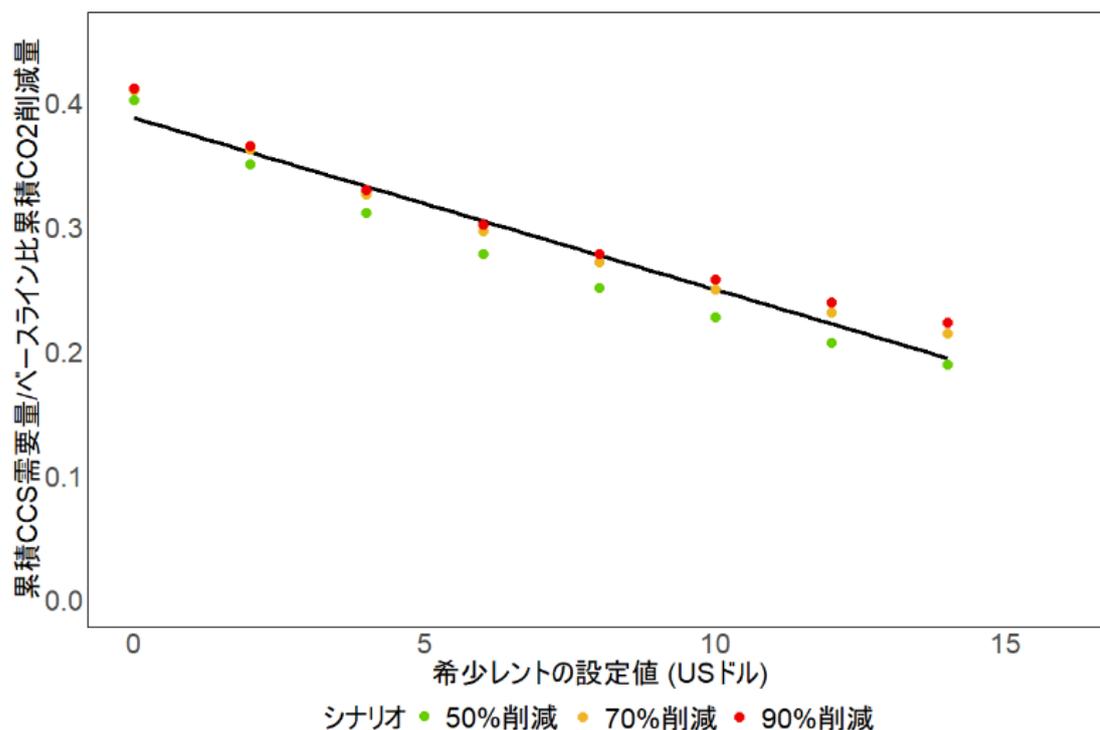


図 5.5 希少レントの設定と CCS による二酸化炭素回収量の関係

表 5.8 回帰分析結果

	a	b
推定値	-0.01381	0.3876
t 値	-19.16	64.27
p 値	$< 2.0 \times 10^{-16}$	3.27×10^{-14}
自由度調整済み 決定係数	0.9409	

本章では、回帰分析の結果をもとに、二酸化炭素排出削減量の 39%より二酸化炭素の地下貯留容量の小さい国や地域について 1.381%あたり 1 ドルの希少レントを設定する。地下貯留容量の推計結果の上限値は、すべてのアジアの対象国と世界を 17 に分割した地域に

において、二酸化炭素排出削減量の 38.76%を上回る。したがって、貯留容量推計結果の上限値を用いて容量を仮定したシナリオでは、CCS の利用に制限が課されない。地下貯留容量の推計結果の下限値は、世界を 17 地域に分割した際には、日本とトルコにおいて二酸化炭素排出削減量の 38.76%を下回るため不足量に応じた希少レントを設定する。アジアの対象国については、インド、日本、韓国において地下貯留容量の推計結果の下限値が二酸化炭素排出削減量の 38.76%を下回るため希少レントを設定する。アジア各国の文献において報告された地下貯留容量はインド、日本、韓国、インドネシア、タイ、ベトナムにおいて二酸化炭素排出削減量の 38.76%を下回るため希少レントを設定する。表 5.9 において世界を 17 に分割した地域について設定した希少レントを示し、表 5.10 においてアジアの対象国について設定した希少レントを示す。対象とするアジア 8 か国のうち、日本のみが容量推計の下限値による希少レントの値が文献値による設定値を上回っており、そのほかの国では文献値による希少レントの値が容量推計の下限値による設定値と同水準か、上回る値を示している。

表 5.9 世界 17 地域の希少レントの設定 (US ドル)

	50%削減シナリオ	70%削減シナリオ	90%削減シナリオ
インド	4.66	5.56	6.18
日本	15.2	17.0	17.8
その他の地域	0	0	0

表 5.10 アジア 8 カ国の希少レントの設定 (US ドル)

	容量推計下限値			文献値		
	50%削減シナリオ	70%削減シナリオ	90%削減シナリオ	50%削減シナリオ	70%削減シナリオ	90%削減シナリオ
中国	0	0	0	0	0	0
インド	1.63	2.38	2.89	12.2	12.6	12.9
日本	12.9	15.4	16.4	0	0	0
韓国	17.2	17.9	18.4	20.7	21.1	21.4
インドネシア	0	0	0	18.2	19.5	20.1
タイ	0	0	0	6.83	7.84	8.47
マレーシア	0	0	0	0	0	0
ベトナム	0	0	0	0.63	1.65	2.30

5.3.3 世界 17 地域を対象とした AIM/Hub モデルによる推計結果

本節では、世界全体を対象として、設定された希少レント、社会経済シナリオ、排出削減シナリオを入力値とした AIM/Hub モデルによる計算結果についてまとめ、世界全体や

CCS の利用が制限される地域での緩和策によるエネルギー供給の変化や CCS 需要量や経済的影響について確認する。

1) 炭素価格

表 5.11 は AIM/Hub モデルによって計算された各シナリオにおける炭素価格を示す。削減シナリオ間で比較すると、2050 年では差が大きいのに対し 2100 年にはその差が縮小する。二酸化炭素の地下貯留容量の仮定の間で比較すると、2050 年では差が小さいが、2100 年にはその差が拡大する。この結果から、以下において排出削減シナリオ間を比較する際には主に 2050 年の結果を、地下貯留容量の仮定の間で比較する際には主に 2100 年の結果を用いて比較を行う。

表 5.11 炭素価格 (US ドル/t-CO₂)

年	容量推計上限値			容量推計下限値		
	50%削減 シナリオ	70%削減 シナリオ	90%削減 シナリオ	50%削減 シナリオ	70%削減 シナリオ	90%削減 シナリオ
2050 年	116	168	282	119	174	287
2100 年	302	304	308	329	345	353

2) CCS による二酸化炭素回収量

表 5.12 は 90%削減シナリオにおける世界 17 地域と世界全体の 2100 年までの CCS による二酸化炭素回収量の合計値と推計された貯留容量に対する割合を示す。CCS の利用が制限されない容量上限_90%削減シナリオでは、世界全体で 1573.1Gt の回収量が計算された。この回収量は、本章で推計した地下貯留容量の上限値と比較すると、2.83%、下限値と比較すると 16.74%の容量を使用することが示された。地域ごとに注目すると、日本とインドでは、貯留容量推計結果の下限値を上回る CCS による回収量が計算され、中国では 90%、トルコでは 67%の使用率が計算された一方で、オセアニア、カナダ、旧ソビエト連邦、その他アフリカでは CCS による回収量が貯留容量推計結果の下限値の 5%を下回っている。CCS の利用が制限される容量下限_90%削減シナリオでは、希少レントが設定された日本とインドにおいてそれぞれ CCS による回収量が 9.41Gt と 105.73Gt と計算され、希少レントが設定により貯留容量推計結果の下限値以下に収まった。希少レントが設定されなかったそのほかの地域については容量上限_90%削減シナリオと比較し、CCS による回収量が増加し、特に中国では 11%貯留容量推計結果の下限値を上回った。

表 5.12 90%削減シナリオにおける 2100 年までの CCS による二酸化炭素の回収量

地域	容量上限_90%削減シナリオ			容量下限_90%削減シナリオ	
	CCS での 回収量 (Gt)	容量使用率 (容量上限比%)	容量使用率 (容量下限比%)	CCS での 回収量 (Gt)	容量使用率 (容量下限比%)
アメリカ	185.73	3.33	18.43	229.62	22.79
ヨーロッパ 25 カ国	98.76	5.22	31.19	116.66	36.84
その他ヨーロッパ	13.40	3.32	18.04	16.49	22.21
トルコ	15.60	10.29	66.97	16.36	70.23
オセアニア	27.34	0.73	4.12	40.04	6.03
中国	514.01	18.11	90.19	636.32	111.65
インド	148.34	21.09	130.81	105.73	93.23
日本	44.25	48.56	341.22	9.41	72.56
東南アジア	122.87	3.99	26.32	126.48	27.09
その他アジア	19.35	1.46	9.84	20.10	10.22
カナダ	18.36	0.87	4.63	22.30	5.62
ブラジル	45.16	2.15	14.98	42.07	13.96
その他南米	66.48	1.14	7.41	71.21	7.94
旧ソビエト連邦	95.19	0.80	4.52	118.31	5.62
中東	90.47	2.67	12.78	108.69	15.36
北アフリカ	25.43	0.78	5.16	25.91	5.26
その他アフリカ	42.38	0.58	4.04	42.60	4.06
世界	1573.10	2.83	16.74	1748.29	18.61

本章では、モデルによる推計において世界を 17 地域に分割して推計を行っている。したがって、地下貯留容量の制約が 17 地域に集約され、地域内で貯留層を共有する状況を想定している。そこで、各国が自国の貯留層のみを用いる場合にどれくらいの国で容量が不足するかを確認するために、国単位で貯留容量と CCS による二酸化炭素回収量の比較を行う。各国の CCS による回収量については容量上限_90%削減シナリオでの 17 地域の CCS による回収量を各国の 2014 年のエネルギー転換および産業プロセスからの二酸化炭素排出量で案分した結果を用いる。

図 5.6 は上記の方法で計算した CCS 需要量と地下貯留容量の推計結果の上限値との比較であり、図 5.7 は CCS 需要量と貯留容量の下限値との比較である。貯留容量の上限値と比較した際には 28 か国において CCS 需要量が貯留容量を上回り、貯留容量の下限値と比較した際には 42 か国において CCS 需要量が貯留容量を上回った。

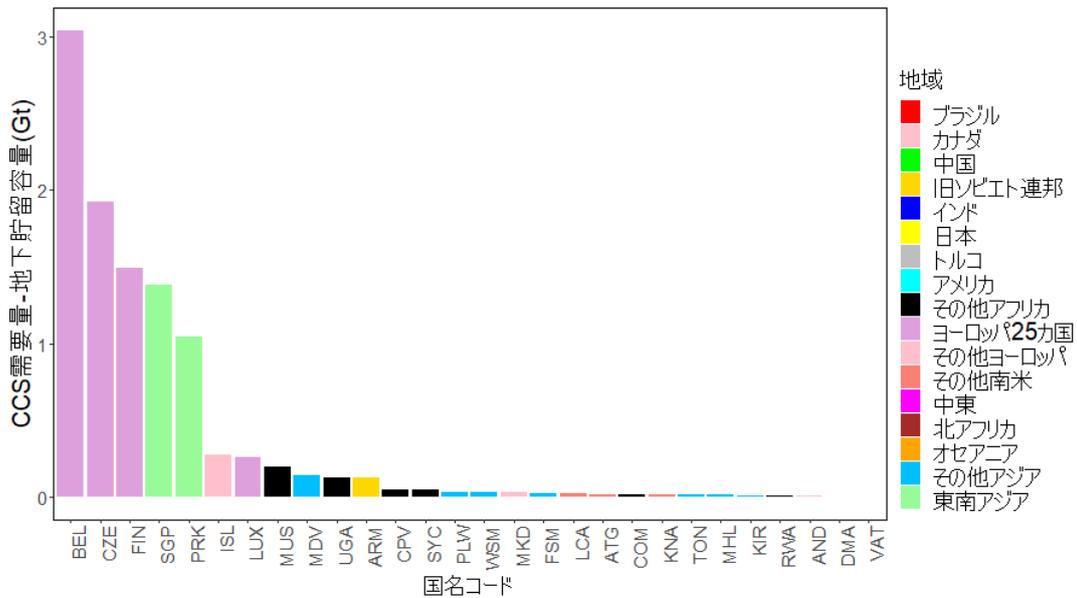


図 5.6 容量上限_90%削減シナリオでの CCS による二酸化炭素回収量と貯留容量の推計上限値の差

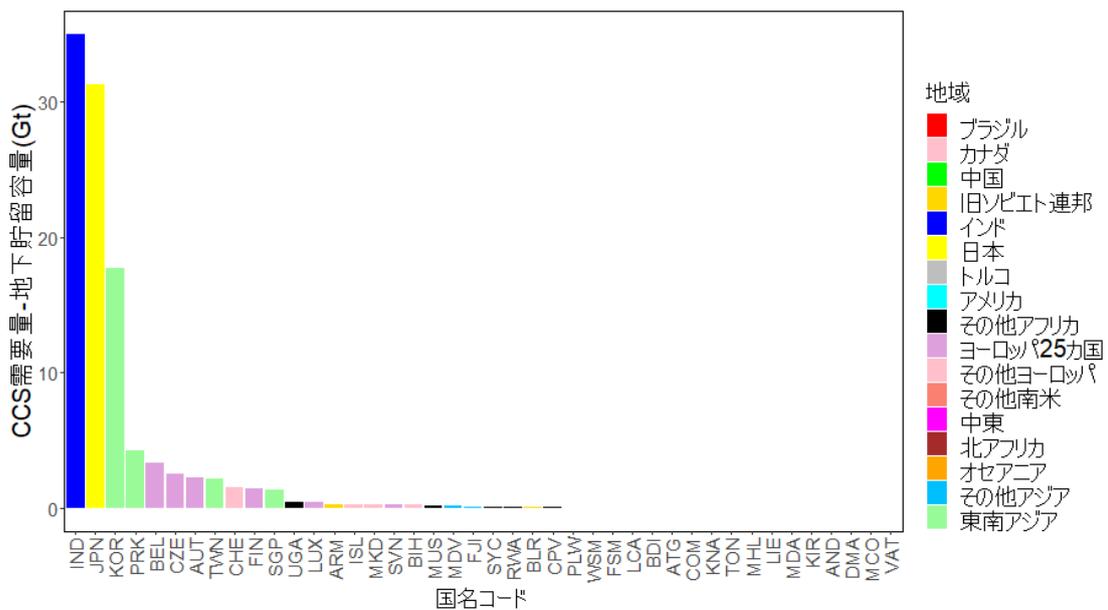


図 5.7 容量下限_90%削減シナリオでの CCS による二酸化炭素回収量と貯留容量の推計下限値の差

3) 一次エネルギー供給

図 5.8 はベースラインシナリオと容量上限_90%削減シナリオにおける一次エネルギーの供給量を示す。脱炭素社会へ向けて削減率の上昇が続く今世紀前半については、再生可能エネルギーや CCS の利用の増加、化石燃料の利用の減少など、急激にエネルギー供給構成を変化させることで排出を削減している。世紀後半において脱炭素社会を達成した後は、エネルギー供給構成は大きくは変化せず、エネルギー需要の増加については主に石油と BECCS の利用の増加によって賄われている。

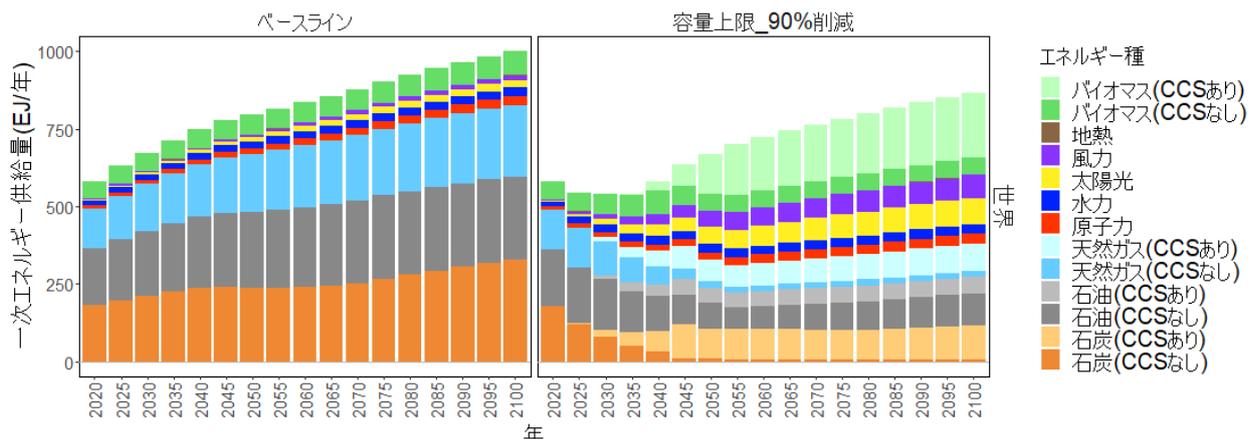


図 5.8 世界の一次エネルギー供給量

図 5.9 は排出削減シナリオ間の差が大きくなる 2050 年における、容量推計上限値を仮定した際の世界の一次エネルギー供給量を示す。排出削減シナリオ間で比較すると、削減率が高いシナリオほど、CCS を伴わない石油の利用が減少し、天然ガスにおける CCS 利用割合と BECCS の利用が増加している一方で、風力や太陽光および水力といったエネルギーの利用量の変化は少ない。一次エネルギーの供給総量で比較すると、BECCS による供給量の増加によって、削減率が高いシナリオほど供給量が増加している。

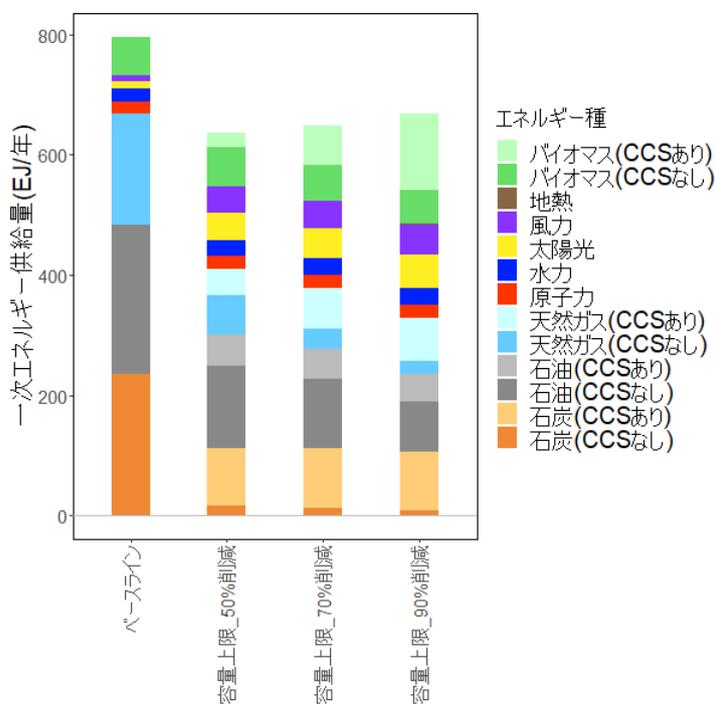


図 5.9 容量推計上限値を仮定した際の 2050 年における一次エネルギー供給量

図 5.10 は地下貯留容量の制約によって CCS の利用が制限されるインドと日本および世界での、CCS の利用制限による変化が大きくなる 2100 年における一次エネルギー供給量

を示す。容量推計の上限値を仮定した場合と容量推計の下限值を仮定した場合を比較すると、世界のエネルギー供給量は化石燃料の利用が減少し、再生可能エネルギーの利用が増加している。しかし、その差は小さい。インドのエネルギー供給については、CCS の利用の制限によって、石炭の利用とバイオマスの利用が大幅に減少し、太陽光の利用が増加している。日本では CCS の利用の制限によって、石炭とバイオマスの利用が減少している。また、インドと日本の両方において CCS の利用の制限によって、一次エネルギーの供給量が大きく減少している。

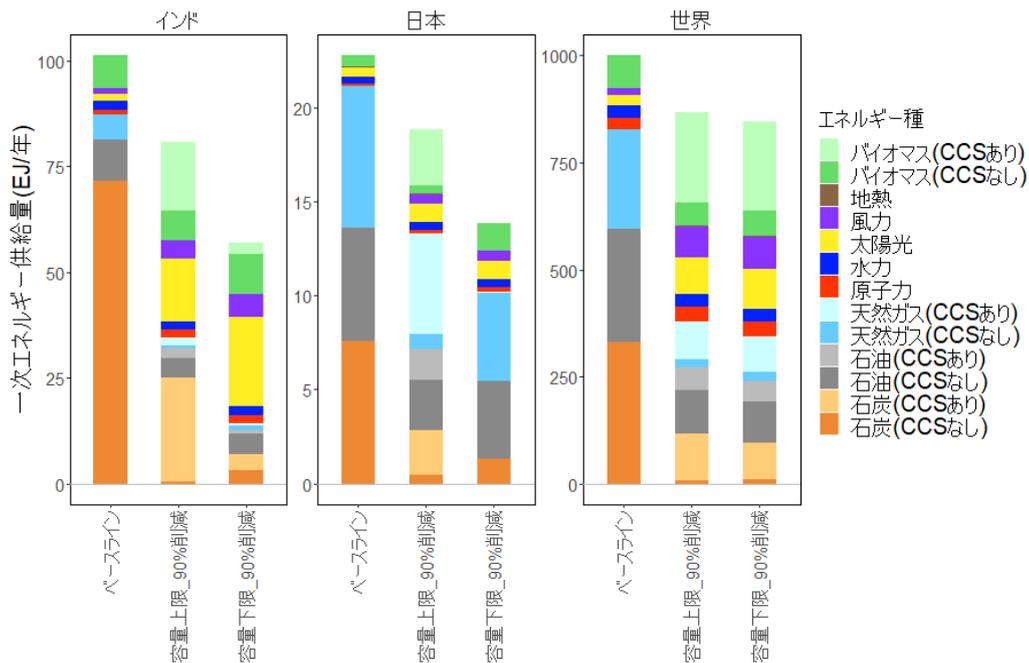


図 5.10 90%削減シナリオにおけるインドと日本および世界の 2100 年の一次エネルギー供給量

4) 発電部門

図 5.11 はベースラインシナリオと容量上限_90%削減シナリオにおける発電量を示す。脱炭素社会へ向けて削減率の上昇が続く今世紀前半においては、一次エネルギーの傾向と同様に、再生可能エネルギーや CCS の利用の増加、石炭の利用の減少など、急激にエネルギー供給構成を変更することで排出を削減している。しかし、一次エネルギーとは異なり、削減率の上昇に伴い発電量の総量は増加していき 2050 年までにはベースラインでの発電量を上回る。世紀後半において脱炭素社会を達成した後は、エネルギー供給構成は大きくは変化せず、エネルギー需要の増加については主に太陽光と BECCS の利用の増加によって賄われている。

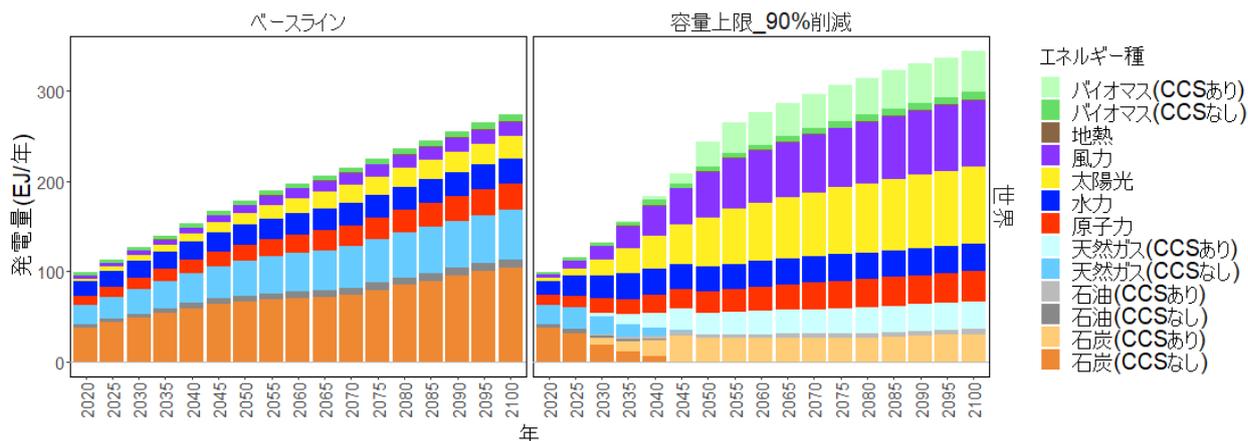


図 5.11 世界の発電量

図 5.12 は排出削減シナリオ間の差が大きくなる 2050 年における、容量推計上限値を仮定した際の世界の発電量を示す。シナリオ間で比較すると、削減率が大きいシナリオほど、太陽光と BECCS の利用が増加しており、また、いずれの削減シナリオにおいても発電量がベースラインシナリオを上回った。

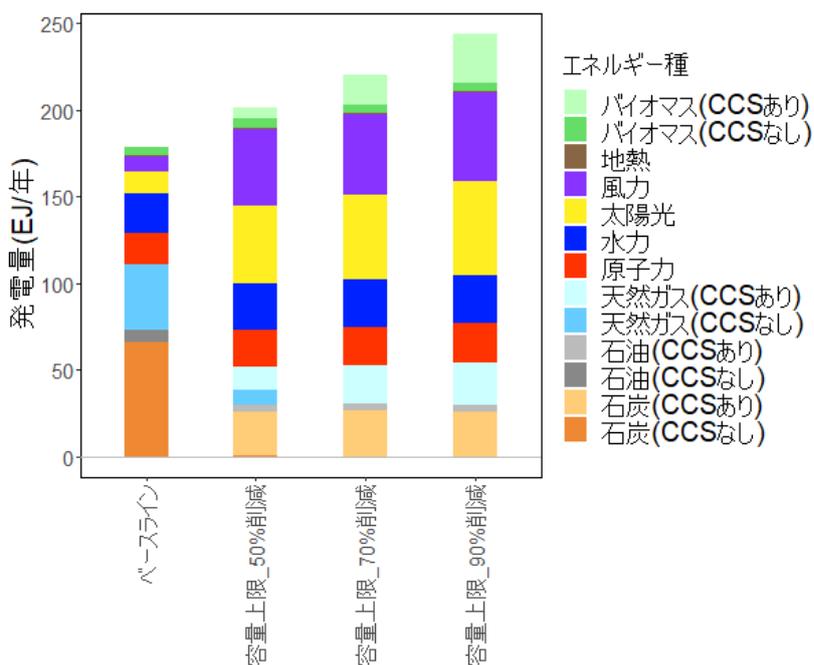


図 5.12 容量推計上限値を仮定した際の 2050 年における世界の発電量

図 5.13 は地下貯留容量の制約によって CCS の利用が制限されるインドと日本および世界での、CCS の利用制限による変化が大きくなる 2100 年における発電量を示す。容量推計の上限値を仮定した場合と容量推計の下限値を仮定した場合を比較すると、世界のエネルギー供給量は化石燃料の利用が減少し、太陽光や風力の利用が増加している。発電総量で見ると CCS の利用制限によって発電量が増加している。インドの発電量については、

CCS の利用の制限によって、石炭の利用とバイオマスの利用が減少し、太陽光と風力の利用が増加しており、発電総量としてはわずかに減少している。日本では CCS の利用の制限によって、すべての化石燃料の利用とバイオマスの利用が減少しており、発電総量としては大きく減少している。

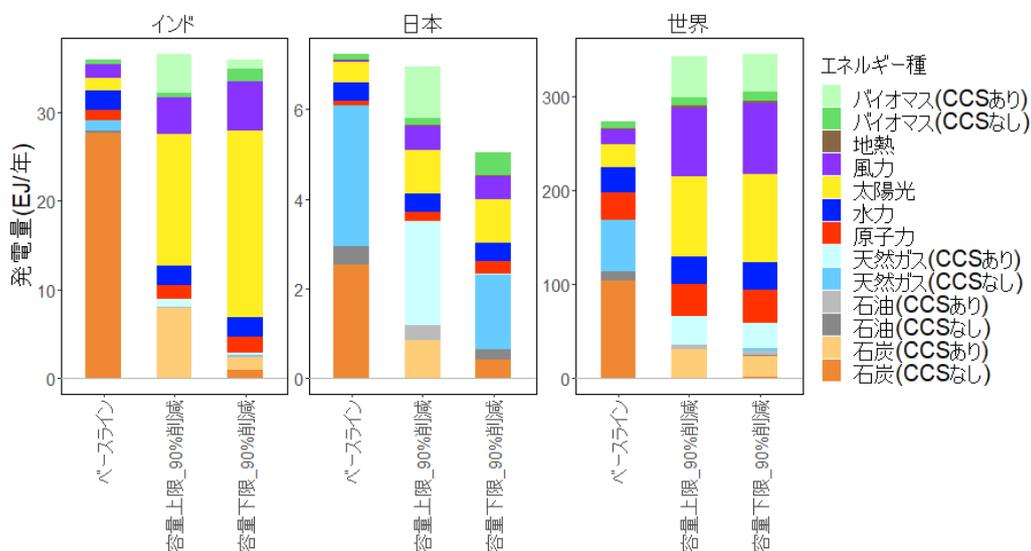


図 5.13 インドと日本および世界の 90%削減シナリオにおける 2100 年の発電量

5) 経済影響

図 5.14 において、世界のベースラインシナリオと比較した際の各シナリオの GDP 損失率を示す。世界全体で、容量上限_50%削減シナリオにおいて最大で 3.9%、容量上限_70%削減シナリオにおいて最大 4.4%、90%削減シナリオにおいて最大で 5.0%の GDP 損失が計算された。いずれのシナリオでも最大の GDP 損失率が計算された後は、損失率が減少していき、世紀後半において脱炭素社会を実現した後は、削減シナリオ間の差は小さくなる。地下貯留容量の上限値を仮定した際と下限値を仮定した際の差を比較すると、年を追うごとに損失率の差が拡大していき、最も差が大きくなる 2100 年においては 50%削減シナリオでは 0.2%、70%削減シナリオでは 0.27%、90%削減シナリオでは 0.29%の差が計算された。



図 5.14 ベースラインシナリオからの GDP 損失率

表 5.13 は CCS の利用が制限されるインドと日本および世界の GDP について、割引率 4% で 2005 年から 2100 年まで集計した割引現在価値を各削減シナリオとベースラインシナリオで比較した結果を示す。90%削減シナリオにおいて、CCS の利用が制限されない容量推計の上限値を仮定した場合と CCS の利用が制限される容量推計の下限値を仮定した場合を比較すると、GDP の割引現在価値が制約によって 0.06%増加することが示された。インドと日本については、CCS の制約によってそれぞれ 0.46%と 0.05%増加することが示された。

表 5.13 日本、インド、世界のベースラインシナリオからの GDP 割引現在価値の減少率 (%)

	容量推計上限値			容量推計下限値		
	50%削減シナリオ	70%削減シナリオ	90%削減シナリオ	50%削減シナリオ	70%削減シナリオ	90%削減シナリオ
インド	5.37	6.37	7.28	5.58	6.63	7.74
日本	0.47	0.56	0.67	0.48	0.59	0.72
世界	1.68	1.98	2.28	1.71	2.01	2.34

5.3.4 アジア 8 か国を対象とした AIM/Hub モデルによる推計結果

1) 炭素価格

表 5.14 はアジア 8 か国について、AIM/Hub モデルによって計算された各シナリオにおける炭素価格を示す。すべての対象国について、世界の計算結果と同様に、削減シナリオ間では 2050 年において差が大きい。また、希少レントが設定された 6 か国では、地下貯留容量の仮定の間で比較すると 2100 年において差が大きい。また、希少レントが最も小さいベトナムを除く 5 か国では、CCS の利用の制限によって炭素価格が 2 倍から 5 倍上昇した。

表 5.14 アジア 8 カ国の炭素価格 (US ドル/t-CO₂)

国	年	容量推計上限値			容量推計下限値			文献値		
		50%削減	70%削減	90%削減	50%削減	70%削減	90%削減	50%削減	70%削減	90%削減
		シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ
中国	2050年	79.6	85.4	90.8	79.6	85.4	90.8	79.6	85.4	90.8
	2100年	86.9	87.0	87.2	86.9	87.0	87.2	86.9	87.0	87.2
インドネシア	2050年	109.7	135.2	161.1	109.7	135.2	161.1	181.0	226.7	240.4
	2100年	148.2	150.6	151.1	148.2	150.6	151.1	766.7	811.1	769.7
インド	2050年	95.2	105.0	112.2	102.4	116.1	126.3	144.8	163.0	174.9
	2100年	110.3	110.3	110.2	167.7	192.9	209.7	479.7	490.3	497.9
日本	2050年	93.8	131.2	347.3	145.9	215.8	389.6	93.8	131.2	347.3
	2100年	367.2	381.7	399.6	720.4	816.5	860.4	367.2	381.7	399.6
韓国	2050年	129.0	336.6	595.7	216.5	412.4	633.0	232.9	427.8	644.0
	2100年	561.0	604.0	639.7	929.2	973.0	1016.1	1165.2	1290.9	1399.3
マレーシア	2050年	127.6	199.7	978.4	127.6	199.7	978.4	127.6	199.7	978.4
	2100年	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
タイ	2050年	112.0	127.8	147.7	112.0	127.8	147.7	142.9	166.1	186.6
	2100年	151.7	151.4	151.3	151.7	151.6	151.3	388.9	423.0	443.9
ベトナム	2050年	115.4	139.2	247.3	115.4	139.2	247.3	118.1	148.1	243.5
	2100年	257.0	258.3	260.9	257.0	258.3	260.9	259.2	267.0	281.1

2) CCS による二酸化炭素回収量

表 5.15 は、CCS の利用が制限されない容量上限_90%削減シナリオにおいて、2100 年までの計算が行えなかったマレーシアを除くアジア 7 カ国で 2100 年までに CCS によって回収される二酸化炭素の合計値と地下貯留容量に対する割合を示す。いずれの国も容量推計の上限値を CCS 需要量が下回っている。CCS 需要量と容量推計の下限値を比較すると日本と韓国では CCS 需要量が貯留容量を上回り、インドにおいても 95% の高い使用率が計算された。また、中国とタイおよびベトナムでも容量の使用率が 50% に迫る結果となった。CCS 需要量と各国の地下貯留容量の調査結果を報告した文献の値を比較すると日本と中国以外の 5 カ国で CCS 需要量が貯留容量を上回った。

表 5.15 90%削減シナリオにおけるアジア 8 各国での 2100 年までの CCS による二酸化炭素回収量の合計

地域	容量上限_90%削減シナリオ			容量下限_90%削減シナリオ		文献値_90%削減シナリオ		
	CCS 需要量(Gt)	容量使用率 (容量上限比%)	容量使用率 (容量下限比%)	容量使用率 (文献値比%)	CCS 需要量(Gt)	容量使用率 (容量下限比%)	CCS 需要量(Gt)	容量使用率 (文献値比%)
中国	277.9	9.8	48.8	9.0	277.9	48.8	277.9	9.0
インドネシア	34.2	2.5	16.0	397.6	34.2	16.0	21.6	250.6
インド	108.4	15.4	95.6	158.8	78.0	68.8	39.6	58.0
日本	40.6	44.6	313.3	26.8	30.1	231.8	40.6	26.8
韓国	19.6	37.3	262.1	382.7	12.8	170.7	12.1	236.2
タイ	14.3	6.9	47.8	138.6	14.3	47.8	9.5	92.0
ベトナム	12.4	6.8	46.9	106.3	12.4	46.9	11.6	98.9

3) 一次エネルギー供給量

図 5.18 はアジア 8 各国でのベースラインシナリオと容量上限_90%削減シナリオにおける一次エネルギーの供給量を示す。いずれの国も削減率の上昇が続く今世紀前半において、再生可能エネルギーや CCS の利用の増加、化石燃料の利用の減少など、急激にエネルギー供給構成を変更することで排出を削減している。ベースラインシナリオにおいて、世紀後半に一次エネルギー需要量が増加するインドやタイおよびベトナムでは、BECCS や CCS を組み合わせた化石燃料の利用を増加させることでエネルギー需要の増加が賄われている。反対に、ベースラインシナリオにおいて、世紀後半に一次エネルギー需要量が減少する中国では、BECCS と CCS を組み合わせた石炭の利用が減少している。

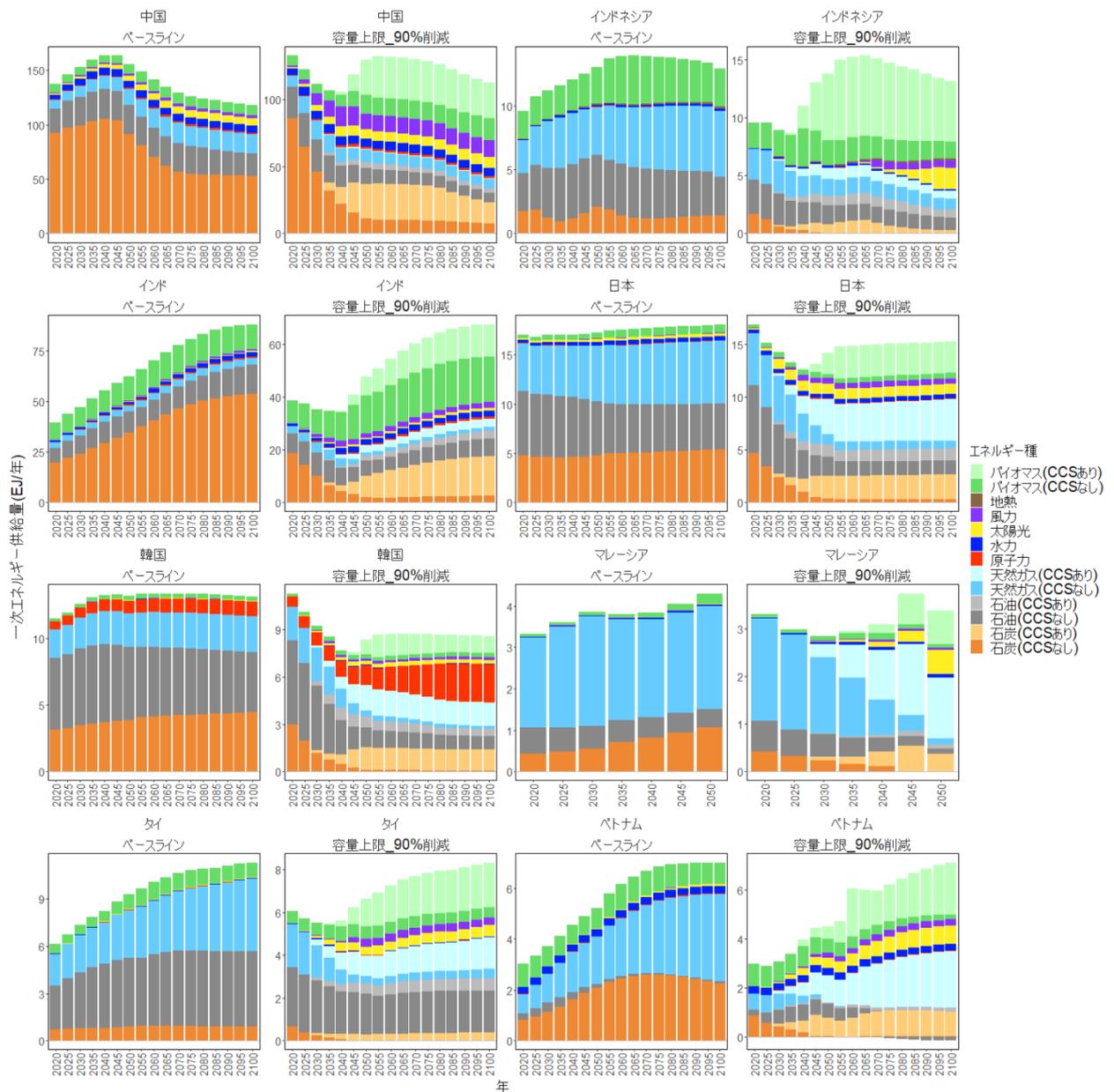


図 5.18 アジア 8 各国における一次エネルギー供給量

図 5.19 は排出削減シナリオ間の差が大きくなる 2050 年における、容量推計上限値を仮定した際のアジア 8 各国の一次エネルギー供給量を示す。排出削減シナリオ間で比較すると、すべての国で削減率が大きいシナリオほど BECCS の利用が増加している。また、多くの国で CCS を組み合わせた天然ガスの利用が増加している一方で、風力や太陽光および水力といったエネルギーの利用量の変化は少ない。

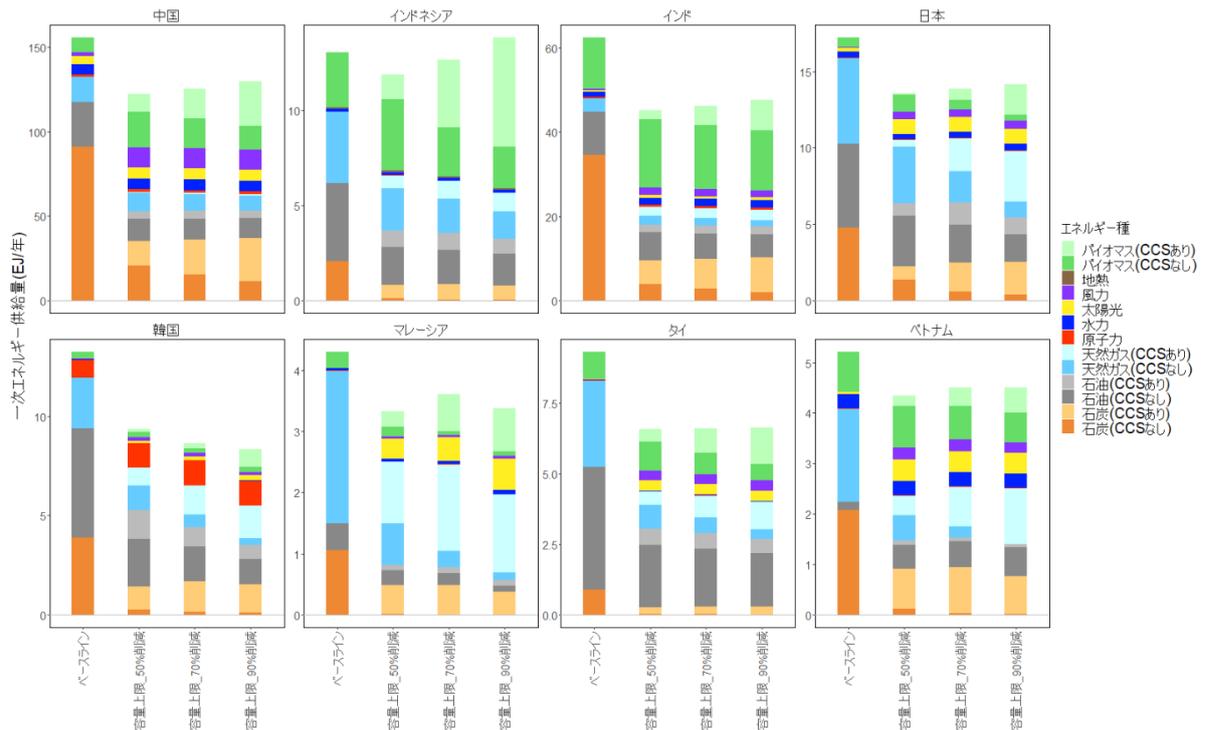


図 5.19 容量上限を仮定した際の 2050 年におけるアジア 8 か国の一次エネルギー供給量

図 5.20 は希少レントが設定されたアジア 6 か国での、CCS の利用制限による変化が大きくなる 2100 年における一次エネルギー供給量を示す。各地下貯留容量の仮定の間で比較すると、希少レントが設定されたすべての国で、CCS の利用制約により化石燃料の利用が減少し、バイオマスの利用が増加している。また、インドネシア以外のすべての国で、CCS の利用制約により、エネルギー供給量が減少している。

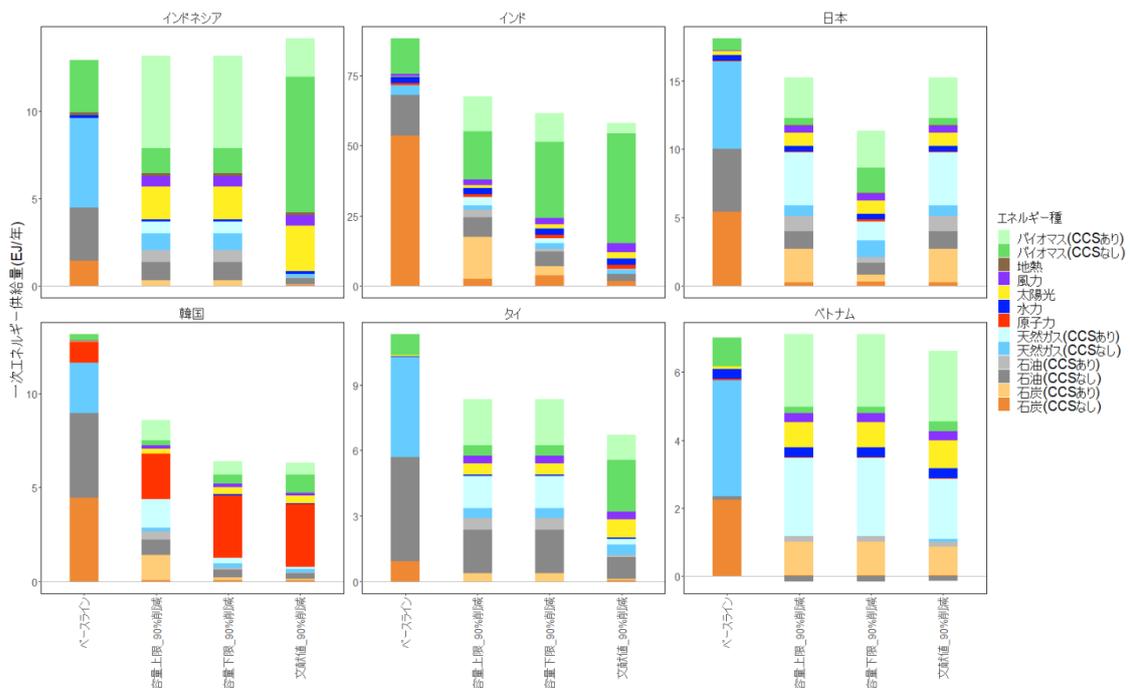


図 5.20 アジア 8 か国での 90%削減シナリオにおける 2100 年の一次エネルギー供給量

4) 発電量

図 5.21 はアジア 8 か国でのベースラインシナリオと容量上限_90%削減シナリオにおける発電量を示す。いずれの国も削減率の上昇が続く今世紀前半において、再生可能エネルギーや CCS の利用の増加、化石燃料の利用の減少など、急激にエネルギー供給構成を変更することで発電に伴う排出を削減している。世紀後半の電力需要の増加について、インドネシアでは BECCS と太陽光発電、インドでは CCS を組み合わせた石炭と BECCS の利用の増加、韓国では原子力、タイとベトナムでは CCS を組み合わせた天然ガスの利用を増加させることによって賄っている。

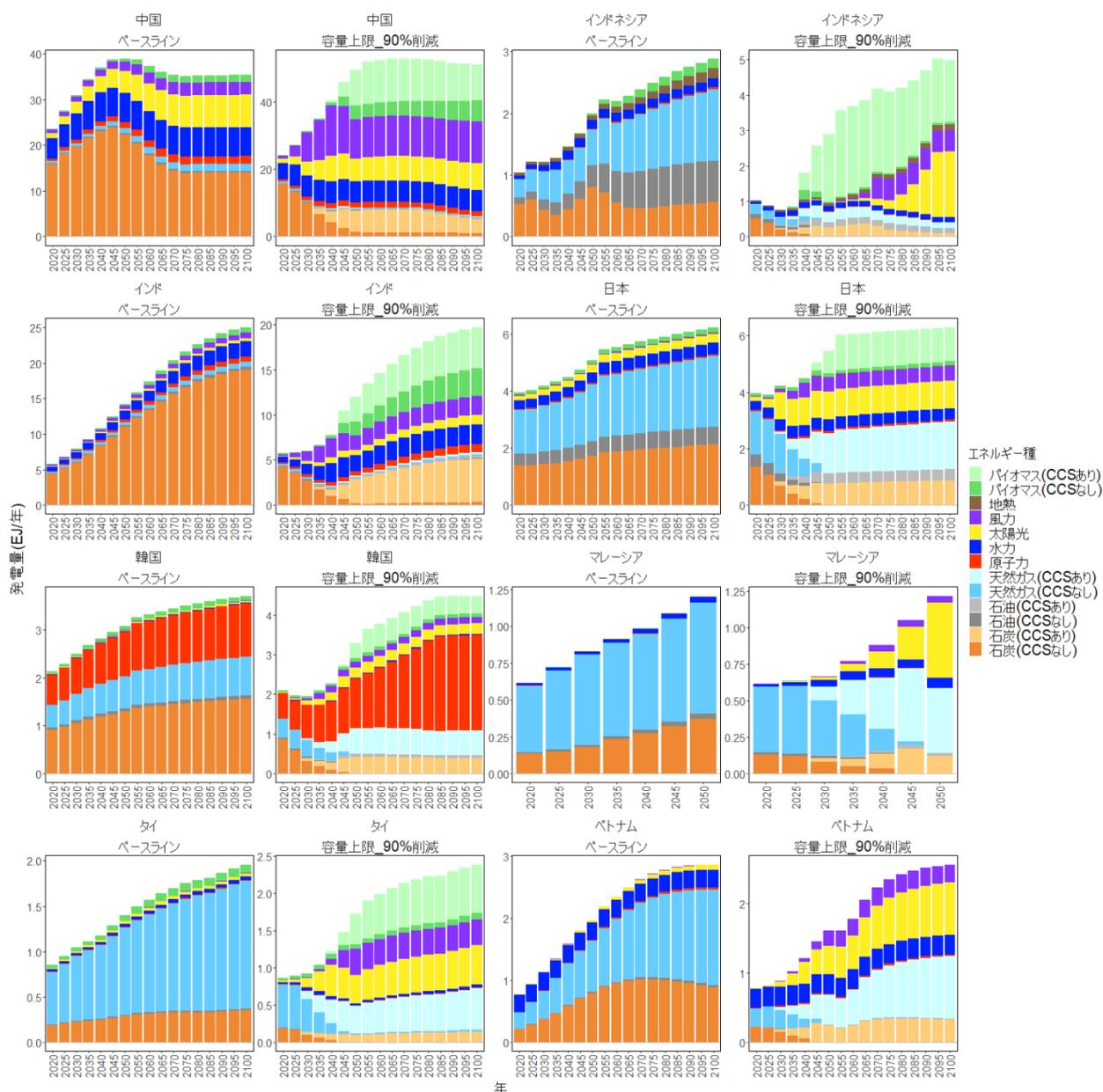


図 5.21 アジア 8 か国における発電量

図 5.22 は排出削減シナリオ間の差が大きくなる 2050 年における、容量推計上限値を仮定した際の世界の発電量を示す。シナリオ間で比較すると、削減率が大きいシナリオほど、中国とインドでは BECCS の利用、インドネシアと日本と韓国とタイでは BECCS と CCS を組み合わせた天然ガスの利用、マレーシアでは CCS を組み合わせた天然ガスと太陽光の利用、ベトナムでは CCS を組み合わせた天然ガスの利用が増加しており、ベトナムを除く国で排出削減率の増加とともに発電量が増加している。

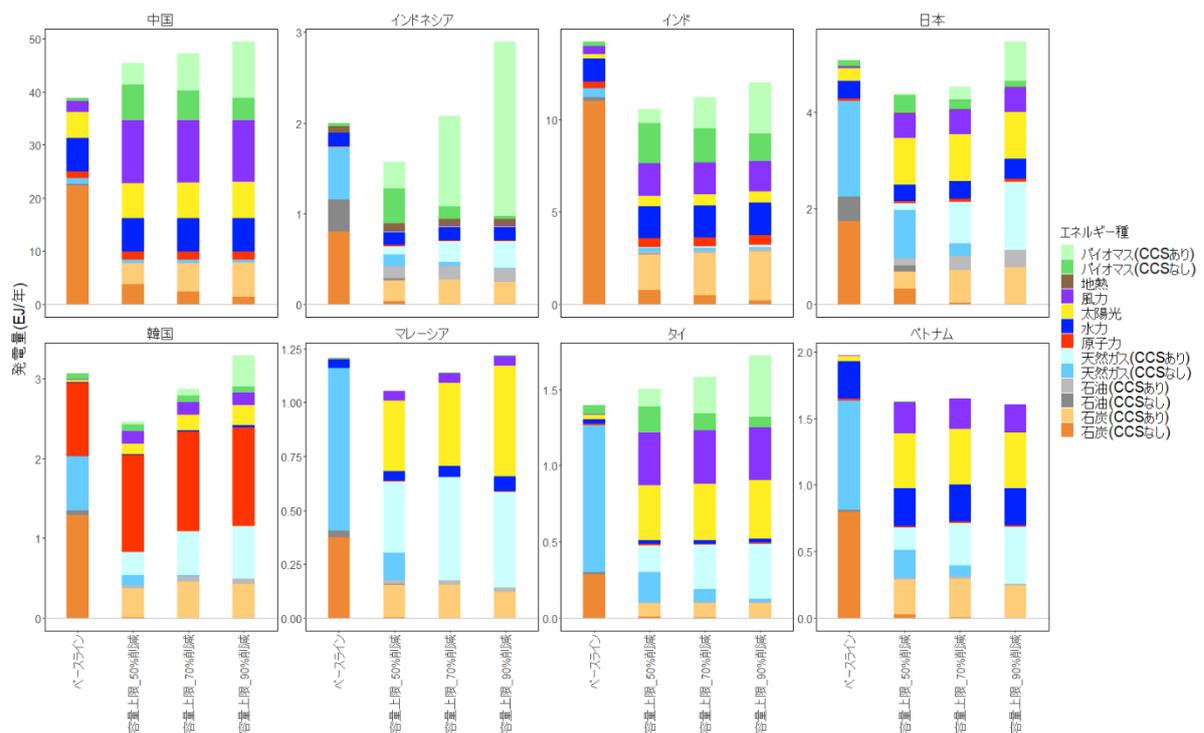


図 5.22 容量上限を仮定した際の 2050 年におけるアジア 8 か国の発電量

図 5.23 は希少レントが設定されたアジア 6 か国での、CCS の利用制限による変化が大きくなる 2100 年における発電量を示す。容量の仮定の間で比較すると、CCS の利用の制限が強いシナリオほど、化石燃料による発電量が減少し、バイオマスや太陽光および原子力による発電量が増加している。発電総量で見るとインドネシアとインドと韓国とタイでは CCS の利用制限によって発電量が増加している。

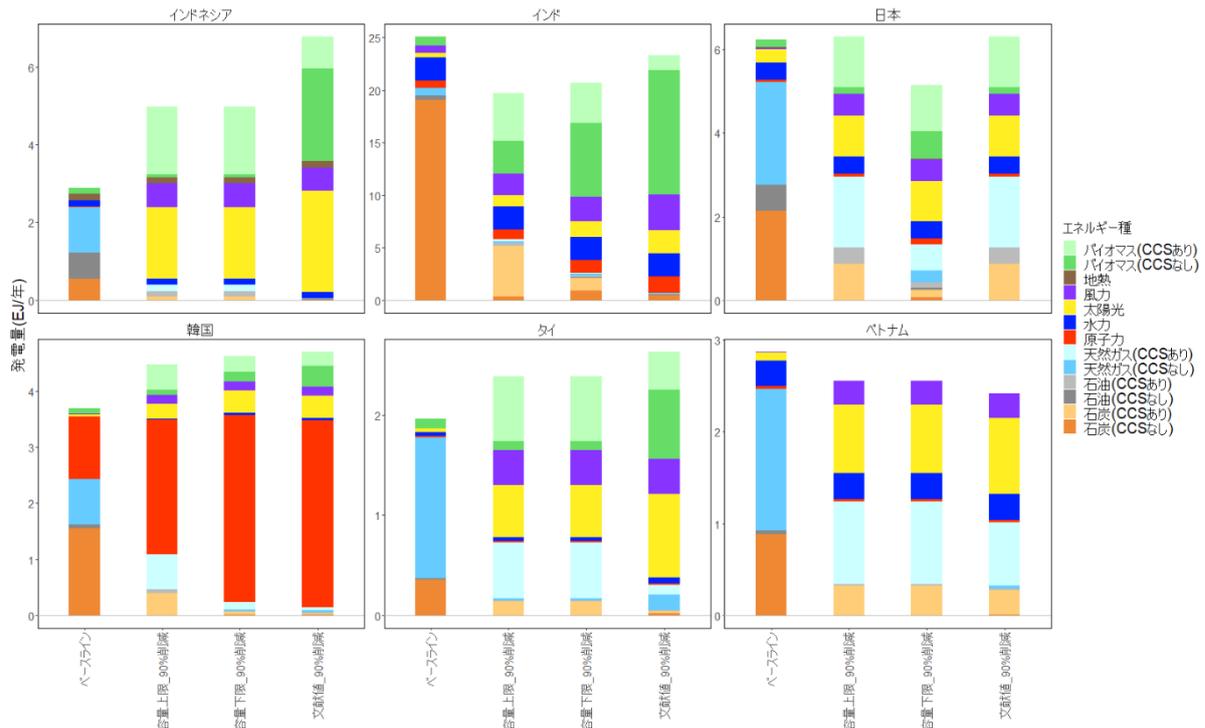


図 5.23 アジア 8 か国での 90%削減シナリオにおける 2100 年の発電量

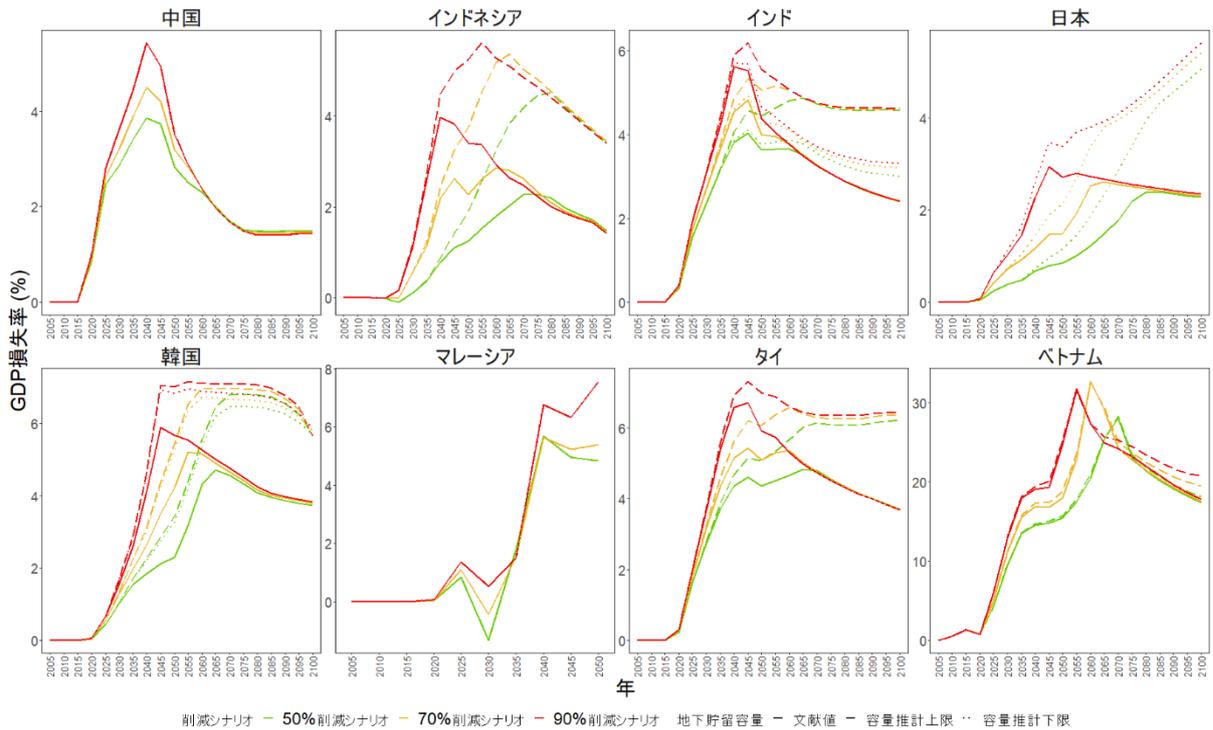


図 5.24 アジア 8 か国のベースライン比 GDP 損失率 (%)

5) 経済的影響

図 5.24 はアジア 8 か国におけるベースラインシナリオと比較した際の GDP 損失率を示す。いずれの国でも CCS の利用が制限されないシナリオでは、排出削減率の上昇が続く世

紀前半では GDP 損失率が上昇し、2040 年から 2070 年において損失が最大となる。貯留容量の仮定による GDP 損失の差を比較すると、希少レントが設定された 6 か国において、およそ 2%から 4%程度の差が計算された。

表 5.16 は各シナリオにおいてアジア 8 か国の GDP について、割引率 4%で 2005 年から 2100 年まで集計した割引現在価値をベースラインシナリオと比較した結果を示す。貯留容量の仮定による GDP の割引現在価値の差を比較すると、希少レントが設定された 6 か国において、およそ 0.3%から 1.2%の差が計算された。

表 5.16 アジア 8 か国のベースラインシナリオからの GDP 割引現在価値減少率 (%)

	容量推計上限値			容量推計下限値			文献値		
	50%削減	70%削減	90%削減	50%削減	70%削減	90%削減	50%削減	70%削減	90%削減
	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ	シナリオ
中国	2.12	2.34	2.59	2.12	2.34	2.59	2.12	2.34	2.59
インドネシア	1.00	1.54	1.99	1.00	1.54	1.99	1.80	2.61	3.16
インド	2.62	2.83	3.05	2.78	3.07	3.33	3.41	3.68	3.94
日本	0.46	0.71	0.99	0.67	1.02	1.33	0.46	0.71	0.99
韓国	1.49	1.91	2.33	1.98	2.47	2.94	2.06	2.55	3.01
マレーシア	1.63	1.79	2.33	1.63	1.79	2.33	1.63	1.79	2.33
タイ	2.95	3.27	3.64	2.95	3.27	3.64	3.57	4.00	4.39
ベトナム	13.36	15.12	16.29	13.36	15.12	16.29	13.56	15.58	16.83

5.4 考察

5.4.1 二酸化炭素の地下貯留容量の推計結果について

本章での二酸化炭素の貯留容量の推計結果は塩水帯水層のみで 7668Gt から 53887Gt、すべての貯留層を合計すると 9395Gt から 55614Gt と推計された。Kearns et al. (2017)による推計の結果は 7910 Gt から 55581 Gt であり、本章での塩水帯水層の推計結果とおおむね同じ値が得られた。一方で、IEAGHG (2011)はすべての貯留層での貯留容量が 4900 Gt から 21000 Gt と推計されている。本章での推計結果より小さな値が推計されている理由として、IEAGHG (2011)は貯留層のポロシティと層厚についてすべての貯留層で一定の仮定をおく代わりに堆積層の体積の 2%にのみ貯留が可能であるという控えめな仮定を行っていることが理由と考えられる。

本章の貯留容量の推計結果は、大規模排出源からの距離や地形、市街地、国民の受容性など、その利用可能性について評価を行っていない。そのため、実際の貯留層の利用可能量は本章の推計結果を下回る可能性がある。存在する貯留層を十分に利用するには大規模な排出源の建設場所の設定の段階で CCS の利用を考慮することや適切なモニタリング手法の確立により周辺住民の不安を払しょくすることなどが重要である。

世界全体を対象とした排出削減による影響の推計の際には世界を 17 地域に分割して推計を行うため、二酸化炭素の地下貯留層についても 17 地域に集約されている。そのため、

地下貯留容量の推計値の下限値を想定した場合においても、インドと日本でのみ CCS の需要量が 2100 年までに枯渇する可能性があることが判断された。世界全体での地下貯留層の容量の推計結果が 9395Gt から 55614Gt と推計され、世界全体での二酸化炭素の年間排出量と比べて十分に大きいことからわかるように、地下貯留層が地域や世界全体で共有された場合には貯留層の枯渇の可能性が減少する。

アジア 8 カ国についての地下貯留容量の推計結果は各国の文献値と差がある国が多く、特に Asian Development Bank (2013) による東南アジア諸国の貯留容量の推計結果は本章との差が大きい。これは、各国の貯留容量の推計は貯留層ごとの調査が主であり、ポロシティや貯留層の厚さ、構造などのデータがない貯留層については報告されていないことが理由であると考えられる。したがって、各国が地下貯留層の調査を進めることによって、CCS の利用の制約を緩和することができると考えられる。

5.4.2 世界 17 地域を対象とした緩和シナリオの推計結果について

世界の二酸化炭素の地下貯留容量の上限値と、90%削減シナリオにおける 2100 年までの世界全体の CCS による回収量とを比較するとおよそ 35 倍の貯留容量が確保されている。貯留容量推計結果の下限値と比較すると、およそ 6 倍の貯留容量が確保されている。地域ごとに見ていくと、インドと日本と中国における貯留容量推計結果の上限値は、2100 年までの CCS による回収総量の 2 倍から 5 倍程度と比較的少ない。貯留容量推計結果の下限値と 2100 年までの CCS による回収総量を比較すると、インドと日本では貯留容量が回収量を下回っており、中国とトルコの貯留容量は回収量の 2 倍以下、ヨーロッパ 25 カ国と東南アジアは 4 倍以下と比較的少ない値が計算された。これらの地域において高い貯留容量の使用率が計算された理由としては、人口密度の高さやベースラインにおける排出量が容量に対して大きいことがあげられる。反対に、オセアニアやカナダ、旧ソビエト連邦、その他アフリカでは貯留容量推計結果の下限値が回収量の 20 倍を上回っており、これらの地域には貯留容量に余裕があるといえる。この推計結果から、地下貯留層を地域や世界全体で共有することで CCS の利用の制約を緩和することは可能であると考えられる。CCS 需要量を各国のエネルギー転換と産業部門からの二酸化炭素排出量で案分した結果と容量推計値の下限値を比較した結果は 42 か国で CCS 需要量が容量を上回った。地下貯留層が地域で共有されなかった場合には、CCS の利用がさらに制限される可能性が示された。

ベースラインシナリオでの排出量と炭素除去技術による二酸化炭素回収量を比較した結果は、大幅な排出削減において、BECCS による二酸化炭素の回収が重要な役割を果たすことを示した。地域ごとの BECCS での二酸化炭素の回収量に注目すると、BECCS での回収量が多い地域は、二酸化炭素の排出量が大きく負の値となっている国が多い。地域によって排出量が異なる理由は、排出削減が困難な地域における削減をほかの地域が肩代わりしているためであると考えられる。脱炭素社会においては、排出削減が困難な地域の削減を肩代わりする際に正味で負の排出量を達成する必要があるため、BECCS がその肩代わりのために重要な役割を果たしていると考えられる。また、植林による二酸化炭素の回収の役割は BECCS と比較すると限定的であることが示された。しかし、本章では植林による生物多様性や災害への強靱性やレクリエーション効果などの非市場的価値を考慮に入れて

いない。そのため実際の排出削減策において、本章での推計結果より植林による回収量が多くなる可能性がある。

世界の一次エネルギー供給量の推計結果は、世界のエネルギー供給において BECCS や CCS を組み合わせた化石燃料が大きな割合を占めることが示された。また、排出削減シナリオの違いによる削減率の上昇によって BECCS や CCS の普及が早まることや、将来のエネルギー需要の上昇によって BECCS や CCS の利用量が増加することを示した。この結果から、BECCS や CCS はエネルギー供給において重要な役割を果たす一方で、その利用量は将来の排出削減政策やエネルギー需要に影響を受けると考えられる。また、CCS を利用するためには地下貯留層と大規模排出源を結びつける必要があるため、CCS の効率的な利用には、将来のエネルギー需要の予測と排出削減政策と貯留層の分布について包括的に扱った計画が必要となる。

5.4.3 アジアを対象とした緩和シナリオの推計結果について

アジア 8 カ国の文献からの二酸化炭素の地下貯留容量と、希少レントによる制約を行った際の 2100 年までの CCS による回収総量とを比較すると、インドネシアと日本と韓国においては回収量が貯留容量を上回った。本章が設定したインドネシアと日本と韓国の貯留容量は 2100 年までの CCS による二酸化炭素の回収量と比較して非常に小さい。本章が希少レントを設定するために行った回帰分析のデータは、CCS による回収量を半減させるまでの希少レントの値を用いているため、それ以上に回収量を減少させる必要のあるインドネシアと韓国においては、十分な希少レントの額が設定できなかつたためと考えられる。反対に、インドでは希少レントの設定によって、容量使用率がほかの国より大きく減少した。インドでは世界の他の地域と比較して再生可能エネルギーの賦存量が大きく、CCS が制限された場合に容易に他のエネルギーへと代替されるためと考えられる。

アジア 8 カ国の一次エネルギー供給量の推計結果は、世界のエネルギー供給と同様に、BECCS や CCS が一次エネルギー供給量の大きな割合を占めることが示された。地下貯留容量の制約によって CCS の利用が制限されたときには、エネルギー供給における化石燃料の利用が大きく減少する一方で、バイオマスの利用量が増加し、エネルギー構成を大きく変化させる必要があることを示した。また、バイオマスの生産は食糧生産と競合するため、バイオマスエネルギーの需要が増加すると、食糧価格や食糧安全保障への影響が考えられる。

希少レントの設定による緩和策が引き起こす経済的損失の増加率について、容量上限_90%削減シナリオと文献値_90%削減シナリオでの 2100 年までの GDP の累積割引現在価値を比較するとインドでは 27.8%、インドネシアでは 58.8%、韓国では 29.7%、タイでは 20.6%、ベトナムでは 3.3%の差が計算された。また、日本については、容量上限_90%削減シナリオと文献値_90%削減シナリオでの 2100 年までの GDP の累積割引現在価値を比較すると 34.3%の差が計算された。これらの国々の希少レントの初期値の設定は、インドでは 12.9 ドル、インドネシアでは 20.1 ドル、韓国では 21.4 ドル、タイでは 8.47 ドル、ベトナムでは 2.3 ドル、日本では 16.4 ドルであり、韓国を除くと、アジア各国の間で希少レントの大きさと GDP 損失の増加率の傾向が一致している。韓国については、対象国の中で最も

大きな希少レントが設定されているが、GDP 損失の増加率は日本に次ぐ 3 番目である。対象国のなかでの韓国の特有の状況として、一次エネルギー供給における原子力の割合の大きさがあげられる。韓国は貯留容量の制約によって CCS の利用が制限された場合において、バイオマスの利用を増加させると同時に原子力の利用も増加させており、CCS を組み合わせた化石燃料による発電をバイオマスより安価な原子力によって代替したために経済影響を抑制したと考えられる。

アジア 8 カ国を対象とした推計では、CCS の利用の制限により GDP 損失の増加や一次エネルギー構成の変化が顕著にみられた。これは、各国の地下貯留容量の調査結果の値が排出量に対して小さいことが理由であり、CCS の利用制約を緩和する効果が大きいと考えられる。上述の通り、さらなる貯留層の調査や国をまたいだ地下貯留容量の共有などにより CCS の使用の制限が緩和された場合には、GDP 損失やエネルギーシステムなどへの影響が減少すると考えられる。

5.5 結論

本章では、二酸化炭素の地下貯留層の分布や各国の貯留層の調査状況によって、大幅な排出削減を行う際に重要となる技術の一つである CCS の利用が制限された場合の経済やエネルギーシステムに与える影響を推計することを目的に、堆積層の面積などから貯留容量を推計し、その推計結果をもとに CCS の利用を制限するシナリオとアジア各国の貯留層の調査結果から CCS を制限するシナリオを作成した。そして、CGE モデルである AIM/Hub モデルを用いて気候変動の緩和策を行う際のエネルギーシステムや経済への影響を計算し、シナリオ間で比較した。また、CCS の利用の制限を緩和する方策について検討することを目的として、推計した貯留容量と CCS 需要量やアジア各国の貯留層の調査結果を比較した。対象地域には世界全体と、主要な二酸化炭素排出国や将来の排出増加が予測される国を多く含み、CCS の利用の制約が強いと予測されるアジアから中国、インド、インドネシア、日本、韓国、マレーシア、タイ、ベトナムの 8 カ国を対象とした。

一次エネルギー供給量の推計結果は、地下貯留容量の制約によって CCS の利用が制限されたときには、エネルギー供給における化石燃料の利用が大きく減少する一方で、バイオマスの利用量が増加し、エネルギー構成を大きく変化させる必要があることを示した。また、アジア各国の調査状況を反映し、CCS の利用を制限した際には緩和策による GDP 損失の増加が顕著にみられた。世界の貯留容量の推計結果と CCS の需要量を比較すると、オセアニアやカナダ、旧ソ連、アフリカでは、CCS 需要量を貯留容量の推計結果が大きく上回り、貯留層の共有の可能性を示した。

本章での結果から、二酸化炭素の地下貯留容量を十分に使えるように貯留層の調査を進めることや、地域間で貯留層を共有すること、大規模な排出源の建設場所の設定の段階で CCS の利用を考慮すること、適切なモニタリング手法の確立により周辺住民の不安を払しょくすることは、排出削減による経済損失を抑えることや、バイオエネルギー需要の抑制によって環境負荷や食糧価格への影響を抑制する効果などが期待できる。

本章では、二酸化炭素の地下貯留層の枯渇の基準について 2100 年までの CCS の使用を前提に CCS の利用の制限を行っている。この仮定は 2100 年以降の CCS の利用について考

慮に入れていないことを意味する。しかし、2100年以降にCCSの代替手段が完成されない場合にはCCSの利用が継続すると考えられ、地下貯留層の容量によるCCSの利用の制約はさらに増大すると考えられる。このCCSをいつまで使用するかについての問題に取り組むためには、現在の実用化されていないCCSの代替手段としての排出削減技術の開発スピードを考慮に入れたCCSの価格経路の決定といったことに取り組む必要がある。

また、本章では逐次均衡型のモデルを用いており、希少レントを設定することで、完全競争市場における需要と供給の均衡に基づいた地下貯留容量の使用量を一年ごとに計算している。しかし、グローバルモデルでの世界全体の二酸化炭素回収量の推計結果をもとに希少レントを設定しているため、地域によって、2100年までの貯留容量使用率が100%を下回る地域や上回る地域が存在する。この課題に取り組むには、計算期間全体を対象に最適化する通時最適化モデルを構築することで、計算期間全体で貯留容量の使用による収益を最大化する経路を計算することが必要である。また、通時最適化モデルではGDPなどを目的変数に設定することによって、社会全体にとって最も効率的な貯留容量の使用経路を計算することができる。

本章の二酸化炭素地下貯留容量の推計結果は大規模排出源からの距離や地形、市街地、国民の受容性など、その利用可能性について評価を行っていないため、実際の貯留層の利用可能量は本章の推計結果を下回る可能性がある。上記の課題について取り組むために、今後は、地形や人口密集地などを考慮に入れた、大規模排出源と二酸化炭素の地下貯留層のマッチングといったことに取り組む必要がある。

参考文献

- Asian Development Bank, 2013. Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia. URL <https://www.adb.org/publications/prospects-carbon-capture-and-storage-southeast-asia>
- Budinis, S., Krevor, S., Dowell, N.M., Brandon, N., Hawkes, A., 2018. An assessment of CCS costs, barriers and potential. *Energy Strategy Rev.* 22, 61–81. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.003>
- Dahowski, R.T., Li, X., Davidson, C.L., Wei, N., Dooley, J.J., 2009. Regional Opportunities for Carbon Dioxide Capture and Storage in China A Comprehensive CO₂ Storage Cost Curve and Analysis of the Potential for Large Scale Carbon Dioxide Capture and Storage in the People's Republic of China.
- Hendriks, C., Crijns-Graus, W.H.J., van Bergen, F., 2004. Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs. Utrecht Ecofys TNO Rijksinst. Voor Volksgezond. En Milien.
- Holloway, S., Garg, A., Kapshe, M., Deshpande, A., Pracha, A.S., Khan, S.R., Mahmood, M.A., Singh, T.N., Kirk, K.L., Gale, J., 2009. An assessment of the CO₂ storage potential of the Indian subcontinent, in: *Energy Procedia*. Elsevier, pp. 2607–2613. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.027>
- Hotelling, H., 1931. The Economics of Exhaustible Resources. *J. Polit. Econ.* 39, 137–175. <https://doi.org/10.1086/254195>
- IEAGHG, 2011. POTENTIAL FOR BIOMASS AND CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE. URL chrome-extension://efaidnbmninnibpcapjpcgclclefindmkaj/https://legacy-assets.eenews.net/open_files/assets/2011/08/04/document_cw_01.pdf
- IPCC, 2018. Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development., IPCC special report Global Warming of 1.5 oC (eds. Masson-Delmotte, V. et al.).
- IPCC, 2005. CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE. Cambridge University Press, Cambridge, UK. URL https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf
- Islam, M.R., 2015. World Gas Reserve and the Role of Unconventional Gas, in: *Unconventional Gas Reservoirs*. Elsevier, pp. 9–69. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-800390-9.00002-5>
- Junin, R., Hasbollah, D.Z.A., 2016. CO₂ Storage Capacity Assessment of Deep Saline Aquifers in Malaysia. *World Acad. Sci. Eng. Technol.* 18 (10) IX, 1374–1383.
- Kearns, J., Teletzke, G., Palmer, J., Thomann, H., Kheshgi, H., Chen, Y.H.H., Paltsev, S., Herzog, H., 2017. Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO₂ Storage Capacity Worldwide, in: *Energy Procedia*. Elsevier Ltd, pp. 4697–4709. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1603>
- Kim, A.R., Cho, G.C., Kwon, T.H., 2014. Site characterization and geotechnical aspects on geological storage of CO₂ in Korea. *Geosci. J.* 18, 167–179. <https://doi.org/10.1007/s12303-013-0065-4>
- Laske, G., Ma, Z., Guy, M., Michael, P., n.d. Crustal Model CRUST1 [WWW Document]. URL <https://igppweb.ucsd.edu/~gabi/crust1.html> (accessed 12.8.20).

- O'Neill, B.C., Kriegler, E., Riahi, K., Ebi, K.L., Hallegatte, S., Carter, T.R., Mathur, R., van Vuuren, D.P., 2014. A new scenario framework for climate change research: The concept of shared socioeconomic pathways. *Clim. Change* 122, 387–400. <https://doi.org/10.1007/s10584-013-0905-2>
- RITE, 2008. 平成 19 年度二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書. URL https://www.rite.or.jp/results/result_reports/pdf/2007-chichu-1.pdf
- Robertson Basins and Plays (TellusTM), n.d. Robertson Basins and Plays (TellusTM) - Sedimentary Basins of the World Map — Datapages [WWW Document]. URL <http://www.datapages.com/gis-map-publishing-program/gis-open-files/global-framework/robertson-tellus-sedimentary-basins-of-the-world-map> (accessed 12.8.20).
- U.S. Geological Survey, 2000. U.S.G.S World Petroleum Assessment 2000 [WWW Document]. URL <https://certmapper.cr.usgs.gov/data/apps/we-data/> (accessed 12.9.20).
- Vuuren, D.P. van, Deetman, S., Vliet, J. van, Berg, M. van den, Ruijven, B.J. van, Koelbl, B., 2013. The role of negative CO₂ emissions for reaching 2 °C-insights from integrated assessment modelling. *Clim. Change* 118, 15–27. <https://doi.org/10.1007/s10584-012-0680-5>

第6章 CGE モデルにおける DAC の表現と緩和シナリオにおける DAC の役割の分析

6.1 背景

6.1.1 大気直接回収技術(DAC)

パリ協定で示された気温目標の達成のために、今世紀中盤において二酸化炭素排出量実質ゼロを達成する必要性が国際的に認識され、多くの国が二酸化炭素排出量実質ゼロを将来の目標として設定している。二酸化炭素排出量実質ゼロを達成するためには、省エネルギー技術や太陽光および風力発電といった、活動に伴う排出を削減するための技術のみでなく、バイオマスと二酸化炭素の回収・貯留を組み合わせて負の排出を実現する BECCS や植林といった大気中の二酸化炭素を取り除く CDR 技術の必要性が指摘されている。世界の平均気温上昇を 1.5 度未満に抑えるシナリオを分析した研究では、ライフスタイルの変化や技術革新によってエネルギー需要を大幅に削減したシナリオを分析した研究を除き、ほとんどの研究において CDR の利用を想定している(Riahi et al., 2022)。一方で、BECCS や植林といった CDR 技術の利用には大きな土地利用の変化を伴うため、食料生産のための土地利用の競合から農産物価格の高騰や飢餓のリスクの上昇につながることを指摘されている(Hasegawa et al., 2018)。

厳しい排出削減目標や急速な技術発展により、排出削減技術として DAC に注目が集まっている(Keith et al., 2018)。DAC は液体または固体吸収材を用いて大気中の二酸化炭素を直接回収する技術である。BECCS や植林と比較して大規模な土地利用変化を必要としない一方で、吸収材から二酸化炭素を分離するために多くのエネルギーを必要とする。回収した二酸化炭素は、油田やガス田や塩水帯水層に貯留し、CDR を実現することや、合成燃料の製造に利用される。

統合評価モデルを用いて排出削減シナリオを分析した研究は、2 度目標や 1.5 度目標といった厳しい削減シナリオにおいて、DAC は新たな削減技術として限界削減費用関数をシフトさせ、削減費用を減少させる効果、バイオマスの需要の抑制を通して土地利用競合を防ぎ、食料価格上昇を抑制する効果、短期的な排出削減の必要性を減少させる効果を持つことを明らかとしている(Fuhrman et al., 2020; Realmonte et al., 2019; Strefler et al., 2018)。

一方で、DAC についての先行研究はエネルギーシステムモデルをベースとした統合評価モデルを用いて行われてきた。そのため先行研究の多くが報告した経済に関する指標は炭素価格や二酸化炭素の排出削減のために必要となるエネルギーシステムの転換のためのコストなどに限られ、GDP や消費損失といった指標はほとんど報告されていない。DAC は、炭素価格による財の価格上昇を抑える効果や、他の部門における二酸化炭素の排出削減の必要性を減らし、エネルギーシステムや産業構造を変化させる必要性を減少させる効果を持つ。一方で、DAC が利用されると、DAC を利用するためのコストの支払いや DAC のエネルギー消費により家計は損失を被る。DAC が消費に与える影響はこれらの効果と損失のバランスで成り立つ。したがって、DAC が消費に与える効果を分析するためには、複数の財や部門を考慮し、DAC の導入による波及的な影響を考慮できる経済モデルでの分析が必要となる。

6.1.2 目的

本章では、複数の部門および財を考慮した CGE モデルである AIM/Hub モデルにおいて DAC を表現し、1.5 度目標に相当する排出削減シナリオにおいて DAC の導入がエネルギーシステムや経済へ与える影響を分析することを目的とする。本章では、全世界を対象に、パリ協定で示された 1.5 度目標にもとづく二酸化炭素の排出削減シナリオを 2050 年まで推計する。

6.2 手法

6.2.1 手法の概要

本章では、CGE モデルである AIM/Hub モデルにおいて DAC をモデル化し、1.5 度目標にもとづく排出削減シナリオを推計する。AIM/Hub モデルは、世界を 17 の地域に分割して推計を行う。モデルは、設定された社会状況や制約条件のもとで、エネルギー需給量や生産および消費活動の変化などを経済の均衡構造をもとに計算する。本章では、パリ協定で示された 1.5 度目標をもとに設定した 2050 年までの二酸化炭素排出量を外生的に与える。そして、この排出量を達成するための炭素価格がモデル内で計算され、この炭素価格をもとに排出削減技術の導入量や排出削減に伴う経済的影響などが計算される。この計算結果より、排出削減シナリオにおいて DAC の利用がエネルギー供給や経済に与える影響について分析する。

6.2.2 AIM/Hub モデル

本章で用いる AIM/Hub モデルは Fujimori et al.(2017) によって開発された、逐次均衡型動学 CGE モデルである。相補性問題として記述された本モデルは、2005 年を基準年として 2050 年まで、1 年毎に均衡解を求める。モデルは 43 の産業部門と政府部門、家計部門、投資部門を持つ。部門はそれぞれの資本ストックを持ち、部門の資本ストックは毎年、投資および年間 4% の資本減耗を行う。一般的に CGE モデルは社会会計表を用いてキャリブレーションを行う。AIM/Hub モデルでは、GTAP database (Dimaranan, 2006) をもとにモデルの基準年である 2005 年においてキャリブレーションを行う。また、エネルギー消費や温室効果ガス排出の推計をより正確にするため、モデルの計算期間における 2007 年から 2015 年を、IEA が作成した Energy Balance Table (IEA, 2019) を用いてキャリブレーションする期間としている。この期間において、一年ごとにキャリブレーションを行い、家計消費性向、産業部門エネルギー消費効率や燃料源シェアを表す係数といったモデル内のパラメータの調整やストックの形成を行っている。エネルギー消費量やエネルギー関連の温室効果ガスの排出について、詳細なデータを用いることにより、より正確な推計を可能とする。

図 6.1 は AIM/Hub モデルにおいてモデル化した DAC と貯留部門の生産活動において消費される中間投入および生産要素、また、各部門において生産された大気由来の二酸化炭素および貯留サービスのフローを示す。AIM/Hub モデルにおける DAC は、生産要素および天然ガスを投入し、大気由来の二酸化炭素を生産、売却する部門としてモデル化している。貯留部門は生産要素と大気由来の二酸化炭素を投入し、二酸化炭素の貯留サービスを提供し、炭素除去を実現する部門としてモデル化している。

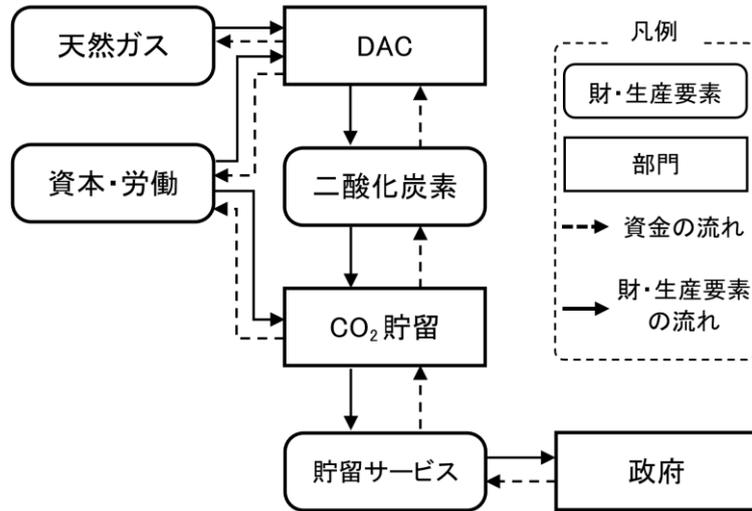


図 6.1 DAC のモデル化

なお、ここで投入される二酸化炭素は BECCS により回収された二酸化炭素は含まない。DAC を行う際に必要となる、高温の熱エネルギーを得るために使用される天然ガスの燃焼に伴う二酸化炭素についても全て回収され、地下に貯留されるものとする。モデル内では DAC により生産され、貯留部門において貯留された大気由来の二酸化炭素の量と同量だけ炭素除去が行われたものとして扱う。

次に消費側について、DAC により回収された二酸化炭素は貯留部門でのみ消費され、合成燃料の製造などへの利用は想定していない。すなわち、貯留部門の活動量が DAC で回収された二酸化炭素の消費量を決める。貯留サービスは最終消費の一つとして政府が消費するものとした。DAC による二酸化炭素の回収・貯留量について、DAC を分析した研究の多くで示されている他の排出削減技術に対するバックストップ技術としての役割を想定し、炭素価格が DAC による二酸化炭素の単位回収・貯留量当たりのコストと一致するまで回収を行うとした。これは、式(1)のように相補性問題の一部として定式化できる。ただし R は AIM/Hub モデルにおける世界 17 の地域、 $r \in R$ 、 $Qsto_r$ を地域 r での DAC による回収・貯留量、 $Psto_r$ を地域 r での DAC による回収・貯留量コスト、 $PGHG_G$ を炭素価格とする。

$$\sum_{r \in R} Qsto_r * \frac{Psto_r}{\sum_{r \in R} Qsto_r} \geq PGHG_G \perp \sum_{r \in R} Qsto_r \geq 0 \quad (1)$$

モデル内では、DAC による回収・貯留により炭素除去が進むと、排出制約のもと、ほかの部門が排出できる量が増加し、その結果として炭素価格が減少する。この減少した炭素価格が DAC による二酸化炭素の回収・貯留コストに一致するようになるまで政府は貯留サービスを購入する。しかし、式(1)のみでは世界全体の二酸化炭素の貯留量しか決まらないので、2005 年の排出量に応じて各地域の二酸化炭素の回収・貯留割合を決定した。本章が設定した排出削減シナリオは世界全体の二酸化炭素排出量に対して制約を課す。また、AIM/Hub モデルにおいて炭素価格を課したことによる政府の収入は全額家計へと支払わ

れる。政府において貯留サービスへの支払いが行われた場合、この炭素価格による政府の収入から家計へ支払われる金額が貯留サービスへの支払いの分だけ減少し、家計消費が減少する。DACによる二酸化炭素の回収・貯留コストが最小となるようにDACを行う地域を選択する場合には、最も回収・貯留コストが安い地域で集中的に行われる。この場合、特定の地域において過剰にDACが行われる一方で、DACを行うことで他の部門での排出削減の必要性を減少させる効果は世界全体で共有される。すなわち排出削減による経済的負担はDACによる回収コストが最も安い地域に集中することとなる。このようなDACの導入による経済的負担を過剰に負担する地域が現れないようにするために、地域ごとのDACによる二酸化炭素の回収・貯留の割合は外生的に設定している。この想定は暗に各地域における基準年からの削減量のうち、DACを用いた回収・貯留による削減の割合は世界で同率とするということを想定している。

本モデルにおいて表現される主要な炭素除去を実現する技術はDACに加え、BECCSおよび植林が想定される。本章で用いるAIM/Hubモデルは土地利用を明示的に表現しており、各地域について、砂漠、岩場、永久凍土、ツンドラ、市街地を除く土地の面積をもとにモデル内で土地利用が選択される。排出削減が進み炭素価格が上昇すると低炭素エネルギーや炭素除去を実現するための財としてバイオマスの需要が高まる。また、植林による二酸化炭素回収の価値が高まることによって収益が増加し、ロジック関数をもとに土地利用において植林とバイオマス生産の割合が増加する。BECCSについては、生産されたバイオマスを利用し液体燃料や電力を生産する際にCCSと組み合わせられることでCDRを実現し、回収量と炭素価格が掛け合わされた額だけエネルギーの供給価格が割り引かれる。いずれのCDRを実現する技術についても、その需要は炭素価格によって喚起され、その利用に伴い炭素価格を減少させる効果を持つ。土地利用について植林やエネルギー作物生産や食料生産は競合する。植林およびBECCSは利用量の増加に伴い、土地の価格上昇や、より生産性の低い土地を利用することからコストが上昇するため二酸化炭素の回収コストが上昇する。一方、DACは中間投入として天然ガスおよび生産要素の投入のみが想定されるため、利用量の増加に伴う二酸化炭素の回収コストの変化は小さい。

6.2.3 データ

本節ではDACのモデル化にあたり使用したデータとモデルにおける設定を報告する。DACは、液体吸収材を利用した回収方法と、固体吸収材を利用した回収方法の2つが将来有望な回収方法と考えられている。液体吸収材を利用したDACは大規模化が容易であり、

表 6.1 DAC コストについての設定

コストの種類	二酸化炭素 1 トン当たりの回収コストおよびエネルギー需要
資本コスト	84 ドル/ t-CO ₂
運転コスト	30 ドル/ t-CO ₂
天然ガス消費	8.81 GJ/t-CO ₂

既にいくつかのパイロットスケールのプラントが運用され、運用についてのデータが多く集められている(Keith et al., 2018)。固体吸収材を利用した DAC は運転に際し高温の熱の需要がないことから、廃熱の利用が可能であるため、回収コストの大幅な低減が期待されている一方で、施設の大規模化には課題がある(Fasihi et al., 2019)。

Keith et al.(2018)は Carbon Engineering 社の運転実績をもとに年間 1Mt-CO₂ の回収を行う DAC 設備における回収コストを推計した。その結果、年間回収量を二酸化炭素 1 トン当たりとした際の資本コストを 793 ドル、運転コストを年間 30 ドル、二酸化炭素を 1 トン回収するための天然ガスの需要を 8.81 ギガジュールと推計した。そして、資本にかかる年間費用を平準化し、資本コストで割ったものである資本回収率を 7.5%から 12.5%と仮定し、二酸化炭素を大気中から 1 トン回収するコストを平均 126 ドルから 170 ドルと推計した。表 6.1 は本章において設定した DAC による二酸化炭素回収コストおよびエネルギー需要量を示す。資本コストについては Keith et al.(2018)が推計した資本コストの上限値および下限値の中間の値として 84 ドルを設定した。この資本コストは機器費用を耐用年数と割引率を考慮して現在価値換算したものである。Fasihi et al.(2019)や Keith et al.(2018)は固体回収材を利用した DAC の大規模な運用に際し課題があることを指摘している。また、固体回収材と液体回収材の両方を考慮した Realmonte et al.(2019)の推計では、特に 1.5 度目標に基づく排出削減シナリオにおいて、固体回収材を利用した回収量は液体回収材を利用した回収量と比較して少ない。これらを考慮し、本章では Keith et al.(2018)をもとに液体吸収材を利用した回収方法のみを考慮し、DAC 設備でのエネルギー需要はすべて天然ガスによって賄われるものとする。Realmonte et al.(2019)は液体吸収材を利用した DAC による二酸化炭素の回収コストをエネルギーコストを除き、105 ドルから 300 ドルと設定した。また、Akimoto et al.(2021)は、年間回収量を二酸化炭素 1 トン当たりとした際の設備コストを 127 ドルから 529 ドルと設定した。これらの研究は高コストの想定として Socolow et al.(2011)を参考としており、低コストの想定として本章と同じく Keith et al.(2018)を参考としているため、本章が設定した DAC による回収コストはこれらの研究の低コストの想定と近い。つまり、比較的安価なコストを想定している。

6.2.4 シナリオ

表 6.2 に本章で推計するシナリオをまとめる。本章で設定するシナリオは、世界の平均気温上昇を 1.5 度未満に抑制する二酸化炭素排出削減シナリオと、DAC の利用についての設定を組み合わせ作成する。また、ベースラインシナリオとして、現状の気候変動に関連した政策を継続し、追加の排出削減を行わないシナリオを設定する。すべてのシナリオにおいて将来の社会経済状況を、SSP シナリオ(O'Neill et al., 2014)から中庸なシナリオである SSP2 シナリオに基づき設定する。

図 6.2 は本章で設定した 1.5 度シナリオと排出削減を行わないベースラインシナリオの二酸化炭素排出量を示す。ベースラインシナリオの排出量は制約条件を設けないため、図 6.2 ではモデルによる推計結果を示している。本章における 1.5 度シナリオは、Riahi et al.(2021)から 1.5 度目標に相当する排出経路として 2018 年から 2100 年までの累積二酸化炭素排出量を 500Gt-CO₂ に抑制する経路をもとに設定した。このシナリオでは、2020 年か

ら排出削減を開始し、2050年において排出量が0に達する。

本章では、DACの利用による影響を分析するため、削減シナリオにおいてDACを利用するシナリオとDACを利用しないシナリオを設定する。DACを利用するシナリオでは2030年からDACが利用可能となり、2030年以降で炭素価格がDACによる二酸化炭素の回収・貯留コストを上回る年からDACの利用が開始される。

表 6.2 推計を行うシナリオ

シナリオ名	排出削減シナリオ	DACの利用
ベースライン	なし	利用不可
1.5度_DACなし	1.5度シナリオ	利用不可
1.5度_DACあり	1.5度シナリオ	2030年より利用可

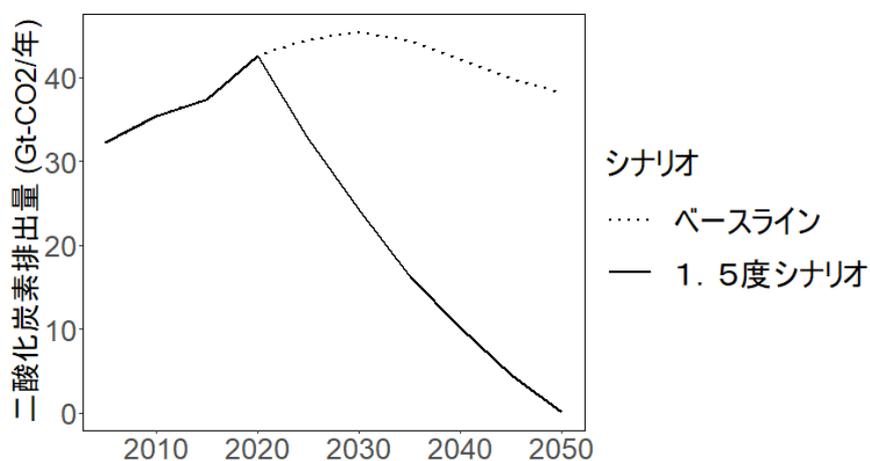


図 6.2 各シナリオにおける二酸化炭素排出量

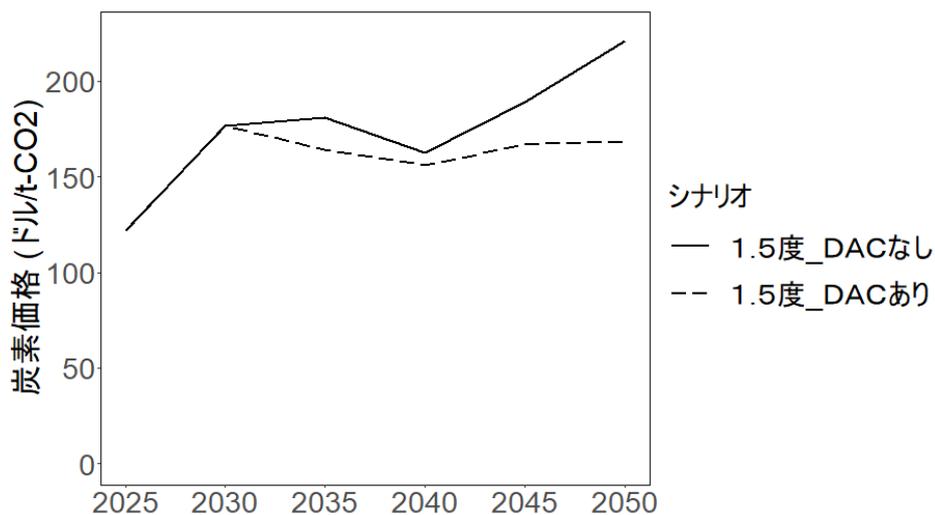


図 6.3 炭素価格

6.3 結果

6.3.1 炭素価格

図 6.3 は 1.5 度_DAC なしシナリオと 1.5 度_DAC ありシナリオにおける 2050 年までの炭素価格の推計結果を示す。1.5 度_DAC なしシナリオでは、炭素価格が 2040 年以降増加し、2050 年には二酸化炭素 1 トンあたり 221 ドルに達した。1.5 度_DAC ありシナリオでは、DAC が導入されていない 2030 年において 176.8 ドルと最も高い炭素価格が計算された。2035 年以降の炭素価格は横ばい傾向にあり、2050 年には二酸化炭素 1 トンあたり 168 ドルと計算された。DAC がバックストップ技術としてはたらくため、DAC の導入により二酸化炭素の限界削減費用である炭素価格を減少させた。

6.3.2 二酸化炭素回収量

図 6.4 は 1.5 度_DAC なしシナリオおよび 1.5 度_DAC ありシナリオにおける DAC と BECCS および植林による二酸化炭素回収量を示す。いずれのシナリオにおいても二酸化炭素排出制約が厳しくなるにつれて二酸化炭素回収量を大きく増加させている。1.5 度_DAC なしシナリオでは、2050 年において 11.8Gt-CO₂ の二酸化炭素が回収されており、そのうち BECCS が 6.9Gt-CO₂ を占める。1.5 度_DAC ありシナリオでは、2050 年において 14.2Gt-CO₂ の二酸化炭素が回収されており、そのうち BECCS が 4.4Gt-CO₂、DAC による回収量が 4.9Gt-CO₂ を占める結果を示した。このシナリオでは 2030 年から DAC の利用が可能である。しかし、2030 年においては DAC による二酸化炭素の回収・貯留コストを炭素価格がうまわらなかったため DAC は導入されなかった。2035 年以降においては炭素価格が十分に高くなり DAC の利用が開始された。1.5 度_DAC なしシナリオと 1.5 度_DAC ありシナリオを比較すると DAC の導入によって植林による回収量は大きくは変化しない一方で、BECCS の利用量は減少した。しかし、DAC による回収量は BECCS の減少量を上回ったため、全体の二酸化炭素回収量は増加した。

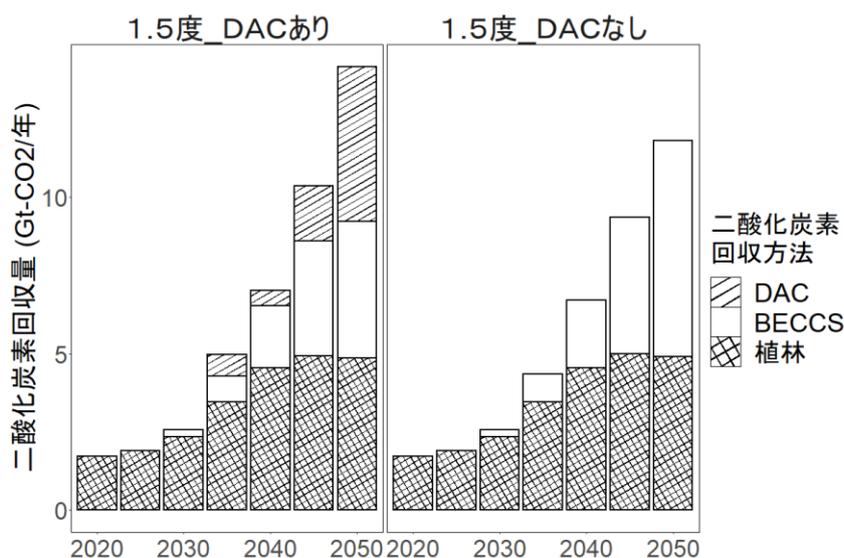


図 6.4 二酸化炭素回収量

6.3.3 エネルギー需給

本節では、モデルの計算結果より DAC によるエネルギー消費量と一次エネルギー供給および最終エネルギー消費を報告する。一次エネルギー供給については DAC によるエネルギー消費を含んだ値を報告している。本章では AIM/Technology モデル(Oshiro and Fujimori, 2022)と同様に DAC によるエネルギー消費は転換時にかかるエネルギー消費として扱い、最終エネルギー消費には DAC によるエネルギー消費を含んでいない値を報告している。

1) DAC によるエネルギー消費量

図 6.5 は 1.5 度_DAC ありシナリオにおいて DAC が消費したエネルギー量を示す。排出制約が厳しくなるとともに DAC によるエネルギーの消費量は増加し、2050 年において 38.7EJ のエネルギー消費量が推計された。

2) 一次エネルギー供給

図 6.6 は排出削減が開始される 2020 年から 2050 年までの一次エネルギー供給量を示す。DAC の稼働に必要となるエネルギーはすべて天然ガスにより賄われ、その利用に伴う二酸化炭素は全量回収され地下に貯留される。そのため DAC によるエネルギーの消費は天然ガス(CCS あり)にカウントしている。

1.5 度_DAC なしシナリオでは、排出削減のため化石燃料による供給量を大きく減少させ、代わりに再生可能エネルギーの利用を増加させている。2050 年において 1.5 度_DAC ありシナリオを、1.5 度_DAC なしシナリオと比較すると、CCS を用いない石油および CCS を伴う天然ガスによる供給量がそれぞれ 27.2%と 73.4%増加しており、CCS を伴うバイオマスの消費量は 35.9%、CCS を用いないバイオマスの消費量は 10.6%減少している。バイオマスを除く再生可能エネルギーによる供給量の変化はいずれのエネルギー種においても 1.0%を下回った。

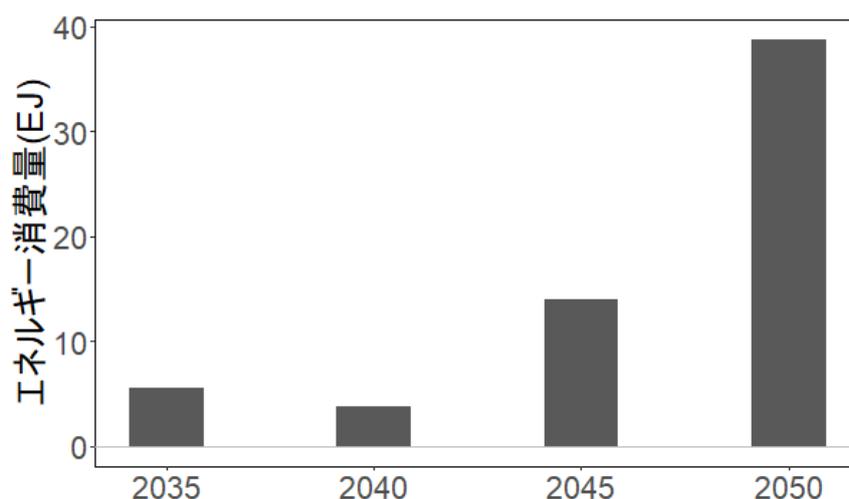


図 6.5 DAC によるエネルギー消費量

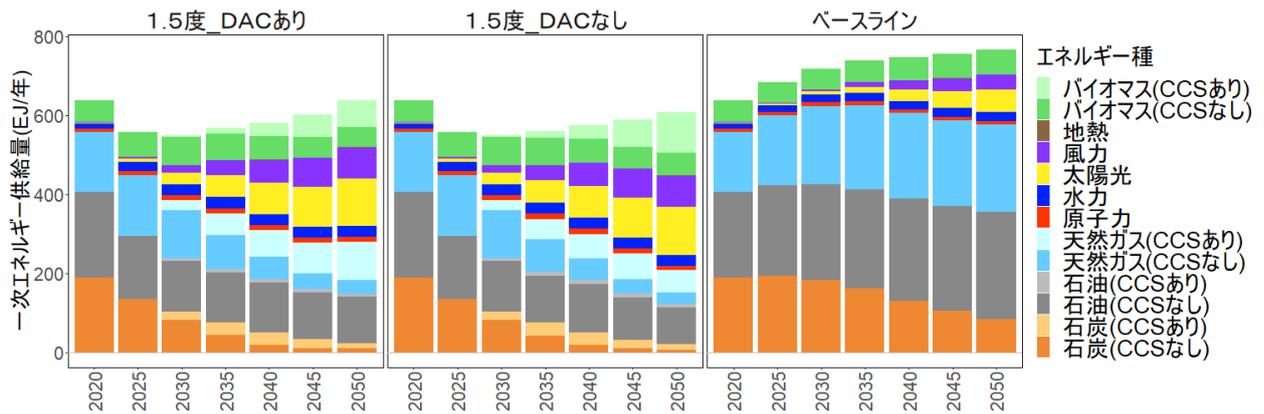


図 6.6 一次エネルギー供給量

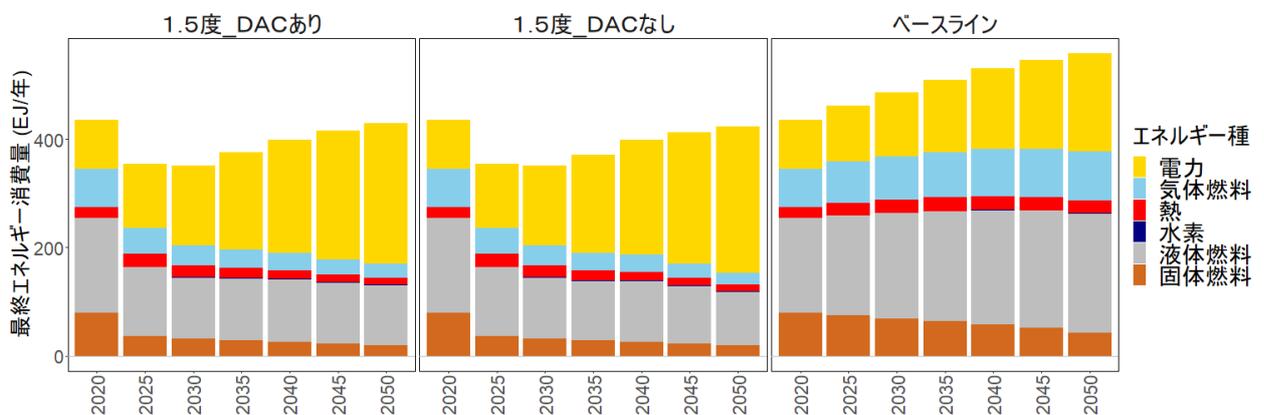


図 6.7 最終エネルギー消費量

3) 最終エネルギー消費

図 6.7 は 2020 年から 2050 年までのエネルギー種ごとの最終エネルギー消費量を示す。固体燃料にはバイオマス由来のものと石炭由来のものが含まれる。液体燃料にはバイオマス由来のものと石油由来のものが含まれる。1.5 度_DAC なしシナリオでは、排出削減によって液体燃料と気体燃料の消費量を大きく減少させ、代わりに電力の消費量を増加させている。1.5 度_DAC ありシナリオでは、1.5 度_DAC なしシナリオと比較すると、2050 年において気体燃料の消費量を 22%増加させ、液体燃料の消費量も 12.3%増加させた一方で、電力の消費量は 4.3%減少している。

6.3.4 経済的影響

本項では、経済的影響として、ベースラインシナリオと比較した際の 2050 年における GDP 損失率と消費損失率とヒックスの等価変分の減少率および DAC の導入による民生部門における食料価格の変化とエネルギー価格の変化を報告する。

1) GDP 損失率

図 6.8 は 1.5 度_DAC なしシナリオおよび 1.5 度_DAC ありシナリオとベースラインシナリオを比較した際の 2050 年の GDP 損失率を示す。この損失率は各シナリオにおいて計算

された GDP からベースラインにおける GDP を差し引き、さらにベースラインにおける GDP で割った値に 100 を掛けた値である。

1.5 度_DAC なしシナリオでは、世界全体で 6.3% の損失率が推計された。1.5 度_DAC ありシナリオではこの損失率が 4.9% まで下落し、GDP 損失を 21.7% 改善する効果を示した。地域ごとの損失率に注目すると、1.5 度_DAC なしシナリオでは、旧ソビエト連邦において 20.0% を超える非常に大きな損失率が推計された。また、中国とインドと中東および北アフリカにおいても 8.0% を超える大きな損失率が推計された。反対にアメリカとヨーロッパ 25 か国とオセアニアおよび日本においては GDP の損失率が 3% を下回っている。1.5 度_DAC なしシナリオと 1.5 度_DAC ありシナリオを地域ごとに比較すると、すべての地域において DAC の導入により GDP 損失率を減少させている。特に、オセアニアとブラジルおよび日本においては、DAC の導入によって GDP 損失を 40% 以上改善する効果を示した。また、ヨーロッパ 25 か国とその他南米においても DAC の導入によって GDP 損失率が 30% 以上改善した。

2) 消費損失率

図 6.9 は 1.5 度_DAC なしシナリオおよび 1.5 度_DAC ありシナリオとベースラインシナリオを比較した際の消費損失率を示す。この損失率は各シナリオにおいて計算された消費額からベースラインにおける消費額を差し引き、さらにベースラインにおける消費額で割った値に 100 を掛けた値である。この図で示す消費は家計消費および貯留部門に対する支払いを除く政府消費が含まれており、投資や純輸出については含まれていない。

1.5 度_DAC なしシナリオでは、世界全体で 8.5% の損失率が推計された。1.5 度_DAC ありシナリオではこの損失率が 8.2% まで下落し、消費の損失を 4.1% 改善する効果を示した。また、1.5 度_DAC ありシナリオとベースラインシナリオにおける 2050 年での消費損失の世界全体での総額は 117 兆ドルと推計された。同じシナリオを比較すると、GDP の損失額は 95 兆ドルであるため、排出削減による GDP 損失は主に消費損失によるものであるといえる。

地域ごとの損失率に注目すると、1.5 度_DAC なしシナリオでは、旧ソビエト連邦と中国とインドにおいて 15.0% を超える大きな損失率が推計された一方で、日本とカナダと中東での消費の損失率は 3% を下回っている。1.5 度_DAC ありシナリオと 1.5 度_DAC ありシナリオを地域ごとに比較すると、17 の地域のうち 8 地域において DAC の導入により消費の損失率を減少させている。特に、東南アジアとブラジルでは、消費損失を 15% 以上改善した。反対に 17 の地域のうち 9 地域においては消費損失が増加した。

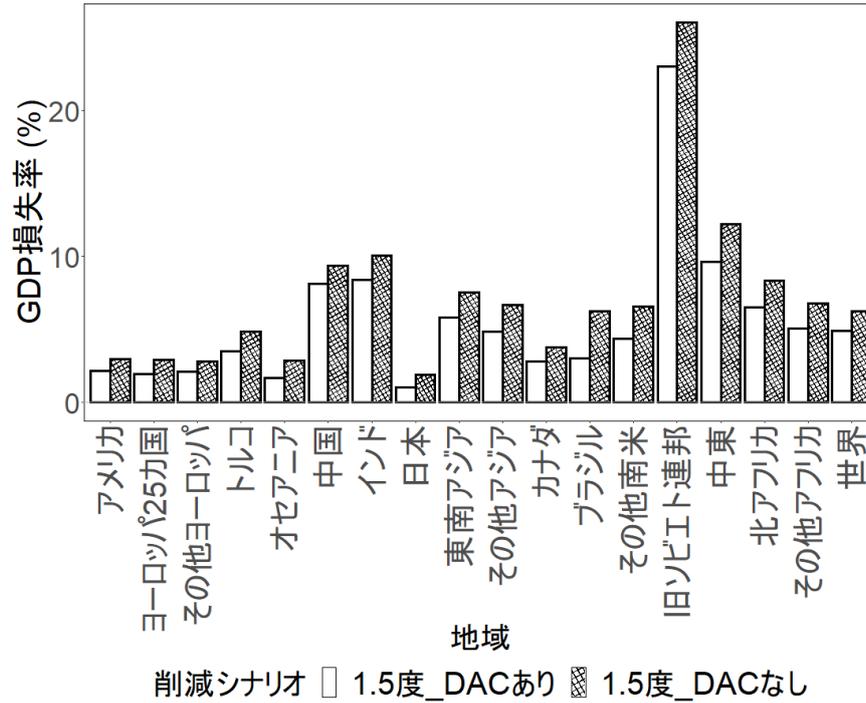


図 6.8 GDP 損失率

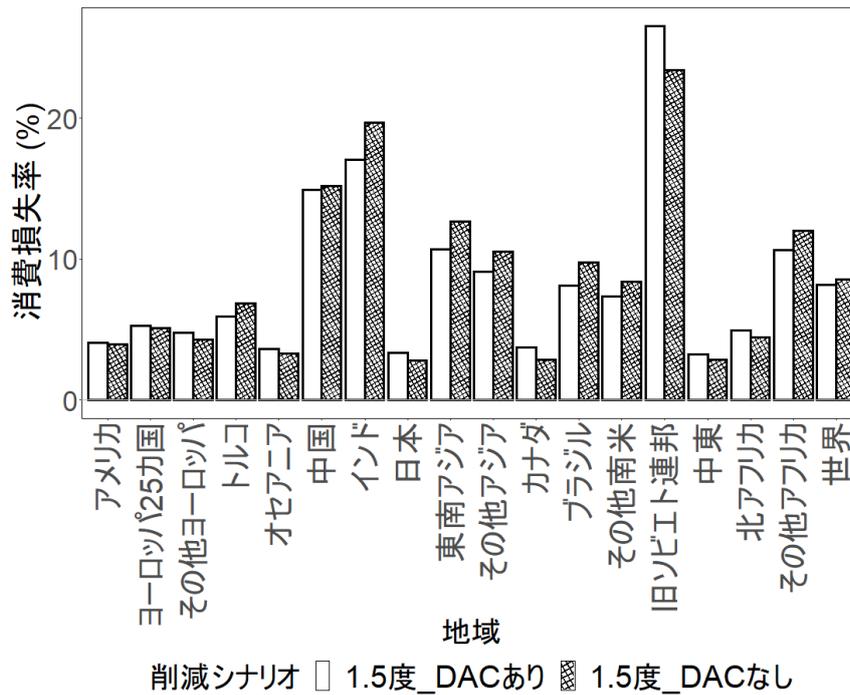


図 6.9 消費損失率

3) ヒックスの等価変分

図 6.10 は 1.5 度_DAC なしシナリオおよび 1.5 度_DAC ありシナリオとベースラインシナリオを比較した際の等価変分の減少率を示す。ここで示される等価変分の減少率は、各シナリオにおいて計算された 2050 年での家計で消費される財の消費量に基準年である 2005 年の価格を掛け合わせた値の合計値をそのベースラインシナリオの値で割った値に

100 を掛けた値である。

1.5 度_DAC なしシナリオでは、世界全体で 8.9%の減少率が推計された。1.5 度_DAC ありシナリオではこの減少率が 8.4%まで下落し、等価変分の減少率を 4.6%改善する効果を示した。1.5 度_DAC ありシナリオと 1.5 度_DAC なしシナリオの等価変分の減少率を地域ごとに比較すると、消費の損失率の推計結果と同様の傾向を示した。

4) DAC の導入に伴う価格の変化と食料消費量の変化

表 6.3 は 2050 年において 1.5 度_DAC なしシナリオと 1.5 度_DAC ありシナリオを比較した際の世界の平均食料価格およびエネルギー価格の変化を示す。

食料価格とガスと液体燃料および固体燃料の価格は DAC の導入によって下落した一方で、電力の価格は DAC の導入により上昇した。また、2050 年において 1.5 度_DAC なしシナリオと 1.5 度_DAC ありシナリオを比較すると農畜産物の価格変化に伴い家計での食料消費量は 1.3%増加した。

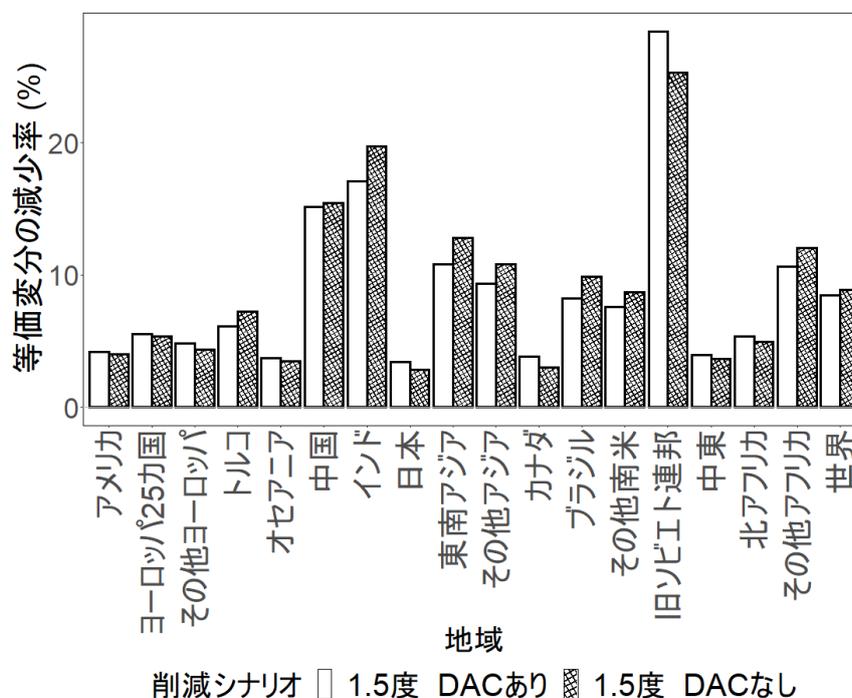


図 6.10 等価変分の減少率

表 6.3 DAC の導入による財の価格変化

財	DAC の導入による価格の変化 (%)
農畜産物 (エネルギー作物を除く)	- 4.85
電力	+ 1.82
気体燃料	- 11.26
液体燃料	- 14.21
固体燃料	- 23.09

6.4 考察

6.4.1 DAC による二酸化炭素回収量

本章での DAC による二酸化炭素の回収量は 2050 年において 4.9Gt-CO₂ と推計された。Akimoto et al.(2021)は将来の気温上昇を 1.5 度未満に抑制する排出削減シナリオにおいて、2050 年の DAC による回収・貯留量を 21Gt-CO₂ と推計した。また、Fuhrman et al.(2020)は同様のシナリオにおいて DAC による回収・貯留量を約 12Gt-CO₂ と推計した。これらの既往の研究と比較した際に本章が少ない回収量を推計した理由として、削減経路の違いと DAC の技術的な想定の違いが考えられる。本章における DAC はバックストップ技術として働くことを想定し、二酸化炭素の回収・貯留量が決定されるものとしてモデル化されている。このモデル化方法はエネルギーシステムモデルと同様に DAC による二酸化炭素の回収・貯留コストより排出削減コストが高い削減技術を全て代替し、限界削減費用関数をシフトさせる。したがって、DAC の利用が開始されている状況において排出削減量が増加した場合には排出削減量の増加分は DAC によって回収される。また、DAC の技術的な想定の違いにより二酸化炭素の回収・貯留コストの違いが生じる。より安価な二酸化炭素の回収・貯留コストを仮定した場合、より多くの排出削減技術を代替し、二酸化炭素の回収・貯留量を増加させる。Akimoto et al. (2021)は排出削減シナリオの仮定として、各国が提出している NDC に従い 2030 年まで排出削減を行った後、気温上昇を 1.5 度未満に抑制する排出削減シナリオを想定している。この想定により 2030 年以降において急速な排出削減が必要となり、2050 年における排出制約を負の値に設定している。また、Fuhrman et al. (2020)は排出削減シナリオとして、気温上昇幅がわずかに 1.5 度を超えた後、1.5 度に落ち着くシナリオを想定しており、2050 年における排出制約を負の値に設定している。Akimoto et al. (2021)や Fuhrman et al. (2020)が設定した 2050 年における二酸化炭素の排出量の制約は本章の設定と比較して厳しい制約であるため、本章の推計結果はこれらの既往の研究が推計した DAC による回収・貯留量より少ない値を示していると考えられる。また、特に大きな回収量を推計した Akimoto et al. (2021)は DAC の技術的な想定として液体吸収材による回収方法に加えて、固体吸収材による回収も想定している。この想定により、天然ガスに加えて電力や水素も DAC のエネルギー源として利用可能であるため、より低コストで DAC が行われ、大きな回収・貯留量を推計したと考えられる。

DAC の導入によって BECCS の二酸化炭素の回収量は減少した。しかし、DAC は BECCS を完全には代替せず、DAC と BECCS の両方が利用された。BECCS による二酸化炭素の回収・貯留コストはその利用量の増加に伴い増加する。これは、バイオマスの生産量の増加による生産コストの増加が原因の一つである。生産性が高い土地においてバイオマスの生産が可能であり、電化が容易な部門において BECCS が供給するエネルギーを利用する場合、BECCS による排出削減コストは安価となる。BECCS の利用量が増加するにつれて、生産性が低い土地で生産されたバイオマスを使用する必要性や食料生産との競合が生じ、バイオマスの生産コストが増加することで BECCS による削減費用が上昇する。一方で、DAC による二酸化炭素の回収・貯留はその利用量の増加に対してコストの変動は少ない。したがって、DAC による回収・貯留コストと比較した際に、安価に BECCS を行える量だ

け利用が継続し、回収コストが上回る量だけ DAC が代替した。

また、DAC が利用可能な場合においても植林による炭素除去量は大きくは変化しなかった。植林による二酸化炭素の回収ポテンシャルは樹木の生育速度により制約を受ける。世界の平均気温上昇を 1.5 度未満に抑えるための削減シナリオでは、植林による炭素除去のコストは DAC による炭素除去のコストを下回っており、二酸化炭素の回収ポテンシャルを使いきっているため、植林による炭素除去量は大きくは変化しない。

6.4.2 DAC の導入によるエネルギー需給への影響

本章での一次エネルギーの推計結果は、DAC の利用により CCS を用いない石油および CCS を伴う天然ガスの使用量を増加させ、バイオマスの利用を減少させた。また、エネルギー種ごとの最終エネルギー消費は電力が減少しガスおよび液体燃料の利用が増加した。

DAC による二酸化炭素の回収・貯留は、DAC による二酸化炭素の回収・貯留コストを二酸化炭素の排出削減コストが上回る排出削減方法をすべて代替する。エネルギー需給構成の変化から、DAC は BECCS での炭素除去に加え、石油由来の液体燃料を消費していた部門において行われた、バイオマスによる電力の供給と需要部門での電化を組み合わせた排出削減を代替したことがわかる。太陽光や風力といったエネルギーは DAC を導入した場合にも利用量は変化しなかった。気温上昇を 1.5 度未満に抑える排出削減シナリオでは、太陽光や風力といった再生可能エネルギーのポテンシャルを使い切っており、DAC が導入された場合にも DAC による削減コストを下回るため、利用量が変化しなかった。

6.4.3 DAC の導入による限界削減費用と経済への影響

本章では DAC をバックストップ技術としてモデル化しているため、計算された炭素価格と DAC による二酸化炭素の回収および貯留コストは一致する。本章の推計では DAC の利用ができないとき、2050 年の炭素価格は二酸化炭素 1 トンあたり 221 ドル、DAC の利用可能なとき、2050 年の炭素価格は二酸化炭素 1 トンあたり 168 ドルと計算された。本章が DAC コストを設定した際に参考とした Keith et al.(2018)は DAC による二酸化炭素の回収コストを 1 トンあたり 126 ドルから 170 ドルと推計した。Keith et al.(2018)が過去の推計として引用した American Physical Society の研究では DAC による二酸化炭素の回収コストを 1 トンあたり 780 ドルと推計した(Socolow et al., 2011)。この推計値は本章において DAC を利用しない際の炭素価格を上回っており、このコストでは DAC が利用されない。また、本章の推計結果より DAC が代替した削減技術のコストや再生可能エネルギーのポテンシャルの想定によっては炭素価格が変化する可能性が存在する。したがって、DAC の技術開発の進展状況やその他の排出削減技術の発展状況によって DAC の利用量は大きく変化すると考えられる。

本章の GDP の推計結果は、DAC は排出削減による GDP 損失を大きく減少させる効果を示した。DAC の導入により炭素価格を減少させる効果は二酸化炭素の排出を伴う生産活動の生産関数を排出削減を行わない場合の方向にシフトさせ、排出削減による GDP 損失を抑制した。また、DAC の導入のための投資や DAC におけるエネルギーの最終消費は GDP にカウントされ、排出削減による GDP 損失を抑制した。排出削減による消費損失の推計結

果は DAC の導入により世界全体の消費を増加させる効果を示した。1.5 度目標にもとづいた二酸化炭素の排出削減経路における DAC の経済影響を分析した Strefler et al.(2018)では、二酸化炭素の回収技術(植林、BECCS、DAC)による年間回収量の上限値を特定の値に設定し、割引率 5%を考慮した 2100 年までの累積消費損失率を計算している。この計算結果によると、二酸化炭素の年間回収量を 20Gt-CO₂ と仮定した場合には約 6%の消費損失が計算された。本章が計算した消費額について、割引率 5%を考慮した 2050 年までの累積消費損失率は 3.83%と計算された。Strefler et al. (2018)9)は DAC による二酸化炭素の回収・貯留コストを 430 から 570 ドルに設定している。2100 年までの累積消費損失率と 2050 年までの累積消費損失率との比較となるが本章の消費損失についての計算結果は Strefler et al. (2018)の計算結果を下回る。これは二酸化炭素の回収・貯留コストの想定の違いによるものと考えられる。地域ごとに注目すると、DAC の導入により 17 地域のうち 9 の地域で消費が減少した。DAC は純粋に二酸化炭素を回収するだけの部門であり、本章が使用したモデルの効用関数には貯留サービスの消費を含んでいないため、本章で報告した消費の変化には家計消費および貯留部門に対する支払いを除く政府消費が含まれる。したがって DAC への支払いが多い地域ほど消費から DAC コストへの支払いが差し引かれ、消費が減少した。本章では地域ごとの DAC による回収量の割合を 2005 年における二酸化炭素排出量に応じて設定している。そのため DAC への支払いは 2005 年における排出量にもとづきその過多が決定される。また、本章で報告した消費には貯留部門に対する支払いを含まないため、DAC の導入による GDP 損失の改善率と比較すると消費損失と等価変分の改善率が小さい値となった。

排出削減シナリオにおいて、財の価格の推計結果は、DAC の導入により食料価格と電力を除くエネルギーの価格が減少し、電力の価格が増加した。電力を除くエネルギーの価格は DAC の炭素価格を減少させる効果によって減少した。電力価格が上昇した理由は、BECCS の利用が減少したことが原因である。排出削減が困難な部門では、その部門での削減の代わりに炭素除去を行うことで削減目標を達成する。バイオマスの燃焼により発電を行い、その二酸化炭素を回収することで炭素除去を行う際には、売電からの収入に加えて炭素除去による収入も得るため、安価な電力が市場に提供される。そのため、DAC が導入されることで BECCS の利用量が減少すると電力価格が上昇する。食料価格が減少し、家計における食料の消費量が増加した理由は、DAC の導入によりバイオマスの利用量が減少し土地利用の競合が緩和され、食料価格が減少したためである。財の価格変化についての結果から、食料への支出割合が大きい低所得階層や電力への支出割合が小さい地域において DAC の導入による効果がより大きくなると考えられる。

6.5 結論

本章は、DAC の利用がエネルギーシステムと経済へ与える影響を分析することを目的に、複数の部門および財を考慮した CGE モデルである AIM/Hub モデルにおいて DAC をモデル化し、パリ協定で示された 1.5 度目標にもとづく二酸化炭素の排出削減シナリオを 2050 年まで推計した。

AIM/Hub モデルによるシナリオ推計の結果、DAC の導入により 2050 年の炭素価格は 221

ドルから 168 ドルまで低下した。また、DAC の導入により一次エネルギー供給において、石油および天然ガスは増加し、バイオマスは減少した。経済影響の推計結果より、DAC の導入は 2050 年における排出削減が引き起こす GDP 損失を 21.7%改善し、等価変分を 4.6%改善する効果を示した。また、DAC の導入は炭素価格を減少させる効果やバイオマスの需要を減少させ、食料生産との土地利用の競合を緩和させる効果からエネルギーや食糧の価格を減少させる効果を示した。しかし、DAC を考慮した場合においても経済的損失やバイオマスの利用量は大きく、家計消費に対する支援や土地利用変化による影響を抑制する政策は依然として重要である。

本章の課題として次の事項があげられる。本章においてモデル化した DAC は、天然ガスのみがエネルギー源として利用できることを想定している。この想定は Carbon Engineering 社の天然ガスを利用したパイロットスケールプラントの運転データをもとに液体吸収材を利用した回収方法のみを考慮したためである。液体吸収材の回復に必要な熱エネルギーや、施設の稼働のためのエネルギー源として、天然ガスのほかに再生可能エネルギー由来の電力やバイオマスの利用が考えられる。また、固体吸収材を利用した回収方法では吸収材の回復のために必要となる温度が液体吸収材と比較して低温であるため、ヒートポンプや工場廃熱を利用することが可能である。DAC のエネルギー源として様々なエネルギー種が利用できる場合、より安価に二酸化炭素の回収を行うことが可能となる。また、本章では DAC により回収した二酸化炭素を全量地下の貯留層へ貯留することを想定している。しかし、DAC により回収した二酸化炭素には化学製品の製造や合成燃料の製造に利用することが可能である。特に、排出制約が厳しくなる今世紀後半において、こうした二酸化炭素の利用方法の重要性が高まると考えられる。排出削減シナリオにおいて DAC の重要性を包括的に理解するためには、モデル内で DAC の様々なエネルギー源の利用をモデル化することや、モデル内で回収した二酸化炭素の様々な利用方法を考慮する必要がある。

参考文献

- Akimoto, K., Sano, F., Oda, J., Kanaboshi, H., Nakano, Y., 2021. Climate change mitigation measures for global net-zero emissions and the roles of CO₂ capture and utilization and direct air capture. *Energy Clim. Change* 2, 100057. <https://doi.org/10.1016/J.EGYCC.2021.100057>
- Dimaranan, B. V. (Ed.), 2006. *Global Trade, Assistance, and Production: The GTAP 6 Data Base [WWW Document]*. URL https://www.gtap.agecon.purdue.edu/databases/v6/v6_doco.asp (accessed 6.15.21).
- Fasihi, M., Efimova, O., Breyer, C., 2019. Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. *J. Clean. Prod.* 224, 957–980. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2019.03.086>
- Fuhrman, J., McJeon, H., Patel, P., Doney, S.C., Shobe, W.M., Clarens, A.F., 2020. Food–energy–water implications of negative emissions technologies in a +1.5 °C future. *Nat. Clim. Change* 2020 1010 10, 920–927. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0876-z>
- Fujimori, S., Masui, T., Matsuoka, Y., 2017. AIM/CGE V2.0 Model Formula, in: *Post-2020 Climate Action*. Springer Singapore, Singapore, pp. 201–303. https://doi.org/10.1007/978-981-10-3869-3_12
- IEA, 2019. *World Energy Balances 2019*, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/3a876031-en>.
- Keith, D.W., Holmes, G., St. Angelo, D., Heidel, K., 2018. A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule* 2, 1573–1594. <https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2018.05.006>
- O’Neill, B.C., Kriegler, E., Riahi, K., Ebi, K.L., Hallegatte, S., Carter, T.R., Mathur, R., van Vuuren, D.P., 2014. A new scenario framework for climate change research: The concept of shared socioeconomic pathways. *Clim. Change* 122, 387–400. <https://doi.org/10.1007/s10584-013-0905-2>
- Oshiro, K., Fujimori, S., 2022. Role of hydrogen-based energy carriers as an alternative option to reduce residual emissions associated with mid-century decarbonization goals. *Appl. Energy* 313, 118803. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2022.118803>
- Realmonde, G., Drouet, L., Gambhir, A., Glynn, J., Hawkes, A., Köberle, A.C., Tavoni, M., 2019. An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways. *Nat. Commun.* 2019 101 10, 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-10842-5>
- Riahi, K., Bertram, C., Huppmann, D., Rogelj, J., Bosetti, V., Cabardos, A.M., Deppermann, A., Drouet, L., Frank, S., Fricko, O., Fujimori, S., Harmsen, M., Hasegawa, T., Krey, V., Luderer, G., Paroussos, L., Schaeffer, R., Weitzel, M., van der Zwaan, B., Vrontisi, Z., Longa, F.D., Després, J., Fosse, F., Fragkiadakis, K., Gusti, M., Humpenöder, F., Keramidas, K., Kishimoto, P., Kriegler, E., Meinshausen, M., Nogueira, L.P., Oshiro, K., Popp, A., Rochedo, P.R.R., Ünlü, G., van Ruijven, B., Takakura, J., Tavoni, M., van Vuuren, D., Zakeri, B., 2021. Cost and attainability of meeting stringent climate targets without overshoot. *Nat. Clim. Change* 2021 1112 11, 1063–1069. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01215-2>
- Riahi, K., Schaeffer, R., Arango, J., Calvin, K., Guivarch, C., Hasegawa, T., Jiang, K., Kriegler, E., Matthews, R., Peters, G.P., Rao, A., Robertson, S., Sebbit, A.M., Steinberger, J., Tavoni, M.,

- Van Vuuren, D.P., 2022. Mitigation pathways compatible with long-term goals. *Clim. Change* 2022 Mitig. *Clim. Change Contrib. Work. Group III Sixth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Change*. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.005>
- Socolow, R., Desmond, M., Aines, R., Blackstock, J., Bolland, O., Kaarsberg, T., Lewis, N., Mazzotti, M., Pfeffer, A., Sawyer, K., Siirola, J., Smit, B., Wilcox, J., 2011. Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs.
- Strefler, J., Bauer, N., Kriegler, E., Popp, A., Giannousakis, A., Edenhofer, O., 2018. Between Scylla and Charybdis: Delayed mitigation narrows the passage between large-scale CDR and high costs. *Environ. Res. Lett.* 13, 044015. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/AAB2BA>

第7章 CGE モデルにおける合成燃料の生産および消費の表現と緩和シナリオにおける合成燃料の役割の分析

7.1 背景

パリ協定において示された気温目標を実現するためには、今世紀中盤において二酸化炭素排出量を実質ゼロとする必要がある(IPCC, 2018)。厳しい排出削減目標を達成するためには、輸送部門や製造部門といった電化による排出削減が困難な部門への対処が課題となる。排出削減が困難な部門での排出削減策の一つとして、低排出または大気中の二酸化炭素を増加させない液体・気体燃料の利用することがあげられる。バイオマスを転換することで得られる燃料は、低排出の燃料として排出削減に貢献することができる。しかし、バイオマスの過度な利用は、農地面積拡大に伴う生態系への影響や、農作物生産との競合から農産物価格の高騰、飢餓のリスクの上昇につながるということが指摘されている(Hasegawa et al., 2018)。DAC などにより回収した大気由来の二酸化炭素と再生可能エネルギー由来の水素と反応させることで生産される合成燃料は、使用時に大気中の二酸化炭素を増加させない燃料の一つである。バイオマスを利用する排出削減技術と比較して、大規模な土地利用変化を必要としない一方で、二酸化炭素の回収のために大量のエネルギーを必要とするほか、転換効率が低く、生産コストが高いため、輸送部門以外での利用は限定的となる(Ueckerdt et al., 2021)。

合成燃料は、新しい技術であること、輸送部門以外での利用が限定的であることから、統合評価モデルを用いて分析した研究は少ない。合成燃料を分析した研究では、エネルギーシステムモデルが利用されており(Akimoto et al., 2021; Oshiro and Fujimori, 2022)、経済的な影響の分析が不足している。本章では、CGE モデルである AIM/Hub モデルにおいて気体および液体の合成燃料の生産と消費を表現し、1.5 度目標に相当する排出削減シナリオにおいて、合成燃料の利用がエネルギーシステムや経済へ与える影響を分析することを目的とする。

7.2 手法

7.2.1 手法の概要

本章では、前章までの開発により DAC をモデル化した AIM/Hub モデルにおいて、DAC を用いて二酸化炭素を回収し、回収した二酸化炭素を燃料の製造に利用する技術を表現する。そして、1.5 度目標にもとづく排出削減シナリオを推計する。合成燃料の利用によるエネルギーシステムや経済への影響を推計するため、合成燃料を使用するシナリオ、合成燃料を使用せず、DAC を利用するシナリオ、合成燃料と DAC を利用しないシナリオを計算する。

7.2.2 AIM/Hub モデル

AIM/Hub モデルは、2005 年を基準年として 1 年毎に均衡解を求める逐次均衡型の CGE モデルをベースとした統合評価モデルである(Fujimori et al., 2017)。モデルは 43 の産業部

門、政府部門、家計部門および投資部門を持つ。図 7.1 は本章において新たに表現した AIM/Hub モデルでの合成燃料と大気由来の二酸化炭素および財・生産要素のフローを示している。DAC 部門は、生産要素と天然ガスを投入することで、大気由来の二酸化炭素を生産する部門として表現している。合成燃料製造部門は生産要素と風力および太陽光から生産される水素および大気由来の二酸化炭素を投入し、民生部門、製造部門および輸送部門で利用可能な合成燃料を生産する。

AIM/Hub モデルにおいて、エネルギー需要部門におけるエネルギー財の選択は、ロジット関数に基づく。合成燃料の広範な利用を表すため、ロジット関数のパラメータは、合成液体燃料については石油製品のパラメータと等しく、合成気体燃料についてはガス製品のパラメータと等しく設定する。

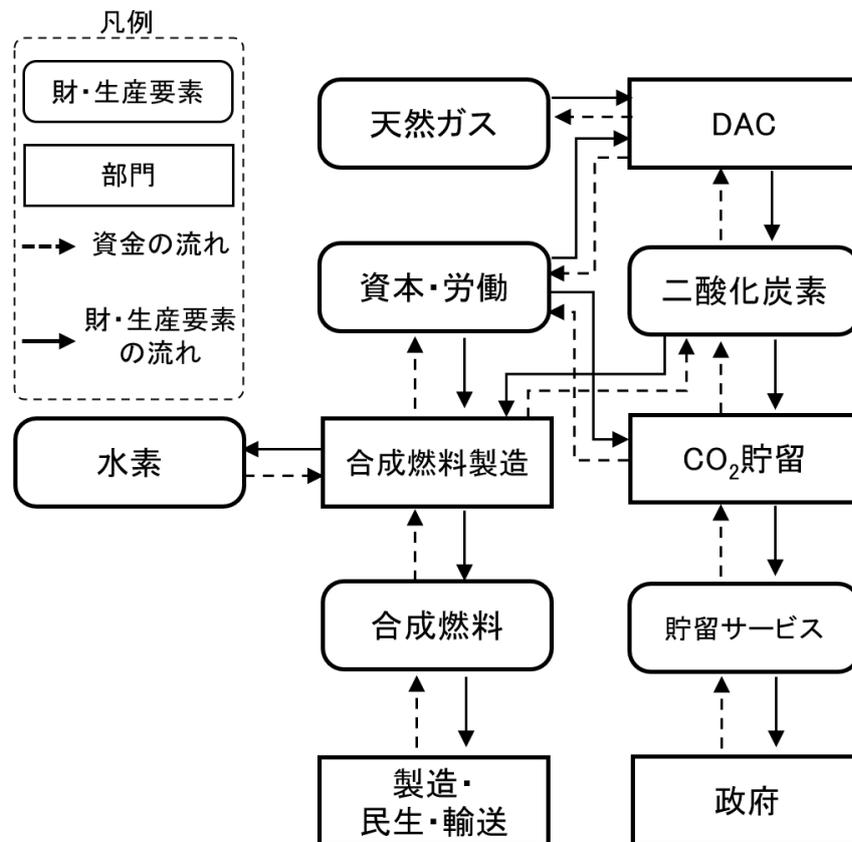


図 7.1 AIM/Hub モデルでの合成燃料生産フロー

7.2.3 技術データ

本節では各種技術のモデル化を行うために使用したデータとモデルにおける設定を報告する。二酸化炭素の回収コストについては、Carbon Engineering 社における DAC プラントの運転実績から Keith et al.(2018)が推計したコストをもとに、資本コストを 84 ドル/t-CO₂、運転コストを 30 ドル/t-CO₂、運転に必要なエネルギーとして、天然ガスを 8.81 GJ/t-CO₂ 消費すると設定する。電気分解を利用した水素生産のコスト及び合成燃料の製造コストは IEA(2020)をもとに設定する。電気分解のための設備にかかる資本コストは 872 ドル/kW、運転コストは資本コストの 2.2%、耐用年数は 30 年、資本稼働率は 34%、転換効率は 60%

と設定する。水素生産のための一次エネルギーは太陽光および風力のみを想定し、AIM/Hubモデルにおける太陽光および風力発電の資本および運転コストを電気分解のための設備にかかるコストに上乗せすることで、水素生産コストを計算する。合成燃料のコスト設定については、資本コストを 565 ドル/kW、運転コストを 20 ドル/kW/年、耐用年数を 25 年、転換効率を 73%、中間投入財（大気由来の二酸化炭素）の需要量を 0.2t/MWh と設定する。

7.2.4 シナリオ

表 8.1 に本章で推計するシナリオをまとめる。本章で設定するシナリオは、世界の平均気温上昇を 1.5 度未満に抑制する二酸化炭素排出削減シナリオと、排出削減技術の利用についての設定を組み合わせで作成する。また、Baseline シナリオとして、現状の気候変動に関連した政策を継続し、追加の排出削減を行わないシナリオを設定する。すべてのシナリオにおいて、将来の社会経済状況は、気候変動関連の研究において広く用いられている SSP シナリオ(O'Neill et al., 2014)から、中庸なシナリオである SSP2 シナリオにもとづき設定する。本章における二酸化炭素排出削減シナリオは、Riahi et al.(2021)から 1.5 度目標に相当する排出経路として 2018 年から 2100 年までの累積二酸化炭素排出量を 500Gt-CO₂ に抑制する経路をもとに設定する。排出削減技術の利用の設定については、DAC を利用しないシナリオ(1.5C_NoDAC)、DAC を利用し、回収した二酸化炭素は全量地下に貯留するシナリオ(1.5C_DAC)、DAC を利用し、回収した二酸化炭素は地下への貯留と合成燃料の製造に利用するシナリオ(1.5C_SYN) を推計する。

表 7.1 推計を行うシナリオ

シナリオ名	排出削減シナリオ	DACCS および合成燃料の利用
Baseline	なし	-
1.5C_NoDAC	1.5 度目標	-
1.5C_DAC	1.5 度目標	DACCS のみ
1.5C_SYN	1.5 度目標	DACCS・合成燃料 (液体・気体)

7.3 結果

7.3.1 炭素価格と二酸化炭素排出量

図 7.2 は各排出削減シナリオの炭素価格の計算結果を示している。DAC を行わないシナリオ(1.5C_NoDAC)では、2040 年以降炭素価格は上昇を続け、2050 年には二酸化炭素 1 トンあたり 283 ドルに達した。DAC を利用する 2 つのシナリオは、計算期間を通して近しい値を示した。これは、DAC がほかの排出削減技術に対するバックストップ技術として表現されたことが結果に反映されている。

図 7.3 は各部門での二酸化炭素排出または各部門での二酸化炭素回収を示す。BECCS による二酸化炭素の回収量はエネルギー供給部門にカウントされ、DACC による回収量はその他の部門にカウントされる。1.5 度目標に沿った排出削減を行うすべてのシナリオ

で、2020年から急速に排出量を削減し、2040年以降には一部の部門では二酸化炭素を回収することで削減目標を達成した。DACを利用する2つのシナリオを比較すると、合成燃料を使用するシナリオでは、DACCSによる二酸化炭素の回収量を減少させ、排出削減におけるCDRへの依存を低減させた。一方で、合成燃料を利用し、輸送部門の排出量を減少させることで削減目標を達成した。

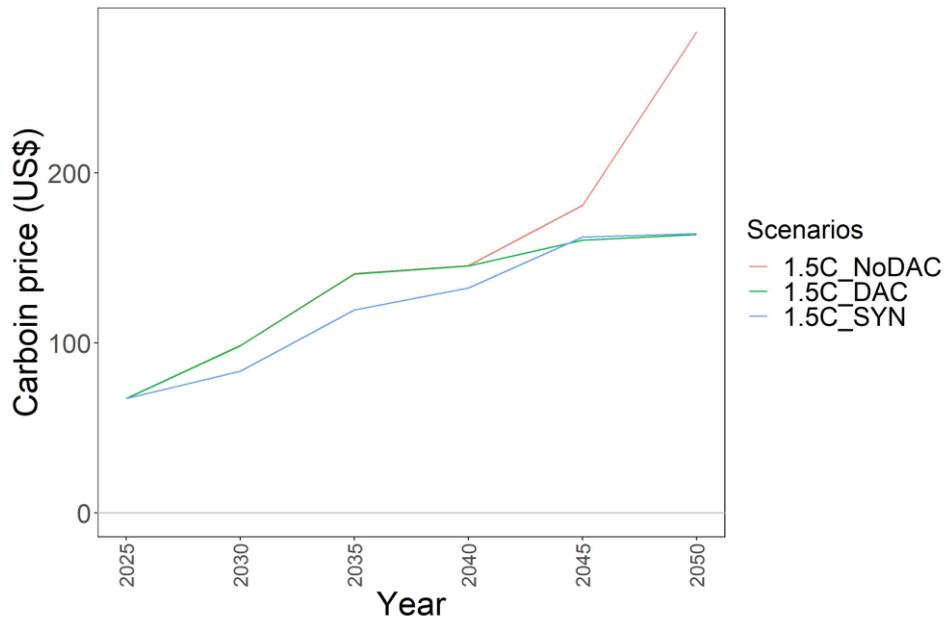


図 7.2 炭素価格 (US\$/t-CO₂)

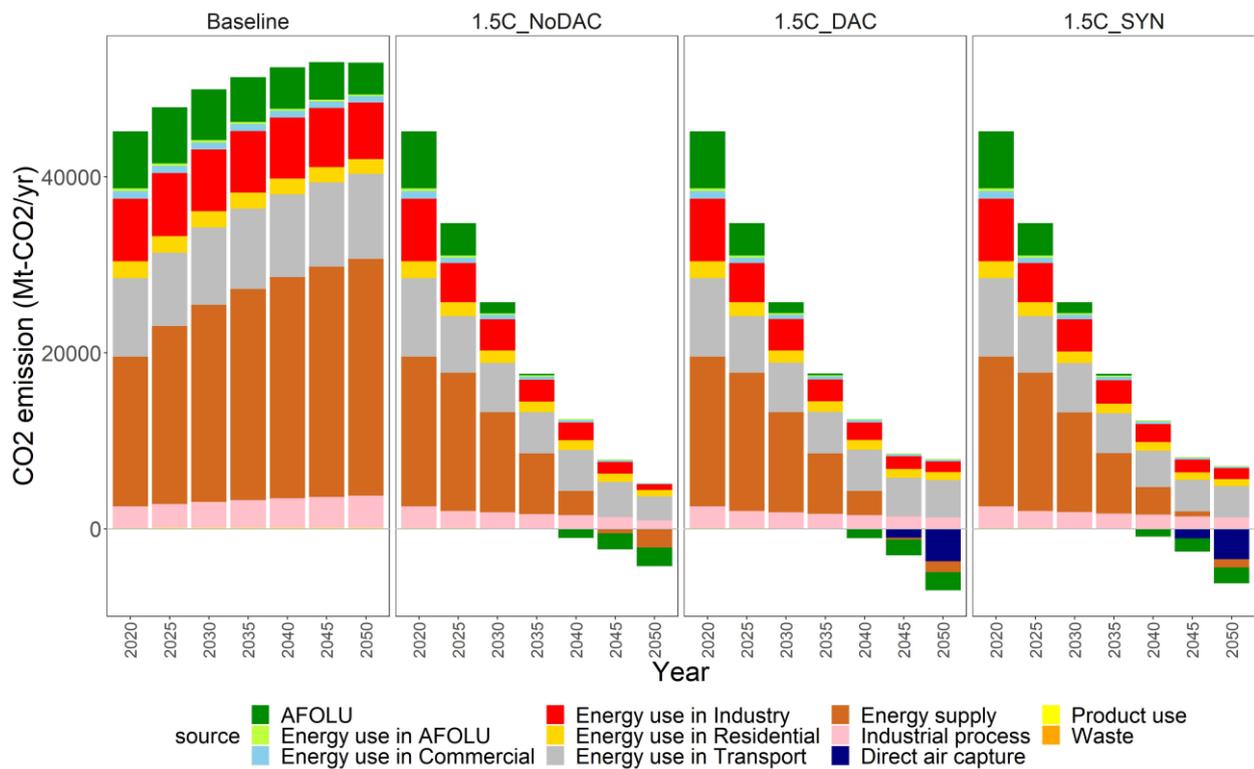


図 7.3 部門別二酸化炭素排出量(Mt-CO₂/年)

7.3.2 エネルギー需給

図 7.4 は各シナリオの一次エネルギー供給量を示す。DAC を利用する 2 つのシナリオを比較すると、合成燃料を使用するシナリオでは、石油とバイオマスによるエネルギー供給を減らし、太陽光と風力と CCS 付き天然ガスによる供給量を増やした。本研究では、水素の生産の際に太陽光および風力を利用すると仮定し、DAC の稼働には天然ガスの利用を想定している。合成燃料の生産のために水素と大気由来の二酸化炭素の需要が増加したことが反映された結果が示された。

図 7.5 は各シナリオの発電量を示す。1.5 度目標に沿った排出削減を行う際には発電量が大幅に増加する。1.5C_NoDAC シナリオでは 2050 年において 281EJ/年の発電量が推計された。1.5C_DAC シナリオでは 2050 年において 267EJ/年の発電量が推計され、DAC により発電量が減少した。1.5C_SYN シナリオでは 2050 年において 250EJ/年の発電量が推計され、合成燃料の利用によってさらに発電量が減少した。

図 7.6 は各シナリオでの水素の生産量を示す。本研究では、水素の生産のためのエネルギー源を風力と太陽光で賄う。1.5C シナリオでは 2050 年において 67.2EJ/年の水素が生産された。1.5C_DAC シナリオでは 2050 年において 55.3EJ/年の水素の生産量が推計され、DAC により生産量が減少した。1.5C_SYN シナリオでは 2050 年において 95.1EJ/年の生産量が推計され、合成燃料の利用により生産量が増加した。

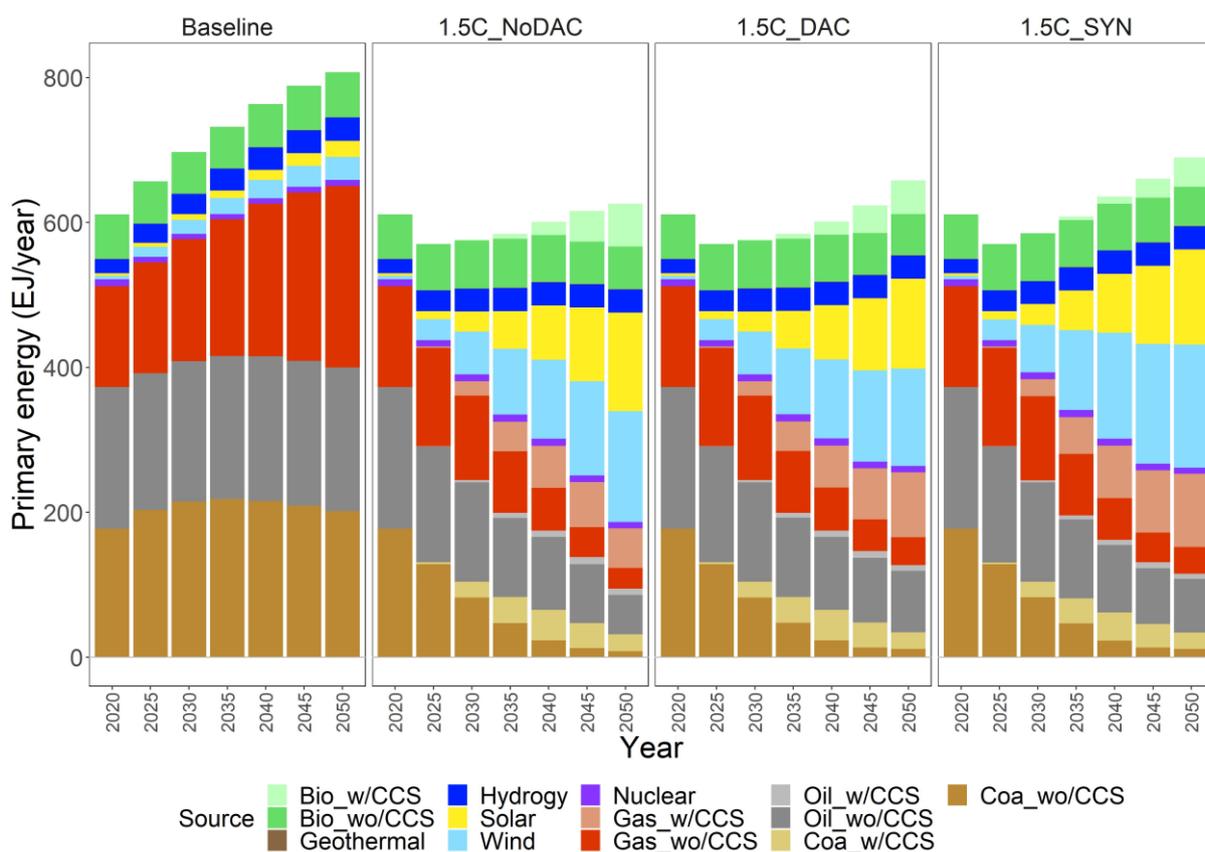


図 7.4 一次エネルギー供給量

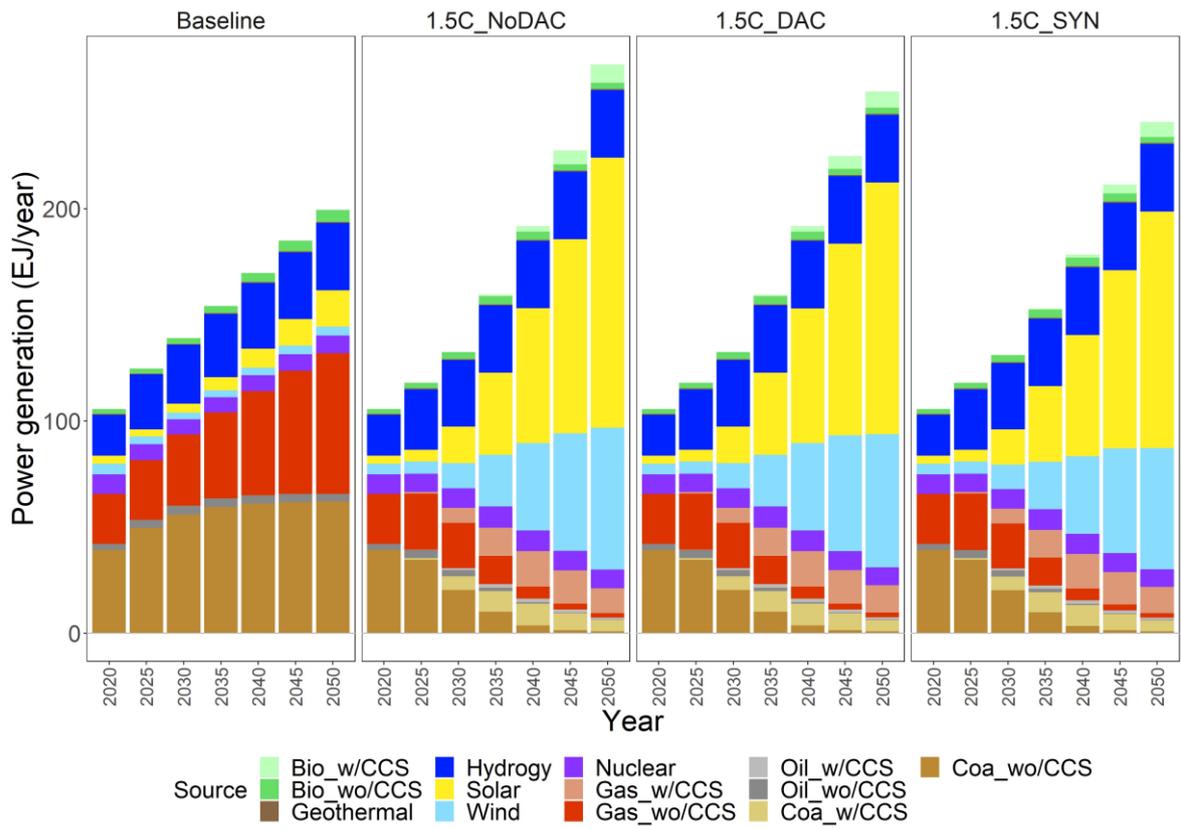


図 7.5 発電量

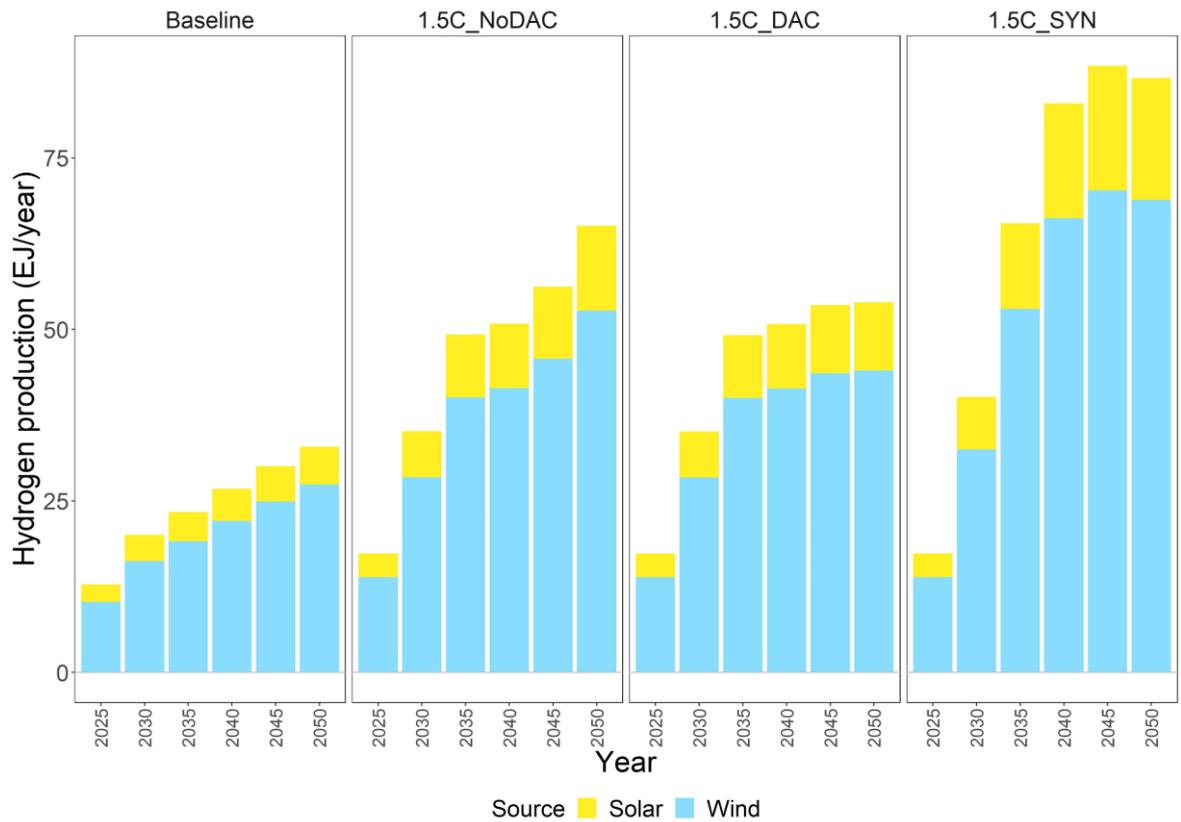


図 7.6 水素生産量

図 7.7 はすべての部門での最終エネルギー消費量を示す。すべての削減シナリオにおいて、気体と液体燃料を減少させ、代わりに電力の消費を大きく増加させることで排出を削減している。合成燃料を使用するシナリオでは、合成気体燃料と合成液体燃料は 2050 年において 34.3EJ/年消費され、3 つの削減シナリオの中で最も液体燃料の消費量が多い。

図 7.8 は輸送部門での最終エネルギー消費量を示す。合成燃料を使用するシナリオでは、2050 年において 19.2EJ/年の合成液体燃料が輸送部門において消費された。図 7.9 は民生部門での最終エネルギー消費量を示す。合成燃料を使用するシナリオでは、2050 年において 3.5EJ/年の合成液体燃料と 3.3EJ/年の合成気体燃料が民生部門において消費された。

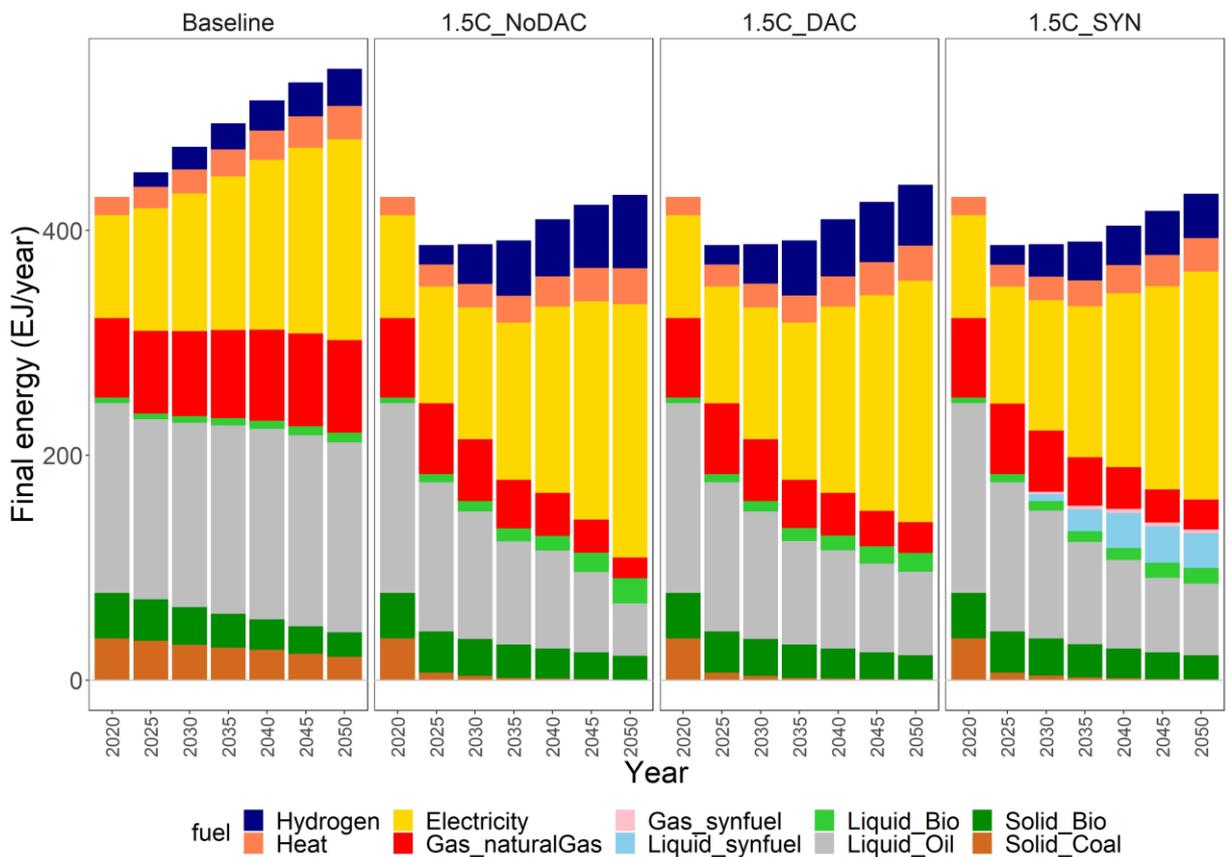


図 7.7 全部門での最終エネルギー消費

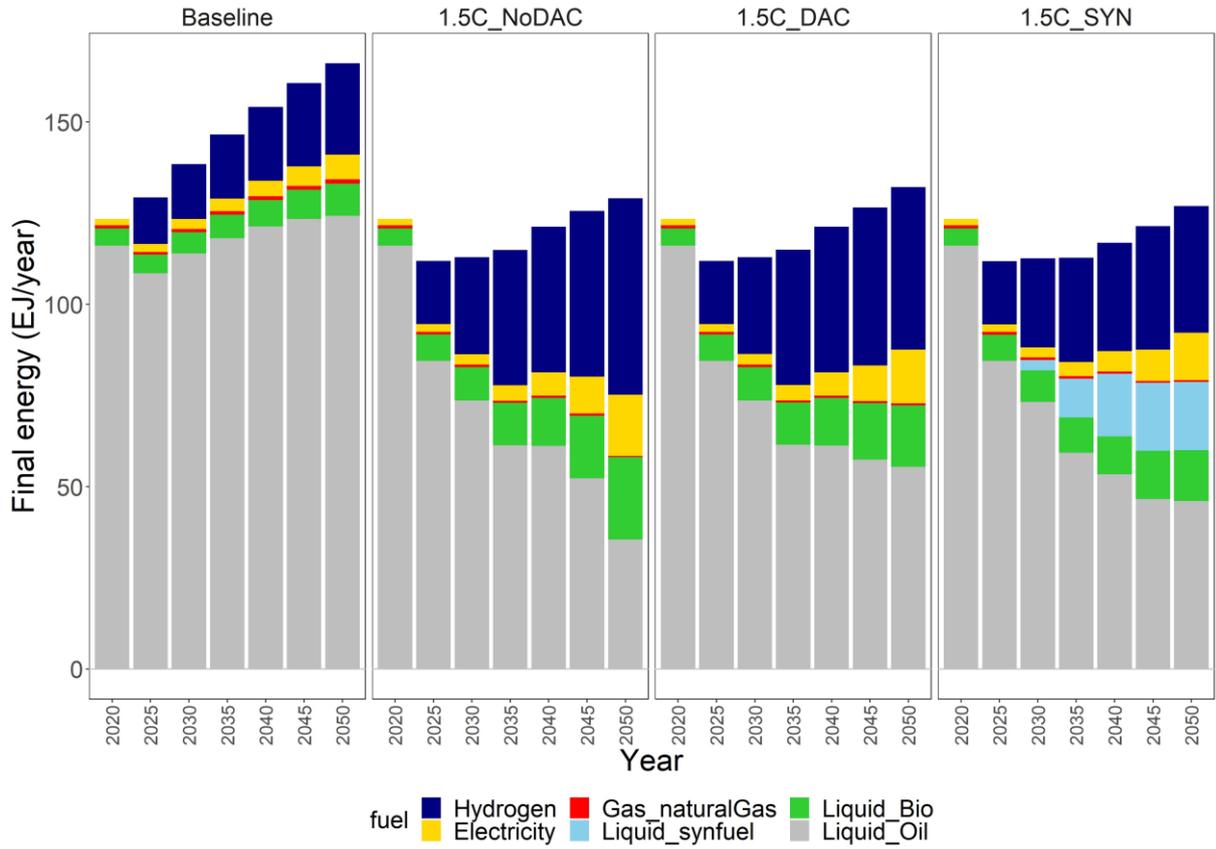


図 7.8 輸送部門での最終エネルギー消費量

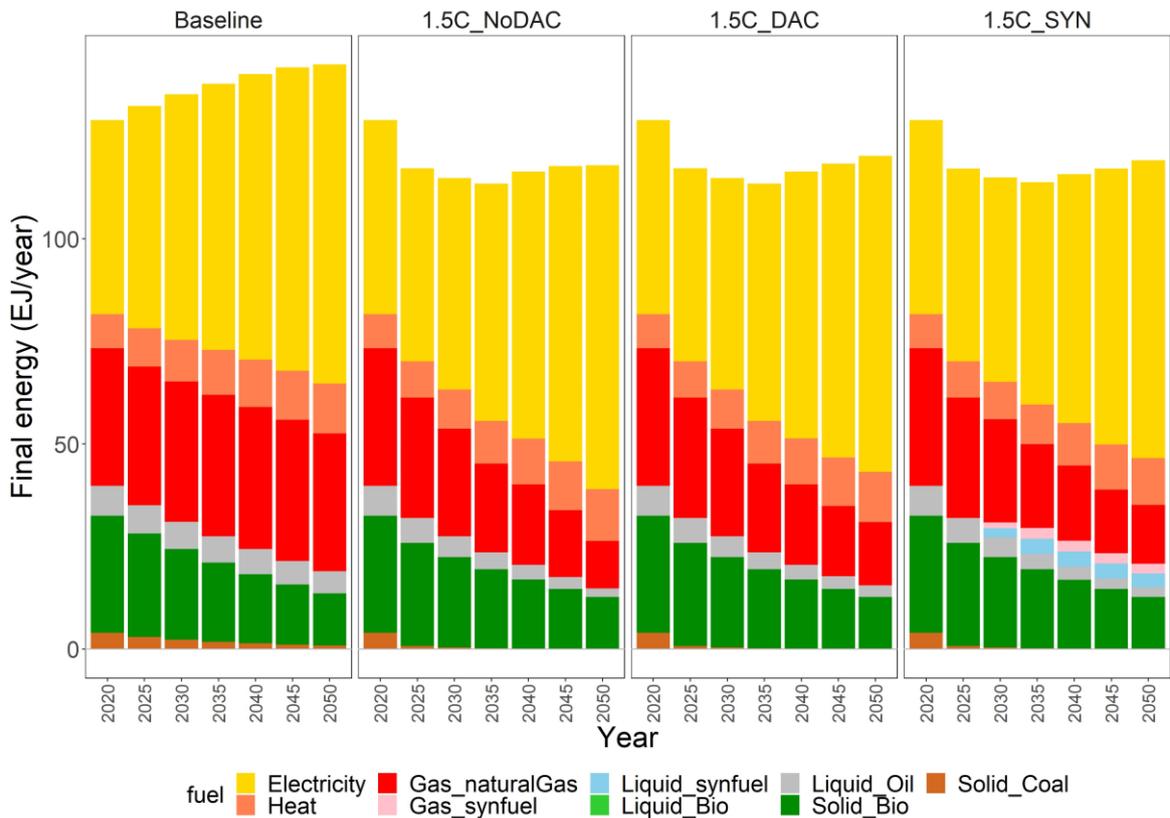


図 7.9 民生部門での最終エネルギー供給量

7.3.3 経済影響

図 7.10 は排出削減による経済影響を示す。1.5C_NoDAC シナリオでは 2050 年において 4.8%の GDP 損失が発生し、6.2%の家計消費の損失が発生した。基準年の財の価格に財の消費量を掛け合わせて計算される等価変分を家計の厚生を測る指標として計算すると、1.5C_NoDAC シナリオでは 2050 年において 6.9%の損失が発生した。DAC を用いる 2 つの緩和シナリオに注目すると、2040 年以降で GDP 損失が減少に転じており、DAC を用いない緩和シナリオより GDP 損失が低い。等価変分の計算結果に注目すると、1.5C_DAC シナリオでは、DAC を利用しないシナリオと比較して、2040 年以降で損失が抑制され、2050 年では損失率が 6.4%と推計された。1.5C_SYN シナリオでは、ほかの削減シナリオと比較すると 2030 年以降に損失が増加し、2050 年におい 7.2%と計算された。

図 7.11 は各財の価格の推移を示している。水素および合成液体燃料を除くすべての財で排出削減による価格の上昇がみられた。特に、炭素価格が上昇する 1.5C シナリオでは、化石燃料由来のエネルギー財の価格が大きく上昇した。合成液体燃料の価格に注目すると、ベースラインにおける石油由来の液体燃料の価格の 2 倍以上の価格であり、炭素価格を考慮した場合においても、合成燃料はいずれの液体燃料よりも高い価格が計算された。1.5C シナリオと比較して DAC を利用する 2 つのシナリオでは、排出削減による食料価格の上昇が抑制された。

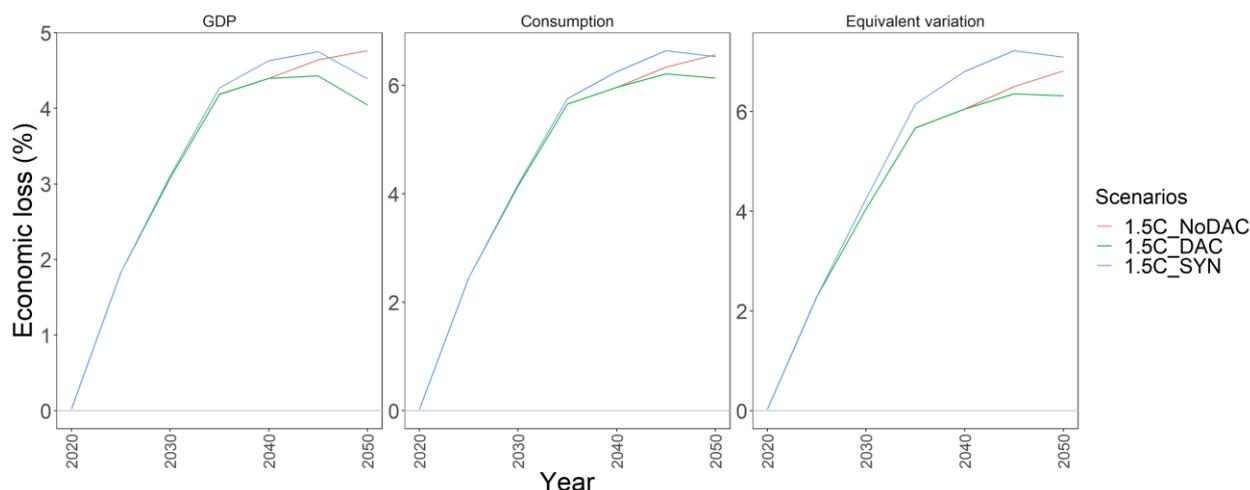


図 7.10 排出削減による経済影響. 左から順にベースラインシナリオと比較した際の GDP 損失率、家計消費損失率、等価変分の減少率を示す。

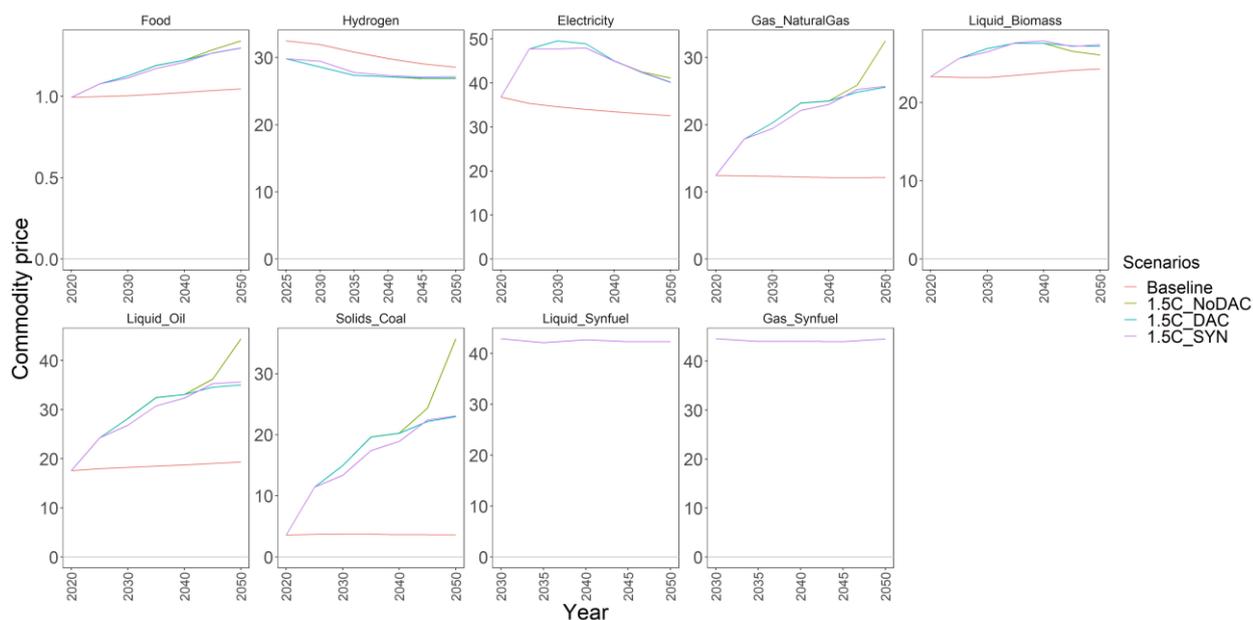


図 7.11 財の価格変化：農作物および畜産物の価格は 2005 年を 1 とした値を示す。エネルギー財の価格は 1GJ 当たりの価格(US\$/GJ)の値を示す。

7.4 考察

7.4.1 合成燃料の消費量

本章で計算された 1.5 度目標に沿った排出削減シナリオにおける合成液体燃料の消費量は、2050 年において 32.3EJ/年、合成気体燃料の消費量は、4.2EJ/年であった。合成液体燃料の大部分は輸送部門で消費され、合成気体燃料の多くは民生部門で消費された。Oshiro and Fujimori (2022)では、1.5 度目標に沿った排出削減シナリオにおいて合成液体燃料の消費量を 4.7EJ/年と推計した。本章で開発したモデルが Oshiro and Fujimori (2022)の推計より大きな合成燃料の消費量を推計した理由は、主に合成燃料の消費側の表現に起因する。Oshiro and Fujimori (2022)はエネルギーシステムモデルである AIM/Technology モデルを利用して推計を行った。AIM/Technology モデルにおいて、合成燃料の消費量は各部門でのサービス需要を満たす際にコストが最も小さくなるように決定される。したがって、生産コストが高い合成燃料は、排出削減の手段が少ない航空、海運輸送といった限定的な部門でのみ導入された。一方で、CGE モデルである AIM/Hub モデルではエネルギー財の選択において、財や消費者の異質性と選好を考慮し、CES 関数とロジット関数を用いて推計する。合成燃料の消費についてはそのパラメータを石油製品とガス製品のパラメータと等しい値を仮定している。そのため、ほかのエネルギー財の価格より合成燃料の価格が高い場合にも合成燃料が消費され、結果として本章の推計において、より多い合成燃料の消費量を推計した。

7.4.2 経済影響

本章で推計した排出削減に伴う経済影響の推計結果について、DAC を利用する 2 つのシナリオを比較すると、いずれの指標でも 1.5C_SYN シナリオにおいて 2030 年以降より大きな損失を計算した。既往の研究では合成燃料の利用により、削減コストが低減することが

示されている。しかし、上述のように、既往の研究はエネルギーシステムモデルを用いた推計を行っており、合成燃料の利用量を推計する方法が本章が用いた AIM/Hub モデルでの推計方法と異なる。AIM/Hub モデルではエネルギー財の選択において、財や消費者の異質性と選好を考慮しているため、電化や水素を利用することによる排出削減が可能な場合においても合成燃料が利用され、結果として損失が増加した。この結果は、消費者の選好により合成燃料が選択されてしまった場合には、排出削減による家計の損失が増加する可能性を示している。

7.5 結論

本章では、AIM/Hub モデルにおいて気体および液体の合成燃料の生産と消費を表現し、1.5 度目標に相当する排出削減シナリオを推計した。AIM/Hub モデルによるエネルギーシステムの推計結果から、合成液体燃料が主に輸送部門で利用され、合成気体燃料は主に民生部門で利用されることが明らかとなった。合成燃料が利用されることで、輸送部門での排出が削減され、CDR への依存度が低減した。また、モデルによる経済影響の推計結果は、合成燃料の利用により GDP や家計消費の損失が増加し、等価変分の計算結果からは、合成燃料の利用により家計の厚生が悪化する可能性が示された。

本章で開発したモデルによる推計の結果から、合成燃料の利用は、他の排出削減の方策が利用できる部門においても利用された場合には家計の厚生に悪影響を与える可能性があるため、合成燃料を利用する部門は慎重に選択する必要がある。

参考文献

- Akimoto, K., Sano, F., Oda, J., Kanaboshi, H., Nakano, Y., 2021. Climate change mitigation measures for global net-zero emissions and the roles of CO₂ capture and utilization and direct air capture. *Energy Clim. Change* 2, 100057. <https://doi.org/10.1016/J.EGYCC.2021.100057>
- Fujimori, S., Masui, T., Matsuoka, Y., 2017. AIM/CGE V2.0 Model Formula, in: *Post-2020 Climate Action*. Springer Singapore, Singapore, pp. 201–303. https://doi.org/10.1007/978-981-10-3869-3_12
- IEA, 2020. *CCUS in Clean Energy Transitions – Analysis*. IEA, Paris. URL <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>
- IPCC, 2018. *Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development.*, IPCC special report Global Warming of 1.5 oC (eds. Masson-Delmotte, V. et al.).
- Keith, D.W., Holmes, G., St. Angelo, D., Heidel, K., 2018. A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule* 2, 1573–1594. <https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2018.05.006>
- O’Neill, B.C., Kriegler, E., Riahi, K., Ebi, K.L., Hallegatte, S., Carter, T.R., Mathur, R., van Vuuren, D.P., 2014. A new scenario framework for climate change research: The concept of shared socioeconomic pathways. *Clim. Change* 122, 387–400. <https://doi.org/10.1007/s10584-013-0905-2>
- Oshiro, K., Fujimori, S., 2022. Role of hydrogen-based energy carriers as an alternative option to reduce residual emissions associated with mid-century decarbonization goals. *Appl. Energy* 313, 118803. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2022.118803>
- Riahi, K., Bertram, C., Huppmann, D., Rogelj, J., Bosetti, V., Cabardos, A.M., Deppermann, A., Drouet, L., Frank, S., Fricko, O., Fujimori, S., Harmsen, M., Hasegawa, T., Krey, V., Luderer, G., Paroussos, L., Schaeffer, R., Weitzel, M., van der Zwaan, B., Vrontisi, Z., Longa, F.D., Després, J., Fosse, F., Fragkiadakis, K., Gusti, M., Humpenöder, F., Keramidas, K., Kishimoto, P., Kriegler, E., Meinshausen, M., Nogueira, L.P., Oshiro, K., Popp, A., Rochedo, P.R.R., Ünlü, G., van Ruijven, B., Takakura, J., Tavoni, M., van Vuuren, D., Zakeri, B., 2021. Cost and attainability of meeting stringent climate targets without overshoot. *Nat. Clim. Change* 2021 1112 11, 1063–1069. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01215-2>

第8章 将来の技術展開の不確実性を考慮した多様な緩和シナリオの推計

8.1 背景

脱炭素社会の達成には、輸送部門や鉄鋼やセメント製造などの製造部門に代表される既存の排出削減技術では排出削減が困難な部門への対処が課題となる。こうした排出削減が困難な部門に対処するためには、CDR 技術や、低排出または排出を伴わない液体および気体燃料を生産する技術といった、現在は商業利用されていない新しい排出削減技術の利用が必要とされている。しかし、技術の発展および普及の速度や社会の受容性といった要因から、新しい排出削減技術の大規模な展開には不確実性が存在する。また、バイオマスに関連する技術を例にとると、大規模な利用がもたらす土地利用変化による生態系や食料生産や飢餓リスクへの影響が存在し(Hasegawa et al., 2018)、そうした社会的要因を考慮した場合には排出削減のために利用する技術が制限される可能性も存在する。

上記の要因から、新しい排出削減技術の利用についての不確実性を考慮した緩和シナリオの推計は、緩和政策の立案や技術開発や普及の方向性について、重要な情報を提供することができる。このような新しい排出削減技術の不確実性を考慮し、将来のエネルギーシステムを分析した既往の研究は存在する(Fuhrman et al., 2020; Oshiro and Fujimori, 2022)。しかし、そうした研究の多くはエネルギーシステムモデルを用いて行われており、特に DAC や合成燃料を考慮した研究において、CGE モデルを使用して経済的な影響を分析した研究は存在しない。

本章では、前章で開発した最新の排出削減技術を考慮した CGE モデルの適用例として、各種技術の利用に対する制限や、将来の技術発展を想定した緩和シナリオを複数推計し、それらをエネルギーシステムや経済的な観点から比較する。これにより、技術発展の不確実性や政策的な判断から想定しうる多様な緩和戦略の特徴を分析する。

8.2 手法

8.2.1 全体像

本章の推計には前章までの開発により DAC および合成燃料の利用が表現された CGE モデルである AIM/Hub モデルを利用して推計を行う。AIM/Hub モデルでは、複数の財や経済部門を考慮することで、詳細な経済影響や家計へ影響の分析が可能となる。本章では、CGE モデルである AIM/Hub モデルを用いて、排出削減技術に関するシナリオと 1.5 度目標にもとづく排出削減シナリオを組み合わせたシナリオを推計する。推計する技術シナリオでは、水素生産や合成燃料およびバイオマスに関する技術について、技術発展の不確実性や社会的な影響を考慮した設定を行う。

8.2.2 シナリオ

表 8.1 に本章で推計するシナリオをまとめる。本章で設定するシナリオは、排出制約の有無と、排出削減技術についての設定を組み合わせで作成する。すべてのシナリオにおいて、将来の社会経済状況を気候変動関連の研究において広く用いられている共通社会経済経路 (Shared Socioeconomic Pathways; SSPs)から中庸なシナリオである SSP2 シナリオに基

づき設定する。排出制約を設定する 6 つのシナリオ(1.5C_NoDAC、1.5C_DAC、1.5C_SYN、1.5C_SYN_BioLim、1.5C_SYN_H2LowCost、1.5C_SYN_Lim)では、Riahi et al.(2021)から 1.5 度目標に相当する排出経路として 2018 年から 2100 年までの累積二酸化炭素排出量を 500Gt-CO₂ に抑制する経路をもとに設定する。

それぞれのシナリオの具体的な設定について、**Baseline** シナリオは現状の気候変動に関連した政策を継続し、追加の排出削減を行わないシナリオとして設定する。1.5C_NoDAC シナリオは、DAC に関連する技術を利用せず、CDR 技術としては植林および BECCS のみが考慮されるシナリオとして設定する。1.5C_DAC シナリオでは、CDR 技術としては植林および BECCS に加えて DAC を考慮し、DAC により回収した二酸化炭素はすべて地下に貯留されると仮定する。1.5C_SYN シナリオでは、DAC を考慮し、回収した二酸化炭素は地下への貯留と合成燃料の生産に利用される。合成燃料の種類は液体燃料と気体燃料を想定し、それぞれの合成燃料は、石油由来の液体燃料と天然ガス由来の気体燃料が利用されるすべての部門で利用され、エネルギー財の選択に関するパラメータも石油由来の液体燃料と天然ガス由来の気体燃料の設定と等しく設定する。1.5C_SYN_BioLim シナリオは 1.5C_SYN シナリオにバイオマスに関する制限を加えたシナリオである。このシナリオはバイオマスの利用が食料生産や生態系への影響を考慮して制限を加えた状況を想定している。バイオマスの制限としては、第二世代のバイオ燃料転換技術とバイオマス発電技術を利用しない設定を行う。1.5C_SYN_H2LowCost シナリオでは、水素生産がより合理的に行われ、水素がより安価なコストで生産されることを想定する。水素生成コストは、IEA(2020)にもとづき、資本コストを 872 ドル/kW から 269 ドル/kW に変更し、運転コストを資本コストの 2.2% から 1.5%に変更する。

表 8.1 推計を行うシナリオ

シナリオ名	排出削減シナリオ	技術シナリオの説明
Baseline	なし	-
1.5C_NoDAC	1.5 度目標	DAC に関連する技術を利用しない
1.5C_DAC	1.5 度目標	CDR 技術として DACCS を利用
1.5C_SYN	1.5 度目標	DACCS・合成燃料 (液体・気体)を利用
1.5C_SYN_ BioLim	1.5 度目標	DACCS・合成燃料 (液体・気体)を利用 バイオマスを利用する部門を制限
1.5C_SYN_ H2LowCost	1.5 度目標	DACCS・合成燃料 (液体・気体)を利用 安価な水素の生産コストを仮定

8.3 結果

8.3.1 二酸化炭素排出量

DAC を利用しないシナリオでは、2040 年以降に炭素価格は上昇を続け、2050 年には 283 ドル/t-CO₂ に達した(図 8.1)。DAC を利用する 4 つのシナリオでは、157 ドル/t-CO₂ か

ら 166 ドル/t-CO₂ と、近い炭素価格が推計された。

図 8.2 は各部門での二酸化炭素排出または各部門での二酸化炭素回収量を示し、BECCS による二酸化炭素の回収量はエネルギー供給部門にカウントされ、DAC による回収量はその他の部門にカウントされる。6 つの排出削減シナリオはいずれも 2020 年から急速に排出量を削減し、一部の部門で CDR を行うことで削減目標を達成した。5 つの排出削減シナリオはエネルギー供給部門、輸送部門、DACCS による二酸化炭素の除去量で特徴づけられる。6 つの排出削減シナリオの中で、DAC を利用しないシナリオ(1.5C_NoDAC)は最も CDR の量が少なく輸送部門での排出量が最も少ないシナリオとなった。バイオマスの利用を制限した合成燃料を利用するシナリオ(1.5C_SYN_BioLim)は、制限の無い合成燃料を利用するシナリオ(1.5C_SYN)を比較すると、バイオマスの利用が制限されたことでエネルギー供給部門での二酸化炭素排出量が負の値とならず、土地利用変化による排出を除くすべての部門の排出を DACCS による回収量により相殺した。

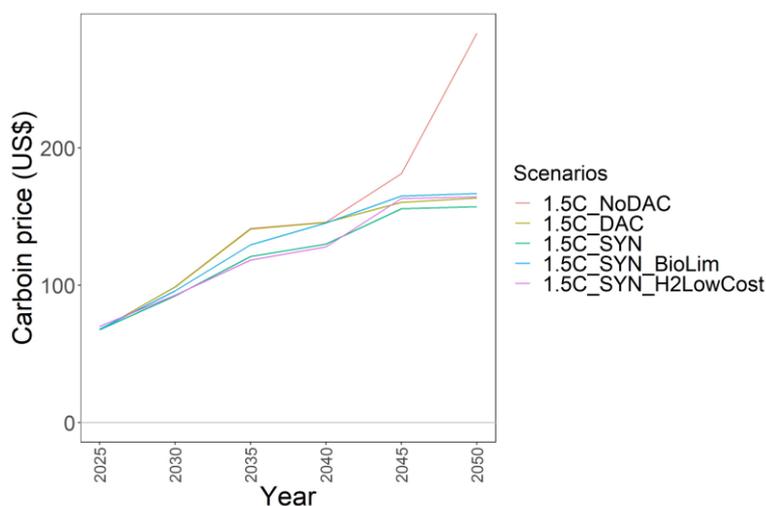


図 8.1 炭素価格

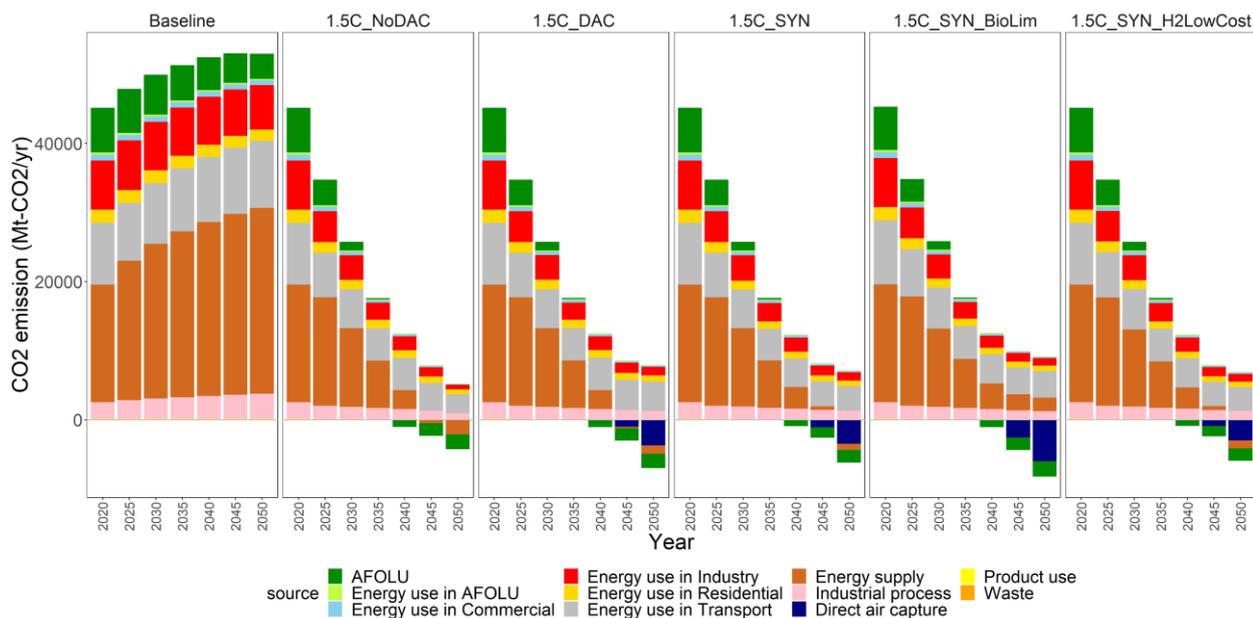


図 8.2 部門別二酸化炭素排出量

8.3.2 一次エネルギー供給量

5つの排出削減シナリオは、石炭および原子力による供給を除いたすべての供給方法で特徴づけられる(図 8.3)。DAC を利用しないシナリオはバイオマスによる供給が最も多く、化石燃料の消費量が最も少ないシナリオである。DAC を利用するシナリオは、DAC を稼働させるために天然ガスの消費量が大幅に増加する。しかし、最も天然ガスの消費量が多いシナリオ(1.5C_SYN_BioLim)においてもベースラインシナリオでの消費量を大きく下回っている。バイオマスの利用を制限したシナリオ(1.5C_SYN_BioLim)は、化石燃料と太陽光と風力によるエネルギー供給が最も大きいシナリオとなった。より安価な水素の生産コストを仮定したシナリオ(1.5C_SYN_H2LowCost)も、水素のコストを変化させていないシナリオ(1.5C_SYN)と比較すると、天然ガスと太陽光と風力によるエネルギー供給が多い。

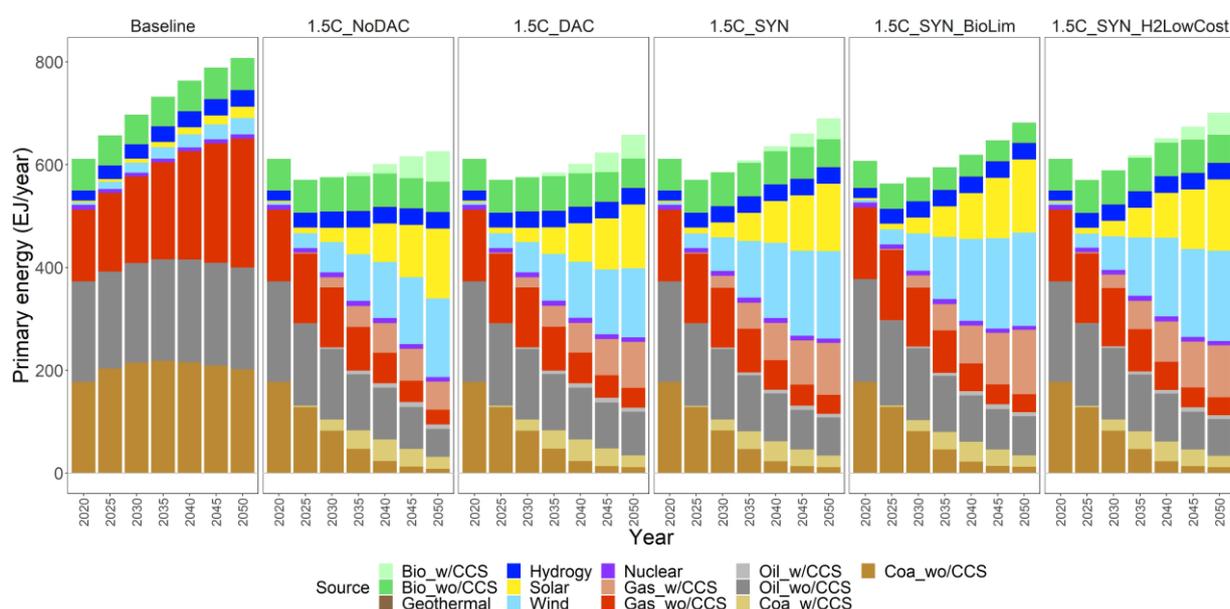


図 8.3 一次エネルギー供給量

8.3.3 最終エネルギー消費量

5つの排出削減シナリオでは、化石燃料由来のエネルギー財の消費量を減少させ、代わりに電力の消費量を増加させることで大幅な排出削減を実現させている(図 8.4)。DAC を利用しないシナリオは最も電力の消費量が多く、石油由来の液体燃料の消費量が少ない。合成燃料を用いる4つのシナリオにおいて、より安価な水素の生産コストを仮定したシナリオでは43.7EJ/年と最も大きな合成液体燃料の消費量が推計された。また、バイオマスを制限した際には、合成燃料の消費がわずかに増加し、34.8EJ/年の合成燃料が消費された。

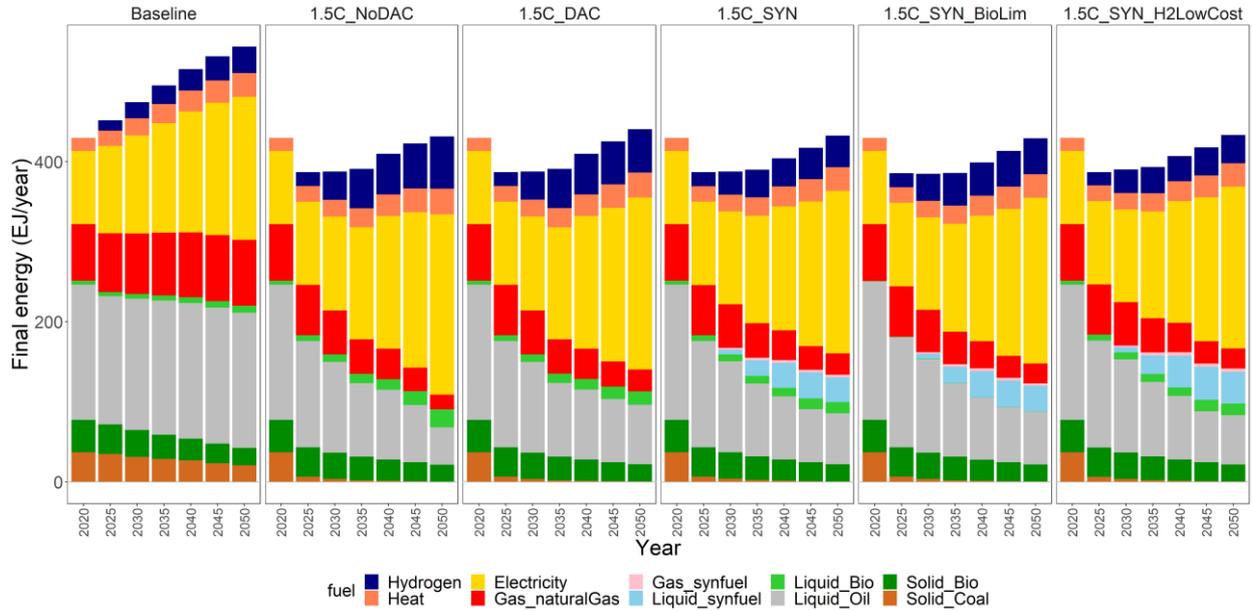


図 8.4 全部門での最終エネルギー消費

8.3.4 土地利用変化

1.5 度目標を達成するシナリオでは、植林による CDR のため森林面積が増加し、代わりに農畜産物を生産する土地の面積が減少した(図 8.5)。2 つの合成燃料を使用するシナリオ (1.5C_SYN、1.5C_SYN_BioLim)を比較すると、バイオマスの利用が制限されたことで、バイオ作物の生産に利用されていた土地が森林や農作物の生産のために使用された。

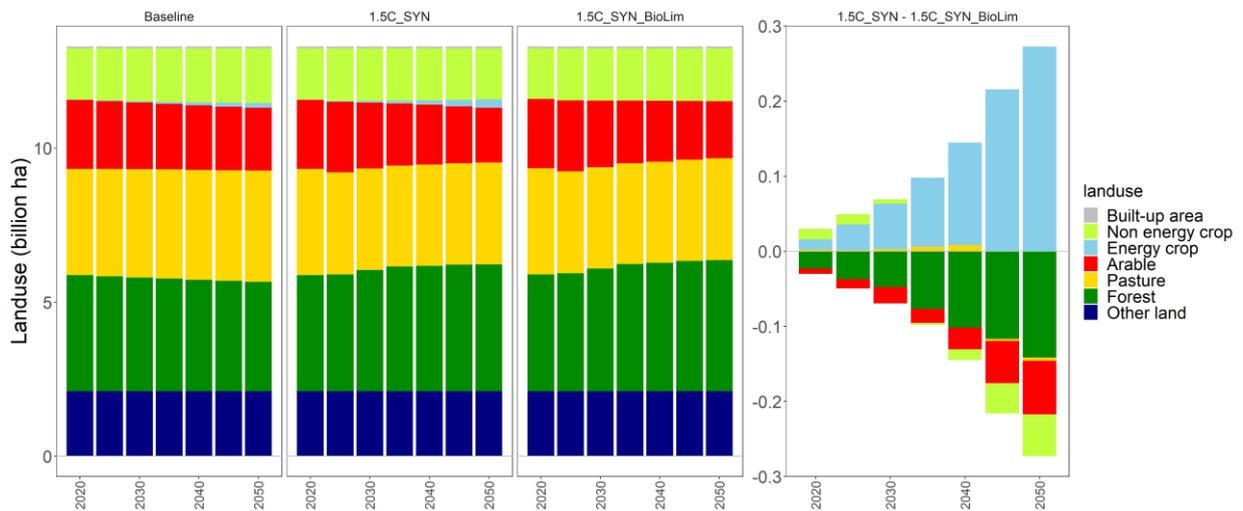


図 8.5 土地利用変化

8.3.5 経済影響

シナリオによって GDP 損失と家計消費損失および等価変分の推計結果の傾向が異なる(図 8.6)。いずれの指標においても、DAC を利用しないシナリオでは経済的損失は年を追うごとに拡大した。一方で、DAC を利用する 4 つのシナリオでは、計算期間後半において、

損失が減少に転じた。2050年で比較すると、5つの排出削減シナリオの中でGDP損失が最も小さくなるバイオマスの利用を制限したシナリオ(1.5C_SYN_BioLim)では、家計消費の損失は3番目に大きく、等価変分で比較すると損失が2番目に大きい。合成燃料を利用する3つのシナリオの中で、最もGDP損失が大きい、低い水素の生産コストを想定したシナリオ(1.5C_SYN_H2LowCost)では、家計消費および等価変分で比較すると損失が最も小さい。

農作物および畜産物の価格を比較すると、5つの排出削減シナリオの中で、合成燃料を利用し、バイオマスの利用を制限するシナリオが最も排出削減による価格の上昇を抑制した(図8.7)。一方で、そのシナリオではバイオマスの利用が制限されたことで、化石燃料の需要が増加したため、DACを利用する5つのシナリオの中で最も化石燃料を転換した液体と気体および固体燃料の価格が高い。

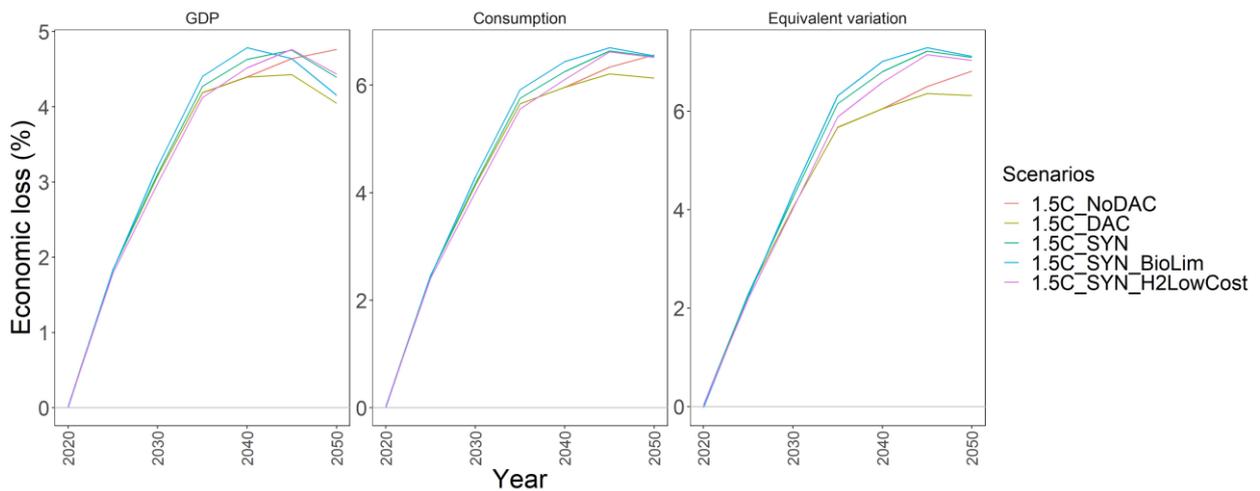


図 8.6 排出削減による経済影響排出削減による経済影響. 左から順にベースラインシナリオと比較した際の GDP 損失率、家計消費損失率、等価変分の減少率を示す。

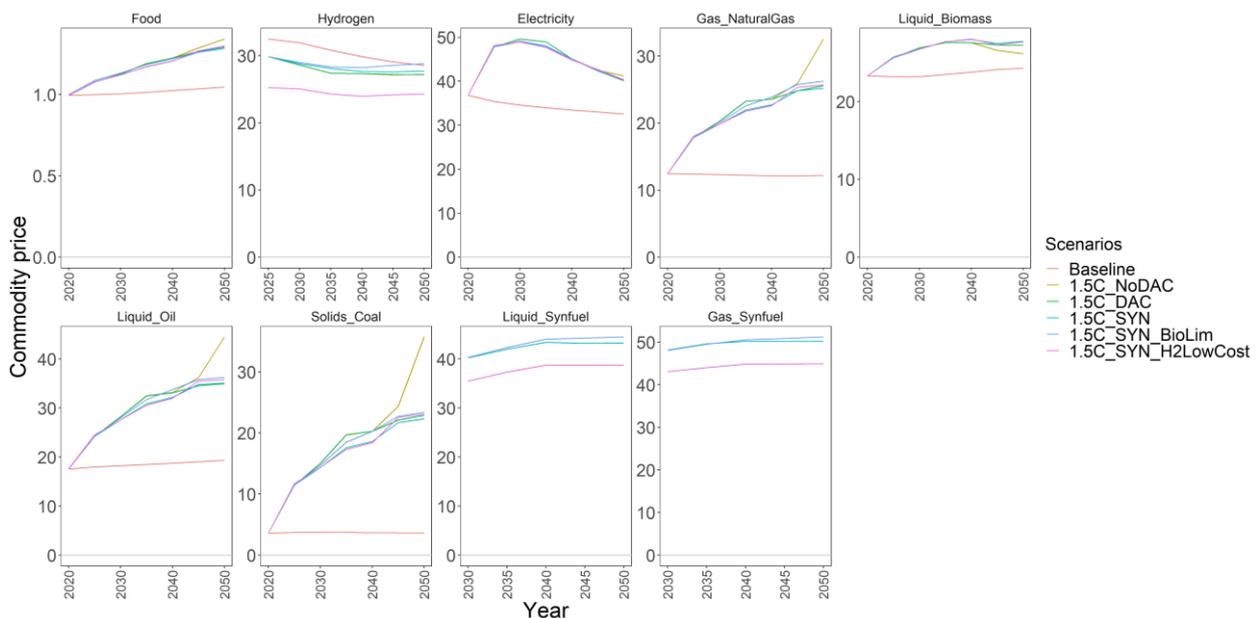


図 8.7 財の価格変化：農作物および畜産物の価格は 2005 年を 1 とした値を示す。エネルギー財の価格は 1GJ 当たりの価格(US\$/GJ)の値を示す。

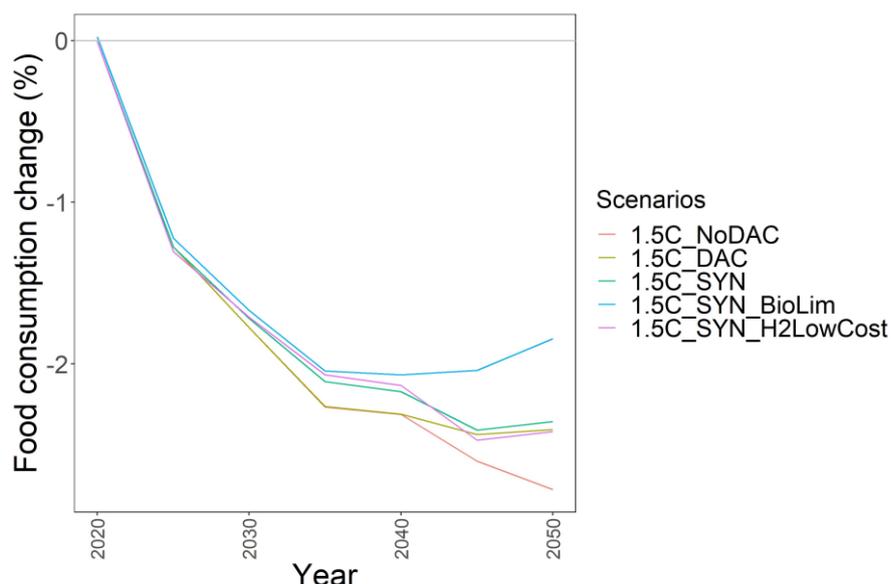


図 8.8 排出削減による食料消費量(熱量ベース)の変化

排出削減による食料価格の高騰に伴い、食料消費量は減少する(図 8.8)。6つの緩和シナリオについて食料消費量の推計結果を比較すると、2050年においてDACを利用しないシナリオ(1.5_NoDAC)が最も食料消費量が少なくない。バイオマスの利用を制限するシナリオでは、排出削減による食料消費量の減少が2040年以降縮小し、6つの緩和シナリオの中で、最も多い食料消費量が推計された。

8.4 考察

DACを利用する4つのシナリオを比較すると、合成燃料を使用しないシナリオ(1.5C_DAC)が最もGDPと家計消費および等価変分で定量化される損失が低い。合成燃料を利用するシナリオ(1.5C_SYN)と比較すると家計消費および等価変分の損失はそれぞれ6.1%と10.9%低い。DACを利用し、合成燃料を使用しないシナリオは、合成燃料を使用するシナリオと比較して、輸送部門での排出が多く、DACCSによる二酸化炭素の除去量が多い。本研究におけるパラメータの設定では、削減コストの高い合成燃料の利用が多く、より安価なDACCSなどの削減方策が選択されないため、合成燃料を利用するシナリオでは経済的な損失が大きい。合成燃料の利用を仮定したシナリオにおいて、最も排出制約が厳しくなる2050年に注目すると、水素生産のコストを低減させた場合にはエネルギー消費部門における水素の価格が12.4%低下し、合成液体燃料の価格が10.4%低下した。また、風力と太陽光によるエネルギー供給が増加し、最終エネルギー消費部門における合成燃料の消費量が27.3%増加した。一方で、最終エネルギー消費部門における水素の消費量は10.6%減少した。水素生産のコストを低減させたことによる経済的な影響に注目すると、2050年では、水素生産コストがより安価なシナリオのほうが、より大きなGDP損失を推計した。これは、水素の生産コストが低下し、削減コストが低下したため、DACCSによる二酸化炭素除去量が減少し、DACの活動によるGDPの貢献が減少したためと考えられる。2050年の家計消費と等価変分の計算結果に注目すると、水素生産のコストを低減させたこ

とで、排出削減による経済的な損失をそれぞれ 0.15%と 0.84%抑制した。しかし、その割合は 1%に満たず、水素生産コストの低減による経済的な効果は小さい。AIM/Hub モデルにおけるエネルギー財の選択は、ロジット関数を用いて推計され、合成燃料のパラメータは石油製品とガス製品のパラメータと等しい値を仮定している。そのため、水素の生産コスト低減により水素および合成燃料の価格が下落した場合には、より安価な水素を利用するのではなく、水素をさらに転換した合成燃料が利用される。このことは、水素生産コストの低減による経済的な効果を小さくする要因である。

合成燃料の利用を仮定したシナリオにおいて、バイオマスの利用を制限すると、最終エネルギー消費部門での化石燃料由来の固形・気体燃料の消費が減少し、バイオマスを転換することで得られる液体燃料はほとんど使用されなくなった。代わりに水素の消費量は 13.1%、石油由来の液体燃料が 3.9%増加した一方、合成液体燃料の消費量の増加は 2.0%にとどまった。また、バイオマスによるエネルギー供給が 58%減少したことで、輸送部門とエネルギー供給部門における排出量が増加した。その排出量を DACCS および植林による二酸化炭素の除去を利用することで相殺した。土地利用変化に注目するとバイオマスの利用を制限したことで、エネルギー作物の生産に利用されていた土地が植林や食料生産に利用された。エネルギー作物との土地利用の競合が解消されたことで、食料価格が低下し、食料消費量が 0.52%増加した。バイオマスの利用を制限することによる経済的な影響に注目すると、利用可能な再生可能エネルギーが減少したことで、計算期間前半の GDP 損失が増大し、期間後半においては、バイオマスを利用する削減が利用できない代わりに DACCS を利用したことで GDP 損失が減少した。バイオマスの利用が制限されたことで食料価格が低下した一方で、電力を除く、エネルギー財の価格は上昇した。これにより家計は損失を被り、家計消費及および等価変分により定量化される損失はそれぞれ 0.22%と 0.30%増加した。推計の結果からバイオマスを利用した排出削減策は経済的であると言える。しかし、バイオマスを利用した排出削減策を使用しない場合との差は小さく、食料生産や生態系影響の観点からは、バイオマスの利用を制限する政策も選択しうる。

8.5 結論

本章では、最新の排出削減技術を考慮した CGE モデルである AIM/Hub モデルを用いて、排出削減が困難な部門に対処するための各種技術の利用に対する制限や、将来の技術発展を想定した緩和シナリオを複数推計し、それらのシナリオをエネルギーシステムと経済的な観点から比較した。

AIM/Hub モデルによるエネルギーシステムの推計結果から、水素生産コストが低減した場合には、合成燃料の消費量が増加する一方、水素の消費量が減少した。バイオマスの利用が制限された場合には、合成燃料の消費量は大きくは変化せず、DACCS を大規模に利用することで排出削減目標が達成された。モデルによる経済影響の推計結果は、排出削減が困難な部門に対処するための各種技術の利用に対する制限や、将来の技術発展の想定の違いにより、家計消費や等価変分から定量化される厚生損失は 15%程度変動することを示した。特に、合成燃料を過度に消費するシナリオでは、家計への影響が大きいことが示された。

本章での推計により、本研究で開発されたモデルは、DAC や合成燃料といった最新の排出削減技術を考慮し、多様な緩和戦略を推計できることが確認された。

参考文献

- Fuhrman, J., McJeon, H., Patel, P., Doney, S.C., Shobe, W.M., Clarens, A.F., 2020. Food–energy–water implications of negative emissions technologies in a +1.5 °C future. *Nat. Clim. Change* 2020 1010 10, 920–927. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0876-z>
- IEA, 2020. CCUS in Clean Energy Transitions – Analysis. IEA, Paris. URL <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>
- Hasegawa, T., Fujimori, S., Havlík, P., Valin, H., Bodirsky, B.L., Doelman, J.C., Fellmann, T., Kyle, P., Koopman, J.F.L., Lotze-Campen, H., Mason-D’Croz, D., Ochi, Y., Pérez Domínguez, I., Stehfest, E., Sulser, T.B., Tabeau, A., Takahashi, K., Takakura, J., van Meijl, H., van Zeist, W.-J., Wiebe, K., Witzke, P., 2018. Risk of increased food insecurity under stringent global climate change mitigation policy. *Nat. Clim. Change* 8, 699–703. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0230-x>
- Oshiro, K., Fujimori, S., 2022. Role of hydrogen-based energy carriers as an alternative option to reduce residual emissions associated with mid-century decarbonization goals. *Appl. Energy* 313, 118803. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2022.118803>
- Riahi, K., Bertram, C., Huppmann, D., Rogelj, J., Bosetti, V., Cabardos, A.M., Deppermann, A., Drouet, L., Frank, S., Fricko, O., Fujimori, S., Harmsen, M., Hasegawa, T., Krey, V., Luderer, G., Paroussos, L., Schaeffer, R., Weitzel, M., van der Zwaan, B., Vrontisi, Z., Longa, F.D., Després, J., Fosse, F., Fragkiadakis, K., Gusti, M., Humpenöder, F., Keramidas, K., Kishimoto, P., Kriegler, E., Meinshausen, M., Nogueira, L.P., Oshiro, K., Popp, A., Rochedo, P.R.R., Ünlü, G., van Ruijven, B., Takakura, J., Tavoni, M., van Vuuren, D., Zakeri, B., 2021. Cost and attainability of meeting stringent climate targets without overshoot. *Nat. Clim. Change* 2021 1112 11, 1063–1069. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01215-2>

第9章 結論

9.1 まとめ

本節では、本研究で得られた主要な結果と知見をまとめる。

第1章では、研究の背景を整理し、本研究の目的を示した。研究の背景として、パリ協定で合意された気温目標を達成するために、今世紀中盤での脱炭素社会の達成が必要であること、脱炭素社会の達成に向けて様々な排出削減技術の開発や展開が進んでいることを示した。そして、厳しい排出削減目標と新たな排出削減技術の発展により、その排出削減目標を達成する際に必要な技術の導入量や、その経済的な影響を定量化する緩和シナリオ研究の必要性が高まっていることを示した。次に、緩和シナリオの定量化に使用される統合評価モデルの種類とその中で CGE モデルが持つ利点と欠点を整理し、CGE モデルにおける技術的な表現が原因となりモデルの適用範囲を狭めていることを指摘した。

以上の背景を受け、本研究での目的を、全世界を対象とした CGE モデルにおけるエネルギー需給および排出削減に関連する技術の表現を改善することと定めた。具体的な改善方法としては、CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合する手法の開発と、CGE モデルにおける最新の排出削減技術の表現を行った。

第2章では、本研究に関連する既往の研究をまとめ、統合評価モデルを用いた既往の研究における課題を整理したうえで、本研究の特徴が、

- 1) 全球規模の CGE モデルとエネルギーシステムモデルとの結合する際に、エネルギー需給に関する詳細な情報を交換し、2つのモデルを収束させる手法を開発
- 2) CGE モデルにおいて、まだ商業利用されていない新しい技術の利用や、利用時にかかる制約を表現

の2点であることを示した。

第3章では、研究の全体像と、本研究で用いる AIM/Hub モデルと MESSAGEix モデルの説明を行った。本研究は、CGE モデルの技術的表現を改善するため、CGE モデルと通時最適型のエネルギーシステムモデルと統合する手法の開発と、CGE モデルにおける最新の排出削減技術の表現という2つのアプローチを実施した。CGE モデルとエネルギーシステムモデルの統合の際には、CGE モデルとして AIM/Hub モデル、エネルギーシステムモデルとして MESSAGEix モデルを採用した。CGE モデルにおける新しい技術の表現については、地下貯留容量の制約を考慮した CCS の利用、DAC による二酸化炭素の回収、回収した二酸化炭素の貯留、回収した二酸化炭素と水素を反応させて製造される合成燃料の生産と利用を新たに考慮した。

第4章では、CGE モデルの技術表現を改善することを目的に、全世界を対象とする CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合する新しい手法を開発し、MESSAGEix と AIM/Hub を統合することで、両モデルの長所を取り入れた新しいモデルを実証した。開発した手法では、全世界を対象とした多くの既往の研究とは異なり、エネルギーシステムに関する詳細な情報を2つのモデル間で交換し、2つのモデルの収束性を高めている。この手法で開発されたモデルは、単独の CGE モデルと比較して、排出削減量に対する需要側削減の寄与度が高いこと、一次エネルギー供給構成の変化が少ないこと、化石燃料削減率が低いこと、削減コストが低いことが特徴であった。CGE モデルの出力を用いた分析では、

投資の対象部門をエネルギー供給部門から運輸・産業部門にシフトした結果、削減コストが低下したことが示された。開発したモデルの結果の比較から、第4章で開発した手法により、2つのモデルの長所を取り入れた新しいモデルの開発に成功したことが確認された。

第5章では、既存のエネルギーシステムや生産設備を利用したまま排出の削減を行うことができる CCS に注目し、その物理的な制約となる地下貯留層の容量の推計と、CGE モデルにおいて地下貯留層の容量の制約により CCS の利用が制限される際の緩和シナリオ推計方法を考案し、二酸化炭素の地下貯留層の分布や各国の貯留層の調査状況によって CCS の利用が制限された場合の経済やエネルギーシステムに与える影響を推計した。モデルの推計結果から、CCS の利用が地下貯留容量の制約により制限された場合には、エネルギー供給における化石燃料の利用が大きく減少し、バイオマスの利用量が増加した。アジア各国の地下貯留層の調査状況を反映したシナリオ推計では、緩和策による GDP 損失の増加が顕著にみられた。世界の貯留容量の推計結果と CCS の需要量を比較すると、オセアニアやカナダ、旧ソ連、アフリカでは、CCS 需要量を貯留容量の推計結果が大きく上回り貯留層の共有の可能性を示した。本章での結果から、二酸化炭素の地下貯留容量を十分に使えるように貯留層の調査を進めることや、地域間で貯留層を共有すること、大規模な排出源の建設場所の設定の段階で CCS の利用を考慮することは、排出削減による経済損失を抑えることや、バイオエネルギー需要の抑制によって生態系への負荷や食糧価格への影響を抑制する効果などが期待できることが示された。

第6章では、CGE モデルを用いた既往の研究では考慮されてこなかった DAC を CGE モデルである AIM/Hub モデルにおいて表現し、1.5 度目標に相当する緩和シナリオを計算した。モデルによる推計結果は、DAC の導入が炭素価格を低減させ経済的な影響を抑制する効果や、バイオマスの需要を減少させることで食料生産との土地利用の競合を緩和し、エネルギーや食糧の価格を減少させる効果を示した。

第7章では、AIM/Hub モデルにおいて気体および液体の合成燃料の生産と消費を表現し、1.5 度目標に相当する排出削減シナリオを推計した。モデルによる推計結果から、合成液体燃料が主に輸送部門で利用され、合成気体燃料は主に民生部門で利用されること、合成燃料が利用されることで、輸送部門での排出が削減され、CDR への依存度が低減すること、合成燃料の利用により家計の厚生が悪化する可能性が示された。本章で開発したモデルによる推計の結果は、他の排出削減の方策が利用できる部門においても合成燃料が利用された場合には、家計の厚生に悪影響を与える可能性がことを示唆した。

第8章では、前章において開発した最新の排出削減技術を考慮した CGE モデルである AIM/Hub モデルを用いて、各種技術の利用に対する制限や、将来の技術発展を想定した緩和シナリオを複数推計し、エネルギーシステムと経済的な観点からそれらのシナリオを比較した。AIM/Hub モデルによるエネルギーシステムの推計結果から、水素生産コストが低減した場合には、合成燃料の消費量が増加する一方、水素の消費量が減少した。バイオマスの利用が制限された場合には、合成燃料の消費量は大きくは変化せず、DACCS を大規模に利用することで排出削減目標が達成された。モデルによる経済影響の推計結果は、排出削減が困難な部門に対処するための各種技術の利用に対する制限や、将来の技術発展の想定の違いにより、家計消費や等価変分から定量化される厚生の損失は 15%程度変動するこ

とを示した。特に、合成燃料を過度に消費するシナリオでは、家計への影響が大きいことが示された。第 8 章での推計により、本研究で開発されたモデルは、DAC や合成燃料といった最新の排出削減技術を考慮し、多様な緩和戦略を推計できることが確認された。

本研究のまとめとして、本研究は全世界を対象とした CGE モデルにおける排出削減に関連する技術の表現を改善することを目的として、CGE モデルとエネルギーシステムモデルを結合する手法の開発と、CGE モデルにおける最新の排出削減技術の表現を行った。第 4 章では、新たに開発した CGE モデルとエネルギーシステムモデルを統合する手法により、2 つのモデルの長所を取り入れた新しいモデルの開発に成功したことが確認された。第 8 章での推計により、本研究で開発されたモデルが、DAC や合成燃料といった最新の排出削減技術を考慮し、多様な緩和戦略を推計できることが確認された。第 4 章における統合評価モデル間の比較と、第 8 章における緩和シナリオ間の比較から、本研究で開発したモデルが、従来の統合評価モデルでは推計できない情報を提供しており、本研究での CGE モデルの改良が CGE モデルの適用範囲を広げ、緩和政策の分析に貢献することができる統合評価モデルの開発に成功したと結論付ける。

9.2 今後の展望

本節では、今後の展望として、本研究で開発したモデルの活用方法とモデルの改善点についてまとめる。

CGE モデルは、多くの部門と財を考慮した経済モデルであるため、緩和シナリオにおけるエネルギーシステムの変化やマクロ経済影響の推計にとどまらず、部門ごとの経済的な影響や財の消費量や価格の変化といった情報を推計することができる。また、全世界を対象とした CGE モデルは税や補助金、地域をまたぐ投資や経常移転の効果の定量化に利用されてきた。本研究で開発した CGE モデルは、最新の排出削減技術を考慮したうえで、緩和政策による影響がより大きく現れる状況や属性(国や地域、産業部門、所得階層)を把握し、緩和策による影響を抑制するための政策の効果进行分析することができる。本研究で新たに表現した DAC について、液体回収材を利用する回収方法と固体回収材を利用する方法が、大気から直接二酸化炭素を回収する方法として有望視されている。本研究では、技術の発展度合いと、データの利用可能性から液体回収材を利用する方法のみを考慮した。しかし、固体回収材による DAC は、稼働の際に高温の熱を必要としないため、廃熱や再生可能エネルギーによるエネルギー供給が可能となり、より高い回収効率が想定されている。また、本研究では、回収した二酸化炭素は地下に貯留するか、合成燃料の製造に利用されると想定した。しかし、回収した二酸化炭素は化学製品等の原料として利用することが可能であり、排出削減が困難な化学部門における排出削減策の一つとして機能する。将来の技術発展を考慮し、固体回収材による回収や化学部門における二酸化炭素の利用を CGE モデルに表現することで、新しい排出削減技術の重要性をより正確に評価することが可能となる。

本研究では、エネルギーシステムモデルと CGE モデルを統合する手法を開発し、AIM/Hub モデルと MESSAGEix モデルを統合したモデルを実証した。MESSAGEix モデルでは、本研究で CGE モデルにおいて表現した排出削減技術の一部が表現されていない。今

後、MESSAGEix モデルにおいて最新の排出削減技術の表現が完了し、モデル間における DAC や合成燃料に関する技術の対応関係を整理することで、最新の技術を考慮したエネルギーシステムモデルと CGE モデルを統合したモデルを開発することができる。

謝辞

本論文の執筆にあたり、お世話になった多くの方々に深く感謝の意を申し上げます。

学部から9年間ご指導していただいた、藤森教授に深く感謝いたします。いつ質問に伺っても私の質問に優しく答えて下さり、相談にも時間を割いて下さりました。また、国際応用システム分析研究所でのサマープログラムをご紹介くださり、貴重な経験をさせていただきました。藤森教授には、研究を遂行するために必要な能力だけでなく、研究者として活躍するための考え方や意欲を学ばせてもらいました。

大城助教には、専門的な研究内容について様々な助言をしていただいたばかりでなく、論文作成や研究発表、プログラミングについて基本的な部分から丁寧に教えていただきました。また、卒業後の進路についての相談もさせていただき、キャリアプランについて具体的なイメージを得ることができました。

長谷川特定准教授には、立命館大学のときから研究報告会でお世話になっておりました。また、研究所の公募の際にも応募書類や推薦書など様々お世話になりました。

Saritha 特定助教には、博士論文の構成や公聴会での発表について助言を多くいただきました。短い間ではありましたが、様々な場所で研究をされてきた研究者としてのお話は、とてもためになりました。

秘書の大谷さんには、様々な事務手続きをお手伝いいただき、研究室生活を支えていただきました。研究室でのパーティーや遠足などの準備の企画や準備もしていただき、楽しく研究室での生活を送ることができました。研究室に人が多くなり、いろいろな学生が所属するようになりましたが、大谷さんのおかげで円滑に研究室が運営されていたと思います。

また、研究室で共に過ごした同期や後輩には、様々な研究活動を通して、研究についてのヒントをいただきました。みなさん進学・就職など各々の道に進むかと思いますが、どうか健康にだけは気を付けて、無理なく頑張ってください。

最後に、9年間の学生生活を支えてくれた家族に心から感謝します。両親の経済的、精神的支えのおかげで不自由なく勉学に励むことができました。本当にありがとうございました。

令和6年2月19日