

博士論文(要約)

地理的・時間的解像度を詳細化した
世界エネルギーシステムモデルによる
低炭素化技術の導入可能性に関する研究

Feasibility Study on Low-carbon Technologies
Using a Regionally and Temporally Disaggregated
Global Energy System Model

大槻 貴司

目次

第1章 序論	9
1.1. はじめに	9
1.2. 世界エネルギーシステムモデルとその課題	11
1.2.1. 世界エネルギーシステムモデルとは	11
1.2.2. 既存モデルにおける地理的・時間的解像度の課題	13
1.3. 本研究の目的と構成	18
1.4. 参考文献	20
第2章 技術評価の枠組み	22
2.1. 低炭素化技術オプションの整理	22
2.1.1. 省エネルギー	22
2.1.2. 燃料転換	24
2.1.3. CO ₂ 回収・除去・貯留	27
2.1.4. 複合的な対策	29
2.2. 開発モデルの概要	30
2.3. 動学最適化型世界エネルギーシステムモデル(New Earth 5.0 モデル)の構築	36
2.3.1. 最終消費部門と省エネルギー	40
2.3.2. 一次エネルギー生産部門	42
2.3.3. エネルギー転換部門	60
2.3.4. CO ₂ 回収・貯留	70
2.3.5. エネルギー・CO ₂ 輸送	72
2.4. 参考文献	82
第3章 地理的解像度詳細化の効果と解像度の適性水準に関する考察	86
3.1. 分析手法	86
3.1.1. 地理的解像度を下げた NE5.0 モデルの構築	86
3.1.2. シミュレーション想定	89
3.2. シミュレーション結果と考察	90
3.3. まとめと留意点	90
3.4. 参考文献	91
第4章 地域細分化型世界エネルギーシステムモデルを用いた低炭素化技術の導入可能性分析	92
4.1. 低炭素システムにおける最適技術選択やエネルギー・CO ₂ 輸送の可能性	92
4.1.1. ケース設定	92
4.1.2. シミュレーション結果	93
4.1.3. まとめと留意点	107

4.2.	水素エネルギーの導入可能性:発電・自動車部門を中心とした分析.....	108
4.2.1.	NE5.0 モデルの拡張.....	109
4.2.2.	シナリオ設定.....	117
4.2.3.	シミュレーション結果と考察.....	118
4.2.4.	まとめと留意点.....	127
4.3.	参考文献.....	128
第5章	自然変動電源評価における時間的解像度の適正水準に関する検討.....	130
5.1.	分析手法.....	130
5.2.	シミュレーションと考察.....	130
5.3.	まとめと留意点.....	130
5.4.	参考文献.....	131
第6章	高解像度逐次動学型世界エネルギーシステムモデルの構築と自然変動電源を中心とした電力・エネルギー供給の可能性評価.....	132
6.1.	高解像度逐次動学型世界モデル(NE5.0-R)の構築.....	132
6.2.	シミュレーションと考察.....	132
6.3.	まとめと留意点.....	132
6.4.	参考文献.....	133
第7章	結論.....	134
7.1.	本論文の総括.....	134
7.2.	今後の研究課題.....	137
7.3.	参考文献.....	138
謝辞	139
付録 A	NE5.0 モデル(世界 363 地域分割)の想定と定式化.....	140
A.1.	地域区分.....	140
A.2.	定式化.....	150
A.2.1.	省エネルギートップダウン的定式化.....	150
A.2.2.	NE5.0 モデルの定式化.....	153
A.3.	主な想定の詳細.....	161
A.3.1.	最終エネルギー需要(2015年, 2030年, 2050年のみ抜粋).....	161
A.3.2.	最終消費部門の基準燃料価格.....	185
A.3.3.	一次エネルギーとCO ₂ 貯留資源.....	189
A.3.4.	自動車輸送量(第4.2節).....	198
付録 B	地理的解像度を下げた NE5.0 モデルの地域区分概要.....	202

付録 C 第 4 章の結果補足	208
C.1. 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける主要地域の 2050 年の電源構成	208
C.2. 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける主要地域の結果.....	209
C.3. 第 4.2 節の補足:FCV(乗用車)のコスト構造.....	222
付録 D 第 6 章の地域別結果.....	223

図目次

図 1-1	CO ₂ の累積排出量と気温上昇の関係性	9
図 1-2	世界全体の再生可能エネルギーの設備容量(2000年~2017年)	10
図 1-3	地理的解像度が異なるモデルにおける陸上風力資源の分布(日本の例)	14
図 1-4	地理的解像度が異なるモデルにおける電力需要の分布(日本の例)	14
図 1-5	世界の太陽光発電ポテンシャルの地理的分布	15
図 1-6	世界の年間平均風速の地理的分布	15
図 1-7	時間的解像度が異なるモデルにおける太陽光・風力発電の出力波形イメージ	16
図 1-8	本論文の構成	19
図 2-1	転炉鋼の一次エネルギー原単位推計値(2015年)	23
図 2-2	2010年と2017年における再生可能エネルギー発電(utility-scale)の均等化発電原価	26
図 2-3	CO ₂ フリー水素供給チェーンのイメージ	29
図 2-4	NE5.0モデルのシステム構成要素	38
図 2-5	世界363地域版NE5.0モデルの地域分割と海上・陸上輸送経路	39
図 2-6	最終エネルギー需要の想定	40
図 2-7	世界全体での石炭供給曲線の想定	43
図 2-8	主要地域別の石炭資源量想定	44
図 2-9	ノード別の石炭資源量想定(単位:Mtoe)	44
図 2-10	主要堆積盆地における天然ガス未発見資源とNE5.0モデルのノード分布	46
図 2-11	世界全体での天然ガス供給曲線の想定	47
図 2-12	主要地域別の天然ガス資源量想定	48
図 2-13	ノード別の天然ガス資源量想定(単位:Mtoe)	48
図 2-14	主要堆積盆地における原油未発見資源とNE5.0モデルのノード分布	50
図 2-15	世界全体での原油供給曲線の想定	51
図 2-16	主要地域別の原油資源量想定	52
図 2-17	ノード別の原油資源量想定(単位:Mtoe)	52
図 2-18	世界の水力発電コスト曲線の想定	53
図 2-19	主要地域別の水力資源量想定	54
図 2-20	ノード別の水力資源量想定(単位:TWh)	54
図 2-21	世界の風力発電コスト曲線(2015年)	55
図 2-22	風力発電のコスト低減想定	55
図 2-23	主要地域別の風力資源量想定	56
図 2-24	ノード別の風力資源量想定(単位:TWh)	56
図 2-25	太陽光発電のコスト低減想定	57
図 2-26	世界のバイオマス供給曲線想定	58
図 2-27	主要地域別のバイオマス資源量想定	59
図 2-28	NE5.0モデルにおける電力需給バランスイメージ	63

図 2-29	全天日射量と太陽光発電出力の推計手順	63
図 2-30	NE5.0 モデルにおける太陽光・風力の発電出力波形イメージ	65
図 2-31	原子力発電設備に関する上下限制約	66
図 2-32	主要地域別の帯水層ポテンシャルの想定	71
図 2-33	エネルギー・CO ₂ 輸送コストの想定	72
図 2-34	ノード間の経路探索アルゴリズムの概要	76
図 2-35	航路探索のイメージ	77
図 2-36	リンク範囲の設定が航路推計に及ぼす影響例	78
図 2-37	リンク範囲の設定が航路推計距離に及ぼす影響	78
図 2-38	リンク範囲の設定が航路推計時間に及ぼす影響	79
図 2-39	航路の推計結果	79
図 2-40	航路推計結果の検証(東京湾からの距離の比較)	80
図 2-41	パイプライン・鉄道経路の推計結果	81
図 2-42	送電経路の推計結果	81
図 3-1	地理的解像度を下げた NE5.0 モデルのノード分布と輸送経路想定	87
図 3-2	世界全体への CO ₂ 排出制約	89
図 4-1	世界全体の最終エネルギー消費 (NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	94
図 4-2	世界全体の最終エネルギー消費 (2015 年と 2050 年, NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	95
図 4-3	世界全体の発電電力量 (NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	96
図 4-4	世界の発電電力量と CO ₂ 排出係数 (2015 年と 2050 年, NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	97
図 4-5	世界の CO ₂ 回収・貯留バランス (2015~2050 年の累積量, NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	98
図 4-6	電力純輸出力 (2050 年, NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	99
図 4-7	2050 年の送電設備容量と各ノードの電力純輸入量 (NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	100
図 4-8	2050 年の世界の水素製造・総取引量 (FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	102
図 4-9	世界全体の一次エネルギー供給 (NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	103
図 4-10	2050 年の世界の CO ₂ 取引量 (FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	104
図 4-11	2050 年の CO ₂ 貯留・輸送量と主要国の純輸出力 (FullTech・LimCCS シナリオ)	105
図 4-12	世界全体の CO ₂ 限界削減コスト (FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	106
図 4-13	世界全体の緩和コスト (FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)	107
図 4-14	拡張版 NE5.0 モデルのシステム構成要素	110
図 4-15	最終需要の想定 (第 4.2 節)	111
図 4-16	車両価格の想定	113
図 4-17	各車種のエネルギー消費原単位の想定	114
図 4-18	メチルシクロヘキサンとアンモニアの輸送コスト想定	115

図 4-19 CO ₂ 排出量上限制約の想定(第 4.2 節)	117
図 4-20 世界全体のシミュレーション結果(ベース・2 度シナリオ)	119
図 4-21 H90%Red ケースにおける水素海上輸送コストの想定(2050 年)	121
図 4-22 水素製造・供給コスト感度分析ケースにおける世界の発電電力量と加重平均水素価格 (2050 年)	122
図 4-23 水素関連技術の感度分析ケースにおける世界全体の FCV 保有台数	123
図 4-24 2050 年の世界全体の水素製造量(感度分析ケース)	124
図 4-25 「H90%Red & Fcv20k\$」ケースにおける 2050 年のノード別水素製造量	125
図 4-26 2050 年の水素キャリア国際取引量(感度分析ケース)	126
図 4-27 「H90%Red & Fcv20k\$」ケースにおける 2050 年の水素パイプライン・液化水素輸送量	126
付図 C-1 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける主要地域の電源構成(2050 年)	208
付図 C-2 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける中国の結果	209
付図 C-3 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける米国の結果	210
付図 C-4 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるインドの結果	211
付図 C-5 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるロシアの結果	212
付図 C-6 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける日本の結果	213
付図 C-7 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるラテンアメリカの結果	214
付図 C-8 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける中東・北アフリカの結果	215
付図 C-9 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける西欧の結果	216
付図 C-10 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける ASEAN の結果	217
付図 C-11 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるサブサハラアフリカの結果	218
付図 C-12 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける東欧の結果	219
付図 C-13 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるその他アジアの結果	220
付図 C-14 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるオセアニアの結果	221
付図 C-15 FCV のライフサイクルコスト(車両コストと燃料コスト)	222

表目次

表 1-1 既往の主要な世界エネルギーシステムモデルの仕様.....	12
表 2-1 第 3 章から第 6 章のモデル概要.....	30
表 2-2 各章にて評価対象のエネルギー・物質.....	32
表 2-3 各章にて評価対象の技術.....	33
表 2-4 最終エネルギー需要区分 (IEEJ との対応表).....	41
表 2-5 最終エネルギー需要と供給可能な 2 次エネルギー.....	41
表 2-6 石炭資源の想定.....	43
表 2-7 天然ガス資源の想定.....	45
表 2-8 原油資源の想定.....	49
表 2-9 水力資源・発電設備の想定.....	53
表 2-10 風力資源・発電設備の想定.....	55
表 2-11 太陽光資源の想定.....	57
表 2-12 バイオマス資源の想定.....	58
表 2-13 火力発電・原子力発電の技術的想定.....	61
表 2-14 火力発電・原子力発電の経済的想定.....	61
表 2-15 電力貯蔵設備の想定.....	62
表 2-16 熱供給専用設備の想定.....	62
表 2-17 合成ガス製造プロセスの想定.....	67
表 2-18 水電気分解装置の想定.....	68
表 2-19 水素貯蔵の想定.....	68
表 2-20 メタン合成と液体燃料合成プロセスの想定.....	69
表 2-21 CO ₂ 回収技術の想定.....	70
表 2-22 CO ₂ 貯留技術の想定.....	70
表 2-23 タンカーの想定.....	73
表 2-24 液化・気化プラント等に関する想定.....	73
表 2-25 鉄道・パイプライン・送電に関する想定.....	73
表 3-1 地理的解像度が異なる NE5.0 モデルの規模比較.....	89
表 4-1 第 4.1 節のケース設定.....	92
表 4-2 自動車用燃料充填設備の想定.....	114
表 4-3 アンモニア火力・燃料電池の技術的想定.....	116
表 4-4 アンモニア火力・燃料電池の経済的想定.....	116
付表 A-1 NE5.0 モデル (363 地域版) の都市ノード定義.....	140
付表 A-2 NE5.0 モデル (363 地域版) の供給ノード定義.....	149
付表 A-3 NE5.0 モデルの添え字.....	153
付表 A-4 NE5.0 モデルの外生変数.....	154
付表 A-5 NE5.0 モデルの内生変数.....	155

付表 A-6	第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2015 年).....	161
付表 A-7	第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2030 年).....	165
付表 A-8	第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2050 年).....	169
付表 A-9	第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2015 年).....	173
付表 A-10	第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2030 年).....	177
付表 A-11	第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2050 年).....	181
付表 A-12	NE5.0 モデル(363 地域版)の基準燃料価格想定.....	185
付表 A-13	NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO ₂ 貯留資源.....	189
付表 A-14	自動車あたりの年間輸送量想定.....	198
付表 B-1	14 地域~363 地域版 NE5.0 モデルにおける地域別ノード数.....	202
付表 B-2	世界 100 分割と世界 363 地域分割のノード対応表.....	203
付表 B-3	世界 132 分割と世界 363 地域分割のノード対応表.....	205

第1章 序論

1.1. はじめに

気候変動問題は地球規模の重要課題である。気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の第5次評価報告書^[1-1]によれば、世界の平均気温上昇の原因は「非常に高い確率(extremely likely=95-100%)」で人為起源温室効果ガス(GHG)とされ、温暖化によって人間・自然系システムに「深刻かつ広範、不可逆的な影響」が生じる可能性がある。工業化前の水準と比較して1°C~2°Cの上昇では幾つかのリスク(異常気象のリスクや、北極海やサンゴ礁等の脆弱システムへのリスク等)が顕在化し、4°C以上では気候変動リスク(生態系破壊、食糧危機等)が世界的に「高く」又は「非常に高く」と報告されている。現状では既に0.8°C~1.2°C上昇したと推計され^[1-2]、追加的なGHG削減努力を行わない場合には2100年時点で3.7°C~4.8°Cの気温上昇の可能性がある(図1-1のBaselines)。この問題に対して効果的な対策を講じることは人類全体の喫緊の課題と言える。

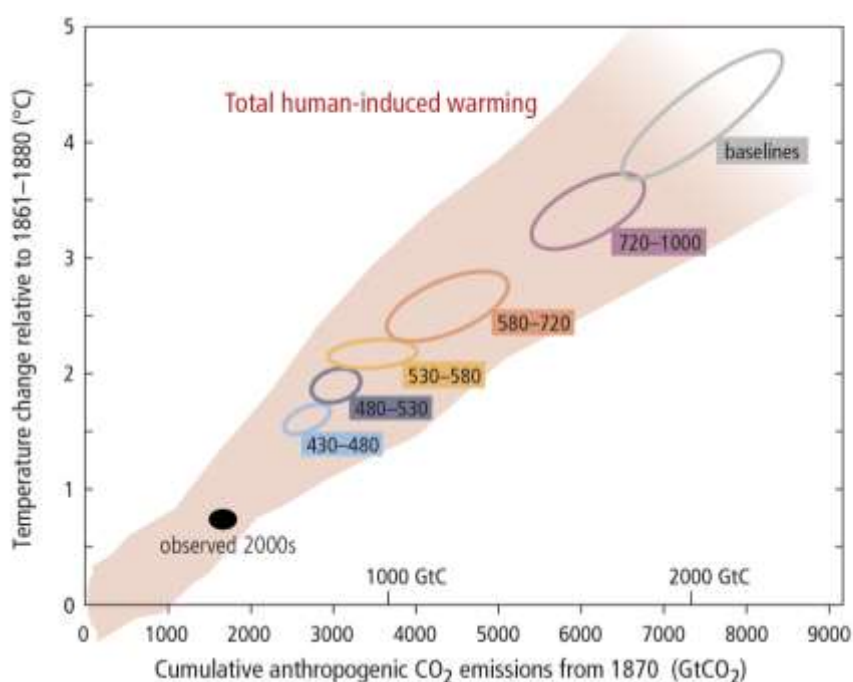


図 1-1 CO₂の累積排出量と気温上昇の関係性

(出典)IPCC^[1-1]の Figure SPM.5(b)より引用

(注)図中の430-480, ..., 720-1000は2100年の大気中の等価CO₂濃度(単位:ppm)を示す

気候変動緩和に向け、国際社会は様々な取組みを実施してきた。その中心的な枠組みとして国連気候変動枠組み条約(UNFCCC)があり、2015年の第21回締約国会議ではパリ協定が採

択された(2016年に発効)。パリ協定の特徴は、①UNFCCCの全加盟国が参加する初の枠組みであること、②脱炭素化へ向けた長期目標を掲げたこと、そして③ボトムアップ的に各国が「自国が決定する貢献(NDC)」を提出したことである。長期目標としては「世界の平均気温上昇を、工業化前の水準に比べて、2°Cより十分低く保ち、1.5°Cに抑える努力をする」ことが合意された。しかしながら、NDCは2°C目標に十分ではないことが指摘されており¹、より野心的な目標策定および低炭素化施策の実行が求められている。

GHGには二酸化炭素(CO₂)やメタン、一酸化二窒素、フロン類等が該当するが、その中でもCO₂の寄与が大きい。CO₂の地球温暖化係数は低いが、排出の絶対量が多いためである。CO₂排出の大部分—例えば、2010年断面では約8割²—がエネルギー起源(化石燃料燃焼)であることから、気候変動緩和にはエネルギーシステムの低炭素化が重要となる。

低炭素化への技術的方策は①省エネルギーの推進、②燃料転換(化石燃料間での転換や再生可能エネルギー・原子力への転換)、③炭素の分離・回収・処理、そして④上記方策を統合的に扱う対策(水素システム等)に大別できるが、低炭素社会の構築にあたっては、各方策の技術的・経済的特性や各国の地域性に応じて技術選択を行うことが重要と考えられる。これらの技術的方策のうち、近年は自然変動電源(VRE = Variable Renewable Energy: 太陽光と風力発電)の導入拡大が世界的に顕著である(図1-2)。VRE大量導入の可能性評価や、他の低炭素化技術と

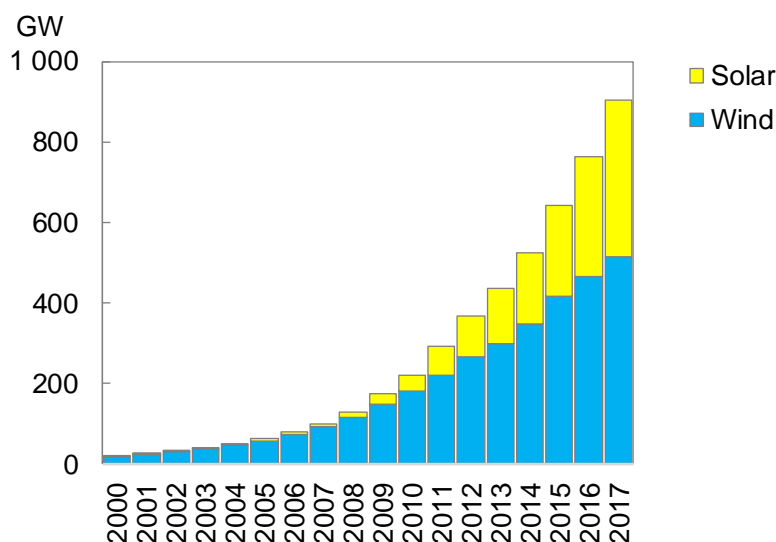


図1-2 世界全体の再生可能エネルギーの設備容量(2000年～2017年)

(出典)IRENA^[1-5]から著者作成

¹ 文献^[1-3]の Figure 2.

² IPCC^[1-1]の Figure SPM.2によれば、2010年の人為起源温室効果ガス排出量は世界計で49Gt-CO₂eqと推計され、その内、76%がCO₂である(産業プロセスや土地利用変化分含む)。同年のエネルギー起源CO₂排出量は30.5Gt-CO₂^[1-4]と報告されていることから、ここでは30.5÷(49×76%)として約8割と推計した。

の競合・協調に関する分析への社会的関心が高まっている。また、エネルギー転換・脱炭素化に向けては、水素を中心とする革新的システムへの期待の高まりも窺え、2018年には日本主導で水素閣僚会議が開催された^[1-6]。低炭素化技術を取り巻く状況は急激に変化しており、各技術の位置づけや導入可能性を再評価することが必要と考えられる。

1.2. 世界エネルギーシステムモデルとその課題

1.2.1. 世界エネルギーシステムモデルとは

長期的な気候変動対策の評価にあたっては、各対策の実現可能性やエネルギー・環境・経済面の影響を定量的・整合的に考察するため、「統合評価モデル」が活用されてきた。モデルとは、分析対象システムモデルにおける構成要素の連関を数式で表現したシミュレーションツールのことを指す。一般に、統合評価モデルの評価対象はエネルギーやマクロ経済、土地利用、気候変動等の広範に亘り、各システムの相互影響も分析可能な構造となっている。これらの内、エネルギーシステム（一次エネルギー生産から輸送、転換、消費に亘るシステム）に焦点を当てたモデルが「エネルギーシステムモデル」である。エネルギーシステムモデルは1973年の第一次石油危機を契機として、エネルギー政策検討のために開発された^[1-7]。1980年代後半には気候変動問題が地球規模の課題として認識され始めたことから、世界を対象としたモデル（世界モデル）が開発され、環境政策や低炭素化技術の導入効果の推計に用いられてきた（表 1-1）。

分析目的に応じて様々な世界モデルが存在するが、定式化手法の観点からは「ボトムアップ型」と「トップダウン型」に大別できる^[1-8]。ボトムアップ型とは、システム内の技術や物量バランスを積み上げの的に記述したモデルである。プロセスシミュレーション型モデルや最適化型モデルが代表例である。これらの特徴として、モデル内のロジックや結果は明瞭であるが、大量の入力データが必要となる点が挙げられる。対して、トップダウン型とは、経済学的アプローチに基づいて構築されたモデルであり、計量経済型（回帰式を用いた定式化）や応用一般均衡型（ミクロ経済学的な最適行動に基づく定式化）が代表例である。その構築は比較的容易であるが、システム内要素の技術的特性が考慮されないため、ロジックや結果の解釈が困難な場合がある。また、過去実績に基づいてモデルパラメータ推計を行うことが多いため、過去に取扱いの無い物質や技術の記述は難しい特徴がある。

表 1-1 では、近年の国際モデル比較プロジェクト（特に ADVANCE Project や EMF27³⁾）に参画したモデルを中心に示した。応用一般均衡型と最適化型のモデルが多く見受けられる。なお、ボトムアップ型の定式化を採用しているモデルにおいても、外部のトップダウン型モデルの計算結果を入力値として用いるケース—例えば、計量経済型モデルでエネルギー需要を推計し、それを

³⁾ EMF = Energy Modeling Forum.

最適化モデルの想定とするケースがある。このように、分析枠組み全体で見れば、トップダウン型とボトムアップ型のモデルを組合せたアプローチも頻繁に見られる。なお、表 1-1 のモデルは日々改良が重ねられていると考えられ、また、モデル構造に関する情報公開の程度も差があることから、モデル構造を正確に把握することは容易ではない点には留意されたい。

表 1-1 既往の主要な世界エネルギーシステムモデルの仕様

Model	Coverage	General solution methodology	Geographical Resolution	Temporal resolution	Sources
LUT Energy system Transition Model	Energy	Optimization (recursive dynamic)	145	8760 slots/year	[1-9]
Shell-WEM	Energy	Behavioral approach for energy choice ; cost curves for energy supply	100	N/A	[1-10]
DNE21	Energy	Intertemporal optimization	82	18-36 slots/year	[1-11] [1-12]
DNE21+	Energy	Intertemporal optimization	77	4 slots/year	[1-13] [1-14]
POLES	Energy	Market equilibrium including sectoral optimization	66	24 slots/year (2 days * 12 slots/day)	[1-13] [1-14]
GCAM	Energy; land-use	Economic equilibrium (recursive dynamic)	32	4 slots/year for the US	[1-13]
IMAGE	Energy; land-use	General equilibrium	26	Load duration curve	[1-13] [1-14]
AIM/Enduse	Energy; land-use; agriculture	Optimization (recursive dynamic)	23	N/A	[1-13]
GRAPE	Energy; land-use; aggregated economic output	Intertemporal optimization	15	N/A	[1-13]
TIAM-WORLD	Energy	Intertemporal optimization	15	6 slots/year	[1-13]
WITCH	Energy; land-use; final goods	Nash equilibrium	14	N/A	[1-13] [1-14]
BET	Energy; macroeconomy	Intertemporal optimization	13	3 slots/year	[1-13]
IMACLIM	Energy; macroeconomy	General equilibrium (recursive dynamic)	12	8 slots/year	[1-13] [1-14]
MESSAGE	Energy	Intertemporal optimization	11	N/A	[1-13] [1-14]
REMIND	Energy; macroeconomy	Market equilibrium	11	N/A	[1-13] [1-14]

(出典)表中記載の出典から著者作成

(注) 地理的解像度 (geographical resolution) の詳細度順にモデルを並べている

1.2.2. 既存モデルにおける地理的・時間的解像度の課題

既往の世界モデルは IPCC や UNFCCC をはじめとする国際的プロセスに重要な科学的知見を提供してきたが、モデル設計面での課題も窺える。その一つは地理的・時間的解像度の設定根拠や妥当性である。地理的解像度はモデル内の地域分割数のことを、時間的解像度は時間分割数のことを指す。詳細な解像度を有するモデルはエネルギーシステムの地域・時間特性を明示的に取扱えるため、精緻で説得力が高い分析が可能となると考えられる。しかしながら、既存の多くの世界モデルは地理的・時間的解像度が粗く、エネルギー・技術評価に適切な仕様に達していなかった可能性がある(本節にて後述する)。また、既存の世界モデルでは様々な解像度が選択されているが、その設定においてはモデル構築者の定性的判断に依るところが大きいと考えられ、根拠や妥当性は必ずしも明らかとなっていなかった。

以下、既存モデルにおける解像度設定と低解像度モデルの課題を述べる。

既存モデルの地理的解像度と粗い解像度の課題

本研究では既存の 15 の世界モデルを調査したが、それらの地理的解像度は世界 11~145 地域である(表 1-1)。LUT Energy System Transition Model や Shell-WEM モデルは 100 地域を越える解像度を選択している一方で、10 のモデルでは 11~32 地域分割に留まり、簡略化されていることが分かる。

解像度が粗いモデルでは、多くの国や地域が集約化され、エネルギー資源・需要の地理的偏在性や輸送インフラのモデル化が困難となるため、次のような課題があった。

- (1) エネルギーシステム全体のコスト見積もりが不十分となり、エネルギー・技術選択の評価結果に影響を及ぼしていた可能性がある(特定の技術を過大或いは過小評価していた可能性がある)
- (2) 低炭素社会の実現においては、革新的なエネルギー・資源輸送システム(電力や水素、CO₂ 等の大規模・長距離輸送)が重要な役割を果たす可能性があるが、輸送インフラのコストや最適配置を分析できない

一つの例として、図 1-3 と図 1-4 に日本の陸上風力資源・電力需要分布を異なる解像度で示す^[1-15]。日本の陸上風力資源は北海道や東北地方に約 77%が賦存するが(図 1-3a)、主要な電力消費地は関東や中部、関西地方であるため(図 1-4a)、大規模利用するためには長距離送電インフラ等への投資が必要となる。しかしながら、地理的解像度が粗い場合(図 1-3b と図 1-4b は東京一点近似の例)、日本全国の電力需要と風力資源が同一地点に存在することになる。地域性が捨象され、送電コストが織込まれないため、風力発電に楽観的な評価となる可能性があった。そして当然ながら、送電ネットワーク等の最適配置等の具体的情報も得られなかった。

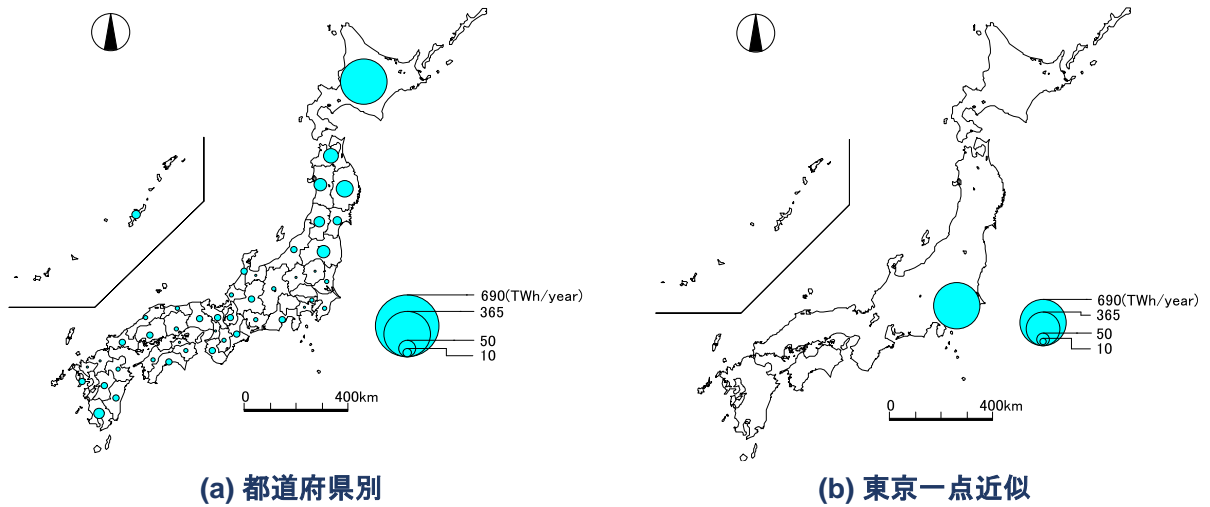


図 1-3 地理的解像度が異なるモデルにおける陸上風力資源の分布(日本の例)

(出典)環境省^[1-15]を基に著者作成

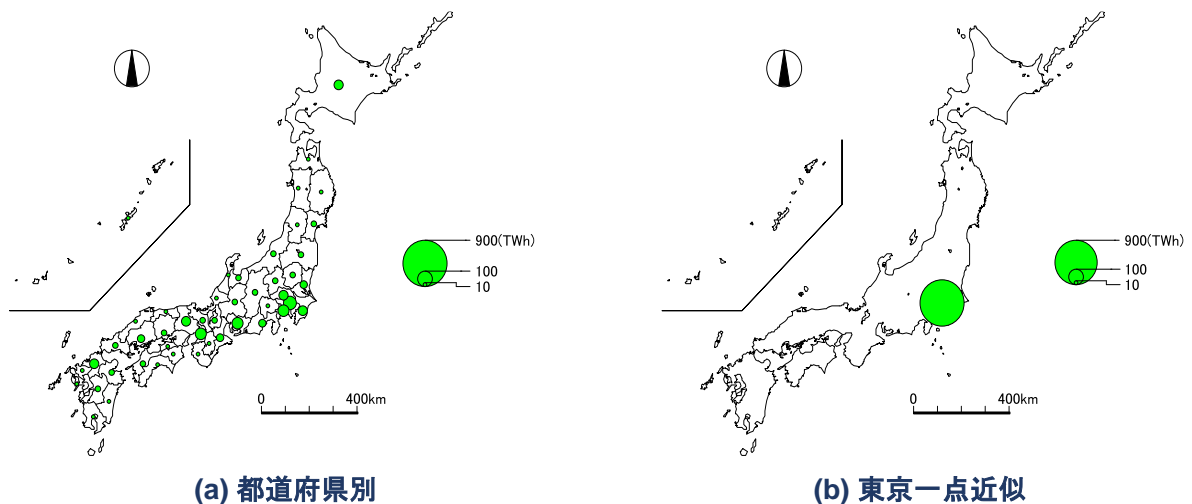


図 1-4 地理的解像度が異なるモデルにおける電力需要の分布(日本の例)

(出典)経済産業省^[1-16]を基に著者作成

低炭素化への資源—再生可能エネルギーや CO₂ 貯留適地等—には世界的にも地理的偏在性が窺える(図 1-5 と図 1-6 に VRE 資源分布を示す)。また、水素等の革新的エネルギーキャリアの評価には、製造・輸送・利用に亘るシステム全体を包括的に取扱う必要がある。地理的解像度が粗いモデルでは、そのような技術特性のモデル化や評価が十分ではなかった恐れがある。

このような課題がありながら、地理的解像度の影響や適正水準を考察した研究はそれ程多くはない。既存世界モデルの比較事例^[1-19]は存在するが、粗いモデル(世界 11~32 地域分割)の比較に留まっており、地理的解像度詳細化の影響検討には不十分であったと思われる。

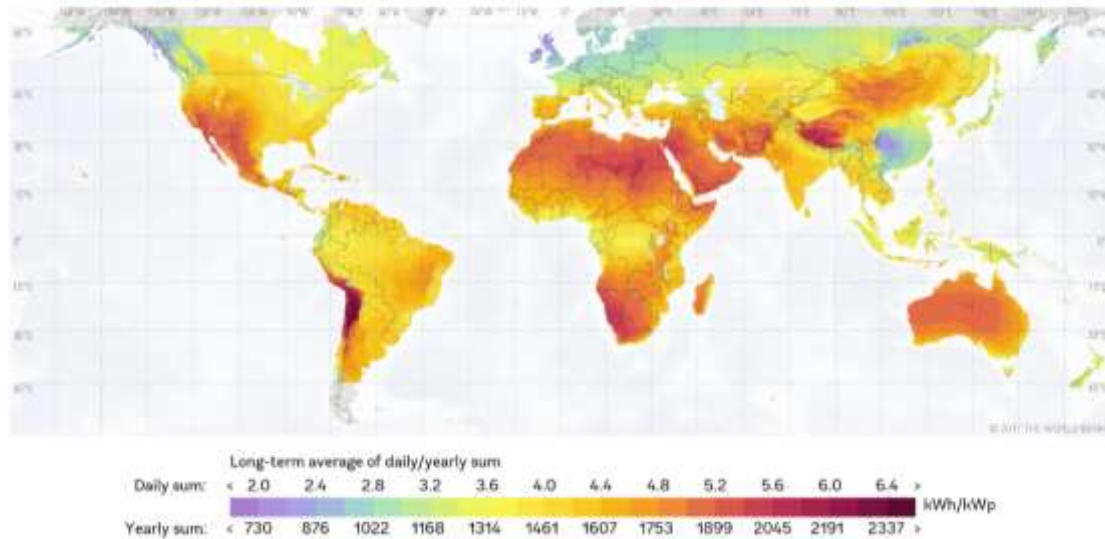


図 1-5 世界の太陽光発電ポテンシャルの地理的分布

(出典)World Bank^[1-17]から引用

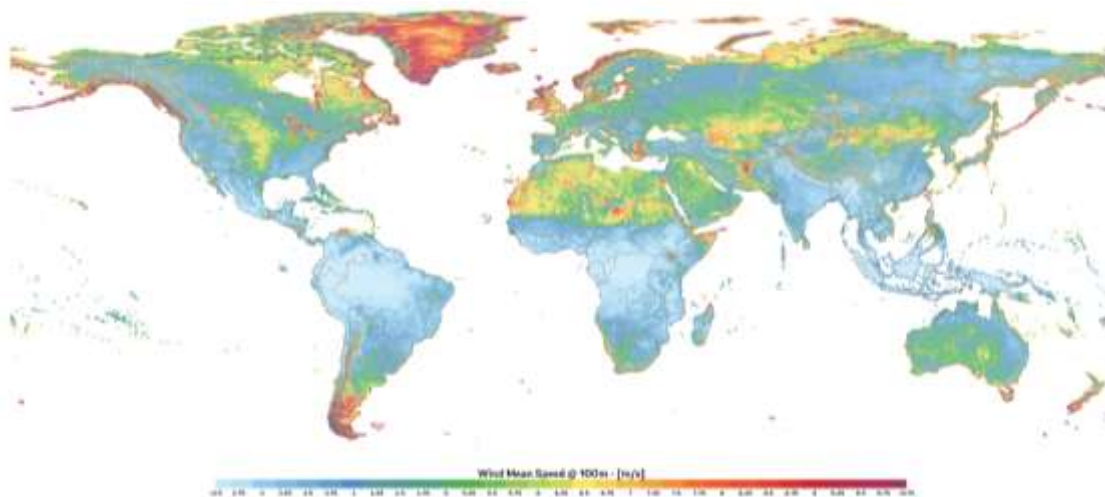


図 1-6 世界の年間平均風速の地理的分布

(出典)DTU^[1-18]から引用

既存モデルの時間的解像度と課題

既往モデルの時間的解像度についても LUT Energy System Transition Model が群を抜く(年間 8760 時間帯)⁴。それ以外のモデルについては、十分な情報を得られなかったものも多いが、比較的粗い解像度(年間 3~36 時間帯分割)で設計されている。ほとんどのモデルにおいて時間的特性は捨象されていると言える。

時間的解像度が粗い場合、VRE の出力変動性を表現することが困難になる。図 1-7 に VRE の出力波形のイメージを異なる時間的解像度で示す。8760 時間帯(年間 365 日×24 時間)の解像度では、出力の時間変動や季節変動を捕捉することができる一方、代表日や年間 1 時間帯のモデルでは波形が均される様子が窺える。そのため、モデルの時間的解像度が粗い場合、電力システム統合に係る課題や対策費用—火力発電の出力調整運転や電力貯蔵、電力融通、出力抑制等—を明示的に織込めなくなる可能性がある。

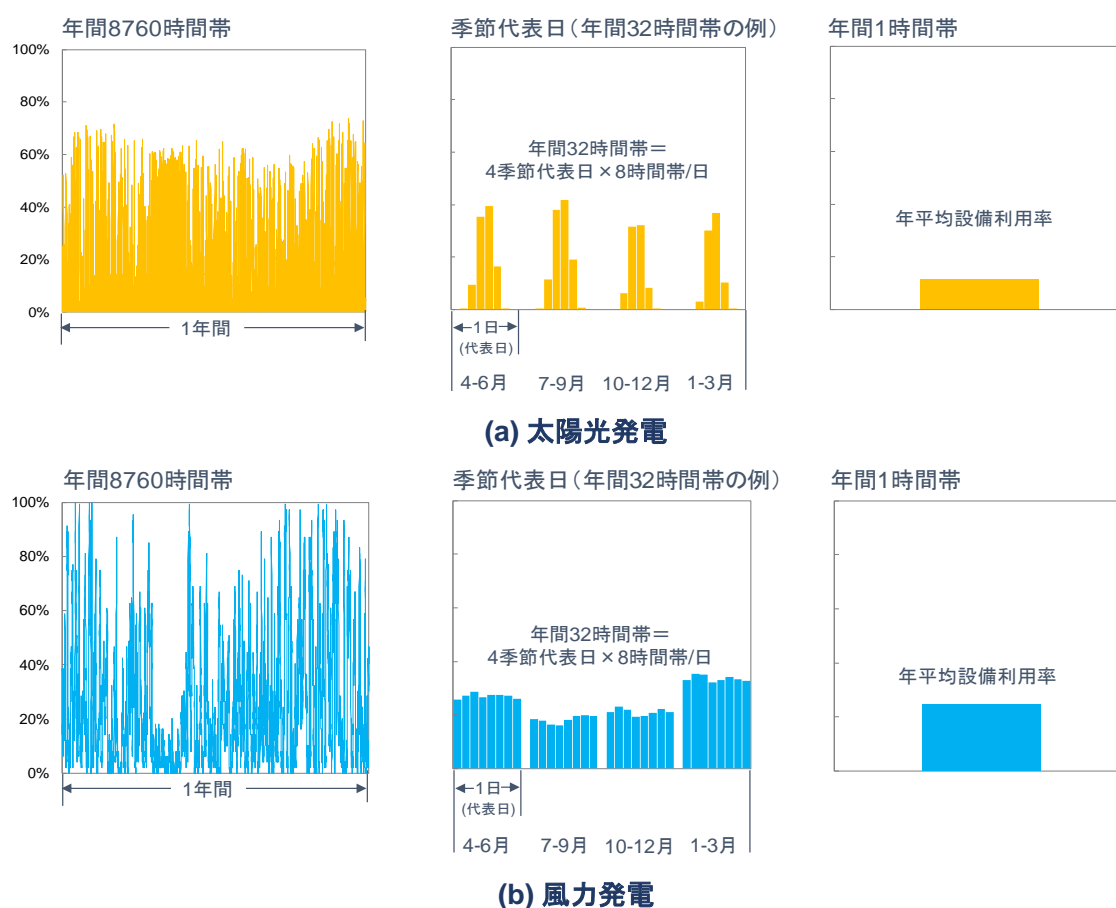


図 1-7 時間的解像度が異なるモデルにおける太陽光・風力発電の出力波形イメージ

⁴ 但し、第 6 章で指摘するように、当該モデルについては技術想定や前提条件上の課題も窺える。

時間的解像度がモデル評価に及ぼす影響については、電源構成モデルを用いて様々な検討がなされてきた。解像度が粗いモデルが VRE を過大評価、又は、過小評価するかは一概には言えないものの^[1-20]、高解像度モデルは変動性対策(柔軟性が高い電源等)に多く投資する傾向が多く^[1-21]の研究で報告されており、VRE 評価には高解像度化が必要と考えられる。しかしながら、その適正水準については殆ど検討されてこなかった。

ところで、時間的解像度が粗い世界モデルでは、出力変動性を明示化できないため、VRE に上限制約を課して計算を行うモデルも多い⁵。例えば、AIM/Enduse モデルは太陽光・風力発電の合計発電量シェアに上限 50%、BET モデルは太陽光・風力合計に上限 30%、DNE21+モデルは太陽光・風力の各電源について上限 15%と設定しているが、制約水準はモデル間で差があることが分かる。制約の設定においては、モデル構築者の判断に依っていたと推測され、恣意性が拭えないケースも見受けられる。また、上限制約を用いたモデルでは、そもそも、VRE の大量導入可状況を想定できない課題もあった。

別なアプローチとして、VRE 導入の影響を近似的に評価する試みもある。大槻ら^{[1-23][1-24]}は日本を対象とした最適電源構成モデル(1年間 365日 10分間隔)を用いて VRE 大量導入時を想定した数値シミュレーションを行い、余剰電力発生量を評価した。そして、評価結果を基に余剰電力量を近似的に算出する式を作成し、新たな制約として世界モデル DNE21 に導入した。しかしながら、このようなアプローチの場合、日本の傾向を世界全体に適用することになる。電力負荷や太陽光・風力発電出力の傾向(季節性や日間特性等)は地域差があるが、その点が反映されていないため、国によっては必ずしも妥当と言えない場合がある。また、余剰電力量やその対策量は様々な要因—例えば、電源構成(VRE 導入量内訳⁶や、ベースロード電源比率)、隣接系統との連系状況、蓄電池・水電気分解コスト等—で動的に変化し得るが、それらを包括的に取扱った近似式を構築することは容易ではないと思われる。

⁵ 文献^[1-22]の Table S4.3 によれば、EMF27 に参加した 17 の統合評価モデルの内、8 モデルが上限制約を課している。なお、時間的解像度が粗いものの、システム統合策を考慮していないモデルも 2 つ存在する。

⁶ 太陽光発電が大量導入された状況と風力発電が大量導入された状況では余剰電力の発生傾向は異なると考えられる。また、両者が導入拡大した状況では更に傾向が異なる可能性がある。

1.3. 本研究の目的と構成

前節では既往の世界モデルの構造的課題について、地理的・時間的解像度の側面から定性的に論じたが、一方で解像度の適正水準は十分に議論されてこなかった。国際社会の長期目標を達成するためにはエネルギーシステムの大規模変革が求められ、また、VRE や水素エネルギー輸送システム等への期待が高まる中、分析ツールも適切な仕様に発展させる必要があると考えられる。そこで本研究では、以下の事項を目的に検討を行った。

- (1) 世界モデルの地理的・時間的解像度が技術評価に及ぼす影響を定量化すること。更に、解像度の適正水準を明らかにすること。ここでの検討結果を基に、項目(2)で開発する世界モデルの解像度を設定する。
- (2) 地理的解像度や時間的解像度を精緻化した最適化型世界モデルを構築し、低炭素化技術(省エネルギー、燃料転換、CO₂ 分離回収、そして、複合的な方策)の最適導入量を評価すること。ここでは、経済性の観点から望ましいエネルギーシステム像や、各種技術の役割を定量検討する。
- (3) 開発モデルを用いて、近年期待が高い水素エネルギーシステムやVREに焦点を絞り、それらの大規模導入の可能性や経済的な導入条件を明らかにすること。具体的には、水素については発電・自動車利用や長距離輸送の可能性を、VREについてはVREを中心とした電力・エネルギー供給の可能性を検討する。

本論文は全 7 章から構成される(図 1-8)。第 1 章では、研究背景や既往の世界モデルの課題、研究目的を記述した。この章では本研究の着眼点である「地理的・時間的解像度」について、技術評価に及ぼし得る影響を論じると共に、既往の世界モデルにおける解像度を整理した。このレビューを通して、殆どの既往モデルでは解像度が粗いこと、そして適正水準は明らかでないことを指摘した。第 2 章では、本研究での技術評価の枠組みを示す。具体的には、まず、低炭素化技術の整理を行い、技術オプション評価の全体像を俯瞰する。そして、開発モデルの構造や前提条件等を詳述する。第 3 章では、様々な地理的解像度を有する世界モデルを構築し、解像度詳細化の効果や解像度の適正水準について数値実験的に考察する。第 4 章では、地域細分化型世界モデル(世界 363 地域分割)を用いて、エネルギーシステムの地域特性やエネルギー・CO₂ 輸送システムを陽に考慮して、コスト最適な低炭素システムを検討する。また、この章では、エネルギーキャリアとしての水素の経済的導入条件も明らかにする。第 5 章では、時間的解像度を精緻化した世界電源構成モデルを構築すると共に、時間的解像度に関する感度分析を実施し、VRE 大量導入の評価における適正水準を考察する。第 6 章では、第 3 章と第 5 章の検討を基に、地理的・時間的解像度の両方を高めた世界モデルを構築し、VRE の地域偏在性や出力変動性を考慮した技術評価を行う。この章では VRE が大量導入されるシナリオを作成し、発電設備構成や運用、コストを定量分析する。第 7 章では、本研究で得られた知見や、残された課題を整理する。

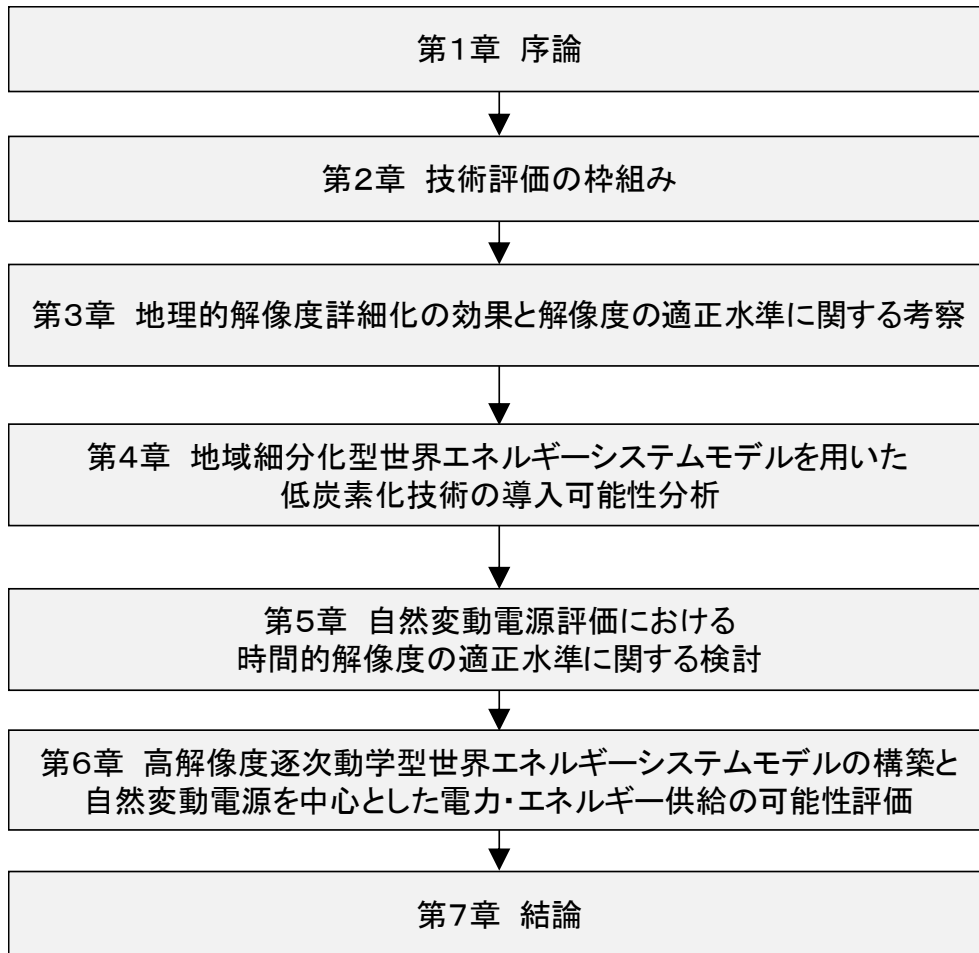


図 1-8 本論文の構成

1.4. 参考文献

- [1-1] IPCC, “Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014.
- [1-2] IPCC, “Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty”, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2018.
- [1-3] UNFCCC, “Aggregate effect of the intended nationally determined contributions: an update”, United Nations Framework Convention on Climate Change, 2016.
- [1-4] IEA, “CO₂ emissions from fuel combustion 2018 edition”, International Energy Agency, 2018.
- [1-5] IRENA, “Renewable Energy Statistics 2018”, International Renewable Energy Agency, 2018.
- [1-6] 経済産業省, “東京宣言”, 水素閣僚会議 議長サマリー, 2018.
- [1-7] 山地憲治, “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, 118 巻, 10 号, pp.1399-1402, 1998.
- [1-8] 藤井康正, “ボトムアップモデルの課題”, 科学技術振興機構「豊かな持続性社会構築のためのエネルギーモデル」報告書, CRDS-FY2011-WR-11, pp.28-35, 2011.
- [1-9] D. Bogdanov, J. Farfan, K. Sadovskaia, A. Aghahosseini, M. Child, A. Gulagi, A. S. Oyewo, L. d. S. N. S. Barbosa and C. Breyer, "Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps", Nature Communications, vol. 10, Article number: 1077, 2019.
- [1-10] Shell, "SHELL WORLD ENERGY MODEL A VIEW TO 2100", [Online]. Available: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenarios-energy-models/world-energy-model.html>. [Accessed 9 April 2019].
- [1-11] NEDO, “「地球再生計画」の実施計画作成に関する調査事業”, 平成 13 年度調査報告書 51401008-0-1, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2002.
- [1-12] NEDO, “「地球再生計画」の実施計画作成に関する調査事業”, 平成 14 年度調査報告書 51402009-0, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2003.
- [1-13] E. Kriegler, J. P. Weyant, G. J. Blanford, V. Krey, L. Clarke, J. Edmonds, A. Fawcett, G. Luderer, K. Riahi, R. Richels, S. K. Ros, M. Tavoni and D. P. v. Vuuren, "The role of technology for achieving climate policy objectives:

overview of the EMF 27 study on global technology and climate policy strategies", Climatic Change, vol. 123, no. 3-4, pp. 353-367, 2014.

- [1-14] IAMC, "The common Integrated Assessment Model (IAM) documentation", [Online]. Available: https://www.iamcdocumentation.eu/index.php/IAMC_wiki. [Accessed 9 April 2019].
- [1-15] 環境省, "平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書", 2016.
- [1-16] 経済産業省, "都道府県別エネルギー消費統計", 2018.
- [1-17] World Bank, "Global Solar Atlas", [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>. [Accessed 9 April 2019].
- [1-18] DTU, "Global Wind Atlas", [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/>. [Accessed 9 April 2019].
- [1-19] P. Kyle, "An Exploration of the Consequences of Country to Region Assignments", Pacific Northwest National Laboratory, [Online].http://www.globalchange.umd.edu/iamc_data/iamc2014/Kyle_IAREgions_no_anim.pdf [Accessed 25 May 2019]
- [1-20] J.H. Merrick, "On representation of temporal variability in electricity capacity planning models". Energy Economics, Vol.59, pp.261–274, 2016.
- [1-21] IRENA, " , Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies", International Renewable Energy Agency, 2017.
- [1-22] G. Luderer, V. Krey, K. Calvin, J Merrick, S. Mima, R. Pietzcker, J.V. Vliet, K. Wada, "The role of renewable energy in climate stabilization: results from the EMF27 scenarios", Volume 123, Issue 3–4, pp 427–441, 2014.
- [1-23] 大槻貴司, 小宮山涼一, 藤井康正, "太陽光大量導入時における余剰電力量評価モデルの検討とその応用例", 第 30 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.289-292, 2014.
- [1-24] 大槻貴司, "世界エネルギーモデルにおける間欠性再生可能エネルギー電源の技術経済的上限制限の定式化に関する研究", 東京大学修士論文, 2014.

第2章 技術評価の枠組み

本研究は技術評価を目的とするため、各種技術の工学的特性を詳細に記述可能な最適化型モデルを構築した。本章では、まず、低炭素化への技術的方策を概観する。次に、開発モデルの構造や評価対象技術、前提条件等、本研究における技術評価の枠組みについて述べる。

2.1. 低炭素化技術オプションの整理

式 2-1 に示す通り、エネルギーシステムにおける CO₂ 排出量は基準エネルギー需要(D)と 3 つの係数の積に分解できる^[2-1]。これらの係数は①エネルギー需要当たりの一次エネルギー消費(P/D)、②一次エネルギー消費あたりの炭素含有量(C/P)、③CO₂放出率($1 - S$)に相当する。

仮に基準エネルギー需要を所与すると、CO₂ 正味排出量の低減には、3 つの係数小さくすることが必要となる。そのための技術的方策が①省エネルギー、②燃料転換、③CO₂ 回収・貯留・除去である。本節では各技術オプションの整理を試みる。

$$CO_2 \text{ emissions} = D \times \frac{P}{D} \times \frac{C}{P} \times (1 - S) \quad \text{式 2-1}$$

ここで、 D は基準エネルギー需要、 P は一次エネルギー消費、 C は CO₂ 生成量、 S は CO₂ 回収・貯留・除去比率。

2.1.1. 省エネルギー

省エネルギー策は最も効果的な CO₂ 対策の一つとされ⁷、最終消費部門(産業、民生、運輸)と供給側(特に発電をはじめとするエネルギー転換部門)での対策に整理できる。

2.1.1.1. 産業・民生・運輸

産業部門は素材系産業と非素材系産業から構成される。素材系産業は、鉄鋼、窯業土石(セメント等)、化学、紙パルプの素材物質を製造する産業を指す。対して、非素材系は食品や煙草、金属、機械、繊維、木材加工、建設等が含まれる。素材系産業はエネルギー集約的であり、世界の産業部門のエネルギー消費(2015 年)において、上記 4 部門が 53%を占める^[2-3]。従って、CO₂ 削減の観点では、素材系産業の対策が特に重要と考えられる。産業部門の省エネルギー策

⁷ 例えば、IEA^[2-2]の Figure 1.6(31 頁)では、CO₂ 削減の上で「エネルギー効率改善は主要な貢献者」と指摘している。

として、エネルギー変換効率が高い設備や省エネ機器(廃熱回収設備等)の導入といったハード面の対策や、適切な維持点検活動といったソフト面の対策が挙げられる。エネルギー消費と CO₂ 排出が最も多い鉄鋼産業を例に挙げると、2015 年の転炉鋼のエネルギー原単位は主要国間でも差が窺える(図 2-1)。日本のエネルギー原単位が最も優れているが、その要因として、高炉・転炉設備での省エネ機器普及(コークス乾式消化設備、炉頂圧回収タービン発電設備、副生ガス回収設備等)が指摘されている^[2-4]。

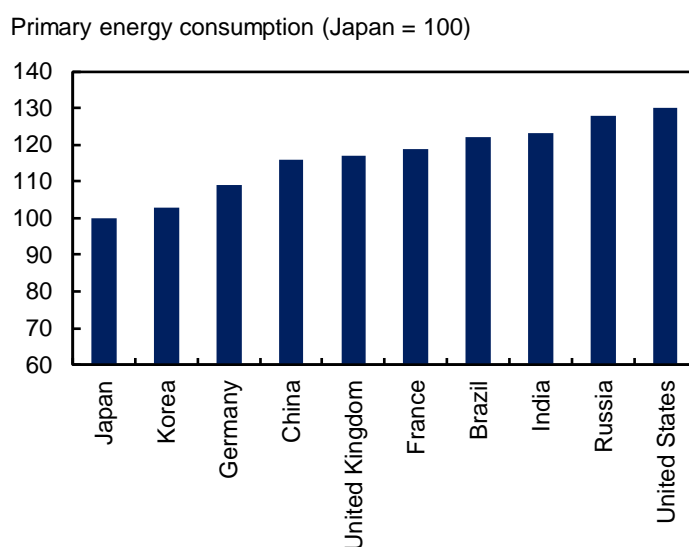


図 2-1 転炉鋼の一次エネルギー原単位推計値(2015 年)

(出典)RITE^[2-4]を基に筆者作成

民生部門は業務と家庭から構成される。業務は事務所・ビルや卸・小売業、病院、学校、ホテル等でのエネルギー消費を指し、家庭には、自動車等の運輸用燃料を除いたものが含まれる。民生部門におけるエネルギー用途としては、暖房や冷房、給湯、厨房、動力・照明が主である。用途別需要の世界的統計は入手できなかったため、日本の場合(2016 年度)^[2-5]を例に挙げると、業務部門では動力・照明が 46%を、暖房・冷房が計 29%を占める。家庭部門では動力・照明が 36%、暖房が 24%、給湯が 28%を占める。ハード面の対策としては、これらの用途別機器の高効率化(LED 照明や、高効率な家庭用・業務用エアコンやボイラー、ヒートポンプ等の導入)や、建物設計の改善(断熱材設置や自然採光等)が挙げられる。ソフト面の対策としては、各種機器の自動制御や省エネキャンペーン(例えば、日本の CoolBiz キャンペーン)がある。

運輸部門は旅客(乗用車やバス、鉄道、航空等)と貨物(陸運、海運、空運等)から構成される。道路輸送が世界の運輸部門エネルギー消費(2015)の 75%を占めるため^[2-3]、自動車における対策が特に重要と考えられる。ハード面の対策として自動車の燃費改善や、広義には効率的な道路交通網の整備も挙げられる。ソフト面では、環境負荷が少ない運転手法(エコドライブ)の実

践や、自動運転によるエネルギーロスが少ないルーティングや自動車制御も省エネルギーに貢献する可能性がある。

2.1.1.2. 発電

火力発電の発電効率は、タービン入口温度の高温化や複合発電の開発により、飛躍的に向上してきた。天然ガス火力では 1100°C 級の複合発電にて約 47%⁸を達成し、更に 1300°C 級(約 55%)や 1500°C 級(約 59%)の複合発電も商用化されている。石炭火力では、汽力発電での高温・高圧化(亜臨界圧, 超臨界圧, 超々臨界圧)が達成され、将来技術として石炭ガス化複合発電(IGCC)や石炭ガス化燃料電池複合発電(IGFC)の技術開発が進んでいる^[2-6]。IGCC は石炭ガス化とコンバインドサイクル発電を組合せた技術であり、48-50%の発電効率が期待されている。IGFC はガスタービンと蒸気タービンに更に燃料電池を組合せた技術であり、55%程度の発電効率が期待されている。

2.1.2. 燃料転換

燃料転換とは、「一次エネルギーベースで低炭素な燃料に転換すること」を指し、①炭素含有量が低い化石燃料への転換と②再生可能エネルギーや原子力への転換が挙げられる。なお、需要側の電化や水素利用も「燃料転換」として議論されることがあるが、これらは 2 次エネルギーであるため、発電や水素製造時の CO₂ 対策と組合せる必要がある。そこで、本研究では「複合的な対策」として第 2.1.4 節にて整理している。

2.1.2.1. 化石燃料間での転換

化石燃料の単位発熱量あたりの炭素含有量は、石炭を 1 とすると、原油は 0.8 程度、天然ガスは 0.6 程度とされる。従って、仮に石炭を同発熱量の天然ガスで代替できれば、CO₂ は約 4 割削減されることになる。化石燃料間の転換として、例えば、産業ではセメントキルンでの石炭燃焼から天然ガス燃料への転換、民生業務では給湯・暖房用の石油系ボイラーから天然ガスボイラーへの転換、発電部門では石炭火力から天然ガス火力への転換が挙げられる。

2.1.2.2. 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーの種類は多岐にわたり、太陽光、太陽熱、風力(陸上、洋上)、水力、地熱、バイオマス、海洋エネルギー等が含まれる。基本的には発電用途が主であるが、太陽熱や地熱、バイオマスは熱用途としての期待も高い。

⁸本論文では、後述の章も含め、低位発熱量ベースで効率を表示する。

太陽光発電はフォトダイオードの光電効果を利用して、光エネルギーを直接電力に変換する技術である。世界全体で見れば太陽光資源量は実質的に無限大であり、近年の経済性改善が著しい特徴がある。IRENA^[2-7]によると、均等化発電原価(世界の加重平均値)は 2010 年から 2017 年にかけて 0.36 US\$/kWh から 0.10 US\$/kWh へ低下した(図 2-2)⁹。但し、コスト競争力が増す一方、電力システム統合面での課題(出力変動性や余剰電力、インバータ電源であり慣性を持たないこと等)も指摘されている。

太陽熱利用は集光型太陽光(CSP=Concentrated Solar Power)や太陽熱の直接利用が挙げられる。CSP は太陽光を熱源にタービン発電を行う技術である。集光部分の熱慣性により、自然変動性は少ないとされるが、CSP 適地は直達日射量が多い地域(サンベルト地帯)に限られる。また、高価な発電コストも課題の一つとされる(プロジェクトの件数が少ない点には留意が必要だが、2017 年の均等化発電原価⁹は 0.22 US\$/kWh)。太陽熱の直接利用としては、太陽熱温水器での給湯利用が実用化されている。

風力発電は、陸上・洋上での風の運動エネルギーを利用して発電する技術である。発電機の設備容量は受風面積に比例し、近年は大型化が進んでいる。陸上風力発電は、1990 年頃はロータ径 30m(定格出力 300kW)規模であったが、2010 年頃にはロータ径 100m(3000 kW)規模の発電機が商用化された。洋上風力発電では更に大規模化が進み、ロータ径 164m(9500 kW)の商用運転機も存在する。新設陸上風力発電の均等化発電原価は比較的安価であり、2017 年には 0.06 US\$/kWh であるが^[2-7]、太陽光同様、電力システム統合面の課題が指摘されている。洋上風力の加重平均値は 0.14 US\$/kWh と評価されている。

水力発電は流水(又は、水の高低差)のエネルギーを利用して発電する技術である。発電電力量の面で、最も開発が進んでいる再生可能エネルギー資源である。流水を得る方式として、ダムや貯水池を利用するもの(ダム式や貯水池式)や、河川を直接利用するもの(流れ込み式)がある。ダム式や貯水池式に比べて、流れ込み式は任意での出力調整が難しい性質がある。近年は、低炭素で分散型電源としての中小水力発電への関心が高まっている。なお、中小水力の定義は国や機関によって異なり、概ね 10~50MW の間で大規模水力と中小水力が区分されることが多い^[2-8]。

地熱エネルギーは、火山帯地下に存在する地熱貯留層(マグマ溜まりにより熱された地下水)の熱水や蒸気に由来する。地熱利用技術として発電や直接利用(給湯や冷暖房等)が挙げられる。地熱資源の地域偏在性は強く、米国(39 GW)やインドネシア(27 GW)、日本(23 GW)に豊富に賦存する。一方で、その他の国・地域の資源は限定的なようである(例えば、世界 4 位・5 位のフィリピンやメキシコでも資源量は 6 GW 程度、世界 8 位のイタリアでは 1.5 GW 程度と報告されている)^[2-9]。

⁹ 2016 年の米ドル換算価格。

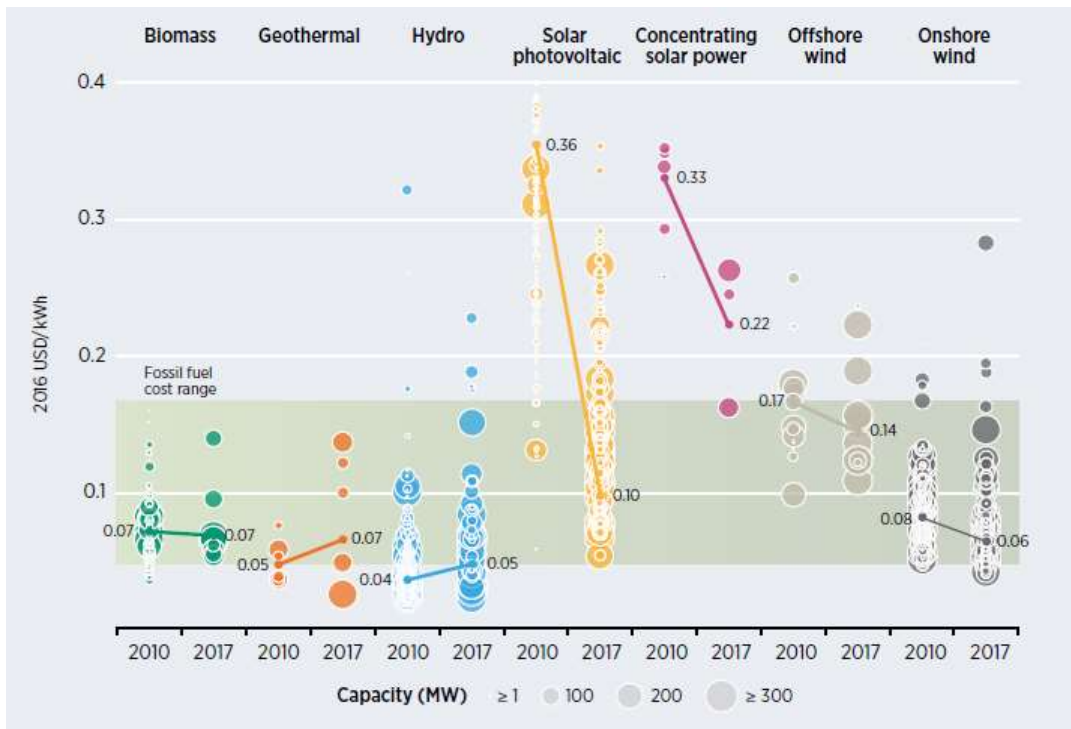


図 2-2 2010 年と 2017 年における再生可能エネルギー発電(utility-scale)の均等化発電原価

(出典)IRENA^[2-7]の Figure ES.1 を引用.

(注)各年に運転開始した再生可能エネルギー発電プラントの情報を基に IRENA が作成.

円の半径は発電規模を, 実線は加重平均値を示す.

バイオマスは、動植物由来の資源のうち、化石燃料を除いたものである^[2-8]。バイオマスの種類は多岐に亘り、エネルギー利用を目的に生産されるもの(エネルギー作物・木材)や廃棄物を利用するもの(林地残材、製材残渣、黒液、紙スクラップ、バガス、サトウキビ収穫残渣等)に大別される。バイオマス資源は光合成により生成されるため、その再生産を前提とすれば、カーボンニュートラルと見做せる。固体燃料(木質ペレット等)や気体燃料(バイオマス由来メタン等)、液体燃料(バイオエタノール等)に変換後、発電や熱、運輸用燃料としての利用が期待されている。

海洋発電には、潮汐力、波力、海洋温度差を利用した技術がある。潮汐力発電ではフランスや韓国、カナダで商用発電が行われており、フランスのランス潮汐力発電所(定格出力 240 MW)は 1967 年に運転開始されているが、世界的には研究開発段階にあると言える。

2.1.2.3. 原子力

2019 年時点で、原子力のエネルギー利用は発電が主である。原子力発電技術は核分裂炉と核融合炉に大別される。

核分裂炉はウラン等の核分裂性物質を燃料として、中性子(熱中性子や高速中性子)による核分裂の連鎖反応を制御しながら持続させる装置である。熱中性子を用いる炉は、冷却材で分類すると、軽水炉や重水炉、ガス冷却炉等がある。2019 年時点で商業利用されている炉(正味発電出力合計で 399GW)の大部分は熱中性子炉であり、特に「第 2 世代」や「第 3 世代」と呼ばれる原子炉—沸騰水型、加圧水型、カナダ型重水炉、改良型沸騰水型等—が主である。高速中性子を用いる炉は高速炉と呼ばれ、マイナーアクチノイドの核変換が可能であるため、放射性廃棄物の減容化に期待されている。また、高速炉では炉心変更によりプルトニウム増殖が可能となる(高速増殖炉)。技術的課題も多いが、仮に実用化すればウラン資源の量的制約を実質的に克服することができる。また、現在は第 4 世代原子炉や、投資コストを低減した小型原子炉(一般に 300 MW 以下)の研究開発も進められている。

核融合炉は水素やヘリウムの核融合反応を利用してエネルギーを取出す装置である。核融合の燃料は重水素と三重水素であり、これらは海水から生成されるため、無尽蔵かつ低炭素なエネルギー源として研究開発が進められている。

2.1.3. CO₂ 回収・除去・貯留

2.1.3.1. CO₂ 回収

CO₂ 排出源における代表的な回収技術としては化学吸収法、固体吸収法、物理吸収法、膜分離法、深冷分離法の大きく 5 種類がある。

化学吸収法はアミン溶液からなる吸収液に CO₂ を溶解させた後、加熱することで CO₂ を吸収液から回収する技術である。固体吸収法は、化学吸収材であるアミンを多孔質支持体に担持させた吸収材を用いる。化学吸収法と類似の CO₂ 回収特性を有するが、再生工程で比熱が大きい水(アミン溶液中の水分)の加熱が不要になるため、エネルギー低減が可能とされる。物理吸収法は高圧下にて CO₂ を吸収液(Selexol 液等)に物理的に吸着させる技術である(CO₂ 吸収量は分圧に比例する)。膜分離法は、CO₂ が選択的に通過する膜を用いて分離する方法である。深冷分離法は極低温でガスを液化後、沸点の違いを利用して CO₂ を分離する方法である。

CO₂ 回収は大規模排出源が多い発電や産業への適用が有効とされる。特に、発電所や高炉等の燃焼後ガスから回収する場合は化学吸収法、ガス化プラントや IGCC プラントでは物理吸収法が検討されている。

2.1.3.2. CO₂除去

低炭素化の実現には、大気中からの CO₂ 除去も重要な役割を果たす可能性がある。CO₂ 除去の方策として、植林・耕作方法の変更、風化作用促進、海洋肥沃化/アルカリ化、CCS 付きバイオマス利用(BECCS)、直接空気回収(DAC)等が挙げられる。ここでは BECCS と DAC の概要を述べる。

バイオマス発電やバイオ燃料製造プロセスに CO₂ 回収・貯留技術を適用したものが BECCS である。バイオマス燃焼により生じる CO₂ の大気中排出を抑制しつつ、バイオマス再生産(光合成)を組み合わせることで、正味負の排出を実現できる。Kriegler ら^[2-10]はバイオマスや CCS が利用できない場合には CO₂ 限界削減コストが大幅に上昇することを報告し、BECCS の重要性を指摘している。

直接空気回収(DAC=Direct Air Capture)は、吸着剤等を用いて化学的に大気中の CO₂ を回収する技術である。吸着剤を樹木のように広げて受動的に回収する方法と、ファンを利用して能動的に回収する方法がある^[2-11]。技術開発途上の段階でありコスト見積もり等には不確実性が高いが、Keith ら^[2-12]は能動回収システムの設備コストとして 1146 US\$/(t-CO₂/year)、運転維持コストとして 42 US\$/t-CO₂、熱供給用の天然ガス消費として 5.25 GJ/t-CO₂、電力消費として 366 kWh/t-CO₂ と報告している。なお、消費する熱や電力の CO₂ 原単位が高い場合には、正味でカーボンニュートラルや正の排出となりうる点には留意が必要である。

2.1.3.3. CO₂貯留

CO₂ 貯留は地中貯留と海洋隔離に大別される。地中貯留は、海域を含む地中の地質構造適地に貯留する技術であり、石油増進回収法(EOR=Enhanced Oil Recovery)、枯渇ガス田貯留、コールベッドメタン増進回収(ECBM=Enhanced Coalbed Methane)、帯水層貯留が挙げられる。

EOR は原油の三次回収として CO₂ を油田に圧入する技術である。油田からの原油回収率を高めるために既に商業的に実施されている。

天然ガスが存在した鉱床は、ガス貯留に適した地質構造を有すると考えられる。ここに CO₂ を圧入・貯留する技術が枯渇ガス田貯留である。なお、米国や欧州(ドイツ等)では天然ガス需要の季節変動に対応するため、枯渇ガス田を用いた天然ガス貯留が実施されている。

コールベッドメタンは石炭生成過程に生じ、炭層中に貯留されたメタンである。炭層への吸着力はメタンより CO₂ が強いので、その性質を利用して炭層に CO₂ を貯留し、メタンを回収する技術が ECBM である。

帯水層貯留は、地中深部の帯水層へ CO₂ を超臨界状態で貯留する技術である。貯留槽として、静水圧下で CO₂ 臨界圧力条件を満たす地下 800m 以深が想定される。なお、深部帯水層の地下水は塩分濃度が高いことが多く、水資源としての利用は困難と考えられる。

海洋隔離には中層溶解や海底貯留が含まれる。中層溶解は、深層 1000~2500m 程度の海中に CO₂を溶かす方法である。海底貯留は、深海に液体状態の CO₂を流し込んで貯留する方法である。これらの技術については、周辺環境や生態系への影響について未解明な部分が多く、海洋汚染防止に関する国際法「ロンドン条約」¹⁰では事実上容認されていない。

2.1.4. 複合的な対策

低炭素エネルギーシステム構築に向けて、需要側の電化や水素利用も重要対策として挙げられる。電力や水素自体に炭素は含まれないため、使用端においては低炭素となる。しかしながら、これらは二次エネルギーであるため、エネルギーシステム全体の CO₂ 排出量を抑制するためには、転換部門での対策（省エネルギーや燃料転換、CO₂ 回収・貯留等）が別途必要となる。その意味で、電化や水素転換は需要側の燃料転換と供給側の対策を組合せた「複合的な対策」と捉えることができる。

水素については、日本政府は世界に先駆けて「水素社会」を実現すべく、水素基本戦略^[2-13]を策定した。再生可能エネルギー電力を用いた水電気分解や化石燃料のガス化・改質（CCS 付き）から製造した「CO₂ フリー水素」を、液化水素やアンモニア、メチルシクロヘキサンの形態で大量・長距離輸送し、発電や運輸自動車で利用することを想定している（図 2-3）。また、アンモニアについては直接利用（直接燃焼タービンや燃料電池、工業炉）も想定されている。

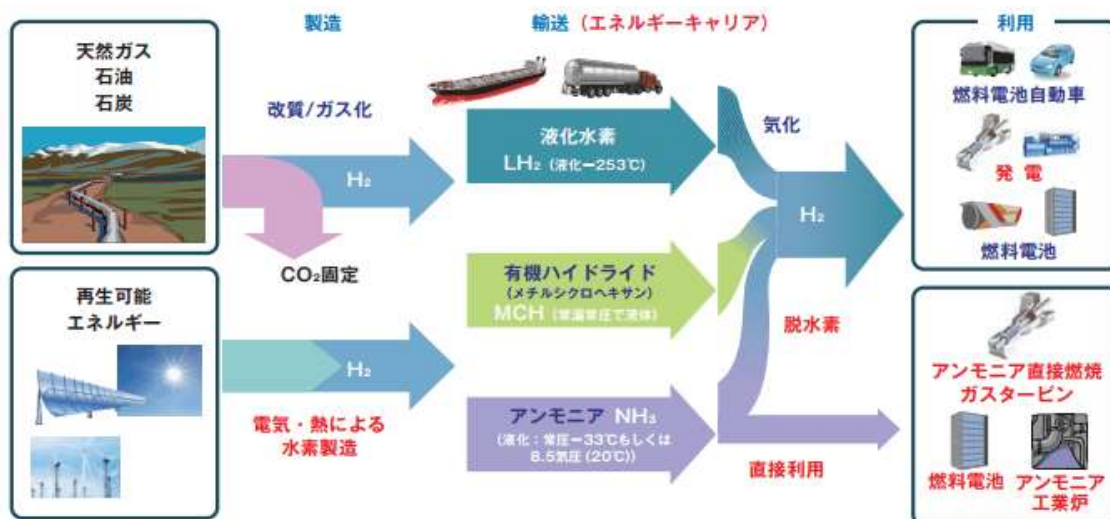


図 2-3 CO₂フリー水素供給チェーンのイメージ

(出典)内閣府^[2-14]から引用

¹⁰ 廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約 (Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter 1972).

2.2. 開発モデルの概要

前節では低炭素技術オプションの整理を試みた。本節では、開発したモデルの概要と、検討対象としたエネルギー・技術オプションを示す。開発モデルは次の3種類に大別される。

- 動学最適化型世界エネルギーシステムモデル「NE5.0」(第3章, 第4章にて使用)
- 世界最適電源構成モデル「NE5.0-E」(第5章にて使用)
- 逐次動学最適化型世界エネルギーシステムモデル「NE5.0-R」(第6章にて使用)

「NE5.0」とは New Earth 5.0 の略称である。定式化にあたっては、藤井^[2-1]で開発された非線形・逐次動学最適化型の New Earth 21 モデル(NE21 モデル)及び、その線形・動学的最適化版である LDNE モデル^[2-15]や地域細分化型世界モデル^{[2-16][2-17]}等を基にしており、NE モデルファミリーの第5世代として NE5.0 と名付けた。

NE5.0-E モデルは NE5.0 モデルの発電部門を抽出したもので、そして、NE5.0-R モデルは NE5.0 モデルを逐次動学型に変更したものである。従って、基礎となるモデル構造や入力データは各モデルで共通している。各モデルの最適化手法は線形計画法に基づき、システムコスト最小化を通して需給を計算する仕組みである。他方で、モデルの具体的仕様(分析期間や、地理的・時間的解像度)については、各章の目的に応じて設定した(表 2-1)。また、評価対象のエネルギー・技術も各章で異なり、そのリストを表 2-2 と表 2-3 に示す。

表 2-1 第3章から第6章のモデル概要

	Chapter 3	Chapter 4	Chapter 5	Chapter 6
Model	NE5.0	NE5.0	NE5.0-E	NE5.0-R
Regional coverage	Global	Global	Global	Global
Sector coverage	Energy	Energy	Electricity	Energy
Analysis period	2015~2050	2015~2050	2050	2015~2050
Solution methodology	Intertemporal optimization (LP model)	Intertemporal optimization (LP model)	Single-year optimization (LP model)	Optimization (recursive dynamic, LP model)
Geographical resolution	14~363	363	100	132
Temporal resolution for electricity load curve	64 slots/year	64 slots/year	2~8760 slots/year	2920 slots/year

各章のモデル概要をまとめると次の通りである。

第3章では、世界モデルにおける地理的解像度の適正水準を検討するため、様々な地域分割の NE5.0 モデル(世界 14~363 地域)を構築し、シミュレーションを実施した。分析期間は 2015~2050 年、発電部門の時間的解像度は年間 64 時間帯分割(季節代表日でモデル化)とした。評価対象はエネルギーシステム全体である。

第 4 章では、地理的解像度が最も精緻な NE5.0 モデル(世界 363 地域版)を用いて低炭素化技術の評価を行う。第 4.1 節では最適技術選択やエネルギー・CO₂ 輸送の可能性を、第 4.2 節では世界規模の水素供給チェーンや水素の発電・自動車利用の可能性を分析した。

第 5 章では、再生可能エネルギー評価における時間的解像度の適正水準を検討するため、様々な解像度(年間 2~8760 時間帯)を有する NE5.0-E モデルを構築した。分析年は 2050 年(単年)とした。地域分割数は世界 100 地域とする。本モデルは電源構成モデルであるため、評価対象技術は再生可能エネルギー電源と電力貯蔵(水素貯蔵含む)、地域間送電技術のみとなる。

第 6 章では、自然変動電源の大量導入可能性を分析するため、地理的・時間的解像度を高めた逐次動学型世界モデル(NE5.0-R モデル)を構築した。分析期間は 2015~2050 年、地理的解像度は世界 132 地域分割、時間的解像度は年間 2920 時間帯とした。解像度は第 3 章や第 5 章の検討に基づいて設定した。

次節では、本研究の基礎となる NE5.0 モデルの前提条件や定式化を詳述する。NE5.0-E モデルや NE5.0-R モデルについては、それぞれ、第 5 章や第 6 章に記す。

表 2-2 各章にて評価対象のエネルギー・物質

Category	Item	Chapter 3	Section 4.1	Section 4.2	Chapter 5	Chapter 6
Primary energy	Coal (high grade)	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Coal (low grade)	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Natural gas	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Crude oil	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Solar	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Onshore wind	✓	✓	✓	✓	✓
Primary energy	Hydro	✓	✓	✓	✓	✓
Primary energy	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues	✓	✓	✓	✓	✓
Primary energy	Energy crops	✓	✓	✓	✓	✓
Primary energy	Bagasse and sugar cane residue	✓	✓	✓	✓	✓
Primary energy	Black liquor and paper scraps	✓	✓	✓	✓	✓
Primary energy	Nuclear	✓	✓	✓	✓	✓
Secondary energy	Coal (high grade)	✓	✓	✓		✓
Secondary energy	Coal (low grade)	✓	✓	✓		✓
Secondary energy	Methane	✓	✓	✓		✓
Secondary energy	Oil	✓	✓			✓
Secondary energy	Gasoline			✓		
Secondary energy	Diesel			✓		
Secondary energy	Other oil products			✓		
Secondary energy	Electricity	✓	✓	✓	✓	✓
Secondary energy	Suppressed electricity	✓	✓	✓	✓	✓
Secondary energy	Hydrogen	✓	✓	✓	✓	✓
Secondary energy	Synthetic oil (synthetic liquid fuel)	✓	✓	✓		✓
Secondary energy	Ammonia			✓		
Secondary energy	Methanol	✓	✓	✓		✓
Secondary energy	Ethanol	✓	✓	✓		✓
Secondary energy	Dimethyl ether	✓	✓	✓		✓
Secondary energy	Methylcyclohexane			✓		
Secondary energy	Carbon monoxide	✓	✓	✓		✓
Secondary energy	Commercial heat	✓	✓	✓		✓
Final demand	Solid fuel	✓	✓	✓		✓
Final demand	Gaseous fuel	✓	✓	✓		✓
Final demand	Liquid fuel	✓	✓	✓		✓
Final demand	Passenger transport			✓		
Final demand	Freight transport			✓		
Final demand	Electricity	✓	✓	✓	✓	✓
Final demand	Commercial heat	✓	✓	✓		✓
Greenhouse gas	Energy-related CO ₂	✓	✓	✓		✓
Greenhouse gas	CO ₂ from power generation				✓	

表 2-3 各章にて評価対象の技術

Category	Process	Chapter 3	Section 4.1	Section 4.2	Chapter 5	Chapter 6
Primary energy	High-grade coal production	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Low-grade coal production	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Natural gas production	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Crude oil production	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Wooden biomass / sawmill residues / wood residues production	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Energy crops production	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Bagasse and sugar cane residue production	✓	✓	✓		✓
Primary energy	Black liquor and paper scraps production	✓	✓	✓		✓
Trade	High-grade coal rail transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	High-grade coal ship transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Natural gas pipeline transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Liquefied natural gas tanker transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Crude oil pipeline transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Crude oil tanker transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Gasoline tanker transportation			✓		
Trade	Diesel tanker transportation			✓		
Trade	Hydrogen pipeline transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Liquefied hydrogen tanker transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Methanol pipeline transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Methanol tanker transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Methylcyclohexane tanker transportation			✓		✓
Trade	Ammonia rail transportation			✓		✓
Trade	Ammonia tanker transportation			✓		✓
Trade	CO ₂ pipeline transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	CO ₂ tanker transportation	✓	✓	✓		✓
Trade	Electricity high voltage alternating current transmission	✓	✓	✓		
Trade	Electricity high voltage direct current transmission	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Natural gas liquefaction	✓	✓	✓		✓
Transformation	Natural gas regasification	✓	✓	✓		✓
Transformation	Crude oil refining			✓		
Transformation	Coal-fired power generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	IGCC power generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Gas turbine power generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Gas combined cycle power generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Oil-fired power generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Coal-fired combined heat and power (CHP) generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Gas-fired CHP generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Oil-fired CHP generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Hydro power generation	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Solar photovoltaics power generation	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Solar photovoltaics suppression (curtailment)	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Onshore wind power generation	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Onshore wind power suppression (curtailment)	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Biomass direct-fired power generation	✓	✓	✓		✓

表 2-3 各章にて評価対象の技術(前頁からの続き)

Category	Process	Chapter 3	Section 4.1	Section 4.2	Chapter 5	Chapter 6
Transformation	Biomass direct-fired CHP generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Nuclear power generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Hydrogen-fired power generation	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Fuel cell power generation			✓	✓	✓
Transformation	Ammonia-fired power generation			✓		✓
Transformation	Methanol-fired power generation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Electricity storage at pumped hydro	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Electricity storage at battery	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Coal gasification	✓	✓	✓		✓
Transformation	Gas reforming	✓	✓	✓		✓
Transformation	Oil gasification	✓	✓	✓		✓
Transformation	Shift reaction	✓	✓	✓		✓
Transformation	Water electrolysis	✓	✓	✓		✓
Transformation	Hydrogen storage	✓	✓	✓	✓	✓
Transformation	Hydrogen liquefaction	✓	✓	✓		✓
Transformation	Hydrogen regasification	✓	✓	✓		✓
Transformation	Hydrogen separation from ammonia			✓		✓
Transformation	Methane synthesis from carbon monoxide	✓	✓	✓		✓
Transformation	Ammonia synthesis			✓		✓
Transformation	Methanol synthesis from carbon monoxide	✓	✓	✓		✓
Transformation	Methanol synthesis from carbon dioxide	✓	✓	✓		✓
Transformation	Methanol reforming	✓	✓	✓		✓
Transformation	Fischer-Tropsch (FT) synthesis					✓
Transformation	Biomass liquefaction (synthetic oil)	✓	✓	✓		✓
Transformation	fermentation	✓	✓	✓		✓
Transformation	Dimethyl ether synthesis	✓	✓	✓		✓
Transformation	Hydrogenation of toluene			✓		✓
Transformation	Dehydrogenation of methylcyclohexane			✓		✓
Transformation	Coal boiler	✓	✓	✓		✓
Transformation	Gas boiler	✓	✓	✓		✓
Transformation	Oil boiler	✓	✓	✓		✓
Transformation	Biomass direct-fired boiler	✓	✓	✓		✓
Transformation	CO ₂ liquefaction	✓	✓	✓		✓
Transformation	CO ₂ regasification	✓	✓	✓		✓
Final consumption	Solid fuel consumption (coal)	✓	✓	✓		✓
Final consumption	Solid fuel consumption (biomass)	✓	✓	✓		✓
Final consumption	Gaseous fuel consumption (methane)	✓	✓	✓		✓
Final consumption	Gaseous fuel consumption (hydrogen)	✓	✓	✓		✓
Final consumption	Liquid fuel consumption (oil)	✓	✓			✓
Final consumption	Liquid fuel consumption (gasoline)			✓		
Final consumption	Liquid fuel consumption (diesel)			✓		
Final consumption	Liquid fuel consumption (other oil products)			✓		
Final consumption	Liquid fuel consumption (synthetic oil)	✓	✓	✓		✓
Final consumption	Liquid fuel consumption (ethanol)	✓	✓	✓		✓
Final consumption	Liquid fuel consumption (methanol)	✓	✓	✓		✓
Final consumption	Liquid fuel consumption (Dimethyl ether)	✓	✓	✓		✓

表 2-3 各章にて評価対象の技術(前頁からの続き)

Category	Process	Chapter 3	Section 4.1	Section 4.2	Chapter 5	Chapter 6
Final consumption	Electricity consumption	✓	✓	✓	✓	✓
Final consumption	Commercial heat consumption	✓	✓	✓		✓
Final consumption	Gasoline ICE vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	Gasoline hybrid vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	Gasoline plug-in hybrid vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	Diesel ICE vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	Diesel hybrid vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	CNG ICE vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	CNG hybrid vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	FCV passenger transport			✓		
Final consumption	EV passenger transport			✓		
Final consumption	Gasoline ICE vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	Gasoline hybrid vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	Gasoline plug-in hybrid vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	Diesel ICE vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	Diesel hybrid vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	CNG ICE vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	CNG hybrid vehicle passenger transport			✓		
Final consumption	FCV passenger transport			✓		
Final consumption	EV passenger transport			✓		
Final consumption	Gasoline ICE truck freight transport			✓		
Final consumption	Gasoline hybrid truck freight transport			✓		
Final consumption	Diesel ICE truck freight transport			✓		
Final consumption	Diesel hybrid truck freight transport			✓		
Final consumption	CNG ICE truck freight transport			✓		
Final consumption	CNG hybrid truck freight transport			✓		
Final consumption	FCV truck freight transport			✓		
Final consumption	EV truck freight transport			✓		
Energy saving	Solid fuel saving	✓	✓	✓		✓
Energy saving	Gaseous fuel saving	✓	✓	✓		✓
Energy saving	Liquid fuel saving	✓	✓	✓		✓
Energy saving	Electricity saving	✓	✓	✓		✓
Energy saving	Commercial heat saving	✓	✓	✓		✓
Carbon capture	Pre-combustion captures at IGCC plants	✓	✓	✓		✓
Carbon capture	Pre-combustion captures at other power plants	✓	✓	✓		✓
Carbon capture	Pre-combustion captures at gasification plants	✓	✓	✓		✓
Carbon capture	Direct air capture					✓
Carbon storage	Enhanced oil recovery	✓	✓	✓		✓
Carbon storage	Enhanced coal-bed methane	✓	✓	✓		✓
Carbon storage	Depleted gas well storage	✓	✓	✓		✓
Carbon storage	Aquifer storage	✓	✓	✓		✓

2.3. 動学最適化型世界エネルギーシステムモデル(New Earth 5.0 モデル)の構築

New Earth 5.0 (NE5.0)モデルは動学最適化型の世界エネルギーシステムモデルである。分析対象期間は 2015 年から 2050 年であり、代表時点として計 5 時点(2015 年, 2020 年, 2030 年, 2040 年, 2050 年)を計算する。各時点の期間については、代表時点の「2015 年」は 2015~2017 年を代表させて 3 年、「2020 年」は 2018 年~2025 年を代表させて 8 年、その後は 1 期 10 年とした(例えば、「2030 年」は 2026 年~2035 年を代表させた)。目的関数は割引現在価値換算のシステム総コストである。割引率は 5%、通貨は 2015 年米ドルと想定した。本モデルは所与の需要に対してコスト最適な需給像を描く仕組みとなっている。主な入力データはエネルギー需要や資源量、エネルギー生産・転換設備の技術経済的情報であり、計算結果として各部門の設備容量や運用、CO₂ 排出量、コスト等が得られる。エネルギーフローを図 2-4 に示す。CO₂ に関連するフローは赤色で、最終エネルギー需要は灰色塗り潰しで示してある。

NE5.0 モデルの特徴は詳細な地理的解像度(世界 363 地域)であり、エネルギー需給の地域特性やエネルギー・CO₂ 輸送を詳細に記述できる(図 2-5)。地域分割の詳細定義については付表 A.1 を参照されたい。ノードには都市ノード(計 287 ノード)と供給ノード(計 76 ノード)の 2 種類を設けた。これらの違いはエネルギー需要の有無である。エネルギー需要は都市ノードのみに存在し、エネルギー生産・転換設備は両ノードで設置可能とした。

都市ノードの選定においては、国際エネルギー機関のエネルギーバランス表(2018 年版)に記載の 142 カ国(香港は中国としてカウント)とチャイニーズタイペイについて少なくとも 1 つのノードを設けた。これらの国のうち、エネルギーの大消費国や需要の伸びが顕著な国、面積が広い国(計 20 カ国¹¹)については国を分割して都市ノードを配置している。米国や中国、インドについては省・州単位で分割した。

供給ノードは化石燃料や再生可能エネルギー(再エネ)が豊富に賦存する地域や、輸送の結節点に配置した。化石燃料の賦存地域としては、石炭・天然ガス・原油の既存生産地を参照した。天然ガス・原油については、主要堆積盆地における未発見資源量の地理情報データも利用した(詳細は第 2.3.2.2 節と第 2.3.2.3 節)。再エネ資源については、日射量(図 1-5)や風況(図 1-6)、水力資源(第 2.3.2.4 節)に優れる地点から選択した。例えば風況ではモンゴルのゴビ砂漠やアルゼンチンのパタゴニア、ソマリア等、日射量ではチリのアタカマ砂漠、水力ではロシアのマガダン

¹¹ 都市ノードを複数有する 20 カ国は次の通り: 豪州, ブラジル, カナダ, 中国, フランス, ドイツ, インド, インドネシア, 日本, マレーシア, メキシコ, ミャンマー, パキスタン, フィリピン, ロシア, スペイン, タイ, 英国, 米国, ベトナム。なお、都市ノードが 1 つの国のうち、供給ノードを有するものは 14 カ国あり、計 34 カ国にて複数ノードが設けられている(14 カ国は次の通り: アルジェリア, アルゼンチン, チリ, コロンビア, イラン, イタリア, カザフスタン, ラオス, リビア, モンゴル, モロッコ, モザンビーク, サウジアラビア, トルコ)。

等である。輸送の結節点としてはトルコのセイハン港や、極東ロシアのスコボロディーノ(パイプライン輸送結節点)やウラジオストク港、メキシコのサリナクルス港等を考慮した。

ノード間の輸送経路は、海上、陸上(パイプラインと鉄道用)、送電の3通りを考慮した。図 2-5 に海上・陸上経路を示す。これらは輸送可能な全ての経路を示しており、最適化の結果として、輸送物質や輸送ルート、輸送量が決定される。輸送経路の推計には、ノード間の最短経路探索プログラムを別途構築した(第 2.3.5.3 節)。

NE5.0 モデルの時間的解像度は電力・水素とそれ以外で異なる設定とした。電力では年間 64 時間帯分割(=4 季節×2 天候代表日/季節×8 時間帯/代表日)とした。季節は 12 月~2 月、3 月~5 月、6 月~8 月、9 月~11 月の 4 区分である。北半球と南半球では季節が異なるため、本研究では「夏」や「冬」等の表現は避けている。天候代表日としては「晴れの日」と「曇りの日」を考慮し、太陽光発電の天候変動を表現した(2.3.3.1 節)。代表日の負荷曲線は実時間ベースで考慮した(持続曲線ではない)。水素についても、日間・季節間貯蔵をモデル化するため、年間 64 時間帯で需給バランスを確保する定式化とした。他方、電力・水素以外のエネルギー・物質は年間需給のみを考慮した。

本節では、以下、モデルの主要想定を記す。

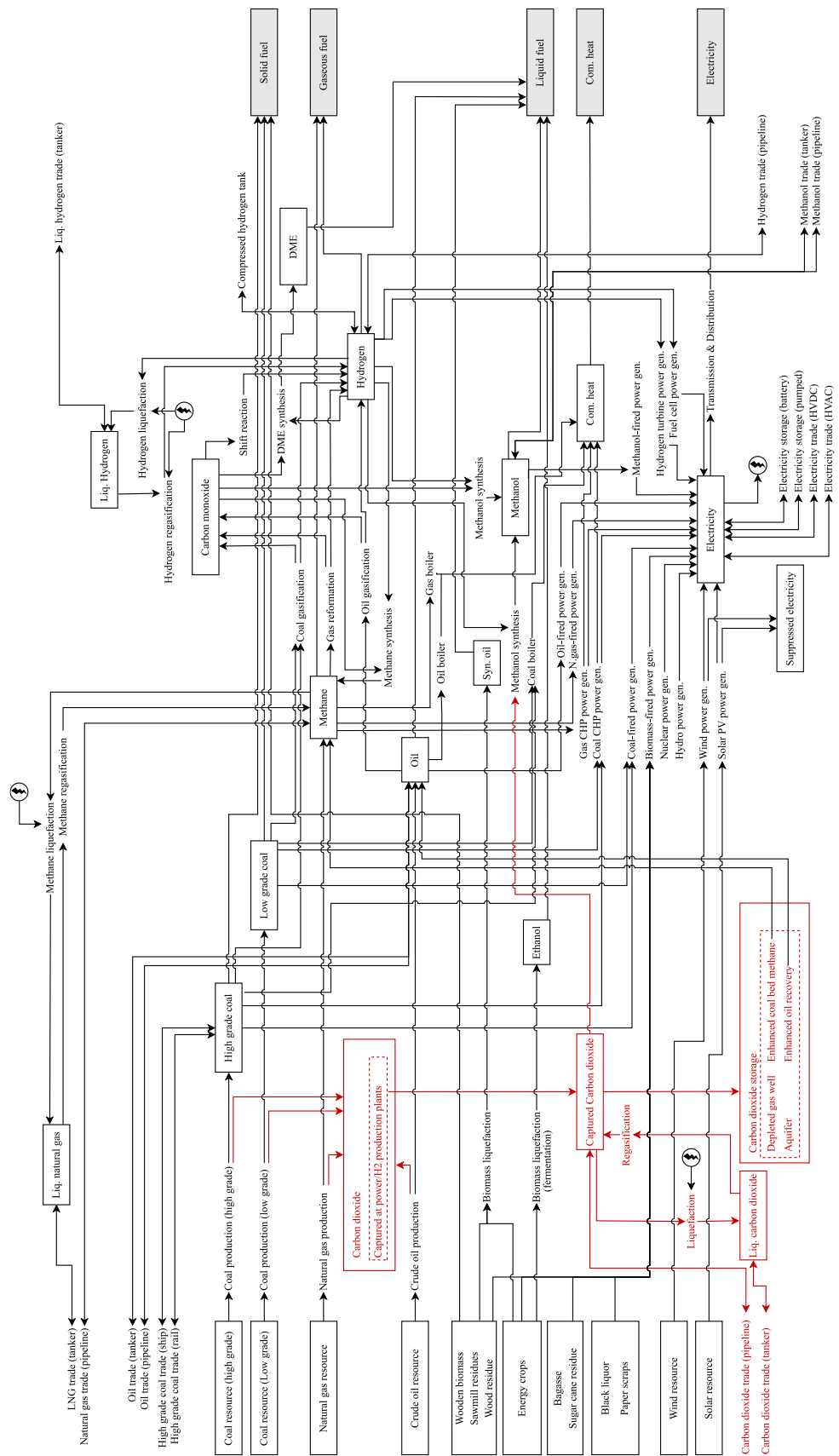


図 2-4 NE5.0 モデルのシステム構成要素

(注) 赤色部分は CO₂ に係るフローを示す

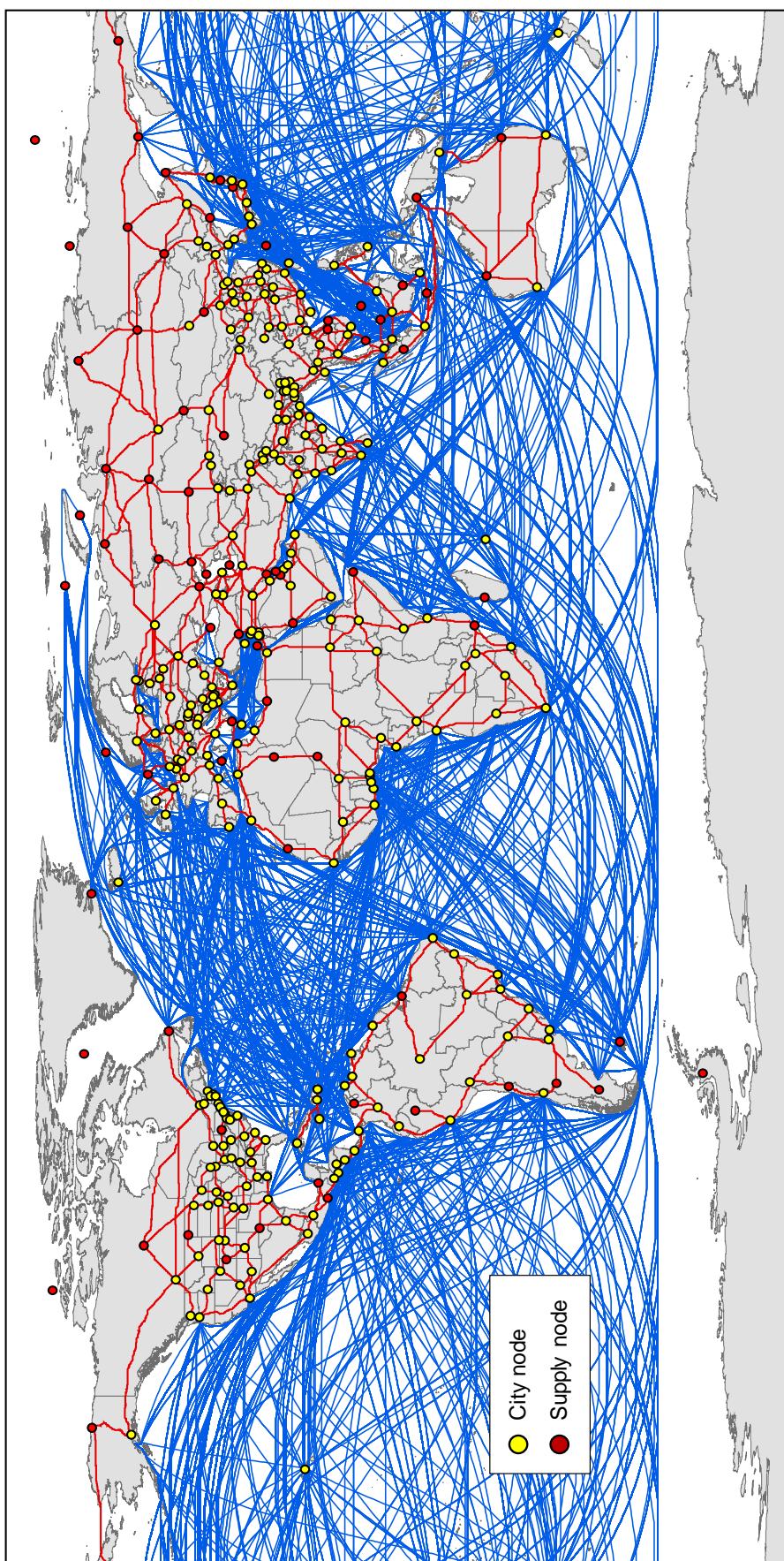


图 2-5 世界 363 地域版 NE5.0 モデルの地域分割と海上・陸上輸送経路

2.3.1. 最終消費部門と省エネルギー

2.3.1.1. 最終エネルギー需要の想定

エネルギー最終消費部門は、燃料形態別(固体燃料, 気体燃料, 液体燃料, 電力, 商業熱)の5部門として定式化した。図 2-6 に世界全体の需要想定を示す。詳細は付表 A-6~付表 A-8 に載せた。

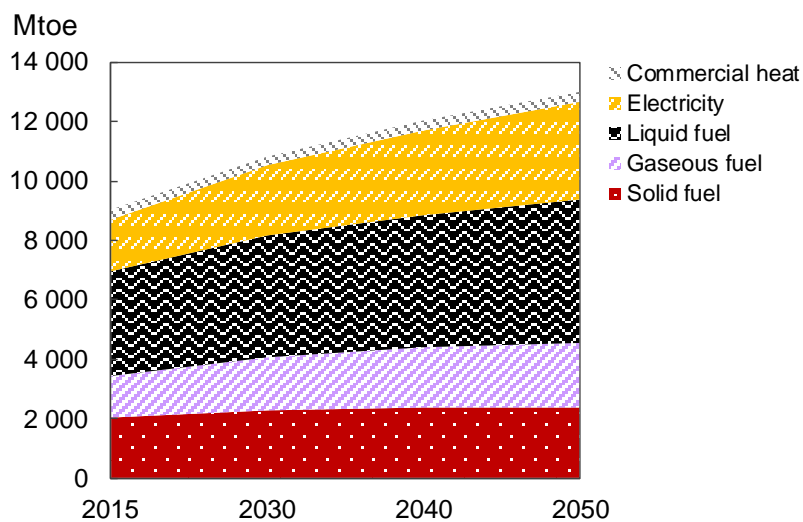


図 2-6 最終エネルギー需要の想定

2050年までの需要想定は IEEJ^[2-18]の「レファレンスシナリオ」を基に作成した。当該文献^[2-18]の需要は世界 12 カ国¹²と集約的に 13 地域¹³であり、燃料別(石炭, 天然ガス, 石油, 電力, 熱, 水素, 再エネ)の見通しとなっている。NE5.0 モデルの構造に一致させるため、地域区分と需要区分を次の通り調整した。

地域区分については、次の 2 つのステップで調整した。①まず、IEEJ^[2-18]の集約化地域を 2015 年の各国需要実績^[2-3]で按分し、世界 143 カ国・地域の需要見通し(2015~2050 年)を作成した。②次に、国を細分化したノードについて、地方行政区分等の需要実績値が入手可能な場合は、その値で按分した。データが入手困難であった場合には、2015 年時点の人口で按分した。地方行政区分別のデータについて、需要規模が大きな米国、中国、インド、日本を例に挙げると、米国は州別のエネルギー消費実績値^[2-19]で、日本は都道府県別のエネルギーバランス表^[2-20]を用いて按分した。中国は、電力需要は省別発電電力量^[2-21]を基に設定し、その他燃料形態に

¹² 中国, インド, 日本, 韓国, 台湾, インドネシア, マレーシア, ミャンマー, フィリピン, タイ, ベトナム, 米国.

¹³ 世界, アジア, ASEAN, 北米, 中南米, OECD ヨーロッパ, 非 OECD ヨーロッパ, 欧州連合, アフリカ, 中東, オセアニア, OECD, 非 OECD.

については人口按分とした。インドは本研究では十分な情報が得られなかったため、全てのエネルギー需要を州別人口で按分した。

需要区分については、表 2-4 のように対応させた。

表 2-4 最終エネルギー需要区分(IEEJ との対応表)

NE5.0	IEEJ
Solid fuel	Coal, Solid biomass
Gaseous fuel	Natural gas, Hydrogen, Biogas
Liquid fuel	Oil, Liquid biomass
Electricity	Electricity
Commercial heat	Heat, Other renewables

なお、IEEJ^[2-18]では再エネの最終消費を集約的に公表しており、内訳は分からない。本研究では、2015 年の実績値^[2-3]で按分して、将来のバイオマス系燃料と「その他再エネ」を分割した。この「その他再エネ」は主に地熱と太陽光であり、熱供給目的と考えられることから、NE5.0 モデルでは商業熱区分に組込んでいる。

各需要は、表 2-5 に示した 2 次エネルギーで賄われるものと想定した。固体燃料は石炭と固体バイオマスで、気体燃料はメタン又は水素で、液体燃料は石油、合成石油、メタノール、エタノール、ジメチルエーテルで満たせると想定した。このように、本モデルでは各燃料形態内での代替は考慮されている一方、サービス需要を考慮していないため、需要側技術や燃料形態を超えた代替(電化等)は内生的には考慮されていない。この点は本モデルの限界の一つであり、今後の重要な検討課題である(但し、運輸自動車については、第 4.2 節でボトムアップ的モデル化を行った)。

表 2-5 最終エネルギー需要と供給可能な 2 次エネルギー

		Final energy demand				
		Solid fuel	Gaseous fuel	Liquid fuel	Electricity	Commercial heat
Secondary energy	Coal (high grade)	✓				
	Coal (low grade)	✓				
	Methane		✓			
	Oil			✓		
	Electricity				✓	
	Solid biomass	✓				
	Hydrogen		✓			
	Synthetic oil			✓		
	Methanol			✓		
	Ethanol			✓		
	Dimethyl ether			✓		
	Commercial heat					✓

2.3.1.2. 省エネルギーの想定

省エネルギー(省エネ)には、環境政策とは無関係に進展するもの(技術進歩や産業構造変化による自然発生的な省エネ)と環境政策に誘発されるもの(CO₂排出規制や炭素税による省エネ)の2種類があると考えられる。本研究のエネルギー需要は外生的に与えるが、前者の省エネについてはIEEJ^[2-18]のシナリオ内に織込み済みと考え、モデル評価では後者を推計する。

省エネの推計方法として、需要側技術を積み上げるボトムアップ的手法と価格弾性値から推計するトップダウン的手法がある。NE5.0モデルはサービス需要を考慮していないため、トップダウン的手法を採用した。定性的に説明をすると、長期価格弾性値の定義式から逆需要関数を導出し、エネルギー消費量抑制による消費者効用の損失を省エネコストと定義した(詳細は付録A.2.1)。省エネコスト推計においては、各最終消費部門の「長期価格弾性値」と「エネルギーの最終消費者価格(End-user price)」を想定する必要がある。長期価格弾性値は、世界各国の情報を十分に収集できなかったため、従来モデル^[2-17]に倣って部門共通で-0.4と仮定した¹⁴。これは非常に簡易的な想定と言える。今後は部門別・国別の価格弾性値情報を収集し、モデル想定の妥当性を高めていく必要がある。最終消費者価格については、OECD諸国を中心とする一部の国のデータ(そして一部のエネルギー源)のみが入手可能であったため^[2-22]、社会経済的状況を考慮しつつ、付表A-12の通り設定した。

2.3.2. 一次エネルギー生産部門

一次エネルギー資源として11種類を考慮した(高品位炭、低品位炭、天然ガス、原油、水力、太陽光、陸上風力、林産系バイオマス、エネルギー作物、バガス、黒液・古紙)。モデルのノード毎に各資源の生産コスト曲線を作成しており、生産量や需給均衡価格は内生的に決定される仕組みである。ここでは、各エネルギー資源の資源量やコスト想定を記す。なお、本研究では既に存在が確認されたもの(埋蔵量)と未発見量の総和を「資源量」と呼ぶ。

2.3.2.1. 石炭

炭種と埋蔵量定義から計4区分を想定した。炭種として「高品位炭」と「低品位炭」の2種類をモデル化し、それぞれの炭種において「埋蔵量」と「埋蔵量以外の資源」の2つのグレードを設けた(表2-6)。ここでの高品位炭には無煙炭、瀝青炭、亜瀝青炭が、低品位炭は褐炭が含まれる。

¹⁴ 文献^[2-17]の330頁の「Long-term Energy Price Elasticities by region and type」。

埋蔵量や資源量は WEC^[2-23]を基に設定した。石炭全体の資源量は約 12460Gtoe と想定する。これは、2015 年の世界全体の石炭生産量(IEA エネルギーバランス表によれば 3.8Gtoe)と比較すると、桁違いの規模である。ノード別の生産コストは主要産炭国に関する分析¹⁵を基に設定し、更に、2015-2017 年の産炭国市場価格に概ね一致するように利権料を上乗せした。図 2-7 に世界全体での石炭供給コスト曲線を示す。生産量増加と共に供給コストは増加するが、資源量が膨大であるため、長期間においてもコスト上昇は限られる。

表 2-6 石炭資源の想定

Grade	Definition	Global potential (Gtoe)	Production cost (US\$/toe)	Royalties (US\$/toe)
High Grade 1	Hard coal (reserves)	442	39~76	30~69
High Grade 2	Hard coal (other resources)	10676	59~114	30~69
Low Grade 1	Brown coal (reserves)	86	53~82	17~35
Low Grade 2	Brown coal (other resources)	1254	80~124	17~35

(出典)埋蔵量と資源量は WEC^[2-23]の情報を基に想定。生産コストや利権料は筆者想定(脚注 15 を参照されたい)。

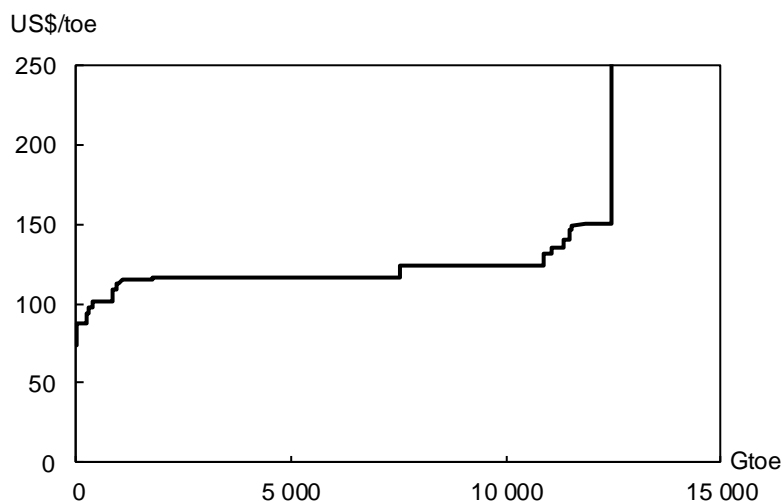


図 2-7 世界全体での石炭供給曲線の想定

(注)供給コストには生産国における生産コストと利権料が含まれる。

エネルギー輸送コストは含まれておらず、長距離輸送を実施する際には、別途、上乗せされる

¹⁵ IEA^[2-24]の Figure3.7 では豪州、インドネシア、ロシア、南アフリカの生産コストを推計しており、また、EIA^[2-25]は米国の価格をモデル化している。本研究では、これらを参考に高品位炭(グレード 1)の生産コストを設定した。

図 2-8 に石炭資源量(世界 14 地域区分に集約化したもの)を, 図 2-9 にノード別の資源量を示す。地域別には豪州や中国, ロシア, 米国の資源量が突出しているが, 近年の実需要規模を踏まえれば, 実質的には世界各地に広く賦存していると言える。

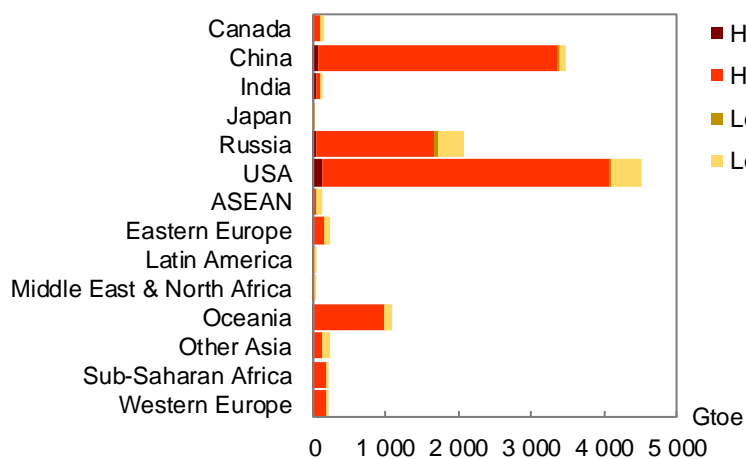


図 2-8 主要地域別の石炭資源量想定

(出典)WEC^[2-23]の情報を基に筆者作成

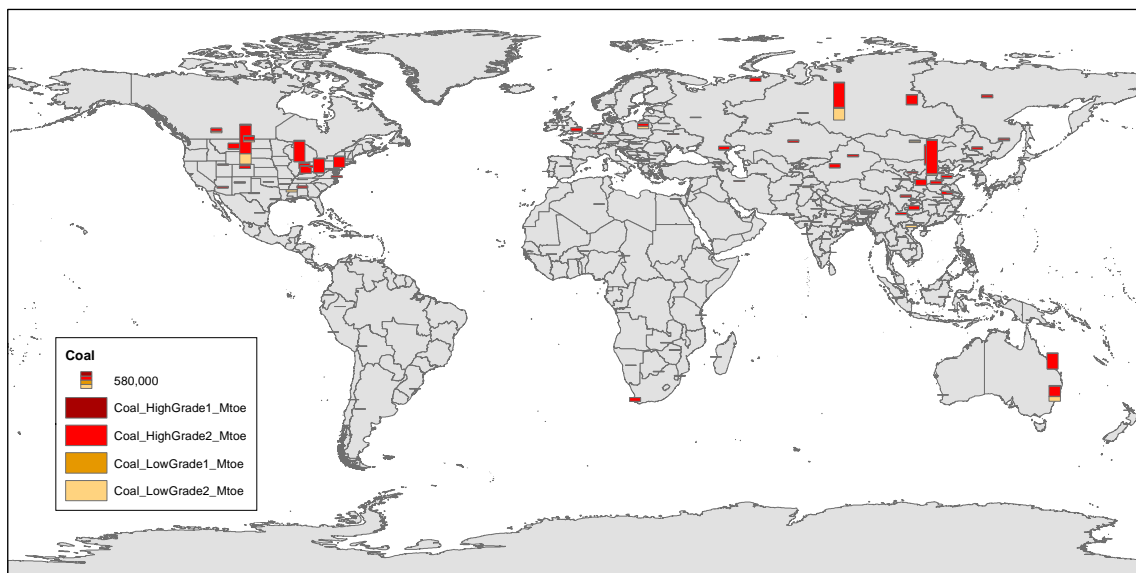


図 2-9 ノード別の石炭資源量想定(単位:Mtoe)

(出典)WEC^[2-23]の情報を基に筆者作成

2.3.2.2. 天然ガス

天然ガス資源量は計 7 つのグレードでモデル化した。グレード 1 は BP^[2-26]の確認埋蔵量から、グレード 2~グレード 7 は USGS^[2-27]の未発見資源量の存在確率に応じて設定した(表 2-7)。天然ガス未発見資源量と NE5.0 のノード分布を図 2-10 に示す。なお、米国については USGS^[2-27]にて評価対象外であったため、EIA^[2-25]の「Unproved resources」から設定した¹⁶。世界全体の資源量想定は 490Gtoe となった。2015 年の世界全体の天然ガス生産量(3.0Gtoe)を基準とすると、約 163 年分に相当する。

生産コストについては、グレード 1 は IEA^[2-28]を参考にノード別に設定し¹⁷、更に、2015-2017 年の FOB 価格実績等から利権料を推計して上乘せた。図 2-11 に世界全体の供給曲線を示す。石炭と比較すると傾きが急であり、採掘と共に供給コストが増加しやすい想定である。

表 2-7 天然ガス資源の想定

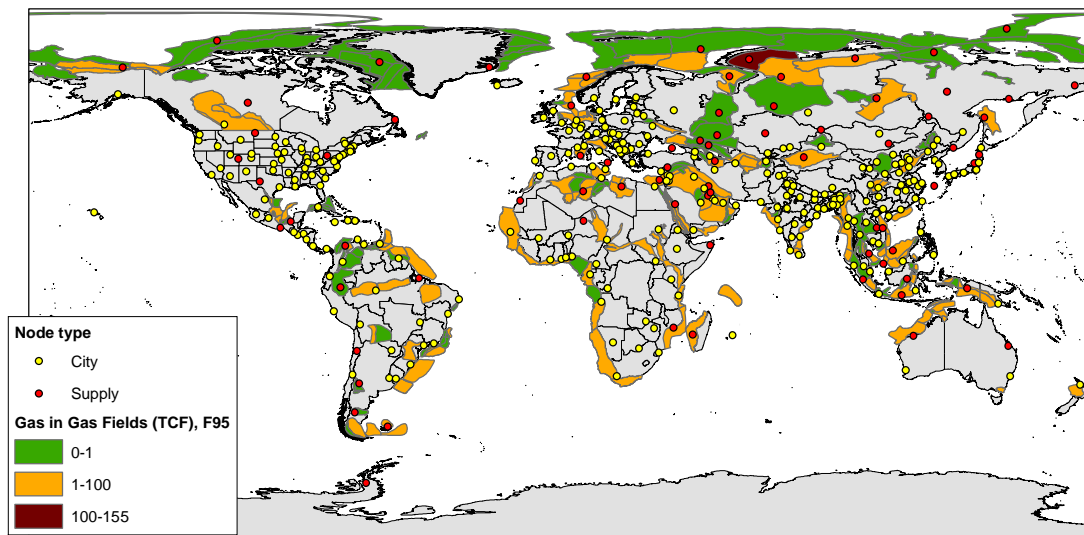
Grade	Location	Definition	Global potential (Gtoe)	Production cost (US\$/toe)	Royalties (US\$/toe)
1	No criteria	Total proved reserves	155	3~129	3~126
2	Onshore	Undiscovered resources (F95)	33	5~194	3~126
3	Onshore	Undiscovered resources (F95~F50)	25	6~258	3~126
4	Onshore	Undiscovered resources (F50~F5)	46	8~323	3~126
5	Offshore	Undiscovered resources (F95)	36	5~226	3~126
6	Offshore	Undiscovered resources (F95~F50)	50	7~290	3~126
7	Offshore	Undiscovered resources (F50~F5)	145	8~355	3~126

(出典)グレード 1 のポテンシャルは BP^[2-26]、グレード 2-7 は主に USGS^[2-27]から設定、生産コストや利権料は IEA^[2-28]や FOB 価格実績を基に筆者想定

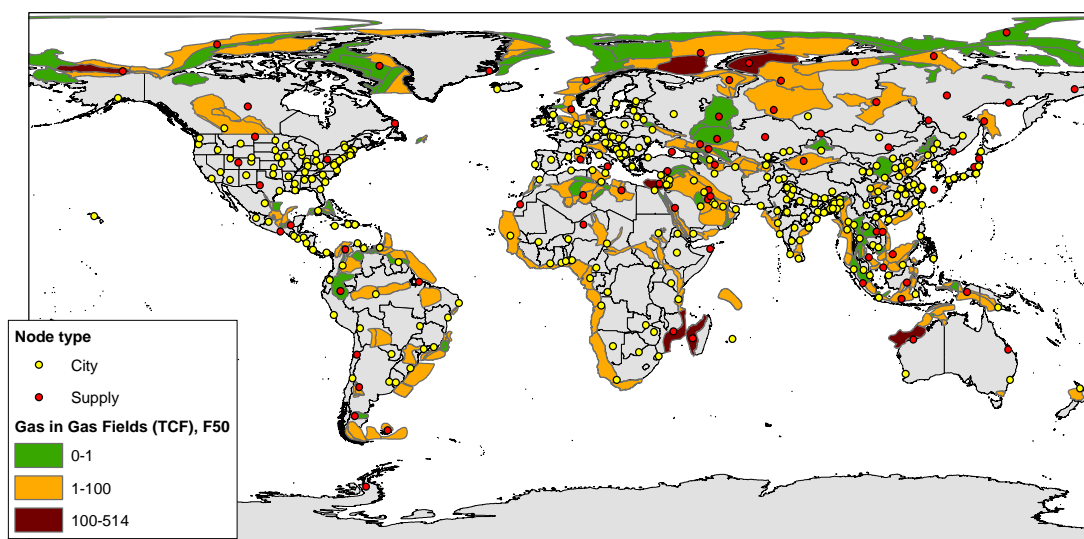
(注)表中の F95 や F50, F5 は未発見資源の存在確率推定値を示す。例えば、F95 は「95%以上の確率で存在すると推定される資源」を指す

¹⁶ 当該文献の Table9.2.

¹⁷ IEA の Table13.6(483 頁)では、中東や北アフリカ、中央アジア、ロシア等の主要ガス生産国の生産コスト推計値が取りまとめられている。



(a) 存在確率 95%以上の資源(F95)

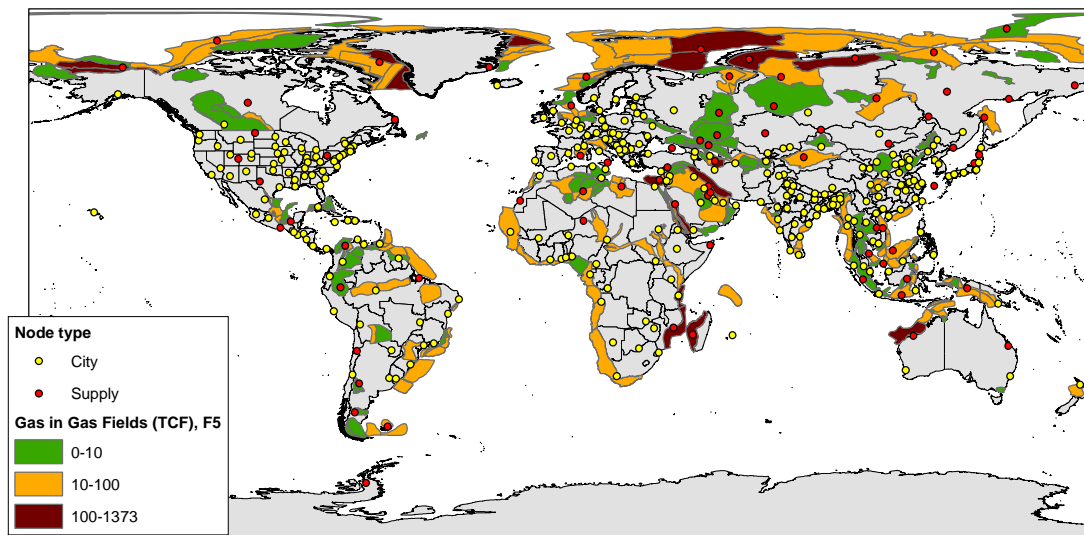


(b) 存在確率 50%以上の資源(F50)

図 2-10 主要堆積盆地における天然ガス未発見資源と NE5.0 モデルのノード分布

(出典) 未発見資源量は USGS^[2-27]

(注) TCF = Trillion Cubic Feet. 米国の未発見資源量は USGS^[2-27] の評価対象外であったため、図中では表示していない。



(c) 存在確率 5%以上の資源(F5)

図 2-10 主要堆積盆地における天然ガス未発見資源と NE5.0 モデルのノード
(前頁からの続き)

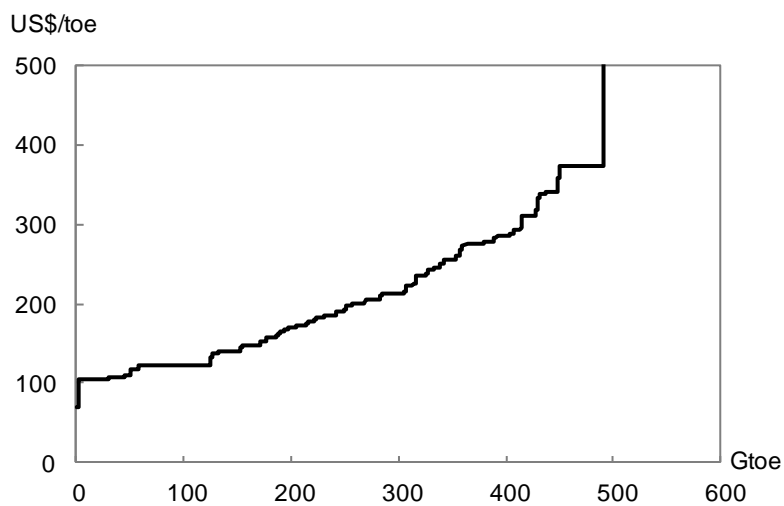


図 2-11 世界全体での天然ガス供給曲線の想定

(注) 供給コストには生産国における生産コストと利権料が含まれる。
エネルギー輸送コストは含まれておらず、長距離輸送を実施する際には、別途、上乘せされる

図 2-12 に主要地域別(世界 14 地域区分)の天然ガス資源量を, 図 2-13 にノード別の資源分布を示す. 中東・北アフリカやロシア, 米国, ラテンアメリカ地域に多く賦存している. ロシアについては, 北極海沿岸に豊富なガス資源が眠っているとされ, グレード 6~7 が大きい.

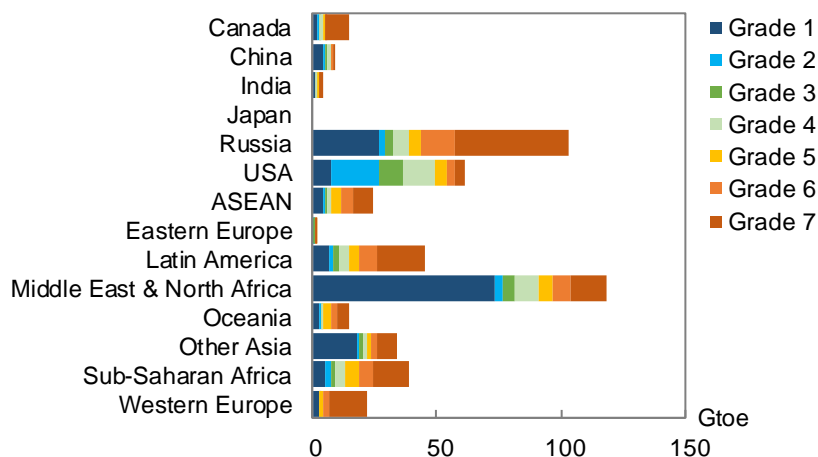


図 2-12 主要地域別の天然ガス資源量想定

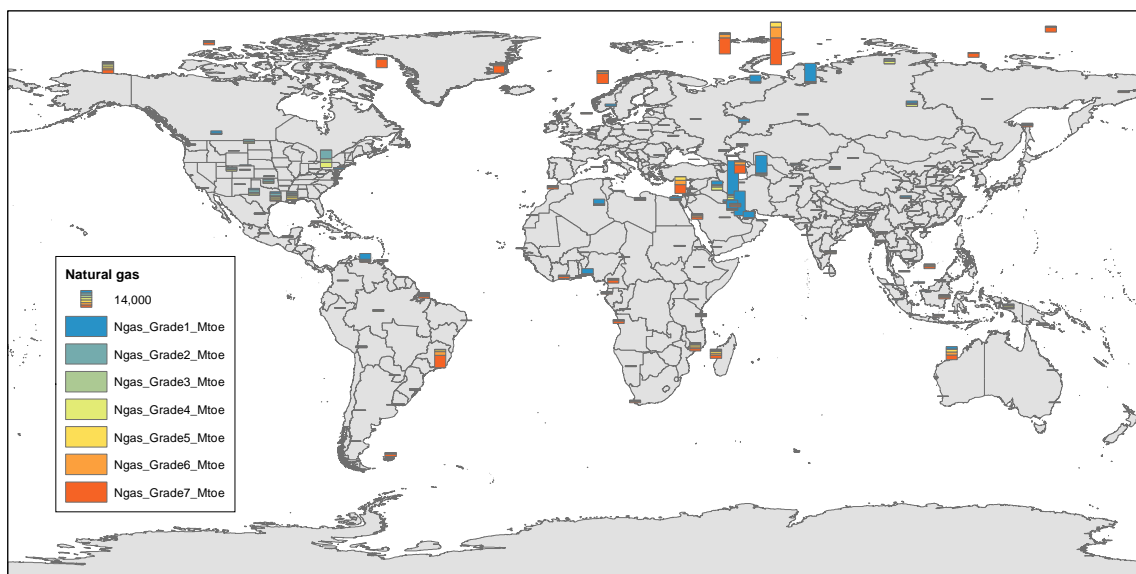


図 2-13 ノード別の天然ガス資源量想定(単位:Mtoe)

2.3.2.3. 原油

原油資源として、原油と Natural Gas Liquids (NGL) も考慮した。天然ガスと同様の出典・資源量定義で7つのグレードをモデル化した(表 2-8)。原油未発見資源量と NE5.0 のノード分布を図 2-14 に示す。世界全体の資源量想定は 452Gtoe となった。2015 年の世界全体の原油・NGL 生産量(4.4Gtoe)を基準とすると、約 103 年分の規模である。ノード別の生産コストは田中^[2-29]を参考に設定し¹⁸、利権料を上乗せした。図 2-15 に世界全体での供給曲線を示す。累積生産量 200Gtoe 付近まで平坦な形状が窺えるが、これは中東地域やベネズエラ等の確認埋蔵量(グレード 1)が膨大なためである。

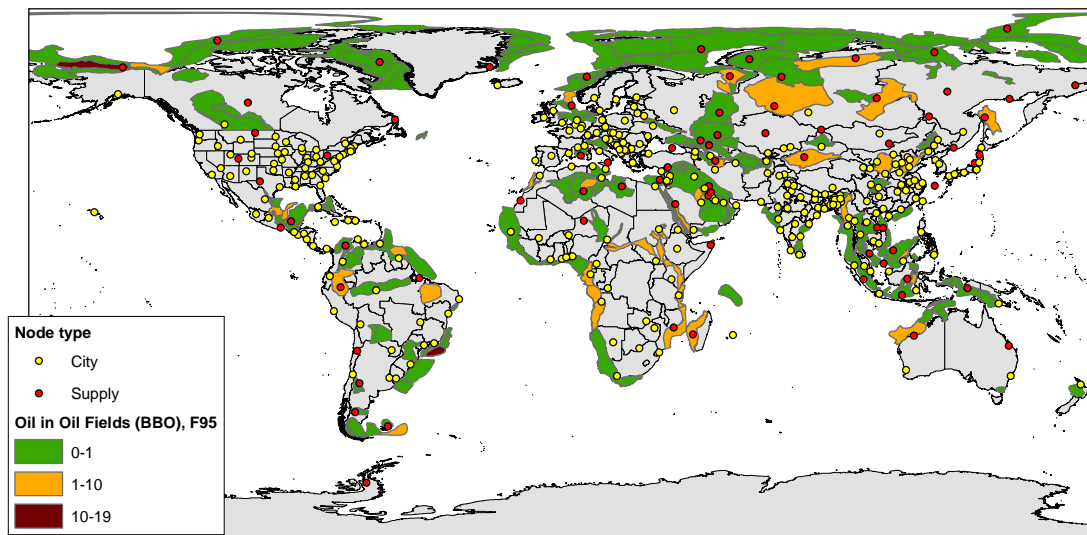
表 2-8 原油資源の想定

Grade	Location	Definition	Global potential (Gtoe)	Production cost (US\$/toe)	Royalties (US\$/toe)
1	No criteria	Total proved reserves	219	55~496	18~301
2	Onshore	Undiscovered resources (F95)	22	82~744	18~301
3	Onshore	Undiscovered resources (F95~F50)	21	110~992	18~301
4	Onshore	Undiscovered resources (F50~F5)	41	137~1240	18~301
5	Offshore	Undiscovered resources (F95)	22	96~868	18~301
6	Offshore	Undiscovered resources (F95~F50)	33	124~1116	18~301
7	Offshore	Undiscovered resources (F5)	94	151~1364	18~301

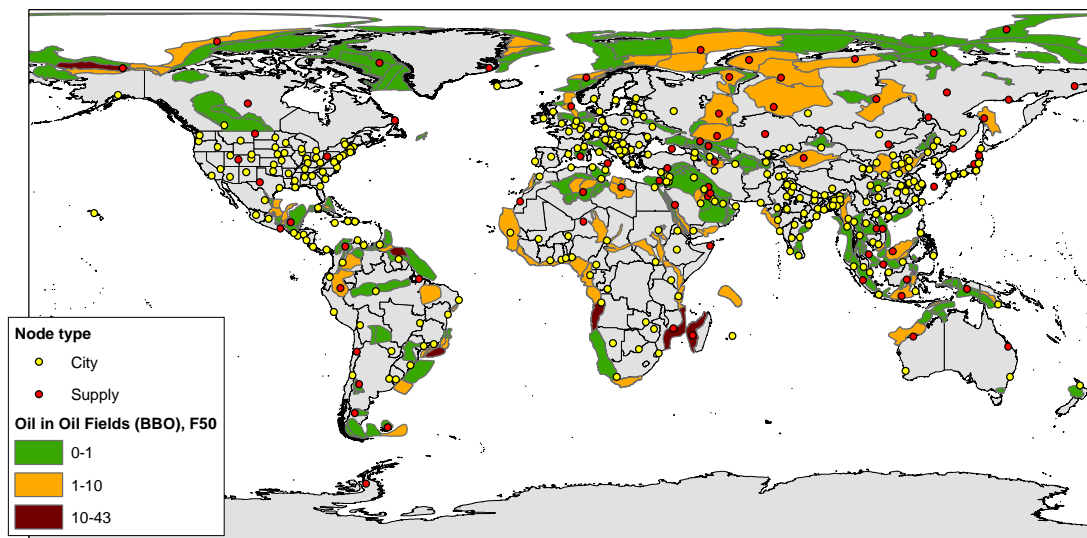
(出典)グレード 1 のポテンシャルは BP^[2-26]、グレード 2-7 は主に USGS^[2-27]から設定、生産コストや利権料は田中^[2-29]や FOB 価格実績を基に筆者想定

(注)表中の F95 や F50, F5 は未発見資源の存在確率推定値を示す。例えば、F95 は「95%以上の確率で存在すると推定される資源」を指す

¹⁸ 田中^[2-29]の図 4(19 頁)に石油生産コストの国際比較がある。



(a) 存在確率 95%以上の資源(F95)

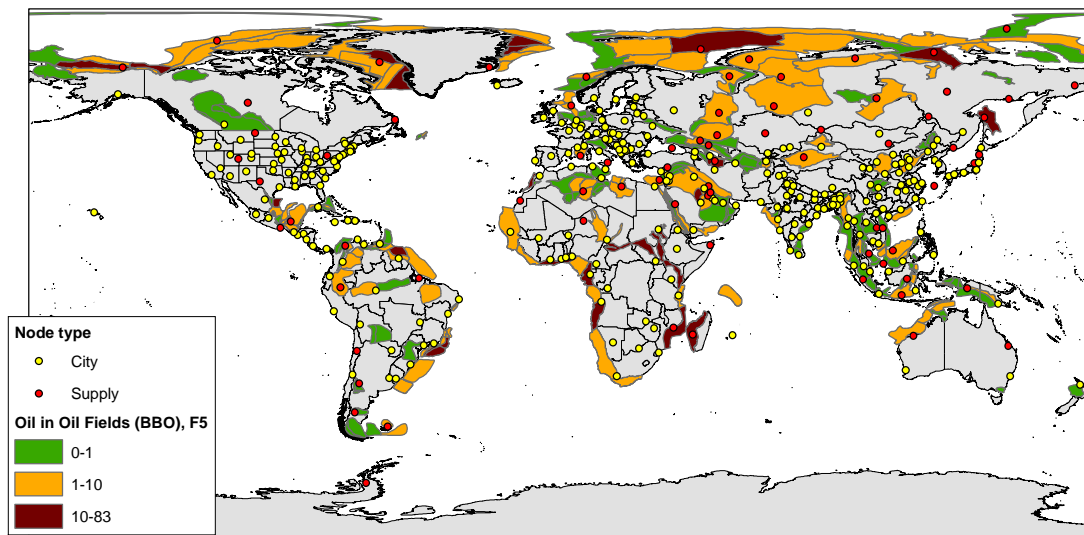


(b) 存在確率 50%以上の資源(F50)

図 2-14 主要堆積盆地における原油未発見資源と NE5.0 モデルのノード分布

(出典) 未発見資源量は USGS^[2-27]

(注) BBO = Billion Barrels of oil. Natural gas liquids 含む. 米国の未発見資源量は USGS^[2-27] の評価対象外であったため、図中では表示していない。



(c) 存在確率 5%以上の資源(F5)

図 2-14 主要堆積盆地における原油未発見資源とNE5.0モデルのノード分布
(前頁からの続き)

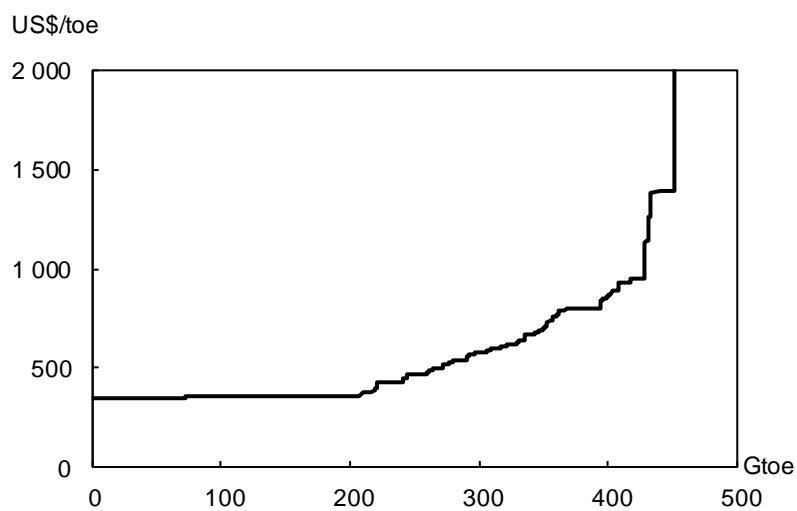


図 2-15 世界全体での原油供給曲線の想定

(注) 供給コストには生産国における生産コストと利権料が含まれる。
エネルギー輸送コストは含まれておらず、長距離輸送を実施する際には、別途、上乘せされる

図 2-16 に原油資源量(世界 14 地域区分)を, 図 2-17 にノード別の資源分布を示す. 中東やベネズエラ, カナダにグレード 1 の資源が集中している様子が窺える.

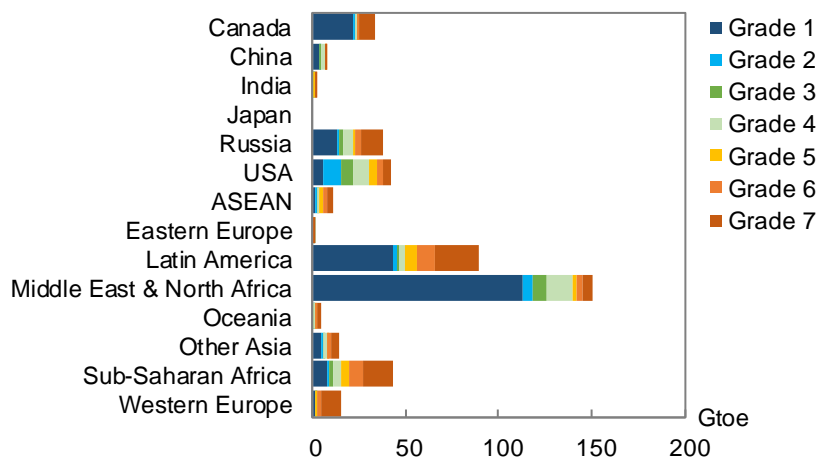


図 2-16 主要地域別の原油資源量想定

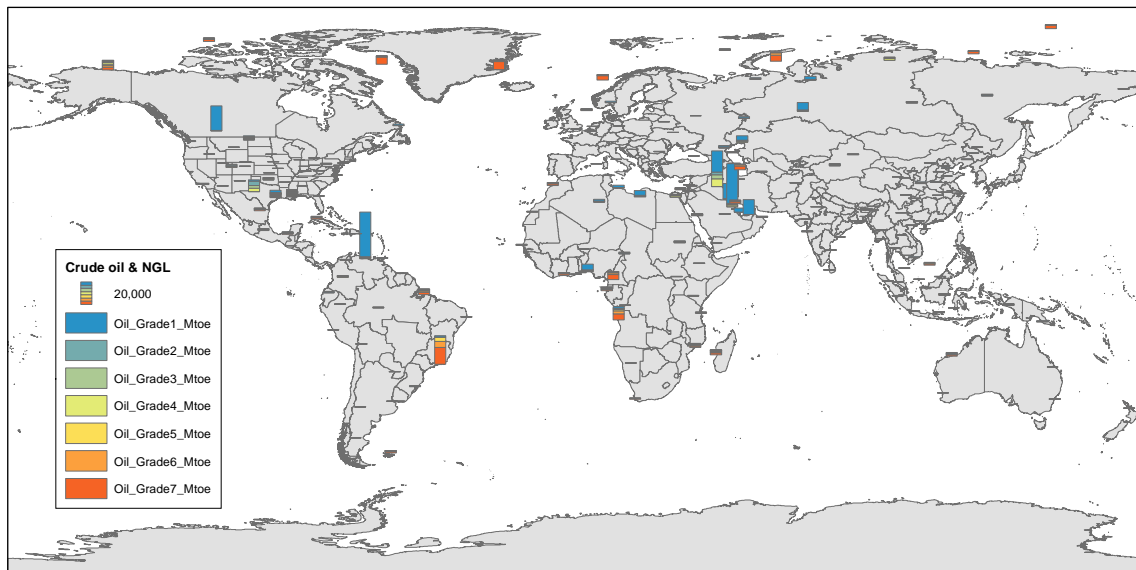


図 2-17 ノード別の原油資源量想定(単位:Mtoe)

2.3.2.4. 水力

水力資源は、Hoesらの推計^[2-30]を基に、既開発資源(グレード1)と未開発資源(グレード2~5)の計6つのグレードでモデル化した(表2-9)。世界全体の資源量想定は約47PWh/年である。2015年の世界の総発電電力量(約24PWh)と比較して1.9倍の規模である。

表 2-9 水力資源・発電設備の想定

Grade	Definition	Global total (PWh/year)	Construction cost in 2015~2050 (US\$/kW)	Lifetime (year)	Annual expense rate (%)
1	Exploited resources	3.9	2000~3375	60	8
2	Unexploited resources (capacity ≥ 1GW)	4.3	3000~5063		
3	Unexploited resources (1GW > capacity ≥ 100MW)	11.5	4000~6750		
4	Unexploited resources (100MW > capacity ≥ 10MW)	15.8	5000~8438		
5	Unexploited resources (10MW > capacity ≥ 1MW)	11.3	6000~10125		

(出典)資源量や設備規模はHoesらの推計^[2-30]を参照し、建設コストや設備寿命、年経費率はIEA^[2-31]や既設発電所実績等を参考に設定

(注)建設コストの幅は全ノードの最小値と最大値を示す

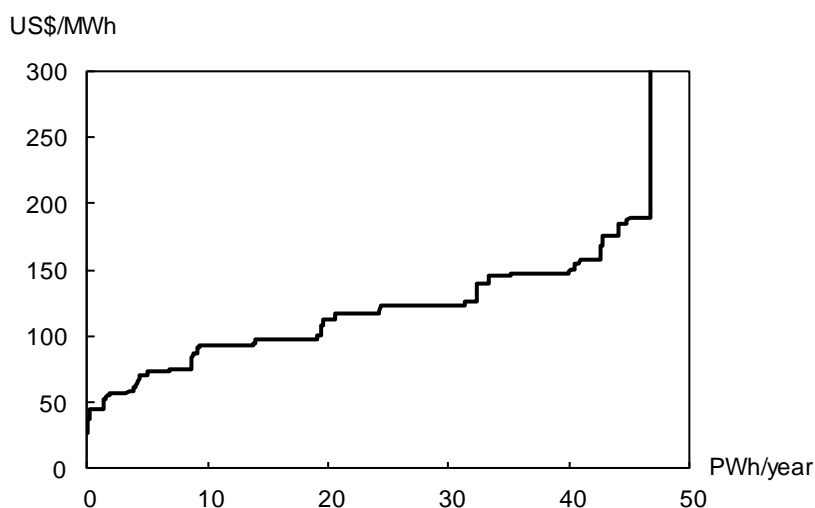


図 2-18 世界の水力発電コスト曲線の想定

未開発資源は設備規模に応じて定義し、発電コストで差を設けた。建設コストや設備寿命、年経費率の想定はIEA^[2-31]や既設発電所の運転状況等を参考に設定している。なお、水力発電は成熟技術と考えられるため、建設コストは時点によらず一定とした。各ノードの未開発分の推計に

あたっては資源量から既開発分を差引いたが、その際には安価なグレードから順に差引いている。各グレードの設備利用率については、グレード1は実績値(IEA^[2-3]の発電量とIRENA^[2-32]の設備容量からの推計値)を、グレード2~5では一律50%を想定した。図2-18に水力発電コスト曲線の想定を示す。当該図は資源賦存地点における発電コストを示しており、電力需要地まで長距離送電が必要な場合にはそのコストが別途上乘せされることになる。

図2-19に主要地域別(世界14地域)の資源量想定を、図2-20にノード別の水力資源分布を示す。アジアでは中国南西部やミャンマー、北米ではカナダ、南米ではアマゾン川流域、アフリカではコンゴ川水系に比較的大きな資源があることが分かる。

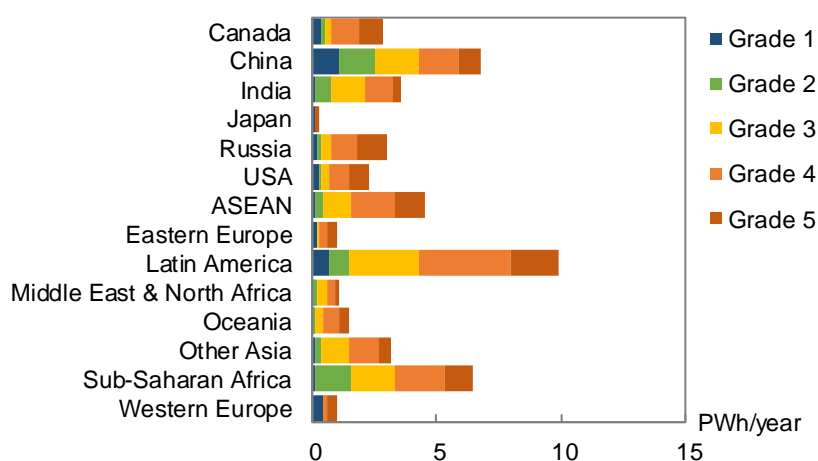


図 2-19 主要地域別の水力資源量想定

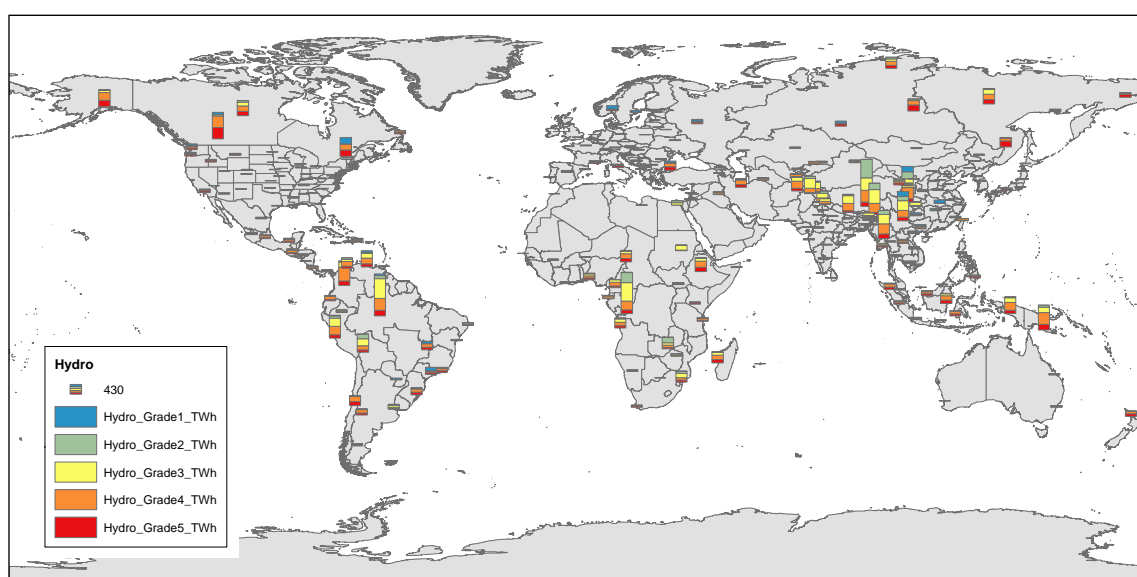


図 2-20 ノード別の水力資源量想定(単位:TWh)

2.3.2.5. 風力

風力資源は本研究では陸上風力のみ想定し、Boschら^[2-33]の国別ポテンシャル推計を基に、既開発資源(グレード 1)と未開発資源(グレード 2~7)をモデル化した(表 2-10)。世界全体の資源量としては約 660PWh/年である。2015 年の世界の総発電電力量比で 28 倍の規模である。

表 2-10 風力資源・発電設備の想定

Grade	Definition	Global total (PWh/year)	Construction cost in 2015 (US\$/kW)	Lifetime (year)	Annual expense rate (%)
1	Exploited resources	0.8	1240~2430	25	11
2	Unexploited resources (capacity factor $\geq 35\%$)	49.3	1240~2430		
3	Unexploited resources (35% > capacity factor $\geq 30\%$)	95.1	1240~2430		
4	Unexploited resources (30% > capacity factor $\geq 25\%$)	174.5	1240~2430		
5	Unexploited resources (25% > capacity factor $\geq 20\%$)	128.5	1240~2430		
6	Unexploited resources (20% > capacity factor $\geq 15\%$)	113.2	1240~2430		
7	Unexploited resources (15% > capacity factor $\geq 10\%$)	94.5	1240~2430		

(出典)資源量や設備利用率は Boschら^[2-33]を基に、建設コストや設備寿命、年経費率は IEA^[2-31]等から設定

(注)建設コストの幅は全ノードの最小値と最大値。設備利用率については、グレード 1 では実績値(IEA^[2-3]の発電量と IRENA^[2-32]の設備容量からの推計値)を、グレード 2~7 では Boschら^[2-33]の推計値を用いた。

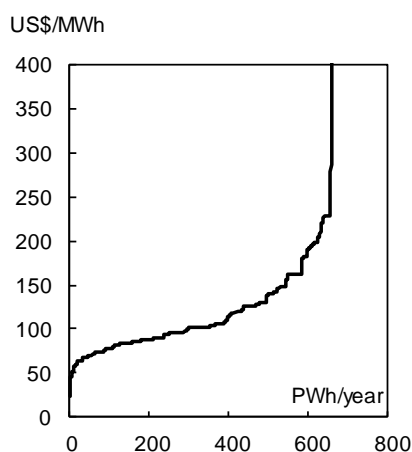


図 2-21 世界の風力発電コスト曲線(2015年)

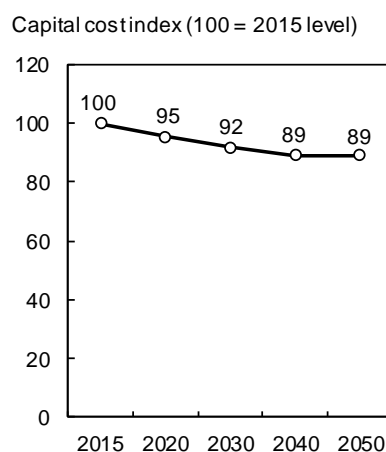


図 2-22 風力発電のコスト低減想定

未開発資源は Boschら^[2-33]の設備利用率推計値に応じて分類した。建設費コストや設備寿命、年経費率の想定は IEA^[2-31]等を基にしている。図 2-21 に 2015 年の世界全体での風力発電コスト曲線の想定を示す。将来の建設コストについては、風力発電機の大型化等に伴い、世界一

律で2050年までに約11%低減すると仮定した(図2-22)。なお、図2-21は資源賦存地点での発電コストを示しており、資源が僻地に賦存する場合には、需要地までの輸送コストが別途必要となる。風力発電の発電出力波形の想定については第2.3.3.1節を参照されたい。

図2-23に主要地域別(世界14地域)の風力資源量を、図2-24にノード別の資源量を示す。ロシアや中東・北アフリカ、サブサハラアフリカ(ソマリア含む)、オーストラリアに豊富な資源が賦存している、他方でインドやASEAN地域の資源は比較的限られる。

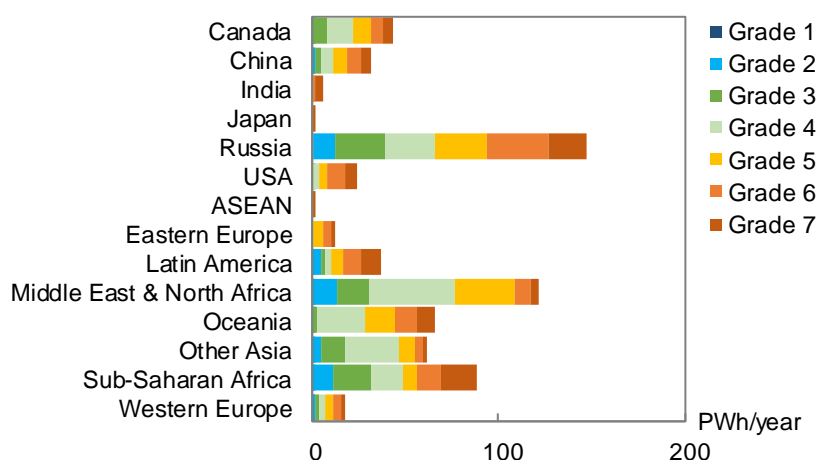


図 2-23 主要地域別の風力資源量想定

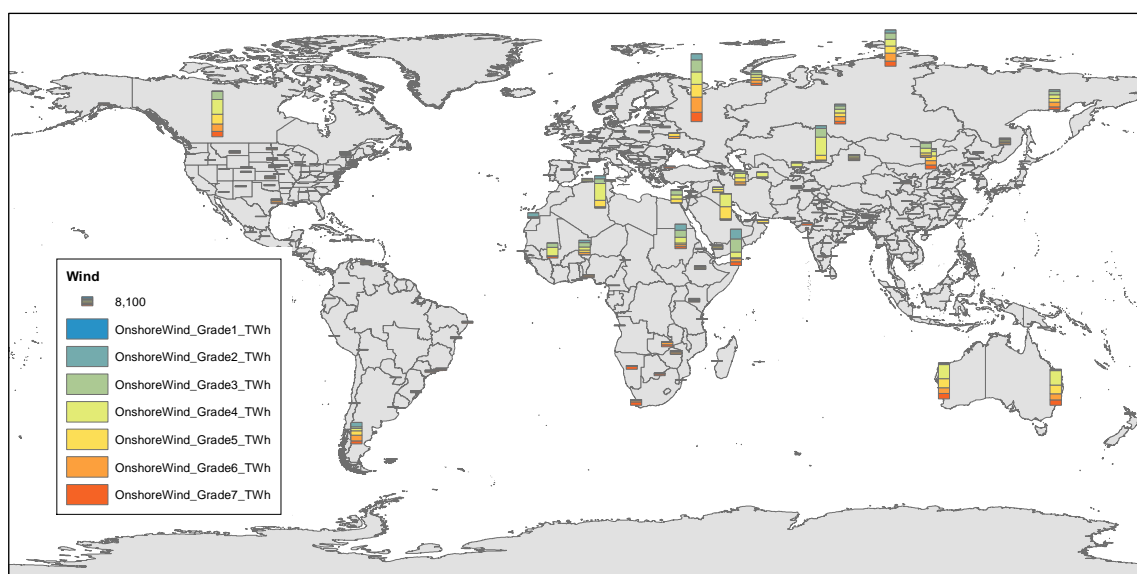


図 2-24 ノード別の風力資源量想定(単位:TWWh)

2.3.2.6. 太陽光

太陽光発電の資源量は膨大とされ、例えば、RITE^[2-34]は世界全体で 1270PWh/年と推計している。当該推計^[2-34]によればアフリカの資源量(528PWh/年)が突出しているが、世界全体に広く賦存しているといえる。そのため、本研究では特段資源量は設定していない。なお、太陽光発電には住宅用と非住宅用に分類されるが、本モデルでは区別せずに検討を行う。各ノードの設備利用率や発電出力波形については第 2.3.3.1 節を参照されたい。

表 2-11 に太陽光発電の建設コスト(2015 年)と設備寿命を示す。太陽光発電はコスト低減が顕著であり、長期的にもコスト低減が継続すると見込まれている^[2-31]。本研究では、2050 年にかけて世界一律で発電コストが 46%減少すると仮定した(図 2-25)。

表 2-11 太陽光資源の想定

Category	Construction cost in 2015 (US\$/kW)	Lifetime (year)	Annual expense rate (%)
Solar Photovoltaics	1320~2670	25	9

(出典)建設コストは IEA の地域別コスト想定^[2-31]から設定

(注)建設コストの幅は全ノードの最小値と最大値を示す。

Capital cost index (2015 level = 100)

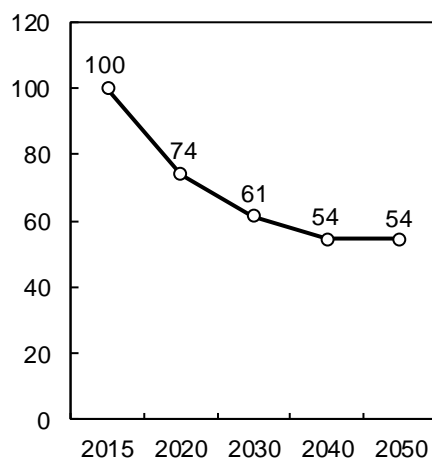


図 2-25 太陽光発電のコスト低減想定

2.3.2.7. バイオマス

本モデルでは地域細分化型世界エネルギーモデル^{[2-16][2-17]}用に推計された資源量・生産コストを基に、4 区分を定義した(表 2-12)。世界全体でのバイオマス資源量想定は 4.9Gtoe/year である。表中の Wooden biomass は成熟林伐採によるバイオマス生産を想定している(本研究では「林産バイオマス」と呼称する)。余剰耕地を利用した短期伐採林についてはエネルギー作物のカテゴリーに含まれている。なお、「Wooden biomass, wood residues and sawmill residues」と「energy crops」のカテゴリーでは、それぞれを更に5つのグレードに分割しており、コストはステップ関数的に上昇する定式化した。図 2-26 に世界全体のバイオマス供給コスト曲線を示す。

表 2-12 バイオマス資源の想定

Category	Global total potential (Gtoe/year)	Production cost (US\$/toe)
Wooden biomass, wood residues and sawmill residues	4.3	120~1200
Energy crops	0.4	80~226
Bagasse and sugar cane residue	0.1	50
Black liquor, paper scraps	0.1	0

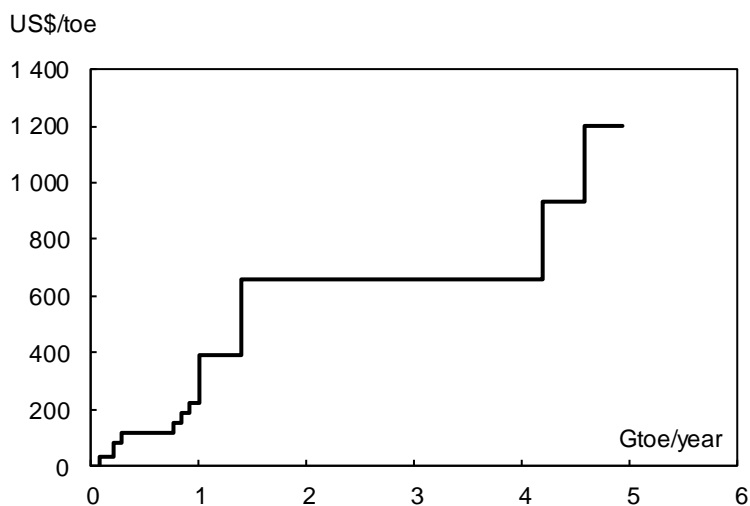


図 2-26 世界のバイオマス供給曲線想定

図 2-27 に主要地域別(世界 14 地域)でのバイオマス資源量を示す。広大な面積と豊富な森林資源を背景に、南米(特にブラジル)やサブサハラアフリカの資源量が多い様子が窺える。

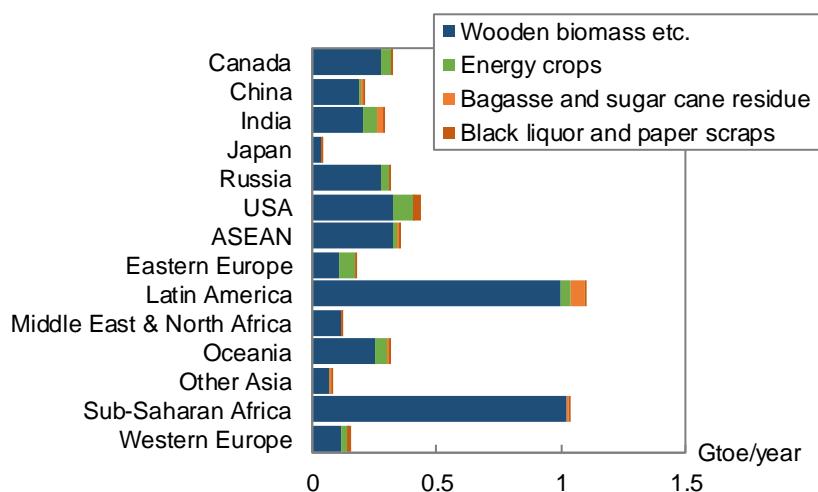


図 2-27 主要地域別のバイオマス資源量想定

2.3.2.8. 原子力

本研究では、評価対象期間(2050 年まで)や技術開発状況を踏まえ、原子力発電技術としては熱中性子炉のみを想定し、高速増殖炉や核融合炉は評価対象外とした。熱中性子炉の技術分類(軽水炉や重水炉等)は行わず、「原子力発電」として一括りでモデル化している。

原子力発電の燃料はウランであるが、原子力発電コスト全体に占める燃料分は限定的とされるため、ウランの資源制約や需給バランスは明示的にモデル化していない。原子燃料コストは IEA^[2-35]で用いられている想定を基にした(世界一律で 9.3 US\$/MWh, その内フロントエンドは 7.0 US\$/MWh, バックエンドは 2.3 US\$/MWh)。原子力発電の建設コストや設備容量想定については第 2.3.3.1 節を参照されたい。

2.3.3. エネルギー転換部門

2.3.3.1. 発電・商業熱供給

(1) 技術想定

NE5.0 モデルでは以下の技術を評価対象とする。

- **発電専用技術**: 既設石炭火力, 石炭火力, 石炭ガス化複合 (IGCC), 既設天然ガス火力, 天然ガスタービン, 天然ガス複合, 石油火力, 水力, 太陽光, 陸上風力, バイオマス専焼火力, 原子力, 水素火力, メタノール火力
- **電力貯蔵技術**: 揚水式水力, 蓄電池
- **熱電併給技術**: 石炭 CHP, 天然ガス CHP, 石油 CHP, バイオマス CHP
- **熱供給専用技術**: 石炭ボイラー, 天然ガスボイラー, 石油ボイラー, バイオマス専焼ボイラー

2015 年時点で世界の電力供給の 6 割を占める石炭火力と天然ガス火力については, 既設設備と新設設備を分けてモデル化し, 発電効率の差を明示的に織込んだ。

発電部門では季節代表日の日負荷曲線を考慮しており, ロシア等の熱需要が大きいノードでは, 電力・熱需要の両者を考慮した技術選択が行われる。但し, 熱需要の季節・時間帯別変化については, データ入手制約のため考慮できなかった(年間需給のみバランスさせる構造としている)。ロシア等の厳寒地では冬季に熱需要が増加すると思われるが, そのような熱需要特性の精緻なモデル化は今後の検討課題である。

表 2-13~表 2-14 に火力発電と原子力発電の技術・経済想定を示す。各技術の出力調整能力や最低出力制約については, 杉山ら^[2-36]を参考に世界共通で設定した。発電技術のコストや変換効率は IEA^[2-31]から地域別のコスト差を考慮した。一部技術の新規建設コストと変換効率については時点と共に変化する想定とした。ここでは 2015 年, 2030 年, 2050 年の想定を示す。表中の幅は全ノードの最小値と最大値を示している。

表 2-13 火力発電・原子力発電の技術的想定

	Lifetime (year)	Ramp-up rate (%/hour)	Ramp-down rate (%/hour)	Share of DSS (%)	Minimum output rate (%)	Annual average availability (%)	Maximum availability (%)
Existing coal-fired	40	26	31	0	30	70	80
Coal-fired	40	26	31	0	30	70	80
IGCC	40	26	31	0	30	70	80
Existing gas-fired	40	44	31	40	20	70	80
Gas-turbine	40	100	100	100	0	70	80
Gas combined cycle	40	44	31	40	20	70	80
Oil-fired	40	44	31	70	30	70	80
Biomass-fired	40	26	31	0	30	70	80
Nuclear	40	0	0	0	100	85	85
Hydrogen-fired	40	44	31	40	20	70	80
Methanol-fired	40	44	31	40	20	70	80
Coal CHP	40	26	31	0	30	50	60
Gas CHP	40	44	31	40	20	50	60
Oil CHP	40	44	31	70	30	50	60
Biomass CHP	40	26	31	0	30	50	60

表 2-14 火力発電・原子力発電の経済的想定

	Construction cost (US\$/kW)			Annual expense rate (%)	Conversion Efficiency (LHV%)		
	2015	2030	2050		2015	2030	2050
Existing coal-fired	720 ~ 2400	720 ~ 2400	720 ~ 2400	11	32 ~ 42	32 ~ 42	32 ~ 42
Coal-fired	720 ~ 2400	720 ~ 2400	720 ~ 2400	11	38 ~ 41	39 ~ 42	39 ~ 43
IGCC	1107 ~ 3600	1062 ~ 3340	1047 ~ 3490	11	46 ~ 50	46 ~ 50	46 ~ 50
Existing gas-fired	550 ~ 1100	550 ~ 1100	550 ~ 1100	10	34 ~ 49	34 ~ 49	34 ~ 49
Gas-turbine	350 ~ 500	350 ~ 500	350 ~ 500	10	36 ~ 38	37 ~ 39	39 ~ 40
Gas combined cycle	550 ~ 1100	550 ~ 1100	550 ~ 1100	10	54 ~ 57	55 ~ 58	56 ~ 59
Oil-fired	1900	1900	1900	10	37	37	37
Biomass-fired	1600 ~ 2500	1533 ~ 2396	1500 ~ 2344	9	35	35	35
Nuclear	2000 ~ 6600	2000 ~ 6600	2000 ~ 6600	12	--	--	--
Hydrogen-fired	550 ~ 1100	550 ~ 1100	550 ~ 1100	10	55	55	55
Methanol-fired	550 ~ 1100	550 ~ 1100	550 ~ 1100	10	55	55	55
Coal CHP	975 ~ 3250	975 ~ 3250	975 ~ 3250	11	E : 35 H: 45	E: 35 H: 45	E: 35 H: 45
Gas CHP	575 ~ 1150	575 ~ 1150	575 ~ 1150	10	E : 35 H: 45	E : 35 H: 45	E : 35 H: 45
Oil CHP	1300	1300	1300	10	E : 35 H: 45	E : 35 H: 45	E : 35 H: 45
Biomass CHP	3000 ~ 4689	3000 ~ 4689	3000 ~ 4689	9	E : 30 H: 45	E : 30 H: 45	E : 30 H: 45

(注)CHP プラント効率の E は発電効率, H は熱供給効率を示す. LHV = 低位発熱量

表 2-15 に電力貯蔵設備の想定を示す。揚水式水力発電は、各国の導入ポテンシャルに関する情報が得られなかったため、2015 年時点の設備容量で固定してシミュレーションを行っている。蓄電池の技術経済的想定は NaS 電池に基づく。経産省^[2-37]は 2012 年時点の導入コストとして 4 万円/kWh と取り纏めており、本モデルの 2015 年単価として用いた。将来のコストとして、IRENA^[2-38]は 2030 年に 120~330 US\$/kWh と見通しており、本分析の 2030 年以降は 200 US\$/kWh とした。なお、NaS 電池は保温電力コストが必要であるが、年経費率の中で考慮している。

表 2-16 は熱供給専用設備の想定である。大規模ボイラーのコストについては十分なデータが得られなかったため、日本における業務用ボイラー販売価格等から推計を試みた。将来の課題として、確実性が高い情報を収集することが必要である。

表 2-15 電力貯蔵設備の想定

	Lifetime (year)	Construction cost (US\$/kWh)			Annual expense rate (%)	Cycle efficiency (%)
		2015	2030	2050		
Pumped hydro	60	95~260	95~260	95~260	8	70
Battery	15	400	200	200	13	85

表 2-16 熱供給専用設備の想定

	Lifetime (year)	Construction cost in 2015~2050 (US\$/Mtoe)	Annual expense rate (%)	Efficiency (%)
Coal boiler	20	83	8	80
Gas boiler	20	55	8	80
Oil boiler	20	69	8	80
Biomass boiler	20	83	8	80

(注) 建設コストは燃料 1toe 投入あたりのコスト。

(2) 電力負荷曲線と太陽光・風力発電出力のモデル化

NE5.0 モデルの発電部門の時間的解像度は年間 64 時間帯分割(4 季節×2 天候代表日/季節×8 時間帯/代表日)と設定した。代表日の負荷曲線は実時間帯ベースであり、負荷持続曲線ではない。図 2-28 に電力需給バランスの計算例を示す。季節は 12 月~2 月, 3 月~5 月, 6 月~8 月, 9 月~11 月と定義した。天候は「晴れの日」と「曇りの日」の 2 種類を想定し、太陽光発電の出力変動を考慮した。ノード毎に天候の発生日数(発生確率)を定義し、曇りの日には太陽光発電の出力が落ち込む仕組みである。他方、風力発電は天候には依らないと仮定した。

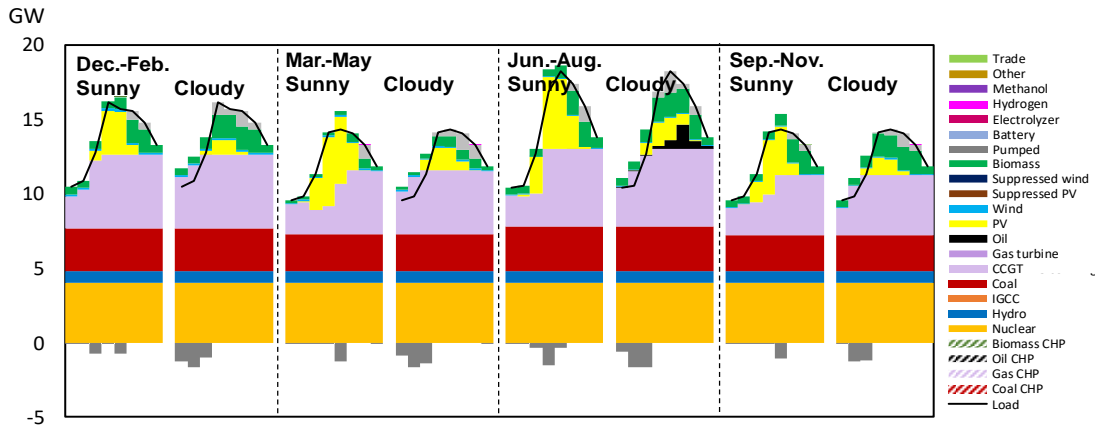


図 2-28 NE5.0 モデルにおける電力需給バランスイメージ

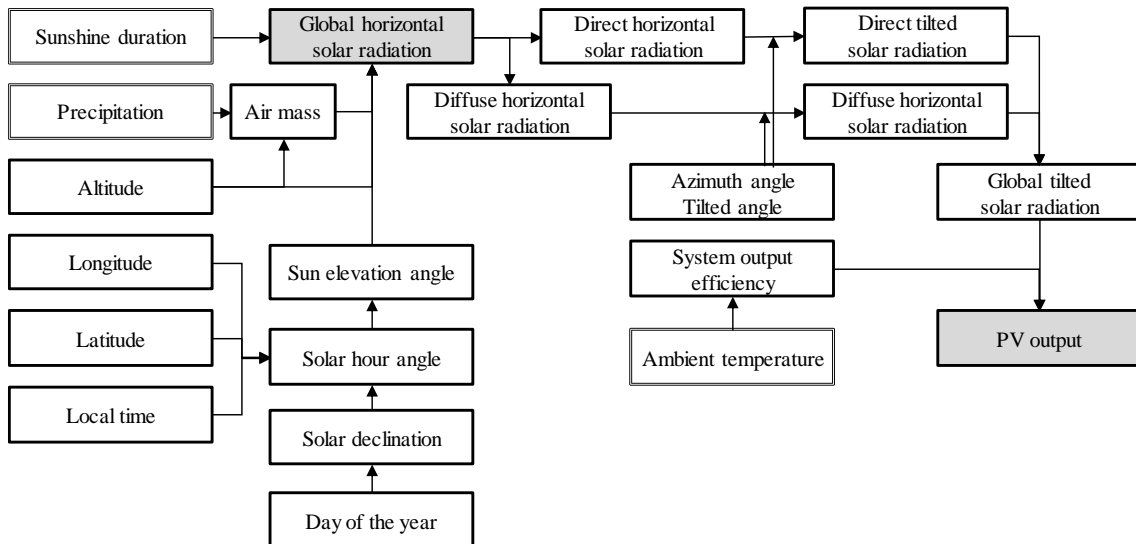


図 2-29 全日日射量と太陽光発電出力の推計手順

天候の発生確率と太陽光の出力波形を推計するにあたっては、NEDO^[2-39]の手法を応用した。ここでは、緯度と経度、標高、降水量、日照時間データから、任意の時間帯の水平面全天日射量や傾斜面日射量、発電出力を推計する手順がまとめられている(図 2-29)。この手法において、快晴の場合(降水量が無く、日照時間も最大の場合)を想定すれば、任意の地点の緯度、経度、標高から全天日射量(図中 Global horizontal solar radiation)の理論的な最大値を求めることができる。

本研究では、まず、各ノード・各季節・各時間帯の全天日射量最大値を推計し、晴れの日はその8割、曇りの日は3割分と仮定した。そして、推計日射量の季節別期待値が日射量実績値^[2-40]に一致するように天候確率を推計した(式 2-2~式 2-5)。

$$SunSI(n, s, t) = MaxSI(n, s, t) \times 0.8 \quad \text{式 2-2}$$

$$CloSI(n, s, t) = MaxSI(n, s, t) \times 0.3 \quad \text{式 2-3}$$

$$\sum_t \{SunSI(n, s, t) \times p(n, s) + CloSI(n, s, t) \times (1 - p(n, s))\} = ActualSI(n, s) \quad \text{式 2-4}$$

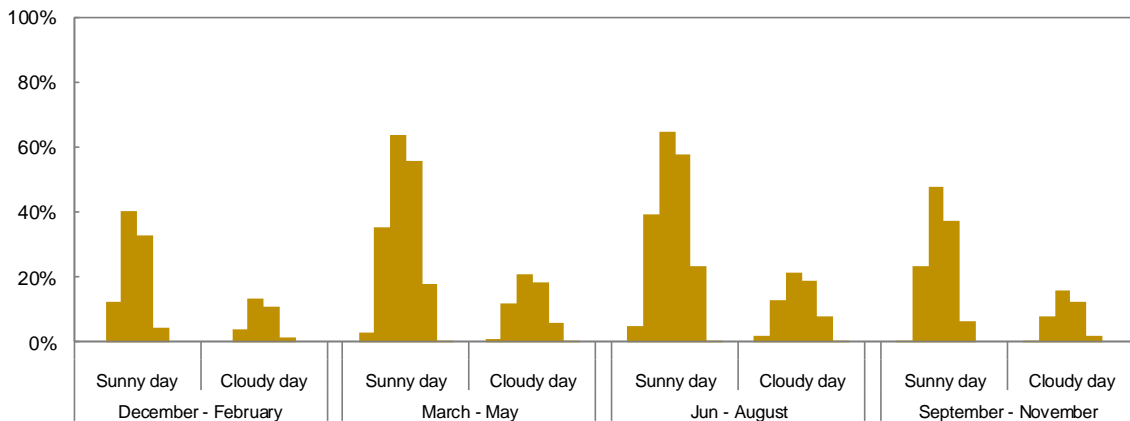
$$p(n, s) = \frac{ActualSI(n, s) - \sum_t CloSI(n, s, t)}{\sum_t \{SunSI(n, s, t) - CloSI(n, s, t)\}} \quad \text{式 2-5}$$

ここで、 n :ノード、 s :季節(12~2月, 3~5月, 6~8月, 9~11月)、 t :時間帯を示す。また、 $SunSI(n, s, t)$:晴れの日の日射量、 $CloSI(n, s, t)$:曇りの日の日射量、 $MaxSI(n, s, t)$:全天日射量最大値(図 2-29 の快晴時の Global horizontal solar radiation)、 $ActualSI(n, s)$:日射量実績値、 $p(n, s)$:晴れの確率を示す。

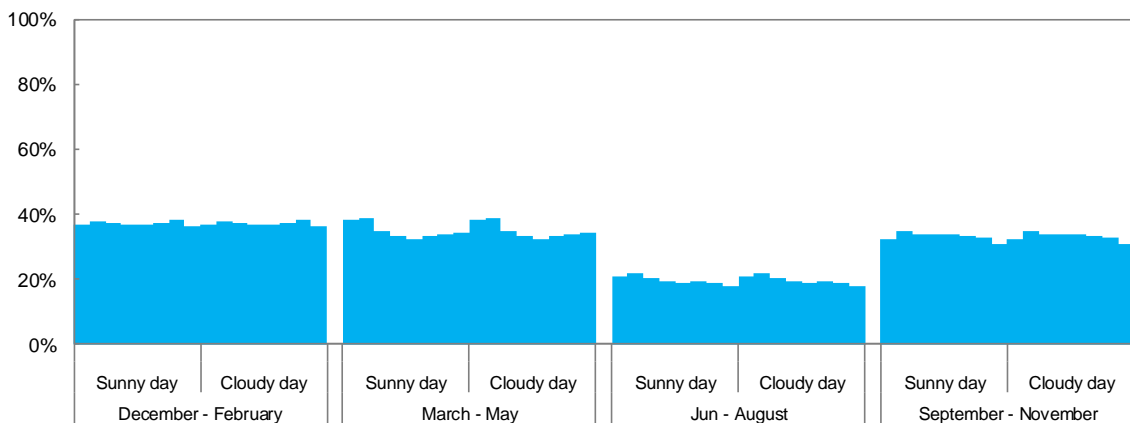
太陽光の発電出力は、晴れ・曇りの日射量と、パネルの方位角・傾斜角・システム効率から推計される。方位角は北半球では南向き、南半球では北向きとした。傾斜角は世界一律で35度、システム効率15%を想定し、各ノード・各季節・各時間帯の出力波形を推計した。

風力発電の出力波形は Bosch^[2-33]の推計値を参照した。当該文献は、世界140カ国の出力波形について、各資源グレード・各季節代表日(4季節, 8時間帯区分)での発電出力波形を推計している。

太陽光・風力発電の出力波形例として東京ノードの太陽光と、北海道ノードの風力発電(グレード 2)を図 2-30 に示す。太陽光は季節間や天候間で出力が変化する様子が窺える。風力についても季節間変動や時間変動は考慮されている(例えば、北海道では6~8月に出力が落ち込む)。但し、時間変動は比較的均されたものになっている。



(a) 東京ノードにおける太陽光出力波形



(b) 北海道ノードにおける風力出力波形(グレード2の場合)

図 2-30 NE5.0 モデルにおける太陽光・風力の発電出力波形イメージ

(3) 原子力発電への設備容量制約

原子力発電導入には経済的要因に加え、社会的・政治的要因も強く作用する可能性がある。そのため、本研究では現行政策・規制や建設中発電所の情報を参考に設備容量の上下限値を定め、その範囲内で最適化計算を行うこととした¹⁹。図 2-31 に設備容量の下限値・上限値想定を示す。2015 年時点での世界計の原子力設備容量は 401GW であり、2050 年に下限値では 138GW へ減少、上限値では 738GW へ増加する。

¹⁹ 但し、本研究の第 5 章の NE5.0-E モデルでは原子力発電を考慮しておらず、第 6 章の RE100PH シナリオでは「原子力発電の新設無し」および「既設原子力発電所の 2050 年までの廃止」を想定するため、この上下限値は考慮されない。

下限値を作成する際には、①世界各国の既存原発は運転開始後 40~60 年で廃止、②新規原子力発電は 2018 年 3 月時点で建設中の原子炉のみ(世界で 55 基, 計 61GW)と、相当控えめな仮定を置いた。2020 年台から日本や米国、西欧を中心に既存原発が廃止されるため、世界的に減少傾向となる。2050 年時点の主要国の原子力発電設備容量(下限値)は、日本で 3GW, 中国で 56GW, フランスで 2GW, インドで 9GW, 米国で 9GW である。東南アジアでは新規導入は想定していない。

上限値の設定では、①世界各国で既存原発の運転延長(60~80 年運転後に廃止)、②中国・インド・ロシア・東南アジア(マレーシア, タイ, ベトナム)・中東・トルコでの原発積極拡大を想定した。米国や西欧でも既存原発が長期間存続するため、2050 年時点でも相当規模の原子力発電設備が残存する。2050 年時点の設備容量(上限値)は、日本で 23GW²⁰, 中国で 262GW, フランスで 66GW, インドで 150GW, 米国で 101GW である。中東やトルコでは計 9GW, 東南アジアでは計 2GW を想定した。

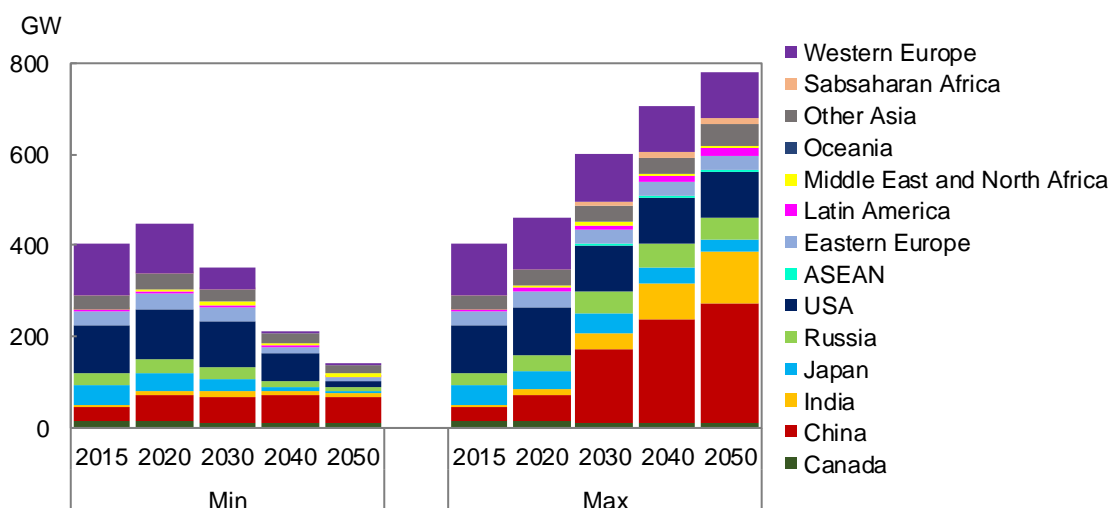


図 2-31 原子力発電設備に関する上下限制約

²⁰ 2018 年 3 月時点で事業者の廃炉判断がなされていない原発は 60 年運転と仮定し、更に建設中 3 基(大間, 東通 1 号機, 島根 3 号機)を考慮して上限値を設定した。因みに、下限値については、運転期間延長認可を既に受けた炉を除いて既存原発は 40 年で廃炉、かつ、新設原子炉は無いと仮定して 2050 年に 2.8GW と設定している。

2.3.3.2. その他のエネルギー転換技術

(1) 合成ガス製造

合成ガスとは一酸化炭素と水素を主構成とするガスであり、ガス燃料や液体燃料(DME やメタノール等)の原料として利用できる。NE5.0 モデルでは、石炭と石油の部分酸化と天然ガス改質を想定した。表 2-17 にコストと効率(原料 1toe 投入あたりの各種ガスの発生割合)の想定を示す。

石炭ガス化炉の想定は NEDO^[2-41]を参照した。EAGLE 炉の諸元として、年間褐炭消費 4.71Mt の規模で建設コスト 1653 億円とある²¹。褐炭の低位発熱量想定 0.43toe/t、為替レート 1US\$ = 100 円、年経費率 12%想定から式 2-6 のように計算した。

$$\frac{(1653 \times 10^8) \times 12\%}{100 \times (4.71 \times 10^6) \times 0.43} \approx 98 \text{ (US\$/toe/year)} \quad \text{式 2-6}$$

ガス改質器の建設コストは、NEDO^[2-42]におけるオンサイト型開発目標値(300Nm³/h, 9000 万円)と変換効率情報(75%)から推計した²²。仮に 1 年間(8760 時間)稼働した場合の水素製造量は 300 × 8760Nm³-H₂となり、式 2-7 では toe に変換している。

$$\frac{(9000 \times 10^4) \times 12\%}{100 \times (300 \times 8760) \times (0.2579 \times 10^{-3}) \div 75\%} \approx 120 \text{ (US\$/toe/year)} \quad \text{式 2-7}$$

表 2-17 合成ガス製造プロセスの想定

	Output			Annualized construction cost (US\$/toe/year)	Lifetime (year)
	H ₂ (toe)	CO (toe)	CO ₂ (t-C)		
Coal gasification	0.30	0.40	0.37	98	40
Gas reforming	0.47	0.37	--	120	40
Oil gasification	0.38	0.46	0.03	83	40

(注)Output は 1toe の入力に対する出力を示す。コストも 1toe 入力ベースでのコスト

(2) シフト反応

シフト反応は CO と水蒸気から H₂ と CO₂ を生成する反応である。商業用の水素製造プラントではガス化や改質の後続プロセスとして一体的にシフト反応器が設置されることが多いが、NE5.0 モデルでは別プロセスとして取扱う。このような定式化により、合成ガスの使い道(シフト反

²¹ NEDO^[2-41]の 145 頁。

²² 開発目標値は NEDO^[2-42]の 65 頁、効率は同文献の表 2.3.1-15(80 頁)の 40Nm³/h 規模の効率を適用。

応や DME 製造, メタノール製造等)をモデルが選択できるようになる. シフト反応の効率は 85% と想定した. 建設コストについては RITE^[2-43]の 14000 US\$/(toe/day)との値から, 年経費率 12% 想定で年間 5 US\$/(toe/year)とした(式 2-8). 設備寿命は 40 年想定とした.

$$\frac{14000 \times 12\%}{365} \approx 5 \text{ (US$/(toe/year))} \quad \text{式 2-8}$$

(3) 水電気分解と水素貯蔵

水電気分解装置にはアルカリ型や固体高分子型(PEM 型)などがある. アルカリ型は設備寿命が長い, 設備コストが安価, 大型化が比較的容易との特徴がある. 他方で PEM 型は占有面積が小さい, 製造水素の純度が極めて高い, 高効率化が期待される, 等の特徴がある. 本研究では, PEM 型システムを想定し, 建設コストや効率, 設備寿命は表 2-18 に示す通り設定した. 将来の建設コストは 2015 年の 1570 EUR/kW から 2030 年には 760 EUR/kW へ低減する見通し^[2-44]があり, この見通しを基に設定した(1 EUR = 1.15 US\$換算).

水素貯蔵は, 圧縮水素貯蔵タンクを想定し, 日間貯蔵と季節間貯蔵に併用できるような定式化としている. 水素貯蔵タンクの寿命やコスト, 貯蔵効率は Komiyama ら^[2-45]を基に設定した(表 2-19).

表 2-18 水電気分解装置の想定

	Construction cost (\$/kW)			Lifetime (year)	Annual expense rate	Efficiency (%)
	2015	2030	2050			
Electrolyzer	1806	874	874	20	12%	70%

表 2-19 水素貯蔵の想定

	Lifetime (year)	kW-capital cost (US\$/kW)	kWh-capital cost (US\$/kWh)	Annual expense rate	Cycle efficiency	Self-discharge loss (/hour)
Compressed H ₂ tank	40	702	15	12%	90%	0.01%

(4) メタン合成と液体燃料合成(メタノール・ジメチルエーテル)

NE5.0モデルではCOメタネーションを考慮した。表2-20に1toeのメタンを合成する際のH₂とCOの投入量と、建設コスト、設備寿命想定を示す。

COとH₂からはメタノール(MeOH)やジメチルエーテル(DME)も合成できる。MeOHは常温常圧で液体のため、ハンドリングし易く、硫黄分も含まれない性質があり、ガソリンや軽油の代替燃料として期待されている。但し、腐食性が強い難点がある。MeOH合成にはCO₂から合成する方法とCOから合成する方法があり、本研究では両者をモデル化した。DMEは液化石油ガス(LPG)に類似した特性を有する。貯蔵・ハンドリングの面で技術障壁が少なく、LPGやディーゼル代替燃料として期待されている。MeOH合成やDME合成の原料や建設コストを表2-20に示す。メタノール合成プラントの建設コストはNEDO^[2-42]から設定した。

表 2-20 メタン合成と液体燃料合成プロセスの想定

	Input			Annualized construction cost (US\$/(toe/year))	Lifetime (year)
	H ₂ (toe)	CO (toe)	CO ₂ (t-C)		
CH ₄ synthesis	0.90	0.35	--	59	40
MeOH synthesis from CO	0.76	0.44	--	121	40
MeOH synthesis from CO ₂	1.14	--	0.79	133	40
DME synthesis	0.73	0.43	--	84	40

(注)Inputは1toeの製造に必要な原料を示す。コストも1toe出力ベースでのコスト

(5) バイオマス液化

熱分解による合成油(液体合成燃料)製造とバイオマス発酵によるバイオエタノール製造を考慮した。合成油は林産系バイオマス(林産バイオマスや林地残材、製材残差)から製造可能と仮定し、変換効率75%、建設コスト年額は157 US\$/(toe/year)と想定した。バイオマス発酵では、木質系バイオマス又はエネルギー作物から製造可能とし、変換効率58%、建設コストは年間66 US\$/(toe/year)と想定した。

2.3.4. CO₂回収・貯留

CO₂回収・貯留コストや貯留ポテンシャルの想定は NEDO^{[2-16][2-17]}に倣い、NE5.0モデルの地域区分と整合するように調整を施した。本研究の第3章や第4章、及び第6章(RE100PHシナリオは除く)ではCO₂の年間回収・貯留量に特段の上限制約は設けずに分析を行った。

2.3.4.1. CO₂回収

NE5.0モデルでは、IGCCプラントと水素製造プラントでの物理吸収法(合成ガスからの燃焼前回収)とIGCCを除く発電所での化学吸収法(燃焼後の回収)を想定した(表2-21)。本モデルでは既設設備への追加設置も可能と想定している。

表 2-21 CO₂回収技術の想定

CO ₂ capture option	Annualized construction cost (US\$/t-C/year)	Electricity consumption (MWh/t-C)	Lifetime (year)	Capture efficiency
Physical absorption for IGCC and gasification plants	10	0.07	40	90%
Chemical absorption for power plants (except for IGCC)	39	0.82	40	90%

2.3.4.2. CO₂貯留

本研究では地中貯留技術(EOR、枯渇ガス田、コールベットメタン増進回収、帯水層)を評価する。海洋隔離については、周辺環境や生態系への影響について未解明な点が多く、海洋汚染防止に関する国際条約(ロンドン条約)では事実上容認されていないため、評価対象外とした。地中貯留技術の想定を表2-22に記す。CO₂圧入動力としては一律0.269MWh/t-Cとする。

表 2-22 CO₂貯留技術の想定

CO ₂ storage option	Storage cost (US\$/t-C)	Electricity consumption (MWh/t-C)	Global total potential (Gt-C)
Enhanced Oil Recovery	717~1112	0.269	8.5
Depleted Gas Well	34~215	0.269	Maximum 289
Enhanced Coalbed Methane	240~447	0.269	40
Aquifer	18~139	0.269	847

EORは世界全体で8.5Gt-Cの貯留ポテンシャルを想定した。0.89t-CのCO₂圧入により1toeの原油が増産され、貯留コストとして717~1112US\$/t-Cを想定した(圧入動力コストとして

50US\$/MWh を仮定すると、増進回収された原油ベースでは 89~137US\$/bbl のコストに相当する)。増進回収された原油は、通常の原油と同様、エネルギー利用を可能とした。

枯渇ガス田の貯留可能量は天然ガス生産と共に増加する想定とした。天然ガス鉱床からメタンの炭素原子 1 個を取出すことにより、何個の炭素原子を CO₂ として注入可能となるかを見積もる必要があるが、文献^{[2-1][2-34]}では天然ガス 1Mtoe 生産毎に 0.225~0.83Mt-C の貯留ポテンシャル増加を想定している。本研究では中位的に 0.589Mt-C と設定した。仮に全ガス田の生産が行われた場合、289Gt-C の貯留ポテンシャルが生じる。貯留コストは 34~215US\$/t-C を想定した。

コールベットメタン増進回収(ECBM)については、全世界で 40Gt-C の貯留ポテンシャルを想定した。石炭が豊富に賦存する米国や豪州、インドネシアやロシアに貯留適地が集中する想定となっている。貯留コストとして 240~447US\$/t-C、そして、1t-C の CO₂ 圧入で 0.8Mtoe のメタンが回収できる想定とした。

帯水層貯留については、世界全体の貯留ポテンシャルとして 847Gt-C を想定した。上述の CO₂ 貯留オプションと比較すると、相当大きなポテンシャルを有する技術である。貯留コストとして 18~139US\$/t-C を想定した。図 2-32 に主要地域別の貯留ポテンシャルを示す。中南米や中東・北アフリカ、オセアニア、ロシアで特に大きい。

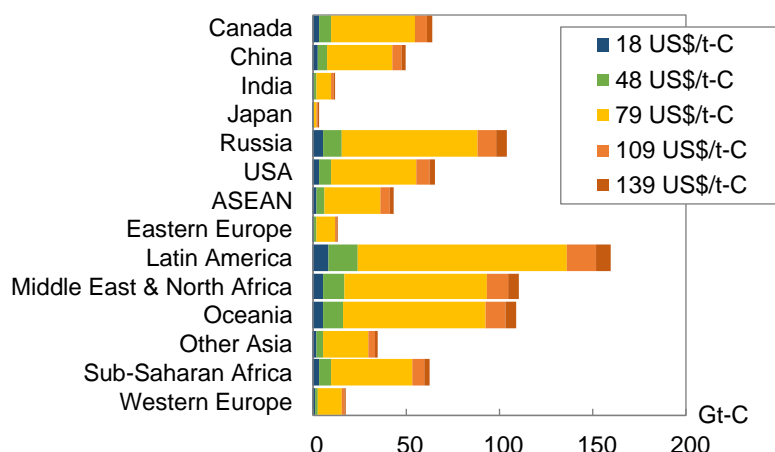


図 2-32 主要地域別の帯水層ポテンシャルの想定

(注) 凡例は貯留コストを示す。圧入時に別途 0.269MWh/t-C の電力コストがかかる

2.3.5. エネルギー・CO₂ 輸送

2.3.5.1. 輸送可能品目

合計 7 品目(高品位炭, 天然ガス, 原油, 水素, メタノール, 電力, CO₂)の輸送を想定した。輸送手段として, 高品位炭は石炭船と鉄道, 天然ガスは LNG タンカーとパイプライン, 原油はタンカーとパイプライン, 水素は液化水素タンカーとパイプライン, メタノールはタンカーとパイプライン, 電力は高圧直流送電(HVDC)と高圧交流送電(HVAC), CO₂ は液化 CO₂ タンカーとパイプラインを想定した。

なお, 低品位炭は自然発火性から技術的・経済的に輸送が困難であり, バイオマス系燃料は 2015 年時点において生産国内での消費が主であることから, そのような需給構造が継続すると仮定して輸送は考慮しなかった。但し, バイオマス系燃料の貿易については, 低炭素社会にて重要性を増す可能性も指摘されている^[2-46]。バイオマスの陸上・海上輸送をモデル化していない点は本モデルの限界であり, 今後の研究課題の一つである。

2.3.5.2. 輸送コストの想定

図 2-33 に各品目の輸送コストを距離の関数として示す。また, 表 2-23~表 2-25 に諸元をまとめた。以下, 各輸送コストの出典を示すが, 特に記載が無い場合は NEDO^{[2-16] [2-17]}の想定を利用している。また, 図 2-33 中では天然ガスや水素の液化動力コストとして 50 US\$/MWh を想定したが, モデル計算において発電原価は内生的に決定される。

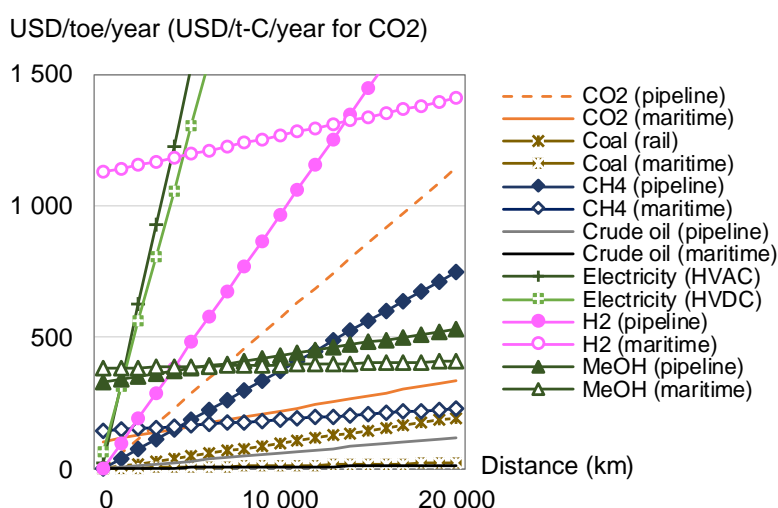


図 2-33 エネルギー・CO₂ 輸送コストの想定

(注)天然ガスや水素の海上輸送コストは液化や気化プラントコストを, メタノール輸送コストは水素からのメタノール合成コストを含んだ値である

表 2-23 タンカーの想定

	Construction cost (US\$/ship)	Lifetime (year)	Annual expense rate	Volume per ship	Loss per 1000km	Speed (knot/day)	Annual operation day	Loading / unloading day (day)
Coal ship	120 Million	20	26%	300000 ton	0%	444	329	4
LNG tanker	220 Million	20	26%	150000 m ³	0.2%	444	329	2
Crude oil tanker	120 Million	20	26%	360000 m ³	0%	444	329	4
Liq. H ₂ tanker	417 Million	20	26%	200000 t	0.2%	444	329	2
Liq. CO ₂ tanker	58 Million	20	26%	8182 t-C	0%	444	329	2

表 2-24 液化・気化プラント等に関する想定

	Annualized construction cost (US\$/(toe/year))	Lifetime (year)	Operation cost (US\$/toe)	Electricity consumption (MWh/toe-input)	Heat consumption (toe/toe-input)
Methane liquefaction	48.9	40	22.2	0.97	--
Methane regasification	14.8	40	6.7	--	--
Hydrogen liquefaction	638.8	40	0.88	2.09	--
Hydrogen regasification	334.4	40	0.88	0.07	--
Methanol reforming	72.8	40	--	0.37	0.19
CO ₂ liquefaction	46 US\$/(t-C/year)	40	--	0.73	--

(注) 水素液化コストには積地での貯蔵コスト、水素気化コストには揚地での貯蔵コストも含む。

表 2-25 鉄道・パイプライン・送電に関する想定

L = distance in thousand km	Annualized construction cost (US\$/specific unit)	Lifetime (year)	Specific unit
High grade coal rail	10×L	20	toe/year
Natural gas pipeline	37×L	20	toe/year
Crude oil pipeline	6×L	20	toe/year
Hydrogen pipeline	96×L	20	toe/year
Methanol pipeline	12×L	20	toe/year
High voltage alternating current transmission	15+181×L	60	kW
High voltage direct current transmission	38+150×L	60	kW
CO ₂ pipeline	57×L	20	t-C/year

(1) 高品位炭・原油・メタノール

各品目の海上輸送コストは、輸送船の速度、年間運転日数、1回の航海での積み込み・荷降ろし日数、最大積載量、設備コストを積上げ格的に考慮して推計した(表 2-23)。

(2) 天然ガス

LNG 輸送については液化プラント、LNG タンカー、再ガス化プラントを考慮した(表 2-23 と表 2-24)。一般に、LNG をメキシコ湾岸から日本へ輸送する際には、液化コスト 3US\$/MMBtu と運賃 2US\$/MMBtu と言われる。本モデルの想定は液化コスト 141US\$/toe (3.5US\$/MMBtu)²³とタンカー輸送コスト 76US\$/toe (1.9US\$/MMBtu)²⁴に相当し、概ね妥当と考えられる。

天然ガスパイプラインと LNG タンカー輸送の損益分岐距離は 1850km~5000km 程度と言われる^[2-47]。本研究では 4000km 前後と仮定し、LNG 輸送コストからパイプラインコストを推計した。

(3) 水素

液化水素タンカー輸送は、NEDO^[2-42]の第 3 章に取りまとめられている「2030 年研究開発ケース」を基に設定した。液化プロセスは 744US\$/toe (19.2US\$/Nm³-H₂)、気化プロセスは 339US\$/toe (8.7US\$/Nm³-H₂)に相当する²³。

水素パイプラインは Dodds^[2-48]を基に設定した。その文献の Table5 には口径 100cm、輸送能力 1700t/day (1.78Mtoe/year) のパイプラインコストが 1.09 ポンド/km とある。1 ポンド = 1.3US\$ と年経費率 12%、設備利用率 90 を想定して、1000km 輸送あたり年間 96US\$/(toe/year)と想定した(式 2-9)。

$$\frac{1.09 \times 10^3 \times 1.3 \times 12\%}{1.78} \approx 96 \text{ (US$/(toe/year))} \quad \text{式 2-9}$$

²³ 液化動カコストとして 50US\$/MWh を想定。

²⁴ 米国テキサス州から東京までの距離 17000km を想定。

(4) 電力

高圧直流送電のコストは送電線と交直変換器に大別される。架空送電線コストについて、Bahman^[2-49]では500kV級を1.6Million US\$/mile(設備容量3GW)と整理しており、この値は約0.33US\$/(kW・km)に相当する。他方、日本の高圧直流送電コストを収集整理したREI^[2-50]では500kVで6.64億円/kmとしており、1US\$=100円換算と送電容量3GWを仮定すると約2.2US\$/(kW・km)となる。このように送電コストは文献により幅があり、地域差も大きく、不確実性が高いと思われる。本研究では中位的に1.0US\$/(kW・km)と想定した。海底部分の送電については、海底ケーブル利用を想定したが、モデル内で海底ケーブルの技術区分は設けず、その代わりに海底部分に3倍の距離ペナルティを課してコスト上昇を考慮している。高圧直流送電線の両端には交直変換器の設置を想定した。本モデルでは、1カ所あたり126US\$/kWと想定する(文献^[2-50]では1カ所あたり157億/1.25GWという値があり、1US\$=100円換算で推計した)。年経費率は15%とすると、送電線の建設コスト(年額)は1000kmあたりで1000×15%=150US\$/kW、交直変換器(2箇所)は126×2×15%=38US\$/kWとなる(表2-25)。

高圧交流送電のコストについては、日本の500kV級送電線(熱容量10GW程度)として6億円/kmとの情報がある^[2-51]。交流送電の場合、同期安定性や電圧安定性、周波数維持等の要因も考慮して運用容量を決定する必要がある。仮に5GWでの運用を仮定すると、1.2US\$/(kW・km)と推計される。高圧直流送電の両端には変電所の設置を仮定した。変電所のコストは文献^{[2-49][2-52]}から1カ所あたり50US\$/kWと想定する。海底部分の送電については、HVDC同様、3倍の距離ペナルティを課すことでコスト増をモデル化している。年経費率は15%とした。

HVDCとHVACの損益分岐距離は300~600mile(約480~960km)とされるが^[2-53]、本研究では約700km未満ではHVACが、それ以上ではHVDCがコスト優位となる。

(5) CO₂

CO₂輸送に係るコストはIPCC^[2-54]を参考に設定した。

当該文献の第8.2.2節では、液化CO₂タンカーコストは3万t-CO₂規模で58MillionUS\$程度と推計されており、この値を採用した(表2-23)。CO₂液化プラントの建設コストは年間1Mt-CO₂の設備容量で35MillionUS\$~50MillionUS\$とされている。本研究では50MillionUS\$と年経費率25%を想定して、年額換算で46US\$/(t-C/year)と推計した(表2-24)。

CO₂パイプライン建設コスト(年額換算)については、1000kmあたり15.6US\$/(t-CO₂/year) = 57US\$/(t-C/year)と想定した²⁵。

²⁵ IPCC^[2-54]のFigure4.6を参照した。

2.3.5.3. 輸送距離の推計

エネルギー・CO₂ 輸送距離は, ノード間の最短経路プログラムを別途構築し, ①航路, ②パイプライン・鉄道経路, ③送電経路の3通りを推計した. 最短経路探索にあたっては, 世界全体を緯度経度メッシュで分割し, 土地利用や標高等の地理情報データを考慮しつつ, ダイクストラ法を利用した. アルゴリズムの概要を図 2-34 に示す.

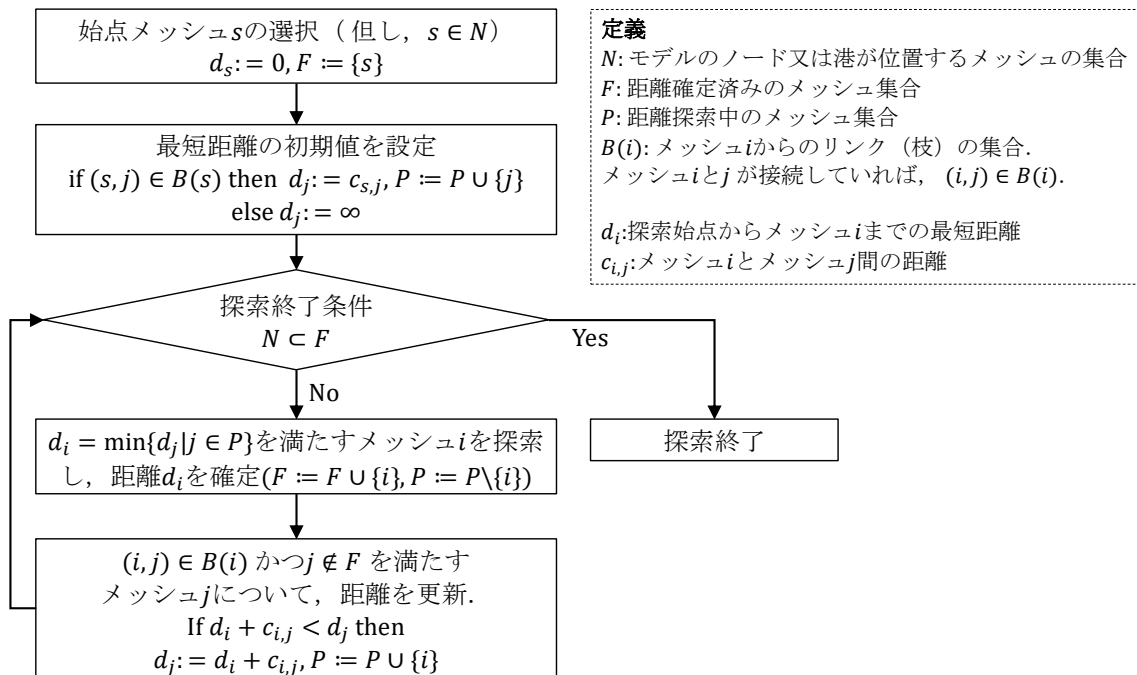


図 2-34 ノード間の経路探索アルゴリズムの概要

(1) 航路

航路は、緯度経度 10 分刻みメッシュで推計した。水域部分のメッシュのみを探索対象とし、各メッシュからのリンク(図 2-34 中の $B(i)$)については、東西南北範囲で最大 7 メッシュずつを考慮した。即ち、メッシュ i から東西方向にそれぞれ 7 メッシュずつ、南北方向に 7 メッシュずつ(東西方向 15 メッシュ×南北方向 15 メッシュの範囲で、メッシュ i を除いた計 224 メッシュ)をリンク範囲とした。図 2-35 に、東西南北範囲に 2 メッシュずつ探索する場合のイメージを示す。

なお、リンク範囲が狭い場合は推計航路が角張り、距離が過大評価される傾向が見られた(図 2-36, 図 2-37)。一方、リンク範囲を広げると滑らかな航路が描かれるが、推計時間が爆発的に増加した。例えば、リンク範囲を 7 メッシュとする場合と 10 メッシュとする場合では、類似した結果が得られるが、推計時間は倍増する(図 2-37 と図 2-38)。従って、本研究ではリンク範囲を 7 メッシュとして探索とした。

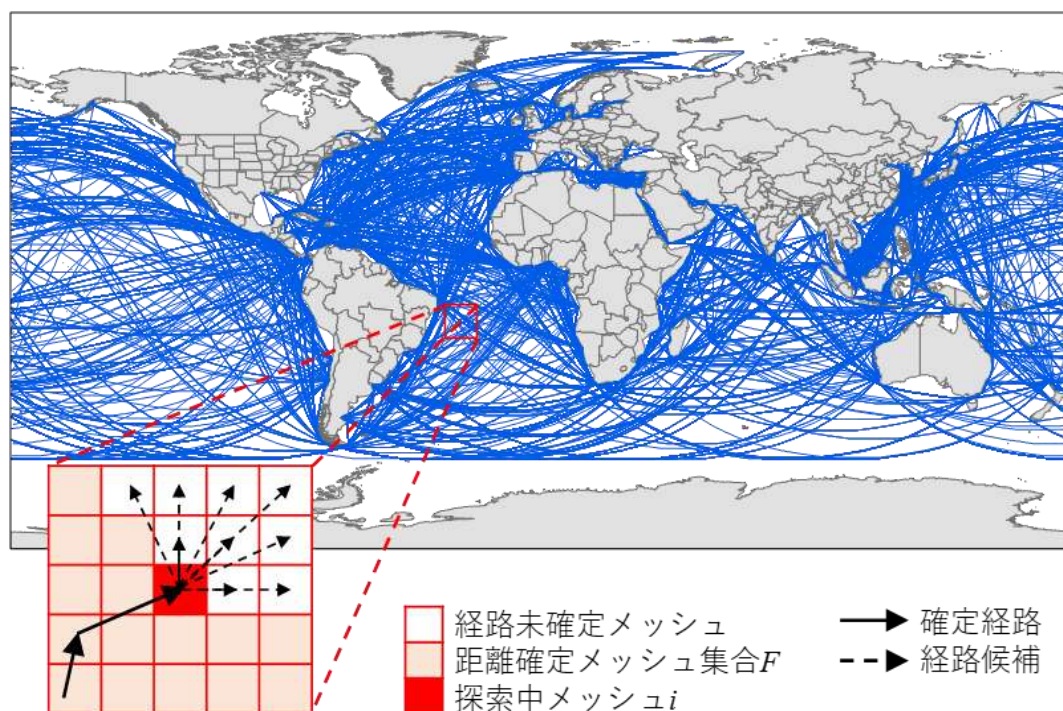


図 2-35 航路探索のイメージ

(注)この図では「探索中メッシュ」から東西南北範囲に 2 マスずつ探索する場合を例として示しているが、NE5.0 モデル用には 7 マスずつ探索して推計した

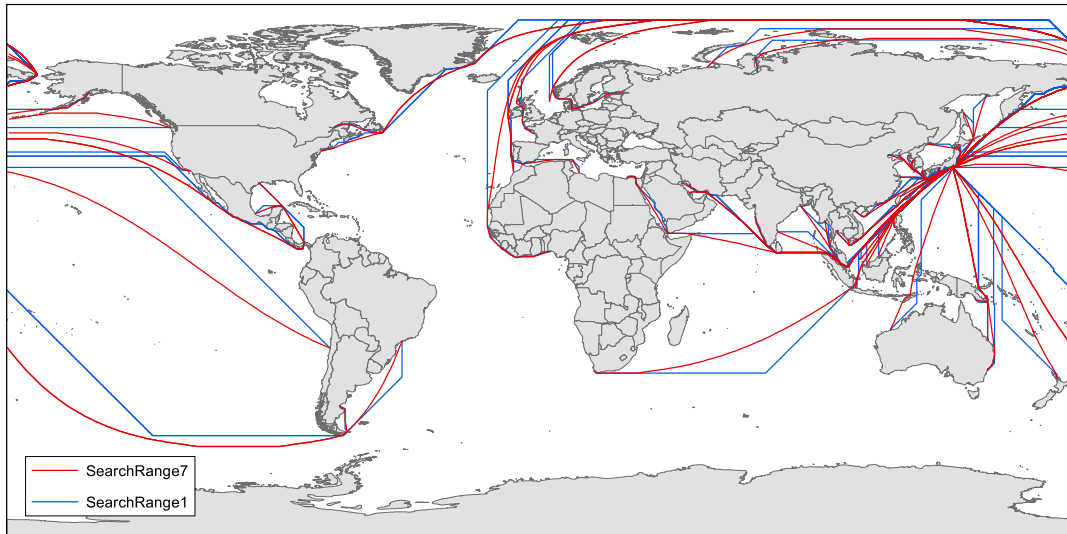


図 2-36 リンク範囲の設定が航路推計に及ぼす影響例

(注) 図中 SearchRange がリンク範囲を示し、この図では 7 メッシュと 1 メッシュの場合を比較した。また、この図では北極海経由のルートも可能としたが、NE5.0 モデルで用いる航路(図 2-39)では除いて推計した

Differences in estimated distance
(ratio to the "search range 10")

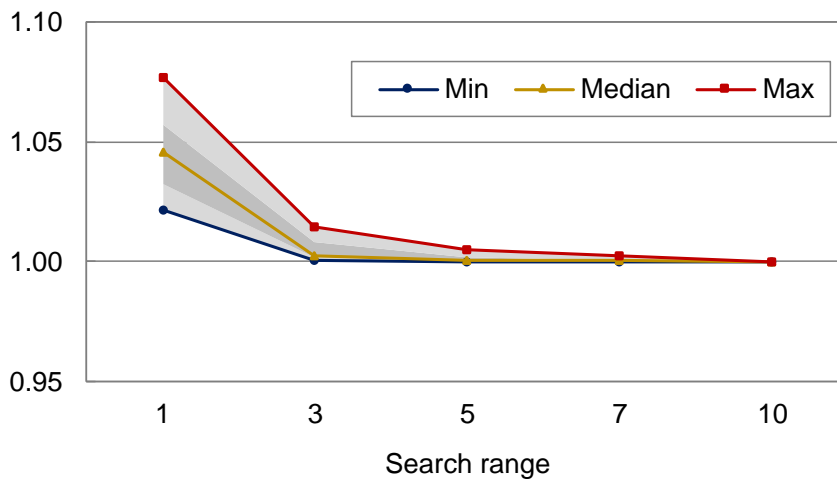


図 2-37 リンク範囲の設定が航路推計距離に及ぼす影響

(注) 図中 Search range がリンク範囲を示す。図 2-36 の航路距離推計への影響を整理した。例えば、Research range 10 の場合に比べて、Search range 1 の場合は、最短距離を約 2%~7% 過大推計する結果となっている

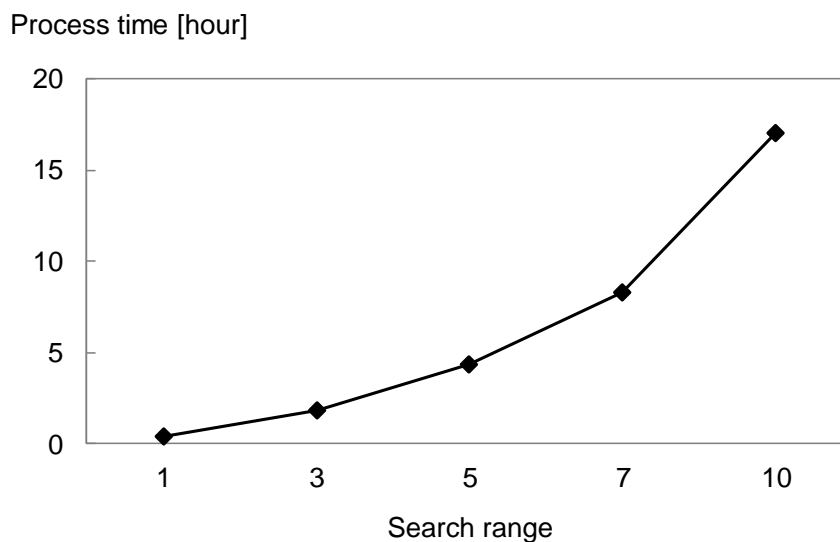


図 2-38 リンク範囲の設定が航路推計時間に及ぼす影響

(注) 図中 Search range がリンク範囲を示す. 図 2-36 の航路距離に要する実時間を整理した

航路推計結果を図 2-39 に示す. 結果の検証として, 東京から世界 7 都市までの推計結果と Worldscale^[2-55]を比較した(図 2-40). Worldscale とは原油運賃計算等に利用される距離指標であるが, 概ね妥当な推計結果であると考えられる.

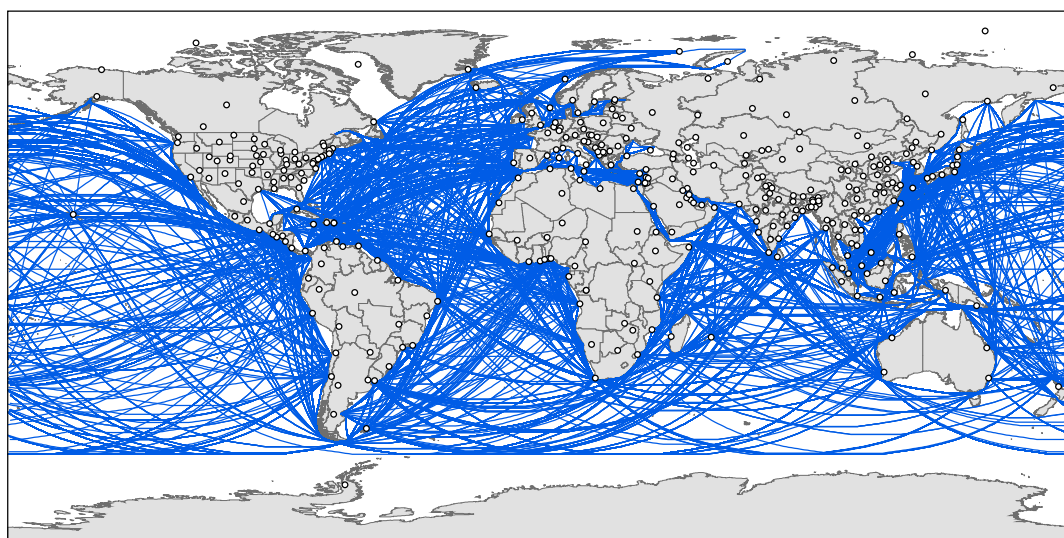


図 2-39 航路の推計結果

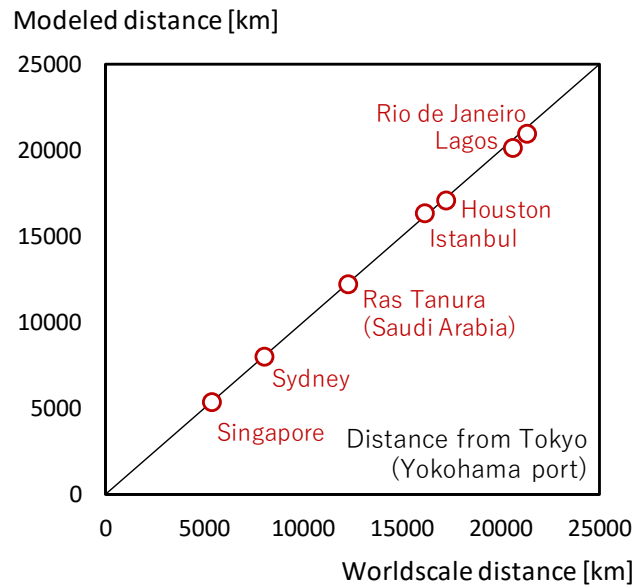


図 2-40 航路推計結果の検証(東京湾からの距離の比較)

(注)Worldscale^[2-55]より著者作成. 縦軸が推計距離を示す

(2) パイプライン・鉄道

パイプライン・鉄道の経路は緯度経度 5 分刻みで推計した。パイプラインや鉄道は技術的・経済的観点から急峻な地形を避け、また、海中・氷上経路は高価と考えられるため、経路探索時には高低差や水域・氷上地域に距離ペナルティを課した。高低差ペナルティについては、傾斜がパイプラインの経済性に及ぼす影響について十分な情報が得られなかったため、鉄道輸送における牽引力の概念²⁶からメッシュ間の斜度に応じて与えている。水域や氷上の距離ペナルティについては、それぞれ、2 倍と 1.5 倍とした(従って、海底と氷上輸送は陸上部分の 2 倍と 1.5 倍のコストがかかる想定となる)。リンク範囲は、隣接メッシュ間の斜度を考慮するため、最大 1 メッシュとした。推計結果を図 2-41 に示す。

(3) 送電

送電経路推計も緯度経度 5 分刻みで推計した。送電線敷設においては高低差の影響は少ないと考え、ペナルティは与えなかった。他方で、海域・氷上については、それぞれ 3 倍と 1.5 倍の距離ペナルティを課した。リンク可能範囲は最大 3 メッシュとした。送電経路の推計結果を図 2-42 に示す。

²⁶ より具体的には、傾斜と牽引可能貨車数(即ち、輸送可能量)の関係性に応じて距離ペナルティを与えている。

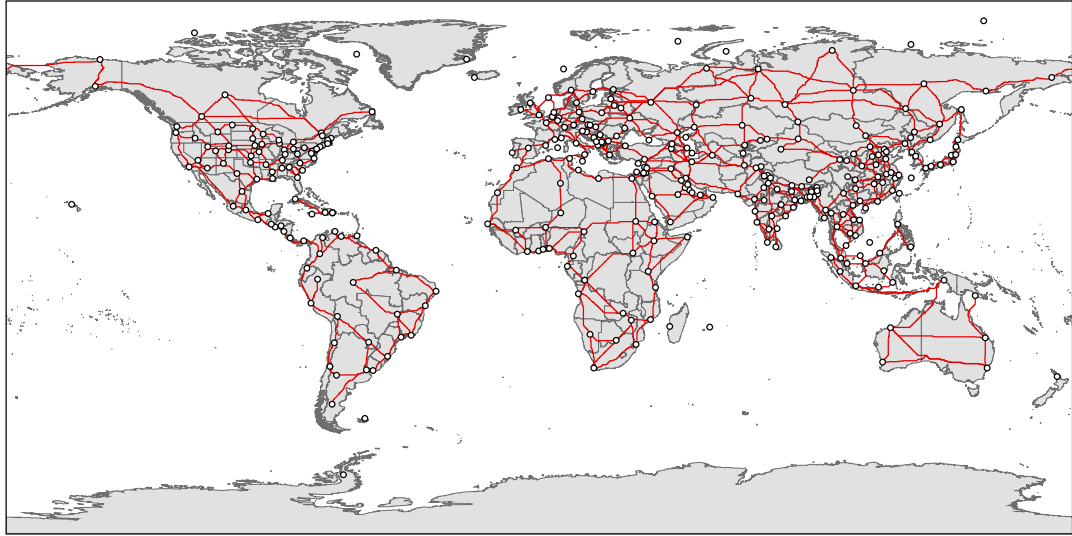


図 2-41 パイプライン・鉄道経路の推計結果

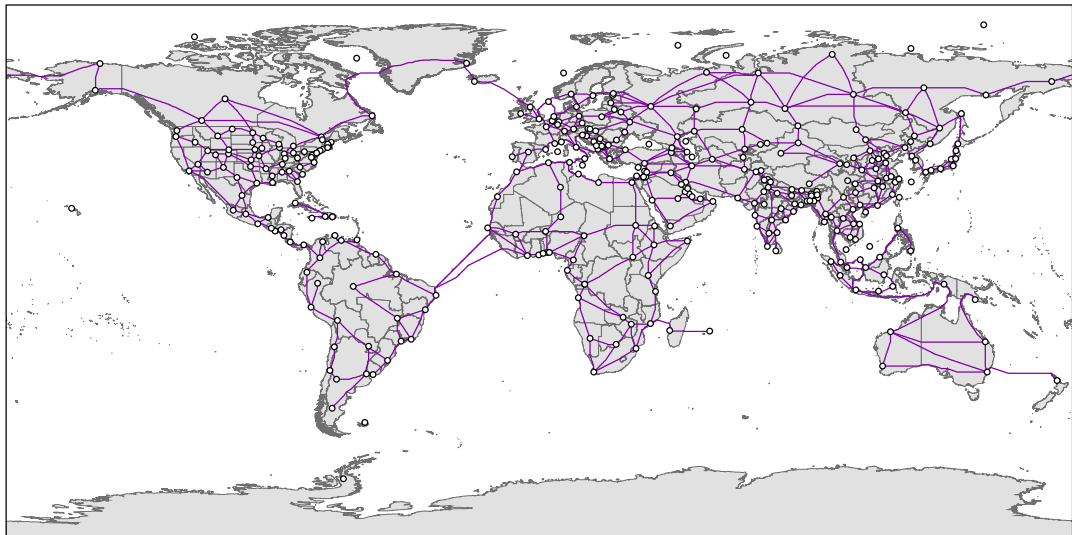


図 2-42 送電経路の推計結果

2.4. 参考文献

- [2-1] 藤井康正, “エネルギーシステムにおけるCO₂問題対策の評価”, 東京大学博士論文, 1992.
- [2-2] IEA, “Energy Technology Perspectives 2017”, International Energy Agency, 2017.
- [2-3] IEA, “World Energy Balances 2018”, International Energy Agency, 2018.
- [2-4] RITE, “2015年時点のエネルギー原単位の推計(鉄鋼部門-転炉鋼)”, 地球環境産業技術研究機構, [Online]. Available: http://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/download-data/Comparison_EnergyEfficiency2015steel.pdf. [Accessed 9 May 2019].
- [2-5] 経済産業省, “エネルギー白書 2018”, 2018.
- [2-6] 経済産業省, “火力発電の高効率化”, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第18回会合 資料 2-5, 2015.
- [2-7] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2017”, International Renewable Energy Agency, 2018.
- [2-8] NEDO, “NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版”, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2014.
- [2-9] 村岡洋文, “日本の地熱発電の現状と将来への期待”, OHM, 98(7), pp.30-35, 2011.
- [2-10] E. Kriegler, J. P. Weyant, G. J. Blanford, V. Krey, L. Clarke, J. Edmonds, A. Fawcett, G. Luderer, K. Riahi, R. Richels, S. K. Ros, M. Tavoni and D. P. v. Vuuren, “The role of technology for achieving climate policy objectives: overview of the EMF 27 study on global technology and climate policy strategies”, Climatic Change, vol. 123, no. 3-4, pp. 353-367, 2014.
- [2-11] NIES, “ICA-RUS REPORT 2014”, 国立環境研究所, [Online]. Available: https://www.nies.go.jp/ica-rus/report/detail_2014/ica-rus_report_2014_detail_all.pdf. [Accessed 9 May 2019].
- [2-12] D.W. Keith, G. Holmes, D.St. Angelo, K. Heidel, “A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere”, Joule, Vol.2, Issue.8, pp.1573-1594, 2018.
- [2-13] 再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議, “水素基本戦略”, 2017.
- [2-14] 内閣府, 科学技術振興機構, “戦略的イノベーション創造プログラム(SIP) エネルギーキャリア”, (2016).
- [2-15] 藤野純一, “バイオマス・原子力を中心とした持続可能なエネルギーシステムに関するモデル解析”, 東京大学博士論文, 1999.

- [2-16] NEDO, “「地球再生計画」の実施計画作成に関する調査事業”, 平成 13 年度調査報告書 51401008-0-1, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2002.
- [2-17] NEDO, “「地球再生計画」の実施計画作成に関する調査事業”, 平成 14 年度調査報告書 51402009-0, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2003.
- [2-18] IEEJ, “IEEJ アウトルック 2018”, 日本エネルギー経済研究所, 2017.
- [2-19] EIA, “State Energy Data System (SEDS): 1960-2016 (complete)”, Energy Information Administration, 2018.
- [2-20] 経済産業省, “都道府県別エネルギー消費統計”, 2018.
- [2-21] JEPIC, “海外電気事業統計 2017 年版”, 海外電力調査会, 2017.
- [2-22] IEA, “Energy Prices and Taxes 2018”, International Energy Agency, 2018.
- [2-23] WEC, “World Energy Resources 2016”, World Energy Council, 2016.
- [2-24] IEA, “World Energy Outlook 2013”, International Energy Agency, 2013.
- [2-25] EIA, “Assumptions to the Annual Energy Outlook 2017”, Energy Information Administration, 2017.
- [2-26] BP, “Statistical Review of World Energy 2017”, 2017.
- [2-27] USGS, “The U.S. Geological Survey 2012 world assessment of undiscovered oil and gas resources: U.S. Geological Survey, Digital Data Series DDS-69-FF, 2013.
- [2-28] IEA, “World Energy Outlook 2009”, International Energy Agency, 2009.
- [2-29] 田中伸男, 季報 エネルギー総合工学, vol.40, no.4, pp.17-32, 2018.
- [2-30] Hoes OAC, Meijer LJJ, van der Ent RJ, van de Giesen NC, “Systematic high-resolution assessment of global hydropower potential”, PLoS ONE 12(2): e0171844, 2017.
- [2-31] IEA, “Power generation assumptions in the New Policies and 450 Scenarios in the World Energy Outlook 2016”, International Energy Agency, 2016.
- [2-32] IRENA, “Renewable Capacity Statistics 2018”, International Renewable Energy Agency, 2018.
- [2-33] J. Bosch, I. Staffell, A.D. Hawkes, “Temporally-explicit and spatially-resolved global onshore wind energy potentials”, Energy, Vol.131, pp.207-217, 2017.
- [2-34] RITE, “RITE 世界エネルギー・CO₂ 対策評価モデル DNE21+の解説”, [Online]. Available: <https://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/modeltodata/overviewdne21/>. [Accessed 9 May 2019].
- [2-35] IEA, “Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition”, International Energy Agency, 2015.

- [2-36] 杉山 達彦, 小宮山 涼一, 藤井 康正, “全国の電力基幹システムを考慮した最適電源構成モデルの開発と太陽光・風力発電大量導入に関する分析”, 電気学会論文誌B, Vol.136 巻, No.12, 2016.
- [2-37] 経済産業省, “蓄電池戦略”, 2012.
- [2-38] IRENA, “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030”, International Renewable Energy Agency, 2017.
- [2-39] NEDO, “太陽光発電システム実用化技術開発 太陽光発電システム・周辺技術の研究開発(最適設定のための気象データの調査研究)”, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2000.
- [2-40] NASA, “SeaWIFS Project”, National Aeronautics and Space Administration Goddard Space Flight Center.
- [2-41] NEDO, “平成 26 年度成果報告書 豪州の低品位炭から水素を製造するバリューチェーンの改善に関する検討”, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2015.
- [2-42] NEDO, “平成 26 年度-平成 27 年度成果報告書 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析”, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2016.
- [2-43] RITE, “統合評価モデル DNE21ーエネルギーシステムモデルの構造と前提条件”, 地球環境産業技術研究機構, [Online]. Available: <https://www.rite.or.jp/system/research/new-earth/dne21-model-analyses/energy/>. [Accessed 9 May 2019].
- [2-44] FCHJU, “Development of Water Electrolysis in the European Union”, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2014.
- [2-45] R. Komiyama, T. Otsuki, Y. Fujii, “Energy modeling and analysis for optimal grid integration of large-scale variable renewables using hydrogen storage in Japan”, Energy, Vol.81, pp.537–555, 2015.
- [2-46] N. Bauer, S. K. Rose, S. Fujimori, D. P. van Vuuren, J. Weyant, M. Wise, Y. Cui, V. Daioglou, M. J. Gidden, E. Kato, A. Kitous, F. Leblanc, R. Sands, F. Sano, J. Strefler, J. Tsutsui, R. Bibas, O. Fricko, T. Hasegawa, D. Klein, A. Kurosawa, S. Mima, M. Muratori, “Global energy sector emission reductions and bioenergy use: overview of the bioenergy demand phase of the EMF-33 model comparison”, Climatic Change, pp.1-16, 2018.
- [2-47] 日本エネルギー学会; “天然ガスパイプラインのすすめ”, 2011.
- [2-48] P. Dodds, W. McDowall, “A review of hydrogen delivery technologies for energy system models”, UK-SHEC Working Paper 7, 2017.
- [2-49] M. P. Bahman, B. K. Johnson, “The ABCs of HVDC Transmission Technology”, IEEE Power & Energy Magazine Vol. 5 No. 2, pp.32-44, 2007.

- [2-50] REI, “アジア国際送電網研究会 第2次報告書”, Renewable Energy Institute, 2018.
- [2-51] エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会, “コスト等検証委員会報告書”, 2011.
- [2-52] OCCTO, “送変電設備の標準的な単価の公表について”, 電力広域的運営推進機関, 2016.
- [2-53] M. Milligan, E. Ela, J. Hein, T. Schneider, G. Brinkman, P. Denholm, “Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures. Vol. 4 of Renewable Electricity Futures Study”, NREL/TP-6A20-52409-4, 2012.
- [2-54] IPCC, “Carbon Dioxide Capture and Storage”, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.
- [2-55] Worldscale, “Worldscale”, [Online]. Available: <https://www.worldscale.co.uk/>. [Accessed 9 May 2019].

第3章 地理的解像度詳細化の効果と解像度の適性水準に関する考察

地理的解像度が粗いモデルでは、国や地域が集約化されるため、エネルギー資源・需要の地理的偏在性や輸送インフラを明示的に取扱うことが困難となる。システム全体コストの見積もりが不十分となり、エネルギー・技術選択の評価結果に影響を及ぼしていた可能性があった。そこで本節では、地域分割数が異なる世界モデルを構築し、以下の2つの問いに対して知見を得るために数値実験と考察を行った。

- 地理的解像度はどのエネルギー・技術の評価にどのような影響を及ぼしうるのか？
- 世界モデルを構築するにあたり、地理的解像度の適正水準はどれ位か？

第 3.1 節では数値実験に用いるモデル仕様やケース設定を記す。第 3.2 節では結果をまとめる。

3.1. 分析手法

3.1.1. 地理的解像度を下げた NE5.0 モデルの構築

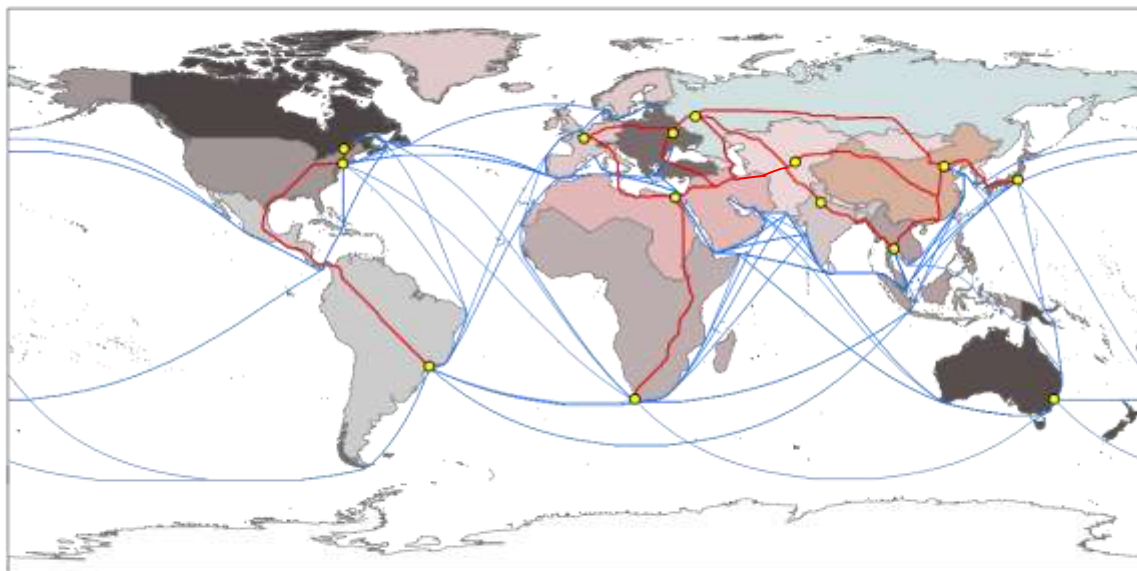
前章では 363 地域版 NE5.0 モデルの構造や入力データをまとめた。ここでは、363 地域版と同様の構造で、地理的解像度を下げたモデル(14 地域版, 50 地域版, 100 地域版, 132 地域版, 233 地域版, 306 地域版)を構築した。図 3-1 に 14 地域版, 100 地域版, 132 地域版, 233 地域版のノード分布と輸送経路想定を示す。また、付録 B に地域分割概要及び 100 地域版と 132 地域版の地域区分定義を載せた。

14 地域版ではカナダと中国、インド、日本、米国、ロシアを個別に取扱い、それ以外の国・地域は集約化した。各地域の資源・需要は代表地点に「一点近似」されるため、域内の地理的偏在性や輸送コストは考慮されない。また、地域間輸送についても正確な見積もりが困難となる。例えば、ロシアはモスクワで一点近似され、東欧・西欧に近接するモデル構造となるが、他方で東アジアへの輸送距離は過大想定となる恐れがある。

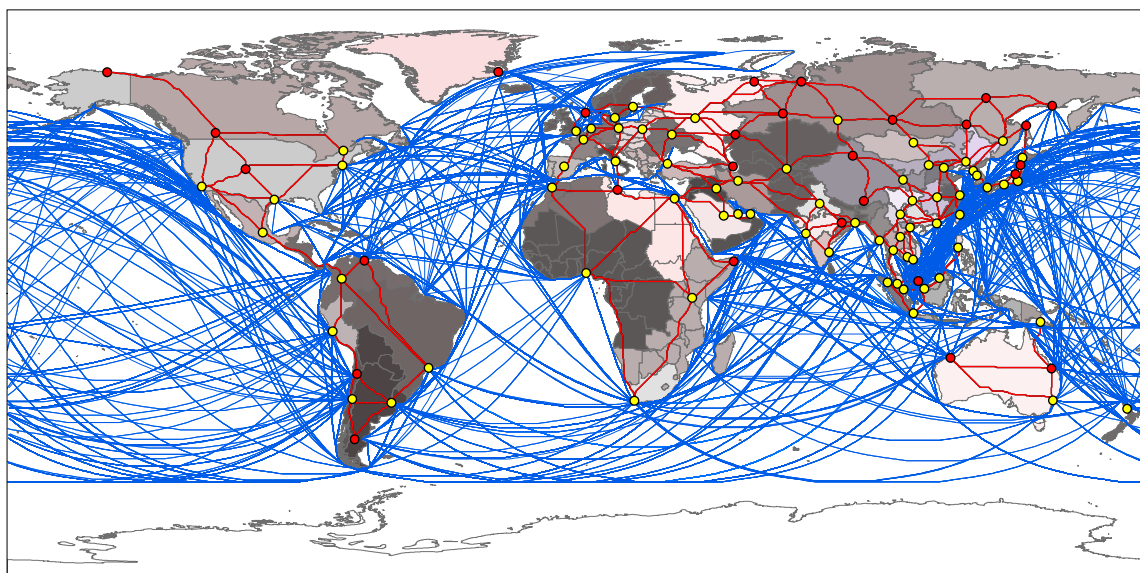
50 地域版モデル以降では明示的に取扱える国が増加する。例えば、132 地域版では 38 カ国を明示的に分析可能であり、更に、その内 11 カ国(豪州、カナダ、チリ、中国、インド、インドネシア、日本、マレーシア、ロシア、米国、ベトナム)については国を細分化している。地域特性を比較的反映できる仕様になっている。

各モデルの入力データは、363 地域版を集約化して作成した。入力データには量的なもの(資源量や需要、既設設備容量等)と質的なもの(コストや変換効率等)があるが、前者に関しては集

約化した地域を単純に足しあげた。質的なものに関しては、集約化地域の加重平均値を算出する等、モデル間で不整合が生じないように注意を払った。



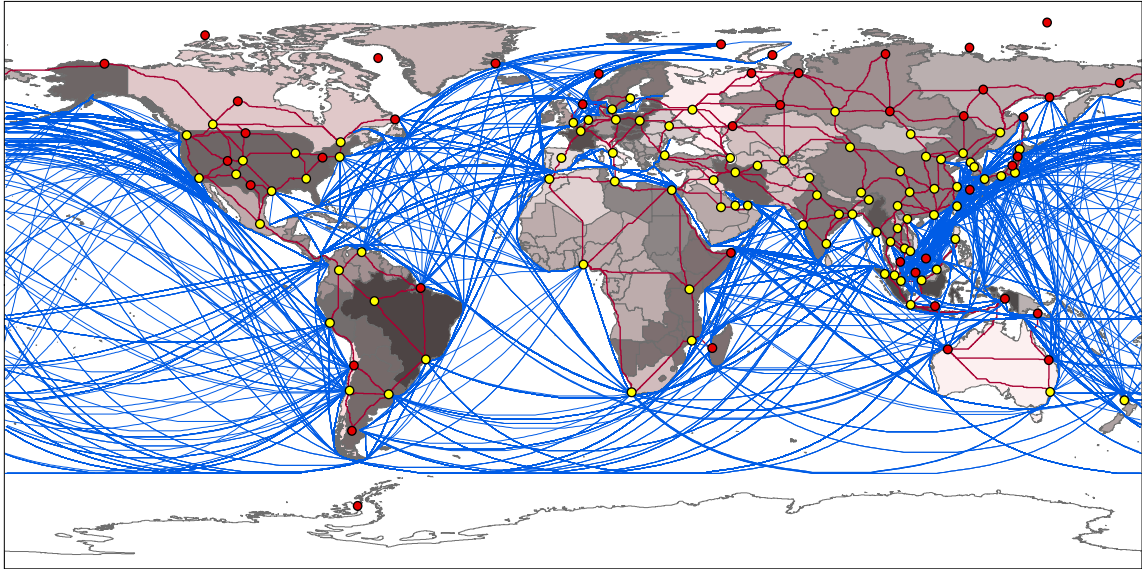
(a) 14 地域版



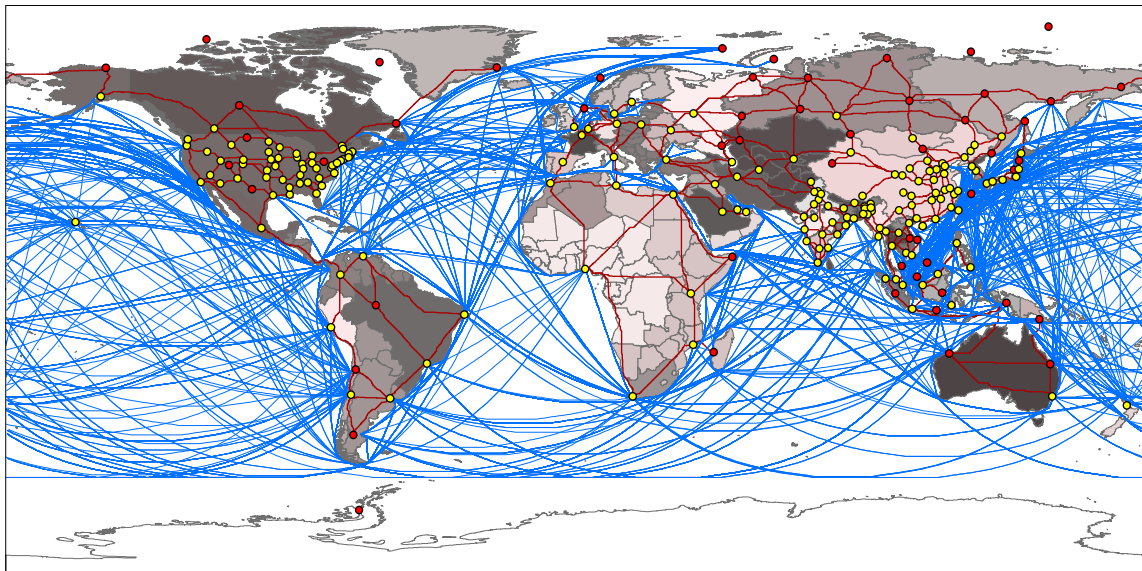
(b) 100 地域版

図 3-1 地理的解像度を下げた NE5.0 モデルのノード分布と輸送経路想定

(注) 図中の黄色丸マーカーは都市ノード, 赤色丸マーカーは供給ノードを示す



(c) 132 地域版



(d) 233 地域版

図 3-1 地理的解像度を下げた NE5.0 モデルのノード分布と輸送経路想定(前頁からの続き)

(注) 図中の黄色丸マーカーは都市ノード, 赤色丸マーカーは供給ノードを示す

各モデルの規模を表 3-1 に示す。14 地域版は変数 300 万個・制約式 500 万本の規模であり、132 地域版では変数 4500 万個・制約式 6800 万本へ、更に 363 地域版では変数 1 億 2900 万個・制約 1 億 9700 万本へ拡大した。363 地域版の計算時のメモリ所要量は約 160GB である。モデルの大規模化に伴い、実計算時間も大幅に増加する。Xeon CPU E5-2687 v4 (3.00GHz)、コア数 48 の計算機環境では、14 地域版で約 1 時間、132 地域版で約 6 時間、363 地域版で約 20 時間と計測された。

表 3-1 地理的解像度が異なる NE5.0 モデルの規模比較

	14 nodes	50 nodes	100 nodes	132 nodes	233 nodes	306 nodes	363 nodes
Variable	3 Million (M)	14M	33M	45M	64M	98M	129M
Constraint	5 Million (M)	22M	51M	68M	98M	151M	197M
Land link	16	77	169	208	341	452	521
Electricity link	16	80	171	214	341	448	518
Maritime link	91	990	3081	4186	4278	8778	12880

3.1.2. シミュレーション想定

表 3-1 に示した各モデルを用いて、世界全体の CO₂ 排出量に制約を課してシミュレーションを実施した(CO₂ 制約は国別には課していない)。図 3-2 に CO₂ 制約を示す。制約の設定にあたっては IEA^[3-1] の 2 degree scenario²⁷ を参照し、2050 年の排出量上限は 2.9Gt-C/year(2015 年比で 67%減)へ削減する想定した。なお、IEA^[3-1] の排出経路にはエネルギー起源 CO₂ と産業プロセス CO₂ が含まれるため、本研究では産業シナリオの将来排出シナリオを別途作成し、それを差引くことでエネルギー起源 CO₂ の上限制約を設定した。

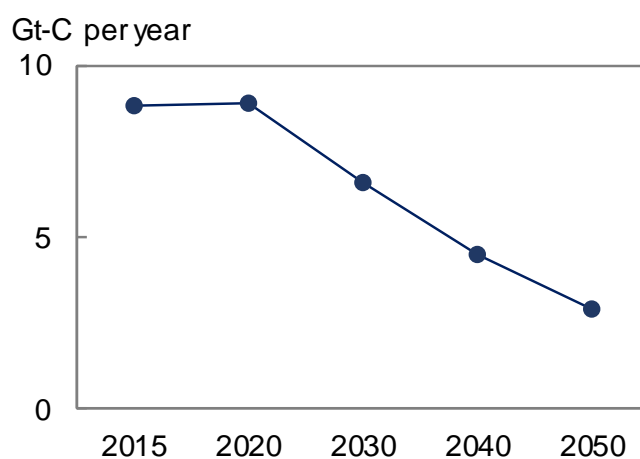


図 3-2 世界全体への CO₂ 排出制約

²⁷ 少なくとも 50% の確率で工業化前からの平均気温上昇を 2100 年までに 2°C 未満で安定化させるシナリオ。

3.2. シミュレーション結果と考察

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

3.3. まとめと留意点

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

²⁸ 正味の国際輸送量の世界合計値。第 4.1 節では国際・国内取引量を定義するが、そこでの国際取引量に相当。

²⁹ 対照的に、粗い解像度のモデルでは多数の国や地域が集約化されるため（広範囲の資源・需要が一点近似されるため）、エネルギー需給や CO₂ 回収貯留がノード内で完結し易いモデル構造になってしまったと考えられる。

³⁰ CO₂ 貿易の様子は第 4.1 節で議論する。

³¹ NE5.0 モデルでは CO₂ からのメタノール製造が考慮されており、原料としての CO₂ 輸送も可能な定式化となっている。しかし、本章では何れのモデルにおいてもメタノール利用は少なく、CO₂ 貯留を目的とした輸送がほとんどとなった（図 3-3a,b,d ではメタノール最終消費やメタノール発電、メタノール輸送が限定的あることが分かる）。

³² 日射量については図 1-5 を参照されたい。因みに、インドの風力発電は南部や西部、北部に適地があるようである（図 1-6 や文献^[3-3]の i 頁）。

3.4. 参考文献

- [3-1] IEA, “Energy Technology Perspectives 2017”, International Energy Agency, 2017.

第4章 地域細分化型世界エネルギーシステムモデルを用いた低炭素化技術の導入可能性分析

第3章では地理的解像度詳細化の効果を検討し、特に電源選択に影響を及ぼすことやエネルギー・CO₂ 輸送の検討に有用であることを指摘した。本章ではそのような特徴を活かし、第4.1節では363地域版NE5.0モデルを用いて低炭素化システムにおける最適技術選択やエネルギー・CO₂ 輸送の可能性を分析する。次に、第4.2節では水素エネルギーシステムに焦点を絞り、国際水素輸送ネットワークや水素発電、燃料電池自動車の導入可能性を分析する。

4.1. 低炭素システムにおける最適技術選択やエネルギー・CO₂ 輸送の可能性

4.1.1. ケース設定

本節³³では4つのシナリオを分析する。1つ目のシナリオはNoREGシナリオで、分析期間を通してCO₂ 制約を考慮しないシナリオである。後者3つでは世界全体にCO₂ 制約を課した上で、異なる技術想定とした(シナリオ名: FullTech, LimVRE, LimCCS)。FullTechではモデル内技術を全て利用可能とし、一方でLimVREとLimCCSでは一部技術に制限をかけた(表4-1)。

LimVREでは、太陽光・風力発電(VRE)の導入に制約が生じた状況を仮定した。具体的には、VREの発電量について、各都市ノードの各時間帯の電力需要比で最大5割の上限制約を課した。但し、電力貯蔵や水電気分解に利用される分は制約対象外とする。LimCCSでは、帯水層貯留のポテンシャル推計や社会的受容性に関する不確実性を考慮し、帯水層貯留を利用できない状況を仮定した。帯水層貯留以外のCO₂ 貯留オプション(EORや枯渇ガス田、ECBM)については利用可能と想定した。

表4-1 第4.1節のケース設定

	Global energy-related CO ₂ constraint	Maximum share on VRE (solar + wind)	CO ₂ storage (aquifer)
NoREG	No constraint	No constraint	Included
FullTech	-67% from 2015 to 2050	No constraint	Included
LimVRE	-67% from 2015 to 2050	Maximum 50% at city nodes ^注	Included
LimCCS	-67% from 2015 to 2050	No constraint	Excluded

(注)電力貯蔵や水電気分解に利用される分は制約対象外とした

³³ 第4.1節の大部分は次の文献からの引用である:大槻貴司, 小宮山涼一, 藤井康正, "詳細地域分割に基づく世界エネルギーシステムモデルの開発と低炭素システムにおけるエネルギー・CO₂ 輸送の分析", エネルギー・資源, 2019年9月号。引用を許可して頂いた一般社団法人 エネルギー・資源学会に深く感謝する。

なお、本節の分析ではエネルギー・CO₂ の国際・国内取引量(正味取引量)を示すが、その計算には式 4-1~式 4-5 を用いた。式 4-1 と式 4-2 にて各ノードや各国の実輸入量(NI1やNI2)を求め、式 4-3 と式 4-4 で世界全体の取引量(TT)や国際取引量(IT)を計算した。式 4-5 では、世界の総取引量と国際取引量の差分から国内取引量(DT)を求めた。エネルギー取引量の単位は Mtoe や TWh, CO₂ 取引は Mt-C である。

$$NI1_{y,n,i} = \max(I_{y,n,i} - E_{y,n,i}, 0) \quad \text{式 4-1}$$

$$NI2_{y,r,i} = \max\left(\sum_n M_{n,r} \cdot (I_{y,n,i} - E_{y,n,i}), 0\right) \quad \text{式 4-2}$$

$$TT_{y,i} = \sum_n NI1_{y,n,i} \quad \text{式 4-3}$$

$$IT_{y,i} = \sum_r NI2_{y,r,i} \quad \text{式 4-4}$$

$$DT_{y,i} = TT_{y,i} - IT_{y,i} \quad \text{式 4-5}$$

ここで、 y : 年を表す添え字、 n : ノードを表す添え字、 r : 国や地域を表す添え字、 i : 輸出品目を表す添え字、 $NI1_{y,n,i}$: 年 y 、ノード n における品目 i の年間実輸入量、 $I_{y,n,i}$: 年 y 、ノード n における品目 i の年間輸入量(非負)、 $E_{y,n,i}$: 年 y 、ノード n における品目 i の年間輸出量(非負)、 $NI2_{y,n,i}$: 年 y 、ノード n における品目 i の年間正味輸入量、 $M_{n,r}$: ノード n と国・地域 r を紐づける行列、 $TT_{y,i}$: 年 y における品目 i の年間取引量(世界全体)、 $IT_{y,i}$: 年 y における品目 i の国際取引量合計、 $DT_{y,i}$: 年 y における品目 i の国内取引量合計。

4.1.2. シミュレーション結果

結果の概要を予め示すと、NoREG シナリオでは CO₂ 制約が課されないため、安価な化石燃料を中心としたエネルギー需給が継続した。他方で、後者 3 シナリオでは、CO₂ 制約を満たすため、需要側での省エネルギー・燃料転換(特に固体燃料と気体燃料の転換)と発電部門の脱炭素化を組合せる姿が経済合理的となった。CO₂ の限界削減コストは LimCCS ケースにて大幅に上昇し、CO₂ の帯水層貯留は重要な技術オプションであることが示唆されている。

低炭素システムにおけるエネルギー・CO₂ 輸送の観点から興味深い結果としては、何れのシナリオにおいても水素の長距離輸送は限定的となる傾向(多くの国で水素は地産地消される傾向)や、LimCCS では CO₂ 輸送が活発化する可能性が示唆された。また、地理的に偏在する再生エネルギー資源を利用するため、一部地域では国際送電がコスト効率的な手段と評価されている。

4.1.2.1. 最終エネルギー消費

図 4-1 に世界全体の最終エネルギー消費を、図 4-2 に 2015 年と 2050 年の比較を示す。NoREG シナリオでは化石燃料が太宗を占めるが、後者 3 シナリオでは 2030 年頃を境に省エネルギーや燃料転換(固体燃料消費でのバイオマスや気体燃料消費での水素)が進んだ。ここで、本モデルの固体・気体燃料消費は主に産業・民生部門における熱需要向けの燃料消費に相当し、例えば、バイオマス利用は産業用ボイラーでのバイオマス専焼や混焼等が挙げられる。また、気体燃料消費での水素利用は水素ボイラー利用や都市ガス混合・代替等が挙げられる。CO₂ 制約を達成するためには、このような最終消費側の変革が必要となる可能性がある。

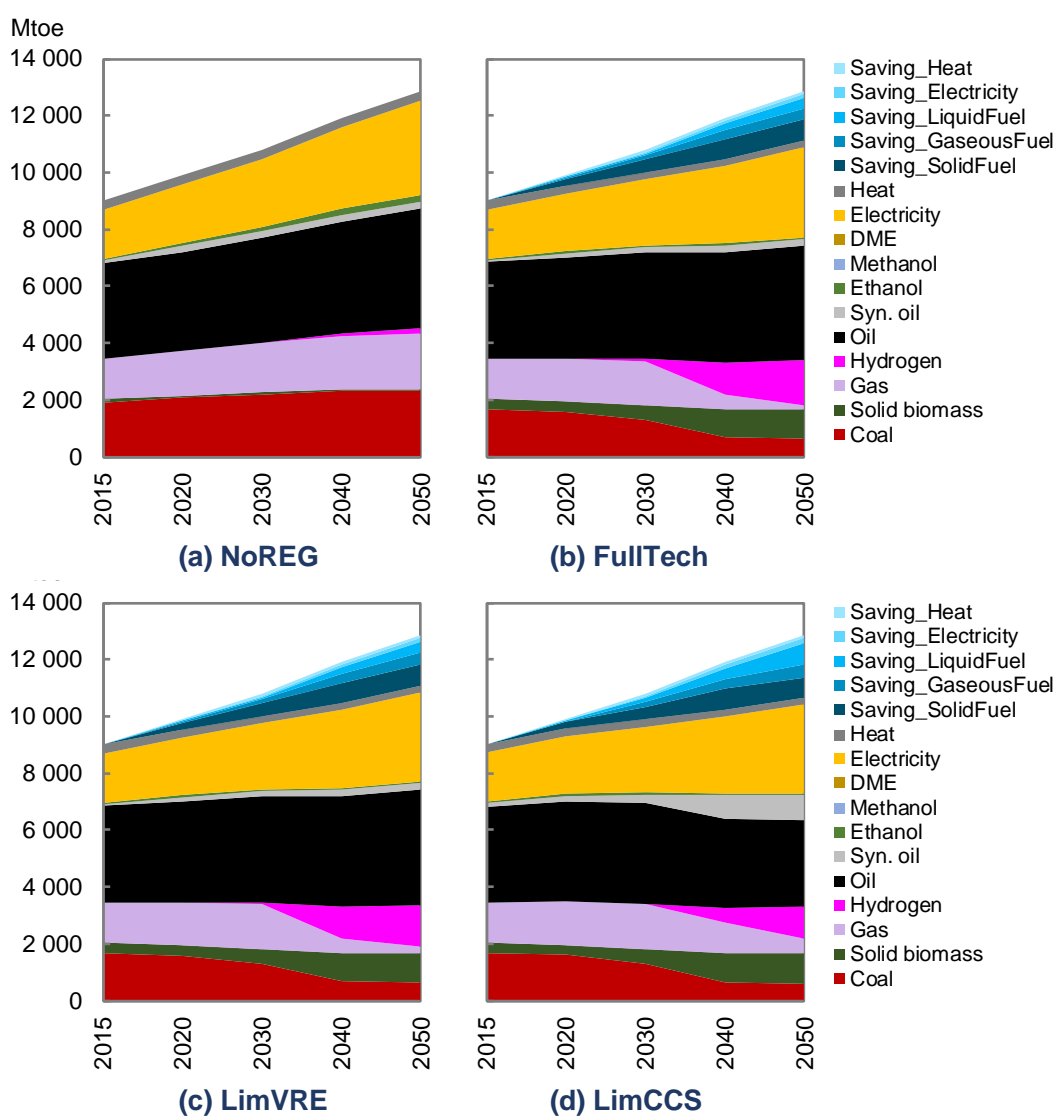


図 4-1 世界全体の最終エネルギー消費
(NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

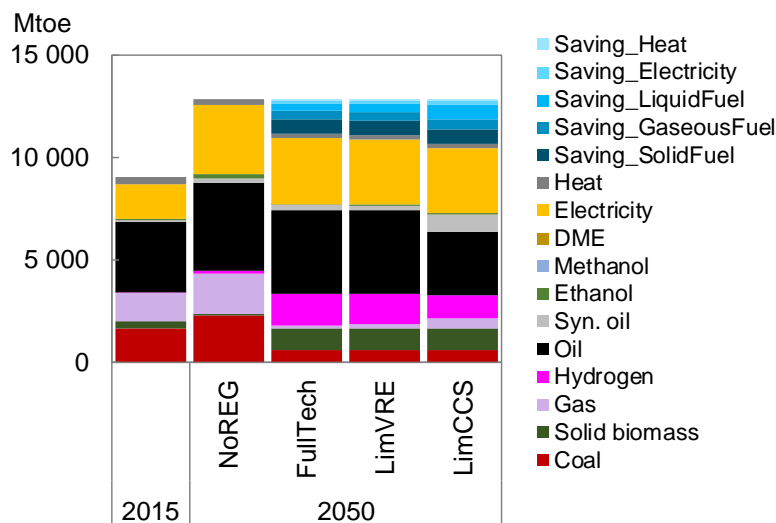


図 4-2 世界全体の最終エネルギー消費
(2015 年と 2050 年, NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

固体燃料や気体燃料とは対照的に、石油消費は後者 3 シナリオで残る結果となった。石油の代替燃料(合成油やメタノール, エタノール, DME)は他部門に比べると高価で、大規模には導入が進まなかった可能性がある。また、本分析では合成油とエタノールはバイオマスから製造することを想定しているが、バイオマス利用について固体燃料消費や発電(第 4.1.2.2 節)との競合が生じたことも要因の一つとして挙げられる。LimCCS では合成油(液体合成燃料)³⁴の導入が比較的多い。後述の通り、このシナリオでは CO₂ 回収装置付きバイオマス発電が減少したが、発電用消費が減少したことにより、液体燃料製造向けに利用可能となったと考えられる。

なお、本モデルではサービス需要を考慮せず、最終消費技術をトップダウン的にモデル化しているため、具体的な技術代替や燃料形態を超えた代替(電化等)に関する検討はできない点に改めて留意されたい。例えば、自動車電化や民生部門での暖房需要でのヒートポンプ活用等による石油消費削減を明示的に分析できないため、本モデルでは石油が残り、次節で論じる発電部門の排出削減に頼る形になっている可能性もある。運輸自動車については第 4.2 節で分析するが、それ以外の需要側モデル化は今後の重要な研究課題である。

4.1.2.2. 発電構成と電力貿易

図 4-3 に世界全体の発電構成を、図 4-4 に 2015 年と 2050 年の比較を示す。NoREG シナリオでは石炭・天然ガス火力が大幅に増加し、2050 年には 2015 年比で、それぞれ、2.9 倍と 2.0 倍の規模となった(図 4-3a)。原子力発電も化石燃料発電のコスト競争では劣勢となり、減少傾向

³⁴ 図中の Syn. Oil.

が見られる。化石燃料のシェアが高まったことで CO₂ 排出係数は悪化し、世界平均で 2015 年の 129g-C/kWh(472g-CO₂/kWh)から 2050 年には 150g-C/kWh(552g-CO₂/kWh)に上昇した(図 4-4)。

他方、後者 3 ケースでは低炭素電源(再エネや原子力等)やネガティブエミッション電源(CO₂ 回収装置付きバイオマス発電)の利用により、発電部門の脱炭素化を実現する姿となった(図 4-3b-d)。2050 年の世界平均 CO₂ 排出係数は FullTech で-41g-C/kWh(-151g-CO₂/kWh), LimVRE で-43g-C/kWh(-156g-CO₂/kWh), LimCCS で-24g-C/kWh(-88g-CO₂/kWh)と評価されている(図 4-4)。なお、総発電電力量は各シナリオで差が窺えるが、これは水電気分解や CO₂ 回収・貯留動力の違いのためである。

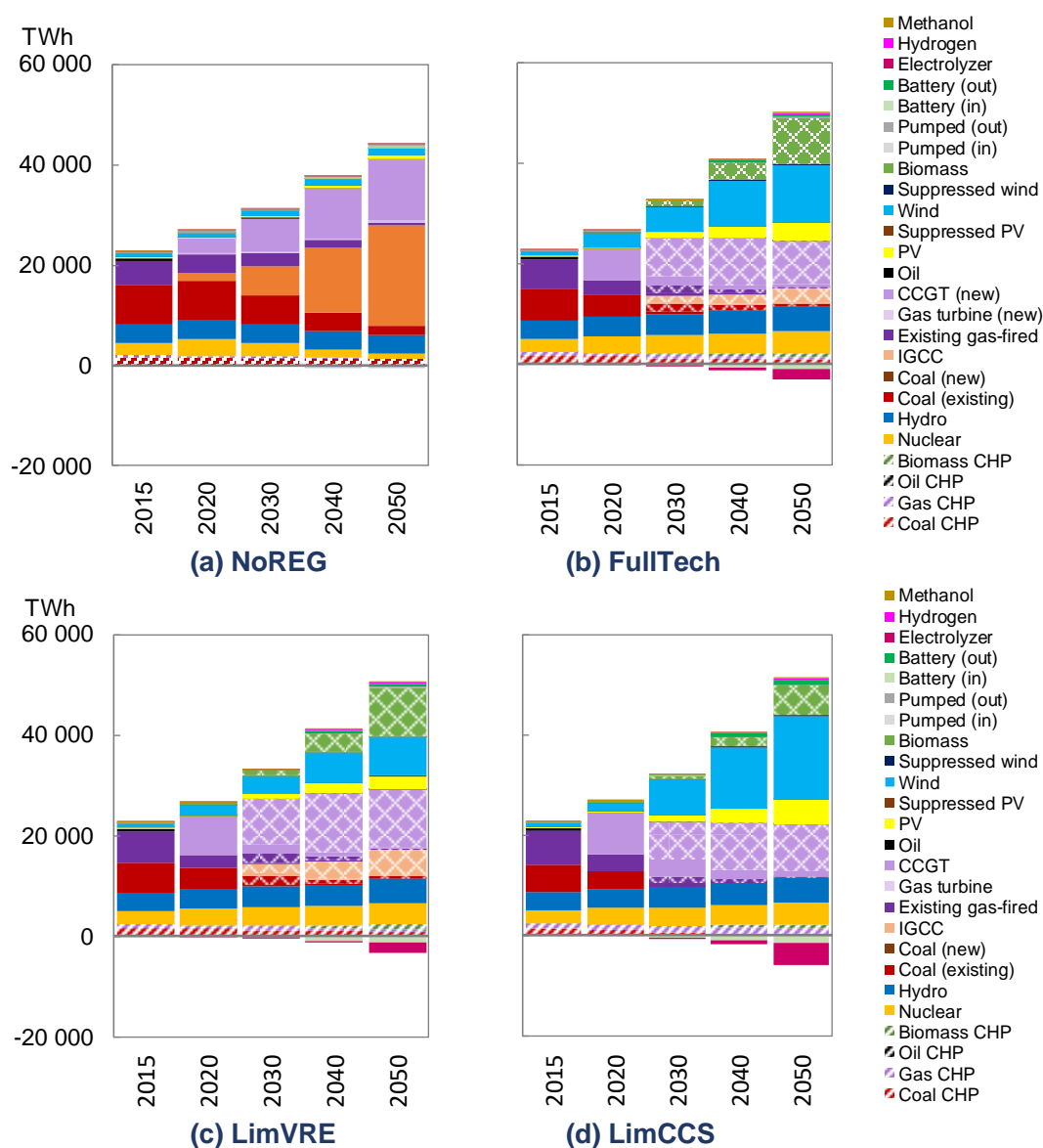


図 4-3 世界全体の発電電力量(NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

(注) 図中の網目部分は CO₂ 回収装置付を示す

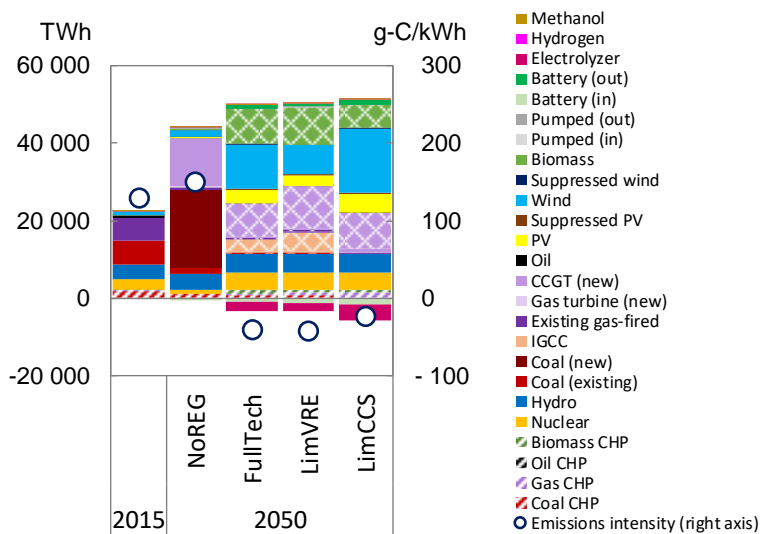


図 4-4 世界の発電電力量と CO₂ 排出係数
(2015 年と 2050 年, NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

(注) 図中の網目部分は CO₂ 回収装置付を示す

後者 3 シナリオにおける技術選択の傾向を記すと次の通りである。

FullTech では再エネ電源が 61%(内, VRE は 32%)に達すると同時に, 天然ガス火力や IGCC, 原子力等の様々な技術が拡大した。石炭や天然ガス, バイオマスの燃焼や IGCC でのガス化で生じる CO₂ については, 帯水層や枯渇ガス田での貯留により大気中放出を抑制している(図 4-5)。発電由来 CO₂ の累積貯留量は 2015~2050 年で 92Gt-C に達したが, これは 2015 年の発電由来 CO₂ 排出と比べて 32 年分の規模であり, 相当量の貯留と言える。

ここで, 世界全体としては幅広い技術が拡大したが, 技術選択には地域性が見られた点には留意されたい(付録 C.1)。コスト効率的な排出削減には, 各地域の特性(資源賦存量や導入コスト等)に応じた電源選択が重要と言える。例えば, 原子力発電は中国やインドに牽引されて世界全体としては増加した一方, 新規建設が比較的高額な米国や西欧では減少した。本モデルでは原子力発電に上下限値を設けて最適化をしたが, 2050 年では米国や西欧では上限値に達しなかった。米国では CO₂ 回収装置付き天然ガス火力や再エネ電源が, 欧州では風力発電を中心とした再エネ電源が拡大する結果となっている。日本では, 2050 年に上限値相当(2050 年に 23GW)を利用する結果となった。日本にとって原子力はコスト優位な低炭素化オプションの一つと考えられる。

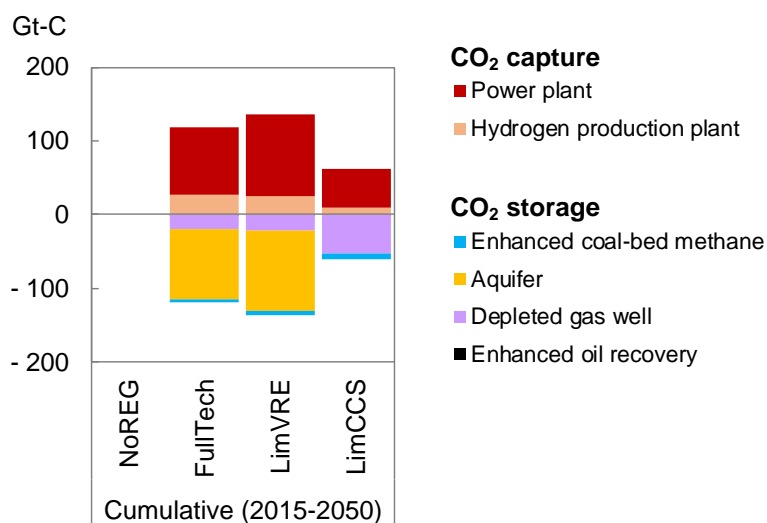


図 4-5 世界の CO₂ 回収・貯留バランス
(2015~2050 年の累積量, NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

VRE 導入に制約が生じた場合(LimVRE)には、代替的に CO₂ 回収装置付きの天然ガス火力や IGCC、バイオマス発電が拡大し、CCS への依存度が高まる結果となった。2050 年における VRE のシェアは 21%へ低下し(図 4-4)、発電由来 CO₂ の累積貯留量は FullTech 比で 1.2 倍に増加している(図 4-5)。対照的に、LimCCS では化石燃料や CO₂ 回収装置付きバイオマス発電が抑制され、VRE が拡大した。石炭火力発電は、IGCC も含め、導入が見られない。CCS に制限が生じたため、高効率石炭火力技術であっても、CO₂ 削減の観点から利用困難となった可能性がある。CO₂ 貯留は枯渇ガス田に頼る姿となり(図 4-5)、CO₂ 排出源から天然ガス生産国への長距離輸送が必要となる(第 4.1.2.5 節)。

NE5.0 モデルでは国際送電網の構築も選択肢として考慮しており、コスト効率的であれば連系線が敷設される仕組みとなっている(現実のエネルギー貿易ではエネルギー安全保障や国際情勢等の様々な要素を考慮する必要があるが、それらは考慮されていない)。図 4-6 に 2050 年の国別の電力純輸出量を、図 4-7 に送電線設備容量とノード別の純輸入量を示す。

NoREG シナリオの国際取引量(式 4-4 の IT)は年間 950TWh と評価され、北朝鮮・韓国間と中国・ベトナム間の送電が大部分を占めた(図 4-6, 図 4-7a)。北朝鮮では石炭由来の電力が、中国では雲南省の水力や貴州省の石炭由来の電力が輸出されている。韓国の純輸入量は特に大きな値となった(2050 年の総電力需要 634TWh に対して、純輸入量は 532TWh)。北朝鮮と韓国は近接する一方で、経済発展状況は異なるため、NE5.0 モデルでは韓国での新規建設コストを高め設定している。この想定により、韓国では発電プラントを建設せず、北朝鮮で建設して送電することがコスト最小解となったと考えられる。

後者 3 シナリオの国際取引量は世界計で年間 1840~3103TWh に達し、低炭素システムでは国際電力貿易の機会が拡大する可能性が示唆された(図 4-6)。地理的に偏在する再エネ資源を活用するために国際連系線が敷設される傾向が見られ、VRE 導入を制約した LimVRE では国際取引量が減少している。

図 4-6 を見ると、FullTech や LimCCS では中国やカナダ、フランス、パキスタンといった国々の電力輸出量が大きい。中国は世界最大の輸出国と評価され、雲南・ベトナム間の水力輸出に加えて、遼寧省の風力資源を韓国・日本へ大規模輸出³⁵することもコスト効率的と評価された(図 4-7b,d)。カナダは豊富なバイオマス資源を背景に、CO₂ 回収装置付きバイオマス由来の電力を米国へ輸出した。ネガティブエミッション電源を二国間で有効活用している点で興味深い結果と考えられる。フランスやパキスタンでは風力発電の大規模開発と近隣諸国(パキスタンの場合はインド北部)への輸出が実施された。

なお、本モデルでは大陸間送電(南米・アフリカ大陸間連系、北米・欧州間連系等)も選択肢として考慮したが、導入は限定的であった。2050 年の時間軸では、地域ブロック内での国際送電網建設がコスト効率的と言える。

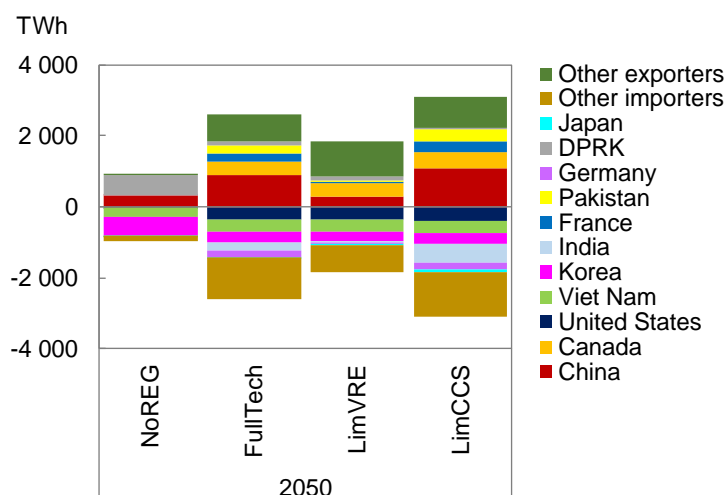
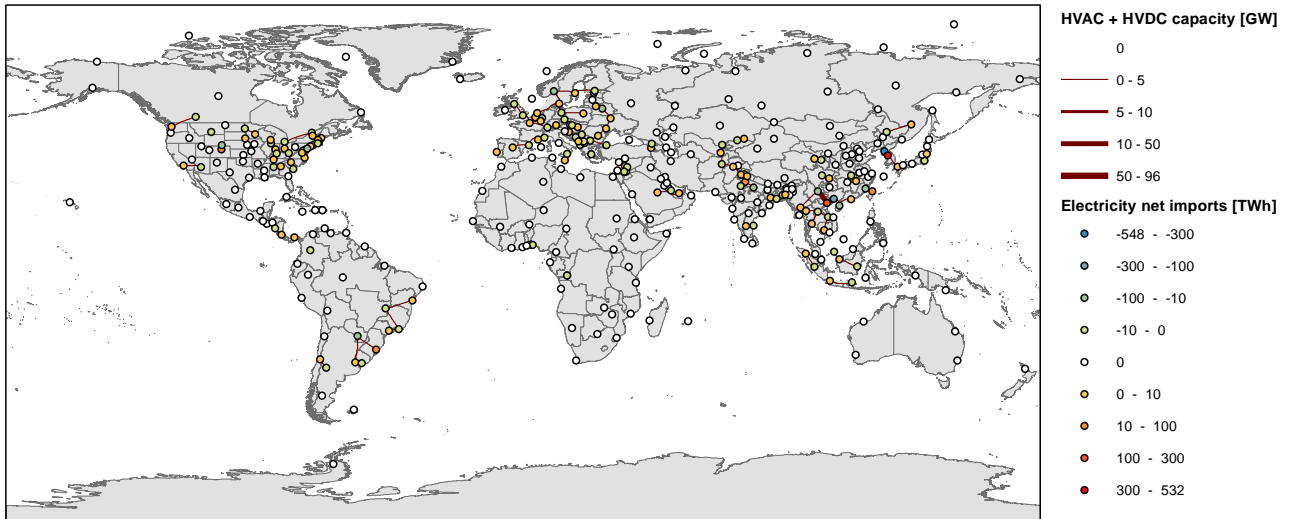
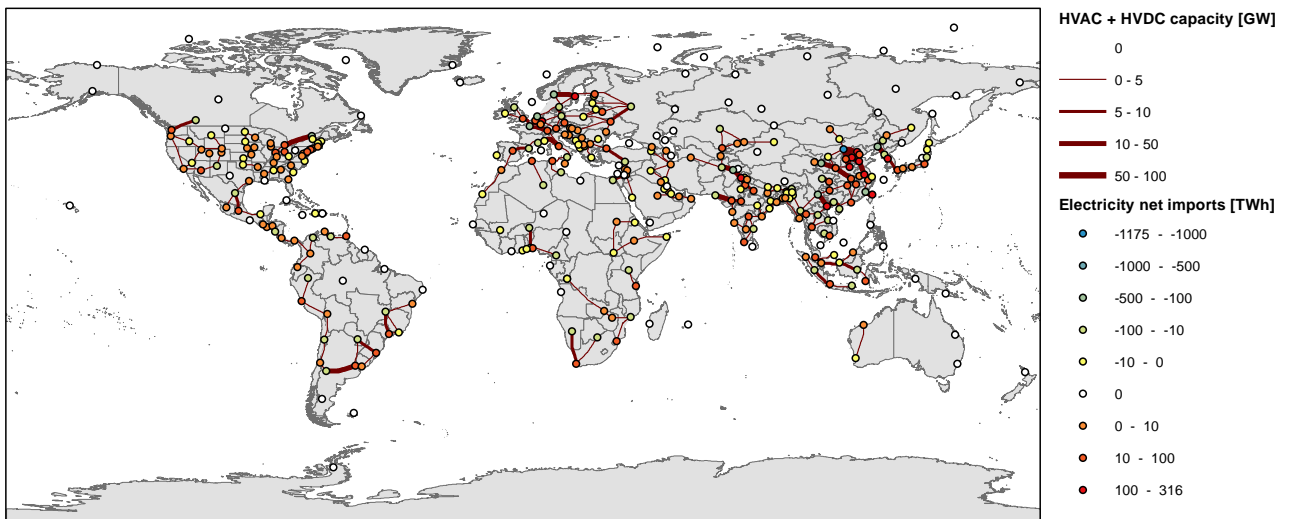


図 4-6 電力純輸出量
(2050 年, NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

³⁵ 韓国の純輸入量は FullTech では 299TWh, LimCCS では 312TWh.

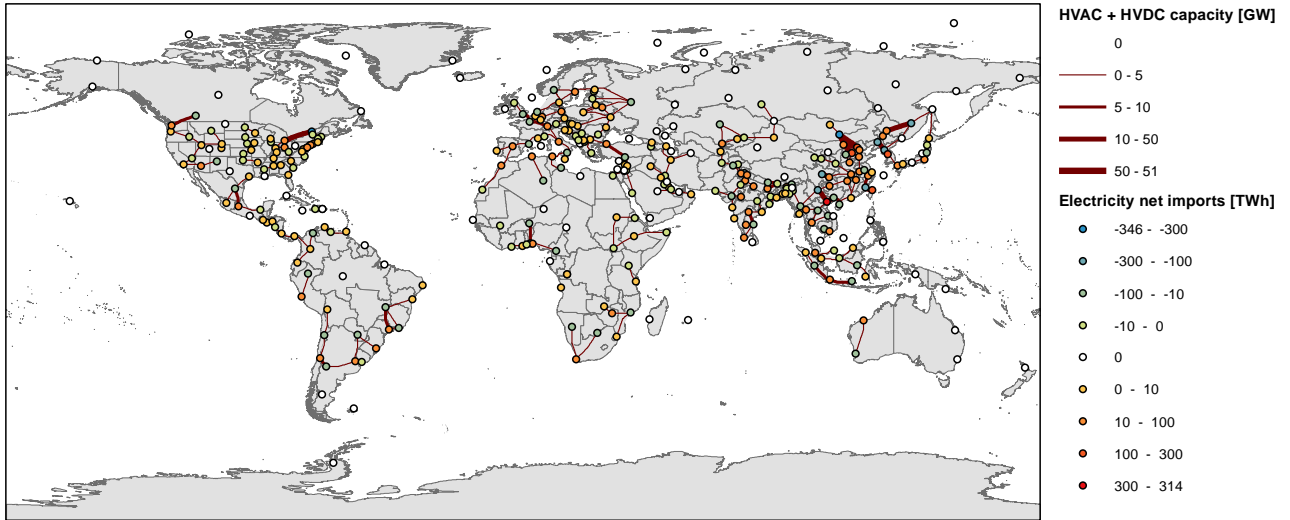


(a) NoREG

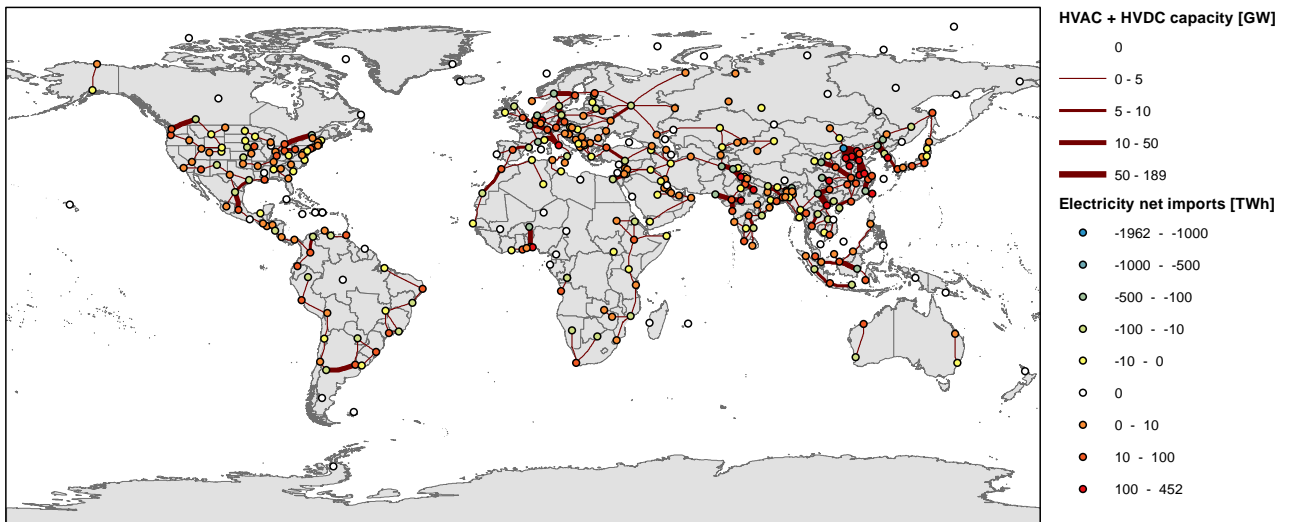


(b) FullTech

図 4-7 2050 年の送電設備容量と各ノードの電力純輸入量 (NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)



(c) LimVRE



(d) LimCCS

図 4-7 2050 年の送電設備容量と各ノードの電力純輸入量(前頁からの続き)

4.1.2.3. 水素製造・輸送

図 4-8 に FullTech, LimVRE, LimCCS の水素製造・取引(2050 年)を示す。本分析では何れのシナリオにおいても水素の発電利用は限定的(図 4-3)で、殆どが最終消費(図 4-1)であるが、その原料は化石燃料—ガス改質や石炭ガス化および付随するシフト反応—が太宗を占めた。図中の「H₂ trade」はパイプラインと液化水素タンカーによる年間取引量(式 4-3 の *TT*)であるが、製造量に比べて取引量が極端に少ないことが分かる。これは、水素の「地産地消」—即ち、水素の形態で国際・国内輸送するわけではなく、需要地付近に賦存する化石燃料、又は、需要地付近まで輸送した化石燃料を用いて水素製造(一部は CO₂ 回収装置付き)を行うこと—がコスト効率的となったためである。化石燃料資源国や再エネ資源地域での水素製造と需要地への長距離タンカー輸送も定式化上は可能であるが、選択されず、図中の水素取引は全量がパイプラインであった。水素の大規模・長距離輸送への経済的課題が示唆されており、輸送活性化の可能性については第 4.2 節にて深堀する。

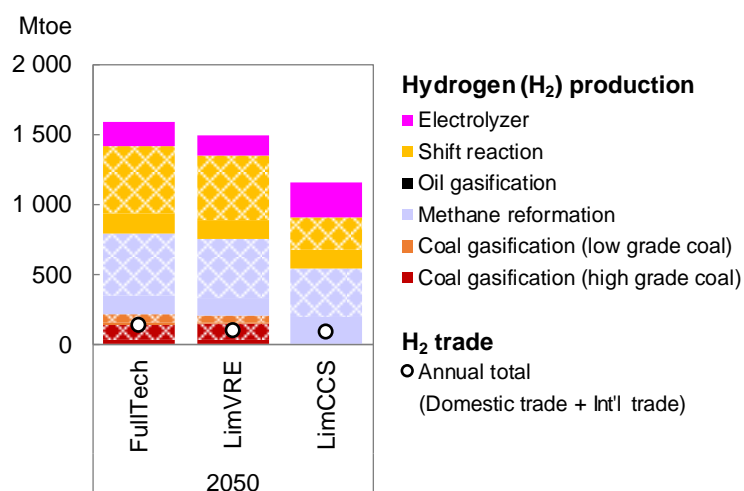


図 4-8 2050 年の世界の水素製造・総取引量(FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

(注) 図中の網目部分は CO₂ 回収装置付きを示す

4.1.2.4. 一次エネルギー供給

図 4-9 に世界全体の一次エネルギー供給を示す。NoREG シナリオでは発電部門で石炭が大幅に拡大することから、石炭が主体の一次エネルギー構造となり、2050 年には 4 割を担った。後者 3 ケースでは石炭利用は減少したが、その程度には差が窺える。FullTech や LimVRE では発電部門や水素製造で石炭が利用されるため(CO₂ 回収装置付きの IGCC や石炭ガス化)、石炭供給が一定程度残存した。他方で、LimCCS では CCS に利用制約が生じたため、石炭利用は 2050 年にかけて大幅に減少している。CCS の利用可能性は、低炭素システムにおける石炭利用に大きく影響すると言える。

石炭とは対照的に、石油や天然ガスは後者 3 シナリオでも相当量残る結果となった。石油は液体燃料消費、天然ガスは発電用途として消費されたためである。

FullTech~LimCCS ではバイオマスが拡大する点も共通して見られた。NE5.0 モデルでは世界のバイオマス資源量として合計 4900 Mtoe/year(205 EJ/year)を想定し、後者 3 シナリオでは 2050 年に 3616~3762 Mtoe(151~158 EJ)と評価された。IPCC 第 5 次評価報告書^[4-1]によれば、バイオマスの技術的ポテンシャル(2050 年)は少なくとも 100 EJ/year は存在するとされる。また、Bauenら^[4-2]は 2050 年の持続可能なバイオマス供給量として 200-500 EJ/year と推定し、IEA^[4-3]の 2 degree scenario では 2050 年に 137 EJ/year の Biomass and waste 消費を見込んでいる。これらを踏まえると、本研究のバイオマス消費量はそれ程的外れな値ではないと考えられる。

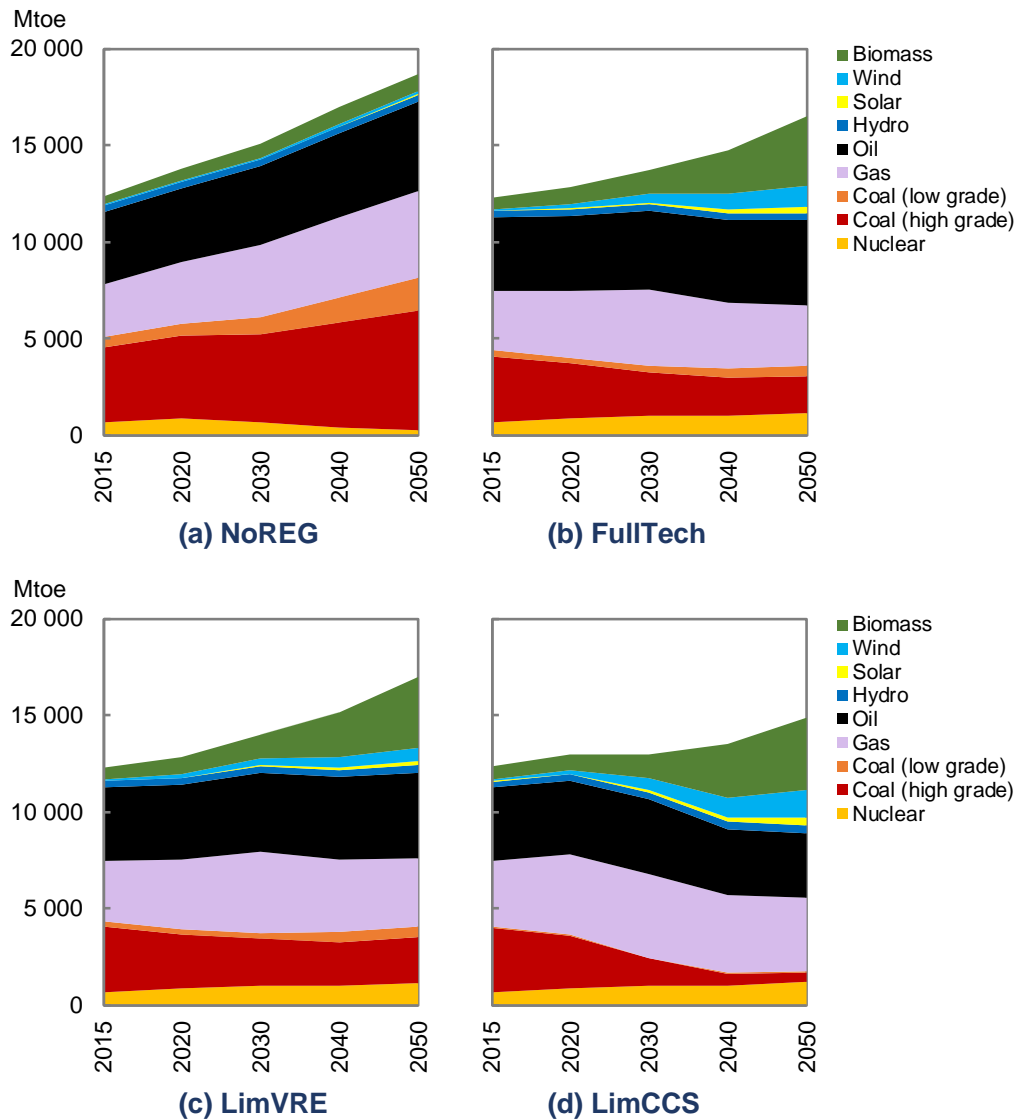


図 4-9 世界全体の一次エネルギー供給 (NoREG・FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

4.1.2.5. CO₂ 輸送

図 4-10 に 2050 年の世界全体での CO₂ 年間取引量(式 4-3 の TT)を, 図 4-11 に FullTech と LimCCS の年間 CO₂ 輸送・貯留量を示す. FullTech ケースでは世界全体で年間 425 Gt-C 規模の取引が実施され, 中国やインドでは豪州の CO₂ 貯留適地を利用するために海上輸送がコスト効率的な選択となった(図 4-11a)³⁶. 豪州東部(シドニーノード)では年間 300 Gt-C を超える規模で帯水層貯留が実施されている. 本研究では年間貯留量には上限を課していないため, 極端な結果が生じ得ることは留意が必要であるが, 地域によっては国際的な CO₂ 輸送・貯留も経済合理性を持ちうることは指摘できるであろう. ここでは詳しくは示さないが, LimVRE でも FullTech に類似した CO₂ 貿易(豪州が主たる輸入・貯留国になる様子)が見られた.

LimCCS では CO₂ 輸送量が顕著に増加した(図 4-10). これは CO₂ 排出源から枯渇ガス田—ペルシャ湾岸や, ベネズエラ, トルクメニスタン等—への大規模・長距離輸送が実施されたためであり, 世界各地で国際パイプライン・タンカー輸送が実施される姿となった(図 4-11b). 2050 年の世界全体の CO₂ 取引量は 1.2Gt-C に達した. 2015 年の米国のエネルギー起源 CO₂ 排出量の 9 割に相当する量である. FullTech ケースにて中国は豪州での帯水層貯留のために大規模輸送したが, LimCCS では帯水層が利用不可となるため, 中東地域へ輸出している. 日本もサハリンへのパイプライン輸送やガス資源国(ベネズエラやサウジアラビア, カタール, 豪州西部)へのタンカー輸送が実施された. 帯水層貯留の実施に制限が生じた場合, エネルギー消費国とガス生産国間にて CO₂ 輸送・貯留面での協力が合理的となる可能性がある.

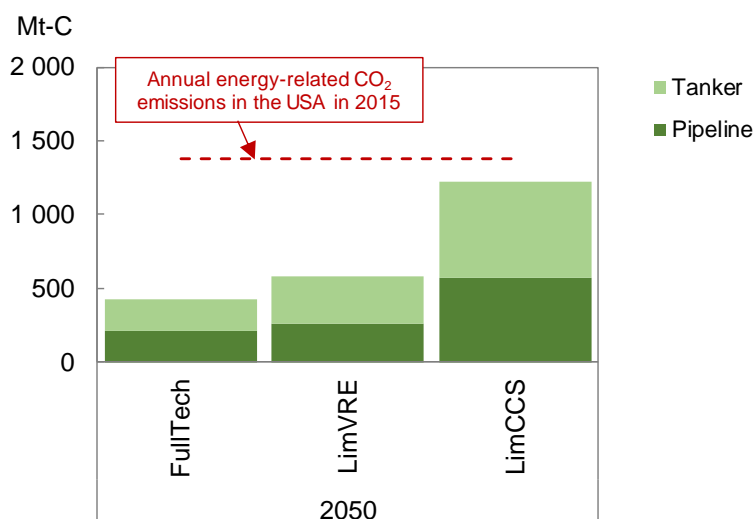
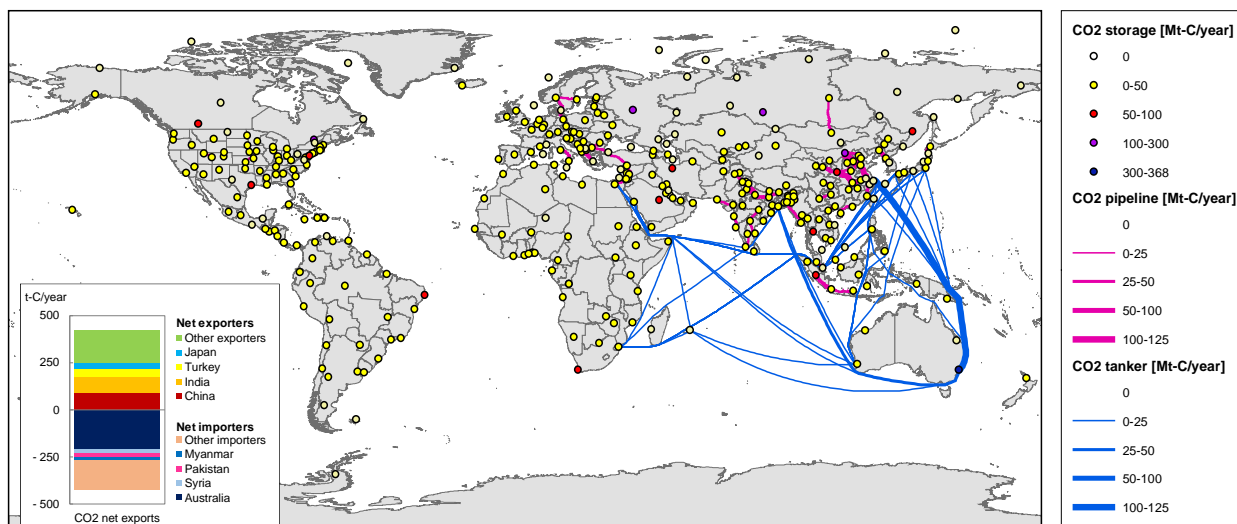
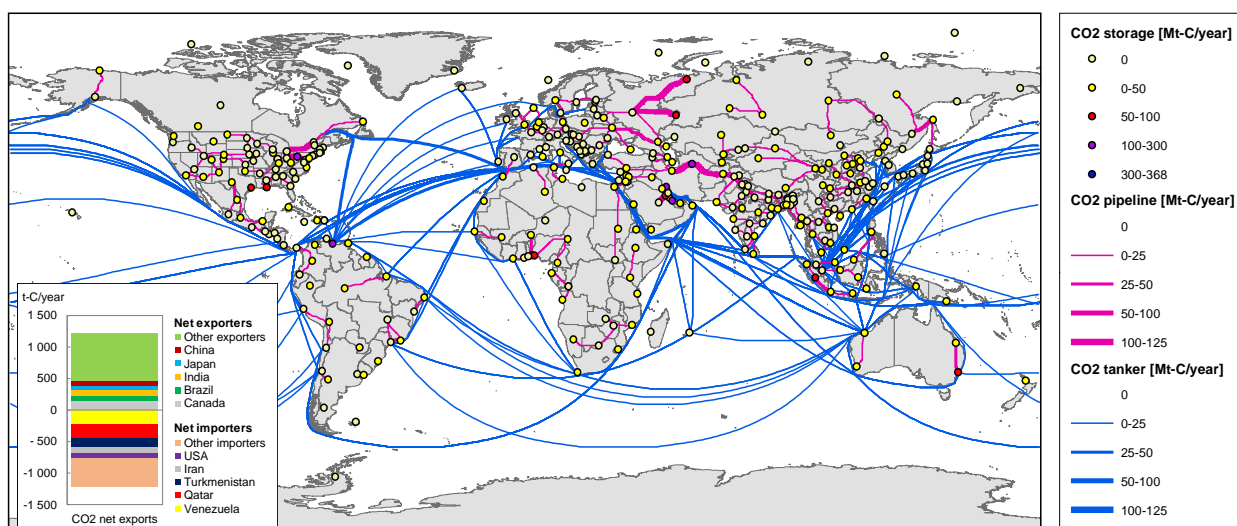


図 4-10 2050 年の世界の CO₂ 取引量(FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

³⁶ 脚注 31 にて述べたように, NE5.0 モデルでは CO₂ からのメタノール製造が考慮されており, 原料としての CO₂ 輸送も可能な定式化となっている. しかし, 本節でもメタノールの導入は限定的な結果となり, CO₂ 輸送は貯留を目的としたものがほぼ全てとなった.



(a) FullTech



(b) LimCCS

図 4-11 2050 年の CO₂ 貯留・輸送量と主要国の純輸出量 (FullTech・LimCCS シナリオ)

4.1.2.6. CO₂ 限界削減コストと緩和コスト

図 4-12 に世界全体の CO₂ 限界削減コスト(MAC)を示す。排出削減と共に MAC は上昇するが、LimCCS で特に高額になる様子が窺える。2050 年の MAC は FullTech の 796 US\$/t-C (219 US\$/t-CO₂) や LimVRE の 810 US\$/t-C (224 US\$/t-CO₂) に対して、LimCCS では 1452 US\$/t-C (402 US\$/t-CO₂) と評価された。帯水層貯留は発電・水素製造の複数部門の低炭素化に貢献する技術であり、また、ネガティブエミッションの核となるため、MAC に大きく影響したと考えられる。他方、LimVRE の上昇幅は限定的となった。VRE 導入が制約された場合においても、帯水層貯留は依然利用可能と想定したため、CO₂ 回収装置付き火力発電等によって VRE を代替可能であったことがその要因と考えられる。

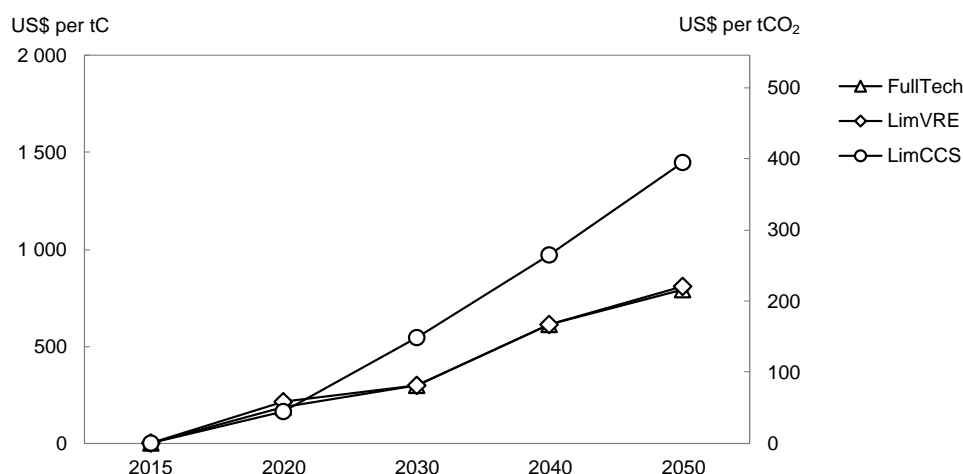


図 4-12 世界全体の CO₂ 限界削減コスト(FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

(注)米ドルは 2015 年価格想定

図 4-13 には世界全体の緩和コストを示す。ここでの「緩和コスト」とは、NoREG シナリオからのシステムコスト増分のことを指し、世界の GDP 比で図示している³⁷。緩和コストも MAC 同様に時間と共に上昇する様子が見られる。2030 年の FullTech や LimVRE では約 0.5%，LimCCS では 0.7%と評価され、2050 年では FullTech で 1.7%，LimVRE で 1.8%，LimCCS で 2.0%と推計された。

³⁷ NE5.0 モデルのマクロ経済想定は IEEJ^[4-4]に基づき、世界の GDP(2010 年米ドル換算)は 2015 年の 75059 US\$から 2050 年には 191400 US\$と想定した。本分析では 2015 年米ドルに換算して用いた。

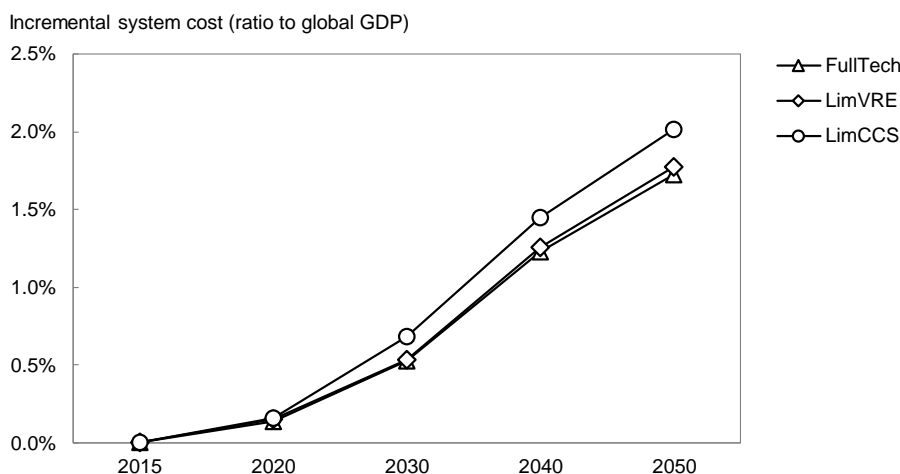


図 4-13 世界全体の緩和コスト (FullTech・LimVRE・LimCCS シナリオ)

(注)米ドルは 2015 年価格想定

4.1.3. まとめと留意点

本研究では 363 地域版 NE5.0 モデルを用いて、低炭素システムにおける最適技術選択やエネルギー・CO₂ 輸送の役割を評価した。主な結果や得られた知見を以下に挙げる。

2°C 目標相当の排出削減には需要側の省エネルギーと代替燃料利用(水素やバイオマス等)、そして発電部門の低炭素電源やネガティブエミッション電源を組合せる姿がコスト効率的と評価された。低炭素シナリオにおける石炭消費(一次エネルギーベース)は CCS の利用可能性に左右された一方、天然ガスは発電用、石油は最終消費用として 2050 年の時間軸では継続的に利用される結果となった。

エネルギー・CO₂ 輸送の点から興味深い点として、水素は需要地付近での「地産地消」がコスト効率的となった。水素は期待が高いエネルギーキャリアであるものの、その大規模・長距離貿易には経済的課題が示唆されている。CO₂ 排出制約下の発電部門では、偏在する再エネ資源を利用するため、国際送電網の建設が一部の地域でコスト効率的となった。なお、NE5.0 モデルでは大陸間連系も選択肢として考慮したが、2050 年の時間軸では導入は見られなかった。

CO₂ 貯留はネガティブエミッションの鍵となる技術であり、利用制約を課すと MAC が大幅に上昇した。仮に帯水層貯留が実施不可となった場合には、その他の貯留適地(枯渇ガス田等)を最大限利用するために国際 CO₂ 輸送がコスト効率的となり、エネルギー消費国と天然ガス資源国の新たな協力の可能性が示唆された。世界全体の緩和コストは 2050 年で GDP 比 1.7~2.0%程と推計された。

本分析の限界・留意点としては、次の2点が挙げられる。1点目は、NE5.0モデルではサービス需要を考慮せず、最終消費技術をトップダウン的にモデル化していることである。具体的な技術代替や燃料形態を超えた代替（電化等）に関する検討ができず、発電部門の脱炭素化に頼る形になっている可能性がある。運輸自動車については第4.2節でモデル化を行うが、それ以外の需要側モデル化（民生・産業部門等）は今後の重要な研究課題である。2点目はNE5.0モデルの時間的解像度に関する留意点である。本分析ではVRE電源が重要な役割を演ずる可能性が示唆されたが、NE5.0モデルの時間的解像度は比較的簡略化されており（年間64時間帯分割）、変動性対策コストを過小評価している可能性がある。この点については第5章と第6章で検討する。

4.2. 水素エネルギーの導入可能性：発電・自動車部門を中心とした分析

水素は、様々な原料から製造可能であること、そして、製造方法によっては低炭素となることから、エネルギー安全保障強化や気候変動緩和の点で近年脚光を浴びている。日本が世界最高水準の水素関連技術を有することから、日本政府は「水素社会実現において世界をリードしていく」姿勢を表明し、水素利用技術や水素エネルギーキャリア（アンモニアやメチルシクロヘキサン=MCH等）の研究開発を推進している^[4-5]。このような期待の高まりを背景に、本節では水素エネルギーシステムに焦点を当てた分析を行う³⁸。

第4.1節の分析では、①最終消費部門において導入可能性があること、②エネルギーキャリアとしては経済性の課題があることを指摘した。しかしながら、NE5.0モデルは最終消費部門をトップダウン的に取扱っており、また、アンモニアやMCHの輸送・利用技術もモデル化しておらず、水素関連技術の包括性に課題があった。そこで本節では、特に期待が高い発電・自動車利用に着目し、363地域版NE5.0モデルを次の通り拡張した（第4.2.1節にて説明する）。

- 最終消費部門（旅客輸送需要や貨物輸送需要、旅客・貨物自動車技術のモデル化）
- エネルギー輸送部門（アンモニアやメチルシクロヘキサンの長距離輸送のモデル化）
- エネルギー転換部門（燃料電池やアンモニア火力、石油精製のモデル化）

水素エネルギーシステムのプロトタイプ設計や経済性評価は、1990年代から2000年代初頭のWE-NETプロジェクト^[4-6]をはじめ、長年に亘り実施されてきた。近年のモデル分析においても世界の水素需給を分析した事例^{[4-7][4-8][4-9][4-10]}がある。しかし、研究^{[4-7][4-8]}のモデルは地理的解像度が低く（世界15ノード）、多くの国や地域が集約されているため、空間的特性の表現—例えば、水

³⁸ 第4.2節の大部分は次の文献からの引用である：大槻貴司、小宮山涼一、藤井康正、”発電・自動車用燃料としての水素の導入可能性：地域細分化型世界エネルギーシステムモデルを用いた分析”，日本エネルギー学会誌，98巻4号 pp.62-72，（2019）。引用を許可して頂いた一般社団法人 日本エネルギー学会に深く感謝する。

素の原料資源の地域偏在性や、水素製造地から消費地への輸送コストのモデル化—が十分とはいえない可能性があった。研究^{[4-9][4-10]}については、アンモニアやMCH等の水素キャリアや、燃料電池やアンモニア発電等の水素関連技術をモデル化しておらず、水素供給・利用技術の包括性の面で課題が窺える。また、本節では水素製造・輸送コストやFCV車両価格に関する感度分析を実施し、水素関連技術の経済的導入条件を考察したが(第4.2.3.2節)、この点も既往研究^{[4-7][4-8][4-9][4-10]}では十分に検討されておらず、本研究の新規性であると考えられる。

4.2.1. NE5.0 モデルの拡張

ここでは、自動車や発電、輸送技術を拡張したNE5.0モデルを説明する。図4-14に拡張版NE5.0モデルのシステム構成要素を示す。新たに追加した技術・フローは赤色で示されている。なお、分析期間(2015-2050年)や時間的解像度(年間64時間帯分割)は第4.1節と同様の仕様である。本モデルの制約式数は約2億本、変数は約1.3億個に達する。

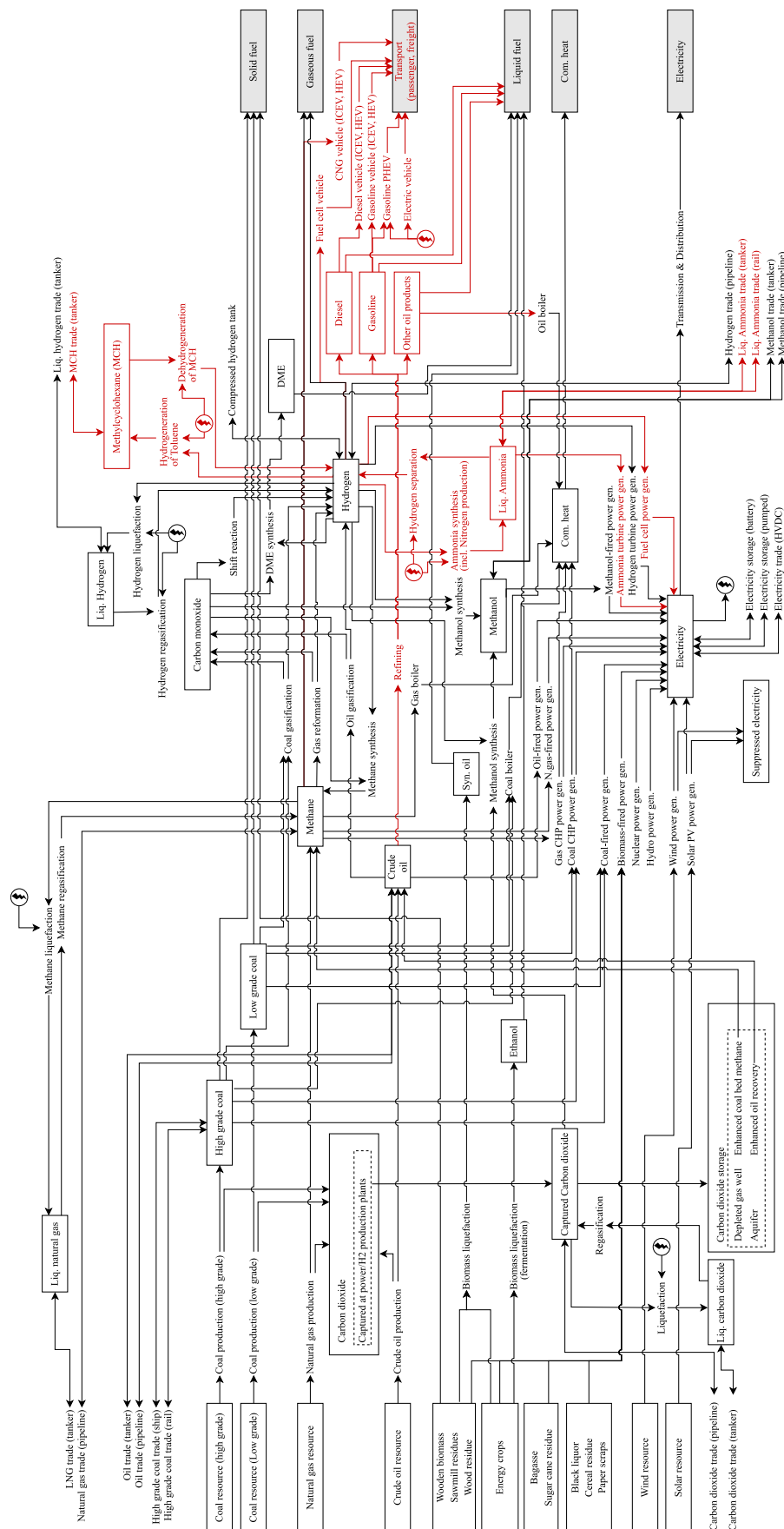
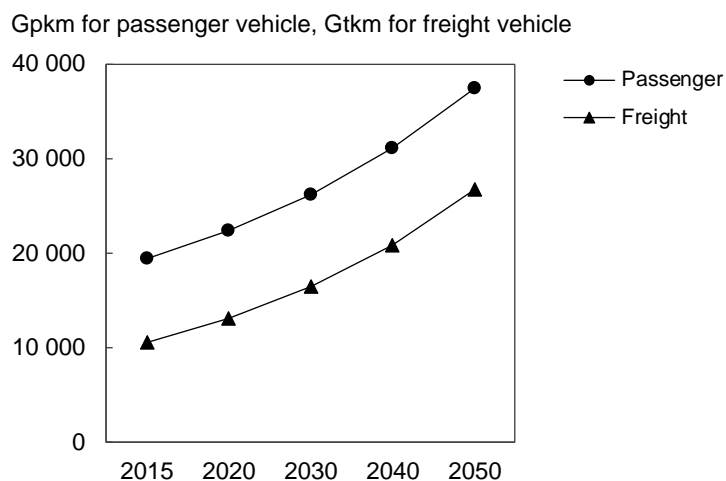


図 4-14 拡張版 NE5.0 モデルのシステム構成要素
(注) 赤色部分が NE5.0 モデルからの拡張箇所

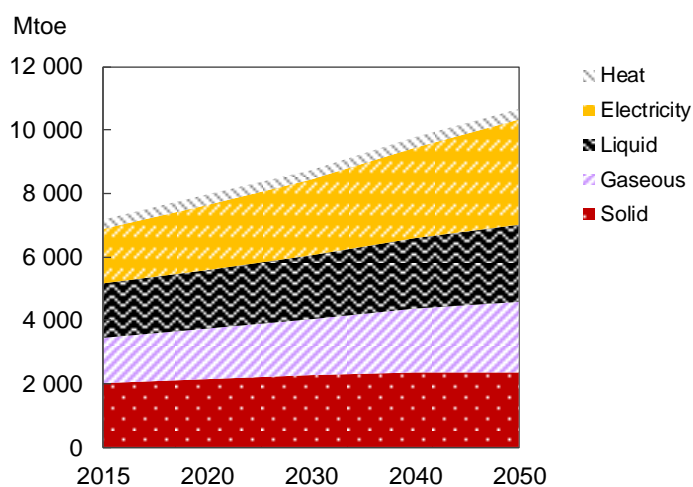
4.2.1.1. 自動車部門のボトムアップ的モデル化

第2章にて説明の通り、2050年までの最終需要はIEEJ^[4-4]から設定している。但し、運輸自動車については、燃料形態別需要から分割し、サービス需要(旅客輸送需要と貨物輸送需要)として与えた。分割にあたっては、運輸部門のエネルギー需要及び車両台数予測^[4-4]、走行台キロの実績値^{[4-11][4-12]}、平均輸送人数・貨物量や将来燃費に関する仮定等を用いた。図4-15aに世界全体の旅客・貨物輸送需要を、図4-15bに運輸自動車を除く最終エネルギー需要を示す。世界全体の自動車保有台数は2050年に約25億台に達する想定である^[4-4]。自動車輸送需要と自動車あたりの輸送量の詳細については付表A-9~付表A-11と付表A-14に載せた。



(a) 自動車輸送需要

(注: Gpkm=10⁹ passenger-km, Gtkm=10⁹ ton-km)



(b) その他最終消費部門

図4-15 最終需要の想定(第4.2節)

分析対象の車種は、パワートレイン別に次の通りモデル化しており、車種選択は車両価格と燃料価格を基に行われる。

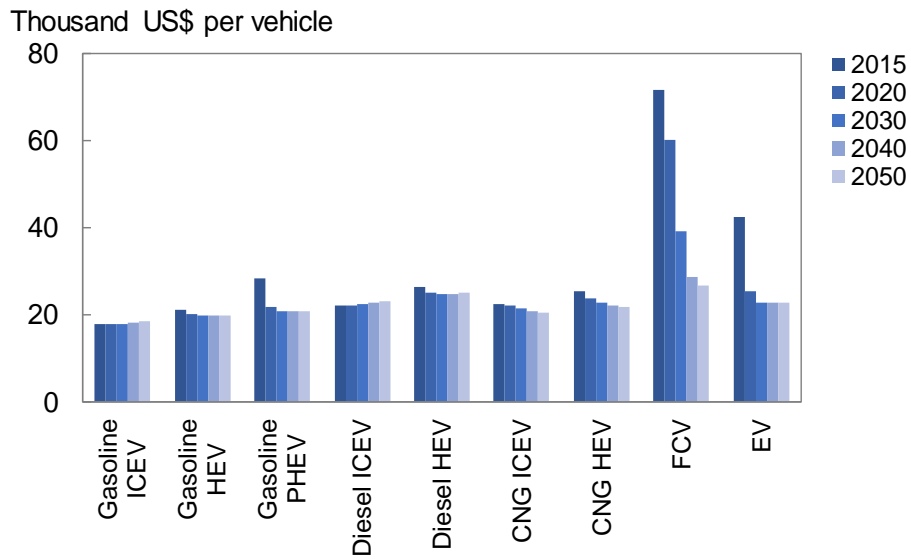
- 乗用車(計 9 種):ガソリン内燃機関車(ICEV), ガソリンハイブリッド車(HEV), ガソリンプラグインハイブリッド車, 軽油 ICEV, 軽油 HEV, 圧縮天然ガス(CNG)内燃機関車, CNG HEV, 電気自動車(EV), 水素燃料電池自動車(FCV)
- トラック(計 8 種):ガソリン ICEV, ガソリン HEV, 軽油 ICEV, 軽油 HEV, CNG ICEV, CNG HEV, EV, FCV

ところで、自動車購入には様々な消費者選好(排気量や航続距離, ブランド等)も重要となるが、本研究では明示的に考慮されていない。本モデルは、コスト最小な姿を提示するという点で有用な情報を提供できると思われるが、より現実に即した分析を行うために消費者選好のモデル化は今後の研究課題である。

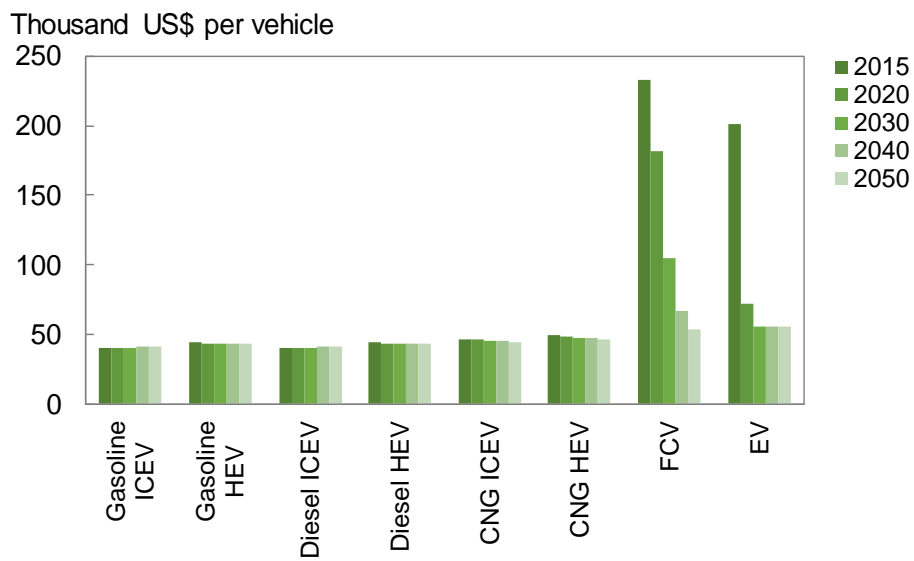
各車種の車両価格想定を図 4-16 に示す。寿命は 10 年、年経費率は 13%を想定した。将来の車両価格推計にあたっては、各車種を要素技術(エンジンやモータ, 蓄電池, 燃料電池システム等)に分解し、文献^{[4-13][4-14]}を参考に、要素技術別のコスト見通しを積上げた。

エネルギー消費原単位は車種毎に設定した(図 4-17)。2015 年時点におけるガソリン ICEV の消費原単位を 1 とした場合、文献^[4-15]を基に、ディーゼル ICEV は 0.79, 圧縮天然ガス ICEV はガソリン ICEV と同等, FCV は 0.4, EV は 0.25 とした。HEV のエネルギー消費原単位については、同燃料の ICEV 比で 0.6 倍と想定した。ICEV のエネルギー消費原単位(2015 年比)は 2030 年にかけて 2 割程度、2050 年には 3 割程度改善^[4-16]すると仮定し、それに伴い HEV の原単位改善も想定した。FCV と HEV は現状レベルで固定した。

自動車用燃料が車両に充填されるまでのプロセスには、①自動車用燃料の製造、②燃料製造地から充填設備までの国際・国内輸送、③充填設備から車両への供給、が含まれるが、本モデルでの取扱いは以下の通りである。①については、石油精製や水素製造、発電等のエネルギー転換プロセスは別途モデルされており、燃料製造量や原価は内生的に決定される。②については、ノード間輸送は内生的に考慮した(第 2.3.5 節)。一方、ノード内における配送(域内のローリー輸送等)は明示化しておらず、この点は今後の研究課題である。③については、車種別の燃料特性に応じて、4 種類の充填設備を考慮した(給油所(ガソリン・軽油), CNG スタンド, 充電スタンド, 水素ステーション)。充填設備は対象自動車 900 台毎に 1 基を建設する想定とした。なお、日本政府は 2030 年の水素ステーション基数について、FCV900 台毎に 1 基を建設する目標を掲げており^[4-17]、本想定と整合する。各充填設備の建設費想定は表 4-2 である(2015 年、2030 年、2050 年の値を示す)。



(a) 乗用車



(b) トラック

図 4-16 車両価格の想定

Energy consumption per unit of transport
(1 = gasoline ICEV in 2015)

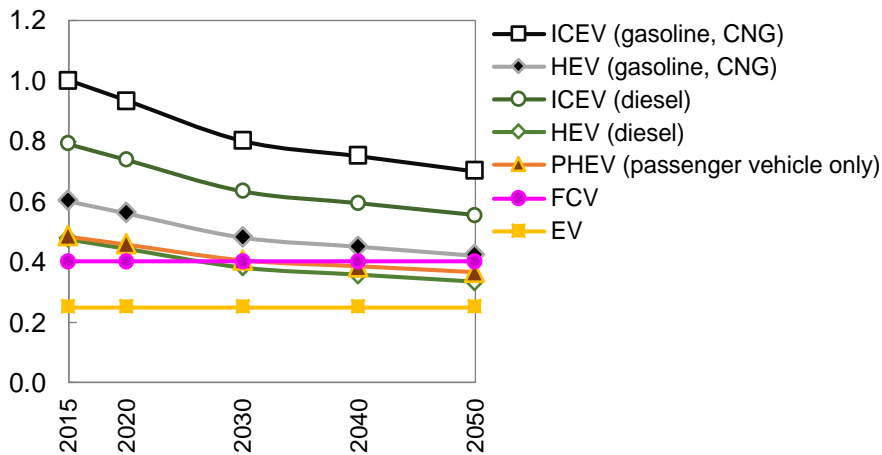


図 4-17 各車種のエネルギー消費原単位の想定

表 4-2 自動車用燃料充填設備の想定

	Construction cost (Million US\$/station)			Annual expense rate (%)
	2015	2030	2050	
Gasoline/diesel station	100	100	100	18
CNG station	150	150	150	18
Electricity charging station	70	70	70	18
Hydrogen station	300	200	200	18

4.2.1.2. 水素エネルギーキャリアの追加

液化水素以外の水素エネルギーキャリアとして注目を集めている物質に有機ハイドライドとアンモニアがある。

有機ハイドライドとは芳香族化合物の水素化物のことを指す。有機ハイドライドを利用した水素貯蔵は芳香族化合物の水素添加反応と脱水素反応が可逆的であることを利用したものである^[4-18]。研究開発が進む有機ハイドライドの一つにメチルシクロヘキサン(MCH)がある。MCHはトルエンに水素分子を添加することで製造される。常温常圧で液体であり、既存の石油製品や石油化学製品の貯蔵・輸送インフラを利用できる点が長所である。他方で、脱水素反応は吸熱反応(反応温度 300°C)で、高温熱が必要であり、エネルギーロスが大きいことが短所として挙げられる(具体的には、水素の低位発熱量換算で28%に相当する熱が必要となる)。

アンモニアは肥料用原料として既に国際市場が成立しており、2015年の年間製造量は1億6000万トンを超える(内、8割が肥料用)。ハーバー・ボッシュ法により水素と窒素から製造される。常温・0.86MPaの条件下で比較的容易に液化する性質を有し、製造・ハンドリングが比較的容易なエネルギーキャリアである。他方、アンモニアから高純度水素を取り出すには精製が必要となり、追加のエネルギーやコストが必要となる。なお、アンモニアについては、専焼タービンや燃料電池等の直接利用技術も開発されている。

本節ではMCHのタンカー輸送と、アンモニアはタンカー輸送と鉄道輸送を考慮した。MCHとアンモニアのタンカー輸送コストはNEDO^[4-19]の「2030年研究開発ケース」の値を用いた。アンモニア鉄道輸送は平井ら^[4-20]の調査(当該文献の第3.2節)を参考に想定した。図4-18に水素、液化水素、メタノール、MCH、アンモニアの輸送コストと、比較対象として天然ガス輸送コストを示す(メタノールは水素キャリアに含まれる場合があることから、図示した)。なお、図中の液化水素、メタノール、MCH、アンモニアについては、水素輸送の経済性を比較するため、輸送元での水素の状態から輸送先で気体状態の水素が得られるまでのコストをカウントした。例えば、図中のアンモニア海上輸送費には、輸送元でのアンモニア合成コストやタンカーコスト、積地・揚地での貯蔵コスト、輸送先での水素分離・精製コスト等が含まれている。液化天然ガスと比較すると、MCHやアンモニア輸送コストは高額な傾向が窺える。これは、水素エネルギーキャリア製造・再変換(トルエンへの水素添加やMCHの脱水素、アンモニア合成や分解)のプラント設備コスト・運転維持コストが高価なためである。

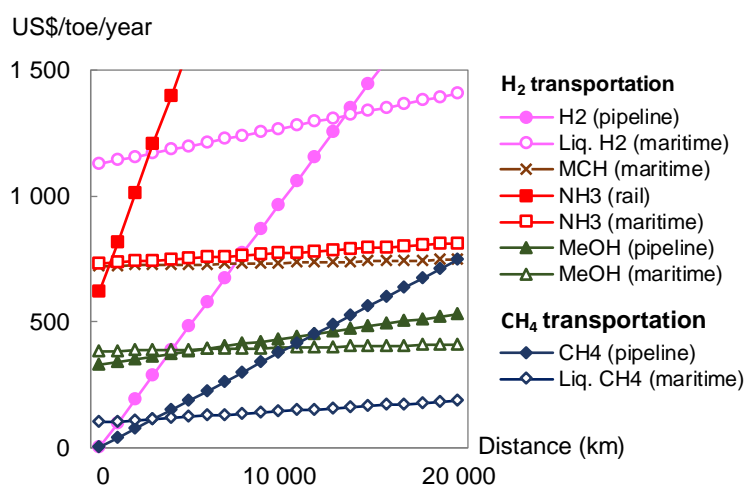


図 4-18 メチルシクロヘキサンとアンモニアの輸送コスト想定

(注)NH3がアンモニアを、MCHがメチルシクロヘキサンを示す。メタノール(MeOH)も水素エネルギーキャリアに含まれる場合があるため、ここではメタノール輸送も図示した。また、比較対象として天然ガス(図中CH4)の輸送コストも示している。図中コストには、キャリア製造コストや水素分離コストが含まれている。天然ガスや水素の液化動カコストとして50US\$/MWhを、またMCHの脱水素反応等への熱供給コストとして470US\$/Mtoeを想定したが、モデル計算において発電原価や熱供給コストは内生的に決定される

4.2.1.3. エネルギー転換部門の拡張

NE5.0 モデルでは水素関連技術として水素火力を考慮していたが、本節ではアンモニア火力と燃料電池を追加した。また、自動車部門のボトムアップ的モデル化にあたり、石油製品の簡易的なモデル化も実施した。

(1) 水素関連発電技術の追加

アンモニア火力と燃料電池の想定を表 4-3 と表 4-4 に示す。アンモニア火力は専焼技術を想定したが、この技術は研究開発途上の技術であり、技術経済的な情報が十分に得られなかったため、天然ガス複合火力と同等の設備仕様と仮定とした。燃料電池の経済的想定については IEA^[4-21]を基に設定した。

表 4-3 アンモニア火力・燃料電池の技術的想定

	Lifetime (year)	Ramp-up rate (%/hour)	Ramp-down rate (%/hour)	Share of DSS (%)	Minimum output rate (%)	Annual average availability (%)	Maximum availability (%)
Ammonia-fired	40	44	31	40	20	70	80
Fuel cell	20	100	100	100	0	70	80

表 4-4 アンモニア火力・燃料電池の経済的想定

	Construction cost (US\$/kW)			Annual expense rate (%)	Conversion Efficiency (LHV%)		
	2015	2030	2050		2015	2030	2050
Ammonia-fired	550 - 1100	550 - 1100	550 - 1100	10	54 - 57	55 - 58	56 - 59
Fuel cell	5000	2500	2500	12	46	54	60

(2) 石油精製の簡易的モデル化

石油精製とは蒸留や水素化生成、接触分解、接触改質等の基本工程により、原油から各種石油製品を製造するプロセスを指す。分離される石油製品は、常圧蒸留塔の塔頂から順に LP ガス、ガソリン・ナフサ、灯油、軽油、重油、残油となる。得率は原油性状により異なるため、石油精製事業者は短中期的な石油製品需要を見通して原油の買付けを行う必要がある。

現実の石油製品供給はこのように原油性状が重要な要素となる。しかしながら、本モデルで取り扱う原油は未発見資源も含み、性状は必ずしも明らかではないため、ここでは石油精製プロセスや得率は簡易的にモデル化することとした(図 4-14)。石油製品としてガソリン、軽油、その他石

油製品の 3 区分を設け、得率は米国や中国、日本の実績を参考に発熱量比でガソリン 29%、軽油 31%、その他石油製品 32%と想定した(残りの 8%はロス分である)。製油所の建設コスト(年額)は NEDO^{[4-22][4-23]}を参考に 29 US\$/(toe/year)と想定した。

4.2.2. シナリオ設定

ここではまず、2つのシナリオ(ベースシナリオ、2度シナリオ)を分析した。何れのシナリオでも世界全体の CO₂ 排出量に上限制約を課した(図 4-19)。ベースシナリオの排出上限は文献^[4-4]のリファレンスシナリオに基づき、2050 年の世界の年間排出量が 12Gt-C/year(2015 年比で +37%)まで増加することを許容する。2度シナリオの制約は、第 3 章同様、IEA^[4-3]の 2 degree scenario に基づく。本節では更に、2度シナリオにおいて先進国各国の排出量にも上限を課した。具体的には G8 各国を対象とし、2020 年までは 2015 年の排出レベルを維持、2020 年から 2050 年にかけて線形に 80%削減する想定とした。

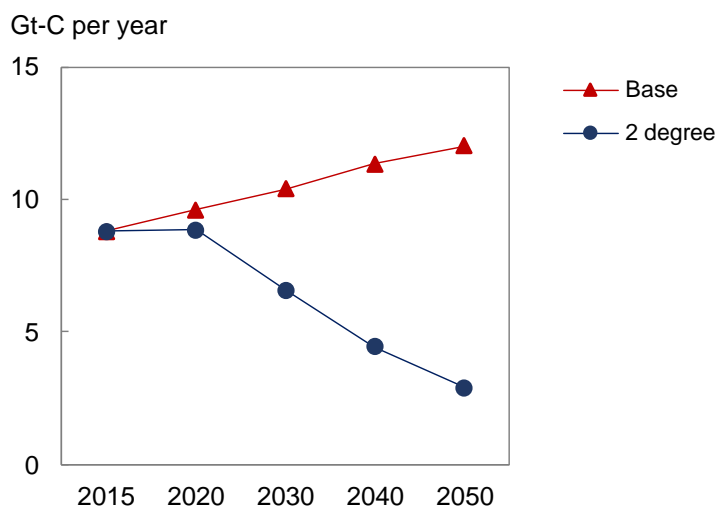


図 4-19 CO₂ 排出量上限制約の想定(第 4.2 節)

4.2.3. シミュレーション結果と考察

4.2.3.1. 水素エネルギーの長期的な導入可能性

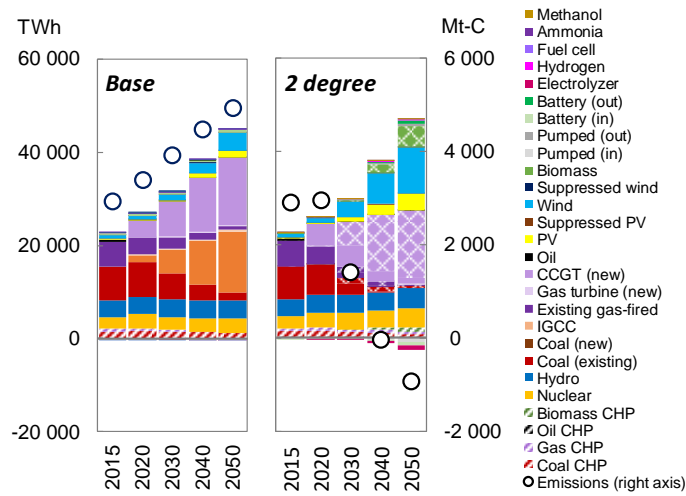
(1) 発電・自動車部門

結果を予め記すと、本節では水素の輸送・利用技術を追加したものの、発電・自動車用燃料としての水素利用は両シナリオにて限定的となった(図 4-20a-c)。これらの部門での水素利用を加速させるためには、第 4.2.3.2 節にて議論するような経済性改善が必須と考えられる。

まず、発電部門の結果であるが、ベースシナリオでは安価な石炭火力が主要な電源となった³⁹。VRE については、建設費の低減や化石燃料価格の上昇から経済性が改善し、2030-2040 年頃を境に導入が進んだ。2 度シナリオでは、CO₂ 削減制約を満たすため、2020 年以降には石炭火力が抑制され、低炭素電源(風力や太陽光、CO₂ 回収装置付きバイオマス火力、CO₂ 回収装置付き天然ガス火力、等)を組合せる姿となったが、水素火力やアンモニア火力、メタノール火力の発電量シェアは計 0.7%であった。2050 年の設備容量では、水素火力は世界計で 152 GW、アンモニア火力は 11 GW、メタノール火力は 2 GW であり、世界の電力需給に有意な影響を及ぼすまでには至っていない(世界の設備容量合計値は 15350 GW)。

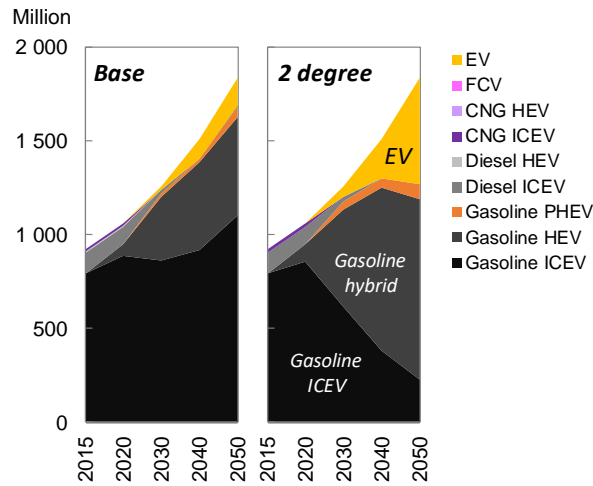
乗用車では、車両価格低下に牽引され、両シナリオにおいてハイブリッド化や電動化が進展した(図 4-20b)。電動化は 2 度シナリオにて顕著となり、EV は世界の乗用車保有台数の約 3 割(2050 年)へ拡大した。他方で、強力な排出削減下においても、2050 年時点ではガソリン HEV が乗用車保有台数の 5 割を占めている。2 度シナリオの貨物車においても、ディーゼル車のハイブリッド化が主要な対策となった(図 4-20c)。2050 年時点では保有台数の凡そ 9 割に達している。ICEV から HEV へのシフトによって単位輸送量あたりのエネルギー消費を約 4 割削減可能であり、更に、HEV の車両価格は乗用車・トラック共に比較的安価(図 4-16)であることから、2050 年の時間軸では石油系燃料の HEV がコスト優位な選択肢として残ったと考えられる。FCV は 2 度シナリオにおいても選択されなかった。なお、本モデルの車種選択は経済性にのみ基づき、その他の消費者選好(航続距離等)や新たな技術・サービス(自動運転やカーシェアリング等)の影響は考慮していない点や、本モデルは部分均衡モデルであり、車種選択が社会全体の付加価値産出へ及ぼす影響は分析できない点には留意が必要である。

³⁹ 第 4.1 節の NoREG シナリオと比較すると天然ガス火力が多い。これは本節のベースシナリオでは CO₂ 排出上限を課しているためである(NoREG シナリオでは CO₂ 制約なし)。

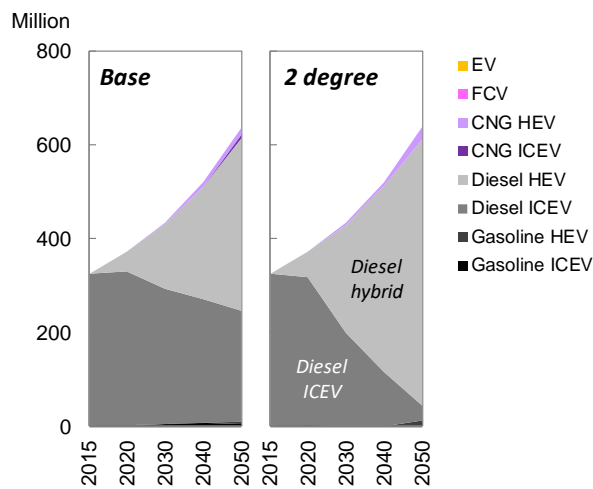


(a) 発電電力量と発電由来 CO₂ 排出量

(注) 網目部分が CO₂ 回収装置付きを示す

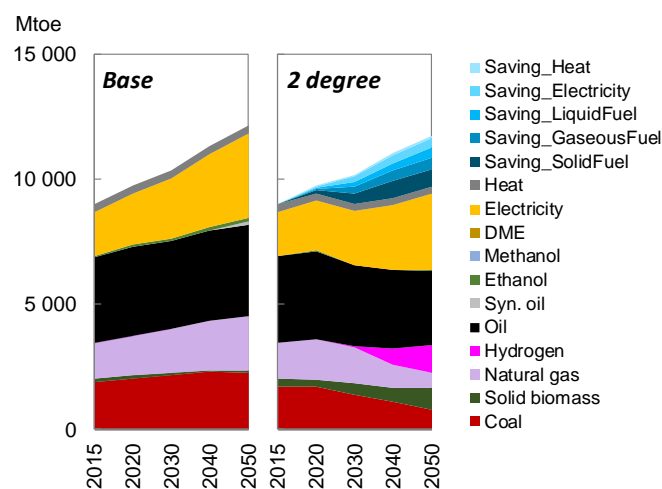


(b) 乗用車保有台数



(c) トラック保有台数

図 4-20 世界全体のシミュレーション結果(ベース・2度シナリオ)



(d) 最終エネルギー消費

図 4-20 世界全体のシミュレーション結果(ベース・2度シナリオ)(前頁からの続き)

(2) 自動車を除く最終エネルギー消費

図 4-20d に最終エネルギー消費を示す。発電や自動車での水素利用は限定的であったが、自動車以外での最終消費では導入が見られた。自動車以外の水素利用を示しているが、具体的な技術代替は議論できない。この点の深堀は重要課題である。

(3) 水素製造と輸送

2度シナリオにおける水素製造プロセスは石炭ガス化や天然ガス改質、シフト反応が大部分を占めた(例えば、2050年断面では世界の水素製造の95%を占めた。後述する図 4-24 の「HRefかつFcvRef」が2度シナリオでの水素製造に相当)。水素は需要地付近で製造され、水素輸送にはパイプラインが大部分を占める結果となっている。2050年にはアンモニア(発電用)やメタノール(発電、最終消費)の海上輸送も選択されたものの、水素キャリア全体の国際取引に占める割合は、熱量ベースで7%に留まった(残りは水素パイプライン)。液化水素やMCHの海上輸送は見られなかった。

4.2.3.2. 水素関連技術のコスト想定に関する感度分析

第 4.2.3.1 節では、発電・自動車での水素利用や水素キャリアの海上輸送に関して経済性の課題が示された。本節では、これらの経済的導入条件を探ることを目的に、水素製造・輸送や FCV 車両のコスト想定について感度分析を実施する。

(1) 水素製造・輸送コストに関する感度分析

2 度シナリオの想定のもと、水素製造・輸送コストについて 5 ケースを追加分析した。具体的には、水素製造設備(ガス化炉, 改質器, 水電解装置)や液化水素・MCH の製造・輸送設備(水素液化・気化プラント, 液化水素タンカー, トルエン水素化・MCH 脱水素プラント, 港湾での貯蔵設備)の建設費が、2015-2050 年の間に①変化無し(HRef), ②3 割低減(H30%Red), ③半減(H50%Red), ④7 割低減(H70%Red), ⑤9 割低減(H90%Red)する状況を仮定した。HRef ケースは第 4.2.3.1 節の 2 度シナリオと同様のコスト想定であり, ②~④の建設費は 2015~2050 年にかけて線形に低減していくと想定した。なお, アンモニアやメタノール関連技術は既に国際市場が成立し, それらの製造・海上輸送技術は成熟していると考えられるため, コスト低減は想定しない。また, 水素パイプラインや鉄道輸送についてもコスト低減は想定しない。H90%Red ケースにおける 2050 年の水素輸送コスト想定を図 4-21 に示す。図 4-18 と比較すると, MCH よりも液化水素の経済性改善が著しいことが分かる。MCH のコスト構造においては変動費(例えば, 脱水素反応時の熱供給コスト)が占める割合が大きいため, 建設費低減の効果は限定的となったと考えられる。

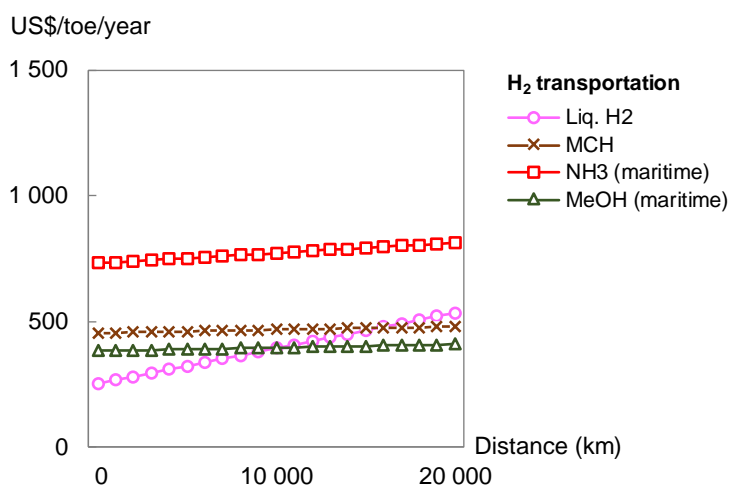


図 4-21 H90%Red ケースにおける水素海上輸送コストの想定(2050 年)

(注) 年間コストを示している。アンモニアやメチルシクロヘキサンの輸送コストには、キャリア製造コストや水素分離コストも含んだ表示となっている

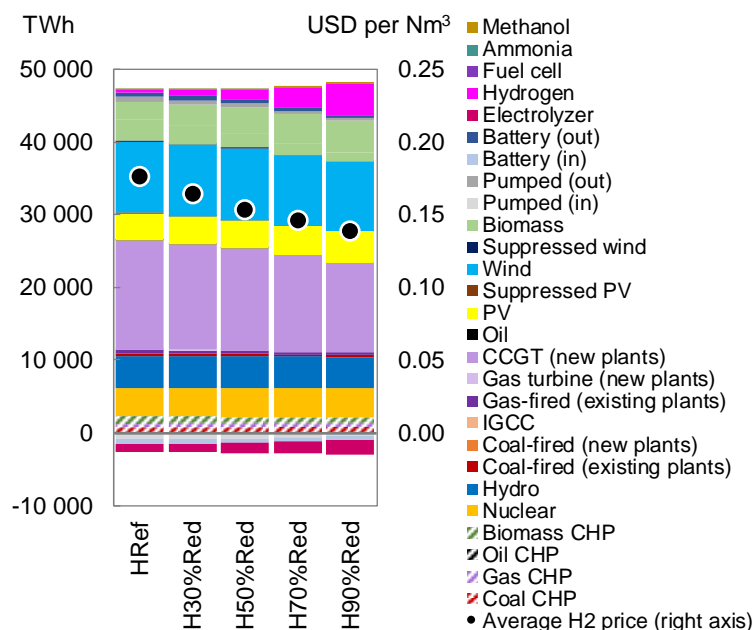


図 4-22 水素製造・供給コスト感度分析ケースにおける世界の発電電力量と加重平均水素価格 (2050 年)

水素供給コストの低減に伴い、発電部門では水素火力が有意に拡大した(図 4-22)。H50%Red ケースでは 2050 年の世界の発電電力量の 3%に、H90%Red ケースでは 10%に達し、主要電源の一つとなっている。後述の通り、H90%Red ケースにおいても水素原料は天然ガスと石炭が太座を占めるが、本モデルではガス化・改質プラントでの CO₂回収(物理回収法)は発電プラントでの燃焼後回収(化学回収法)よりも安価と想定している(第 2.3.4.1 節)。そのため、改質・ガス化プラントが大幅に安価になった場合には「CO₂ 回収装置付き天然ガス火力発電」よりも「CO₂ 回収装置付き水素製造+水素火力発電」がコスト優位となり、導入が進んだと考えられる。また、H90%Red ケースでは液化水素タンカー輸送もコスト効率的となり、日本では液化水素輸入によって水素火力が 12%に達した。

本モデルは線形計画法に基づくため、シャドープライスからノード毎の水素価格を分析可能である。2050 年における世界全体での平均水素価格(ノード毎の水素消費量による加重平均価格)は、HRef ケースにて 680US\$/toe (0.18US\$/Nm³)と推計され、H90%Red ケースでは 540US\$/toe (0.14US\$/Nm³)に低減した。

他方、FCV については、水素製造・輸送費の高低に関らず、導入されなかった。本研究では、将来の FCV の車両価格低減を織込み済(図 4-16)ではあるが、依然として高額であり、燃料費削減のみでは経済合理的とならなかった可能性がある。この点について第 4.2.3.2-(2)節にて別途検討する。なお、本研究では、自動車用燃料の補助金や税--例えば、日本におけるガソリン税--は考慮しておらず、石油系燃料価格は原油生産・輸送・石油精製等のコスト積上げから推計され

ている点に留意が必要である(つまり、本モデルでは税や補助金抜きの価格を基に技術選択が行われる。これは水素価格についても同様であり、関連する税や補助金は想定していない)。従って、完全にコスト積上げでの評価と言える。現実には各国で様々な政策が取られているが、長期の時間軸の議論には本研究のアプローチも有益であろう。

(2) 燃料電池車(乗用車)の車両価格に関する感度分析

本節では、第 4.2.3.2-(1)節の各ケースにおいて、更に 4 通りの FCV(乗用車)の車両価格を追加検討した(即ち、水素製造・輸送コスト 5 ケース×FCV 車両価格 4 ケースの計 20 ケースを分析した)。FCV の車両価格想定としては、2040 年までは図 4-16 と同等とし、2050 年に①27 千 US\$/台(FcvRef)、②22 千 US\$/台(Fcv22k\$)、③21 千 US\$/台(Fcv21k\$)、④20 千 US\$/台(Fcv20k\$)と想定した。①の想定は図 4-16 と同等であり、③は 2050 年に FCV 車両価格が EV 相当に低減する想定、④はガソリンハイブリッド車(HEV)相当に低減する想定である。

FCV 普及拡大には、水素供給コストよりも車両価格が鍵となる傾向が窺える(図 4-23)。例えば、FcvRef や Fcv22k\$ ケースでは、水素製造・輸送費の高低に関わらず、FCV 普及は限られる。一方、Fcv21k\$ や Fcv20k\$ ケースでは導入が進み、特に Fcv20k\$ ケースでは水素供給コストが高い条件(HRef)においても 4.8 億台規模への拡大が見られた。FCV のライフサイクルコストにおいて、車両購入コストは支配的な要素であり、その低減が導入拡大に寄与したと考えられる(付録 C.3)。まとめると、乗用車用燃料としての水素拡大には、少なくとも EV に競合し得る車両価格(Fcv21k\$ ケース)を実現する必要があるが、仮にガソリン HEV 並みの車両価格を実現できた場合(Fcv20k\$ ケース)には、大規模拡大の可能性があることが分かった。日本政府は文献^[4-17]にて「2025 年頃には同車格のハイブリッド車同等の価格競争力を有する車両価格の実現を目指す」とした。低廉な車両価格は FCV 普及に極めて重要であろう。

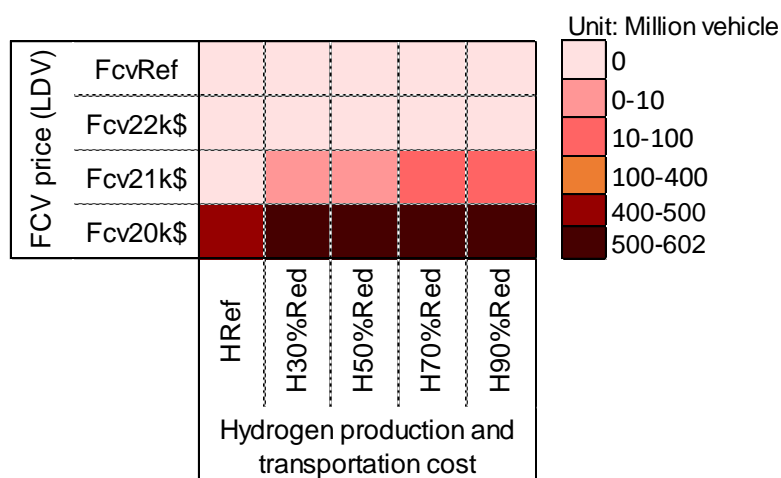


図 4-23 水素関連技術の感度分析ケースにおける世界全体の FCV 保有台数

(3) 感度分析ケースにおける水素製造と輸送の傾向

図 4-24 に感度分析各ケースの水素製造量(2050 年)を示す。全てのケースにおいて化石燃料が占める結果となった。例えば、H90%Red & Fcv20k\$ケース(水素供給コスト 9 割減、かつ、FCV 車両価格が 20 千 US\$/台のケース)では、石炭ガス化・天然ガス改質・シフト反応が世界全体の 95%を占めている。なお、HRef & FcvRef ケースと第 4.1 節の FullTech シナリオ(図 4-8)と比較すると、本節では石炭ガス化が多い傾向が見られる。本節では自動車技術をボトムアップ的にモデル化したが、電動化やハイブリッド化が進展したことで原油消費(一次エネルギーベース)が減少する結果となった。その CO₂ 削減分で余裕ができたため、安価な石炭ガス化がより利用できたと考えられる。

図 4-25 は H90%Red & Fcv20k\$ケースのノード別水素製造量である。最適な水素原料は、化石燃料の賦存状況によって異なっており、地域性が窺える。欧州や東アジア、ロシアは石炭が主たる原料となり、対して、中東や北アフリカは天然ガスが利用された。米国ではメキシコ湾岸では天然ガス改質が、それ以外では石炭ガス化が実施されている。豪州では東海岸で水素が生産され、天然ガスや褐炭が有望である可能性が示唆された。

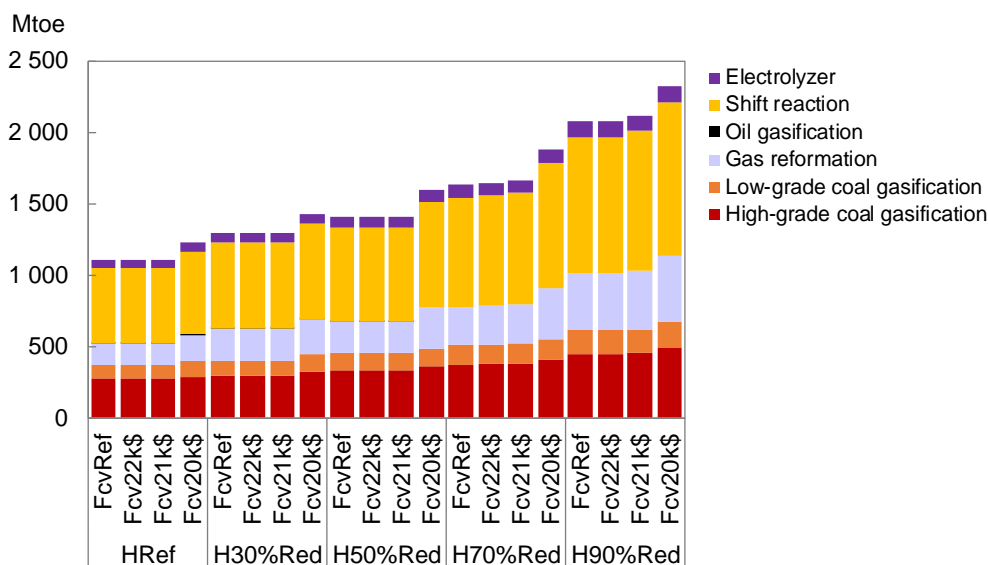


図 4-24 2050 年の世界全体の水素製造量(感度分析ケース)

水電気分解は間欠性再生可能エネルギー電源(再エネ電源)の余剰電力対策や、未利用再エネ電力の輸送手段として期待が高いが、そのシェアは比較的低い結果となった。余剰電力対策として水電解装置を導入する場合、水電解装置の設備利用率を十分保つことが難しく、大規模導入には至らなかった可能性が考えられる。また、水素製造用に未利用再エネ電源を開発する場合は、水電解装置の設備利用率は高い水準を維持できる一方、水電解の電力コストが障壁となった

可能性がある。例えば、変換効率 80%の水電解装置を想定すると、水素製造の電力消費は 4.4kWh/Nm³-H₂となる。H90%Red & Fcv20k\$ケースの世界全体での加重平均水素価格は 0.14US\$/Nm³(日本平均は 0.18US\$/Nm³)と評価されており、同価格の水素を水電解で製造するためには、発電原価は 0.03US\$/kWh(日本では 0.04US\$/kWh)以下と相当安価である必要がある。この簡易試算には水電解装置の建設費や運転維持費を含んでいないため、導入には更に安価な電源が必要となる。再エネは発電用途との競合もあるため、適した資源は限られた可能性がある。

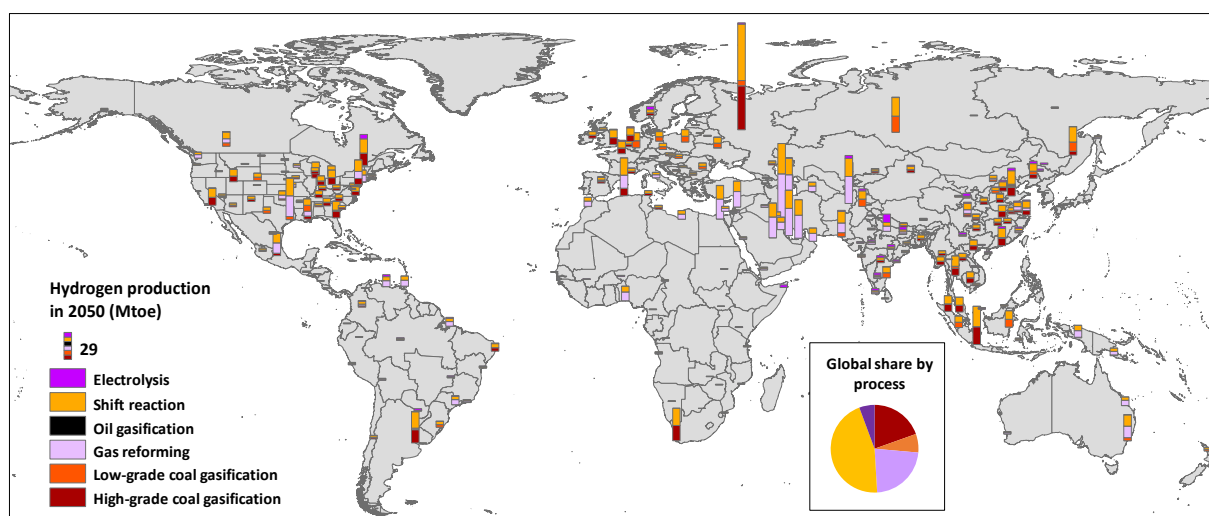


図 4-25 「H90%Red & Fcv20k\$」ケースにおける 2050 年のノード別水素製造量

図 4-26 に水素の国際取引量を示す。HRef~H70%Red の条件下では、FCV 車両価格の高低に関わらず、パイプライン輸送が 9 割以上を占めた。水素海上輸送は H70%Red の条件下で導入が見られ、H90%Red で拡大した。H90%Red & FcvRef ケース~H90%Red & Fcv21k\$ ケースでは 2050 年の液化水素国際取引量は 173Mtoe (約 6700 億 Nm³-H₂)、H90%Red & Fcv20k\$ ケースでは 183Mtoe (7090 億 Nm³-H₂) と評価され、何れも水素キャリア貿易全体の約 4 割を担っている。

図 4-27 は H90%Red & Fcv20k\$ ケースの水素パイプラインと液化水素輸送の様子である。ロシア・欧州間、中央アジア・インド間、北東アジアでは多国間に亘るパイプライン網がコスト効率的なシステムと評価された。液化水素貿易では、日本やインドといったエネルギー消費国が主な輸入国となり、豪州やカタール、インドネシアといった石炭・天然ガス資源国が輸出国となった。

日本の場合、豪州・パプアニューギニア・米国アラスカの天然ガスや、豪州の褐炭が有望な水素原料と評価された(図 4-25 と図 4-27)。また、サハラから石炭・天然ガス由来の水素も日本へパイプライン輸送されており、有望な水素原料になり得る。

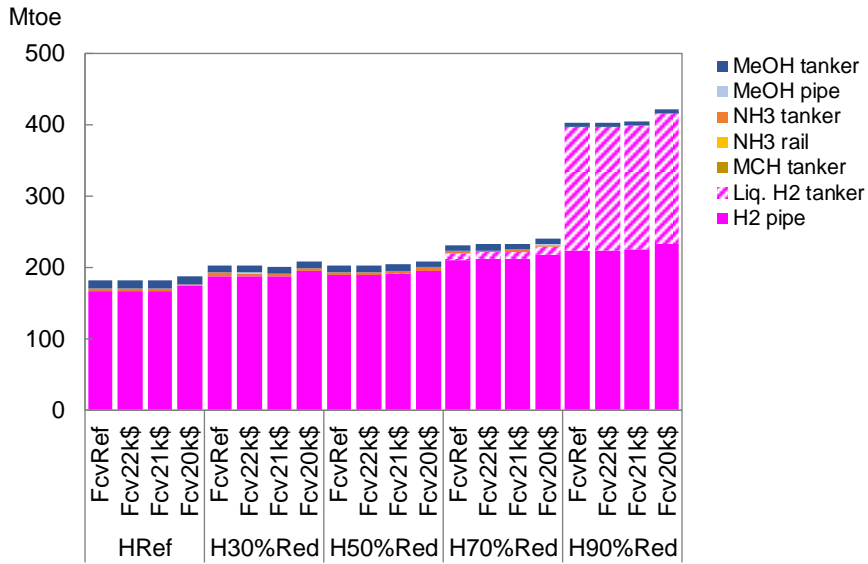


図 4-26 2050 年の水素キャリア国際取引量(感度分析ケース)

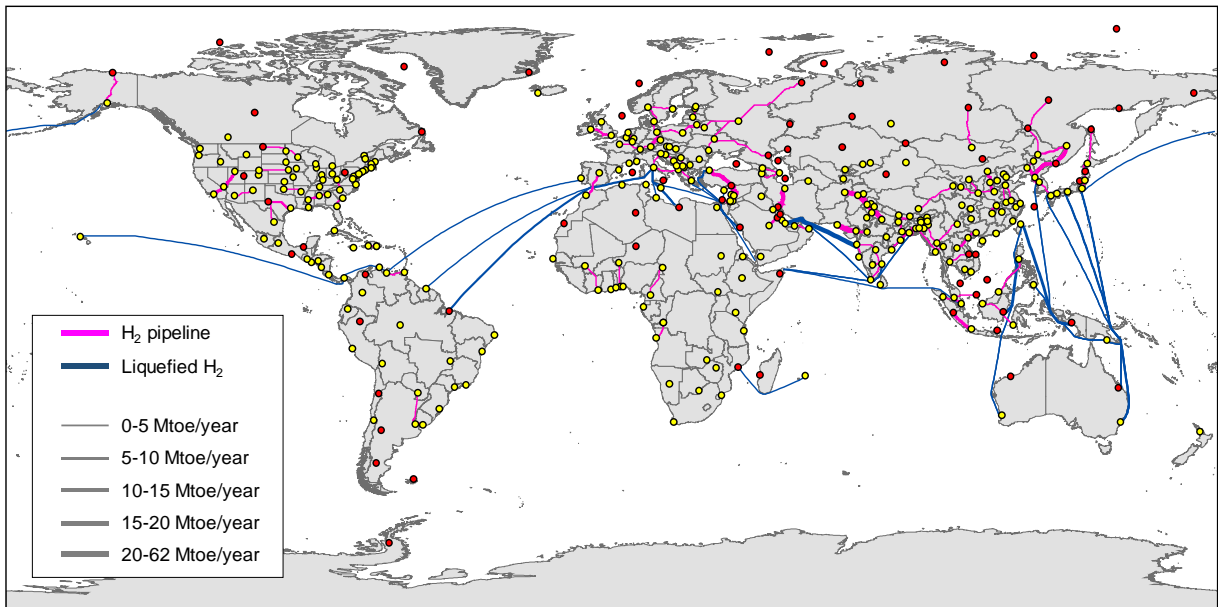


図 4-27 「H90%Red & Fcv20k\$」ケースにおける
2050 年の水素パイプライン・液化水素輸送量

(注)黄色マーカーは都市ノード, 赤色丸マーカーは供給ノードを示す.

図 4-25 と併せて見ることで各ノードの水素原料が分かる

4.2.4. まとめと留意点

本節では 363 地域版 NE5.0 モデルを拡張し、各種水素エネルギーキャリアや水素発電技術、自動車技術を考慮した上で、水素エネルギーの導入可能性を分析した。その結果、水素発電の大規模導入には、強力な CO₂ 排出削減政策に加え、水素製造・輸送の大幅な低コスト化が必要であることが分かった。他方、乗用車 FCV の普及には車両価格の低減が鍵となる可能性がある。仮に FCV 価格がガソリンハイブリッド車相当に低減した際には、2050 年の世界全体の保有台数で 4~6 億台規模に達した。液化水素タンカー輸送の世界的な拡大には参照コスト比で 80~90% 程度の大幅なコスト削減必須であり、さもないと水素輸送はパイプライン輸送に留まる可能性がある。アンモニア輸送は 2 度シナリオで若干量は見られたが、本分析では世界の需給に有意に影響を及ぼすまでには至らなかった。MCH の導入も限られた。脱水素反応時の熱供給コストが導入障壁となった可能性がある。

本研究の留意点・将来の研究課題として大きく 2 点挙げる。まず、本分析の自動車選択は経済性にのみ基づき、その他の消費者選好(ブランド、航続距離等)及び新たな技術・サービス(自動運転やカーシェアリング、コネクテッドカー等)の影響は考慮していない点や、本モデルは部分均衡モデルであり、社会全体への経済波及効果を分析できない点に留意が必要である。自動車産業は一般に裾野が広いため、車種選択のあるべき姿やその影響は、一般均衡分析等を通して多角的な視点から慎重に検討される必要がある。次に、発電・自動車以外での水素利用可能性も検討する必要がある。石油精製の脱硫での利用や、産業・民生部門の技術(水素還元製鉄や水素ボイラー等)のモデル化を行い、水素社会の実現可能性を探る必要がある。

4.3. 参考文献

- [4-1] IPCC, “Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014.
- [4-2] A. Bauen, G. Berndes, M. Junginger, M. Londo, F. Vuille, “Bioenergy – a Sustainable and Reliable Energy Source”, IEA Bioenergy, 2009.
- [4-3] IEA, “Energy Technology Perspectives 2017”, International Energy Agency, 2017.
- [4-4] IEEJ, “IEEJ アウトルック 2018”, 日本エネルギー経済研究所, 2017.
- [4-5] 再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議, “水素基本戦略”, 2017.
- [4-6] WE-NET, “World Energy Network”, [Online]. Available: https://www.ena.or.jp/WE-NET/contents_e.html [Accessed 9 May 2019].
- [4-7] 石本祐樹, 黒沢厚志, 笹倉正晴, 坂田興, “世界及び日本における CO₂フリー水素の導入量の検討”, 日本エネルギー学会誌, Vol.94, No.2, pp.170-176, 2015.
- [4-8] Y. Ishimoto, A. Kurosawa, M. Sasakura, K. Sakata, “Significance of CO₂-free hydrogen globally and for Japan using a long-term global energy system analysis”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol.42, pp.13357-13367, 2017.
- [4-9] 佐野史典, 秋元圭吾, 和田謙一, 小田潤一郎, “世界エネルギーシステムモデルによる水素システムの分析”, 第 30 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.413-414, 2014.
- [4-10] 佐野史典, 秋元圭吾, 鳥居広康, 小田潤一郎, ショアイ テラニ ビアンカ, “世界エネルギーシステムモデルによる水素システム導入シナリオの構築”, 第 31 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.585-588, 2015.
- [4-11] OECD, Passenger transport (indicator). doi: 10.1787/463da4d1-en [Last access: 16 July 2018].
- [4-12] IFR, “World Road Statistics 2009”, International Road Federation, 2009.
- [4-13] 金成修一, 末広茂, “自動車部門における将来技術および統合対策を考慮した CO₂ 排出量推計”, 第 2 回 自動車とエネルギーに関するワークショップ, 2012.
- [4-14] みずほ銀行 産業調査部, “自動車電動化の新時代”, Mizuho Industry Focus, Vol.205, 2018.
- [4-15] 日本自動車研究所, “総合効率と GHG 排出の分析 報告書”, 総合効率検討作業部会, 2011.
- [4-16] PwC, “自動車の将来動向:EV が今後の主流になりうるのか”, 2019.

- [4-17] 水素・燃料電池戦略協議会, “水素・燃料電池戦略ロードマップ(改訂版)”, 2016.
- [4-18] 山下誠二, “低炭素社会に向けた水素エネルギーチェーン構築に関する研究”, 京都大学博士論文, 2016.
- [4-19] NEDO, “平成 26 年度-平成 27 年度成果報告書 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析”, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2016.
- [4-20] 平井晴巳, 呂正, 高木英行, 村田晃伸, “アンモニアの需給および輸入価格の現状について -アンモニアのエネルギー利用に関する予備的調査-”, 日本エネルギー経済研究所, 2015.
- [4-21] IEA, “Power generation assumptions in the New Policies and 450 Scenarios in the World Energy Outlook 2016”, International Energy Agency, 2016.
- [4-22] NEDO, “「地球再生計画」の実施計画作成に関する調査事業”, 平成 13 年度調査報告書 51401008-0-1, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2002.
- [4-23] NEDO, “「地球再生計画」の実施計画作成に関する調査事業”, 平成 14 年度調査報告書 51402009-0, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2003.

第5章 自然変動電源評価における時間的解像度の適正水準に関する検討

本章の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

5.1. 分析手法

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

5.2. シミュレーションと考察

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

5.3. まとめと留意点

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

⁴⁰国際送電を除いたため、国を跨いだ余剰電力融通は考慮されないことになる。欧州や北米等の地域では国際連系統が既に存在し、再エネ電力の送電に利用されているが、本章では考慮されていない。

⁴¹なお、第4.1節の FullTech ケースにて推計された2050年の省エネルギー分は予め差引いている。また、NE5.0-Eモデルは電源構成モデルであり、最終需要以外の電力消費(CO₂回収・貯留動力や、天然ガス液化等のエネルギー転換用動力)は考慮できない。そのため、正味の発電電力量(図5-4)は前章と比べて少ない結果となっている点には留意されたい。

⁴² European Network of Transmission System Operators for Electricity.

⁴³ Modern Era-Retrospective Analysis for Research and Applications.

5.4. 参考文献

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており, 5年以内に刊行される期待があるため, 非公開とする.

第6章 高解像度逐次動学型世界エネルギーシステムモデルの構築と自然変動電源を中心とした電力・エネルギー供給の可能性評価

本章の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

6.1. 高解像度逐次動学型世界モデル(NE5.0-R)の構築

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

6.2. シミュレーションと考察

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

6.3. まとめと留意点

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

⁴⁴ 脚注 5 を参照されたい。

⁴⁵ 文献^[6-3]の Supplementary Material の 44 頁参照。例えば、当該研究では「PV single axis」が 2050 年の世界の発電量の約 4 割を占めるが、設備コストは 2015 年の 1150 €/kW から 2050 年には 271 €/kW へ低減し、設備寿命は 30 年から 40 年に伸びる想定としている。なお、通貨は 2015 年ユーロ。

⁴⁶ Schmidt ら^[6-6]の Table 41 (5-92 頁)。

⁴⁷ 異なるコスト想定で最適化計算を再度実施したわけではなく、RE100PH シナリオの設備容量結果に図 6-23 のコストを乗じてシステムコストを計算・比較した。

6.4. 参考文献

本節の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。

第7章 結論

7.1. 本論文の総括

気候変動問題は人類社会にとって喫緊の課題である。IPCC の第 5 次評価報告書によれば、20 世紀半ば以降の世界の平均気温上昇は「非常に高い確率」で人為起源であり、また、1.5°C 特別報告書では、工業化前の水準に比べて既に 0.8°C~1.2°C の平均気温上昇が生じたことが指摘されている。気候変動によるリスクは 1°C から 2°C の上昇で顕在化するとされており、気候変動緩和の重要性はかつてない程に高まっている。

GHG の中で温暖化への寄与が最も大きいものは CO₂ とされる。CO₂ はその大部分がエネルギー起源であるため、気候変動緩和にはエネルギーシステムの低炭素化が必要となる。低炭素化技術の評価には世界モデルが強力なツールであり、UNFCCC や IPCC 等の国際的プロセスに貢献してきた。しかしながら、既往モデルは地理的・時間的に簡略化され、社会的期待が高い技術—例えば、水素等の新たなエネルギー供給チェーンや自然変動電源—の評価には不十分であった可能性がある。そこで本モデルでは次の 3 点を目的に研究を実施した。

- 世界モデルの地理的・時間的解像度が技術評価に及ぼす影響を定量評価し、解像度の適正水準(妥当な解析結果を得られる解像度水準)を明らかにすること
- 地理的・時間的解像度を精緻化した世界モデルを構築し、低炭素化技術の最適導入量を評価すること
- 社会的期待が高い技術(特に水素や VRE)について、大量導入可能性や経済的導入条件を明らかにすること

本論文は全 7 章で構成される。各章の概要をまとめると次の通りである。

第 1 章では、本論文の全体背景や既往モデルのレビューを実施し、解像度設定に係る課題や本研究の目的(上述)を整理した。

第 2 章では、低炭素化技術の整理を行い、その後、本論文の研究手法の全体像及び新規開発した動学最適化型世界モデル(New Earth 5.0 モデル = NE5.0 モデル)を詳述した。NE5.0 モデルは世界に類を見ない詳細地域区分(世界 363 地域)に基づき、資源・需要の偏在性やエネルギー・CO₂ 輸送を精緻に表現可能な特長がある。

第 3 章では、世界モデルの地域細分化の効果や、解像度の適正水準を考察した。NE5.0 を基にして解像度を下げたモデル(14~306 地域分割で合計 6 モデル)を構築し、共通の前提条件における最適解を比較分析した。高解像度モデルでは輸送システムが明示化されるため、①地理的偏在性が強く、輸送コストが高いエネルギーの利用が抑制されることや、②エネルギー・CO₂

取引を詳細に捕捉できるようになることが分かった。①の点では、風力発電が顕著に減少し、電源選択の分析には高解像度化が重要と言える。また、水素輸送等のインフラ最適配置を分析できることも重要な効果の一つとして確認した。

他方で、ある程度の解像度に達すると、世界全体の主要結果に類似性が見られるようになることも分かった。そこで、NE5.0 モデルとの結果差異を定量化するため、「変化度」という指標を定義し、100 地域以上では「変化度」が一定水準に収まることを確認した。本研究では 100 地域以上を適正水準と判断し、第 5 章や第 6 章にて地理的・時間的に精緻なモデルを構築する際には世界 100~132 地域を選択している。

第 4 章では、NE5.0 モデルを用いて低炭素化技術の導入可能性評価を行った。

まず、第 4.1 節では低炭素システムにおける最適技術選択や輸送システムの役割を分析した。その結果、2°C 目標相当の排出削減には需要側の省エネルギーと代替燃料利用(水素等)、そして発電部門の低炭素電源やネガティブエミッション電源を組合せる姿がコスト最適と評価された。CO₂貯留はネガティブエミッションの核となる技術であり、帯水層貯留に利用制約を課すとCO₂限界削減コスト(MAC)が大幅に上昇した。他方、帯水層貯留が利用可能であれば、自然変動電源導入に制約が生じても MAC はそれ程上昇しないことも分かった。エネルギー・CO₂輸送の観点から興味深い結果として、水素は「地産地消」が最適解となり、大規模・長距離輸送への経済的課題が示唆された。また、帯水層貯留に制約を課したケースでは、その他の貯留適地(枯渇ガス田等)を最大限に利用するため、CO₂排出国から天然ガス生産国等への国際 CO₂輸送が増加した。エネルギー消費国と天然ガス資源国の新たな協力の可能性が示唆されている。

次に、第 4.2 節では水素エネルギーシステムに焦点を絞り、水素発電や燃料電池自動車(FCV)、国際水素供給ネットワークの経済的導入条件を分析した。その結果、水素発電の大規模導入には、強力な CO₂排出削減政策に加え、水素製造・輸送の大幅な低コスト化が必要であることが分かった。他方、FCV 普及には車両価格の低減が鍵となることが明らかとなった。仮に FCV 価格がガソリンハイブリッド車相当に低減した際には、2050 年の世界全体の保有台数で 4~6 億台規模に達した。液化水素タンカー輸送の世界的な拡大には参照コスト比で 80~90%程度の大幅なコスト削減必須であり、さもないと水素輸送はパイプライン輸送に留まる可能性がある。

第 5 章では、世界電源構成モデル(NE5.0-E モデル)を構築し、VRE 評価における時間的解像度の適正水準を検討した。地理的解像度は世界 100 地域で、7 通りの時間的解像度(年間 2 時間帯~8760 時間帯)を比較した。各モデルを用いて 100%VRE の電源構成を解析した結果、低解像度モデルでは VRE や蓄電池、地域間送電の最適設備容量が過小評価され、それに伴い、総発電コストも相当低く見積もられることが分かった。低解像度モデルを用いて VRE を評価する場合には電力システム統合の点で楽観的な評価となる可能性がある。時間的解像度の適正水準については、年間 2190 時間帯(年間 365 日 × 6 時間帯/日)や年間 2920 時間帯(年間 365 日 × 8 時間帯/日)のモデルは 8760 時間帯モデルと類似傾向を示すことが分かった。

第6章では、地理的・時間的に詳細な逐次動学型世界モデル NE5.0-R を構築し、再生可能エネルギーの大量導入可能性や「100%再エネ」の電力供給の可能性を評価した。NE5.0-R モデルの解像度は、第3章と第5章に基づき、世界132地域分割・年間2920時間帯と設定した。分析期間は2015~2050年である。モデル規模を抑制するため、逐次動学的手法を採用した。但し、それでも変数は3.7億個、制約式は5.5億本とかなり大規模となっている。

全ての低炭素化技術が利用可能な「AllTech シナリオ」と2050年に100%VREで電力・水素供給を行う「RE100PH シナリオ」を数値解析した。その結果、AllTech シナリオではCO₂貯留が大規模に実施され、コスト最適なVREシェア(発電量ベース)は2050年に14%とそれ程大きくない結果が得られた。但し、CO₂貯留については社会的受容性等の課題があることから、その不確実性を加味した分析が今後必要である点には留意されたい。後者のシナリオでは、VREの設備利用率の低さや水素製造のため、VREの新規建設を大幅に加速させる必要がある。世界の総発電設備容量は2015年から2050年にかけて7.5倍に拡大した。このような大規模導入は広大な設置面積を必要とし、国によっては土地利用に有意な影響を及ぼす可能性がある。経済性の面では、CO₂限界削減コストは時間経過と共に増加する傾向が窺え、その実現可能性は慎重に判断する必要があると言える。

以上が本研究にて得られた主な結果である。最後に、本論文の締めとして、主観的ではあるが次の点を指摘したい。

まず、現時点では特効薬的な気候変動緩和策は存在しないということである。第4章や第6章ではCO₂制約を満たす解は得られたものの、何れのシナリオにおいてもCO₂限界削減コスト(世界一律、t-CO₂単位)は2050年に数百ドルの水準に達した。技術的には実現可能であり、コスト効率的なCO₂削減パスであっても、そのようなシナリオが社会的・政治的に受入れ可能かは別問題である。現在の主要国の社会情勢を踏まえると、相当困難ではないかと筆者は考えている。より安価で、世界的に大規模利用可能な革新的技術が必要であろう。残された炭素予算を考慮すると、現在から今後数十年の研究開発が極めて重要となると思われる。

そして、今後の世界モデル開発の展望として、精緻化の意義も改めて指摘したい。気候変動が差し迫った課題となる中、エネルギーシステムに係る諸条件を明示的に考慮し、具体性の高い分析を行うことは重要である。幸いにも、近年の計算機能力の向上により、大規模モデルの構築が可能となった。本論文の研究対象である地理的・時間的解像度のみならず、部門解像度や技術解像度の精緻化も図り、現実システムに即した包括的なモデルを開発していくべきであろう。勿論、モデルは研究手段であり、その開発自体が真の目的ではない。また、詳細なモデルが「現実的な解」を示すとは限らない(そもそも、遠い将来の姿に対して、どのような解が現実的または非現実的かを判断することは難しいが、詳細モデルは現状や直感とは著しく異なる解を示すことがある)。しかし、少なくとも、詳細なモデルを用いることによって前提条件の妥当性や結果の実現性に関する徹底的な検討は可能となる。そのようなプロセスを通してエネルギーシステムへの理解が深まり、結果的にエネルギー・環境分野の意思決定に資するであろう。

7.2. 今後の研究課題

本研究では地理的・時間的解像度に着目して供給側を精緻化した世界モデルを構築したが、現実の社会システムは複雑であるため、モデル構造や分析内容には様々な限界や課題が存在する。本論文では各章末で個別留意点等をまとめた。ここでは、その中から特に重要と思われる課題や、各章に共通する限界点から2点を挙げる。

1点目は需要側技術・インフラのボトムアップ的モデル化である。本研究では、第4.2節での自動車を除き、需要側はトップダウン的に取扱った。そのため、需要側機器を考慮した燃料転換・省エネルギーの可能性やボトルネック、革新的技術の影響については具体的に議論できなかった。また、本研究ではノード間輸送は考慮した一方で、ノード内配送インフラ(例えば、石油製品のローリー輸送やガス導管網、水素導管網、送配電網)は捨象したが、現実にはローカルの配送インフラ投資は重要問題となりつつある。需要側機器やインフラのデータを揃えることは一般に容易ではないが、産業・民生部門の技術明示化や需要側インフラのモデル化を今後進める必要がある。なお、需要側機器の選択においてはコスト以外にも様々な要因—例えば、消費者選好(例えば自動車であれば航続距離等)や新たなサービス(シェアリングエコノミーやコネクテッドインダストリーズ等)—が影響する。そのような選好や社会経済的な潮流のモデル化も重要課題である。

2点目はマクロ経済や技術想定に関する不確実性を考慮した分析である。本研究では将来の経済成長やエネルギー需要、技術コスト等を所与として分析を実施したが、それらの見通しには不確実性が伴う。特に需要成長が著しい中国・インドの見通しや、技術革新の有無は気候変動緩和の難易に有意に影響すると考えられる。Shared Socioeconomic Pathways^[7-1]等を用いた経済・需要見通しに関する感度分析や、確率計画法等により技術革新の不確実性を織込んだモデル開発を行い、頑健な知見を獲得していくことが必要と考えられる。

7.3. 参考文献

- [7-1] K. Riahi, Detlef P. van Vuuren, E. Kriegler, J. Edmonds, B. C. O'Neill, S. Fujimori, N. Bauer, K. Calvin, R. Dellink, O. Fricko, W. Lutz, A. Popp, J. C. Cuaresma, Samir KC, M. Leimbach, L. Jiang, T. Kram, S. Rao, J. Emmerling, K. Ebi, T. Hasegawa, P. Havlik, F. Humpenöder, L. A. D. Silva, S. Smith, E. Stehfest, V. Bosetti, J. Eom, D. Gernaat, T. Masui, J. Rogelj, J. Strefler, L. Drouet, V. Krey, G. Luderer, M. Harmsen, K. Takahashi, L. Baumstark, J. C. Doelman, M. Kainuma, Z. Klimont, G. Marangoni, H. Lotze-Campen, M. Obersteiner, A. Tabeau, M. Tavoni, "The Shared Socioeconomic Pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: An overview", *Global Environmental Change*, Volume 42, pp.153-168, 2017.

謝辞

本論文は筆者が東京大学大学院工学系研究科原子力国際専攻に在学時の研究成果をまとめたものです。本研究を実施するにあたり、貴重な時間を割いて御指導下さりました藤井康正教授と小宮山涼一准教授には厚く御礼を申し上げます。気候変動という長期的で規模が大きい問題に関する研究を遂行できたのは、藤井教授と小宮山准教授の御見識と親身な御配慮があったからでございます。両先生には修士課程の期間も合わせると6年間の長い期間御世話になりました。重ねて御礼を申し上げます。寺井隆幸教授、杉山昌広准教授、黒沢厚志様、山本博巳様には御多用のところ博士論文審査を御快諾頂き、そして、貴重な御助言を下さり、心より御礼申し上げます。

筆者は社会人学生として博士課程に在学致しました。業務と博士課程の両立にあたり、(一財)日本エネルギー経済研究所の上司、なakanずく大慈弥隆人様、入江一友様、山城宗久様、工藤拓毅様、柴田善朗様からは多くの面で御配慮・御支援を頂きました。また、同僚の Muhamad Izhah ABD. SHUKOR様、Gigih Udi ATMO様、Alexey KABALINSKIY様、Fang-Chia LEE様、NGUYEN Linh Dan様、Dk Nur Afifah Atikah PG HJ ISMAIL様、Diego RIVERA RIVOTA様、Michael Ochoada SINOCRUZ様、Kirsten Nicole SMITH様、Yilin WANG様、Thomas Patrick Conway WILLCOCK様からはデータ収集面で多くのご助言を頂きました。心より感謝致します。

修士課程の同期であり、博士課程の先輩である川上恭章君には研究面で様々な相談に乗って頂きました。秘書の吉山文様には事務手続きの面で、藤井・小宮山研究室の大学院生には計算機環境整備の面で大変お世話になりました。深く感謝致します。

最後に、博士課程での研究を応援し、支えてくれた妻の静、息子の瑛司、両親、弟、祖父母、大叔母、そして妻のご家族に心より感謝致します。

令和元年 5月 31日
大槻 貴司

付録A NE5.0 モデル(世界 363 地域分割)の想定と定式化

A.1. 地域区分

付表 A-1 に NE5.0 モデルの都市ノード(合計 287 ノード)を, 付表 A-2 に供給ノード(合計)の定義を示す.

付表 A-1 NE5.0 モデル(363 地域版)の都市ノード定義

Node abbreviation	Representative city	Definition
ALB	Tirana	Albania
DZA_ALG	Algiers	Algeria
AGO	Luanda	Angola
ARG_BUA	Buenos Aires	Argentina
ARM	Yerevan	Armenia
AUS_SDY	Sydney	Australian Capital Territory, New South Wales, South Australia, Victoria, Queensland, Norfolk Island, Tasmania, Coral Sea Islands, Macquarie Island, Jervis Bay Territory, Northern Territory
AUS_PRT	Perth	Ashmore and Cartier Islands, Western Australia, Heard Island and McDonald Islands
AUT	Vienna	Austria
AZE	Baku	Azerbaijan
BHR	Manama	Bahrain
BGD	Dhaka	Bangladesh
BLR	Minsk	Belarus
BEL	Brussels	Belgium
BEN	Porto-Novo	Benin
BOL	La Paz	Bolivia
BIH	Sarajevo	Bosnia and Herzegovina
BWA	Gaborone	Botswana
BRA_SPL	Sao Paulo	São Paulo
BRA_AMZ	Amazon	Acre, Amazonas, Pará, Rondônia, Tocantins, Roraima, Amapá
BRA_BRS	Brasilia	Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso
BRA_PAG	Porto Alegre	Rio Grande do Sul, Paraná, Santa Catarina
BRA_RCL	Recife	Pernambuco, Maranhão, Ceará, Piauí, Alagoas, Paraíba, Rio Grande do Norte, Sergipe
BRA_RDJ	Rio de Janeiro	Minas Gerais, Espírito Santo, Rio de Janeiro
BRA_SLV	Salvador	Bahia
BRN	Bandar Seri Begawan	Brunei Darussalam
BGR	Sofia	Bulgaria
KHM	Phnom Penh	Cambodia
CMR	Yaounde	Cameroon
CAN_MTL	Montreal	Ontario, Québec, New Brunswick, Nova Scotia, Newfoundland and Labrador, Prince Edward Island, Saint-Pierre, Miquelon-Langlade
CAN_CLG	Calgary	Manitoba, Saskatchewan, Alberta, British Columbia, Nunavut, Northwest Territories, Yukon
CHL_STG	Santiago	Chile
CHN_BJN	Beijing	Beijing

付表 A-1 NE5.0 モデル(363 地域版)の都市ノード定義(前頁からの続き)

Node abbreviation	Representative city	Definition
CHN_CHC	Changchun	Jilin
CHN_CGS	Changsha	Hunan
CHN_CND	Chengdu	Sichuan
CHN_CGQ	Chongqing	Chongqing
CHN_FZH	Fuzhou	Fujian
CHN_GYG	Guiyang	Guizhou
CHN_HIK	Haikou	Hainan
CHN_HZH	Hangzhou	Zhejiang
CHN_HBN	Harbin	Heilongjiang
CHN_HFI	Hefei	Anhui
CHN_HHT	Hohhot	Inner Mongol
CHN_HKG	Hong Kong	Hong Kong, Macau
CHN_JNN	Jinan	Shandong
CHN_KNM	Kunming	Yunnan
CHN_LZH	Lanzhou	Gansu
CHN_LHS	Lhasa	Xizang
CHN_NCG	Nanchang	Jiangxi
CHN_NNJ	Nanjing	Jiangsu
CHN_NNN	Nanning	Guangxi
CHN_SNH	Shanghai	Shanghai
CHN_SHY	Shenyang	Liaoning
CHN_SZG	Shijiazhuang	Hebei
CHN_TYN	Taiyuan	Shanxi
CHN_TJN	Tianjin	Tianjin
CHN_URM	Urumqi	Xinjiang
CHN_WHN	Wuhan	Hubei
CHN_XAN	Xian	Shaanxi
CHN_XNG	Xining	Qinghai
CHN_YCN	Yinchuan	Ningxia
CHN_ZGZ	Zhengzhou	Henan
COL_BGT	Bogota	Colombia
COG	Brazzaville	Republic of the Congo
CRI	San Jose	Costa Rica
CIV	Abidjan	Ivory Coast
HRV	Zagreb	Croatia
CUB	Havana	Cuba
CUW	Willemstad	Curaçao
CYP	Nicosia	Cyprus
CZE	Prague	Czech Republic
PRK	Pyongyang	The Democratic People's Republic of Korea
COD	Kinshasa	Democratic Republic of the Congo
DNK_CHG	Copenhagen	Denmark
DOM	Santo Domingo	Dominican Republic
ECU	Quito	Ecuador
EGY	Cairo	Egypt
SLV	San Salvador	El Salvador
ERI	Asmara	Eritrea
EST	Tallinn	Estonia
ETH	Addis Ababa	Ethiopia

付表 A-1 NE5.0 モデル(363 地域版)の都市ノード定義(前頁からの続き)

Node abbreviation	Representative city	Definition
FIN	Helsinki	Finland
MKD	Skopje	Republic of North Macedonia
FRA_PRS	Paris	Martinique, La Réunion, Mayotte, Guadeloupe, Aisne, Ardennes, Aube, Bas-Rhin, Calvados, Cher, Corse-du-Sud, Côte-d'Or, Côtes-d'Armor, Doubs, Essonne, Eure, Eure-et-Loir, Finistère, Haute-Rhin, Haute-Marne, Haute-Saône, Hauts-de-Seine, Ile-et-Vilaine, Indre, Indre-et-Loire, Jura, Loir-et-Cher, Loire-Atlantique, Loiret, Maine-et-Loire, Manche, Marne, Mayenne, Meurthe-et-Moselle, Meuse, Morbihan, Moselle, Nièvre, Nord, Oise, Orne, Paris, Pas-de-Calais, Saône-et-Loire, Sarthe, Seine-et-Marne, Seine-Maritime, Seine-Saint-Denis, Somme, Territoire de Belfort, Val-d'Oise, Val-de-Marne, Vendée, Vosges, Yonne, Yvelines
FRA_MSL	Marseille	Ain, Allier, Alpes-de-Haute-Provence, Alpes-Maritimes, Ardèche, Ariège, Aude, Aveyron, Bouches-du-Rhône, Cantal, Charente, Charente-Maritime, Corrèze, Creuse, Deux-Sèvres, Dordogne, Drôme, Gard, Gers, Gironde, Haute-Corse, Haute-Garonne, Haute-Loire, Haute-Savoie, Haute-Vienne, Hautes-Alpes, Hautes-Pyrénées, Hérault, Isère, Landes, Loire, Lot, Lot-et-Garonne, Lozère, Puy-de-Dôme, Pyrénées-Atlantiques, Pyrénées-Orientales, Rhône, Savoie, Tarn, Tarn-et-Garonne, Var, Vaucluse, Vienne
GAB	Libreville	Gabon
GEO	Tbilisi	Georgia
DEU_BRL	Berlin	Thüringen, Hamburg, Schleswig-Holstein, Berlin, Sachsen-Anhalt, Sachsen, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern
DEU_KLN	Koln	Nordrhein-Westfalen, Hessen, Bremen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Saarland
DEU_MNC	Munich	Baden-Württemberg, Bayern
GHA	Accra	Ghana
GRC	Athens	Greece
GTM	Guatemala City	Guatemala
HTI	Port-au-Prince	Haiti
HND	Tegucigalpa	Honduras
HUN	Budapest	Hungary
ISL	Reykjavik	Iceland
IND_SAP	Visakhapatnam	Andhra Pradesh
IND_SAR	Itanagar	Arunachal Pradesh
IND_SAS	Guwahati	Assam
IND_SBR	Patna	Bihar
IND_SCT	Raipur	Chhattisgarh
IND_SGA	Vasco da Gama	Goa
IND_SGJ	Ahmedabad	Gujarat, Daman and Diu
IND_SHR	New Delhi	Chandigarh, Delhi, Haryana
IND_SHP	Shimla	Himachal Pradesh
IND_SJK	Srinagar	Jammu and Kashmir
IND_SJH	Jamshedpur	Jharkhand
IND_SKA	Bangalore	Karnataka
IND_SKL	Thiruvananthapuram	Kerala, Lakshadweep
IND_SMP	Indore	Madhya Pradesh
IND_SMH	Mumbai	Dadra and Nagar Haveli, Maharashtra
IND_SMN	Imphal	Manipur
IND_SML	Shillong	Meghalaya

付表 A-1 NE5.0 モデル(363 地域版)の都市ノード定義(前頁からの続き)

Node abbreviation	Representative city	Definition
IND_SMZ	Aizawl	Mizoram
IND_SNL	Dimapur	Nagaland
IND_SOR	Bhubaneswar	Orissa
IND_SPB	Ludhiana	Punjab
IND_SRJ	Jaipur	Rajasthan
IND_SSK	Gangtok	Sikkim
IND_STN	Chennai	Puducherry, Tamil Nadu, Tennessee
IND_STG	Hyderabad	Telangana
IND_STR	Agartala	Tripura
IND_SUP	Kanpur	Uttar Pradesh
IND_SUT	Dehradun	Uttaranchal
IND_SWB	Kolkata	Andaman and Nicobar, West Bengal
IDN_JKT	Jakarta	Jawa Barat, Jawa Tengah, Banten, Jakarta Raya, Bali, Jawa Timur, Nusa Tenggara Timur, Kepulauan Riau, Irian Jaya Barat, Yogyakarta, Nusa Tenggara Barat, Papua
IDN_MKS	Makassar	Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat, Gorontalo, Sulawesi Utara, Maluku Utara, Maluku, Sulawesi Tenggara, Sulawesi Tengah, Kalimantan Timur, Kalimantan Barat, Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah
IDN_MDN	Medan	Aceh, Bengkulu, Lampung, Sumatera Selatan, Bangka-Belitung, Jambi, Sumatera Utara, Riau, Sumatera Barat
IRN_THR	Tehran	Iran
IRQ	Baghdad	Iraq
IRL	Dublin	Ireland
ISR	Jerusalem	Israel
ITA_ROM	Rome	Italy
JAM	Kingston	Jamaica
JPN_TKY	Tokyo	Chiba, Ibaraki, Kanagawa, Saitama, Tochigi, Tokyo, Yamanashi, Gunma
JPN_FKK	Fukuoka	Saga, Fukuoka, Kumamoto, Miyazaki, Oita, Nagasaki, Kagoshima, Okinawa
JPN_HRS	Hiroshima	Hiroshima, Okayama, Shimane, Tottori, Yamaguchi, Ehime, Kagawa, Kochi, Tokushima
JPN_OSK	Osaka	Aichi, Gifu, Ishikawa, Mie, Nagano, Shizuoka, Toyama, Fukui, Hyogo, Kyoto, Nara, Osaka, Shiga, Wakayama
JPN_SPR	Sapporo	Hokkaido
JPN_SND	Sendai	Akita, Aomori, Fukushima, Iwate, Miyagi, Niigata, Yamagata
JOR	Amman	Jordan
KAZ_AMT	Almaty	Kazakhstan
KEN	Nairobi	Kenya
KOR	Seoul	Republic of Korea
XKX	Pristina	Kosovo
KWT	Kuwait City	Kuwait
KGZ	Bishkek	Kyrgyzstan
LAO_VNT	Vientiane	Lao People's Democratic Republic
LVA	Riga	Latvia
LBN	Beirut	Lebanon
LBY_TPR	Tripoli	Libya
LTU	Vilnius	Lithuania
LUX	Luxembourg	Luxembourg

付表 A-1 NE5.0 モデル(363 地域版)の都市ノード定義(前頁からの続き)

Node abbreviation	Representative city	Definition
MYS_KLP	Kuala Lumpur	Perak, Pulau Pinang, Kedah, Perlis, Johor, Kelantan, Melaka, Negeri Sembilan, Pahang, Selangor, Trengganu, Kuala Lumpur, Putrajaya
MYS_KCN	Kuching	Sabah, Sarawak, Labuan
MLT	Valletta	Malta
MUS	Port Louis	Mauritius
MEX_MXC	Mexico City	Campeche, Oaxaca, Puebla, Tabasco, Tlaxcala, Distrito Federal, Guerrero, Hidalgo, México, Morelos, Querétaro, Veracruz, Chiapas, Quintana Roo, Yucatán
MEX_GDL	Guadalajara	Aguascalientes, Colima, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Guanajuato
MEX_MTR	Monterrey	Baja California Sur, Coahuila, Chihuahua, Durango, Sinaloa, Sonora, Zacatecas, Nuevo León, San Luis Potosí, Tamaulipas
MDA	Chisinau	Moldova
MNG_ULB	Ulaanbaatar	Mongolia
MNE	Podgorica	Montenegro
MAR_CSB	Casablanca	Morocco
MOZ_MPT	Maputo	Mozambique
MMR_YGN	Yangon	Kayin, Bago, Yangon, Mon, Rakhine, Ayeyarwady, Tanintharyi
MMR_NPD	Naypyidaw	Kayah, Mandalay, Chin, Magway, Shan, Kachin, Sagaing
NAM	Windhoek	Namibia
NPL	Kathmandu	Nepal
NLD	Amsterdam	Netherlands
NZL	Auckland	New Zealand
NIC	Managua	Nicaragua
NER	Niamey	Niger
NGA	Lagos	Nigeria
NOR	Oslo	Norway
OMN	Muscat	Oman
PAK_KRC	Karachi	Baluchistan, Sind
PAK_ILB	Islamabad	Kashmir, Azad Kashmir, F.C.T., Northern Areas, F.A.T.A., Punjab, N.W.F.P.
PAN	Panama City	Panama
PRY	Asuncion	Paraguay
PER_LMA	Lima	Peru
PHL_MNL	Manila	Palawan, Romblon, Albay, Camarines Norte, Camarines Sur, Catanduanes, Masbate, Sorsogon, Abra, Batanes, Cagayan, Apayao, Ilocos Norte, Ilocos Sur, Aurora, Isabela, Ifugao, Mountain Province, Nueva Vizcaya, Quirino, Bataan, Tarlac, Nueva Ecija, Pampanga, Benguet, Zambales, La Union, Pangasinan, Cavite, Batangas, Bulacan, Laguna, Rizal, Marinduque, Mindoro Occidental, Mindoro Oriental, Quezon, Kalinga, Puerto Princesa, Naga, Santiago, Angeles, Baguio, Olongapo, Dagupan, Mandaluyong City, Manila, Navotas, Caloocan, Malabon, Valenzuela, Quezon City, Marikina, San Juan, Pasig, Makati, Pasay, Paranaque, Las Pinas, Muntinlupa, Taguig, Pateros, Lucena

付表 A-1 NE5.0 モデル(363 地域版)の都市ノード定義(前頁からの続き)

Node abbreviation	Representative city	Definition
PHL_DVO	Davao	Tawi-Tawi, Bohol, Cebu, Negros Oriental, Siquijor, Negros Occidental, Basilan, Zamboanga del Norte, Zamboanga Sibugay, Zamboanga del Sur, Misamis Occidental, Sulu, Aklan, Antique, Capiz, Iloilo, Guimaras, Lanao del Norte, Lanao del Sur, Maguindanao, Cotabato, Sultan Kudarat, Biliran, Eastern Samar, Leyte, Samar, Southern Leyte, Northern Samar, Agusan del Norte, Agusan del Sur, Bukidnon, Camiguin, Davao del Norte, Compostela Valley, Surigao del Norte, Surigao del Sur, Misamis Oriental, Davao del Sur, Davao Oriental, Sarangani, South Cotabato, Zamboanga, Isabela, Cebu, Mandaue, Lapu-Lapu, Bacolod, Iloilo, Cotabato, Davao, General Santos, Iligan, Cagayan de Oro, Butuan, Ormoc, Tacloban
POL	Warsaw	Poland
PRT	Lisbon	Portugal
QAT	Doha	Qatar
ROU	Bucharest	Romania
RUS_MSC	Moscow	Adygey, Karachay-Cherkess, Ingush, Kabardin-Balkar, North Ossetia, Stavropol', Kaliningrad, Murmansk, Novgorod, Pskov, Leningrad, City of St. Petersburg, Bryansk, Smolensk, Karelia, Arkhangel'sk, Ivanovo, Kostroma, Nizhegorod, Tver', Vologda, Yaroslavl', Kaluga, Kursk, Lipetsk, Moskovsskaya, Moskva, Orel, Rostov, Tula, Volgograd, Belgorod, Krasnodar, Mordovia, Penza, Ryazan', Tambov, Vladimir, Voronezh, Nenets, Komi, Mariy-El, Astrakhan', Chuvash, Kalmyk, Samara, Saratov, Tatarstan, Ul'yanovsk, Chechnya, Dagestan
RUS_KHB	Khabarovsk	Chukchi Autonomous Okrug, Amur, Primor'ye, Sakha (Yakutia), Yevrey, Khabarovsk, Maga Buryatdan, Sakhalin, Kamchatka
RUS_NVБ	Novosibirsk	Tomsk, Bashkortostan, Chelyabinsk, Kurgan, Yamal-Nenets, Kirov, Sverdlovsk, Udmurt, Orenburg, Khanty-Mansiy, Omsk, Tyumen', Altay, Gorno-Altay, Kemerovo, Khakass, Novosibirsk, Irkutsk, Krasnoyarsk, Tuva, Buryat, Chita, Perm
SAU_RYD	Riyadh	Saudi Arabia
SEN	Dakar	Senegal
SRB	Belgrade	Serbia
SGP	Singapore	Singapore
SVK	Bratislava	Slovakia
SVN	Ljubljana	Slovenia
ZAF	Cape Town	South Africa
SSD	Juba	South Sudan
ESP_BCN	Barcelona	Álava, Alicante, Baleares, Barcelona, Castellón, Gerona, Gipuzkoa, Huesca, Lérida, Navarra, Tarragona, Teruel, Valencia, Bizkaia, Zaragoza
ESP_MDD	Madrid	Albacete, Almería, Asturias, Ávila, Badajoz, Burgos, Cáceres, Cádiz, Cantabria, Ceuta, Ciudad Real, Córdoba, Cuenca, Granada, Guadalajara, Huelva, Jaén, La Coruña, La Rioja, Las Palmas, León, Lugo, Madrid, Málaga, Melilla, Murcia, Orense, Palencia, Pontevedra, Salamanca, Santa Cruz de Tenerife, Segovia, Sevilla, Soria, Toledo, Valladolid, Zamora

付表 A-1 NE5.0 モデル(363 地域版)の都市ノード定義(前頁からの続き)

Node abbreviation	Representative city	Definition
LKA	Colombo	Sri Lanka
SDN	Khartoum	Sudan
SUR	Paramaribo	Suriname
SWE	Stockholm	Sweden
CHE	Zurich	Switzerland
SYR	Damascus	Syrian Arab Republic
TWN	Taipei	Taiwan
TJK	Dushanbe	Tajikistan
TZA	Dar es Salaam	United Republic of Tanzania
THA_BGK	Bangkok	Chumphon, Nakhon Si Thammarat, Phuket, Phangnga, Ranong, Surat Thani, Krabi, Phatthalung, Satun, Songkhla, Trang, Yala, Kanchanaburi, Suphan Buri, Ang Thong, Chai Nat, Lop Buri, Nakhon Nayok, Prachin Buri, Phra Nakhon Si Ayutthaya, Pathum Thani, Sing Buri, Saraburi, Bangkok Metropolis, Nonthaburi, Nakhon Pathom, Phetchaburi, Prachuap Khiri Khan, Ratchaburi, Samut Prakan, Samut Sakhon, Samut Songkhram, Si Sa Ket, Ubon Ratchathani, Amnat Charoen, Yasothon, Chon Buri, Chachoengsao, Chanthaburi, Sa Kaeo, Rayong, Trat, Buri Ram, Chaiyaphum, Khon Kaen, Kalasin, Maha Sarakham, Nakhon Ratchasima, Roi Et, Surin, Loei, Nong Khai, Sakon Nakhon, Udon Thani, Nong Bua Lam Phu, Nakhon Phanom, Mukdahan, Narathiwat, Pattani, Bueng Kan
THA_CNM	Chaing Mai	Mae Hong Son, Chiang Rai, Chiang Mai, Lampang, Lamphun, Nan, Phayao, Phrae, Phitsanulok, Sukhothai, Uttaradit, Kamphaeng Phet, Phichit, Phetchabun, Tak, Uthai Thani, Nakhon Sawan
TGO	Lome	Togo
TTO	Port-of-spain	Trinidad and Tobago
TUN	Tunis	Tunisia
TUR_ITB	Istanbul	Turkey
TKM	Ashgabat	Turkmenistan
UKR	Kiev	Ukraine
ARE	Abu Dhabi	United Arab Emirates
GBR_LDN	London	England, Wales, Northern Ireland
GBR_EDB	Edinburgh	Scotland
USA_SAL	Birmingham	Alabama
USA_SAK	Anchorage	Alaska
USA_SAZ	Phoenix	Arizona
USA_SAR	Little Rock	Arkansas
USA_SCA	Los Angeles	California
USA_SCO	Denver	Colorado
USA_SCT	Bridgeport	Connecticut
USA_SDE	Wilmington	Delaware
USA_SFL	Jacksonville	Florida
USA_SGA	Atlanta	Georgia
USA_SHI	Honolulu	Hawaii
USA_SID	Boise	Idaho
USA_SIL	Chicago	Illinois
USA_SIN	Indianapolis	Indiana
USA_SIA	Des Moines	Iowa

付表 A-1 NE5.0 モデル(363 地域版)の都市ノード定義(前頁からの続き)

Node abbreviation	Representative city	Definition
LKA	Colombo	Sri Lanka
USA_SKS	Wichita	Kansas
USA_SKY	Louisville	Kentucky
USA_SLA	New Orleans	Louisiana
USA_SME	Portland	Maine
USA_SMD	Baltimore	Maryland
USA_SMA	Boston	Massachusetts
USA_SMI	Detroit	Michigan
USA_SMN	Minneapolis	Minnesota
USA_SMS	Jackson	Mississippi
USA_SMO	Kansas City	Missouri
USA_SMT	Billings	Montana
USA_SNE	Omaha	Nebraska
USA_SNV	Las Vegas	Nevada
USA_SNH	Manchester	New Hampshire
USA_SNJ	Newark	New Jersey
USA_SNM	Albuquerque	New Mexico
USA_SNY	New York	New York
USA_SNC	Charlotte	North Carolina
USA_SND	Fargo	North Dakota
USA_SOH	Columbus	Ohio
USA_SOK	Oklahoma City	Oklahoma
USA_SOR	Portland	Oregon
USA_SPA	Philadelphia	Pennsylvania
USA_SRI	Providence	Rhode Island
USA_SSC	Charleston	South Carolina
USA_SSD	Sioux Falls	South Dakota
USA_STN	Nashville	Tennessee
USA_STX	Houston	Texas
USA_SUT	Salt Lake City	Utah
USA_SVT	Burlington	Vermont
USA_SVA	Virginia Beach	Virginia
USA_SWA	Seattle	Washington
USA_SWV	Charleston	West Virginia
USA_SWI	Milwaukee	Wisconsin
USA_SWY	Cheyenne	Wyoming
USA_SDC	District of Columbia	District of Columbia
URY	Montevideo	Uruguay
UZB	Tashkent	Uzbekistan
VEN	Caracas	Venezuela
VNM_HNI	Hanoi	Quảng Ninh, Điện Biên, Đông Bắc, Thái Nguyên, Lai Châu, Lạng Sơn, Sơn La, Thanh Hóa, Tuyên Quang, Yên Bái, Hòa Bình, Hải Dương, Hải Phòng, Đồng Bằng Sông Hồng, Hà Nội, Bắc Ninh, Vĩnh Phúc, Ninh Bình, Hà Nam, Nam Định, Phú Thọ, Bắc Giang, Thái Bình, Hà Tĩnh, Nghệ An, Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên - Huế, Cao Bằng, Hà Giang, Lào Cai

付表 A-1 NE5.0 モデル(363 地域版)の都市ノード定義(前頁からの続き)

Node abbreviation	Representative city	Definition
VNM_HCM	Ho Chi Minh City	Tây Ninh, Dak Lak, Gia Lai, Khánh Hòa, Lâm Đồng, Ninh Thuận, Phú Yên, Bình Dương, Tiền Giang, Đắk Nông, Bình Phước, Bình Định, Kon Tum, Quảng Nam, Quảng Ngãi, Đà Nẵng, Bà Rịa - Vũng Tàu, Bình Thuận, Đông Nam Bộ, An Giang, Cần Thơ, Đồng Tháp, Hồ Chí Minh city, Kiên Giang, Long An, Bến Tre, Hậu Giang, Bạc Liêu, Cà Mau, Sóc Trăng, Trà Vinh, Vĩnh Long
YEM	Sanaa	Yemen
ZMB	Lusaka	Zambia
ZWE	Harare	Zimbabwe
MLI	Bamako	Mali
OAA	Kabul	Other Asia
OOC	PortMoresby	Papua New Guinea, Other Oceania
OAC	OtherAmericas	Other Americas
OME_RML	Ramallah	Other Middle East
OAF_NDM	Ndjamena	Other Africa
OER_MNC	Monaco	Other Europe

付表 A-2 NE5.0 モデル(363 地域版)の供給ノード定義

Node abbreviation	Definition	Node abbreviation	Definition
DZA_CTL	Central Algeria	RUS_TYY	Taymyr
ARG_NQN	Neuquen	RUS_TMN	Tyumen
ARG_PTG	Patagonia	RUS_VLG	Volga
AUS_EAS	East Australia	RUS_VDS	Vladivostok
AUS_WAS	West Australia	RUS_STH	Russia south
BRA_BLM	Belem	RUS_YKT	Yakutsk
CAN_NFL	Newfoundland	RUS_YML	Yamalo
CAN_NSK	North Saskatchewan	SAU_CST	Jubail
CHL_ACM	Atacama	SAU_YNB	Yanbu
CHN_TRM	Tarim	TUR_CYH	Ceyhan
COL_CSR	Cesar	USA_NAL	Alaska North
DNK_GLD	Greenland	USA_APL	Appalachian
IDN_EJV	East Java	USA_PRM	Permian
IDN_KMT	Kalimantan	USA_SWU	SW Wyoming and Uinta-Piceance
IDN_NTN	Natuna	USA_WIL	Williston
IDN_PPU	Papua	VNM_CTL	Central Viet Nam
IDN_SSM	South Sumatra	OAF_MDG	OtherAfrica_WestMadagascar
IRN_CST	Iran coast	OAF_HOA	OtherAfrica_HornOfAfrica
ITA_MSN	Messina	NTS	Northsea
JPN_AMR	Aomori	WMS	West Mediterranean sea
JPN_NGT	Niigata	EMS	East Mediterranean Sea
KAZ_CTL	Central Kazakhstan	SHD	Sahara Arlit
KAZ_WST	Western Kazakhstan	ECS	East China sea
LAO_STH	Southern Laos	SPI	Spratly island
LBY_EST	East Libya	GOT	Gulf of Thailand
MEX_SLC	Salina Cruz	FKI	Falkland island
MEX_VRC	Veracruz	NWS	Norwegian Sea
MNG_GBD	Gobi Desert	BFB	Bafin Bay
MAR_WST	West Morocco	CAR	Arctic Canada
MOZ_CTL	Central Mozambique	EBS	East Barents Sea
PER_NTH	Northern Peru	KRS	Kara Sea
RUS_ALT	Russia Altai	LVS	Laptev Sea
RUS_BES	Bering strait	NCS	North Caspian Sea
RUS_IRK	Irkutsk	SCS	South Caspian Sea
RUS_MGD	Magadan	BKS	Black Sea
RUS_NNT	Nenets	MEG	Middle East Gulf
RUS_SKH	Sakhalin	ARC	Arctic Ocean
RUS_SKV	Skovorodino	ANT	Antarctica

A.2. 定式化

A.2.1. 省エネルギートップダウン的定式化

省エネルギーのトップダウン的定式化を記す。まず、ある最終消費部門におけるエネルギー価格を P_0 、基準エネルギー需要を D_0 (付表 A-6~付表 A-8)、そしてエネルギー需要の長期価格弾性値を $-\alpha$ とする($\alpha > 0$)。この時、エネルギー価格が P となった場合のエネルギー需要 $D(P)$ は次の通り表せる。

$$D(P) = D_0 \left(\frac{P}{P_0} \right)^{-\alpha} \quad \text{式 A-1}$$

式 A-1 からエネルギー価格 P を解きだし、省エネルギー S を導入すると式 A-2 が得られる。

$$P(S) = P_0 \left(\frac{D_0 - S}{D_0} \right)^{-\frac{1}{\alpha}} \quad \text{式 A-2}$$

これにより、省エネルギーのコスト関数は式 A-3($\alpha \neq 1$ の場合)と式 A-4($\alpha = 1$ の場合)に表現できる。

$$C(S) = \int_0^S P(S) ds = \frac{\alpha}{1-\alpha} D_0 P_0 \left\{ \left(1 - \frac{S}{D_0} \right)^{\frac{\alpha-1}{\alpha}} - 1 \right\} \quad (\alpha \neq 1) \quad \text{式 A-3}$$

$$C(S) = D_0 P_0 \log \frac{D_0}{D_0 - S} \quad (\alpha = 1) \quad \text{式 A-4}$$

このコスト関数は非線形であり、このままでは線形最適化モデルに適用できない。従って、この省エネルギー関数をステップ近似し、線形化を施した。ある最終エネルギー需要を $x(sp, 1) \times D_0$ から $x(sp, 2) \times D_0$ へ削減する場合を考える。ここで、添え字 sp はステップ番号、2番目の「1」は省エネルギー開始点、「2」は省エネルギー終了点であり、 $x(sp, 1)$ は sp ステップまでに行われた省エネルギー量の割合、 $x(sp, 2)$ は sp ステップを含めた省エネルギー可能量の割合を示している。式 A-3 から sp ステップの省エネルギーコスト $C'(sp)$ は次のように表される。

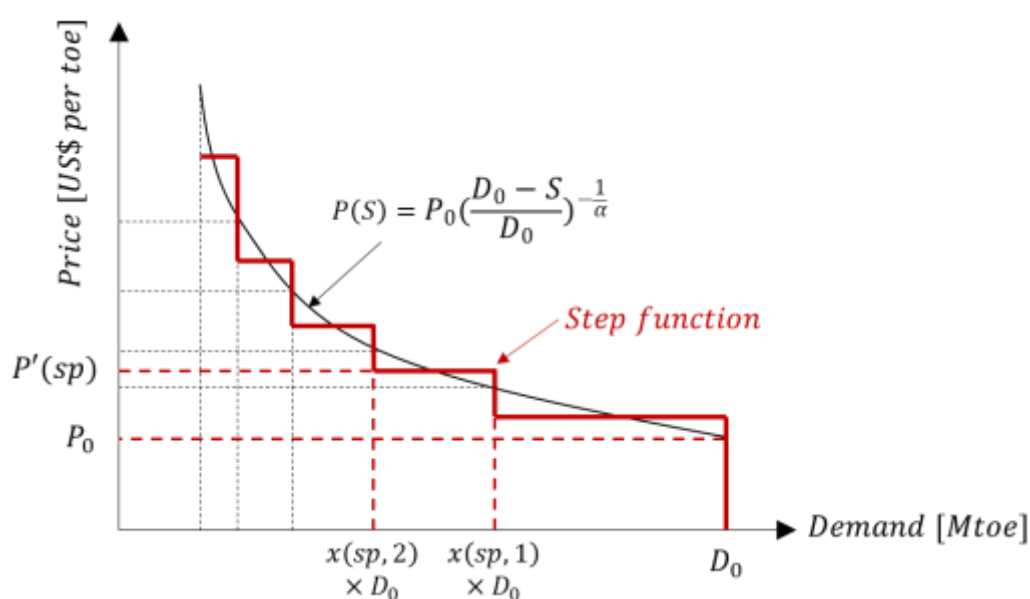
$$C'(sp) = \int_{x(sp, 1) \times D_0}^{x(sp, 2) \times D_0} P(S) ds \quad \text{式 A-5}$$

$$= \frac{\alpha}{1-\alpha} D_0 P_0 \left\{ \left(1 - x(sp, 2) \right)^{\frac{\alpha-1}{\alpha}} - \left(1 - x(sp, 1) \right)^{\frac{\alpha-1}{\alpha}} \right\} \quad (\alpha \neq 1) \quad \text{式 A-6}$$

省エネルギーコスト $C'(sp)$ を sp ステップの省エネルギー可能量で除した平均価格を、 sp ステップの単位省エネルギーコスト $P'(sp)$ とした(付図 A-1)。

$$P'(sp) = \frac{C'(sp)}{D_0\{x(sp,2) - x(sp,1)\}} \quad \text{式 A-7}$$

このように長期価格弾性値を用いて計測される省エネルギーコストは、「省エネルギー投資コスト」と「消費パターン変化による消費者効用の減少」との両者を総合したものと考えられる。なお、ステップ幅を狭めれば非線形関数に近づくか、変数や制約式数、計算時間が増加する。



付図 A-1 省エネルギー関数とステップ近似

ところで、式 A-1 における P_0 にエネルギー価格実績値を代入しても、ベースケース(CO_2 制約無しケース)の最終消費部門のシャドープライス PS と一致しない限り、ベースケースの省エネルギー量は必ずしも 0 とはならない。実際のところ、多くの場合において、モデルのベースケースで得られるシャドープライスは、エネルギー価格実績と一致しない。これは、本モデルではエネルギー流通に係る送配コストや諸種の税金・補助金等、実社会の諸経費が含まれていないためである。そこで、ベースケースにおける 2015 年のシャドープライス PS_{2015} とエネルギー価格実績 PA_{2015} (以下、「基準燃料価格」)の差を送配コスト PD と定義して、モデルの評価関数に取り込んだ。

なお、補助金政策により、モデルが推計するシャドープライスが基準燃料価格を超える場合も存在する。そのような場合は $PD = 0$ とした。

$$PD = \max(PA_{2015} - PS_{2015}, 0) \quad \text{式 A-8}$$

この送配コスト PD はノード別・最終消費部門別(363 ノード×5 部門)に設定し、時間軸方向には一定と仮定した。各ノードにおける2015年の基準エネルギー価格(PA_{2015})は付表 A-12 に示す。

この操作により、各時点で省エネルギーを行う際の正味限界コストは式 A-9 のようになり、この式から省エネルギーコストを推計した。ここで y は時点を表す添え字である。

$$P_y(S) = (PS_y + PD) \left(\frac{D_{0,y} - S}{D_{0,y}} \right)^{-\frac{1}{\alpha}} - PD \quad \text{式 A-9}$$

各時点の省エネルギー量 S は、基準エネルギー需要 $D_{0,y}$ と比較して非現実的に大きくなることを避けるため、上限値として $D_{0,y}$ の30%を想定した。

A.2.2. NE5.0 モデルの定式化

ここでは、モデルのコアとなる構造を示す。付表 A-3 に添え字定義を、付表 A-4 に外生変数を、付表 A-5 に内生変数を示す。

付表 A-3 NE5.0 モデルの添え字

Index	Definition	
$y, y2$	Year	{2015, 2020, 2030, 2040, 2050, 2070}
s	Season	{Dec~Feb, Mar~May, Jun~Aug, Sep~Nov}
t	Time of day	{0, 1, ..., $NTM-1$ }. $NTM=8$.
w	Weather	{Sunny, Cloudy}
n	Node	See Section A.1.
dr	Depletable resource	{High grade coal (grade 1~2), Low-grade coal (grade 1~2), Natural gas (grade 1~7), Crude oil (grade 1~7), Enhanced oil recovery (grade 1~3), Depleted gas well (grade 1~7), Enhanced coalbed methane (grade 1~3), Aquifer (grade 1~5)}
rr	Renewable resource	{Hydro (grade 1~5), Solar, Wind (grade 1~7), Wooden biomass (grade 1~5), Energy crops (grade 1~5), Black liquor, Bagasse}
i	Secondary energy	{High grade coal, Low-grade coal, Methane, Oil, Commercial heat, Electricity, Biomass, Hydrogen, Ethanol, Methanol, Dimethyl ether, Carbon monoxide}
fd	Final energy demand	{Solid fuel, Gaseous fuel, Liquid fuel, Commercial heat, Electricity}
a	Activity	$a \in \{tp \cup vp \cup b \cup o\}$
$a2$	Activity (excl. thermal power generation)	$a2 \in \{vp \cup b \cup o\}$
tp	Thermal power	{Coal-fired (existing plant), Coal-fired (new plant), IGCC, Natural gas-fired (existing plant), Natural gas combined cycle (new plant), Natural gas turbine (new plant), Oil-fired, Coal-fired CHP, Gas-fired CHP, Oil-fired CHP, Biomass direct-fired, Biomass direct-fired CHP, Nuclear, Hydrogen-fired, Methanol-fired}
vp	Variable renewables	{Solar photovoltaics, Wind (grade 1~7)}
b	Electricity storage	{Pumped hydro plant, Battery}
o	Other activity	{High grade coal production (grade 1~2), Low grade coal production (grade 1~2), Natural gas production (grade 1~7), Oil production facility (grade 1~7), Wooden biomass production (grade 1~5), Energy crops production (grade 1~5), Black liquor production, Bagasse production, Hydro power (grade 1~5), Enhanced oil recovery (grade 1~3), Depleted gas well storage (grade 1~7), Enhanced coalbed methane (grade 1~3), Aquifer storage (grade 1~5), CO ₂ capture at power plants (except for IGCC), CO ₂ capture at IGCC plants, CO ₂ capture at chemical plants, CO ₂ Liquefaction, Natural gas liquefaction, Natural gas regasification, Synthetic oil production from biomass, Ethanol production from biomass, Coal gasification, Gas reformation, Oil gasification, Shift reaction, Electrolysis, Hydrogen storage, Hydrogen Liquefaction, Hydrogen Regasification plant, Hydrogen separation plant, Methane synthesis plant, Methanol synthesis plant (from carbon monoxide), Methanol synthesis plant (from carbon dioxide), Methanol reformation plant, DME synthesis plant, Coal boiler, Gas boiler, Oil boiler, Biomass direct-fired boiler}
ik	Maritime transportation	{CO ₂ tanker, High-grade coal ship, LNG tanker, Crude oil tanker, Liquefied H ₂ tanker, Methanol tanker}
ikl	Land transportation	{CO ₂ pipeline, High-grade coal rail, Natural gas pipeline, Crude oil pipeline, Hydrogen pipeline, High voltage alternating current transmission, High voltage direct current transmission}
r	Maritime transportation route	{0, 1, ..., 12779}
rl	Land transportation route	{0, 1, ..., 528}
sp	Energy saving step	{0, 1, ..., 6}
m	Maintenance schedule for thermal power plant	{0, 1, ..., 4}

付表 A-4 NE5.0 モデルの外生変数

Exogenous variable	Definition
$DISC(y)$	Discount factor
$NKFC(a, n, y)$	Annual fixed cost for facility [US\$/kW for activity type tp and vp , US\$/kWh for type b , US\$/(toe/year) for type o]
$IKFC(ik, r)$	Annual fixed cost for maritime transportation facility [US\$/(toe/year)]
$IKLFC(ikl, rl)$	Annual fixed cost for land transportation facility [US\$/kW for electricity transmission, US\$/(toe/year) for other facilities]
$ACVC(a, n, y)$	Variable cost for activity [US\$/kWh for activity type tp and vp , US\$/toe for type o]
$IKVC(ik, r)$	Variable cost for maritime transportation [US\$/toe]
$IKLVC(ikl, rl)$	Variable cost for land transportation [US\$/toe]
$SVC(fd, sp, n, y)$	Energy saving cost (sp -th step) for final energy demand [US\$/kWh for electricity, toe/kWh for other final energy demand]
$NKLF(a, y, y2)$	Lifetime factor for newly added facility
$IKLF(ik, y, y2)$	Lifetime factor for newly added maritime transportation facility
$IKLLF(ikl, y2, y)$	Lifetime factor for newly added maritime transportation facility
$DRS(dr, n)$	Depletable resource potential [toe]
$RRS(rr, n, y)$	Renewable resource potential [toe]
$ActCo(a, i, n, y)$	Coefficient for activity (i.e., conversion efficiency)
$IkCo(ik, i, r, n)$	Coefficient for maritime transportation
$IkLCo(ikl, i, rl, n)$	Coefficient for land transportation
$DRCo(a, dr)$	Coefficient for depletable resource consumption
$RECo(a, rr)$	Coefficient for renewable resource consumption
$DemCo(i, f)$	Coefficient for final energy consumption
$IkEff(ik, r)$	Maritime transportation efficiency [%]
$IkLEff(ikl, rl)$	Land transportation efficiency [%]
$FDem(fd, n, y)$	Final demand [kWh for electricity, toe for other energy demand]
$SvL(fd, sp, n, y)$	Energy saving limit [kWh for electricity, toe for other energy demand]
$NkUt(a2, n, y)$	Utilization factor for facility (activity type $a2$)
$IkUt(ik, r)$	Utilization factor for maritime transportation facility
$IkLUt(ikl, rl)$	Utilization factor for land transportation facility
$ENK(a, n, y)$	Existing capacity [kW for activity type tp and vp , kWh for type b , toe/year for type o]
$EIK(ik, r, y)$	Existing maritime transportation capacity [toe/year]
$EIKL(ikl, rl, y)$	Existing land transportation capacity [kW for transmission lines, toe/year for other facilities]
$MS(m, s)$	Periodic maintenance schedule (thermal power plant)
$MAv(tp)$	Maximum availability (thermal power plant) [%]
$AAv(tp)$	Average annual availability (thermal power plant) [%]
$Mio(tp)$	Minimum output ratio (thermal power plant) [%]
$Dss(tp)$	Share of daily start and stop operation (thermal power plant) [%]
$Rup(tp)$	Maximum ramp-up capability (thermal power plant) [/hour]
$Rdn(tp)$	Maximum ramp-down capability (thermal power plant) [/hour]
$Loss(b)$	Self-discharge loss of electricity storage [/hour]
$Cef(b)$	Cycle efficiency of electricity storage [%]
$BUt(b, n, y)$	kW/kWh ratio for electricity storage [kW/kWh]
$YPRD(y)$	Period of year y [year]

付表 A-5 NE5.0 モデルの内生変数

Endogenous variable	Definition
$xnk(a, n, y)$	Total capacity (activity type a) [kW for activity type tp and vp , kWh for type b , toe/year for type o]
$xnnk(a, n, y)$	Newly added capacity (constructed in year y) [kW for activity type tp and vp , kWh for type b , toe/year for type o]
$ank(tp, n, y, s)$	Available capacity for thermal power generation [kW]
$mnk(tp, n, y, m)$	Capacity under maintenance (thermal power generation) [kW]
$xik(ik, r, y)$	Total maritime transportation capacity [toe/year]
$xnik(ik, r, y)$	Newly added maritime transportation capacity (constructed in year y) [toe/year]
$xikl(ikl, rl, y)$	Total land transportation capacity [kW for electricity transmission lines, toe/year for other facilities]
$xnikl(ikl, rl, y)$	Newly added land transportation capacity (constructed in year y) [kW for electricity transmission lines, toe/year for other facilities]
$xac(a, n, y)$	Operation of activity type a [kW for activity type tp and vp , kWh for activity type b (stored electricity), toe for type o]
$xce(vp, n, y, s, t, w)$	Curtailed electricity output [kW]
$xtp(ik, r, y)$	Maritime transported energy (forward direction) [toe]
$xtn(ik, r, y)$	Maritime transported transportation (reverse direction) [toe]
$xtpl(ikl, rl, y)$	Land energy transportation (forward direction) [kWh for electricity transmission, toe for other transportation type]
$xtnl(ikl, rl, y)$	Land energy transportation (reverse direction) [kWh for electricity transmission, toe for other transportation type]
$xsv(f, sp, n, y)$	Energy saving [kWh for electricity, toe for other final energy demand]
$xmx(tp, n, y, s)$	Maximum output (thermal power generation) [kW]
$xcha(b, n, y, s, t, w)$	Electricity charge (storage type b) [kW]
$xdch(b, n, y, s, t, w)$	Electricity discharge (storage type b) [kW]

A.2.2.1. 目的関数

目的関数は次の式で表される。右辺第 1 項は各ノードの設備コスト，第 2~3 項はノード間輸送設備(海上輸送・陸上輸送)の設備コスト，第 4 項は各ノードにおける各種プロセスの変動コスト，第 5~6 項はノード間輸送の変動コスト，第 7 項は省エネルギーコストを示す。なお， xac と $xtpl$ ， $xtnl$ ， xsv については，電力需給に係る際には添え字 s (季節)， t (時間)， w (天候)が別途付加される(各添え字に応じたシグマ記号も追加される)。

$$\begin{aligned}
 TCST = & \sum_y \sum_{y2 \leq y} \sum_a \sum_n DISC(y) \times NKLF(a, y2, y) \times NKFC(a, n, y2) \times xnnk(a, n, y2) \\
 & + \sum_y \sum_{y2 \leq y} \sum_{ik} \sum_r DISC(y) \times IKLF(ik, y2, y) \times IKFC(ik, r) \times xnik(ik, r, y2) \\
 & + \sum_y \sum_{y2 \leq y} \sum_{ikl} \sum_{rl} DISC(y) \times IKLLF(ikl, y2, y) \times IKLFC(ikl, rl) \times xnikl(ikl, rl, y2) \\
 & + \sum_y \sum_a \sum_n DISC(y) \times ACVC(a, n, y) \times xac(a, n, y) \\
 & + \sum_y \sum_{ik} \sum_r DISC(y) \times IKVC(ik, r) \times \{xtp(ik, r, y) + xtn(ik, r, y)\} \\
 & + \sum_y \sum_{ikl} \sum_{rl} DISC(y) \times IKLVC(ikl, rl) \times \{xtpl(ikl, rl, y) + xtnl(ikl, rl, y)\} \\
 & + \sum_y \sum_{fd} \sum_{sp} \sum_n DISC(y) \times SVC(fd, sp, n, y) \times xsv(fd, sp, n, y)
 \end{aligned} \tag{式 A-10}$$

A.2.2.2. 枯渇性資源制約

枯渇性資源制約として，石炭，天然ガス，原油及び CO₂ 貯留資源(石油増進回収，枯渇ガス田貯留，帯水層貯留，炭層メタン増進回収)の消費量を次式により制約する。

$$\sum_a \sum_y YPRD(y) \times DRCo(e, dr) \times xac(e, n, y) \leq DRS(dr, n) \tag{式 A-11}$$

A.2.2.3. 再生可能資源制約

再生可能資源制約として、水力、太陽光、風力、バイオマスの生産量を次式により制約する。なお、 xac については、電力需給に係る際には添え字 s (季節)、 t (時間)、 w (天候)が別途付加される。

$$\sum_a RECo(a, rr) \times xac(a, n, y) \leq RRS(rr, n, y) \quad \text{式 A-12}$$

A.2.2.4. 物量バランス式と最終エネルギー需要制約

物量バランス式は式 A-13 の通り設定する。左辺第 1 項は各ノード・各種プロセスによる物質生産・消費量を示し、第 2~3 項はノード間輸出入(海上輸送・陸上輸送)を示す。最終エネルギー消費は式 A-14 で表される。固体燃料や気体燃料、液体燃料、商業熱、旅客輸送需要(第 4.2 節のみ)、貨物輸送需要(第 4.2 節のみ)については、ノード別に年間需給がバランスされる。電力需給に係る際には次の 3 点に変更される:① z や xac , $xtpl$, $xtnl$, xsv , $FDem$ に添え字 s (季節)、 t (時間)、 w (天候)が付加、② $xtpl$ と $xtnl$ についてはノード間の時差を表す係数が付加、そして、③電力貯蔵設備の充放電変数($xcha$ と $xdch$)が式中に付加される。

$$\begin{aligned} z(i, n, y) = & \sum_a ActCo(a, i, n, y) \times xac(a, n, y) \\ & + \sum_{ik} \sum_r IkCo(ik, i, r, n) \times \{IkEff(ik, r) \times xtp(ik, r, y) + xtn(ik, r, y)\} \\ & + \sum_{ikl} \sum_{rl} IklCo(ikl, i, rl, n) \times \{IklEff(ikl, rl) \times xtpl(ikl, lr, y) + xtnl(ikl, rl, y)\} \end{aligned} \quad \text{式 A-13}$$

$$\sum_i DemCo(i, fd) \times z(i, n, y) + \sum_{sp} xsv(fd, sp, n, y) \geq FDem(fd, n, y) \quad \text{式 A-14}$$

A.2.2.5. 省エネ制約

省エネ制約は、省エネ可能量を省エネポテンシャル(資源量)で制約することにより、次式で表すことができる。電力需給に係る際には、 xsv と SvL に添え字添字 s (季節)、 t (時間)、 w (天候)が別途付加される。

$$xsv(fd, sp, n, y) \leq SvL(fd, sp, n, y) \quad \text{式 A-15}$$

A.2.2.6. 設備容量制約

各種設備容量は次の式で制約する。

$$x_{nk}(a, n, y) = ENK(a, n, y) + \sum_{y2 \leq y} NKLF(a, y2, y) \times x_{nnk}(a, n, y2) \quad \text{式 A-16}$$

$$\sum_r x_{ik}(ik, r, y) = \sum_r \left\{ EIK(ik, r, y) + \sum_{y2 \leq y} IKLF(ik, y2, y) \times x_{nik}(ik, r, y2) \right\} \quad \text{式 A-17}$$

$$x_{ikl}(ikl, rl, y) = EIKL(ikl, rl, y) + \sum_{y2 \leq y} IKLLF(ikl, y2, y) \times x_{nikl}(ikl, rl, y2) \quad \text{式 A-18}$$

A.2.2.7. 設備運用制約

式 A-19~式 A-22 は、それぞれ、太陽光・風力発電、汽力発電、電力貯蔵、その他設備出力に関する制約である。ノード間輸送設備の運用制約は式 A-23 と式 A-24 で表される。なお、式 A-24 の x_{tpl} と x_{tnl} については、送電技術の際に添字 s (季節), t (時間), w (天候) が別途付加される。

$$x_{ac}(vp, n, y, s, t, w) + x_{ce}(vp, n, y, s, t, w) = NkUt(vp, n, y, s, t, w) \times x_{nk}(vp, n, y) \quad \text{式 A-19}$$

$$x_{ac}(tp, n, y, s, t, w) \leq ank(tp, n, y, s) \quad \text{式 A-20}$$

$$x_{ac}(b, n, y) \leq NkUt(b, n, y) \times x_{nk}(b, n, y) \quad \text{式 A-21}$$

$$x_{ac}(o, n, y, s, t, w) \leq NkUt(o, n, y) \times x_{nk}(o, n, y) \quad \text{式 A-22}$$

$$x_{tp}(ik, r, y) + x_{tn}(ik, r, y) \leq IkUt(ik, r) \times x_{ik}(ik, r, y) \quad \text{式 A-23}$$

$$x_{tpl}(ikl, rl, y) + x_{tnl}(ikl, rl, y) \leq IklUt(ikl, rl) \times x_{ikl}(ikl, rl, y) \quad \text{式 A-24}$$

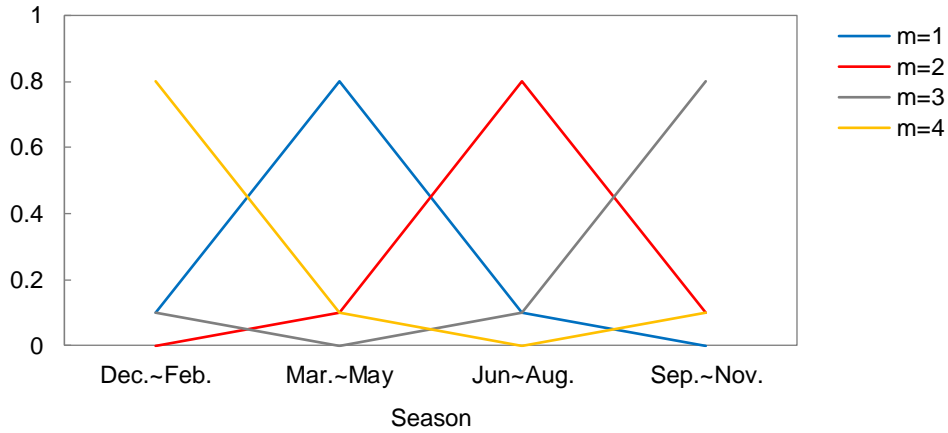
汽力発電の利用可能設備容量(式 A-20 中の ank)については、発電設備の定期点検スケジュールを式 A-25~式 A-28 の通りモデル化しており、最適化計算を通して決定される。定期点検スケジュール(MS)を付図 A-2 に示す。

$$ank(tp, n, y, s) + \sum_m MS(m, s) \times mnk(tp, n, y, m) = x_{nk}(tp, n, y) \quad \text{式 A-25}$$

$$\sum_m MS(m, s) \times mnk(tp, n, y, m) \geq x_{nk}(tp, n, y) \times (1 - MAv(tp)) \quad \text{式 A-26}$$

$$\sum_m MA(m) \times mnk(tp, n, y, m) = xnk(tp, n, y) \times (1 - AAv(tp)) \quad \text{式 A-27}$$

$$MA(m) = \frac{1}{S} \times \sum_s MS(m, s) \quad \text{式 A-28}$$



付図 A-2 定期点検スケジュール

A.2.2.8. 汽力発電の最低出力制約と出力調整制約

汽力発電の最低出力を式 A-29 と式 A-30 で、出力調整能力を式 A-31~式 A-34 で制約する。

$$xmx(tp, n, y, s) \geq xac(tp, n, y, s, t, w) \quad \text{式 A-29}$$

$$xac(tp, n, y, s, t, w) \geq (xmx(tp, n, y, s) - Dss(tp) \times ank(tp, n, y, s)) \times Mio(tp) \quad \text{式 A-30}$$

$$xac(tp, n, y, s, t, w) \geq xac(tp, n, y, s, t - 1, w) \times (1 - Rdn(tp))^{24/NTM} \quad (t \neq 0) \quad \text{式 A-31}$$

$$xac(tp, n, y, s, 0, w) \geq xac(tp, n, y, s, NTM - 1, w) \times (1 - Rdn(tp))^{24/NTM} \quad \text{式 A-32}$$

$$xac(tp, n, y, s, t, w) \leq xac(tp, n, y, s, t - 1, w) \times (1 + Rup(tp))^{24/NTM} \quad (t \neq 0) \quad \text{式 A-33}$$

$$xac(tp, n, y, s, 0, w) \leq xac(tp, n, y, s, NTM - 1, w) \times (1 + Rup(tp))^{24/NTM} \quad \text{式 A-34}$$

A.2.2.9. 電力貯蔵・充放電バランス制約

電力貯蔵バランスは式 A-35~式 A-36 の通り、各時点の充放電量は式 A-37 で表される。

$$\begin{aligned}
 xac(b, n, y, s, t, w) &= xac(b, n, y, s, t - 1, w) \times (1 - Los(b))^{24/NTM} \\
 &+ (xcha(b, n, y, s, t, w) \times \sqrt{Cef(b)} - xdch(b, n, y, s, t, w) / \sqrt{Cef(b)}) \times 24/NTM \quad \text{式 A-35} \\
 &\quad (t \neq 0)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 xac(b, n, y, s, 0, w) &= xac(b, n, y, s, NTM - 1, w) \times (1 - Los(b))^{24/NTM} \\
 &+ (xcha(b, n, y, s, 0, w) \times \sqrt{Cef(b)} - xdch(b, n, y, s, 0, w) / \sqrt{Cef(b)}) \times 24/NTM \quad \text{式 A-36}
 \end{aligned}$$

$$xcha(b, n, y, s, t, w) + xdch(b, n, y, s, t, w) \leq BUt(b, n, y) \times xnk(b, n, y) \quad \text{式 A-37}$$

A.3. 主な想定の詳細

A.3.1. 最終エネルギー需要(2015年, 2030年, 2050年のみ抜粋)

付表 A-6~付表 A-8に第3章と第4.1節の, 付表 A-9~付表 A-11に第4.2節の想定を示す。
 なお, 第4.2節の固体・気体・電力・商業熱需要は付表 A-6~付表 A-8と共通のため省略した。

付表 A-6 第3章と第4.1節での最終エネルギー需要(2015年)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
ALB	0.3	0.0	1.2	5.9	0.0
DZA_ALG	0.0	14.7	18.4	50.2	0.0
DZA_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AGO	5.4	0.6	5.2	8.4	0.0
ARG_BUA	1.7	22.1	26.9	129.7	0.0
ARG_NQN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARG_PTG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARM	0.2	1.1	0.3	5.4	0.0
AUS_SDY	5.7	12.1	38.1	192.5	0.3
AUS_EAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AUS_PRT	0.7	1.5	4.7	18.8	0.0
AUS_WAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AUT	3.6	4.7	11.4	60.8	2.0
AZE	0.1	3.5	3.5	17.6	0.1
BHR	0.0	2.1	1.8	27.8	0.0
BGD	11.2	8.8	3.8	48.6	0.0
BLR	1.2	4.4	5.3	29.3	4.8
BEL	2.5	10.0	21.8	81.7	0.5
BEN	1.8	0.0	1.6	1.1	0.0
BOL	1.0	1.3	3.8	7.9	0.0
BIH	1.9	0.1	1.3	10.7	0.1
BWA	0.6	0.0	1.0	3.5	0.0
BRA_SPL	12.3	3.1	29.6	120.3	0.2
BRA_AMZ	4.8	1.2	11.5	47.0	0.1
BRA_BLM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BRA_BRS	4.2	1.1	10.2	41.4	0.1
BRA_PAG	8.0	2.0	19.2	78.1	0.1
BRA_RCL	11.2	2.8	26.8	109.2	0.2
BRA_RDJ	5.7	1.4	13.6	55.4	0.1
BRA_SLV	4.1	1.0	9.9	40.2	0.1
BRN	0.0	0.1	0.6	3.4	0.0
BGR	1.4	1.6	3.6	28.3	0.9
KHM	3.6	0.0	1.9	5.0	0.0
CMR	4.8	0.0	1.5	5.8	0.0
CAN_MTL	8.1	34.1	65.4	362.2	0.5
CAN_CLG	3.2	13.3	25.4	141.0	0.2
CAN_NFL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAN_NSK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHL_STG	4.0	1.5	13.9	66.8	0.0
CHL_ACM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHN_BJN	7.8	1.1	4.9	98.4	1.1
CHN_CHC	15.7	2.3	9.7	49.2	2.2
CHN_CGS	39.1	5.7	24.3	147.6	5.5
CHN_CND	47.0	6.8	29.1	196.9	6.6
CHN_CGQ	15.7	2.3	9.7	98.4	2.2
CHN_FZH	23.5	3.4	14.6	147.6	3.3
CHN_GYG	23.5	3.4	14.6	98.4	3.3
CHN_HIK	7.8	1.1	4.9	0.0	1.1
CHN_HZH	31.3	4.5	19.4	344.5	4.4
CHN_HBN	23.5	3.4	14.6	98.4	3.3
CHN_HFI	31.3	4.5	19.4	147.6	4.4
CHN_HHT	15.7	2.3	9.7	196.9	2.2
CHN_HKG	62.6	9.1	38.9	442.9	8.8
CHN_JNN	54.8	7.9	34.0	442.9	7.7
CHN_KNM	23.5	3.4	14.6	98.4	3.3
CHN_LZH	15.7	2.3	9.7	98.4	2.2
CHN_LHS	15.7	2.3	9.7	49.2	2.2
CHN_NCG	23.5	3.4	14.6	98.4	3.3
CHN_NNJ	47.0	6.8	29.1	442.9	6.6
CHN_NNN	23.5	3.4	14.6	98.4	3.3
CHN_SNH	15.7	2.3	9.7	147.6	2.2
CHN_SHY	23.5	3.4	14.6	147.6	3.3
CHN_SZG	39.1	5.7	24.3	295.3	5.5
CHN_TYN	23.5	3.4	14.6	147.6	3.3
CHN_TRM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHN_TJN	7.8	1.1	4.9	49.2	1.1
CHN_URM	15.7	2.3	9.7	147.6	2.2
CHN_WHN	31.3	4.5	19.4	147.6	4.4
CHN_XAN	23.5	3.4	14.6	98.4	3.3
CHN_XNG	0.0	0.0	0.0	49.2	0.0
CHN_YCN	0.0	0.0	0.0	49.2	0.0
CHN_ZGZ	54.8	7.9	34.0	246.1	7.7
COL_BGT	4.6	4.3	12.5	51.9	0.0
COL_CSR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COG	1.2	0.0	0.8	0.8	0.0
CRI	0.6	0.0	2.2	9.4	0.0
CIV	4.3	0.2	1.7	6.0	0.0
HRV	1.3	1.4	2.8	15.3	0.2
CUB	1.1	0.4	4.6	16.2	0.0
CUW	0.0	0.0	0.6	0.6	0.0

付表 A-6 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2015 年)(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
CYP	0.0	0.0	1.0	4.1	0.1
CZE	4.8	5.3	8.6	54.5	2.1
PRK	5.1	0.0	0.6	10.3	0.0
COD	20.0	0.0	0.9	7.3	0.0
DNK_CHG	1.3	1.5	5.6	31.0	2.4
DNK_GLD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DOM	1.2	0.1	3.1	15.5	0.0
ECU	0.6	0.0	9.6	22.9	0.0
EGY	1.9	10.0	30.0	154.2	0.0
SLV	0.3	0.0	1.7	5.7	0.0
ERI	0.4	0.0	0.1	0.3	0.0
EST	0.5	0.2	1.1	6.9	0.4
ETH	37.1	0.0	3.0	8.3	0.0
FIN	5.5	0.7	7.7	78.5	3.8
MKD	0.3	0.0	0.9	6.6	0.1
FRA_PRS	6.9	17.3	44.0	266.5	1.6
FRA_MSL	4.1	10.3	26.2	158.5	0.9
GAB	3.8	0.0	0.8	1.9	0.0
GEO	0.7	1.4	1.2	9.9	0.0
DEU_BRL	4.6	13.7	24.5	133.1	2.7
DEU_KLN	8.1	24.4	43.6	236.8	4.8
DEU_MNC	5.0	15.0	26.7	144.9	2.9
GHA	2.4	0.0	3.8	8.6	0.0
GRC	1.3	1.3	9.1	50.8	0.3
GTM	6.1	0.0	3.4	9.2	0.0
HTI	2.5	0.0	0.8	0.4	0.0
HND	2.2	0.0	1.9	7.8	0.0
HUN	2.3	5.7	6.7	36.2	1.0
ISL	0.1	0.0	0.6	17.5	0.7
IND_SAP	8.3	0.8	5.1	29.9	0.0
IND_SAR	0.3	0.0	0.2	1.2	0.0
IND_SAS	7.3	0.7	4.5	26.5	0.0
IND_SBR	24.5	2.5	15.0	88.3	0.1
IND_SCT	6.0	0.6	3.7	21.7	0.0
IND_SGA	0.3	0.0	0.2	1.2	0.0
IND_SGJ	14.2	1.4	8.7	51.3	0.0
IND_SHR	6.0	0.6	3.7	21.5	0.0
IND_SHP	1.6	0.2	1.0	5.8	0.0
IND_SJK	3.0	0.3	1.8	10.6	0.0
IND_SJH	7.8	0.8	4.8	28.0	0.0
IND_SKA	14.4	1.5	8.8	51.8	0.0
IND_SKL	7.9	0.8	4.8	28.3	0.0
IND_SMP	17.1	1.7	10.5	61.6	0.0
IND_SMH	26.4	2.7	16.2	95.3	0.1
IND_SMN	0.7	0.1	0.4	2.4	0.0
IND_SML	0.7	0.1	0.4	2.5	0.0
IND_SMZ	0.3	0.0	0.2	0.9	0.0
IND_SNL	0.5	0.0	0.3	1.7	0.0
IND_SOR	9.9	1.0	6.1	35.6	0.0
IND_SPB	10.7	1.1	6.6	38.7	0.0
Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
IND_SRJ	16.1	1.6	9.9	58.1	0.0
IND_SSK	0.1	0.0	0.1	0.5	0.0
IND_STN	17.0	1.7	10.4	61.2	0.0
IND_STG	12.1	1.2	7.5	43.8	0.0
IND_STR	0.9	0.1	0.5	3.1	0.0
IND_SUP	47.0	4.8	28.8	169.5	0.1
IND_SUT	2.4	0.2	1.5	8.6	0.0
IND_SWB	21.5	2.2	13.2	77.4	0.0
IDN_JKT	46.0	12.2	46.0	159.0	0.0
IDN_EJV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_KMT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_MKS	4.3	1.1	4.3	13.5	0.0
IDN_MDN	13.9	3.7	13.9	30.3	0.0
IDN_NTN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_PPU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_SSM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IRN_THR	1.0	95.3	61.2	211.1	0.0
IRN_CST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IRQ	0.0	1.2	13.8	35.6	0.0
IRL	0.8	1.7	5.8	25.1	0.0
ISR	0.0	0.6	8.2	54.4	0.4
ITA_ROM	8.4	33.6	48.3	287.5	4.2
ITA_MSN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JAM	0.3	0.0	1.4	3.0	0.0
JPN_TKY	6.2	10.6	53.3	303.8	0.5
JPN_AMR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JPN_FKK	4.0	2.1	15.2	104.4	0.1
JPN_HRS	8.4	1.8	27.4	104.4	0.2
JPN_NGT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JPN_OSK	5.9	12.4	38.1	322.8	0.2
JPN_SPR	1.3	0.6	7.6	38.0	0.0
JPN_SND	1.1	2.1	10.7	76.0	0.0
JOR	0.2	0.0	3.8	16.1	0.2
KAZ_AMT	10.7	3.2	12.3	68.2	6.4
KAZ_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KAZ_WST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KEN	11.1	0.0	4.0	7.9	0.0
KOR	15.8	20.5	90.7	495.4	4.5
XKX	0.3	0.0	0.7	4.6	0.0
KWT	0.0	5.6	8.2	43.3	0.0
KGZ	0.5	0.1	1.6	10.6	0.3
LAO_VNT	1.4	0.0	0.8	3.7	0.0
LAO_STH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LVA	1.0	0.3	1.4	6.5	0.5
LBN	0.3	0.0	3.1	16.6	0.0
LBY_TPR	0.2	0.1	7.2	9.8	0.0
LBY_EST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LTU	0.8	1.5	2.0	9.3	0.8
LUX	0.1	0.6	2.3	6.2	0.1
MYS_KLP	2.5	6.6	24.1	111.1	0.0

付表 A-6 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2015 年)(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
MYS_KCN	0.1	2.9	3.9	21.5	0.0
MLT	0.0	0.0	0.3	2.1	0.0
MUS	0.1	0.0	0.5	2.8	0.0
MEX_MXC	7.9	10.1	53.0	187.5	0.2
MEX_GDL	1.5	2.0	10.4	36.8	0.0
MEX_MTR	1.4	1.8	9.4	33.1	0.0
MEX_SLC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEX_VRC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MDA	0.4	0.5	0.8	4.6	0.2
MNG_ULB	0.6	0.0	1.1	5.3	1.0
MNG_GBD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MNE	0.2	0.0	0.3	2.7	0.0
MAR_CSB	1.4	0.1	11.0	29.9	0.0
MAR_WSH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MOZ_MPT	8.0	0.1	1.1	13.5	0.0
MOZ_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MMR_YGN	4.8	0.3	2.5	6.2	0.0
MMR_NPD	5.6	0.4	2.9	7.2	0.0
NAM	0.1	0.0	1.3	3.8	0.0
NPL	9.8	0.3	1.2	3.9	0.0
NLD	1.4	18.9	24.8	103.1	2.5
NZL	1.6	2.7	6.2	39.1	0.2
NIC	1.0	0.0	1.2	3.4	0.0
NER	2.1	0.0	0.5	1.0	0.0
NGA	102.8	3.9	11.6	25.1	0.0
NOR	1.4	1.0	8.2	110.8	0.4
OMN	0.0	11.3	6.7	28.9	0.0
PAK_KRC	10.5	5.1	4.3	25.4	0.0
PAK_ILB	26.3	12.9	10.8	63.5	0.0
PAN	0.3	0.0	2.5	8.5	0.0
PRY	2.0	0.0	2.0	10.6	0.0
PER_LMA	2.9	1.9	9.5	42.3	0.0
PER_NTH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PHL_MNL	3.9	0.0	7.3	49.5	0.0
PHL_DVO	4.4	0.0	8.2	18.3	0.0
POL	16.3	10.7	22.6	127.8	5.5
PRT	1.8	1.7	8.5	45.8	0.3
QAT	0.0	7.9	8.6	36.4	0.0
ROU	4.1	5.6	7.8	43.0	1.3
RUS_MSC	11.3	104.6	99.8	371.6	76.5
RUS_ALT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_BES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_IRK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_KHB	0.7	6.1	5.8	29.5	4.4
RUS_MGD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_NNT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_NVV	3.3	30.5	29.1	325.4	22.3
RUS_SKH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_SKV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_TYY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_TMN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_VLG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_VDS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_STH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_YKT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_YML	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAU_RYD	0.0	21.2	98.7	292.8	0.0
SAU_CST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAU_YNB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SEN	1.4	0.0	1.1	3.4	0.0
SRB	1.6	0.9	2.9	27.1	0.7
SGP	0.2	1.2	11.6	47.5	0.0
SVK	1.5	2.9	2.9	24.4	0.6
SVN	0.6	0.6	2.3	12.8	0.2
ZAF	29.8	1.7	26.0	198.5	0.1
SSD	0.2	0.0	0.2	0.3	0.0
ESP_BCN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESP_MDD	4.6	13.7	41.2	232.1	0.3
LKA	4.8	0.0	4.1	11.7	0.0
SDN	5.8	0.0	3.9	10.6	0.0
SUR	0.0	0.0	0.4	2.0	0.0
SWE	6.1	0.8	10.4	124.9	4.2
CHE	1.3	2.7	9.1	58.2	0.8
SYR	0.0	0.6	4.9	13.0	0.0
TWN	7.8	2.8	38.0	230.8	0.1
TJK	0.4	0.0	0.9	12.4	0.0
TZA	19.2	0.1	2.7	5.3	0.0
THA_BGK	18.0	6.3	43.5	142.9	0.0
THA_CNM	4.0	1.4	9.7	32.0	0.0
TGO	1.5	0.0	0.6	1.2	0.0
TTO	0.0	11.5	1.4	9.7	0.0
TUN	0.9	1.3	4.3	15.4	0.0
TUR_ITB	14.0	20.8	35.2	214.8	5.0
TUR_CYH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TKM	0.0	10.4	6.2	12.5	0.2
UKR	7.6	16.0	9.5	119.0	7.5
ARE	1.8	26.8	15.0	111.1	0.0
GBR_LDN	4.9	34.0	48.6	270.1	1.1
GBR_EDB	0.6	4.1	5.9	32.8	0.1
USA_SAL	1.8	8.4	12.3	88.5	0.2
USA_SAK	0.1	3.9	5.0	6.1	0.0
USA_SAZ	1.4	4.3	11.8	78.7	0.2
USA_SAR	1.1	3.7	7.3	46.5	0.1
USA_SCA	0.1	26.3	76.6	258.3	0.0
USA_SCO	1.4	5.9	10.4	55.2	0.2
USA_SCT	0.0	3.0	6.6	29.1	0.0
USA_SDE	0.0	1.3	2.3	11.3	0.0
USA_SFL	1.9	16.5	35.9	237.1	0.2

付表 A-6 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2015 年)(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
USA_SGA	1.7	8.5	19.2	138.8	0.2
USA_SHI	0.1	0.0	5.1	9.5	0.0
USA_SID	0.0	1.3	4.0	23.1	0.0
USA_SIL	3.1	12.4	27.3	141.8	0.4
USA_SIN	4.1	9.2	16.8	104.4	0.5
USA_SIA	1.3	4.1	9.5	48.8	0.2
USA_SKS	1.1	3.3	7.6	40.8	0.1
USA_SKY	3.2	3.3	13.1	74.9	0.4
USA_SLA	0.6	19.9	40.8	91.9	0.1
USA_SME	0.0	0.6	4.2	11.3	0.0
USA_SMD	0.7	2.7	10.1	61.6	0.1
USA_SMA	0.1	5.2	12.4	53.7	0.0
USA_SMI	2.0	10.8	18.9	105.1	0.3
USA_SMN	1.1	5.5	13.3	66.9	0.1
USA_SMS	0.3	6.6	10.5	49.2	0.0
USA_SMO	2.8	3.2	13.9	79.0	0.4
USA_SMT	0.7	0.9	3.6	14.0	0.1
USA_SNE	1.0	2.0	5.2	30.3	0.1
USA_SNV	0.1	3.7	5.4	36.3	0.0
USA_SNH	0.0	0.7	3.2	11.0	0.0
USA_SNJ	0.1	9.3	21.3	75.6	0.0
USA_SNM	0.9	3.0	5.2	23.1	0.1
USA_SNY	0.1	15.6	28.7	148.6	0.0
USA_SNC	1.7	6.3	18.2	135.0	0.2
USA_SND	1.7	1.3	3.6	18.5	0.2
USA_SOH	3.6	11.7	24.6	151.3	0.5
USA_SOK	1.0	8.6	11.7	62.0	0.1
USA_SOR	0.1	2.9	7.4	47.6	0.0
USA_SPA	3.2	16.0	25.2	146.0	0.4
USA_SRI	0.0	1.0	1.7	7.6	0.0
USA_SSC	1.0	3.3	11.6	79.8	0.1
USA_SSD	0.1	1.0	2.5	12.1	0.0
USA_STN	1.6	4.0	15.7	101.3	0.2
USA_STX	5.7	48.6	138.7	400.8	0.7
USA_SUT	1.2	2.9	6.5	30.3	0.2
USA_SVT	0.0	0.1	1.7	5.7	0.0
USA_SVA	1.0	6.7	17.0	112.7	0.1
USA_SWA	0.2	3.8	18.0	89.2	0.0
USA_SWV	3.3	2.2	4.4	32.1	0.4
USA_SWI	1.6	5.8	11.7	70.0	0.2
USA_SWY	2.0	1.6	3.4	16.6	0.3
USA_SDC	0.0	0.4	0.5	11.3	0.0
USA_NAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
USA_APL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_PRM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_SWU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_WIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URY	1.7	0.0	1.9	10.5	0.0
UZB	0.4	20.1	2.5	46.5	2.4
VEN	0.9	7.9	22.4	71.8	0.0
VNM_HNI	12.6	0.7	8.6	68.4	0.0
VNM_HCM	13.8	0.8	9.4	75.1	0.0
VNM_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YEM	0.1	0.0	2.2	3.1	0.0
ZMB	6.3	0.0	0.9	11.5	0.0
ZWE	7.7	0.0	1.2	6.9	0.0
MLI	13.5	0.0	0.8	3.0	0.0
OAA	4.1	0.1	3.5	18.9	0.0
OOO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAC	0.4	0.0	2.9	34.2	0.0
OME_RML	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAF_NDM	49.1	0.6	7.2	16.6	0.0
OAF_MDG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAF_HOA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OER_MNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NTS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
WMS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SHD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ECS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SPI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GOT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FKI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NWS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BFB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KRS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LVS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BKS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ANT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

付表 A-7 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2030 年)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
ALB	0.3	0.0	1.3	7.4	0.0
DZA_ALG	0.1	24.3	27.0	83.3	0.0
DZA_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AGO	7.1	1.0	7.6	14.0	0.0
ARG_BUA	2.0	28.3	33.0	190.4	0.0
ARG_NQN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARG_PTG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARM	0.2	1.3	0.3	6.7	0.0
AUS_SDY	5.7	13.6	38.1	236.3	0.3
AUS_EAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AUS_PRT	0.7	1.7	4.7	23.1	0.0
AUS_WAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AUT	3.7	4.9	10.1	67.3	2.1
AZE	0.1	3.9	3.8	22.0	0.1
BHR	0.0	2.8	2.3	39.7	0.0
BGD	15.0	12.8	5.9	104.4	0.0
BLR	1.3	5.0	5.7	36.5	4.8
BEL	2.4	10.4	19.1	90.5	0.5
BEN	2.4	0.0	2.4	1.8	0.0
BOL	1.1	1.7	4.6	11.6	0.0
BIH	2.0	0.1	1.4	13.3	0.1
BWA	0.8	0.0	1.5	5.8	0.0
BRA_SPL	14.4	4.0	36.0	176.7	0.2
BRA_AMZ	5.6	1.6	14.1	69.1	0.1
BRA_BLM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BRA_BRS	4.9	1.4	12.4	60.9	0.1
BRA_PAG	9.3	2.6	23.4	114.7	0.1
BRA_RCL	13.0	3.6	32.7	160.3	0.2
BRA_RDJ	6.6	1.8	16.6	81.4	0.1
BRA_SLV	4.8	1.3	12.1	59.1	0.1
BRN	0.0	0.0	0.8	3.2	0.0
BGR	1.4	1.8	3.9	35.3	0.9
KHM	4.8	0.0	2.9	10.7	0.0
CMR	6.3	0.0	2.3	9.6	0.0
CAN_MTL	7.5	35.5	63.8	404.3	0.5
CAN_CLG	2.9	13.8	24.8	157.4	0.2
CAN_NFL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAN_NSK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHL_STG	4.6	1.9	17.1	98.2	0.0
CHL_ACM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHN_BJN	7.0	2.1	7.1	143.8	1.2
CHN_CHC	14.0	4.3	14.1	71.9	2.4
CHN_CGS	35.0	10.7	35.4	215.7	6.1
CHN_CND	42.0	12.9	42.4	287.5	7.3
CHN_CGQ	14.0	4.3	14.1	143.8	2.4
CHN_FZH	21.0	6.4	21.2	215.7	3.6
CHN_GYG	21.0	6.4	21.2	143.8	3.6
CHN_HIK	7.0	2.1	7.1	0.0	1.2
CHN_HZH	28.0	8.6	28.3	503.2	4.9
CHN_HBN	21.0	6.4	21.2	143.8	3.6
CHN_HFI	28.0	8.6	28.3	215.7	4.9
CHN_HHT	14.0	4.3	14.1	287.5	2.4
CHN_HKG	56.0	17.2	56.6	647.0	9.7
CHN_JNN	49.0	15.0	49.5	647.0	8.5
CHN_KNM	21.0	6.4	21.2	143.8	3.6
CHN_LZH	14.0	4.3	14.1	143.8	2.4
CHN_LHS	14.0	4.3	14.1	71.9	2.4
CHN_NCG	21.0	6.4	21.2	143.8	3.6
CHN_NNJ	42.0	12.9	42.4	647.0	7.3
CHN_NNN	21.0	6.4	21.2	143.8	3.6
CHN_SNH	14.0	4.3	14.1	215.7	2.4
CHN_SHY	21.0	6.4	21.2	215.7	3.6
CHN_SZG	35.0	10.7	35.4	431.3	6.1
CHN_TYN	21.0	6.4	21.2	215.7	3.6
CHN_TRM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHN_TJN	7.0	2.1	7.1	71.9	1.2
CHN_URM	14.0	4.3	14.1	215.7	2.4
CHN_WHN	28.0	8.6	28.3	215.7	4.9
CHN_XAN	21.0	6.4	21.2	143.8	3.6
CHN_XNG	0.0	0.0	0.0	71.9	0.0
CHN_YCN	0.0	0.0	0.0	71.9	0.0
CHN_ZGZ	49.0	15.0	49.5	359.4	8.5
COL_BGT	5.4	5.5	15.4	76.2	0.0
COL_CSR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COG	1.6	0.0	1.1	1.3	0.0
CRI	0.7	0.0	2.8	13.8	0.0
CIV	5.6	0.4	2.6	10.0	0.0
HRV	1.4	1.6	3.0	19.1	0.2
CUB	1.3	0.5	5.6	23.7	0.0
CUW	0.0	0.0	0.8	0.9	0.0
CYP	0.0	0.0	1.0	5.1	0.1
CZE	4.7	5.5	7.6	60.3	2.1

付表 A-7 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2030 年)(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
PRK	7.4	0.0	0.9	22.1	0.0
COD	26.3	0.0	1.3	12.1	0.0
DNK_CHG	1.4	1.6	4.9	34.4	2.5
DNK_GLD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DOM	1.4	0.1	3.8	22.8	0.0
ECU	0.7	0.0	11.8	33.6	0.0
EGY	2.5	16.5	44.1	256.1	0.0
SLV	0.4	0.0	2.1	8.4	0.0
ERI	0.6	0.0	0.1	0.6	0.0
EST	0.6	0.2	0.9	7.6	0.4
ETH	48.8	0.0	4.5	13.8	0.0
FIN	6.0	0.7	6.8	86.9	3.9
MKD	0.3	0.0	1.0	8.3	0.1
FRA_PRS	7.4	18.1	38.9	295.1	1.6
FRA_MSL	4.4	10.8	23.1	175.5	0.9
GAB	5.0	0.0	1.1	3.1	0.0
GEO	0.7	1.5	1.3	12.4	0.0
DEU_BRL	4.5	14.4	21.6	147.4	2.7
DEU_KLN	7.9	25.6	38.3	262.2	4.9
DEU_MNC	4.9	15.7	23.5	160.5	3.0
GHA	3.2	0.0	5.5	14.4	0.0
GRC	1.4	1.4	8.0	56.2	0.3
GTM	7.0	0.0	4.2	13.5	0.0
HTI	2.9	0.0	0.9	0.6	0.0
HND	2.6	0.0	2.3	11.5	0.0
HUN	2.5	6.0	5.9	40.1	1.1
ISL	0.1	0.0	0.5	19.3	0.7
IND_SAP	13.0	2.1	9.7	69.6	0.0
IND_SAR	0.5	0.1	0.4	2.7	0.0
IND_SAS	11.5	1.9	8.6	61.7	0.0
IND_SBR	38.4	6.2	28.6	205.7	0.1
IND_SCT	9.4	1.5	7.0	50.5	0.0
IND_SGA	0.5	0.1	0.4	2.9	0.0
IND_SGJ	22.3	3.6	16.6	119.4	0.0
IND_SHR	9.4	1.5	7.0	50.1	0.0
IND_SHP	2.5	0.4	1.9	13.6	0.0
IND_SJK	4.6	0.7	3.5	24.8	0.0
IND_SJH	12.2	2.0	9.1	65.2	0.0
IND_SKA	22.5	3.6	16.8	120.7	0.0
IND_SKL	12.3	2.0	9.2	66.0	0.0
IND_SMP	26.8	4.3	20.0	143.5	0.1
IND_SMH	41.5	6.7	30.9	222.1	0.1
IND_SMN	1.1	0.2	0.8	5.6	0.0
IND_SML	1.1	0.2	0.8	5.9	0.0
IND_SMZ	0.4	0.1	0.3	2.2	0.0
IND_SNL	0.7	0.1	0.5	3.9	0.0
IND_SOR	15.5	2.5	11.6	82.9	0.0
IND_SPB	16.8	2.7	12.5	90.1	0.0
IND_SRJ	25.3	4.1	18.9	135.5	0.0
IND_SSK	0.2	0.0	0.2	1.2	0.0
IND_STN	26.6	4.3	19.9	142.6	0.1
IND_STG	19.0	3.1	14.2	102.0	0.0
IND_STR	1.4	0.2	1.0	7.3	0.0
IND_SUP	73.7	11.9	55.0	394.8	0.1
IND_SUT	3.7	0.6	2.8	19.9	0.0
IND_SWB	33.7	5.4	25.1	180.4	0.1
IDN_JKT	54.1	22.3	72.0	364.9	0.0
IDN_EJV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_KMT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_MKS	5.0	2.1	6.7	30.9	0.0
IDN_MDN	16.3	6.7	21.7	69.6	0.0
IDN_NTN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_PPU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_SSM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IRN_THR	1.0	100.0	53.3	235.3	0.0
IRN_CST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IRQ	0.0	1.3	12.0	39.7	0.0
IRL	0.7	1.8	5.1	27.8	0.0
ISR	0.0	0.8	10.6	77.7	0.4
ITA_ROM	8.9	35.2	42.4	318.4	4.3
ITA_MSN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JAM	0.4	0.0	1.7	4.5	0.0
JPN_TKY	5.6	12.4	44.9	333.4	0.5
JPN_AMR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JPN_FKK	3.6	2.4	12.8	114.6	0.1
JPN_HRS	7.5	2.1	23.1	114.6	0.2
JPN_NGT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JPN_OSK	5.3	14.5	32.1	354.3	0.2
JPN_SPR	1.2	0.7	6.4	41.7	0.0
JPN_SND	1.0	2.4	9.0	83.4	0.0
JOR	0.3	0.0	4.9	23.0	0.2
KAZ_AMT	10.3	3.6	13.2	85.1	6.3
KAZ_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KAZ_WST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KEN	14.6	0.0	5.8	13.2	0.0
KOR	12.8	26.7	93.8	587.6	4.8
XKX	0.3	0.0	0.7	5.8	0.0
KWT	0.0	7.5	10.6	61.9	0.0
KGZ	0.5	0.1	1.7	13.2	0.3
LAO_VNT	1.8	0.0	1.3	7.9	0.0
LAO_STH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LVA	1.1	0.3	1.2	7.2	0.5
LBN	0.4	0.0	4.1	23.7	0.0
LBY_TPR	0.2	0.2	10.5	16.2	0.0
LBY_EST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LTU	0.8	1.7	2.2	11.7	0.8
LUX	0.1	0.6	2.0	6.9	0.1
MYS_KLP	3.7	9.7	29.3	191.9	0.0

付表 A-7 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2030 年)(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
MYS_KCN	0.2	4.3	4.7	37.1	0.0
MLT	0.0	0.0	0.3	2.6	0.0
MUS	0.1	0.0	0.8	4.6	0.0
MEX_MXC	9.2	13.0	65.2	275.4	0.2
MEX_GDL	1.8	2.6	12.8	54.1	0.0
MEX_MTR	1.6	2.3	11.5	48.7	0.0
MEX_SLC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEX_VRC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MDA	0.4	0.6	0.9	5.7	0.2
MNG_ULB	0.9	0.0	1.7	11.5	1.6
MNG_GBD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MNE	0.2	0.0	0.3	3.3	0.0
MAR_CSB	1.7	0.1	16.1	49.7	0.0
MAR_WSH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MOZ_MPT	10.5	0.2	1.6	22.3	0.0
MOZ_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MMR_YGN	6.4	0.5	3.9	13.3	0.0
MMR_NPD	7.4	0.5	4.6	15.5	0.0
NAM	0.2	0.0	1.9	6.3	0.0
NPL	12.9	0.4	1.8	8.4	0.0
NLD	1.4	19.8	21.7	114.2	2.6
NZL	1.6	3.0	6.2	48.0	0.2
NIC	1.2	0.0	1.4	5.0	0.0
NER	2.8	0.0	0.7	1.6	0.0
NGA	135.1	6.5	17.0	41.7	0.0
NOR	1.4	1.0	7.2	122.7	0.4
OMN	0.0	15.1	8.6	41.3	0.0
PAK_KRC	14.0	7.5	6.8	54.6	0.0
PAK_ILB	35.0	18.7	17.0	136.5	0.0
PAN	0.3	0.0	3.1	12.5	0.0
PRY	2.3	0.0	2.5	15.5	0.0
PER_LMA	3.4	2.5	11.6	62.1	0.0
PER_NTH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PHL_MNL	5.9	0.1	14.9	111.1	0.0
PHL_DVO	6.7	0.1	16.8	41.0	0.0
POL	15.6	11.2	19.9	141.6	5.7
PRT	2.0	1.7	7.5	50.7	0.3
QAT	0.0	10.6	11.0	52.0	0.0
ROU	4.2	6.4	8.4	53.7	1.3
RUS_MSC	10.4	118.4	106.7	463.6	75.9
RUS_ALT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_BES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_IRK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_KHB	0.6	6.9	6.2	36.9	4.4
RUS_MGD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_NNT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_NVB	3.0	34.5	31.1	405.9	22.1
RUS_SKH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_SKV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_TYY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_TMN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_VLG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_VDS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_STH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_YKT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_YML	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAU_RYD	0.0	28.5	127.1	418.3	0.0
SAU_CST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAU_YNB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SEN	1.8	0.0	1.6	5.6	0.0
SRB	1.7	1.0	3.1	33.8	0.7
SGP	0.2	1.0	14.1	45.1	0.0
SVK	1.3	3.0	2.6	27.0	0.7
SVN	0.6	0.6	2.0	14.2	0.2
ZAF	37.1	2.9	38.2	329.6	0.1
SSD	0.2	0.0	0.3	0.5	0.0
ESP_BCN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESP_MDD	5.1	14.4	36.2	257.0	0.3
LKA	6.3	0.0	6.5	25.2	0.0
SDN	7.7	0.0	5.8	17.6	0.0
SUR	0.1	0.0	0.5	2.9	0.0
SWE	7.1	1.0	12.7	183.4	4.2
CHE	1.2	3.5	11.2	85.5	0.9
SYR	0.0	0.8	6.3	18.5	0.0
TWN	7.9	3.6	37.0	253.9	0.1
TJK	0.4	0.0	0.9	15.5	0.0
TZA	25.2	0.2	3.9	8.7	0.0
THA_BGK	20.0	9.4	51.0	219.1	0.0
THA_CNM	4.5	2.1	11.4	49.1	0.0
TGO	2.0	0.0	0.9	2.0	0.0
TTO	0.0	14.8	1.7	14.3	0.0
TUN	1.1	2.1	6.4	25.6	0.1
TUR_ITB	13.6	21.8	30.7	237.9	5.4
TUR_CYH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TKM	0.0	11.8	6.7	15.6	0.2
UKR	7.4	18.1	10.2	148.5	7.5
ARE	2.6	36.0	19.4	158.7	0.0
GBR_LDN	4.9	35.6	42.6	299.1	1.1
GBR_EDB	0.6	4.3	5.2	36.3	0.1
USA_SAL	1.8	8.9	11.2	99.4	0.3
USA_SAK	0.1	4.1	4.6	6.8	0.0
USA_SAZ	1.4	4.6	10.8	88.3	0.2
USA_SAR	1.1	3.9	6.7	52.2	0.2
USA_SCA	0.1	28.0	70.2	290.1	0.0
USA_SCO	1.4	6.3	9.6	62.0	0.2
USA_SCT	0.0	3.2	6.1	32.7	0.0
USA_SDE	0.0	1.4	2.1	12.7	0.0
USA_SFL	1.8	17.6	32.9	266.3	0.3

付表 A-7 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2030 年)(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
USA_SGA	1.7	9.1	17.5	155.9	0.2
USA_SHI	0.1	0.0	4.6	10.6	0.0
USA_SID	0.0	1.4	3.6	25.9	0.0
USA_SIL	3.0	13.2	25.0	159.3	0.4
USA_SIN	4.1	9.8	15.4	117.2	0.6
USA_SIA	1.3	4.3	8.7	54.8	0.2
USA_SKS	1.1	3.5	7.0	45.9	0.2
USA_SKY	3.2	3.5	12.0	84.1	0.5
USA_SLA	0.6	21.1	37.4	103.2	0.1
USA_SME	0.0	0.7	3.8	12.7	0.0
USA_SMD	0.7	2.9	9.2	69.2	0.1
USA_SMA	0.1	5.5	11.4	60.3	0.0
USA_SMI	2.0	11.5	17.3	118.1	0.3
USA_SMN	1.1	5.8	12.2	75.2	0.2
USA_SMS	0.3	7.0	9.6	55.2	0.0
USA_SMO	2.7	3.4	12.7	88.8	0.4
USA_SMT	0.7	1.0	3.3	15.7	0.1
USA_SNE	1.0	2.2	4.8	34.0	0.1
USA_SNV	0.1	3.9	4.9	40.8	0.0
USA_SNH	0.0	0.7	3.0	12.3	0.0
USA_SNJ	0.1	9.9	19.5	84.9	0.0
USA_SNM	0.8	3.2	4.8	25.9	0.1
USA_SNY	0.1	16.6	26.3	166.9	0.0
USA_SNC	1.6	6.7	16.7	151.6	0.2
USA_SND	1.7	1.4	3.3	20.8	0.2
USA_SOH	3.5	12.4	22.5	169.9	0.5
USA_SOK	0.9	9.2	10.7	69.6	0.1
USA_SOR	0.1	3.1	6.7	53.5	0.0
USA_SPA	3.1	17.0	23.0	163.9	0.5
USA_SRI	0.0	1.1	1.5	8.5	0.0
USA_SSC	0.9	3.5	10.6	89.6	0.1
USA_SSD	0.1	1.1	2.3	13.6	0.0
USA_STN	1.6	4.2	14.3	113.8	0.2
USA_STX	5.7	51.7	127.0	450.2	0.8
USA_SUT	1.1	3.1	5.9	34.0	0.2
USA_SVT	0.0	0.1	1.6	6.4	0.0
USA_SVA	1.0	7.1	15.6	126.6	0.1
USA_SWA	0.2	4.0	16.5	100.2	0.0
USA_SWV	3.2	2.3	4.1	36.1	0.5
USA_SWI	1.5	6.2	10.7	78.6	0.2
USA_SWY	2.0	1.7	3.1	18.7	0.3
USA_SDC	0.0	0.4	0.4	12.7	0.0
USA_NAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_APL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_PRM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_SWU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_WIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URY	1.9	0.1	2.3	15.5	0.0
UZB	0.4	22.8	2.7	58.0	2.4
VEN	1.0	10.1	27.5	105.4	0.0
VNM_HNI	17.2	1.7	14.8	148.2	0.0
VNM_HCM	18.9	1.9	16.2	162.7	0.0
VNM_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YEM	0.2	0.0	2.8	4.4	0.0
ZMB	8.3	0.0	1.4	19.0	0.0
ZWE	10.1	0.0	1.8	11.4	0.0
MLI	17.7	0.0	1.1	5.0	0.0
OAA	5.6	0.2	5.5	40.6	0.0
OOO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAC	0.5	0.0	3.6	50.3	0.0
OME_RML	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAF_NDM	64.5	0.9	10.5	27.5	0.0
OAF_MDG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAF_HOA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OER_MNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NTS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
WMS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SHD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ECS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SPI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GOT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FKI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NWS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BFB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KRS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LVS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BKS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ANT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

付表 A-8 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2050 年)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
ALB	0.3	0.0	1.5	10.4	0.0
DZA_ALG	0.1	43.8	48.8	186.5	0.0
DZA_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AGO	8.3	1.9	13.7	31.3	0.0
ARG_BUA	2.2	38.8	38.1	293.2	0.0
ARG_NQN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARG_PTG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARM	0.2	1.5	0.4	9.5	0.0
AUS_SDY	5.1	13.6	35.0	288.8	0.3
AUS_EAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AUS_PRT	0.6	1.7	4.3	28.2	0.0
AUS_WAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AUT	3.7	4.9	8.2	74.3	2.0
AZE	0.1	4.7	4.6	31.2	0.1
BHR	0.0	3.7	3.0	57.8	0.0
BGD	16.1	20.1	9.0	189.5	0.0
BLR	1.2	6.0	6.9	51.9	4.9
BEL	2.3	10.4	15.3	99.9	0.5
BEN	2.8	0.0	4.4	4.1	0.0
BOL	1.2	2.3	5.3	17.8	0.0
BIH	1.9	0.2	1.7	18.9	0.1
BWA	0.9	0.0	2.7	13.0	0.0
BRA_SPL	16.3	5.5	41.5	272.1	0.2
BRA_AMZ	6.4	2.1	16.2	106.3	0.1
BRA_BLM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BRA_BRS	5.6	1.9	14.3	93.7	0.1
BRA_PAG	10.6	3.5	26.9	176.6	0.1
BRA_RCL	14.8	5.0	37.6	246.8	0.2
BRA_RDJ	7.5	2.5	19.1	125.3	0.1
BRA_SLV	5.4	1.8	13.9	91.0	0.1
BRN	0.0	0.1	0.9	3.3	0.0
BGR	1.4	2.2	4.7	50.2	0.9
KHM	4.8	0.0	4.4	19.4	0.0
CMR	7.4	0.0	4.1	21.5	0.0
CAN_MTL	6.3	37.0	54.9	471.7	0.4
CAN_CLG	2.5	14.4	21.4	183.6	0.2
CAN_NFL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAN_NSK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHL_STG	5.2	2.7	19.7	151.2	0.0
CHL_ACM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHN_BJN	5.6	3.2	7.5	188.2	1.3
CHN_CHC	11.2	6.5	14.9	94.1	2.7
CHN_CGS	28.0	16.2	37.3	282.3	6.7
CHN_CND	33.6	19.5	44.8	376.3	8.0
CHN_CGQ	11.2	6.5	14.9	188.2	2.7
CHN_FZH	16.8	9.7	22.4	282.3	4.0
CHN_GYG	16.8	9.7	22.4	188.2	4.0
CHN_HIK	5.6	3.2	7.5	0.0	1.3
CHN_HZH	22.4	13.0	29.9	658.6	5.3
CHN_HBN	16.8	9.7	22.4	188.2	4.0
CHN_HFI	22.4	13.0	29.9	282.3	5.3
CHN_HHT	11.2	6.5	14.9	376.3	2.7
CHN_HKG	44.8	26.0	59.7	846.8	10.7
CHN_JNN	39.2	22.7	52.3	846.8	9.3
CHN_KNM	16.8	9.7	22.4	188.2	4.0
CHN_LZH	11.2	6.5	14.9	188.2	2.7
CHN_LHS	11.2	6.5	14.9	94.1	2.7
CHN_NCG	16.8	9.7	22.4	188.2	4.0
CHN_NNJ	33.6	19.5	44.8	846.8	8.0
CHN_NNN	16.8	9.7	22.4	188.2	4.0
CHN_SNH	11.2	6.5	14.9	282.3	2.7
CHN_SHY	16.8	9.7	22.4	282.3	4.0
CHN_SZG	28.0	16.2	37.3	564.5	6.7
CHN_TYN	16.8	9.7	22.4	282.3	4.0
CHN_TRM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHN_TJN	5.6	3.2	7.5	94.1	1.3
CHN_URM	11.2	6.5	14.9	282.3	2.7
CHN_WHN	22.4	13.0	29.9	282.3	5.3
CHN_XAN	16.8	9.7	22.4	188.2	4.0
CHN_XNG	0.0	0.0	0.0	94.1	0.0
CHN_YCN	0.0	0.0	0.0	94.1	0.0
CHN_ZGZ	39.2	22.7	52.3	470.4	9.3
COL_BGT	6.2	7.5	17.8	117.3	0.0
COL_CSR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COG	1.9	0.0	2.0	3.0	0.0
CRI	0.8	0.0	3.2	21.3	0.0
CIV	6.5	0.7	4.6	22.4	0.0
HRV	1.3	1.9	3.6	27.2	0.2
CUB	1.4	0.6	6.5	36.5	0.0
CUW	0.0	0.0	0.9	1.5	0.0
CYP	0.0	0.0	1.3	7.2	0.1
CZE	4.6	5.5	6.1	66.6	2.1

付表 A-8 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2050 年)(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
PRK	9.4	0.0	1.4	40.0	0.0
COD	30.5	0.0	2.4	27.0	0.0
DNK_CHG	1.5	1.5	4.0	37.9	2.4
DNK_GLD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DOM	1.6	0.2	4.4	35.2	0.0
ECU	0.8	0.0	13.7	51.7	0.0
EGY	3.0	29.8	79.7	573.3	0.0
SLV	0.4	0.0	2.4	13.0	0.0
ERI	0.7	0.0	0.2	1.2	0.0
EST	0.6	0.2	0.8	8.4	0.4
ETH	56.8	0.0	8.1	30.9	0.0
FIN	6.1	0.7	5.5	95.9	3.8
MKD	0.3	0.0	1.2	11.7	0.1
FRA_PRS	7.4	18.0	31.4	325.8	1.6
FRA_MSL	4.4	10.7	18.6	193.7	0.9
GAB	5.8	0.0	2.0	6.9	0.0
GEO	0.7	1.9	1.6	17.6	0.0
DEU_BRL	4.3	14.3	17.3	162.7	2.7
DEU_KLN	7.7	25.5	30.8	289.4	4.8
DEU_MNC	4.7	15.6	18.8	177.1	2.9
GHA	3.7	0.0	10.0	32.1	0.0
GRC	1.4	1.4	6.4	62.1	0.3
GTM	7.9	0.0	4.9	20.8	0.0
HTI	3.2	0.0	1.1	0.9	0.0
HND	2.9	0.0	2.6	17.7	0.0
HUN	2.5	6.0	4.7	44.2	1.0
ISL	0.1	0.0	0.4	21.4	0.7
IND_SAP	16.3	4.0	18.2	138.3	0.0
IND_SAR	0.6	0.2	0.7	5.4	0.0
IND_SAS	14.5	3.5	16.1	122.4	0.0
IND_SBR	48.2	11.8	53.6	408.4	0.1
IND_SCT	11.8	2.9	13.2	100.2	0.0
IND_SGA	0.7	0.2	0.8	5.7	0.0
IND_SGJ	28.0	6.8	31.1	237.1	0.0
IND_SHR	11.8	2.9	13.1	99.5	0.0
IND_SHP	3.2	0.8	3.5	26.9	0.0
IND_SJK	5.8	1.4	6.5	49.2	0.0
IND_SJH	15.3	3.7	17.0	129.4	0.0
IND_SKA	28.3	6.9	31.5	239.7	0.0
IND_SKL	15.5	3.8	17.2	131.1	0.0
IND_SMP	33.7	8.2	37.4	284.9	0.0
IND_SMH	52.1	12.7	57.9	440.9	0.1
IND_SMN	1.3	0.3	1.5	11.2	0.0
IND_SML	1.4	0.3	1.5	11.6	0.0
IND_SMZ	0.5	0.1	0.6	4.3	0.0
IND_SNL	0.9	0.2	1.0	7.8	0.0
IND_SOR	19.5	4.7	21.6	164.7	0.0
IND_SPB	21.1	5.1	23.5	178.8	0.0
IND_SRJ	31.8	7.7	35.3	268.9	0.0

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
IND_SSK	0.3	0.1	0.3	2.4	0.0
IND_STN	33.4	8.1	37.2	283.1	0.0
IND_STG	23.9	5.8	26.6	202.5	0.0
IND_STR	1.7	0.4	1.9	14.4	0.0
IND_SUP	92.6	22.6	102.9	783.9	0.1
IND_SUT	4.7	1.1	5.2	39.6	0.0
IND_SWB	42.3	10.3	47.0	358.1	0.1
IDN_JKT	58.5	39.6	120.2	739.1	0.0
IDN_EJV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_KMT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_MKS	5.4	3.7	11.1	62.7	0.0
IDN_MDN	17.6	11.9	36.2	141.0	0.0
IDN_NTN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_PPU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IDN_SSM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IRN_THR	1.0	99.2	42.1	261.2	0.0
IRN_CST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IRQ	0.0	1.3	9.5	44.0	0.0
IRL	0.7	1.8	4.1	30.6	0.0
ISR	0.0	1.0	13.9	113.0	0.5
ITA_ROM	9.1	34.9	34.0	351.4	4.2
ITA_MSN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JAM	0.4	0.0	2.0	6.9	0.0
JPN_TKY	5.1	12.4	35.8	337.2	0.4
JPN_AMR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JPN_FKK	3.3	2.4	10.2	115.9	0.1
JPN_HRS	6.9	2.1	18.4	115.9	0.2
JPN_NGT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JPN_OSK	4.9	14.5	25.6	358.2	0.2
JPN_SPR	1.1	0.7	5.1	42.1	0.0
JPN_SND	0.9	2.4	7.2	84.3	0.0
JOR	0.4	0.0	6.5	33.5	0.2
KAZ_AMT	10.7	4.3	16.0	120.8	6.4
KAZ_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KAZ_WST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KEN	17.0	0.0	10.5	29.5	0.0
KOR	9.9	27.7	82.7	633.7	3.9
XKX	0.3	0.0	0.9	8.2	0.0
KWT	0.0	9.8	14.0	90.0	0.0
KGZ	0.5	0.2	2.0	18.8	0.3
LAO_VNT	1.8	0.0	2.0	14.4	0.0
LAO_STH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LVA	1.1	0.3	1.0	7.9	0.5
LBN	0.5	0.0	5.3	34.5	0.0
LBY_TPR	0.2	0.4	19.1	36.4	0.0
LBY_EST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LTU	0.8	2.0	2.6	16.6	0.8
LUX	0.1	0.6	1.6	7.6	0.1
MYS_KLP	4.9	11.8	34.5	303.0	0.0

付表 A-8 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2050 年)(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
MYS_KCN	0.2	5.2	5.5	58.6	0.0
MLT	0.0	0.0	0.4	3.7	0.0
MUS	0.1	0.0	1.4	10.3	0.0
MEX_MXC	10.5	17.8	75.3	424.1	0.2
MEX_GDL	2.1	3.5	14.8	83.3	0.0
MEX_MTR	1.9	3.1	13.3	74.9	0.0
MEX_SLC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEX_VRC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MDA	0.4	0.7	1.0	8.1	0.2
MNG_ULB	1.2	0.0	2.5	20.8	1.6
MNG_GBD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MNE	0.2	0.0	0.4	4.7	0.0
MAR_CSB	2.0	0.2	29.1	111.3	0.0
MAR_WSH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MOZ_MPT	12.2	0.4	3.0	50.0	0.0
MOZ_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MMR_YGN	6.5	0.7	6.0	24.2	0.0
MMR_NPD	7.6	0.9	6.9	28.0	0.0
NAM	0.2	0.0	3.4	14.1	0.0
NPL	13.4	0.4	2.7	15.2	0.0
NLD	1.4	19.7	17.3	126.0	2.6
NZL	1.5	3.0	5.7	58.7	0.2
NIC	1.4	0.0	1.7	7.7	0.0
NER	3.3	0.0	1.3	3.6	0.0
NGA	157.2	11.7	30.8	93.3	0.0
NOR	1.4	1.0	5.7	135.4	0.4
OMN	0.0	19.5	11.3	60.1	0.0
PAK_KRC	14.9	11.8	10.3	99.1	0.0
PAK_ILB	37.1	29.4	25.8	247.6	0.0
PAN	0.3	0.0	3.6	19.3	0.0
PRY	2.6	0.0	2.9	23.9	0.0
PER_LMA	3.8	3.4	13.4	95.7	0.0
PER_NTH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PHL_MNL	7.0	0.3	31.0	273.4	0.0
PHL_DVO	7.9	0.3	35.0	100.8	0.0
POL	14.6	11.1	16.0	156.3	5.5
PRT	2.0	1.7	6.1	56.0	0.3
QAT	0.0	13.7	14.5	75.6	0.0
ROU	4.0	7.6	10.1	76.2	1.3
RUS_MSC	10.6	141.9	129.8	658.2	77.1
RUS_ALT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_BES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_IRK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_KHB	0.6	8.2	7.5	52.3	4.5
RUS_MGD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_NNT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_NVV	3.1	41.4	37.8	576.3	22.5
RUS_SKH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_SKV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_TYY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_TMN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_VLG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_VDS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_STH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_YKT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_YML	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAU_RYD	0.0	36.8	167.2	608.5	0.0
SAU_CST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAU_YNB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SEN	2.1	0.0	3.0	12.5	0.0
SRB	1.6	1.2	3.8	48.0	0.7
SGP	0.2	3.2	16.1	46.7	0.0
SVK	1.3	3.0	2.1	29.8	0.6
SVN	0.7	0.6	1.6	15.6	0.2
ZAF	46.9	5.2	69.1	737.8	0.2
SSD	0.3	0.0	0.6	1.1	0.0
ESP_BCN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ESP_MDD	5.2	14.3	29.0	283.7	0.3
LKA	6.4	0.0	9.8	45.8	0.0
SDN	8.9	0.0	10.4	39.3	0.0
SUR	0.1	0.0	0.5	4.5	0.0
SWE	8.0	1.4	14.7	282.4	4.2
CHE	1.3	4.7	12.9	131.7	1.0
SYR	0.0	1.0	8.3	26.9	0.0
TWN	6.9	4.2	34.0	277.0	0.1
TJK	0.4	0.0	1.1	22.1	0.0
TZA	29.4	0.4	7.1	19.5	0.0
THA_BGK	20.2	15.9	68.8	362.0	0.0
THA_CNM	4.5	3.6	15.4	81.1	0.0
TGO	2.3	0.0	1.6	4.5	0.0
TTO	0.0	20.2	2.0	21.9	0.0
TUN	1.3	3.8	11.5	57.4	0.1
TUR_ITB	12.5	21.7	24.4	262.6	5.5
TUR_CYH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TKM	0.0	14.2	8.1	22.1	0.2
UKR	7.6	21.7	12.3	210.8	7.6
ARE	3.8	46.5	25.5	230.8	0.0
GBR_LDN	4.7	35.3	34.0	330.1	1.1
GBR_EDB	0.6	4.3	4.1	40.1	0.1
USA_SAL	1.7	8.9	9.9	113.0	0.3
USA_SAK	0.1	4.1	4.0	7.7	0.0
USA_SAZ	1.3	4.6	9.5	100.4	0.2
USA_SAR	1.0	3.9	5.9	59.4	0.2
USA_SCA	0.1	28.1	61.7	329.8	0.0
USA_SCO	1.3	6.3	8.4	70.5	0.2
USA_SCT	0.0	3.2	5.4	37.2	0.0
USA_SDE	0.0	1.4	1.8	14.5	0.0
USA_SFL	1.7	17.6	28.9	302.8	0.3

付表 A-8 第 3 章と第 4.1 節での最終エネルギー需要(2050 年)(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (Mtoe)	Gaseous fuel (Mtoe)	Liquid fuel (Mtoe)	Electricity (TWh)	Commercial heat (Mtoe)
USA_SGA	1.6	9.1	15.4	177.2	0.3
USA_SHI	0.1	0.0	4.1	12.1	0.0
USA_SID	0.0	1.4	3.2	29.5	0.0
USA_SIL	2.9	13.2	22.0	181.1	0.5
USA_SIN	3.9	9.8	13.5	133.3	0.6
USA_SIA	1.2	4.3	7.7	62.3	0.2
USA_SKS	1.0	3.5	6.1	52.2	0.2
USA_SKY	3.0	3.6	10.5	95.6	0.5
USA_SLA	0.6	21.2	32.9	117.3	0.1
USA_SME	0.0	0.7	3.4	14.5	0.0
USA_SMD	0.7	2.9	8.1	78.7	0.1
USA_SMA	0.1	5.5	10.0	68.6	0.0
USA_SMI	1.9	11.6	15.2	134.2	0.3
USA_SMN	1.1	5.8	10.7	85.5	0.2
USA_SMS	0.2	7.0	8.5	62.8	0.0
USA_SMO	2.6	3.4	11.2	100.9	0.4
USA_SMT	0.7	1.0	2.9	17.9	0.1
USA_SNE	1.0	2.2	4.2	38.6	0.2
USA_SNV	0.1	3.9	4.3	46.4	0.0
USA_SNH	0.0	0.7	2.6	14.0	0.0
USA_SNJ	0.1	9.9	17.2	96.6	0.0
USA_SNM	0.8	3.2	4.2	29.5	0.1
USA_SNY	0.1	16.6	23.1	189.8	0.0
USA_SNC	1.6	6.8	14.7	172.4	0.3
USA_SND	1.6	1.4	2.9	23.7	0.3
USA_SOH	3.4	12.4	19.8	193.1	0.5
USA_SOK	0.9	9.2	9.4	79.2	0.1
USA_SOR	0.1	3.1	5.9	60.8	0.0
USA_SPA	3.0	17.0	20.3	186.4	0.5
USA_SRI	0.0	1.1	1.3	9.7	0.0
USA_SSC	0.9	3.6	9.3	101.9	0.1
USA_SSD	0.1	1.1	2.0	15.5	0.0
USA_STN	1.5	4.2	12.6	129.4	0.2
USA_STX	5.4	51.9	111.7	511.8	0.9
USA_SUT	1.1	3.1	5.2	38.6	0.2
USA_SVT	0.0	0.1	1.4	7.2	0.0
USA_SVA	0.9	7.1	13.7	143.9	0.1
USA_SWA	0.2	4.1	14.5	114.0	0.0
USA_SWV	3.1	2.3	3.6	41.0	0.5
USA_SWI	1.5	6.2	9.4	89.3	0.2
USA_SWY	1.9	1.7	2.7	21.2	0.3
USA_SDC	0.0	0.4	0.4	14.5	0.0
USA_NAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_APL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_PRM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_SWU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_WIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
URY	2.2	0.1	2.6	23.8	0.0
UZB	0.4	27.3	3.3	82.3	2.4
VEN	1.2	13.8	31.8	162.3	0.0
VNM_HNI	19.6	3.3	29.6	319.3	0.0
VNM_HCM	21.5	3.6	32.5	350.5	0.0
VNM_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YEM	0.3	0.0	3.6	6.5	0.0
ZMB	9.7	0.0	2.5	42.6	0.0
ZWE	11.7	0.0	3.2	25.6	0.0
MLI	20.6	0.0	2.1	11.1	0.0
OAA	6.1	0.3	8.3	73.7	0.0
OOO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAC	0.6	0.0	4.2	77.4	0.0
OME_RML	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAF_NDM	75.0	1.7	19.1	61.6	0.0
OAF_MDG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAF_HOA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OER_MNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NTS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
WMS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SHD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ECS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SPI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GOT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FKI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NWS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BFB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KRS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LVS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BKS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ANT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

付表 A-9 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2015 年)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁸ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)	Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁸ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
ALB	0.6	5.7	3.7	CHN_CHC	4.8	36.9	38.6
DZA_ALG	3.9	95.9	127.9	CHN_CGS	12.1	92.3	96.6
DZA_CTL	0.0	0.0	0.0	CHN_CND	14.5	110.8	115.9
AGO	3.5	20.0	6.2	CHN_CGQ	4.8	36.9	38.6
ARG_BUA	11.3	176.2	70.2	CHN_FZH	7.3	55.4	58.0
ARG_NQN	0.0	0.0	0.0	CHN_GYG	7.3	55.4	58.0
ARG_PTG	0.0	0.0	0.0	CHN_HIK	2.4	18.5	19.3
ARM	0.3	0.0	0.0	CHN_HZH	9.7	73.9	77.3
AUS_SDY	14.2	292.0	117.2	CHN_HBN	7.3	55.4	58.0
AUS_EAS	0.0	0.0	0.0	CHN_HFI	9.7	73.9	77.3
AUS_PRT	1.8	36.1	14.5	CHN_HHT	4.8	36.9	38.6
AUS_WAS	0.0	0.0	0.0	CHN_HKG	19.4	147.7	154.5
AUT	6.2	74.7	17.2	CHN_JNN	17.0	129.3	135.2
AZE	1.4	19.9	13.4	CHN_KNM	7.3	55.4	58.0
BHR	0.6	13.7	4.7	CHN_LZH	4.8	36.9	38.6
BGD	2.8	2.3	12.7	CHN_LHS	4.8	36.9	38.6
BLR	3.3	20.4	10.6	CHN_NCG	7.3	55.4	58.0
BEL	13.3	118.5	30.8	CHN_NNJ	14.5	110.8	115.9
BEN	1.2	5.7	1.9	CHN_NNN	7.3	55.4	58.0
BOL	1.2	8.6	30.1	CHN_SNH	4.8	36.9	38.6
BIH	0.5	9.2	3.1	CHN_SHY	7.3	55.4	58.0
BWA	0.3	6.2	6.0	CHN_SZG	12.1	92.3	96.6
BRA_SPL	10.6	226.1	74.8	CHN_TYN	7.3	55.4	58.0
BRA_AMZ	4.1	88.3	29.2	CHN_TRM	0.0	0.0	0.0
BRA_BLM	0.0	0.0	0.0	CHN_TJN	2.4	18.5	19.3
BRA_BRS	3.6	77.9	25.8	CHN_URM	4.8	36.9	38.6
BRA_PAG	6.9	146.7	48.6	CHN_WHN	9.7	73.9	77.3
BRA_RCL	9.6	205.1	67.9	CHN_XAN	7.3	55.4	58.0
BRA_RDJ	4.9	104.1	34.5	CHN_XNG	0.0	0.0	0.0
BRA_SLV	3.5	75.6	25.0	CHN_YCN	0.0	0.0	0.0
BRN	0.4	4.0	0.5	CHN_ZGZ	17.0	129.3	135.2
BGR	1.6	21.2	10.7	COL_BGT	5.0	61.6	55.7
KHM	1.7	1.5	1.8	COL_CSR	0.0	0.0	0.0
CMR	0.8	7.0	3.9	COG	0.8	0.0	0.0
CAN_MTL	30.0	535.4	88.6	CRI	0.8	16.8	5.7
CAN_CLG	11.7	208.4	34.5	CIV	0.8	4.8	9.4
CAN_NFL	0.0	0.0	0.0	HRV	1.4	16.6	6.1
CAN_NSK	0.0	0.0	0.0	CUB	4.2	2.9	3.9
CHL_STG	6.3	84.0	43.5	CUW	0.6	0.0	0.0
CHL_ACM	0.0	0.0	0.0	CYP	0.4	6.8	2.1
CHN_BJN	2.4	18.5	19.3	CZE	2.8	56.2	41.4

付表 A-9 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2015 年)(前頁からの続き)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
PRK	0.3	3.1	2.0
COD	0.2	5.2	6.2
DNK_CHG	1.8	56.1	10.2
DNK_GLD	0.0	0.0	0.0
DOM	1.6	9.6	12.9
ECU	4.2	22.4	59.8
EGY	16.8	113.6	92.3
SLV	1.3	2.2	3.7
ERI	0.1	0.0	0.0
EST	0.5	3.3	6.3
ETH	2.7	2.4	2.9
FIN	3.8	62.1	6.9
MKD	0.3	7.0	2.6
FRA_PRS	18.0	387.1	70.5
FRA_MSL	10.7	230.1	41.9
GAB	0.8	0.0	0.0
GEO	0.7	6.8	0.7
DEU_BRL	10.8	180.5	56.3
DEU_KLN	19.2	321.2	100.2
DEU_MNC	11.8	196.5	61.3
GHA	1.8	15.2	14.7
GRC	5.4	53.4	10.9
GTM	1.0	12.3	25.7
HTI	0.6	0.8	1.0
HND	1.6	0.8	3.0
HUN	2.7	44.6	23.7
ISL	0.3	4.4	0.6
IND_SAP	2.8	15.3	20.1
IND_SAR	0.1	0.6	0.8
IND_SAS	2.5	13.5	17.8
IND_SBR	8.3	45.1	59.4
IND_SCT	2.0	11.1	14.6
IND_SGA	0.1	0.6	0.8
IND_SGJ	4.8	26.2	34.5
IND_SHR	2.0	11.0	14.5
IND_SHP	0.5	3.0	3.9
IND_SJK	1.0	5.4	7.2
IND_SJH	2.6	14.3	18.8
IND_SKA	4.8	26.5	34.9
IND_SKL	2.7	14.5	19.1
IND_SMP	5.8	31.5	41.4
IND_SMH	8.9	48.7	64.1
IND_SMN	0.2	1.2	1.6
IND_SML	0.2	1.3	1.7
IND_SMZ	0.1	0.5	0.6
IND_SNL	0.2	0.9	1.1
IND_SOR	3.3	18.2	24.0
IND_SPB	3.6	19.8	26.0
IND_SRJ	5.4	29.7	39.1
IND_SSK	0.0	0.3	0.3
IND_STN	5.7	31.3	41.2
IND_STG	4.1	22.4	29.5
IND_STR	0.3	1.6	2.1
IND_SUP	15.9	86.6	114.0
IND_SUT	0.8	4.4	5.8
IND_SWB	7.2	39.6	52.1
IDN_JKT	28.0	76.4	198.5
IDN_EJV	0.0	0.0	0.0
IDN_KMT	0.0	0.0	0.0
IDN_MKS	2.6	7.1	18.4
IDN_MDN	8.4	23.0	59.8
IDN_NTN	0.0	0.0	0.0
IDN_PPU	0.0	0.0	0.0
IDN_SSM	0.0	0.0	0.0
IRN_THR	34.4	329.0	97.8
IRN_CST	0.0	0.0	0.0
IRQ	5.3	29.2	99.7
IRL	3.1	38.5	10.0
ISR	2.6	75.1	22.4
ITA_ROM	14.7	521.4	73.9
ITA_MSN	0.0	0.0	0.0
JAM	1.1	3.0	1.0
JPN_TKY	31.3	313.4	71.5
JPN_AMR	0.0	0.0	0.0
JPN_FKK	8.9	89.5	20.4
JPN_HRS	16.1	161.2	36.8
JPN_NGT	0.0	0.0	0.0
JPN_OSK	22.4	223.8	51.1
JPN_SPR	4.5	44.8	10.2
JPN_SND	6.3	62.7	14.3
JOR	1.3	31.3	8.9
KAZ_AMT	7.7	62.0	11.1
KAZ_CTL	0.0	0.0	0.0
KAZ_WST	0.0	0.0	0.0
KEN	1.3	20.1	20.8
KOR	61.1	378.0	132.4
XKX	0.7	0.0	0.0
KWT	4.3	40.7	20.9
KGZ	0.7	7.4	6.8
LAO_VNT	0.7	0.8	0.6
LAO_STH	0.0	0.0	0.0
LVA	0.6	8.7	4.3
LBN	1.7	14.8	7.7
LBY_TPR	1.2	55.5	38.5
LBY_EST	0.0	0.0	0.0
LTU	0.4	21.6	7.0
LUX	1.7	9.1	1.6
MYS_KLP	8.4	162.8	84.4

付表 A-9 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2015 年)(前頁からの続き)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
MYS_KCN	1.3	26.1	13.5
MLT	0.1	2.8	0.1
MUS	0.2	3.7	1.6
MEX_MXC	20.7	370.4	178.5
MEX_GDL	4.1	72.7	35.1
MEX_MTR	3.6	65.4	31.5
MEX_SLC	0.0	0.0	0.0
MEX_VRC	0.0	0.0	0.0
MDA	0.3	2.9	4.2
MNG_ULB	0.6	4.7	3.1
MNG_GBD	0.0	0.0	0.0
MNE	0.1	1.3	1.5
MAR_CSB	5.8	38.8	40.9
MAR_WSH	0.0	0.0	0.0
MOZ_MPT	0.3	7.9	4.3
MOZ_CTL	0.0	0.0	0.0
MMR_YGN	2.4	1.0	0.7
MMR_NPD	2.8	1.1	0.8
NAM	0.7	5.4	3.0
NPL	1.2	0.0	0.0
NLD	14.9	147.2	26.7
NZL	2.0	70.9	5.4
NIC	0.5	2.1	8.0
NER	0.1	4.0	2.2
NGA	4.3	80.5	34.7
NOR	4.5	50.3	14.4
OMN	4.5	19.7	15.0
PAK_KRC	0.6	34.8	24.4
PAK_ILB	1.4	87.0	60.9
PAN	1.6	10.7	3.5
PRY	1.1	7.6	6.7
PER_LMA	6.8	27.8	15.0
PER_NTH	0.0	0.0	0.0
PHL_MNL	3.8	5.7	46.9
PHL_DVO	4.3	6.4	52.9
POL	6.8	197.1	75.3
PRT	4.0	49.1	27.2
QAT	6.0	18.1	21.9
ROU	4.4	34.6	19.6
RUS_MSC	62.1	508.7	94.5
RUS_ALT	0.0	0.0	0.0
RUS_BES	0.0	0.0	0.0
RUS_IRK	0.0	0.0	0.0
RUS_KHB	3.6	29.5	5.5
RUS_MGD	0.0	0.0	0.0
RUS_NNT	0.0	0.0	0.0
RUS_NVB	18.1	148.3	27.5
RUS_SKH	0.0	0.0	0.0
RUS_SKV	0.0	0.0	0.0
RUS_TYY	0.0	0.0	0.0
RUS_TMN	0.0	0.0	0.0
RUS_VLG	0.0	0.0	0.0
RUS_VDS	0.0	0.0	0.0
RUS_STH	0.0	0.0	0.0
RUS_YKT	0.0	0.0	0.0
RUS_YML	0.0	0.0	0.0
SAU_RYD	88.4	83.1	77.1
SAU_CST	0.0	0.0	0.0
SAU_YNB	0.0	0.0	0.0
SEN	0.3	4.9	7.5
SRB	1.0	28.3	2.5
SGP	9.7	20.6	10.5
SVK	0.9	16.3	16.6
SVN	1.5	12.1	2.1
ZAF	9.4	157.0	103.7
SSD	0.2	0.0	0.0
ESP_BCN	0.0	0.0	0.0
ESP_MDD	14.5	285.4	164.2
LKA	1.9	10.7	22.8
SDN	3.6	1.3	4.2
SUR	0.2	1.7	0.6
SWE	2.9	98.6	30.7
CHE	3.7	80.2	14.1
SYR	2.8	14.0	18.5
TWN	30.2	66.7	54.6
TJK	0.9	0.0	0.0
TZA	1.8	6.5	6.2
THA_BGK	25.0	82.4	201.0
THA_CNM	5.6	18.5	45.0
TGO	0.2	3.8	2.6
TTO	0.9	7.0	1.2
TUN	2.2	14.8	18.1
TUR_ITB	12.9	200.8	168.8
TUR_CYH	0.0	0.0	0.0
TKM	6.2	0.0	0.0
UKR	3.8	49.7	39.0
ARE	11.2	51.8	9.6
GBR_LDN	14.9	484.6	105.5
GBR_EDB	1.8	58.9	12.8
USA_SAL	4.7	83.0	45.3
USA_SAK	1.9	33.7	18.4
USA_SAZ	4.5	79.8	43.6
USA_SAR	2.8	49.3	26.9
USA_SCA	29.2	518.5	283.0
USA_SCO	4.0	70.7	38.6
USA_SCT	2.5	45.0	24.6
USA_SDE	0.9	15.5	8.5
USA_SFL	13.7	243.2	132.7

付表 A-9 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2015 年)(前頁からの続き)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
USA_SGA	7.3	129.6	70.8
USA_SHI	1.9	34.3	18.7
USA_SID	1.5	26.8	14.6
USA_SIL	10.4	184.8	100.9
USA_SIN	6.4	113.6	62.0
USA_SIA	3.6	64.3	35.1
USA_SKS	2.9	51.4	28.1
USA_SKY	5.0	88.4	48.2
USA_SLA	15.6	276.4	150.9
USA_SME	1.6	28.4	15.5
USA_SMD	3.8	68.0	37.1
USA_SMA	4.7	84.1	45.9
USA_SMI	7.2	128.0	69.9
USA_SMN	5.1	90.0	49.1
USA_SMS	4.0	71.2	38.9
USA_SMO	5.3	93.7	51.2
USA_SMT	1.4	24.6	13.4
USA_SNE	2.0	35.4	19.3
USA_SNV	2.1	36.4	19.9
USA_SNH	1.2	22.0	12.0
USA_SNJ	8.1	144.1	78.6
USA_SNM	2.0	35.4	19.3
USA_SNY	10.9	194.4	106.1
USA_SNC	6.9	123.2	67.2
USA_SND	1.4	24.6	13.4
USA_SOH	9.4	166.6	90.9
USA_SOK	4.5	79.3	43.3
USA_SOR	2.8	49.8	27.2
USA_SPA	9.6	170.3	93.0
USA_SRI	0.6	11.2	6.1
USA_SSC	4.4	78.2	42.7
USA_SSD	1.0	17.1	9.4
USA_STN	6.0	106.1	57.9
USA_STX	52.8	938.4	512.2
USA_SUT	2.5	43.9	24.0
USA_SVT	0.7	11.8	6.4
USA_SVA	6.5	115.2	62.9
USA_SWA	6.9	122.1	66.7
USA_SWV	1.7	30.0	16.4
USA_SWI	4.5	79.3	43.3
USA_SWY	1.3	23.0	12.6
USA_SDC	0.2	3.2	1.8
USA_NAL	0.0	0.0	0.0

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
USA_APL	0.0	0.0	0.0
USA_PRM	0.0	0.0	0.0
USA_SWU	0.0	0.0	0.0
USA_WIL	0.0	0.0	0.0
URY	0.6	16.7	3.0
UZB	2.5	0.0	0.0
VEN	16.4	71.7	22.6
VNM_HNI	7.9	5.9	4.3
VNM_HCM	8.7	6.4	4.7
VNM_CTL	0.0	0.0	0.0
YEM	1.1	5.9	10.3
ZMB	0.6	3.3	2.6
ZWE	0.4	10.6	2.3
MLI	0.4	4.6	1.5
OAA	1.6	18.4	11.9
OOC	0.0	0.0	0.0
OAC	1.1	25.6	4.0
OME_RML	0.0	0.0	0.0
OAF_NDM	2.8	18.2	48.2
OAF_MDG	0.0	0.0	0.0
OAF_HOA	0.0	0.0	0.0
OER_MNC	0.0	0.0	0.0
NTS	0.0	0.0	0.0
WMS	0.0	0.0	0.0
EMS	0.0	0.0	0.0
SHD	0.0	0.0	0.0
ECS	0.0	0.0	0.0
SPI	0.0	0.0	0.0
GOT	0.0	0.0	0.0
FKI	0.0	0.0	0.0
NWS	0.0	0.0	0.0
BFB	0.0	0.0	0.0
CAR	0.0	0.0	0.0
EBS	0.0	0.0	0.0
KRS	0.0	0.0	0.0
LVS	0.0	0.0	0.0
NCS	0.0	0.0	0.0
SCS	0.0	0.0	0.0
BKS	0.0	0.0	0.0
MEG	0.0	0.0	0.0
ARC	0.0	0.0	0.0
ANT	0.0	0.0	0.0

付表 A-10 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2030 年)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)	Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
ALB	0.7	7.6	4.9	CHN_CHC	5.9	80.3	84.0
DZA_ALG	6.4	175.5	234.1	CHN_CGS	14.9	200.8	210.1
DZA_CTL	0.0	0.0	0.0	CHN_CND	17.8	241.0	252.1
AGO	5.2	36.7	11.4	CHN_CGQ	5.9	80.3	84.0
ARG_BUA	13.1	290.8	115.9	CHN_FZH	8.9	120.5	126.1
ARG_NQN	0.0	0.0	0.0	CHN_GYG	8.9	120.5	126.1
ARG_PTG	0.0	0.0	0.0	CHN_HIK	3.0	40.2	42.0
ARM	0.3	0.0	0.0	CHN_HZH	11.9	160.7	168.1
AUS_SDY	14.2	343.6	137.9	CHN_HBN	8.9	120.5	126.1
AUS_EAS	0.0	0.0	0.0	CHN_HFI	11.9	160.7	168.1
AUS_PRT	1.8	42.5	17.0	CHN_HHT	5.9	80.3	84.0
AUS_WAS	0.0	0.0	0.0	CHN_HKG	23.8	321.3	336.1
AUT	5.5	76.8	17.7	CHN_JNN	20.8	281.2	294.1
AZE	1.6	26.4	17.8	CHN_KNM	8.9	120.5	126.1
BHR	0.8	22.5	7.8	CHN_LZH	5.9	80.3	84.0
BGD	4.4	4.7	25.8	CHN_LHS	5.9	80.3	84.0
BLR	3.7	27.1	14.1	CHN_NCG	8.9	120.5	126.1
BEL	11.6	121.9	31.7	CHN_NNJ	17.8	241.0	252.1
BEN	1.7	10.4	3.4	CHN_NNN	8.9	120.5	126.1
BOL	1.4	14.3	49.7	CHN_SNH	5.9	80.3	84.0
BIH	0.6	12.2	4.1	CHN_SHY	8.9	120.5	126.1
BWA	0.4	11.3	10.9	CHN_SZG	14.9	200.8	210.1
BRA_SPL	11.8	373.2	123.5	CHN_TYN	8.9	120.5	126.1
BRA_AMZ	4.6	145.8	48.3	CHN_TRM	0.0	0.0	0.0
BRA_BLM	0.0	0.0	0.0	CHN_TJN	3.0	40.2	42.0
BRA_BRS	4.0	128.5	42.5	CHN_URM	5.9	80.3	84.0
BRA_PAG	7.6	242.2	80.1	CHN_WHN	11.9	160.7	168.1
BRA_RCL	10.7	338.5	112.0	CHN_XAN	8.9	120.5	126.1
BRA_RDJ	5.4	171.9	56.9	CHN_XNG	0.0	0.0	0.0
BRA_SLV	3.9	124.8	41.3	CHN_YCN	0.0	0.0	0.0
BRN	0.4	6.1	0.7	CHN_ZGZ	20.8	281.2	294.1
BGR	1.8	28.2	14.2	COL_BGT	5.8	92.7	83.8
KHM	2.7	2.4	2.8	COL_CSR	0.0	0.0	0.0
CMR	1.3	12.9	7.1	COG	1.1	0.0	0.0
CAN_MTL	27.9	640.2	105.9	CRI	0.9	27.8	9.4
CAN_CLG	10.9	249.2	41.2	CIV	1.2	8.9	17.3
CAN_NFL	0.0	0.0	0.0	HRV	1.5	22.1	8.0
CAN_NSK	0.0	0.0	0.0	CUB	5.1	4.8	6.5
CHL_STG	7.4	126.4	65.5	CUW	0.8	0.0	0.0
CHL_ACM	0.0	0.0	0.0	CYP	0.5	9.0	2.8
CHN_BJN	3.0	40.2	42.0	CZE	2.5	57.8	42.6

付表 A-10 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2030 年)(前頁からの続き)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)	Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
PRK	0.4	6.2	4.1	IND_SSK	0.1	0.6	0.9
COD	0.3	9.6	11.4	IND_STN	11.0	76.5	100.7
DNK_CHG	1.6	57.7	10.5	IND_STG	7.8	54.7	72.0
DNK_GLD	0.0	0.0	0.0	IND_STR	0.6	3.9	5.1
DOM	2.0	15.8	21.3	IND_SUP	30.4	211.9	278.9
ECU	5.0	37.0	98.6	IND_SUT	1.5	10.7	14.1
EGY	25.3	208.0	168.9	IND_SWB	13.9	96.8	127.4
SLV	1.6	3.6	6.2	IDN_JKT	44.2	152.4	395.8
ERI	0.1	0.0	0.0	IDN_EJV	0.0	0.0	0.0
EST	0.4	3.4	6.4	IDN_KMT	0.0	0.0	0.0
ETH	4.0	4.5	5.3	IDN_MKS	4.1	14.1	36.7
FIN	3.4	63.9	7.1	IDN_MDN	13.3	45.9	119.2
MKD	0.4	9.3	3.4	IDN_NTN	0.0	0.0	0.0
FRA_PRS	16.1	398.3	72.6	IDN_PPU	0.0	0.0	0.0
FRA_MSL	9.6	236.8	43.1	IDN_SSM	0.0	0.0	0.0
GAB	1.1	0.0	0.0	IRN_THR	19.0	542.0	161.0
GEO	0.8	9.0	0.9	IRN_CST	0.0	0.0	0.0
DEU_BRL	9.6	185.8	58.0	IRQ	1.2	48.1	164.2
DEU_KLN	17.0	330.5	103.1	IRL	2.7	39.6	10.3
DEU_MNC	10.4	202.2	63.1	ISR	3.4	112.8	33.7
GHA	2.8	27.8	26.9	ITA_ROM	13.0	536.5	76.1
GRC	4.8	55.0	11.2	ITA_MSN	0.0	0.0	0.0
GTM	1.1	20.3	42.5	JAM	1.4	4.9	1.6
HTI	0.8	1.3	1.6	JPN_TKY	27.2	296.0	67.5
HND	2.0	1.3	4.9	JPN_AMR	0.0	0.0	0.0
HUN	2.3	45.9	24.4	JPN_FKK	7.8	84.6	19.3
ISL	0.3	4.5	0.6	JPN_HRS	14.0	152.2	34.7
IND_SAP	5.4	37.4	49.2	JPN_NGT	0.0	0.0	0.0
IND_SAR	0.2	1.5	1.9	JPN_OSK	19.4	211.4	48.2
IND_SAS	4.7	33.1	43.6	JPN_SPR	3.9	42.3	9.6
IND_SBR	15.8	110.4	145.3	JPN_SND	5.4	59.2	13.5
IND_SCT	3.9	27.1	35.7	JOR	1.7	51.5	14.6
IND_SGA	0.2	1.5	2.0	KAZ_AMT	8.5	82.2	14.7
IND_SGJ	9.2	64.1	84.4	KAZ_CTL	0.0	0.0	0.0
IND_SHR	3.9	26.9	35.4	KAZ_WST	0.0	0.0	0.0
IND_SHP	1.0	7.3	9.6	KEN	2.1	36.8	38.0
IND_SJK	1.9	13.3	17.5	KOR	61.4	485.2	169.9
IND_SJH	5.0	35.0	46.0	XKX	0.7	0.0	0.0
IND_SKA	9.3	64.8	85.3	KWT	5.6	67.0	34.5
IND_SKL	5.1	35.4	46.6	KGZ	0.7	9.8	9.0
IND_SMP	11.0	77.0	101.4	LAO_VNT	1.2	1.2	0.9
IND_SMH	17.1	119.2	156.8	LAO_STH	0.0	0.0	0.0
IND_SMN	0.4	3.0	4.0	LVA	0.6	9.0	4.4
IND_SML	0.5	3.1	4.1	LBN	2.2	24.3	12.7
IND_SMZ	0.2	1.2	1.5	LBY_TPR	2.0	101.7	70.5
IND_SNL	0.3	2.1	2.8	LBY_EST	0.0	0.0	0.0
IND_SOR	6.4	44.5	58.6	LTU	0.5	26.1	8.4
IND_SPB	6.9	48.3	63.6	LUX	1.5	9.4	1.6
IND_SRJ	10.4	72.7	95.7	MYS_KLP	11.4	240.1	124.5

付表 A-10 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2030 年)(前頁からの続き)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)	Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
MYS_KCN	1.8	38.4	19.9	RUS_TYY	0.0	0.0	0.0
MLT	0.1	3.7	0.2	RUS_TMN	0.0	0.0	0.0
MUS	0.3	6.7	2.8	RUS_VLG	0.0	0.0	0.0
MEX_MXC	23.8	557.4	268.7	RUS_VDS	0.0	0.0	0.0
MEX_GDL	4.7	109.4	52.8	RUS_STH	0.0	0.0	0.0
MEX_MTR	4.2	98.5	47.5	RUS_YKT	0.0	0.0	0.0
MEX_SLC	0.0	0.0	0.0	RUS_YML	0.0	0.0	0.0
MEX_VRC	0.0	0.0	0.0	SAU_RYD	114.0	136.8	127.0
MDA	0.4	3.9	5.6	SAU_CST	0.0	0.0	0.0
MNG_ULB	0.9	9.5	6.3	SAU_YNB	0.0	0.0	0.0
MNG_GBD	0.0	0.0	0.0	SEN	0.5	8.9	13.8
MNE	0.1	1.8	2.0	SRB	1.2	37.6	3.3
MAR_CSB	8.8	71.0	74.9	SGP	11.7	31.9	16.3
MAR_WSH	0.0	0.0	0.0	SVK	0.8	16.7	17.1
MOZ_MPT	0.5	14.5	7.9	SVN	1.3	12.4	2.1
MOZ_CTL	0.0	0.0	0.0	ZAF	14.6	287.5	189.9
MMR_YGN	3.6	3.6	2.6	SSD	0.3	0.0	0.0
MMR_NPD	4.2	4.1	3.0	ESP_BCN	0.0	0.0	0.0
NAM	1.1	9.9	5.4	ESP_MDD	12.8	293.7	169.0
NPL	1.8	0.0	0.0	LKA	3.0	21.7	46.0
NLD	13.1	151.5	27.5	SDN	5.2	2.4	7.6
NZL	2.0	83.4	6.4	SUR	0.3	2.8	1.0
NIC	0.6	3.5	13.2	SWE	6.2	101.4	31.6
NER	0.2	7.4	4.0	CHE	6.5	82.5	14.5
NGA	6.7	147.3	63.5	SYR	3.6	23.0	30.4
NOR	3.9	56.8	16.3	TWN	29.3	86.0	70.4
OMN	5.8	32.4	24.8	TJK	0.9	0.0	0.0
PAK_KRC	0.9	70.3	49.3	TZA	2.7	11.9	11.4
PAK_ILB	2.2	175.8	123.1	THA_BGK	30.9	115.2	281.0
PAN	2.0	17.6	5.8	THA_CNM	6.9	25.8	62.9
PRY	1.3	12.6	11.0	TGO	0.3	6.9	4.7
PER_LMA	8.1	45.9	24.8	TTO	1.1	11.5	1.9
PER_NTH	0.0	0.0	0.0	TUN	3.4	27.0	33.2
PHL_MNL	7.3	16.0	131.9	TUR_ITB	11.2	206.6	173.6
PHL_DVO	8.3	18.0	148.9	TUR_CYH	0.0	0.0	0.0
POL	6.0	202.8	77.5	TKM	6.7	0.0	0.0
PRT	3.6	50.5	28.0	UKR	4.3	65.9	51.7
QAT	7.7	29.9	36.0	ARE	14.5	85.4	15.8
ROU	4.8	45.9	26.0	GBR_LDN	13.1	498.7	108.6
RUS_MSC	67.9	674.8	125.3	GBR_EDB	1.6	60.6	13.2
RUS_ALT	0.0	0.0	0.0	USA_SAL	4.3	89.8	49.0
RUS_BES	0.0	0.0	0.0	USA_SAK	1.7	36.5	19.9
RUS_IRK	0.0	0.0	0.0	USA_SAZ	4.1	86.3	47.1
RUS_KHB	3.9	39.2	7.3	USA_SAR	2.5	53.3	29.1
RUS_MGD	0.0	0.0	0.0	USA_SCA	26.6	560.5	306.0
RUS_NNT	0.0	0.0	0.0	USA_SCO	3.6	76.4	41.7
RUS_NVB	19.8	196.7	36.5	USA_SCT	2.3	48.6	26.5
RUS_SKH	0.0	0.0	0.0	USA_SDE	0.8	16.8	9.2
RUS_SKV	0.0	0.0	0.0	USA_SFL	12.5	262.9	143.5

付表 A-10 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2030 年)(前頁からの続き)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
USA_SGA	6.6	140.1	76.5
USA_SHI	1.8	37.1	20.2
USA_SID	1.4	29.0	15.8
USA_SIL	9.5	199.8	109.0
USA_SIN	5.8	122.8	67.0
USA_SIA	3.3	69.5	37.9
USA_SKS	2.6	55.6	30.3
USA_SKY	4.5	95.5	52.2
USA_SLA	14.2	298.8	163.1
USA_SME	1.5	30.7	16.8
USA_SMD	3.5	73.5	40.1
USA_SMA	4.3	90.9	49.6
USA_SMI	6.6	138.4	75.5
USA_SMN	4.6	97.3	53.1
USA_SMS	3.7	77.0	42.0
USA_SMO	4.8	101.3	55.3
USA_SMT	1.3	26.6	14.5
USA_SNE	1.8	38.2	20.9
USA_SNV	1.9	39.4	21.5
USA_SNH	1.1	23.7	13.0
USA_SNJ	7.4	155.8	85.0
USA_SNM	1.8	38.2	20.9
USA_SNY	10.0	210.2	114.7
USA_SNC	6.3	133.2	72.7
USA_SND	1.3	26.6	14.5
USA_SOH	8.5	180.1	98.3
USA_SOK	4.1	85.7	46.8
USA_SOR	2.6	53.9	29.4
USA_SPA	8.7	184.1	100.5
USA_SRI	0.6	12.2	6.6
USA_SSC	4.0	84.5	46.1
USA_SSD	0.9	18.5	10.1
USA_STN	5.4	114.7	62.6
USA_STX	48.1	1014.5	553.8
USA_SUT	2.3	47.5	25.9
USA_SVT	0.6	12.7	7.0
USA_SVA	5.9	124.5	68.0
USA_SWA	6.3	132.0	72.1
USA_SWV	1.5	32.4	17.7
USA_SWI	4.1	85.7	46.8
USA_SWY	1.2	24.9	13.6
USA_SDC	0.2	3.5	1.9
USA_NAL	0.0	0.0	0.0

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
USA_APL	0.0	0.0	0.0
USA_PRM	0.0	0.0	0.0
USA_SWU	0.0	0.0	0.0
USA_WIL	0.0	0.0	0.0
URY	0.7	27.6	4.9
UZB	2.7	0.0	0.0
VEN	19.9	118.3	37.3
VNM_HNI	13.9	10.3	7.6
VNM_HCM	15.3	11.3	8.3
VNM_CTL	0.0	0.0	0.0
YEM	1.4	9.7	17.0
ZMB	0.8	6.0	4.7
ZWE	0.7	19.4	4.2
MLI	0.6	8.4	2.7
OAA	2.4	37.3	24.0
OOC	0.0	0.0	0.0
OAC	1.3	42.3	6.6
OME_RML	0.0	0.0	0.0
OAF_NDM	4.4	33.2	88.2
OAF_MDG	0.0	0.0	0.0
OAF_HOA	0.0	0.0	0.0
OER_MNC	0.0	0.0	0.0
NTS	0.0	0.0	0.0
WMS	0.0	0.0	0.0
EMS	0.0	0.0	0.0
SHD	0.0	0.0	0.0
ECS	0.0	0.0	0.0
SPI	0.0	0.0	0.0
GOT	0.0	0.0	0.0
FKI	0.0	0.0	0.0
NWS	0.0	0.0	0.0
BFB	0.0	0.0	0.0
CAR	0.0	0.0	0.0
EBS	0.0	0.0	0.0
KRS	0.0	0.0	0.0
LVS	0.0	0.0	0.0
NCS	0.0	0.0	0.0
SCS	0.0	0.0	0.0
BKS	0.0	0.0	0.0
MEG	0.0	0.0	0.0
ARC	0.0	0.0	0.0
ANT	0.0	0.0	0.0

付表 A-11 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2050 年)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)	Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
ALB	0.9	11.8	7.6	CHN_CHC	6.2	120.6	126.2
DZA_ALG	14.8	410.0	546.8	CHN_CGS	15.5	301.5	315.4
DZA_CTL	0.0	0.0	0.0	CHN_CND	18.6	361.8	378.5
AGO	9.8	85.7	26.6	CHN_CGQ	6.2	120.6	126.2
ARG_BUA	14.8	479.1	190.8	CHN_FZH	9.3	180.9	189.3
ARG_NQN	0.0	0.0	0.0	CHN_GYG	9.3	180.9	189.3
ARG_PTG	0.0	0.0	0.0	CHN_HIK	3.1	60.3	63.1
ARM	0.4	0.0	0.0	CHN_HZH	12.4	241.2	252.3
AUS_SDY	11.8	405.9	162.9	CHN_HBN	9.3	180.9	189.3
AUS_EAS	0.0	0.0	0.0	CHN_HFI	12.4	241.2	252.3
AUS_PRT	1.5	50.2	20.1	CHN_HHT	6.2	120.6	126.2
AUS_WAS	0.0	0.0	0.0	CHN_HKG	24.8	482.4	504.7
AUT	4.5	76.7	17.6	CHN_JNN	21.7	422.1	441.6
AZE	2.2	41.0	27.6	CHN_KNM	9.3	180.9	189.3
BHR	1.1	40.4	14.0	CHN_LZH	6.2	120.6	126.2
BGD	6.4	10.9	59.3	CHN_LHS	6.2	120.6	126.2
BLR	4.7	42.0	21.9	CHN_NCG	9.3	180.9	189.3
BEL	9.1	121.8	31.6	CHN_NNJ	18.6	361.8	378.5
BEN	3.3	24.3	8.0	CHN_NNN	9.3	180.9	189.3
BOL	1.5	23.5	81.9	CHN_SNH	6.2	120.6	126.2
BIH	0.8	19.0	6.3	CHN_SHY	9.3	180.9	189.3
BWA	0.9	26.3	25.5	CHN_SZG	15.5	301.5	315.4
BRA_SPL	13.1	614.7	203.4	CHN_TYN	9.3	180.9	189.3
BRA_AMZ	5.1	240.2	79.5	CHN_TRM	0.0	0.0	0.0
BRA_BLM	0.0	0.0	0.0	CHN_TJN	3.1	60.3	63.1
BRA_BRS	4.5	211.7	70.1	CHN_URM	6.2	120.6	126.2
BRA_PAG	8.5	399.0	132.0	CHN_WHN	12.4	241.2	252.3
BRA_RCL	11.9	557.6	184.5	CHN_XAN	9.3	180.9	189.3
BRA_RDJ	6.0	283.1	93.7	CHN_XNG	0.0	0.0	0.0
BRA_SLV	4.4	205.6	68.0	CHN_YCN	0.0	0.0	0.0
BRN	0.5	8.7	1.0	CHN_ZGZ	21.7	422.1	441.6
BGR	2.4	43.7	22.1	COL_BGT	6.6	131.5	118.9
KHM	4.2	3.3	3.9	COL_CSR	0.0	0.0	0.0
CMR	2.4	30.1	16.5	COG	2.0	0.0	0.0
CAN_MTL	22.5	702.2	116.2	CRI	1.1	45.8	15.6
CAN_CLG	8.7	273.3	45.2	CIV	2.5	20.7	40.3
CAN_NFL	0.0	0.0	0.0	HRV	2.0	34.3	12.5
CAN_NSK	0.0	0.0	0.0	CUB	5.8	7.8	10.6
CHL_STG	8.4	179.5	93.0	CUW	0.9	0.0	0.0
CHL_ACM	0.0	0.0	0.0	CYP	0.6	14.0	4.4
CHN_BJN	3.1	60.3	63.1	CZE	1.9	57.8	42.6

付表 A-11 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2050 年)(前頁からの続き)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
PRK	0.6	14.3	9.5
COD	0.7	22.4	26.7
DNK_CHG	1.3	57.6	10.5
DNK_GLD	0.0	0.0	0.0
DOM	2.2	26.0	35.1
ECU	5.6	60.9	162.5
EGY	48.7	485.8	394.6
SLV	1.8	6.0	10.1
ERI	0.2	0.0	0.0
EST	0.3	3.4	6.4
ETH	7.3	10.4	12.4
FIN	2.8	63.8	7.1
MKD	0.5	14.5	5.3
FRA_PRS	12.7	397.9	72.5
FRA_MSL	7.5	236.5	43.1
GAB	2.0	0.0	0.0
GEO	1.0	13.9	1.4
DEU_BRL	7.5	185.6	57.9
DEU_KLN	13.3	330.1	103.0
DEU_MNC	8.1	202.0	63.0
GHA	5.5	64.9	62.8
GRC	3.7	54.9	11.2
GTM	1.2	33.5	69.9
HTI	0.9	2.2	2.7
HND	2.3	2.2	8.1
HUN	1.8	45.8	24.3
ISL	0.2	4.5	0.6
IND_SAP	10.1	98.2	129.3
IND_SAR	0.4	3.9	5.1
IND_SAS	8.9	87.0	114.5
IND_SBR	29.7	290.1	381.8
IND_SCT	7.3	71.2	93.7
IND_SGA	0.4	4.1	5.4
IND_SGJ	17.3	168.4	221.7
IND_SHR	7.2	70.6	93.0
IND_SHP	2.0	19.1	25.2
IND_SJK	3.6	34.9	46.0
IND_SJH	9.4	91.9	121.0
IND_SKA	17.4	170.3	224.1
IND_SKL	9.5	93.1	122.5
IND_SMP	20.7	202.4	266.4
IND_SMH	32.1	313.2	412.2
IND_SMN	0.8	8.0	10.5
IND_SML	0.8	8.3	10.9
IND_SMZ	0.3	3.1	4.0
IND_SNL	0.6	5.5	7.3
IND_SOR	12.0	117.0	154.0
IND_SPB	13.0	127.0	167.2
IND_SRJ	19.6	191.0	251.4
IND_SSK	0.2	1.7	2.2
IND_STN	20.6	201.1	264.6
IND_STG	14.7	143.8	189.3
IND_STR	1.0	10.2	13.5
IND_SUP	57.1	556.8	732.9
IND_SUT	2.9	28.1	37.0
IND_SWB	26.1	254.4	334.8
IDN_JKT	75.2	347.4	902.2
IDN_EJV	0.0	0.0	0.0
IDN_KMT	0.0	0.0	0.0
IDN_MKS	7.0	32.2	83.6
IDN_MDN	22.6	104.6	271.6
IDN_NTN	0.0	0.0	0.0
IDN_PPU	0.0	0.0	0.0
IDN_SSM	0.0	0.0	0.0
IRN_THR	0.0	971.6	288.7
IRN_CST	0.0	0.0	0.0
IRQ	0.0	86.2	294.4
IRL	2.1	39.6	10.3
ISR	4.8	174.2	52.0
ITA_ROM	9.8	535.8	76.0
ITA_MSN	0.0	0.0	0.0
JAM	1.6	8.1	2.7
JPN_TKY	21.2	296.3	67.6
JPN_AMR	0.0	0.0	0.0
JPN_FKK	6.1	84.7	19.3
JPN_HRS	10.9	152.4	34.8
JPN_NGT	0.0	0.0	0.0
JPN_OSK	15.1	211.7	48.3
JPN_SPR	3.0	42.3	9.7
JPN_SND	4.2	59.3	13.5
JOR	2.4	92.3	26.2
KAZ_AMT	10.8	127.7	22.8
KAZ_CTL	0.0	0.0	0.0
KAZ_WST	0.0	0.0	0.0
KEN	4.3	85.9	88.8
KOR	55.8	491.0	171.9
XKX	0.9	0.0	0.0
KWT	7.6	120.1	61.8
KGZ	1.0	15.2	14.0
LAO_VNT	1.8	1.7	1.2
LAO_STH	0.0	0.0	0.0
LVA	0.4	8.9	4.4
LBN	3.0	43.6	22.8
LBY_TPR	4.9	237.5	164.7
LBY_EST	0.0	0.0	0.0
LTU	0.7	35.0	11.3
LUX	1.2	9.4	1.6
MYS_KLP	15.8	352.5	182.7

付表 A-11 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2050 年)(前頁からの続き)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
MYS_KCN	2.5	56.4	29.2
MLT	0.2	5.7	0.3
MUS	0.6	15.7	6.6
MEX_MXC	26.9	791.2	381.4
MEX_GDL	5.3	155.3	74.9
MEX_MTR	4.8	139.8	67.4
MEX_SLC	0.0	0.0	0.0
MEX_VRC	0.0	0.0	0.0
MDA	0.5	6.0	8.7
MNG_ULB	1.3	21.8	14.5
MNG_GBD	0.0	0.0	0.0
MNE	0.2	2.7	3.1
MAR_CSB	17.0	165.9	175.1
MAR_WSH	0.0	0.0	0.0
MOZ_MPT	1.2	33.8	18.5
MOZ_CTL	0.0	0.0	0.0
MMR_YGN	5.2	12.5	9.2
MMR_NPD	6.0	14.5	10.6
NAM	2.1	23.1	12.6
NPL	2.7	0.0	0.0
NLD	10.2	151.3	27.4
NZL	1.6	98.5	7.5
NIC	0.7	5.8	21.7
NER	0.4	17.2	9.4
NGA	13.6	344.1	148.4
NOR	3.1	65.8	18.9
OMN	7.7	58.1	44.4
PAK_KRC	0.6	161.8	113.3
PAK_ILB	1.6	404.3	283.1
PAN	2.2	29.0	9.6
PRY	1.5	20.8	18.2
PER_LMA	9.3	75.7	40.9
PER_NTH	0.0	0.0	0.0
PHL_MNL	15.1	46.9	387.3
PHL_DVO	17.1	53.0	437.2
POL	4.6	202.5	77.4
PRT	2.8	50.4	28.0
QAT	10.3	53.6	64.6
ROU	6.2	71.3	40.4
RUS_MSC	87.1	1047.9	194.6
RUS_ALT	0.0	0.0	0.0
RUS_BES	0.0	0.0	0.0
RUS_IRK	0.0	0.0	0.0
RUS_KHB	5.1	60.8	11.3
RUS_MGD	0.0	0.0	0.0
RUS_NNT	0.0	0.0	0.0
RUS_NVV	25.4	305.5	56.7
RUS_SKH	0.0	0.0	0.0
RUS_SKV	0.0	0.0	0.0
RUS_TYY	0.0	0.0	0.0
RUS_TMN	0.0	0.0	0.0
RUS_VLG	0.0	0.0	0.0
RUS_VDS	0.0	0.0	0.0
RUS_STH	0.0	0.0	0.0
RUS_YKT	0.0	0.0	0.0
RUS_YML	0.0	0.0	0.0
SAU_RYD	150.5	245.3	227.7
SAU_CST	0.0	0.0	0.0
SAU_YNB	0.0	0.0	0.0
SEN	1.1	20.8	32.1
SRB	1.7	58.4	5.2
SGP	13.7	44.9	23.0
SVK	0.6	16.7	17.1
SVN	1.0	12.4	2.1
ZAF	30.0	671.6	443.5
SSD	0.6	0.0	0.0
ESP_BCN	0.0	0.0	0.0
ESP_MDD	9.8	293.4	168.8
LKA	4.2	49.8	105.8
SDN	9.6	5.5	17.8
SUR	0.3	4.7	1.7
SWE	9.3	101.3	31.5
CHE	9.1	82.4	14.5
SYR	4.9	41.3	54.5
TWN	28.0	94.0	76.9
TJK	1.1	0.0	0.0
TZA	5.1	27.8	26.6
THA_BGK	45.6	187.4	456.9
THA_CNM	10.2	42.0	102.3
TGO	0.7	16.2	11.0
TTO	1.3	18.9	3.2
TUN	6.5	63.2	77.5
TUR_ITB	8.4	206.4	173.4
TUR_CYH	0.0	0.0	0.0
TKM	8.1	0.0	0.0
UKR	5.9	102.4	80.2
ARE	19.2	153.0	28.3
GBR_LDN	9.8	498.1	108.5
GBR_EDB	1.2	60.5	13.2
USA_SAL	3.5	99.6	54.3
USA_SAK	1.4	40.5	22.1
USA_SAZ	3.4	95.7	52.2
USA_SAR	2.1	59.1	32.3
USA_SCA	21.9	621.8	339.4
USA_SCO	3.0	84.8	46.3
USA_SCT	1.9	54.0	29.5
USA_SDE	0.7	18.6	10.2
USA_SFL	10.3	291.6	159.2

付表 A-11 第 4.2 節の液体燃料・旅客輸送・貨物輸送需要(2050 年)(前頁からの続き)

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
USA_SGA	5.5	155.4	84.8
USA_SHI	1.4	41.1	22.4
USA_SID	1.1	32.1	17.5
USA_SIL	7.8	221.6	121.0
USA_SIN	4.8	136.2	74.3
USA_SIA	2.7	77.1	42.1
USA_SKS	2.2	61.7	33.7
USA_SKY	3.7	106.0	57.8
USA_SLA	11.7	331.4	180.9
USA_SME	1.2	34.0	18.6
USA_SMD	2.9	81.6	44.5
USA_SMA	3.6	100.8	55.0
USA_SMI	5.4	153.5	83.8
USA_SMN	3.8	107.9	58.9
USA_SMS	3.0	85.4	46.6
USA_SMO	4.0	112.4	61.4
USA_SMT	1.0	29.5	16.1
USA_SNE	1.5	42.4	23.1
USA_SNV	1.5	43.7	23.8
USA_SNH	0.9	26.3	14.4
USA_SNJ	6.1	172.8	94.3
USA_SNM	1.5	42.4	23.1
USA_SNY	8.2	233.2	127.3
USA_SNC	5.2	147.7	80.6
USA_SND	1.0	29.5	16.1
USA_SOH	7.0	199.8	109.0
USA_SOK	3.3	95.1	51.9
USA_SOR	2.1	59.7	32.6
USA_SPA	7.2	204.3	111.5
USA_SRI	0.5	13.5	7.4
USA_SSC	3.3	93.8	51.2
USA_SSD	0.7	20.6	11.2
USA_STN	4.5	127.2	69.4
USA_STX	39.6	1125.3	614.3
USA_SUT	1.9	52.7	28.7
USA_SVT	0.5	14.1	7.7
USA_SVA	4.9	138.1	75.4
USA_SWA	5.2	146.4	79.9
USA_SWV	1.3	36.0	19.6
USA_SWI	3.3	95.1	51.9
USA_SWY	1.0	27.6	15.1
USA_SDC	0.1	3.9	2.1
USA_NAL	0.0	0.0	0.0

Node	Liquid fuel (Mtoe)	Passenger transport (10 ⁹ passenger km)	Freight transport (10 ⁹ ton km)
USA_APL	0.0	0.0	0.0
USA_PRM	0.0	0.0	0.0
USA_SWU	0.0	0.0	0.0
USA_WIL	0.0	0.0	0.0
URY	0.8	45.4	8.1
UZB	3.3	0.0	0.0
VEN	22.9	194.9	61.5
VNM_HNI	28.0	26.2	19.2
VNM_HCM	30.7	28.7	21.1
VNM_CTL	0.0	0.0	0.0
YEM	1.9	17.3	30.5
ZMB	1.6	14.0	11.0
ZWE	1.3	45.3	9.8
MLI	1.2	19.7	6.3
OAA	3.4	85.7	55.3
OOC	0.0	0.0	0.0
OAC	1.4	69.7	10.9
OME_RML	0.0	0.0	0.0
OAF_NDM	8.9	77.6	206.0
OAF_MDG	0.0	0.0	0.0
OAF_HOA	0.0	0.0	0.0
OER_MNC	0.0	0.0	0.0
NTS	0.0	0.0	0.0
WMS	0.0	0.0	0.0
EMS	0.0	0.0	0.0
SHD	0.0	0.0	0.0
ECS	0.0	0.0	0.0
SPI	0.0	0.0	0.0
GOT	0.0	0.0	0.0
FKI	0.0	0.0	0.0
NWS	0.0	0.0	0.0
BFB	0.0	0.0	0.0
CAR	0.0	0.0	0.0
EBS	0.0	0.0	0.0
KRS	0.0	0.0	0.0
LVS	0.0	0.0	0.0
NCS	0.0	0.0	0.0
SCS	0.0	0.0	0.0
BKS	0.0	0.0	0.0
MEG	0.0	0.0	0.0
ARC	0.0	0.0	0.0
ANT	0.0	0.0	0.0

A.3.2. 最終消費部門の基準燃料価格

付表 A-12 に基準燃料価格(第 A.2.1 節のPA₂₀₁₅)の想定を示す。需要が存在しない場合は「0」と表示した。

付表 A-12 NE5.0 モデル(363 地域版)の基準燃料価格想定

Node	Solid fuel (US\$ per toe)	Gaseous fuel (US\$ per toe)	Liquid fuel (US\$ per toe)	Electricity (US\$ per MWh)	Commercial heat (US\$ per toe)
ALB	127	520	1602	124	117
DZA_ALG	45	118	119	54	0
DZA_CTL	0	0	0	0	0
AGO	121	178	1069	75	0
ARG_BUA	112	336	900	74	0
ARG_NQN	0	0	0	0	0
ARG_PTG	0	0	0	0	0
ARM	45	118	591	35	126
AUS_SDY	45	713	1734	217	81
AUS_EAS	0	0	0	0	0
AUS_PRT	45	713	1734	217	47
AUS_WAS	0	0	0	0	0
AUT	268	745	1588	164	184
AZE	45	118	591	35	84
BHR	45	118	119	49	0
BGD	50	115	789	72	0
BLR	127	520	1602	124	157
BEL	193	600	1791	207	119
BEN	121	178	1069	75	0
BOL	112	336	900	74	0
BIH	127	520	1602	124	125
BWA	121	178	1069	74	0
BRA_SPL	112	753	900	104	30
BRA_AMZ	112	753	900	104	47
BRA_BLM	0	0	0	0	0
BRA_BRS	112	753	900	104	81
BRA_PAG	112	753	900	104	16
BRA_RCL	112	753	900	104	5
BRA_RDJ	112	753	900	104	18
BRA_SLV	112	753	900	104	28
BRN	87	118	718	77	0
BGR	127	520	1602	124	140
KHM	87	118	718	77	0
CMR	121	178	1069	75	0
CAN_MTL	112	268	1120	89	44
CAN_CLG	112	268	1120	89	41
CAN_NFL	0	0	0	0	0
CAN_NSK	0	0	0	0	0
CHL_STG	112	1201	1331	153	47
CHL_ACM	0	0	0	0	0
CHN_BJN	156	397	812	95	9
CHN_CHC	156	397	812	95	28
CHN_CGS	156	397	812	95	169
CHN_CND	156	397	812	95	171
CHN_CGQ	156	397	812	95	35
CHN_FZH	156	397	812	95	42
CHN_GYG	156	397	812	95	134
CHN_HIK	156	397	812	95	178
CHN_HZH	156	397	812	95	5
CHN_HBN	156	397	812	95	40
CHN_HFI	156	397	812	95	20
CHN_HHT	156	397	812	95	13
CHN_HKG	156	397	812	95	10
CHN_JNN	156	397	812	95	4
CHN_KNM	156	397	812	95	107
CHN_LZH	156	397	812	95	26
CHN_LHS	156	397	812	95	180
CHN_NCG	156	397	812	95	148
CHN_NNJ	156	397	812	95	5
CHN_NNN	156	397	812	95	143
CHN_SNH	156	397	812	95	10
CHN_SHY	156	397	812	95	15
CHN_SZG	156	397	812	95	8
CHN_TYN	156	397	812	95	12
CHN_TRM	0	0	0	0	0
CHN_TJN	156	397	812	95	9
CHN_URM	156	397	812	95	8
CHN_WHN	156	397	812	95	119
CHN_XAN	156	397	812	95	14
CHN_XNG	156	397	812	95	0
CHN_YCN	156	397	812	95	0
CHN_ZGZ	156	397	812	95	11
COL_BGT	112	336	900	180	0
COL_CSR	0	0	0	0	0
COG	121	178	1069	73	0
CRI	112	336	900	74	0
CIV	121	178	1069	151	0
HRV	127	520	1602	124	172
CUB	112	336	900	74	0
CUW	112	336	900	74	0
CYP	127	520	1602	124	146
CZE	127	625	1725	124	75

付表 A-12 NE5.0 モデル(363 地域版)の基準燃料価格(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (US\$ per toe)	Gaseous fuel (US\$ per toe)	Liquid fuel (US\$ per toe)	Electricity (US\$ per MWh)	Commercial heat (US\$ per toe)
PRK	156	397	812	95	0
COD	121	178	1069	73	0
DNK_CHG	181	784	1841	209	183
DNK_GLD	0	0	0	0	0
DOM	112	336	900	74	47
ECU	112	336	900	74	47
EGY	45	118	119	63	0
SLV	112	336	900	74	0
ERI	121	178	1069	75	0
EST	127	471	1601	115	170
ETH	121	178	1069	24	0
FIN	455	547	1824	124	159
MKD	127	520	1602	124	137
FRA_PRS	181	765	1677	146	186
FRA_MSL	181	765	1677	146	186
GAB	121	178	1069	75	0
GEO	127	520	1602	124	134
DEU_BRL	181	690	1792	238	130
DEU_KLN	181	690	1792	238	116
DEU_MNC	181	690	1792	238	193
GHA	121	178	1069	306	0
GRC	127	897	1677	150	0
GTM	112	336	900	74	0
HTI	112	336	900	74	0
HND	112	336	900	74	0
HUN	127	449	1763	110	130
ISL	181	765	1677	106	162
IND_SAP	50	115	789	72	120
IND_SAR	50	115	789	72	172
IND_SAS	50	115	789	72	156
IND_SBR	50	115	789	72	160
IND_SCT	50	115	789	72	103
IND_SGA	50	115	789	72	158
IND_SGJ	50	115	789	72	154
IND_SHR	50	115	789	72	47
IND_SHP	50	115	789	72	175
IND_SJK	50	115	789	72	181
IND_SJH	50	115	789	72	152
IND_SKA	50	115	789	72	154
IND_SKL	50	115	789	72	162
IND_SMP	50	115	789	72	154
IND_SMH	50	115	789	72	146
IND_SMN	50	115	789	72	47
IND_SML	50	115	789	72	169
IND_SMZ	50	115	789	72	154
IND_SNL	50	115	789	72	172
IND_SOR	50	115	789	72	129
IND_SPB	50	115	789	72	171
IND_SRJ	50	115	789	72	157

Node	Solid fuel (US\$ per toe)	Gaseous fuel (US\$ per toe)	Liquid fuel (US\$ per toe)	Electricity (US\$ per MWh)	Commercial heat (US\$ per toe)
IND_SSK	50	115	789	72	171
IND_STN	50	115	789	72	47
IND_STG	50	115	789	72	142
IND_STR	50	115	789	72	148
IND_SUP	50	115	789	72	169
IND_SUT	50	115	789	72	185
IND_SWB	50	115	789	72	47
IDN_JKT	87	118	718	77	0
IDN_EJV	0	0	0	0	0
IDN_KMT	0	0	0	0	0
IDN_MKS	87	118	718	77	0
IDN_MDN	87	118	718	77	0
IDN_NTN	0	0	0	0	0
IDN_PPU	0	0	0	0	0
IDN_SSM	0	0	0	0	0
IRN_THR	45	118	119	48	0
IRN_CST	0	0	0	0	0
IRQ	45	118	119	40	0
IRL	181	743	1812	185	153
ISR	45	118	2340	119	146
ITA_ROM	181	814	2080	226	82
ITA_MSN	0	0	0	0	0
JAM	112	336	900	74	0
JPN_TKY	171	966	1309	188	152
JPN_AMR	0	0	0	0	0
JPN_FKK	171	966	1309	188	142
JPN_HRS	171	966	1309	188	144
JPN_NGT	0	0	0	0	0
JPN_OSK	171	966	1309	188	141
JPN_SPR	171	966	1309	188	180
JPN_SND	171	966	1309	188	136
JOR	45	118	119	117	150
KAZ_AMT	45	118	591	35	64
KAZ_CTL	0	0	0	0	0
KAZ_WST	0	0	0	0	0
KEN	121	178	1069	152	0
KOR	156	670	1862	108	130
XKX	127	520	1602	124	181
KWT	45	118	119	7	0
KGZ	45	118	591	35	119
LAO_VNT	87	118	718	77	0
LAO_STH	0	0	0	0	0
LVA	127	541	1630	148	168
LBN	45	118	119	76	146
LBY_TPR	45	118	119	34	0
LBY_EST	0	0	0	0	0
LTU	127	503	1602	124	165
LUX	181	538	1491	127	158
MYS_KLP	87	118	718	86	0

付表 A-12 NE5.0 モデル(363 地域版)の基準燃料価格(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (US\$ per toe)	Gaseous fuel (US\$ per toe)	Liquid fuel (US\$ per toe)	Electricity (US\$ per MWh)	Commercial heat (US\$ per toe)
MYS_KCN	87	118	718	86	0
MLT	181	765	1677	146	146
MUS	121	178	1069	75	0
MEX_MXC	112	336	900	74	52
MEX_GDL	112	336	900	74	54
MEX_MTR	112	336	900	74	63
MEX_SLC	0	0	0	0	0
MEX_VRC	0	0	0	0	0
MDA	127	520	1602	124	169
MNG_ULB	45	118	591	35	66
MNG_GBD	0	0	0	0	0
MNE	127	520	1602	124	146
MAR_CSB	45	118	119	156	0
MAR_WSH	0	0	0	0	0
MOZ_MPT	121	178	1069	72	0
MOZ_CTL	0	0	0	0	0
MMR_YGN	87	118	718	77	0
MMR_NPD	87	118	718	77	0
NAM	121	178	1069	75	47
NPL	50	115	789	72	0
NLD	181	725	1788	137	73
NZL	45	713	1078	151	78
NIC	112	336	900	74	0
NER	121	178	1069	75	0
NGA	121	178	1069	82	0
NOR	181	765	1981	73	10
OMN	45	118	119	42	0
PAK_KRC	50	115	789	72	0
PAK_ILB	50	115	789	72	0
PAN	112	336	900	74	0
PRY	112	336	900	74	0
PER_LMA	112	336	900	74	47
PER_NTH	0	0	0	0	0
PHL_MNL	87	118	718	123	0
PHL_DVO	87	118	718	123	0
POL	127	520	1602	124	0
PRT	192	865	1796	191	129
QAT	45	118	119	22	0
ROU	127	520	1602	124	208
RUS_MSC	127	520	1602	124	162
RUS_ALT	0	0	0	0	0
RUS_BES	0	0	0	0	0
RUS_IRK	0	0	0	0	0
RUS_KHB	127	520	1602	124	126
RUS_MGD	0	0	0	0	0
RUS_NNT	0	0	0	0	0
RUS_NVB	127	520	1602	124	46
RUS_SKH	0	0	0	0	0
RUS_SKV	0	0	0	0	0
RUS_TYY	0	0	0	0	0
RUS_TMN	0	0	0	0	0
RUS_VLG	0	0	0	0	0
RUS_VDS	0	0	0	0	0
RUS_STH	0	0	0	0	0
RUS_YKT	0	0	0	0	0
RUS_YML	0	0	0	0	0
SAU_RYD	45	118	119	48	0
SAU_CST	0	0	0	0	0
SAU_YNB	0	0	0	0	0
SEN	121	178	1069	75	0
SRB	127	520	1602	124	14
SGP	87	118	718	138	0
SVK	127	568	1725	149	188
SVN	127	637	1674	131	70
ZAF	121	178	1069	75	48
SSD	45	118	119	48	0
ESP_BCN	0	0	0	0	0
ESP_MDD	181	791	1624	188	46
LKA	50	115	789	72	0
SDN	45	118	119	41	0
SUR	112	336	900	74	0
SWE	181	1096	2002	117	154
CHE	159	1037	1968	166	173
SYR	45	118	119	45	0
TWN	156	397	812	95	0
TJK	45	118	591	35	165
TZA	121	178	1069	98	0
THA_BGK	87	118	718	105	0
THA_CNM	87	118	718	105	0
TGO	121	178	1069	75	0
TTO	112	336	900	74	0
TUN	45	118	119	81	146
TUR_ITB	180	412	2126	115	121
TUR_CYH	0	0	0	0	0
TKM	45	118	591	35	0
UKR	127	520	1602	124	162
ARE	45	118	119	44	0
GBR_LDN	181	585	2128	173	141
GBR_EDB	181	585	2128	173	159
USA_SAL	112	305	1066	98	178
USA_SAK	112	305	1066	98	46
USA_SAZ	112	305	1066	98	130
USA_SAR	112	305	1066	98	106
USA_SCA	112	305	1066	98	35
USA_SCO	112	305	1066	98	92
USA_SCT	112	305	1066	98	2
USA_SDE	112	305	1066	98	11
USA_SFL	112	305	1066	98	141

付表 A-12 NE5.0 モデル(363 地域版)の基準燃料価格(前頁からの続き)

Node	Solid fuel (US\$ per toe)	Gaseous fuel (US\$ per toe)	Liquid fuel (US\$ per toe)	Electricity (US\$ per MWh)	Commercial heat (US\$ per toe)
USA_SGA	112	305	1066	98	144
USA_SHI	112	305	1066	98	178
USA_SID	112	305	1066	98	46
USA_SIL	112	305	1066	98	121
USA_SIN	112	305	1066	98	143
USA_SIA	112	305	1066	98	126
USA_SKS	112	305	1066	98	117
USA_SKY	112	305	1066	98	177
USA_SLA	112	305	1066	98	99
USA_SME	112	305	1066	98	0
USA_SMD	112	305	1066	98	117
USA_SMA	112	305	1066	98	0
USA_SMI	112	305	1066	98	165
USA_SMN	112	305	1066	98	123
USA_SMS	112	305	1066	98	11
USA_SMO	112	305	1066	98	119
USA_SMT	112	305	1066	98	11
USA_SNE	112	305	1066	98	111
USA_SNV	112	305	1066	98	0
USA_SNH	112	305	1066	98	3
USA_SNJ	112	305	1066	98	1
USA_SNM	112	305	1066	98	121
USA_SNY	112	305	1066	98	1
USA_SNC	112	305	1066	98	133
USA_SND	112	305	1066	98	115
USA_SOH	112	305	1066	98	143
USA_SOK	112	305	1066	98	93
USA_SOR	112	305	1066	98	11
USA_SPA	112	305	1066	98	143
USA_SRI	112	305	1066	98	0
USA_SSC	112	305	1066	98	165
USA_SSD	112	305	1066	98	15
USA_STN	112	305	1066	98	111
USA_STX	112	305	1066	98	91
USA_SUT	112	305	1066	98	117
USA_SVT	112	305	1066	98	0
USA_SVA	112	305	1066	98	0
USA_SWA	112	305	1066	98	17
USA_SWV	112	305	1066	98	149
USA_SWI	112	305	1066	98	132
USA_SWY	112	305	1066	98	51
USA_SDC	112	305	1066	98	0
USA_NAL	0	0	0	0	0

Node	Solid fuel (US\$ per toe)	Gaseous fuel (US\$ per toe)	Liquid fuel (US\$ per toe)	Electricity (US\$ per MWh)	Commercial heat (US\$ per toe)
USA_APL	0	0	0	0	0
USA_PRM	0	0	0	0	0
USA_SWU	0	0	0	0	0
USA_WIL	0	0	0	0	0
URY	112	336	900	74	0
UZB	45	118	591	35	53
VEN	112	336	900	74	0
VNM_HNI	87	118	718	96	0
VNM_HCM	87	118	718	96	0
VNM_CTL	0	0	0	0	0
YEM	45	118	119	102	0
ZMB	121	178	1069	47	0
ZWE	121	178	1069	98	0
MLI	121	178	1069	75	0
OAA	50	115	789	72	0
OOO	0	0	0	0	0
OAC	112	336	900	74	0
OME_RML	0	0	0	0	0
OAF_NDM	121	178	1069	75	0
OAF_MDG	0	0	0	0	0
OAF_HOA	0	0	0	0	0
OER_MNC	0	0	0	0	0
NTS	0	0	0	0	0
WMS	0	0	0	0	0
EMS	0	0	0	0	0
SHD	0	0	0	0	0
ECS	0	0	0	0	0
SPI	0	0	0	0	0
GOT	0	0	0	0	0
FKI	0	0	0	0	0
NWS	0	0	0	0	0
BFB	0	0	0	0	0
CAR	0	0	0	0	0
EBS	0	0	0	0	0
KRS	0	0	0	0	0
LVS	0	0	0	0	0
NCS	0	0	0	0	0
SCS	0	0	0	0	0
BKS	0	0	0	0	0
MEG	0	0	0	0	0
ARC	0	0	0	0	0
ANT	0	0	0	0	0

A.3.3. 一次エネルギーとCO₂貯留資源

付表 A-13に NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂貯留資源の想定を示す。第 2.3.2 節や第 0 節にて示した通り、資源によってはグレードを設けているが、ここでは紙面都合上、全グレードの合計値を示す。また、エネルギー作物、バガス・サトウキビ残渣、黒液・古紙については「Other biomass」として集約化して表示した。

付表 A-13 NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂貯留資源

Node	High grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Low grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Natural gas (grade 1~7, Gtoe)	Crude oil (grade 1~7, Gtoe)	Hydro (grade 1~5, PWh/year)	Wind (grade 1~7, PWh/year)	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues (grade 1~5, Gtoe/year)	Other biomass (Gtoe/year)	Enhanced oil recovery (Gt-C)	Enhanced coalbed methane (Gt-C)	Aquifer (Gt-C)
ALB	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
DZA_ALG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0
DZA_CTL	0.1	0.0	5.3	2.6	0.0	29.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0
AGO	0.0	0.0	3.0	11.0	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
ARG_BUA	0.0	0.0	0.1	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0
ARG_NQN	0.3	2.3	0.3	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0
ARG_PTG	0.0	0.0	0.4	0.3	0.1	19.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
ARM	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
AUS_SDY	382.0	126.0	0.4	0.1	0.1	32.0	0.2	0.0	0.0	6.0	90.0
AUS_EAS	584.0	0.0	0.8	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0
AUS_PRT	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0
AUS_WAS	2.1	0.0	11.0	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
AUT	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
AZE	0.0	0.0	1.2	1.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
BHR	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BGD	1.9	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
BLR	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
BEL	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
BEN	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
BOL	0.0	0.0	1.3	0.3	0.8	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BIH	0.0	0.9	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
BWA	13.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
BRA_SPL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0
BRA_AMZ	0.0	0.0	1.4	0.4	1.8	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	14.0
BRA_BLM	0.0	0.0	4.7	4.9	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	14.0
BRA_BRS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	12.0
BRA_PAG	3.0	4.0	1.4	1.0	0.3	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8
BRA_RCL	0.0	0.0	0.5	0.7	0.1	1.8	0.1	0.0	0.0	0.0	7.4
BRA_RDJ	0.0	0.0	16.0	25.0	0.2	1.8	0.1	0.0	0.0	0.0	5.3
BRA_SLV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3
BRN	0.0	0.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
BGR	2.5	0.8	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
KHM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0
CMR	0.0	0.0	4.0	7.1	0.4	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
CAN_MTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	2.2	0.2	0.0	0.0	0.0	49.0
CAN_CLG	116.0	37.0	2.7	21.0	1.2	10.0	0.1	0.0	0.0	3.3	16.0

付表 A-13 NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂貯留資源(前項からの続き)

Node	High grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Low grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Natural gas (grade 1~7, Gtoe)	Crude oil (grade 1~7, Gtoe)	Hydro (grade 1~5, PWh/year)	Wind (grade 1~7, PWh/year)	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues (grade 1~5, Gtoe/year)	Other biomass (Gtoe/year)	Enhanced oil recovery (Gt-C)	Enhanced coalbed methane (Gt-C)	Aquifer (Gt-C)
CAN_NFL	0.0	0.0	0.4	1.5	0.2	15.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
CAN_NSK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHL_STG	2.6	0.0	0.0	0.0	0.5	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
CHL_ACM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
CHN_BJN	3.7	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
CHN_CHC	13.0	0.4	0.1	0.2	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
CHN_CGS	8.9	0.3	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3
CHN_CND	72.0	2.2	2.2	0.1	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.7
CHN_CGQ	24.0	0.7	0.2	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
CHN_FZH	5.4	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
CHN_GYG	150.0	4.6	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
CHN_HIK	1.6	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
CHN_HZH	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
CHN_HBN	84.0	2.6	0.1	0.5	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.1	3.1
CHN_HFI	112.0	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6
CHN_HHT	692.0	21.0	0.7	0.1	0.0	18.0	0.0	0.0	0.0	1.4	6.2
CHN_HKG	0.3	0.0	0.5	0.2	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
CHN_JNN	103.0	3.1	0.0	0.3	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
CHN_KNM	81.0	2.4	0.0	0.0	1.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3
CHN_LZH	37.0	1.1	0.0	0.3	0.1	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3
CHN_LHS	0.1	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0
CHN_NCG	4.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
CHN_NNJ	14.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
CHN_NNN	1.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
CHN_SNH	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHN_SHY	36.0	1.1	0.5	0.6	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
CHN_SZG	59.0	1.8	0.0	0.3	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.1	1.0
CHN_TYN	1242.0	38.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8
CHN_TRM	147.0	4.4	2.3	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0
CHN_TJN	4.1	0.1	0.1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
CHN_URM	73.0	2.2	0.5	0.8	0.1	5.4	0.0	0.0	0.0	0.2	9.8
CHN_WHN	4.3	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
CHN_XAN	221.0	6.7	0.8	1.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8
CHN_XNG	17.0	0.5	0.1	0.1	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
CHN_YCN	51.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3
CHN_ZGZ	116.0	3.5	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8
COL_BGT	0.0	0.0	0.6	1.5	1.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7
COL_CSR	6.3	0.0	0.5	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7
COG	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
CRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
CIV	0.0	0.0	2.6	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
HRV	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
CUB	0.0	0.0	0.9	2.1	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
CUW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CYP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CZE	9.8	2.3	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7

付表 A-13 NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂貯留資源(前項からの続き)

Node	High grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Low grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Natural gas (grade 1~7, Gtoe)	Crude oil (grade 1~7, Gtoe)	Hydro (grade 1~5, PWh/year)	Wind (grade 1~7, PWh/year)	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues (grade 1~5, Gtoe/year)	Other biomass (Gtoe/year)	Enhanced oil recovery (Gt-C)	Enhanced coalbed methane (Gt-C)	Aquifer (Gt-C)
PRK	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
COD	0.6	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1
DNK_CHG	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DNK_GLD	0.1	0.0	7.6	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0
DOM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
ECU	0.0	0.0	0.0	1.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0
EGY	0.1	0.0	3.2	2.3	0.2	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4
SLV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
ERI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
EST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
ETH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	3.1	0.1	0.0	0.0	0.0	10.0
FIN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
MKD	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
FRA_PRS	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9
FRA_MSL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7
GAB	0.0	0.0	1.8	3.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
GEO	0.4	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
DEU_BRL	0.0	3.6	0.1	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.1	1.1
DEU_KLN	53.0	9.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.4	1.0
DEU_MNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
GHA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
GRC	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GTM	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
HTI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
HND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
HUN	3.2	0.9	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
ISL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
IND_SAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
IND_SAR	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
IND_SAS	0.4	0.0	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
IND_SBR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
IND_SCT	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.4
IND_SGA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IND_SGJ	0.0	2.5	0.1	0.1	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
IND_SHR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
IND_SHP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
IND_SJK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
IND_SJH	35.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3
IND_SKA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
IND_SKL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
IND_SMP	8.8	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
IND_SMH	5.0	0.0	0.9	0.7	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
IND_SMN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1

付表 A-13 NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂ 貯留資源(前項からの続き)

Node	High grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Low grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Natural gas (grade 1~7, Gtoe)	Crude oil (grade 1~7, Gtoe)	Hydro (grade 1~5, PWh/year)	Wind (grade 1~7, PWh/year)	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues (grade 1~5, Gtoe/year)	Other biomass (Gtoe/year)	Enhanced oil recovery (Gt-C)	Enhanced coalbed methane (Gt-C)	Aquifer (Gt-C)
IND_SML	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
IND_SMZ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
IND_SNL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
IND_SOR	26.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5
IND_SPB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
IND_SRJ	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6
IND_SSK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IND_STN	0.0	7.2	3.0	0.6	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
IND_STG	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
IND_STR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IND_SUP	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
IND_SUT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
IND_SWB	11.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
IDN_JKT	0.0	0.0	0.3	0.3	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
IDN_EJV	0.0	0.0	1.5	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3
IDN_KMT	34.0	6.0	3.4	1.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	5.6
IDN_MKS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7
IDN_MDN	0.0	0.0	0.7	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7
IDN_NTN	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
IDN_PPU	0.0	0.0	4.2	1.5	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3
IDN_SSM	24.0	4.2	0.6	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	2.2
IRN_THR	25.0	0.0	0.3	0.1	0.4	13.0	0.0	0.0	0.3	0.0	3.5
IRN_CST	0.0	0.0	33.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	3.5
IRQ	0.0	0.0	7.6	31.0	0.1	4.8	0.0	0.0	0.1	0.0	3.9
IRL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
ISR	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
ITA_ROM	0.4	0.0	0.3	0.1	0.2	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
ITA_MSN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
JAM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
JPN_TKY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
JPN_AMR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JPN_FKK	4.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
JPN_HRS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
JPN_NGT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JPN_OSK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
JPN_SPR	4.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
JPN_SND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
JOR	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
KAZ_AMT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	31.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8
KAZ_CTL	78.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8
KAZ_WST	0.0	0.0	1.8	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0
KEN	0.0	0.0	0.2	0.3	0.1	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1

付表 A-13 NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂ 貯留資源(前項からの続き)

Node	High grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Low grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Natural gas (grade 1~7, Gtoe)	Crude oil (grade 1~7, Gtoe)	Hydro (grade 1~5, PWh/year)	Wind (grade 1~7, PWh/year)	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues (grade 1~5, Gtoe/year)	Other biomass (Gtoe/year)	Enhanced oil recovery (Gt-C)	Enhanced coalbed methane (Gt-C)	Aquifer (Gt-C)
KOR	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
XKX	0.0	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KWT	0.0	0.0	2.4	14.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
KGZ	17.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
LAO_VNT	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3
LAO_STH	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3
LVA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
LBN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
LBY_TPR	0.0	0.0	0.7	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0
LBY_EST	0.0	0.0	2.6	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0
LTU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
LUX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
MYS_KLP	0.3	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2
MYS_KCN	0.4	0.1	0.7	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3
MLT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEX_MXC	0.0	0.0	1.1	1.6	0.2	0.3	0.0	0.0	0.1	0.0	2.8
MEX_GDL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
MEX_MTR	1.9	0.0	1.0	2.4	0.1	0.3	0.0	0.0	0.1	0.0	6.3
MEX_SLC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEX_VRC	0.0	0.0	1.8	2.1	0.2	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MDA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
MNG_ULB	25.0	38.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
MNG_GBD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MNE	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
MAR_CSB	0.1	0.0	2.9	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
MAR_WSH	0.0	0.0	0.7	0.6	0.0	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
MOZ_MPT	14.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.9	0.4
MOZ_CTL	0.0	0.0	6.9	3.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
MMR_YGN	0.0	0.0	1.8	0.2	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
MMR_NPD	0.2	0.0	1.9	0.7	1.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
NAM	0.2	0.0	0.7	0.4	0.1	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
NPL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
NLD	1.7	0.0	0.7	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
NZL	1.5	2.1	0.4	0.2	0.2	1.4	0.0	0.0	0.0	0.5	3.8
NIC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
NER	0.1	0.0	0.4	0.4	0.0	13.0	0.1	0.0	0.0	0.0	3.0
NGA	1.2	0.1	5.4	6.4	0.3	2.5	0.1	0.0	0.0	0.0	2.2
NOR	0.1	0.0	1.6	1.0	0.2	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
OMN	0.0	0.0	1.0	1.1	0.0	3.1	0.0	0.0	0.1	0.0	2.4
PAK_KRC	1.8	28.0	0.4	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0
PAK_ILB	1.8	28.0	0.0	0.0	0.8	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7

付表 A-13 NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂ 貯留資源(前項からの続き)

Node	High grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Low grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Natural gas (grade 1~7, Gtoe)	Crude oil (grade 1~7, Gtoe)	Hydro (grade 1~5, PWh/year)	Wind (grade 1~7, PWh/year)	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues (grade 1~5, Gtoe/year)	Other biomass (Gtoe/year)	Enhanced oil recovery (Gt-C)	Enhanced coalbed methane (Gt-C)	Aquifer (Gt-C)
PAN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
PRY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6
PER_LMA	0.0	0.0	0.0	0.2	1.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7
PER_NTH	0.9	0.0	0.4	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7
PHL_MNL	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
PHL_DVO	0.3	0.1	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
POL	103.0	70.0	0.1	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	0.0	0.4	3.0
PRT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
QAT	0.0	0.0	20.0	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
ROU	1.5	3.0	0.1	0.1	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7
RUS_MSC	0.0	0.9	0.3	0.1	0.2	60.0	0.1	0.0	0.0	0.1	36.0
RUS_ALT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_BES	0.0	0.0	0.9	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_IRK	348.0	99.0	4.5	1.3	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_KHB	60.0	95.0	0.0	0.0	0.4	5.9	0.1	0.0	0.0	0.2	20.0
RUS_MGD	3.7	6.8	0.0	0.0	0.1	18.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_NNT	141.0	0.0	6.5	1.7	0.1	13.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0
RUS_NVB	904.0	71.0	0.0	0.0	0.2	18.0	0.1	0.0	0.0	4.1	48.0
RUS_SKH	7.4	14.0	3.1	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
RUS_SKV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_TYY	0.0	0.0	4.2	2.6	0.5	32.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_TMN	0.0	21.0	0.8	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_VLG	0.0	0.0	2.3	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_VDS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS_STH	126.0	1.3	1.4	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0
RUS_YKT	93.0	97.0	0.6	1.5	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0
RUS_YML	0.0	0.0	17.0	3.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0
SAU_RYD	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	24.0	0.0	0.0	0.3	0.0	7.8
SAU_CST	0.0	0.0	8.3	37.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0
SAU_YNB	0.0	0.0	4.5	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	7.8
SEN	0.0	0.0	0.9	0.8	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
SRB	0.3	4.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
SGP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SVK	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
SVN	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
ZAF	132.0	0.0	1.9	0.8	0.1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.5	13.0
SSD	0.0	0.0	0.0	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2
ESP_BCN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
ESP_MDD	2.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8
LKA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
SDN	0.0	0.0	0.5	1.3	0.3	22.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0
SUR	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8

付表 A-13 NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂ 貯留資源(前項からの続き)

Node	High grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Low grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Natural gas (grade 1~7, Gtoe)	Crude oil (grade 1~7, Gtoe)	Hydro (grade 1~5, PWh/year)	Wind (grade 1~7, PWh/year)	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues (grade 1~5, Gtoe/year)	Other biomass (Gtoe/year)	Enhanced oil recovery (Gt-C)	Enhanced coalbed methane (Gt-C)	Aquifer (Gt-C)
SWE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
CHE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
SYR	0.0	0.0	0.5	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	1.7
TWN	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TJK	2.3	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
TZA	0.7	0.0	2.7	1.1	0.2	0.5	0.0	0.0	0.0	0.1	0.9
THA_BGK	0.0	0.3	0.9	0.5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8
THA_CNM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0
TGO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
TTO	0.0	0.0	1.8	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TUN	0.0	0.0	0.3	0.3	0.0	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9
TUR_ITB	0.5	3.9	0.0	0.0	0.4	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TUR_CYH	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TKM	0.5	0.0	17.0	0.6	0.1	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0
UKR	31.0	1.7	0.7	0.0	0.0	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9
ARE	0.0	0.0	5.4	13.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
GBR_LDN	118.0	0.3	0.2	0.3	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1
GBR_EDB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4
USA_SAL	72.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.1
USA_SAK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	11.0
USA_SAZ	50.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.1
USA_SAR	7.9	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
USA_SCA	0.0	0.0	0.3	1.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6
USA_SCO	95.0	0.0	0.4	0.2	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4
USA_SCT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
USA_SDE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_SFL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
USA_SGA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
USA_SHI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
USA_SID	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
USA_SIL	773.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	1.7	1.1
USA_SIN	199.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.4	0.7
USA_SIA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
USA_SKS	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8
USA_SKY	266.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8
USA_SLA	28.0	0.0	7.8	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
USA_SME	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
USA_SMD	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
USA_SMA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
USA_SMI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0
USA_SMN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9
USA_SMS	0.0	55.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0

付表 A-13 NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂ 貯留資源(前項からの続き)

Node	High grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Low grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Natural gas (grade 1~7, Gtoe)	Crude oil (grade 1~7, Gtoe)	Hydro (grade 1~5, PWh/year)	Wind (grade 1~7, PWh/year)	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues (grade 1~5, Gtoe/year)	Other biomass (Gtoe/year)	Enhanced oil recovery (Gt-C)	Enhanced coalbed methane (Gt-C)	Aquifer (Gt-C)
USA_SMO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3
USA_SMT	195.0	16.0	0.0	0.1	0.1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.6	1.7
USA_SNE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
USA_SNV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
USA_SNH	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
USA_SNJ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
USA_SNM	40.0	3.3	0.3	0.3	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.3	2.6
USA_SNY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
USA_SNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
USA_SND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
USA_SOH	78.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.9
USA_SOK	2.5	0.0	4.1	2.1	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
USA_SOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
USA_SPA	412.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	1.0
USA_SRI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_SSC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
USA_SSD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6
USA_STN	0.6	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
USA_STX	0.0	25.0	8.0	6.4	0.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5
USA_SUT	41.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9
USA_SVT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
USA_SVA	62.0	0.0	0.8	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.9
USA_SWA	0.0	0.0	0.8	0.6	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
USA_SWV	529.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.5
USA_SWI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4
USA_SWY	1061.0	264.0	0.5	0.2	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
USA_SDC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_NAL	16.0	0.0	9.8	8.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0
USA_APL	0.0	0.0	15.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_PRM	0.0	25.0	5.6	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USA_SWU	0.0	0.0	3.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.7	0.0
USA_WIL	155.0	38.0	3.2	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0
URY	0.0	0.0	1.3	0.7	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7
UZB	6.0	0.0	1.4	0.1	0.1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5
VEN	3.8	0.0	7.2	41.0	0.7	3.8	0.1	0.0	0.3	0.0	5.0
VNM_HNI	2.2	63.0	1.1	0.3	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9
VNM_HCM	0.0	0.0	0.7	1.0	0.1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8
VNM_CTL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
YEM	0.0	0.0	0.4	0.7	0.0	3.9	0.0	0.0	0.1	0.0	3.5
ZMB	0.6	0.0	0.0	0.0	0.5	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
ZWE	16.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.9	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4
MLI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0	0.1	0.0	0.0	0.0	3.1

付表 A-13 NE5.0 モデル(363 地域版)の一次エネルギー・CO₂ 貯留資源(前項からの続き)

Node	High grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Low grade coal (grade 1~2, Gtoe)	Natural gas (grade 1~7, Gtoe)	Crude oil (grade 1~7, Gtoe)	Hydro (grade 1~5, PWh/year)	Wind (grade 1~7, PWh/year)	Wooden biomass, wood residues and sawmill residues (grade 1~5, Gtoe/year)	Other biomass (Gtoe/year)	Enhanced oil recovery (Gt-C)	Enhanced coalbed methane (Gt-C)	Aquifer (Gt-C)
OAS	0.0	0.0	0.5	0.2	0.6	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0
OOC	0.0	0.0	1.8	0.6	1.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0
OAC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7
OME_RML	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
OAF_NDM	1.0	0.0	0.3	1.3	0.5	0.0	0.3	0.0	0.1	0.0	8.9
OAF_MDG	0.1	0.0	7.5	4.3	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OAF_HOA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	0.1	0.0	0.0	0.0	4.5
OER_MNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NTS	0.0	0.0	1.1	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0
WMS	0.0	0.0	0.7	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EMS	0.0	0.0	14.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SHD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ECS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SPI	0.0	0.0	3.8	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
GOT	0.0	0.0	1.1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FKI	0.0	0.0	3.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NWS	0.0	0.0	11.0	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BFB	0.0	0.0	8.3	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CAR	0.0	0.0	3.4	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBS	0.0	0.0	17.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KRS	0.0	0.0	35.0	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LVS	0.0	0.0	4.1	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NCS	0.0	0.0	0.9	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SCS	0.0	0.0	11.0	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BKS	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEG	0.0	0.0	2.7	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ARC	0.0	0.0	4.7	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ANT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

A.3.4. 自動車輸送量(第 4.2 節)

第 4.2 節の旅客・貨物自動車について、自動車あたりの年間輸送量想定を付表 A-14 に示す。
分析期間を通して一定と仮定した。

付表 A-14 自動車あたりの年間輸送量想定

Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)	Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)	Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)
ALB	14.2	47.6	CHL_STG	28.1	37.4	CIV	11.3	18.5
DZA_ALG	25.9	68.4	CHL_ACM	28.1	37.4	HRV	11.1	37.2
DZA_CTL	25.9	68.4	CHN_BJN	17.9	96.1	CUB	12.5	15.7
AGO	27.1	44.5	CHN_CHC	17.9	96.1	CUW	19.9	24.9
ARG_BUA	16.9	21.1	CHN_CGS	17.9	96.1	CYP	13.9	19.9
ARG_NQN	16.9	21.1	CHN_CND	17.9	96.1	CZE	10.9	56.6
ARG_PTG	16.9	21.1	CHN_CGQ	17.9	96.1	PRK	15.9	28.6
ARM	17.6	77.7	CHN_FZH	17.9	96.1	COD	4.8	7.8
AUS_SDY	24.7	38	CHN_GYG	17.9	96.1	DNK_CHG	24.1	23.2
AUS_EAS	24.7	38	CHN_HIK	17.9	96.1	DNK_GLD	24.1	23.2
AUS_PRT	24.7	38	CHN_HZH	17.9	96.1	DOM	12.4	15.4
AUS_WAS	24.7	38	CHN_HBN	17.9	96.1	ECU	23.1	46
AUT	15.7	37.8	CHN_HFI	17.9	96.1	EGY	25.9	68.4
AZE	17.6	77.7	CHN_HHT	17.9	96.1	SLV	19.9	24.9
BHR	27.4	59.9	CHN_HKG	17.9	96.1	ERI	27.1	44.5
BGD	6.2	53.1	CHN_JNN	17.9	96.1	EST	4.9	58.7
BLR	6.7	22.9	CHN_KNM	17.9	96.1	ETH	27.1	44.5
BEL	21.2	36.7	CHN_LZH	17.9	96.1	FIN	23.8	72.1
BEN	27.1	44.5	CHN_LHS	17.9	96.1	MKD	18.3	61.6
BOL	30.9	61.5	CHN_NCG	17.9	96.1	FRA_PRS	19.4	17.3
BIH	11.1	37.3	CHN_NNJ	17.9	96.1	FRA_MSL	19.4	17.3
BWA	25	41.1	CHN_NNN	17.9	96.1	GAB	27.1	44.5
BRA_SPL	19.3	24.1	CHN_SNH	17.9	96.1	GEO	7.6	4.5
BRA_AMZ	19.3	24.1	CHN_SHY	17.9	96.1	DEU_BRL	15.7	45.3
BRA_BLM	19.3	24.1	CHN_SZG	17.9	96.1	DEU_KLN	15.7	45.3
BRA_BRS	19.3	24.1	CHN_TYN	17.9	96.1	DEU_MNC	15.7	45.3
BRA_PAG	19.3	24.1	CHN_TRM	17.9	96.1	GHA	27.1	44.5
BRA_RCL	19.3	24.1	CHN_TJN	17.9	96.1	GRC	10.5	9.9
BRA_RDJ	19.3	24.1	CHN_URM	17.9	96.1	GTM	17.7	22.1
BRA_SLV	19.3	24.1	CHN_WHN	17.9	96.1	HTI	19.9	24.9
BRN	29.8	46.2	CHN_XAN	17.9	96.1	HND	19.9	24.9
BGR	6.7	22.9	CHN_XNG	17.9	96.1	HUN	13.9	46
KHM	6.2	53.1	CHN_YCN	17.9	96.1	ISL	19.3	17.7
CMR	27.1	44.5	CHN_ZGZ	17.9	96.1	IND_SAP	21.2	80.6
CAN_MTL	34.4	107.3	COL_BGT	19.9	24.9	IND_SAR	21.2	80.6
CAN_CLG	34.4	107.3	COL_CSR	19.9	24.9	IND_SAS	21.2	80.6
CAN_NFL	34.4	107.3	COG	27.1	44.5	IND_SBR	21.2	80.6
CAN_NSK	34.4	107.3	CRI	19.9	24.9	IND_SCT	21.2	80.6

(注) p-km = passenger km, t-km = ton km

付表 A-14 自動車あたりの年間輸送量想定(前頁からの続き)

Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)	Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)	Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)
CIV	11.3	18.5	IND_SJH	21.2	80.6	JOR	31.3	68.4
HRV	11.1	37.2	IND_SKA	21.2	80.6	KAZ_AMT	16.1	20.5
CUB	12.5	15.7	IND_SKL	21.2	80.6	KAZ_CTL	16.1	20.5
CUW	19.9	24.9	IND_SMP	21.2	80.6	KAZ_WST	16.1	20.5
CYP	13.9	19.9	IND_SMH	21.2	80.6	KEN	23.7	38.9
CZE	10.9	56.6	IND_SMN	21.2	80.6	KOR	24	39.5
PRK	15.9	28.6	IND_SML	21.2	80.6	XKX	18.3	61.6
COD	4.8	7.8	IND_SMZ	21.2	80.6	KWT	25.9	68.4
DNK_CHG	24.1	23.2	IND_SNL	21.2	80.6	KGZ	8.4	15.1
DNK_GLD	24.1	23.2	IND_SOR	21.2	80.6	LAO_VNT	6.2	53.1
DOM	12.4	15.4	IND_SPB	21.2	80.6	LAO_STH	6.2	53.1
ECU	23.1	46	IND_SRJ	21.2	80.6	LVA	12.8	46.9
EGY	25.9	68.4	IND_SSK	21.2	80.6	LBN	25.9	68.4
SLV	19.9	24.9	IND_STN	21.2	80.6	LBY_TPR	25.6	67.5
ERI	27.1	44.5	IND_STG	21.2	80.6	LBY_EST	25.6	67.5
EST	4.9	58.7	IND_STR	21.2	80.6	LTU	17.4	63.6
ETH	27.1	44.5	IND_SUP	21.2	80.6	LUX	24	37.8
FIN	23.8	72.1	IND_SUT	21.2	80.6	MYS_KLP	16.5	84.4
MKD	18.3	61.6	IND_SWB	21.2	80.6	MYS_KCN	16.5	84.4
FRA_PRS	19.4	17.3	IDN_JKT	8.5	44.4	MLT	10.1	3
FRA_MSL	19.4	17.3	IDN_EJV	8.5	44.4	MUS	19.4	31.9
GAB	27.1	44.5	IDN_KMT	8.5	44.4	MEX_MXC	19.9	24.9
GEO	7.6	4.5	IDN_MKS	8.5	44.4	MEX_GDL	19.9	24.9
DEU_BRL	15.7	45.3	IDN_MDN	8.5	44.4	MEX_MTR	19.9	24.9
DEU_KLN	15.7	45.3	IDN_NTN	8.5	44.4	MEX_SLC	19.9	24.9
DEU_MNC	15.7	45.3	IDN_PPU	8.5	44.4	MEX_VRC	19.9	24.9
GHA	27.1	44.5	IDN_SSM	8.5	44.4	MDA	5.5	22.7
GRC	10.5	9.9	IRN_THR	25.9	68.4	MNG_ULB	15.4	27.6
GTM	17.7	22.1	IRN_CST	25.9	68.4	MNG_GBD	15.4	27.6
HTI	19.9	24.9	IRQ	17.2	45.3	MNE	10.8	36.3
HND	19.9	24.9	IRL	19.4	30.2	MAR_CSB	15.2	40.1
HUN	13.9	46	ISR	28.8	63.1	MAR_WSH	15.2	40.1
ISL	19.3	17.7	ITA_ROM	14	16.2	MOZ_MPT	26.3	43.2
IND_SAP	21.2	80.6	ITA_MSN	14	16.2	MOZ_CTL	26.3	43.2
IND_SAR	21.2	80.6	JAM	19.9	24.9	MMR_YGN	6.2	53.1
IND_SAS	21.2	80.6	JPN_TKY	14.8	14.1	MMR_NPD	6.2	53.1
IND_SBR	21.2	80.6	JPN_AMR	14.8	14.1	NAM	27.1	44.5
IND_SCT	21.2	80.6	JPN_FKK	14.8	14.1	NPL	15.9	28.6
IND_SGA	21.2	80.6	JPN_HRS	14.8	14.1	NLD	17.7	25.2
IND_SGJ	21.2	80.6	JPN_NGT	14.8	14.1	NZL	25.8	10.6
IND_SHR	21.2	80.6	JPN_OSK	14.8	14.1	NIC	17.7	22.2
IND_SHP	21.2	80.6	JPN_SPR	14.8	14.1	NER	27.1	44.5
IND_SJK	21.2	80.6	JPN_SND	14.8	14.1	NGA	27.1	44.5

(注) p-km = passenger km, t-km = ton km

付表 A-14 自動車あたりの年間輸送量想定(前頁からの続き)

Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)	Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)	Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)
NOR	19.4	24.4	LKA	15.9	28.6	USA_SMN	47	21.3
OMN	25.9	68.4	SDN	25.9	68.4	USA_SMS	47	21.3
PAK_KRC	44.8	170.5	SUR	11.4	14.3	USA_SMO	47	21.3
PAK_ILB	44.8	170.5	SWE	21.1	50.3	USA_SMT	47	21.3
PAN	19.9	24.9	CHE	17.8	33.4	USA_SNE	47	21.3
PRY	19.9	24.9	SYR	3	8	USA_SNV	47	21.3
PER_LMA	19.9	24.9	TWN	10.4	51.8	USA_SNH	47	21.3
PER_NTH	19.9	24.9	TJK	15.9	28.6	USA_SNJ	47	21.3
PHL_MNL	13.9	39.9	TZA	27.1	44.5	USA_SNM	47	21.3
PHL_DVO	13.9	39.9	THA_BGK	12.8	32.1	USA_SNY	47	21.3
POL	9.5	21.1	THA_CNM	12.8	32.1	USA_SNC	47	21.3
PRT	10.7	21.3	TGO	27.1	44.5	USA_SND	47	21.3
QAT	25.9	68.4	TTO	19.9	24.9	USA_SOH	47	21.3
ROU	6.7	22.9	TUN	14.9	39.4	USA_SOK	47	21.3
RUS_MSC	15.8	20.1	TUR_ITB	19	35.4	USA_SOR	47	21.3
RUS_ALT	15.8	20.1	TUR_CYH	19	35.4	USA_SPA	47	21.3
RUS_BES	15.8	20.1	TKM	15.9	28.6	USA_SRI	47	21.3
RUS_IRK	15.8	20.1	UKR	6.7	22.9	USA_SSC	47	21.3
RUS_KHB	15.8	20.1	ARE	25.9	68.4	USA_SSD	47	21.3
RUS_MGD	15.8	20.1	GBR_LDN	18.7	31	USA_STN	47	21.3
RUS_NNT	15.8	20.1	GBR_EDB	18.7	31	USA_STX	47	21.3
RUS_NVB	15.8	20.1	USA_SAL	47	21.3	USA_SUT	47	21.3
RUS_SKH	15.8	20.1	USA_SAK	47	21.3	USA_SVT	47	21.3
RUS_SKV	15.8	20.1	USA_SAZ	47	21.3	USA_SVA	47	21.3
RUS_TYY	15.8	20.1	USA_SAR	47	21.3	USA_SWA	47	21.3
RUS_TMN	15.8	20.1	USA_SCA	47	21.3	USA_SWV	47	21.3
RUS_VLG	15.8	20.1	USA_SCO	47	21.3	USA_SWI	47	21.3
RUS_VDS	15.8	20.1	USA_SCT	47	21.3	USA_SWY	47	21.3
RUS_STH	15.8	20.1	USA_SDE	47	21.3	USA_SDC	47	21.3
RUS_YKT	15.8	20.1	USA_SFL	47	21.3	USA_NAL	47	21.3
RUS_YML	15.8	20.1	USA_SGA	47	21.3	USA_APL	47	21.3
SAU_RYD	25.9	68.4	USA_SHI	47	21.3	USA_PRM	47	21.3
SAU_CST	25.9	68.4	USA_SID	47	21.3	USA_SWU	47	21.3
SAU_YNB	25.9	68.4	USA_SIL	47	21.3	USA_WIL	47	21.3
SEN	14.3	23.5	USA_SIN	47	21.3	URY	19.9	24.8
SRB	15.5	12	USA_SIA	47	21.3	UZB	15.9	28.6
SGP	33.3	65	USA_SKS	47	21.3	VEN	19.9	24.9
SVK	8	48.8	USA_SKY	47	21.3	VNM_HNI	6.2	53.1
SVN	11.1	20.7	USA_SLA	47	21.3	VNM_HCM	6.2	53.1
ZAF	23.7	38.9	USA_SME	47	21.3	VNM_CTL	6.2	53.1
SSD	27.1	44.5	USA_SMD	47	21.3	YEM	9.8	25.8
ESP_BCN	12.8	32.2	USA_SMA	47	21.3	ZMB	13.1	21.5
ESP_MDD	12.8	32.2	USA_SMI	47	21.3	ZWE	12.8	20.9

(注) p-km = passenger km, t-km = ton km.

付表 A-14 自動車あたりの年間輸送量想定(前頁からの続き)

Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)
MLI	27.1	44.5
OAS	15.9	28.6
OOC	25.8	10.6
OAC	7.9	9.9
OME_RML	25.9	68.4
OAF_NDM	27.1	44.5
OAF_MDG	27.1	44.5
OAF_HOA	27.1	44.5
OER_MNC	25	7.4
NTS	0	0

Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)
WMS	0	0
EMS	0	0
SHD	0	0
ECS	0	0
SPI	0	0
GOT	0	0
FKI	0	0
NWS	0	0
BFB	0	0
CAR	0	0

Node	Passenger vehicle (1000 p-km/vehicle/year)	Truck (1000 t-km/vehicle/year)
EBS	0	0
KRS	0	0
LVS	0	0
NCS	0	0
SCS	0	0
BKS	0	0
MEG	0	0
ARC	0	0
ANT	0	0

付録B 地理的解像度を下げた NE5.0 モデルの地域区分概要

第3章では14地域版~306地域版のNE5.0モデルを構築した。付表B-1に各モデルにおける地域別ノード数を示す。また、第5章では100地域分割、第6章では132地域分割を選択したが、これらについては363地域分割とのノード対応表を付表B-2と付表B-3に示す。

付表 B-1 14 地域~363 地域版 NE5.0 モデルにおける地域別ノード数

	14 nodes	50 nodes	100 nodes	132 nodes	233 nodes	306 nodes	363 nodes
Canada	1	1	2	6	6	6	6
China	1	5	11	12	33	33	33
India	1	5	5	7	29	29	29
Japan	1	2	6	6	8	8	8
Russia	1	1	11	17	21	21	21
United States	1	4	5	13	56	56	56
ASEAN	1	2	14	18	26	26	26
Eastern Europe	1	3	3	3	3	18	29
Latin America	1	5	9	12	12	20	43
Middle East and North Africa	1	5	8	8	8	26	30
Oceania	1	1	5	5	5	6	6
Other Asia	1	3	7	8	9	15	23
Sub-Saharan Africa	1	3	4	6	6	20	29
Western Europe	1	10	10	11	11	22	24

付表 B-2 世界 100 分割と世界 363 地域分割のノード対応表

100 nodes	363 nodes
AUS_SDY	AUS_SDY, AUS_PRT
BRA	BRA_SPL, BRA_AMZ, BRA_BLM, BRA_BRS, BRA_PAG, BRA_RCL, BRA_RDJ, BRA_SLV
BRN	BRN
KHM	KHM
CAN_MTL	CAN_MTL, CAN_NFL, CAN_NSK
CHL_STG	CHL_STG
CHN_SHY	CHN_CHC, CHN_HBN, CHN_SHY
CHN_BJN	CHN_BJN, CHN_JNN, CHN_SZG, CHN_TYN, CHN_TJN
CHN_HHT	CHN_HHT
CHN_SNH	CHN_FZH, CHN_HZH, CHN_HFI, CHN_NNJ, CHN_SNH, ECS
CHN_CGQ	CHN_CND, CHN_CGQ
CHN_WHN	CHN_CGS, CHN_NCG, CHN_WHN, CHN_ZGZ
CHN_LNZ	CHN_LZH, CHN_TRM, CHN_XAN, CHN_XNG, CHN_YCN
CHN_HKG	CHN_GYG, CHN_HIK, CHN_HKG, CHN_NNN
CHN_KUN	CHN_KNM
PRK	PRK
DNK	DNK_CHG
FRA	FRA_PRS, FRA_MSL
DEU	DEU_BRL, DEU_KLN, DEU_MNC
IND_DLH	IND_SHR, IND_SHP, IND_SJK, IND_SPB, IND_SRJ, IND_SUP, IND_SUT
IND_KLK	IND_SAR, IND_SAS, IND_SBR, IND_SJH, IND_SMN, IND_SML, IND_SMZ, IND_SNL, IND_SOR, IND_SSK, IND_STR, IND_SWB
IND_MMB	IND_SGA, IND_SGJ, IND_SMP, IND_SMH
IND_CHN	IND_SAP, IND_SKA, IND_SKL, IND_STN, IND_STG
IDN_JKT	IDN_JKT, IDN_EJV, IDN_KMT, IDN_MKS, IDN_PPU
IDN_SMT	IDN_MDN, IDN_SSM
IRN	IRN_THR, IRN_CST
ITA	ITA_ROM, ITA_MSN
JPN_SAP	JPN_SPR
JPN_TKY	JPN_TKY, JPN_SND
JPN_OSK	JPN_HRS, JPN_OSK
JPN_FKO	JPN_FKK
KOR	KOR
LAO	LAO_VNT, LAO_STH
MYS_KLM	MYS_KLP
MYS_KCN	MYS_KCN
MEX	MEX_MXC, MEX_GDL, MEX_MTR, MEX_SLC, MEX_VRC
MNG	MNG_ULB, MNG_GBD
MMR	MMR_YGN, MMR_NPD
NZL	NZL
PER	PER_LMA, PER_NTH
PHL	PHL_MNL, PHL_DVO
QAT	QAT
RUS_KBV	RUS_KHB, RUS_VDS
RUS_NVB	RUS_ALT, RUS_NVB
RUS_MSC	RUS_MSC, RUS_STH
SAU	SAU_RYD, SAU_CST, SAU_YNB, MEG
SGP	SGP
ZAF	ZAF
CT	TWN
THA	THA_BGK, THA_CNM, GOT
GBR	GBR_LDN, GBR_EDB
USA_NYK	USA_SCT, USA_SDE, USA_SIL, USA_SIN, USA_SIA, USA_SME, USA_SMD, USA_SMA, USA_SMI, USA_SMN, USA_SNE, USA_SNH, USA_SNJ, USA_SNY, USA_SND, USA_SOH, USA_SPA, USA_SRI, USA_SSD, USA_SVT, USA_SWV, USA_SWI, USA_SDC, USA_APL, USA_WIL

付表 B-2 世界 100 分割と世界 363 地域分割のノード対応表(前頁からの続き)

100 nodes	363 nodes
USA_LOS	USA_SAK, USA_SAZ, USA_SCA, USA_SHI, USA_SID, USA_SMT, USA_SNV, USA_SNM, USA_SOR, USA_SWA
USA_HST	USA_SAL, USA_SAR, USA_SFL, USA_SGA, USA_SKS, USA_SKY, USA_SLA, USA_SMS, USA_SMO, USA_SNC, USA_SOK, USA_SSC, USA_STN, USA_STX, USA_SVA, USA_PRM
VNM_HNI	VNM_HNI
VNM_HCM	VNM_HCM, VNM_CTL
AUP_BUA	ARG_BUA, ARG_NQN, BOL, PRY, URY
BNL_ATD	BEL, LUX, NLD
CER_WSW	AUT, CZE, EST, HUN, LVA, LTU, MLT, POL, SVK, SVN, CHE, OER_MNC
EAP_MDD	PRT, ESP_BCN, ESP_MDD
EER_KEV	BLR, MDA, ROU, UKR, BKS
NEAF_CIR	EGY, SSD, SDN, EMS
NER_STK	FIN, ISL, IRL, NOR, SWE
NWAF_CSB	DZA_ALG, DZA_CTL, MAR_CSB, MAR_WSH
OAC_BGT	COL_BGT, COL_CSR, CRI, CUB, CUW, DOM, ECU, SLV, GTM, HTI, HND, JAM, NIC, PAN, SUR, TTO, OAC_STD
OAP_DUB	OMN, ARE, YEM
OAS_SMK	ARM, BGD, GEO, KAZ_AMT, KAZ_CTL, KGZ, NPL, PAK_KRC, PAK_ILB, LKA, TJK, TKM, UZB, OAS_KBL
OME_BGD	BHR, IRQ, ISR, JOR, KWT, LBN, SYR, OME_RML
OOC_PMB	OOC_PMB
SEAF_NRB	BWA, ERI, ETH, KEN, MUS, MOZ_MPT, MOZ_CTL, NAM, TZA, ZMB, ZWE, OAF_MDG
TAB_ITB	ALB, BIH, BGR, HRV, CYP, MKD, GRC, XKX, MNE, SRB, TUR_ITB, TUR_CYH
WAF_LGS	AGO, BEN, CMR, COG, CIV, COD, GAB, GHA, NER, NGA, SEN, TGO, MLI, OAF_NDM, SHD
AUS_NAS	AUS_EAS
AUS_WAS	AUS_WAS
CAN_CLG	CAN_CLG
CHL_ACM	CHL_ACM
CHN_LSA	CHN_LHS
CHN_UMQ	CHN_URM
DNK_GLD	DNK_GLD, BFB, CAR
IND_EST	IND_SCT
IDN_NTN	IDN_NTN, SPI
JPN_AMR	JPN_AMR
JPN_NGT	JPN_NGT
RUS_IRK	RUS_IRK
RUS_MGD	RUS_BES, RUS_MGD
RUS_NNT	RUS_NNT, EBS, KRS
RUS_SKH	RUS_SKH
RUS_SKV	RUS_SKV
RUS_TMN	RUS_TMN, RUS_VLG
RUS_YKT	RUS_YKT
RUS_YML	RUS_TYY, RUS_YML, LVS, ARC
USA_ASK	USA_NAL
USA_DNV	USA_SCO, USA_SUT, USA_SWY, USA_SWU
EUR_NTS	NTS, NWS
NEAF_TRP	LBY_TPR, LBY_EST, TUN, WMS
SEAF_HOA	OAF_HOA
AUP_PTG	ARG_PTG, FKI, ANT
OAC_CRC	VEN
OAS_BAK	AZE, NCS, SCS
OAS_WKZ	KAZ_WST

付表 B-3 世界 132 分割と世界 363 地域分割のノード対応表

132 nodes	363 nodes
AUS_SDY	AUS_SDY, AUS_PRT
AUS_NAS	AUS_EAS
AUS_WAS	AUS_WAS
OAS_BAK	AZE, NCS, SCS
BRA_SPL	BRA_SPL, BRA_BRS, BRA_PAG, BRA_RCL, BRA_RDJ, BRA_SLV
BRA_AMZ	BRA_AMZ
BRA_BLM	BRA_BLM
BRN	BRN
KHM	KHM
CAN_MTL	CAN_MTL
CAN_CAL	CAN_CLG
CAN_NFL	CAN_NFL
CAN_NSK	CAN_NSK
CHL_STG	CHL_STG
CHL_ACM	CHL_ACM
CHN_SHY	CHN_CHC, CHN_HBN, CHN_SHY
CHN_BJN	CHN_BJN, CHN_JNN, CHN_SZG, CHN_TYN, CHN_TJN
CHN_HHT	CHN_HHT
CHN_SNH	CHN_FZH, CHN_HZH, CHN_HFI, CHN_NNJ, CHN_SNH
CHN_CGQ	CHN_CND, CHN_CGQ
CHN_WHN	CHN_CGS, CHN_NCG, CHN_WHN, CHN_ZGZ
CHN_LNZ	CHN_LZH, CHN_TRM, CHN_XAN, CHN_XNG, CHN_YCN
CHN_HKG	CHN_GYG, CHN_HIK, CHN_HKG, CHN_NNN
CHN_KUN	CHN_KNM
CHN_LSA	CHN_LHS
CHN_UMQ	CHN_URM
PRK	PRK
DNK	DNK_CHG
DNK_GLD	DNK_GLD
FRA	FRA_PRS, FRA_MSL
DEU	DEU_BRL, DEU_KLN, DEU_MNC
IND_DLH	IND_SHR, IND_SPB, IND_SRJ, IND_SUP, IND_SUT
IND_KLK	IND_SBR, IND_SJH, IND_SOR, IND_SSK, IND_SWB
IND_MMB	IND_SGA, IND_SGJ, IND_SMP, IND_SMH
IND_CHN	IND_SAP, IND_SKA, IND_SKL, IND_STN, IND_STG
IND_EST	IND_SCT
IND_NET	IND_SAR, IND_SAS, IND_SMN, IND_SML, IND_SMZ, IND_SNL, IND_STR
IND_NTH	IND_SHP, IND_SJK
IDN_JKT	IDN_JKT, IDN_KMT, IDN_MKS
IDN_SMT	IDN_MDN, IDN_SSM
IDN_EJV	IDN_EJV
IDN_NTN	IDN_NTN
IDN_PPU	IDN_PPU
IRN	IRN_THR, IRN_CST
ITA	ITA_ROM, ITA_MSN
JPN_SAP	JPN_SPR
JPN_TKY	JPN_TKY, JPN_SND
JPN_OSK	JPN_HRS, JPN_OSK
JPN_FKO	JPN_FKK
JPN_AMR	JPN_AMR
JPN_NGT	JPN_NGT
KOR	KOR
LAO	LAO_VNT, LAO_STH
MYS_KLM	MYS_KLP
MYS_KCN	MYS_KCN
MEX	MEX_MXC, MEX_GDL, MEX_MTR, MEX_SLC, MEX_VRC
MNG	MNG_ULB, MNG_GBD

付表 B-3 世界 132 分割と世界 363 地域分割のノード対応表(前頁からの続き)

132 nodes	363 nodes
MMR	MMR_YGN, MMR_NPD
NZL	NZL
PER	PER_LMA, PER_NTH
PHL	PHL_MNL, PHL_DVO
QAT	QAT
RUS_KBV	RUS_KHB, RUS_VDS
RUS_NVB	RUS_ALT, RUS_NVB
RUS_MSC	RUS_MSC, RUS_STH
RUS_BES	RUS_BES
RUS_IRK	RUS_IRK
RUS_MGD	RUS_MGD
RUS_NNT	RUS_NNT
RUS_SKH	RUS_SKH
RUS_SKV	RUS_SKV
RUS_TMN	RUS_TMN, RUS_VLG
RUS_TYY	RUS_TYY
RUS_YKT	RUS_YKT
RUS_YML	RUS_YML
SAU	SAU_RYD, SAU_CST, SAU_YNB, MEG
SGP	SGP
ZAF	ZAF
TWN	TWN
THA	THA_BGK, THA_CNM
OAS_TKM	TKM
GBR	GBR_LDN, GBR_EDB
USA_ALB	USA_SAZ, USA_SNM
USA_ATL	USA_SAL, USA_SFL, USA_SGA, USA_SKY, USA_SNC, USA_SSC, USA_STN, USA_SVA
USA_CCG	USA_SIL, USA_SIN, USA_SIA, USA_SMI, USA_SMN, USA_SMO, USA_SNE, USA_SND, USA_SOH, USA_SSD, USA_SWV, USA_SWI
USA_DNV	USA_SCO, USA_SKS
USA_HST	USA_SAR, USA_SLA, USA_SMS, USA_SOK, USA_STX
USA_LOS	USA_SCA, USA_SHI
USA_NYK	USA_SCT, USA_SDE, USA_SME, USA_SMD, USA_SMA, USA_SNH, USA_SNJ, USA_SNY, USA_SPA, USA_SRI, USA_SVT, USA_SDC
USA_SAT	USA_SAK, USA_SID, USA_SMT, USA_SNV, USA_SOR, USA_SUT, USA_SWA, USA_SWY
USA_ASK	USA_NAL
USA_APL	USA_APL
USA_PRM	USA_PRM
USA_SWU	USA_SWU
USA_WIL	USA_WIL
OAC_CRC	VEN
VNM_HNI	VNM_HNI, VNM_CTL
VNM_HCM	VNM_HCM
AUP_BUA	ARG_BUA, ARG_NQN, BOL, PRY, URY
AUP_PTG	ARG_PTG, FKI
BNL_ATD	BEL, LUX, NLD
CER_WSW	AUT, CZE, EST, HUN, LVA, LTU, MLT, POL, SVK, SVN, CHE, OER_MNC
EAP_MDD	PRT, ESP_BCN, ESP_MDD
EER_KEV	BLR, MDA, ROU, UKR, BKS
NEAF_TRP	LBY_TPR, LBY_EST, TUN, WMS
NEAF_CIR	EGY, SSD, SDN, EMS
NER_STK	FIN, ISL, IRL, NOR, SWE
NWAF_CSB	DZA_ALG, DZA_CTL, MAR_CSB, MAR_WSH
OAC_BGT	COL_BGT, COL_CSR, CRI, CUB, CUW, DOM, ECU, SLV, GTM, HTI, HND, JAM, NIC, PAN, SUR, TTO, OAC_STD
OAP_DUB	OMN, YEM

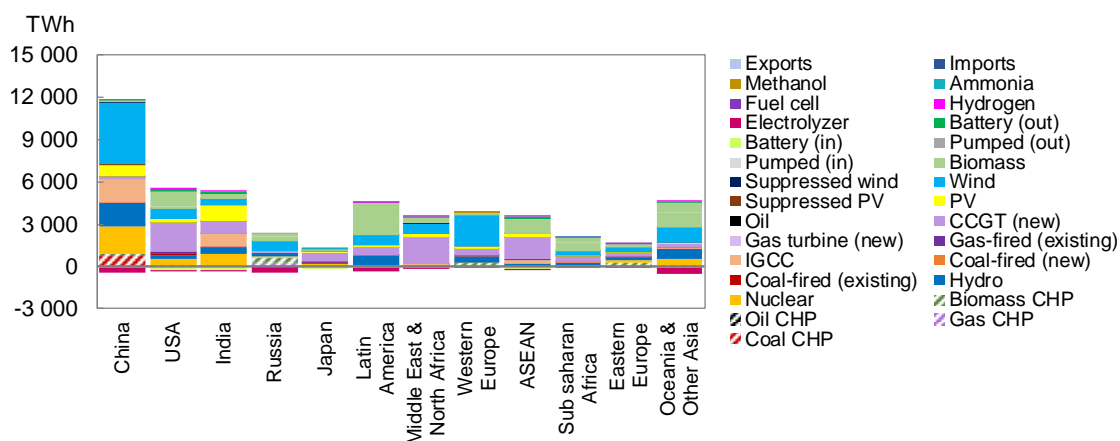
付表 B-3 世界 132 分割と世界 363 地域分割のノード対応表(前頁からの続き)

132 nodes	363 nodes
OAS_SMK	ARM, BGD, GEO, KAZ_AMT, KAZ_CTL, KGZ, NPL, PAK_KRC, PAK_ILB, LKA, TJK, UZB, OAS_KBL
OAS_WKZ	KAZ_WST
OME_BGD	BHR, IRQ, ISR, JOR, KWT, LBN, SYR, ARE, OME_RML
OOC_PMB	OOC_PMB
SEAF_NRB	BWA, ERI, ETH, KEN, MUS, NAM, TZA, ZMB, ZWE
SEAF_HOA	OAF_HOA
SEAF_MOZ	MOZ_MPT, MOZ_CTL
SEAF_MDG	OAF_MDG
TAB_ITB	ALB, BIH, BGR, HRV, CYP, MKD, GRC, XKX, MNE, SRB, TUR_ITB, TUR_CYH
WAF_LGS	AGO, BEN, CMR, COG, CIV, COD, GAB, GHA, NER, NGA, SEN, TGO, MLI, OAF_NDM, SHD
NTS	NTS
ECS	ECS
SPI	SPI
GOT	GOT
NWS	NWS
BFB	BFB
CAR	CAR
EBS	EBS
KRS	KRS
LVS	LVS
ARC	ARC
ANT	ANT

付録C 第4章の結果補足

C.1. 第4.1節の FullTech シナリオにおける主要地域の2050年の電源構成

第4.1節の FullTech シナリオについて、主要地域の2050年の電源構成を付図 C-1 に示す。各地域の電源構成に地域特性が窺える。例えば、中国やインドは再生可能エネルギー（特に VRE）と共に原子力が一定シェアを有する。ロシアやラテンアメリカ、サブサハラではバイオマスが発電電力量の5割程度に達した。ロシアでは低炭素化を実施しつつ、電力需要と共に熱需要も満たすため、バイオマス CHP（熱電併給）が選択されている。米国や中東・北アフリカ、東南アジアは CO₂回収装置付き天然ガスを利用する姿となった。廃ガス田や帯水層への CO₂貯留が重要な役割を果たしている。日本は、原子力や太陽光、風力の利用（2050年時点で、それぞれ 23GW と 78GW、8GW）と共に、2030年以降に CO₂回収装置付き天然ガス火力で排出削減をなす姿になった。日本における CO₂の年間回収・貯留（帯水層貯留）は2050年では 54 Mt-C/year 規模でなされた。

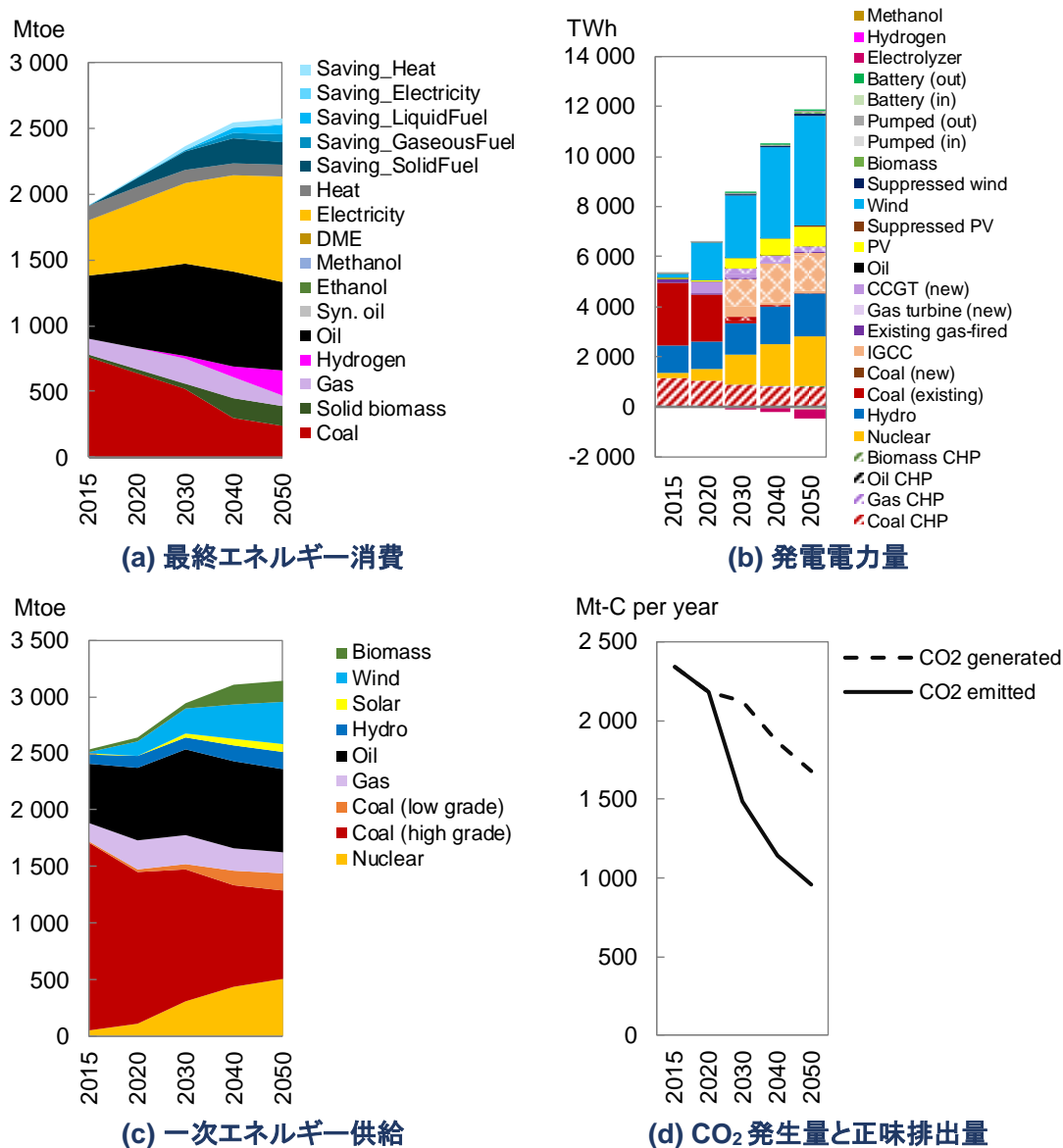


付図 C-1 第4.1節の FullTech シナリオにおける主要地域の電源構成(2050年)

(注)化石燃料火力発電には CO₂回収装置付きの設備も含んだ表示となっている

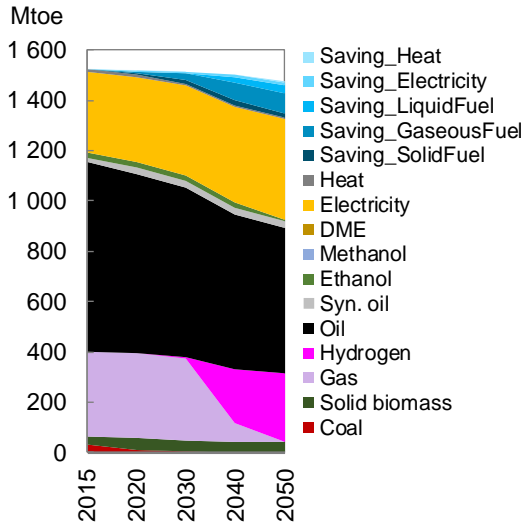
C.2. 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける主要地域の結果

第 4.1 節の FullTech シナリオにおける主要地域(中国, 米国, インド, ロシア, 日本, ラテンアメリカ, 中東・北アフリカ, 西欧, ASEAN, サブサハラアフリカ, 東欧, その他アジア, オセアニア)の最終エネルギー消費, 発電, 一次エネルギー供給, CO₂ 排出量を付図 C-2~付図 C-14 に示す.

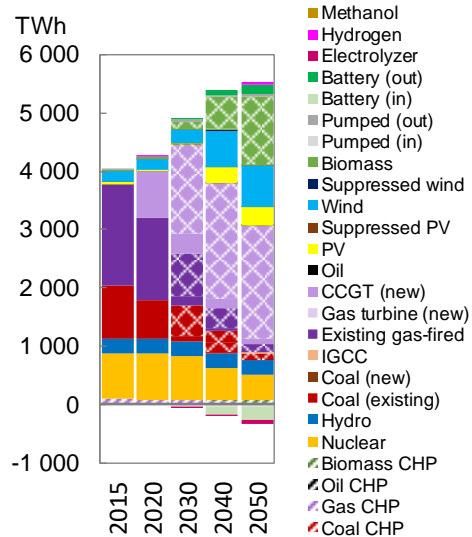


付図 C-2 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける中国の結果

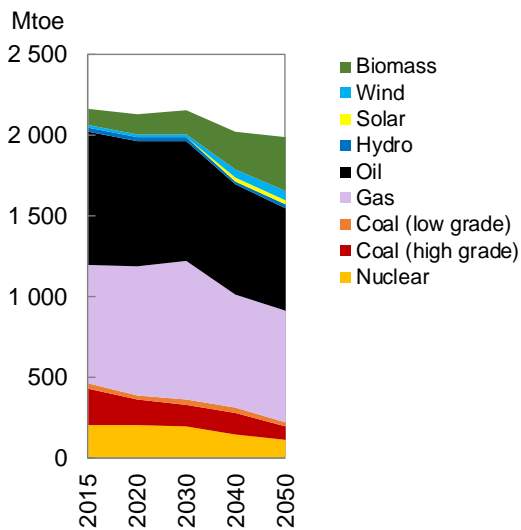
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを, 斜線部は CHP を示す. 図中では明示的に示していないが, 2050 年までにほぼ全ての CHP にも CO₂ 回収装置が設置され, 排出削減を実現している



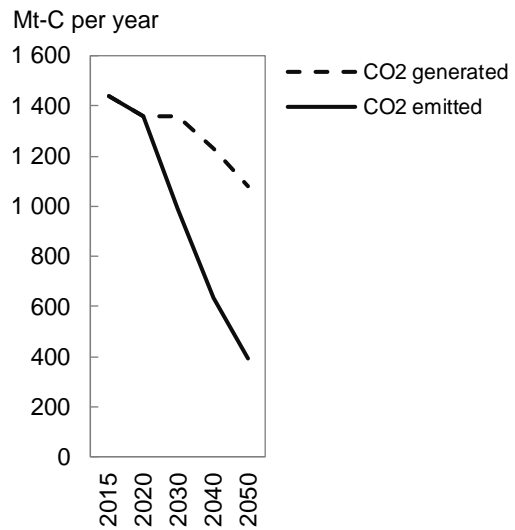
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



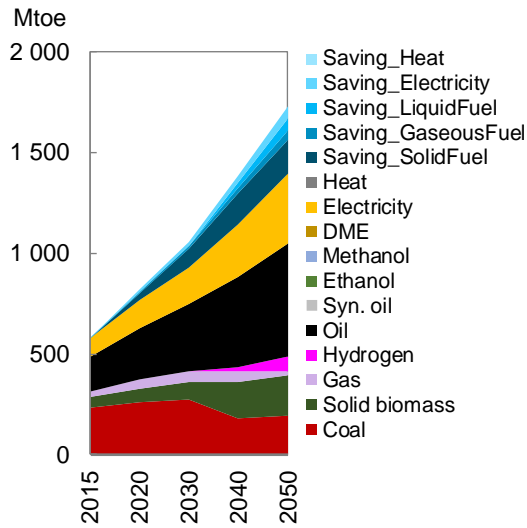
(c) 一次エネルギー供給



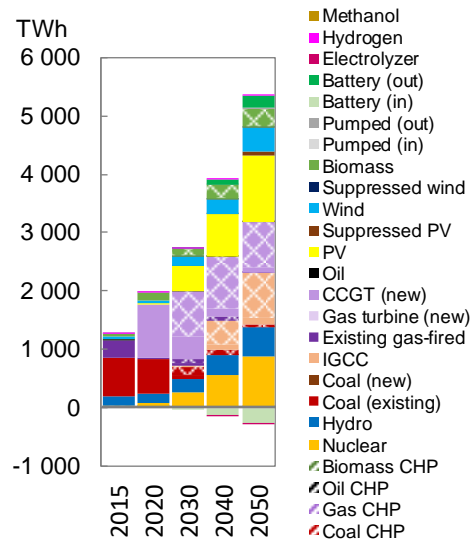
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-3 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける米国の結果

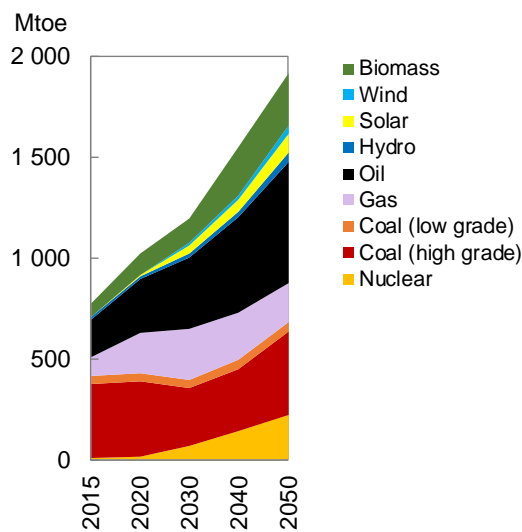
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを示す



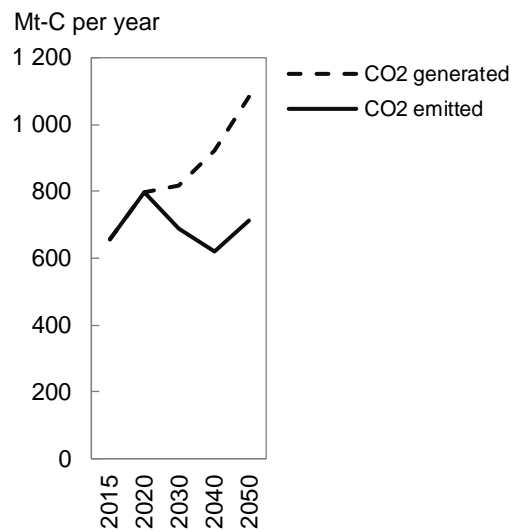
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



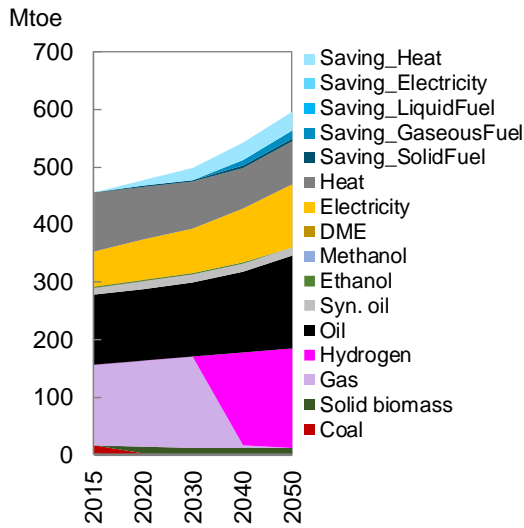
(c) 一次エネルギー供給



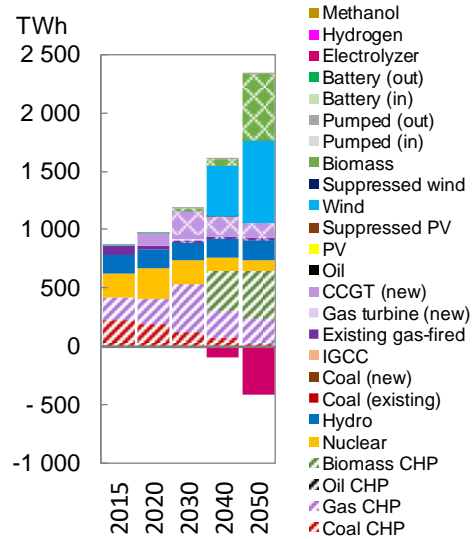
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-4 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるインドの結果

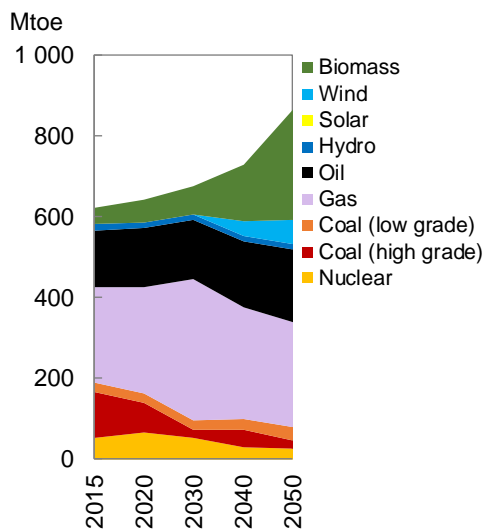
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを示す



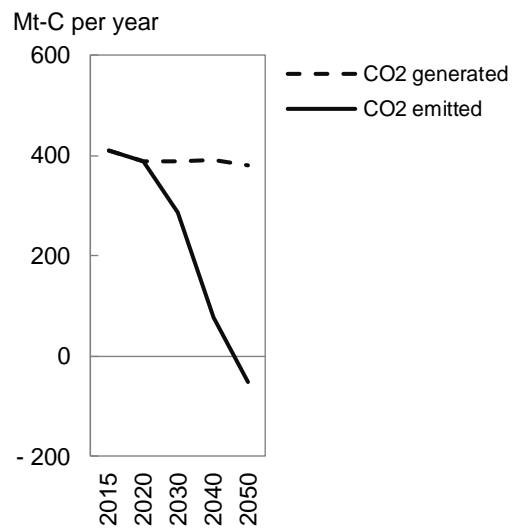
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



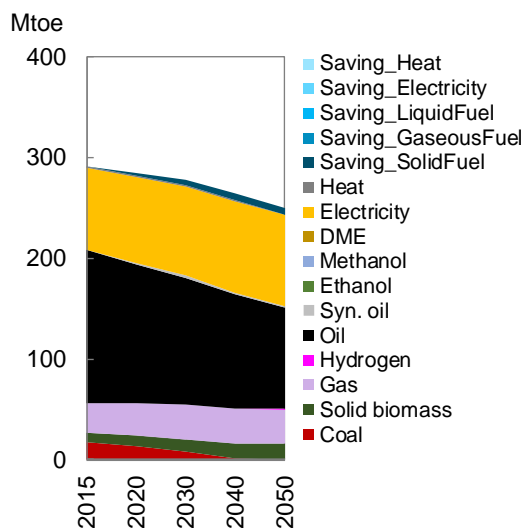
(c) 一次エネルギー供給



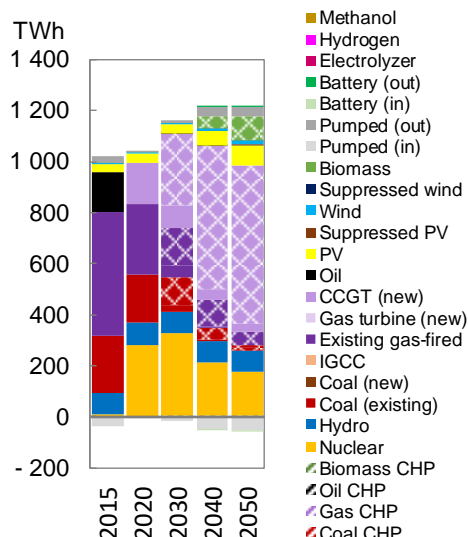
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-5 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるロシアの結果

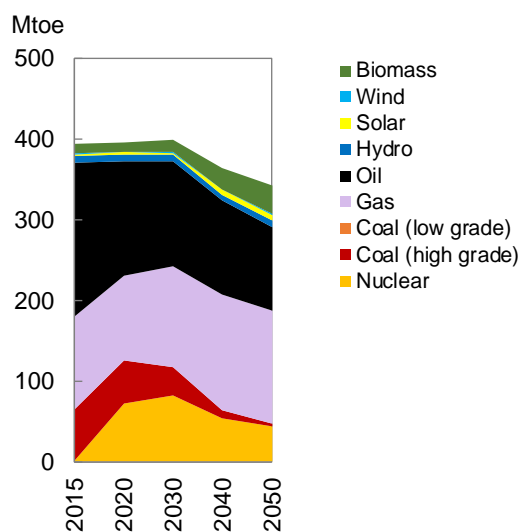
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを, 斜線部は CHP を示す. 図中では明示的に示していないが, 2050 年までにほぼ全ての CHP にも CO₂ 回収装置が設置され, 排出削減を実現している



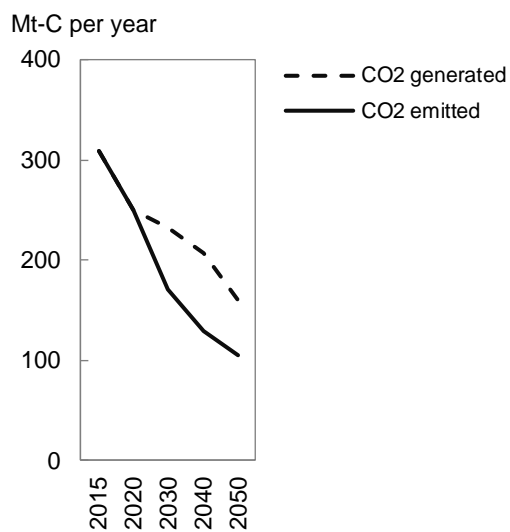
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



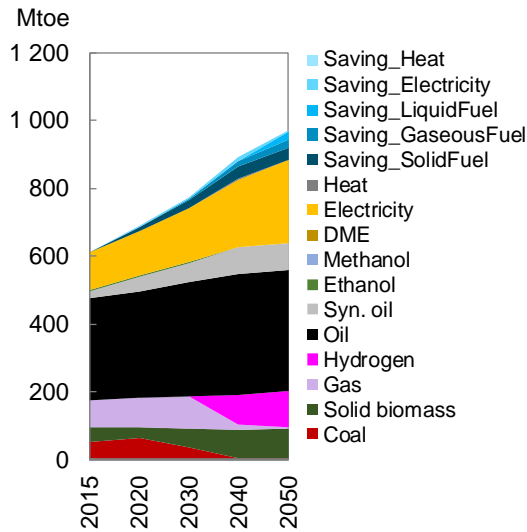
(c) 一次エネルギー供給



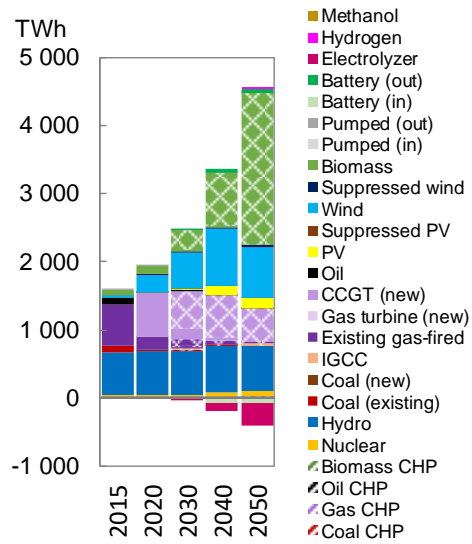
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-6 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける日本の結果

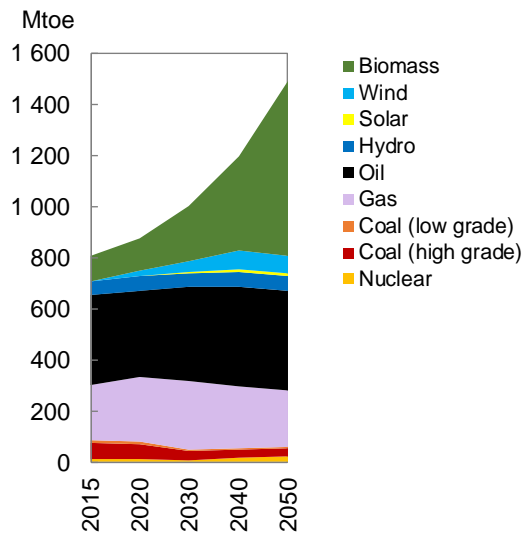
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを示す



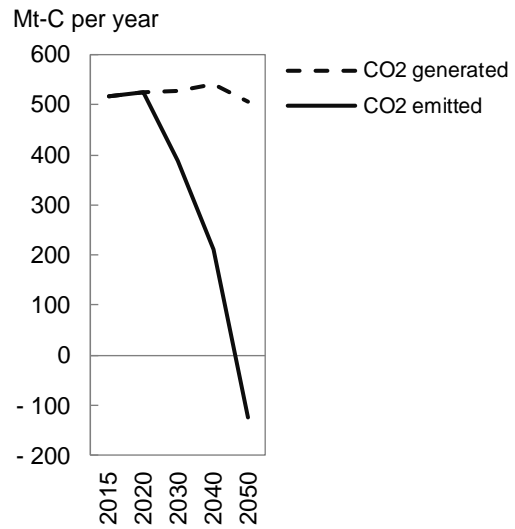
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



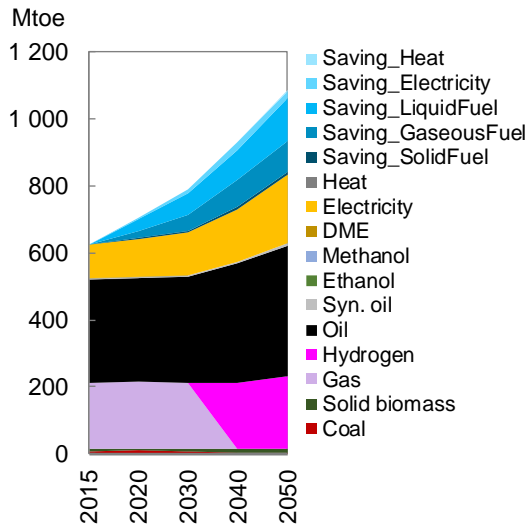
(c) 一次エネルギー供給



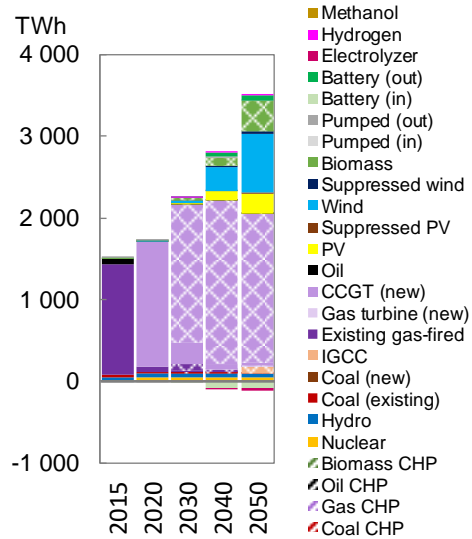
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-7 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるラテンアメリカの結果

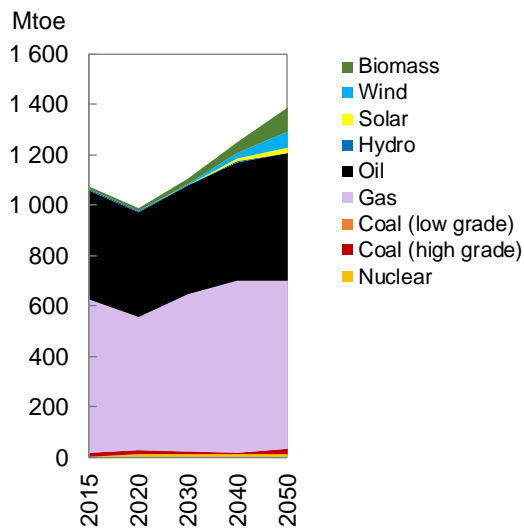
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを示す



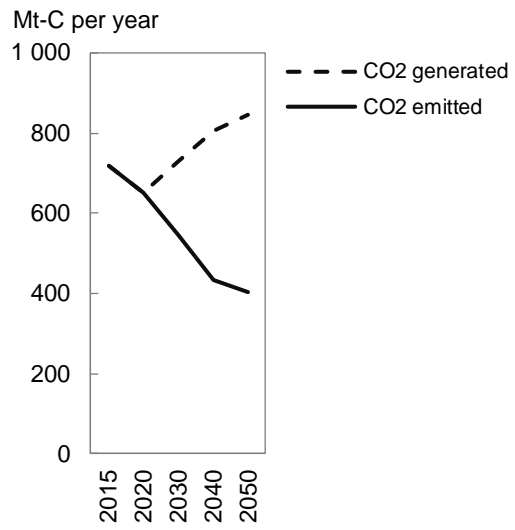
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



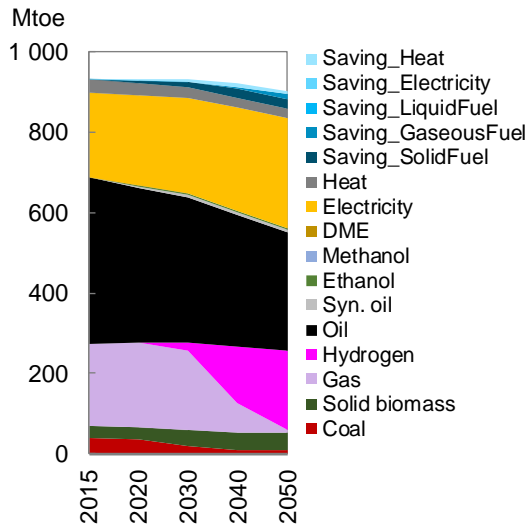
(c) 一次エネルギー供給



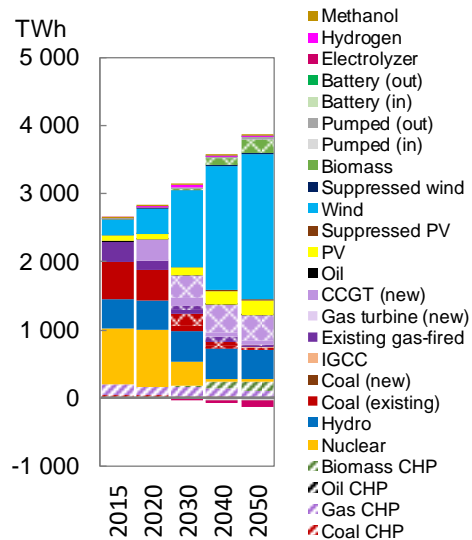
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-8 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける中東・北アフリカの結果

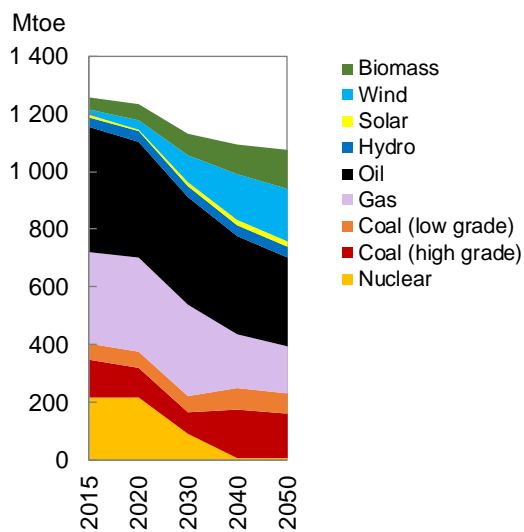
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを示す



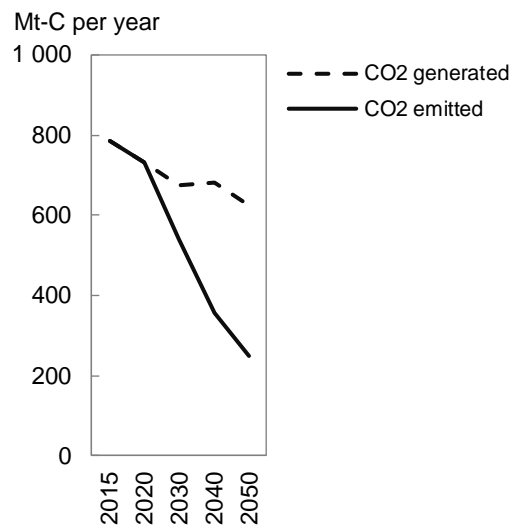
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



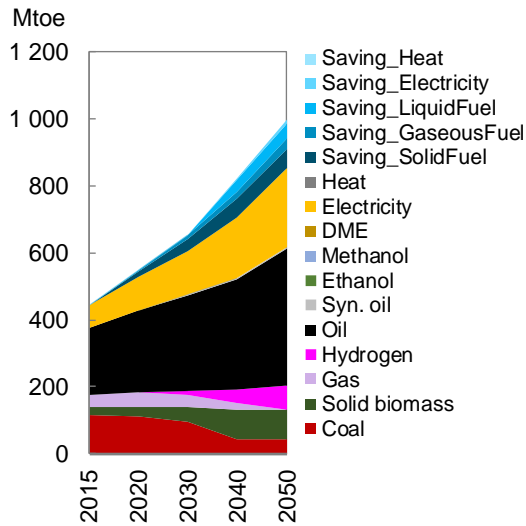
(c) 一次エネルギー供給



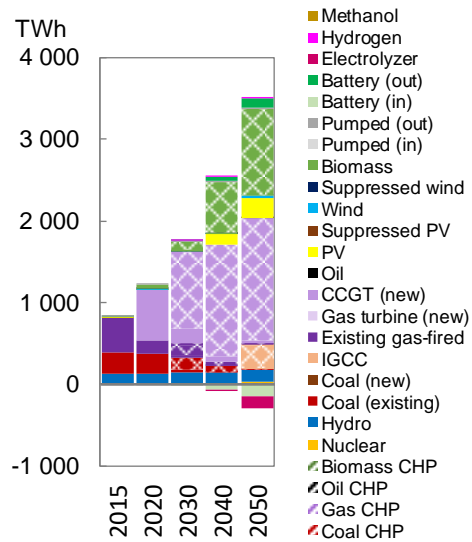
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-9 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける西欧の結果

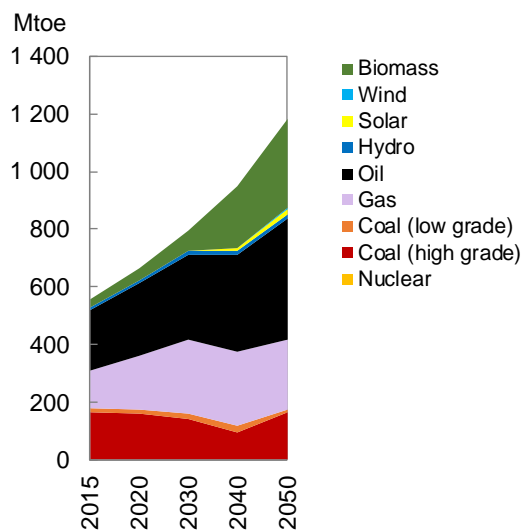
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを, 斜線部は CHP を示す. 図中では明示的に示していないが, 2050 年までにほぼ全ての CHP にも CO₂ 回収装置が設置され, 排出削減を実現している



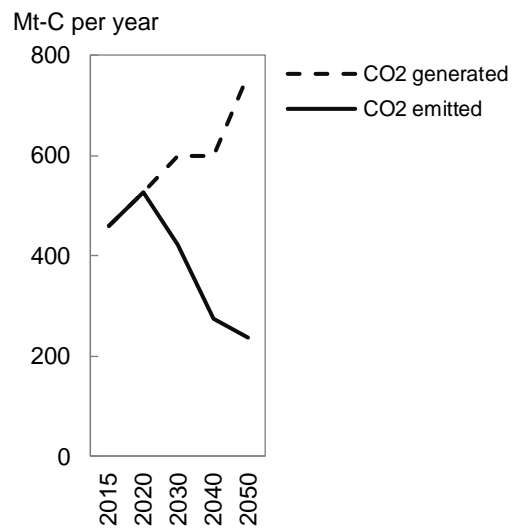
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



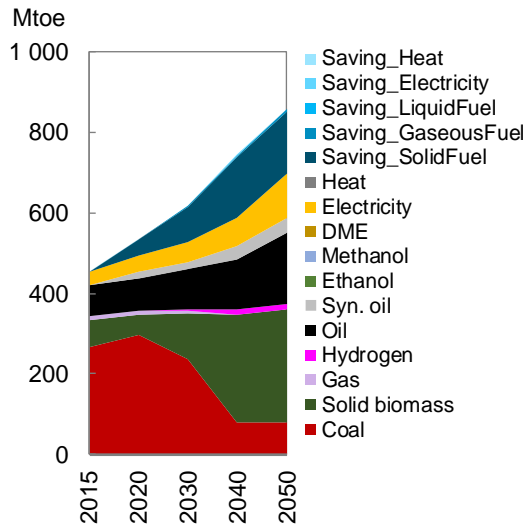
(c) 一次エネルギー供給



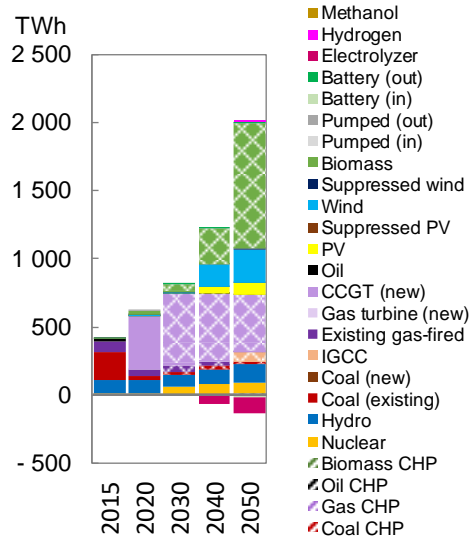
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-10 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける ASEAN の結果

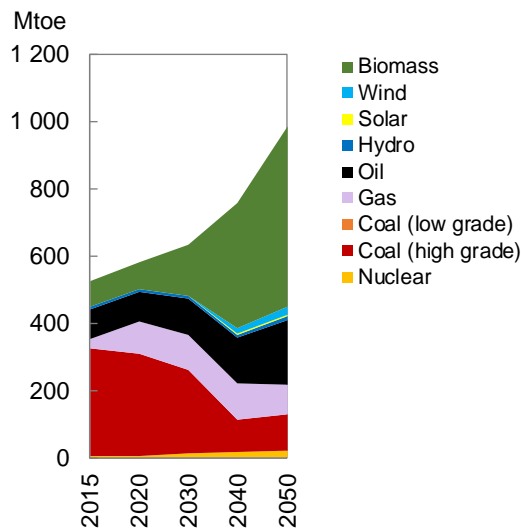
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを示す



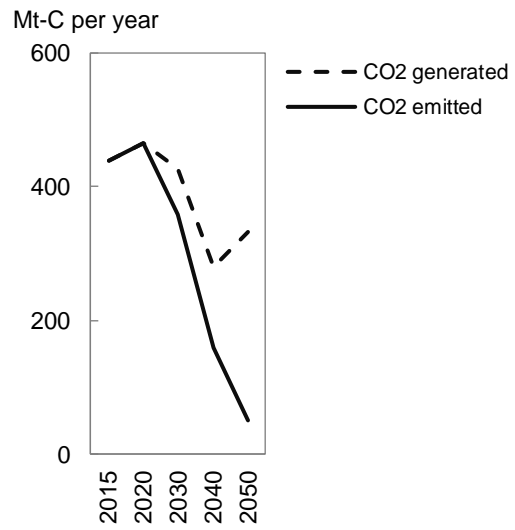
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



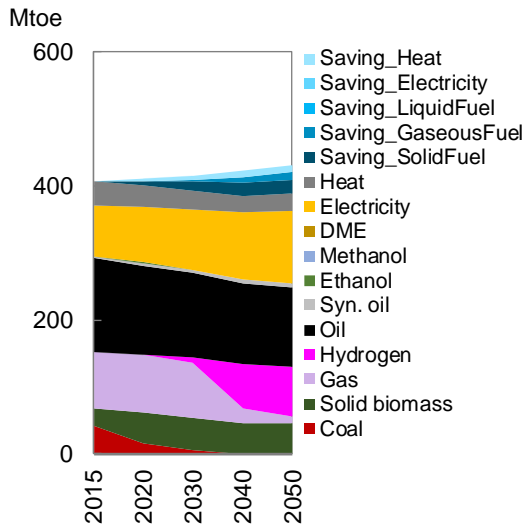
(c) 一次エネルギー供給



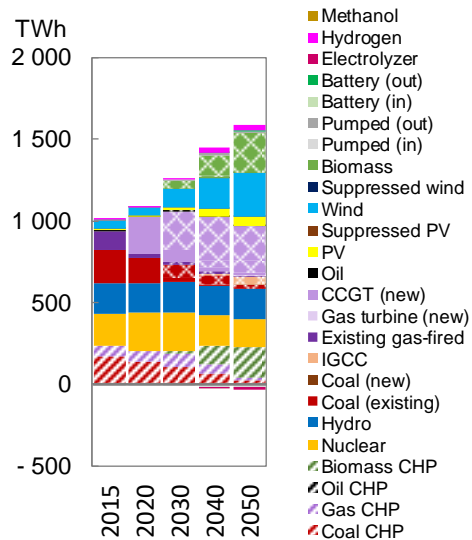
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-11 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるサブサハラアフリカの結果

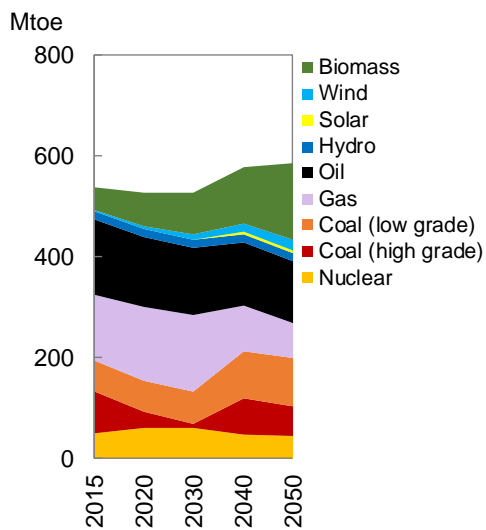
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを示す



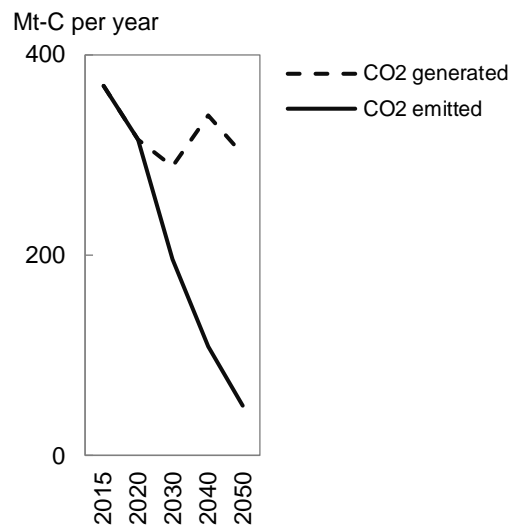
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



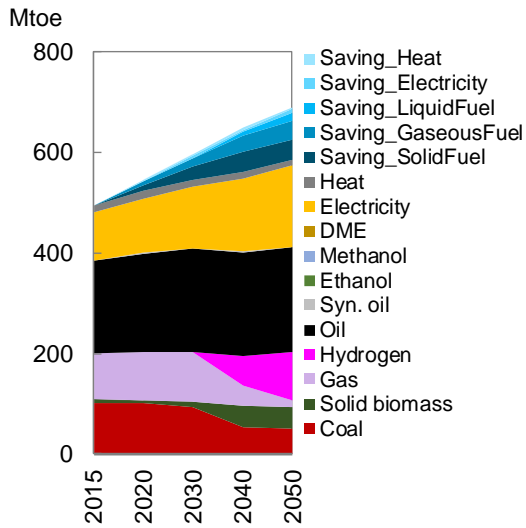
(c) 一次エネルギー供給



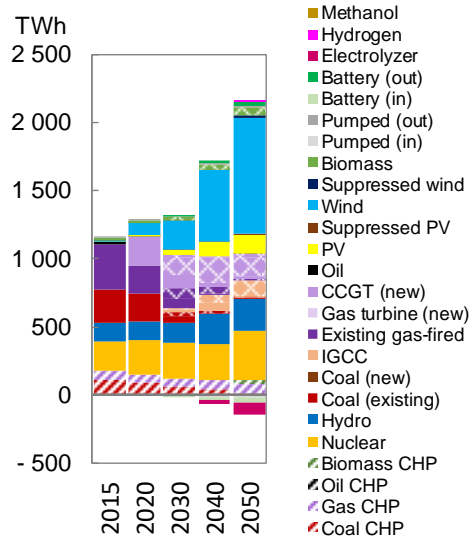
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-12 第 4.1 節の FullTech シナリオにおける東欧の結果

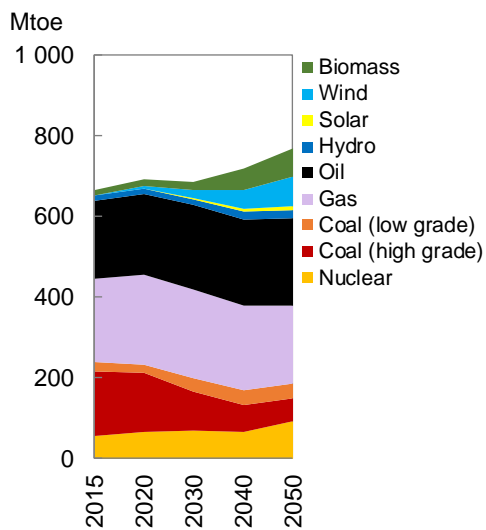
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを, 斜線部は CHP を示す. 図中では明示的に示していないが, 2050 年までにほぼ全ての CHP にも CO₂ 回収装置が設置され, 排出削減を実現している



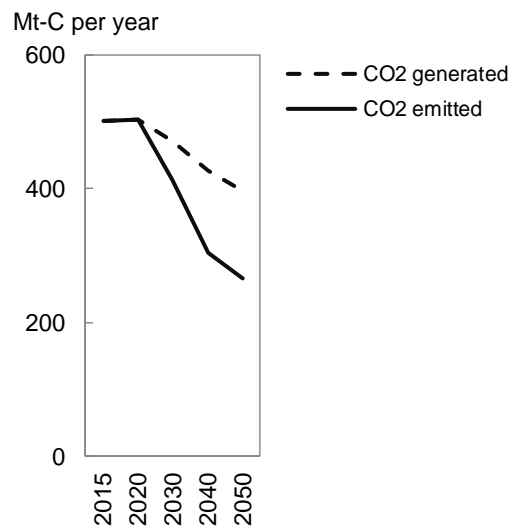
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



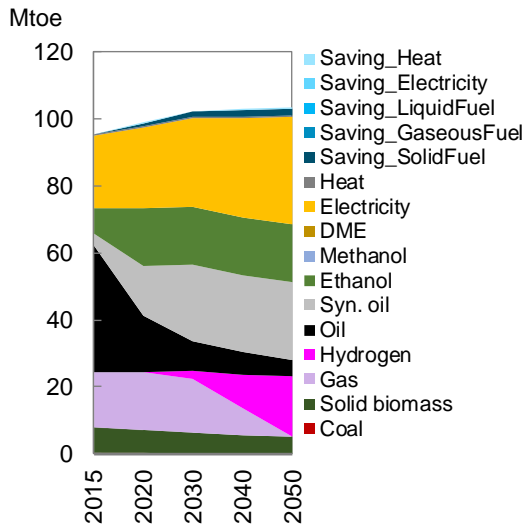
(c) 一次エネルギー供給



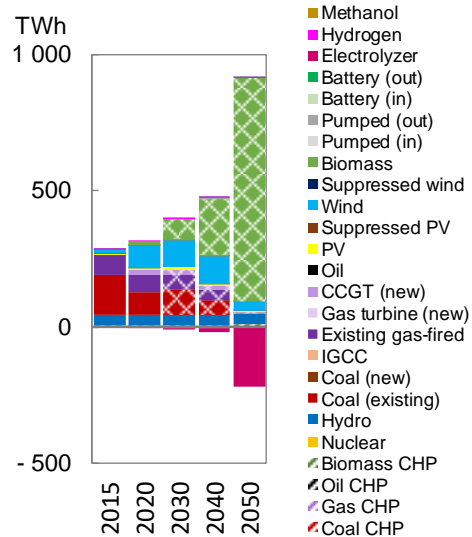
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-13 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるその他アジアの結果

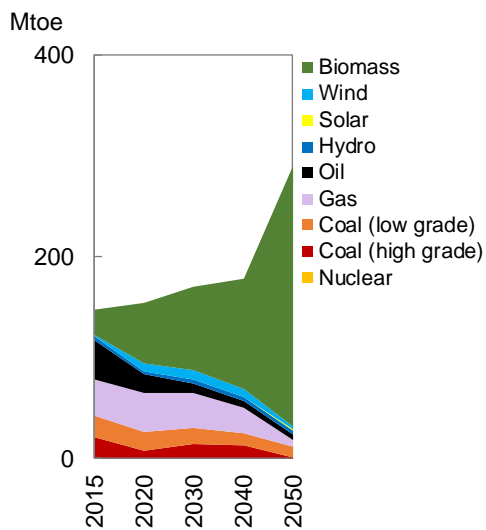
(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを, 斜線部は CHP を示す. 図中では明示的に示していないが, 2050 年までにほぼ全ての CHP にも CO₂ 回収装置が設置され, 排出削減を実現している



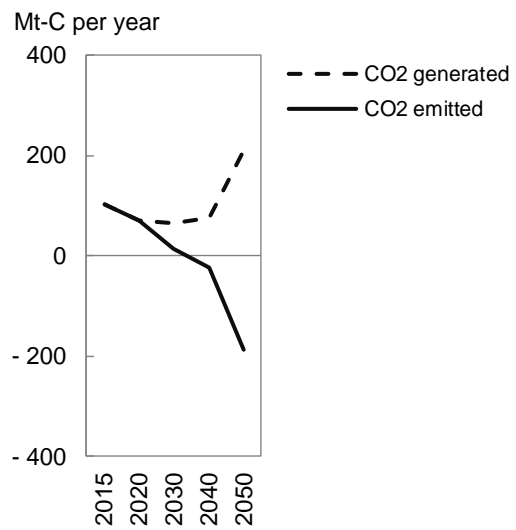
(a) 最終エネルギー消費



(b) 発電電力量



(c) 一次エネルギー供給



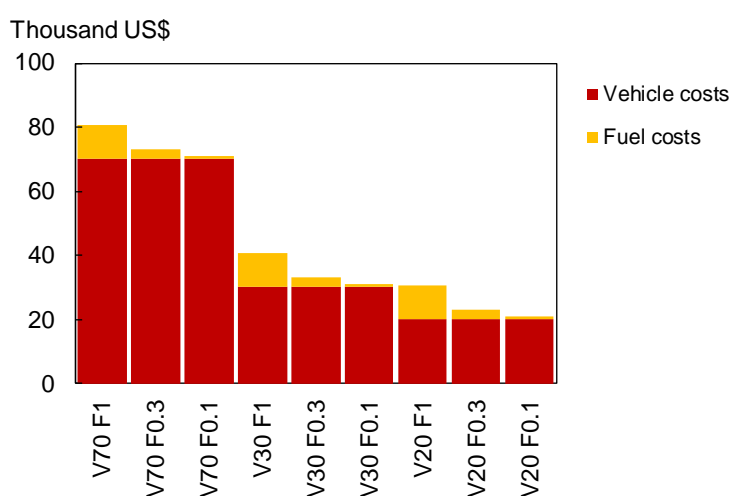
(d) CO₂ 発生量と正味排出量

付図 C-14 第 4.1 節の FullTech シナリオにおけるオセアニアの結果

(注) 発電電力量の網目は CO₂ 回収装置付きを示す

C.3. 第 4.2 節の補足:FCV(乗用車)のコスト構造

FCV の車両費と燃料費に着目すると、ライフサイクルにおいては、車両費が支配的な要素になる(付図 C-15)。本推計にあたって以下の仮定を置いた。年間走行距離は 1 万 km, 車両寿命は 10 年間, 燃費は 105km/kg-H₂(9.4km/Nm³)とする。FCV 車両価格や水素価格は 3 通りずつ想定した(FCV 価格は 70 千 US\$/台, 30 千 US\$/台, 20US\$/台。水素価格は 1US\$/Nm³, 0.3US\$/Nm³, 0.1US\$/Nm³)。なお, 付図 C-15 において, 例えば「FCV 価格 70 千 US\$/台, かつ, 水素価格 1US\$/Nm³」の場合を「V70F1」と表記した。



付図 C-15 FCV のライフサイクルコスト(車両コストと燃料コスト)

付録D 第6章の地域別結果

本付録の内容は学会誌に投稿中或いは投稿準備中の論文に使用しており、5年以内に刊行される期待があるため、非公開とする。