

博士論文

燃料転換の障壁を考慮したエネルギーモデルの
構築とこれを用いた温室効果ガス排出制約下の
エネルギー構成の推計

白木 裕斗

目次

1.	序論.....	1
1.1.	はじめに.....	1
1.2.	燃料転換に関する研究	2
1.2.1.	エネルギーシステムとその変遷	2
1.2.2.	燃料転換の障壁	4
1.3.	既往のエネルギーモデルにおける燃料転換の障壁の扱い.....	9
1.3.1.	ボトムアップ的手法	9
1.3.2.	トップダウン的手法	10
1.3.3.	既往のエネルギーモデルにおける燃料転換の障壁の扱い—まとめ	12
1.4.	研究の目的	15
1.5.	本論文の構成	15
1.6.	参考文献.....	16
2.	動学最適化型エネルギーモデルの構築.....	19
2.1.	はじめに.....	19
2.2.	既往の燃料転換のモデル化手法を用いた動学最適化型エネルギーモデルの構築	19
2.2.1.	世界エネルギーモデルの概要	19
2.2.2.	制約式、目的関数	21
2.2.3.	計算の前提条件	26
2.3.	既往の燃料転換のモデル化手法による推計結果.....	28
2.3.1.	採掘部門	28
2.3.2.	転換部門	29
2.3.3.	最終消費部門	30
2.4.	2章のまとめ	32
2.5.	参考文献.....	32
3.	採掘部門における燃料転換の障壁のモデル化.....	35
3.1.	はじめに.....	35
3.2.	エネルギー資源モデルの構築.....	36
3.2.1.	モデルの概要	36
3.2.2.	石炭モジュール	39
3.2.3.	石油モジュール	41
3.2.4.	天然ガスモジュール	41
3.2.5.	エネルギー資源の供給費用曲線.....	42
3.2.6.	採掘費用の時間変化のモデル化.....	43

3.2.7.	最適化手法	43
3.3.	エネルギー資源モデルの妥当性検証	43
3.3.1.	過去のデータを用いた検証	43
3.3.2.	世界エネルギー展望（the Energy Technology Perspectives）との比較	46
3.4.	エネルギー構成の急転換の影響	49
3.4.1.	急転換シナリオ	49
3.4.2.	エネルギー構成の急転換のエネルギー価格への影響.....	51
3.4.3.	累積投資費用	53
3.4.4.	エネルギー構成の急転換の影響ーまとめ	54
3.5.	採掘部門の燃料転換の障壁の影響	54
3.5.1.	世界エネルギーモデルとの統合	54
3.5.2.	世界エネルギーモデルとの統合結果	55
3.6.	3章のまとめ	59
3.7.	参考文献.....	60
4.	転換部門における燃料転換の障壁のモデル化.....	63
4.1.	はじめに.....	63
4.2.	再生可能エネルギー発電の変動性を考慮した電源計画モデルの構築	64
4.2.1.	既往の最適電源計画モデル	64
4.2.2.	多地域最適電源計画モデルの拡張	68
4.2.3.	分析シナリオ	72
4.3.	再生可能エネルギー発電の変動性を考慮した電源計画モデルによる推計結果	73
4.3.1.	電源構成	73
4.3.2.	変動性再生可能エネルギー発電の比率と蓄電池導入量の関係.....	75
4.3.3.	出力抑制・解列	79
4.3.4.	再生可能エネルギー発電の変動性を考慮した電源計画モデルーまとめ	80
4.4.	転換部門の燃料転換の障壁の影響	80
4.4.1.	世界エネルギーモデルへの適用	80
4.4.2.	世界エネルギーモデルへの適用結果	84
4.5.	4章のまとめ	86
4.6.	参考文献.....	87
5.	最終消費部門における燃料転換のモデル化.....	89
5.1.	はじめに.....	89
5.2.	最終消費部門の燃料転換の障壁を表現可能な制約式の導出.....	90
5.2.1.	最終消費部門の燃料転換の速度の要因分解.....	90
5.2.2.	最終消費部門の燃料転換のパラメータの推計	92
5.2.3.	最終消費部門の燃料転換のパラメータの推計結果.....	94

5.2.4.	最終消費部門の燃料転換の障壁を表現可能な制約式の導出ーまとめ	99
5.3.	最終消費部門の燃料転換の障壁の影響	99
5.3.1.	世界エネルギーモデルへの適用	99
5.3.2.	世界エネルギーモデルへの適用結果	101
5.3.3.	感度解析	103
5.4.	5章のまとめ	106
5.5.	参考文献	107
6.	燃料転換の障壁を考慮した温室効果ガス排出制約下のエネルギー構成の推計	109
6.1.	はじめに	109
6.2.	3章から5章の障壁を考慮したモデルの構築	109
6.3.	推計結果・考察	110
6.3.1.	CO ₂ 排出経路の推計結果	110
6.3.2.	一次エネルギー構成の推計結果	111
6.3.3.	発電構成の推計結果	112
6.3.4.	最終エネルギー構成の推計結果	113
6.4.	6章のまとめ	114
7.	結論	117
7.1.	本論文のまとめ	117
7.2.	今後の展望	120
7.2.1.	採掘部門の燃料転換の障壁のモデル化	120
7.2.2.	転換部門の燃料転換の障壁のモデル化	121
7.2.3.	最終消費部門の燃料転換の障壁のモデル化	121
7.2.4.	気候変動以外の環境問題への拡張	122
7.2.5.	パラメータの不確実性の考慮	122
	付録	125
	付録 A 地域の定義	126
	付録 B 2章モデルの排出量制約なしケースの結果	128
	付録 C エネルギー資源モデルの制約式、パラメータ	130

図表目次

図 1-1	世界の一次エネルギー供給の推移 ¹⁰⁾	3
図 1-2	本論文の構成	16
図 2-1	2章で使用する世界エネルギーモデルの概念図.....	20
図 2-2	既往のアプローチによる CO ₂ 排出経路の推計結果	28
図 2-3	既往アプローチによる将来の一次エネルギー消費量の推計結果	29
図 2-4	既往アプローチによる将来の発電電力量の推計結果.....	30
図 2-5	既往のアプローチによる家庭部門の最終エネルギー消費量の推計結果.....	31
図 3-1	エネルギー資源モデルの概要.....	37
図 3-2	既往モデルにおけるエネルギーあたり設備費の計算方法の概念図.....	38
図 3-3	開発モデルにおけるエネルギーあたり設備費の計算方法の概念図.....	38
図 3-4	仮定した石炭の供給フロー	39
図 3-5	仮定した石油の供給フロー	41
図 3-6	仮定した天然ガスの供給フロー	42
図 3-7	妥当性検証の計算手順	44
図 3-8	2005 年と 2010 年の国際エネルギー価格.....	45
図 3-9	2005 年と 2010 年の地域別エネルギー資源生産量.....	45
図 3-10	仮定した世界全体エネルギー消費量と ETP の想定値.....	46
図 3-11	6°Cシナリオ(6DS)における国際エネルギー価格の推計結果と ETP の想定値	47
図 3-12	6DS における地域別グレード別の石油生産量の推計結果	48
図 3-13	6DS における地域別グレード別の天然ガス生産量の推計結果	48
図 3-14	2°Cシナリオ(2DS)における国際エネルギー価格の推計結果と ETP の想定値	49
図 3-15	急転換 (SC) シナリオにおけるエネルギー需要および化石燃料由来 CO ₂ 排 出量	50
図 3-16	SC シナリオにおける国際エネルギー価格の推計結果	51
図 3-17	シナリオ別の国内輸送用石炭鉄道の設備利用率.....	51
図 3-18	価格スパイクの発生メカニズム	52
図 3-19	世界エネルギーモデルとエネルギー資源モデルの統合の概要.....	55
図 3-20	3章モデルと 2章モデルの CO ₂ 排出量推計結果	56
図 3-21	3章モデルと 2章モデルの部門別直接 CO ₂ 排出量の差.....	56
図 3-22	3章モデルと 2章モデルの発電量の差	57
図 3-23	3章モデルによる燃料種別発電量の推計結果	57

図 3-24	将来のエネルギー価格推計結果	58
図 4-1	CO ₂ 排出削減ケース別総発電量	74
図 4-2	CO ₂ 排出削減ケース別総発電容量	74
図 4-3	VRE 比率と VRE および蓄電池の発電量の関係	76
図 4-4	風力発電比率と SBST 容量の関係	76
図 4-5	風力発電比率と SBLT 容量の関係	76
図 4-6	太陽光発電比率と SBLT 容量の関係	77
図 4-7	風力発電容量と SBST 容量の関係	78
図 4-8	風力発電容量と SBLT 容量の関係	78
図 4-9	太陽光発電容量と SBLT 容量の関係	78
図 4-10	CO ₂ 排出削減ケース別 VRE 抑制・解列量	79
図 4-11	VRE 比率と抑制・解列率の関係	80
図 4-12	推計した転換部門の燃料転換のパラメータを適用した世界エネルギーモデルの概要	82
図 4-13	4 章モデルと 2 章モデルの CO ₂ 排出量推計結果	84
図 4-14	4 章モデルと 2 章モデルの部門別直接 CO ₂ 排出量の差	84
図 4-15	4 章モデルと 2 章モデルの燃料種別発電量の差	85
図 4-16	4 章モデルと 2 章モデルの新設蓄電池容量の推計結果	86
図 5-1	各機器の新規需要に対する係数の推移	96
図 5-2	各機器の買替需要に対する係数の推移	97
図 5-3	新規需要の係数の推移	98
図 5-4	需要の係数と買替需要の係数の関係	98
図 5-5	最終消費部門における燃料転換の障壁を考慮した世界エネルギーモデルの概要	99
図 5-6	5 章モデルと 2 章モデルの CO ₂ 排出経路	102
図 5-7	5 章モデルと 2 章モデルの部門別直接排出量の差	102
図 5-8	最終エネルギー消費量	103
図 5-9	5 章モデルと 2 章モデルの燃料種別発電量の差	103
図 5-10	感度分析の結果	105
図 6-1	推計した燃料転換のパラメータを適用した世界エネルギーモデルの概要 ..	109
図 6-2	6 章モデルおよび他章のモデルの CO ₂ 排出経路	110
図 6-3	各章の 2030 年から 2040 年の CO ₂ 排出量	110
図 6-4	6 章モデルによる一次エネルギー消費量の推計結果	111
図 6-5	6 章モデルおよび 3 章モデルの国際エネルギー価格の推計結果	112
図 6-6	6 章モデルによる燃料種別発電量の推計結果	112
図 6-7	6 章モデルによる最終エネルギー消費の推計結果	113

表 1-1	低炭素社会への移行を妨げる障壁と障壁が生じる部門	3
表 1-2	燃料転換の障壁の具体例	8
表 1-3	既往のエネルギーモデルにおける燃料転換の障壁の扱い	14
表 1-4	エネルギーモデルの分類と特徴	15
表 2-1	世界エネルギーモデルの地域区分	20
表 2-2	想定したパラメータの変化による CO ₂ 排出量の推計結果への影響	27
表 3-1	既往研究における石炭供給部門の投資費用	39
表 3-2	既往研究における石炭供給の単位供給費用	39
表 3-3	地域別の係数	40
表 3-4	地域別の係数（続き）	40
表 3-5	既往研究における天然ガス供給の投資費用	42
表 3-6	シナリオ別の累積システムコスト	53
表 4-1	日本を対象とした電源計画モデル	67
表 4-2	各発電方式の主なパラメータ 8)	69
表 4-3	VRE の出力変動対策の分析結果まとめ	81
表 4-4	2 章モデルの VRE 技術パラメータ 1)	83
表 4-5	4 章モデルの VRE 技術パラメータ	83
表 5-1	分析対象機器	93
表 5-2	買替需要の係数の基本統計量	98
表 5-3	各ケースの CO ₂ 排出量	105
表 5-4	各ケースの総発電量	106
補図 B-1	部門別 CO ₂ 排出量（排出量制約なしケース）	128
補図 B-2	一次エネルギー消費量（排出量制約なしケース）	128
補図 B-3	発電構成（排出量制約なしケース）	129
補図 B-4	最終エネルギー消費量（排出量制約なしケース）	129
補表 A-1	地域の定義	126
補表 C-1	入力変数一覧	130
補表 C-2	決定変数一覧	131
補表 C-3	エネルギー供給の費用データ（石炭）	134
補表 C-4	エネルギー供給の費用データ（石油）	135
補表 C-5	エネルギー供給の費用データ（天然ガス）	136
補表 C-6	海上輸送の費用データ	137
補表 C-7	パイプラインの費用データ	137

1. 序論

1.1. はじめに

将来の気候変動の緩和を目的として、中長期の温室効果ガスの排出削減目標に関する議論が進められている。気候変動枠組み条約の下で合意されている長期目標としては、2010年にメキシコのカンクンで開催された気候変動枠組み条約第16回締約国会議（COP16）での「気温上昇を工業化前比で2°C以内に抑えるために、2050年までの世界規模の大幅排出削減及び早期のピークアウトを共有のビジョンとする」という合意（カンクン合意）¹⁾がある。また、温室効果ガス排出量に関する具体的な数値を明記した長期目標としては、2009年にイタリアのラクイラで開催された主要国首脳会議での「世界全体の温室効果ガス排出量を2050年までに少なくとも50%削減する」、「この一部として、先進国全体として、50年までに80%又はそれ以上削減する」という目標²⁾がある。これらの長期目標の達成のために、2020~2030年を対象年とした中期削減目標の策定、ならびにその実現に向けた具体的な施策の検討が求められている³⁻⁶⁾。

長期の温室効果ガスの排出削減目標の策定および施策の検討にあたっては、将来の削減ポテンシャルや対策コスト、対策に伴う社会への影響を分析するために、「統合評価モデル」と呼ばれるシミュレーションモデルが活用されてきた⁷⁾。統合評価モデルにはエネルギー部門、農業部門や土地利用部門など複数の排出部門を含んだモデルや気候変動の影響を含めた評価が可能なモデルがあり⁷⁾、複数の分野に関連する気候変動の影響を定量的かつ包括的に分析することができる。統合評価モデルを構成する要素の内、特にエネルギー消費部門の分析に焦点を当てたモデルは「エネルギーモデル」と呼ばれている⁸⁾。エネルギーモデルは1970年代の石油危機を契機としてエネルギー政策検討のため開発され、近年の気候変動への関心の高まりとともに、エネルギーシステム由来の温室効果ガスの排出量の推計や、エネルギーシステムにおける温室効果ガス削減策の効果の推計などに用いられてきた⁸⁾。

エネルギーモデルを用いたこれまでの分析によって得られた知見の中で、中長期の温室効果ガス排出削減に効果的な施策と位置づけられているものを大きく分けると、①高効率機器の導入、②二酸化炭素回収貯留、③燃料転換（化石燃料間の燃料転換、および、非化石燃料への燃料転換）、に分けることができる^{9,10)}。これらの温室効果ガス削減策の実施には、それぞれ固有の課題がある。まず、①効率機器の導入については、多くの場合、初期対策費用が長期的に回収可能であり、後悔しない施策（No-regret measure）とされてきたが、対策の経済性に関する情報の不足および初期投資費の調達可能性が課題とされている⁹⁾。②二酸化炭素回収貯留については、大規模な実施の技術的実現可能性や貯留地点周辺的环境への影響などがその実現に向けた課題とされている⁹⁾。③燃料転換については、実施に伴う経済的な利点が明確でないことや、燃料供給インフラなど既存のシステム的大幅な転換が必要であることなどが課題とされている¹¹⁾。①、②は解決すべき課題が明確である一

方、③の課題はエネルギーの供給から需要までを含む広範囲に存在しており、かつ、相互に影響を及ぼしあっているため、課題の構造の整理と定量的な分析が不可欠となる。

本章では、低炭素なエネルギーシステムの構築に向けた燃料転換の実現に対する課題を整理するとともに、それらの課題が既存のエネルギーモデルでどのように扱われてきたかをレビューする。これにより既存エネルギーモデルにおける燃料転換の課題の扱いの問題点を明らかにし、そのうえで本論文の目的を示す。

1.2. 燃料転換に関する研究

1.2.1. エネルギーシステムとその変遷

Smil(2010)¹¹⁾は、エネルギーシステムを「人間が生存の可能性を高めるために、または、生活の質を向上させるために、地球の資源を使用する仕組み (arrangement)」と位置付け、エネルギーシステムには「自然エネルギー資源」、「エネルギー資源の転換」、「エネルギーの消費」の 3 つの構成要素があるとしている。最もシンプルなエネルギー資源の転換は、火の使用という形で早ければ 80 万年前から始まり、産業革命や様々な技術革新を経て、現代のエネルギーシステムは、多様なエネルギー資源を、より高効率で洗練された機器により転換し、食品の生産から長距離輸送まで幅広い用途に使用する、大規模で複雑なシステムになっている。

図 1-1 に世界の一次エネルギー供給の推移を示す¹⁰⁾。世界のエネルギー源の大半を供給していた伝統的バイオマスや労働力としての家畜の利用は、18 世紀半ばより始まった産業革命を機に、石炭に置き換わっていった。石炭の利用は産業革命が始まったイギリスを中心に世界全体に広がり、1920 年代には世界の一次エネルギー供給の 7 割以上を供給した。定置型の蒸気機関は最初、炭鉱の水をくみ上げるために使用された。その後、発電に利用され、電力の活用が産業システムの革命をもたらしている。移動型の蒸気機関は、機関車や蒸気船に使用され、輸送の高速化や鉄道網の高度化をもたらした。1920 年代以降、安価な石油資源の登場により、エネルギー供給の中心は石炭から石油・天然ガスへと移り、1970 年代には世界の一次エネルギー供給の約 6 割に達した。石炭への転換時に蒸気機関の発明が発端となったように、石炭から石油・天然ガスへの転換時には、内燃機関の普及が原動力となった。特に、自動車、バス、飛行機など輸送機器の普及と並行して、石油の消費量は上昇した。また、産業革命以降、照明、熱や動力のエネルギー源としての電力の利用が継続的に増加している¹²⁾。

以上のように、エネルギーシステムの変遷は、伝統的バイオマスから石炭、石炭から石油・天然ガスのような「採掘するエネルギー資源の変遷」、蒸気機関や内燃機関の発明・普及のような「エネルギー資源を転換する機器の変遷」、および、自動車や電化製品の普及のような「エネルギーを消費する機器の変遷」の 3 つの要素を内包しており、また、それぞれの要素は互いに影響を与え合っている。

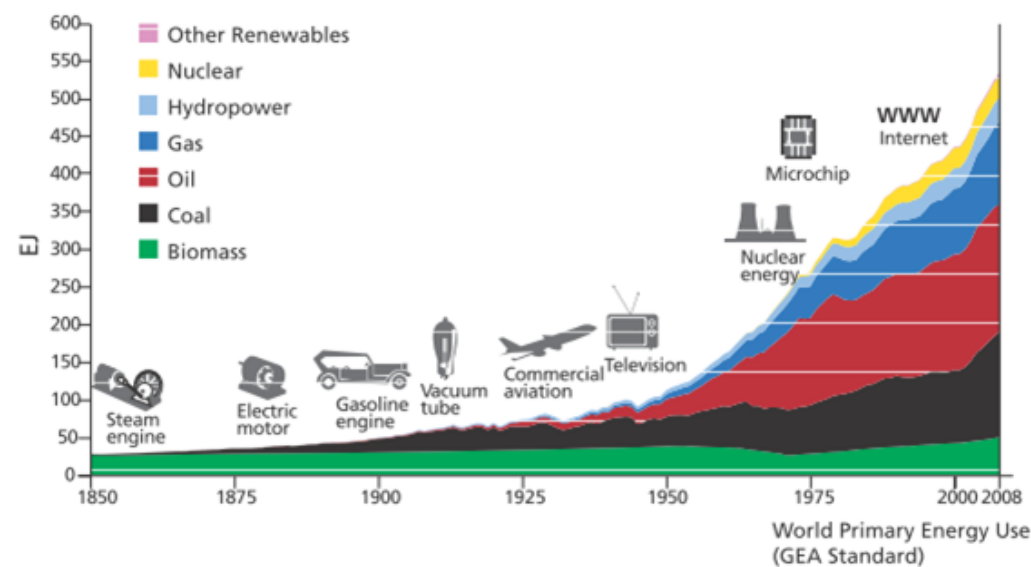


図 1-1 世界の一次エネルギー供給の推移¹⁰⁾

表 1-1 低炭素社会への移行を妨げる障壁と障壁が生じる部門
(文献¹³⁾をもとに著者が改変)

	障壁が生じる部門		
	採掘	転換	最終消費
社会的障壁	炭素価格が市場価格に未反映	炭素価格が市場価格に未反映 新エネルギー買い取り価格の不安定さ	炭素価格が市場価格に未反映 郊外での自動車代替交通機関の不足
経済的障壁	環境技術への資金投資の不足 需要低下に伴う利益の低下	環境技術への資金投資の不足 需要低下に伴う利益の低下	環境技術への資金投資の不足 高効率機器の普及率組みの欠如
技術的障壁	バイオ燃料の供給不足	風力発電の連系容量不足 途上国の技術不足	途上国の技術不足
情報の障壁	環境問題の正しい知識の欠如	環境問題の正しい知識の欠如	環境問題の正しい知識の欠如 製品の環境性能情報の不足 当事者意識の不足

1.2.2. 燃料転換の障壁

将来のエネルギーシステム像を描写するためには、将来起こりうる燃料転換の速度を適切に仮定することが不可欠となるが、“起こりうる”燃料転換の速度はどのように設定すべきだろうか。設定の一つの基準となるのが、過去に起こった、または、現在生じている燃料転換の速度である。具体的には、過去に生じた、または、現在生じている燃料転換の障壁の要因を特定・分析し、将来生じうる障壁を検討することで、将来起こりうる燃料転換の速度を設定することが望ましい。

環境省中央環境審議会地球環境部会(2008)¹³⁾では、低炭素社会の実現のための戦略の検討の中で、低炭素社会への移行を妨げる障壁を、障壁の特性およびその障壁を克服すべき主体ごとに分類している。障壁の特性は、社会資本の未整備やインセンティブの欠如などの社会的障壁、資金不足など経済的障壁、技術開発の不活性など技術的障壁、情報・知識の不足など情動的障壁、の4つに分類されている。燃料転換の障壁の要因を分析するため、1.2.1で述べたエネルギーシステムの転換が生じる採掘・転換・最終消費の3つの部門別に文献¹³⁾の障壁を整理すると、表1-1のようになる。文献¹³⁾では、各障壁の定義が明確に示されていなかったため、ここでは、環境税やインフラ整備など政策の不在により生じる障壁を社会的障壁、既存の市場メカニズムの中に生じる障壁を経済的障壁、エネルギーの利用可能性や技術水準により生じる障壁を技術的障壁、環境問題への関心や知識の不足により生じる障壁を情動的障壁と定義した。この報告書の他にも、過去のデータを用いて燃料転換に影響を与えた要因を分析した研究や、現在起こっている、または、将来起こりうる燃料転換の障壁に関する研究がいくつか行われてきた。以下では、燃料転換の要因に関する文献のレビューを行い、表1-1の分類に従い、指摘されている要因を整理する。

なお、本研究では、各部門を以下のように位置づける。

- 採掘部門：化石燃料、および、伝統的バイオマスを採掘・採集する部門。国際タンカーなど一次エネルギーの需要地点までの輸送を含む。
- 転換部門：化石燃料、原子力、および、再生可能エネルギーなどを電力や熱などの二次エネルギーに転換する部門。発電部門や石油精製部門、地域熱供給産業が含まれる。なお、転換部門におけるエネルギー形態の転換は“エネルギー転換”と呼称し、本研究の主要な研究対象である“利用するエネルギー源の転換”を意味する“燃料転換”とは区別して用いる。
- 最終消費部門：採掘部門から供給される化石燃料や伝統的バイオマスと、転換部門から供給される電力や石油製品等を消費する部門。産業部門、民生部門、運輸部門などが含まれる。

(a) 採掘部門

Smil(2010)¹¹⁾は、伝統的バイオマスから化石燃料への燃料転換に時間を要した理由として、

①科学的知見が不十分だったこと、②大規模生産に必要な高性能な材料が入手不可能、ま

たは、供給不足だったこと、③質、量ともに生産プロセスが不十分だったこと、④必要なインフラの整備に時間がかかったこと、⑤大規模な競争市場が存在していなかったことの5つを挙げている。①は情報的障壁、②③は技術的障壁、④⑤は社会的障壁に分類できる。

また、杉山と牛島(2012)¹⁴⁾は、日本の石炭産業の衰退に関する研究の中で、①石炭産業の資産や設備が他産業への転用が困難であること、②エネルギー保障の観点から延命政策がとられたこと、③閉山に伴い大量の失業が生じるなど地域経済に深刻な影響を与えることなどが、炭鉱の閉山問題を深刻化したと説明している。①は技術的障壁、②は社会的障壁、③は経済的障壁に、それぞれ分類できる。

(b) 転換部門

入江と神田(2002)¹⁵⁾は、日本のエネルギー政策におけるエネルギー安全保障の概念の形成と変容を文献調査により明らかにしている。その中で、日本のエネルギー政策の関心が、石油輸入の安定確保・国産石炭の安定供給(1960年代)→緊急時の短期的な安定供給・資源枯渇に対する長期安定供給(1970年代)→エネルギーコスト削減(1980年代)→地球環境保全・エネルギー資源制約(1990年代)と移り変わってきたことを指摘している。このような、政策によりエネルギー構成が影響を受けることは、社会的障壁と位置づけられる。

Smil(2010)¹¹⁾は、電力部門における再生可能エネルギーへの転換の課題として、①転換部門の規模が大きいこと、②再生可能エネルギーの資源量とその地域遍在性、③再生可能エネルギーの間欠性と予測の難度、④固体、液体燃料の代替を想定した場合、エネルギー密度が低いこと、⑤出力密度が低いこと、の5点を挙げている。また、再生可能エネルギーの特殊性を除いた場合でも、⑥技術革新(需要の増加とともに経験曲線効果により技術の価格は減少するが、技術ごとに減少の速度は異なる)、⑦インフラストラクチャー(既存の巨大なインフラの変更は容易でない、直近の大規模投資を無駄にするとは考えにくい)、⑧慣性力(原動機の転換には惰性が存在するため、急転換しにくい)、という3つの要因により、燃料転換の速度は制約されると指摘している。①⑥は経済的障壁、②③④⑤は技術的障壁、⑦は社会的障壁、⑧は情報的障壁に分類できる。

(c) 最終消費部門

Stoneman(2001)¹⁶⁾は、技術の普及に関する研究のレビューの結果を整理し、技術の普及に影響を与える要因を、①知識と情報の拡散、②新技術の導入費用とその変化、③新技術の性能とその変化、④費用への期待とその変化、⑤技術への期待とその変化、⑥工場(技術導入主体)の特性とその分布、⑦割引率とリスクへの態度、⑧製品間差異の程度とその変化、⑨先発者優位の度合、⑩他工場の新技術の採用による自工場の利益への影響、⑪新規投資を生み出せる利益を実現できる程度、⑫市場構造、⑬市場の位置、⑭供給側の費用変化、の14つにまとめている。上記の14つの要因を分類すると、②、③、⑪、⑭の7つは費用や利益など経済的障壁と位置付けられ、①、④、⑤、⑦は情報的障壁、⑫⑬は社会的障壁に分類できる。なお、⑥、⑧、⑨、⑩は製品や導入主体の多様性による普及速度の変化要因であり、除去可能な障壁ではないため整理からはずした。

藤井ら(1991)¹⁷⁾は、石油価格の急騰が生じた 1980 年代の日本のエネルギー構成に着目し、製造業の燃料転換に対する価格、非価格要因の影響を分析している。具体的には、エネルギー需要の変動に影響を与える要因として、燃料価格、環境規制、石油代替政策を取り上げ、業種別・燃料種別のエネルギー需要量の変動を説明するモデル式を開発している。モデルの開発を通じて、①ほとんどの燃料間で代替関係が存在すること、②環境規制が石炭や重質油の使用抑制、軽質油やガスの使用増大につながることに、③石油代替政策が石油からの燃料転換に大きな影響力を持ったこと、を明らかにしている。②や③は、環境規制や石油代替政策など、エネルギー政策による燃料転換の推進の可能性を意味するため、裏を返せば、エネルギー政策の不在が燃料転換の障壁となりうることを示唆している。このような政策の不在は、社会的障壁に分類できる。

加治木ら(2010)¹⁸⁾は、代表的なエネルギー集約産業の一つとしてセメント産業に着目し、セメント産業における戦後の省エネルギーの進展の経緯や燃料使用の歴史を整理している。これによると、日本のセメント産業では、戦後の国内炭を中心としたエネルギー構成から、原油輸入自由化が始まった 1960 年代前半以降の重油への転換、石油危機以降の石炭への再転換、の二度の燃料転換を経験している。一度目の燃料転換では安価な重油の利用可能性の拡大、二度目の燃料転換では重油価格の高騰が燃料転換の主要因となっており、エネルギー価格が燃料構成に与える影響の大きさが確認できる。一度目の燃料転換で安価な重油の利用可能性の拡大により燃料転換が進んだ経緯からは、安価な燃料の入手可能性が燃料転換の障壁となっていることがわかる。これは、技術的障壁に分類できる。また、二度目の燃料転換時には、通産省からエネルギー多消費産業に対して石炭への転換の要請があったとしており、プロセス中で石炭の脱硫が比較的容易で、石炭灰の特別な処理を必要としないセメント産業に対しては、特に石炭転換の実施が強く希望されたとしている。裏を返せば、セメント以外の産業において、脱硫や石炭灰の処理が燃料転換の障壁となっていることを示唆しており、これは技術的障壁に分類できる。

Steenberghen ら(2008)¹⁹⁾は、欧州の陸上輸送の石油代替燃料の実現に対する障壁を、政策面、社会経済面、技術・環境面の三つの観点から分類している。政策面の障壁としては、①天然ガスの輸送用燃料への使用を規定する法令や指針、基準がないこと、②液化天然ガス (LPG) の成分・組成等の共通基準がないこと、③LPG の供給方法 (圧縮状態か否か) の統一基準がないこと、④将来の温室効果ガス排出規制の厳しさにより、潜在的な市場規模が大きく変動すること、⑤欧州におけるバイオ燃料の共通基準が存在しないこと、が挙げられている。また、社会経済面の障壁としては、⑥天然ガス自動車、LPG 車、燃料電池車の本体価格が高価であること、⑦輸送量燃料に対する税が、環境性能を基準に設定されていないこと、⑧現在の市場が小規模であるため、大規模に投資しにくいこと、⑨将来の燃料価格に不確実性が存在すること、⑩水素の場合、燃料価格が依然高価であること、が挙げられている。技術環境面の障壁としては、⑪既存のインフラが老朽化しており、急激な需要の増加に耐えられないこと、⑫広域の燃料供給インフラが整備できていないこと、

⑬LPG の場合、換気システムなど安全性を確保する必要があること、⑭バイオ燃料の場合、環境にいいのか悪いのか、統一見解が存在しないこと、が挙げられている。それぞれ、①②③⑤⑦⑪⑫は社会的障壁、⑥⑩⑬は経済的障壁、④⑧⑨⑭は情報的障壁に分類できる。

Elias と Victor(2005)²⁰⁾は、発展途上国の家庭部門の燃料転換に着目し、燃料転換に影響を与える要因を文献レビューにより明らかにしている。この論文では、家庭部門の燃料転換に影響を与える要因として、以下の 4 つの要因が挙げられている。

- ① 所得（一般に、近代的エネルギーの方が、伝統的エネルギーよりも高価である）
- ② 資源の入手可能性（森林の近くの家庭はバイオマスの利用を継続しやすい）
- ③ マーケットまでの距離（送電線やガスパイプラインの施設コストにより、地方部の方が近代的エネルギーへの転換が難しい）
- ④ 供給の信頼度（停電が頻発するなど、近代的エネルギーの供給信頼度が低い地域では、予備のエネルギー源として伝統的エネルギーの利用を継続することがある）

それぞれ、①は経済的障壁、②は技術的障壁、③④は社会的障壁に分類できる。

上述の文献調査で挙げられた燃料転換の障壁を例示的に整理すると、表 1-2 のようになる。将来の不確実性や環境問題の認知度など情報不足による障壁は、採掘部門から最終消費部門までまたがって存在している。技術的障壁は、各部門で要素が異なり、採掘部門では資源の入手可能性、転換部門では再生可能エネルギーの間欠性、最終消費部門では導入技術間の相性などが障壁となっている。経済的障壁としては、採掘部門、転換部門では、既存市場の縮小時に起こりうる障壁、最終消費部門では新規技術の導入に伴う障壁、転換部門では双方の障壁が存在していることが指摘されている。また、社会的障壁としては、大規模市場やインフラの不在、政策の影響などがすべての部門で挙げられている。

表 1-2 燃料転換の障壁の具体例

	採掘	転換	最終消費
経済的障壁	投資回収メカニズム <ul style="list-style-type: none"> ● 大量の失業者の発生への懸念 ● 部門の規模が大きいこと 	投資回収メカニズム <ul style="list-style-type: none"> ● 大量の失業者の発生への懸念 ● 部門の規模が大きいこと ● 新技術の導入費用 ● 供給側の費用変化 ● 隠れた費用の存在 	投資回収メカニズム <ul style="list-style-type: none"> ● 新技術の導入費用 ● 供給側の費用変化 ● 隠れた費用の存在 ● 所得
技術的障壁	資源の賦存量 <ul style="list-style-type: none"> ● 材料の供給力不足 ● 生産プロセスの熟度不足 ● 資源の入手可能性 	再エネの接続可能性 <ul style="list-style-type: none"> ● 再エネの間欠性 ● 新技術の性能 ● 設備の他産業への転用の困難さ 	燃料の代替の可能性 <ul style="list-style-type: none"> ● 新技術の性能 ● 導入技術間の相性 ● 他の燃料の利用可能性 ● 供給の信頼度
情報の障壁	不確実性 <ul style="list-style-type: none"> ● 将来価格や性能の将来期待 ● 割引率とリスクに対する態度 ● 科学的知見の不足 	不確実性 <ul style="list-style-type: none"> ● 将来価格や性能の将来期待 ● 割引率とリスクに対する態度 ● 科学的知見の不足 	不確実性 <ul style="list-style-type: none"> ● 将来価格や性能の将来期待 ● 割引率とリスクに対する態度 ● 科学的知見の不足 ● 慣性力
社会的障壁	市場・政策の不在 <ul style="list-style-type: none"> ● 大規模な競争市場の不在 ● インフラ整備の不足 ● エネルギー政策（税）の影響 ● インセンティブの不一致 ● 新燃料の基準の不在 		

1.3. 既往のエネルギーモデルにおける燃料転換の障壁の扱い

それでは、気候変動対策の評価などで用いられているエネルギーモデルでは、1.2 で整理した燃料転換の障壁はどのように扱われているのだろうか。ここでは、代表的な既往のエネルギーモデルにおいて、1.2 で整理した燃料転換の障壁の内、どの障壁が考慮されているか、考慮されている場合どのようにモデル化しているか、について整理する。

エネルギーモデルにおける燃料選択およびエネルギー消費量の推計には大きく二通りの手法が存在する。一つはコスト最小化によりエネルギー消費量や利用するエネルギー種を選択するボトムアップ的手法、もう一つは価格弾力性によりエネルギー消費量や利用するエネルギー種を推計するトップダウン的手法である。気候変動対策の評価に用いられるエネルギーモデルは、大きく分けて、技術を詳細に記述したボトムアップ型モデル、エネルギー消費と経済との相互影響を評価可能なトップダウンモデル、および、両者の中間に位置するハイブリッドモデルの 3 種類に分類されるが^{21,22)}、燃料選択におけるボトムアップ的手法はボトムアップ型モデルで採用されることが多く、燃料選択におけるトップダウン的手法はトップダウン型モデル、および、ハイブリッド型モデルで採用されることが多い。

以下では、燃料選択の推計手法別に、各モデルにおける燃料転換の障壁の扱いについて整理する。

1.3.1. ボトムアップ的手法

(a) MARKAL²³⁾

MARKAL (MARKet ALlocation) モデルは、国際エネルギー機関 (International Energy Agency, IEA) の ETSAP (the Energy Technology Systems Analysis Programme) にて開発されているボトムアップ型のエネルギーモデルである。20 年以上にわたり開発が進められており、マクロ経済モデルと統合した MARKAL-MACRO など、関連するモデル群を含め 37 か国で使用されている。モデルでは、主に、エネルギー転換部門と最終消費部門の技術に焦点を当てており、解析期間内のエネルギーシステムに関わる総費用を最小化することを目的関数として将来の温室効果ガス排出量やエネルギー消費量を推計する。

モデル内では、いくつかの燃料転換の障壁が考慮されている。費用最小化型モデルの特性上、転換部門・最終消費部門の経済的障壁は明示的にモデル化されている。また、各一次エネルギーの年間消費量や各年に新規に導入可能な技術の容量の増加量は、成長率と呼ばれるパラメータでモデル化されているが、成長率は各エネルギー源や技術の特性や開発水準などを元に設定しているため、技術的障壁および社会的障壁をモデル化していると解釈できる。また、国ごと技術ごとの財政状況の違いなどから生じる投資行動の違いを反映するためにハードルレートと呼ばれる国別技術別の割引率を設定しているが、この値には、国ごと部門ごとの環境問題への関心の大きさの違いも暗に含まれているため、経済的障壁および情報的障壁をモデル化しているといえる。

(b) MESSAGE²⁴⁾

MESSAGE (Model for Energy Supply Systems And their General Environmental impact) モデルは、国際応用システム分析研究所 (International Institute for Applied Systems Analysis, IIASA) で開発されているボトムアップ型のエネルギーモデルである。モデルの成果は、気候変動に関する政府間パネル (IPCC) の報告書など多くのエネルギーシステム評価研究やシナリオ研究に利用されている。モデルの構造は MARKAL と同様、主に、エネルギー転換部門と最終消費部門に焦点を当て、解析期間内のエネルギーシステムに関わる総費用の最小化を目的関数として将来の温室効果ガス排出量やエネルギー消費量を推計する。

MARKAL と同様、費用最小化を目的関数としているため、焦点を当てている転換部門および最終消費部門の経済的障壁はモデルの特性上内包されている。MARKAL は一次エネルギー消費および新規導入技術の増加量を成長率により制約していたが、MESSAGE はこれらの減少量の上下限についても制約している。MARKAL 同様、これらの値は技術の特性や開発水準などを元に設定しているため、技術的障壁および社会的障壁をモデル化していると解釈できる。また、輸出入の増加量および減少量についても同様の制約を設けているが、上述した技術的障壁および情動的障壁に加えて、エネルギー安全保障等の社会的制約を暗に含んでいると考えられる。MARKAL で考慮されていたハードルレートについては言及されていない。

(c) AIM/Enduse [Global]²⁵⁾

AIM/Enduse [Global] (Asia-Pacific Integrated Assessment Model / Enduse model [Global]) モデルは、国立環境研究所 (National Institute for Environmental Studies, NIES) で開発されているボトムアップ型のエネルギーモデルである。MARKAL や MESSAGE と同様、エネルギー技術やサービス需要を詳細に扱っている点に特徴を有する。また、前出の 2 つのモデルと異なり、逐次動学最適化手法 (一年毎に最適解を導出する最適化計算を解析期間分繰り返す手法) を採用しているため、将来のエネルギー価格の高騰やサービス需要の増加を考慮しない“近視眼的な投資行動”を前提とした世界を想定している。

前出の 2 つのモデルと同様、費用最小化を目的関数としているため、転換部門および最終消費部門の経済的障壁はモデル内で扱われている。他方で、採掘部門の投資行動や資源賦存量の制約は考慮されていない。逐次動学最適化型モデルは最適化計算にあたり前後の解析年を参照しないため、成長率制約など異時点間の障壁は考慮することが難しい。各サービス需要に対する各エネルギー種のシェアの上下限は、比率制約により制約している。また、MARKAL 同様、ハードルレートによって、情動的障壁を考慮している。

1.3.2. トップダウン的手法

(a) IMAGE (TIMER)²⁶⁾

IMAGE (Integrated Model to Assess the Global Environment) モデルは、オランダ環

境評価庁（Netherlands Environmental Assessment Agency, PBL）で開発されている統合評価モデルのフレームワークである。エネルギーシステムモデル、土地利用モデル、大気海洋システムモデルを統合し、将来の温室効果ガス排出量、気候変動の影響、気候変動対策の評価などを行う。IMAGE のフレームワークでエネルギーシステムモデルとして開発されている TIMER（Targets IMage Energy Regional simulation model）モデルは、地域別の人口や国内総生産（GDP）を主要な入力条件として、パラメータ間の相互関係から将来のエネルギー消費量などを推計するシミュレーション型（システムダイナミクス型）モデルである。

TIMER モデルでは、将来の最終消費部門における燃料選択は、燃料別の供給費用、燃料種別のインフラの整備状況等を表すプレミアム係数と、燃料の代替弾力性によってモデル化されている。供給費用の計算には、初期費用、燃料費が考慮されているが、TIMER は一年毎のエネルギー消費量等を推計するシミュレーション型モデルであるため、長期的な投資回収行動などの経済的障壁は考慮できない。プレミアム係数や代替弾力性は、過去のデータの再現プロセスにより推計されており、社会的障壁、情動的障壁、技術的障壁を集約的にモデル化している。なお、MARKAL や MESSAGE は“家庭部門の暖房需要”や“産業部門の蒸気需要”など部門別サービス種別に技術を設定していたが、IMAGE は各部門に一つの技術を仮定しているため、障壁を具体的に解釈することが難しい。エネルギー転換部門における燃料選択は、最終消費部門と同様、発電種別の発電費用および発電種ごとの燃料間代替弾力性およびプレミアム係数により決定される。全ての障壁を考慮できるという長所がある一方、再生可能エネルギーの連系可能量など、過去のデータから計測することが困難な障壁は十分にモデル化できない。エネルギー採掘部門では、エネルギー採掘設備の容量、賦存量および設備投資費を明示的にモデル化しているため、これにより技術的障壁を考慮しているといえる。

(b) GCAM (ERB model) ²⁷⁾

GCAM (Global Change Assessment Model) モデルは、パシフィック・ノースウェスト国立研究所 (Pacific Northwest National Laboratory, PNNL) で開発されている統合評価モデルである。IMAGE モデルと同様、エネルギーシステムモデル、土地利用モデル、気候モデルを統合し、将来のエネルギーシステムの変化や農業・土地利用への影響、気候システムへの影響の分析などを目的としている。ERB モデル (Edmond-Reilly-Barnes model) は、GCAM の中でエネルギーシステムモデルとして活用されており、エネルギーの需要と供給の均衡過程を通じて、将来のエネルギー価格やエネルギー消費量、GDP などを推計する部分均衡モデルである。

ERB モデルは、一年毎に均衡解を求める逐次動学化型のモデルであるため、エネルギー機器の投資額を年価に換算して、発電コストなどを計算する。そのため、長期的な投資回収行動などの経済的障壁は考慮できない。情動的障壁や社会的障壁は、TIMER と同様、エネルギー種ごとの重み係数と代替弾力性を過去のデータから推計することでモデル化して

いる。なお、再生可能エネルギーの系統連系可能量については、上限を設定することにより考慮している。

(c) REMIND^{28,29)}

REMIND (REgional Model of INvestments and Development) モデルは、ドイツのポツダム気候変動研究所 (Potsdam Institute for Climate Impact Research, PIK) で開発されているハイブリッド型の統合評価モデルである。IMAGE や GCAM と同様、経済モデルとエネルギーモデルを中心に、気候モデルおよび土地利用モデルを統合して、将来の気候変動政策の評価を実施する。IMAGE や GCAM とは異なり、期間内の総効用の最大化を目的関数とする維持転換最適化型のモデルである。

REMIND では、燃料間の代替弾力性により燃料選択を行う。REMIND では最終消費部門として 3 つの部門を取り扱っているが、代替弾力性は部門毎に区別していない。そのため、技術的制約、情報制約、社会的制約はかなり集約化された値としてモデル化されている。エネルギー機器や発電設備の初期費用や寿命は明示的にモデル化されているため、長期的な投資回収行動のような経済的障壁は考慮されているといえる。採掘部門では、燃料の採掘費用がモデル化されているが、採掘設備の初期投資や寿命は考慮されていない。

(d) AIM/CGE [Global]³⁰⁾

AIM/CGE [Global] (Asia-Pacific Integrated Assessment Model / Computable general equilibrium model [Global]) モデルは、国立環境研究所 (National Institute for Environmental Studies, NIES) で開発されているトップダウン型のエネルギーモデルである。経済活動とエネルギー消費量、温室効果ガス排出量の各種データを応用一般均衡モデルで表現し、将来の温室効果ガス排出量、エネルギー消費量、および、経済活動への影響を推計する。簡易気候モデルや影響モデルとのリンクにより、温暖化のフィードバックを評価することもできる。

AIM/CGE [Global] は、REMIND と同様に燃料間の代替弾力性により燃料選択を行う。代替弾力性は、エネルギー転換部門と非エネルギー転換部門に分けて設定されている。情報制約および社会的制約は、代替弾力性により部分的にモデル化されている。AIM/CGE [Global] は逐次動学最適化型モデルであり、また、エネルギー機器の容量を明示的に考慮していないため、長期の投資回収計画などの経済的障壁は考慮できない。エネルギー転換部門および最終消費部門における技術的制約は、特定の燃料の消費量の比率に上限を課すことにより設定している。

1.3.3. 既往のエネルギーモデルにおける燃料転換の障壁の扱い—まとめ

モデルレビューの結果を表 1-3 にまとめた。モデルの構造の違い、モデルの技術分解能の違いなどにより、モデル毎に考慮している燃料転換の障壁は異なる。まず、表横方向 (部門別障壁種別) に着目すると、いずれのモデルでも、エネルギー資源の賦存量や単位エネルギーあたりの採掘費用は考慮しているが、採掘設備の容量や寿命を明示的に考慮してい

ないため、採掘部門における経済的障壁のモデル化が十分に行われていないことがわかる。また、転換部門における技術的障壁は、多くのモデルで、各エネルギー種が供給量に占める割合の上限を制約する“比率制約”により考慮されているが、大規模な再生可能エネルギーの導入事例が少なくパラメータの推計が難しいため、モデル開発者の仮定に基づきパラメータが設定されている点に課題が残る。

次に、表の縦方向に着目し、ボトムアップ手法とトップダウン手法を比較する。ボトムアップ手法では、転換部門と最終消費部門の投資回収計画や初期投資の障壁などの経済的障壁を明示的に扱っているほか、技術を詳細に扱うモデルの特性上、技術的制約や情報の制約、社会制約を個別の技術毎に設定可能である点も大きな特徴といえる。他方、詳細化により個別のパラメータの推計や妥当性の検証に多くの時間を必要とする点に課題が残る。トップダウン的手法を用いているモデルでは、価格弾力性により情報制約や社会的制約を考慮しているが、部門別など、ある程度集約化した対象ごとにパラメータを推計するため、推計が比較的容易な半面、多様なサービス種を有する部門（産業や民生）を集約化したパラメータで扱うことの是非には議論の余地が残る。

以上のレビューを通して、既往のエネルギーモデルではいくつかの燃料転換の障壁を十分に考慮できていないという課題が明らかとなった。特に、①採掘部門が十分にモデル化されておらず転換部門および最終消費部門のみで最適化が行われていること、②転換部門の主要な対策の一つである「再生可能エネルギー発電の導入」に伴う系統安定化策など技術的な制約が簡易的にモデル化されていること、またパラメータの根拠が示されていないこと、③最終消費部門の将来の技術の普及量を外生的に制約しているが定式化が適切でなく、またパラメータの根拠が示されていないこと、の三点が大きな課題と考えられる。①の課題では、採掘設備の寿命や設備投資費がモデル化されていないことにより、燃料の低炭素化により大きな影響を受けると予想される化石燃料採掘産業への影響が評価できないこと、エネルギー資源の消費側である転換部門および最終消費部門のみで最適化が行われていることにより、供給側を含めたエネルギーシステム全体での最適解を提示できないことが大きな問題である。②③は特に、パラメータの根拠が示されていないことが課題であり、この課題によりモデルの結果の妥当性の検証が困難となっている。

レビューしたエネルギーモデルを、燃料転換の制約のモデル化手法（ボトムアップ/トップダウン）、および、動学化手法（逐次動学/異時点間動学）により分類すると、表 1-4 のようになる。燃料転換のモデル化手法で比較すると、ボトムアップ的手法を採用したモデルの方が、燃料転換の障壁をより詳細に考慮することができる。また、動学化手法の観点では、異時点間動学型モデルは長期的な投資回収など異時点間の障壁が考慮可能であるため、燃料転換の障壁の分析に有用といえる。以上より、燃料転換の障壁を考慮したエネルギーモデルの構築には、異時点間動学最適化型ボトムアップモデルを用いることが適当といえる。

表 1-3 既往のエネルギーモデルにおける燃料転換の障壁の扱い

		MARKAL	MESSAGE	AIM/Enduse	TIMER	ERB model	REMIND	AIM/CGE
探掘	経済的障壁 (投資回収)	×	×	×	×	×	×	×
	経済的障壁 (初期投資)	×	×	×	初期費用 (年価)	×	×	×
	技術的障壁 (賦存量)	資源賦存量		×	資源賦存量			
	情動的障壁	ハードルレート	×	×	転換・最終消費部門との統合により考慮			
	社会的障壁	成長率	成長率	×				
転換	経済的障壁 (投資回収)	初期費用&燃料価格		初期費用 (年価) &燃料価格	×	×	初期費用& 燃料価格	×
	経済的障壁 (初期投資)	初期費用		初期費用 (年価)	初期費用 (年価)		初期費用	×
	技術的障壁 (RE 比率)	比率制約			△：プレミアム係数 &燃料間代替弾力性	比率制約		
	情動的障壁	ハードルレート	×	ハードルレート	プレミアム係数& 燃料間代替弾力性	重み係数& 燃料間代替弾力性	△：代替弾力性	
	社会的障壁	成長率	成長率	×				
最終消費	経済的障壁 (投資回収)	初期費用&燃料価格		初期費用 (年価) &燃料価格	×	×	初期費用& 燃料価格	×
	経済的障壁 (初期投資)	初期費用		初期費用 (年価)	初期費用 (年価)		初期費用	×
	技術的障壁 (燃料代替)	比率制約			プレミアム係数& 燃料間代替弾力性	重み係数& 燃料間代替弾力性	△：代替弾 力性	比率制約
	情動的障壁	ハードルレート	×	ハードルレート				△：代替 弾力性
	社会的障壁	成長率	成長率	×				

△：部分的に考慮している、×：考慮していない

表 1-4 エネルギーモデルの分類と特徴

	逐次動学	異時点間動学	燃料転換のモデル化の特徴
トップダウン 的手法	TIMER ERB model AIM/CGE[Global]	REMINd	集約化したパラメータ パラメータの推計が容易
ボトムアップ 的手法	AIM/Enduse[Global]	MARKAL MESSAGE	サービス別に考慮可能 パラメータの推計が困難
燃料転換のモ デル化の特徴	単年の投資行動を描 くため、長期の投資回 収は考慮できない	長期的な投資回収 など、異時点間の 障壁が考慮可能	

1.4. 研究の目的

本研究では 1.3.3 で言及した三つの課題の解決を目的として、燃料転換の障壁を考慮したエネルギーモデルの開発を行う。具体的には、まず、①採掘部門が十分にモデル化されておらず転換部門および最終消費部門のみで最適化が行われているという課題の解決を目指して、採掘部門の設備容量や機器の寿命を明示的に考慮可能なモデルを開発する。次に、②再生可能エネルギー発電の導入に伴う系統安定化策など技術的な制約が簡易的にモデル化されているという課題の解決を目指して、電力部門に焦点を当てた詳細なモデルを用いて、再生可能エネルギー発電の導入量と出力変動対策の実施量の関係を定量的に評価する。さらに、③最終消費部門の将来の技術の普及量を外生的に制約しているが定式化が適切でなく、またパラメータの根拠が十分でないという課題の解決を目指して、統計データを用いた最終消費部門の燃料転換のパラメータの推計、および、これを適用可能な制約式の導出を行う。これらにより、エネルギーモデルの結果の説明力および透明性を向上することを目指す。さらに、説明力、透明性を高めたモデルを用いて、将来の温室効果ガス排出目標を達成可能な排出経路およびエネルギー構成を提示する。

1.5. 本論文の構成

本論文の構成を図 1-2 に示す。本論文は、全 7 章で構成されている。2 章では、既往の動学最適化モデルにおける障壁の扱いの現状と、これを踏まえて本研究で構築したモデルについて述べる。3 章では、既往のモデルで扱われていなかった燃料転換の障壁の内、採掘部門における燃料転換の障壁に着目し、採掘部門での経済要因による障壁、物理要因による障壁を考慮したエネルギー資源モデルを開発する。また、開発したエネルギー資源モデルと 2 章で構築したエネルギーモデルを統合することで、採掘部門における燃料転換の障壁が将来のエネルギー構成、二酸化炭素（CO₂）排出経路に与える影響を分析する。4 章では、転換部門の内、特に発電部門における燃料転換の障壁に着目し、これを考慮可能なモデルを用いて、再生可能エネルギー発電の間欠性、地域性など技術的要因による導入の障

壁とその影響を分析する。具体的には、日本を対象にした多地域電源計画モデルを、地域ごとの再生可能エネルギー発電の特性や発電量の時間変化を考慮可能な形式に拡張し、これを用いて再生可能エネルギー発電の導入の障壁を定量的に評価する。5章では、既往のモデルで外生的に扱われていた燃料転換の障壁の内、最終消費部門における心理的障壁、技術的障壁に着目する。既往モデルでは外生的な変数により上記の障壁をモデル化しているが、各時点での燃料構成が考慮されないこと、パラメータの設定がモデル開発者に依存していることが課題であった。そこで、内生変数を考慮可能な制約式による燃料転換のモデル化および過去のデータを元にした燃料転換のパラメータの推計を行い、上記した既往のモデル化手法を改善する。6章では、3~5章で取り上げた障壁を2章のモデルに適用し、本研究で考慮した障壁による将来のエネルギー構成、CO₂排出経路への影響を定量的に示す。最後に7章で、本研究により得られた成果および今後の展望を述べる。

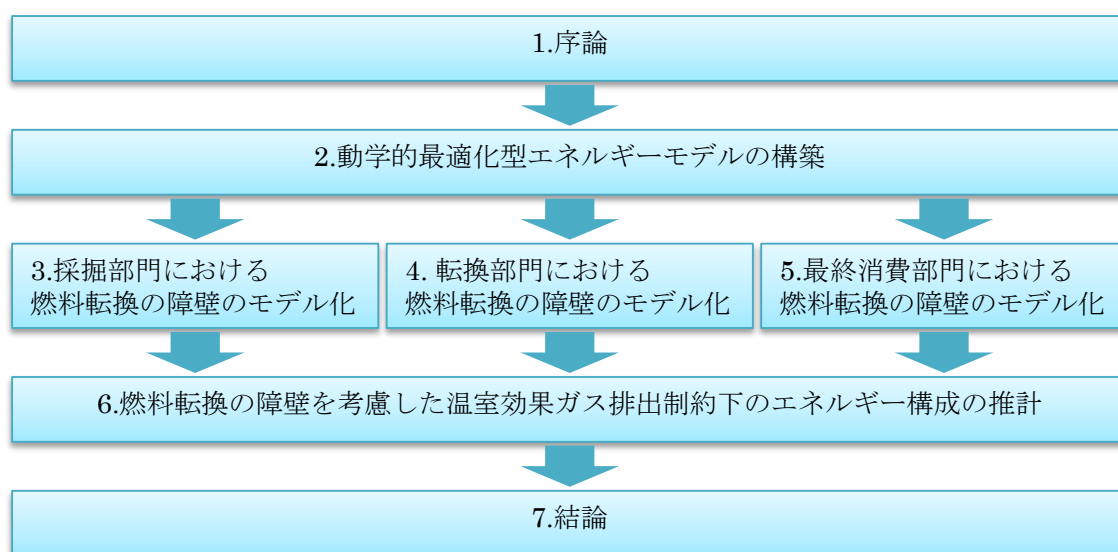


図 1-2 本論文の構成

1.6. 参考文献

- 1) Decision 1/CP.16, The Cancun Agreements: Outcome of the work of the Ad. Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention, (2010), UNFCCC/CP/2010/ Add. 1, paragraph 4.
- 2) G8 Leaders Declaration: Responsible Leadership for a Sustainable Future, (2009), paragraph 65.
- 3) Decision 1/CP.16, The Cancun Agreements: Outcome of the work of the Ad. Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention, (2010), UNFCCC/CP/2010/ Add. 1, paragraph 37.
- 4) Decision 1/CP.16, The Cancun Agreements: Outcome of the work of the Ad. Hoc

- Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention, (2010), UNFCCC/CP/2010/ Add. 1, paragraph 45.
- 5) Decision 1/CP.16, The Cancun Agreements: Outcome of the work of the Ad. Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention, (2010), UNFCCC/CP/2010/ Add. 1, paragraph 48.
 - 6) Decision 1/CP.16, The Cancun Agreements: Outcome of the work of the Ad. Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention, (2010), UNFCCC/CP/2010/ Add. 1, paragraph 50.
 - 7) A. Janetos ; (2009), Science Challenges and Future Directions: Climate Change Integrated Assessment Research
 - 8) 山地憲治 ; (1998), エネルギー・環境政策におけるシミュレーションモデルの役割, 電気学会論文誌 C, 118C-10, 1399-1402.
 - 9) International Energy Agency; (2010), Energy Technology Perspective 2010, 706, OECD/IEA, Paris.
 - 10) International Institute for Applied Systems Analysis; (2012), Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future, 1865, Cambridge University Press, Cambridge.
 - 11) V. Smil; (2010), Energy Transitions: History, Requirements, Prospects, 178, Praeger Pub.
 - 12) A. Grübler; (2003), Technology and Global Change, Cambridge, 464, Cambridge University Press, Cambridge.
 - 13) 環境省中央環境審議会地球環境部会 ; (2008), 低炭素社会作りに向けて ～ライフスタイル・社会資本・環境エネルギー技術のイノベーション～,
http://www.env.go.jp/press/file_view.php?serial=11194&hou_id=9564. (参照 2013.11.16)
 - 14) 杉山伸也, 牛島利明 ; (2012), 日本石炭産業の衰退 戦後北海道における企業と地域, 311, 慶應義塾大学出版会.
 - 15) 入江友一, 神田啓治 ; (2002), エネルギー安全保障概念の構築と施策の体系化, エネルギー・資源, 23-4, 230-235.
 - 16) P. Stoneman; (2001), the Economics of Technological Diffusion, 328, Wiley-Blackwell.
 - 17) 藤井美文, 松川勇, 真殿誠志 ; (1991)我が国製造業のエネルギー代替に対する価格, 非価格要因の影響分析, 電力中央研究所研究報告書, Y90014, 24.
 - 18) 加治木紳哉, 今中健雄, 木村宰 ; (2010)我が国のセメント工業における省エネルギーの歴史, 電力中央研究所研究報告書, Y09021, , 40.
 - 19) T. Steenberghen, E. López; (2008), Overcoming barriers to the implementation of

- alternative fuels for road transport in Europe, *Journal of Cleaner Production*, 16-5 577-590.
- 20) R. J. Elias and D. G. Victor; (2005), *Energy Transitions in Developing Countries: a Review of Concepts and Literature*, Program on Energy and Sustainable Development Working Paper #40, 33.
 - 21) Intergovernmental Panel on Climate Change; (2001), 7.6.3 Top-down and Bottom-up Models, IPCC Third Assessment Report Working Group III: Mitigation, <http://www.ipcc.ch/ipccreports/tar/wg3/index.php?idp=310> (Accessed 2013/11/11)
 - 22) J.C. Hourcade, M. Jaccard, C. Bataille, and F. Gherzi; (2006) , *Hybrid Modeling: New Answers to Old Challenges Introduction to the Special Issue of The Energy Journal*, *Energy Journal Special Issue #2*, 1-12
 - 23) R. Loulou, G. Goldstein and Noble K; (2004), *Documentation for the MARKAL Family of Models*, International Energy Agency.
 - 24) International Institute for Applied Systems Analysis, (2001), *Model MESSAGE Command Line User Manual*, International Institute for Applied System Analysis.
 - 25) M. Kainuma, Y. Matsuoka, T. Morita (Eds.); (2003), *Climate Policy Assessment: Asia-Pacific Integrated Modeling*, 402, Springer.
 - 26) B. de Vries, D. P. van Vuuren, M. den Elzen and M. Janssen; (2001), *The Targets Image Energy Regional (TIMER) Model Technical Documentation*, National Institute of Public Health and the Environment (RIVM), Bilthoven.
 - 27) AL Bankert, SH Kim, AJ Smith, and HM Pitcher; (2003), *Model Documentation for the MiniCAM*, the Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washington.
 - 28) G. Luderer, M. Leimbach, N. Bauer, E. Kriegler, T. Aboumahboub, T. A. Curras, L. Baumstark, C. Bertram, A. Giannousakis, J. Hilaire, D. Klein, I. Mouratiadou, R. Pietzcker, F. Piontek, N. Roming, A. Schultes, V. J. Schwanitz, J. Strefler; (2013), *Description of the REMIND model (Version 1.5)*, Potsdam Institute for Climate Impact Research , Potsdam.
 - 29) N. Bauer, L. Baumstark, M. Haller, M. Leimbach, G. Luderer, M. Lueken, R. Pietzcker, J. Strefler, S. Ludig, A. Koerner, A. Giannousakis, D. Klein; (2011), *REMIND: The equations*, Potsdam Institute for Climate Impact Research , Potsdam.
 - 30) S. Fujimori, T. Masui, and Y. Matsuoka, (2012), *AIM/CGE [basic] manual*, working paper, National Institute for Environmental Studies, Tsukuba.

2. 動学最適化型エネルギーモデルの構築

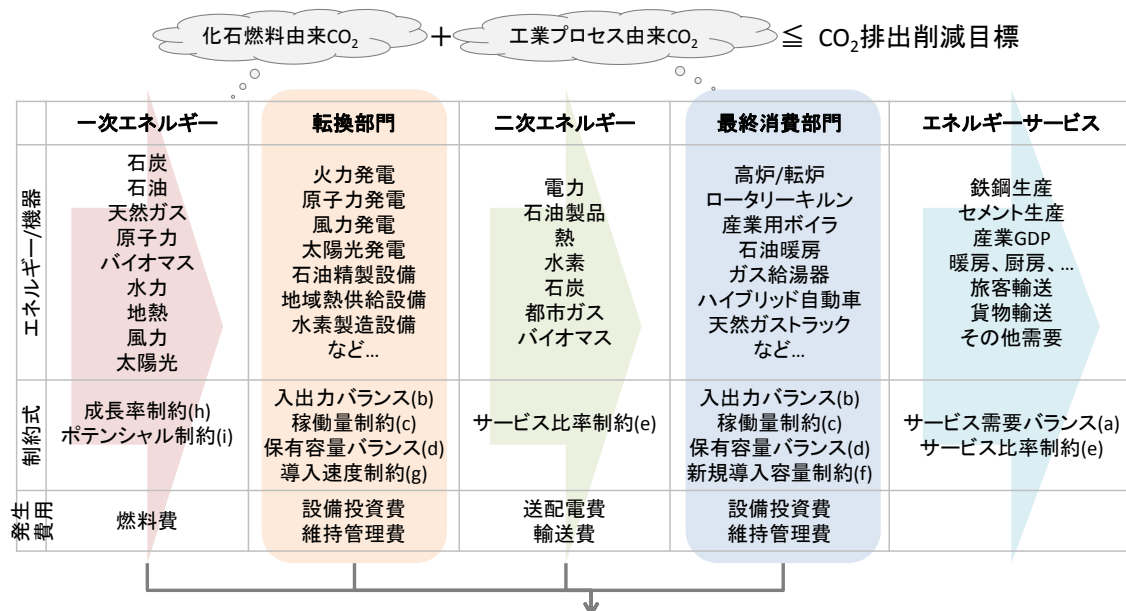
2.1. はじめに

前章では、エネルギーシステムにおける燃料転換の障壁、および、既往のエネルギーモデルにおける燃料転換の障壁の扱いを整理し、既往のエネルギーモデルにおける燃料転換の障壁の扱いの課題の解決を目指すという本研究の目的を示した。本章では、既往モデルと同様の燃料転換の障壁のモデル化手法を採用した世界エネルギーモデルを構築し、その推計結果から既往の手法が抱える課題を再整理する。

2.2. 既往の燃料転換のモデル化手法を用いた動学最適化型エネルギーモデルの構築

2.2.1. 世界エネルギーモデルの概要

本章では表 1-3 で整理した既往モデルで採用されている燃料転換の障壁のモデル化のうち、ボトムアップ的手法を採用した世界エネルギーモデルを構築する。具体的には、国立環境研究所の AIM/Enduse[Global]¹⁾に対し、既往モデルの燃料転換のモデル化手法を適用する。なお、AIM/Enduse[Global]は一年毎の最適化計算を繰り返す逐次動学最適化型モデルであるため、AIM/Backcast[Japan]²⁾の動学最適化の考え方を適用し、異時点間動学最適化型モデルへと変更している。開発したモデルの概念図を図 2-1 に示す。このモデルは、与えられたサービス需要制約や CO₂ 制約の下での技術の導入量、CO₂ 排出経路を最適化計算により推計する異時点間動学最適化型ボトムアップモデルである。主要な CO₂ 排出国を中心に、世界を 32 地域に分割し（表 2-1、詳細な定義は付録 A を参照されたい）、地域ごとに CO₂ の排出部門として産業部門（鉄鋼、窯業、その他産業）、民生部門（業務、家庭）、運輸部門（旅客、貨物）、その他部門、転換部門（発電、熱供給、水素供給、石油精製）、及び、非エネルギー部門（農畜産業、フロンガス、林業・土地利用）を想定している。モデルは、与えられた CO₂ 排出制約やサービス需要を満たしつつ、全期間の総費用最小化を目的として、技術の導入量、エネルギー構成、CO₂ 排出経路を推計する。



目的関数: システム内総費用 = 設備投資費 + 維持管理費 + 燃料費 + その他費用 ⇒ 最小化

図 2-1 2章で使用する世界エネルギーモデルの概念図

(図中カッコ内のアルファベットは 2.2.2 の制約式の説明と対応している)

表 2-1 世界エネルギーモデルの地域区分

JPN	日本	CAN	カナダ
CHN	中国	USA	米国
IND	インド	XE15	EU (西欧 15 各国)
IDN	インドネシア	XE10	EU (東欧 10 各国)
KOR	韓国	XE2	EU (東欧 2 各国)
THA	タイ	TUR	トルコ
MYS	マレーシア	XEWI	その他西欧 (Annex I 国)
VNM	ベトナム	XEEI	その他東欧 (Annex I 国)
XSE	その他東南アジア	XENI	その他欧州
XSA	その他南アジア	RUS	ロシア
XEA	その他東アジア	MEX	メキシコ
XCS	中央アジア	ARG	アルゼンチン
XME	中東	BRA	ブラジル
AUS	オーストラリア	XLM	その他中南米
NZL	ニュージーランド	ZAF	南アフリカ
XOC	その他オセアニア	XAF	その他アメリカ

2.2.2. 制約式、目的関数

主な制約式を以下に示す。(a)から(d)は機器の稼働率やサービス需要バランスなどエネルギーのバランスや機器の稼働量に関わる制約、(e)から(i)は燃料転換の障壁に関わる制約、(j)と(k)は CO₂ 排出量に関わる制約、(l)は目的関数である。なお、大文字はモデルにより推計される決定変数、小文字はモデルに外生的に与える入力変数を表す。

(a) サービス需要バランス式

各機器より出力されるサービス供給により、外生的に与えるサービス需要量を満たすよう制約した。

$$\sum_m SRV_{r,m,j,t} = sdm_{r,j,t} \quad (1)$$

ここで、 r は地域、 m は機器種、 j はサービス種、 t は解析期、 SRV はサービス供給量、 sdm はサービス需要量を表す。

(b) 入出力バランス式

転換部門および最終消費部門における機器の係数（入出力の効率）により、機器へのエネルギーの入力、および、機器からのサービスの出力を制約した。

$$SRV_{r,m,j,t} = uout_{r,j,m} \times OPE_{r,m,t} \quad (2)$$

$$ENE_{r,m,k,t} = uin_{r,k,m} \times OPE_{r,m,t} \quad (3)$$

ここで、 r は地域、 j はサービス種、 m は機器種、 t は解析期、 $uout$ は単位稼働量あたりのサービス供給量、 uin は単位稼働量あたりのエネルギー消費量、 OPE は機器 m の年間の稼働量、 SRV はサービス供給量、 ENE はエネルギー消費量を表す。

(c) 稼働量制約式

転換部門および最終消費部門における機器の保有容量により、機器の稼働量を制約した。

$$OPE_{r,m,t} \leq cf_{r,m} \times CAP_{r,m,t} \quad (4)$$

ここで、 r は地域、 m は機器種、 t は解析期、 CAP は機器 m の保有容量、 cf は年間設備利用率の上限を表す。

(d) 保有容量バランス式

転換部門および最終消費部門における機器の保有容量の計算に当たり、機器の寿命を明示的に考慮した。解析期間中に新規に導入される機器は、寿命年経過後に全量が廃棄されることを仮定する Delay モデル³⁾に従うよう設定した（式 7）。解析開始年以前に導入されていた機器の容量は、解析期間中の廃棄量も含め、外生的に与えた。

$$CAP_{r,m,t} = CAP_s_{r,m,t} + cap0_{r,m,t} \quad (5)$$

$$CAP_s_{r,m,t} = CAP_s_{r,m,t-1} + CAP_d_{r,m,t} \times dt + CAP_f_{r,m,t} \times dt \quad (6)$$

$$CAP_d_{r,m,t} = CAP_f_{r,m,t-y_m} \quad (7)$$

ここで、 r は地域、 m は機器種、 t は解析期、 CAP は機器 m の保有容量、 CAP_s は解析期間中に新規に導入された機器 m の保有容量、 CAP_d は機器 m の年間の廃棄容量、 CAP_f は機器 m の年間の新規導入容量、 $cap0$ は解析開始年以前に導入されていた機器の容量（寿

命経過による廃棄を含む)、 dt は解析期 1 期の年数 (5 年)、 y_m は機器 m の寿命を表す。

(e) サービス比率、サービス量制約式 (社会・技術的障壁)

最終消費部門における各機器から供給されるサービスの比率は、地域ごとの燃料の利用可能性、経済発展度合、環境規制の程度などに依存している。また、鉄鋼製造における還元プロセスでのコークス利用のように、製造プロセスの特性により、他の燃料種への代替が難しいエネルギーサービスも存在している。これらを踏まえ、式 8 のようにある機器 m により供給されるサービス j が、サービス j の供給量全体に占める比率に上下限を設けることで上述した障壁をモデル化した。

また、転換部門における変動性の再生可能エネルギー発電の比率は、送配電網の柔軟性、地域間連系線の容量、火力発電や蓄電池など変動を調整可能な電源の容量や応答速度、需要側の対策の可否など、多様な要因に影響を受ける。そこで、式 8 により変動性再生可能エネルギー発電の比率に上限を与えることで、系統に接続可能な変動性再生可能エネルギーの比率を制約した。

また、転換部門において、水力発電、地熱発電、および、原子力発電については、モデルが想定する費用最小化の枠組みではなく、エネルギー政策や社会受容性に大きく依存して導入量が決定される傾向がある。そこで、式 9 のように各解析期に各発電方式が供給可能なサービス量に上下限を設定した。

$$srvmin_shr_{r,m,j,t} \times \sum_{m'} SRV_{r,m',j,t} \leq SRV_{r,m,j,t} \leq srvmax_shr_{r,m,j,t} \times \sum_{m'} SRV_{r,m',j,t} \quad (8)$$

$$srvmin_abs_{r,m,j,t} \leq \sum_m SRV_{r,m,j,t} \leq srvmax_abs_{r,m,j,t} \quad (9)$$

ここで、 r は地域、 m 機器種 (m' はサービス j を供給する機器の集合)、 j はサービス種、 t は解析期、 SRV はサービス供給量、 $srvmin_shr/srvmax_shr$ は機器 m がサービス j の供給量に占める比率の下限/上限、 $srvmin_abs/srvmax_abs$ は機器 m が供給可能なサービス j の下限/上限を表す。

類似する制約式は、MARKAL⁴⁾、MESSAGE⁵⁾、ERB model⁶⁾、REMIND⁷⁾、AIM/CGE[Global]⁸⁾など多くのモデルで採用されている。

(f) 新規導入容量制約 (社会・技術的障壁)

新たなエネルギー機器の導入は、エネルギー価格の不確実性、機器の生産設備の容量などが障壁となり、緩やかに進む傾向がある。既存のボトムアップ型エネルギーモデルでは、後述する一次エネルギー成長率制約 (式 15) のような定式化で、各機器の導入量についてモデル化している。しかし、既存のモデルで用いられている各機器の成長率パラメータは一般に公開されておらず、また、推計方法も公開されていない。そのため、本モデルでは、サービス需要量と機器の寿命により設定した機器の成長量 (機器の容量の増加量) を制約することで、エネルギー機器の成長率制約の代替とした。以下の式 10 と、式 5、式 6 により、エネルギー機器の成長量が制約できる。

$$CAP_f_{r,m,t} \leq cap_f_max_{r,m,t} \quad (10)$$

ただし、機器の成長量は、市場（サービス需要量）が成長している場合と成長していない場合に場合分けして、以下のように設定した。

市場が成長していない場合（ $sdm_{r,j,t} \leq sdm_{r,j,t-1}$ ）は、機器の成長量は「機器の買替サイクルが機器の寿命と一致する」ことを前提とした理論的な買替容量（理論買替容量）¹により設定した。成熟した市場では極端な需要の増加が起こりにくいため、機器の生産設備を極端に拡張すると大量の遊休設備が生じる可能性がある。他方、機器の生産設備の容量を前述の理論買替容量と等しくなるよう設定した場合は、毎年、同量の機器の生産を継続でき、遊休生産設備が生じない。理論買替容量による機器の成長率の制約は、このような「機器の生産設備容量」に関連する障壁をモデル化している。

$$cap_f_max_{r,m,t} = \frac{cap_max_{r,m,t-1}}{y_m} = \frac{sdm_{r,j,t-1}}{y_m \times cf_{r,m} \times uout_{r,j,m}} \quad (11)$$

市場が成長している場合（ $sdm_{r,j,t} > sdm_{r,j,t-1}$ ）は、機器の成長量は理論買替容量（第一項）、および、成長需要に向けた容量（第二項）により設定した。

$$\begin{aligned} cap_f_max_{r,m,t} &= \frac{cap_max_{r,m,t-1}}{y_m} + \frac{cap_max_{r,m,t} - cap_max_{r,m,t-1}}{dt} \\ &= \frac{sdm_{r,j,t-1}}{y_m \times cf_{r,m} \times uout_{r,j,m}} + \frac{sdm_{r,j,t} - sdm_{r,j,t-1}}{dt \times cf_{r,m} \times uout_{r,j,m}} \end{aligned} \quad (12)$$

ここで、 r は地域、 j はサービス種、 m は機器種、 t は解析期、 CAP_f は機器 m の年間の新規導入容量、 cap_f_max は機器 m の最大成長量、 cap_max は理論上の最大導入量、 sdm はサービス需要量、 y は機器 m の寿命、 cf は年間最大稼働率、 $uout$ は単位稼働量当たりのサービス供給量を表す。

(g) 導入速度制約（社会・技術的障壁）

二酸化炭素回収貯留技術（Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS）や再生可能エネルギー機器の導入速度は、将来の排出経路を決定する非常に重要な要因となる。これらの技術の想定次第で、気候変動対策費用や排出経路の実現可能性が大きく変化することは、国際モデル比較プロジェクト等で指摘されている⁹⁾。他方、これらの技術の将来の導入速度は、社会受容性や、エネルギー政策、技術革新の速度など、予測が困難な多様な要因に影響を受けているため、モデル内で内生的に扱うことには限界がある。そこで、本モデルでは、これらの技術の導入速度は以下のように外生的に与えた。

まず、CCS については、1 期ごとの CCS 実施量の増加量に上限を設定した。

$$\sum_{r,m} CCS_{r,m,t} \leq \sum_{r,m} CCS_{r,m,t-1} + ccs_addlim \quad (13)$$

¹ 理論買替容量は、市場の潜在的な保有容量 cap_max を機器の寿命で除すことにより求めた。なお、市場の潜在的な保有容量 cap_max は、サービス量を機器の出力効率で除すことにより算出した容量で、「与えられたサービス需要を満たせる最低限の保有容量」を意味する。

ここで、 r は地域、 m は機器、 k はエネルギー、 t は解析期、 CCS は CCS 実施量、 ccs_addlim は CCS 実施量の増加量の上限を表す。

再生可能エネルギーの内、特に大規模な導入が予想される太陽光発電（PV）および風力発電（WT）については、1 解析期ごとの新規導入量の増加量に上限を設定した。言い換えれば、太陽光発電、風力発電の生産設備の拡張量に上限を課している想定になる。

$$\sum_{r,vre} CAP_{f,r,vre,t} \leq \sum_{r,vre} CAP_{f,r,vre,t} + vre_addlim_{vre} \quad (14)$$

ここで、 r は地域、 m は機器、 t は解析期、 CAP_f は機器 m の年間の新規導入容量、 vre は m の部分集合で上記制約を課す機器の種類（太陽光発電、風力発電）、 vre_addlim は機器 vre の新規導入量の増加量の上限を表す。

上述した制約式は、解析期をまたぐ動学的な制約であり、転換部門における成長率制約の一種と解釈できる。成長率制約は、MARKAL⁴⁾や MESSAGE⁵⁾などボトムアップ型のモデルで採用されている。

(h) 一次エネルギー成長率制約（社会・技術的障壁）

1 章で伝統的バイオマスから石炭への燃料転換を例にして言及したように、一次エネルギーの供給量は、将来の需要や価格の不確実性、インフラの整備速度などが障壁となり、緩やかに増減する。既存のボトムアップ型エネルギーモデル^{4,5)}で用いられている成長率制約により、上述した障壁をモデル化した。

$$\sum_{r,m} ENE_{r,m,k,t+1} \leq g_rate_k \times \sum_{r,m} ENE_{r,m,k,t} \quad (15)$$

ここで、 r は地域、 m は機器種、 k はエネルギー種、 t は解析期、 ENE はエネルギー消費量、 $grate$ はエネルギー種 k の成長率を表す。

(i) ポテンシャル制約式（技術的障壁）

土地利用や資源量の制約により、一年間に利用可能なバイオマスの資源量には限りがある。また、風力や太陽光のように自然条件によって得られるエネルギー量が変化するエネルギー源の場合には、発電に適した土地の利用可能性によって、年間に得られるエネルギー量が制約される。このようなエネルギー源のポテンシャルによる年間エネルギー量の上限を考慮するため、以下の式によりポテンシャル制約を行った。

$$\sum_{r,m} ENE_{r,m,k,t} \leq enemax_{r,k,t} \quad (16)$$

ここで、 r は地域、 k はエネルギー、 m は機器、 t は解析期、 ENE はエネルギー消費量、 $enemax$ は年間のエネルギー利用可能量上限を表す。

(j) CO₂ 排出量バランス式

エネルギー消費に伴う CO₂ 排出と共に、機器の稼働に伴い排出される CO₂（セメント製造時の石灰石の分解に伴う CO₂ 排出）についても考慮した。

$$EMS_{r,g,t} = \sum_{m,k} (emf_{g,k} \times ENE_{r,m,k,t}) + \sum_m (emf0_{r,g,m,t} \times OPE_{r,m,t}) \quad (17)$$

ここで、 r は地域、 k はエネルギー、 m は機器、 g は GHG 種、 t は解析期、 EMS は CO_2 排出量、 ENE はエネルギー消費量、 OPE は機器 m の年間稼働量、 emf はエネルギーあたりの CO_2 排出量、 $emf0$ は稼働量あたりの CO_2 排出量を表す。

(k) CO_2 排出量制約式

CO_2 排出削減シナリオの検討のため、 CO_2 排出量に上限を設定した。

$$\sum_{r,g} EMS_{r,g,t} - \sum_m CCS_{r,m,t} \leq emsmax_t \quad (18)$$

ここで、 r は地域、 g は GHG 種、 t は解析期、 EMS は CO_2 排出量、 $emsmax$ は CO_2 排出量上限を表す。

(l) 目的関数：総費用最小化（経済的障壁、情報的障壁）

目的関数（総費用最小化）

モデルは解析期間内の割引後総コストの最小化を目的として最適化計算を行う。

$$TC = \sum_{t=1}^{tl} \left\{ \frac{1}{(1 + intr)^t} \times \sum_{r,m} (INV_{r,m,t} + O\&M_{r,m,t} + VAR_{r,m,t}) \right\} \quad (19)$$

$$INV_{r,m,t} = uinv_{r,m,t} \times CAP_{r,m,t} \quad (20)$$

$$O\&M_{r,m,t} = uo\&m_{r,m,t} \times OPE_{r,m,t} \quad (21)$$

$$VAR_{r,m,t} = \sum_{k \in k_m} uvar_{r,k,t} \times ENE_{r,k,t} \quad (22)$$

ここで、 r は地域、 m は機器、 k はエネルギー種（ k_m は機器 m で使用されるエネルギー種）、 t は解析期（ tl は解析最終期）、 TC は解析期間総費用、 INV は投資費用、 CAP は機器の保有容量、 $O\&M$ は維持管理費、 OPE は機器 m の年間稼働量、 VAR は燃料費、 ENE はエネルギー消費量、 $intr$ は時間割引率(5%)、 $uinv$ は導入設備容量あたりの投資費（年価値換算）、 $uo\&m$ は稼働量あたりの維持管理費、 $uvar$ はエネルギーあたりの燃料費を表す。

なお、年価値換算した設備投資費 $uinv$ は、部門別機器別に設定した主観割引率（ハードルレート） hr 、機器の寿命 y 、および、設備投資費 inv を用いて、以下の式により求める。

$$uinv_{r,m,t} = \frac{hr_m \times (1 + hr_m)^{y_m}}{(1 + hr_m)^{y_m} - 1} \times inv_{r,m,t} \quad (23)$$

主観割引率は部門・機器毎に異なる基準利回り（投資案件に最低限求められる収益率）を意味する。主観割引率は、設備投資にかかった費用だけでなく、需要の不確実性など将来のリスクを考慮したプレミアムを含めて設定されているため、主観割引率を用いることにより情報的障壁をモデル化できる¹⁰⁾。本研究では、AIM/Enduse[Global]¹⁾で設定された主観割引率を使用した。このような情報的障壁のモデル化は、AIM/Enduse[Globa]¹⁾や MARKAL⁴⁾などのボトムアップ型エネルギーモデルで採用されている。

2.2.3. 計算の前提条件

解析は 2005 年から 2070 年までを 1 期 5 年毎の 14 期間に分割して行った。モデルの終端効果²を考慮して、結果の分析は 2050 年までの結果を使用した。モデルの定式化には最適化計算用ソフト GAMS (The General Algebraic Modeling System) を使用し、最適化用ソルバーの CPLEX により最適化計算を行った。

本研究では、低炭素社会の構築を目的とした燃料転換を実施する際に生じる障壁と、障壁が燃料転換の速度に与える影響を評価することを目的としているため、将来の CO₂ 排出量の削減を所与の制約条件として分析を行う。具体的には、主要経済国首脳会議で言及された“2050 年の世界の温室効果ガス排出量を半減すること”¹¹⁾を踏まえて、「2050 年の世界全体の CO₂ 排出量を 2005 年比で半減にすること」を制約として設定した。なお、一般的なシナリオ分析研究でベースケースとして示される“特定の排出削減制約を課さないケース”の分析結果は、付録 B を参照されたい。将来のサービス需要量および機器の技術データ、燃料費は AIM/Enduse[Global]¹⁾のデータベースを用いた。また、導入速度制約のパラメータは、既往の報告書や過去の実績値をもとに以下のように設定した。

(a) 再生可能エネルギー発電比率の上限 (式 8)

AIM/Enduse[Global]¹⁾のデータベースをもとに、太陽光発電、風力発電の導入比率の上限を設定した。具体的には、蓄電池なし太陽光および風力発電の発電量が地域の総発電量に占める比率の上限を 20%とし、蓄電池なし太陽光、風力、および、蓄電池併設型太陽光、風力発電の発電量が地域の総発電量に占める割合の上限を 50%とした。

(b) 水力・地熱・原子力発電の発電量上限 (式 9)

水力発電、地熱発電、および、原子力発電の発電量は、AIM/Enduse[Global]¹⁾のデータベースを基に設定した。なお、AIM/Enduse[Global]では、水力発電、地熱発電の発電量は、IEA の WEO2009¹²⁾の baseline scenario および ETP2010¹³⁾の Blue map scenario をもとに設定している。原子力発電の発電量は、World Nuclear Association¹⁴⁾のデータベースより、建設中、計画中、提案済みの発電所が建設されると想定し、設定している。

(c) CCS 実施の増加量の上限 (式 13)

IEA の ETP2010¹³⁾の Blue Map Scenario の CCS 実施量の推移をもとに、1 期 (5 年) 毎の伸び量の上限を世界全体で 2Gt と想定した。

(d) 太陽光発電、風力発電の新規導入量の増加量の上限 (式 14)

太陽光発電については、2012 年までの実績値および欧州太陽光発電産業協会の市場予測

² 異時点間最適化型モデルでは、対象期間内のみのシステム費用を考慮するために、最終解析期近くの解析期において、最終解析期以降のエネルギー需給を考慮することができない。そのため、最終解析期以降のエネルギーシステムを無視した非現実的な投資決定を行うことがある。本研究の場合、2065 年や 2070 年の投資決定をする際に、2071 年以降のエネルギー需給が考慮できない。これは“終端効果 (end effect)”と呼ばれている。終端効果の影響を回避する方法としては、主に、最終解析期近くの結果を分析対象から外すという対応が採られており、本研究でもこの手法を採用した。

¹⁵⁾をもとに、1期（5年）毎の新規導入量の伸びの上限を世界全体で 25GW と想定した。

風力発電については、2012 年までの実績値および世界風力会議の市場予測 ^{16,17)}をもとに、1期（5年）毎の新規導入量の伸びの上限を世界全体で 25GW と想定した。

(e) 一次エネルギー成長率（式 15）

世界全体の石炭、石油、天然ガス、バイオマス消費量の 1期（5年）経過毎の変化率に制約を設けた。具体的には、1971～2008 年の一次エネルギー消費の伸び率が最も大きかったガスの 5 年間の伸び率の平均値を基に 1.16/5yr とした ^{18,19)}。

以上に示した(a)～(e)のパラメータは、特に、将来の発電部門の電源構成に大きく関わるパラメータで、推計結果に大きな影響を与えうる。他方で、これらのパラメータは、各国の政治情勢や技術の社会受容性、技術進展の速度など、仮定する将来像に大きく依存するきわめて不確実性の高いパラメータである。このような仮定する将来像に起因する不確実性は、モデルの構造の外に存在する課題といえる。将来シナリオの検討の際には、複数のパラメータ想定の下での感度分析やシナリオ分析などにより、これらの不確実性の幅を示すことが望ましいが、本研究は、将来の不確実性の下でのシナリオの検討ではなく、既往モデルが内包する課題の解決を目指す研究であるため、上記パラメータの不確実性のようなモデル構造の外に存在する課題を扱うことで、むしろ研究の焦点が不明確になる恐れがある。そのため、本研究では、これらのパラメータの不確実性の検討は研究の範囲外と考え、特に断りがない限りは、研究全体を通して、上述したパラメータを用いることとした。

なお、参考のため、上述のパラメータが将来の CO₂ 排出量の推計結果に与えうる影響を、定性的にではあるが、表 2-2 に示す。

表 2-2 想定したパラメータの変化による CO₂ 排出量の推計結果への影響

	特に影響する部門	特に影響する一次エネルギー	パラメータ増加による CO ₂ 排出量への影響
(a)再エネ発電比率上限	発電	太陽光、風力	化石燃料より安価に発電可能な再エネのポテンシャルが多い地域は排出量減少
(b)水力、地熱、原子力の上限	発電	水力、地熱、原子力	各発電方式が化石燃料より安価に発電可能な場合は排出量減少
(c)CCS の増加量の上限	発電、石油精製	石炭、石油、天然ガス	解析期後半での CCS の急激な増加が可能となるため、解析期中期の排出量増加
(d)太陽光、風力の新設量の増加量の上限	発電	太陽光、風力	解析期後半での急激な太陽光、風力の新設が可能となるため、解析期中期の排出量増加
(e)一次エネルギー成長率	発電、運輸	バイオマス	解析期後半での急激なバイオマス利用の増加が可能となるため、解析期中期の排出量増加

2.3. 既往の燃料転換のモデル化手法による推計結果

前節で説明したモデルとシナリオを用いて、既往のアプローチに基づくモデル計算を行い、将来の CO₂ 排出経路を推計した。

推計結果を図 2-2 に示す。2030 年頃にピークを迎えたのち、2045 年までは緩やかに対策を進め、最終期に急激な削減を行う経路が費用最小解として導出された。燃料転換の障壁の視点からこの結果を解釈しようとする、大きく以下の 4 つの見解に分かれる。

- ① 考慮できていない燃料転換の障壁があるため、モデルの結果が妥当ではない。
- ② 燃料転換の障壁は考慮しているが、制約式が適切に燃料転換の障壁を表現できていないため、モデルの結果が妥当ではない。
- ③ 燃料転換の障壁は考慮しているが、パラメータが適切に燃料転換の障壁を表現できていないため、モデルの結果が妥当ではない。
- ④ 制約式およびパラメータにより燃料転換の障壁を十分表現できているため、モデルの結果は妥当である。

以下では、既往のアプローチを用いたモデルの結果の分析をもとに、構築したモデルで、1 章で述べた部門別の燃料転換の障壁が適切に表現できているかを考察する。

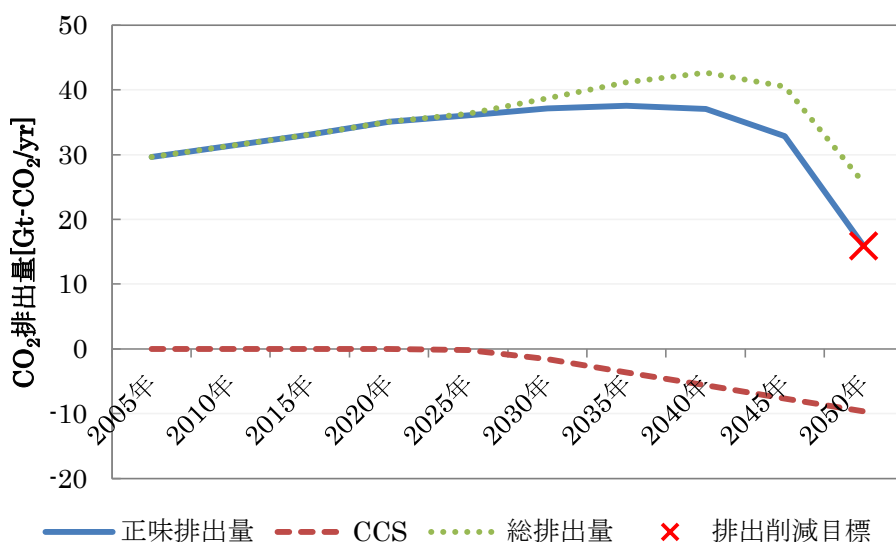


図 2-2 既往のアプローチによる CO₂ 排出経路の推計結果

2.3.1. 採掘部門

既往アプローチを用いたモデルによる将来の一次エネルギー消費量の推計結果を図 2-3 に示す。経済成長や人口の増加を背景に、世界の一次エネルギー消費量は 2050 年に約 17Gtoe (2005 年比約 1.54 倍) に達するという推計結果となった。2035 年頃まで安価なエネルギー資源である石炭がエネルギー供給の中心として消費された後、2035 年以降は 2050 年の CO₂ 排出削減目標の達成に向けて急激に石炭消費量を減らす。2035 年以降の急激な石炭消費量の削減は、天然ガス、バイオマス、風力、太陽光、原子力の消費量を増加させる

ことにより埋め合わせている。特に、天然ガスおよびバイオマスの伸びが大きく、2050年の天然ガスの消費量は2005年比約2.5倍、バイオマスの消費量は約4.0倍に達するという結果となった。

1章で言及した採掘部門における燃料転換の障壁の観点から結果を見ると、石炭の急激な減少に伴う石炭産業の投資回収計画への影響が懸念される。既往アプローチでは、採掘部門の設備投資を明示的にモデル化していない。そのため、石炭消費の急激な減少に伴う石炭産業への影響（たとえば、急速な需要低下に伴う採掘設備の稼働率の低下や投資回収計画の破たんなど）を考慮できていない。つまり、一次エネルギー供給の結果は「①考慮できていない燃料転換の障壁があるため、モデルの結果が妥当ではない」と解釈できる。石炭を急激に削減する経路が本当に費用最小の最適経路なのか。採掘部門の設備投資や採掘機器の容量、寿命を明示的に考慮し、採掘部門の経済的障壁をモデル内で内生的に扱うことで、採掘部門を含めたエネルギーシステム全体での費用最小化経路を推計することが求められる。

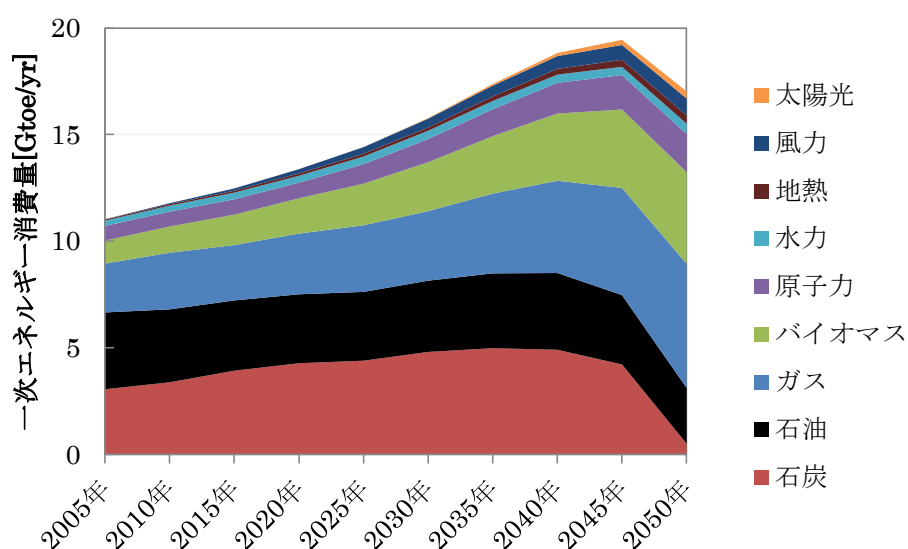


図 2-3 既往アプローチによる将来の一次エネルギー消費量の推計結果

2.3.2. 転換部門

既往アプローチを用いたモデルによる将来の発電電力量の推計結果を図 2-4 に示す。最終消費部門の電化により、世界の電力消費量は2045年には2005年の約2.5倍にあたる約3,660Mtoe/yr (42.6PWh/yr) に達するという結果になった。増加する電力需要は、天然ガス発電、風力発電、および、原子力発電により供給される。特に、風力発電の寄与率が大きく、2050年には蓄電池併設型の風力発電も含めて全電力供給の約23%が風力発電により供給されるという推計結果となった。2045年から2050年にかけての電力需要量の減少は、産業部門、民生部門の省エネにより生じていた。

転換部門の燃料転換の障壁という観点では、風力発電および太陽光発電の大量導入に伴

う供給安定性の評価が大きな課題となっている。既往アプローチでは、変動性の再生可能エネルギー発電の比率に上限を設定することにより、技術的障壁をモデル化している。本モデルでは、蓄電池を併設しない風力発電および太陽光発電の系統接続量の上限を 20%、蓄電池併設型を含めた場合の上限を 30~50%（時間経過とともに増加）と仮定した。推計結果は、当然、この比率の範囲内だが、パラメータの根拠が十分でなく、結果の妥当性の解釈が困難である。すなわち、転換部門の結果は、「③障壁は考慮しているが、パラメータが適切に燃料転換の障壁を表現できていないため、モデルの結果は妥当ではない」と解釈できる。蓄電池を併設しない変動性の再生可能エネルギー発電がどの程度系統に接続可能なのか、また、蓄電池の併設が必要な場合、どの程度の容量の蓄電池が必要なのか。世界全域・2050 年までを対象とした広域・長期のエネルギーシステムの分析を目的としたモデルでは、上記の課題に対応することは難しい。同時同量の需給調整が求められる発電部門の特性や再生可能エネルギー発電の変動性、地域性を考慮可能なモデルを用いて、定量的な根拠に基づいたパラメータの設定が求められる。

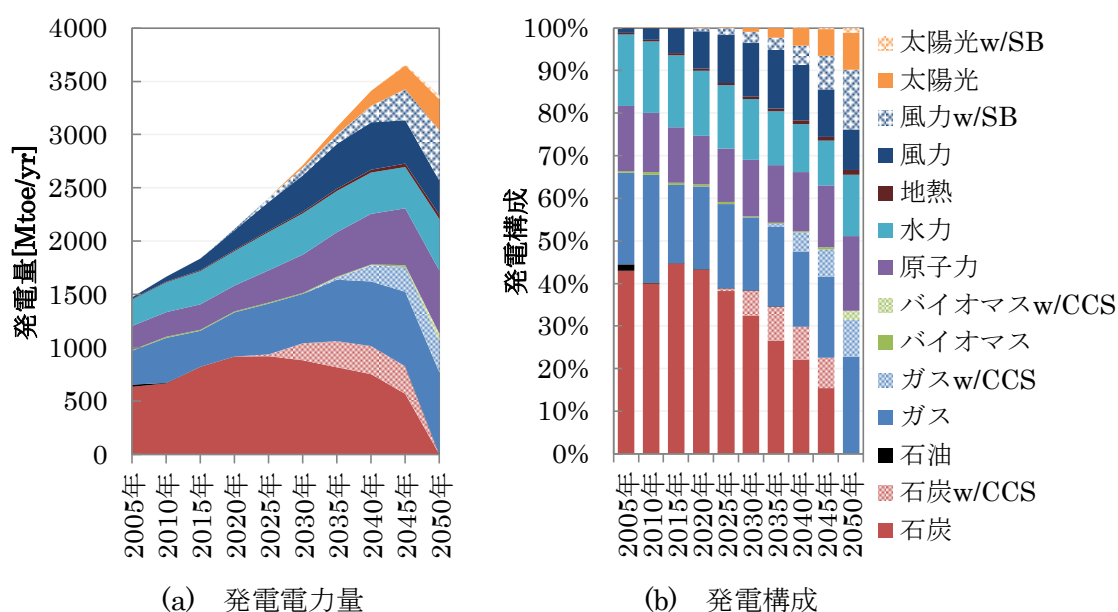


図 2-4 既往アプローチによる将来の発電電力量の推計結果

2.3.3. 最終消費部門

最終消費部門におけるエネルギー消費量の例として、家庭部門の最終エネルギー消費量の推計結果を図 2-5 に示す。2030 年頃までは伝統的バイオマスの消費が緩やかに低下し、ガス、電力の消費が増加する。特に、電力の増加が著しく、2030 年までの家庭部門の最終エネルギー消費量増加分の約 7 割が電力によりまかなわれている。2035 年以降は、2050 年の CO₂ 排出削減目標の達成に向けて、石炭消費が減少しガス消費が増加する。期間全体を通して、ガス、電力が家庭部門の最終エネルギー消費に占めるシェアが大きく上昇し、2005 年にそれぞれ約 21%、約 19%のシェアであったのが、2050 年にはそれぞれ約 39%、

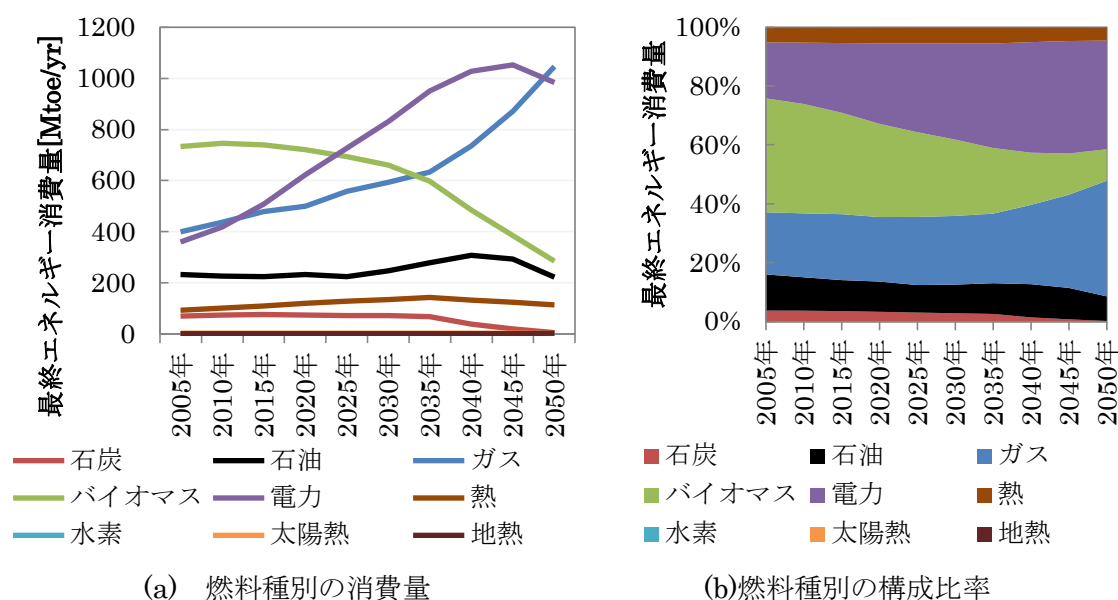


図 2-5 既往のアプローチによる家庭部門の最終エネルギー消費量の推計結果

約 37%となる。同様のガス、電力のシェアの増加は、業務部門においても生じていた。

供給するサービス種別にみると、厨房サービスを供給する機器で、電力機器が大きく増加する。厨房機器新規導入量に占める電力機器のシェアは 2010 年に 12%程度であったのが、2035 年には 66%、2050 年には 82%に達する。給湯サービスを供給する機器では、2040 年以降のガス機器の増加が顕著で、給湯機器新規導入量に占めるガス機器のシェアは 2040 年の約 35%から、2050 年には約 80%まで上昇する。同様の急激な燃料転換は、業務部門においても生じていた。

最終消費部門の燃料転換の障壁の観点を考慮すると、このような急速な燃料転換は現実には生じうるだろうか。1 章で言及したように、最終消費部門においては、都市ガスパイプライン網や電力の送配電網など、急激な変化が困難な“インフラの整備速度（燃料の利用可能性）”が、燃料転換の障壁となっている。これらの障壁は、前期の燃料の消費量が後期の消費量に影響を与える動学的な障壁であるため、本モデルで行った解析期間毎の静的な燃料消費比率の制約（式 8）ではなく、時間変化を制約する動学的な燃料転換の制約を行うことが必要と考えられる。つまり、本モデルのアプローチでは「②障壁は考慮しているが、制約式が適切に燃料転換の障壁を表現できていないため、モデルの結果が妥当ではない」と結論付けることができる。

また、本モデルで燃料転換の社会・技術的制約として採用した“サービス比率制約（式 8）”の観点から結果を分析すると、家庭部門、業務部門の電力機器のシェアの多くが“サービス比率制約の下限”で推移していた。言い換えれば、サービス比率制約の下限が“電化”を前提として設定されていたために、前述した家庭部門・業務部門の電力シェアが増加する結果を得ていた。これは、外生的に電化を前提としたシナリオを与えていることに相当

する。経済発展と共に電化が進むことは一般的に知られているが、どの程度の速度で電化が進むのか、エネルギーモデルの観点から言い換えれば、どの程度のパラメータの設定が現実的なのか、は不明確である。すなわち、本モデルの最終消費部門の燃料転換の障壁のモデル化は、「③障壁は考慮しているが、パラメータが適切に燃料転換の障壁を表現できていないため、モデルの結果が妥当ではない」とも解釈できる。

以上をまとめると、最終消費部門における燃料転換の障壁を適切にモデル化するためには、客観的に検証可能な手法によるパラメータの導出、および、動学的な制約式の設定が求められる。

2.4. 2章のまとめ

本章では、既往のモデルにおける燃料転換の障壁のモデル化手法をもとに、異時点間動学最適化型ボトムアップモデルを構築し、費用最小で CO₂ 排出制約を達成する経路を導出した。既往のアプローチを用いたモデル計算では、解析最終期に急激な排出削減を行う経路が最適解とされたが、エネルギーシステムのそれぞれの部門において、燃料転換の障壁のモデル化が十分に行われていない可能性があり、結果の妥当性を確認できなかった。

各部門のモデル計算において以下の課題があり、それぞれに対する解決策は以下のとおりである。

①採掘部門

【課題】急激な燃料転換による採掘産業の投資回収への影響が十分に考慮されていない。

【解決策】採掘部門の設備投資や採掘機器の容量、寿命を明示的に考慮し、採掘部門の経済的障壁をモデル内で内生的に扱う。

②転換部門

【課題】再生可能エネルギーの大量導入に伴う系統接続可能量制約のパラメータの根拠が不明確なため、結果の解釈が難しい。

【解決策】発電部門の特性や再生可能エネルギー発電の変動性、地域性を考慮可能なモデルを用いて、定量的な根拠に基づいたパラメータを設定する。

③最終消費部門

【課題】外生的に与えたパラメータにより電化速度が決定されているがパラメータの設定根拠が明確に示されていない。

【解決策】定量的な手法により最終消費部門の燃料転換の障壁のパラメータを推計する。

3章から5章では、上述の課題の解決をめざし、それぞれ部門における燃料転換の障壁のモデル化手法の改善を行う。同時に、改善した障壁のモデル化手法を世界エネルギーモデルに適用し、排出経路に与える影響を分析する。

2.5. 参考文献

- 1) O. Akashi, Y. Hijioka, T. Masui, T. Hanaoka, M. Kainuma; (2012), GHG emission

- scenarios in Asia and the world: The key technologies for significant reduction, *Energy Economics*, 34, S346-S358.
- 2) S. Ashina., J. Fujino, T. Masui, T. Ehara, G. Hibino; (2012), A roadmap towards a low-carbon society in Japan using backcasting methodology: Feasible pathways for achieving an 80% reduction in CO₂ emissions by 2050, *Energy Policy*, 41 584-598.
 - 3) E. van der Voet, R. Kleijn, R. Huele, M. Ishikawa, E. Verkuijlen; (2002), Predicting future emissions based on characteristics of stocks, *Ecological Economics*, 41-2 223-234.
 - 4) R. Loulou, G. Goldstein and Noble K; (2004), Documentation for the MARKAL Family of Models, International Energy Agency.
 - 5) International Institute for Applied Systems Analysis, (2001), Model MESSAGE Command Line User Manual, International Institute for Applied System Analysis.
 - 6) AL Bankert, SH Kim, AJ Smith, and HM Pitcher; (2003), Model Documentation for the MiniCAM, the Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washington.
 - 7) N. Bauer, L. Baumstark, M. Haller, M. Leimbach, G. Luderer, M. Lueken, R. Pietzcker, J. Strefler, S. Ludig, A. Koerner, A. Giannousakis, D. Klein; (2011), REMIND: The equations, Potsdam Institute for Climate Impact Research , Potsdam.
 - 8) S. Fujimori, T. Masui, and Y. Matsuoka; (2012), AIM/CGE [basic] manual, working paper, National Institute for Environmental Studies, Tsukuba.
 - 9) Energy Modeling Forum, EMF 24: Technology Strategies for Achieving Climate Policy Objectives, <http://emf.stanford.edu/research/emf24/>. (Accessed 2013/11/11)
 - 10) International Energy Agency; (2011), Energy Technology Perspective 2011, 706, OECD/IEA, Paris.
 - 11) G8 Leaders Declaration: (2009), Responsible Leadership for a Sustainable Future, paragraph 65.
 - 12) International Energy Agency; (2009), World Energy Outlook 2009, OECD/IEA, Paris
 - 13) International Energy Agency; (2010), Energy Technology Perspective 2010, 706, OECD/IEA, Paris.
 - 14) World Nuclear Association, World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements, http://www.world-nuclear.org/info/Facts-and-Figures/World-Nuclear-Power-Reactors-and-Uranium-Requirements/#.Ulr_khA0evU. (Accessed 2013/11/11)
 - 15) C. Winneker; (2013), Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017, 60, European Photovoltaic Industry Association.

- 16) Global Wind Energy Council; Global statistics, Global Wind Energy Council, <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>. (Accessed 2013/11/11)
- 17) Global Wind Energy Council; Market Forecast for 2013-2017, <http://www.gwec.net/global-figures/market-forecast-2012-2016/>. (Accessed 2013.11.11)
- 18) International Energy Agency; (2010), Energy Balances of OECD Countries, OECD/IEA, Paris.
- 19) International Energy Agency; (2010), Energy Balances of Non-OECD Countries, OECD/IEA, Paris.

3. 採掘部門における燃料転換の障壁のモデル化

3.1. はじめに

本章では、既往のモデルで扱われていなかった燃料転換の障壁の内、採掘部門における燃料転換の障壁に着目し、採掘部門での経済要因による障壁、物理要因による障壁を考慮したエネルギー資源モデルを開発する。

1章で整理したように、採掘部門における燃料転換の障壁としては、新エネルギーの大規模生産に必要な材料の不足やインフラ整備時間の不足など“新エネルギーの普及速度に関わる障壁”と、インフラの構築に要した資本の投資回収や従来型燃料に関連した産業での雇用確保など“既存燃料の縮小速度に関わる障壁”がある。2章で構築したエネルギーモデルでは、一次エネルギーの成長率制約により新エネルギーの普及速度に関わる障壁を明示的にモデル化している一方、既存燃料の縮小速度に関わる障壁が十分に考慮されていなかった。インフラの構築に要した資本の投資回収などの既存燃料の縮小速度に関わる障壁をエネルギーモデルで扱うには、採掘過程で使用する機器の初期投資費や寿命を明示的に考慮する必要がある。なお、2章で構築したような既往のエネルギーモデルでは、採掘部門と転換部門・最終消費部門の間はエネルギー価格を通じて接続されているため、採掘部門における燃料転換の障壁をエネルギー価格に反映できれば、既往のエネルギーモデル内で採掘部門における燃料転換の障壁を考慮できる。

気候変動緩和策の評価を目的としたエネルギーモデルにおいて、エネルギー価格は大きく二通りの方法でモデル化されている。GCAM¹⁾のようなハイブリッド型エネルギーモデルや AIM/CGE[Global]²⁾などの一般均衡型モデルでは、エネルギー価格は需要と供給の均衡点として決定される。これらのモデルはエネルギー採掘産業の機器の寿命や採掘容量を明示的に考慮していないため、採掘費用やエネルギー資源の輸送費用は単位エネルギー当たりの費用として扱われている。DNE21+³⁾や ES モデル⁴⁾などの部分均衡モデルでは、エネルギー価格は単位エネルギー当たりの採掘費用と採掘税などの費用の和としてモデル化されている。このモデル化手法においても、エネルギー採掘産業の機器の寿命や採掘容量は明示的に考慮されていない。これらの単位エネルギー当たり費用は、資本費、人件費、維持管理費、および、その他の費用で構成されているが、資本費の単位エネルギー当たりの費用は、エネルギー採掘機器が寿命年間にわたり継続的に利用されるという仮定のもとに計算されている。この仮定は、エネルギー構成が将来にわたり劇的に変化しない、または、エネルギー構成が劇的に変化した場合でもエネルギー価格には大きな影響を与えないことを暗に仮定している。しかし、Smil (2010)⁵⁾は、エネルギー採掘設備や投資回収計画が採掘部門における燃料転換の障壁となる可能性を指摘している。そのため、採掘部門の採掘設備の容量を扱わない既往のエネルギー価格の決定手法は、採掘部門における燃料転換の障壁を十分に反映できていない可能性がある。

短中期のエネルギーシステムの分析を目的としたいくつかのエネルギーモデルは、エネルギー資源の採掘や輸送に関連する投資費用を明示的に考慮している。Egging ら(2010)⁶⁾は、世界全体のガス市場を対象とした多時点間モデル (World Gas Model) を開発した。このモデルでは、生産者、貿易業者、パイプライン業者、貯蔵設備のオペレーターなど、天然ガスの上流企業に焦点を当てており、それぞれの企業の資本投資額が明示的に考慮されている。Haftendorn ら(2012)⁷⁾が石炭の国際市場の分析のために開発した COALMOD-World モデルでは、石炭生産と輸送部門の投資費用が明示的に扱われている。Hartley と Medlock (2005)⁸⁾が開発した Baker Institute World Gas Trade Model (BIWGTM)は、天然ガスのサプライチェーンの資本投資をモデル内に含んでいるほか、可採埋蔵量やフィールドの深度などにに基づき設定した長期の採掘コストカーブを導入している。Aune ら(2005)⁹⁾は石油生産国にとっての最適な石油価格を分析することを目的として、石油市場を対象にした部分均衡モデル (FRISBEE model) を開発している。このモデルでは、新規の油田への投資費用や石油の増進回収への投資費用が分離して含まれている。これらの投資費用を考慮しているモデルは、主に短期や中期の分析のために開発されているため、生産設備の寿命が明示的に扱われていないほか、気候変動対策などによる需要の減少など、長期のエネルギー構成の転換を扱っている研究も少ない。そのため、採掘部門における燃料転換の障壁を十分に検討できていない。

以上の文献レビューを通して、気候変動緩和策の評価を目的としたエネルギーモデルでは、転換部門や最終消費部門を詳細に記述する一方で、採掘部門の機器の寿命や設備投資費用を明示的に考慮していないこと、短中期のエネルギーシステムの分析を目的としたエネルギーモデルでは、長期のエネルギー構成の劇的な変化を研究対象としていないため、採掘設備の寿命を明示的に考慮していないことが明らかとなった。長期のエネルギー構成の変化が採掘部門に与える影響を分析するためには、採掘産業の資本投資と採掘設備の寿命を明示的に考慮し、採掘部門の投資行動を明示的にモデル化する必要がある。

この章では、採掘産業の資本投資および採掘設備の寿命を明示的に考慮したエネルギー資源モデルを開発し、採掘部門における燃料転換の障壁の影響を分析することを目的とする。具体的には、①採掘部門における投資回収をエネルギー価格に反映可能なエネルギー資源モデルの開発、②開発したモデルの評価、③開発したエネルギーモデルと 2 章で開発した世界エネルギーモデルとの統合による採掘部門における燃料転換の障壁の影響の分析、を実施する。

3.2. エネルギー資源モデルの構築

3.2.1. モデルの概要

開発したエネルギー資源モデルは、技術積み上げ型のボトムアップ型モデルである (図 3-1)。モデルの特徴はエネルギー採掘設備に必要な資本投資およびその寿命を明示的に考慮している点であり、これにより採掘産業における投資回収を考慮できる。モデルは、与え

られたエネルギー資源の需要を満たしつつ、採掘および供給に必要な総コストの最小化を目的として、最適な資源採掘地域、採掘量、貿易量を導出する。エネルギー資源の採掘設備が長寿命であることを考慮し、2005年から2070年までの65年間（5年間隔）を対象期間とする。解析期間内の総コスト最小化を目的としているため、将来の需要や採掘量が既知であることを仮定する完全予見型モデルである。最適解は、エネルギー資源の需要と供給が均衡した点で与えられ、このプロセスを通じてエネルギー価格はシャドウプライスとして計算される¹⁰⁾。なお、算出されるエネルギー価格は、一次エネルギーの需要地点（発電所、石油精製設備、都市ガス精製設備など）での価格である。モデルでは2章で構築した世界エネルギーモデルの地域区分に従い、世界を32地域に区分している（参照：表2-1）。

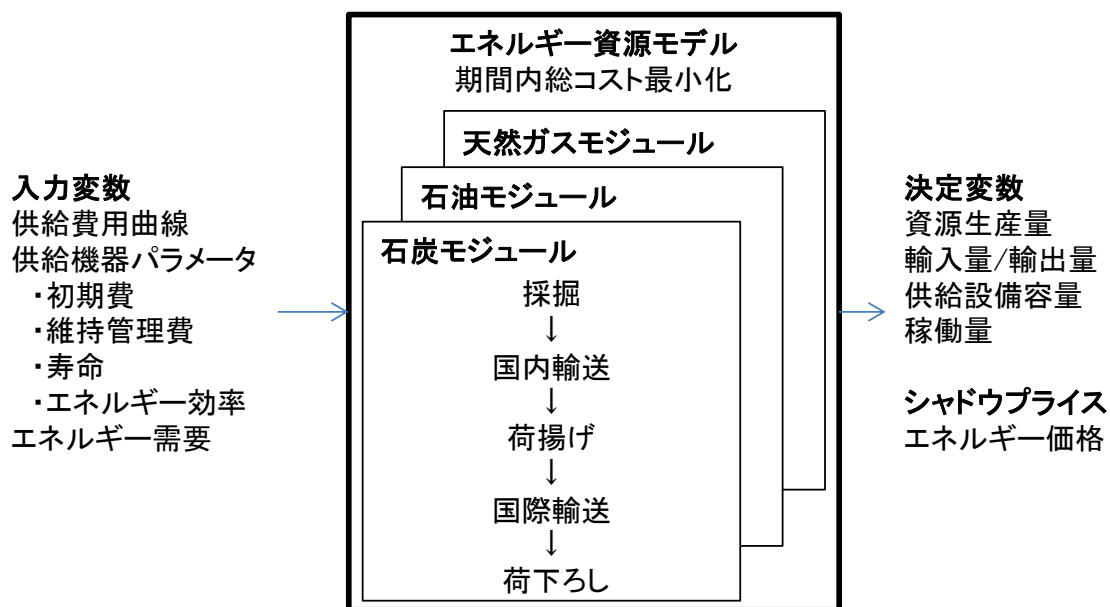


図 3-1 エネルギー資源モデルの概要

気候変動緩和策の評価を目的とした既往モデルと開発したモデルにおける単位エネルギーあたりの資本費の計算方法の概念図を図3-2、図3-3にそれぞれ示す。気候変動緩和策の評価を目的とした既往モデルでは、採掘設備や輸送設備、精製設備の資本費を設定し、“外生的に設定した寿命”を用いて単位エネルギーあたりの資本費を計算する。設備を利用する期間に関わらず、単位エネルギーあたりの資本費は外生値から計算した一定の値となるため、仮に寿命を迎える前に設備の利用を停止する場合においても、単位エネルギーあたりの資本費は一定値となる。寿命年より前（ t_4 ）に設備の利用を停止する場合、 t_4 から t_6 において設備費用が回収できないにもかかわらず、 t_1 から t_3 のエネルギーあたりの設備費用が変化しないため、想定した設備費用 C に比べて、費用単位エネルギーあたりの設備費用 uc の合計値の方が小さくなる。これは、寿命年間使用しない設備の設備投資費を過小に見積もっていることに相当しているため、既往モデルでは、採掘設備の投資回収メカニズムを十分に反映できていないといえる。

他方、開発したモデルでは、単位エネルギーあたりの資本費を、外生的に設定した設備の寿命ではなく、“モデルにより内生的に計算した設備の利用期間”をもとに計算する。そのため、仮に設備が寿命年の半分の期間で利用を停止する場合においても、単位エネルギーあたりの設備費用の合計値は初期投資として必要とされる設備費用と一致する。

寿命年より前に設備の利用を停止するようなケースは、2.3 で示した石炭利用の急減のような劇的な燃料転換が生じた場合に起こると考えられる。そのため、本研究が対象とするような燃料転換に伴う採掘部門への影響を分析する際には、本研究で開発したモデルが有用であるといえる。

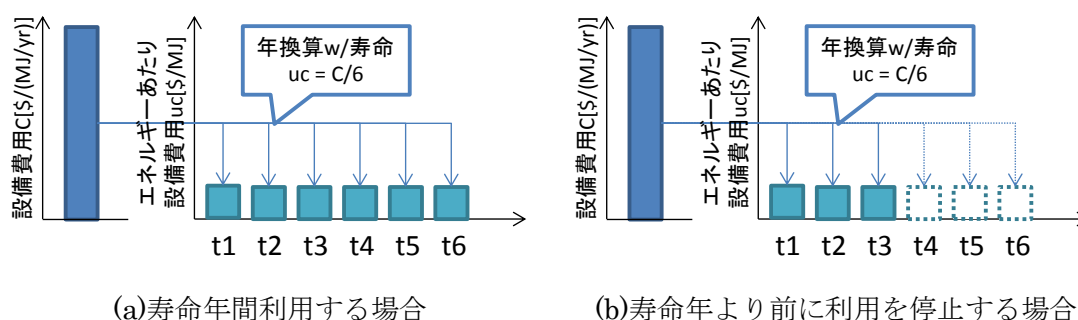


図 3-2 既往モデルにおけるエネルギーあたり設備費の計算方法の概念図

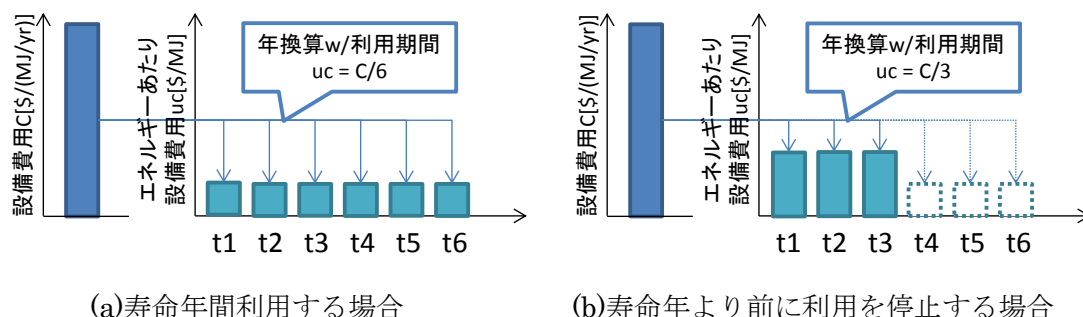


図 3-3 開発モデルにおけるエネルギーあたり設備費の計算方法の概念図

本モデルでは、エネルギー資源として石炭、石油、天然ガスを扱う。また、それぞれのエネルギー資源に関連する決定変数は 3.2.2 から 3.2.4 で説明するそれぞれの資源のモジュールで計算される。本モデルでは、それぞれのモジュールのパラメータを独立に計算するため、モジュール間で決定変数は影響しない。一般的には、エネルギー資源は互いに代替可能であるが、エネルギー資源モデルでは外生的なエネルギー構成の変化がエネルギー価格に与える影響に焦点を当てるため、燃料間の代替を考慮しなかった。エネルギー価格がエネルギー需要量に与える影響や、燃料間の代替関係は、2 章で構築した世界エネルギーモデルとエネルギー資源モデルの統合を通して、3.5 で扱う。

エネルギー資源の供給プロセスは、採掘、国内輸送、荷揚げ/荷下ろし、国際輸送の四つに分類した。資本投資費や維持管理費は文献調査により設定した (3.2.2~3.2.4 参照)。なお、国際輸送、国内輸送に伴うエネルギー損失は考慮していない。

3.2.2. 石炭モジュール

仮定した石炭供給フローを図 3-4 に示す。国内向けの石炭は、炭鉱から需要地点まで鉄道により輸送される。国際市場向けの石炭は、鉄道により炭鉱から国際港まで輸送された後、他地域へ国際輸送される。石炭の国際輸送の大半が船舶による輸送であることから、国際輸送としては海上輸送のみを考慮した。既往研究において、石炭採掘設備の資本投資費には地域差が存在することが指摘されている（表 3-1）。本研究では、これらの既往研究をもとに、石炭採掘設備の投資費を設定した。また、石炭の採掘設備のみならず、石炭の生産国内の輸送段階でも、地域差が存在している（表 3-2）。これらの地域差をモデルで考慮するため、表 3-1、表 3-2 に示した文献、および、各地域のエネルギー価格¹⁴⁾を踏まえて、地域別に係数を設定した（表 3-3、表 3-4）。

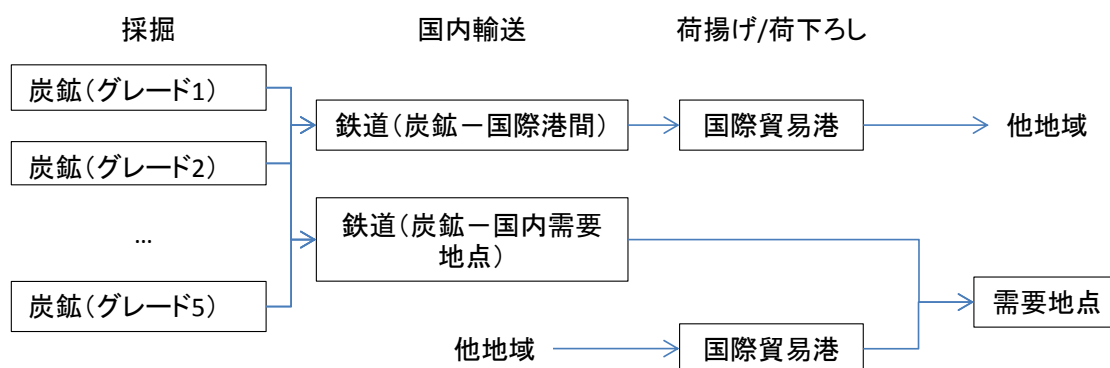


図 3-4 仮定した石炭の供給フロー

表 3-1 既往研究における石炭供給部門の投資費用
[\$/TCE of annual capacity addition]

供給過程	低位	平均	高位	出典
石炭採掘	40	-	80	7
石炭採掘	-	62	-	11
内陸輸送	10	-	55	7

表 3-2 既往研究における石炭供給の単位供給費用
[\$/TCE]

供給過程/段階	低位	(地域)	高位	(地域)	出典
内陸輸送	4	コロンビア	25	ロシア	12
内陸輸送	8-15	-	35	-	13
内陸輸送	4	コロンビア	30	ロシア	7
FOB 価格	33	インドネシア	58	ポーランド	12
FOB 価格	30	インドネシア	80	ロシア	13

*FOB (Free on board)…輸出国から輸入国までの輸送費および保険料等を含まない価格

表 3-3 地域別の係数

		JPN	CHN	IND	IDN	KOR	THA	MYS	VNM	XSE	XSA	XEA	XCS	XME	AUS	NZL	XOC
石炭	採掘	6	1.5	1.5	1	4	2	4	1	4	2	4	1.5	4	1.5	4	4
	国内 輸送	2	3	3	1	2	2	2	1	2	2	2	3	2	2	2	2
石油	採掘	8	3.5	3.5	3.5	8	8	3.5	8	8	8	8	3.5	1	3.5	8	8
	国内 輸送	2	3	3	1	2	2	2	1	2	2	2	3	2	2	2	2
天然 ガス	採掘	8	3	3	2	8	3	3	3	3	3	8	2	1	3	8	8
	国内 輸送	2	3	3	1	2	2	2	1	2	2	2	3	2	2	2	2

表 3-4 地域別の係数（続き）

		CAN	USA	XE15	XE10	XE2	TUR	XEWI	XEEI	XENI	RUS	MEX	ARG	BRA	XLM	ZAF	XAF
石炭	採掘	1.5	1.5	3	2.5	4	5	4	2.5	4	1.5	4	4	4	2	1.5	4
	国内 輸送	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2
石油	採掘	3	3.5	3	8	8	8	3	8	8	3.5	3.5	3.5	3.5	3	8	3
	国内 輸送	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2
天然 ガス	採掘	2	2.5	2.5	8	8	8	2	8	8	1	3	4	8	4	8	2
	国内 輸送	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2

3.2.3. 石油モジュール

仮定した石油の供給フローを図 3-5 に示す。国内向けの石油は、油田から需要地点までパイプラインで輸送される。国際市場向けの石油は、パイプラインで油田から国際港または国際パイプラインまで輸送された後、石油タンカーもしくは国際パイプラインにより他地域へ輸送される。石油採掘の資本費としては、石油の探索費用を考慮した。具体的には、資本費は EIA の Performance Profiles of Major Energy Producers¹⁵⁾で示されている Finding Costs を、採掘費用は同文献の Lifting Costs を元に設定した。石炭と同様、石油の探索費用、採掘費用には地域差が存在する。IEA (2011)¹³⁾ は 2011 年中旬の石油採掘費用について報告しており、その中で、中東では\$5 から\$20/BOE (barrel of oil equivalent) 程度が採算性のとれるコスト帯であり、ロシアや他の石油メジャー企業では\$25 から\$40/BOE 程度の石油であれば、収支に合い採掘可能であると報告している。これらの地域差を考慮するため、石炭モジュールと同様、地域別の係数を設定した (表 3-3、表 3-4)。係数は、IEA (2011)¹³⁾および EIA (2011)¹⁵⁾を元に設定した。

また、石油の価格水準の維持や国際社会でのプレゼンスの維持のため、OPEC 参加国が石油の生産量管理を行っていることは知られている。この生産量管理をモデル内で明示的に扱うため、中東地域 (XME) およびその他アフリカ地域 (XAF) が総石油生産量に占める割合の上限を、それぞれ 30%および 10%に制限した (参照：付録 C.2. 式 9)。中東およびその他アフリカ以外の地域は、生産量管理は想定せず、需要と供給による市場原理により、生産量を決定することとした。

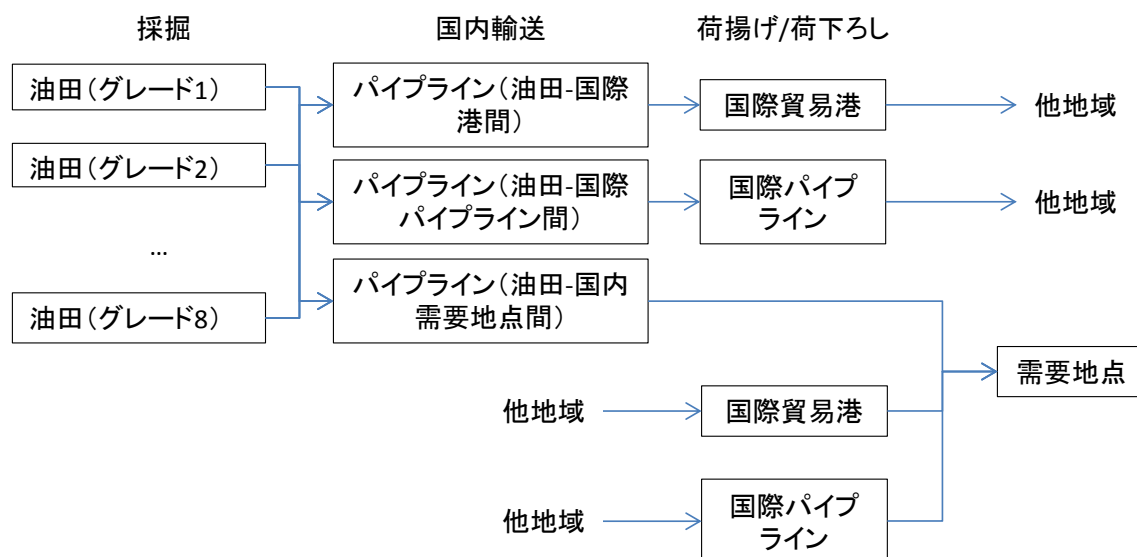


図 3-5 仮定した石油の供給フロー

3.2.4. 天然ガスモジュール

仮定した天然ガスの供給フローを図 3-6 に示す。国内向けの天然ガスは、ガス田から需要地までパイプラインで輸送される。国際市場向けの天然ガスは、パイプラインでガス田

から国際港または国際パイプラインまで輸送された後、液化天然ガス（Liquefied Natural Gas, LNG）タンカーまたは国際パイプラインにより他地域に輸送される。LNG タンカーを利用する海上輸送ルートでは、輸出国での天然ガスの液化および輸入国での LNG の再ガス化プロセスも明示的に扱っている。いくつかの既往研究では、天然ガスの液化設備、再ガス化設備、パイプラインの設備費を推計している（表 3-5）。本モデルでは、天然ガス供給チェーンの資本費、維持管理費をこれらの既往研究のデータに基づき設定した。石油と同様、天然ガスについても、資本費は EIA の Performance Profiles of Major Energy Producers¹⁵⁾で示されている Finding Costs を、採掘費用は同文献の Lifting Costs を元に設定している。また、地域差を表す係数についても、IEA (2011)¹³⁾および EIA (2011)¹⁴⁾に基づき設定した（表 3-3、表 3-4）。

2010 年頃に北米を中心に起こった非在来型天然ガスの採掘費用の大幅な低減（いわゆるシェールガス革命）は、外生的にモデル化した（3.2.6 参照）。

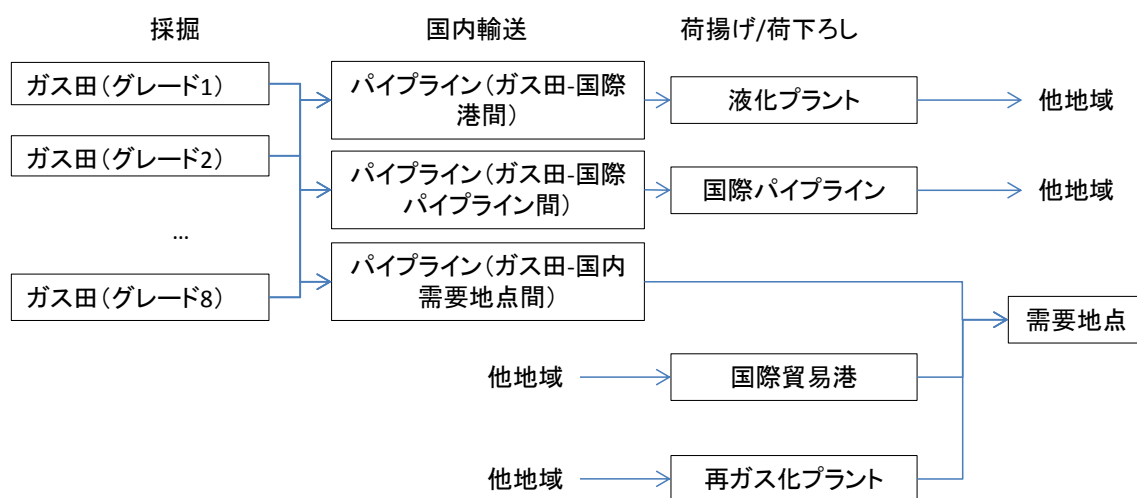


図 3-6 仮定した天然ガスの供給フロー

表 3-5 既往研究における天然ガス供給の投資費用

供給設備	\$/MMBTU/yr	仮定された設備の条件	出典
液化施設	5	年間 LNG 処理容量（トン）あたり 200 ドル	16
再ガス化施設	0.9	年間 LNG 処理容量（トン）あたり 46 ドル	16
液化施設	5.27	年間 350 万トン-LNG 処理容量あたり 9 億ドル	17
再ガス化施設	1.87	年間 350 万トン-LNG 処理容量あたり 3.2 億ドル	17
パイプライン	3.64	年間 80 億m ³ -ガス輸送容量、距離 750 km	17

3.2.5. エネルギー資源の供給費用曲線

気候変動の緩和策の評価など、長期のエネルギーシステムの分析を目的としたエネルギーモデルでは、エネルギー資源の供給費用曲線として Rogner (1997)¹⁸⁾の推計結果が使用さ

れている。Rogner は、それぞれの化石燃料の埋蔵量を、資源の埋蔵状態や採掘費用を基準にグレードという形で整理している。具体的には、石炭は五つのグレードに分類されているほか、石油、天然ガスは在来型資源と非在来型資源をそれぞれ四つのグレード（在来型：グレード1~グレード4、非在来型：グレード5~グレード8）に分類している。本研究では、エネルギー資源の埋蔵量は上述の文献¹⁸⁾の値を用いた。また、資源の採掘費用は、上述の文献に加えて、3.2.2~3.2.4 で説明した文献調査に基づいて設定した。

3.2.6. 採掘費用の時間変化のモデル化

近年、採掘設備の主要な原材料である鉄鋼価格の高騰などにより、資源の採掘費用は上昇している¹⁹⁾。文献¹⁹⁾では、「石油開発・生産部門における資本費用は2005年から2007年の2年間にかけて2倍に上昇した」こと、および、それ以降高止まりが続いていることが指摘されている。また、同文献では、原油価格低迷期に十分な資本投下や人材育成が行われなかったために、資機材の逼迫と共に、人材の逼迫も発生していると指摘されている¹⁹⁾。この費用上昇をモデル化するため、2010年以降のエネルギー資源採掘設備の資本費は2005年比で2倍になると仮定した。また、維持管理費への影響としては主に修繕費用の高騰などが想定されるため、資本費への影響と比較して遅れると仮定し、2010年に2005年比1.5倍、2015年以降2倍になると仮定した。

北米のシェールガス生産の劇的な採掘費用の低減をモデル化するため、アメリカとカナダの天然ガス資源のグレード5とグレード6の採掘費用が2010年以降それぞれ2005年比1/4と1/6³⁾になると仮定した。なお、地盤の違いやシェール層の深度の違いにより北米以外の地域でシェールガス革命が起こるかどうかは不確実であるため²⁰⁾、北米以外のシェールガスの採掘費用は2005年の水準を維持すると仮定した。

3.2.7. 最適化手法

モデルは最適化計算用ソフト GAMS (The General Algebraic Modeling System) を用いて約45万本の制約式および63万個の変数で構成される線形計画問題として定式化し、最適化には最適化用ソルバーの CPLEX を使用した。詳細な制約式や目的関数は付録に記載する（付録C）。

3.3. エネルギー資源モデルの妥当性検証

3.3.1. 過去のデータを用いた検証

開発したモデルの妥当性を評価するため、2005年、2010年の地域ごとのエネルギー資源の生産量、および、国際エネルギー価格を用いて、モデルの妥当性を検証した。過去の統計データは、IEA のデータ^{13,14,21,22)}を使用した。妥当性の検証のための計算は、図3-7に示すように二段階に分けて実施した。dmd は t 年 r 地域でのエネルギー資源 j の需要量、

³⁾ これらの係数は、2005年・2010年の北米の天然ガス価格を参考に設定した。

PRC は t 年 r 地域でのエネルギー資源 j の価格、CAP は t 年 r 地域のエネルギー資源供給設備 m の設備容量、CAP^s は t 年の国際貿易船の容量、CAP^p は t 年の r 地域から rr 地域への国際パイプラインの容量を表す。はじめに、3.2.5 で説明した 2010 年以降の採掘費用の時間変化を含めないモデルを用いて、2005 年の生産量および価格を推計した。開発したモデルは完全予見型モデルであるため、仮に将来の採掘費用の変化を含めたモデルで 2005 年の値を推計した場合、「エネルギー採掘産業が 2005 年時点で将来の採掘費用の高騰やシェールガス革命を予測しており、それを踏まえて 2005 年の投資行動を決定するような世界」でのエネルギー価格や生産量を推計していることになる。しかし、2005 年時点では劇的な採掘費用の変化は予測できていなかった²³⁾。第一ステップとして、2010 年以降の採掘費用の時間変化を含めないモデルを用いることで、「将来の採掘費用が 2005 年と同程度で推移することを仮定して 2005 年の投資行動を決定するような“現実に近い世界”」を想定して 2005 年の生産量、投資量と、それを反映した価格が推計される。次に、第二ステップとして、2010 年以降の採掘価格の変化を含めたモデルを用いて、2010 年以降の生産量および価格を推計する。2005 年の生産設備や製造に 5 年程度を要する設備（国際貿易船や国際パイプライン）の 2010 年時点の設備量は 2005 年時点の決定に依存するため、2005 年時点での生産設備量や 2005 年、2010 年の国際貿易船、国際パイプラインの設備量は、第一ステップで推計した値で固定化する。

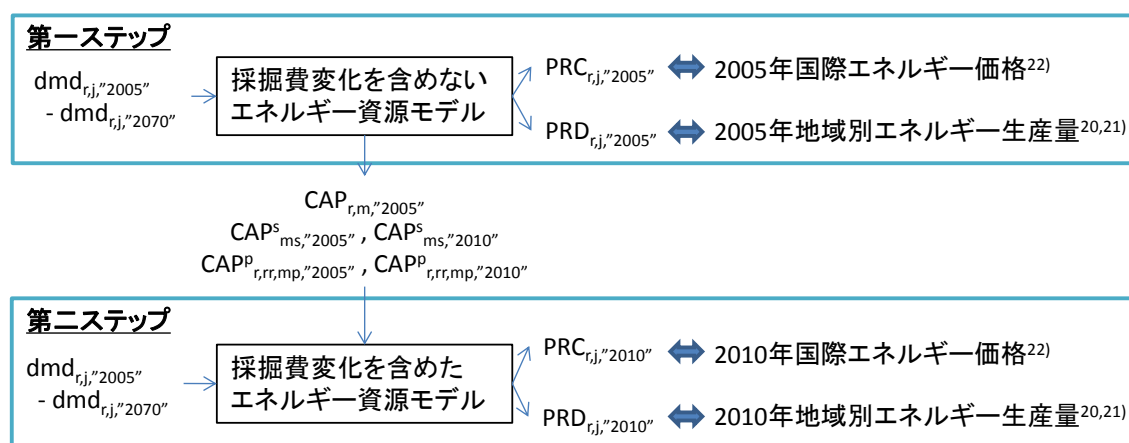


図 3-7 妥当性検証の計算手順

2005 年と 2010 年の国際エネルギー価格の推計値と実測値を図 3-8 に示す。2005 年から 2010 年の石炭、石油価格の上昇をよく再現できていることが確認できる。北米市場での天然ガス価格の低減についても再現できた。

2005 年と 2010 年の地域別のエネルギー資源生産量の推計値と実測値を図 3-9 に示す。主な生産地域の生産量の割合は再現できている。また、中国の年間石炭生産量の上昇についても再現できた。しかし、アメリカとロシアの石油および天然ガスの生産量をやや過剰に見積もる結果となった。これは、開発したモデルでアメリカとロシアを一つの地域とし

て扱っているため、国内の輸送距離の影響を十分に反映できていないことが原因と考えられる。具体例を挙げると、ロシアの石油・天然ガス資源は、主な輸出先である欧州に比較的近い西シベリア地域だけでなく、東シベリア地域にも存在しているが、本モデルではロシアを一地域として扱っているため、欧州と両地域との輸送距離の差異を考慮できていない。

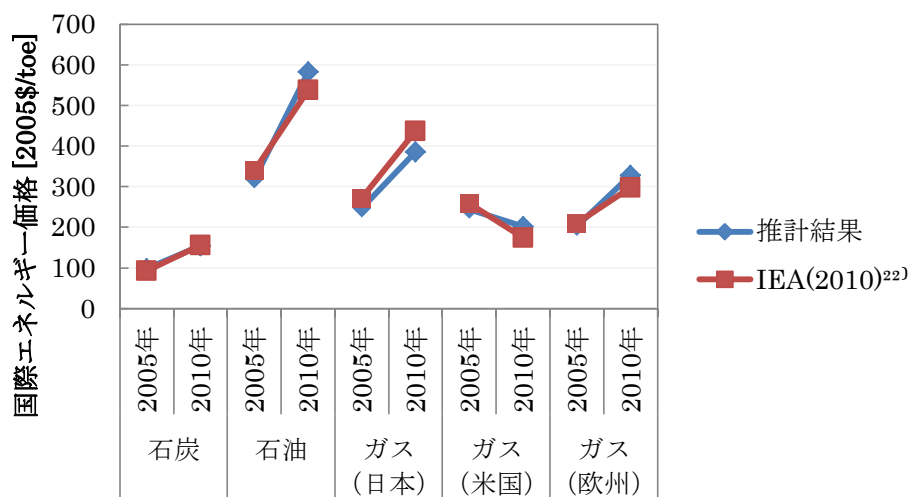


図 3-8 2005 年と 2010 年の国際エネルギー価格
(青：推計結果、赤：実績値)

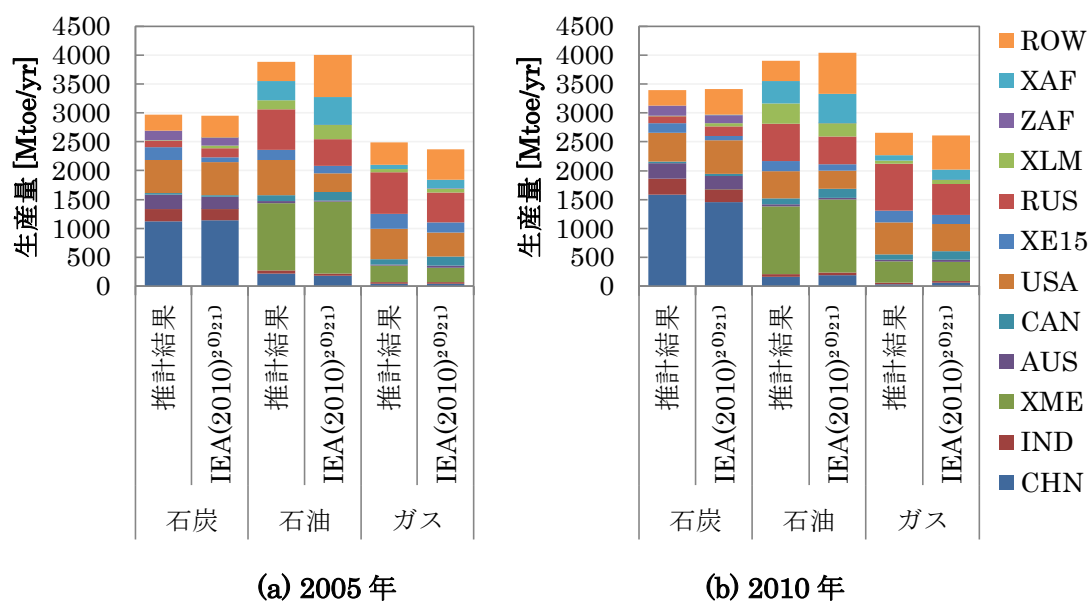


図 3-9 2005 年と 2010 年の地域別エネルギー資源生産量
(左：推計結果、右：実績値)

※主要な 11 の生産地域を区別して表示し、その他の 21 地域は ROW としてまとめた。

3.3.2. 世界エネルギー展望（the Energy Technology Perspectives）との比較

(a) 将来のエネルギー資源需要の想定

既往モデルとの比較のため、既往モデルで仮定された将来のエネルギー需要シナリオを使用して、将来のエネルギー価格を推計した。具体的には、IEA が発行している世界エネルギー展望(Energy Technology Perspectives, ETP)²⁴⁾の中で使用されている 6°Cシナリオ (6DS) および 2°Cシナリオ (2DS) を用いた。ETP で使用されているモデルと開発したモデルでは地域分解能が異なるため、エネルギー需要量は以下の式により開発モデルの地域別に設定した。

$$dmd_{r,j,t} = ei_{r,j} \times (1 - ei_imp_{r,j,t})^{dt \times t} \times gdp_{r,t} \quad (1)$$

ここで、 ei は 2005 年の r 地域におけるエネルギー資源 j のエネルギー強度 (=エネルギー資源 j の消費量/ r 地域の GDP)、 ei_imp は t 年 r 地域のエネルギー強度改善率⁴ (2005 年比)、 gdp は t 年 r 地域の将来の GDP 予測値を表す。将来の GDP 予測値は、Akashi ら(2012)²⁵⁾の値を使用した。地域別のエネルギー強度改善率は、ETP の地域別の需要量シナリオに従うよう設定した。式 1 からわかるように、エネルギー需要は GDP の成長とともに増加し、エネルギー強度改善率の増加に従い減少する。上述の手順により設定したエネルギー需要シナリオを図 3-10 に示す。図中、“-モデル”と表示してある線グラフは仮定したエネルギー需要を、“-ETP”と表示してあるプロット図は ETP²⁴⁾で仮定されたエネルギー需要を示す。

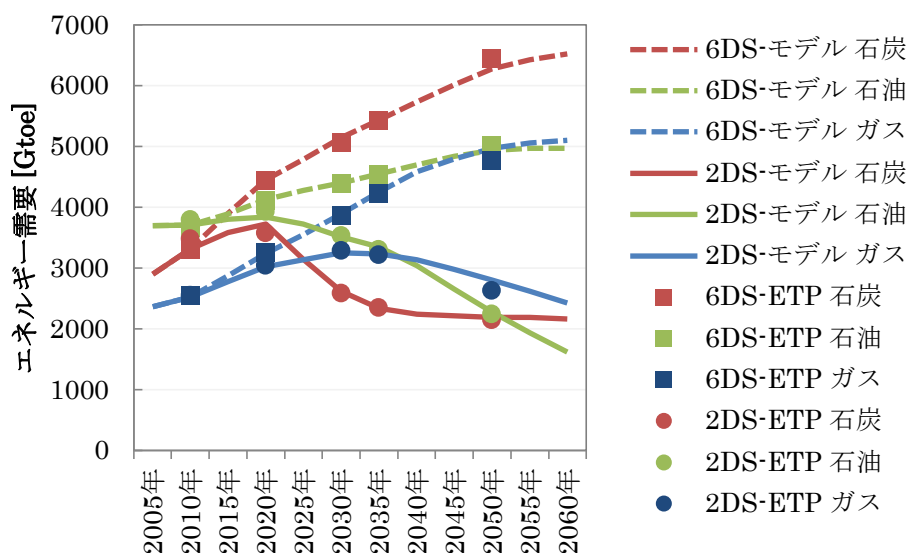


図 3-10 仮定した世界全体エネルギー消費量と ETP の想定値

⁴ GDP あたりのエネルギー消費量の改善を示す。一般に、エネルギー強度は、省エネ機器の導入やエネルギー消費量の低い産業構造（第 3 次産業を中心とした産業構造など）への転換により、改善される。

(b) 6°Cシナリオ(6DS)の推計結果

開発したモデルで推計した 6DS のエネルギー価格と ETP で報告されている将来のエネルギー価格シナリオを併せて図 3-11 に示す。低い費用で採掘可能な資源から採掘された結果、2050 年の石炭、石油、天然ガスの価格は、それぞれ 2005 年から\$70、\$550、\$270/TOE (tonne of oil equivalent) 上昇し、\$170、\$870、\$520/TOE に達する。価格上昇の傾向は、日本の天然ガス価格を除き、ETP と同様となった。日本のガス価格の推計値の差異の原因としては、開発したモデルで日本の LNG 調達における長期契約を考慮していないことが考えられる。石油価格の推計値の差異は、想定しているエネルギー資源の供給費用曲線の違いが原因として考えられる。

6DS におけるグレード別の石油生産量の推計結果を図 3-12 に示す。低い費用で採掘可能な資源から順に生産される（図 3-12 (a)）が、非 OPEC 地域では一部生産性の低い資源も生産されている（図 3-12 (b)）。これは、生産性の高い資源の埋蔵量が大い中東やその他アフリカ地域の生産量に上限が設けられているために生じている。6DS におけるグレード別の天然ガス生産量の推計結果を図 3-13 に示す。シェールガス革命の結果、北米の非在来型天然ガス（グレード 5、グレード 6）の生産量が増加する予測結果となった（図 3-13 (b)）。石炭のグレード 1 の埋蔵量が豊富なため、解析期間内では、グレード 1 以外の石炭は生産されなかった。

6DS の推計の結果、①容易にアクセス可能な資源から採掘する、②一度投資した設備により継続的に採掘を続ける、というエネルギー供給産業の投資行動が開発したエネルギー資源モデルにより表現できていることが確認できた。

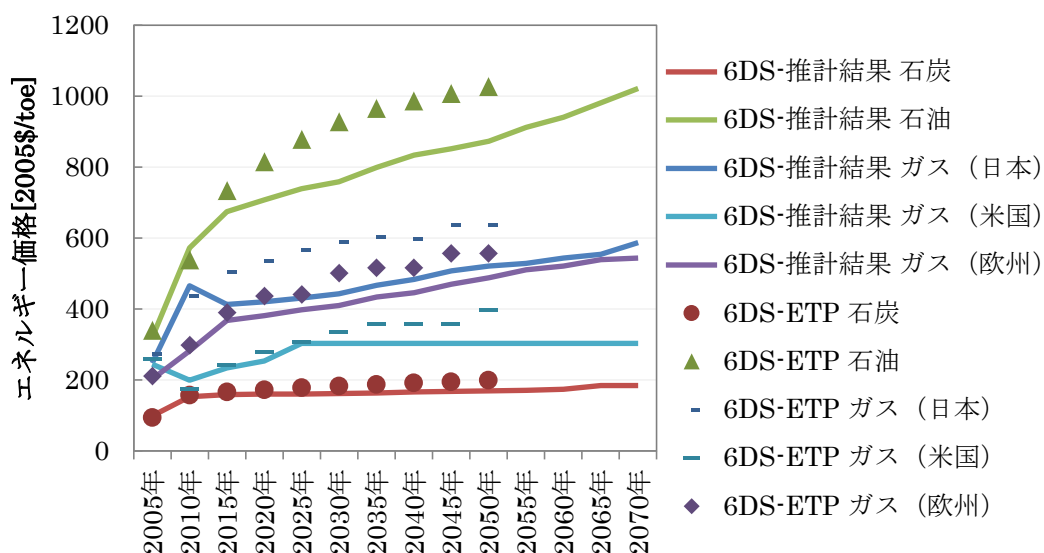


図 3-11 6°Cシナリオ(6DS)における国際エネルギー価格の推計結果と ETP の想定値

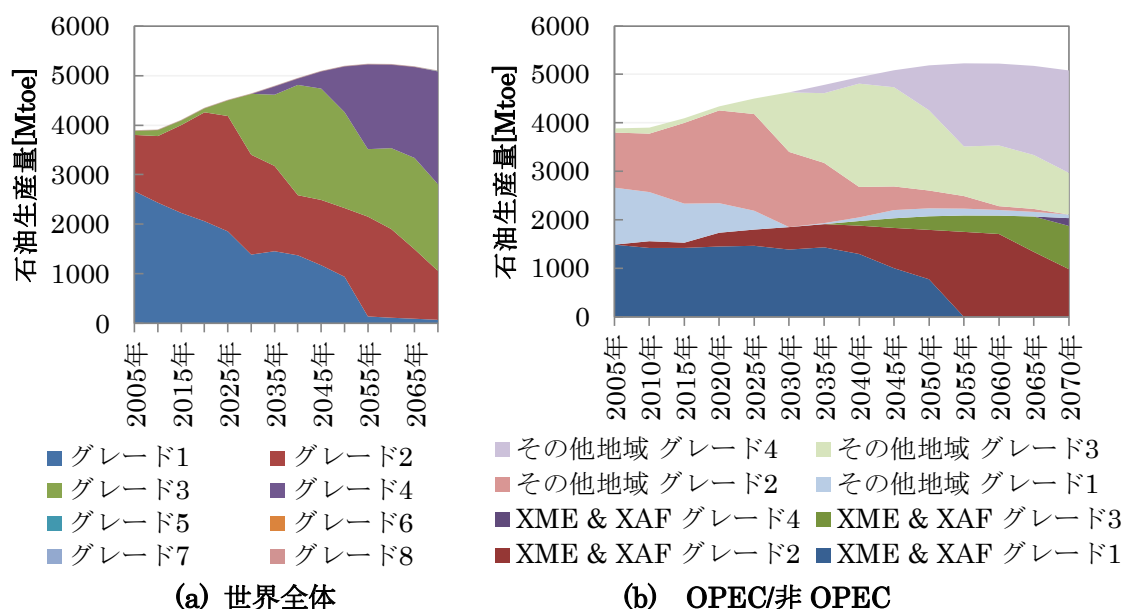


図 3-12 6DS における地域別グレード別の石油生産量の推計結果

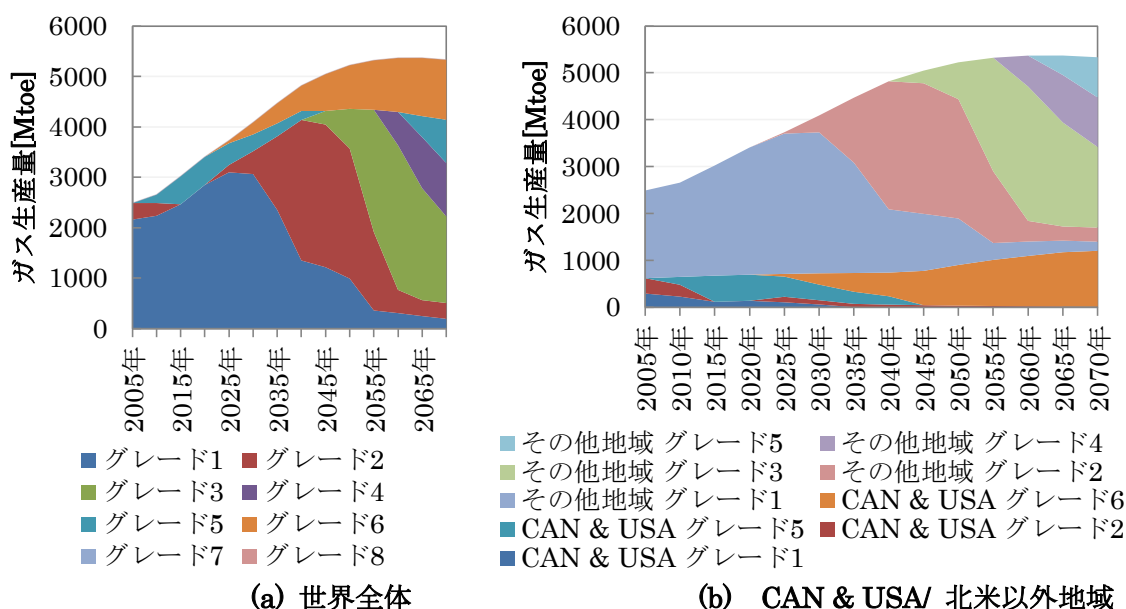


図 3-13 6DS における地域別グレード別の天然ガス生産量の推計結果

(c) 2°Cシナリオ(2DS)の推計結果

開発したモデルで推計した 2DS のエネルギー価格と ETP で報告されている将来のエネルギー価格シナリオを併せて図 3-14 に示す。2DS では、エネルギー強度の改善により、6DS と比較しエネルギー需要が削減されているため、将来のエネルギー価格の傾向が 6DS から変化する。石炭価格は 2020 年以降、わずかに低減し、\$150/TOE 程度で推移するという推計結果となった。ETP における 2DS の価格シナリオは、2035 年以降石油や天然ガスの価格が減少する想定となっているが、本モデルは、北米のガス価格を除き、2DS におい

でも石油や天然ガスの価格が上昇するという推計結果を示した。これらの差異は、主にエネルギー資源の供給費用曲線の違いに由来すると考えられる。また、2020年の石炭価格において急激な価格上昇（スパイク）が推計された。これは2DSにおいて、2020年に石炭の需要が急激に減少することにより生じており、このスパイクが採掘産業における燃料転換の障壁を表している。スパイクの発生に関する詳細な分析は、3.4で行う。

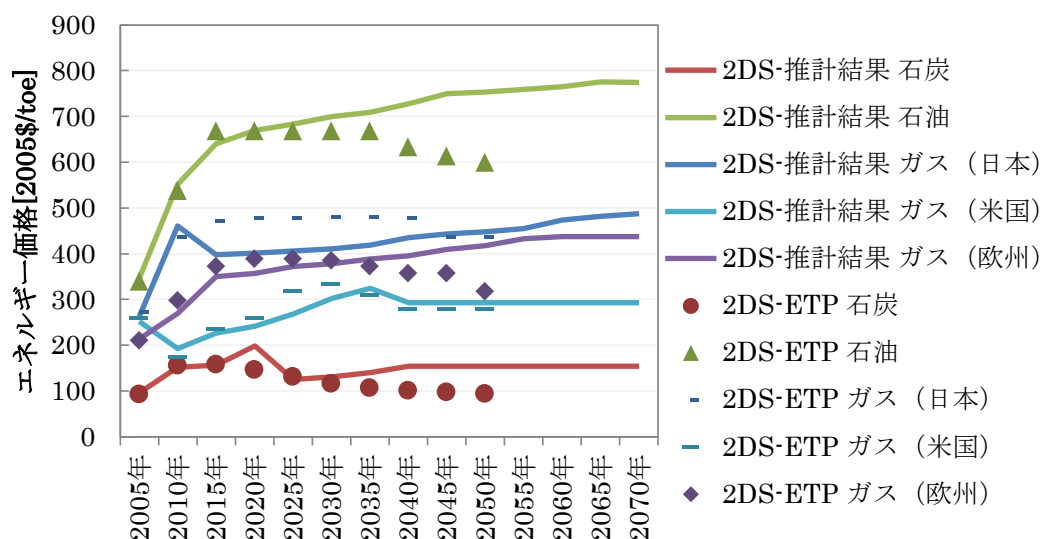


図 3-14 2°Cシナリオ(2DS)における国際エネルギー価格の推計結果と ETP の想定値

3.4. エネルギー構成の急転換の影響

3.4.1. 急転換シナリオ

エネルギー構成の急激な転換がエネルギー価格に与える影響を分析するため、気候変動緩和政策の実施の遅れからエネルギー構成の急激な変化が必要とされるシナリオ(SC(sudden change)シナリオ)を二つ仮定した。SC シナリオは、科学的知見の蓄積などにより気候変動がもたらす影響の重大さにある時点で気づき、その時点から急激に温室効果ガスの削減を開始する世界を想定している。一つ目のシナリオとして、エネルギー消費の削減が2040年に始められるシナリオ(SC2040)、二つ目のシナリオとして、エネルギー消費の削減が2030年に始められるシナリオ(SC2030)を仮定した。どちらのSCシナリオにおいても、エネルギー消費の削減が進められる以前は6DSに従うようにエネルギーの消費を行い、2050年には2DSと同水準までエネルギー需要を削減するよう設定した。エネルギー消費を削減する時期のエネルギー消費は、2DSの石炭需要の減少を参考に、以下の式により、指数関数的に減少するよう設定した。

$$\text{SC2040} \quad \text{dmd}_{r,j,t_n} = \text{dmd}_{r,j,"2040"} \times \left(\frac{\text{dmd}_{r,j,"2050"}}{\text{dmd}_{r,j,"2040"}} \right)^{\frac{n}{2}} \quad (2)$$

$$t_n = 2040, 2045, 2050, \quad n = 0, 1, 2$$

$$\text{SC2030} \quad \text{dmd}_{r,j,t_n} = \text{dmd}_{r,j,"2030"} \times \left(\frac{\text{dmd}_{r,j,"2050"}}{\text{dmd}_{r,j,"2030"}} \right)^{\frac{n}{4}} \quad (3)$$

$$t_n = 2030, 2035, 2040, 2045, 2050, \quad n = 0, 1, 2, 3, 4$$

2050 年以降のエネルギー需要は、2005 年から 2100 年までの累積の温室効果ガス排出量が 2DS と同程度となるように設定した。SC シナリオでは、気候変動の影響に気づくまで気候変動緩和を目的とした施策を実施しないことを仮定しているため、二酸化炭素回収貯留（CCS）技術の開発も十分に進められていないと想定し、CCS は考慮しなかった。

SC シナリオで仮定した将来のエネルギー消費量を図 3-15 に示す。緩和策の実施が遅れているシナリオほど、エネルギー消費量をより急激に変化させるシナリオとなっている。例えば、2DS の石炭消費量は 2020 年から 2050 年にかけて平均 1.7%/年のペースで削減されるが、SC2030 シナリオでは 2030 年から 2050 年にかけて平均 4.2%/年、SC2040 シナリオでは 2040 年から 2050 年にかけて平均 9.2%/年のペースでの消費量の削減が必要とされる。

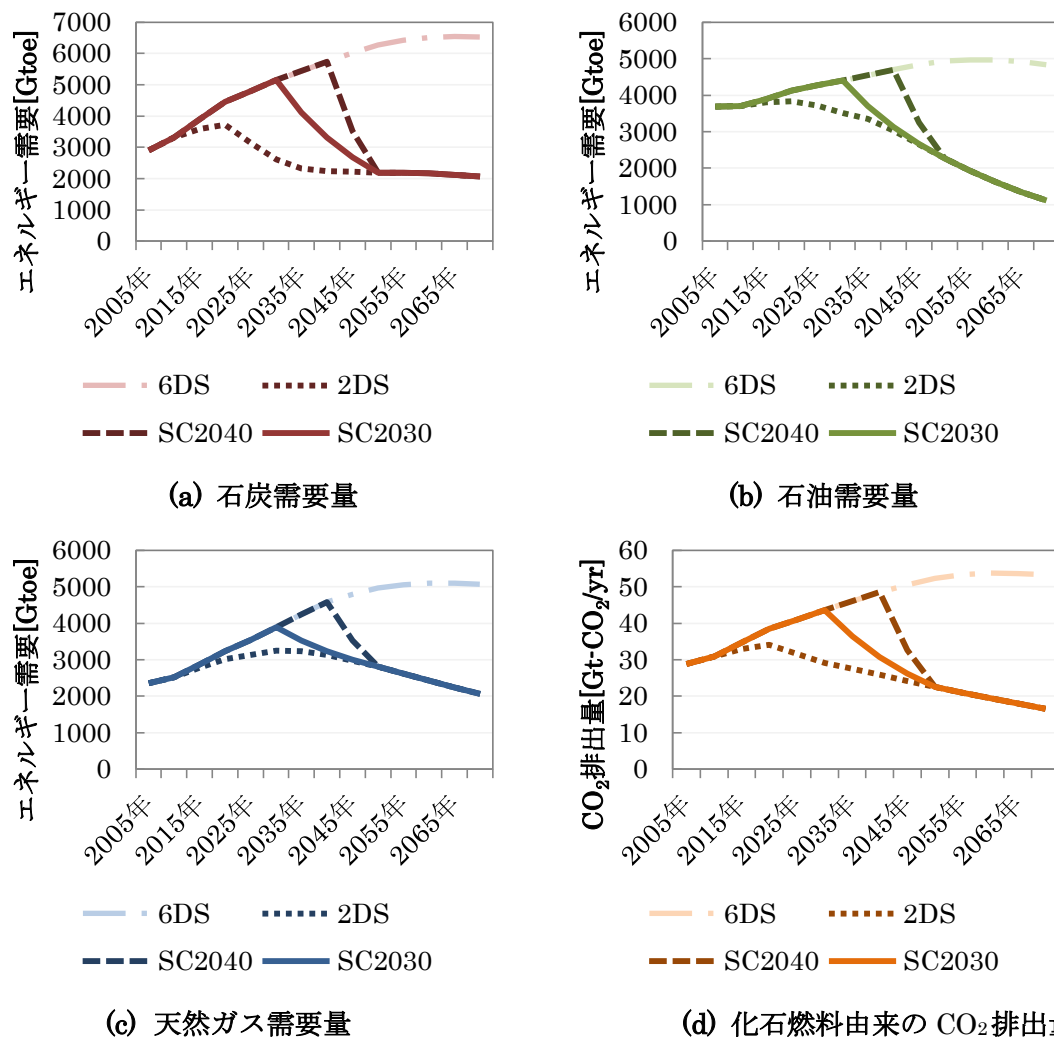


図 3-15 急転換（SC）シナリオにおけるエネルギー需要および化石燃料由来 CO₂ 排出量

3.4.2. エネルギー構成の急転換のエネルギー価格への影響

SC シナリオにおける国際エネルギー価格の推計結果を図 3-16 に示す。比較のため、6DS、2DS における国際エネルギー価格も併せて示す。説明のため、国際エネルギー価格の例として、日本の価格を用いる。SC2040 シナリオにおいて、炭鉱から需要地までの輸送に鉄道を利用する石炭や、探索に膨大な投資を必要とする石油の価格は、かなり大きな影響を受けて、急激に上昇している。2040 年以前のエネルギー需要を満たすために導入された設備の設備利用率は、2040 年以降のエネルギー需要の急激な減少を受けて急激に低減する（図 3-17）。特に、2040 年の需要を満たすために 2040 年に新規に投資された設備は、2040 年以降十分に利用されない。これは、2040 年の設備投資費が 2040 年以降には回収できないことを意味する。これを受けて 2040 年以降に回収するはずだった費用が 2040 年の価格に転嫁された結果、2040 年の価格にスパイクが生じたと考えられる。石炭価格および石油価格は、2035 年から 2040 年にかけて、それぞれ\$124/TOE および\$58/TOE 増加するという

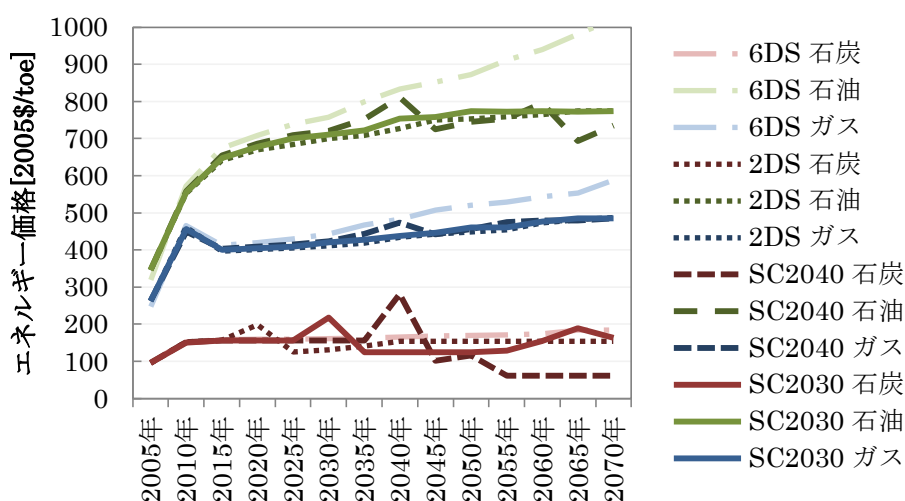


図 3-16 SC シナリオにおける国際エネルギー価格の推計結果

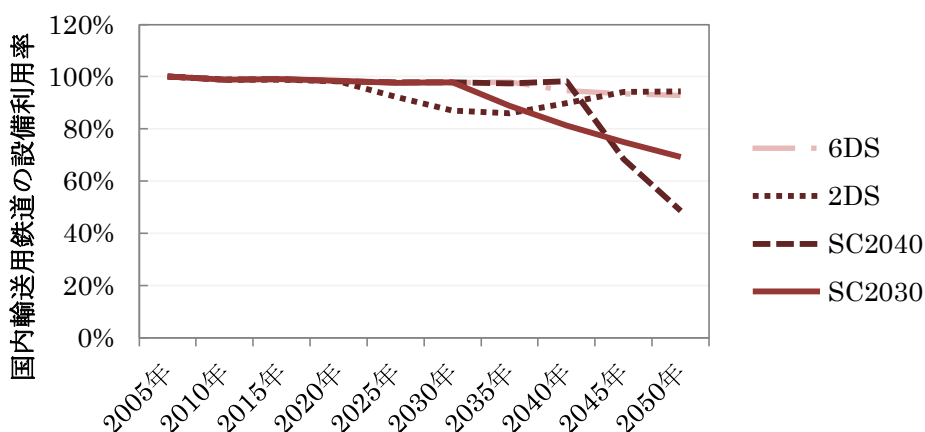


図 3-17 シナリオ別の国内輸送用石炭鉄道の設備利用率

予測結果となった。これらの価格上昇は、2005 年から 2010 年にかけて起こった石炭、石油価格の上昇の、それぞれ 270%、24%に相当する。SC2030 シナリオでは、エネルギー構成の変化がエネルギー価格に与える影響は SC2040 シナリオと比較して、緩やかだった。石油やガス価格には、SC2040 シナリオで見られた急激な上昇は生じなかった。しかし、SC2040 シナリオで 2040 年に生じたのと同様、エネルギー構成の変化が起きた 2030 年に石炭価格のスパイクが生じると推計された。前述したように、石炭供給には鉄道を必要とする。鉄道は長期の寿命（40 年）を仮定されており、長寿命の設備は、急激に変化する市場では遊休設備になりやすい。そのため、SC2030 シナリオでは、石炭価格のみが影響を受けたと考えられる。2DS で 2020 年に起こると推計された石炭価格のスパイクも、同様のメカニズムで生じている。

石油価格、ガス価格の観点から見ると、2DS や SC2030 シナリオのような早期対策シナリオでは、エネルギー価格のスパイクは生じないと推計された。また、石油価格のスパイクの大きさを見ると、2DS で推計されたスパイクは、SC2030 や SC2040 シナリオで推計されたスパイクよりも小さかった。それゆえ、より早期から徐々にエネルギー構成の転換を開始することが、エネルギー価格や採掘部門への影響を小さくできると考えられる。

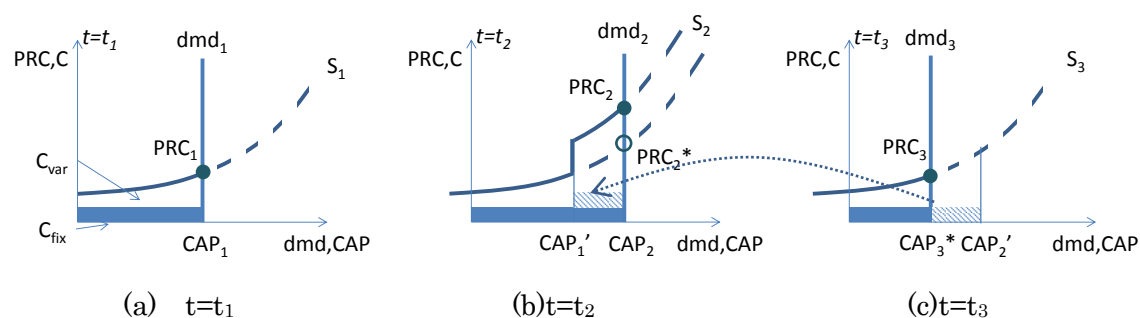


図 3-18 価格スパイクの発生メカニズム

価格メカニズムを用いたスパイクの発生メカニズムの説明を図 3-18 に示す。開発したモデルでは需要は外生的に与えているため、需要曲線 dmd は一定値として表現される。供給曲線 S は、変動性の費用 C_{var} と固定性の費用 C_{fix} との和で表される。時点 t_1 において、供給産業は、与えられた需要 dmd_1 を満たすため、生産容量 CAP_1 を利用してサービスを供給する。その時、価格メカニズムにより時点 t_1 の価格は PRC_1 に決定される。一期経過すると ($t=t_2$)、資源の枯渇等により供給容量は CAP_1' まで減少する。与えられた需要 dmd_2 を満たすため、供給産業は CAP_2 まで供給容量を拡張する。もし需要が継続し、新設した容量が寿命を終えるまで使用される場合、時点 t_2 の価格は PRC_2^* に決定される。ここで、SC シナリオのように、時点 t_3 において需要の急激な削減が始まった世界を考えてみる。もし供給容量が容易に調整できる場合、供給産業は時点 t_3 でその供給容量を CAP_3^* まで減少させるであろう。しかし、炭鉱鉄道のように多額の資本投資が必要な長寿命の設備の場合、

投資回収のための固定費用（長方形斜線部）は需要がない場合でも発生する。過剰となった設備(CAP₂'-CAP₃*)の固定費は時点 t₃ で回収することは困難であるため、これらの費用は時点 t₂ の供給費用にシフトされる（より現実的な解釈をすると、将来回収できない費用が発生することを予測し、需要が存在する時点のエネルギー価格を上昇させる）。これにより時点 t₂ の供給費用が PRC₂ まで押し上げられた結果、価格スパイクが発生する。

なお、もし供給容量が容易に調整可能な場合には、回収不可能な固定費用は、供給費用ではなく給与の減少や分配金の低減により労働者や投資家にシフトされるため、上述したスパイクは発生しないかもしれない。開発したモデルは、供給容量の調整が困難なケースを想定しているため、開発したモデルで推計されるスパイクは、採掘部門の燃料転換の障壁を推計しているといえる。

3.4.3. 累積投資費用

シナリオ別の累積システムコストを表 3-6 に示す。本研究では供給産業の費用のみを扱っているため、需要の高いシナリオでは投資費用も高くなる。6DS における 2005 年から 2070 年までの累積の化石燃料の需要が 2DS と比較し約 1.9 倍であるため、6DS の累積の投資費用は 2DS の約 1.6 倍に達する推計された。他方、SC シナリオの 2005 年から 2070 年までの累積の化石燃料需要は 2DS と大きく変わらない想定を行っているにもかかわらず、SC2040 シナリオおよび SC2030 シナリオの累積投資費用は、2DS に比べて、それぞれ約 6.11 兆ドルおよび約 2.44 兆ドルずつ多くなった。これらの追加投資は上昇するエネルギー需要を満たすため、2050 年までに必要となると推計されている。2050 年以降の投資は 2DS と比較して小さくなると推計されているが、これらの期間の投資の減少分では 2050 年までの追加投資を埋め合わせることができない。上述したように、SC シナリオの累積の化石燃料需要は 2DS と大きく変わらない想定を行っているため、“需要と供給が双方最適”に行動する世界では、SC シナリオと 2DS の累積投資額は同程度になるはずである。しかし、エネルギー需要が急激に減少するような世界では、設備利用率の急激な低下を余儀なくされる非効率的な投資行動をとらざるを得ず、その結果、SC シナリオでは 2050 年までに“無駄な”投資を行わなければならないとなっている。

表 3-6 シナリオ別の累積システムコスト

兆ドル(2005 年換算)	2005 年 -2020 年*	2021 年 -2035 年*	2036 年 -2050 年	2051 年 -2070 年	2005 年 -2070 年
6DS	8.04	11.64	16.58	29.08	65.34
2DS	7.83	9.41	8.75	7.96	33.96
SC2040	8.06	11.66	13.34	7.00	40.06
SC2030	8.03	11.12	10.15	7.09	36.39

*IEA の新政策シナリオにおいて、2011 年から 2035 年までの石炭、石油、および、天然ガスの上流部門の累積投資額は、約 17.5 兆ドルと見積もられている。

3.4.4. エネルギー構成の急転換の影響—まとめ

本節では、エネルギー構成を急激に転換するシナリオを仮定し、エネルギー消費量の急激な減少がエネルギー価格に与える影響を分析した。分析の結果、エネルギー消費量の急激な減少により、供給設備の利用率が急激に低下すること、それに伴い投資回収が前倒しされ、エネルギー価格にスパイクが生じることが分かった。以上の分析より、開発したエネルギー資源モデルにより、採掘産業における燃料転換の障壁を“エネルギー価格のスパイク”という形で導出できることが確認できた。

また、エネルギー価格の推計結果を石油価格、ガス価格の観点から見ると、2DS や SC2030 シナリオのような早期対策シナリオでは、エネルギー価格のスパイクは生じないと推計された。また、石油価格のスパイクの大きさを見ると、2DS で推計されたスパイクは、SC2030 や SC2040 シナリオで推計されたスパイクよりも小さかった。それゆえ、より早期から徐々にエネルギー構成の転換を開始することが、エネルギー価格や採掘部門への影響を小さくできるといえる。早期からの燃料転換を実現するためには、大きく 2 つの方法が考えられる。一つは、炭素税や燃料転換の補助金等を早期から導入にし、燃料転換を促す手法が挙げられる。また、もう一つは、中長期の排出削減目標を明確に掲げることが挙げられる。本章の分析で明らかになったように、エネルギーシステムの低炭素化を急激に進めた場合には、採掘部門が大きな影響を受ける。採掘部門の影響は投資回収が困難な“余剰設備の発生”が原因であるため、将来の排出削減目標が明確に掲げられて将来の需要の減少が確実に予測できる場合には、影響を最小限に抑えるため、目標年が近づくにつれて供給設備の増強を抑制し、余剰設備の発生を回避する投資行動をとる可能性がある。この場合、炭素税や補助金等の半強制的な燃料転換ではなく、市場の判断による“無理のない”燃料転換が生じると考えられる。

3.5. 採掘部門の燃料転換の障壁の影響

3.5.1. 世界エネルギーモデルとの統合

本節では、開発したエネルギー資源モデルと 2 章で開発した世界エネルギーモデルを統合することで、採掘部門の燃料転換の障壁を考慮した将来のエネルギー構成および排出経路を導出する。

二つのモデルの結合の概要を図 3-19 に示す。開発したエネルギー資源モデルを、採掘部門モジュールとして 2 章で開発した世界エネルギーモデルに組み込む。2 章のモデルでは、燃料価格を外生的に与えていたが、2 つのモデルの結合により燃料価格は「エネルギー資源モデルからのエネルギー資源供給量」と「世界エネルギーモデルのエネルギー資源需要量」間の価格メカニズムにより内生的に決定される。なお、開発したエネルギー資源モデルは、採掘・輸送したエネルギー資源を二次エネルギー源に加工する前段階までを対象としたため、最終消費部門までの輸送費や精製費、諸税等は反映されていない。これらの費用は、2005 年の最終消費部門におけるエネルギー価格とエネルギー資源モデルで導出した一次エ

エネルギー価格により推計した。具体的には、エネルギー資源モデルで導出した 2005 年の一次エネルギー価格と、AIM/Enduse[Global]²⁵⁾のデータベースの 2005 年の最終消費部門におけるエネルギー価格の差を取り、これを最終消費部門までの輸送費や精製費、諸税等と仮定した。最終消費部門までの輸送費や精製費、諸税等は 2050 年まで変わらないと仮定した⁵⁾。

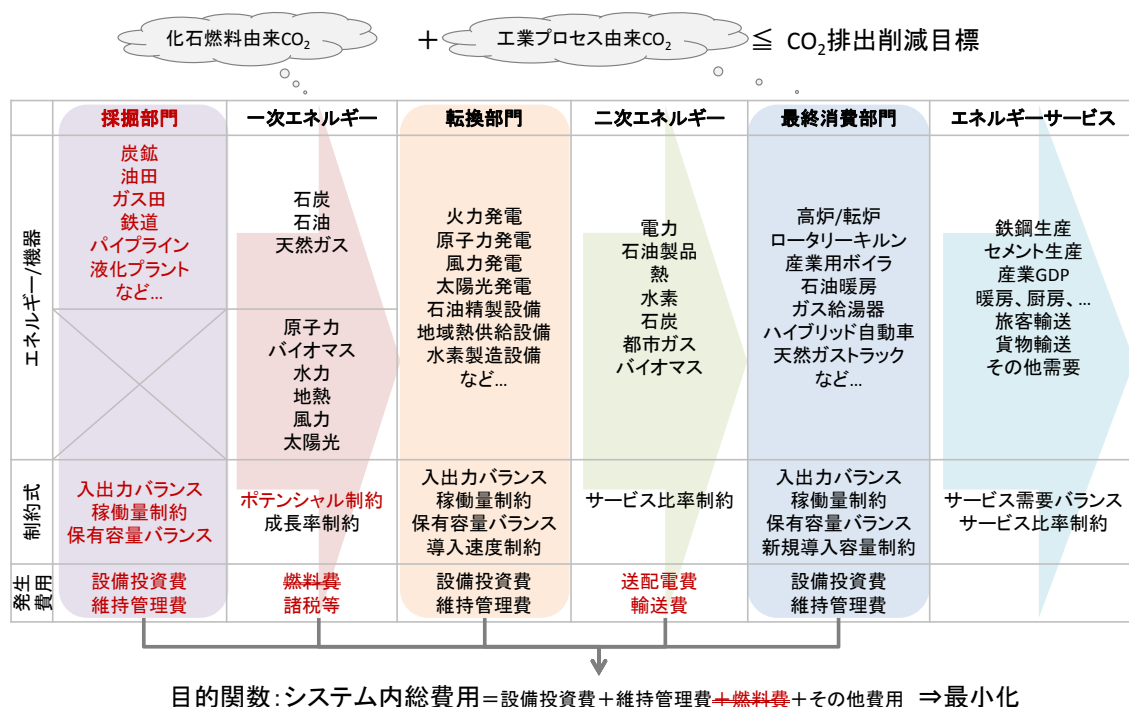


図 3-19 世界エネルギーモデルとエネルギー資源モデルの統合の概要
(茶色で記載した部分が 2 章モデルからの変更点)

3.5.2. 世界エネルギーモデルとの統合結果

2 章で構築したモデル (2 章モデル)、および、エネルギー資源モデルと統合したモデル (3 章モデル) により推計した将来の CO₂ 排出経路を図 3-20 に示す。採掘部門における燃料転換の障壁を考慮した 3 章モデルは、2 章モデルより CO₂ 排出量の低い経路を最適経路として導出した。両モデルの CO₂ 排出量の差は解析期の後半になるに従い大きくなり、2045 年の排出量の差は約 4.4Gt・CO₂/yr となった。両モデルの累積 CO₂ 排出量の差は、約 101Gt・CO₂ となった。これは、2 章モデルの累積 CO₂ 排出量の約 6.6%に相当する。

3 章モデルと 2 章モデルの部門別直接 CO₂ 排出量の差を図 3-21 に示す。ほぼすべての部門で 3 章モデルの方が、CO₂ 排出量が低く推計された。特に、発電部門における直接 CO₂

⁵⁾これにより本分析では、生産国の政治情勢などが 2005 年から大きく変化しないことを想定している。しかし、特に税等は、生産国の政治情勢等により大きく変化することが予想される。より多様な将来シナリオの分析のためには、生産価格の内生化だけでなく、将来の政治情勢の不確実性を考慮した諸税の感度分析等が必要となる。

排出量の差が大きく、両モデルの CO₂ 排出量の差の大部分を占めている。最終消費部門における CO₂ 排出量の減少は、採掘部門の内生化によりエネルギー需要増加に伴うエネルギー価格の上昇が考慮され、各部門でエネルギー消費が削減されたことに起因していると考えられる。また、発電部門における CO₂ 排出量の減少は、後述する石炭火力発電の減少に起因している。

3 章モデルと 2 章モデルの燃料種別の発電量の差を図 3-22 に示す。期間全体を通して、3 章モデルの方が石炭火力の発電量が少なく、ガス火力の発電量が多い。2 章モデルでは CCS 設備を併設しない石炭火力発電所を世界全体で約 750GW 程度新設するのに対し、3 章モデルでは CCS 設備を併設しない石炭火力発電所は新設されない。この両モデル間の

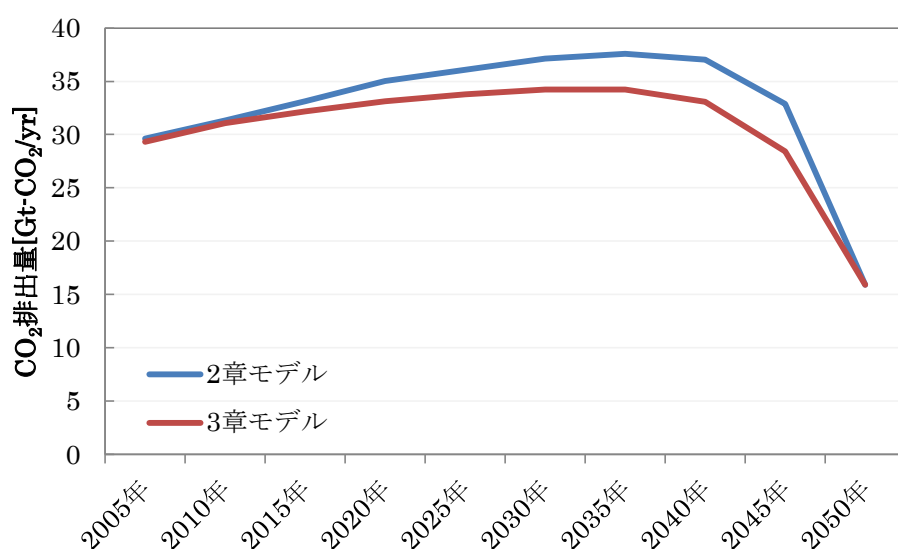


図 3-20 3 章モデルと 2 章モデルの CO₂ 排出量推計結果

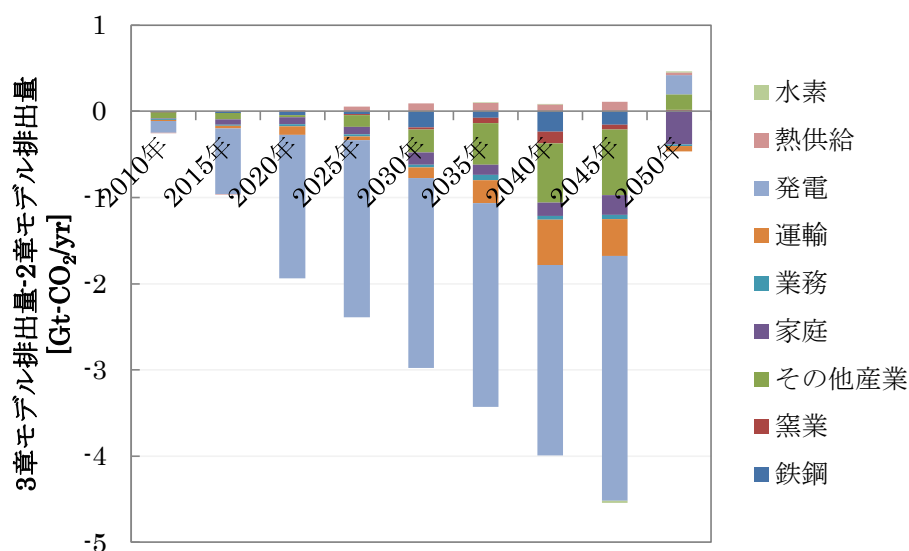


図 3-21 3 章モデルと 2 章モデルの部門別直接 CO₂ 排出量の差

新設石炭火力発電の差が、燃焼種別の発電量の差に大きく影響している。この差には、主にエネルギー価格の内生化による一次エネルギー価格の変化が影響している。価格の内生化により、中東やその他アフリカ地域など、天然ガス生産国の天然ガス価格が 2 章モデルで外生的に与えた価格より低く見積もられる。また、中東から近く、パイプラインによる天然ガス輸入が可能なインドにおいても、天然ガス価格が 2 章モデルで外生的に与えた値より低く見積もられる。この結果、これらの地域での石炭火力の代わりにガス火力が多く選択されたと考えられる。

これらの結果を総合すると、図 3-20 で見られた CO₂ 排出経路の差異、および、その原因となっている発電量の差異（図 3-22）は、エネルギー価格の変化により生じており、採掘部門における燃料転換の障壁の影響とは言えない。

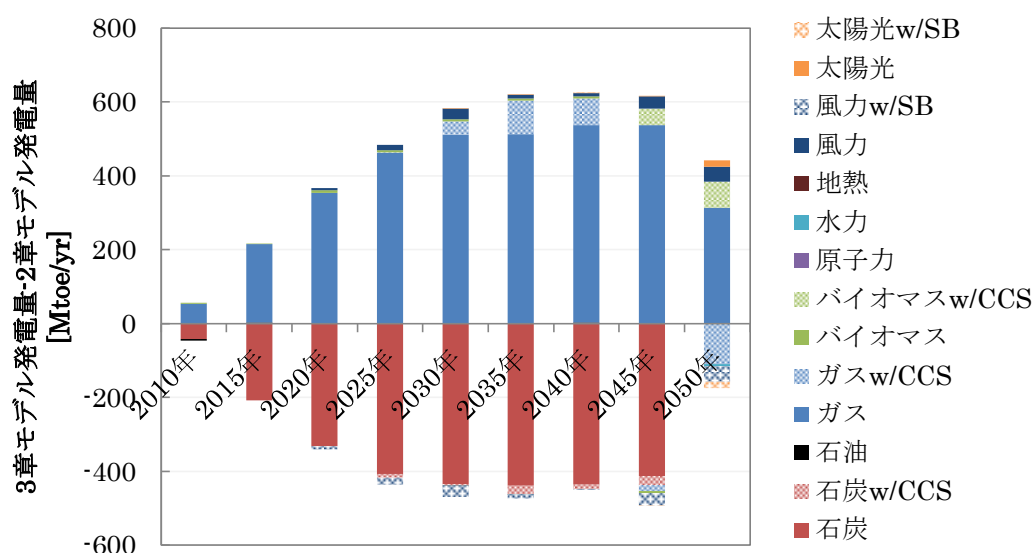


図 3-22 3 章モデルと 2 章モデルの発電量の差

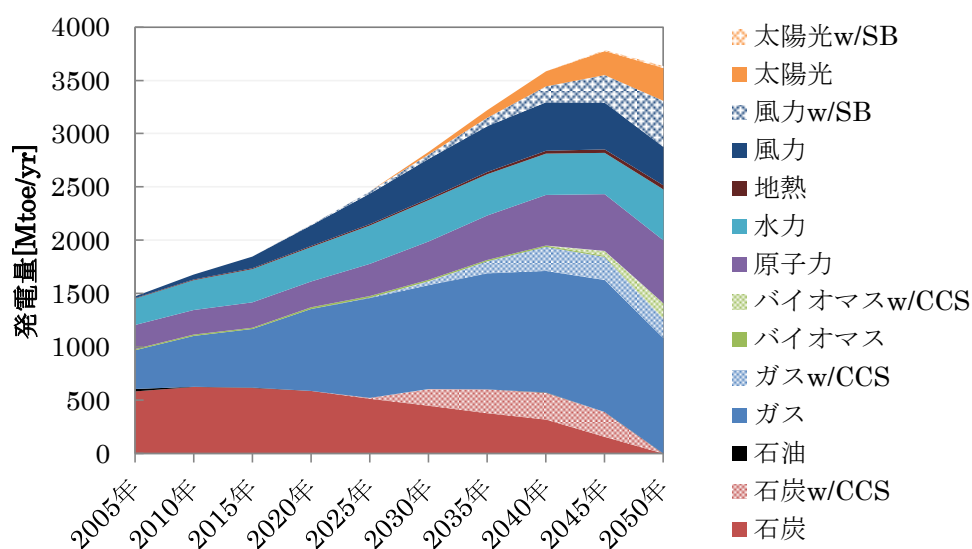


図 3-23 3 章モデルによる燃料種別発電量の推計結果

それでは、採掘部門における燃料転換の障壁を考慮したことは、分析の結果に影響したのだろうか。採掘部門における燃料転換の障壁の影響を分析するため、3章モデルと2章モデルのCCS併設型石炭火力の発電量に着目してみる。3章モデルによる燃料種別発電量の推計結果を図3-23に示す。2030年頃からのCCS併設型石炭火力の発電量が増加し、2050年に発電を停止する。この3章モデルのCCS併設型石炭火力の発電量は、2章モデルの結果と類似しており（図3-22：石炭 w/CCS）、採掘部門の燃料転換の障壁を考慮した場合においても、新設したCCS併設型石炭火力発電所を正味15年程度しか使用しない経路が費用最小経路として選択される。その結果、3章モデルにおいても、CO₂排出制約目標年の直前に、石炭価格にスパイクが生じる（図3-24）。このような一見非現実的な経路の選択は、石炭供給設備およびCCS併設型石炭火力発電所の投資費用が、天然ガスと石炭の価格差に比べて小さいために生じている。

この結果から、具体的な長期のCO₂排出削減目標が2050年単年にしか課されていない場合には、石炭供給設備およびCCS併設型石炭火力発電所の投資費用を考慮した場合でも、目標達成のぎりぎりまで石炭の利用を継続する経路の方がエネルギーシステム全体の費用の観点からは最適と選択される可能性が示唆された。すなわち、採掘部門における燃料転換の障壁を考慮したことは、本分析の結果に大きな影響を与えなかったと結論付けられる。気候変動緩和を目的とした場合、2050年の排出量ではなく累積GHG排出量が影響を与えるため、実効性のある気候変動策を行うためには、長期のCO₂排出削減目標のみならず、短期、中期のCO₂排出削減目標の設定が不可欠といえる。

なお、本モデルでは、エネルギーシステムの総費用を目的関数としているため、部門ごとの費用負担は区別されておらず、投資決定者の持つ一つの“財布”からエネルギーシステムの総費用が払われることを仮定している。言い換えれば、総費用最小化のために無駄な投資を行う部門（上述の結果の場合、石炭供給部門）の負担は、他の部門で得られる利

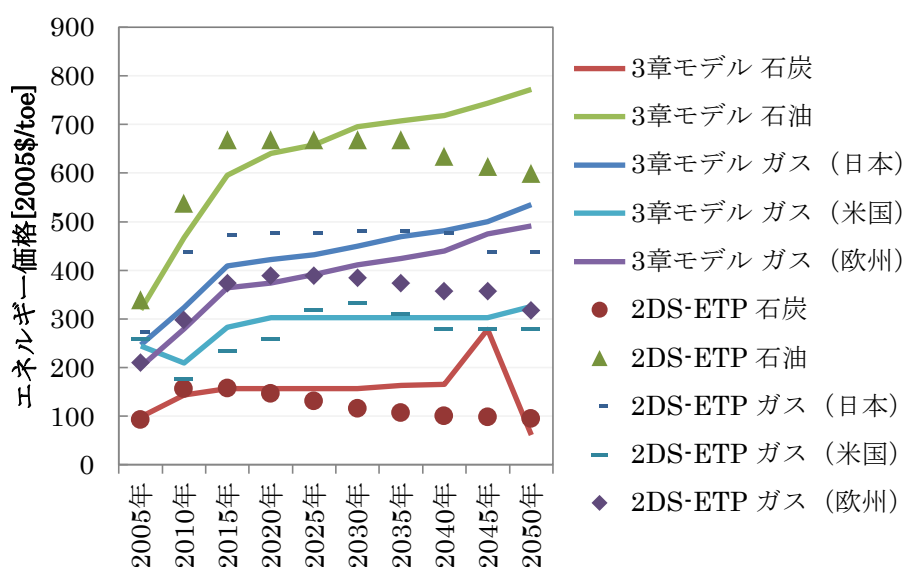


図 3-24 将来のエネルギー価格推計結果

益（上述の結果の場合、ガスの代わりに石炭の利用を継続する部門）から補てんされることが前提になっている。このような利益と負担の再配分機能は現実的には十分に働くとは考えにくく、石炭消費の急激な削減による石炭価格のスパイク分の負担は、特定の国、特定の部門に集中する可能性があるが、現在のモデルでは扱えていない。地域間、部門間の利益と負担の再配分を適切に記述するためには、複数の投資決定者を仮定したモデルの構築が不可欠となる。

3.6. 3 章のまとめ

本章では、従来のモデルで十分着目されていなかった採掘部門における燃料転換の障壁に着目し、①採掘部門における投資回収をエネルギー価格に反映可能なエネルギー資源モデルの開発、②開発したモデルの評価、③開発したモデルと 2 章で開発した世界エネルギーモデルとの統合による採掘部門における燃料転換の障壁の影響の分析を行った。

まず、エネルギー資源の採掘機器の資本投資費や寿命を明示的に考慮したエネルギー資源モデルを構築し、2005 年および 2010 年の国際エネルギー価格および地域別エネルギー資源生産量データを用いて開発したエネルギー資源モデルの妥当性を検証した結果、開発したモデルにより、2005 年から 2010 年にかけての価格高騰や北米のガス価格低下を再現できたとともに、エネルギー資源生産量データともおおむね一致する結果を得た。

次に、エネルギー需要の急激な減少が採掘産業に与える影響を評価するために、エネルギー構成が急激に変化するシナリオ（SC シナリオ）を想定し、開発したモデルを用いて各シナリオにおけるエネルギー価格を推計した。その結果、エネルギー需要の急激な減少が生じる年に、エネルギー価格に急激な上昇（スパイク）が生じることが確認された。スパイクの発生メカニズムの分析から、採掘産業における回収不可能な投資の発生が価格スパイクの原因であることが分かった。これにより、開発したエネルギー資源モデルによって、採掘部門の燃料転換の障壁がエネルギー価格に反映されていることが確認できた。

さらに、開発したエネルギー資源モデルを 2 章で構築した世界エネルギーモデルと統合し、採掘産業の燃料転換の障壁が将来のエネルギー構成に与える影響を推計した。エネルギー価格の内生化によるエネルギー価格の変化により、CO₂排出経路に変化は見られたが、CCS 併設型石炭火力発電所の発電量の分析から明らかなように、採掘部門の燃料転換の障壁はエネルギー構成に大きな影響を与えなかった。これは石炭価格と天然ガス価格の価格差が大きく、たとえ短期間しか使用できないとしても、石炭関連設備を建設し安価な石炭の利用を排出削減目標年のぎりぎりまで継続することが費用最小となるためである。なお、今回の推計では、石炭や天然ガスの資源量の将来の価格予測等をもとに石炭供給費用とガス供給費用の差が大きくなるエネルギー供給費用曲線を使用した。仮に将来の石炭供給費用が急騰した場合やガス供給費用が劇的に低下した場合には、採掘部門の燃料転換の障壁がエネルギー構成に影響を与える可能性もある。

削減目標年直前までの石炭の利用の継続により、統合したモデルにおいても SC シナリオ

で見られたような石炭価格のスパイクが生じることが明らかとなった。開発したモデルでは、部門間で利益と負担の再配分が十分に行われると仮定しているため、石炭産業の負担（価格スパイクの発生）はガスの利用を回避した産業（石炭の継続利用により利益を得た産業）から補てんされることを想定している。そのため、仮に部門間の利益と負担の再配分が十分に行われない場合には、石炭消費の急激な削減による石炭価格のスパイク分の負担は、特定の国、特定の部門に集中する可能性がある。これは、石炭部門という単一の業種から大量の労働者が解雇されることを意味するが、類似する技能を有する労働者間で競争が起こるため、転職活動が困難を極める可能性がある。特に、坑内炭鉱夫のような専門職の場合、身に着けている技術を転用できる職を探すことが難しいために、転職活動が長期化する恐れがある。このような転職活動の長期化や困難化は、解雇者の転職支援費用や職業訓練費用の増加に直結する。政策決定の際には、エネルギーシステム費用だけでなく、このようなエネルギーシステムの外で生じる費用にも留意すべきだろう。

既往研究における温室効果ガスの削減を目的とした燃料転換の文脈では、石炭などの化石燃料から再生可能エネルギーなどへの急速で大幅な転換の必要性を提言する事例が多くみられる。しかし従来のエネルギーモデルでは、急速な燃料転換による化石燃料産業への影響を十分に考慮していないため、化石燃料産業への影響の懸念に対して回答することが難しかった。本研究では、エネルギー採掘部門の詳細なモデル化により、エネルギー採掘部門への影響も含めたコスト最小の CO₂ 排出経路、および、採掘産業への影響を示すことができた。従来考慮されてきたエネルギーの需要側から見た提言ではなく、エネルギーの供給側を含めたエネルギーシステム全体を考慮した提言を行える点は、本章で開発したモデルを用いる利点と言える。

本章で開発したエネルギー資源モデルは、将来需要を既知と想定した完全予見型の最適化モデルであるが、現実には、将来のエネルギー需要は予測が困難で、不確実性を有する。将来のエネルギー需要の不確実性を考慮した投資行動のモデル化は、今後の課題である。

3.7. 参考文献

- 1) AL Bankert, SH Kim, AJ Smith, and HM Pitcher; (2003), Model Documentation for the MiniCAM, (the Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Washington.
- 2) S. Fujimori, T. Masui, and Y. Matsuoka; (2012), AIM/CGE [basic] manual, working paper, National Institute for Environmental Studies, Tsukuba.
- 3) Research Institute of Innovative Technology for the Earth; RITE GHG Mitigation Assessment Model, http://www.rite.or.jp/English/lab/syslab/system_lab.html. (Accessed 2013.11.11)
- 4) 杉山昌広, 今中健雄 ; (2011), 世界の CO₂ 排出大幅削減に向けた高効率電化技術の役割ー 積上げ式世界エネルギー・システム・モデルの改良と試算 ー, 電力中央研究所 研究報告書, Y10009.

- 5) V. Smil; (2010), *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*, 178, Praeger Pub.
- 6) R. Egging, F. Holz, and S. A. Gabriel; (2010), The World Gas Model: A multi-period mixed complementarity model for the global natural gas market, *Energy*, 35 4016-4029.
- 7) D. Haftendorn, F. Holz, and C.V. Hirschhausen; (2012), The end of cheap coal? A techno-economic analysis until 2030 using the COALMOD-World model, *Fuel*, 102 305–325.
- 8) P. Hartley P. and K.B. Medlock; (2005), *The Baker Institute World Gas Trade Model, Geopolitics of Gas Working Paper Series*.
- 9) R. Aune, S. Glomsrød, L. Lindholt, and K. E. Rosendahl; (2005), Are high oil prices profitable for OPEC in the long run? Discussion Papers No.416, Statistics Norway, Research Department.
- 10) R. Loulou, G. Goldstein and Noble K; (2004), *Documentation for the MARKAL Family of Models*, International Energy Agency.
- 11) L. Schernikau; (2010), *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*, 250, Springer.
- 12) J. Trüby and M. Paulus; (2011), Market structure scenario in international steam coal trade, *EWI Working Paper*, No.11/02.
- 13) International Energy Agency; (2011), *World Energy Outlook 2011*, OECD/IEA, Paris
- 14) International Energy Agency; (2010), *Energy prices & taxes*, OECD/IEA, Paris
- 15) Energy Information Administration; (2011) *Performance Profiles of Major Energy Producers 2009*. DOE/EIA-0206.
- 16) Energy Information Administration; (2003), *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook*, DOE/EIA-0637.
- 17) P. Cayrade and B. Franlab; (2004), *Investments in Gas Pipelines and Liquefied Natural Gas Infrastructure. What is the Impact on the Security of Supply? Working Paper*.
- 18) HH. Rogner; (1997), An assessment of world hydrocarbon resources, *Annual Reviews of Energy and the Environment*, 22, 217-262
- 19) 資源エネルギー庁 ; (2008), 原油価格高騰の要因分析, エネルギー白書 2008, 2-32
- 20) International Energy Agency; (2012), *World Energy Outlook 2012 - Special Report - Golden Rules for a Golden Age of Gas*, OECD/IEA, Paris
- 21) International Energy Agency; (2010), *Energy Balances of OECD Countries*, OECD/IEA, Paris

- 22) International Energy Agency; (2010), Energy Balances of Non-OECD Countries, OECD/IEA, Paris
- 23) International Energy Agency; (2006), World Energy Outlook 2006, OECD/IEA, Paris
- 24) International Energy Agency; (2011), Energy Technology Perspectives 2011, OECD/IEA, Paris
- 25) O. Akashi, Y. Hijioka, T. Masui, T. Hanaoka, M. Kainuma; (2012), GHG emission scenarios in Asia and the world: The key technologies for significant reduction, Energy Economics, 34 S346-S358.

4. 転換部門における燃料転換の障壁のモデル化

4.1. はじめに

本章では、既往のモデルで十分にモデル化できていなかった燃料転換の障壁の内、転換部門における燃料転換の障壁に着目する。具体的には、将来の発電構成に大きな影響を与える“発電部門における技術的障壁”を取り上げ、再生可能エネルギー発電の接続可能量制約のパラメータを、電源構成モデルを用いて推計する。

再生可能エネルギーのうち、特に、太陽光発電や風力発電、波力発電、潮力発電は、そのエネルギー源となっている日射量や風量、波の規模などが天候・気候条件等に左右されることから「変動性再生可能エネルギー（Variable Renewable Energy, VRE）」と呼ばれている。VREのうち、特に太陽光発電と風力発電は、利用可能な資源量が豊富であることや発電技術が既に実用化していることなどから、低炭素な電力の供給源として、将来の大量導入が期待されている。他方、電力の安定供給のためには、電力の需要と供給が同時同量であることが求められるため、VREが大量に導入に伴う大規模な出力変動により需給のバランスが取れなくなり、電力供給が不安定になることが懸念されている。

電力系統利用協議会内に設置された「新エネ発電の大量導入が連系線へ与える影響に関する勉強会」では、太陽光発電や風力発電に関わる最新の情報をもとに、太陽光・風力の大量導入が電力系統に与える影響を技術的観点から整理し、その内容を報告書として取りまとめている¹⁾。報告書の中では、近年、VREの導入が急速に進んでいる欧米諸国において、VREの導入が電力系統に与えた影響が整理されている。これによると、デンマーク、ドイツ、スペイン、ポルトガルなどでは2008年時点で国内電力の最低需要よりも多くの風力発電の容量が導入され、それに伴い、風力発電からの発電量が電力需要を超過する時間帯が生じるため、超過分の吸収のために近隣諸国への送電が必要になっている。また、ドイツとフランスに挟まれ、双方の国と電力系統がつながっているベルギーでは、ドイツの風力発電の発電量に応じて、流れ込む電力の潮流の向きが変化するという問題も生じている（風力の発電量が大きい場合は、オランダを経由して南向きの潮流、逆の場合には北向きの潮流が生じる）。この変動幅は±200万kW程度まで拡大しており、ベルギーの最大電力（1400万kW）の14%に達しているため、同国の系統管理に大きな悪影響を与えている。このようなVREの出力変動に伴う課題を解決するため、より広域的な電力網の構築や、国際送電線の強化、電力貯蔵設備の普及が必要であるとの認識は進んでいるが、送電線の増設や揚水発電所の建設は地域住民の反対等により困難を極めており、VRE導入拡大の障壁となっている。

我が国においては、電力会社が風力発電の系統接続可能量に上限を設けることで、風力発電の系統連系の拡大と電力の安定供給の両立を目指している。系統接続可能量の上限は、風力発電の利用可能量に対して系統の需要量が比較的小さい地域の電力会社（東京電力、

中部電力、関西電力を除く 7 電力会社）において、風力発電の変動特性や、各電力会社の持つ発電機の構成、揚水発電所等の蓄電設備の規模、需要の変動特性等により設定されている。特に、北海道や東北地域などは、風力発電のポテンシャルに対して電力需要量が小さいため、電力系統側のみでの出力変動の吸収が難しく、VRE 普及の制約となっている。

1 章で整理したように、従来のエネルギーモデルでは、上述した風力発電や太陽光発電のような VRE の接続可能量の制約を、比率制約により表現している。例えば、2 章のモデルのベースとなっている AIM/Enduse [Global]²⁾では、蓄電池を併設しない VRE の系統接続率の上限を 20%、蓄電池併設型を含めた場合の上限を 30~50%（時間経過とともに増加）と仮定している。地球環境産業技術研究機構（Research Institute of Innovative Technology for the Earth, RITE）が開発している DNE21+モデル³⁾（Dynamic New Earth 21 plus model）では、蓄電池を併設しない風力発電、太陽光発電の上限をそれぞれ 10%、蓄電池併設型の風力発電、太陽光発電の上限をそれぞれ 20%とし、合計で最大 60%の VRE が接続可能と仮定している。

VRE の地域別の系統接続率を定量的に分析した文献に IEA⁴⁾がある。この文献では、世界 8 地域の電力系統を対象に、発電構成や地域間連系線の有無などの系統の柔軟性、電力系統内の VRE の地域遍在性や変動特性、需要の不確実性を分析し、それぞれの電力系統への VRE の系統接続率の上限を推計している。しかし、電力負荷のピーク時および最低負荷時のみを分析対象としていること、出力増減可能な発電機が全て周波数調整に使用できるという仮定を置いていること、VRE への蓄電池の併設や出力抑制などの出力変動対策を評価していないことが課題として残る。また、日本における VRE の大量導入時の出力変動対策として、①蓄電池の活用、②揚水発電の活用、③調整力拡大に向けた電源運用（負荷周波数制御（LFC）調整力の活用）、④地域間連係線を活用した調整力の拡大、⑤新エネ発電の出力抑制や解列、の 5 つが検討されている⁵⁾。これらの出力変動対策を考慮しつつ、VRE の接続可能量の上限を定量的に評価するためには、同時同量の需給調整が求められる発電部門の特性や再生可能エネルギー発電の変動性、地域性を考慮可能なモデルを用いることが望ましい。

本章では、電力部門に焦点を当てたモデル（最適電源計画モデル）を用いて、変動性再生可能エネルギーの導入に伴い、“VRE の接続可能率上限”と“VRE 導入にあたり必要となる出力変動対策の実施量”を明らかにする。なお、最適電源計画モデルの構築に要するデータの入手可能性を考慮し、パラメータの推計には、日本を対象にした電源計画モデルを用いる。

4.2. 再生可能エネルギー発電の変動性を考慮した電源計画モデルの構築

4.2.1. 既往の最適電源計画モデル

これまで日本を対象として開発されてきた電源計画モデルを表 4-1 に示す。多くのモデルは電力中央研究所で開発された OPTIGEN⁶⁾をベースに開発されているが、計算能力の向

上などにより、多地域化、時間分解能の高度化などが進められている。また、温室効果ガス削減や原子力発電の是非をめぐる議論を通し、再生可能エネルギー発電の大量導入の影響に関心が移った 2011 年以降、再生可能エネルギー発電を明示的に考慮したモデルが続々と開発されている。これらのモデルでは、再生可能エネルギー発電の変動性や地域遍在性を考慮するため、負荷周波数制御（Load Frequency Control, LFC）容量や地域間連系線が明示的に考慮されている。以下に、再生可能エネルギーを明示的に考慮したモデルとして、4 つの研究をレビューする。

山本ら（2012）⁷⁾は、再生可能エネルギー発電の大量導入による電力システムへの影響を分析するため、高橋ら（1996）⁸⁾が開発した OPTIGEN を、特に火力発電の出力調整力に着目して拡張している。具体的には、火力発電の部分負荷運転による発電効率の低下を考慮するため、火力発電の運転モードを明示的にモデル化しているほか、VRE の出力変動調整のための LFC 容量制約や VRE の解列（電力系統から強制的に切り離すこと）を明示的にモデル化している。東日本地域への VRE の大量導入を想定したケースを対象に、LFC 容量・部分負荷特性を考慮しないモデルと考慮したモデルの結果を比較した結果、LFC 容量を考慮したことにより、風力発電の解列の増加、天然ガス複合発電の発電量の増加、揚水発電量の増加などが生じることが示された。

白木ら（2011）⁹⁾は、芦名ら（2008）⁹⁾が開発した多地域電源計画モデルに再生可能エネルギー評価モジュールを追加し、将来の温室効果ガス排出制約下の最適電源構成、最適電源立地を分析している。日本全国を 60 地域に区分しており、他のモデルと比べて地域分解能が高い点、VRE の導入量を最適解としてモデル内で内生的に導出する点に特徴を有する。2020 年に発電部門に CO₂ 排出量制約が課されたケースを想定し、再生可能エネルギー発電の導入条件を分析した結果、①将来のエネルギー価格の上昇を考慮した場合、風力発電が安価な電源として東北、九州地域で積極的に導入されること、②蓄電池の費用や系統の下げ代制約が風力発電の導入の制約となること、③地域ごとのピーク電源の構成により、太陽光発電の最適な導入地域が変化することを明らかにしている。

荻本ら（2012）¹⁰⁾は、連係潮流の最適化機能および最小費用電源計画費用を持つ ESPRIT モデルを用いて、再生可能エネルギーの出力変動特性を含めた需給調整力のモデル化、および、評価方法の提案を行っている。ESPRIT モデルでは、電力供給側の需給調整力のみならず、ヒートポンプ給湯器や電気自動車、プラグインハイブリッド自動車など電力需要側での需給調整力の活用（需要の能動化）も含めた評価が可能な点に特徴を有する。エネルギー基本計画をもとに各発電機の設備容量および活用可能な需要側の機器の導入量を設定し、需給調整力を評価した結果、VRE の増加、需給調整力の低いベース電源の増加により電力システム全体の需給調整能力が低下することを明らかにしている。

小宮山ら（2012）¹¹⁾は、再生可能エネルギーの持つ時間変動性を明示的に考慮するため、1 年を 10 分間隔 52560 期に区分した時間解像度の高いモデルを用いて、温室効果ガス排出制約下、原子力発電制約下での将来の電源構成について、特に、原子力発電の設備容量、

CO₂制約、地域間連系線運用容量の3点に着目し、ケース分析している。分析の結果から、火力による負荷追従運転や出力抑制などにより、VREの導入容量と比較し、蓄電池の導入量が相対的に小さくなる可能性があること、地域間連系線の増強により、VREの設備利用率がより高い地域（風力：北海道、太陽光：九州、四国）でのVREの導入量が増加する可能性があることを指摘している。

以上の文献レビューから、本章の目的とする“VREの接続可能率上限”と“VRE導入にあたり必要となる出力変動対策の実施量”の推計のためには、①LFC容量、および、②VREの出力抑制・解列、を明示的にモデル化した電源モデルを用いる必要があるといえる。また、上述の既往研究では、文献5)で挙げられた多くの出力変動対策が考慮されているが、蓄電池による出力変動調整のモデル化にあたり、長周期変動と短周期変動を明示的に考慮していなかった。しかし、特に風力発電の場合、20分以内の短周期の出力変動の平滑化と2時間以上の長周期の出力変動の平滑化に必要な蓄電池の容量は異なることが指摘されている¹²⁾。文献5)で挙げられた出力変動対策に加え、長周期変動対策蓄電池と短周期変動対策蓄電池を区別してモデル化することが適当と考えられる。

表 4-1 日本を対象とした電源計画モデル

ベース モデル	開発機関	名前	期 間	年間の 時間区分	地域区分	PV WT の 立地	バイオ マス	LFC 容 量 制約	部 分 負 荷 運 転	地 域 間 連 系 線	出力 抑制/ 解列	需 要 側 対策	参考
-	電力中央 研究所	OPTIGEN	長 期	7 代表日×24 時 間 (168 期)	1 地域 (日 本全域)	-	-	-	-	-	-	-	高 橋 ほ か (1996) ⁶⁾
OPTIGEN	電力中央 研究所	MM-OPG	単 年	1 時間間隔 1 年 (8760 期)	1 地域 (東 日本)	○ 外生	-	○ 内生	○	-	○	-	山 本 ほ か (2012) ⁷⁾
-	国立環境 研究所	AIM/ESM [Grid]	長 期	7 代表日×24 時 間 (168 期)	60 地域	-	-	-	-	○	-	-	芦 名, 藤 野 (2008) ⁹⁾
AIM/ESM [Grid]	東大 連係講座	多地域電源 計画モデル	単 年	19 代表日×24 時 間 (456 期)	60 地域	○ 内生	○	-	-	○	-	-	白 木 ほ か (2011) ⁸⁾
AIM/ESM [Grid]	低炭素戦略 センター	多地域電源 計画モデル	長 期	25 代表日×24 時 間 (600 期)	9 地域	○ 外生	○ (混焼 のみ)	○ 外生	-	○	-	-	低炭素戦略 センター ¹³⁾
-	東大 荻本研	ESPRIT	長 期	1 時間間隔 1 年 (8760 期)	10 地域	○ 外生	-	○ 外生	-	○	-	○ 外生	荻 本 ほ か (2012) ¹⁰⁾
-	東大 藤井研	最適電源構 成モデル	単 年	10 分間隔 1 年 (52560 期)	9 地域 (沖 縄除く)	○ 内生	-	○ 内 生 ※	-	○	○	-	小 宮 山, 藤 井(2013) ¹¹⁾
TIMES (MARKA L)	富士通	JMRT モデ ル	長 期	4 季×3 期間 (ピ ーク、ミドル、 ロード) (12 期)	10 地域	○ 内生	-	-	-	○	-	-	濱 崎 (2013) ¹⁴⁾

※10 分間隔で計算しているため、内生的に計算可能

4.2.2. 多地域最適電源計画モデルの拡張

本研究では、白木ら(2011)⁸⁾が構築した多地域電源計画モデルを VRE の出力変動の影響を考慮可能な形式に拡張して使用する。白木ら(2011)⁸⁾が構築した多地域電源計画モデルは分析期間の総費用最小化を目的関数として、将来の発電設備の容量、および、各発電方式の発電量などを推計するボトムアップ型最適化モデルである。全国を 60 地域に分割し、各地域に電力需要ノード、発電ノードを設定している。地域間には、実際の地域間連系線ネットワークに基づき、仮想的な連系線を設けている。電力需要は、年間電力需要量および日負荷曲線を用いて、1 時間毎に設定している。日負荷曲線は、年間の 1 時間毎の電力需要変動を 7 パターン（夏季最大需要日、夏季平日、夏季休日、冬季平日、冬季休日、中間期平日、中間期休日）に分類し、それぞれの代表値を使用している。これに加えて、太陽光発電量の日毎の変動を考慮するため、太陽光の発電パターン毎に発電量上位・中位・下位の 3 ケースの分類をおいている⁸⁾。

“VRE の接続可能率上限”と“VRE 導入にあたり必要となる出力変動対策の実施量”の推計のためには多量のケース分析が必要と想定されるため、地域解像度を電力会社の管轄別の 10 地域に集約化した。現在の電力システムにおいて需給バランスは各電力会社の管轄別にとられていること、LFC 容量は電力会社の管轄別に用意されていること、集約した場合でも地域間送電線の容量の制約は考慮可能であることなどから、10 地域への集約化は VRE の大量導入による出力変動対策を分析するにあたり、十分な分解能と考える。

また、多地域電源計画モデルでは国産バイオマス、輸入バイオマスを用いたバイオマス発電の導入についても考慮可能だが、総発電量への寄与率が低いこと、VRE と異なり、投入バイオマス量の調整により人為的に出力変動可能なことなどから、本研究では検討の対象から除外した。

各発電方式の主なパラメータを表 4-2 に示す。

表 4-2 各発電方式の主なパラメータ ⑧

発電方式	略称	初期費用 [万円/kW]	寿命 [年]	熱 効 率 (所内損 失含む)	最大設備 利用率	LFC 供給量 uslfc_o (カッコ内は充電時 の供給量 uslfc_s)	LFC 要 求 量 udlfc_c、udlfc_o
原子力	原子力	26	40	33%	95%	0%	-
石炭火力	石炭	26	40	37%	83%	5%	-
石炭ガス化複合発電	IGCC	32	40	36%	83%	5%	-
CCS 併設型石炭ガス化複合発電	IGCC w/CCS	38	40	30%	83%	5%	-
石油火力	石油	20	40	34%	83%	5%	-
ガス火力	ガス	19	40	37%	83%	10%	-
ガスコンバインド	ガス CC	12	40	44%	83%	10%	-
CCS 併設型ガスコンバインド	ガス CCw/CCS	24.5	40	38%	83%	10%	-
水力	水力	30	80	-	-※1	0%	-
揚水	揚水	60	80	65%※2	95%	20% (20%)	-
太陽光	太陽光	23	20	-	-※1	-	10% (発電量比)
蓄電池併設なし風力	風力	20	20	-	-※1	-	15% (発電容量比)
短周期変動調整蓄電池併設型風力 (20 分周期変動 50%抑制)	風力 w/SBST1	28	20	-	-※1	-	7.5% (発電容量比)
短周期変動調整蓄電池併設型風力 (20 分周期変動 100%抑制)	風力 w/SBST2	68	20	-	-※1	-	0% (発電容量比)
長周期変動調整蓄電池	SBLT	24	10	85%※2	95%	20% (20%)	-

※1 出水率、平均風速、日射量等により地域別代表日別時間別に外生的に決定 ⑧、※2 充放電効率

本研究では、VRE の出力変動の影響を考慮するため、多地域電源計画モデルに対し、① 負荷周波数制御（LFC）容量制約の考慮、②VRE の出力抑制・解列の考慮、③短周期変動調整蓄電池と長周期変動調整蓄電池の区別、の 3 点の拡張を行った。拡張した機能を以下に示す。

(a) 負荷周波数制御（LFC）容量制約

電力システムでは、周波数の安定化のため、需要と供給をバランスさせる必要がある（同時同量）。仮に、同時同量が達成できず周波数が不安定になった場合、需要家が使用するモーターの出力の乱れや大容量発電設備での異常振動などが発生する可能性があるほか、需給バランスの差が極端に大きい場合には、大規模な停電に陥る可能性がある。

発電システムでは、電力需要の変動および VRE の出力変動を、変動の周期によって三つに区分している¹⁵⁾。具体的には、変動周期が数分以下の微小な変動成分（サイクリック成分）、数分から数十分程度までの短周期変動分（フリンジ成分）、および、十数分以上の長周期変動分（サステンド成分）の三つである。

サイクリック成分は、電力系統の持つ負荷周波数特性や発電機のガバナフリー運転（発電機の調速機の制限をはずし、周波数変動に対して自由に応答させることで周波数を安定化させる運転方式）により自動的に調整される。フリンジ成分は、負荷周波数特性やガバナフリー運転での対応は難しいため、周波数の変動を検出し、発電機の出力を変動させる負荷周波数制御（LFC 制御）で調整を行う。サステンド成分は、比較的予測が容易なため、発電機毎の経済性等を考慮した経済負荷配分制御（Economic load Dispatch Control, EDC）に基づき、発電機の停止・起動も含めた比較的ゆるやかな出力制御により、調整を行う。

VRE の大量導入を想定した場合、これらの変動成分のうち、特にフリンジ成分の調整力の不足が大きな懸念事項と考えられている⁵⁾。特に、北海道や東北地域など、風力発電のポテンシャルに対して電力需要の規模が小さい地域では、需給調整用発電機の容量不足が風力発電の導入の制約となっている⁵⁾。

本研究では、VRE の導入に伴うフリンジ成分の増加（LFC 要求量）、変動に対する調整力（LFC 調整力）の供給、および、LFC 要求量と LFC 供給力のバランスを以下の制約式により明示的にモデル化した。

$$\text{LFC_D}_{r,d,h} = \text{udlfc_o}_g \times \text{O}_{r,g,d,h} + \text{udlfc_c}_g \times (\text{C}_{r,g} - \text{C_PO}_{r,g,d,h}) + \text{udlfc_dmd} \times \text{dmd}_{r,d,h} \quad (1)$$

$$\text{LFC_S}_{r,d,h} = \text{uslfc_o}_g \times \text{O}_{r,g,d,h} + \text{uslfc_s} \times \text{S}_{r,g,d,h} + \text{uslfc_dmd} \times \text{dmd}_{r,d,h} \quad (2)$$

$$\text{LFC_D}_{r,d,h} \leq \text{LFC_S}_{r,d,h} \quad (3)$$

ここで、 r は地域、 g は発電方式、 d は代表日、 h は時間、LFC_D は LFC 調整力の要求量、LFC_S は LFC 調整力の供給可能量、O は発電量、C は発電容量、C_PO は解列容量、S は蓄電量、dmd は電力需要量、udlfc_o は単位発電量あたりの LFC 要求量、udlfc_c は単位発電容量あたりの LFC 要求量、ud_lfc_dmd は単位電力需要量あたりの LFC 要求量、uslfc_o は単位発電量あたりの LFC 供給可能量、uslfc_s は単位蓄電量あたりの LFC 供給可能量、us_lfc_dmd は許容調整残を表す。

VRE の導入に伴う LFC 調整力の推計には、電気学会¹⁵⁾により提案された代数的手法が用いられることが多い。代数的手法では、電力需要由来の変動成分と VRE 由来の変動成分の相関性を考慮するために、ベクトルを用いて簡易的に LFC 調整量を推計する。代数法による LFC 調整量の推計は非線形となるため、本研究ではモデルの線形性を維持するため、全ての變動成分が無相関であることを仮定し、単純にすべての變動成分を足し合わせることで LFC 要求量を算出した。この仮定では、LFC 要求量を実際の要求量より過剰に見積もる可能性が高いが、式 1 を満たしている場合、LFC 供給量を過剰に準備することに相当するため、安全側の誤差である。

太陽光発電の LFC 要求量は、単位発電量あたりの LFC 要求量として与え、各時点の発電量の 10%^{6,10)}とした。風力発電の LFC 要求量は、単位発電容量あたりの LFC 要求量として与え、各時点の系統接続容量の 15%^{6,10)}とした。また、電力需要由来の LFC 要求量は各時点の電力需要の 1%⁶⁾とした。許容調整残は各時点の電力需要の 1%⁶⁾とした。各発電方式別の単位発電容量あたりの LFC 供給量は表 4-2 に併せて示す。

本研究では 1 日の電力需要を 1 時間単位に分割したため、20 分以内の LFC 容量制約を考慮するために、上述の制約式を用いた。他方で、表 4-1 に示したように、小宮山ら(2012)¹¹⁾のモデルでは、1 年間の電力需要を 10 分単位に分割したモデルを用いており、LFC 制約を内生的に考慮できる。後者の長所は、当然、時間分解能が高く、より現実に近い電源システムをモデル化できる点にある。他方で、大量の入出力変数が必要となるため、計算時間が増大する可能性がある点、10 分単位の需要データや VRE の出力データを準備する必要があるなどデータの入手可能性に大きく依存する点が欠点となる。前者は LFC 制約に用いるパラメータの設定が不可欠となるという欠点を持つが、入出力変数が少ないために計算時間が短くなり数多くのシナリオ分析を実施できる点、時間分解能をある水準に抑える代わりに空間分解を高めるなどの他の機能を拡張できる点、データの入手可能性が高い点が長所として挙げられる。

(b) 変動性再生可能エネルギー発電 (VRE) の出力抑制・解列の考慮

VRE の大量導入に伴う出力安定化策としては、前述した LFC 調整力の供給のような電力系統側の対策だけでなく、VRE の出力抑制や解列など、系統に接続する VRE 側での出力変動対策についても議論されている⁵⁾。出力抑制は、主に太陽光発電を対象に検討されている出力変動対策で、VRE からの出力が電力需要を超過すると予測される場合（晴天のゴールデンウィークなど、休日で電力需要が低く、かつ、太陽光発電の発電量が高くなる日）に VRE の発電出力を低下させる施策である。解列は、主に風力発電を対象に検討されている出力変動対策で、夜間など電力需要が低く系統側の調整力が不足する時間帯に、風力発電を電力系統から切断する対策である。

本研究では以下の式により、VRE の出力抑制および解列をモデル化した。

$$O_{r,g,d,h} \leq cf_{r,g,d,h} \times (C_{r,g} - C_{PO_{r,g,d,h}}) \quad (4)$$

ここで、 r は地域、 g は発電方式、 d は代表日、 h は時間、 O は発電量、 C は発電容量、 C_{PO} は解列容量、 cf は VRE の設備利用率（日射量、平均風速から設定した代表日 d 、時間 h における単位発電容量当たりの発電量）を示す。式 4 の $C_{r,g} - C_{PO_{r,g,d,h}}$ が VRE の解列を表し、不等号が VRE の出力抑制を表している。式 1 から式 3 による LFC 容量制約と式 4 の組み合わせにより、LFC 調整力の範囲内で VRE から電力を供給する。

(c) 短周期変動調整蓄電池と長周期変動調整蓄電池の区別

前述した出力抑制と解列策に加えて、VRE 側の出力変動対策としては、蓄電池の活用が挙げられる。出力変動対策としての蓄電池には、フリンジ成分のような短周期の出力変動を調整する利用法と、EDC で対応するような長周期の出力変動対策としての利用法がある¹⁵⁾。太陽光発電の大量導入を想定した場合、20 分以内の短周期の変動はならし効果により抑制されるため¹⁶⁾、昼と夜や、晴天時と雨天時のような比較的長周期での出力変動が課題となる。そのため、太陽光発電の大量導入時には、長周期での出力変動に対応可能な蓄電池の併用が必要となる。他方、風力発電は風速の 3 乗に比例して発電量が増加するため、太陽光発電と比較して出力変動の絶対量が大きく、短周期出力変動調整蓄電池の併設が求められている。実際に、青森県六ヶ所村の風力発電所では、ナトリウム・硫黄電池（NAS 電池）により風力発電の出力変動を抑制することで、風力発電からの安定した送電を実現している¹⁷⁾ほか、岩手県でも出力変動緩和を目的とした蓄電池を併設した大規模風力発電所の建設計画を発表している¹⁸⁾。以上の背景を踏まえて、本研究では、短周期変動調整蓄電池、および、長周期変動調整蓄電池を区別してモデル化する。具体的には、短周期変動調整蓄電池は風力発電の短周期変動対策として風力発電所との併設を想定し、長周期変動調整蓄電池は太陽光、風力の長周期変動対策として変電所や発電所など、系統により制御可能な地点への設置を想定する。なお、風力発電所に併設する蓄電池の出力は、目標とする 20 分周期変動の抑制率により異なる。本研究では、風力発電所の 20 分以内変動を 50%抑制する容量（風力発電容量比 17%）の蓄電池を併設した風力発電所（風力 w /SBST1）、および、風力発電所の 20 分以内変動を 100%抑制する容量（風力発電容量比 100%）の蓄電池を併設した風力発電所（風力 w /SBST2）の 2 種類を想定する¹²⁾。なお、太陽光発電の導入量が小さい段階では、太陽光の短周期変動が風力と比較して小さく、LFC 調整容量制約への影響が小さいと予想されること、前述のように太陽光発電の大量導入時には平滑化効果により短周期変動が縮小されること、余剰発電量対策として導入される長周期変動調整蓄電池への蓄電により短周期変動の調整が可能なることから、太陽光発電設備への短周期変動調整蓄電池の併設は考慮しなかった。

想定した風力発電および蓄電池のパラメータを表 4-2 に併せて示す。

4.2.3. 分析シナリオ

VRE 導入に伴う電源構成への影響を分析するシナリオとしては、電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS 法）のような VRE の導入目標を課すシナリオ

と、CO₂排出削減目標を課し VRE の導入を促すシナリオが考えられる。前者は、再生可能エネルギー発電の導入量を目標値に到達させることに焦点を当てているため、LFC 供給量を増加させるために、原子力発電の発電量を減少させ、石炭火力発電を増加させる可能性がある。この場合、VRE の導入量を増加させるために、CO₂排出量が増加する恐れがある。他方、後者では、CO₂排出削減目標の達成を所与とするため、CO₂排出削減と VRE 導入増加の双方を達成可能な電源構成を推計できる。本研究は、CO₂ 排出削減を目的とした VRE の導入容量と、その出力変動対策のための蓄電池導入量および出力抑制量を分析することを目的としているため、後者のシナリオを採用した。

複数の VRE 導入率の下での蓄電池導入量および出力抑制量の関係式を得るため、複数の CO₂ 排出シナリオ（排出制約をかけないケース（NO ケース）、1990 年比+60%~-55%まで 5%刻みで 24 ケース、および、既存火力からの LFC 供給量が低くなるケースの分析のため -56%~-95%までを 1%刻みで 40 ケース。合計で 65 ケース）を設定した。

対象年は 2030 年単年とし、1 年間の総発電費用の最小化を目的関数として、将来の電源構成を推計した。なお、2030 年の地域別電力需要量は、芦名ら（2008）⁹⁾の推計値を用いた。2030 年の CCS 導入可能量上限、原子力発電導入量上限は AIM/Enduse[Global]²⁾のデータベースを用いた。燃料価格は、World Energy Outlook 2009¹⁹⁾の Reference ケースの値を使用した。

4.3. 再生可能エネルギー発電の変動性を考慮した電源計画モデルによる推計結果

4.3.1. 電源構成

CO₂ 排出削減ケース別の総発電量を図 4-1 に示す。なお、図には解析したシナリオのうち、5%刻みの推計結果を記載した。排出目標を課さない NO ケースでは、VRE はほとんど導入されなかった。石炭火力のシェアの増加により、発電部門からの CO₂ 排出量は 1990 年比で 67%増（484Mt・CO₂）となった。排出目標が厳しくなるに従い、石炭火力からガスコンバインドサイクルや CCS 併設型 IGCC への転換が進み、並行して蓄電池併設風力発電（風力 w/SBST1）の導入量が増加した。さらに厳しい排出目標下では、太陽光発電の導入が進み、-45%ケースより厳しい排出目標下では、CCS 併設型 IGCC の代わりに CCS 併設型ガスコンバインドサイクルが使用される結果となった。CCS が導入量上限に達した-50%ケースより厳しい排出目標下では、太陽光発電および SBLT の導入量が増加した。さらに-70%ケースより排出目標が厳しいケースでは、LFC 供給量の高いガスコンバインドサイクル発電の使用が制約されるため、短周期変動の 100%抑制が可能な蓄電池併設型風力発電（風力 w/SBST2）のシェアが拡大した。VRE の導入増加にともない SBLT の発電・蓄電容量が増加した結果、-90%シナリオでは総発電量が約 2 割増加した。

CO₂ 排出削減ケース別の総発電容量を図 4-2 に示す。太陽光発電のシェアの増加に伴い、総発電容量が急激に増加することが確認できる。これは、太陽光とその他の発電方式の設

備利用率が異なることに起因する。-80%ケースでは、全設備容量の約 37%を太陽光発電設備が占めた。

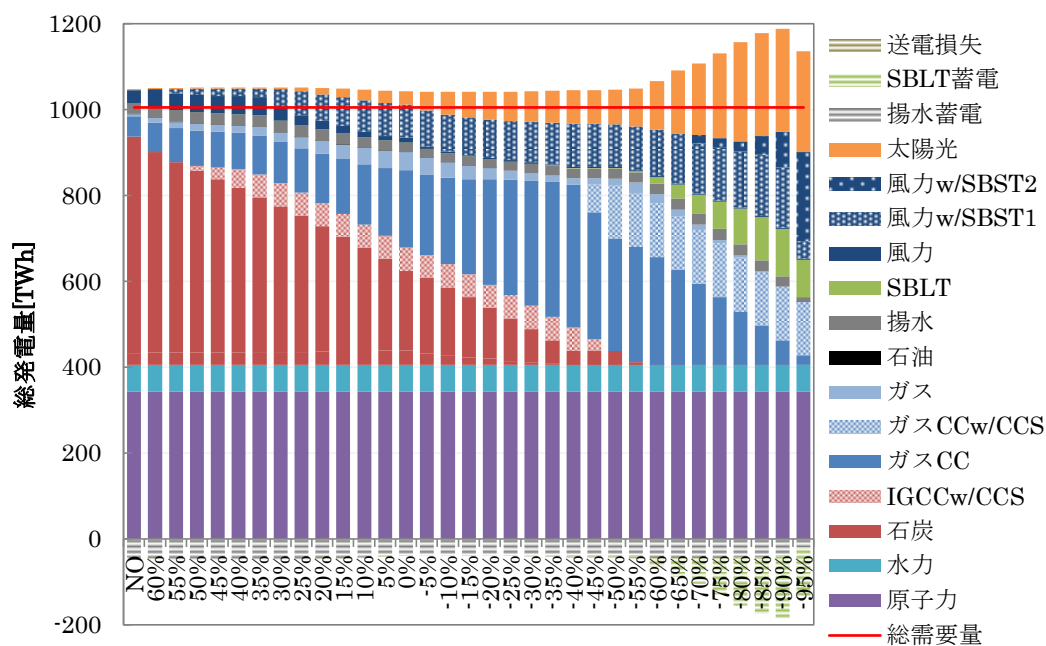


図 4-1 CO₂排出削減ケース別総発電量
(5%刻みでケースを抜粋)

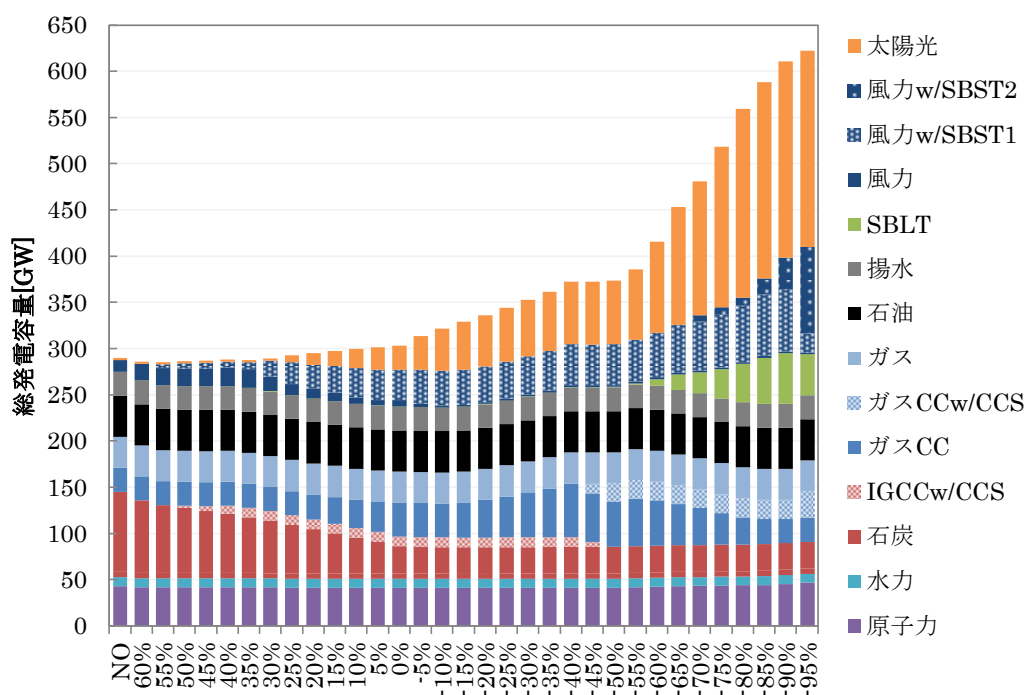


図 4-2 CO₂排出削減ケース別総発電容量
(5%刻みでケースを抜粋)

4.3.2. 変動性再生可能エネルギー発電の比率と蓄電池導入量の関係

VRE の導入比率と VRE および蓄電池の発電量の関係を図 4-3 に示す。VRE 比率は、VRE からの発電量の合計を総発電量で除すことにより求めた。図からは、VRE の導入が五つの段階に分かれていることがわかる。図中の段階①は蓄電池の併設を伴わない風力発電の導入段階である。風況の良い地域の風力発電は太陽光よりも発電コストが安価なため、優先的に導入される。段階②は蓄電池併設型風力発電（風力 w/SBST1）および太陽光発電の導入段階である。太陽光の導入に伴う長周期の変動は、この段階ではガス火力や揚水によって調整される。段階③は風力 w/SBST1 および太陽光に加えて、長周期変動調整蓄電池（SBLT）の導入が進む段階である。長周期変動調整蓄電池は、太陽光の増加に伴い発生する昼間の余剰電力や夜間の風力発電量を蓄電し、夕方や朝方に放電するという運用方式で使用する。段階④は、太陽光がポテンシャル上限に達し、短周期変動の 100%抑制が可能な蓄電池併設型風力発電（風力 w/SBST2）のシェアが増加する段階、段階⑤は厳しい CO₂ 排出削減制約により LFC 供給量の高いガスコンバインドサイクル発電の使用が制約された結果、風力 w/SBST2 のシェアが急激に増加する段階である。

このような VRE の五つの導入段階を考慮して、各段階における風力発電比率と SBST 容量および SBLT 容量の関係、および、太陽光発電比率と SBLT 容量の関係を分析した。風力発電比率、および、太陽光発電比率は、それぞれの発電方式からの発電量を総発電量で除すことにより求めた。風力発電比率と SBST 容量の関係を図 4-4 に示す。風力発電比率の増加と共に SBST の必要容量も増加した。風力発電比率と SBST 容量の関係式を回帰分析により求め、それらの交点から風力発電比率における VRE 導入段階の範囲を求めた結果、段階①は 0%から 4.7%、段階②は 4.7%から 10.4%、段階③は 10.4%から 14.7%、段階④は 14.7%から 19.7%、段階⑤は 19.7%以上に相当することが分かった。

なお、図 4-4 から図 4-9 まで、図中に線形回帰式および決定係数を示しているが、統計的な優位なモデル式を構築することが目的ではなく、VRE の各導入段階における多地域電源計画モデルの推計結果の傾向を定量的な線形の式で記述することを目的としていることに留意されたい。

風力発電比率と SBLT 容量の関係を図 4-5 に示す。段階③、段階④では風力発電比率の増加と共に SBLT 容量が増加し、段階⑤では、風力発電に併設する SBST の急増の影響で SBLT の必要量が減少した。図 4-4 と同様、回帰分析により各段階の範囲を求めた結果、段階③は 9.5%から 14.6%、段階④は 14.6 から 19.5%、段階⑤は 19.5%以上に相当することが分かった。この結果は、図 4-4 で求めた結果とも整合的である。

太陽光発電比率と SBLT 容量の関係を図 4-6 に示す。段階④、⑤では、太陽光発電は導入上限に達している。段階③における太陽光発電比率と SBLT 容量の関係式から各段階の範囲を求めた結果、段階①、②は 0%から 8.7%、段階③は 8.7%から 21.6%に相当することが分かった。

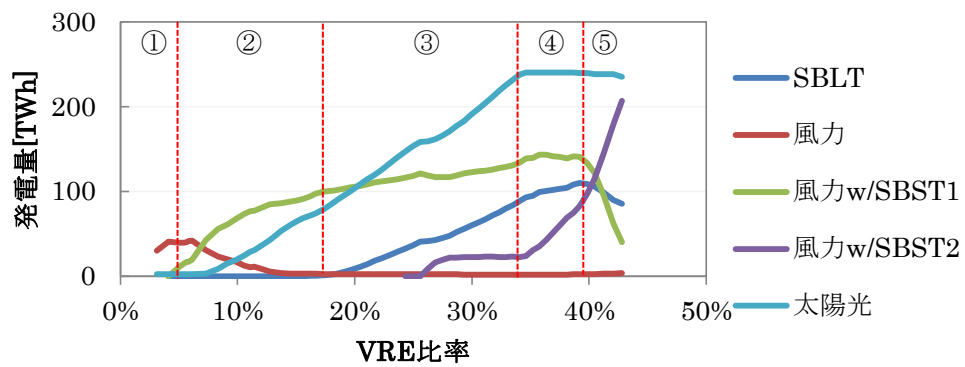


図 4-3 VRE 比率と VRE および蓄電池の発電量の関係
(丸数字は VRE 導入の段階)

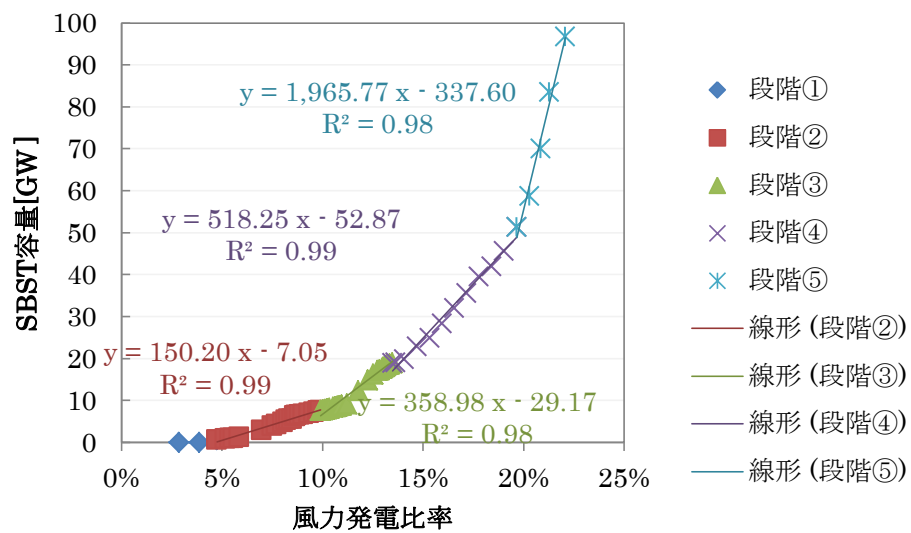


図 4-4 風力発電比率と SBST 容量の関係

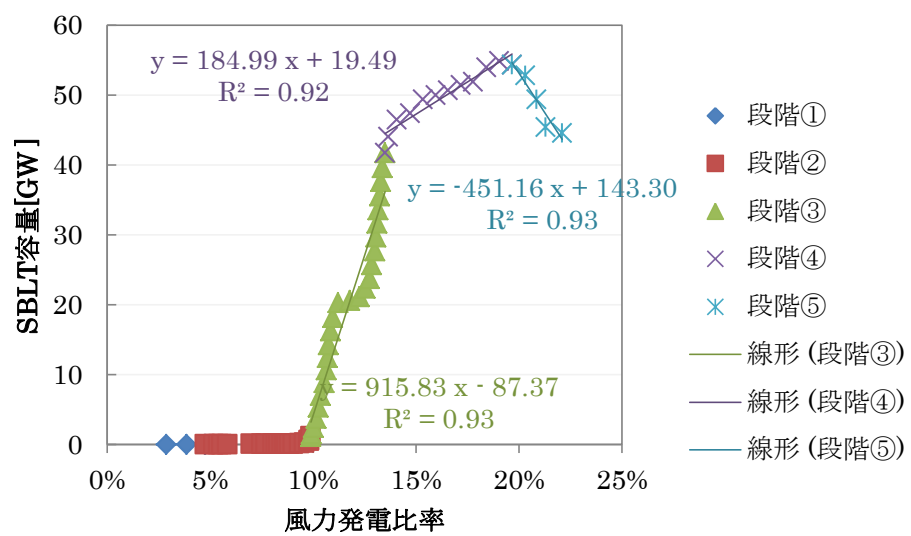


図 4-5 風力発電比率と SBLT 容量の関係

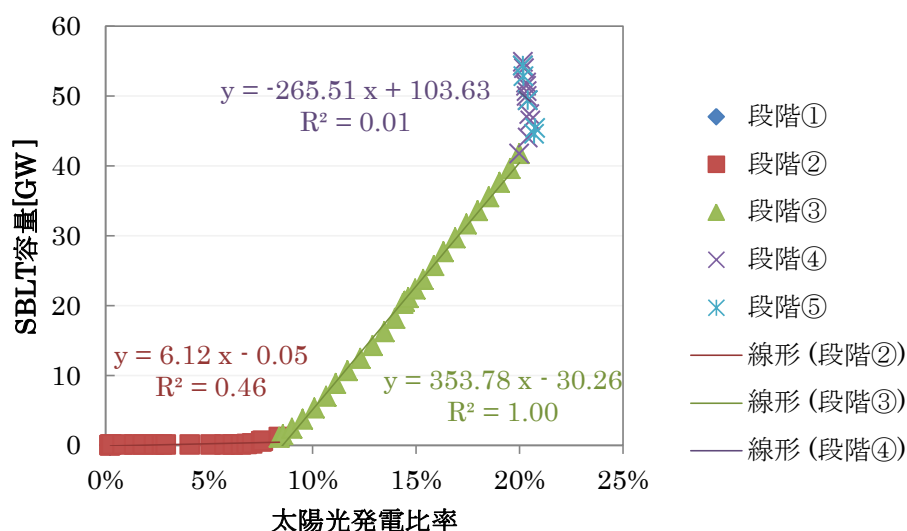


図 4-6 太陽光発電比率と SBLT 容量の関係

次に、VRE の発電容量と蓄電池（SBST、SBLT）の容量の関係式を回帰分析により求めることで、各段階で VRE を 1GW 導入するにあたり追加的に必要となる蓄電池容量を推計した。推計した回帰式の傾きが、各段階において VRE を 1GW 導入するにあたり追加的に必要となる蓄電池容量を表す。

風力発電容量と SBST 容量の関係を図 4-7 に示す。回帰分析の結果から、1GW の風力発電容量の追加にあたり、段階②では 0.32GW、段階③では 0.57GW、段階④では 0.92GW、段階⑤では 5.13GW の SBST の併設が必要となることが分かった。

同様の手法を風力発電容量と SBLT 容量の関係（図 4-8）に対しても適用した。ただし、段階③では太陽光発電と風力発電が同時に増加していくため（図 4-8、図 4-9）、双方の導入量の増加が SBLT の容量の変化に影響を与えられると考えられる。そのため、段階③の分析は後述する重回帰分析により行い、ここでは段階④と⑤のみに着目した。回帰分析の結果、段階④では 0.33GW の SBLT の併設が必要となり、段階⑤では 1.13GW ずつ SBLT の必要量が減少することが分かった。

段階③における風力発電容量、太陽光発電容量、および、SBLT 容量の関係式を求めるため、段階③における風力発電容量（ C_{WT} [GW]）、太陽光発電容量（ C_{PV} [GW]）を説明変数、長周期変動調整蓄電池容量（ C_{SBLT} [GW]）を従属変数として、重回帰分析を行った。結果を式 5 に示す。式 5 のカッコ内は t 値を表す。自由度調整済決定係数は 0.999 だった。

$$C_{SBLT} = 0.14 \cdot C_{WT} + 0.29 \cdot C_{PV} - 28.4 \quad (5)$$

(3.19) (32.6) (-21.5)

これより、段階③における VRE の導入時には、風力 1GW あたり 0.14GW、太陽光 1GW あたり 0.29GW の長周期変動調整蓄電池が必要となることが分かった。

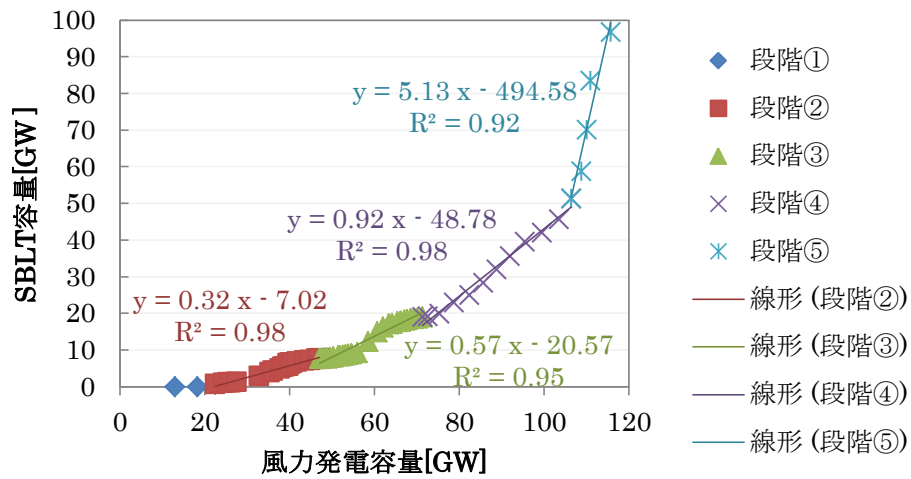


図 4-7 風力発電容量と SBST 容量の関係

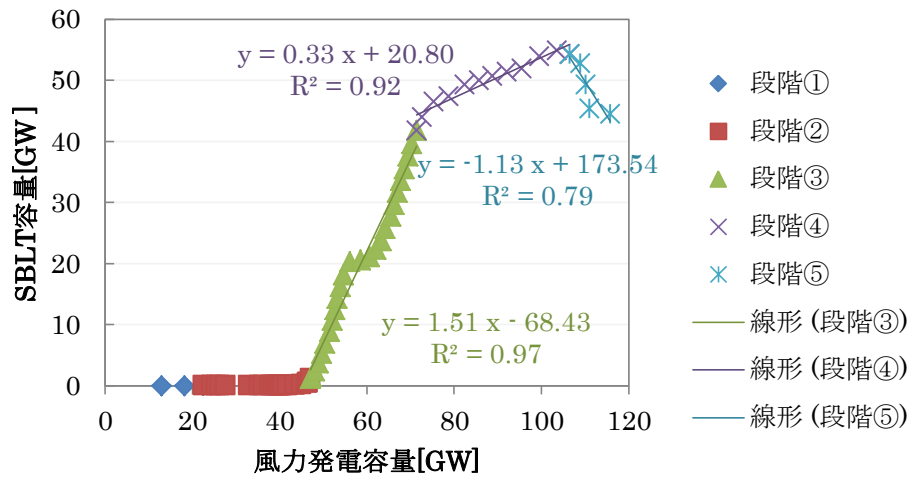


図 4-8 風力発電容量と SBLT 容量の関係

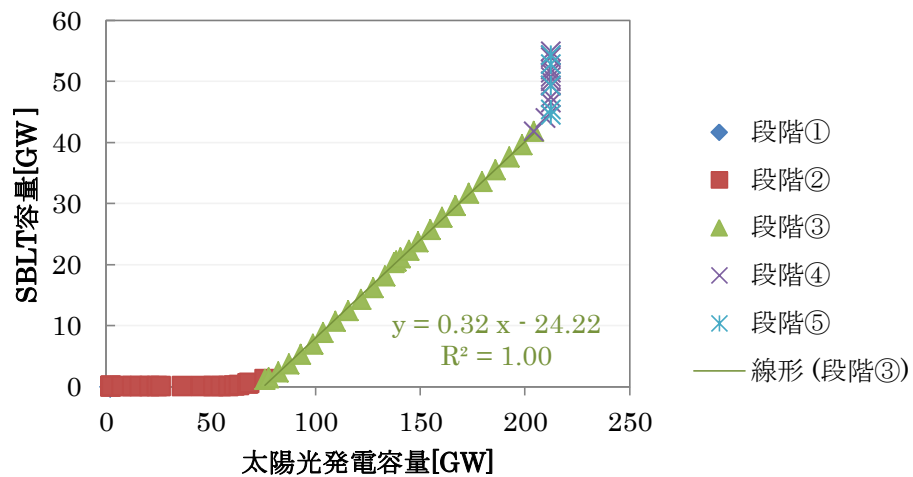


図 4-9 太陽光発電容量と SBLT 容量の関係

4.3.3. 出力抑制・解列

CO₂排出削減ケース別の VRE の出力抑制・解列の結果を図 4-10 に示す。図には、出力抑制および解列による VRE の発電量の減少（＝潜在的発電量－発電量）、および、抑制・解列率（＝（潜在的発電量－発電量）/潜在的発電量）を示す。なお、“潜在的発電量”は出力抑制・解列を行わなかった場合の発電量を意味する。比較的緩やかな排出量制約下では、蓄電池を併設しない風力が導入されるため、風力発電からの約 4%の発電量が抑制される結果となった。蓄電池併設風力発電（変動 50%抑制）の導入量が増加し始める 0%程度の CO₂ 排出目標を課したケースでは、抑制・解列率は約 2~3%に減少した。ガスコンバインド火力の使用が抑制される -20%ケースより厳しい排出目標下では、風力発電の解列量が増加し、-60%ケースでは、解列による風力発電の抑制・解列率は 7%程度に達する。-80%ケースより厳しい CO₂ 排出制約下では、短周期変動の 100%抑制が可能な蓄電池併設型風力発電のシェアの拡大に伴い、解列量が減少した。-90%ケースより厳しい CO₂ 排出量制約下では、LFC 容量の減少に加えて、下げ代の減少により出力抑制量が増加した。

VRE 比率と抑制・解列率の関係を図 4-11 に示す。風力発電の抑制・解列率は、段階②で徐々に増加し、段階③で 7%程度に達する。前述したように、短周期変動の 100%抑制が可能な蓄電池併設型風力発電のシェアが増加する段階④では抑制・解列率は低下する。太陽光発電の抑制・解列率は、-90%ケースから厳しくなるに従い上昇し、-95%制約時には約 2.2%となった。

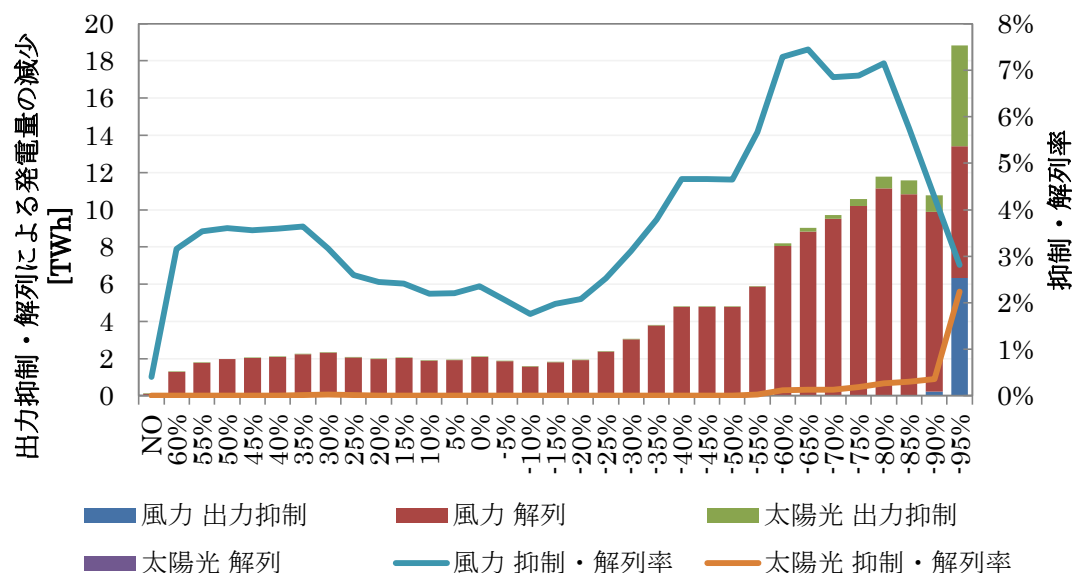


図 4-10 CO₂排出削減ケース別 VRE 抑制・解列量

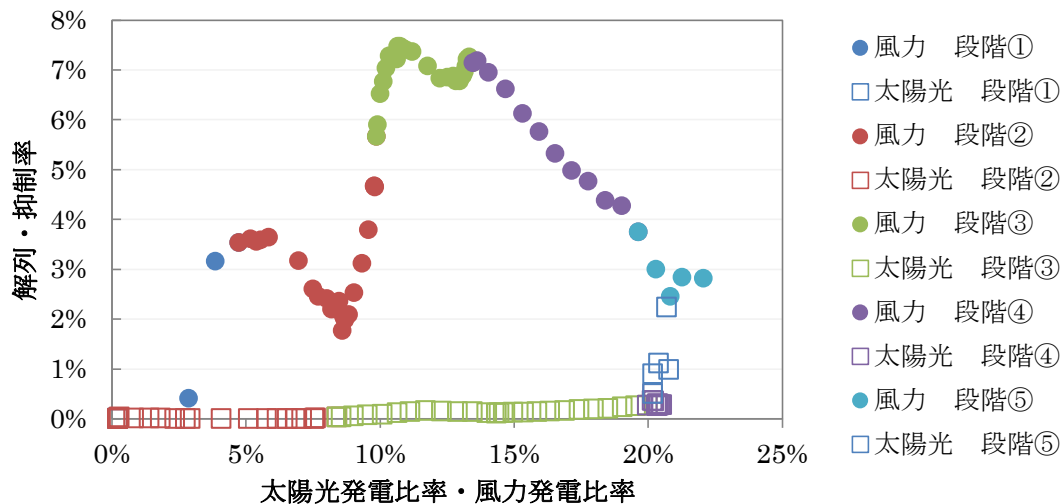


図 4-11 VRE 比率と抑制・解列率の関係

4.3.4. 再生可能エネルギー発電の変動性を考慮した電源計画モデルまとめ

再生可能エネルギー発電の変動性が電源構成に与える影響を分析するため、①LFC 容量制約の考慮、②VRE の出力抑制・解列の考慮、③短周期変動調整蓄電池と長周期変動調整蓄電池の区別、の 3 点の拡張を行った多地域電源計画モデルを用いて、CO₂ 排出削減制約下の電源構成、VRE の導入量、および、出力変動対策の実施量を推計した。複数の CO₂ 排出削減制約を想定したケース分析により、VRE の導入には五つの段階があること、段階ごとに追加的に必要となる蓄電池容量や出力抑制・解列の実施量が異なることが明らかとなった。また、モデルの結果を回帰分析することで、段階別 VRE 別の蓄電池必要量、出力抑制・解列による発電量の減少量を明らかにした。推計した VRE 導入段階別の蓄電池必要量、出力抑制・解列による発電量の減少率の一覧を表 4-3 に示す。

4.4. 転換部門の燃料転換の障壁の影響

4.4.1. 世界エネルギーモデルへの適用

本節では、4.3 で推計した VRE の導入段階別の出力変動対策を世界エネルギーモデルに適用し、転換部門の燃料転換の障壁が将来のエネルギー構成に与える影響を分析する。推計した転換部門の燃料転換の障壁のパラメータを適用した世界エネルギーモデル（4 章モデル）と 2 章で構築したモデル（2 章モデル）の変更点を図 4-12 に示す。モデルの構造や考慮する制約式は変更しないが、多地域電源計画モデルにより推計したパラメータを世界エネルギーモデルの発電部門に適用することで、モデルの透明性を高められる。

まず、4.3 で明らかとなった VRE 導入の段階性を世界エネルギーモデルに反映するため、風力発電の技術種を詳細化した。また、VRE の導入段階別 VRE 種別の蓄電池必要量、出力抑制等による発電量の減少を技術パラメータに反映した。この変更により、VRE 一単位

表 4-3 VRE の出力変動対策の分析結果まとめ

風力発電				太陽光発電			
段階 (風力発電 比率 p)	SBST (風力 容量比)	SBLT (風力 容量比)	抑制・解列 (年間発電 量比)	段階 (太陽光 発電 比率 q)	SBST (太陽光 容量比)	SBLT (太陽光 容量比)	抑制・解列 (年間発 電量比)
段階① $p < 4.7\%$	—	—	—	段階①② $q < 8.7\%$	—	○ (0%)	—
段階② $4.7\% \leq p < 10.4\%$	○ (32%)	—	○ (3%)				
段階③ $10.4\% \leq p < 14.7\%$	○ (57%)	○ (14%)	○ (7%)	段階③ $8.7\% \leq q < 21.6\%$	—	○ (29%)	—
段階④ $14.7\% \leq p < 19.7\%$	○ (92%)	○ (33%)	○ (5%)	段階④⑤ $q \geq 21.6\%$	—	○ (29%)	—
段階⑤ $p \geq 19.7\%$	○ (513%)	○ (-113%)	○ (3%)				

当たりの設備投資費と入出力係数が更新されるため、転換部門の入出力バランス式や設備投資費が 2 章モデルから変更される。また、各 VRE 導入段階の風力発電、太陽光発電の発電比率の範囲をもとに、VRE の技術種別に系統連系可能量に上限を設けた。これは二次エネルギーのうちの電力需要に対する各 VRE 種のサービス比率制約のパラメータの更新に相当する。更新前後の VRE の技術パラメータを表 4-4、表 4-5 に示す。

なお、データの入手可能性により、4.3 のようなパラメータ推計を世界の地域別に実施することは困難であるため、4.3 で求めた日本における VRE の導入段階別の出力変動対策のパラメータを世界全地域に対して適用している。日本の電源構成は、“電源のベストミックス”という言葉で表されるように、原子力や石炭火力、水力、ガス火力などの組合せにより構成されており、原子力や石炭火力のような比較的 LFC 供給力が小さい電源と、ガス火力のような比較的 LFC 供給力が大きい電源が共存している。北欧やカナダなどは、出力調整が可能な水力発電の発電構成が日本より高いため、既存の電源構成による LFC 供給力が高く、日本のパラメータより VRE の導入可能量(蓄電池の併設がない VRE の導入可能量)が高い可能性がある。他方で、中国や南アフリカ、インドのような石炭火力の設備容量が高い地域では、LFC 供給力が比較的小さいために、日本より VRE の導入可能量(蓄電池の併設がない VRE の導入可能量)が低い可能性がある。そのため、本研究の結果は、VRE

の導入段階別の出力変動対策を考慮し、エネルギーモデルへ適用した場合の一つの結果であり、日本以外の地域のVREの出力変動対策パラメータと日本の値との違いを勘案しつつ、将来の排出経路を検討する際の一つの基準経路と解釈されたい。

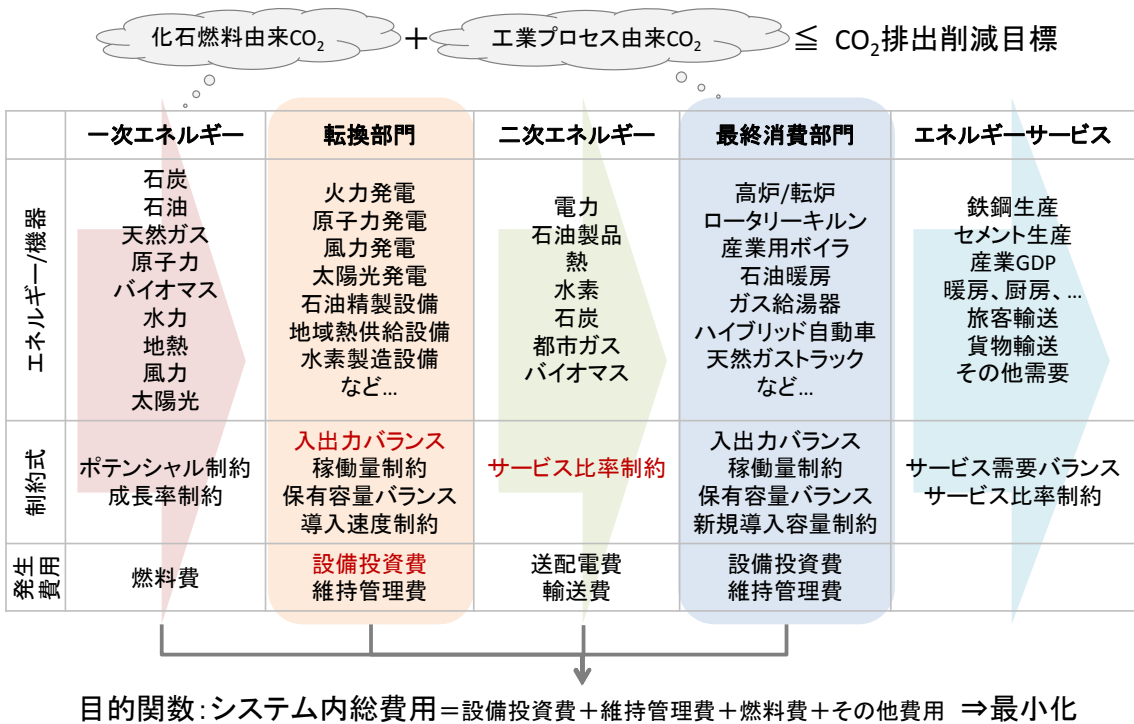


図 4-12 推計した転換部門の燃料転換のパラメータを適用した世界エネルギーモデルの概要
(茶色で記載した部分が2章モデルからの変更点)

表 4-4 2章モデルの VRE 技術パラメータ 1)

	詳細	単位	2005 年初期投資 [1000\$]	2050 年初期投資 [1000\$]	出力係数	入力係数	系統接続率上限 (総発電量比)
風力	蓄電池なし風力発電	MW	2200	1800	1	1	20%
太陽光	蓄電池なし太陽光発電	MW	5600	2900	1	1	
風力+	蓄電池 1MW 併設風力発電	MW	20662	2533	1	1	30%-50%
太陽光+	蓄電池 1MW 併設太陽光発電	MW	33292	4033	1	1	

表 4-5 4章モデルの VRE 技術パラメータ
(文献 1 および 4.3 より設定)

	詳細	単位	2005 年初期投資 [1000\$]	2050 年初期投資 [1000\$]	出力係数	入力係数	系統接続率上限 (総発電量比)
風力 A	蓄電池なし風力発電	MW	2200	1800	1	1	5.6%
風力 B	蓄電池 0.37MW 併設風力発電	MW	3976	2022	0.98	1	19.3%※
風力 C	蓄電池 0.79MW 併設風力発電	MW	5992	2274	0.93	1	33.7%※
風力 D	蓄電池 1.23MW 併設風力発電	MW	8104	2538	0.95	1	39.4%※
風力 E	蓄電池 3.51MW 併設風力発電	MW	19048	4128	0.95	1	—
太陽光 A	蓄電池なし太陽光発電	MW	5600	2900	1	1	8.3%
太陽光 B	蓄電池 0.26MW 併設太陽光発電	MW	6854	3690	1	1	—

※風力 B～D の行に記載した値は、より蓄電池併設量の少ない風力を含めた上限値。例) 風力 C の行に記載した値は、風力 A、B、C からの発電量の合計値が総発電量に占める比率の上限を表す。

4.4.2. 世界エネルギーモデルへの適用結果

4 章モデル、および、2 章モデルにより推計した将来の CO₂ 排出経路を図 4-13 に示す。転換部門のパラメータを更新した 4 章モデルは、2 章モデルより若干 CO₂ 排出量の高い経路を最適経路として算出したが、両者の差は 1%弱であり、総排出経路の観点では大きな変化は生じなかった。4 章モデルと 2 章モデルの部門別直接 CO₂ 排出量の差を図 4-14 に示す。全期間を通して、4 章モデルの方が発電部門からの直接 CO₂ 排出量が多かった。両モデルの発電部門の直接 CO₂ 排出量の推計結果の差は、2050 年には 200Mt-CO₂ となった。2050 年の CO₂ 排出削減目標の達成のため、発電部門からの直接 CO₂ 排出量の増加分は、家庭部門、業務部門、運輸部門など、最終消費部門の CO₂ 削減で埋め合わせていた。

4 章モデルと 2 章モデルの燃料種別発電量の差を図 4-15 に示す。4 章モデルは 2 章モデルと比較して、VRE の系統接続率上限が厳しく、風力発電の大規模な導入には蓄電池の併設が不可欠な想定となっている。これを反映して、2 章モデルより、蓄電池なしの太陽光、

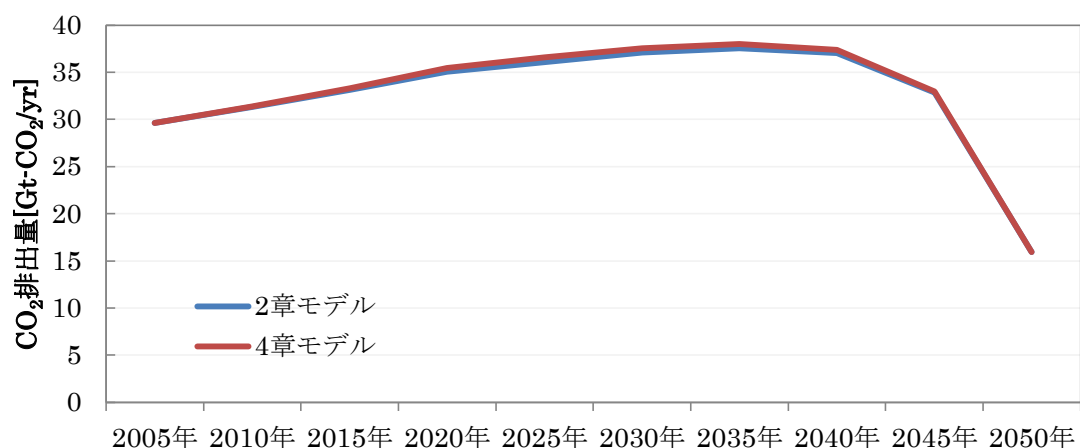


図 4-13 4 章モデルと 2 章モデルの CO₂ 排出量推計結果

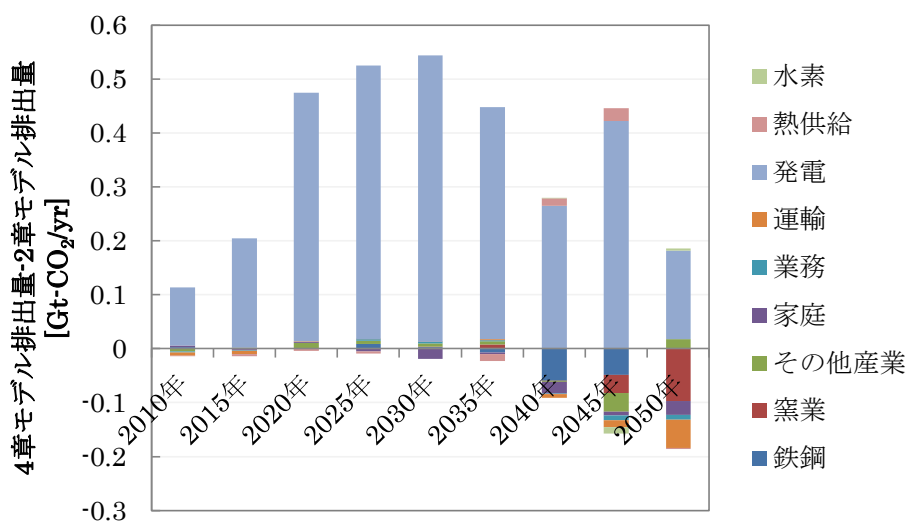


図 4-14 4 章モデルと 2 章モデルの部門別直接 CO₂ 排出量の差

風力の発電量が減少し、蓄電池併設型太陽光、風力の発電量が増加した。また、風力発電の減少を埋め合わせるため、ガス火力と石炭火力の発電量が増加した。このガス火力と石炭火力の増加が、発電部門からの直接 CO₂ 排出量の増加の要因となっている。

3.4 で実施した VRE の出力変動対策のパラメータの推計を反映し、4 章モデルにおける太陽光発電は、要求される蓄電池容量を風力より小さく、かつ、系統接続率制約も風力より緩く設定している。これを受けて、4 章モデルにおける太陽光発電の 2050 年の発電構成に占めるシェアは 13%となり、2 章モデルより 3%増加した。対して、4 章モデルにおける風力発電の 2050 年のシェアは 2 章モデルより 2%低下し、21%となった。

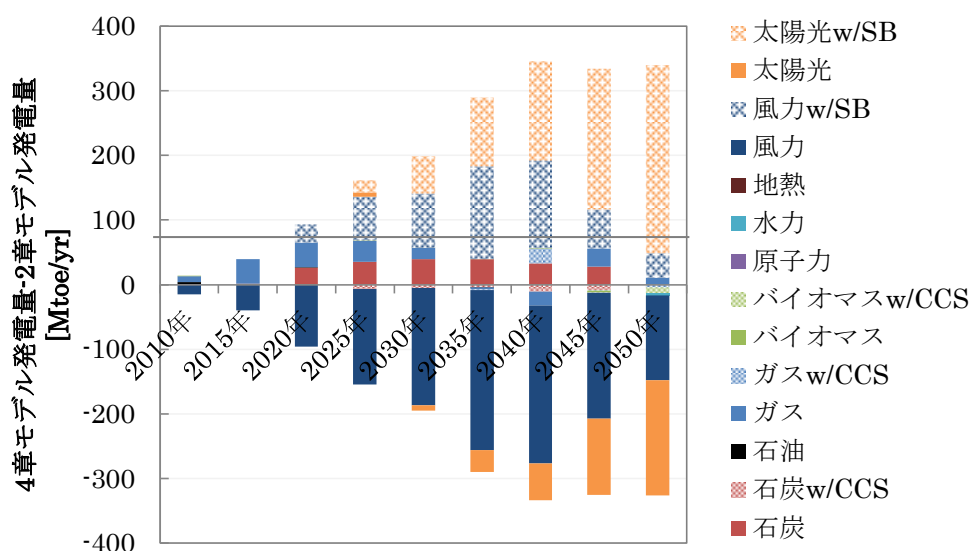


図 4-15 4 章モデルと 2 章モデルの燃料種別発電量の差

4 章モデル、および、2 章モデルで推計した新設蓄電池容量を図 4-16 に示す。4 章モデルは、2 章モデルと比較して、2020 年以降の蓄電池併設型風力、太陽光の導入量が多いため、比較的早期から蓄電池が新設される結果となった。特に、2040 年以降は蓄電池必要量の多い風力の導入が進められた結果、新設蓄電池量は指数関数的に増加し、2050 年には、年間で 610GW の蓄電池が新設されるという推計結果となった。これは、2 章モデルの推計結果の 3 倍以上に相当する。

電力部門に焦点を当てた詳細なモデルを用いて推定したパラメータを用いて将来の発電構成を推計した結果、既往のモデルで用いられていたパラメータは蓄電池なしの風力の系統接続率の上限を過大に設定しており、その結果、将来の蓄電池の導入量を過小に見積もっていた可能性が明らかとなった。また、安価な CO₂ 排出削減オプションとして期待されていた風力の導入量の低下により発電部門からの直接 CO₂ 排出量が増加するため、最終消費部門での CO₂ 排出削減策が必要になることが明らかとなった。

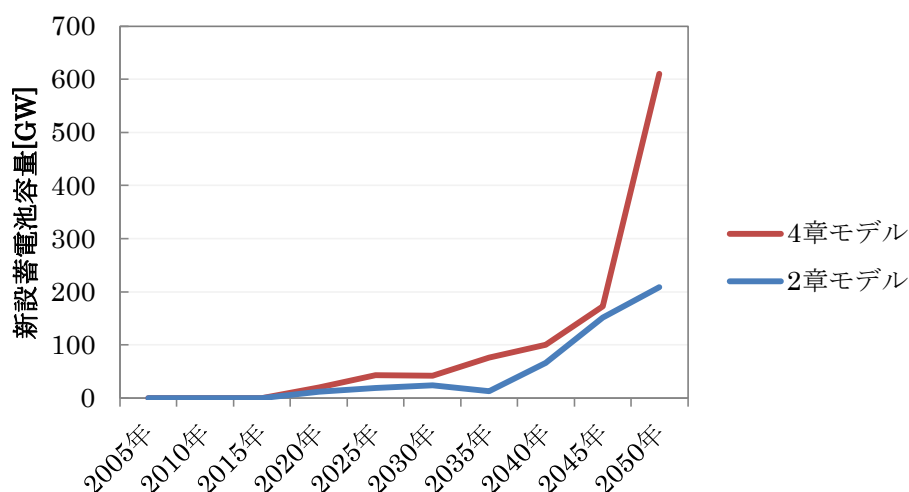


図 4-16 4 章モデルと 2 章モデルの新設蓄電池容量の推計結果

4.5. 4 章のまとめ

本章では転換部門の燃料転換のうち、特に太陽光発電や風力発電のような変動性再生可能エネルギー発電（VRE）の導入の障壁として、蓄電池や出力抑制など、出力変動対策に着目した。既往のモデルでは、VRE の系統接続率上限を外生的に与えていたが、多くの場合根拠が十分でないパラメータにより設定していたため、結果の妥当性を十分に検証できなかった。この課題を解決するため、電力部門に焦点を当てた詳細なモデル（多地域電源計画モデル）を用いて、VRE の導入に伴い必要となる出力変動対策の実施量を推計した。さらに、推定したパラメータを世界エネルギーモデルに適用し、転換部門の燃料転換の障壁が将来のエネルギー構成に与える影響を分析した。

多地域電源計画モデルを用いた VRE の導入に伴う出力変動対策の実施量の推計により、VRE の導入には五つの段階があること、段階ごとに追加的に必要となる蓄電池容量や出力抑制・解列の実施量が異なることが明らかとなった。また、モデルの結果を回帰分析することで、段階別 VRE 別の蓄電池必要量、出力抑制・解列による発電量の減少量を明らかにした。これにより、定量的な分析に基づいた VRE 接続率上限の設定、および、出力変動対策実施量に関わるパラメータの設定が可能となった。

推定したパラメータを世界エネルギーモデルに適用し、将来のエネルギー構成への影響を分析した結果、既往のモデルによる推計値と比較して、蓄電池なしの風力発電、および、太陽光発電の発電量が減少し、蓄電池併設型の風力、太陽光の発電量を多く見積もった。また、これに伴い、解析期間を通して新設される蓄電池容量が増加した。以上の結果から、既往のモデルで用いられていたパラメータは蓄電池なしの風力の系統接続率の上限を過大に設定しており、その結果、将来の蓄電池の導入量を過小に見積もっていた可能性が明らかとなった。

なお、本研究では、出力変動対策を行う蓄電技術として特に蓄電池を考慮したが、蓄電技術には、すでに技術が確立している揚水発電や、充放電効率が高く充電時間が短い電気二重層キャパシタ、円盤の回転エネルギーとして電力を貯蔵するフライホイールなど、多様な技術が存在する。将来の発電部門の低炭素化と安定供給の両立には、蓄電池と共に、これらの蓄電技術の革新と適切な組み合わせが不可欠となる。

既往のアプローチでは、再生可能エネルギー発電の導入が将来の主要な CO₂ 排出削減策と位置付けられているにもかかわらず、系統接続率上限や蓄電池必要量など再生可能エネルギー発電に関わるパラメータの根拠は十分でなかった。本研究では詳細なモデルにより推計したパラメータを用いることで、モデルの透明性を高められたとともに、シナリオの蓋然性の評価を可能にした。

4.6. 参考文献

- 1) 電力系統利用協議会；(2012)，風力発電連係可能量確認ワーキンググループ　とりまとめ報告書
- 2) O. Akashi, Y. Hijioka, T. Masui, T. Hanaoka, M. Kainuma; (2012), GHG emission scenarios in Asia and the world: The key technologies for significant reduction, *Energy Economics*, 34 S346-S358.
- 3) Research Institute of Innovative Technology for the Earth; RITE GHG Mitigation Assessment Model, http://www.rite.or.jp/English/lab/syslab/system_lab.html. (Accessed 2013.11.11)
- 4) International Energy Agency; (2011), *Harnessing Variable Renewables*, 234, OECD/IEA, Paris.
- 5) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会風力発電系統連系対策小委員会；(2009), 第9回-配付資料　資料3　事務局資料　風力発電系統連系対策小委員会中間報告書（案），経済産業省資源エネルギー庁．
<http://www.meti.go.jp/committee/materials/downloadfiles/g50824a03j.pdf>（参照 2013.11.11）
- 6) 山本博巳，坂東茂，杉山昌広；(2012)，火力発電の複数の運転モードと需給調整力を考慮した電源構成モデルの開発，電力中央研究所　研究報告書，Y12030．
- 7) 高橋雅仁，永田豊，内山洋司；(1996)，CO₂ 排出抑制下での最適電源計画の分析，エネルギー・資源学会研究発表会予稿集．
- 8) 白木裕斗，芦名秀一，亀山康子，森口祐一，橋本征二；(2012)，多地域電源計画モデルを用いた 2020 年の日本電力部門における再生可能エネルギー導入シナリオの検討，エネルギー・資源，33-1，1-10.
- 9) 芦名秀一，藤野純一；(2008)，多地域最適電源計画モデルを用いたわが国電力部門における CO₂ 削減シナリオの検討，エネルギー・資源，29-1，1-7.

- 10) 荻本和彦, 片岡和人, 池上貴志, 野中俊介, 東仁, 福留潔; 将来の電力システムの需給調整力の解析手法, 電気学会論文誌 C, 132-8 (2012), 1376-1383.
- 11) 小宮山涼一, 藤井 康正; (2013), 太陽光, 風力発電の出力変動と地域間電力融通を考慮した最適電源構成に関する分析, 電気学会論文誌 B, 133-3 263-270.
- 12) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会風力発電系統連系対策小委員会; 第8回-配付資料 資料3-1 九州電力資料 蓄電池併設による風力導入拡大効果について <http://www.meti.go.jp/committee/materials/downloadfiles/g50606a31j.pdf> (参照 2013.11.11)
- 13) 低炭素戦略センター; 資料2 電源計画モデルの開発手順と解説, 出版物 LCS 社会シナリオ 付属資料, www.jst.go.jp/lcs/documents/item/s29_shiryo2.pdf 参照 2013.11.11)
- 14) 濱崎博; 日本における再生可能エネルギーの可能性と課題-エネルギー技術モデル (JMRT) を用いた定量的評価-, 富士通総研研究レポート NO.405, (2013). <http://jp.fujitsu.com/group/fri/downloads/report/research/2013/no405.pdf> (参照 2013.11.11)
- 15) 電気学会専門委員会; (2002), 電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御, 電気学会技術報告 869 .
- 16) 電気事業連合会; (2012), 太陽光発電大量導入時の電力系統への影響評価と今後の取り組みについて .
- 17) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会風力発電系統連系対策小委員会; (2009), 第8回-配付資料 資料4-1 日本風力開発株式会社資料 蓄電池併設型風力発電 (短周期・長周期対応) の可能性, 経済産業省資源エネルギー庁 . <http://www.meti.go.jp/committee/materials/downloadfiles/g50606a41j.pdf> (参照 2013.11.11)
- 18) 岩手県; (2012), 一戸町高森高原地区における大規模風力発電計画について . <http://www.pref.iwate.jp/view.rbz?cd=41867&ik=0&pnp=14> (参照 2013.11.11)
- 19) International Energy Agency; (2009), World Energy Outlook 2009, OECD/IEA, Paris

5. 最終消費部門における燃料転換のモデル化

5.1. はじめに

本章では、既往のモデルで十分にモデル化できていなかった燃料転換の障壁のうち、最終消費部門における燃料転換の障壁に着目し、最終消費部門での技術的障壁および社会的障壁の制約式の動学化、および、検証可能な手法に基づく燃料転換の障壁のパラメータの導出を行う。

1章で整理したように、最終消費部門における燃料転換には、インフラの整備速度などの社会的障壁や、使用する機器による燃料の制約のような技術的制約など、いくつかの障壁が存在しており、十分に普及した燃料種から他の燃料種への移行は緩やかに進むことが指摘されている^{1,2)}。既往のエネルギーモデルではこれらの障壁を大きく二通りの手法でモデル化している。まず、トップダウン型エネルギーモデルやハイブリッド型エネルギーモデルでは、燃料間の代替弾力性により集約的にモデル化するトップダウン的手法が用いられている^{3,4,5)}。トップダウン的手法は、パラメータの推計に必要な情報の入手が比較的容易であるため、過去のデータに基づいたパラメータの設定が可能な一方、集約的なモデル化故に、技術特性が十分に考慮できないという課題がある。対して、ボトムアップ型モデルでは、各技術の将来の技術水準や燃料の利用可能性等を考慮して、技術別に導入量の成長率を制約するボトムアップ的的手法が用いられてきた。例えば、国際応用システム分析研究所が開発している MESSAGE モデルは、技術の新規導入量の増加量に上下限を課すことにより燃料転換の速度を表現しており⁶⁾、国立環境研究所が開発している AIM/Enduse[Global]モデルは、各エネルギー機器が供給するサービスの上下限を解析年毎に設定することにより起こりうる燃料転換の割合を表現している⁷⁾。2章でボトムアップ的手法をもとに開発した世界エネルギーモデルによる推計結果からは、①最終消費部門の燃料転換の障壁を適切にモデル化するために動学的な制約式が必要であること、②モデルの透明性を高めるために制約に用いるパラメータを検証可能な手法により導出する必要があることを確認した。

本章では、最終消費部門における燃料転換の障壁のモデル化手法の改善をめざし、燃料転換の要因分析を基に動学的な制約式を導出すること、および、過去のデータをもとにして燃料転換のパラメータを推計することを目的とした。具体的には、エネルギー機器の容量とサービス供給量との関係式などから最終消費部門の燃料転換の速度の要因をモデル化した上で、過去の機器の販売台数をもとに、観測された最終消費部門の燃料転換のパラメータを推計した。さらに、導出した燃料転換の速度の制約式と推計したパラメータを2章で開発したエネルギーモデルに適用し、最終消費部門の燃料転換の障壁を考慮した場合の将来の温室効果ガス排出経路およびエネルギー構成を分析した。

5.2. 最終消費部門の燃料転換の障壁を表現可能な制約式の導出

5.2.1. 最終消費部門の燃料転換の速度の要因分解

最終消費部門の燃料転換の障壁を動学的に表現する制約式を導出するため、要因分解手法により、最終消費部門で燃料転換が生じる要因を定量的に整理する。

エネルギー消費量に関する要因分解は、数多く実施されているが、燃料転換はエネルギー消費量の増減を表現する要因の一つとして扱われており、燃料転換自身に焦点を当て、その要因を分解している研究は少ない^{8,9)}。要因分解の方法には変化量を解析する加法型と変化率を解析する乗法型があるが⁸⁾、本研究では、使用するエネルギー源の変化量に着目するため、加法型の要因分解法を用いて燃料転換の要因分析を行った。

エネルギーの消費はそのエネルギーを消費して供給されるサービスを目的として行われており、暖房や給湯など、求められるサービスの種類によって利用されるエネルギーは異なる。そのため、燃料転換の速度を詳細に分析するには、供給されるサービスの種類毎に扱うことが望ましい。これを踏まえて本研究では、燃料を消費して供給されるサービス種別に、燃料転換の速度の要因分解を行った。

ある時点 t にサービス j を供給するために消費した燃料 k の量 $E_{k,j,t}$ および燃料 k を消費して供給されるサービス j の量 $S_{k,j,t}$ は、燃料 k を消費してサービス j を供給する機器 m の保有台数 $C_{k,m,j,t}$ によって以下のように表現できる。

$$E_{k,j,t} = \sum_m (in_{k,m} \cdot af_m \cdot C_{k,m,j,t}) \quad (1)$$

$$S_{k,j,t} = \sum_m (out_{j,m} \cdot af_m \cdot C_{k,m,j,t}) \quad (2)$$

ここで、 $in_{k,m}$ はエネルギー機器 m による燃料 k の単位消費量、 $out_{j,m}$ は機器 m によるサービス j の単位供給量（単位サービス供給量）、 af_m は機器 m の年間稼働率を表す。式 2 のようにある時点の燃料消費量およびサービス供給量が使用している機器の保有台数に依存すると想定した時、式 2 の時間変化であるサービス j の供給量の変化は、生産された機器により供給されるサービス量 $S_{k,m,j,t}^P$ および廃棄された機器により供給されたサービス量 $S_{k,m,j,t}^D$ を用いて以下のように表せる。

$$\begin{aligned} \frac{\Delta S_{k,j,t}}{\Delta t} &= \sum_m (out_{j,m} \cdot af_m \cdot P_{k,m,j,t}) - \sum_m (out_{j,m} \cdot af_m \cdot D_{k,m,j,t}) \\ &= \sum_m S_{k,m,j,t}^P - \sum_m S_{k,m,j,t}^D \end{aligned} \quad (3)$$

$P_{k,m,j,t}$ は生産量、 $D_{k,m,j,t}$ は廃棄量を示す。廃棄量は過去の機器の生産量や残存率などにより推計する方法があるが¹⁰⁾、生産された機器が全て寿命年経過後に廃棄されることを仮定した Delay model¹⁰⁾を採用すると、廃棄量および廃棄された機器により供給されたサービス量は以下のように表せる。

$$D_{k,m,j,t} = P_{k,m,j,t-y} \quad (4)$$

$$\begin{aligned}\sum_m S_{k,m,j,t}^D &= \sum_m (out_{j,m} \cdot af_m \cdot P_{k,m,j,t-y}) \\ &= \sum_m S_{k,m,j,t-y}^P\end{aligned}\quad (5)$$

y は機器の寿命を表す。式 5 を式 3 に代入し、式を変形すると以下の式を得る。

$$\frac{\Delta S_{k,j,t}}{\Delta t} = \sum_m S_{k,m,j,t}^P - \sum_m S_{k,m,j,t-y}^P \quad (6)$$

$$= \left(\frac{\sum_m S_{k,m,j,t}^P}{\sum_{k,m} S_{k,m,j,t}^P} \frac{\sum_{k,m} S_{k,m,j,t}^P}{\sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P} - \frac{\sum_m S_{k,m,j,t-y}^P}{\sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P} \right) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P \quad (7)$$

$$= (\alpha_{k,j,t} \beta_{j,t,t-y} - \alpha_{k,j,t-y}) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P \quad (8)$$

$$= \alpha_{k,j,t} (\beta_{j,t,t-y} - 1) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P + (\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-y}) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P \quad (9)$$

$\alpha_{k,j,t}$ は t 期に生産された機器からのサービス量に占める燃料 k を使用する機器からのサービス量の比率 ($= \sum_m S_{k,m,j,t}^P / \sum_{k,m} S_{k,m,j,t}^P$)、 $\beta_{j,t,t-y}$ は t-y 期から t 期での新規生産機器からのサービス量の変化率 ($= \sum_{k,m} S_{k,m,j,t}^P / \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P$) を表す。 $\sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P$ は、廃棄され、買い換えられる機器からのサービス量を表しているため、式 9 の第二項は、買い替え需要における燃料転換を表す項といえる。ここで、式 9 の第一項の意味を考えるため、式 9 を全ての燃料 k について総和する。 $\alpha_{k,j,t}$ は各燃料からのサービスのシェアであり、その合計 $\sum_k \alpha_{k,j,t}$ は 1 (100%) なので、

$$\begin{aligned}\sum_k \frac{\Delta S_{k,j,t}}{\Delta t} &= \sum_k \alpha_{k,j,t} (\beta_{j,t,t-y} - 1) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P \\ &\quad + \sum_k (\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-y}) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P \\ &= (\beta_{j,t,t-y} - 1) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P\end{aligned}\quad (10)$$

を得る。 $\sum_k \Delta S_{k,j,t} / \Delta t$ はサービス量の変化なので、需要が増加している場合、 $(\beta_{j,t,t-y} - 1) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P$ は新規のサービス需要に相当する。これより、(9)式の第一項は $\beta_{j,t,t-y} > 1$ の時、新規のサービス需要に対する燃料 k のシェアを表していることがわかる。

以上より、燃料 k を利用して供給されたサービス j の供給量の変化は、新規需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t}$ 、および、買替需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-y}$ によりモデル化できることが示された。過去のサービス需要量 $\sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P$ 、および、サービス量の変化 $(\beta_{j,t,t-y} - 1) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P$ が既知であれば、式 9 により、燃料転換の速度が表現できることとなる。なお、式から明らかのように買替需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-y}$ は、t-y 期から t 期にかけての新規需要に対する係数の変化量である。

ある技術の普及過程を詳細に分析した研究に Rogers¹¹⁾や Grubler¹²⁾があるが、本研究で

は同じサービスを供給する機器を燃料別に整理しつつモデル化した点に特徴がある。買替需要に対する係数 $\alpha_{k,t} - \alpha_{k,t-y}$ の取り得る範囲を過去のデータなどから推計できれば、このモデル化により最終消費部門における燃料転換の速度の上下限を検証可能なデータにより設定可能になる。

5.2.2. 最終消費部門の燃料転換のパラメータの推計

5.2.1 で導出したモデル化式のパラメータを統計データ等から推計した。統計データの入手可能性から、分析の対象国は日本とし、対象部門は機器の寿命が比較的短く、複数の燃料を消費している部門であることから、家庭部門、業務部門、非素材系産業部門とした。家庭部門、業務部門については、複数の燃料を消費している用途であることから、厨房、給湯、暖房機器を対象とした。また、非素材系産業部門については、機器の寿命が比較的短く、近年燃料転換の取り組みが進んでいることから蒸気ボイラを対象とした。

(a) 新規需要に対するパラメータ

新規需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t}$ の導出に当たり、対象とした機器の出荷量統計を収集した。出荷量統計を収集した機器を表 5-1 に示す。機器毎の単位サービス供給量は、各機器の代替可能性、一単位あたりの出力を考慮して設定した⁶。また、エアコンについては、暖房用途のみを対象とするため、ヒートポンプ型エアコンの出荷量データを使用した。また、エアコンの冷房機能のみを使用し、暖房機能を利用しない世帯が約 4 割¹³⁾存在することを考慮し、エアコンの全出荷量の内 6 割のみが暖房利用されると想定した。推計したパラメータの適用を想定しているエネルギーモデルの目的が 2050 年までの長期でのエネルギーシステムの分析であることから、1 年単位の短期的な出荷量の変動は捨象することが望ましい。そのため、パラメータの推計には出荷量の 5 年間平均値を用いた。

⁶ 例えばガスこんろ、電気こんろなど、代替可能と考えられる機器の場合は同一の単位サービス供給量とし、電気ポット、電気炊飯器など部分的に他の機器（この場合はこんろ）を代替可能である場合は各機器の平均消費エネルギー量や効率から単位サービス供給量を設定した²⁰⁾。

表 5-1 分析対象機器

部門	サービス	名称	燃料	期間	出典
家庭、業務	厨房	ガスこんろ	ガス	1960-2011	14,15
		ガスオーブン	ガス	1975-2010	14,15
		ガスレンジ	ガス	1960-2010	14,15
		ガス炊飯器	ガス	1965-2010	14,15
		石油こんろ	石油	1962-2000	14,15
		電磁調理器	電力	1985-2001	14
		電気こんろ	電力	1958-1998	14
		クッキングヒーター	電力	1998-2011	14
		電気がま	電力	1961-2011	14
		電気ポット	電力	1960-2011	14
	給湯	ガス湯沸器	ガス	1960-2011	14,15
		ガス温水給湯暖房機	ガス	1975-2011	14,15
		ガスふろがま	ガス	1960-2011	14,15
		ガス風呂用バーナー	ガス	1960-1974	14,15
		石油温水給湯暖房機	石油	1969-2011	14,15
		石油バーナー	石油	1970-2001	14,15
		石油ふろがま	石油	1979-1998	14,15
		太陽熱温水器	太陽熱	1975-2011	14,15,16
		家庭用 HP 給湯器	電力	2001-2011	17
		電気温水器	電力	1970-2011	17
	暖房	ガスコージェネ	ガス	1973-2010	18
		ガス温風暖房機	ガス	1965-2011	14,15
		石油ストーブ	石油	1962-2011	14,15
		石油温風暖房機	石油	1965-2011	14,15
		家庭用エアコン	電力	1972-2011	17
		電気ストーブ	電力	1958-2004	14
産業	蒸気	小型貫流ガスボイラ	ガス	1998-2011	19
		小型貫流重油ボイラ	石油	1998-2011	19
		小型貫流電気ボイラ	電力	1998-2011	19
		小型貫流排熱ボイラ	排熱	1998-2011	19

(b) 買替需要に対するパラメータ

買替需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-y}$ は、5.2.2(a)で導出した新規需要に対するパラメータ $\alpha_{k,t}$ から導出できる。5.2.1では、 t 期と $t-y$ 期の間の変化に着目したが、式6を以下のように変形させると、買替需要に対する係数は任意の2時点間でのシェアの変化量によって表すことができる。

$$\frac{\Delta S_{k,j,t}}{\Delta t} = \sum_m S_{k,m,j,t}^P - \sum_m S_{k,m,j,t-1}^P + \sum_m S_{k,m,j,t-1}^P - \sum_m S_{k,m,j,t-2}^P + \sum_m S_{k,m,j,t-2}^P$$

(11)

$$- \cdots + \sum_m S_{k,m,j,t-y+1}^P - \sum_m S_{k,m,j,t-y}^P$$

$$= \alpha_{k,j,t}(\beta_{j,t,t-1} - 1) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-1}^P + (\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-1}) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-1}^P$$

$$+ \alpha_{k,j,t-1}(\beta_{j,t-1,t-2} - 1) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-2}^P + (\alpha_{k,j,t-1} - \alpha_{k,j,t-2}) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-2}^P$$

(12)

+ ...

$$+ \alpha_{k,j,t-y+1}(\beta_{j,t-y+1,t-y} - 1) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P + (\alpha_{k,j,t-y+1} - \alpha_{k,j,t-y}) \sum_{k,m} S_{k,m,j,t-y}^P$$

パラメータの適用を想定しているエネルギーモデルが1期5年と想定していること、モデルの目的が2050年までの長期でのエネルギーシステムの分析であることから、5年間隔でのシェアの変化 $\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-5}$ を買替需要に対する係数とした。

5.2.3. 最終消費部門の燃料転換のパラメータの推計結果

各機器の新規需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t}$ の推移を図5-1に示す。民生部門で使用されている機器では、電力を使用する機器のシェアが増加し、電化が進んでいる。暖房機器では、石油ストーブなど石油を燃料とする暖房機器のシェアが低下し、エアコンなど電力をエネルギー源とする暖房機器のシェアが拡大してきた。これは、1973年と1979年の2度の石油ショックや、エアコンの暖房効率向上などが影響していると考えられる。給湯機器では、近年のヒートポンプ給湯器の普及が電力機器のシェアの増加の要因として挙げられる。厨房機器の電力機器のシェアの増加は、電子レンジ、電気ポット、電気炊飯器のような電力を使用する厨房機器の普及の影響が大きい。主に産業部門で使用されている蒸気機器では、ガス機器のシェアが緩やかに増加している。これは、環境意識の高まりや補助金の導入の影響と考えられる。

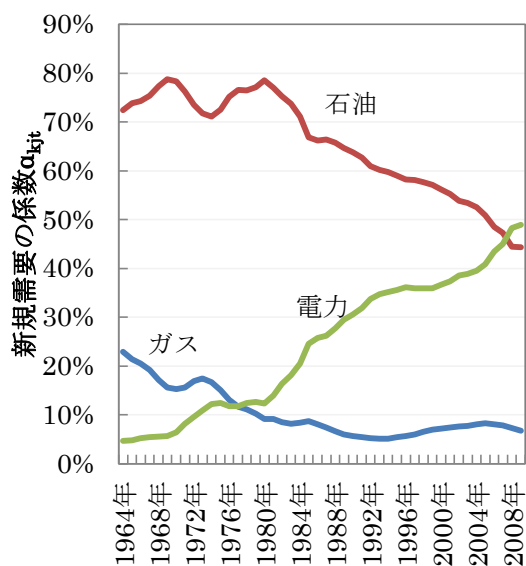
各機器の買替需要に対する係数(新規需要に対する係数の変化量) $\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-5}$ を図5-2に示す。暖房機器では、石油機器から電力機器への買替が、給湯機器では石油機器から電力機器への買替が、厨房機器ではガス機器から電力機器への買替がそれぞれ進んでいる。

t 期の新規需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t}$ と $t-5$ 期の新規需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t-5}$ の関係を表したグラフを図5-3に示す。 $\alpha_{k,j,t}$ と $\alpha_{k,j,t-5}$ が等しければ、データは対角線上にプロットされる。

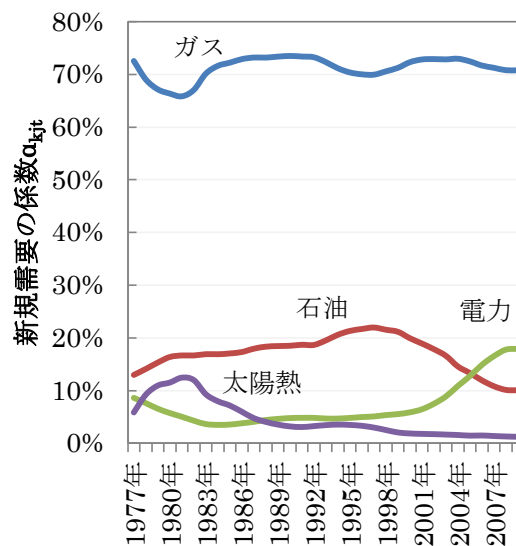
相関係数は 0.988 であり、両者の間には強い正の相関関係が見られる。個別の燃料種に着目すると、暖房・電力、給湯・電力、蒸気・ガスなど $\alpha_{k,j,t}$ が増加（普及）していく燃料では、 $\alpha_{k,j,t}$ は $\alpha_{k,j,t-5}$ より大きな値をとった。逆に、暖房・石油、給湯・石油、蒸気・石油など $\alpha_{k,j,t}$ が減少（衰退）していく燃料では、 $\alpha_{k,j,t}$ は $\alpha_{k,j,t-5}$ より小さな値となった。普及期に $\alpha_{k,j,t}$ が $\alpha_{k,j,t-5}$ より大きくなるという関係性は、普及の初期段階で速度が加速するという一般に普及曲線¹¹⁾で捉えられている現象とも一致している。

新規需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t}$ を横軸、買替需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-5}$ を縦軸にとった散布図を図 5-4 に示す。機器が普及する局面では買替需要・新規需要の両方のシェアが上昇し（暖房・電力、給湯・電力）、機器が衰退する局面では買替需要・新規需要の両方のシェアが低下する（暖房・石油、給湯・ガス）傾向にある。また、全ての用途・燃料種を俯瞰すると、用途・燃料種は異なるものの、買替需要に対する係数が一定の範囲内に収まる傾向にあることが確認できる。

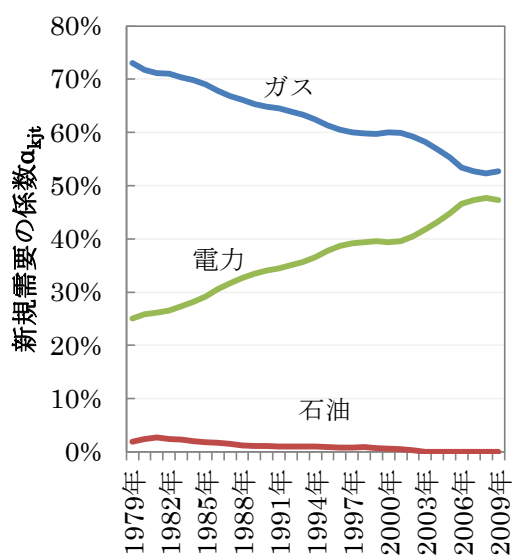
買替需要に対する係数の基本統計量を表 5-2 に示す。統計分析の結果、対象とした全サービスの買替需要に対する係数の 95%信頼区間 ($\mu \pm 1.96\sigma$) は $\pm 8.4\%$ となった。これは $\alpha_{k,j,t}$ の 5 年間の変化量の幅を表しているが、各機器の寿命が仮に 10 年とすると、買い替え時に 16%程度のユーザーが他の燃料を使用する機器へ燃料転換する可能性があることを意味している。裏を返せば、これは 84%以上のユーザーはそれまで利用していた燃料を継続的に利用する傾向があることを意味しているため、燃料転換時の慣性が高いことがわかる。この傾向は、長期弾性値より短期弾性値のほうが小さい²¹⁾という、価格弾力性の研究で得られていた成果とも整合的である。対象としたサービス別に買替需要に対する係数の 95%信頼区間 ($\mu \pm 1.96\sigma$) を求めた結果、 $\pm 6\%$ から $\pm 10\%$ とほぼ同水準の値となった。買替時の燃料選択に影響を与える要因としては、①機器間の価格差、②燃料間の価格差、③エネルギーインフラへのアクセスの有無、④エネルギー政策、⑤気候などが考えられる。本研究では、対象国、対象部門を限定して分析しており、サービス間で上記の要因が類似していたために、係数が同水準になったと考えられる。本研究では上述の通り、対象国、対象部門を限定したため、上記の要因を捨象して“過去に起こった燃料転換の幅”という形で燃料転換の速度を集約的に推計した。燃料転換の速度をより詳細に明らかにするためには、各要因の影響の大きさについて、さらなる分析が求められる。



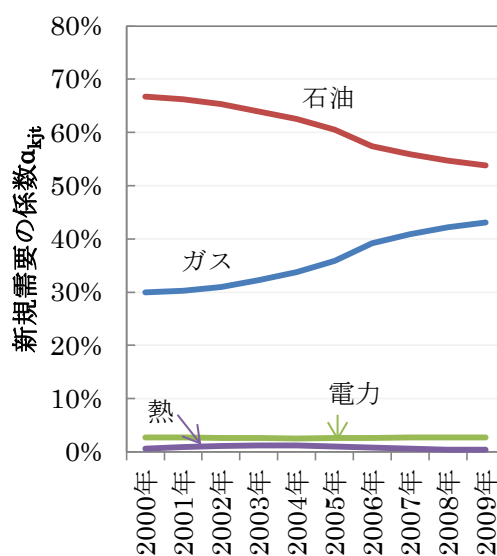
(a) 暖房機器



(b) 給湯機器

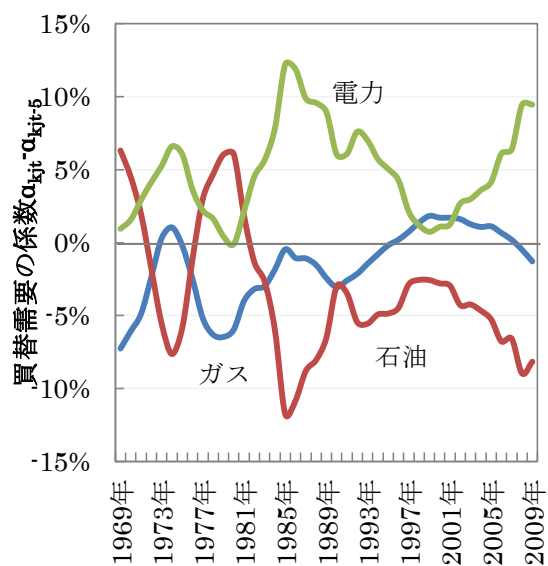


(c) 厨房機器

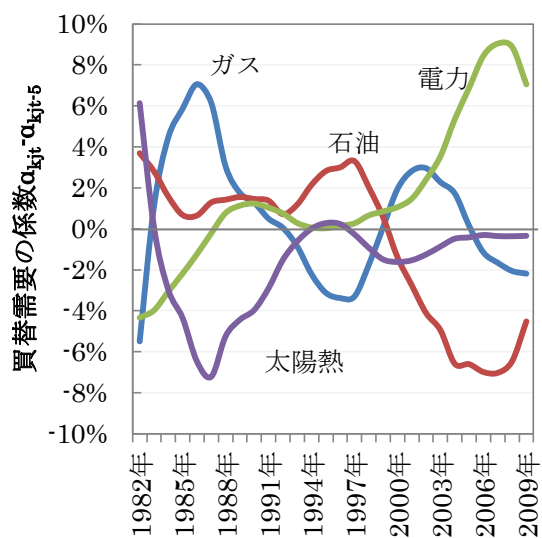


(d) 蒸気機器

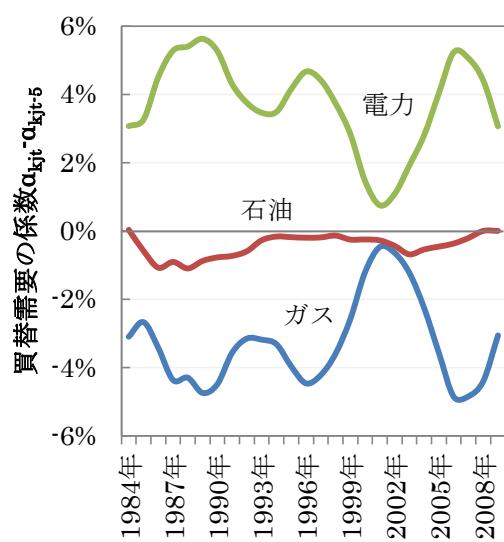
図 5-1 各機器の新規需要に対する係数の推移



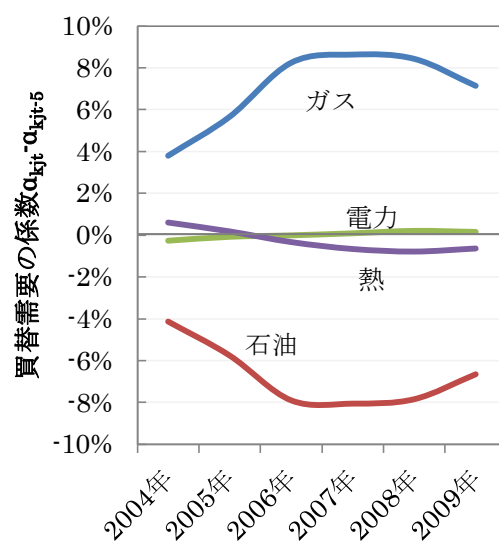
(a) 暖房機器



(b) 給湯機器



(c) 厨房機器



(d) 蒸気機器

図 5-2 各機器の買替需要に対する係数の推移

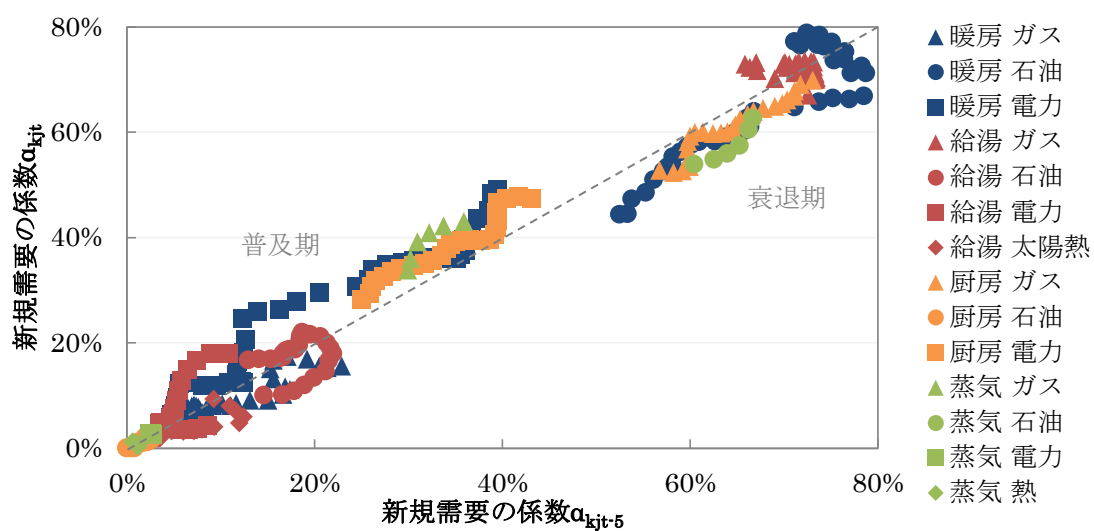


図 5-3 新規需要の係数の推移

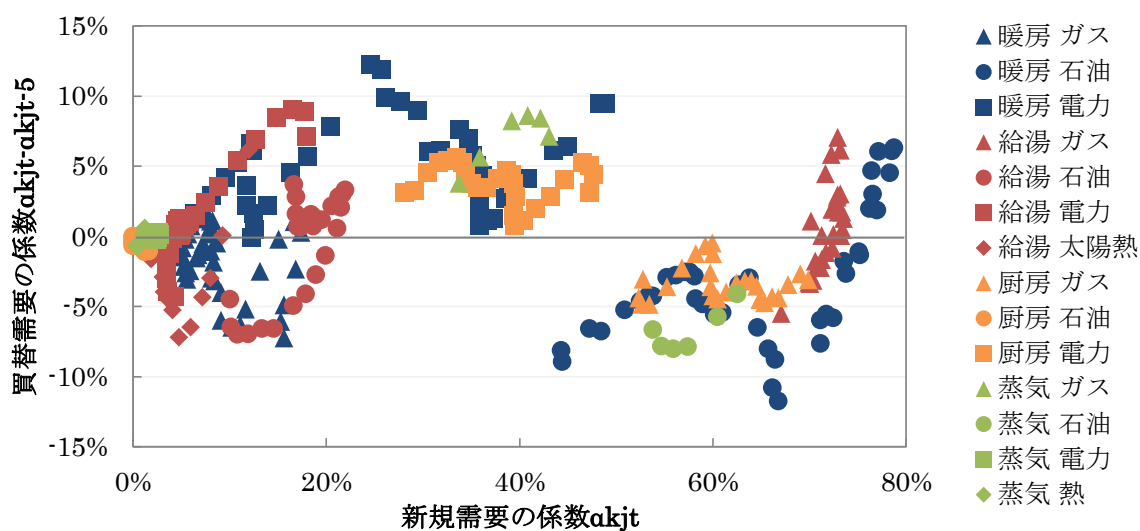


図 5-4 需要の係数と買替需要の係数の関係

表 5-2 買替需要の係数の基本統計量

	暖房	給湯	厨房	蒸気	全データ
平均	0%	0%	0%	0%	0%
標準偏差	5%	4%	3%	5%	4%
最小	-12%	-7%	-5%	-8%	-12%
最大	11%	10%	6%	9%	11%
標本数	123	151	78	24	376
95%信頼区間	± 10.6%	± 7.3%	± 6.1%	± 10.0%	± 8.4%
99%信頼区間	± 13.9%	± 9.6%	± 8.0%	± 13.1%	± 11.1%

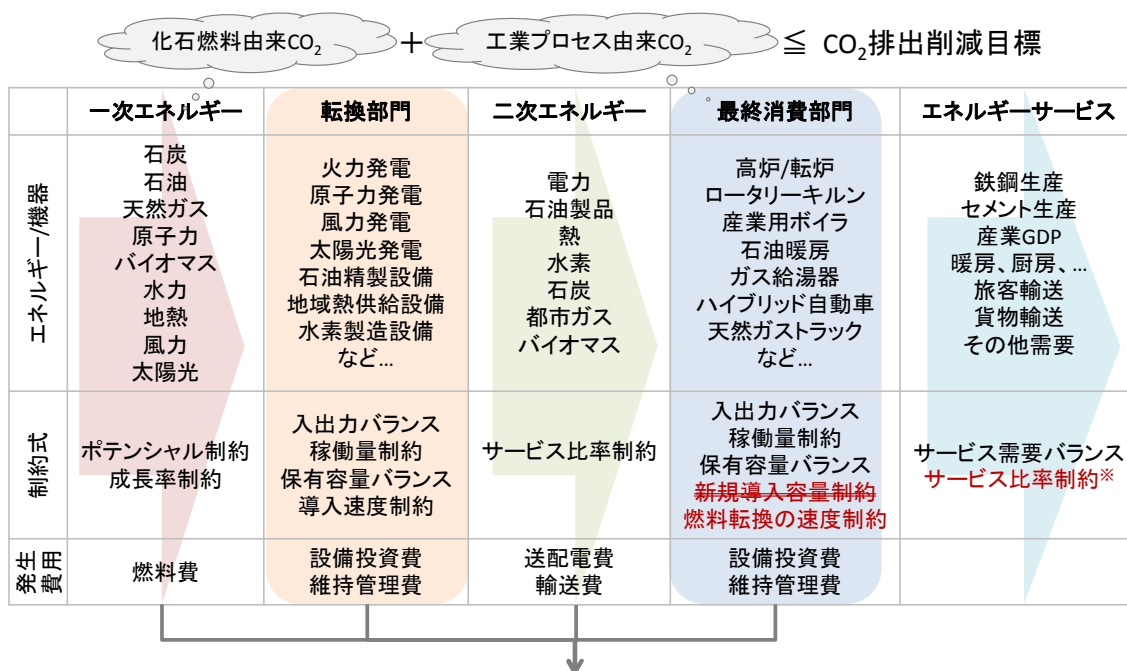
5.2.4. 最終消費部門の燃料転換の障壁を表現可能な制約式の導出—まとめ

本節では、エネルギー機器の容量とサービス供給量との関係式などから、生産された機器からのサービス量に占めるある燃料を使用する機器からのサービス量のシェアと、その時間変化により、その燃料の転換の速度がモデル化できることを明らかにした。次に、日本の家庭部門、業務部門、非素材系産業部門の過去のデータを用いてパラメータを推計し、全データよりもとめた上記シェアの時間変化の95%信頼区間が $\pm 8.4\%$ となることを示した。従来は燃料転換の速度制約はモデル開発者に依存していたが、これらの成果により、①燃料転換の要因分析をもとにした動学的な制約式、および、②過去のデータを元にした検証可能なパラメータ、により最終消費部門の燃料転換の障壁をモデル化できることを示した。

5.3. 最終消費部門の燃料転換の障壁の影響

5.3.1. 世界エネルギーモデルへの適用

最終消費部門における燃料転換の障壁を考慮した場合の将来のエネルギー構成やCO₂排出経路を推計するため、5.2の分析をもとに2章で構築した世界エネルギーモデルに燃料転換の速度の制約と推計したパラメータを適用した（図5-5）。



目的関数：システム内総費用＝設備投資費＋維持管理費＋燃料費＋その他費用 ⇒ 最小化

図 5-5 最終消費部門における燃料転換の障壁を考慮した世界エネルギーモデルの概要
（茶色で記載した部分が2章モデルからの変更点。サービス比率制約は一部の燃料種のみ適用）

5.2 で推計した買替需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-5}$ を定式化すると以下ようになる。

$$-0.084 \leq \alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-5} = \frac{\sum_m S_{k,m,j,t}^P}{\sum_{k,m} S_{k,m,t}^P} - \frac{\sum_m S_{k,m,t-5}^P}{\sum_{k,m} S_{k,m,t-5}^P} \leq 0.084 \quad (13)$$

使用するエネルギーモデルではサービス需要を外生的に与えるため、 $\sum_{k,m} S_{k,m,t}^P$ および $\sum_{k,m} S_{k,m,t-5}^P$ は既知の値である。そのため、式 13 により買替需要の燃料転換を線形の制約式で表現できる。また、式 13 を変形すると式 14 を得る。

$$\frac{\sum_m S_{k,m,t-5}^P}{\sum_{k,m} S_{k,m,t-5}^P} - 0.084 \leq \frac{\sum_m S_{k,m,j,t}^P}{\sum_{k,m} S_{k,m,t}^P} \leq \frac{\sum_m S_{k,m,t-5}^P}{\sum_{k,m} S_{k,m,t-5}^P} + 0.084 \quad (14)$$

これは、前期の新規需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t-5}$ により、新規需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t}$ の変化量を制約する式であるため、式 13 の制約により、新規需要における燃料シェアの制約を行える。このモデル式を用いて、将来の排出経路を推計した。

なお、5.2 の分析は、日本の家庭部門、業務部門における暖房、給湯、厨房需要と非素材系産業の蒸気需要におけるガス、石油、電力、熱を使用する機器を対象に行ったが、2 章で構築した世界エネルギーモデルへの適用にあたり、式 13 および式 14 の制約対象とするサービス種、地域、燃料種について以下のように設定した。

(a) 制約対象のサービス種

5.2.2 および 5.2.3 の分析は、日本の“家庭部門、業務部門における暖房、給湯、厨房需要”と“非素材系産業の蒸気需要”を対象に行ったが、本章では 5.2 で推計したパラメータが、市場の規模や機器買替の傾向が類似している部門・サービスに対しても適用可能であると仮定し、“運輸部門”および“その他産業部門⁷の加熱需要”へも適用した。

(b) 制約対象地域

5.2.2 および 5.2.3 では“日本”を対象に最終消費部門の燃料転換のパラメータを推計しており、他の地域に推計したパラメータが適用できるかは十分に検証できていない。しかし、データの入手可能性から地域別のパラメータの推計には限界があるため、ここでは日本のパラメータが“世界全地域”に適用可能と仮定して分析した。日本以外の地域別のパラメータの推計は今後の課題である。そのため、本分析の結果は、最終消費部門における燃料転換のパラメータをエネルギーモデルへ適用した場合の一つの結果であり、日本以外の地域の最終消費部門の燃料転換のパラメータと日本の値との違いを勘案しつつ、将来の排出経路を検討する際の一つの基準経路と解釈されたい。

(c) 制約対象燃料種

5.2.2 および 5.2.3 では、“ガス、石油、電力、熱”を使用する機器を対象にパラメータを推計したが、世界エネルギーモデルへの適用時には、“都市ガス、石油製品（LPG、灯油）、電力”を制約の対象とし、世界エネルギーモデルで扱っている他の燃料種（石炭、伝統的バイオマス、地域熱、水素、太陽熱、地熱）は 2 章で用いた比率制約により制約した。こ

⁷ AIM/Enduse[Global]では、産業部門を鉄鋼部門、窯業部門、その他産業部門の 3 部門に分割している。非素材系産業とその他産業部門が含む業種がおおむね同じであるため、燃料転換の制約はその他産業部門について適用した。

これは、日本の経済成長期を対象とした 5.2 の分析ではとらえきれていない要因（例えば、太陽熱や地熱の普及には各地域のエネルギーの利用可能性が主な制約になること、健康影響への懸念や大気汚染問題への対応などが影響して石炭や伝統的バイオマスの利用が敬遠される傾向が強いこと、など）がガス、石油、電力以外の燃料種の選択時に影響していると考えられるためである。

5.3.2. 世界エネルギーモデルへの適用結果

2 章で構築したモデル（2 章モデル）、および、最終消費部門の燃料転換のパラメータを適用したモデル（5 章モデル）により推計した将来の CO₂ 排出経路を図 5-6 に示す。両モデルの結果を比較すると、「2040 年にピークを迎え、それ以降急激に排出削減を進める」という経路の傾向に大きな変化は見られなかったが、5 章モデルでは期間全体を通して、数パーセント程度排出量が低い経路が最適と導出された。結果として、5 章モデルで導出した費用最小となる排出経路の 2005 年から 2050 年までの累積の排出量は、2 章のモデルと比較し 62Gt・CO₂ 程度小さくなると見積もられた。

5 章モデルと 2 章モデルの部門別直接 CO₂ 排出量の差を図 5-7 に示す。5 章モデルの発電部門からの直接 CO₂ 排出量は全期間にわたって 2 章モデルより小さく、家庭部門および業務部門からの直接 CO₂ 排出量は 2 章モデルより大きかった。これらの部門の直接 CO₂ 排出量の差が、CO₂ 経路の差の主要因となっている。

各モデルによる家庭部門と業務部門の最終エネルギー消費量の推計結果を図 5-8 に示す。5 章モデルでは、家庭部門の石油、ガスの消費量が 2 章モデルよりも増加し、電力の消費量が減少している。特に石油消費の増加が大きく、2050 年の家庭部門の石油消費量は、2 章モデルで約 223Mtoe と推計されたのに対し、5 章モデルでは約 539Mtoe と 2 倍以上異なる。これらは主に、暖房機器、給湯機器の選択が異なることに起因している。電力機器（ヒートポンプ）とガスおよび石油機器のエネルギー効率の差により、5 章モデルの 2050 年の家庭部門の最終エネルギー消費量は、2 章モデルの結果より 300Mtoe 程度高く見積もられた。また、業務部門では、5 章モデルの方がガス消費量を大きく、電力消費量を少なく見積もった。両モデルの差は、家庭部門と同様、暖房機器、給湯機器の選択の差に起因している。

このような家庭部門、業務部門の機器選択の差異は、電力とガス・石油の価格差に起因している。2 章モデルでは、電力機器から供給されるサービスの比率に下限を設けることで、電力価格の高低に関わらず電化が進む結果を導出していた。他方、5 章モデルでは、動学的な燃料転換の制約式を満たしつつ費用最小となる機器選択を行うため、エネルギー価格の安いガス機器や石油機器のシェアが増加した。

5 章モデルと 2 章モデルの燃料種別の発電量の差、および、電力需要削減量を図 5-9 に示す。家庭部門および業務部門における電力需要の減少により、5 章モデルによる総電力需要量の推計値は期間全体を通じて 2 章モデルより小さく見積もられた。需要の減少量は、2 章モデルにおける総電力需要量の約 6% から 12% に相当する。この需要の減少により、石炭

火力、および、ガス火力による発電量が削減される。これらの火力発電の減少が発電部門における直接 CO₂ 排出の削減の主要因となっている。

2 章で言及したように、2 章モデルでは電力機器から供給されるサービスの比率に上下限を課すことにより電化の速度を外生的に決定していた。本章で過去の燃料転換の速度をもとに最終消費部門の燃料転換の障壁を考慮した結果、外生的に与えていた速度よりも電化が緩やかに進む可能性が明らかとなった。既往のエネルギーモデルでは、最終消費部門の燃料転換の障壁を、根拠が十分に示されていないパラメータによりモデル化していたため、結果の蓋然性の評価が難しかった。本研究では、過去のデータから推計した燃料転換のパラメータを用いることにより、モデルの透明性を高めるとともに、結果の蓋然性の検証を可能にした。

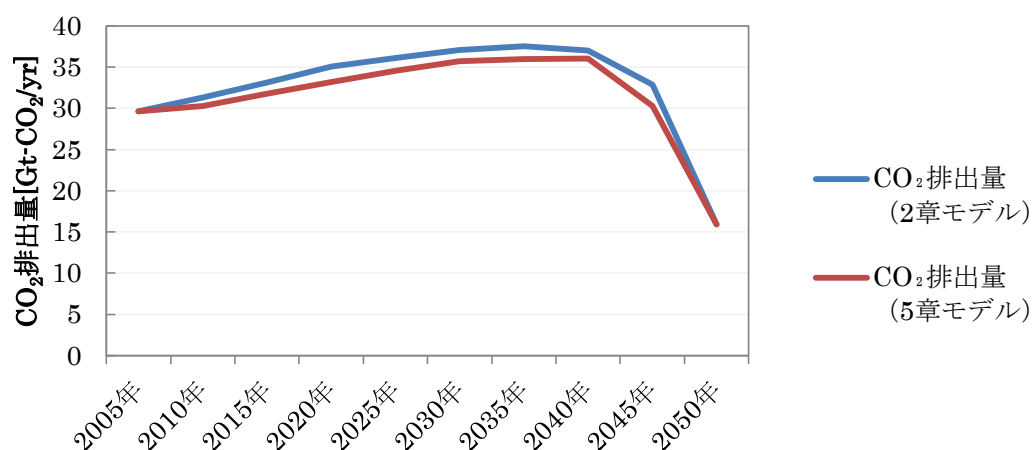


図 5-6 5 章モデルと 2 章モデルの CO₂ 排出経路

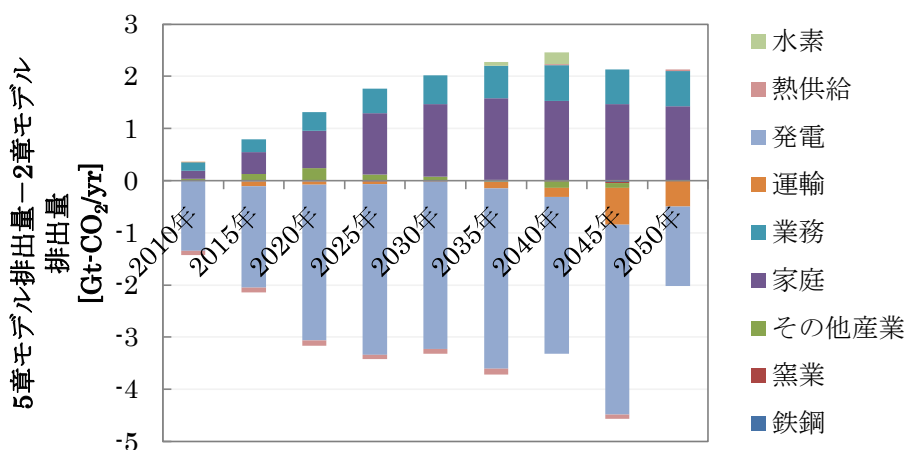


図 5-7 5 章モデルと 2 章モデルの部門別直接排出量の差

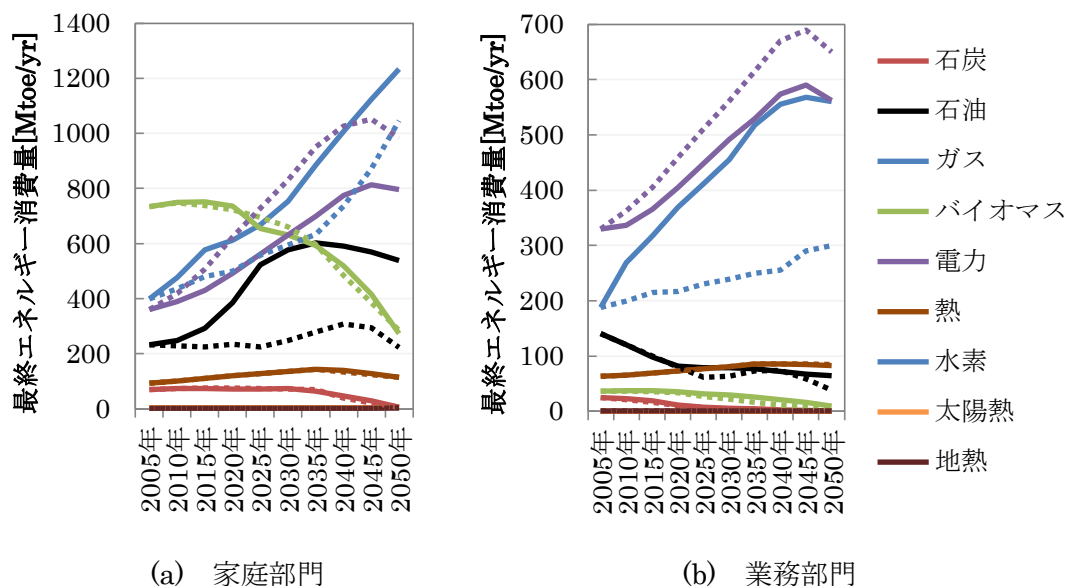


図 5-8 最終エネルギー消費量
(実線：5章モデル、破線：2章モデル)

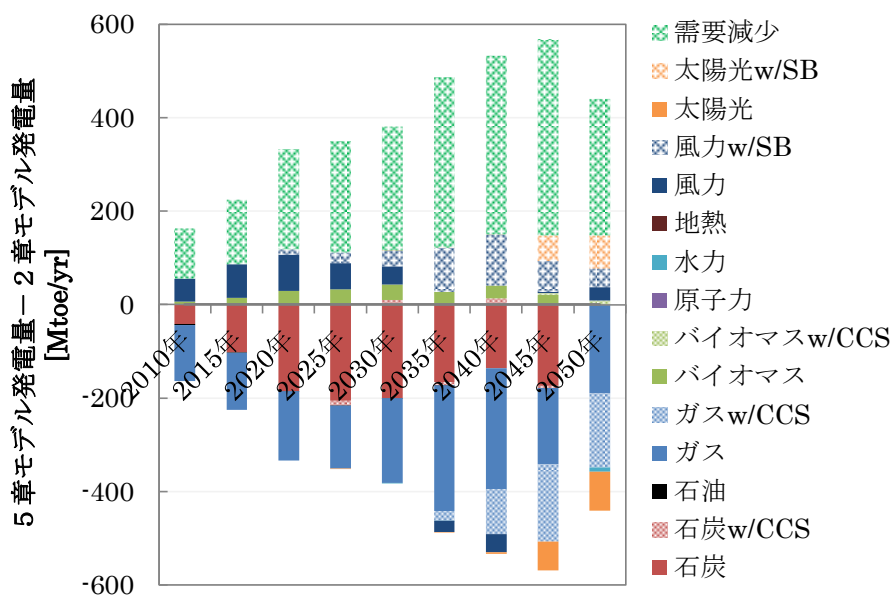


図 5-9 5章モデルと2章モデルの燃料種別発電量の差

5.3.3. 感度解析

本研究では、データの入手可能性から日本のデータを元に推計した最終消費部門の燃料転換のパラメータを世界全地域に適用した。しかし、中国、インドなど、日本と比較して国土が広大で、人口密度が低い地域では、最終消費部門における燃料転換の障壁のパラメータが過去の日本の値より小さくなる（燃料転換の速度が遅い）可能性が高い。また、設備の導入補助金など最終消費部門における燃料転換を促進する施策がとられた場合には、

過去の日本より急速に燃料転換が進む可能性もある。そこで、買替需要に対する係数 $\alpha_{k,j,t} - \alpha_{k,j,t-5}$ を、推計値の 8 倍、4 倍、2 倍、1/2 倍、1/4 倍、および、1/8 倍に設定し、感度解析を行った。以下、感度分析のケースをそれぞれ 8 倍ケース、1/2 倍ケースのように呼び、5.3.2 の結果を基準ケースと呼ぶ。なお、表 5-2 に示したように、過去の日本のデータを元に推計した買替需要の係数の場合、99%信頼区間においても $\pm 8 \sim \pm 14\%$ 程度であるため、4 倍ケース ($\pm 33.6\%$) や 8 倍ケース ($\pm 67.2\%$) はかなり急速な燃料転換を想定しているケースといえる。この感度分析では、日本で過去に観測された買替需要の係数の 8 倍や 1/8 倍という、かなり極端なシナリオにおける排出経路を得られるため、将来の排出経路の範囲を検討することができる。

感度分析の結果のうち、5 章モデルの基準ケース、8 倍ケース、1/8 倍ケース、および 2 章モデルの推計結果を図 5-10 に示す。また、各ケースの CO₂ 排出量、総発電量を表 5-3、表 5-4 にそれぞれ示す。8 倍ケースでは、民生部門での石油、ガス消費量の増加により、基準ケースより CO₂ 排出量が高い経路が最適経路とされた。8 倍ケースでは急速な燃料転換が可能のため、2035 年頃までは安価な石油製品のシェアを拡大させ、CO₂ 排出制約が課された 2050 年に近づくに従い石油からガスへの燃料の再転換を急速に行うために、この排出経路の変化は生じている。上述の経路の変化の結果、8 倍ケースの 2005 年から 2050 年までの累積 CO₂ 排出量は基準ケースより 3.2%程度高くなる。4 倍ケース、2 倍ケースについても、同様のメカニズムにより累積排出量が増加した。これらのケースの結果からは、最終消費部門における将来の燃料転換が日本で過去に生じた速度よりかなり急激に進み、かつ、最終消費部門の燃料の選択が費用最小化によりなされる場合、世界全体の CO₂ 排出目標を 2050 年のみに設定するだけでは十分な気候変動緩和効果(累積 CO₂ 排出量の低下)が得られない可能性が確認できる。

1/8 倍ケースでは基準ケースより排出量の低い経路が最適解とされる。1/8 倍ケースでは、8 倍ケースとは逆に民生部門の石油消費やガス消費が比較的緩やかに進む。特に排出削減目標に向けた都市ガスへの燃料転換が緩やかに進むことが影響して、2050 年の民生部門からの直接 CO₂ 排出量が基準ケースより高くなる。これを埋め合わせるため、発電部門における風力発電のシェアが増加する。2.2.2(f)で言及したように、風力発電の導入速度は動学的に制約されているため、2050 年の風力のシェアを拡大させるために 2015 年頃から風力発電の導入量を拡大させる。その結果、期間全体を通して CO₂ 排出量が低下する結果となった。1/8 倍ケースの総電力消費量は基準ケースと似たような経路をたどるが、2050 年の総発電量が約 90Mtoe/yr (1PWh/yr) 程度増加する。これは上述した 2050 年の民生部門からの直接 CO₂ 排出量の増加を埋め合わせるために、運輸部門で石油から電力への燃料転換が進められることが起因している。このケースからは、最終消費部門における将来の燃料転換が日本で過去に生じた速度よりかなり緩やかに進む場合、早期からの電力部門の低炭素化、および、CO₂ 排出削減費用の高い施策も含めた部門横断的な気候変動緩和策の推進が必要となると結論付けられる。

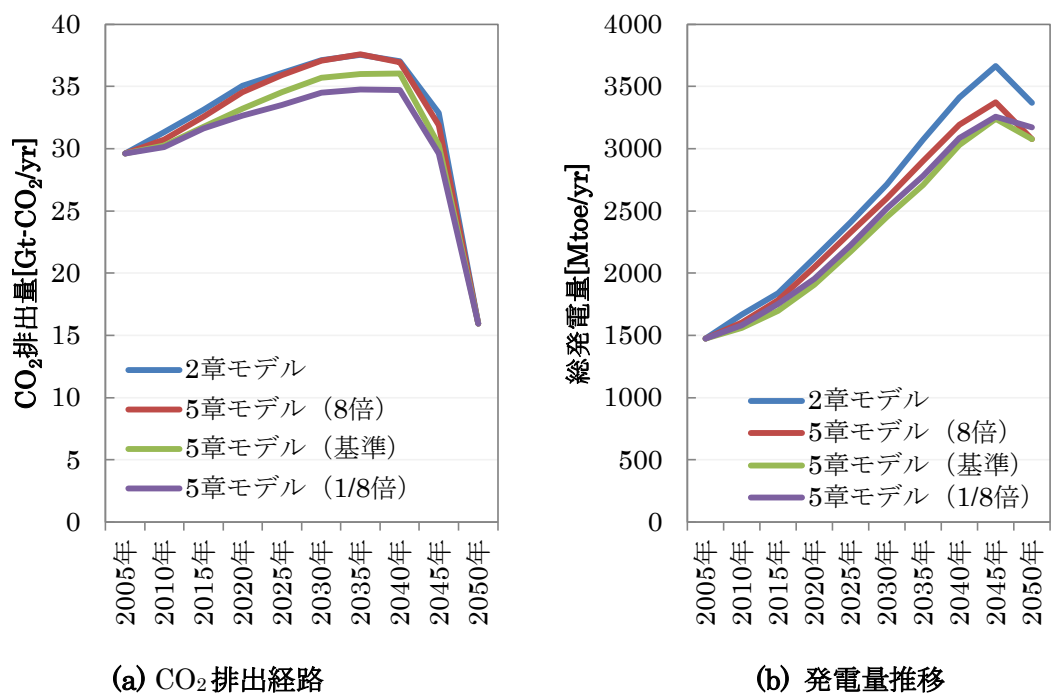


図 5-10 感度分析の結果

(2 章モデル、5 章モデル（基準、8 倍、1/8 倍ケース）のみ抜粋）

表 5-3 各ケースの CO₂ 排出量

Gt-CO ₂		2005 年	2010 年	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年	累積 排出量
2 章モデル		29.6	31.3	35.0	37.1	37.0	15.9	1537
5 章 モ デ ル	8 倍ケース	29.6	30.7	34.5	37.1	36.9	15.9	1522
	4 倍ケース	29.6	30.3	34.0	36.8	37.0	15.9	1511
	2 倍ケース	29.6	30.2	33.5	36.1	36.5	15.9	1490
	基準ケース	29.6	30.3	33.2	35.7	36.0	15.9	1476
	1/2 倍ケース	29.6	30.3	33.1	35.2	35.4	15.9	1462
	1/4 倍ケース	29.6	30.2	32.9	34.6	34.6	15.9	1446
	1/8 倍ケース	29.6	30.1	32.7	34.5	34.7	15.9	1444

表 5-4 各ケースの総発電量

Mtoe/yr		2005 年	2010 年	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年
2 章モデル		1474	1667	2120	2713	3411	3370
5 章モデル	8 倍ケース	1474	1603	2049	2603	3193	3075
	4 倍ケース	1474	1577	1995	2583	3185	3096
	2 倍ケース	1474	1557	1919	2489	3105	3092
	基準ケース	1474	1560	1905	2449	3028	3079
	1/2 倍ケース	1474	1561	1907	2436	2986	3036
	1/4 倍ケース	1474	1558	1922	2457	3005	3067
	1/8 倍ケース	1474	1580	1954	2521	3084	3172

5.4. 5 章のまとめ

本章では、最終消費部門における燃料転換の障壁のモデル化にあたり、①適切なモデル化には動学的な制約式が必要であること、②モデルの透明性を高めるために制約に用いるパラメータを検証可能な手法により導出する必要があることに着目し、燃料転換の要因分析を基にした動学的な制約式の導出、および、過去のデータをもとにした燃料転換のパラメータの推計を行った。

はじめに、エネルギー機器の容量とサービス供給量との関係式などから、生産された機器からのサービス量に占めるある燃料を使用する機器からのサービス量のシェアと、その時間変化により、その燃料の転換の速度がモデル化できることを明らかにした。次に、日本の家庭部門、業務部門、非素材系産業部門の過去のデータを用いてパラメータを推計し、暖房、厨房、給湯、蒸気の出荷量データよりもとめた上記シェアの時間変化の 95%信頼区間が±8.4%となることを示した。従来は燃料転換の速度制約はモデル開発者に依存していたが、これらの成果により、①燃料転換の要因分析をもとにした動学的な制約式、および、②過去のデータを元にした検証可能なパラメータ、により最終消費部門の燃料転換の障壁をモデル化できることを示した。統計データを活用したパラメータの推計は、既往研究でも行われていたが、エネルギーモデルに適用できる形でのパラメータの推計や制約式の導出を行った点が、本研究の新規性である。

さらに、導出した燃料転換の速度の制約式と推計したパラメータをエネルギーモデルに適用した結果、最終消費部門の燃料転換の障壁を外生的に与えた場合と比較し、民生部門の電化の速度が緩やかとなり、電力需要量が低く見積もられた。その結果、発電部門において石炭火力、ガス火力発電の発電量が削減されるため、最終消費部門の燃料転換の障壁を外生的に与えた既往のエネルギーモデルより CO₂ 排出量の低い経路が費用最小経路となった。既往のエネルギーモデルでは、最終消費部門の燃料転換の障壁を、根拠が十分に示されていないパラメータによりモデル化していたため、結果の蓋然性の評価が難しかった。本研究では、過去のデータから推計した燃料転換のパラメータを用いることにより、モデ

ルの透明性を高めるとともに、結果検証を可能にした。

本研究では、機器の出荷量のシェアとその時間変化をもとに分析したため、比較的寿命の短い機器を対象に燃料転換の速度をモデル化し、受注生産が多い鉄鋼部門など素材系産業部門などはモデル化の対象に含めなかった。しかし、これらの部門は使用するエネルギー量が大きいことや設備の寿命が長いことから、排出経路やエネルギー構成に与える影響が大きいことが予想される。都市ガスのパイプライン網や石炭の受け入れ基地の整備状況などエネルギー供給インフラの普及速度なども含めて、これらエネルギー多消費産業の燃料転換の速度のモデル化も取り組む必要がある。

また、データの入手可能性により、過去の日本のデータを元に推計したパラメータを世界全地域に適用したほか、石炭や伝統的バイオマスについては制約の対象外とした。地域別のパラメータの推計も今後の課題となる。

気候変動の緩和を所与とすると、エネルギーシステムの転換が必要である。1章で述べたように、シナリオ研究で使用されているエネルギーモデルは、検証が十分にできないパラメータに依存していた。本研究での実施した要因分解による燃料転換の速度のモデル式およびパラメータの推計により、過去のデータに基づく燃料転換の速度の設定が可能となったことは、エネルギーモデルの客観性を高めるとともに、結果の蓋然性の評価などシナリオの検証にも資するといえる。

5.5. 参考文献

- 1) バーツラフ・シュミル；(2012)，エネルギーの不都合な真実， K-knowledge.
- 2) 木村幸，若林雅代，今中健雄，野田冬彦，村田博，辻元久一；(2008)，産業部門における省エネルギーの障壁－ボイラ・工業炉・モータシステムの事例分析－，電力中央研究所研究報告書，Y08045， 54.
- 3) 森俊介；(2007)，世界エネルギー経済モデル，電気学会複合エネルギー需給システム技術調査専門委員会技術報告 1092 号 エネルギー分野におけるシステムモデル分析の現状と将来， 58-66
- 4) 細江宣裕，橋本日出男，我澤 賢之；(2004)，テキストブック 応用一般均衡モデリング－プログラムからシミュレーションまで，東京大学出版会.
- 5) S. Fujimori, T. Masui, and Y. Matsuoka; (2012), AIM/CGE [basic] manual, National Institute for Environmental Studies, Discussion Paper Series, No. 2012-01, <http://www.nies.go.jp/social/dp/pdf/2012-01.pdf>. (Accessed 2013.5.31)
- 6) International Institute for Applied Systems Analysis; (2001), Model MESSAGE Command Line User Manual, International Institute for Applied System Analysis.
- 7) M. Kainuma, Y. Matsuoka, T. Morita (Eds.); (2003), Climate Policy Assessment: Asia-Pacific Integrated Modeling, 402, Springer.
- 8) B. W. Ang; (1995), Decomposition methodology in industrial energy demand

analysis, Energy, 20-111081-1095

- 9) B. W. Ang, F. Q. Zhang; (2000), A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies, Energy, 25, 1149-1176
- 10) E. van der Voet, R. Kleijn, R. Huele, M. Ishikawa, E. Verkuijlen; (2002), Predicting future emissions based on characteristics of stocks, Ecological Economics, 41-2, 223-234.
- 11) E. M. Rogers; (2003), Diffusion of Innovations, 5th Edition, Free Press.
- 12) A. Grübler; Technology and Global Change, Cambridge, (2003), 464, Cambridge University Press, Cambridge.
- 13) 三菱総合研究所 環境・エネルギー研究本部 ; (2010), 平成 19 年度エネルギー消費状況調査 (民生部門エネルギー消費実態調査) 報告書.
- 14) 経済産業省 ; (2012), 経済産業省生産動態統計 (機械統計年報) .
- 15) 経済産業省 ; (2012), 経済産業省生産動態統計 (鉄鋼・非鉄金属・金属製品統計年報) .
- 16) ソーラーシステム振興協会 ; 太陽熱利用機器販売台数推移 , <http://www.ssda.or.jp/energy/result.html>. (参照 2013.5.31) .
- 17) 日本冷凍空調工業会 ; 統計 製品ごとの国内出荷実績 (1986 ~ 2012 年) , <http://www.jraia.or.jp/statistic/index.html>. (参照 2013.5.31) .
- 18) 日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット (編) ; (2012), EDMC エネルギー経済統計要覧, 省エネルギーセンター.
- 19) 日本小型貫流ボイラ協会 ; 小型貫流ボイラー (簡易含む) 出荷統計, (2013).
- 20) 日本ガス協会 ; エネルギーを上手に使うためのポイント , <http://www.gas.or.jp/jyouzu/index.html>. (参照 2013.5.31)
- 21) 星野優子 ; (2009), エネルギー需要の長期価格弾力性—政策分析に用いる場合の留意点—, 電力中央研究所 研究報告書, Y09029.

6. 燃料転換の障壁を考慮した温室効果ガス排出制約下のエネルギー構成の推計

6.1. はじめに

3章から5章では、既往のエネルギーモデルにおける燃料転換の障壁のモデル化の課題に着目し、採掘部門、転換部門、および、最終消費部門の燃料転換の障壁をモデル化した。本章では、これらの章でモデル化した燃料転換の障壁をすべて適用したエネルギーモデルを用いて、温室効果ガス排出制約下のエネルギー構成、および、排出経路の推計を行う。

6.2. 3章から5章の障壁を考慮したモデルの構築

3章から5章でモデル化した障壁を適用した世界エネルギーモデルの概要を図6-1に示す。それぞれの障壁の適用は、各章で実施したのと同様の手法で行った。本研究で扱った燃料転換の障壁により、エネルギーシステムの採掘から消費までのすべての部門で燃料転換の制約を更新した。構築したモデルを用いて、温室効果ガス排出制約下のエネルギー構成、および、排出経路の推計を行った。

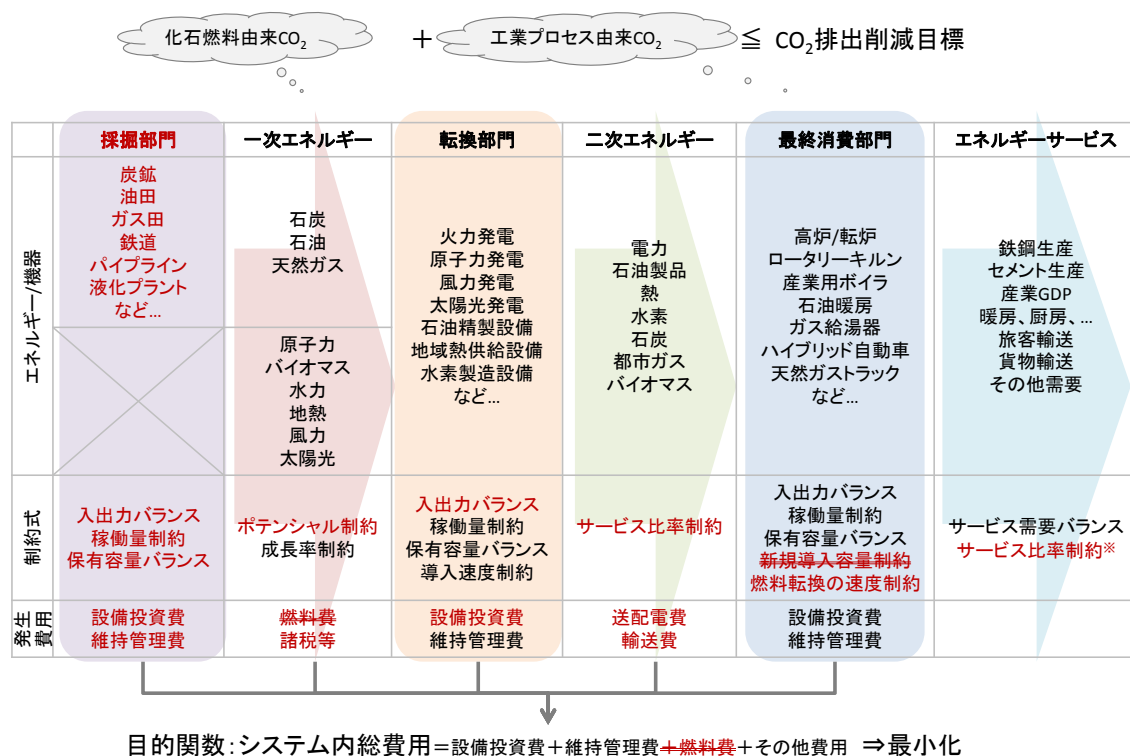


図 6-1 推計した燃料転換のパラメータを適用した世界エネルギーモデルの概要
(茶色で記載した部分が2章モデルからの変更点。最終消費部門のサービス比率制約は一部の燃料種のみ適用)

6.3. 推計結果・考察

6.3.1. CO₂ 排出経路の推計結果

全部門の燃料転換の障壁を考慮したモデル（6 章モデル）、および、各章で構築したモデルにより推計した将来の CO₂ 排出経路を図 6-2 に示す。燃料転換の障壁により急激な燃料転換が制限された結果、6 章モデルは、2 章モデルより CO₂ 排出量の低い経路を最適経路とした。エネルギー価格の影響が最も大きいため、6 章モデルの排出経路は 3 章モデルと同程度となったが、エネルギー価格の内生化の影響に加えて、5 章でモデル化した最終消費部門の燃料転換の障壁が考慮された結果、6 章モデルでは 3 章モデルよりさらに排出量の低い経路が最適経路とされた。しかし、2040 年以降に急激な削減を行う経路の傾向には変化は見られなかった。以上の分析から、燃料転換の障壁を考慮した場合においても、長期目標の達成のみを目的とした場合、急激な CO₂ 排出削減が費用最小経路となることが確認された。

排出量がピークアウトする時期を分析するため 2030 年から 2040 年までの排出量を詳しくみると、2 章モデルから 5 章モデルでは 2035 年頃にピークを迎えるのに対し、6 章モデルでは 2030 年にピークアウトすることがわかる（図 6-3）。2 章モデルから 5 章モデルで

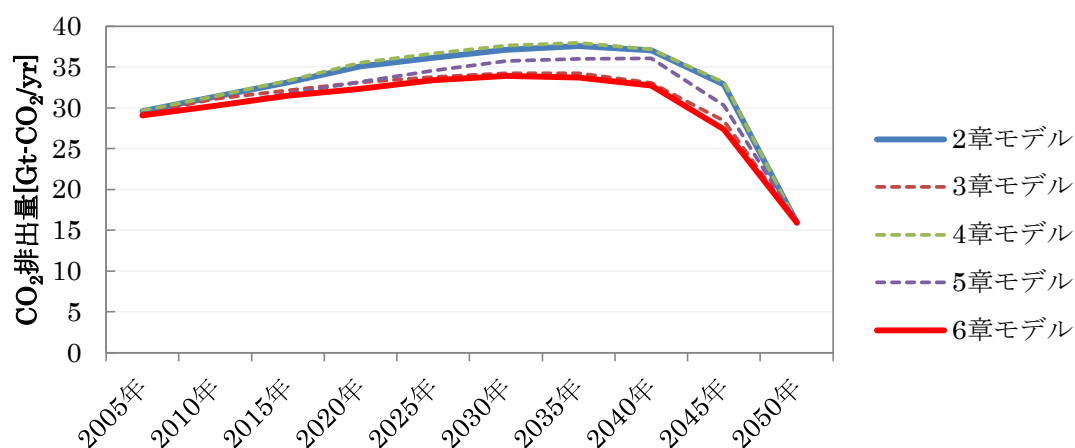


図 6-2 6 章モデルおよび他章のモデルの CO₂ 排出経路

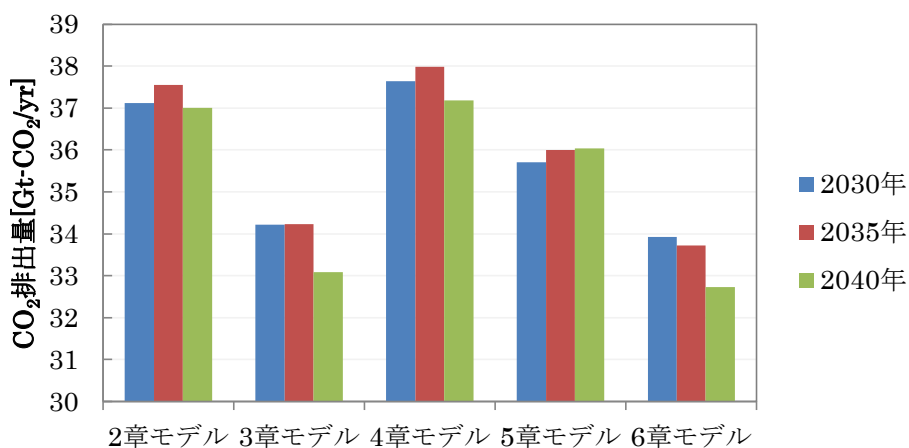


図 6-3 各章の 2030 年から 2040 年の CO₂ 排出量

は単一の部門における燃料転換の障壁のみを考慮したが、6章モデルで複数の部門における燃料転換の障壁を考慮した結果、排出削減目標年付近での燃料転換の速度が複数の部門で制約されるために、より早期から燃料転換を開始しなければならなくなり、結果として、早期からの排出量の削減につながったと考えられる。この結果からは、長期目標の達成のみを目的とした場合には目標の達成に間に合うギリギリから急激なCO₂排出削減を始めることが費用最小経路ではあるが、エネルギーシステム全体の燃料転換の障壁を考慮した場合には、目標達成に間に合う“ギリギリ”が比較的早期であり、2030年に排出量をピークアウトさせるような早期からのCO₂排出削減が費用最小となることが明らかとなった。

6.3.2. 一次エネルギー構成の推計結果

6章モデルによる一次エネルギー消費量の推計結果を図6-4に示す。人口の増加や経済成長によるエネルギー消費の拡大により、世界の一次エネルギー消費は増大し、2045年には2005年比1.67倍の18.3Gtoe/yrに達する。その後、排出制約により省エネが進み、2050年の一次エネルギー消費量は17.3Gtoe/yrとなる。エネルギー種別にみると、天然ガス、バイオマスの消費量の伸びが著しく、2050年にはそれぞれ2005年比2.26倍、4.02倍に達する。2045年から排出制約を課した2050年にかけて、石炭消費量の減少が著しく、この急激な石炭需要の減少により、2040年から2045年にかけて石炭価格にスパイクが生じる結果となった（図6-5）。なお、採掘部門の燃料転換の障壁のみを考慮した3章モデルと比較した場合、石炭価格のスパイクは小さかった。これは、最終消費部門の燃料転換の障壁を考慮したことにより、電力需要の減少、石炭火力発電の発電量の減少が生じ、結果として、石炭需要が3章モデルより若干緩やかに減少したことに起因している。

以上の結果からは、本研究で考慮した燃料転換の障壁をすべて考慮した場合においても、石炭の継続利用と排出制約年直前の急激な石炭の利用停止が費用最小経路となることが確認された。3章でも言及したように、石炭価格のスパイクの発生は、投資回収が困難な採掘設備が生じていることを意味するため、6章モデルの排出経路は、適切な利益と負担の再配

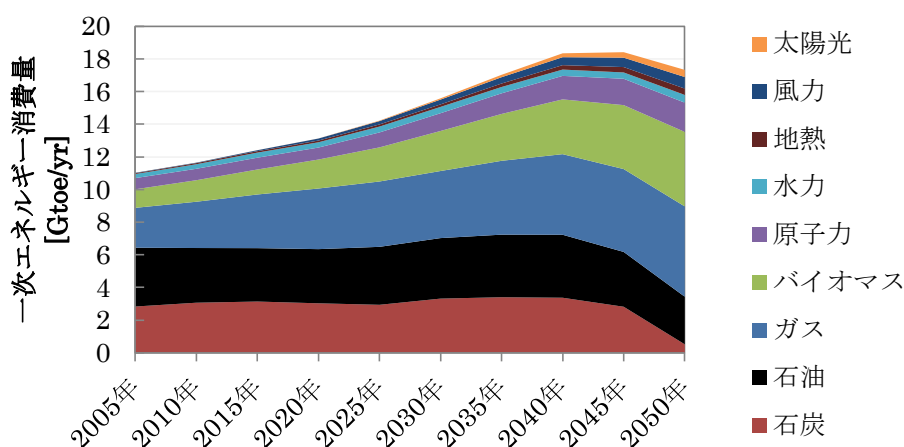


図 6-4 6章モデルによる一次エネルギー消費量の推計結果

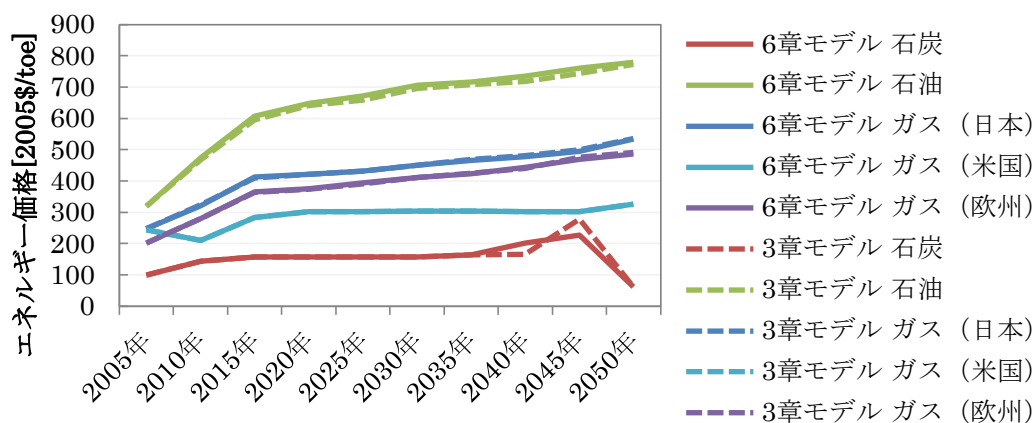


図 6-5 6章モデルおよび3章モデルの国際エネルギー価格の推計結果

分が行われない限り、特定の産業のみに燃料転換の負担を強いる経路となっている点に留意が必要である。

6.3.3. 発電構成の推計結果

6章モデルによる燃料種別発電量の推計結果を図 6-6 に示す。3章モデルの結果と同様、エネルギー価格の内生化によりガス生産国におけるガス価格が低下したことを受け、石炭火力ではなく、ガス火力発電の発電量が増加する結果となった。また、4章でモデル化した変動性再生可能エネルギーの出力変動対策の影響により、蓄電池併設型の太陽光、風力の発電量が増加する結果となった。2025年頃から CCS 併設型石炭火力の発電量が増加するが、2045年以降急激に発電を停止させる。これは、限られた CCS 設備・貯留ポテンシャルを有効に利用するため、CO₂ 排出係数が高い石炭火力から、CO₂ 排出係数が低いガス発電、正味で CO₂ の吸収につながるバイオマス発電、および、バイオマスを利用した水素製造設備に、CCS の実施主体を変更するために生じている。この CCS 併設型石炭火力発電の

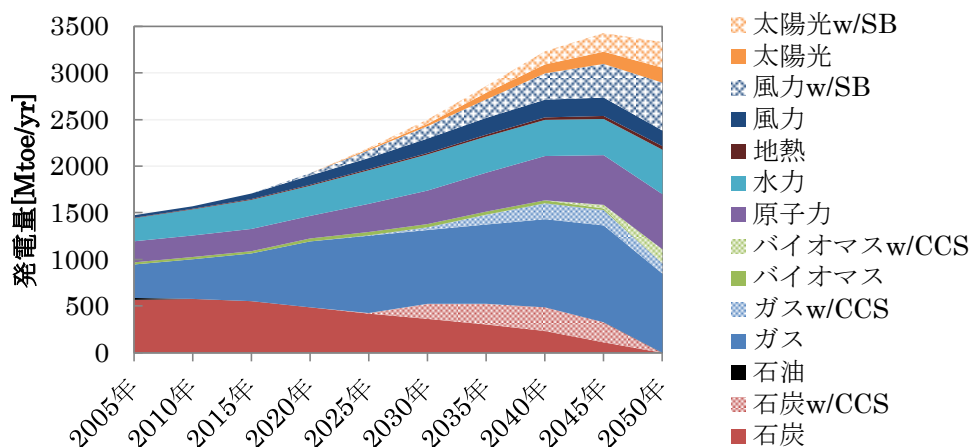


図 6-6 6章モデルによる燃料種別発電量の推計結果

急激な発電停止が、上述の石炭消費量の減少と石炭価格のスパイクの原因となっている。

以上の結果からは、長期の排出目標の達成を目的とした場合、CCS を併設しない石炭火力発電所の新設は経済合理的でないこと、天然ガス発電所、および、風力、太陽光の導入促進、ならびに、蓄電池技術の技術革新が必要不可欠であることが明らかとなった。また、CCS 併設型石炭火力発電所の利用は、CO₂ 制約下での石炭の継続的な利用を助長した結果、石炭の段階的な消費削減を妨げ、結果として石炭産業への燃料転換の負担を大きくする恐れがあること、CO₂ 排出原単位が高いため、限られた CCS のポテンシャルを有効利用するという観点では必ずしも合理的ではないことが明らかとなった。

6.3.4. 最終エネルギー構成の推計結果

6 章モデルによる最終エネルギー消費の推計結果を図 6-7 に示す。電力、ガス、バイオマスの増加量が大きく、2050 年にはそれぞれ 2005 年比で 2.45 倍、2.99 倍、2.56 倍に達する。最終消費部門における燃料転換の障壁の制約式、パラメータの変更を受け、5 章と同様、家庭部門や業務部門での石油、ガス消費が増加する結果となった。これに伴う直接 CO₂ 排出量の増加を埋め合わせるため、2040 年頃から運輸部門において水素燃料を利用した燃料電池車が使用される結果となった。以上の結果からは、5 章の結果と同様、最終消費部門の燃料転換が過去に生じた速度の範囲で進むと仮定した場合、特定の部門での CO₂ 排出量削減には限界があるため、燃料電池車の導入など CO₂ 排出削減費用の高い施策も含めた複数部門での排出量の削減が要求されることが明らかとなった。

なお、最終消費部門におけるエネルギーの選択は、発電部門の電源構成に大きく影響されることに留意されたい。具体的には、石炭火力など排出原単位の高い発電方式により電力が供給される場合には、最終消費部門では、石油やガスなどを使用する技術を選択した方が単位エネルギーサービスあたりの排出原単位が低くなる可能性がある。他方で、再生

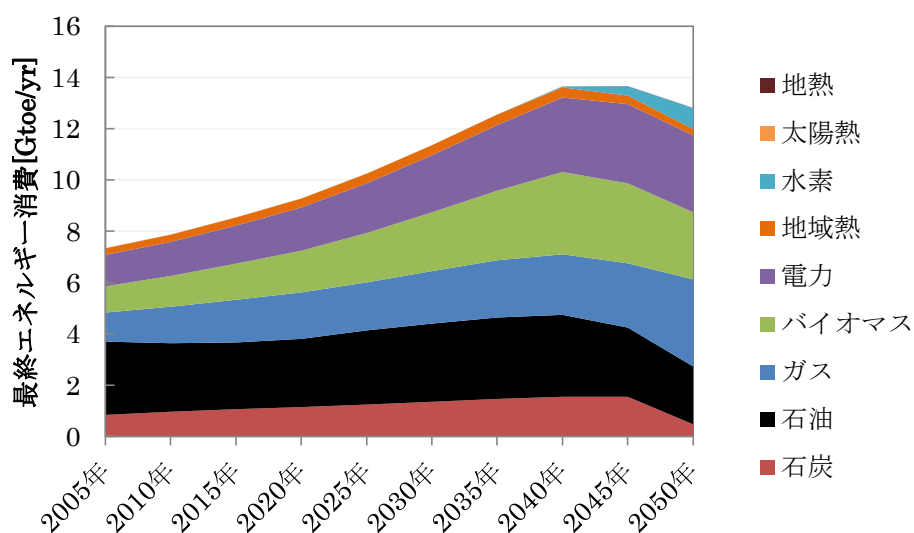


図 6-7 6 章モデルによる最終エネルギー消費の推計結果

可能エネルギーをはじめとする排出原単位の少ない発電方式により電力が供給される場合には、電力を使用する機器を選択するほうが排出原単位は低くなる。最終消費部門のエネルギーの選択を適切に進めるためには、将来の電源構成を明確化することが必要不可欠となる。

6.4. 6章のまとめ

6章では、3章から5章でモデル化した採掘部門、転換部門、および、最終消費部門の燃料転換の障壁をすべて適用したエネルギーモデルを用いて、温室効果ガス排出制約下のエネルギー構成、および、排出経路の推計を行った。分析の結果、以下のことが明らかとなった。

- ・ 長期の排出目標の達成を目的とした場合には、本研究で取り上げたすべての燃料転換の障壁を考慮した場合でも、排出削減目標年ギリギリに急激に排出削減を実施する経路が費用最小となる。
- ・ ただし、全部門の燃料転換の障壁を考慮した場合、複数の部門で燃料転換の速度が制約されるために、より早期から燃料転換を進める必要性が生じる結果、長期の排出目標を達成可能な“ギリギリ”の年が比較的早く訪れるため、2030年にピークアウトするような早期からの対策が求められる。
- ・ 燃料転換の障壁を考慮した場合でも、石炭消費を排出削減目標年ギリギリまで継続し、急激に利用を縮小する経路が費用最小経路となる。
- ・ 転換部門、最終消費部門の燃料転換の障壁を考慮した場合においても、3章で分析したような石炭価格のスパイクが生じるため、燃料転換の負担の分配が十分に行われない場合、石炭産業など特定の産業に負担が集中する恐れがある。
- ・ ただし、最終消費部門の燃料転換の障壁の影響により、目標年付近の石炭火力の発電量が減少し、これに伴い目標年付近の石炭需要が減少しているため、3章で採掘部門の燃料転換の障壁のみを考慮した場合と比較し、スパイクの大きさは小さくなった。
- ・ 長期の排出目標の達成を目的とした場合、CCSを併設しない石炭火力発電所の新設は経済合理的でなく、天然ガス発電、および、風力発電、太陽光発電の導入促進、ならびに、蓄電池技術の技術革新が必要不可欠である。
- ・ CCS併設型石炭火力発電所の利用は、CO₂制約下での石炭の継続的な利用を助長した結果、石炭の段階的な消費削減を妨げ、結果として石炭産業への燃料転換の負担を大きくする恐れがある。また、CO₂排出原単位が高いため、限られたCCSのポテンシャルを有効利用するという観点では必ずしも合理的ではない。
- ・ 最終消費部門の燃料転換が過去に生じた速度の範囲で進むと仮定した場合、特定の部門でのCO₂排出量削減には限界があるため、燃料電池車の導入などCO₂排出削減費用の高い施策も含めた複数部門での排出量の削減が必要となる。

上述した結論のいくつかは、既往のエネルギーモデルを用いた分析においても指摘されて

いるが、本研究では、既存のエネルギーモデルで考慮されていなかった燃料転換の障壁を考慮し、かつ、検証可能なパラメータを用いたエネルギーモデルを用いて、上述の結論を得た点に大きな特徴を持つ。パラメータの透明化によりエネルギーモデルの信頼性を高められた点、これにより導出したシナリオの妥当性の検証を可能にした点が、本研究の大きな成果である。

7. 結論

7.1. 本論文のまとめ

気候変動の影響に対する科学的知見の蓄積による気候変動対策への関心の高まりとともに、エネルギーモデルを用いた気候変動対策の評価に関する研究が盛んに行われてきた。エネルギーモデルを用いたこれまでの分析の中で効果的な対策と位置づけられているものの一つに燃料転換がある。燃料転換の中には、化石燃料間での燃料の代替のほか、再生可能エネルギーなど非化石燃料へのエネルギー源の転換も含まれる。エネルギーシステムの転換に関する研究の中で、燃料転換には様々な障壁が存在していることが指摘されている。既存のエネルギーモデルでは、これらの燃料転換の障壁を“制約式”等によりモデル化しているが、いくつかの考慮していない障壁や、考慮しているものの制約式の記述が適当でない障壁、制約式中のパラメータの根拠が明確でない障壁が存在していた。そこで、本研究ではこれらの課題の解決を目的として、燃料転換の障壁を考慮したエネルギーモデルの開発を行った。具体的には、エネルギーシステムを、採掘部門、転換部門、最終消費部門の三つの部門に分割し、それぞれの部門での燃料転換の障壁のモデル化を行った。

3 章では、“既往のエネルギーモデルにおいて、採掘部門が十分にモデル化されておらず転換部門および最終消費部門のみで最適化が行われている”という課題に着目し、この解決を目指した。具体的には、採掘部門の資源供給設備の容量および寿命を明示的にモデル化した「エネルギー資源モデル」を開発し、採掘部門における燃料転換の障壁のうち、投資回収計画などの経済的障壁を明示的にモデル化した。開発したモデルを用いた分析により、エネルギー構成の急激な転換が採掘部門に与える影響を、エネルギー価格のスパイクという形で定量的に表現できることを確認した。また、開発したエネルギー資源モデルを従来型のエネルギーモデルと統合させることで、採掘部門も含めたエネルギーシステム全体での最適経路の導出を可能とした。これにより、“既往のエネルギーモデルにおいて、採掘部門が十分にモデル化されておらず転換部門および最終消費部門のみで最適化が行われている”という課題が解決できた。以上、①燃料転換が採掘部門へ与える影響のエネルギー価格への反映、②採掘部門を含めたエネルギーシステム全体での最適経路の導出、の 2 点が 3 章におけるモデル研究としての成果である。

また、上述のエネルギー資源モデルを用いた将来のエネルギー構成の分析では、天然ガスと石炭の将来価格の差が大きいため、採掘部門の障壁を考慮した場合でも、石炭を排出削減目標年ギリギリまで継続利用する経路が費用最小経路となった。この結果からは、2050 年半減などの長期排出削減目標のみでは、2020 年、2030 年の排出量抑制効果は得られず、累積排出量の減少につながらない可能性が明らかとなった。また、上述の石炭の継続利用と急速な需要低下を受け、費用最小経路においても石炭価格にスパイクが生じる結果を得た。言い換えれば、石炭産業で投資回収の困難な設備が生じる結果となった。仮に他地域

他部門が石炭の継続利用により得た利益を石炭産業に移転させない場合、石炭生産国の石炭産業に負担が集中することを意味する。地域横断かつ部門横断的な利益と負担の移転には国際的な市場の構築が不可欠であり実現可能性が低い。特定の産業への負担の集中を回避するためにも、中期排出削減目標の設定等を通じた石炭消費の緩やかな削減が求められる。以上、①累積排出量削減のための中期排出削減目標の必要性の提示、および、②特定産業への負担の集中を避けるための中期排出削減目標の必要性の提示、の2点が3章における政策研究としての成果である。

4章では、“既往モデルにおいて、転換部門の主要な対策の一つである再生可能エネルギー発電の導入に伴う系統安定化策など技術的な制約が簡易的にモデル化されている”という課題に着目し、その解決を目指した。具体的には、電力部門に焦点を当てた詳細なモデル（多地域電源計画モデル）を、再生可能エネルギーの変動性を考慮可能な形式に拡張し、変動性再生可能エネルギー発電（VRE）の系統接続率の上限および出力変動対策の実施量を推計した。多地域電源計画モデルを用いた分析の結果、VREの導入には五つの段階があること、段階ごとに追加的に必要となる蓄電池容量や出力抑制・解列の実施量が異なることが明らかとなった。また、モデルの結果を回帰分析することで、段階別VRE別の蓄電池必要量、出力抑制・解列による発電量の減少量を明らかにした。これにより、“既往モデルにおいて、転換部門の主要な対策の一つである再生可能エネルギー発電の導入に伴う系統安定化策など技術的な制約が簡易的にモデル化されている”という課題を克服す手法が確立でき、定量的な分析に基づいたVRE接続率上限の設定、および、出力変動対策実施量に関わるパラメータの設定が可能となった。この定量的分析に基づいたパラメータの設定が、4章におけるモデル研究としての成果である。

また、推定したパラメータを世界エネルギーモデルに適用し、転換部門の燃料転換の障壁が将来のエネルギー構成に与える影響を分析した結果、既往モデルの結果と比較して、蓄電池および太陽光発電の導入量が増加した。特に、蓄電池導入量の増加が大きく、2050年の新規導入量は従来モデルの結果の3倍に達した。この結果からは、VREの大量導入に伴う出力変動対策の必要性が確認でき、仮にこれらの技術の革新が進まない場合、CO₂排出削減費用が急激に増大する可能性があることが分かった。また、VRE導入に伴う出力変動対策の増加により、低コストで導入可能な風力発電、太陽光発電の比率が低下するため、最終消費部門でのCO₂排出削減が必要となることが分かった。以上、①蓄電池技術をはじめとする出力変動対策の技術革新への投資の必要性の提示、および、②転換部門の排出削減策のコスト低下の不確実性を考慮した場合の最終消費部門でのCO₂排出削減の必要性の提示、の2点が4章における政策研究としての成果である。

5章では、“既往モデルにおいて最終消費部門の将来の技術の普及量を外生的に制約しているが定式化が適切でなく、またパラメータの根拠が十分でない”という課題に着目し、その解決を目指した。具体的には、最終消費部門の燃料転換の障壁のうち、燃料供給インフラの整備速度や、各機器の生産設備の拡大速度などの異時点間の障壁をモデル化するた

め、要因分解手法により動学的な制約式を設定した。また、設定した制約式に適用可能なパラメータを、日本の家庭部門、業務部門、非素材系産業部門の過去のデータを用いて推計することで、検証可能な手法による最終消費部門の燃料転換のパラメータの設定を実現した。動学的な燃料転換の障壁の制約式は従来のモデルにおいても用いられていたが、適用するパラメータの設定根拠を示すことが困難だった。5章では、検証可能なパラメータを適用可能な動学的な制約式を導出できたことが、モデル研究としての成果と言え、これにより、“既往モデルにおいて最終消費部門の将来の技術の普及量を外生的に制約しているが定式化が適切でなく、またパラメータの根拠が十分でない”という課題を解決する方法論を提示できた。

また、日本における最終消費部門の燃料転換のパラメータの推計の結果、寿命 10 年程度の機器の買い替え時には、約 16%のユーザーが他の燃料に移行する可能性があることが確認された。逆を言えば、84%程度のユーザーがそれまで利用していた燃料を継続的に利用することを意味しており、最終消費部門での燃料転換時の慣性が高いことが分かった。すなわち、最終消費部門での燃料選択により CO₂ 排出削減を進める場合、長期の目標像を明確化し、早期から転換を進める必要があるといえる。導出した制約式、および、パラメータを既往のエネルギーモデルに適用し、将来のエネルギー構成を推計した結果、既往のエネルギーモデルの結果と比較して、家庭部門・業務部門の石油・ガス消費量が増加した。既往モデルでは、家庭・業務部門での電化の拡大を所与とし、外生的に電化率の下限を設定していたが、過去の最終消費部門の燃料転換の速度、および、費用最小化による燃料の選択を仮定した場合、電力機器より石油・ガス機器が増加する可能性が認められた。中期目標が設定されず、今後も石炭火力の発電量が増加する場合には、家庭部門での石油・ガス機器の増加は排出量削減につながる可能性が示唆された。最終消費部門の適切な燃料の選択を提示するためには、電力部門の将来像の明確化、さらには、将来の排出削減目標の明確化が不可欠と言える。以上、累積排出量の削減を目指すためには、①最終消費部門において早期から燃料転換を促進すること、②同時に電力部門の将来像を明確化することが必要であることが明らかとなった。これらの結論を提示したことが、5章における政策研究としての成果である。

6章では、3章から5章まででモデル化した障壁を既存のエネルギーモデルに適用し、燃料転換の障壁を考慮した将来のエネルギー構成を推計した。その結果、長期目標の達成のみを目的とした場合、本研究で考慮したすべての燃料転換の障壁を適用した場合においても、排出削減目標年近くでの急激な CO₂ 排出削減、および、石炭消費の削減を行う経路が費用最小経路となることが明らかとなった。3章の結論と同様、累積排出量の削減を目指すような実効性のある排出削減の実施には、中期目標の策定が必要となることが確認された。また、6章においても4章や5章の結果と同様、VRE の出力変動対策の実施量の増加や最終消費部門における石油・ガス消費量の増加という結果を得た。これらの結果からは、すべての部門の燃料転換の障壁を考慮した場合においても、蓄電池など出力変動対策の実施

が必要不可欠であること、複数の部門にまたがる CO₂ 排出削減策の実施が不可欠であることが確認された。

また、2 章から 5 章で構築したモデルと比較し、6 章モデルの CO₂ 排出経路は早期に排出量がピークアウトする結果を得た。これは、燃料転換の障壁を考慮した場合には、長期目標の達成のみを目的とした場合でも、比較的早期から排出削減を実施する必要があることを意味する。この“燃料転換の障壁により目標年より早期から徐々に排出削減を行う必要がある”という結果は、長期目標の達成だけでなく、中期目標の達成や累積排出量目標の達成に向けた取り組みにおいても当てはまる結果である。このようなエネルギーシステムの“慣性”をモデル化できた点は、本研究のモデル研究としての成果である。

本研究では、既存のエネルギーモデルで考慮されていなかった燃料転換の障壁を考慮し、かつ、検証可能なパラメータを用いたエネルギーモデルを用いて、上述の結論を得た点に大きな特徴を持つ。検証可能なパラメータの設定によりエネルギーモデルの透明性を高められた点、これにより導出したシナリオの検証を可能にした点が、本研究の最も主要な成果である。

7.2. 今後の展望

本研究では、エネルギーシステムの採掘部門、転換部門、最終消費部門の燃料転換の障壁に焦点を当てて、そのモデル化を実施したが、いくつかの課題があった。以下に今後の展望をあげる。

7.2.1. 採掘部門の燃料転換の障壁のモデル化

(a) エネルギー資源モデルの地域分解能の高度化

本研究では、世界エネルギーモデルとの統合に焦点を置いたため、世界を 32 地域に分割してモデルを構築した。ロシアやアメリカ、中国などの広大な国土を持つ地域のエネルギー供給システムの推計にあたっては、輸送距離の影響が大きくなると考えられるため、地域分解能の高度化が求められる。

(b) エネルギー資源モデルの目的関数の変更

本研究では、世界エネルギーモデルとの統合、および、エネルギーシステム全体での最適経路の導出を目的としたため、エネルギー資源モデルの目的関数として採掘部門の総費用最小化を採用した。他方で、現実には、OPEC 諸国の生産量調整のように、“利益の最大化”を目的として投資行動を決定している場合も存在する。エネルギー資源モデルの目的関数を“余剰最大化”とすることで、より現実世界に近い投資行動に基づいた排出経路の導出が可能になると考えられる。

7.2.2. 転換部門の燃料転換の障壁のモデル化

(a) 日本以外の地域、特に排出量の大きい地域への多地域電源計画モデルの適用

本研究では、モデルに用いるデータの入手可能性から、日本のモデルで導出したパラメータを世界全地域に適用したが、地域ごとに電源構成、再生可能エネルギー発電の特性、系統連係線の利用可能性は異なる。特に CO₂ 排出量が大きいアメリカや中国、インドに同様のアプローチを適用することで、より信頼性の高い排出経路の推計が可能となる。

(b) ヒートポンプ機器や電気自動車など、需要側の調整力の考慮

本研究では、再生可能エネルギー発電の出力変動調整策として、系統電源による負荷周波数制御、蓄電池の活用、出力抑制・解列の実施を取り上げたが、ヒートポンプ機器や電気自動車など、需要側の調整力を考慮することも不可欠となる。需要側の調整力の導入量推計値として、世界エネルギーモデルの結果を活用できるため、両モデルの連係を含めたモデルの改善が求められる。

(c) 技術革新の考慮

本研究では、太陽光発電や風力発電、CCS の導入費用や実施費用を外生的に設定した。また、これらの技術の導入速度についても、“導入速度制約”という形で外生的に与えた。これは、将来の不確実性が大きいために、モデル内で内生的に推計するのではなく、シナリオとして設定した方が、結果の解釈が容易であると考えたためである。他方で、転換部門の燃料転換のモデル化時には、主に出力変動対策の実施量に焦点を当てたため、導入費用の低下や性能の向上など技術革新による将来の排出経路への影響を十分に考慮しなかった。将来の蓄電池コストの低下や燃料電池の性能向上、太陽光発電の変換効率の向上など、将来期待される多様な技術シナリオを構築し、分析することが求められる。

7.2.3. 最終消費部門の燃料転換の障壁のモデル化

(a) エネルギー価格、機器価格を考慮したパラメータの設定

本研究では、採取消費部門における燃料転換の障壁のパラメータの導出にあたり、長期的な導入機器の変化の傾向のみに着目し、エネルギー価格や機器の価格などのサービス供給にかかわる費用を考慮しなかった。機器の価格や環境規制の有無などを含めた多様なパラメータを考慮することにより、最終消費部門における燃料の選択のモデル化の信頼性を高められる。

(b) 鉄鋼部門、窯業部門などの分析

本研究では、機器の買い替えによる燃料転換に着目したため、長寿命の機器を使用する産業の燃料転換は分析の対象外とした。他方で、鉄鋼部門や窯業部門などはエネルギー使用強度の高い産業として知られており、CO₂ 排出経路への影響も小さくないため、これらの部門での燃料転換のパラメータの推計は必要不可欠といえる。

7.2.4. 気候変動以外の環境問題への拡張

(a) 資源制約の考慮

本研究では、気候変動問題を対象としたため、エネルギー構成の分析および CO₂ 排出経路の分析に焦点を当ててきた。他方、高効率な太陽光発電や蓄電池、燃料電池、電気自動車の製造にはレアメタルやレアアースの使用が不可欠となっているため、資源の供給制約により、気候変動対策技術の普及が制約される可能性がある。このような資源制約を考慮することにより、燃料転換の技術的障壁を考慮できるだけでなく、希少金属の使用しない技術の開発や、代替資源の利用、リサイクルシステムの確立など、研究開発や循環型社会の構築に向けた示唆が得られると期待できる。物質フローを考慮したエネルギーモデルの構築が求められる。

(b) 大気汚染問題の考慮

本研究では、世界規模での環境問題である気候変動問題を対象としたが、途上国における喫緊の課題としては、PM_{2.5} や SO_x、NO_x といった地域規模での大気汚染問題がある。日本においても、SO_x、NO_x の排出規制がなされる過程で、重油や石炭から軽質油やガスへの燃料転換が進んだ経緯があるため、大気汚染物質の排出規制も燃料転換の社会的障壁の一つととらえることができる。大気汚染問題を考慮可能な形式にモデルを拡張することで、このような社会的障壁を考慮できるとともに、途上国のエネルギー政策に貢献できる示唆が得られると期待できる。

7.2.5. パラメータの不確実性の考慮

本研究では、既往モデルが内包する課題の解決を目的としたため、各国の政治情勢や技術の社会受容性、技術進展の速度など、仮定する将来像に大きく依存するようなパラメータの不確実性の検討は研究の範囲外と考えた。今後、本研究で開発したモデルにより、将来の気候変動対策技術を分析する際には、シナリオ分析や感度分析などにより、これらのパラメータの不確実性を考慮することは必要不可欠である。

謝辞

本論文は筆者が東京大学大学院新領域創成科学研究科環境システム学専攻博士課程に在籍中の研究成果をまとめたものです。指導教員の亀山康子先生、田崎智宏先生、松橋啓介先生、森口祐一先生には、研究の機会を与えていただき、その遂行にあたり多くのご助言を頂戴いたしました。亀山先生には、大学のゼミでの研究方針や論文執筆の指導に加えて、国内外の学会やセミナー、海外短期留学への参加を幾度となく後押ししていただきました。加えて、独立行政法人国立環境研究所でリサーチアシスタントに従事する機会を与えていただきました。心より深謝申し上げます。田崎先生には、言葉の使い方など論文の細部に至るまで、懇切丁寧にご指導いただきました。心より深謝申し上げます。松橋先生には、研究の枠組みや研究の意義について非常に丁寧に指導いただきました。心より深謝申し上げます。森口先生には、筆者の修士課程での研究を踏まえて、大所高所から研究の指針を与えていただきました。心より深謝申し上げます。また、論文の審査をしてくださいました大島義人先生、徳永朋祥先生、吉田好邦先生、森俊介先生には、お忙しい中、多くのご助言を頂きました。深く感謝申し上げます。

独立行政法人国立環境研究所の方々には、最新の知見を踏まえた議論の場を与えてくださるなど、大変お世話になりました。特に、アジア太平洋統合評価モデル（AIM）チームの方々には、セミナー発表などを通して多くのご助言を頂戴いたしました。芦名秀一様には、モデル分析のノウハウから研究発表のポイントに至るまで、非常に丁寧に助言いただきました。また、藤森真一郎様、長谷川知子様、Silva Herran Diego 様はじめ、研究者の方々との議論を通じて、自らの研究の意義を考える機会を数多くいただきました。世界の最先端で研究活動に従事されている研究者の方々と日常的に交流できたことは、研究を進めるにあたり非常に大きな活力となりました。深く感謝申し上げます。また、所内で研究活動をご支援くださいました島谷仁美様、千島美穂子様に心よりお礼申し上げます。

博士課程2年時に参加した国際応用システム分析研究所（IIASA）の若手研究者夏季プログラム（YSSP）でご指導くださいました Marek Makowski 様、Yurii Yermoliev 様はじめ、YSSP の参加者や IIASA の関係者の方々には数多くの刺激を受けました。感謝申し上げます。また、留学を支援くださいました IIASA 日本委員会に深く感謝申し上げます。

亀山・田崎・松橋研究室の先輩、同輩、ならびに、後輩の方々には、研究面のみならず、精神面でも支えていただきました。また、環境システム学専攻の皆様には大変お世話になりました。本当にありがとうございました。

最後になりますが、博士課程での研究をいつも応援し、支えてくれた、両親、兄、祖父母、叔父、婚約者とそのご家族に心から感謝いたします。

2014 年 2 月 14 日

白木裕斗

付録

付録 A 地域の定義

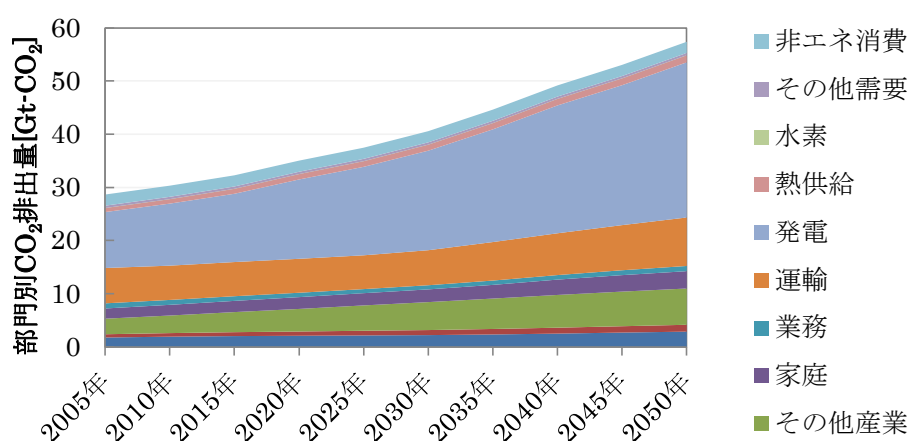
補表 A-1 地域の定義

JPN	Japan
CHN	China
IND	India
IDN	Indonesia
KOR	Korea
THA	Thailand
MYS	Malaysia
VNM	Vietnam
XSE	Brunei Darussalam, Myanmar, Cambodia, Lao People's Democratic Republic, Philippines, Timor-Leste, Singapore
XSA	Afghanistan, Bangladesh, Bhutan, British Indian Ocean Territory, Maldives, Nepal, Pakistan, Sri Lanka
XEA	Democratic People's Republic of Korea, Mongolia, Taiwan
XCS	Kazakhstan, Kyrgyzstan, Tajikistan, Turkmenistan, Uzbekistan
XME	Bahrain, Iran, Iraq, Israel, Jordan, Kuwait, Lebanon, Oman, Qatar, Saudi Arabia, Syrian Arab Republic, United Arab Emirates, Yemen
AUS	Australia
NZL	New Zealand
XOC	American Samoa, Christmas Island, Cocos (Keeling) Islands, Cook Islands, Fiji, French Polynesia, French Southern Territories, Guam, Heard Island And Mcdonald Islands, Kiribati, Marshall Islands, Federated States of Micronesia, Nauru, New Caledonia, Niue, Norfolk Island, Northern Mariana Islands, Palau, Papua New Guinea, Pitcairn, Samoa, Solomon Islands, Tokelau, Tonga, Tuvalu, United States Minor Outlying Islands, Vanuatu, Wallis And Futuna
CAN	Canada
USA	Unated States
XE15	Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Ireland, Italy, Luxembourg, Netherlands, Portugal, Spain, Sweden, United Kingdom
XE10	Cyprus, Czech Republic, Estonia, Hungary, Latvia, Lithuania, Malta, Poland, Slovakia, Slovenia
XE2	Bulgaria, Romania
TUR	Turkey

XEWI	Iceland, Liechtenstein, Monaco, Norway, Switzerland
XEEI	Belarus, Croatia, Ukraine
XENI	Åland Islands, Albania, Andorra, Armenia, Azerbaijan, Bosnia and Herzegovina, Faroe Islands, The Former Yugoslav Republic of Macedonia, Georgia, Gibraltar, Guernsey, Holy See (Vatican City State), Isle Of Man, Jersey, Republic of Moldova, Montenegro, San Marino, Serbia, Svalbard And Jan Mayen
RUS	Russia
MEX	Mexico
ARG	Argentina
BRA	Brazil
XLM	Anguilla, Antigua and Barbuda, Aruba, Bahamas, Barbados, Belize, Bermuda, Bolivia, Bouvet Island, British Virgin Islands, Cayman Islands, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Dominica, Dominican Republic, Ecuador, El Salvador, Falkland Islands (Malvinas), French Guiana, Greenland, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaica, Martinique, Montserrat, Netherlands Antilles, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, Puerto Rico, Saint Kitts and Nevis, Saint Lucia, Saint Pierre and Miquelon, Saint Vincent and The Grenadines, South Georgia and The South Sandwich Islands, Suriname, Trinidad and Tobago, Turks and Caicos Islands, Uruguay, Venezuela, Virgin Islands of the United States,
ZAF	South Africa
XAF	Algeria, Angola, Botswana, Burundi, Cameroon, Cape Verde, Central African Republic, Chad, Comoros, Mayotte, Congo, The Democratic Republic of The Congo, Benin, Equatorial Guinea, Ethiopia, Eritrea, Djibouti, Gabon, Gambia, Ghana, Guinea, Côte D'Ivoire, Kenya, Lesotho, Liberia, Libyan Arab Jamahiriya, Madagascar, Malawi, Mali, Mauritania, Mauritius, Morocco, Mozambique, Namibia, Niger, Nigeria, Guinea-Bissau, Réunion, Rwanda, Saint Helena, Sao Tome and Principe, Senegal, Seychelles, Sierra Leone, Somalia, Zimbabwe, Western Sahara, Sudan, Swaziland, Togo, Tunisia, Uganda, Egypt, United Republic of Tanzania, Burkina Faso, Zambia

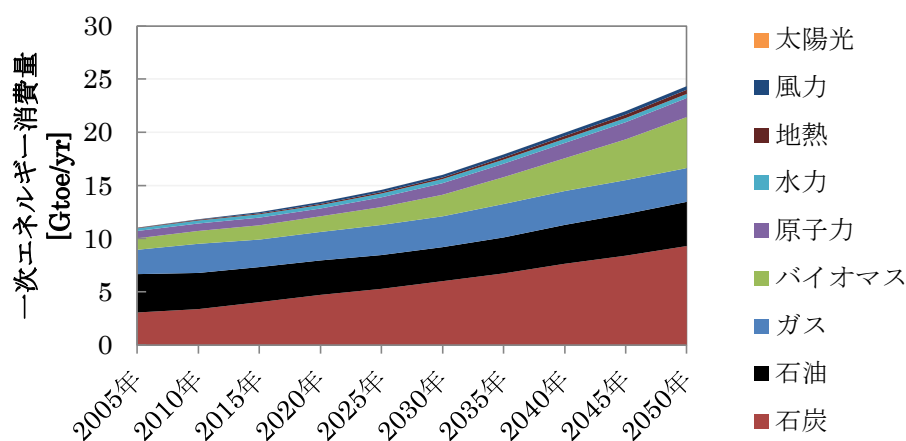
付録 B 2 章モデルの排出量制約なしケースの結果

排出量制約を課さないケースにおける 2050 年までの部門別の CO₂ 排出量の推計結果を図に示す。人口の増加や経済発展に起因するエネルギーサービス需要の増加に伴い、2050 年の世界全体の CO₂ 排出量は、2005 年比約 2 倍の 57Gt-CO₂ に達する。部門別にみると、2005 年に総排出量の約 4 割を占めていた発電部門のシェアは、2050 年には約 5 割に増加する結果となった。他方、2005 年に約 23% だった運輸部門の排出量のシェアは、2050 年に約 16% に低下する結果となった。そのほかの部門の 2050 年の総排出量に占めるシェアは 2005 年と同程度だった。



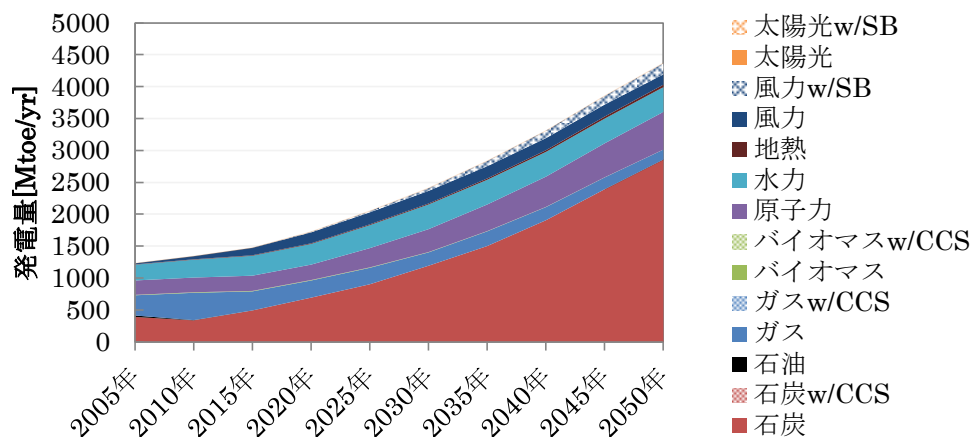
補図 B-1 部門別 CO₂ 排出量 (排出量制約なしケース)

排出量制約を課さないケースにおける一次エネルギー消費量の推計結果を図に示す。エネルギーサービス需要の増加により、2050 年の世界全体の一次エネルギー消費量は、約 24.3Gtoe (2005 年比約 2.2 倍) に達する結果となった。石炭やガスの消費量がおおむね横ばいであるのに対し、石炭やバイオマス消費量はそれぞれ 2005 年比で 3.1 倍、4.4 倍に増加した。太陽光や風力、地熱はほとんど使用されなかった。



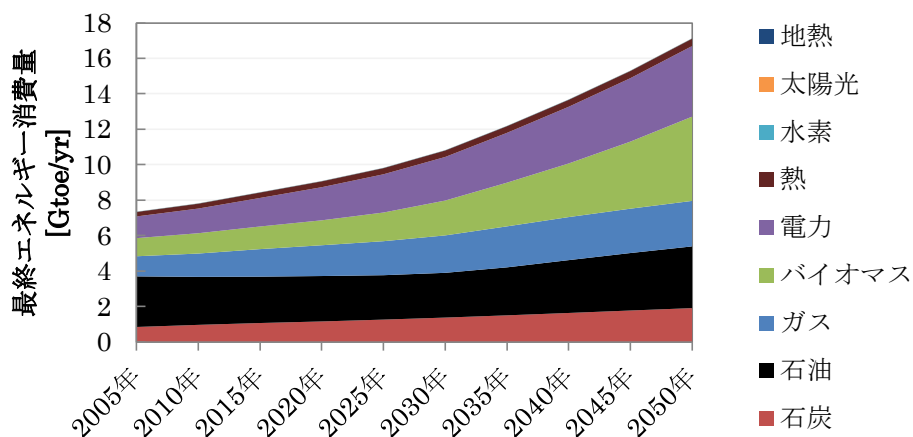
補図 B-2 一次エネルギー消費量 (排出量制約なしケース)

排出量制約を課さないケースにおける発電方式別の発電量の推計結果を図に示す。2050年の世界全体の電力需要量は、2005年比で3.55倍に当たる約4370Mtoe（約50.8PWh）に達した。増加分の大半は石炭火力に由来する結果となった。これは、石炭のエネルギー価格がガスや石油に比べて安価であることに起因している。将来のエネルギー価格の上昇の影響のため、コスト競争力が向上した結果、一部の地域で風力発電が導入される結果となった。太陽光発電は導入されなかった。



補図 B-3 発電構成（排出量制約なしケース）

排出量制約を課さないケースにおける最終エネルギー消費量の推計結果を図に示す。2050年の世界全体の最終エネルギー消費量は、2005年比2.3倍にあたる約17.1Gtoeに達する結果となった。バイオマスの消費量が増加しているが、これは、将来の石油価格高騰により、バイオ燃料のコスト競争力が向上した結果、一部の地域でバイオ燃料が導入されることに起因している。また、家庭部門や業務部門で電化が進む結果、2005年に17%だった電力のシェアは、2050年には24%に増加する結果となった。



補図 B-4 最終エネルギー消費量（排出量制約なしケース）

付録 C エネルギー資源モデルの制約式、パラメータ

C.1 変数一覧

式中で用いる変数を、に示す。小文字はモデルに外生的に与える入力変数、大文字はモデルにより推計される決定変数を表す。

補表 C-1 入力変数一覧

$dmd_{r,j,t}$	期間 t 地域 r におけるエネルギー資源 j の需要量
$uout_{j,m}$	機器 m からのエネルギー資源 j の単位稼働量当たり出力
$uin_{k,m}$	機器 m からのエネルギー資源 k の単位稼働量当たり入力
cf_m	機器 m の最大年間設備利用率
dt	解析期 1 期の年数 (5 年)
sr_m	機器 m の残存率
$int_{j,k}$	エネルギー資源 j と k の対応関係
$emax_{r,k}$	地域 r におけるエネルギー資源 k の賦存量
$shrmax_{r,j,t}$	期間 t における地域 r からのエネルギー資源 j のシェアの上限
$dist^s_{r,rr}$	地域 r から rr までの海上輸送距離
$uout^s_{j,ms}$	船舶 ms のエネルギー資源 j の単位輸送量
cf^s_{ms}	船舶 ms の最大年間設備利用率
sr^s_{ms}	船舶 ms の残存率
$dist^p_{r,rr}$	地域 r から rr までのパイプライン輸送距離
$uout^p_{j,mp}$	パイプライン mp のエネルギー資源 j の単位輸送量
cf^p_{mp}	パイプライン mp の最大年間設備利用率
sr^p_{mp}	パイプライン mp の残存率
a	時間割引率換算係数
$life_m$	機器 m の寿命
$ucinv_{r,m,t}$	期間 t 地域 r における機器 m の単位投資費
$ucfom_{r,m,t}$	期間 t 地域 r における機器 m の単位固定維持管理費
$ucvom_{r,m,t}$	期間 t 地域 r における機器 m の単位変動維持管理費
$ucinv^s_{ms,t}$	期間 t における船舶 ms の単位投資費
$ucinv^p_{mp,t}$	期間 t におけるパイプライン mp の単位投資費

補表 C-2 決定変数一覧

$SRV_{r,j,m,t}$	期間 t 地域 r における機器 m からのエネルギー資源 j の出力
$OPE_{r,m,t}$	期間 t 地域 r における機器 m の稼働量
$ENE_{r,k,m,t}$	期間 t 地域 r における機器 m へのエネルギー資源 k の入力
$CAP_{r,m,t}$	期間 t 地域 r における機器 m の設備容量
$CAP_s_{r,m,t}$	期間 t 地域 r における機器 m のストック容量（前期からの引き継ぎ）
$CAP_f_{r,m,t}$	期間 t 地域 r における機器 m の追加容量
$TRD^s_{r,rr,j,t}$	期間 t における地域 r から rr までのエネルギー資源 j の海上輸送量
$CAP^s_{ms,t}$	期間 t における船舶 ms の設備容量
$CAP_s^s_{ms,t}$	期間 t における船舶 ms のストック容量（前期からの引き継ぎ）
$CAP_f^s_{ms,t}$	期間 t における船舶 ms の追加容量
$TRD^p_{r,rr,j,t}$	期間 t における地域 r から rr までのエネルギー資源 j のパイプライン輸送量
$CAP^p_{r,rr,mp,t}$	期間 t における地域 r から rr までのパイプライン mp の設備容量
$CAP_s^p_{r,rr,mp,t}$	期間 t における地域 r から rr までのパイプライン mp のストック容量（前期からの引き継ぎ）
$CAP_f^p_{r,rr,mp,t}$	期間 t における地域 r から rr までのパイプライン mp の追加容量
$TTL CST$	割引後システム総費用
$TINV_t$	期間 t におけるエネルギー供給の総投資費用
$TFOM_t$	期間 t におけるエネルギー供給の総固定維持管理費用
$TVOM_t$	期間 t におけるエネルギー供給の総変動維持管理費用
$TINV^s_t$	期間 t における海上輸送の総投資費用
$TINV^p_t$	期間 t におけるパイプライン輸送の総投資費用

C.2 制約式、目的関数

(a) エネルギー資源需要バランス式

各機器により出力されるエネルギー資源により、エネルギー資源需要量を満たすよう制約した。

$$dmd_{r,j,t} = \sum_m SRV_{r,j,m,t} \quad (1)$$

(b) 入出力バランス式

各機器の係数（入出力の効率）により、機器へのエネルギー資源の入力、および、機器からのエネルギー資源の出力を制約した。

$$SRV_{r,j,m,t} = uout_{j,m} \times OPE_{r,m,t} \quad (2)$$

$$ENE_{r,k,m,t} = uin_{k,m} \times OPE_{r,m,t} \quad (3)$$

(c) 稼働量制約式

機器の保有容量により、機器の稼働量を制約した。

$$OPE_{r,m,t} \leq cf_m \times CAP_{r,m,t} \quad (4)$$

(d) 保有容量バランス式

保有容量は前期のから引き継がれるストック容量と新規に建設される追加容量の和とした。
ストック容量は、残存率により計算した。

$$CAP_{r,m,t} = CAP_S_{r,m,t} + CAP_f_{r,m,t} \quad (5)$$

$$CAP_S_{r,m,t+1} = \sum_{tt \leq t} (CAP_f_{r,m,tt} \times dt \times sr_m^{dt \times (t-tt+1)}) \quad (6)$$

(e) 中間財バランス式

$$\sum_m SRV_{r,j,m,t} = \sum_{k \in int_{j,k}} \left(\sum_{mm} ENE_{r,k,mm,t} \right) \quad (7)$$

(f) ポテンシャル制約式

期間全体内のエネルギー資源の利用量の上限をエネルギー資源の賦存量とした。

$$\sum_t \left(\sum_m ENE_{r,k,m,t} \times dt \right) \leq emax_{r,k} \quad (8)$$

(g) 比率制約式

任意のエネルギー資源の供給量のシェアを制約した。エネルギー資源モデルでは、OPEC 諸国の生産量調整を表現するために用いられる（参照：3.2.3）。

$$\sum_m SRV_{r,j,m,t} = shrmax_{r,j,t} \times \sum_{rr} \left(\sum_{mm} SRV_{r,j,mm,t} \right) \quad (9)$$

(h) 海上輸送量バランス式

式 10 は輸出量のバランス式、式 11 は輸入用のバランス式を表す。

$$\sum_m SRV_{r,j,m,t} = \sum_{rr} TRD^S_{r,rr,j,t} \quad (10)$$

$$\sum_{k \in int(j,k)} \left(\sum_m ENE_{r,k,m,t} \right) = \sum_{rr} TRD^S_{rr,r,j,t} \quad (11)$$

(i) 海上輸送における稼働量制約式

海上輸送の稼働量は、船舶の保有容量により制約した。左辺は年間海上輸送量を表し、右辺は既存の船舶容量による年間海上輸送可能量を示す。

$$\sum_{r,rr} (dist^S_{r,rr} \times TRD^S_{r,rr,j,t}) \leq uout^S_{j,ms} \times cf^S_{ms} \times CAP^S_{ms,t} \quad (12)$$

(j) 海上輸送における保有容量バランス式

$$CAP^S_{ms,t} = CAP_S^S_{ms,t} + CAP_f^S_{ms,t} \quad (13)$$

$$CAP_S^S_{ms,t+1} = \sum_{tt \leq t} (CAP_f^S_{ms,tt} \times dt \times sr^S_{ms}^{dt \times (t-tt+1)}) \quad (14)$$

(k) パイプライン輸送バランス式

$$\sum_m \text{SRV}_{r,j,m,t} + \sum_{rr} \text{TRD}_{rr,r,j,t}^p = \sum_{k \in \text{int}_{j,k}} \left(\sum_{mm} \text{ENE}_{r,k,m,t} \right) + \sum_{rr} \text{TRD}_{r,rr,j,t}^p \quad (15)$$

(l) パイプライン輸送における稼働量制約式

パイプライン輸送の稼働量は、パイプラインの保有容量により制約した。

$$\text{dist}_{r,rr}^p \times \text{TRD}_{r,rr,j,t}^p \leq \text{uout}_{j,mp}^p \times \text{cf}_{mp}^p \times \text{CAP}_{r,rr,mp,t}^p \quad (16)$$

(m) パイプライン輸送における保有容量バランス式

$$\text{CAP}_{r,rr,mp,t}^p = \text{CAP}_{s_{r,rr,mp,t}}^p + \text{CAP}_{f_{r,rr,mp,t}}^p \quad (17)$$

$$\text{CAP}_{s_{r,rr,mp,t+1}}^p = \sum_{tt \leq t} \left(\text{CAP}_{f_{r,rr,mp,tt}}^p \times dt \times \text{sr}_{mp}^p \right)^{dt \times (t-tt+1)} \quad (18)$$

(n) 目的関数：総費用最小化

目的関数は割引総システム費用最小化とした。式 20 は供給設備の総投資費用、式 21、式 22 は供給設備の総維持管理費用、式 23 は海上輸送設備の総投資費用、式 24 はパイプライン輸送設備の総投資費用を表す。

$$\text{TTL CST} = a \times (\text{TINV}_t + \text{TFOM}_t + \text{TVOM}_t + \text{TINV}_t^s + \text{TINV}_t^p) \quad (19)$$

$$\text{TINV}_t = \sum_{r,m} \sum_{t-\text{life}_m \leq tt \leq t} (\text{ucinv}_{r,m,tt} \times \text{CAP}_{f_{r,m,tt}}) \quad (20)$$

$$\text{TFOM}_t = \sum_{r,m} (\text{ucfom}_{r,m,t} \times \text{CAP}_{r,m,t}) \quad (21)$$

$$\text{TVOM}_t = \sum_{r,m} (\text{ucvom}_{r,m,t} \times \text{OPE}_{r,m,t}) \quad (22)$$

$$\text{TINV}_t^s = \sum_{ms} \sum_{t-\text{life}_{ms} \leq tt \leq t} (\text{ucinv}_{ms,tt}^s \times \text{CAP}_{f_{ms,tt}}^s) \quad (23)$$

$$\text{TINV}_t^p = \sum_{r,rr,mp} \sum_{t-\text{life}_{mp} \leq tt \leq t} (\text{ucinv}_{mp,tt}^p \times \text{CAP}_{f_{r,rr,mp,tt}}^p) \quad (24)$$

C.3 費用データ

エネルギー資源供給設備の費用データを補表 C-3～補表 C-5 に示す。また、国際貿易設備の費用データを補表 C-6、補表 C-7 に示す。

補表 C-3 エネルギー供給の費用データ（石炭）

エネルギー資源	過程	機器	投資費	単位容量あたり 固定維持管理費	単位稼働量あたり 変動維持管理費	単位稼働量 当たり出力	単位稼働量 当たり入力	寿命
			[\$/unit]	[\$/(unit*year)]	[\$/(unit*year)]	[TOE]	[TOE]	[Year]
石炭	採掘	炭鉱グレード 1	60	10	5	0.63	0.646	20
		炭鉱グレード 2	90	15	7.5	0.63	0.646	20
		炭鉱グレード 3	120	20	10	0.63	0.646	20
		炭鉱グレード 4	180	30	15	0.63	0.646	20
		炭鉱グレード 5	240	40	20	0.63	0.646	20
	国内輸送	鉄道（炭鉱－国際港間）	20	4	2	0.63	0.63	40
		鉄道（炭鉱－国内需要地点）	10	2	1	0.63	0.63	40
	荷揚げ	国際貿易港（輸出）	30	0	15	0.63	0.63	40
	荷下ろし	国際貿易港（輸入）	30	0	0	0.63	0.63	40

補表 C-4 エネルギー供給の費用データ（石油）

エネルギー資源	過程	機器	投資費	単位容量あたり 固定維持管理費	単位稼働量あたり 変動維持管理費	単位稼働量 当たり出力	単位稼働量 当たり入力	寿命
			[\$/unit]	[\$/(unit*year)]	[\$/(unit*year)]	[TOE]	[TOE]	[Year]
石油	採掘	油田グレード 1	100	0	4.5	0.146	0.153	20
		油田グレード 2	150	0	6.75	0.146	0.153	20
		油田グレード 3	200	0	9	0.146	0.153	20
		油田グレード 4	250	0	11.25	0.146	0.153	20
		油田グレード 5	330	0	14.85	0.146	0.153	20
		油田グレード 6	400	0	18	0.146	0.153	20
		油田グレード 7	500	0	22.5	0.146	0.153	20
		油田グレード 8	1000	0	45	0.146	0.153	20
	国内輸送	パイプライン（油田－国際港/ 国際パイプライン間）	3	0	20**	0.146	0.146	40
		パイプライン（油田－国内需 要地点）	1.5	0	5	0.146	0.146	40
	荷揚げ	国際貿易港（輸出）	0*	0*	0*	0.146	0.146	40
		国際パイプライン払出（輸出）	0*	0*	0*	0.146	0.146	40
	荷下ろし	国際貿易港（輸入）	0*	0*	0*	0.146	0.146	40
		国際パイプライン受入（輸入）	0*	0*	0*	0.146	0.146	40

* 国際パイプラインや国際貿易船の投資費は含まれていない、** 採掘税等は含まれる。

補表 C-5 エネルギー供給の費用データ (天然ガス)

エネルギー資源	過程	機器	投資費	単位容量あたり 固定維持管理費	単位稼働量あたり 変動維持管理費	単位稼働量 当たり出力	単位稼働量 当たり入力	寿命
			[\$/unit]	[\$/(unit*year)]	[\$/(unit*year)]	[TOE]	[TOE]	[Year]
ガス	採掘	ガス田グレード 1	120	0	4.5	0.146	0.153	20
		ガス田グレード 2	180	0	6.75	0.146	0.153	20
		ガス田グレード 3	300	0	11.25	0.146	0.153	20
		ガス田グレード 4	360	0	13.5	0.146	0.153	20
		ガス田グレード 5	420	0	15.75	0.146	0.153	20
		ガス田グレード 6	480	0	18	0.146	0.153	20
		ガス田グレード 7	600	0	22.5	0.146	0.153	20
		ガス田グレード 8	1320	0	49.5	0.146	0.153	20
	国内 輸送	パイプライン (ガス田－国際港/国際パイプライン間)	3	0	1**	0.0252	0.0252	40
		パイプライン (ガス田－国内需要地点)	1.5	0	0	0.0252	0.0252	40
	荷 揚 げ	液化プラント・国際貿易港 (輸出)	5.27*	0*	1*	0.0252	0.0252	40
		国際パイプライン払出 (輸出)	0*	0*	0*	0.0252	0.0252	40
	荷 下 ろし	再ガス化プラント・国際貿易港 (輸入)	1.87*	0*	0*	0.0252	0.0252	40
		国際パイプライン受入 (輸入)	0*	0*	0*	0.0252	0.0252	40

* 国際パイプラインや国際貿易船の投資費は含まれていない、** 採掘税等は含まれる。

補表 C-6 海上輸送の費用データ

エネルギー資源	船舶	投資費	単位稼働量当たり出力	寿命
		[mil.\$/unit]	[10 ⁶ toe*km/year]	[year]
石炭	ケーブサイズバルク船	60	3,974	20
石油	VLCC (Very Large Crude Oil Carrier)	120	11,169	20
ガス	LNG タンカー	180	5,818	20

補表 C-7 パイプラインの費用データ

エネルギー資源	パイプライン	投資費	単位稼働量当たり出力	寿命
		[1000\$/km]	[1000toe /year]	[year]
石油	石油パイプライン	6,500	121,500	40
ガス	ガスパイプライン	1,166	19,854	20