

SRREN

ipcc

気候変動に関する政府間パネル
第3作業部会 - 気候変動の緩和（策）

再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書
最終版

緩和ポテンシャルとコスト（仮訳）

緩和ポテンシャルとコスト (仮訳)

統括執筆責任者:

Manfred Fischedick (Germany) and Roberto Schaeffer (Brazil)

執筆責任者:

Akintayo Adedoyin (Botswana), Makoto Akai (Japan), Thomas Bruckner (Germany), Leon Clarke (USA), Volker Krey (Austria/Germany), Ilkka Savolainen (Finland), Sven Teske (Germany), Diana Ürge - Vorsatz (Hungary), Raymond Wright (Jamaica)

執筆協力者:

Gunnar Luderer (Germany)

査読編集者:

Erin Baker (USA) and Keywan Riahi (Austria)

本章の引用時の表記方法:

Fischedick, M., R. Schaeffer, A. Adedoyin, M. Akai, T. Bruckner, L. Clarke, V. Krey, I. Savolainen, S. Teske, D. Ürge - Vorsatz, R. Wright, 2011: Mitigation Potential and Costs. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs - Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

注意

本報告書は、IPCC「Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation」Final Release を翻訳したものです。この翻訳は、IPCC ホームページに掲載されている報告書

<http://srren.ipcc-wg3.de/>

を元に行っています。また、翻訳は 2011 年 5 月 9 日リリースの初版に基づいて行っており、その後 IPCC によって行われた修正、追加、削除等の変更には対応しておりませんので、ご注意ください。

本報告書「再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書」は上記報告書の仮訳であり、IPCC の公式訳ではありません。正本は英文のみで提供されており、本日本語仮訳を引用して問題が生じても責任を負いかねますのでご了承ください。

第 10 章：緩和ポテンシャルとコスト

目次

目次	2
要約	4
10.1 序論	7
10.2 様々な再生可能エネルギー戦略に関する緩和シナリオの統合	8
10.2.1 シナリオ分析の状態	8
10.2.1.1 シナリオ手法のタイプ	8
10.2.1.2 定量的シナリオの長所及び短所	9
10.2.2 シナリオにおける再生可能エネルギー源の役割	10
10.2.2.1 本セクションにおいて検討されるシナリオの概要	10
10.2.2.2 シナリオにおける再生可能エネルギーの役割概要	12
10.2.2.3 再生可能エネルギー普及規模の設定：エネルギーシステムの発展及び長期的気候目標	14
10.2.2.4 再生エネルギー源及びその他の形式の低炭素エネルギーとの競合	17
10.2.2.5 技術、時間の経過、及び地域による再生可能エネルギーの普及	20
10.2.2.6 再生可能エネルギーと緩和コスト	23
10.2.3 技術的視点から見たシナリオにおける再生可能エネルギー源の普及	25
10.2.4 知見のギャップ	26
10.3 様々な再生可能エネルギー戦略に対する代表的な緩和シナリオの評価	27
10.3.1 再生可能エネルギー源の部門別内訳	27
10.3.1.1 電力部門の再生可能エネルギーの普及	31
10.3.1.2 暖房及び冷房部門の再生可能エネルギー普及	36
10.3.1.3 輸送部門の再生可能エネルギー普及	39
10.3.1.4 世界の再生可能エネルギーの一次エネルギーへの貢献	39
10.3.2 地域別内訳 - 技術的ポテンシャルと市場展開の比較	40
10.3.2.1 地域の再生可能エネルギー供給曲線	40
10.3.2.2 地域、技術、及び部門ごとの一次エネルギー	43
10.3.3 全体及び個別のオプションとしての再生可能エネルギーの温室効果ガス緩和のポテンシャル	47
10.3.4 綿密なシナリオ分析の結果の比較と知見のギャップ	51
10.4 再生可能エネルギーによる緩和に対する地域的なコスト曲線	53
10.4.1 序論	53
10.4.2 コスト曲線:概念、長所と制約	53
10.4.2.1 概念	53
10.4.2.2 供給曲線法の制約	53
10.4.3 文献からの地域のエネルギー及び削減コスト曲線のレビュー	55
10.4.3.1 序論	55
10.4.3.2 地域的及び世界的再生可能エネルギーの供給曲線	55
10.4.3.3 地域的及び世界的な炭素削減コスト曲線	61
10.4.4 一部の技術資源コスト曲線のレビュー	61
10.4.5 知見におけるギャップ	65
10.5 商業化と普及のコスト	65
10.5.1 序論:現在の技術的コストのレビュー	66
10.5.2 コスト減少の見通し	71
10.5.3 展開コスト曲線と学習投資	74
10.5.4 時間依存の出費	75
10.5.5 市場支援及び調査、開発、実証及び展開	78
10.5.6 知見のギャップ	78
10.6 社会的、環境的コストと便益	79
10.6.1 背景と目標	79
10.6.2 外部コスト及び便益についての研究レビュー	80
10.6.2.1 気候変動	80
10.6.2.2 大気汚染による健康への影響	81
10.6.2.3 その他の影響	81
10.6.3 エネルギー源及び地域の条件ごとの社会的及び環境のコストと便益	82
10.6.4 損害及び外部コストを制限するための相乗効果的戦略	85
10.6.5 知見のギャップ	86

REFERENCES 87

地図に関する免責条項: 本章の地勢図に表示された国境と名称、及び使用された記号は、公式な承認または国連から承諾を得たものではない。SRREN 用に作成された地図において、ジャンムー及びカシミールにある点線はインド及びパキスタンが合意したおおまかな停戦ラインを示す。ジャンムーとカシミールの最終的な状況に関しては、いまだ両国による合意に至っていない。

要約

再生可能エネルギー（RE）は、野心的な気候緩和目標の達成のために重要であり、ますます大きな役割を担う可能性がある。一部の革新的な再生可能エネルギー技術は、まだ非再生可能エネルギー技術に対し経済的代替技術となるほど成熟していないが、多くの再生可能エネルギー技術は、ますます市場競争力をつけている。しかし、再生可能エネルギーの将来の役割の評価には、再生可能エネルギー技術のコスト及び性能の検討だけでなく、様々な強制力と全体的なシステム挙動との相互作用を考慮にいたった統合的な視野もまた必要である。

増加している統合シナリオの分析は、公表された文献において入手可能である。これらの分析は、再生可能エネルギーによる将来のエネルギー供給及び気候変動緩和への潜在的な貢献に関連する洞察が提示されている。募集を通じて 16 の異なる大規模な統合モデルからの 164 のシナリオの検討が行われた。文献から収集されたシナリオは、厳正な統計分析による本来の意味での無作為なサンプルではないが、シナリオを概観することによって、不確実性はあるものの、気候緩和における再生可能エネルギーの役割についての重要で戦略的な見識が提供された。

長期的な気候目標と地球規模の再生可能エネルギー普及レベルを明確に結びつけることは不可能であるが、再生可能エネルギーの普及が、野心的な温室効果ガス（GHG）濃度安定化レベルとなるシナリオにおいて、大幅に増加している。野心的な温室効果ガス濃度安定化レベルは、ベースラインと比較すると、平均としてより高い再生可能エネルギーの普及につながっている。しかし、いくつかの長期的温室効果ガス濃度目標に対しては、シナリオでは、幅広い範囲の再生可能エネルギー普及レベルが示されている。大気中の二酸化炭素（CO₂）濃度を 440ppm 未満に安定させるシナリオにおいては、再生可能エネルギー普及レベルの中央値は、2030 年では 139EJ/年、2050 年では 248EJ/年であり、最大は 2030 年では 252EJ/年、2050 年では 428EJ/年に達した。この範囲は、以下の要因の仮定の差の結果である。それは、再生可能エネルギー技術の開発及びそれに関連する資源の主材料やコスト、競合する緩和オプションの相対的な魅力（最終消費エネルギー効率、原子力、及び二酸化炭素回収・貯留（CCS）を持つ化石エネルギー）、エネルギーのサービス需要の基本的なドライバー（人口、経済成長などを含む）、様々な再生可能エネルギー源を送電網に統合する能力、化石燃料資源、緩和への特定の政策アプローチ、長期的な目標にむけての排出量の道筋（オーバーシュートや安定化など）である。しかし、ばらつきが示されているものの、これらのシナリオは、他のすべてが同等であれば、より野心的な緩和が概して再生可能エネルギーの普及拡大につながることを示している。

近年の 164 のシナリオの多くは、2030 年、2050 年及びそれ以降における再生可能エネルギーの大幅な普及拡大を示している。2008 年には、再生可能エネルギー生産の総計は、約 64EJ/年（一次エネルギー供給総計の 12.9%）であり、伝統的バイオマスは 30EJ/年を超えている。50%を超えるシナリオにおいて、2050 年における再生可能エネルギーの普及レベルが、173EJ/年を超えており一部の事例では、最大で 400EJ/年を超える程度に達するとしている。ほとんどのシナリオで伝統的バイオマスの需要が低下したことを考慮すると、再生可能エネルギー（伝統的バイオマスを除く）の生産レベルが、約 3 倍から 10 倍を超える範囲に増加することが予想される。地球規模の一次エネルギー供給において再生可能エネルギーが占める割合は、シナリオ間で大きく違っている。シナリオの半分以上では、再生可能エネルギーの寄与は、2030 年における一次エネルギー供給の 17%を超え、2050 年においては 27%超まで上昇することを示している。再生可能エネルギーの割合が最も高いシナリオは、2030 年には約 43%、2050 年には 77%に達している。つまり、再生可能エネルギーは、今日より将来における地球規模のエネルギーシステムにおいて、著しく大きな役割（絶対量、相対量とも）を担う可能性が高い。

気候変動に対処する取り組みがなかったとしても、再生可能エネルギーは拡大すると推測される。気候緩和政策を想定していないほとんどのベースラインシナリオは、2008 年の 64EJ/年のレベルを大幅に超える再生可能エネルギーの普及（2030 年までには最大 120EJ/年）を示している。多くのベースラインシナリオは、2050 年までに、100EJ/年を超える（一部の事例では最大 250EJ/年）再生可能エネルギー普及レベルに到達する。これらの相当な普及レベルは、例えばエネルギーのサービス需要が 21 世紀を通して大幅に増加しつづけるという仮定、再生可能エネルギーのエネルギーアクセスの増加へ貢献する能力についての仮定、化石資源の長期の制限された利用可能性についての仮定など、広範囲の仮定の結果として生じている。そして、その他の仮定（再生可能エネルギー技術のコストや性能の向上など）によって、気候政策がない場合であっても、多くの用途において、再生可能エネルギー技術は、ますます経済的に競争力のあるものになる。

再生可能エネルギーの普及は、温室効果ガス安定化濃度が低いシナリオにおいて、大幅に拡大している。温室効果ガス安定化濃度が低いシナリオは、ベースラインと比較すると、平均的により高い再生可能エネルギーの普及につながる。しかし、特定の長期的な温室効果ガス濃度のいかなる目標に関しても、シナリオは広範囲の再生可能エネルギー普及レベルを示す（図 SPM.9）。大気中の二酸化炭素濃度を 440ppm 未満のレベルに安定化させるシナリオでは、2050 年の再生可能エネルギーの普及レベルの中央値は、248EJ/年（2030 年では 139EJ/年）、2050 年までには最高レベルの 428EJ/年に到達する。

低炭素エネルギー供給オプションと省エネルギーとの組み合わせの多くは、一定の温室効果ガス濃度レベルの低下

に貢献し、2050 年までにシナリオの大多数において、再生可能エネルギーが主たる低炭素エネルギー供給オプションとなる。野心的な温室効果ガス濃度安定化レベルの多くは、ベースラインより高い再生可能エネルギーの普及につながり、2050 年までに再生エネルギー普及の上限である 400EJ/年を超える。多くのシナリオにおいて、原子力と二酸化炭素回収・貯留の普及に関する外的な制約を持つ感度を持っており、再生可能エネルギーは、これらのシナリオにおいてますます重要な役割を担っている。しかし、競合する低炭素オプションの明白な制約がないこれらのシナリオでさえ、再生可能エネルギーが、地球規模の一次エネルギー供給の 50%をはるかに上回る割合を示す場合が多い。

シナリオでは、一般的に再生可能エネルギーの成長は世界中に広がることを示している。地域中での再生可能エネルギーの普及の精緻な分布をみると、シナリオによってかなりばらつきがあるが、大部分においては、一貫して地球全体の再生可能エネルギー普及には幅広い成長を示している。加えて、シナリオでは、再生可能エネルギーの普及レベルを長期的に見ると、非 Annex I 諸国のグループが、今後数十年にわたって地球規模のエネルギー需要全体においてますます多くの割合を占めるようになるとの推定を反映し、Annex I 諸国のグループよりも高くなることが示唆されている。

シナリオは、地球規模で明白に主な一つの再生可能エネルギー技術があることは示していない。すべての再生可能エネルギーが時間と共にシナリオ内でより重要な役割を取得するという面に加えて、一般的にはバイオエネルギー（主に、近代的バイオマス）、風力エネルギー、及び太陽エネルギーが 2050 年までに再生可能エネルギー技術の中で最もエネルギーシステムへの貢献度が高いことが特徴づけられている。

個別の研究において再生可能エネルギーの普及が限定的である場合、緩和のコストが増加し、温室効果ガスの安定化濃度の低下は達成されないかもしれないことが示されている。多くの研究では、再生可能エネルギー同様、原子力及び二酸化炭素回収・貯留を持つ化石エネルギーなど、個々の緩和オプション普及への制約を仮定するシナリオの感度を追求してきた。これらの研究では、再生可能エネルギーなどのオプションが利用不可能で、コスト増加の正確な大きさについての合意がほとんどない場合、緩和コストはより高くなることが示されている。また、再生可能エネルギーオプションが入手可能でない場合、より野心的な温室効果ガスの濃度目標は達成されない可能性があることも示されている。

より大規模の 164 のシナリオ群から特定した 4 つのシナリオを詳しく分析したところ、様々な地域や部門における特定の再生可能エネルギー技術の潜在的貢献の詳細な考察が可能となった。これらの少数のシナリオさえ、再生可能エネルギーの役割にはかなりのバラつきがある。その理由の 1 つとしては、シナリオが様々な長期的な気候目標を持っているからであり、また 1 つには、技術コストについての様々な仮定、異なるシナリオの手法に基づいているからである。

これらの 4 つの代表的なシナリオにおいて、再生可能エネルギーによる発電が最も急速に発展しており、続いて、中期的には、冷暖房及び輸送に関する再生可能エネルギーが発展している。再生可能エネルギーによる発電においては、分析対象となった期間においては、最も高い市場占有率が期待される。これに対して、現在では、世界の多くの地域において暖房部門が最も影響力のある需要部門の 1 つである。特に非 Annex I 諸国では、その再生可能エネルギーの割合は高いが、それは主に伝統的バイオエネルギーに基づいている。4 つの例示シナリオに関して、再生可能エネルギーによる発電が占める割合の合計は、2050 年（2030 年）の場合、24%（20%）から最大 95%（61%）に到るまで様々である（2008 年における再生可能エネルギーによる電力の割合の 19%を参照）。4 つのシナリオにおいては、再生可能エネルギーの暖房部門に対する寄与は、2050 年（2030 年）において、21%（20%）から 91%（49%）の間である。シナリオの大部分において、暖房及び特に輸送部門は、あまり重視されていないが、研究によると将来は熱及び輸送での再生可能エネルギーの利用はさらに重要視するべきであることが示されている。

シナリオでは、地球全体の技術的ポテンシャルは、再生可能エネルギーの将来の寄与を制約しないことが示唆されている。様々な再生可能エネルギー技術の普及は時間と共に大幅に増加しているが、大部分の技術に関するシナリオにおいて、再生可能エネルギーの貢献は、それと一致する技術的ポテンシャルよりもはるかに低い。たとえば、4 つのシナリオでは、大幅な技術的及び地域的なばらつきにもかかわらず、地球規模で技術的に利用可能な再生可能エネルギーポテンシャルのうち 2.5%未満しか利用されていない。この意味で、技術的ポテンシャルは地球規模において再生可能エネルギーの拡大を制限する要因ではないことが裏付けられている。

再生可能エネルギーの部門ごとの割合の増加は、温室効果ガス緩和に大いに貢献する可能性がある。詳細に分析した 4 つのシナリオ群で、2010 年から 2050 年の間に化石燃料使用及び工業活動から排出される約 1,530Gt の二酸化炭素（IEA の World Energy Outlook 2009 の参照シナリオ）に対して、同時期に約 2,200～5,600 億トンの二酸化炭素削減を想定している。再生可能エネルギーに対する緩和ポテンシャルの正確な寄与は、特定の緩和技術による役割のシナリオだけでなく、複雑なシステムの挙動と、特に再生可能エネルギーにより代替されるエネルギー源に左右される。このため、考察の際は再生可能エネルギーに対する正確な緩和ポテンシャルの寄与に注意すべきである。

シナリオでは、ほとんどの場合、緩和ポテンシャルと様々な技術的オプションを直接関係づけていない。その代わ

りに、様々な緩和戦略を検討し比較する場合に、削減コスト曲線が多く使用される。削減コスト曲線及びエネルギー供給曲線は、緩和戦略の検討や軽減オプションの優先順位付けに非常によく使用される方法である。この手法の最大の長所は、結論が容易に理解可能なことと、費用対効果の順にオプションの順位付けを行うため、手法の結果の方向性が明確になることである。一方で、削減コスト曲線には重要な限界がある。シナリオ分析とは異なり、複雑なシステムの挙動や対応する相互依存性を反映することができない。したがって、削減コスト曲線は置き換えられた非再生可能エネルギーに対応する排出係数についての簡単な仮定に依存せざるを得ない。包括的で一貫したアプローチを使用して手法を詳述する研究は少なく、大多数の研究は異なる仮定を使用しているため、一般に、再生可能エネルギーの削減費用及び供給曲線からのデータと調査結果を比較することは非常に難しい。多くの地域国家規模の研究では、約 100US ドル（2005 年）/t CO₂ の削減費用に基づき、中期的にベースラインの二酸化炭素削減量の 10%未満の削減を示している。低コストの軽減ポテンシャルの結果は、ここで検討されている多数のシナリオで報告された緩和ポテンシャルと比較するとかなり低い。

再生可能エネルギー技術の一部は、現在の市場エネルギー価格に対して広く競争力を持つ。他の再生可能エネルギー技術の多くは、たとえば、有利な資源条件を持つ地域、またはその他の低価格のエネルギー供給に対するインフラが不足している地域といった特定の状況において、競争的なエネルギーサービスを提供する。しかし、世界の大多数の地域では、多くの再生可能エネルギー源の急速な普及を確実にするための政策措置が依然として必要とされている。

再生可能エネルギーにおいては、エネルギー効率をさらに向上させたり、個々の技術の製造と導入のコストを削減する重要な機会が存在する。それと共に、これらの効果は、将来、多くの革新的な再生可能エネルギーを源とする技術のエネルギーの均等化発電原価を削減することが推測される。時間と共に、多くの再生可能エネルギー技術の発電コストは大幅な減少を示してきた。一般的に、これまでのコスト削減は、地球規模の学習率（コスト削減と生産倍増の関係）と共に経験曲線によって説明することが出来る。

学習効果を実現し、再生可能エネルギーの競争力向上を可能にするためには、普及への先行投資とともに研究開発も必要であり、それが結果として再生可能エネルギー供給者の新たな市場機会につながる。本特別報告書のなかで詳細に分析された 4 つのシナリオは、地球規模の再生可能エネルギー投資（発電部門のみ）を、2011～2020 年においては 1 兆 3,600～5 兆 1,000 億 US ドル（2005 年）に、2021～2030 年においては 1 兆 4,900 億～7 兆 1,800 億 US ドル（2005 年）の範囲と推定している。低い値は、IEA の World Energy Outlook 2009 の参照シナリオを指し、高い値は、大気中の二酸化炭素のみの 450ppm への濃度安定化を目指すシナリオを指す。これらの投資ニーズの年間平均はすべて、世界の国内総生産（GDP）の 1%未満である。参照シナリオにおける年間平均投資額は、2009 年に報告されたそれぞれの投資額をわずかに下回る。2011～2020 年において、再生可能エネルギー電力部門における投資の年間平均額の上限值は、この分野における現在の地球規模の投資額のほぼ 3 倍に相当する。その次の 10 年間（2021～2030 年）においては、5 倍の増加が予測されている。

再生可能エネルギー発電プラントの設備容量の増加によって、増加しなかった場合に特定の電力需要を満たすために必要とされたであろう化石燃料及び原子力の総量が減る。投資に加えて、運転保守（O&M）及び（適用可能な場合）再生可能エネルギー発電プラントに関連する原材料コスト、それらの用途に関連する全体的な経済的負担のいかなる評価を行う場合においても回避された燃料及び置換された投資コストを考慮しなければならない。

再生可能エネルギーの普及及び、緩和の道筋における将来的なコスト評価は、外部コストや相乗効果など、すべての範囲にわたるコストを考慮しなければならない。長期的なシナリオに関する文献は通常、様々なエネルギー技術の外部コスト（一般的に大気汚染による気候変動や健康への影響が大部分を占める）を考慮していない。不確実性は高いが、多くの場合、化石燃料による技術と比べ、再生可能エネルギー源は、ライフサイクルベースで評価するとかなり低い外部コストとなる。特に、再生可能エネルギーによる発電技術の外部コストは化石供給オプションの外部コストよりも低いことが多く報告されてきた。

要約すると、温室効果ガス排出量の制約がない場合、あるいは制約ある場合は特に、再生可能エネルギーは時間と共にますます重要になっていくことが、シナリオが強く示唆している。しかし文献によれば、様々な研究においては再生可能エネルギーの貢献が、対応する技術的ポテンシャルよりもはるかに低い。さらに、将来の再生可能エネルギーの普及の道筋が大幅な成長を示したとしても、その成長率は通常、過去 10 年間に於いて再生可能エネルギー産業で達成された成長率よりも低い。

10.1 序論

将来の温室効果ガス排出量の推定は、特に経済的成長、人口増加、関連するエネルギー需要、エネルギー資源、及びエネルギー供給や最終消費技術の将来のコストや性能など、様々な将来の要因に多く依存している（IPCC, 2007; 第1章）。気候緩和における再生可能エネルギーの役割を検討する場合、これらのすべての異なる影響を同時に検討する必要があるだけでなく、今日の時点で確実に知ることが不可能ではあるが、これらの様々な主な影響力（key force）の数十年後の見通しも検討する必要がある。こうした背景に対して、この章では、特にシステムの全体像と、これらの様々な影響力が将来に発展し、また形づくられていく多くの方法について明らかにしながら、再生可能エネルギー技術の緩和ポテンシャルやコストについて検討する。

10.2 では、広範囲の統合モデルからの 164 の中長期のシナリオのレビューによって、気候緩和における再生可能エネルギーの役割を理解する背景を示す。このレビューでは、最近のシナリオで示されている地球規模の再生可能エネルギーの普及レベルを調査し、普及レベルの違いを生む主な影響力をいくつか示す。レビューは、再生可能エネルギー全体だけでなく、個々の再生可能エネルギー技術についても行う。また他の緩和技術との相互作用や競争の重要性、エネルギー需要の進化についても広く焦点を当てる。このセクションではまた、シナリオにおける再生可能エネルギーと緩和コストの関連についても検討し、シナリオで到達している普及レベルを達成するために影響を与える要因について、第2～7章からの議論（技術及び経済的側面など）で締めくくる。

10.3 では、164 のシナリオから 4 つのシナリオを使用してより詳細に論じることで、広範囲のレビューを補完している。4 つのシナリオでは、ベースラインに位置する再生可能エネルギーの将来の発展から、将来の楽観的な見通しまでの範囲に及び、様々な温室効果ガス安定化レベルを含み、また様々な基本的なモデル手法を用いている。このセクションは、再生可能エネルギーが気候変動の緩和に果たす役割を探る次の段階について詳細に論じているものである。10.3 では、再生可能エネルギー普及についてさらに地域別・部門別（発電、冷暖房、輸送など）の特徴について詳細に扱っている特定の将来像についての詳細を述べている。より詳細については、要求される発電容量、年間成長率、再生可能エネルギー普及に対応する緩和ポテンシャルの推定値といった問題を考える。さらに、シナリオの結果についての別の視点として、10.3 では、再生可能エネルギー技術が、コストに応じて 4 つのシナリオにおいてどのように普及するかを認識するために、供給コスト曲線の手法を使用する。

これに関連して、この章及び本報告書を通じて、特に再生可能エネルギーと非再生可能エネルギー技術との比較、またはバイオマスとその他の再生可能エネルギー技術との比較の場合においては、一次エネルギーを計算するのに直接等価法が使用されることに留意することが重要である。他の伝統的手法と比較し、このアプローチは他の一次等価法よりも再生可能エネルギーに関して一次エネルギーの割合が低いことを示す傾向にある（詳細は第1章の Box 1.1 参照）。

10.4 では、コスト曲線についてより包括的な議論を行っている。これは再生可能エネルギー源を用いた緩和に関連するもので、再生可能エネルギーと温室効果ガス緩和の供給曲線の長所と短所を評価し、さらに地域の再生可能エネルギーの供給曲線や削減コスト曲線に関する既存の文献をレビューする。セクションの次の部分では、不確実性の検討を含む、技術特有の供給とコスト曲線を要約する。

10.5 では、再生可能エネルギーの商用化と普及に必要なコストについて議論する。また、現在の再生可能エネルギーのコストと、これらのコストがどのように将来に変化し得るかの予測について検討する。研究による学習（研究開発（R&D）費による誘発）と経験による学習（容量拡大プログラムによる促進）の結果として、再生可能エネルギー技術コストの比較的長期にわたる削減が実現する。従ってこのセクションでは、研究開発資金及び観測された学習率についてのこれまでのデータを示している。将来の市場規模と投資需要の評価を可能にするため、再生可能エネルギーにおける投資について、特に気候変動防止の野心的な目標を達成するために何が必要とされるかについてと共に議論し、ベースラインにある程度沿った再生可能エネルギーの投資需要と比較する。本章を通じた一貫性のため、投資の必要性についての議論は、10.3 で調査された 4 つのシナリオに基づいている。

最後に、10.6 では、技術及び緩和コストの一般的基準を超えたコストについての考察を展開する。ここでは気候変動の緩和と持続可能な開発に関連した再生可能エネルギーの普及拡大による社会的及び環境的コストと便益を統合し議論する（シナリオの中でコストが考慮されることはあまり無いが、様々な将来への経路の全体的評価においては重要である）。本セクションでは、第9章の議論に基づき、経済的側面により焦点を当てる。

再生可能エネルギーの技術ポテンシャルとコストに関連する知識と不確実性のギャップは、本章の各セクションの最後で検討する。

考察とテーマの展開のための手引きとして以下の質問を用いた。

- ・ 特に温室効果ガス緩和の道筋への貢献において、再生可能エネルギー源は将来においてどのような役割を担う可能性が高いか？

- ・ 温室効果ガス緩和の経路（エネルギー需要、コスト及び性能、競合する緩和オプション、障壁、社会的要因、相乗便益、政策など）に対して、再生可能エネルギー源の潜在的な普及に対しどのような要因が影響するか？
- ・ 特定の再生可能エネルギー技術、需要部門、地域に関連し、結果的に再生可能エネルギーはどのような役割となるか？
- ・ 文献から示される潜在的な再生可能エネルギー普及の経路は、地球規模及び地域的なレベルにおいて、技術的ポテンシャルとどのように一致するか？
- ・ 再生可能エネルギーの商業化及び普及のコストはどの程度で、再生可能エネルギー普及に対して生じる投資の必要性はどの程度か？
- ・ 社会的及び環境的要因に関連する市場外のコスト及び便益はどの程度か？
- ・ これらすべての疑問に対する可能な回答は、どのくらいの不確実性を伴うか？また、関連するすべての不確実性を考慮した上でも示される確実な調査結果とは何か？

10.2 様々な再生可能エネルギー戦略に関する緩和シナリオの統合

このセクションでは、16の地球規模のエネルギー経済及び統合評価モデルから、164の最新の中期～長期シナリオをレビューする。これらのシナリオは、気候変動に対処するために未来はどのように発展するかという、非常に緻密な調査の中に示されているものであり、気候変動における再生可能エネルギー技術の役割に対する現時点での理解への視野を開くものである。

このセクションでの議論は、主に3つの戦略的疑問から誘引されるものである。第一に、様々な二酸化炭素濃度目標と一致するためには、再生可能エネルギーの普及レベルはどの程度になるのか。言い換えれば、二酸化炭素濃度目標と再生可能エネルギー普及との関連はどのようなものか。第二に、どのくらいの期間に、どこで再生可能エネルギーが普及するのか。また再生可能エネルギーの技術によってどのように異なるのか。第三に、緩和コストがどのように再生可能エネルギーの普及や利用可能性、コスト及び性能と関連するか。

（10.2.1と10.2.2は、分析及び検討においてKrey and Clarke（2011）を多く参照しており、その多くはこれに従っている点に留意する。Krey and Clarke（2011）の公表は、本報告書と並行して行われている。ここでは、本セクションで検討された164のシナリオのうち162のシナリオ分析の手法と結果について綿密かつ広範なレビューや検討を行っている）。

10.2.1 シナリオ分析の状態

10.2.1.1 シナリオ手法のタイプ

気候変動緩和のシナリオ文献は、その多くが、シナリオ開発における定量的モデルと定性的な説明という異なったアプローチから成っている（より広範な検討については、Morita et al., 2001、Fisher et al., 2007 参照）。説明と定量的モデルのアプローチを統合するための、いくつかの試みも行われている（IPCC, 2000; Morita et al., 2001; Carpenter et al., 2005）。本セクションにおける検討はもっぱら定量的モデルによって作成されたシナリオによるものである。これらのシナリオは、気候緩和における再生可能エネルギーの役割を理解するための再生可能エネルギーの普及と他の重要なパラメータを提供しており、またこれらはシステムアプローチに従うモデルに基づいているため、明示的かつ形式的に再生可能エネルギー技術、他の緩和技術、及び緩和の性質に影響を与える様々な他の要因の間の相互関連を示している。

Box 10.1: トップダウン対ボトムアップの打破？

以前のIPCC報告書では（Herzog et al., 2005; Barker et al., 2007 など）、定量的シナリオモデルのアプローチは、大きく2つのグループ、トップダウンとボトムアップに分類されていた。この分類は過去においては意味を成したかもしれないが、近年の展開においてはこの分類が徐々に不適切になってきている。重要であるのは(i) 2つの分類の間の変化は継続的なものであり、(ii) 多くのモデルは2つの昔からのやり方（マクロ経済モデル、またはエネルギー工学的モデル）の1つに根差しているが、他のアプローチの重要な特徴も組み込んでおり、いわゆるハイブリッドモデルの類いとなるものである（Hourcade et al., 2006; van Vuuren et al., 2009）。

さらに、トップダウン、ボトムアップという言葉は、状況によるものであり、異なる科学的コミュニティにおいて異なって使用されてきたため、誤解を招く恐れがある。たとえば、以前の IPCC の評価においては、すべての統合モデルのアプローチは、それらのモデルに重大な技術情報が含まれているどうかに関わらず、トップダウンモデルとして分類されていた（van Vuuren et al., 2009）。エネルギー経済モデルのコミュニティにおいては、従来、マクロ経済的アプローチはトップダウンモデルとして、エネルギー工学モデルはボトムアップモデルとして分類されている。しかし、エンジニアリング科学の世界では、発電プラントのような個別の技術だが、実質的には「ブラックボックス」として扱っているようなモデルは、ボトムアップとして考えられているような構成要素を基礎とした視点を持たないからである。このような理由により、このレビューでシナリオを描くために使用されたモデル化の方法は、単に大規模統合モデルと呼ばれている。

このレビューにおけるすべてのシナリオは、定量的モデルを使用して作成されたが、シナリオを構成するために使用されるモデルの細部や構造には大きな相違があることを見るのが重要である。多くの著者は過去、ボトムアップまたはトップダウンどちらかでモデルを分類しようとしてきた。いくつかの理由により（Box 10.1 参照）、このレビューはトップダウン、ボトムアップ分類法のどちらにも依存していない。その代わりに、これらのモデルは一般的に、大規模な統合モデルと呼んでいる。本セクションで検討されたシナリオの重要な手法の性質、及び使用されたモデルは以下のとおりである。（1）シナリオでは、少なくとも集合としては（aggregate scale）、競合するエネルギー技術同士の相互作用がわかるように、エネルギーシステムを統合的視点で考える、（2）意思決定のほとんどが経済的基準に基づいているという点で、シナリオは経済学の基盤を持つ、（3）シナリオは長期的であり規模は地球規模であるが、一部のものは地域の詳細のものである、（4）シナリオには、排出量の成果を必要とする政策的強硬手段を含む、（5）地域及び地球レベルでの再生可能エネルギーの普及レベルを調査するために、シナリオは十分な技術の詳細を有する。また多くのシナリオは、たとえば農業と土地利用を完全に結合したモデルなど、エネルギーシステムを超えた統合的な視点も持っている。

10.2.1.2 定量的シナリオの長所及び短所

シナリオは将来を理解するツールであり、将来を予測するツールではない。シナリオによって、主な推進要因（技術変化率、価格など）やその関係についての一貫して矛盾しない仮定に基づいて、将来がどのように発展していくのかという妥当な説明が示される。本報告書において、シナリオは将来のエネルギー供給への再生可能エネルギーの潜在的貢献の調査方法であり、再生可能エネルギーの発展の要因を特定するための方法である。

本セクションでレビューしたモデルのような、大規模統合モデルを使用して作成されたシナリオは、これらのモデルが他の技術（二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギー、原子力、及び需要削減オプションのような競合する緩和技術を含む）、その他のエネルギーシステム、その他の関連する人間システム（農業、経済全般など）、気候変動と関連する重要な物理的プロセス（炭素サイクルなど）と主な相互作用を多く得られるという利点がある。それは、再生可能エネルギー技術が導入される環境として機能する。この統合により、内部一貫性の重要性が提供される。さらに、こうしたシナリオによって、少なくとも数十年から 1 世紀にわたる、将来への地球規模の相互関係が考慮される。この時間・空間的な範囲のレベルは、再生可能エネルギーの戦略面を確立するために不可欠である。

評価において対象となるシナリオの設計、仮定、重要点は、非常にばらつきがある。個々の再生可能技術やその他のエネルギー技術、及び再生可能エネルギーのシステム統合の側面のより詳細な説明に基づいているものもあれば、経済全般に関する再生可能エネルギー普及の影響に焦点を当てているものもある。手法、仮定、及び重要点のばらつきは、エネルギーシステムの将来のダイナミクスや、気候変動緩和における再生可能エネルギー源の役割に関する強い不確実性を表している。

Krey and Clarke (2011) において議論されたように、本セクションでシナリオを解釈する際に、2つの注意点に留意されなければならない。第一に、地球規模の大規模統合的な視点を保つことは、詳細な視点とのトレードオフを含んでいる。たとえばモデルは、特に短期的には、国や企業や個人規模でも、意思決定を行う上での強制力を全て示していない。さらに、これらは電力システムモデルでも工学モデルでもないため、たとえば変動性のある発電を電力システムに組み入れるという課題など、再生可能エネルギーの性能や普及に影響を与える多くの詳細な定式化された説明を行っている。これらの精巧さのレベルは、モデル全体によって大幅に違っている。これらを簡約した結果によると、統合された地球規模、及び地域的なシナリオは、中期～長期的な展望、つまり 2020 年以降の場合、非常に有益であるということである。短期的な展望の場合、明示的に既存のすべての政策や規制を扱う市場の展望や短期的な国内分析がより適切な情報源になる。

第二に、シナリオは、定式化された不確実性分析に使用される可能性のあるシナリオの無作為なサンプルとなっていない。シナリオは様々な目的のために作成されたため、「最も信頼出来る推測」のセットではない。シナリオの

大多数は、特に将来の技術的利用可能性の範囲と気候変動に関する国際的措置のタイミングに敏感であり、お互いに関連している。一部のモデル群は、他のモデル群よりも実質的に多くのシナリオを提供している。ここでのレビューのように、様々な研究からのシナリオ収集に基づくシナリオの調和の取れた分析においては、シナリオは本当の意味で無作為のサンプルではないという事実と、シナリオにおけるばらつきがあっても、将来に対するわれわれの知識不足に対する現実的かつ明らかな洞察を提供するという状況が常に発生している。

10.2.2 シナリオにおける再生可能エネルギー源の役割

10.2.2.1 本セクションにおいて検討されるシナリオの概要

本セクションで検討される 164 のシナリオは、再生可能エネルギーのデータのモデリングを行う研究者に対する募集を通じて最近公表されたシナリオから収集された。このレビューは提出されたすべてのシナリオを含んでいる。本評価（表 10.1 参照）における大部分のシナリオは、以下の 3 つの協調的な複数のモデルの研究に由来している。エネルギー・モデリング・フォーラム (the Energy Modeling Forum: EMF) の 22 の国際的シナリオ (Clarke et al., 2009)、気候変動への適応と緩和戦略 (the Adaptation and Mitigation Strategies: ADAM) プロジェクト (Knopf et al., 2009; Edenhofer et al., 2010)、及びヨーロッパにおけるエネルギー及び気候政策に関する報告書 (the Report on Energy and Climate Policy in Europe: RECIPE) 比較 (Edenhofer et al., 2009; Luderer et al., 2009)。これらの 3 例においてはベースラインの仮定、または気候政策などにおいて、関連するモデルを通じて一部のシナリオと特徴が一致している。残りのシナリオは、個々の公表文献に由来する。164 のシナリオは、明らかに最近の文献を包括しているわけではなく、本当の意味で無作為のサンプルとなっていないが、一連のシナリオは、気候変動緩和における再生可能エネルギーの役割を現時点で理解する強力な手がかりとしては、十分に大規模かつ広範囲である。

シナリオ全体では、二酸化炭素濃度は広範囲に及び (2100 年までの大気中の二酸化炭素濃度は 350~1,050ppm、表 10.1 参照)、緩和シナリオと政策無し又はベースラインシナリオの双方が描かれている。シナリオ全体では、2050~2100 年の時間の範囲も取り上げており、シナリオすべての対象範囲は地球規模である。

この議論上特に有益ないくつかのシナリオの特徴がある。まず、これらのシナリオは、統合モデルのコミュニティの最近の研究から作成されている。この研究におけるシナリオのすべては、2006 年あるいはそれ以降に公表された。従って、シナリオは、主要な基礎となるパラメータに対する最新の理解、及び基礎となる人間システムや地球システムのダイナミクスの最近の理解を反映している。これらのシナリオは、(2 番目に良い政策としての) 気候変動に対処する、あるいは限定された技術ポートフォリオ (技術制約のある) に対処する国際的措置に関してあまり楽観視していないシナリオが比較的多く含まれているという点においても有益である。2 番目に良い政策についての仮定は、シナリオ全体でばらつきが大きい、ほとんどは EMF 22 の研究 (Clarke et al., 2009) 及び RECIPE プロジェクト (Edenhofer et al., 2009; Luderer et al., 2009) から引用されており、発展途上国による遅延した措置を記載している。技術の利用可能性は、分析されたシナリオ群全体において均一的には定義されていないが、ここで焦点を当てられている制約のある技術ポートフォリオの研究は、二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギー、原子力、及び再生可能エネルギーの普及に制約がある。最後に、再生可能エネルギーの普及に関するデータは、IPCC 報告書用に編集されたものなど、大部分の公表された論文または既存のシナリオデータベースのもの以上に詳細レベルで収集された (Morita et al., 2001; Hanaoka et al., 2006; Nakicenovic et al., 2006)。再生可能エネルギー普及の情報には、多くの場合、過去に単にバイオエネルギー及び非バイオマスの再生可能源の観点から収集されたのに対し、ここで検討されたデータにおいては、明らかに風力エネルギー、太陽エネルギー、バイオエネルギー、地熱エネルギー、水力発電、及び海洋エネルギーの普及についての情報も含んでいる。

表 10.1: この分析で検討されたエネルギー経済及び統合された評価モデル。モデルごとのシナリオの合計には大幅なばらつきがある。遅れた関与の緩和への統合 (2 番目に良い政策)、及び二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギー、原子力、及び再生可能エネルギーの普及への制約やばらつき (制約された技術) によってシナリオはさらに分類されている。出典: Krey and Clarke(2011)を採用し、IEA(2009)及び Teske et al.(2010)を含むよう修正。

モデル	シナリオの数	ベースラインシナリオ	政策シナリオ				比較プロジェクト	引用
			1 番良い政策	制約された技術 ¹	2 番目に良い政策	制約された技術&2 番目に良い政策		
AIM/CGE	3	1	1	0	1	0	---	Masui et al. (2010)
DNE21	7	1	3	3	0	0	---	Akimoto et al. (2008)
GRAPE	2	1	1	0	0	0	---	Kurosawa (2006)
GTEM	7	1	4	0	2	0	EMF 22	Gurney et al. (2009)
IEA-ETP	3	1	2	0	0	0	---	IEA (2008b)
IEA-WEM	1	1	0	0	0	0	---	IEA (2009); 2050 年まで延長, Teske et al. (2010)
IMACLIM	8	1	2	4	1	0	RECIPE	Luderer et al. (2009)
IMAGE	17	3	5	6	0	3	EMF 22 / ADAM	van Vuuren et al. (2007, 2010); van Vliet et al.(2009)
MERGE-ETL	19	4	3	12	0	0	ADAM	Magne et al. (2010)
MESAP/PlaNet	2	0	0	2	0	0	---	Krewitt et al. (2009); Teske et al. (2010)
MESSAGE	15	2	4	7	2	2	EMF 22	Riahi et al. (2007); Krey and Riahi (2009)
MiniCAM	15	1	5	4	3	0	EMF 22	Calvin et al. (2009)
POLES	15	4	3	8	0	0	ADAM	Kitous et al. (2010)
ReMIND	28	4	6	14	4	0	ADAM / RECIPE	Luderer et al. (2009); Leimbach et al. (2010)
TIAM	10	1	5	0	4	0	EMF 22	Loulou et al. (2009)
WITCH	12	1	4	4	3	0	EMF 22 / RECIPE	Bosetti et al. (2009); Luderer et al. (2009)
合計	164	27	48	64	20	5		

注:

¹ 制約された技術シナリオの大多数において、個々の技術または技術群の普及は、実際のところ制約されてきたが、この分類に含まれる数個のケースにおいて、バイオエネルギーの潜在能力は、モデルの既定の仮定と比較して拡大した。

表 10.2: 2100 年における二酸化炭素濃度レベルに基づき本セクションで検討された 164 のシナリオの分類、遅効性の緩和への統合（2 番目に良い政策）、及び二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギー、原子力、及び再生可能エネルギーの普及への制約やばらつき。二酸化炭素濃度分類は、IPCC の第 4 次評価報告書（AR4）、第 3 作業部会における分類と一貫して定義されている（Fisher et al., 2007）。カテゴリ V 及びそれ以上はここには含まれておらず、カテゴリ IV は 570ppm から 600ppm に拡大されていることに留意する。なぜなら、すべての安定化シナリオは、2100 年において二酸化炭素 600ppm 以下であり、最低のベースラインシナリオは、2100 年までに 600ppm をわずかに超えるレベルの濃度に達するからである¹。データは、Krey and Clarke（2011）から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正。

	2100 年までの二酸化炭素濃度 (ppm)	シナリオの数	政策シナリオ			
			一番良い政策	制約された技術	2 番目に良い政策	制約された技術 & 2 番目に良い政策
ベースライン	>600	27	---	---	---	---
カテゴリ IV	485~600	32	11	13	6	2
カテゴリ III	440~485	63	20	29	11	3
カテゴリ II	400~440	14	7	6	1	0
カテゴリ I	<400	28	10	16	2	0

10.2.2.2 シナリオにおける再生可能エネルギーの役割概要

気候緩和における再生可能エネルギーの役割に関する基本的な疑問は、再生可能エネルギー普及レベルと長期的な気候・濃度、またはその他の気候関連目標がどの程度緊密な相関関係にあるかということである。再生可能エネルギー普及と気候目標との関係を理解する背景として、過去のシナリオ文献と整合性を保ちながら（Fisher et al., 2007）、シナリオ全体において化石燃料使用及び工業活動から排出される二酸化炭素の道筋と、長期的な二酸化炭素濃度の目標の間には強い相関関係があることをまずは観測することが重要である（図 10.1、色分けされたカテゴリの正確なグループ分けにより説明）。この相関関係が重要な理由は、地球規模の炭素循環の基礎を成す主要な物理的なプロセスの仮定におけるシナリオ全体の類似性である。排出の道筋における変化はいずれも、炭素循環に関する仮定同様、緩和シナリオにおいて時間とともに排出の割り当てを決定する要素に関する仮定において残っている違いを反映する。これには、技術的改善率、経済的成長など一般的に排出の基礎となるドライバー、時間とともに排出割り当てを行うための手法のアプローチ（割引率、オーバーシュートや上限の道筋の選択など）が含まれる。

再生可能エネルギーの普及と、二酸化炭素濃度目標との関係は、かなり脆弱である。一方においては、再生可能エネルギーの普及は通常、特に今後数十年間あるいはそれ以降において、二酸化炭素濃度目標の過酷さを伴い増加する。言い換えれば、他のすべてが等しければ、より厳しい二酸化炭素濃度目標が通例、再生可能エネルギーの普及につながる。同時に、いかなる二酸化炭素濃度目標に対しても、再生可能エネルギーの普及レベルには非常に大きなばらつきがある。このばらつきは、再生可能エネルギーが気候緩和において担うであろう明確な役割に関する不確実性の反映であり、再生可能エネルギー普及が、ある特定の気候目標にどの程度関連しているのかについて、シナリオ開発者の間で合意が得られていないことを説明している。

¹ 二酸化炭素濃度安定化カテゴリの定義は、AR4 で使用されている定義と一致している。Fisher et al.（2007）におけるセクション 3.3.5 では、AR4 で評価された大部分のシナリオは、2100～2150 年における濃度を安定させるが、一方で、ここで使用される定義は、2100 年における二酸化炭素濃度に基づくということが説明されている。2100 年以降の安定化は通常、高い二酸化炭素濃度目標を持つシナリオ、つまり、ここでは評価されていないカテゴリ V 以上のものと、最終目標に到達する前に、濃度における一時的なオーバーシュートを示すカテゴリ I の非常に低い安定化シナリオに当てはまる。後者は、下方から抑制されないため、カテゴリに課せられた課題に影響を与えない。さらに、二酸化炭素濃度は、結果としてモデル全体のばらつきにつながる炭素循環に関する仮定の影響を受けるということに、留意すべきである。

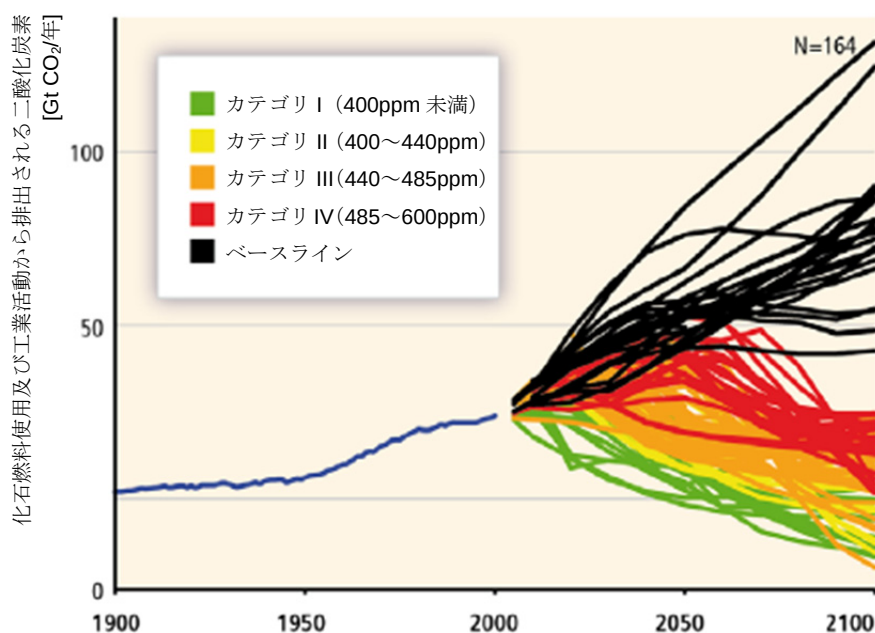


図 10.1: 過去の地球規模の化石燃料使用及び工業活動から排出される二酸化炭素、及び長期的な 164 個のシナリオからの予測。Nakicenovic et al. (2006) からの過去の排出量データを有する IPCC の AR4 及び第 3 作業部会 (WGIII) (Fisher et al., 2007) で定義されているように、色分けは、2100 年における大気中の二酸化炭素濃度のカテゴリに基づく。図やデータは、Krey and Clarke (2011) から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正。

同時に、このようなばらつきにもかかわらず、再生可能エネルギーの普及の絶対的規模は、シナリオの大多数における今日の絶対的規模より著しく大きいことに留意することも重要である。2008 年の、直接等価における地球規模の再生可能な一次エネルギー供給は、63.6EJ/年 (IEA, 2010d) ² であり、伝統的バイオマスは 30EJ/年を超える。対照的に、2030 年までには、多くのシナリオが、再生可能エネルギーの普及が今日と比較して 2 倍もしくはそれ以上になることを示している。ほとんどのシナリオにおいて、これに付随して伝統的バイオマスが減少し、近代的エネルギー源が相当な成長を示す。2050 年までには、ほとんどのシナリオにおける再生可能エネルギーの普及レベルは、100EJ/年を超え (中央値 173EJ/年)、多数のシナリオにおいて 200EJ/年に達し、一部の事例では 400EJ/年を超えている。伝統的バイオマスの使用がほとんどのシナリオにおいて減少していることを考慮すれば、シナリオは、(伝統的バイオマス以外の) 再生可能エネルギー生産がほぼ 3 倍から 10 倍以上の範囲で増加することを示す。同様に、再生可能エネルギーが地球規模の一次エネルギー供給に占める割合は、シナリオ間でかなり違っている。シナリオの半分以上が、2030 年において、再生可能エネルギーの貢献が、一次エネルギー供給の 17%を超え、2050 年においては 27%超に達することを示している。再生可能エネルギーの割合が最も高いシナリオでは、2030 年では約 43%、2050 年では 77%に達している。2100 年における再生可能エネルギーの普及レベルは、これらよりも相当高く、今世紀にわたる継続的な成長を反映している。

事実、再生可能エネルギーの普及は、多くのベースラインシナリオにおいて、つまり明確な気候政策を持たないシナリオにおいてかなり進んでいる。2030 年までに、最大約 120EJ/年の再生可能エネルギー普及レベルが予測されており、2050 年では多くのベースラインシナリオが 100EJ/年超に到達し、一部の事例では最大 250EJ/年に達する。これらの規模の大きい再生可能エネルギーのベースライン普及は、エネルギー消費は今世紀を通して大幅に増加しつづけるという仮定、及び気候政策がない場合に、再生可能エネルギー技術を多くの用途において経済的に競争力を持つように変える仮定によって直接生じる。

² 使用された様々な一次エネルギーの計算法のために、IEA によって公表された (及び図 8.2 で示された) 65.6EJ の値とわずかな差があることに留意する。このテーマについての追加的背景については、第 1 章の Box 1.1、1.2.1、及び Annex A.11.4 参照。

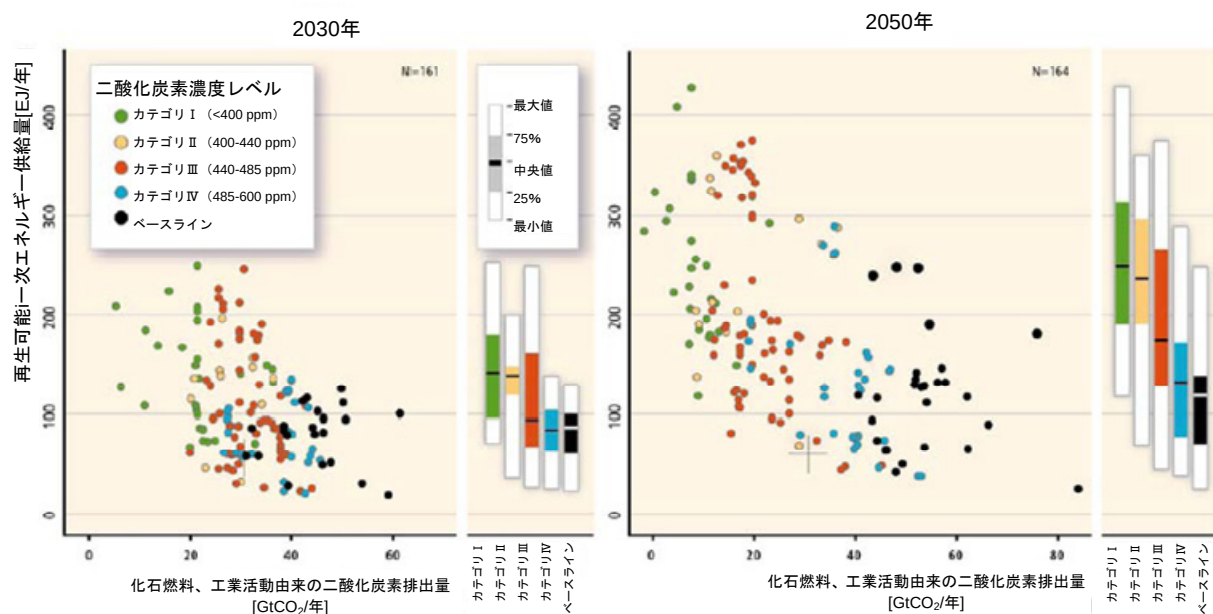


図 10.2: 164 の長期シナリオから得られた、2030 年及び 2050 年における化石燃料と工業由来の二酸化炭素排出量と比較した、世界の再生可能エネルギー供給量（直接等価法）。色別の分類は、2100 年の大気中の二酸化炭素濃度レベルのカテゴリに基づく（Fisher et al., 2007）。分布図の右側にある図は、大気中の二酸化炭素濃度の各カテゴリにおける再生可能エネルギーの普及レベルを示す。黒の細線は中央値、棒内の着色部分は四分位範囲（25～75%）、白の棒の両端は全ての評価対象のシナリオの全体の範囲を示す。十字は 2007 年における値を示す。2 つのデータセットのピアソンの相関係数は、-0.40（2030 年）と -0.55（2050 年）である。評価対象のシナリオは 164 あるが、2030 年の結果はデータ報告の都合上 161 のシナリオのみである。再生可能エネルギーの普及レベルが現在を下回るのは、モデル結果と伝統的バイオマスの報告の差異による。図及びデータは、Krey and Clarke（2011 年）から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正。

10.2.2.3 再生可能エネルギー普及規模の設定: エネルギーシステムの発展及び長期的気候目標

10.2.2.2 では、特定の二酸化炭素濃度目標に対するシナリオ全体にわたる再生可能エネルギーの普及レベルの大きなばらつきが実証された。このセクションでは、主にエネルギーシステムの発展という視点からこのばらつきを調査する。次に、10.2.2.4 では、その他の低炭素エネルギー供給源との競合性を調査する。

再生可能エネルギー普及レベルにおけるばらつきの意味を解明する第一歩は、一次エネルギー消費と 164 のシナリオ全体の長期的な気候目標との間には弱い相関関係しかないことに留意することである（図 10.2）。たとえば、440ppm 未満のレベルで大気中の二酸化炭素濃度が安定化するシナリオでは（カテゴリ I 及び II）、再生可能エネルギー普及レベルの中央値は、2030 年では 139EJ/年、2050 年では 248EJ/年であり、2030 年では最高値は 252EJ/年、2050 年では最高 428EJ/年に到達した。これらのレベルは、ベースラインシナリオにおける対応する再生可能エネルギー普及レベルを大幅に上回っており、一方では、二酸化炭素安定化の各カテゴリにおける再生可能エネルギー普及の範囲は広範であることを認められなければならない。その他のすべてが同等であるならば、二酸化炭素緩和は、地球規模のエネルギー消費全体に下向きの圧力をかけるが³、この効果の規模はシナリオ全体でかなりばらつきがある。そして、多くの場合非常に小さいため、シナリオにおける一次エネルギー消費総量と長期的な気候目標（図 10.3）との相関関係は、二酸化炭素排出量と長期的な気候目標（図 10.1）との相関関係よりはるかに弱い。言い換えると、一次エネルギー消費に関する緩和効果は、モデル及びシナリオ全体でばらつきがあるということになる。さらに、緩和に基づく一次エネルギー消費のばらつきは、経済成長や関連するエネルギーのサービスに対する需要など、ベースラインの一次エネルギー消費を促す、エネルギー消費の基本的なドライバーに関する仮定におけるばらつきに大きな影響を受ける。ばらつきは、これらの基本的なドライバーについての統一の見解の不足に起因する。これらは、今日いかなる程度の確実性を持ってしても理解され得ない影響力である。

³ これが必ずしも真実でないことに留意する。気候政策に対応した大規模な帯電が原因となり一次エネルギーが増加するシナリオが存在する（Loulou et al., 2009 など参照）。

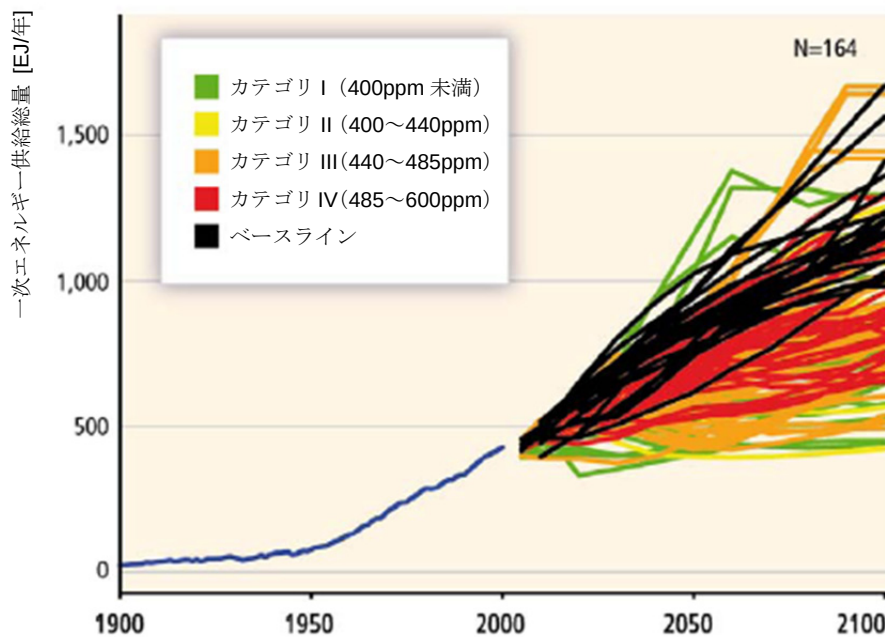


図 10.3: 過去の地球規模の一次エネルギー供給総量（直接等価）及び 164 の長期シナリオからの予測。色分けは、Grubler（2008 年）の過去のデータを有する、2100 年の大気中の二酸化炭素濃度レベルのカテゴリに基づく（Fisher et al., 2007）。図とデータは、Krey and Clarke（2011 年）から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正。

一次エネルギー総量におけるばらつきとは対照的に、無制限に放出する化石エネルギーの生産（二酸化炭素回収・貯留を持たない化石源）は、将来におけるいかなる時点の二酸化炭素排出量によっても厳しく制約されている（図 10.4）。長期的な気候目標を満たすためには、エネルギー及びその他の人為的な源からの二酸化炭素排出量における削減が必要となる。重要な地球システム、中でも注目すべきは地球規模の炭素循環であり、これらが特定の長期的目標達成に関連する二酸化炭素排出量レベルを制限する。同様に、これによって、無制限に放出する化石エネルギー源から生成され得るエネルギー総量が抑制される。二酸化炭素排出量の一定レベルに関連する無制限に放出する化石エネルギーにおける残存するばらつきにつながる要因には、たとえば化石源間の異なる炭素含有量を交換する能力（天然ガスは、エネルギー原単位につき石炭よりも炭素含有量が少ない）と、二酸化炭素回収・貯留を有するバイオエネルギーを使用するか、または炭酸ガス吸収森林の拡充を切り替えることによる負の排出を達成する可能性（2.6.3.3 参照）が含まれる。二酸化炭素排出量と長期目標との関係性は、異なる基礎となるモデル構造、技術及び排出ドライバーに関する仮定、及び炭素循環などの物理的システムの説明の結果として、時間とともに起こる排出量削減の時間経路における相違の影響を受けている。

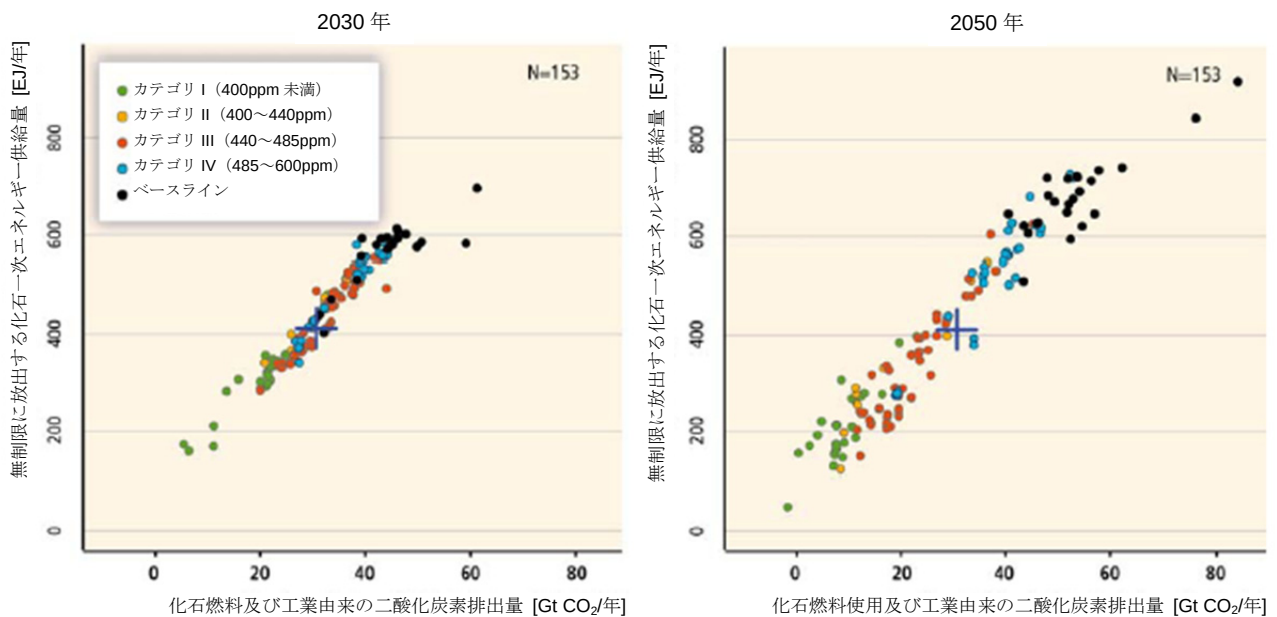


図 10.4: 化石燃料及び工業由来の二酸化炭素排出量を関数とし、2030 年及び 2050 年における 164 の長期シナリオによる世界の化石燃料を無制限に放出した場合の一次エネルギー供給量（直接等価法）。色別の分類は、2100 年における大気中の二酸化炭素濃度レベルのカテゴリに基づく（Fisher et al., 2007）。青十字は、2007 年における値を示す。2 つのデータセットのピアソンの相関係数は 0.96（2030 年）及び 0.97（2050 年）である。評価されたシナリオは 164 あるが、データ報告の都合上、ここで示された 2030 年及び 2050 年の結果では 153 シナリオの結果のみを使用している。図及びデータは、Krey and Clarke（2011 年）から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正。

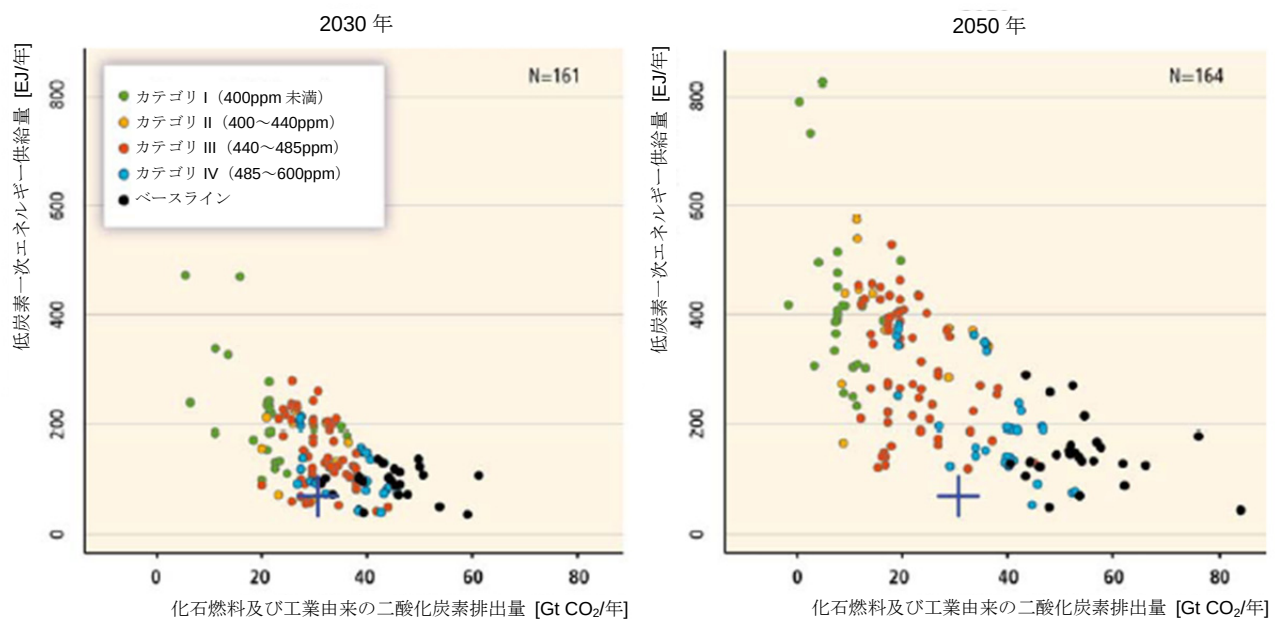


図 10.5: 化石燃料及び工業由来の二酸化炭素排出量を関数とし、2030 年及び 2050 年における 164 の長期シナリオにおける世界の低炭素の一次エネルギー供給量（直接等価法）。低炭素のエネルギーとは、再生可能エネルギー、二酸化炭素回収・貯留を備えた化石エネルギー、原子力エネルギーを指す。色別の分類は、2100 年における大気中の二酸化炭素濃度レベルのカテゴリに基づく（Fisher et al., 2007）。青十字は、2007 年における値を示す。2 つのデータセットのピアソンの相関係数は、-0.60（2030 年）及び -0.68（2050 年）である。評価されたシナリオは 164 あるが、データ報告の都合上、ここで示された 2030 年の結果では、161 シナリオの結果のみを使用している。図及びデータは Krey and Clarke（2011 年）から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正。

再生可能エネルギーは、3つの主要な低炭素供給オプションのうちの1つにすぎない。他の2つのオプションは、原子力、及び二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギーである。低炭素エネルギーへの需要（3つのオプションすべての総計）は、単純にここでの議論に照らし合わせると、一次エネルギーの総需要量と二酸化炭素を無制限に放出した化石エネルギー生産量の相違と考えられる（図 10.5）。つまり、気候変動の制約上、二酸化炭素を無制限に放出した化石エネルギーによるエネルギー供給が出来なくなっても、低炭素エネルギーの利用かエネルギー消費の削減かの、いずれかの方法によって供給せざるを得ない。上記で議論されたように、緩和による需要応答が、ここで調査されたようにシナリオセット全体において一般的に需要の持つ変動性によって引き起こされることを考えると、結果としては、二酸化炭素濃度目標及び低炭素エネルギーの間の強固な相関関係はあっても（Clarke et al., 2009; O'Neill et al., 2010 も参照）、二酸化炭素濃度のいずれの目標についても、依然としてかなり大きい低炭素エネルギーについての変動性がある。したがって、再生可能エネルギー、原子力、及び二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギーの間の競合は、再生可能エネルギーの普及及び二酸化炭素濃度目標との関係に更なる変動性をもたらすことになる（図 10.2）。

10.2.2.4 再生エネルギー源及びその他の形式の低炭素エネルギーとの競合

このセクションでは、再生可能エネルギー及びその他の2つの低炭素供給オプション（原子力及び二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギー）との競合について取り上げる。164のシナリオの大部分は、これらの2つのオプションのうちの1つまたは両方の普及に対する明らかな限界によって特徴づけられている。制約された二酸化炭素回収・貯留シナリオでは、新たな、または既存の発電プラント、化石、バイオエネルギーを投入（精製）する他のエネルギー変換施設、いずれかに二酸化炭素回収・貯留を組み込むためのオプションを排除しただけであった。制約された原子力のシナリオは3つの形を持つ。2つのアプローチでは、既存の発電プラントが時間と共に閉鎖することを可能にし、あらゆる新規の導入を許可しないことで、今日のレベル以下での原子力の普及を維持するか、もしくは閉鎖の影響を相殺するような耐用年数の延長又は新規の導入のどちらかによって、現在のレベルの原子力の普及を完全に維持する。多くのシナリオで適用されている3つ目のオプションは、ベースラインレベルで、緩和シナリオにおける原子力普及を時間と共に維持することである。この3つめのカテゴリを解釈する上での問題点は、原子力がベースラインシナリオ全体にわたって大幅に異なる次元まで拡大し、比較可能性が制約されることである（詳細については図 10.6 の説明参照）。

その他のすべての事柄が同じであるならば、競合するオプションが利用不可能であるか制約されている場合、再生可能エネルギーの普及は拡大する（図 10.6）。2つの効果は同時に、再生可能な一次エネルギーの割合の増加に貢献する。まず、競合するオプションが少なくなり、再生可能エネルギーは、低炭素エネルギーの割合の大部分を占める。次に、最終消費オプションが経済的に魅力的になり、オプション不足による緩和コストの上昇が、エネルギー消費総量に下向きの圧力をかける。これらの2つの強制力の相対的な影響はモデル全体でばらつきがある。

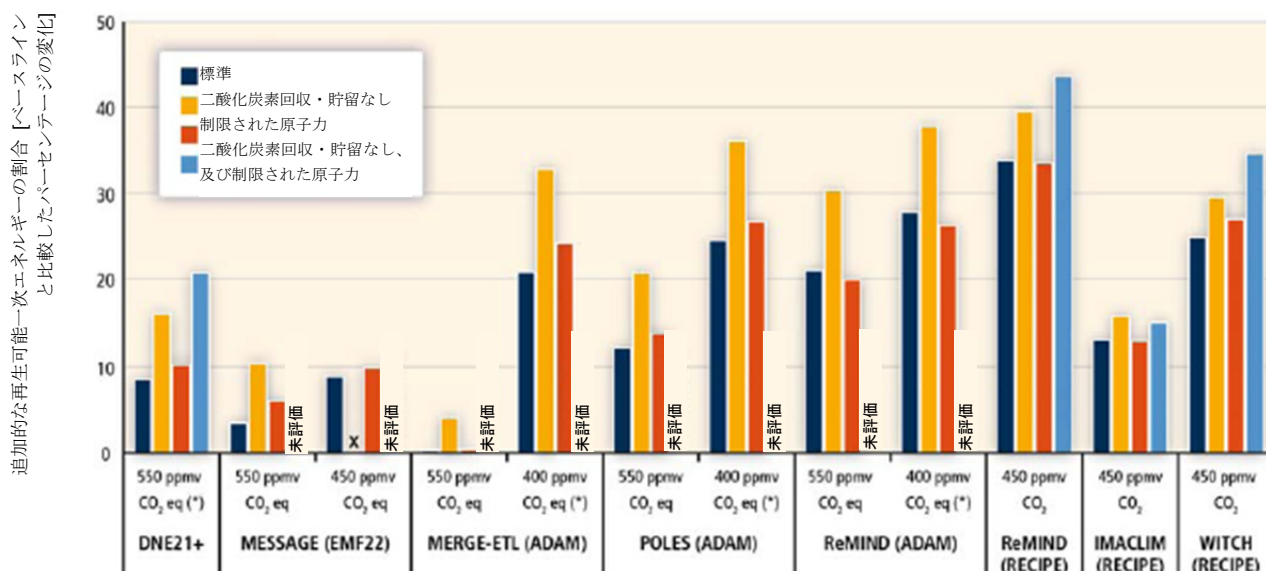


図 10.6: ベースラインシナリオと比較した、特定の技術的制約シナリオにおける世界の再生可能一次エネルギーの割合の増加（2050 年、直接等価法）。「X」は、シナリオの各濃度レベルが未達成だったことを示す。「限定的な原子力」と「二酸化炭素回収・貯留なし」の定義は、モデル間で異なる。DNE21+、MERGE-ETL、POLES の各シナリオは、様々な速度での原子力の段階的撤廃を示す代表例である。MESSAGE シナリオでは普及を 2010 年までに限定している。ReMIND、IMACLIM、WITCH の各シナリオは、原子力の貢献を各ベースラインシナリオに限定しているため、現在の普及レベルに比べて大幅な拡大をさらに暗示している。REMIN (ADAM) の 400ppmv・

二酸化炭素回収・貯留なしのシナリオでは、二酸化炭素貯留の累積量が 120Gt CO₂ に制限されるシナリオを参照している。MERGE-ETL の 400ppmv・二酸化炭素回収・貯留なしのシナリオでは、二酸化炭素貯留の累積可能量は約 720Gt CO₂ としている。POLES の 400ppmv CO₂/eq・二酸化炭素回収・貯留なしのシナリオは実現不可能だったため、ここで示すシナリオの各濃度レベルは約 50ppm CO₂ 下げられたものである。DNE21+シナリオは、2050 年までの排出の経路に基づき 550ppmv CO₂/eq と見積もっている図は Krey and Clarke（2011 年）から引用。

同時に、技術の競合は、再生可能エネルギー普及レベルに影響を与える要因の 1 つに過ぎないことを再び強調することが重要である。技術の競合は、それだけで様々な緩和レベルに関連した再生可能エネルギーの普及におけるばらつきを説明するものでない。ここまでの議論によって、いかなる緩和レベルにおいても、再生可能エネルギー技術自体の技術的特徴と共に、エネルギー需要の基本的なドライバー（経済的成長、人口増加、経済成長のエネルギー強度、及びエネルギー最終消費の改善）も再生可能エネルギーの普及の不可欠なドライバーであることを明確にするべきである。にもかかわらず、環境的、社会的、または国家安全保障の障壁が、二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギーと原子力双方を大幅に抑止する場合、再生可能エネルギーが、低炭素エネルギーの大部分を供給しなければならないということを想定することが適切となる（図 10.7）。これらの非再生可能の低炭素エネルギー供給オプションの利用可能性とは関係なく、大部分のシナリオにおいては、2050 年までの低炭素エネルギーを供給するために原子力及び二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギーよりも再生可能エネルギー源に大きく依存している（図 10.7 の左上の三角印を参照）。これらのオプションのうち 1 つだけに限定されている場合、低炭素エネルギーである再生可能エネルギーの普及の割合は通常、1 つのオプションに限定されていない場合よりも高いが、この効果の程度は、再生可能エネルギーの不足を補うこれらの中の他のオプションの能力に左右される。多くのモデル化の方法論において、二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギーと原子力は、ベースロード発電に最も近い代替物であると考えられている。その 1 つが利用不可能となると、それが提供してきた発電量の大部分が、再生可能エネルギー源よりむしろもう一方によって代わりに供給される。これは、太陽エネルギー、波エネルギー、及び風力エネルギーが変動しやすいためである。同時に、貯水池水力発電、バイオエネルギー、及び地熱エネルギーは出力調整可能なベースロードであることに留意することが重要である（8.2.1）。

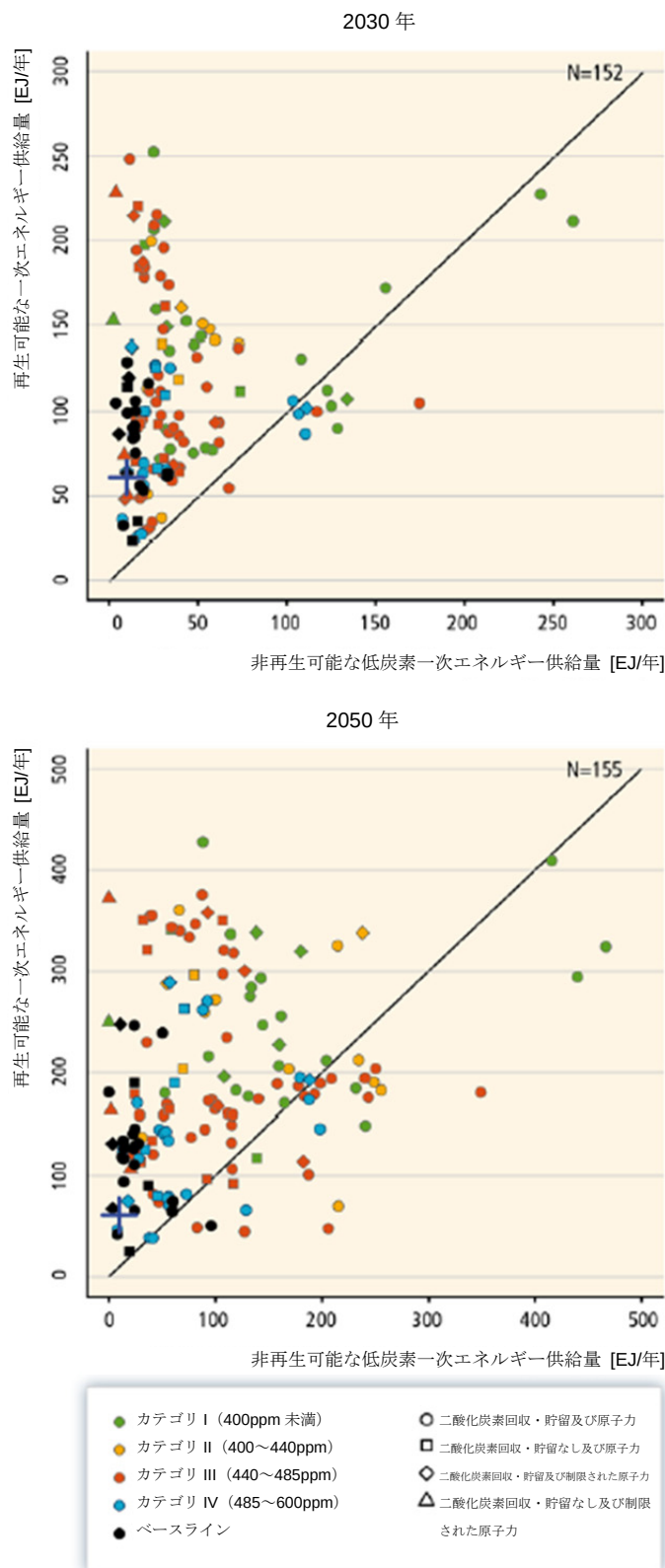


図 10.7: 2030 年及び 2050 年において非再生可能低炭素エネルギーの一次エネルギー供給量（直接等価）に対して想定される地球規模の再生可能エネルギーの一次エネルギー供給量（直接等価）。色分けは、2100 年における大気中の二酸化炭素濃度レベルのカテゴリに基づいている（Fisher et al., 2007）。これらの形状は、競合する低炭素エネルギー供給オプション、二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギー、及び原子力の利用可能性への制約を特定する。原子力を制限するシナリオには、原子力の段階的廃止、新たな原子力の生産量への制約、原子力生産がベースラインレベルにまで抑制されているシナリオも含まれていることに留意する。青の十字線は、2007 年における関係を示す。データ報告の理由により、164 すべてのシナリオに対して、152 及び 155 のシナリオのみがここに示された 2030 年及び 2050 年の結果に含まれている。図及びデータは、Krey and Clarke (2011 年) から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正している。

制約のある技術シナリオからの基本的な疑問は、低い安定化目標を達成するために、1 つ以上のエネルギー供給オプションが今世紀「必要である」のかどうか、つまり、これらの技術が利用不可能である場合でも、目標は依然として到達出来るのかどうか、ということである。この問題を探る 1 つの方法は、制限された技術で試みられたが、関連したモデルによって作成され得ないシナリオを特定することである。これらの試みは、ほとんどの場合、本当の意味で物理的な実現可能性の指標として考慮されていないが、感覚的には限られた技術オプションにより安定化目標を達成することは困難である（Clarke et al., 2009）。これら試みられたシナリオは、複雑なストーリーを物語っている。一部の場合、モデルは原子力や二酸化炭素回収・貯留なしで安定化を達成することができなかったものもあれば、これらのシナリオを作成することができたものもある（図 10.6）。いくつかの研究において、再生可能

エネルギーの普及に対する制限が、モデルの安定化目標達成を妨げることを示している（図 10.11 など参照）。その他の研究は、バイオエネルギーの形で再生可能エネルギーと二酸化炭素回収・貯留との組み合わせが、低い安定化目標を、負の排出によってかなり簡単に達成できることがされた（Azar et al., 2006; van Vuuren et al., 2007; Clarke et al., 2009; Edenhofer et al., 2010; Tavoni and Tol, 2010）。

10.2.2.5 技術、時間の経過、及び地域による再生可能エネルギーの普及

個々の技術の普及の特徴にも大きな違いがあり、（図 10.8 及び 10.9）いくつかの面については注視に値する。まず、第一に普及の絶対的な尺度は、技術間で大きく違っていることである。バイオエネルギー、風力エネルギー、及び太陽エネルギーは通常、水力発電及び地熱エネルギーより高い成長の普及を示している、そのばらつきは、水力発電及び地熱エネルギーに関係のある風力及び太陽エネルギーの最低限の普及が明らかなシナリオがある場合には大きくなる。なお、わずかなシナリオにだけ示されている海洋エネルギーについてはここでは検討しない（10.2.4 も参照）。さらに普及度については、他の技術と比較して一部の技術でさらに大きな相違が見られる。例えば水力発電普及におけるばらつきは、地熱の普及におけるばらつきよりも少ない。地熱エネルギーの高い普及率のシナリオは、おそらく地熱井涵養システムや地熱ヒートポンプの広範な用途からの競争力のある電力を想定している（4.2 及び 4.8 参照）。図 10.8 及び 10.9 において、相対的に他の再生可能エネルギー技術に比べたバイオエネルギーの数を解釈する際には注意を要する。この分析は直接等価計算法を利用して行われている。バイオエネルギーは、エタノールなどの燃料や電力としての用途で利用される場合も、変換前の値で計算されている。これに対し、他の技術は一般的には発電を行っており、この場合には発電量として計算されている。もしこれらを代替する方法によって一次エネルギーに変換するのであれば、平均的な化石燃料の電力換算効率によって、これらは概ね 3 倍程度大きくなるだろう。

次に、普及の時間スケールも様々な再生可能エネルギー技術によって異なり（図 10.8 及び 10.9）、その大部分は技術の相対的成熟度についての現在の普及レベルと（もっぱら）関連する想定との違いを示すものである。たとえば、水力発電はシナリオ全体にわたってごくわずかな成長しか認められない（今日と比較して 2050 年までの中央値の場合では 1.7 倍の増加、最大値のシナリオにおいても 3 倍の増加）。風力発電は、今日における低い普及レベルから、より急速に成長している。太陽エネルギーは、今日、また多くのシナリオにおいては 2020 年からの最小値から普及が始まっており、最も急速に成長する。実際、太陽エネルギーにおける成長の大部分は、2030 年以降に起こり、大規模な太陽エネルギーが他のオプションよりも長期的なオプションであるというシナリオ間での一般的な一貫性を示している。地球規模のバイオエネルギー生産は、バイオマスの伝統的使用（2008 年におけるバイオエネルギー消費の 30EJ/年以上、つまり約 3 分の 2）と同様、セルロースバイオマスによるアプローチなどより先進的な方法も含んでいる。伝統的バイオマス使用は通常、経済的發展が進むと減ると考えられており、バイオエネルギーの増加は主に近代的な利用であることを示している。一部の技術は他の技術よりも気候政策によってより明確に影響を受けているように思われることに留意することもまた有益である。たとえば、太陽エネルギーの普及レベルは、その他のシナリオにおいてよりも、最も野心的な気候シナリオにおいて著しく高い。すべての技術においてこの効果が認められるが、その程度は様々である。

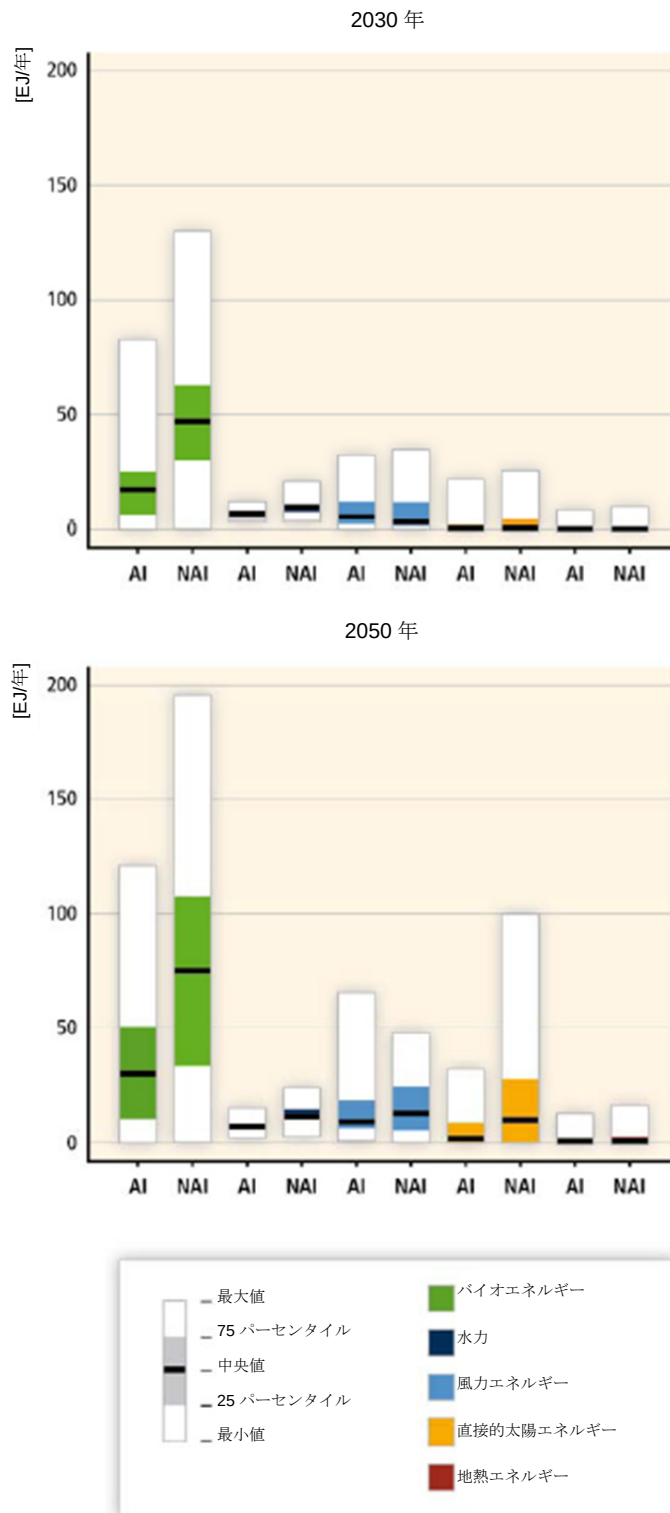


図 10.8: 164 の長期的シナリオにおける Annex I 国 (AI)、非 Annex I 国 (NAI) におけるエネルギー源別の地球規模の再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量（直接等価法による）（2030 年と 2050 年）。黒の細線は中央値、棒内の着色部分は四分位範囲（25～75 パーセントイル）、白の棒の両端は全ての評価対象のシナリオ全体の範囲を示す。エネルギー源によって、これらの数字の元になるシナリオの数は 122～164 と異なっている。海洋エネルギーはわずかなシナリオでのみ示されており、不十分であるため同じグラフは作成できないことに注意。情報を解釈する価値はあるものの、164 のシナリオは伝統的な統計分析に従った無作為抽出を代表するものではないことに留意。（バイオエネルギー供給が他のエネルギー源の供給量を一見上回っている理由の 1 つとして、本図では一次エネルギーを表示するために、直接等価法が使用されることがある。バイオエネルギーは、エタノールなどの燃料や電力などに変換される前に計算されている。他の技術は主に（100%ではないが）発電に用いられ、発電量に基づき計算される。代替法に基づき、直接等価法でなく一次等価法が用いられた場合、非バイオマスの再生可能エネルギー源によるエネルギー生産は上図の 3 倍になる）。図及びデータは、Krey and Clarke (2011 年) から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正。

最後に、シナリオにおいては一般的には再生可能エネルギーの普及は Annex I 諸国よりも時間と共に非 Annex I 諸国のほうが拡大していることが示されている（図 10.8 及び Krey and Clarke, 2011）。すべてのシナリオにおいては、経済的及びエネルギー需要の拡大は、Annex I 諸国よりも非 Annex I 諸国において大きいという仮定が含まれている（Clarke et al., 2007, 2009）。この結果、非 Annex I 諸国がベースラインあるいは政策がない場合において二酸化炭素排出量のより多い割合を占めてしまうため、時間が経つとともにより多くの排出量削減を行わなければならない。他のすべてが同じ条件であるならば、削減量の拡大は、再生可能エネルギーを含む低炭素供給オプションのより広範な普及を意味している。従って、シナリオが一般的に非 Annex I 諸国地域においてより広範な再生可能エネルギーの普及レベルを示していることは、驚くに値しない。

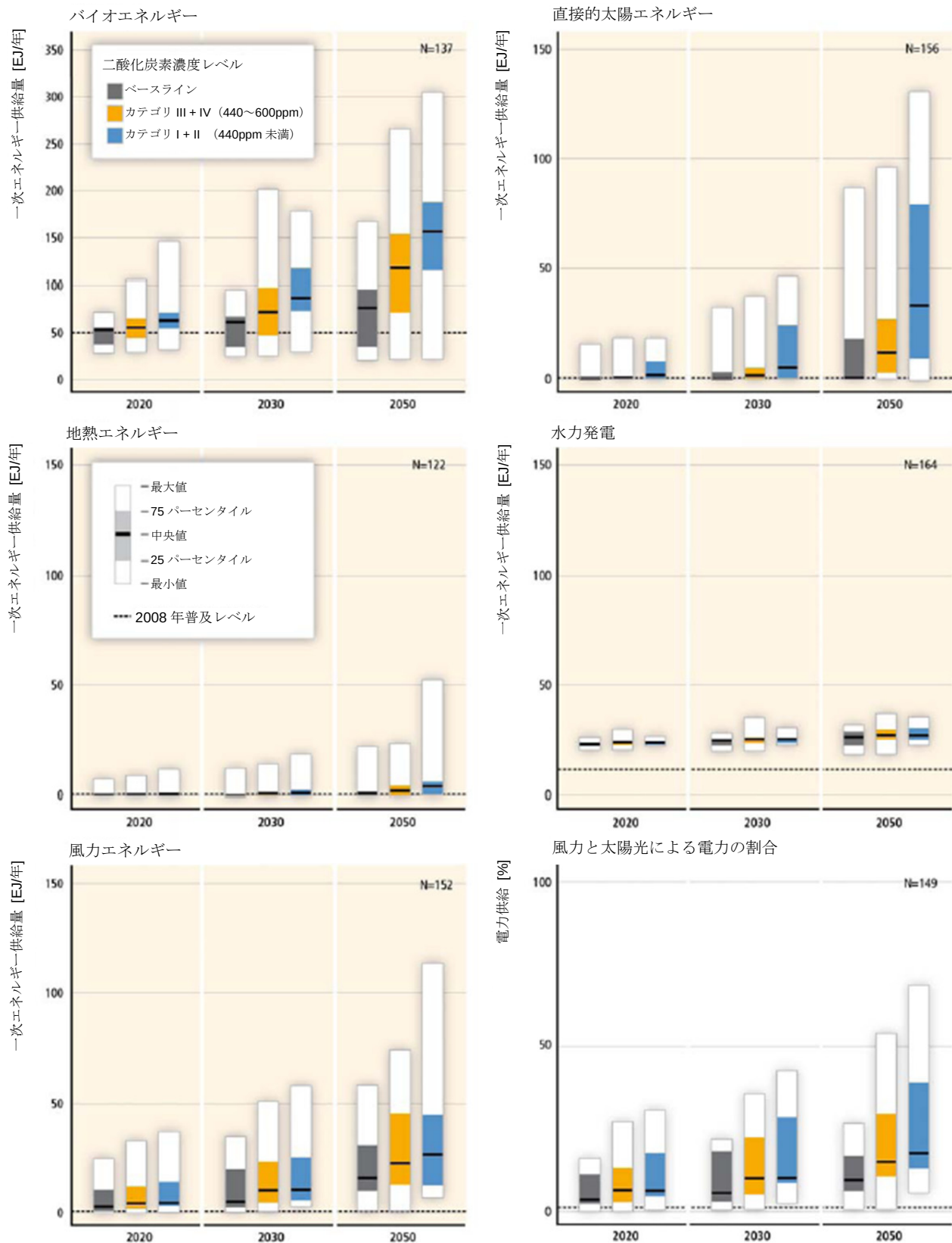


図 10.9: 164 の長期シナリオを、2100 年の大気中の二酸化炭素濃度レベルでカテゴリ分けして、バイオマス、風力、太陽光、水力、地熱エネルギーの 2020 年、2030 年と 2050 年の世界の一次エネルギー供給量（直接等価法）と世界の電力発電量に占める変動しやすい再生可能エネルギー（風力及び太陽光発電）の割合（Fisher et al., 2007）。直接等価法に従い、バイオマスの一次エネルギー供給量は変換前のもので計算する一方、他の再生可能エネルギーオプションは、生産される 2 次エネルギーに基づいて計算している。黒の太線は中央値、棒内の着色部分は四分位範囲（25～75%）、白の棒の両端は評価対象のシナリオ全体の全範囲を示す。これは、情報を解釈する上では有益であるが、164 のシナリオが正しい統計的分析用の無作為サンプルでは明らかにないことに留意することは重要で

ある。データ報告の理由により、ここで示された各国に含まれているシナリオの数には、かなりばらつきがある。個々の図の基礎となるシナリオの数 (N) は、164 すべてのシナリオに対して、各国の右上に示されている。図及びデータは、Krey and Clarke (2011 年) から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正している。

同時に、特に短期における実際の普及レベルは、長期的な目標だけではなく、それに向けて国々がどの程度行動を起こすかに依ることに留意することが重要である。たとえば、一部の国が地球規模の排出削減への参加を遅らせるシナリオでは、再生可能エネルギー普及は、地球規模全体で参加するシナリオよりも必然的に低くなる (Clarke et al., 2009; Krey and Clarke, 2011)。それにもかかわらず、二酸化炭素濃度の安定化は、二酸化炭素排出量をゼロ近くにすることを意味するため、すべての国々で最終的に二酸化炭素排出量をこのレベルにしなければならず、よりエネルギー消費が多い国々は、どの国が気候に関する措置を最も早く始めるかに関わらず、他の国よりも低炭素エネルギーを多く必要とする。価格ベースの政策に焦点を当てる国があるのに対し、再生可能エネルギーに対する義務を含む規制政策を使用する国もあるなど、それぞれの国が緩和に対する異なるアプローチをとる可能性があり、このことが再生可能エネルギー普及の空間的な特徴にも影響を与えるであろうことに留意することも重要である。ここで説明されたシナリオは、大部分が専ら価格ベースの緩和に依存しており、この種のばらつきは認められない。

10.2.2.6 再生可能エネルギーと緩和コスト

気候緩和における再生可能エネルギーの役割は、再生可能エネルギー普及レベルの視点だけではなく、再生可能エネルギーの利用可能性及び普及の緩和の経済的結果やコストへの影響についての調査でも見られる。研究者が特定の技術を緩和コストに結び付けようとした 1 つの方法は、緩和コスト曲線、つまり、どの程度の緩和が特定の技術によって与えられた炭素価格で達成されることが可能なのかを示す関係を示することである。再生可能エネルギーにおいて、これらの曲線は、どの程度の二酸化炭素軽減が、再生可能エネルギー技術によってどれくらいのコストで提供され得るのか、という疑問に答えようと試みている。このような緩和コスト曲線は、10.4 においてさらに詳細に議論するので、ここでは触れない。緩和を特定の技術に割り振ることは、統合モデルの主な結果ではないということのみ、ここでは留意しておく。統合モデルは、価格、排出量、及び普及に関する情報を提供するが、一般的には、排出量の原因を特定の技術の有無には帰しない。このような割り振りは、主な仮定についての分析者の判断に依る後処理のオフラインでの計算の結果である。これらの後処理の仮定をシナリオに適用することは、統合というより新たな分析であり、シナリオ自体からのメッセージを不明確にする。様々な手法を使用することに起因する、二酸化炭素排出量緩和のばらつきの意味は、本章で分析された 164 すべてのシナリオから選ばれた 4 つのシナリオを基に、10.3 で取り上げられている。さらに、これらの分析は、再生可能エネルギー技術の普及による、気候緩和の便益（長期的にはそれほど深刻でない気候変動の影響、適応に対する必要性の低減など）、安定したエネルギー供給、及び大気汚染（医療費の軽減など）を説明していない (Nemet et al., 2010 など参照)。相乗便益のさらに詳細な検討については、10.6 で参照が可能である。

再生可能エネルギーと緩和コストとの関係に対するもう 1 つのありうる視点は、シナリオ全体の再生可能エネルギー普及レベルと炭素価格の関係の関係を考慮することによって提供される。このアプローチは、与えられた炭素価格において、再生可能エネルギーはどの程度普及するのかという疑問に答えるものである。164 のシナリオでは、再生可能エネルギーの普及と炭素価格の間に有意な相互関係がないことを示している (図 10.10)。10.2.2.2、10.2.2.3 及び 10.2.2.4 で検討されたように、再生可能エネルギーの普及レベルと長期的な濃度目標との間の関係を不明確にするすべての影響力は、再生可能エネルギーの普及と炭素価格との間の関係に影響を及ぼす。さらに、統合エネルギーモデルは、パラメータの想定とモデル構造の双方に基づき、幅広い炭素価格によって特徴づけられている (Clarke et al., 2007, 2009)。その結果、モデル全体に目を向けた場合、再生可能エネルギーの普及レベルと炭素価格を結びつける能力はほとんど持っていないことがわかった。

二酸化炭素価格は、コストの総額ではなく、値引き額の限界収益点の費用を示すため、コストに対する限定的な測定基準にすぎない。他の様々なコストの評価基準は、緩和の経済的影響を得るために、文献において使用されてきた。これらには、国内総生産 (GDP) または消費における変化、または緩和コスト総額（つまり温室効果ガス排出量低下を伴うエネルギーシステムを普及、運営させるための追加的コストを含む額）が含まれる。これは、再生可能エネルギーがコストに及ぼす影響のより広範な意味を与える可能性がある。一般的に、緩和は GDP を低減させる傾向がある (Fisher et al., 2007)⁴。しかし、これらの対策は、必ずしも炭素価格よりも再生可能エネルギー普及との強固な相互関係につながらない。たとえば、本セクションで検討されたベースラインシナリオにおける GDP の全体的なばらつき (GDP の最小値及び最大値の間では 2050 年では 1.8 倍) は、気候緩和の結果としての GDP の変化よりもさらに大きい (2050 年までのベースライン GDP の最大数パーセント)。これは、GDP のフィードバックを含むそれらのモデルに対するそれぞれのベースラインの緩和シナリオにおける GDP を比較することによって引き出される。ベースラインの GDP の優位性と変動性によって、GDP 総計と再生可能エネルギー普及の関係はさ

⁴ 少数派の研究者が、気候緩和は経済生産の増加につながると主張していることに留意する (Barker et al., 2006 など)。その基本的な主張とは、特定の仮定の下では、炭素価格の上昇によって誘発された技術的変化は、さらに大きな経済的成長を引き起こす追加的な投資につながることである。

らに不明瞭になる。

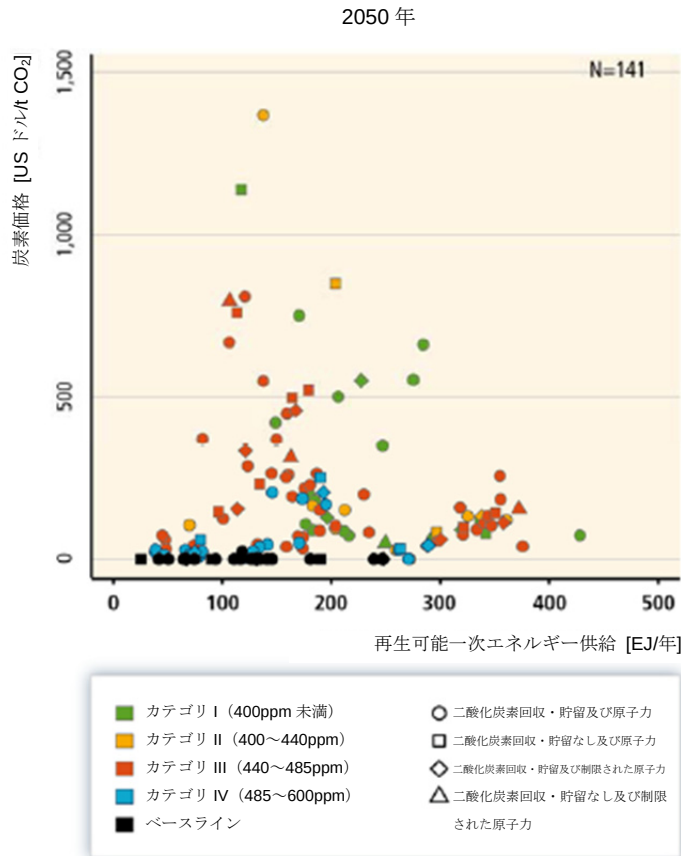


図 10.10: 2050 年における地球規模の再生可能一次エネルギー供給量（直接等価）に応じた炭素価格（US ドル（2005 年））。色分けは、2100 年における大気中の二酸化炭素濃度レベルのカテゴリに基づく（Fisher et al., 2007）。グラフ中の様々な記号は、二酸化炭素回収・貯留及び原子力の利用可能性を示す。原子力のシナリオには、原子力の段階的廃止、新たな原子力の生産量に対する制約、及び原子力生産がベースラインレベルにまで制約されるシナリオが含まれているものに限られていることに留意する。データ報告の理由により、164 すべてのシナリオに対して、141 のみのシナリオが、ここで示された 2050 年の結果に含まれている。図及びデータは、Krey and Clarke（2011 年）から引用し、2 つの追加的シナリオを含むために修正している。

緩和の経済的影響と再生可能エネルギーの普及との関係の様々な反映は、再生可能エネルギーの利用可能性、またはコストや性能についての異なる仮定や、競合する緩和オプションの下で、緩和コストがどの程度変わるかということ調査することによって、解明され得る。多くの研究者がこの問題を調査した（Clarke et al., 2008; Luderer et al., 2009; Edenhofer et al., 2010; Tavoni and Tol, 2010 など参照）。直感と同じく、これらの研究によると、再生可能エネルギー技術の存在、またはそのコストや性能の改善が緩和コストを低減させることが実証されている。これは驚くには値しない。即ち、より多くの、またはより適切なオプションはコストを増加させない。より重要なことは、二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギーや原子力の利用可能性の増大に起因する緩和コストにおける変化と比較した、再生可能エネルギー技術の利用可能性、コスト、または性能の拡大に起因する緩和コストの変化の相対的規模である。たとえば、ADAM（Edenhofer et al., 2010）及び RECIPE プロジェクト（Luderer et al., 2009）双方において（どちらも 3 つのモデルを含んでいる）、再生可能エネルギー普及を拡大するオプションの不足に起因するコスト増大は、今日のレベル、またはベースラインレベルを超えて二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギーを実施するオプション、または原子力の生産量を拡大するオプションの欠如からのコスト増大と比べて、明らかに桁違いの差は無い（図 10.11 及び 10.12 参照）。実際いくつかのシナリオでは、再生可能エネルギーを抑制することは、原子力または二酸化炭素回収・貯留を有する化石エネルギーを抑制することよりも多くのコスト増大につながる。再生可能エネルギーの利用可能性、コスト及び性能の有用性も、どの程度の意欲なのかによって変化する可能性がある。たとえば、二酸化炭素回収・貯留を有するバイオエネルギーの利用可能性は、厳しい安定化制約を満たすための特に有益な技術の組み合わせとして認識されている（Azar et al., 2006; van Vuuren et al., 2007; Clarke et al., 2009; Edenhofer et al., 2010; Tavoni and Tol, 2010）。まとめると、再生可能エネルギー技術の普及が制約されると緩和コストが増加することと、より野心的な安定化レベルは達成出来ないだろうことについては文献において合意があるが、コスト増加が正確にどの程度の規模になるかについては、合意はほとんど無い。

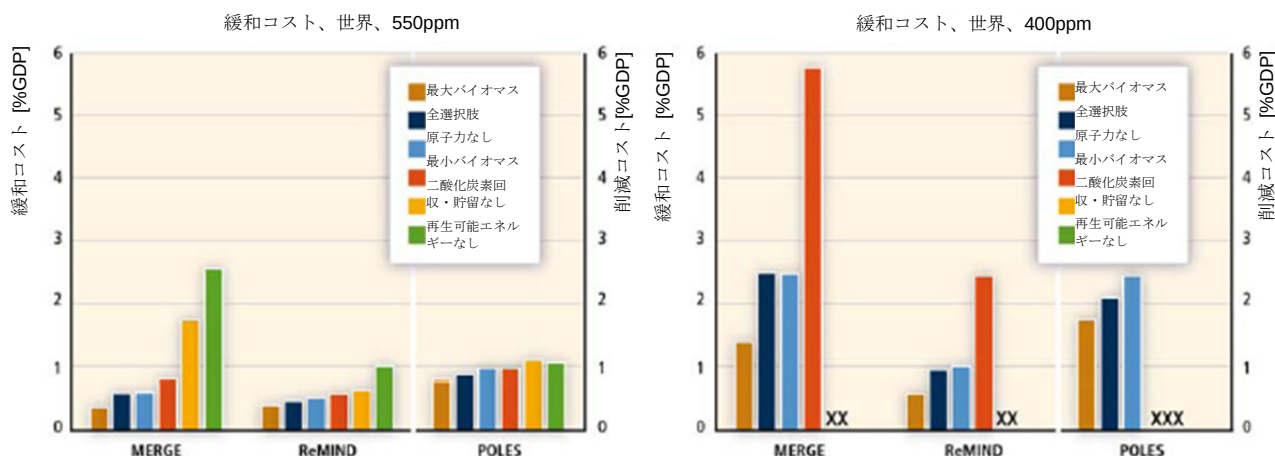


図 10.11: ADAM プロジェクトに基づく世界の緩和コスト。長期的な安定化濃度が 550ppmv CO₂/eq と 400ppmv CO₂/eq の場合における、技術の使用可能性に関する様々な想定に基づく。二酸化炭素に換算して 550ppm 及び 400ppm の長期的な安定化レベルの技術の利用可能性に関する様々な仮定の下での ADAM プロジェクトの地球規模の緩和コスト（Edenhofer et al., 2010）。緩和コストは、GDP のパーセントでのベースラインと比較して 2100 年までの GDP 総損失額（MERGE, RE MIND）または削減費用の増加（POLES）を示す。「全選択肢」は、様々なモデルにおける標準的な技術ポートフォリオを指し、「最大バイオマス（Biomax）」と「最小バイオマス（Biomax）」はそれぞれ、バイオマスの標準的な技術ポテンシャル（200EJ）に対し 2 倍であるものと 0.5 倍であるものを指す。「二酸化炭素回収・貯留なし」は緩和ポートフォリオから二酸化炭素回収・貯留を除いたもの、「原子力なし」と「再生可能エネルギーなし」は原子力と再生可能エネルギーの普及レベルをベースラインに制限したものを指しているが、それでもなお、現在と比べればかなりの拡大の可能性を示している。右側の「X」は、技術の選択肢が限定的な場合、400ppmv CO₂/eq の水準の達成が不可能であることを示す。

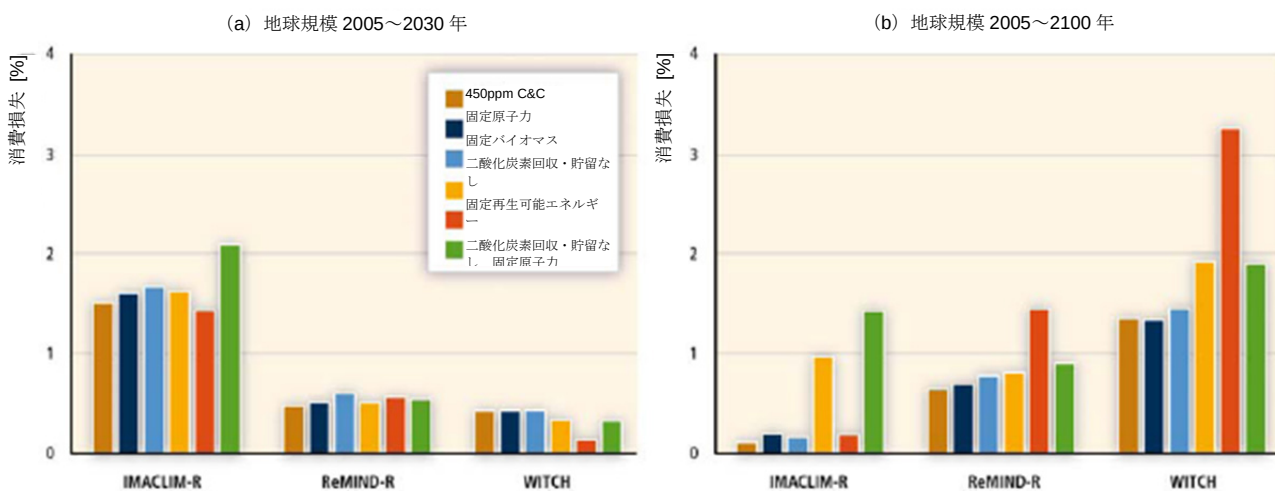


図 10.12: RECIPE プロジェクトによる緩和コスト。長期的な二酸化炭素の安定化濃度を 450ppmv とした場合の、様々な技術の可能性の想定に基づく（Luderer et al., 2009）。オプションで示す技術の値は、既知（CCS）またはベースラインのレベル（他の全ての技術）に限定されたシナリオによる消費エネルギーの削減を示す。期間は（a）2005～2030 年と（b）2005～2100 年である。オプションの値は、ある技術がベースラインのシナリオに対して制限されているシナリオの消費エネルギーの削減の差が計算されたものである。WITCH の場合、実在的な緊急時の備えの技術（generic backstop technology）は「再生可能エネルギー（固定）」シナリオでは利用出来ない想定であることに留意。

10.2.3 技術的視点から見たシナリオにおける再生可能エネルギー源の普及

本セクションにおけるシナリオは、地球規模の統合モデルを用いて作成された。こうしたモデルにはいくつかの長所があるが、これらは、最終的に再生可能エネルギーの普及に影響を与える多くの決定的因子に対して限定的な注意しか払っていないという短所もある。最終的に再生可能エネルギーの普及に影響を与える短所もある。こうした強制力の役割をより深く理解する方法として、このセクションからのシナリオは、第 2～7 章の「炭素緩和における長期的展開において直面する潜在的障壁、及び、シナリオ文献において認められるような再生可能エネルギー

の普及拡大を達成する促進的要因を認識することである。このセクションは、それらのセクションの主要要素を簡潔に要約する。

資源ポテンシャル: 一般に、地球レベルの再生可能エネルギーの全てのカテゴリについて、たとえそれが最大の普及レベルであっても、利用できる技術的ポテンシャルによって制約されるとは考えられていない。しかし、再生可能エネルギー資源は地域的に不均一であるため、たとえば水力及び風力エネルギーなどにおいては、その高い普及レベルの一部は、最も経済的に魅力的な場所に制約されている可能性がある。ほとんどの再生可能エネルギー源の場合、その利用可能性は、水力発電、風力エネルギーと同様に例えば海洋、地熱、バイオマス、太陽エネルギーにおいて、その特定の形態のために、地理的に制約されている。例えばバイオエネルギーの場合、2050 年までの温室効果ガス安定化レベルが最大で約 300EJ/年までとなっているシナリオにおける供給レベルは、第 2 章で検討されているような可能な普及レベルの上限と一致する（2.8.4 及び図 2.8.3 参照）。

地域的普及: 経済的発展及び技術的成熟度は、地域的な普及のレベルの主たる決定要因となる。再生可能エネルギーの地域的な政策の枠組みは、経済的に魅力的で予測可能となる必要がある。大規模な水力発電のような成熟した技術の場合、経済協力開発機構（OECD）加盟国における利用可能な技術的ポテンシャルの大部分は使い切っており、将来の拡大の多くは、アジア及びラテンアメリカの OECD 非加盟国に期待されている。すでに高い拡大率が認められている風力エネルギーの場合、過去 10 年間にわたるヨーロッパ及び北アメリカのほとんどにおいて、またごく最近では中国及びインドにおいて、シナリオ文献で示されたようなより広範な普及を達成するには、現在観測されているものよりも地理的に更に広範囲な普及の分布が必要である可能性が高い。他の未成熟な技術は、初めのうちは、財政支援状況及びインフラ統合が好ましい状態にある豊かな地域（ヨーロッパ、北アメリカ、オーストラリア、及びアジアの地域）における拡大に焦点を当てる可能性が高い。

サプライチェーン問題: 一般的に、シナリオにおけるより高い普及レベルを阻む、原料、労働、及び生産力の克服できない中期的～長期的な制約は特定されていない。たとえば、風力エネルギー産業は、生産チェーンのグローバル化につながる過去における急速な拡大を経験してきたが、より厳密なシナリオに見られる容量の追加割合を達成するためには産業のさらなる発展が必要とされる。一部の技術に対する市場及びサプライチェーンが地球規模である（風力、太陽光発電（PV））一方で、他の技術（受動的太陽光エネルギーや低温太陽熱など）は大部分が地域的であることを認めることも重要である。市場が拡大するにつれて、それらの技術は範囲がより地球規模に拡大する可能性は高い。過去の増加率は、政策及びマーケットシグナルが明確であると仮定すると、絶対的な長期的制約は存在しないことを示している。

技術及び経済性: 再生可能な技術の成熟度には非常にばらつきがあるため、コストや技術的進歩の必要性にもばらつきがある。その範囲の一極にあるのが、火力発電プラントと競合性がある水力発電である。その対極にあるのが、ほとんどの海洋エネルギー技術の商業規模の実証プラントであるが、これはまだ存在していない。洋上風力エネルギーの場合、より離れた沖合での立地にはさらなる技術進歩を必要とする。また、コスト削減が普及の効果に影響を与える。同様に、集光型太陽熱発電（CSP）、太陽光発電、地熱ヒートポンプ、及び地熱井涵養システム（EGS）には、技術的改善が必要とされるが、特に発電コストについてはさらに削減する必要がある。研究開発投資及び商業生産への支援による 2020 年ごろの商業化のポテンシャルを持つ最新のバイオ燃料やバイオリファイナリーについては、同様の技術的進歩が必要とされる。

システム統合及びインフラ: システム統合は、変動性のある発電技術である風力、太陽光発電、及び波力エネルギーにとって困難である（8.2.1）。技術的（需給調整を行う発電容量、相互接続、蓄電など）及び制度的（市場設計と運用、市場アクセス、及び関税構造など）解決法は、運用上の統合の懸念事項に対処するために実施される必要がある。さらに、例え控えめな拡大シナリオであっても、遠隔地の資源を結びつけるためには、洋上及び陸上の風力発電、集中発電所である集光型太陽熱発電や太陽光発電、熱水地熱発電、及び水力発電などの大規模な新規送電インフラが求められている。ヨーロッパなどの地域に関しては、洋上風力発電へより大きく依存する可能性が高いが、それには洋上送電インフラの開発が必要である。特定の形態の海洋エネルギーは類似の統合の課題に直面しているため、これらの技術の開発においては、相乗効果が存在する可能性がある。エネルギー供給システムに占めるそれらの割合を大きくするためには、8.2 で概説したように、他の再生可能エネルギーによるエネルギーキャリア（熱、バイオガス、液体バイオ燃料、固体バイオマス、及び水素など）はすべて既存のシステムインフラへの適切な統合が必要である。

10.2.4 知見のギャップ

大規模な統合モデルにおける再生可能エネルギーの評価に関する主な知見のギャップは、これらのモデル内での再生可能エネルギー技術自体によるものである。シナリオの文献におけるそれぞれの再生可能エネルギー源の範囲は大きく異なっている。水力発電のような成熟した技術は、この評価で検討されたすべてのモデルに組み込まれている一方、未熟な技術または今日大規模に普及していない技術（海洋エネルギー、洋上風力、集光型太陽熱発電、及び地熱エネルギーなど）は、少数のシナリオによって焦点を当てられている。その 1 つの理由は、未熟な技術、ま

たは貢献度が低いと想定される先験的な技術に具体的に焦点を当てる需要が少ないことである。2 つ目の理由は、一部の利用可能な資源（地熱エネルギー、様々な海洋エネルギーなど）に対する（望ましい格子レベルを持つ）質の良い地球規模の資源データの欠如である。これは、エネルギー経済及び統合評価モデルへの入力である資源供給曲線を得る前提条件である。より広く言えば、技術自体の表現を超え、再生可能エネルギー技術の実施に関する多くの問題には、大規模な統合モデルにおけるさらなる研究及び包括が必要である。この点における重要な領域には、電力網への再生可能エネルギーの統合、及びバイオエネルギー生産、作物生産、及び森林減少の間の関係が含まれる。

しかし、再生可能エネルギー技術や関連するシステムの表現を改善しても、気候緩和における再生可能エネルギーの役割に関する不確実性を完全には排除しないことには留意することが重要である。このセクションを通して検討されたように、再生可能エネルギー技術とは無関係の様々なその他の不確実性、たとえば経済成長及び人口増加、競合する技術の利用可能性、コストや性能、及び緩和アプローチやその意欲の性質が、気候緩和における再生可能エネルギーの役割に影響を与える。単に様々なモデル化のプラットフォームの設計に由来する不確実性であっても、結果に影響を与え得る。それゆえ、将来に優先すべき研究課題は、なぜモデル結果が再生可能エネルギーに関して変化するのかという疑問への理解を深めること、そしてモデル結果の相違の原因を仮定及び手法の相違に帰することである。

10.3 様々な再生可能エネルギー戦略に対する代表的な緩和シナリオの評価

10.2 ではより統計的な視点から、再生可能エネルギー技術が様々な緩和の道筋において果たし得る役割について包括的な概要を検討した。これに対し、本セクションではさらにその先の集約されたデータレベルに進み、地域及び部門別の視点に焦点を置く。この掘り下げた分析のために、前のセクションでの全シナリオの評価から、異なった実例的なエネルギー及び排出の道筋を代表する 4 つのシナリオを選択した（表 10.3 参照）。これらのシナリオにおいては、前提も、緩和の目標も、基礎となるモデルのタイプも異なっている。シナリオとモデルについての説明は 10.2 の Box 内の記載を参照すること。この分析の主要なデータは今日まで発表されている内容の範囲を超えており、シナリオ執筆者と執筆機関による特別な要請により提供されたものである⁵。

10.3.1 再生可能エネルギー源の部門別内訳

各シナリオにおいて普及する再生可能エネルギーの量は、多くのばらつき、前提、及び入力データ（10.2.1 も、特に 10.2.1.1 を参照）に依存している。最も影響力の強いものは、様々な再生可能エネルギー技術のコストと性能の前提であることが多い。これらは競合する低炭素供給のオプション（つまり、原子力と二酸化炭素回収・貯留を伴う化石エネルギー）の相対的魅力を決定するのみでなく、最終消費エネルギーの効率化策の相対的魅力を決定するうえでも一助にもなる。コストの過小評価は再生可能エネルギー普及の過大評価につながり、また逆にコストの過大評価は再生可能エネルギー普及の過小評価につながる。計算された再生可能エネルギーの割合は更に競合するオプションの一般的な利用可能性により決定される。代替の緩和オプションに制約があることは、ある特定のレベルの温室効果ガスの緩和に対して、さらに大きな再生可能エネルギーの普及拡大が起こることを意味する。インフラの制約とシステム統合オプションに関する前提は、更に重要な決定要因である。この面では、重要な要因は、電力網がどのようにして大量の変動的な再生可能資源に適合するかについての仮定に関連してくる。対照的に、再生可能エネルギーの全体的な技術ポテンシャル（即ち一次エネルギー源、社会地理的制約、及び変換プロセスにおける技術的損失（Annex I の定義参照）を考慮した生産可能なエネルギーの総量）は、それが現在や予測される将来の需要を桁違いの規模で置き換えるので（1.2.2 参照）、世界的レベルでの制限要因とはなり得ない。そのため、技術的な再生可能エネルギーポテンシャルをすべて探究することは要求されないし、またその必要もない。

実際に、環境に優しい未来のエネルギー供給を達成するためには、再生可能エネルギー資源の普及は持続可能性の判断基準（criteria）を尊重しなければならない（第 1 章と第 9 章参照）。再生可能エネルギー資源の拡大には、社会的受容性が極めて重要である。屋上太陽光発電や太陽熱、ならびにバイオエネルギーコジェネレーションプラントや陸上風力発電といった再生可能エネルギーの運用は、分散型エネルギー生産設備であることが多く、需要中心地の近く、あるいは需要中心地にさえ設置されることがある。他の再生可能エネルギーの運用は需要中心地からある程度離れた場所に位置する工業規模のエネルギー製造施設を必要とする場合が多く、大規模な送電を必要とする。その例としては大規模陸上ウィンドパーク、洋上風力エネルギー、砂漠での集光型太陽熱発電、熱水地熱プラント、及び水力がある。どの場合でも、社会的受容性への配慮を注意深く行わない場合、開発が制約される可能性がある。バイオマスについては、他の土地利用との競合、食糧生産、生態系保存、土地利用の転換により起こりうる直接的または間接的温室効果ガス排出に関して問題が起こっているため、最近特に論議を呼んでいる（2.5、9.3.4

⁵ IEA-WEO2009- ベースラインは国際エネルギー機関 (IEA) とドイツ航空宇宙センター (German Aerospace Center)、ReMIND-RECIPE はポツダム気候変動研究所 (Potsdam Institute for Climate Impact Research)、MiniCAMEMF22 はパシフィック・ノースウエスト国立研究所 (Pacific Northwest National Laboratory)、そして ER-2010 はドイツ航空宇宙センター

及び 10.6 参照）。一方で、再生可能エネルギーの普及は、通常は化石燃料に付随する環境及び健康への影響がなく、遠隔地におけるエネルギーアクセスを提供するポテンシャルがあるため、持続可能性基準により積極的に推進されている（9.3.2、9.3.4 及び 10.6）参照）。そのため、非経済的な判断基準も再生可能エネルギーの普及に著しい影響を与え、関係する前提はシナリオの結果にとって極めて重要である。

最後に重要なことであるが、シナリオ分析においては気候変動及びエネルギー政策の枠組みが再生可能エネルギーの普及に深く関連していることである。市場の原理と制約が再生可能エネルギーの普及に関連し、市場ポテンシャルを決定する。市場ポテンシャルは機会も含んでいるため、理論上は支援プログラムによって市場ポテンシャルが経済ポテンシャルよりも大きくなる可能性があるが、様々な再生可能エネルギーの制約要因となるような市場の欠点や他の新しい技術のために、一般的には市場ポテンシャルは経済ポテンシャルよりも低い（1.4.2 と 11.4）。市場ポテンシャル分析は、一部は公共機関により形作られる固有の条件下における民間経済主体の行動を考慮しなければならない（11.5 と 11.6 参照）。この意味において、エネルギー政策の枠組みは再生可能エネルギー源の拡大に対して、それぞれのシナリオの結果に対応する前提に大きな影響を与える。

再生可能エネルギーの普及は様々な要因により推進され、また妨げられ、異なる決定要因とその影響がどのように評価されるかに非常に大きく依存する。将来の開発の不確実性は一般的に高く、特定の前提によって決定される。この意味において、一貫した一連の特定の前提を積み上げていくエネルギーシナリオは、特定の条件下で将来何が期待出来るかについての概算である。様々なシナリオの比較は未来の範囲にまで及ぶため、隅々までに及ぶ共通点と傾向を示し、違いと不確実性を可視化し、より透明化することが可能である。

掘り下げた分析のための 4 つの例示シナリオの選定

シナリオの結果はパラメータ前提のみでなく、基礎となるモデルの構造とモデル固有の制約（特定の再生可能エネルギー技術の開発上限など）によって決まる。4 つのシナリオは、広い範囲の異なるモデル構造、需要予測、及び供給側の技術のポートフォリオを提示するために選んだ（ボックス 10.2 参照）。IEA-WEO2009 - ベースライン参照シナリオ（IEA, 2009; 2050 年までへの延長: Teske et al., 2010）（以下 IEA-WEO2009 - ベースライン）は 4 つのシナリオにおける唯一のベースラインシナリオであり、2009 年までに実施されたもの以降のいかなる気候政策目標も組み込んでいないシナリオである。このシナリオの特徴は低い再生可能エネルギー普及での比較的高い需要予測にある。3 つの緩和シナリオのうちの 2 つ、つまり ReMIND RECIPE 450ppm 安定化シナリオ（Luderer et al., 2009）（以下 ReMIND RECIPE）及び MiniCAM EMF 22 最良の 2.6W/m² オーバーシュートシナリオ（Calvin et al., 2009）（以後 MiniCAM-EMF22）では、高い需要予測と著しい再生可能エネルギーの増加が、二酸化炭素回収・貯留と原子力発電プラント採用の可能性と共に組み合わせられている。3 番目の緩和シナリオ、先進 Energy [R]evolution 2010（Teske et al., 2010）（以下 ER-2010）では、低い需要（たとえばエネルギー効率の著しい増加による）と、高い再生可能エネルギー普及、二酸化炭素回収・貯留は無い状態、かつ、2045 年までの世界的な原子力発電の段階的廃止と共に組み合わせられている。

表 10.3: 各モデルにおける内生的な結果への外生的な前提に基づく例示シナリオの主要なパラメータの概要。緑色は外生的入力、オレンジ色は内生的モデル結果を示す。文献中で使われている濃度カテゴリは二酸化炭素（のみ）の濃度で示し、他の測定基準は主に京都議定書または全ての強制力ある主体における二酸化炭素換算濃度が使われていることに注意すること（出典: IEA-WEO2009 - ベースライン（IEA, 2009; Teske et al., 2010）、ReMIND-RECIPE（Luderer et al., 2009）、MiniCAM-EMF22（Calvin et al., 2009）、ER-2010（Teske et al., 2010））。

カテゴリ	単位	現状	ベースライン		カテゴリ III+IV (400～600ppm)		カテゴリ I+II (<400ppm)		カテゴリ I+II (<400ppm)	
シナリオ名			IEA-WEO2009 - ベースライン		ReMind-RECIPE		MiniCAM-EMF22		ER-2010	
モデル					ReMind		EMF22		MESAP/PlaNet	
	年	2007	2030	2050 ¹	2030	2050	2030	2050	2030	2050
技術の道筋 ² 再生可能 二酸化炭素回収・貯留 原子力			すべて ³ (+) (+)	すべて (+) (+)	太陽熱: 太陽光発電と集光型太陽熱発電の区別なし		太陽熱: 太陽光発電と集光型太陽熱発電の区別なし、海洋エネルギーは含まず		すべて (-) (+)	すべて (-) (-)
人口	10 億	6.67	8.31	9.15	8.32	9.19	8.07	8.82	8.31	9.15
GDP/1 人 ⁴	1000US ドル (2005 年) /1 人	10.9	17.4	24.3	12.4	18.2	9.7	13.9	17.4	24.3
エネルギー需要（直接等価）	EJ/年	469	645	749	590	674	608	690	474	407
エネルギー強度	MJ/US ドル (2005 年)	6.5	4.5	3.4	5.7	4.0	7.8	5.6	3.3	1.8
再生可能エネルギー	%	13	14	15	32	48	24	31	39	77
化石燃料と工業活動由来の二酸化炭素排出	Gt CO ₂ /年	27.4	38.5	44.3	26.6	15.8	29.9	12.4	18.4	3.7
炭素強度	kg CO ₂ /GJ	58.4	57.1	56.6	45.0	23.5	49.2	18.0	36.7	7.1

注

¹IEA（2009）は 2031～2050 年を含まない。IEA（2009）の予測はこのシナリオの対象期間を 2030 年までのみとしているため、ドイツ航空宇宙センター（DLR）が WEO 2009 のマクロ経済とエネルギーの主要指標を 2050 年まで延長して適用し作成したシナリオの推定が使用されている（Teske et al., 2010）。

²(-): 技術は含まれない、(+): 技術は含まれる。

³これには太陽光発電、集光型太陽熱発電、太陽熱温水、風力（陸上及び洋上）、地熱発電、暖房とコージェネレーション、バイオエネルギー発電、暖房とコージェネレーション、水力、海洋エネルギーが含まれる。

⁴データはモデルにおけるインプットか、内生的モデル結果である。

表 10.3 は 4 つの例示シナリオの主なパラメータを示しており、モデルによっていくつかの仮定が外生的に適用される場合と内生的に決定される場合がある。すべてのシナリオが世界人口の著しい増加を予測しており、GDP の著しい増加を想定または計算している。IEA-WEO2009 - ベースラインの GDP 予測は国際通貨基金 (IMF, 2009) 及び OECD の予測に基づく。これらの GDP 予測は ER-2010 モデルの入力パラメータとしても使用されている。対照的に MiniCAM-EMF22 及び ReMIND-RECIPE の GDP 予測は内生的に決定されたものである。人口及び GDP のどちらの変化も将来のエネルギー需要 (すべてのモデルにおいて内生的に計算されている) の主要な推進力であり、そのため少なくとも間接的には再生可能エネルギーの割合を決定めている。

4 つの例示シナリオに関して、様々な部門それぞれについて利用可能なデータの概要を以下のセクションで説明する。世界のエネルギーシナリオは再生可能エネルギー発電について詳細な情報を提供している場合が多い。現在及び未来の再生可能エネルギー電力市場についての情報は公的にアクセス可能な場合が多いが、一方で電力部門に比べて再生可能エネルギーによる暖房部門や輸送部門の利用に関する適切なデータセットは、入手できない場合や電力部門と比べて詳細ではない場合が多い。これらの部門、特に再生可能エネルギー暖房は重要な技術的ポテンシャルを示し、多くの場合すでに費用対効果も高いため、より注目されるべきである (Aitken, 2003; Seyboth et al., 2007)。

Box 10.2: 4 つの例示シナリオと基本となるモデルの概要

IEA-WEO2009 - ベースライン: このシナリオは典型的なベースラインシナリオアプローチを使用している。そのため政府政策を実質的に変更することなく、最小から中程度の化石燃料コストの上昇の前提に基づき、可能なエネルギーの道筋を計算している (IEA, 2009, p. 44)。シナリオには特定の温室効果ガス排出への制約は含まれていない。IEA (2009) の予測がこのシナリオの範囲を 2030 年までのみとしているため、ドイツ航空宇宙センター (DLR) が IEA (2009) のマクロ経済とエネルギーの主要指標を 2050 年まで延長して適用し作成したシナリオの推定が使用されている (Teske et al., 2010)。化石燃料及び工業活動に由来する二酸化炭素排出についてベースラインシナリオでは 2007 年の 27.4Gt CO₂/年から 2050 年までに 44.3Gt CO₂/年へと増加すると予測している (Teske et al. (2010) により IEA (2009) から 2030 年を超えて延長されたシナリオ「IEA WEO 2009 参照シナリオ」)。

ReMIND-RECIPE: このシナリオは大気中の二酸化炭素 (のみ) の濃度を 450ppm (2050 年までの化石燃料及び工業活動に由来する二酸化炭素排出量 15.8Gt CO₂/年に対応) に安定させることを目的とする緩和の道筋を描いている。これはエネルギー・経済・気候モデル ReMIND-R とともに算出され、ReMIND-R では完全な「場所の柔軟性」(排出量削減はそれが最も安価な場所で行われる)、「時間の柔軟性」(排出量削減はそれが最も安価な時に行われる)、及び「技術の柔軟性」(排出量削減は最も安価な技術の組み合わせを選ぶことにより行われる)の条件下で、最適な福利が実現するような変換を実現する軌跡を計算する。もう 1 つの極めて重要な前提は理想的な見通しである。投資判断は将来の価格変化及び技術成長を事前に知ったうえで行われる。モデルの特徴は高レベルの統合である。マクロ経済とエネルギーシステムは統合された最適化の枠組みのなかで扱われ、そのため気候緩和の努力のマクロ経済へのフィードバックを取り込んでいる。複雑な統合の定式化のためにはエネルギーシステムの部門別及び技術的な解決のための調整を要する。ReMIND-RECIPE は様々な再生可能エネルギー資源 (風力、太陽熱、バイオマス、水力及び地熱) と変換技術を取り込んでいる。風力と太陽光発電は学習する技術としてパラメータ化されている。再生可能エネルギー技術は最適地での工業的規模の普及が可能であり、世界の地域内 (大陸規模まで) で需要中心地まで輸送されるが、それによってこのモデルでは障害 (電力網インフラに関するものなど) が先行する計画によって避けられることを暗黙のうちに想定している (Luderer et al. (2009) による「450ppm 安定化シナリオ」)。

MiniCAM-EMF22: MiniCAM-EMF22 シナリオは Energy Modelling Forum study 22 (EMF 22) の一部として作成されたものであり、可能なアプローチから長期の気候目的まで視野に入れている。シナリオは地球規模の変化評価モデル (GCAM) の統合評価モデルの原型となった MiniCam 統合評価モデルを使用して作成された。シナリオは 2050 年に 525ppm CO₂eq でピークに達した後、2100 年までに 450ppm CO₂eq (Kyoto ガス)⁶に到達するというオーバーシュートシナリオであり、排出削減には完全な全世界の参加を前提としている。化石燃料と工業活動に由来する二酸化炭素排出量に対応する特定の濃度レベルは 2050 年までに 12.4Gt CO₂/年である。基本となるシナリオの特徴としては、地球の人口増加が含まれていて、2070 年に約 90 億人でピークに達しそれから 2100 年には 87 億人に減少するものである。シナリオにおいては広範なエネルギー供給オプションの利用可能性を検討しており、主要な再生可能エネルギーオプション、原子力、及び二酸化炭素回収・貯留技術を伴う化石エネルギーとバイオエネルギーの両方が含まれている。二酸化炭素回収・貯留を伴うバイオエネルギーの存在はシナリオ中では特に重要であるが、それは主として発電において負の排出を作るオプションを許容するからである (Calvin et al., 2009; Clarke et al., 2009)。Calvin et al. (2009) の「最良の 2.6W/m² オーバーシュートシナリオ」)。

ER-2010: ER-2010 シナリオ (Teske et al., 2010) は IEA-WEO2009 - ベースラインシナリオの社会経済的な仮定に基づいているが、2010 年以降の化石燃料コストと炭素価格の上昇を想定している。このシナリオでは世界全体の二

⁶ 大気中の二酸化炭素 (のみ) の濃度は 2100 年には約 385ppm に達する、つまりシナリオは濃度カテゴリ I (<400ppm) に分類されることに注意する。表 10.2.2 も参照。

酸化炭素排出量を 2050 年までに年 3.7Gt CO₂ のレベルに制限するという重要な制約がある。これを達成するために、このシナリオは現在利用可能な最も実践的な技術を使用して、エネルギー効率の大きなポテンシャルを十分に開発し、再生可能エネルギー使用を促進する著しい努力を特徴としている。すべての部門において、最新の市場成長予測とそれによる再生可能エネルギー業界のコスト削減の結果が考慮されており、再生可能エネルギー部門の安定した成長が推進されている。再生可能エネルギーの市場浸透を促進するために、効果的な通信システムと技術を合わせた、電気自動車のより迅速な導入、スマートメーターの導入、変動性のある再生可能エネルギー発電（太陽光発電と風力）の高い割合での使用を許容するためのスーパー系統の早い拡大といった様々な追加措置が想定されている。シナリオの手法の背景は、エネルギーと環境計画パッケージ MESAP のシミュレーションモデル PlaNet（Krewitt et al. (2009) 参照）であり、これは国、地域及び地方レベルの長期戦略計画のために作成されたものである。このモデルは各部門の非常に詳細な技術の内訳を特色としている。シミュレーションアプローチに続き、他の要因の中でも、活動と需要の推進力（交通需要など）、及び技術の関連する市場シェアは消費者によって外生的に規定される（Teske et al., (2010) のシナリオ「先進 Energy [R]evolution 2010」）。

10.3.1.1 電力部門の再生可能エネルギーの普及

ここで分析される再生可能エネルギーの電力部門シナリオは、中期における暖房部門と輸送部門のどのシナリオと比較しても、よりダイナミックな発展とより大きな再生可能エネルギーの割合を示している。

再生可能エネルギーの電力部門の市場成長要素

技術コストと性能の前提はシナリオにおいてエネルギー普及に影響する最も影響力の強い変数の中の 1 つである。コストの想定で最も大きく変動するのは太陽光発電、集光型太陽熱発電、及び海洋エネルギーである。実例としては、2020 年の分析されたシナリオの中で最も高額な太陽光発電のコスト予測は US ドル (2005 年) 5,406US ドル (2005 年) /kW であり、最も低額な予測はその半分を下回る 2,177US ドル (2005 年) /kW であった。すべてのシナリオが将来のコスト削減を前提としているが、上限は現在の市場価格の範囲 (3.8.3 参照) である。これは、新技術市場を対象とするシナリオ分析の典型的な問題を示しており、そこではシナリオの中の数字が新しいの発達によって取って代わられてしまうことが多い。コストの前提が変わればシナリオの中において、極めて異なる市場成長の道筋へとつながり、太陽光発電ベースの発電では、緩和指向のシナリオにおいてさえ 2020 年で 115TWh (414PJ) から 594TWh (2,138PJ) までその範囲が広がっている (表 10.4 参照)。これは、年間市場成長率でそれぞれ 18%~42% に相当している。

しかしながら、2050 年に設置される太陽光発電システムのコスト予測の変動幅は著しく低く、低い例では 753US ドル (2005 年) /kW から、高い例では 1,125US ドル (2005 年) /kW である。それにも関わらず、シナリオにおいて期待される普及率はかなり異なっている。太陽光発電ベースの発電では 2050 年には 2 つの緩和指向シナリオの間では、ReMIND-RECIPE シナリオの 20,790TWh/年 (74,844PJ/年) に対し、MinCam-EMF22 では 822TWh/年 (2,959PJ/年) と、25 倍もの差が生じる。この例は、太陽光発電の普及の道筋の結果が、コストの前提のみならず、多くの他の要因（二酸化炭素回収・貯留や MinCam-EMF 22 の場合原子力発電といった代替緩和技術の利用可能性と特徴など）にも依存するため、分析が複雑であることを明らかにしている。

すべての発電用再生可能エネルギー技術の中で、モデルでのコスト予測において陸上風力エネルギーの変動が最も小さく、全体の時間枠にわたり変動幅は約±10%である。コスト最適化エネルギーモデルは各技術のコスト前提を市場拡大または縮小の主要な決定要因の 1 つとして使用するので、入力コスト前提はシナリオのエネルギーミックスを決定するうえで重要な役割を果たす。

再生可能エネルギー電力部門の年間市場ポテンシャル

分析したシナリオのエネルギーパラメータに基づき、必要な年間発電容量（年間市場規模を表す）は事後に計算されている（IEA-WEO2009 - ベースライン、ReMIND-RECIPE、MinCam-EMF 22）か、またはシナリオの執筆者により提供されているか（ER-2010）のどちらかである。これらの計算された発電容量（表 10.4）には動力の再供給（つまり古い風車を新しいものと交換する）の追加ニーズは含まれていない。分析されたシナリオにおいては、現在の市場の原動力がどのように変わるかについての予測と同様に、年間市場成長率も大きく異なっている。いくつかのケースにおいては、野心的な温室効果ガスの安定化レベルを目標とするシナリオでさえ、現在の平均的市場成長率の大きな縮小が示されている。世界の太陽光発電産業の 1998 年~2008 年の平均年成長率は 35%であった（EPIA, 2008）。風力産業は同時期に 30%の平均年成長率を経験した（Sawyer, 2009）。太陽光発電、集光型太陽熱発電、及び風力産業の先進技術ロードマップでは次の 10 年間これらの年間成長率の維持が可能であり（Sawyer, 2009; EPIA, 2010）、その後に減少に転じることが示されているが、ほとんどの分析された統合エネルギーシナリオでは、すべての再生可能エネルギー電力供給技術についてこれよりはるかにゆっくりとした年間成長率が予測されている。MiniCAM-EMF22 シナリオでは、特に現在のレベルでの成長率の安定化は予測していないが、その代わりに、

代替となる非再生可能エネルギーの緩和技術、または他の再生可能エネルギーオプション（バイオマス技術のような）のほうが、太陽光発電よりもコスト競争力があることがわかった。さらに、MiniCAM-EMF22 は中期におけるオーバーシュートシナリオの典型であり、2030 年により野心的な温室効果ガス安定化レベルを掲げる他のシナリオ（ER-2010 など）よりも再生可能エネルギーのさらなる普及への圧力は極めて低い。さらに、MiniCAM-EMF22 と ReMIND-RECIPE は主にコスト主導のシナリオであるが、ER-2010 シナリオでは市場の成長がシミュレーションされており、それは外的背景に基づいている。これらの背景では ER-2010 は再生可能エネルギー部門の安定した成長と雇用を達成するために、再生可能エネルギー市場の年間での大きな変動を回避しようという試みがなされている。

特定の再生可能エネルギーのコスト予測と他の供給側の緩和技術（二酸化炭素回収・貯留や原子力など）の前提に加えて、電力需要の未来は、絶対的市場シェアの点で再生可能エネルギー源の未来の役割を決定する一助となるだろう。すべてのシナリオにおいて高いエネルギー需要が高い再生可能エネルギーの普及と一致する必要は必ずしもない。ReMIND-RECIPE と MiniCAM-EMF22 は両方とも電力需要の大きな増加を予測しているが、MiniCAM-EMF22 では低い再生可能エネルギーの市場シェアを予測し、そして、ReMIND-RECIPE では高い再生可能エネルギーの市場シェアを予測している。ER-2010 は分析されたすべてのシナリオの中でも需要の予測が最も低く、再生可能エネルギーの割合は最も高くなっている。しかしながら、太陽熱と風力の ER-2010（絶対数）の再生可能エネルギーの市場予測はシナリオ間においてそれぞれ中及び高い範囲となっているが、水力及びバイオマスは低い範囲となっている。いくつかのシナリオで電力需要が高いのは、省エネルギー（電力）の将来における役割に対する期待が比較的低いためである。

表 10.4: 4つの例示シナリオのシナリオ結果の概要: 再生可能発電、再生可能エネルギー市場シェアの結果、年間市場成長率、及び求められる年間発電容量。IEA-WEO2009 - ベースラインと ER-2010 のどちらもバイオエネルギーと地熱を組み合わせたコジェネレーションと、発電のみの発電プラントの別々のカテゴリを持つ。発電はこの表からは除外されており表 10.5 に記載されている。「na」はデータがない、「nsm」は特にモデル化されていないことを表す。出典: IEA-WEO2009 - ベースライン (IEA, 2009; Teske et al., 2010)、ReMIND-RECIPE (Luderer et al., 2009)、MiniCAM-EMF22 (Calvin et al., 2009)、ER-2010 (Teske et al., 2010)。

	エネルギーパラメータ								市場の成長							
	発電 [EJ/年]				分析されたシナリオの需要予測に基づく世界需要のパーセント [%]				年間市場成長 [%/年]				年間市場規模 [GW/年]			
	IEA-WEO 2009-ベースライン	ReMI ND-R ECIP E	MiniC AM-E MF22	ER-2 010	IEA-WEO 2009-ベースライン	ReMI ND-R ECIP E	MiniC AM-E MF22	ER-2 010	IEA-WEO 2009-ベースライン	ReMI ND-R ECIP E	MiniC AM-E MF22	ER-2 010	IEA-WEO 2009-ベースライン	ReMI ND-R ECIP E	MiniC AM-E MF22	ER-20 10
シナリオごとの予測される熱需要総量																
2020	98.1	117.9	103.4	92.9												
2030	123.5	146.3	124.8	111.2												
2050	167.6	228.2	222.4	158.1												
太陽熱																
太陽光発電 2020	0.4	0.8	0.4	2.1	0.4	0.7	0.4	2.3	17	27	18	42	5	12	6	36
太陽光発電 2030	1.0	9.3	1.0	7.0	0.8	6.4	0.8	6.3	11	32	10	14	18	163	17	120
太陽光発電 2050	2.3	74.8	3.0	24.6	1.4	32.8	1.3	15.6	4	12	6	7	40	651	25	211
集光型太陽熱発電 2020	0.1	na	0.7	2.5	0.1	na	0.7	2.7	17	na	40	62	1	na	3	12
集光型太陽熱発電 2030	0.4	na	2.0	9.8	0.4	na	1.5	8.8	14	na	13	17	2	na	9	45
集光型太陽熱発電 2050	0.9	na	5.6	32.4	0.5	na	2.5	20.5	4	na	6	6	4	na	11	66
風力																
陸上+洋上 2020	3.6	16.7	8.6	10.3	3.7	14.2	8.4	11.0	12	33	23	26	26	175	83	101
陸上+洋上 2030	5.5	35.2	15.8	21.1	4.5	24.0	11.9	19.0	5	9	7	8	60	381	171	229
陸上+洋上 2050	9.1	51.4	28.3	39.0	5.4	22.6	12.5	24.7	3	2	3	3	93	262	146	202

		エネルギーパラメータ								市場の成長							
		発電 [EJ/年]				分析されたシナリオの需要予測 に基づく世界需要のパーセント [%]				年間市場成長 [%/年]				年間市場規模 [GW/年]			
		IEA-W EO200 9 - ベ ースラ イン	ReMIN D-RE CIPE	MiniC AM-E MF22	ER-20 10	IEA-W EO200 9 - ベ ースラ イン	ReMIN D-RE CIPE	MiniC AM-E MF22	ER-20 10	IEA-W EO200 9 - ベ ースラ イン	ReMIN D-RE CIPE	MiniC AM-E MF22	ER-20 10	IEA-W EO200 9 - ベ ースラ イン	ReMIN D-RE CIPE	MiniC AM-E MF22	ER-201 0
地熱																	
発電用	2020	0.4	nsm	nsm	1.3	0.4	nsm	nsm	1.4	6	nsm	nsm	20	1	nsm	nsm	4
	2030	0.6	nsm	nsm	4.6	0.5	nsm	nsm	4.1	4	nsm	nsm	15	2	nsm	nsm	18
	2050	1.0	nsm	nsm	10.7	0.6	nsm	nsm	6.8	2	nsm	nsm	5	4	nsm	nsm	21
熱電用	2020	0.0	nsm	nsm	0.2	0.0	nsm	nsm	0.3	13	nsm	nsm	47	0	nsm	nsm	1
	2030	0.0	nsm	nsm	0.9	0.0	nsm	nsm	0.8	5	nsm	nsm	16	0	nsm	nsm	5
	2050	0.1	nsm	nsm	4.5	0.0	nsm	nsm	2.9	4	nsm	nsm	9	0	nsm	nsm	11
バイオエネルギー																	
発電用	2020	1.2	7.9	1.8	1.4	1.2	6.7	1.8	1.5	8	33	13	10	3	37	6	4
	2030	2.0	12.7	3.4	1.7	1.6	8.7	2.6	1.6	6	5	7	2	10	59	16	8
	2050	3.6	15.2	21.0	2.1	2.1	6.6	9.3	1.3	3	1	10	1	13	26	40	4
熱電用	2020	0.7	nsm	nsm	2.7	0.7	nsm	nsm	2.9	2	nsm	nsm	19	1	nsm	nsm	13
	2030	1.0	nsm	nsm	5.1	0.8	nsm	nsm	4.6	5	nsm	nsm	8	6	nsm	nsm	27
	2050	1.7	nsm	nsm	10.8	1.0	nsm	nsm	6.8	3	nsm	nsm	4	8	nsm	nsm	25
海洋																	
	2020	0.0	nsm	nsm	0.4	0.0	nsm	nsm	0.5	13	nsm	nsm	70	0	nsm	nsm	4
	2030	0.0	nsm	nsm	1.5	0.0	nsm	nsm	1.4	16	nsm	nsm	15	0	nsm	nsm	12
	2050	0.1	nsm	nsm	7.0	0.1	nsm	nsm	4.4	4	nsm	nsm	8	1	nsm	nsm	27
水力																	
	2020	14.5	15.1	12.1	14.6	14.8	12.8	11.9	15.7	2	2	0	2	20	25	0	21
	2030	16.8	18.9	13.4	15.9	13.6	13.0	10.1	14.3	2	3	1	1	135	151	109	127
	2050	21.5	23.7	15.8	18.4	12.8	10.4	7.0	11.6	1	1	1	1	78	86	57	67
発電用再生可能エネルギー計（コージェネレーションを含む）																	
	2020	21.0	40.6	23.6	35.6	21.4	34.4	23.6	38.3	4	12	6	10	57	249	98	197
	2030	27.5	76.2	35.6	67.8	22.3	52.1	20.3	60.9	3	7	5	7	232	755	322	590
	2050	40.2	165.1	73.7	149.6	24.0	72.4	35.1	94.6	2	4	4	4	240	1026	280	634

シナリオ中での将来の再生可能エネルギーの普及拡大の基となる前提は、常に現在の発電容量に対応しているとは限らないため、実際の市場行動（相互作用）を反映することができない。たとえば IEA-WEO2009 - ベースラインシナリオは 2020 年の風力発電の世界的普及を、現在利用可能な発電容量⁷よりも低く予測しているが、これは風力タービンの設備過剰と市場価格の低下となり得る。風力発電の価格の低下は、他の全てが等しいのであれば、より大きな普及につながるだろう。これはシナリオ分析を用いて非常にダイナミックな（そしてこの場合には政策誘導の）部門を扱うことの問題を再度提示している。他方、ReMIND-RECIPE の風力発電が高いシナリオでは 2020 年までに年間発電容量が 175GW となることを要求しており、それは全世界レベルでの発電容量の 4 倍の増加を意味している。ER-2010 と MiniCAM-EMF22 のどちらのシナリオも約 10 年後（2030 年までに）にはこの発電容量を求めており、その結果これらのシナリオの需要予測下での世界的な風力発電の割合を 12～19%としている。世界的に風力発電の割合が最も高いのは ReMIND-RECIPE シナリオで、2030 年までに 24%としているが、それは ER-2010 シナリオでは 2050 年によりやく到達出来る割合である。ReMIND-RECIPE シナリオがそれほど高い再生可能エネルギー普及を予測している理由の 1 つは、再生可能エネルギー技術が学習されることを考慮に入れ、技術の進歩ならびにコスト削減効果を内側から考えているからである。さらに、前提となるモデルでは理想的な見通しを想定しており、再生可能エネルギー統合に関して起こりうる障害を系統のインフラと貯蔵（Box 10.2 参照）の先行計画によって解決することを想定している。2030 年の風力発電の普及が ER-2010 のものより低くなっているのは、長期統合コストと再生可能エネルギー部門と他の経済部門間での労働力の再配分の可能性に限度があるために、シナリオが風力発電の拡大を制限しているからである。

図 10.13 は再生可能エネルギー源による発電の様々なシナリオ予測からの 2050 年の結果の範囲をまとめたものである。太陽光発電、集光型太陽熱発電、及び風力発電は 2020 年以降予測される市場ポテンシャルが最高となっている。水力発電はほとんどすべてのシナリオで比較的高く安定したレベルを維持しており（2030 年までに 10～15%）、予測間に高い相関関係があることを示唆している。再生可能エネルギー発電の市場ポテンシャルの総量は最も低い場合で（IEA-WEO2009 - ベースライン）2008 年のレベルより 9%高く、2050 年までに 24%のシェアとなる。再生可能エネルギー発電シェアで最も高いのは 2050 年までに 95%（ER-2010）と 72%（ReMIND-RECIPE）であるが、MiniCAM-EMF22 シナリオでは世界的再生可能エネルギー発電シェアが到達するのは 35%である。

即ち、すべてのシナリオでは再生可能エネルギー発電の著しい増加を予測している。再生可能エネルギー発電技術に要求される発電容量の増加が成長への基本的な障壁であるとは今まで確認されていないが、確かにいくつかのシナリオで想定されている成長への課題を表し得る。再生可能エネルギー以外の異なる緩和技術（化石燃料の二酸化炭素回収・貯留と原子力など）の利用可能性と対応する政策の道筋は、結果として著しく異なり、ほとんどの場合再生可能エネルギーの低い普及につながる。

⁷ 世界風力エネルギー協会（Global Wind Energy Council）発行の世界風力レポート（Global Wind Report 2009）によると、2009 年の世界の風力タービンの年間導入量は 38.3GW であった。

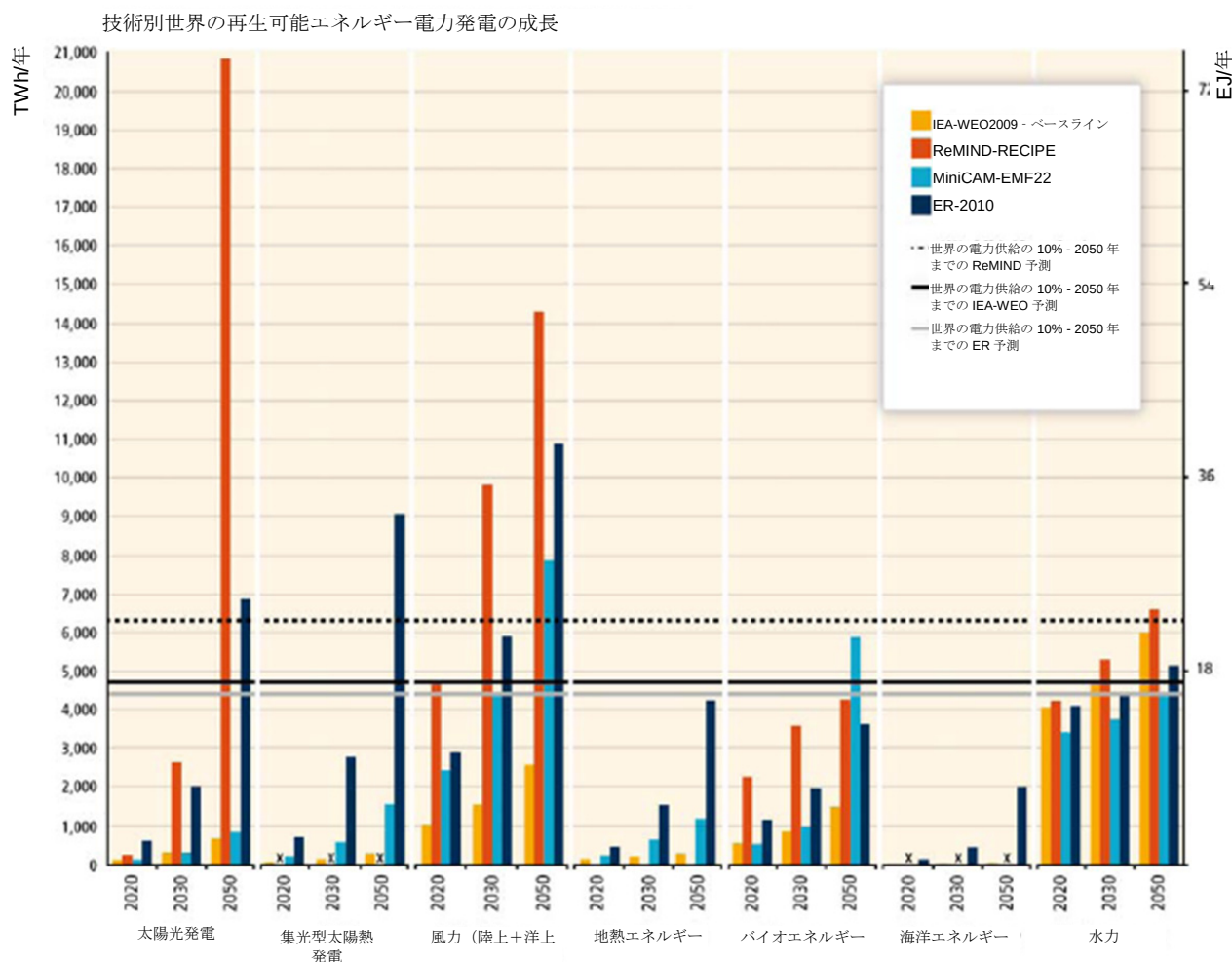


図 10.13: 世界の再生可能エネルギー発電（技術別成長予測と、比較のための 4 つの例示シナリオの世界の発電シェア）。2050 年までの再生可能エネルギー発電量はそれぞれ 11,159TWh/年（IEA-WEO2009 - ベースライン）、63,384TWh/年（ReMINDRECIPE）、21,660TWh/年（MiniCAM-EMF22）、及び 41,500TWh/年（ER-2010）。出典: IEA-WEO2009 - ベースライン（IEA, 2009; Teske et al., 2010）、ReMIND-RECIPE（Luderer et al., 2009）、MiniCAM-EMF22（Calvin et al., 2009）、ER-2010（Teske et al., 2010）。

10.3.1.2 暖房及び冷房部門の再生可能エネルギー普及

暖房部門は需要部門の中でも最も大きな部門の 1 つで、再生可能エネルギー割合は（主に伝統的なバイオエネルギーであるが）現在高くなっており、特に非 Annex I 諸国で高い。暖房用再生可能エネルギーは冷房にも使用可能で、それにより地中海性、亜熱帯、または熱帯気候の国々に新たな、そしてさらなる市場機会が提供され得る。冷房用の再生可能エネルギーは、ソーラー建築との組み合わせにより、たとえば空調にも適用可能であり、その意味で電気空調の電力需要を著しく削減するだろう。再生可能エネルギー冷暖房技術は様々な異なる技術的な道筋を示しており、異なるインフラを要求する。電力ベースの地中熱利用ヒートポンプシステム、小規模・大規模太陽熱収集器、及びバイオエネルギーコジェネレーションプラントのネットワークを持つ地域暖房は、ある程度競合する技術である。例えば低エネルギー建物はコジェネレーションネットワークの制限要因となり、ヒートポンプなどの電気暖房システムを優先的な選択肢とする可能性がある（8.2.2 参照）。

再生可能エネルギー冷暖房部門の市場成長要因

コスト面以外に、特定の再生可能エネルギー技術に有利となる政策選択と関連するインフラ（地域暖房ネットワークなど）、及び石油とガス価格の予測は、各再生可能エネルギー暖房技術の予測される普及に対して重大な影響を持つ。ER-2010 シナリオのみが世界の再生可能エネルギー割合の 2007 年の 24%⁸（IEAWEO2009-ベースライン）から 2050 年の 90%への著しい増加を示唆しており、一方 4 つの例示シナリオのそれ以外のシナリオにおいては再生可能エネルギー熱は 2020 年までで最大 30%まで（MiniCAM-EMF22）のわずかな増加のみであり、さらに 2050 年

⁸ 料理と暖房用の伝統的バイオマスを除き、再生可能エネルギーは世界の暖房需要総量の約 5~6%を提供可能で、冷房についてはごくわずかな量を提供する（Seyboth et al., 2007）。

までには 2007 年レベルへの再度の減少となる予測をしている。すべての研究が示唆していることは、暖房部門での電力需要は、燃料消費と引き換えに増加することである。

再生可能エネルギー冷暖房の年間市場ポテンシャル

再生可能エネルギー暖房部門は、様々な技術について電力部門で描かれているのに比べてかなり低い成長率予測を示している。最も高い成長率は太陽熱暖房で予測されており、特に温水用と暖房用の太陽熱収集器が高く、地熱暖房がそれに続く。地熱暖房にはヒートポンプが含まれるが、地熱コジェネレーションプラントは再生可能エネルギー発電について説明されている 10.3.2.1 で取り上げられている。

ER-2010 シナリオでは太陽熱暖房システムは、市場成長率において、2020 年までに 35%を超える著しい増加を示し、その後 2050 年の予測期間の終わりまで最低 10%までの成長率となっている（3.4 参照）。

バイオエネルギーの、伝統的で時に持続不可能な暖房用の利用から、木材ペレットオープンまたはバイオガスバーナーのようなバイオエネルギーの暖房といった近代的でより持続可能な利用への転換は、すべてのシナリオで想定されている。バイオマスのより効率的な利用は、バイオマスの全体的な需要を増加させることなく、バイオマス暖房の割合を増加させることである。しかしながら、伝統的バイオマスに対する近代的バイオマス利用の特定の内訳について情報を提供しているのは、分析されたシナリオの中で 1 つのシナリオだけである。そのため、様々なバイオエネルギー暖房システムの真の年間市場成長率を見積もるのは不可能である。

太陽熱収集器や地中熱利用ヒートポンプシステム、あるいはペレット暖房システムのような、再生可能エネルギー暖房技術の国内と工業的規模の両方の市場ポテンシャルは、再生可能エネルギーの電力部門の市場分析と重複する。太陽熱収集器の市場は電力部門とは別であるが、バイオマスコジェネレーションは電力とともに熱も供給する。地中熱利用ヒートポンプシステムはその運転に電力を使用し、そのため電力需要を増加させる。再生可能エネルギー冷暖房は再生可能エネルギー発電よりもっと分散しており、測定の不足と相俟って、統計データが十分ではなく、さらなる調査が必要となる理由となっている。分析された 4 つのシナリオのエネルギーパラメータに基づき、必要な生産能力と、それらがどのように現在の能力と関連するのかを確認するために、必要な年間の市場規模が計算されている。表 10.5 には予測された市場規模に関する概要が示されている。

すべての再生可能エネルギー冷暖房技術による生産能力は、すべてのシナリオで予測されている再生可能エネルギーの熱生産を実現するために大きく拡大されなければならない。太陽熱収集器の年間市場規模は IEA-WEO2009 - ベースラインの場合には 2020 年の 35PJ/年未満から 2030 年の 100PJ/年へと 3 倍に拡大すると予測されており、ER-2010 の場合には 1,162PJ/年にまでなると予測されている。バイオエネルギーと地熱エネルギー暖房システムの技術のオプションが多様なことと、すべての分析されたシナリオの情報レベルが低いため、ここで技術ごとに特定の市場規模について完全なデータ一式を提供することはできない。

表 10.5: 4つの例示シナリオごとの、予測される再生可能エネルギー熱生産、可能な市場シェア、年成長率、及び年間市場規模。ただし動力再供給のための追加のニーズは含まない。「n/a」：データなし。出典: IEA-WEO2009 - ベースライン (IEA, 2009; Teske et al., 2010)、ReMIND-RECIPE (Luderer et al., 2009)、MiniCAM-EMF22 (Calvin et al., 2009)、ER-2010 (Teske et al., 2010)。

	エネルギーパラメータ								市場の成長							
	発電 [EJ/年]				シナリオの需要予測に基づく世界需要のパーセント（熱電供給を含む） [%]				年間市場成長 [%/年]				年間市場規模 [GW/年]			
	IEA-WEO 2009- ベー スラ イン	ReMI ND-R ECIP E	MiniC AM-E MF22	ER-2 010	IEA-WEO 2009- ベー スラ イン	ReMI ND-R ECIP E	MiniC AM-E MF22	ER-2 010	IEA-WEO 2009- ベー スラ イン	ReMI ND-R ECIP E	MiniC AM-E MF22	ER-2 010	IEA-WEO 2009- ベー スラ イン	ReMI ND-R ECIP E	MiniC AM-E MF22	ER-20 10
シナリオごとの予測される熱需要総量																
2020	158	190	135	152												
2030	174	198	145	156												
2050	205	160	151	152												
太陽熱																
太陽熱 2020	0.8	NA	NA	6.5	0.5	NA	NA	4.5	10	NA	NA	39	32	NA	NA	409
太陽熱 2030	1.6	NA	NA	15.8	0.9	NA	NA	12.2	8	NA	NA	12	100	NA	NA	1162
太陽熱 2050	3.1	NA	NA	38.7	1.5	NA	NA	33.7	3	NA	NA	5	187	NA	NA	1568
地熱暖房																
2020	0.6	0.1	NA	4.4	0.4	0.1	NA	3.0	14	-6	NA	41	6	-1	NA	63
2030	0.9	0.2	NA	9.3	0.5	0.1	NA	7.0	4	7	NA	10	12	3	NA	149
2050	1.6	4.6	NA	26.5	0.8	2.8	NA	26.4	3	18	NA	7	22	66	NA	283
バイオエネルギー暖房																
2020	36.2	40.8	40.4	41.7	23.0	21.5	30.0	27.6	特にモデル化されていない				28	112	104	130
2030	38.2	39.8	39.0	45.4	22.0	20.1	27.0	29.7					678	698	686	811
2050	43.6	32.4	31.7	48.1	21.3	20.2	21.0	31.7					270	191	186	295
再生可能エネルギー暖房計																
2020	37.7	40.9	40.4	52.6	23.9	21.6	20.0	35.0	1	NA	NA	5	66	NA	NA	601
2030	40.7	40.0	39.0	70.5	23.4	20.2	27.0	48.7	1	NA	NA	4	791	NA	NA	2122
2050	48.4	37.0	31.7	113.3	23.6	23.1	21.0	90.8	1	NA	NA	3	479	NA	NA	2146

すべてのシナリオにおける 2050 年までの再生可能エネルギー暖房システムの割合の合計は市場シェア 23%（IEA-WEO2009-ベースライン、ReMIND-RECIPE 及び MiniCAM-EMF22）から 91%（ER-2010）と著しく異なっている。その結果、冷暖房用再生可能エネルギー技術のシェアはシナリオの前提（地域暖房ネットワークの拡大や建物効率・工業プロセスの改善などのインフラの変更に関する前提など）によって著しく変動する。ER-2010 シナリオにおける再生可能エネルギー暖房システムの高い割合は、たとえば太陽熱、地熱、及びバイオエネルギーにより発生する熱を流通させるための地域暖房システムが利用可能になり、2020 年以降競争力を持つだろうという前提に基づいている（表 10.5 参照）。

10.3.1.3 輸送部門の再生可能エネルギー普及

分析されたあらゆる研究における輸送部門での再生可能エネルギーの使用は、液体バイオ燃料、バイオガス由来のバイオメタン、及び私的・公的輸送に使用する再生可能エネルギーによる電気利用の乗り物に限られる。ほとんどのシナリオ文献は船舶用の第二世代の帆などといった新技術は考慮に入れていない。さらに、前提となるシナリオモデル内において報告とカテゴリ化が異なっているため、それらは説得力のあるシナリオ結果の比較を裏付けるものとはなっていない。しかしながら、この比較ですら、再生可能エネルギーの割合の推進力（温室効果ガスの安定化レベルなど）となる著しい影響力を示しているが、その割合はシナリオによって最大一桁まで異なっている（表 10.6 参照）。

10.3.1.4 世界の再生可能エネルギーの一次エネルギーへの貢献

図 10.14 は、2020 年、2030 年、2050 年の 4 つのシナリオから導かれた供給源ごとの予測される一次エネルギー生産の概観（直接等価法を用いている。1.1.8 を参照）を示すとともに、様々な予測される世界の一次エネルギー需要とその数値を比較したものである。すべてのシナリオにおいて、バイオエネルギーが平均して最も高い市場シェアを獲得しており、太陽エネルギーがそれに続いているが、シナリオごとの結果は異なっている。その主な原因は、バイオエネルギー（第 2 章を参照）は、特定の一次エネルギーの算定基準と組み合わせ、すべての部門（電力、暖房、冷房、及び輸送）にわたって利用可能であるという事実である。バイオエネルギー向けに利用可能な土地は限定されており、自然保護の問題、食物生産、及び材料生産との競争が厳しく、利用可能なバイオエネルギーの部門ごとの利用は、シナリオの前提及び基礎となる優先度に大きく依存している（2.2、2.5、及び 9.3.4 を参照）。太陽エネルギーは、暖房、冷房、及び発電に直接的な形で利用出来るが（電力経由で間接的に輸送目的にも利用出来る）、太陽エネルギー技術は比較的低いレベルから始まっている。一次エネルギーにおける風力及び水力の平均的な割合が比較的低い理由の 1 つは、電力部門における排他的な使用にあるだろう。ただし、特に風力が大きく貢献するとしているシナリオもある。

2050 年までの一次エネルギーミックスにおける総合的な再生可能エネルギーの割合は、4 つのシナリオすべてにわたって大きく変動している。2050 年までに 15%としている（2008 年に 12.9%）IEA-WEO2009-ベースラインが最も低い一次再生可能エネルギーの割合を示しており、ER-2010 は 77%、MiniCAM-EMF22 は 31%、ReMIND-RECIPE は 48%の世界の一次エネルギー需要が再生可能エネルギーによって満たされるとしている。温室効果ガス濃度水準による制約がなければ、再生可能エネルギーの普及率は幾分低くなるということは驚くべきことではないが（IEA-WEO2009-ベースライン）、緩和志向シナリオの間でも大きな違い（相対的な再生可能エネルギーの割合に関して 2 倍以上）があることは注目に値する。繰り返すが、これは、技術に特有の想定（コストなど）、モデルの特徴（内生的学習の組み込みなど）、他の緩和技術の利用可能性に関する想定、及び予想されるエネルギー需要といった多くの要素に起因している。分析した全てのシナリオにおいて、2050 年までの世界の再生可能エネルギーの総導入量は、全体でも使用可能な再生可能エネルギーの技術ポテンシャルの 2%にすら及んでいない（10.3.2.2 を参照）。広範囲に及ぶ再生可能エネルギーの割合は、政策、技術コスト、選択された緩和技術（二酸化炭素回収・貯留の利用可能性など）、及び将来のエネルギー需要予測に関する様々な想定関数である。

表 10.6: 4 つの例示シナリオにおける輸送部門の予測される再生可能エネルギーの割合（注：電力の割合には、再生可能エネルギー電力及び非再生可能エネルギー電力に加え、電力で生産された水素も含まれている。IEA-WEO2009-ベースライン、MiniCAM-EMF22、及び ER-2010 では、電力部門における再生可能エネルギーの割合は、輸送部門に利用される電力の再生可能エネルギーの割合を特定するために利用されている。そのため、輸送部門内の総合的な再生可能エネルギーの割合は、各比率の合計よりも低くなる。）出典：IEA-WEO2009-ベースライン（IEA, 2009; Teske et al., 2010）、ReMINDRECIPE（Luderer et al., 2009）、MiniCAM-EMF22（Calvin et al., 2009）、ER-2010（Teske et al., 2010）

輸送部門における再生可能エネルギーの割合		IEA-WEO2009-ベースライン (%)	ReMIND-RECIPE (%)	MiniCAM-EMF22 (%)	ER-2010 (%)
バイオ燃料	2020 年	4.3	2.2	6.8	5.4
	2030 年	4.6	12.9	9.5	9.3
	2050 年	5.0	26.8	10.2	14.0
電力（従来の発電及び水素を含む）	2020 年	1.4	0.1	2.5	4.4
	2030 年	1.5	1.0	4.1	14.7
	2050 年	1.6	6.7	11.2	57.4
総合的な再生可能エネルギーの割合	2020 年	4.6	2.3	7.5	7.3
	2030 年	4.9	13.9	10.8	19.1
	2050 年	5.4	33.6	15.6	68.9

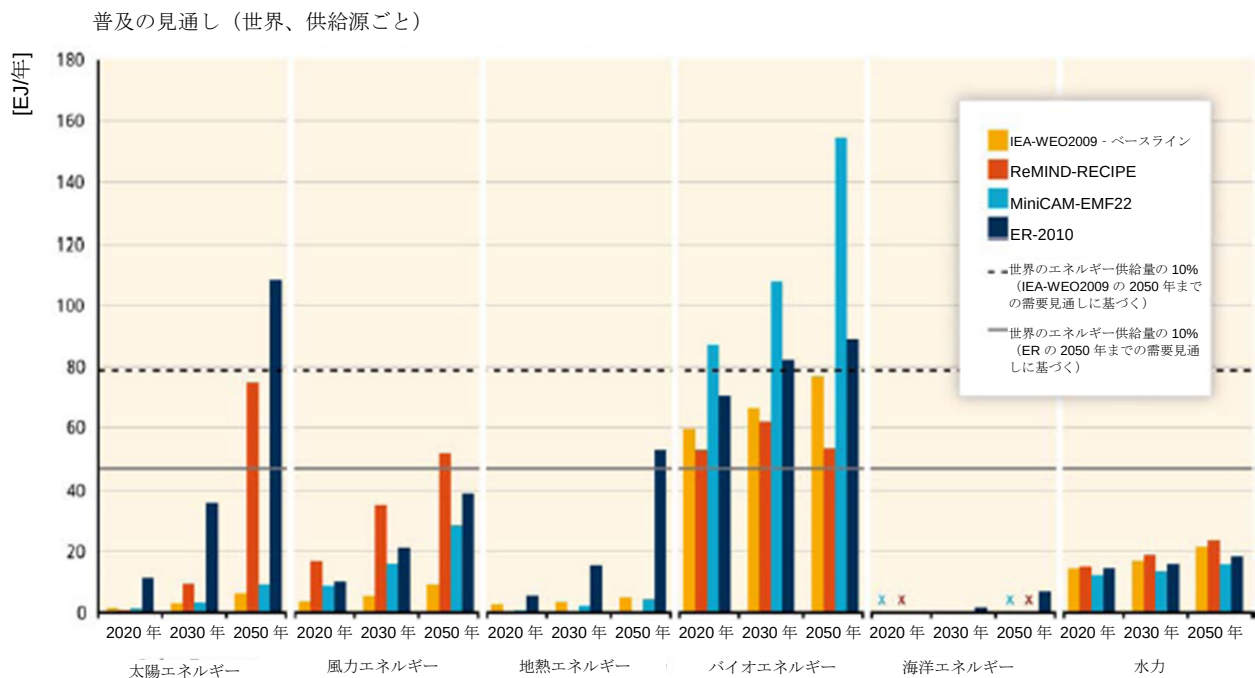


図 10.14: 4 つのシナリオにおける供給源ごとの世界の再生可能エネルギー普及の予測と一次再生可能エネルギーの割合（直接等価法）例示。予測されている 2050 年の総合的な再生可能エネルギーの普及は、それぞれ 117EJ/年（IEA-WEO2009-ベースライン）、214EJ/年（ReMIND-RECIPE）、323EJ/年（MiniCAM-EMF22）、及び 314EJ/年（ER-2010）である。出典：IEA-WEO2009-ベースライン（IEA, 2009; Teske et al., 2010）、ReMIND-RECIPE（Luderer et al., 2009）、MiniCAM-EMF22（Calvin et al., 2009）、ER-2010（Teske et al., 2010）

10.3.2 地域別内訳 - 技術的ポテンシャルと市場展開の比較

本セクションは地域的展望に焦点を当て、4 つのシナリオにおいて示された地域市場浸透の道筋の概要を示す。各技術に関する地域ごとの技術的ポテンシャルとの比較は、地域の技術的ポテンシャルがどの程度まで利用されるのかを示している。さらに、3 つの地域（中国、インド、及びヨーロッパ）の綿密なコスト曲線分析によって、想定される再生可能エネルギー発電のコストの発生に関してより深い洞察を得ることが出来る。

10.3.2.1 地域の再生可能エネルギー供給曲線

地域のエネルギー供給コスト曲線は、選択されたシナリオの「スナップ写真」として機能するため、シナリオの結果に関するもう 1 つの側面となる。以下の曲線（図 10.15、10.16、及び 10.17）は説明に役立つ例であり、4 つのシナリオの内 3 つの断面図を表している（この分析では MiniCAM-EMF22 に特定したデータは利用できない）⁹。地域のエネルギー供給コスト曲線は特定の目標年次に焦点を当て、様々な地域における特定の再生可能エネルギー電力技術の展開（特定のシナリオの結果）を個々の段階におけるコスト水準と関連付けている。そのため、この曲線は、シナリオの結果（潜在的な展開）を示しており、再生可能エネルギーの技術的ポテンシャルを反映したものではない。

この説明によって、コスト曲線法の 2 つの主な欠点（10.4 でより一般的かつ包括的に解説する）を多少なりとも解決することが出来る。まず、コスト削減曲線（abatement cost curves）の最終形における炭素排出係数、エネルギー価格決定、及び化石燃料政策の重要かつ決定的な役割を認識して、再生可能エネルギー供給コスト曲線のみが作られる（緩和コスト曲線は作らない）。次に、コスト予測における不確実性を把握するため、いくつかのシナリオを検討する。より長い対象期間にわたる動的シナリオを用いて曲線を作ることで（ここでそうしているように）、静的な側面に従う場合の問題も回避出来る。

10.4 で詳述しているコスト曲線に関する一般的な問題以外にも、曲線を正しく解釈するために念頭に置いておくべき点がいくつかある。1 つ目は、ER-2010 及び IEA-WEO2008-ベースラインシナリオ・データは、コスト・データが ReMIND-RECIPE シナリオほど詳細に記述されていないことである。前者 2 つのシナリオでは、ある地域の各技術は、単一の平均コストによって表されている。2 つ目は、地域全体の技術の平均コストは、技術や場所についてのより費用対効果の高い下位の区分を、平均のなかに隠してしまう可能性があるということである。そのため、このアプローチの場合、より安い（またはより高い）場所及び下位技術に光を当てることが不可能である。

コスト水準によって、再生可能エネルギーの普及度から既存の最大容量を推定することは不可能である。そのため、数値には、想定される様々な制約を考慮した上で目標年次に導入されている可能性のあるすべての最大容量が含まれている。なお、空間及びデータの制約により、3 つの地域及び電力部門の曲線のみを示している。

図は、いくつかの重要な傾向を示している。おそらく最も重要な情報は、再生可能エネルギーの長期的展望の重要性である。OECD ヨーロッパを除いて、すべての地域及びシナリオにおいて、再生可能エネルギーの普及は一貫して、2030 年と比較して 2050 年の方がかなり拡大しており（コスト削減効果が原因）、中間コスト水準では 2 倍になっているケースが多い。OECD ヨーロッパにおいても、これらの 2 つの期間の間に再生可能エネルギーの普及は大きく拡大している。ただし、ER-2010 シナリオでは、ほとんどのコスト水準において再生可能エネルギーの普及の約 50%以上の拡大は予想されていない。一方、この期間における中国及びインドでの潜在的な普及はどちらのシナリオにおいても 2 倍以上になる可能性があるという予想されている。

この 3 つのモデルを比較すると、IEA-WEO2008-ベースラインは、3 つの地域すべてにおいて最高のコストと最低の再生可能エネルギーの普及を予測しているのに対し、ReMIND-RECIPE シナリオは概して最低のコスト水準及び最高の再生可能エネルギーの普及を予想している¹⁰。一部の地域では、異なるモデルからの曲線が互いに接近しており、同様のコスト水準においてよく似た普及水準を予測しているが、それらが最も有望であるとしている技術は異なっていることが多い。たとえば、ReMIND-RECIPE シナリオは、太陽光が最も有望で、2050 年には、3 つの地域すべてにおいて、費用対効果の高い再生可能エネルギーの普及の一番大きい部分がこの技術によるものであると見ている。ER-2010 シナリオで予測された再生可能エネルギーの普及は、風力（陸上及び洋上）、太陽光、集光型太陽熱発電（CSP）、水力、及び地熱エネルギーの組み合わせによって構成されている。IEA-WEO2008-ベースラインは、主に 2030 年を通して風力及び水力と予測しており、すべての地域において太陽熱は高価すぎるとしている。コスト及び普及水準の両方においてシナリオが最も異なっているのはこの技術である。たとえば、ReMIND-RECIPE における OECD ヨーロッパの 2050 年に最も高い太陽光コスト幅は、2030 年までの IEA-WEO2008-ベースラインによって予測された平均太陽光コストの約 4 分の 1 であり、2030 年の最も高いコスト幅ですら IEA-WEO2008-ベースラインによって予測された平均太陽光コストの半分である。

⁹ ここでは、本セクションの他の部分とは違い、データの制約により、ベースライン・シナリオを示すために、IEA-WEO2009-Baseline ではなく IEA-WEO2008-Baseline が利用されている。

¹⁰ ReMIND-RECIPE は、再生可能エネルギー技術が産業規模で最適な場所に導入され、需要中心まで長距離（最大で大陸規模）輸送されると想定している。これは、系統インフラに関するボトルネックなどは初期及び先行計画によって回避されることを暗に想定している。そのため、他のシナリオを比べて ReMIND-RECIPE における設備利用率が高くなっており、これは発電コスト及び普及水準に大きく影響している。

再生可能エネルギー電力ポテンシャルの供給曲線 - 中国 (2030 年及び 2050 年)

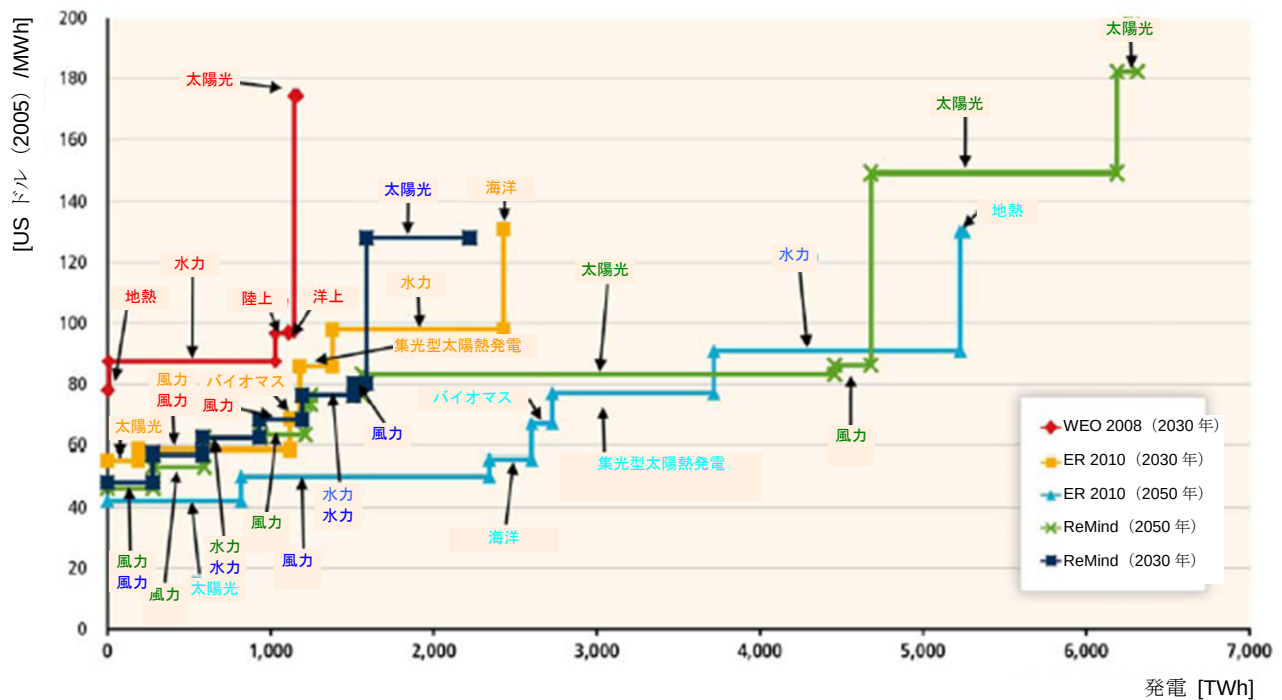


図 10.15: 2030 年及び 2050 年の中国における再生可能エネルギー電力供給曲線の例。この曲線は、シナリオの結果（普及の水準）を示しており、再生可能エネルギーの技術的ポテンシャルを反映したものではない。

様々なシナリオが、集光型太陽熱発電について異なる役割及びコストを想定している。ReMIND-RECIPE は、太陽光に基づいてパラメータ化された一般的な太陽エネルギー技術を検討しているため、このシナリオにおいては、この技術は特にモデル化されていない。ER-2010 シナリオは、長期的に中国とインド両方において、コストが高くなっても、太陽光よりも集光型太陽熱発電の果たす役割がより大きくなると予想している。これらのモデルはどちらも、地熱エネルギーの大規模な普及は想定していないが、そのコストについての予想は大きく異なっている。IEA-WEO2008-ベースラインにおけるこの発電源のコストは、同じ目標年次（2030 年）における ER-2010 シナリオの約半分であり、2050 年でも、ER-2010 のコスト予測はこの技術に関して、2030 年の IEA-WEO2008-ベースラインシナリオよりもかなり高くなっている。ただし、このコストにおける普及水準は他のシナリオの予測よりも数倍高く、検討された地域の中でもインド及び OECD ヨーロッパにおける 2050 年の総普及率に著しく貢献している。なお、ReMIND-RECIPE シナリオは、地熱発電を考慮していない。

また、電力供給の質に関して、提示された供給曲線は変動性が高く、予測不可能な場合もあるエネルギー源と配分可能なエネルギー源を区別していないことに留意すべきである。この面で、必要となる可能性がある高い信頼性水準のためのコスト・プレミアムも、変動性の高い再生可能エネルギー源の追加的なバックアップ・コストとなるとは考えられていない。

再生可能エネルギー電力ポテンシャルの供給曲線 - 中国 (2030 年及び 2050 年)

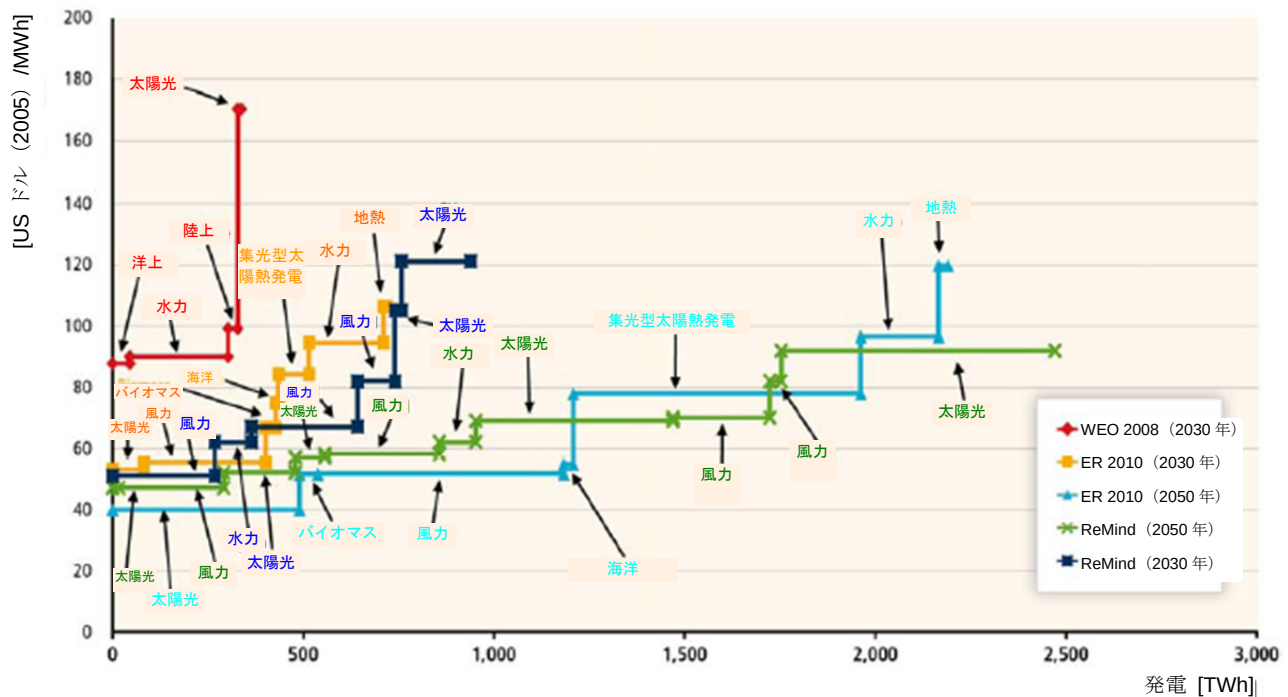


図 10.16: 2030 年及び 2050 年のインドにおける再生可能エネルギー電力供給曲線の例。この曲線は、シナリオの結果（普及の水準）を示しており、再生可能エネルギーの技術的ポテンシャルを反映したものではない。

再生可能エネルギー電力ポテンシャルの供給曲線 - OECD ヨーロッパ (2030 年及び 2050 年)

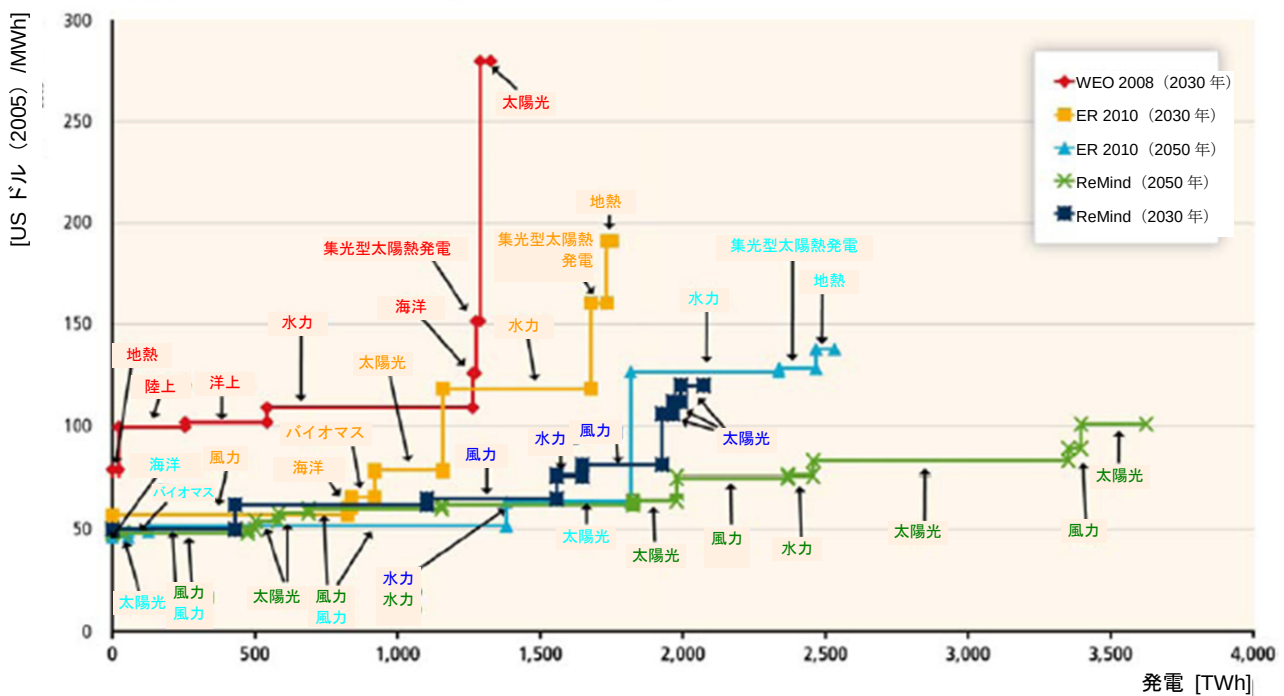


図 10.17: 2030 年及び 2050 年の OECD ヨーロッパにおける再生可能エネルギー電力供給曲線の例。この曲線は、シナリオの結果（普及の水準）を示しており、再生可能エネルギーの技術的ポテンシャルを反映したものではない。

10.3.2.2 地域、技術、及び部門ごとの一次エネルギー

本セクションでは、4つのシナリオで与えられた潜在的な普及の道筋と地域ごとの技術的ポテンシャルの比較に関する概要を示す。各技術の普及割合は、地域の技術的ポテンシャルがどの程度まで活用されているかを示している。

図 10.19 は、4つのシナリオの地域及び技術ごとの技術的ポテンシャルに関して、再生可能エネルギーの一次エネ

ルギーにおける寄与の結果を比較している。一方、図 10.18 は、2050 年までの需要予測及び現在の地域的一次エネルギー需要と比較して、地域ごとにすべてのシナリオ（再生可能エネルギーについて）の概要を示している。

様々なシナリオにおける 2050 年の地域ごとの再生可能エネルギーの予測普及度

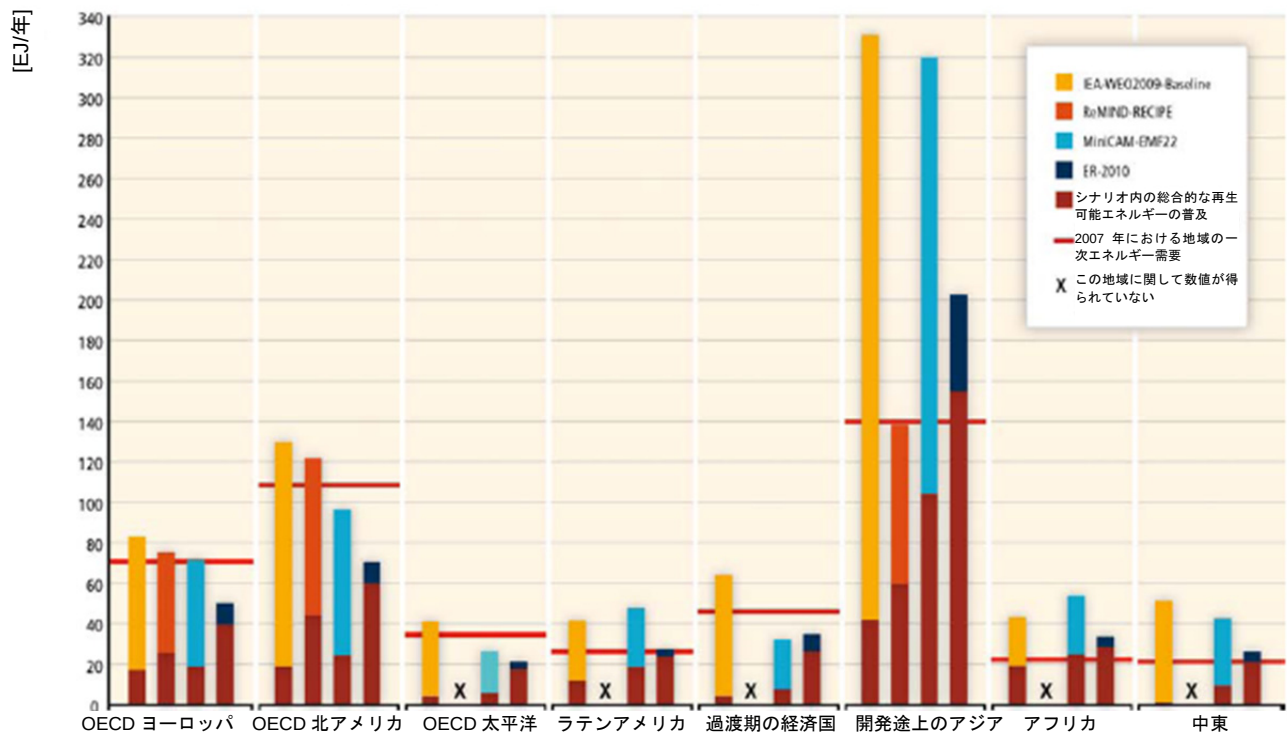
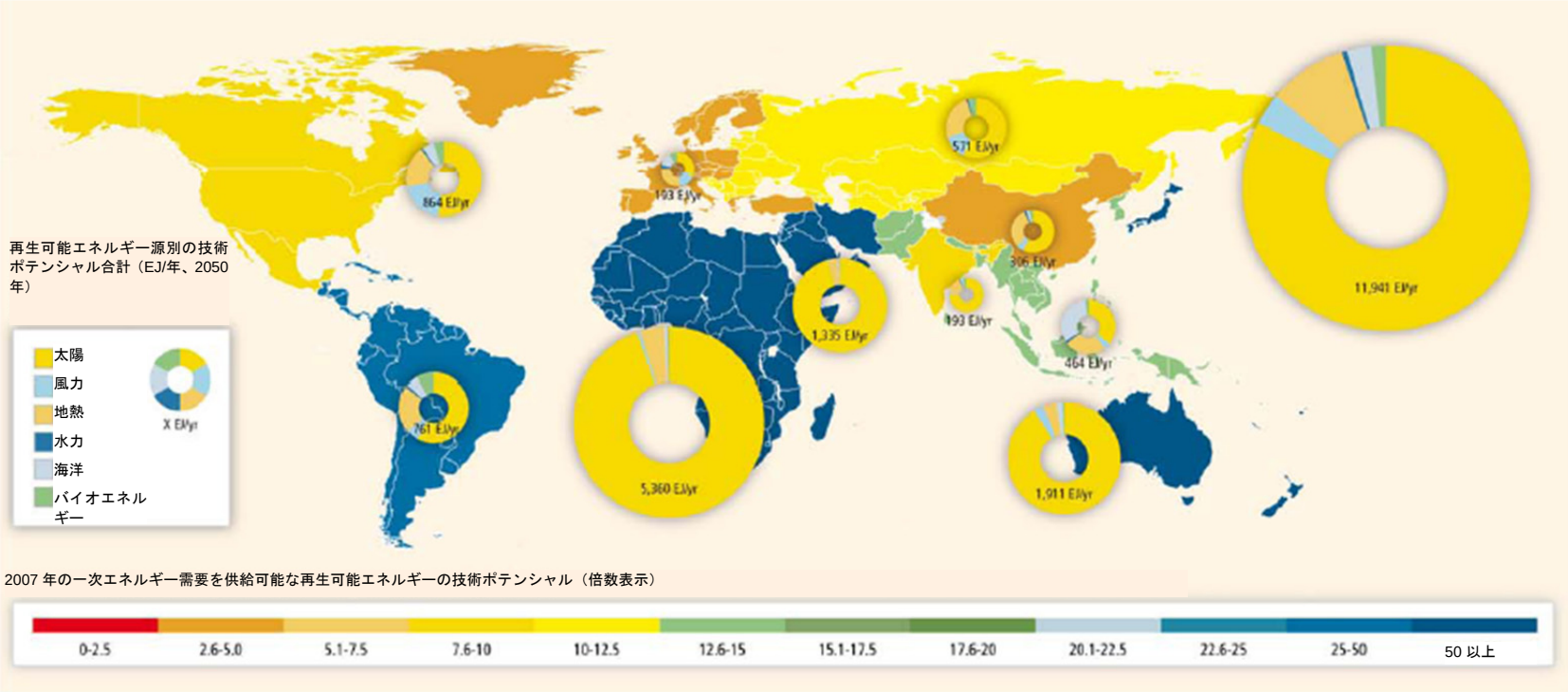


図 10.18: 2050 年における選択された 4 つのシナリオの潜在的なエネルギー需要及び再生可能エネルギーの潜在的普及度の地域別内訳（直接等価）。出典：IEA-WEO2009-ベースライン（IEA, 2009; Teske et al., 2010）、ReMIND-RECIPE（Luderer et al., 2009）、MiniCAM-EMF22（Calvin et al., 2009）、ER-2010（Teske et al., 2010）。比較のため、2007 年の一次エネルギー総需要が与えられている（IEA, 2009）。

2050 年における再生可能エネルギーの全体的な技術的ポテンシャルの内、最大の普及率はインドの計 22.1%（ER-2010）で、中国の 17.7%（ER-2010）及び OECD ヨーロッパの 15.3%（ER-2010）がそれに続いている。2050 年までに、2 つの地域が、地域的に利用可能な技術的再生可能エネルギーポテンシャルの約 5～7%の普及率を持つ。それは、開発途上のアジアの 6.9%（MiniCAM-EMF22）及び OECD 北アメリカの 5.5%（ER-2010）である。残りの 5 つの地域は、再生可能エネルギーの利用可能な技術的ポテンシャルの 4.5%未満を利用する。風力エネルギーは、すべての地域において太陽エネルギーよりも大規模に活用されている。地熱エネルギーは、分析されたどのシナリオにおいても技術的ポテンシャルの限界には達しておらず、地域レベルでも世界レベルでも普及率が 5%以下に留まっている。いくつかの特定の地域（中国、インド、ヨーロッパなど）以外では、非常に新しい技術形態である海洋エネルギーに関しても同じことが言える。世界レベルで確立された水力ポテンシャルの展開は、技術的ポテンシャルの約 3 分の 1 をカバーしており、いくつかの特定の地域では、2050 年の推定最大出力はすでに潜在的な最大出力の限界に非常に近くなっている。



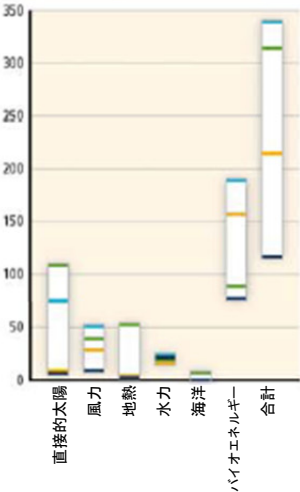
再生可能エネルギーのポテンシャル分析：本ページの再生可能エネルギーの技術ポテンシャルは、Krewitt et al. (2009) が2009年以前に公表した研究のレビューに基づき、世界合計と地域のポテンシャルを示す。エネルギー生産に既に活用されているポテンシャルは差し引いていない。研究の間に見られる方法論の相違や計算方法によって、技術、地域、あるいは一次エネルギー需要に対してこれらの推定値を厳密に比較することは出来ない。2009年以降に公表された再生可能エネルギーの技術ポテンシャルの分析は一部のケースで高くなっているが、この図では含んでいない。しかしながら、一部の再生可能エネルギー技術は土地についての競合が生じる場合があり、再生可能エネルギーの技術全体を低下させる可能性がある。

シナリオデータ：IEA WEO 2009 Reference Scenario(International Energy Agency (IEA), 2009; Teske et al.); ReMIND-RECIPE 450ppm Stabilization Schenaril (Luderer et al. 2009) ,MiniCAM EMF 22 1st-best 2.6 W/2 Overshoot Scenario (Calvin et al, 2009) , Advanced Energy [R]evolution 2010 (Tesje et al., 2010)

範囲グラフ：2050年までの再生可能エネルギー普及レベル（シナリオ別）と再生可能エネルギー（EJ/年）



世界 - EJ/年



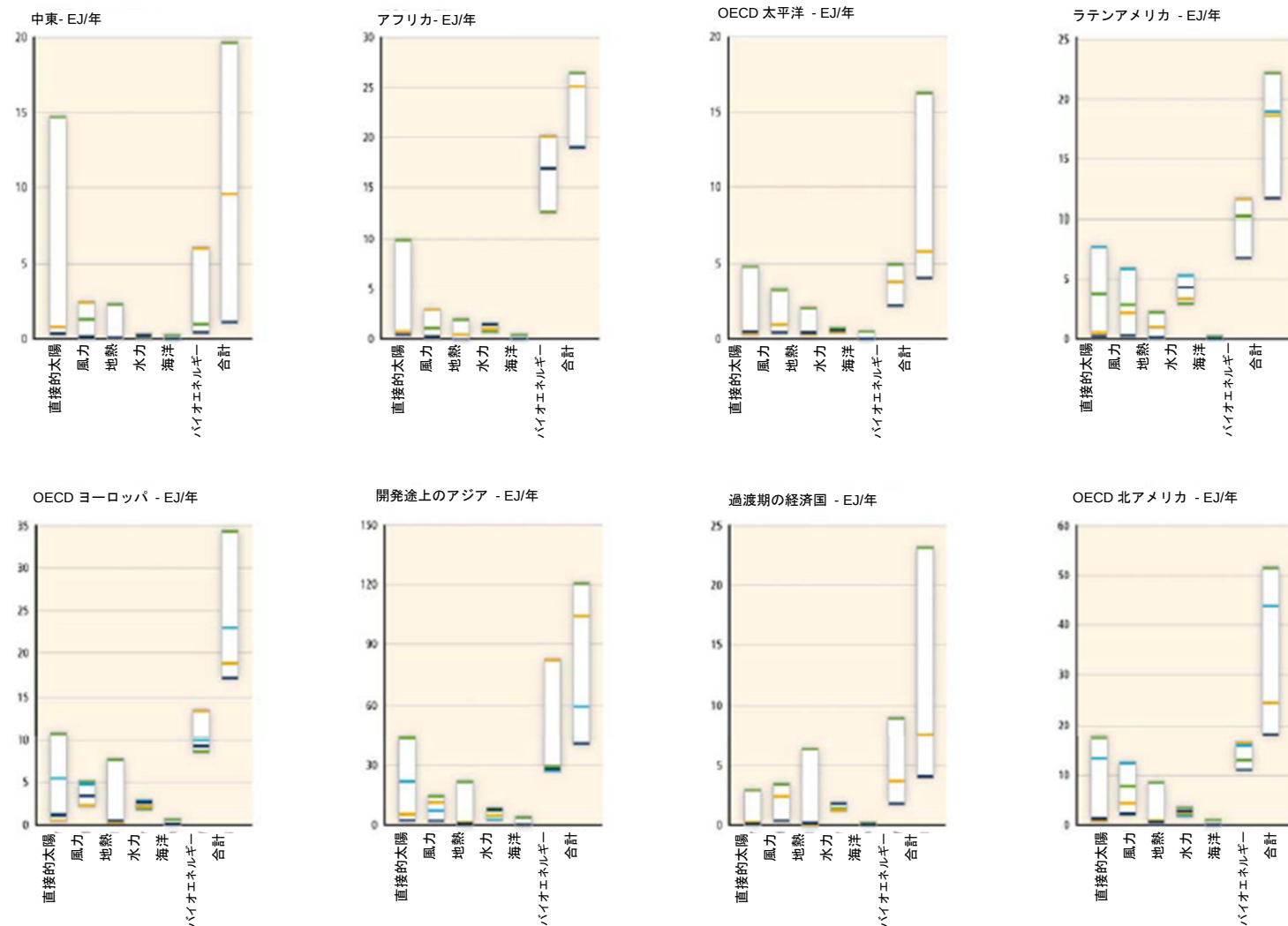


図 10.19: 4 つの選択されたシナリオにおける、2050 年の様々な技術及び地域に関する再生可能エネルギーの一次エネルギーへの寄与（直接等価法）と、対応する技術ポテンシャルの関係の概観。地域の集合が異なるため、すべてのモデルがあらゆる地域に関するデータを提供しているわけではない。

注: 第 2 章から第 7 章で示した技術ポテンシャルのデータは、評価した研究や基礎となる手法が異なるため、Krewitt et al. (2009) の数値とは一致しない可能性がある（第 1 章も参照。第 1 章では、Krewitt et al. (2009) の世界規模の再生可能エネルギーの技術ポテンシャル推定値を、第 2 章から第 7 章で示す文献の数値の幅と比較している）。

再生可能エネルギーの全体的な技術的ポテンシャルは、現在の世界の一次エネルギーよりも1桁大きい（第1章）、同等の高い再生可能エネルギーの成長率を示す、再生可能エネルギーの普及に関して最も野心的な2つのシナリオでさえ、世界レベルでの2050年の再生可能エネルギーの技術的ポテンシャルの2.5%（ER 2010: 2.3%; MiniCAM-EMF22: 1.8%）を超えていない。

10.3.3 全体及び個別のオプションとしての再生可能エネルギーの温室効果ガス緩和のポテンシャル

本セクションは、全体及び個別の技術の両面から、再生可能エネルギーが気候変動緩和にどの程度貢献出来るかという問題に焦点を当てている。本セクションで示す数値は、4つの例示シナリオ（様々な再生可能エネルギー技術の基礎となる普及の道筋など）の結果に由来する。再生可能エネルギー技術によって緩和される温室効果ガスの量は、混合エネルギーにおける温室効果ガスの量に加え、再生可能エネルギーが代替するのは化石燃料だけと想定するか、またはその他のエネルギー生産技術（原子力、その他の再生可能エネルギーなど）の代替にもなると想定しているかに大きく依存している。そして、特定の不確実性を反映するため、本セクションでは一定の範囲にわたって温室効果ガス緩和ポテンシャルを示している。数値を示しているシナリオの数は限定的であるということに加え、以下の計算は必然的に単一化した前提に基づいており、指標としての参照のみ可能であるという点に留意する必要がある。

電力部門では、以下の3つのケースによって範囲が定義されている。

- ・上位のケース：化石燃料発電構成の具体的かつ平均的な二酸化炭素の排出。ベースラインシナリオに基づく。
- ・中位のケース：発電合成全体の具体的かつ平均的な二酸化炭素の排出量の置換。ベースラインシナリオに基づく。
- ・下位のケース：特定の分析シナリオの発電合成の具体的かつ平均的な二酸化炭素の排出

電力部門に関して、表 10.7 は二酸化炭素緩和ポテンシャルの計算の基礎となる想定を示している。選択された緩和シナリオにおける2050年の特定の炭素排出係数の幅は、716g CO₂/kWh（199g CO₂/kJ）（上位ケース）から123～190g CO₂/kWh（34～53g CO₂/kJ）の間（下位ケース）である。表で示すように、排出係数の幅は、暖房及び冷房用途に利用される再生可能エネルギーに関しても想定されている。発電とは対照的に、これらの用途に関しては、これらのシナリオから利用可能な具体的な情報は得られない。この計算の背景に基づき、中位ケースでの石油の代替に始まり、不確実性の幅を考慮して、基礎となる排出係数のために実践的なアプローチが取られている。

輸送部門のバイオ燃料とその他の再生可能エネルギーは、データの利用可能性が限定的なため、計算から除外した。加えて、直接暖房に使用されるバイオエネルギーのため節約された組み込まれた温室効果ガスの排出を反映するため、計算で考慮されるのは理論的な二酸化炭素削減の半分のみである。高い不確実性と組み込まれた温室効果ガスの変動性を考えると（バイオマスプロセス・チェーン全体からの間接的温室効果ガス排出量の解説については第2章を、様々な再生可能エネルギー源のライフサイクル評価に関するより一般的な解説については第9章を参照）、前提をもう一度単純化することは必然である。

表 10.7: 二酸化炭素緩和ポテンシャル計算における想定: 様々なシナリオにおいて代替される発電または熱供給からの特定の平均二酸化炭素排出量。基となる再生可能エネルギーの普及の出典: IEA-WEO2009-ベースライン (IEA, 2009; Teske et al., 2010)、ReMIND-RECIPE (Luderer et al., 2009)、MiniCAM-EMF22 (Calvin et al., 2009)、ER-2010 (Teske et al., 2010)

特定の平均二酸化炭素排出量			IEA-WEO2009 – ベースライ ン	ReMIND - RECIPE	MiniCAM – EMF22	ER - 2010
電力部門						
上位ケース	2020 年	[g CO ₂ /kWh]	812			
	2030 年	[g CO ₂ /kWh]	768			
	2050 年	[g CO ₂ /kWh]	716			
中位ケース	2020 年	[g CO ₂ /kWh]	625			
	2030 年	[g CO ₂ /kWh]	580			
	2050 年	[g CO ₂ /kWh]	531			
下位ケース	2020 年	[g CO ₂ /kWh]	599	543	487	544
	2030 年	[g CO ₂ /kWh]	564	370	374	345
	2050 年	[g CO ₂ /kWh]	500	190	147	123
暖房及び冷房部門						
上位ケース (中位 + 10%)	2020 年	[kt CO ₂ /PJ]	78, 1 ⁽¹⁾			
	2030 年	[kt CO ₂ /PJ]	78, 1 ⁽¹⁾			
	2050 年	[kt CO ₂ /PJ]	78, 1 ⁽¹⁾			
中位ケース	2020 年	[kt CO ₂ /PJ]	72 ⁽²⁾			
	2030 年	[kt CO ₂ /PJ]	72 ⁽²⁾			
	2050 年	[kt CO ₂ /PJ]	72 ⁽²⁾			
下位ケース (中位 – 10%)	2020 年	[kt CO ₂ /PJ]	63, 9 ⁽³⁾			
	2030 年	[kt CO ₂ /PJ]	63, 9 ⁽³⁾			
	2050 年	[kt CO ₂ /PJ]	63, 9 ⁽³⁾			

注: 電力部門の中位ケースは、IEA-WEO2009、ReMIND-RECIPE、及び MiniCAM-EMF22 (ER-2010 は IEA-WEO2009 に基づいており、独自のベースラインを持っていない) のベースラインシナリオの平均を取って定義されている。上位ケースは、上述のベースラインシナリオの化石燃料要素のみを取って定義されている。下位ケースは、特定の分析されたシナリオにおける発電ミックスの特定の平均二酸化炭素排出量の代替を想定している。直接熱バイオエネルギーの現実的な想定として、暖房及び冷房に関して 50%の排出係数を適用し、関連する温室効果ガス排出がプロセス・チェーンにおいて発生するとしている。(1) 39kt CO₂/PJ (2) 36kt CO₂/PJ (3) 32kt CO₂/PJ

図 10.20 は、2030 年及び 2050 年のすべてのシナリオにおける再生可能エネルギー源ごとの年間二酸化炭素削減量のポテンシャルの結果を示している。2.9Gt CO₂/年にある黒い線は、世界のエネルギー関連二酸化炭素排出量の 10%を示しており、赤い線は世界のエネルギー関連二酸化炭素排出量の 33%を示している（これらの線のベース年次は 2008 年）。

例示シナリオにおける 3 つの緩和シナリオが示す潜在的な再生可能エネルギーの寄与の幅はかなり広い。3 つすべてにおいて、水力及び風力エネルギーが 2030 年に主要な役割を果たしているが、このシナリオの内 2 つ (ReMIND-RECIPE, ER-2010) において、2050 年までに太陽エネルギーが他の技術に取って代わっている。それに対し、先に述べたように、特殊な一次エネルギーの計算アプローチにより、一次エネルギーにおける割合の順位ではバイオエネルギーが先頭に立っている (10.3.1.4 を参照)。これは、再生可能エネルギー技術の寄与 (及び有効性) は、どのような視点で見ると (温室効果ガス緩和または一次エネルギーの視点) によって異なることを示している。さらに、影響の結果の基となる想定への依存性も非常に重要である。

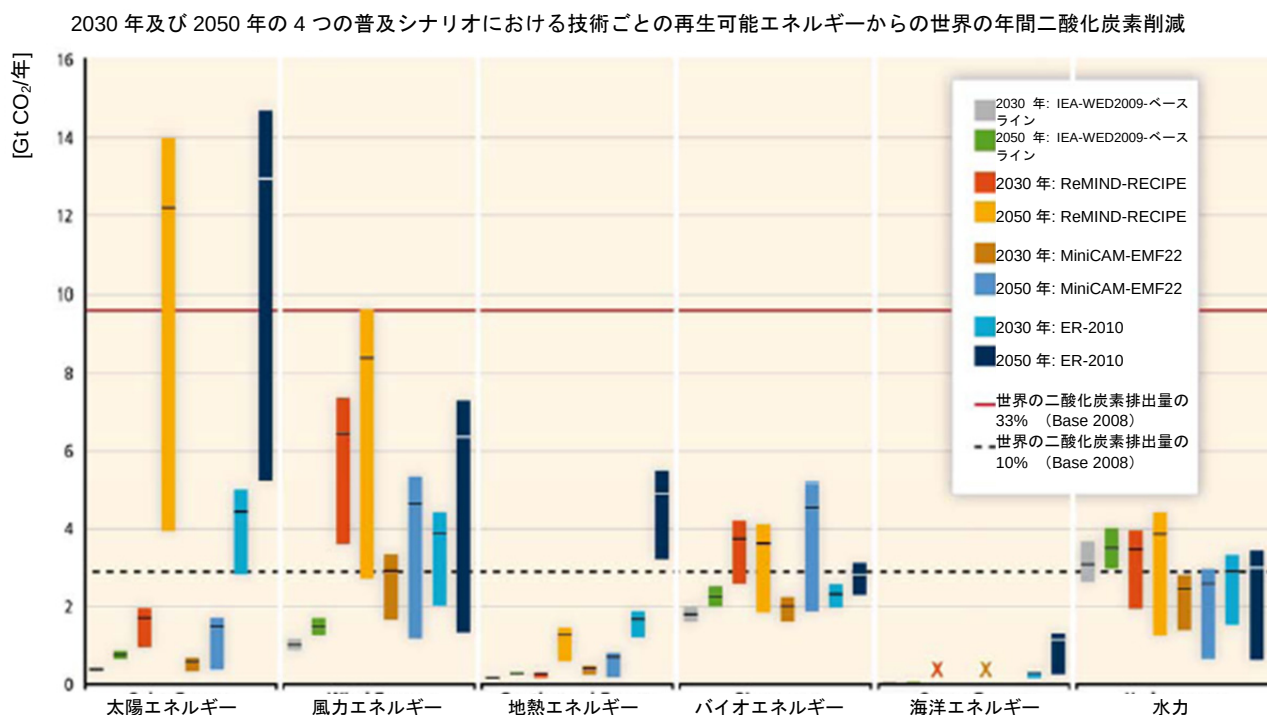


図 10.20: 2030 年及び 2050 年の 4 つの例示シナリオにおける再生可能エネルギーからの世界の年間二酸化炭素削減の予想される幅。輸送用のバイオ燃料は除外されており、バイオエネルギーからの組み込まれた温室効果ガスの排出量があるため、直接暖房用に利用されるバイオマスは二酸化炭素削減量の半分しか占めていない。提示された幅は、置換されたエネルギー源に関する高い不確実性を表している。上限は高炭素化石燃料の完全な置換を想定しているが、下限は分析されたシナリオの特定の二酸化炭素排出量を考慮している。出典: IEA-WEO2009-ベースライン (IEA, 2009; Teske et al., 2010)、ReMIND-RECIPE (Luderer et al., 2009)、MiniCAM-EMF22 (Calvin et al., 2009)、ER-2010 (Teske et al., 2010)。比較のため、2008 年における世界の二酸化炭素排出量が与えられている (IEA 2010d)。

すべての再生可能エネルギー技術の温室効果ガス削減のポテンシャルの結果は、置き換えられたエネルギー源を決定する複雑なシステム挙動に大きく依存している。ここで適用された概算の限界を考慮し、4 つのシナリオにおいては、2050 年の対応する年間二酸化炭素削減のポテンシャルは、4.2 (MiniCAM-EMF22 の下位ケース) ~35.3Gt CO₂/年 (ER-2010 の上位ケース) に達している (図 10.21)。上位のレベルでは、これは、2050 年における分析されたベースラインシナリオ (IEA-WEO2009-ベースライン) のエネルギー関連二酸化炭素排出量の約 80%相当である。

2020 年、2030 年、及び 2050 年までの再生可能エネルギー源からの累積二酸化炭素削減のポテンシャル (図 10.22) は、図 10.21 に示す年間平均二酸化炭素削減量に基づいて計算されている¹¹。これに基づけば、分析されたシナリオでは、中位のケースのアプローチで、それぞれ、ベースライン条件に基づき 244Gt CO₂ (IEA WEO 2009 のベースライン)、297Gt CO₂ (MiniCam EMF 22)、482Gt CO₂ (ER 2010)、490Gt CO₂ (ReMIND-RECIPE のシナリオ) の間の累積の削減ポテンシャル (2010~2050 年) の概要を示している。計算されたすべてのケースとシナリオによる全体の範囲は、WEO 2009 参照シナリオによる化石燃料と工業由来の累積二酸化炭素排出量約 1,530Gt CO₂ に対し、同じ期間において、IEA WEO 2009 のベースラインでは 218Gt CO₂ から、ReMIND-RECIPE では 561Gt CO₂ の累積二酸化炭素削減を示す。

また、これらの数字は輸送部門 (バイオ燃料と電気自動車を含む) の再生可能エネルギー使用に関する二酸化炭素削減を除く。このため、全体的な二酸化炭素緩和ポテンシャルはこれ以上になる可能性がある。

¹¹ 統合のため、2020~2030 年及び2030~2050 年の期間は線形補間された。

様々なシナリオに基づく普及の道筋における再生可能エネルギーからの世界の年間二酸化炭素削減量（2030 年及び 2050 年）

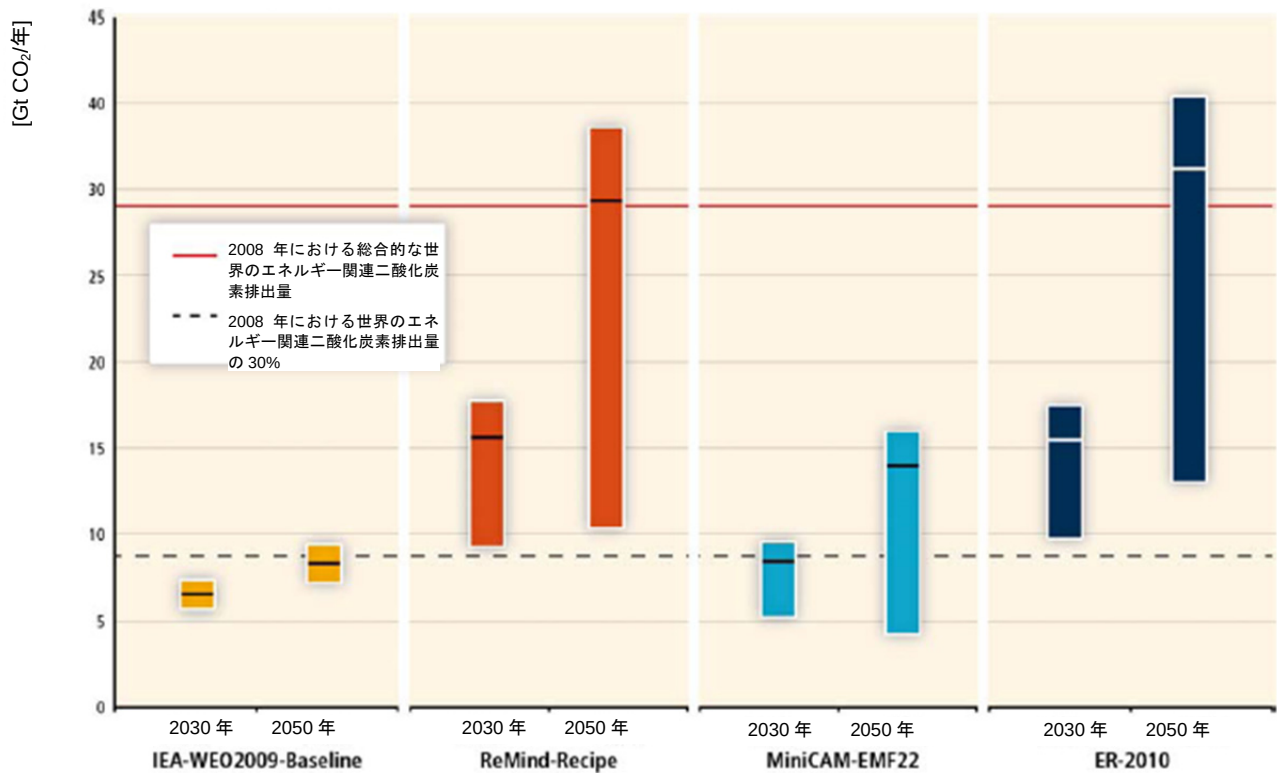


図 10.21: 2030 年及び 2050 年の 4 つの例示シナリオにおける再生可能エネルギーからの総合的な世界の年間二酸化炭素排出量削減量の幅（注: 輸送用のバイオ燃料は除外されており、バイオエネルギーからの組み込まれた温室効果ガスの排出量があるため、直接暖房用に利用されるバイオマスは二酸化炭素削減量の半分しか占めていない）。（表示範囲は、代替されるエネルギー源に関する不確実性を示す。上限は高炭素の化石燃料を完全に代替する想定であるが、下限は分析したシナリオ自体における具体的な二酸化炭素排出を考慮している。）出典: IEA-WEO2009-ベースライン (IEA, 2009; Teske et al., 2010)、ReMIND-RECIPE (Luderer et al., 2009)、MiniCAM-EMF22 (Calvin et al., 2009)、ER-2010 (Teske et al., 2010)。

2010 年から 2020 年、2030 年、及び 2050 年までの様々なシナリオに基づく再生可能エネルギー普及の道筋における世界の累積二酸化炭素削減量

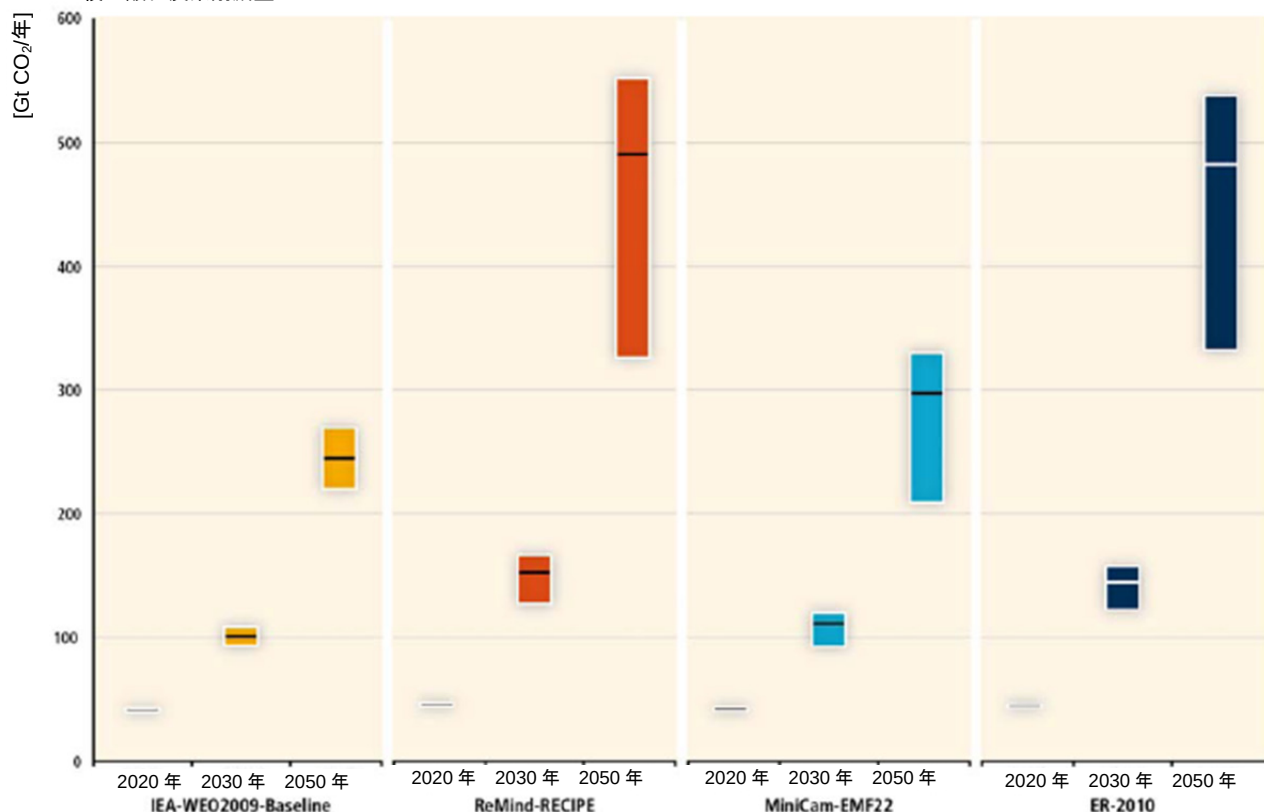


図 10.22: 2020 年、2030 年、及び 2050 年までの世界の累積二酸化炭素削減量の予想される幅。提示された幅は、置き換えられた従来のエネルギー源に関する高い不確実性を表している。上限は高炭素化石燃料が完全に置き換えられることを想定しているが、下限は分析されたシナリオの特定の二酸化炭素排出量を考慮している。出典: IEA-WEO2009-ベースライン（IEA, 2009; Teske et al., 2010）、ReMIND-RECIPE（Luderer et al., 2009）、MiniCAM-EMF22（Calvin et al., 2009）、ER-2010（Teske et al., 2010）。

10.3.4 綿密なシナリオ分析の結果の比較と知見のギャップ

ここで分析した綿密なシナリオはすべて、あらゆる部門で再生可能エネルギー源が増加すると示している。しかし、電力部門はすべての部門の中でも先頭に立っており、再生可能エネルギーの最大出力が最もダイナミックに増加すると予測されている。水力発電は、短期的には世界規模で再生可能エネルギー電力部門における主要な役割を果たすと予想されているが、既存の発電設備容量に大きく依存している。3つの緩和シナリオすべてにおいて、風力発電は、2030年までの世界の電力供給において水力発電を上回ると予想されている。他の技術の結果は、遥かに多様である。2つのシナリオは、2030年以降の電力部門において太陽光発電が重要な役割を果たし、2050年までに10%以上の割合を占めるようになって見ているが、ベースラインシナリオでは、太陽光発電は下限に近いレベルに留まると予測されている。ER-2010シナリオ以外のすべてのシナリオにおいて、地熱エネルギーの果たす役割は、世界の電力供給の5%をはるかに下回る水準に留まると予想されている。例えば地熱ヒートポンプなどに関してはモデルに様々な計算方法が利用されているため、暖房及び冷房部門のシナリオ結果には大きな不確実性が含まれる。一次エネルギーにおける割合で言えば、バイオエネルギーが、特に暖房部門において、最大の割合を占めている。風力及び太陽エネルギーは、2030年までにとどまらず、それ以降も重要な役割を果たすようになると予測されている。

すでに包括的なシナリオ調査で強調したように（10.2を参照）、調査したシナリオによって結果が異なるのには多くの理由がある。綿密なシナリオはそれぞれ異なる方針に従っている。需要予測の大幅な差や、輸送や暖房部門でより多く電力を利用するかどうかということは、選択された技術及びその普及率に大きく影響すると予測されている。さらに、二酸化炭素回収・貯留や原子力等の他の緩和技術は、将来のエネルギーミックスにおける再生可能エネルギー源の役割に大きく影響する。実際には、もしシステムに関連する政策の決定が市場に浸透する何年も前から行なわれた場合にのみ、高い再生可能エネルギー普及率を実現することが出来る。送電系統（第8章を参照）、もしくは地域暖房ネットワークなどの拡張されたエネルギー・インフラの想定が、シナリオにおける再生可能エネルギーの普及を全体として変える可能性がある。分析したモデルにシステム統合を介した系統のモデル化が含まれていない場合でも、これらの問題は少なくともシナリオ内で暗黙的にカバーされている（統合の制限）。

寿命が比較的長く予想されているため、エネルギーシステムは相対的に柔軟性に欠け、投資決定は長期にわたり影響する。相対的に柔軟性の低い「ベースロード」発電所（例えば石炭、褐炭、及び原子力発電所など）の高い割合は、太陽光や風力などの様々な再生可能な発電の技術的及び経済的な「スペース」を減らすだろう。技術の選択及び優先度は、将来の再生可能エネルギーの普及に加え、想定される再生可能エネルギーコストの開発や対応する化石燃料価格予測を前もって決める。3つの綿密な緩和シナリオ内の一次エネルギー需要における再生可能エネルギーの全体的な割合は、2030年までであれば24%（MiniCAM-EMF22）～39%（ER-2010）、2050年までであれば31%（MiniCAM-EMF22）～77%（ER-2010）に及んでいる。再生可能エネルギーの割合が低くなるのは、二酸化炭素回収・貯留や原子力などの競合する低炭素技術の利用可能性が原因であり、これらの技術へのアクセスを認めていないシナリオでは、より高い再生可能エネルギーの割合が予想されているが、必ずしも絶対値が高くなるとは限らない。

前セクションの包括的なシナリオ調査（10.2を参照）に加えて4つの例示シナリオの綿密な分析によって、特定の再生可能エネルギー技術の普及及び対応するドライバーに関してさらに具体的な見通しが得られる。しかし、データの入手可能性によっては、詳細な調査が制約を受ける場合が多い。このような背景のもと、以下の知見のギャップが明らかになる。

- ・ 全世界と、特に開発途上国において矛盾のない再生可能エネルギー技術的ポテンシャルの推定欠如（矛盾のない経済的ポテンシャルの推定値は、モデルにおける重要な入力となる）。
- ・ 既存のモデルの大部分における暖房及び輸送部門のモデル化は、電力部門のモデル化ほど詳細ではない。しかし、暖房及び輸送部門は、両部門とも温室効果ガス排出に大きく寄与する。全体的に、特に部門または地域ベースで、暖房及び輸送部門のデータが大きく欠如している。
- ・ 現在のエネルギーシナリオのほとんどが、海洋エネルギーなどの新しい再生可能エネルギー技術を織り込んでいない。
- ・ 例えば地熱ヒートポンプなどに関して、全てのシナリオで報告のシステムが大きく異なっていて、また不透明な場合もあり、結果の比較が困難になっている。
- ・ 普及コストに対する効果（学習効果）と技術の道筋の相互作用が、シナリオによって異なる扱い方をされており、基礎となる想定または導入されている計算規則が十分に説明されていない場合がある。
- ・ 再生可能エネルギー普及の二酸化炭素緩和ポテンシャルの簡易化された計算によって方向性を得ることは出来るが、それには大きな欠点も伴う。適切な方法でエネルギーシステムの動きを検討するためには、比較モデルの計算（再生可能エネルギーありとなしの両方）が必要となる。

10.4 再生可能エネルギーによる緩和に対する地域的なコスト曲線

10.4.1 序論

政府及び政策決定者は、緩和に対する財務的・制度的な資源・能力の限界に直面する。従って、どのようにこれらの限界のある資源に優先順位をつけるかについての手法は非常に一般的になってきている。これらの手法には、緩和オプションにおける緩和ポテンシャルとその限界費用を結びつける削減コスト曲線が含まれている。近年、意思決定及び政策決定者の興味は主に削減コスト曲線へと注がれている。これは、この研究の数とその報告書の作成に携わる組織/企業の数が増加していることで証明されている（Next Energy, 2004; Creyts et al., 2007; Dornburg et al., 2007; McKinsey&Company, 2007, 2008a, 2009b,c; IEA, 2008b など）。しかし、削減コスト曲線は非常に現実的であり、重要な戦略的概観を提供する一方で、意思決定における利用には多くの制約があることを理解するのが妥当である。

このセクションの目的は以下のとおりである。（a）削減コスト曲線概念についての簡単な確認と、その長所と短所の評価（10.4.2）。（b）再生可能エネルギーを利用しての緩和に関連する、地域の削減コスト曲線について既存の文献の確認（10.4.3）。（c）（地域の）再生可能エネルギー技術資源供給コスト曲線についての文献の確認（10.4.4）。このセクションでは、このように再生可能エネルギーの供給曲線について取り上げ、エネルギー生成の単位コストと技術展開を基にする技術的ポテンシャルの利用可能性を評価する一方で、炭素削減コスト曲線について取り上げ、排出量削減（通常は二酸化炭素換算 1 トン当たり）の緩和ポテンシャルと限界費用について、再生可能エネルギー源の普及を通して説明する。

10.4.2 コスト曲線: 概念、長所と制約

10.4.2.1 概念

炭素削減、エネルギー、またはエネルギー節約の供給曲線概念は全て、同一の基盤によるものである。これらは一般に、個別のステップにより構成される曲線であり、各ステップは軽減措置や発電技術、あるいはそのポテンシャルに対する省エネルギー対策の限界コストに関連している。これらのステップはコストの順にランク付けされる。グラフで説明すると、これらのステップは左の最低コストから始まり、コストが高くなるにつれ右に移動し、右肩上がりの限界コスト曲線を形成する。結果として、得られた曲線は、伝統的な経済学における供給曲線と似た解釈が可能になる。

省エネルギー供給曲線は Arthur Rosenfeld により最初に導入され（Meier et al., 1983 を参照）、1980 年代には普及した概念となった（Stoft, 1995）。その方法論はこれ以降見直しや改善が行われ、またその応用先の分野は、再生可能エネルギーコスト曲線を含むエネルギー生産供給曲線にまで拡大した。1990 年代以降は炭素削減にも拡大された（Rufo, 2003）。この方法の便益の 1 つは、たとえば省エネルギーオプションと様々なエネルギー供給オプションのコスト効率の比較といった、異なるオプションを比較するための枠組みを提供することにある。従ってこの方法は、統合資源計画のような意思決定のアプローチに有効な方法であった。Stoft (1995) は、Meier et al. (1983) の研究で用いられる供給曲線がなぜ「本当の」供給曲線と見なすことができないかについて、省エネルギーやエネルギー供給市場などに見られる異なるタイプのオプションに関連する市場は様々な局面で異なっているという説明を行っているが、目的には曲線が有用であることは認めている。

上で述べたように供給曲線が広く使用されていることとその利点にもかかわらず、複数の研究者からの批判となったこの方法固有の制約があり、供給曲線についての文献のレビューや一部の領域でコスト曲線を描く前に確認しておくことが重要である。

10.4.2.2 供給曲線法の制約

削減、エネルギー及び省エネルギー供給曲線には共通する特定の制限がある。初期段階及び少し後の文献における批判の多くは、負のコストを持つオプションの概念に注目している。たとえば、IEA (2008b) は新古典派経済学からの完全市場理論に基づき異議を唱え、完全市場の条件下では、合理的な経済活動に従って誰かがこれらのオプションを実現するので、負のコストのオプションは不可能であると主張している。未利用の「利益のある」（負のコスト）機会の存在は、様々な思想の流派間で数十年にわたり続いている論争の範囲を示している（Carlsmith et al., 1990; Sutherland, 1991; Koomey et al. 1998; Gumerman et al., 2001 など）を参照）。負のコストの機会の正当性を主張する流派は、特定の障壁がこれらの投資（負のコスト）を純粋な市場基盤で行われることを阻止するが、政策による介入がこれらの障壁を取り除き、投資の有益な機会を与えることを主張している。そのため、不十分な情報、資本へのアクセスの制限、将来の燃料価格の不確定性（化石燃料やバイオマスなど）、見当違いのインセンティブ（社会的またはその他の理由での化石燃料への補助金）といった再生可能エネルギー市場に広く存在する障壁（本報告書の他のセクションに詳細が記されている）は、再生可能エネルギー技術への投資の割合の増加を妨げ、潜在的には負のコストのオプションの結果となる可能性がある（Novikova, 2009）。

供給曲線についてのさらなる懸念は、手法が現実を単純化していると主張した Gordon et al. (2008) により提起されている。彼らの観点によると、この曲線は行為者の実際の選択を反映しておらず、そのため行為者は常に曲線により提案される順番で利用可能なオプションを実行するとは限らないと言う。Gordon et al. (2008) と IEA (2008b) は共に、将来的に供給曲線の利用には高い不確実性の問題があることに同意している。この不確実性は経済的及び技術的観点の両方に関連がある。この方法論から発生する新たな不確実性は、分析のベースラインの仮定に関連する緩和曲線の感度である (Kuik et al., 2009)。Baker et al. (2008) は、集合単位 (aggregation) が削減コスト曲線における大きな不確実性の引き金となることを示した。負荷と燃料価格を与えた一定の時間内の全てにおいては、価格と削減の関係が単調に増加する（必ずしも凸状ではないが）ことが期待される。しかし、時間が日、週、月、年にまとめられる場合、関係の不変性は完全に失われる。おそらく、コスト曲線の主な欠点の1つは、（一般的には施策は一緒に実施されるのに対し）コスト曲線においては緩和オプションが個別に検討・比較されるため、相乗効果のある統合の機会を失ってしまうか、施策が重複してしまう可能性があることにある。最適化され、また戦略的な施策のパッケージは、段階的なアプローチでもって適用される個々の施策を平均したものより低い平均コストを持つ可能性がある。逆に、一部の施策はコストがかかったり、または他の施策が実施されたときに実行不可能になる可能性がある。互いに競合している方策はいずれもその一部または全体において代替が可能である (Sweeney and Weyant, 2008)。

温室効果ガスの削減コスト曲線では、結果に大きく作用する主な入力、適用される国や地域における炭素強度または排出要因と、将来に向けて予測される炭素強度の不確実性である。このことは、ある地域におけるオプションが、単純に排出要因の違いの結果から別の場所における代替案と比較して、非常に魅力的な緩和策に見える状況を導く可能性がある (Fleiter et al., 2009)。結果として、将来に向けての削減コスト曲線、曲線により分析される実際の施策よりも、化石燃料向けに期待される政策に資する可能性がある。また、個々の施策の優先順位も、エネルギー供給における炭素強度の展開に非常に敏感である。

ピア・レビューされた文献において、まだ完全に文書化されていない削減コスト曲線に関連して発生する懸念もある (Box 10.3 を参照)。たとえば、今後の再生可能エネルギー技術のコストは、過去の技術普及の道筋、つまり過去数十年における政策環境に大きく依存する。ある再生可能エネルギーのオプションの削減費用は、予測が非常に不確実な化石燃料の価格にも強く依存する。さらに、変動性のある（ある程度予測不可能な場合もある）再生可能エネルギー発電技術において、関連する新たなコストは、単に普及する技術の量の関数だけとはならない。これらはその技術、現在の発電ポートフォリオの柔軟性、負荷に関連して発展する技術、及び現状の送電線などに合った負荷の割合（割合が高いほど、より多くの補助的サービス、つまり運転制限を必要とする）の関数でもある。

技術コストまたは貸出金利のような経済的データは、過去及び現在の経済の傾向から導き出され、将来には通用しないのは明らかである。これは、再生可能エネルギー技術が急増する分野において頻繁に見られるように、技術の突然の急発展、政策介入、または予測不能の経済的変化が発生したりすることがあるためである。これらの不確実性のうちある程度は、多くの場合シナリオの活用を通して軽減することが出来る。これらの不確実性は van Dam et al., (2007) で示されているとおり、また 10.2 及び 10.3 にて示すとおり、複数の曲線となる可能性がある。主な不確実性の要因のいくつかは、用いられる割引率及び想定されるエネルギーの物価動向によるものである。割引率の不確実性は、将来における予測が難しいという事実、また、どの割引率（社会的割引率か市場割引率か）を使用するか判断が難しいという理由の両方に起因する (Dasgupta et al., 2000 などを参照)。多くの研究 (Nichols, 1994 などを参照) は、省エネルギーまたは再生可能エネルギーにおける投資の場合においては、個々の企業や消費者は、金融商品などの他の形式で期待されるだろう割引率よりも更に高い割引率を使用することが多いことを示してきた。一方、Fleiter et al. (2009) が記しているように、そのような投資の場合は社会が晒されるリスクは低いとため、その観点より低い割引率が適切であると見なされる。Kuik et al. (2009) は、削減コスト曲線はその組み立てに用いる方法に依存しており、それは海外の政策から影響を受けることを示した。本質的には、ある国に対し、海外の政策はエネルギー市場における価格変動及び再生可能エネルギー技術における価格動向を通じ、そのベースラインの変化を生み出す。

綿密に計画された研究では、費用の不確実性に関連するものを含めたこれらの欠点のいくつかをある程度扱う、または軽減することが出来るが、それ以外のことは出来ない。従って、以降のセクションにおいて文献より得られた地域のコスト曲線について議論するにあたって、コスト曲線を意思決定に使用する場合にはこれらの制約については留意する必要がある。文献、及びシナリオ以外の地域のコスト曲線に関する文献のレビュー結果は 10.3 に示す。

Box 10.3: 費用/供給曲線方法の主な制約の一部の概要

- ・負のコストのポテンシャルについての科学者間の論争
- ・選定基準としてのコストに対する強い関心。一方で、実際には、行為者は曲線に反映されるような基準ではない他の基準に基づいて決定する場合がある。
- ・将来の予想に特有の経済的また技術的な不確実性（エネルギー価格の上昇や割引率も含む）

- ・使用するデータベースが（土地及び技術特有の差異など）あるレベルに強く偏って集められていることによる、さらなる不確実性
- ・ベースラインの想定についての高い感度、発送電の将来のポートフォリオ全体
- ・個々の措置を別々に検討し、同時にまたは異なった順番で適用される措置の間の相互依存性を無視している点（軌道の依存性の問題、送電及び統合局面の処理を含む）
- ・炭素削減曲線における、（不確かな）排出要因の想定に対する高い感度

10.4.3 文献からの地域のエネルギー及び削減コスト曲線のレビュー

10.4.3.1 序論

このセクションでは、再生可能エネルギーの国内または地方のコスト曲線と緩和に対するその応用を提示してきた主な研究についてレビューする。最初に、このセクションでは、再生可能エネルギー供給曲線を見る際の着眼点についてレビューし、続いて削減コスト曲線全体における再生可能エネルギーの役割についてレビューを行う。これは、再生可能エネルギーのみに対するコスト曲線がほとんど存在しないからである。

10.4.3.2 地域的及び世界的再生可能エネルギーの供給曲線

地域的及び世界的な再生可能エネルギーの供給曲線に関する現存する文献のレビューの試みにおいて、多くの研究が表 10.8 のまとめに特定された。前のセクションで述べたとおり、これらの研究で使用されている前提は、曲線の形・機会の優先順位、曲線により特定される機会に、大きな影響を与える。従って、表はモデル/計算の主な研究結果とともに、その最も重要な特徴や前提もレビューしている。

一般に、異なる再生可能エネルギーの供給曲線からのデータ及び結果を比較するのはとても難しい。これは、包括的かつ一貫性のある手法を用いた、またその手法について詳細を述べた研究がほとんど無いうえに、多くの研究で異なる仮定を用いているからである（レビューされた技術、ベース資源のデータ、目標年度、割引率、エネルギー価格、普及の動き、技術の学習など）。そのため、表 10.8 にまとめた国レベルの、または地域レベルの研究結果は、注意して比較する必要がある、同様の理由で、同じ国の研究結果でも、異なる研究においてはその成果は大きく異なる可能性がある。

多くの地域的または技術的な研究の弱点の 1 つは、（おそらくバイオマスの場合における様々な植物種を除けば）様々なエネルギー源の間における土地とその他のリソースの競争が通常考慮されていないことである。このことを考慮した研究（de Vries et al., 2007 など）では、技術的ポテンシャルは排他的な土地利用の場合において、大幅に減少する。

表 10.8: データをコストでグループ化した世界、地域、及び国の再生可能エネルギーの供給曲線の概要。ベースラインはエネルギータイプの計画を参照したものであり、その詳細については目標年度ごとに注にて説明している。注に別段の断りがない限り、最も一般的なのは特定の国の予想される一次エネルギー供給総量である。通貨価値は各エネルギー源に従って与えられる。基準年は特定されていないことが多いので、US ドル（2005 年）への変換が不可能である。

国/地域		コスト (USドル /MWh)	再生可能エネ ルギー合計 (TWh/年) [EJ/ 年]	ベースラ インの割 合 (%)	割引率 (%)	注	出典
世界		100 未満	200,000～ 300,000 [720～1,080]	100 超	10	- 土地利用の制約及び技術的シナリオを前提とする陸上風力、太陽光及びバイオマスを組み合わせたデータ。 - 考慮された不確実性を持つエネルギー源。	de Vries et al. (2007)、ベースライン: WEC (2004b) 及び Hoogwijk et al. (2004) 目標年度: 2050年
世界 (バイオマス)		100 未満	97,200 [350]	なし	10	- 研究では、この価格でのバイオマス生産が、複数回にわたり現在の電力消費を超過する可能性があることを示している。	Hoogwijk et al. (2003)。目標年度は特定せず。
世界	風力	40 未満	2,000 [7.2]	6	10	- バイオマス、電力、陸上風力、太陽光からの輸送液体燃料。 - 世界全体の最大出力を計算。系統連系、需給関係等は含まない。 - 世界的な発電の技術的ポテンシャル。 - 世界人口の安定と、急速かつ広範囲の生産量上昇を伴う最先端技術の開発シナリオ (IPCC SRES (IPCC, 2000) A1 scenario)。	再生可能エネルギーデータ: de Vries et al. (2007) 目標年度: 2050 年 ベースラインデータ: IEA (2003)
		60 未満	23,000 [83]	72			
		80 未満	39,000 [140]	123			
		100 未満	42,000 [151]	133			
	バイオマス	60 未満	59,000 [212]	187			
	太陽光	80 未満	400,000 [1,440]	1,268			
		100 未満	1,850,000 [6,660]	5,868			
世界		70 未満 100 未満	21,000 [76] 53,000 [191]	600～700 -	10	- 風の強さと土地利用問題をベースとした陸上風力の技術的ポテンシャル。送電網の可用性、ネットワーク運用及びエネルギー貯蔵問題は考えない。 - ベースラインは 2001 年の世界の電力消費を指す。	Hoogwijk et al. (2004) 2001 年の技術の状態を基にした。目標年度は特定せず。
	旧ソ連邦	70 未満 100 未満	2,000 [7.2] 7,000 [25]	160 550			
	アメリカ	70 未満 100 未満	3,000 [11] 13,000 [47]	80 350			
	東アジア	70 未満 100 未満	0 [0] 50 [.2]	0 3			
	西ヨーロッパ	70 未満 100 未満	1,000 [3.6] 2,000 [7.2]	40 80			
世界		50 未満	121,805 [438]	なし	10	- 放棄農地及び使用されていない休眠地における短期輪作の穀物からのバイオマスエネルギー - 2050 年に向けての 4 つの IPCC SRES (2000) 土地利用シナリオ - 時間とともに改善する土地の生産性、学習によるコスト低減及び資本・労働の代替 - 現在の世界の電力消費 (20 PWh/年) は、45US ドル/MWh を下回るコストで発電でき (IPCC SRES (IPCC, 2000) A1 B1 scenarios)、2050 年には 50US ドル/MWh を下回るコス	Hoogwijk et al. (2009)。目標年度: 2050 年
	旧ソ連邦		23,538 [85]				
	アメリカ		9,444 [34]				
	東アジア		17,666 [64]				
	OECDヨーロッパ		3,194 [12]				

国/地域	コスト (USドル /MWh)	再生可能エネルギー合計 (TWh/年) [EJ/ 年]	ベースラインの割合 (%)	割引率 (%)	注	出典
					トで発電出来る (IPCC SRES (2000) A2 B2 scenarios)。	
中央及び東ヨーロッパ	100 未満	3,233 [12]	74	なし	- バイオマスのみ。柳が厳選されたエネルギー作物になる最善シナリオ (最大収穫高) - 該当国: ブルガリア、チェコ共和国、エストニア共和国、ハンガリー、ラトビア、リトアニア、ポーランド、ルーマニア、スロバキア - ベースラインデータにはスロベニアも含むが、スロベニアの割合は比較的低いため、結果的にはその影響はそれほど大きくない。	再生可能エネルギーデータ: van Dam et al. (2007) 目標年度: 2030年 ベースラインデータ: Solinski (2005)
チェコ共和国	100 未満	101 [4]	20	4	- バイオマス生産のみ - 将来の収穫量がオランダのレベルと同等となる最良シナリオ	再生可能エネルギーデータ: Lewandowski et al (2006) 目標年度: 2030年 ベースラインデータ: IEA (2005)
インド	100 未満	56 [2]	3.4	10	- 小規模水力 - 系統の利用可能性が重要な問題であるとは予測されていない - ベースラインは 2005 年の電力消費を指す	Pillai and Banerjee (2009) 目標年度: 2030 年
	200 未満	90 [3]	5.6		- 風力 - 系統の利用可能性が重要な問題であるとは予測されていない。 - ベースラインは 2005 年の電力消費を指す。	
オランダ	100 未満	22 [.08]	2.1	なし	- 陸上及び洋上風力、太陽光、バイオマス及び水力を含む。 - 割引率は使用できないが、このオプションは、持続可能な生産を計算した場合のシナリオである。そのため、政府による支援があると想定し 5%の内部収益率 (IRR) を用いる。 - ベースラインは、IEA による 2020 年の一次エネルギー供給予測総量	再生可能エネルギーデータ: Junginger et al., 2004 目標年度: 2020 年 ベースラインデータ: IEA (2006)
	200 未満	23 [.08]	2.2			
	300 未満	24 [.09]	2.3			
イギリス	100 未満	81 [3]	22	7.9	- 低コスト技術 (埋立ガス、陸上風力、下水ガス、水力) を含む。 - コスト: 資本、運用及び資金要素 - ベースラインは 2015 年のイギリスにおける全発電予測量	再生可能エネルギーデータ: Envirosc Consulting Ltd. (2005) 目標年度: 2015 年 ベースラインデータ: UK SSEFRA (2006)
	200 未満	119 [4]	33			
アメリカ	100 未満	3,421 [2]	15	なし	- 風力エネルギーのみ	再生可能エネルギーデータ: Milligan (2007)

国/地域	コスト (USドル /MWh)	再生可能エネルギー合計 (TWh/年) [EJ/ 年]	ベースラインの割合 (%)	割引率 (%)	注	出典
						目標年度: 2030 年 ベースラインデータ: EIA (2009)
アメリカ (WGA)	100 未満	177 [.6]	0.77	なし	- WGA (西部州知事連合) 地域のみ - 集光型太陽熱発電、バイオマス、及び地熱 - 地熱は 100US ドル/MWh 未満の最大容量を達成している。 - 集光型太陽熱発電は大きな技術的ポテンシャルを持つが、その範囲は 100~200US ドル/MWh である。	再生可能エネルギーデータ: (Mehos and Kearney, 2007; Overend and Milbrandt, 2007; Vorum and Tester, 2007) 目標年度: 2030 年 ベースラインデータ: EIA (2009)
	200 未満	1,959 [7]	8.5			
	300 未満	1,971 [7]	8.6			
アメリカ (アリ ゾナ州、2025年)	100 未満	0.28 [.001]	なし	バイオマス と太陽 光:7.5 それ以外:8	- アメリカ アリゾナ州 - 再生可能エネルギーは、風力、バイオマス、太陽熱、水力及び地熱である。 割引率はエネルギー源により変化する。	再生可能エネルギーデータ: Black & Veatch Corporation (2007) 目標年度: 2025 年
	200 未満	10.5 [.04]	なし			
	300 未満	20 [.07]	なし			

表 10.9: 世界、地域及び国における炭素削減コスト曲線の概要（灰色の文献を含むセルは灰色で色づけてある）

国/地域	年	コスト (US ドル/ tCO ₂ eq)	緩和ポテンシャル (Mt CO ₂)	ベースラインの割合 (%)	割引率 (%)	注	出典
世界	2050 年	200 未満	46,195	85	なし	- 重要な感度: 風力、水力または二酸化炭素回収・貯留の低い技術的ポテンシャル。2~5%の削減コスト上昇となる低レベルウラン資源	Syri et al. (2008) ベースラインモデル:世界のETSAP/TIAM モデル ベースラインシナリオ: IEA (2009)
世界	2030 年	100 未満	6,390	9.1		- シナリオA(再生可能エネルギー及び原子力の成長が最大)	McKinsey&Company (2009b)
		100 未満	4,070	5.8		- シナリオB (再生可能エネルギー及び原子力が50%成長)	
Annex I 諸国	2020 年	100 未満	2,818	20	なし	- 依存度を分析した様々な削減配分 (同程度の限界費用、一人あたりの排出権の合致、同率での割合低下) - 京都議定書の 6 種の温室効果ガスの二酸化炭素換算排出量。ただし LULUCF (土地利用、土地利用変化及び林業) は除く - 2005 年における US ドルでのコスト	den Elzen et al. (2009) ベースラインシナリオ: IEA WEO (IEA, 2009)
オーストラリア	2020 年	100 未満	74	9.5	なし		(McKinsey&Company, 2008a)
オーストラリア	2030 年	100 未満	105	13			
オーストラリア (ニューサウスウェールズ地域)	2014 年	100 未満	8.1	1.0	なし	- ニューサウスウェールズ地域 - 再生可能エネルギー源に対する政府支援を含む	削減データ: Next Energy (2004) ベースラインデータ: McKinsey&Company (2008a)
		300 未満	8.5	1.1			
中国	2030 年	100 未満	1,560	11			(McKinsey&Company, 2009a)
中国	2030 年	50 未満	3,484	27	なし	- ストーリー展開は必ずしもすべての可能な開発を示しているわけではない (災害シナリオ、明確な新気候政策など)。 - 主要な削減 (全体の半分) は省エネルギーによるものであり、残りは再生可能エネルギー及び石炭からの燃料の切り替えによるものがある。	van Vuuren et al. (2003) ベースラインシナリオ: ERI 2009
中国	2030 年	100 未満	2,323	18	なし	- 削減コストに影響を与える主な要因は、原子力の公	Chen, 2005

国/地域	年	コスト (US ド ル/ tCO ₂ eq)	緩和ポテ ンシャル (Mt CO ₂)	ベース ライン の割合 (%)	割引率 (%)	注	出典
						表に対する制約である。 - 2010 年の電力消費は実際値を 40%下回るため、ベースラインは、過小評価されると思われる。	ベースラインシナリオ: ERI (2009)
チェコ共和国	2030 年	100 未満	9.3	6.2	なし	- 再生可能エネルギー源を最大限利用するシナリオ	McKinsey&Company (2008b)
		200 未満	11.9	8.0			
		300 未満	16.6	11			
ドイツ	2020 年	100 未満	20	1.9	7	- 社会的コスト (政府の補償は含まない)	McKinsey&Company (2007)
		200 未満	31	3.0			
		300 未満	34	3.2			
ポーランド	2015 年	100 未満	50	11	6	- バイオマスのみ - 最良のシナリオ	削減データ: Dornburg et al. (2007) ベースラインデータ: EEA (2007)
		200 未満	55.9	12			
スイス	2030 年	100 未満	0.9	1.6	2.5	- 基本シナリオ	McKinsey&Company (2007)
南アフリカ	2050 年	100 未満	83	5.2	10	- 再生可能エネルギーによる発電が 50%までに到達するシナリオ	Hughes et al. (2007)
スウェーデン	2020 年	100 未満	1.26	1.9	なし		McKinsey&Company (2008c)
アメリカ	2030 年	100 未満	380	3.7	7		Creyts et al. (2007)
イギリス	2020 年	100 未満	4.38	0.46	なし		Confederation of British Industry (CBI, 2007)
		200 未満	8.76	0.93			
イギリス	2020 年	100 未満	7	4.0	3.5		Committee on Climate Change (2008)
		200 未満	33	18.8			

10.4.3.3 地域的及び世界的な炭素削減コスト曲線

表 10.9 は、再生可能エネルギーの普及の役割の観点から、地域/国/世界の炭素削減コスト曲線の作成をレビューした研究結果と前提の特徴についてまとめたものである。これらの研究は、再生可能エネルギーの供給曲線と比較すると、異なる焦点、目標、手法を持っている。また、対象範囲は広く、より広範囲の緩和オプションのポートフォリオにおいて再生可能エネルギーを分析している。

限定された数の選ばれた研究の例示サンプルを基に、一般的な傾向を観察することが出来る。削減コスト曲線の研究は、エネルギー供給について再生可能エネルギーに注目した研究よりも、再生可能エネルギーを利用した緩和のポテンシャルは低いとする傾向がある。同一国においてさえ、これらの 2 つの手法は、緩和ポテンシャルが大きく異なる可能性がある。

この一般的な傾向の要因の 1 つとして、再生可能エネルギー供給の研究は、一般的に再生可能エネルギー技術のより広いポートフォリオについて調べている一方、炭素削減の研究においては、複雑度が妥当となる範囲においてモデルや計算を行うため、選択した資源/技術に焦点をおくことにある。

再生可能エネルギーの普及による炭素削減ポテンシャルの割合でもっとも高い数字は、表 10.9 に示した通り、オーストラリアで示されている 2030 年までの 100US ドル/t (二酸化炭素換算) における 13.4% である。このかなり高い割合は、前のセクションにて報告された国内の一次エネルギー供給総量 (TPES) の割合がかなり高かったことに対応している (データは McKinsey&Company, 2008a より)。オーストラリア以外では、研究例で特定された再生可能エネルギー源を用いる最も将来性のある削減ポテンシャルを持つ国は、中国及びポーランドである。この両国は共に、高い排出因子を持っている。

10.4.4 一部の技術資源コスト曲線のレビュー

上で述べたエネルギー及び削減コスト曲線は、より集合体となった図を提供している (10.4.2 及び 10.4.3 を参照)。このセクションでは、一部の技術については資源コスト曲線の例示の考察のみとする。この面では、幾つかの強調している研究は、10.4.3 にて既に一般的な概要の一部として紹介している。なお、各技術の章において、エネルギー及びコストの面の議論の面では、資源コスト曲線について必ず触れられている (2~7 章)。

バイオマス資源コスト曲線の概要¹²。文献におけるバイオマス資源コスト曲線の分析は、一般に異なる土地利用シナリオを用いる (de Vries et al., 2007; Hoogwijk et al., 2009)。これらは、地理的特性 (穀物生産性及び土地の可用性)、資本投入及び労働投入を考慮している。Hoogwijk et al. (2009) は、バイオマスが 2050 年までに 2US ドル/GJ/年を下回るコストで、現在の一次エネルギー消費量 (130~270EJ/年) の約 40~70% を供給出来ることを見出している。これは、現在の石炭のコストの下限である (図 10.23 を参照)。

生産コストが低く、技術的ポテンシャルが比較的高い地域は旧ソ連、オセアニア、東西アフリカと東アジアである。コストの減少は、漸進的な土地の生産性向上、学習、及び資本・労働の代替によるものである。バイオマス由来の電力コストは、現在、わずかに電力のベースロードコストを上回っている。現在の世界における約 20PWh/年 (72EJ/年) の電力消費は、2 つのシナリオにおいて、2050 年には 12.5US ドル/GJ 未満のコストで発電出来るとされる。一方、別の 2 つのシナリオにおいては、15.3US ドル/GJ 未満のコストで発電出来るとされる。2050 年には、16.7US ドル/GJ のコストにて、約 18~53PWh/年 (65~191EJ/年) の電力が生産可能である。全ての地域の曲線を合計した世界の曲線は、最大 300EJ/年で相対的に横ばいとなっていることがわかり、土地の賃貸費用及び資本・労働の代替は最大の感度を示している。

¹² 詳しくは 2.2 を参照。

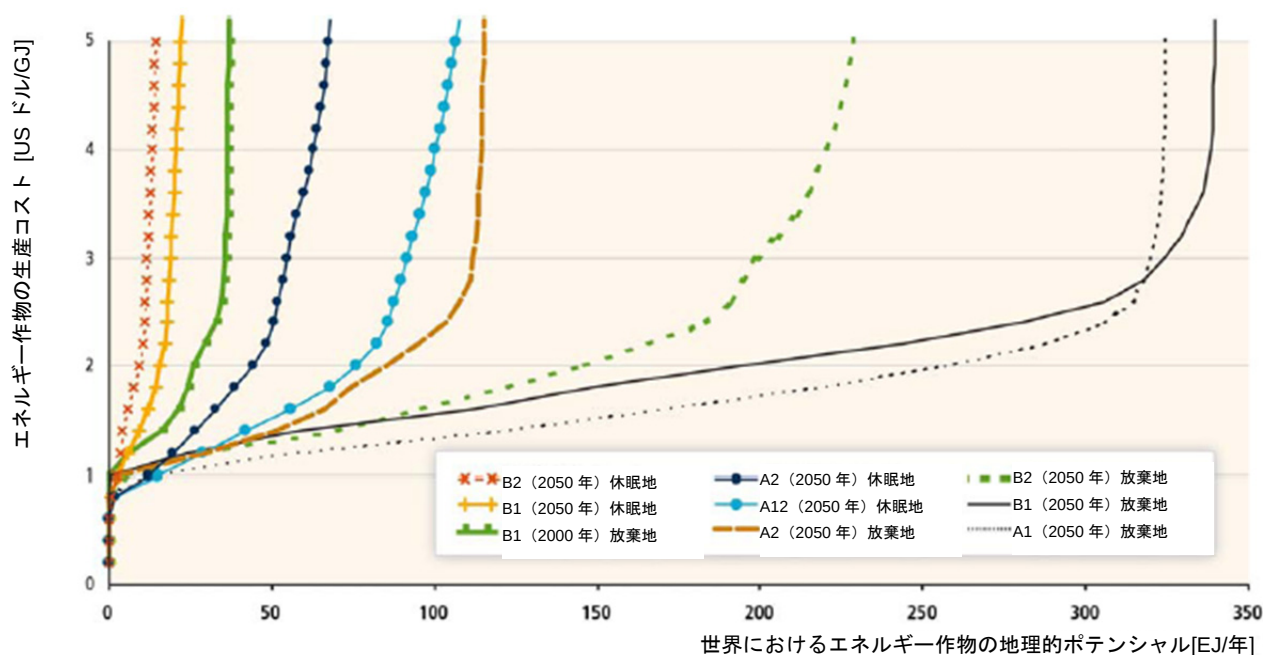


図 10.23: 2050 年の 2 種類の土地「放棄地 (abandoned land)」(食料用として必要とされていない農地) 及び「休耕地 (rest land)」におけるバイオエネルギー用植物の生産の、世界の平均的なコスト - 供給曲線。この曲線は、4 つの排出シナリオに関する特別報告書 (SRES) のシナリオの IMAGE 2.2 モデル化を基に作成されている。2000 年における放棄農地のコスト - 供給曲線 (SRES B1 scenario) も示す。原典: Hoogwijk et al. (2009)。A1、A2、B1、B2 のシナリオは、IPCC の排出シナリオに関する特別報告書 (IPCC, 2000) 用に作成された筋書きに対応する。

de Vries et al. (2007) の研究においては、別のトレードオフ：食料対エネルギーに焦点が当てられている。著者はそれぞれ異なるレベルの食料取引、技術発展及び人口に対応した 4 つの土地利用シナリオを評価している。A2 シナリオにおける技術的ポテンシャルの低い評価は、人口の多さによる直接的結果である。したがって、食料需要は高くなり、収率 (改善) は低くなり、それゆえ、食料生産に対する土地需要も高くなる (図 10.24 を参照)。

13.9～27.8US ドル/GJ のバイオマスからの発電コストの範囲において、2000 年には 7PWh (25EJ) の技術的ポテンシャルがあった。一方、8.3～27.8US ドル/GJ の範囲の推定コストでは、2050 年までに 59PWh (212EJ) の推定の技術的ポテンシャルとなる (割引率、土地利用のパターン、技術的仮定、及び土地利用実施の割合によって 30～85PWh/年 (108～310EJ/年) の感度を持つ)。

太陽光発電資源のコスト曲線の概要。 De Vries et al. (2007) は、太陽光発電の技術的ポテンシャルを、コストを 16.7～69.4US ドル/GJ として、2050 年において 4,105PWh/年 (4,778EJ/年) と推定している。2050 年の技術的ポテンシャルは、主にコスト削減のイノベーションに依存するため、削減コストのレベルが 27.8US ドル/GJ の場合、IPCC (2000) の A1 及び B1 シナリオのように、特定のシナリオ条件 (高い経済成長に対して低い人口増加、または中程度の経済と人口増加など) の下にのみ、0 ではない技術的ポテンシャルが発生する (図 10.25 を参照)。

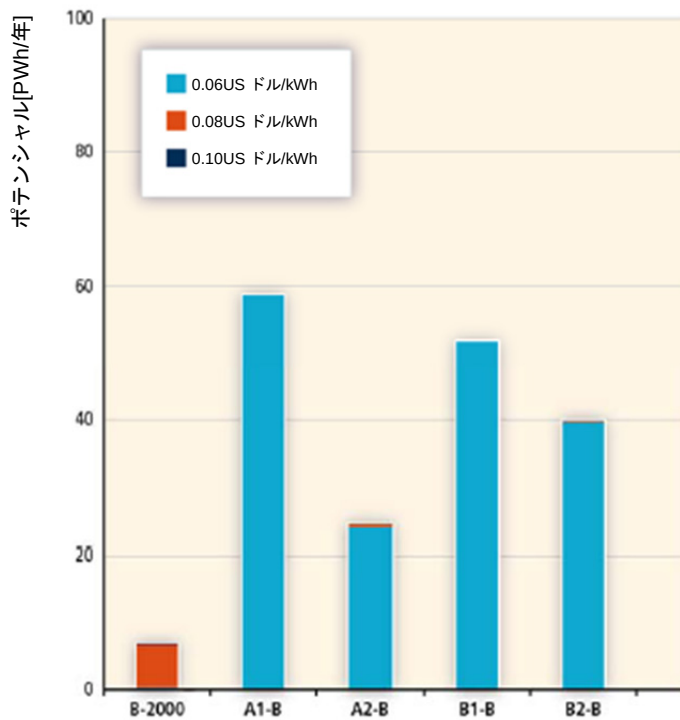


図 10.24: 2000 年におけるバイオマスからの電力の技術的ポテンシャルと、4 つの生産カテゴリに関する 2050 年における 4 つの IPCC SRES (IPCC, 2000) シナリオの世界におけるバイオマスからの電力の技術的ポテンシャル (de Vries et al., 2007)

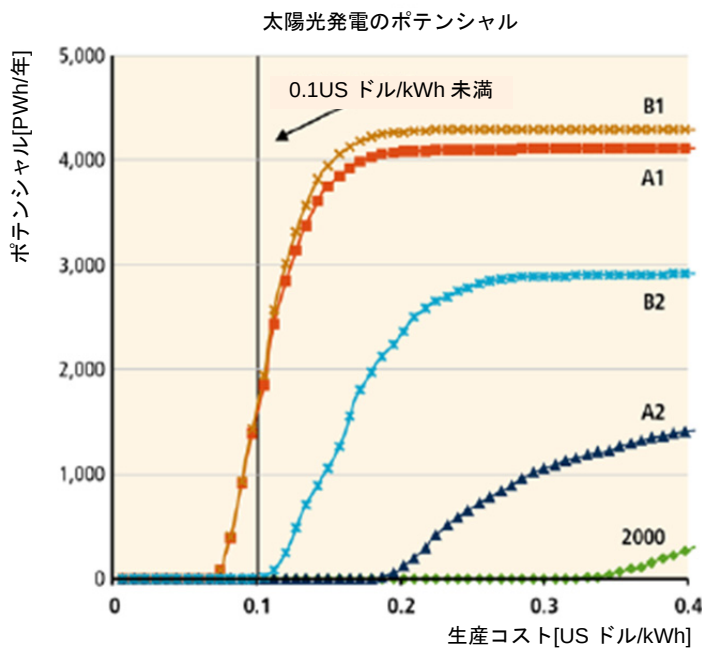


図 10.25: 2050 年における 4 つの IPCC SRES (IPCC, 2000) シナリオの太陽光発電の資源供給コスト曲線。経済的ポテンシャルを判断する際の削減コストとして、論文内で使用される 0.1US ドル/kWh (0.03US ドル/MJ) を直線で示す (de Vries et al., 2007)。

この特定された研究においては、太陽光発電の経済的ポテンシャルは、土地の競争に敏感である。技術的なブレークスルーが発生しない場合、主な技術的ポテンシャルの大部分は経済的なものになる可能性は低い。また、その資金インセンティブの性質により、それは割引率の変化に対しても敏感である。同様に、排除因子は大きくても小さくても、太陽光発電の技術的ポテンシャルに影響を与える。技術的ポテンシャルにとって土地（利用）は、たとえ高い排除因子をもっていたとしても、技術的ポテンシャルが 2000 年の世界の電力需要の 20 倍を超えているため、制約事項とはならない (de Vries et al., 2007)。

陸上風力発電のコスト曲線の概要。風力発電技術のポテンシャルを評価する論文では、通常、風速の気候モデルのデータ又は風速測定の前補間データを基にしている（Hoogwijk et al., 2004; de Vries et al., 2007; Changliang and Zhanfeng, 2009）。Hoogwijk et al. (2009) は、平均的な風力タービンの利用可能性、ウィンドファームの配置効率及び間隔、またこれに関連した出力密度についての明確な仮説を立ててきた。これは、グリッド・セル全域では分類されておらず、1つの世界レベルのパラメータが使用されてきた。比較的低いコストで実現可能な世界の技術的ポテンシャルの推定は、アメリカ、旧ソ連、及びオセアニア（Hoogwijk et al., 2004; McElroy et al., 2009）のほぼ3地域に限定される（図 10.26）。高い経済成長と低い人口増加、または中程度の経済と人口増加のいずれを想定するシナリオ（IPCC SRES（IPCC, 2000）の A1 及び B1 シナリオ）においては、風力発電は 11.1US ドル/GJ 未満のコストで発電出来る可能性がある。これは、現在のコストレベルよりも大幅に低い（第7章を参照）。

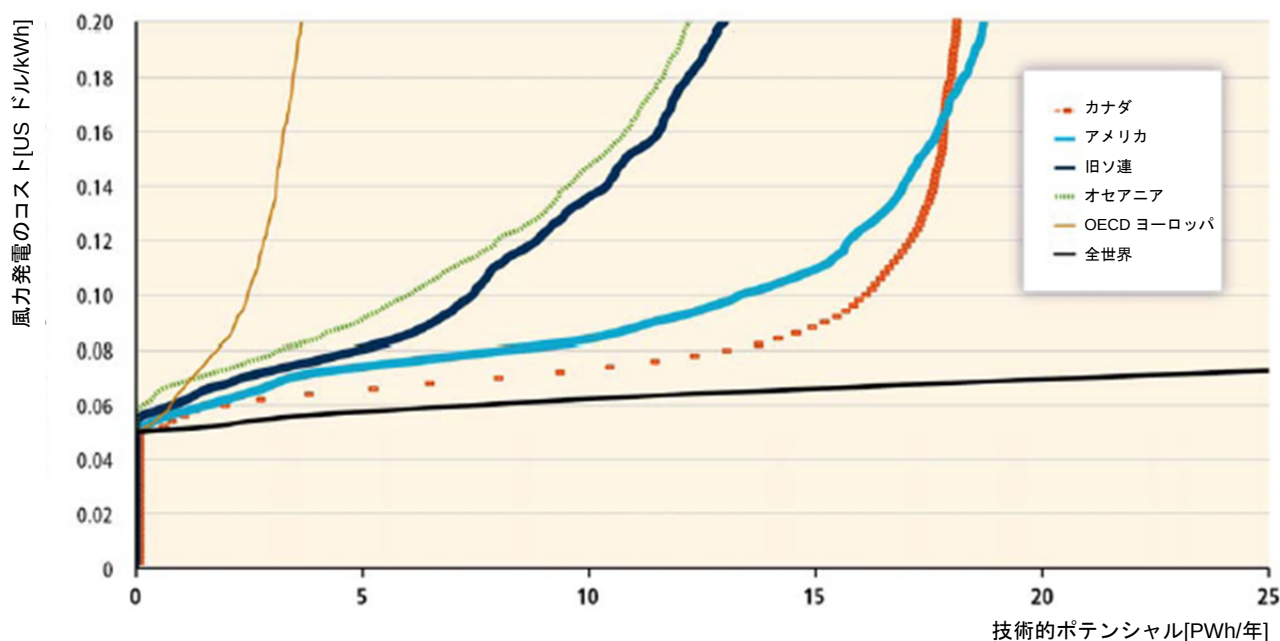


図 10.26: 風力エネルギーの世界、地域、及び国のコスト - 供給曲線（US ドル/kWh 対 PWh/年）（Hoogwijk et al., 2004）

最後に、ここでレビューした研究には、送電及び統合の問題を十分に検討したものはない（第8章を参照）。これらの因子を盛り込もうとしたある研究では、風力発電は世界における経済的ポテンシャル（コストが 27.8US ドル/GJ 未満）に対し重要な貢献者のままとされており、経済的ポテンシャルは 8~43PWh/年（29~155 EJ/年）、すなわち、2000 年の世界の電力需要の 50~300%となっている（de Vries et al., 2007）。

洋上風力発電コスト曲線の概要。洋上風力において、技術的ポテンシャル及びコストは海岸から設置場所までの距離と水深に大きく依存する。EEA（2007）による最近の研究では、風力発電プラントが経済的に有望となるためには、ハブの高さでの風速の下限は 5.0m/s に設定されている。2030 年における平均的な生産コストである 0.024US ドル（2005 年）/MJ（6.9 ユーロセント/kWh）では、5,800GW 規模の洋上風力発電がヨーロッパで開発され得る（図 10.27）。

多くの研究において、洋上風力の技術的ポテンシャルが評価されてきた。しかし、2020 年までの時間枠でのコスト推定を含め、世界レベル（ノルウェーとカナダを除く）の評価を示しているのは Fellows（2000）のみである。Hoogwijk and Graus（2008）は、カナダでの値を追加し、2020 年から 2050 年までの技術開発のデータを更新した。OECD ヨーロッパ及びラテンアメリカにて高い技術的ポテンシャルが見られ、後者では未調査の低コストの技術的ポテンシャルの割合が高い。OECD ヨーロッパ及びラテンアメリカにおける 1.2PWh/年（4.3EJ/年）の経済的ポテンシャルが、27.8US ドル/GJ よりも低いコストにて見られる。13.9US ドル/GJ を超えるコストにおいては、OECD ヨーロッパで 0.3PWh/年（1EJ/年）、ラテンアメリカで 0.55PWh/年（1.98 EJ/年）が利用可能である。最も低い技術的ポテンシャルは中東で、ここでは 27.8US ドル/GJ を下回るコストにおいて、僅か 0.18PWh/年（0.65EJ/年）の発電容量のみしか利用可能ではない（Hoogwijk and Graus, 2008）。

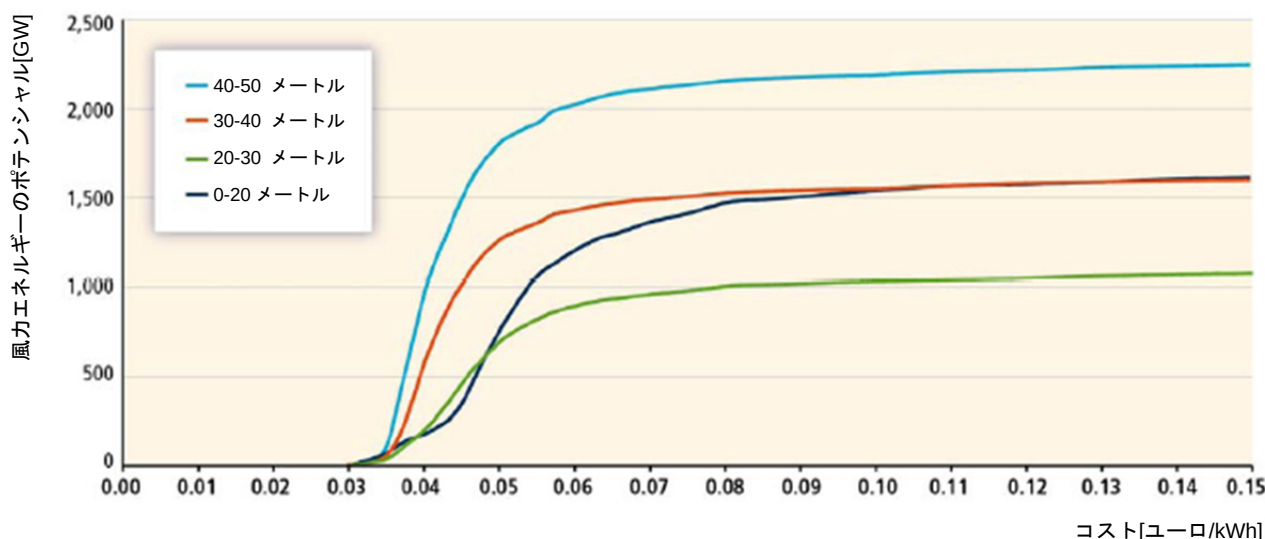


図 10.27: 2030 年のヨーロッパにおける、異なる水深における洋上風力発電の技術的ポテンシャル (EEA, 2009)

技術資源コスト曲線の概要。このセクションでは、曲線が得られる特定の再生可能エネルギー技術における特定の資源コスト曲線をレビューする。この研究は、様々な方法と相反する可能性のある仮定（土地利用に関するものなど）を用いているため、限られた範囲内でしか比較できず、合計値の推計を得ることや比較を行うための目的に対しては、直接利用すべきではないということを強調することは重要である。また、これらの研究が 10.3 の技術的ポテンシャル/コスト研究よりもはるかに多くの制約を考慮した将来の普及レベルを示すため、これらの研究結果は 10.3.2.1 に示したシナリオを基に作成された総合的な技術コスト曲線とは大きく異なる。

10.4.5 知見におけるギャップ

地域ごとの再生可能エネルギーの熱及び輸送用燃料技術のポテンシャルについての知識においては、特にコストについて大きなギャップがある。さらに、（本当のコスト効率のよい機会を特定するための）コスト曲線法の本当の便益は、実際には特定のデータセットでは十分に得ることができない。地域全体の技術の平均コストというものは、真にコスト効率の良い技術ポテンシャルや土地は平均化されて見えなくなる一方、魅力の少ない土地や副次的な技術を含むために損なわれてしまう。従って、これらの曲線からあまり経済的ではない技術から切り離し、最も魅力的な機会（より魅力的な風力発電用の土地、生産性がより高いバイオマス技術/植物/土地など）を特定するための土地や副次的な技術による副次措置に絞り込むために、有用でかつ世界的に組織化された更なる調査が必要である。最後に、エネルギー生産コスト及び追加のシステムバランスと送電のためのコストに応じた普及率に関する世界的なデータセット、総合評価モデル研究にとって重要な必要条件である。これら包括的なデータセット（Hoogwijk 及び Graus のデータの有用な例外を含む）の不足は、非常に注目すべき重大な知見のギャップである。

10.5 商業化と普及のコスト

一部の再生可能エネルギー技術は、現在の市場のエネルギー価格に対して大まかには競争力を持っている。その他のほとんどの再生可能エネルギー技術は、たとえば、資源状態が好ましい地域や、他の低価格のエネルギー供給のインフラが不足している地域など、特定の状況のもとで、競争力のあるエネルギーのサービスを提供することが可能である。しかしながら、世界の大部分の地域では、多くの再生可能エネルギー源の急速な普及を確実なものにするためには依然として政策措置が不可欠である。

IEA の最新の文献 (IEA, 2007a, 2010a,d) ととも一致する前述の見解は、資源基盤、要求されるエネルギーのサービス、また多くの技術の章のコストに関するセクションにて示した通り、投資、資金、運用及び保守の技術固有の現在のコスト評価の考察を基にしている（2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7 及び 7.8 を参照）。

有利な状況下においては、とりわけ、熱を生み出す近代的な可燃性バイオマス (IEA, 2007a)、太陽熱エネルギー（中国における太陽熱温水器 (IEA, 2010d) など）、非系統連系の太陽光応用 (IEA, 2010c)、大規模水力発電 (IEA, 2008a)、大規模な地熱プロジェクト（30 MW_eを超えるもの (IEA, 2007b)）、（炭素のコストが市場に反映されている場合の）陸上風力発電プラント (IEA, 2010a) はすでに高い競争力を持っている。十分な政策支援が得られる条件下では、太陽光発電のグリッドパリティ（グリッド小売価格による競争力）は、2020 年までに多くの国において構想されている (IEA, 2010c)。集光型太陽熱発電、洋上風力発電などのその他の技術は、長期にわたる卸売価格にて競争するため、更なる支援が必要となる。

現在及び中期において、再生可能エネルギー技術の応用は、他のエネルギー源からのエネルギー供給に比べ、新たな私的コストが発生する可能性がある¹³。現在の技術的コストのレビュー（過去数年間に於て計測及び公表された現在のコスト）から始めて、このセクションの残りの部分では、将来においてこれらのコストがたとえば、拡大した研究開発活動、普及率向上に関連する技術的学習、またはスピルオーバー効果など（IPCC, 2007 を参照）の結果、どのように減少していくかについての予測に焦点を当てていく。また、過去の研究開発費と将来の投資の必要性についても取り上げる。10.5 では技術的コストのみに焦点を当てていることを強調しておかなければならない。統合面については第 8 章にて、外部性及び関連する社会的コストについては第 9 章及び 10.6 にて取り上げる。

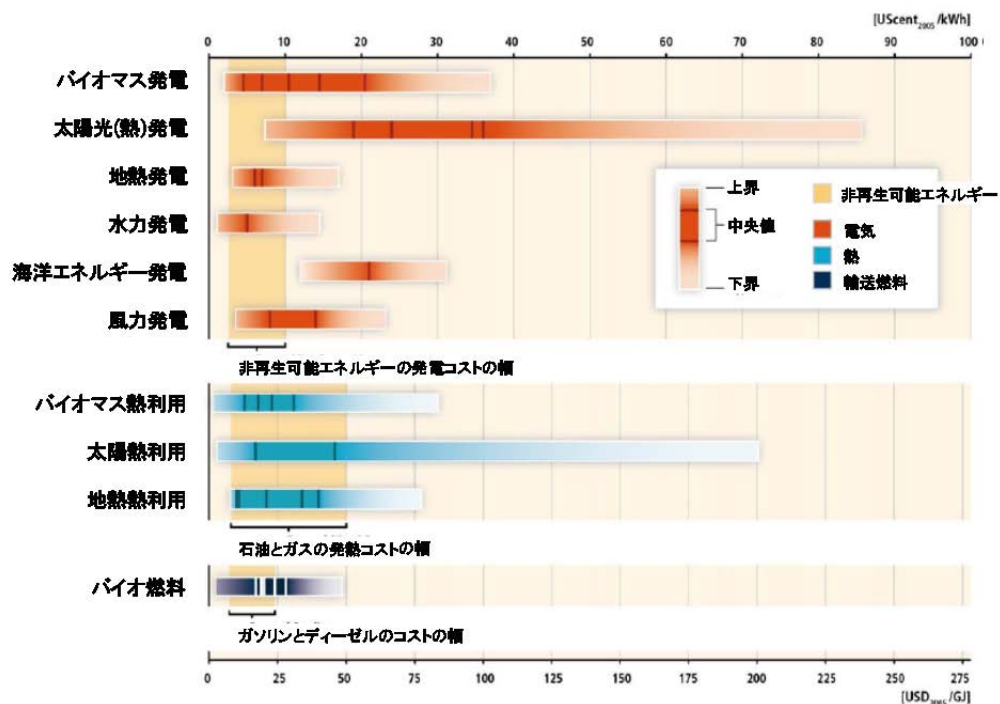
10.5.1 序論: 現在の技術的コストのレビュー

再生可能エネルギーの分野において、エネルギー供給コストは主に投資コストにより決められる。しかし、運転保守コスト（O&M コスト）と、適用可能であれば燃料コスト（バイオマスの場合）は、同様に重要な役割を担う可能性がある。各コストの構成要素は技術の章（2.7、3.8、4.7、5.8、6.7 及び 7.8）において詳しく説明する。また、現在の値を Annex III（表 1～3）にまとめる。ここでは、特に、一般的な装置規模の技術固有の値（単位：MW）、近年の具体的な投資コスト（単位：US ドル/kW）、年間の運転保守コスト（単位：US ドル/kW または US セント/kW）、設備利用率（単位：%）、及び経済的耐用年数（単位：年）を見出す。世界規模では、それぞれの値は多くの再生可能エネルギー技術において不確実性が高い。ここ数年間で見られるように、たとえば投資コストは、材料（鋼鉄など）及びエンジニアリングコストの変更、技術的学習及びマスマーケットの作用から大きな影響を受ける可能性がある（IEA, 2010a,b）。

エネルギーの均等化発電原価（LCOE、均等化単価コストまたは均等化発電コストとも呼ばれる。詳細情報及び計算例については Annex II を参照のこと）は、「現在の等価値（value equivalent）を単位として表現した、期待される出力全体に対する耐用期間全体の出費の割合」と定義されている（IEA, 2005, p.174）。そのため、エネルギーの均等化発電原価は、エネルギー変換装置の全原価（つまり、投資費用、運転保守費用、燃料費、廃棄費用など）を指し、耐用年数内のエネルギー出力に対してこれらのコストを割り当てたものである。一般に均等化発電原価は、補助金や政策インセンティブまたは統合コストは考慮していない。

¹³ このセクションでは、他の技術の外部コストは考慮しない。「私的（private）」という言葉はこのセクションの残りの部分においては省略されるが、読者はここで取り上げるすべてのコストは、10.6 では私的コストという意味だということを知っていなければならない。したがって、外部性は考慮されない。

非再生可能エネルギーと比較した、商業的に利用可能な再生可能エネルギーの近年の均等化発電原価



電気	熱	輸送燃料
バイオマス： 1. 混焼 2. 小規模熱電供給（ガス化内燃機関） 3. 専用ストーカー及び熱電供給 4. 小規模熱電供給（蒸気タービン） 5. 小規模熱電供給（有機ランキンサイクル） 太陽光(熱)発電： 1. 集光型太陽熱発電 2. 実用規模の太陽光発電（一軸固定傾斜） 3. 商用屋上太陽光発電 4. 住宅用屋上太陽光発電 地熱発電： 1. フラッシュサイクルプラント 2. バイナリーサイクルプラント 水力発電： 1. 全て 海洋エネルギー発電： 1. 潮汐発電 風力発電： 1. 陸上 2. 洋上	バイオマス熱利用： 1. 熱電供給ベースの都市固体廃棄物 2. 熱電供給ベースの嫌気性消化（発酵） 3. 蒸気タービン熱電供給 4. 家庭用のペレット暖房システム 太陽熱利用： 1. 中国における家庭用の温水システム 2. （太陽熱）給湯・暖房 地熱熱利用： 1. 温室 2. 覆いのない養殖池 3. （地熱）地域暖房 4. 地熱ヒートポンプ 5. 地熱ビル暖房	バイオ燃料： 1. コーンエタノール 2. 大豆バイオディーゼル 3. 小麦エタノール 4. サトウキビ・エタノール 5. パームオイルバイオディーゼル

各再生可能エネルギー技術の均等化発電原価の下の幅は最も有利な入力値の組み合わせに基づいており、上の幅は最も不利な入力値の組み合わせに基づいている。図の背景となる非再生可能エネルギー・オプションの参考幅は、集中型非再生可能エネルギー発電の均等化発電原価を示している。熱の参考幅は、石油・ガススペースの熱供給オプションの最近のコストを示している。運輸燃料の参考幅は、直近の原油スポット価格（40～130US ドル/バレル）、ディーゼルとガス関連のコストに基づく（税を除く）。

図 10.28: 非再生可能エネルギーコストと比較した、商業的に利用可能な一部の再生可能エネルギー技術の近年の均等化発電原価の幅。技術のサブカテゴリと割引率の概要はこの図で1つに集計した。より具体的な関連数字、またはここで示されていない集合体に関しては、Annex III を参照のこと。非再生可能エネルギー供給オプションに関する追加情報は以下に示す。

Annex III（表 1～3）に示された値から得られる均等化発電原価を図 10.28 から 10.31 に示す。これらは、最新の再生可能エネルギープラントの均等化発電原価の推定を意味するが、割引率、投資コスト、運転保守コスト、設備利用率（特に、地方の再生可能エネルギー資源の可用性による）及び燃料価格は、土地に依存するため、均等化発電

原価は場所が変われば異なるものとなる（Heptonstall, 2007; IEA, 2010b）。

図 10.28 の背景にあるコストの幅は、化石燃料を利用するエネルギー供給オプションのコストの指標値の幅を示す。電力については、この幅は石炭及びガスの新しい火力発電プラントの均等化発電原価の現在の評価に基づく（IEA, 2010b）。この値は、集中型発電プラントに関係する。IEA（2010b）とは対照的に、炭素価格の値上げについては含まれていない。

IEA（2007a）を受け、石油及びガスによる熱供給オプションの（均等化）コストは、燃料の小売価格及び変換損失のみを考慮し、推定される。従来型ボイラーに対する投資コストは無視されるが、これは、熱の均等化発電原価の全体に対するそのボイラーの寄与が小さい（また、従来型の加熱機器は再生可能エネルギー変換技術のバックアップとして必要になることが多い）ためである。多くの再生可能エネルギーによる熱技術は、最終消費者の段階において競争しなければならないため小売価格が用いられている。変換効率には IEA（2007a）が提案した値が適用されている。図 10.28 にグラフ化されている指標コストの幅は、最近発表された IEA の Key World Energy Statistics にて報告されている通り、軽質燃料油と天然ガスの異なる全国小売価格（税込）を基にしている（IEA, 2010f）。この範囲の下限は、天然ガスの燃焼による工業用暖房装置を示し、上限は家庭における軽質燃料油の使用を示す。

IEA（2010d）によると、従来の輸送燃料のコストは、基となる（過去の）ブレント原油のスポット価格との間に強い相関性を持つ。大きく変動する原油価格の時代にバイオ燃料の競争力の調査を行うため、図 10.28 に示した指標となる輸送用化石燃料のコスト幅は、40～130US ドル/バレルの基本的原油スポット価格のばらつきを指している。

再生可能エネルギーは、多くの場合、運転保守コストや燃料コストと比較して投資コストの割合が高いという特徴があるため、適用される割引率は、均等化発電原価に対し大きな影響を与える（図 10.29、10.30 及び 10.31 を参照）。割引率自体は、プロジェクト依存のリスクプレミアムにより調整されるリターン・フリー・レート（年 3% とほぼ同程度であると広く評価されている）を示す（IEA, 2005, Appendix 6）。IEA（2010b）によると（本報告書の第 8 章を参照）、非常に安定した環境で低いリスクに向き合っているアメリカの投資家には、5%の割引率が一般的に採用されている。主な例としては、規制された市場にて活動する公的な独占者や、有望な市場環境において低リスク技術に投資する民間投資家がいる。投資家がかなり大きな金融リスク、技術的リスク及び価格リスクに直面する場合、実際の割引率は 10%が正しいとされる（IEA, 2010b, p.154）。Appendix II にて上げられた通り、異なるプロジェクトや技術における比較を容易にするため、本報告書は実際の割引率として 3つの数値（3%、7% 及び 10%）を用いる。自由化市場では、民間投資家が 10%の割引率を持つリターンよりも更に高い実際のリターンの率を要望する可能性がある（IEA, 2005）。

図 10.28～10.31 に示される均等化発電原価の範囲は、基礎となるパラメータの変化に由来する。これは、以下の項目に分類される。

- a) 地方の資源基盤（風速または太陽放射など）に強く依存する（設備使用率によって特徴付けられる）性能パラメータの検討範囲。
- b) 地方の技術的成熟度、市場状況及び賃金の影響を受ける技術に依存するパラメータ（耐用年数、投資及び運転保守コスト）の世界的な広がり。
- c) この研究用に選択した様々な実際の割引率の幅（3～10%）

図 10.28～10.31 に示した均等化発電原価の最低値は、最善の状況（達成可能な最大設備使用率及び最長耐用年数、最も低い投資及び運転保守コスト、及び最低割引率）に相当する。均等化発電原価の最高幅は、コストは高いが妥当な値であり、耐用年数は短い現実的な値であり、設備使用率は低い管理されており、また、割引率は 10%（他で指定されていない限り）であるという性質を持つ。あまり有利ではない状況においては、図 10.28～10.31 に示したものと比べ大幅に高いコストになる可能性がある。

図 10.28～10.31 に示した結果は、他章に示したコストデータに比べると、若干の議論が必要である。技術の章の多くは、a) 設備利用率、b) 投資コスト、c) 割引率に応じて、均等化コストを示している（2.7、3.8、4.6、5.8、6.7 及び 7.8）。様々な技術における比較を進めるため、図 10.28～10.31 では、明確にそれぞれの感度を繰り返し示すことはしない。上記で議論したように、これらの図はそれにもかかわらず、妥当な範囲内の設備使用率及び投資コストの変化に由来する均等化発電原価の幅を示している。

技術の章に含まれる前述の均等化発電原価の感度グラフとは対照的に、10.4.4 に示した供給コスト曲線（図 10.23、10.25、10.26 及び 10.27）は、使用可能な資源基盤についての追加的な情報を示すものである。設備利用率に関係する感度を示す代わりに、これらの曲線は、均等化発電原価の規定レベルまで利用出来る再生可能エネルギーの量に関する分析を可能にする。この追加情報は、他の因子（土地に依存する設備使用率以外）に関して独自に仮説を立てた研究からのもので、これらの因子は均等化発電原価（割引率、投資及び運転保守コスト、耐用年数など）に

影響を与える。結果として、これらの研究結果は Annex III にまとめた均等化発電原価の計算とは完全な互換性を持たない可能性がある。

10.3.2.1（図 10.15～10.17）で検討されている供給コスト曲線は、再生可能エネルギー拡大の具体的な軌道がたどられた時点で、様々な地域において利用される再生可能エネルギーの（再び、関連する均等化発電原価の関数としての）総量を示す。結果が明確に示す通り、それぞれの数値は、基本モデルの特性（利用される仮説など）に強く依存する。

加えて、技術の章のコストに関する節で示された均等化発電原価と図 10.28～10.31（及び Annex III において）示された均等化発電原価は、現在のコストについてのものである一方、ほとんどの供給コスト曲線は、将来の時点（たとえば 2030 年または 2050 年など）についてのものを示すことは強調されなければならない。

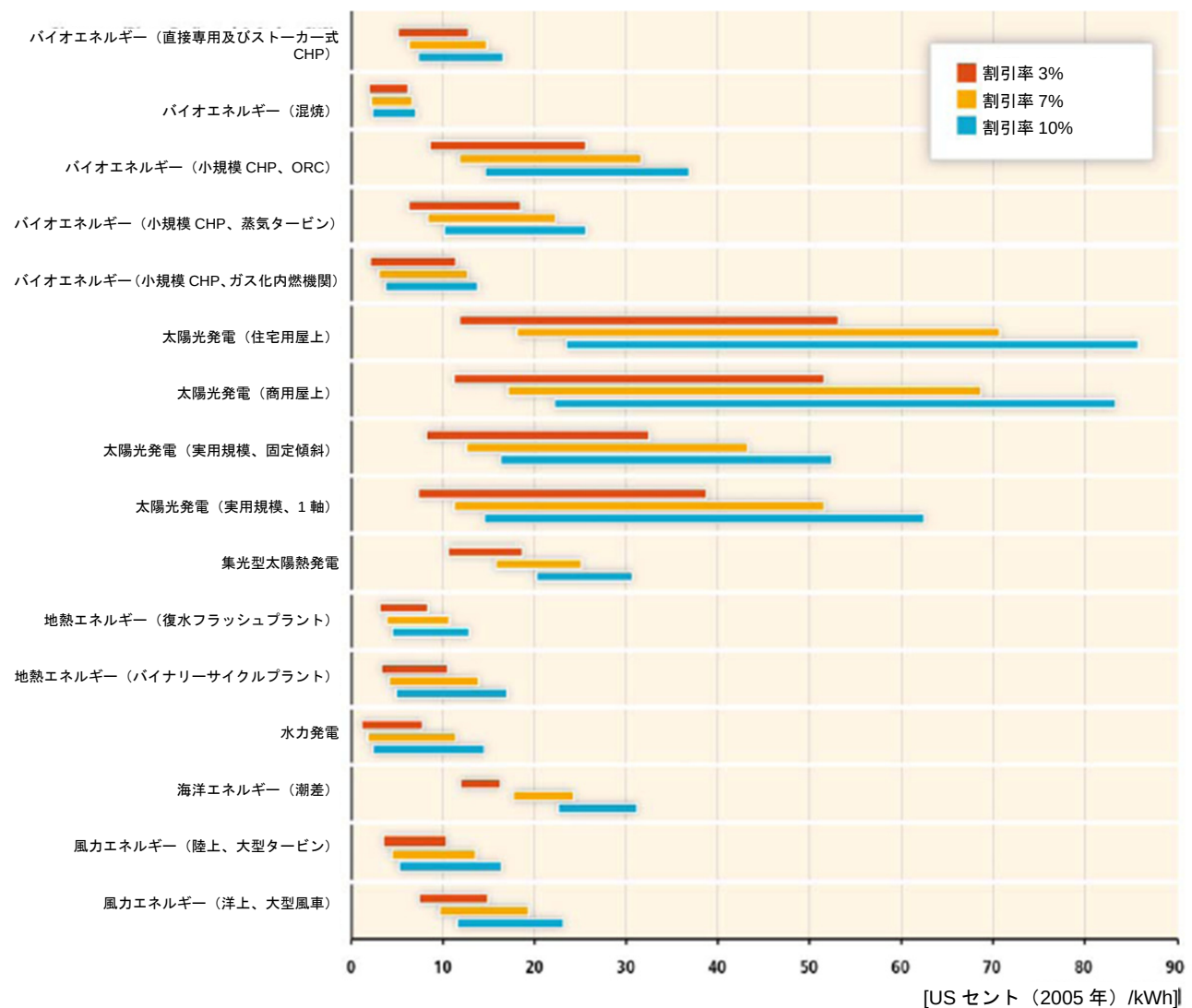


図 10.29: 3%、7%、10%の割引率における商用可能な再生可能エネルギー技術の均等化発電原価。すべての技術に対する均等化発電原価の推定値は、Annex III で要約されている入力データ及び Annex II で説明されている手法に基づく。均等化原価幅の下限は、投資、運転保守、（該当する場合）バイオマスコストの幅の下限、及び設備利用率と耐用年数の幅の上限、また（該当する場合）変換効率、副産物収入の幅の上限に基づく。均等化原価幅の上限は、投資、運転保守、（該当する場合）バイオマスコストの幅の上限、及び設備利用率と耐用年数の幅の下限、また（該当する場合）変換効率、副産物収入の幅の下限に基づく。変換効率、副産物収入、耐用年数は、場合によっては基準値または平均値に設定されることに注意。データや補足情報については、Annex III を参照（CHP: コージェネレーション、ORC: 有機ランキンサイクル、ICE: 内燃機関）。

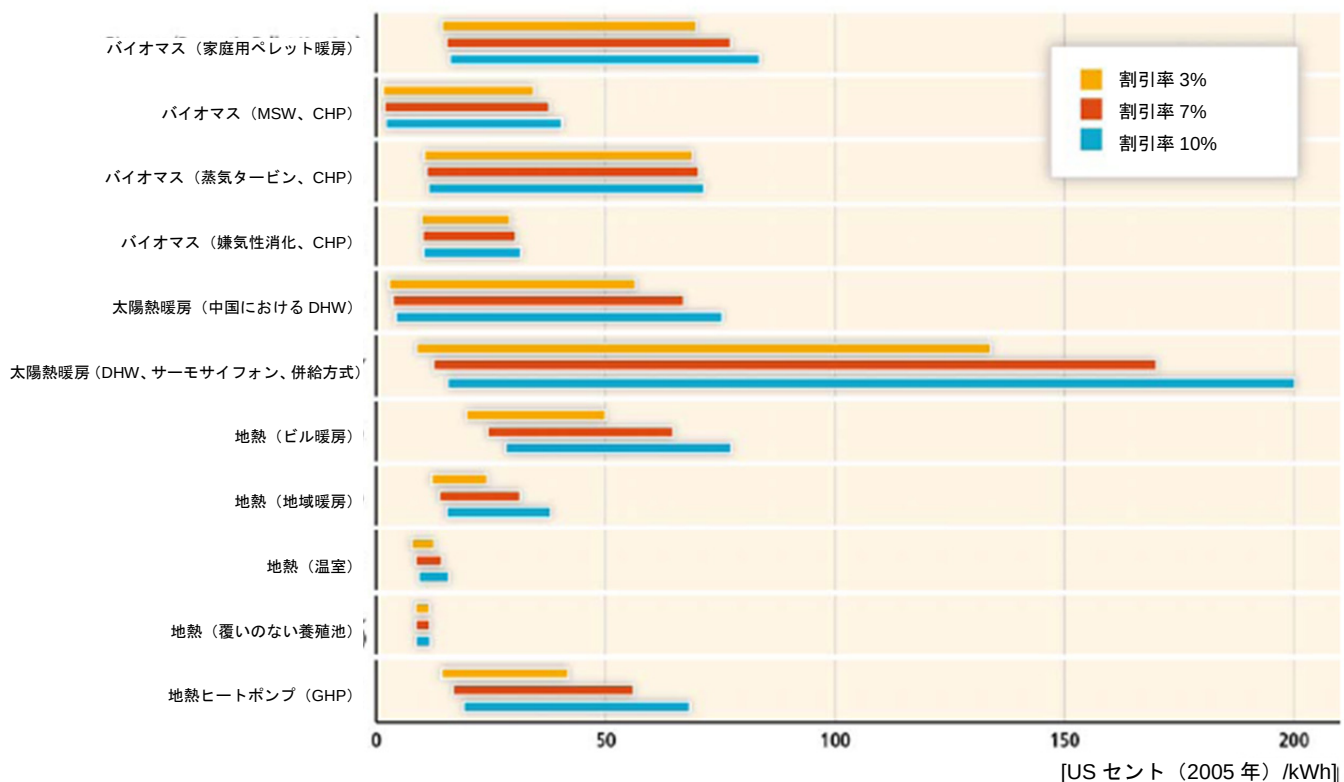


図 10.30: 3%、7%、10%の割引率における商用可能な再生可能エネルギー技術の熱の均等化原価（LCOH）。すべての技術に対する熱の均等化原価の推定値は、Annex III で要約されている入力データ及び Annex II に説明されている手法に基づく。均等化原価幅の下限は、投資、運転保守（O&M）、（該当する場合）供給原料のコストの幅の下限、及び設備利用率と耐用年数の幅の上限、また（該当する場合）変換効率、副産物収入の幅の上限に基づく。均等化原価幅の上限は、従って、投資、運転保守（O&M）、（該当する場合）供給原料のコストの幅の上限、及び設備利用率と耐用年数の幅の下限、また（該当する場合）変換効率、副産物収入の幅の下限に基づく。設備利用率、及び耐用年数は、場合によって、基準値または平均値に設定されることに注意。データや補足情報については、Annex III を参照（MSW: 一般廃棄物、DHW: 住宅用温水）。

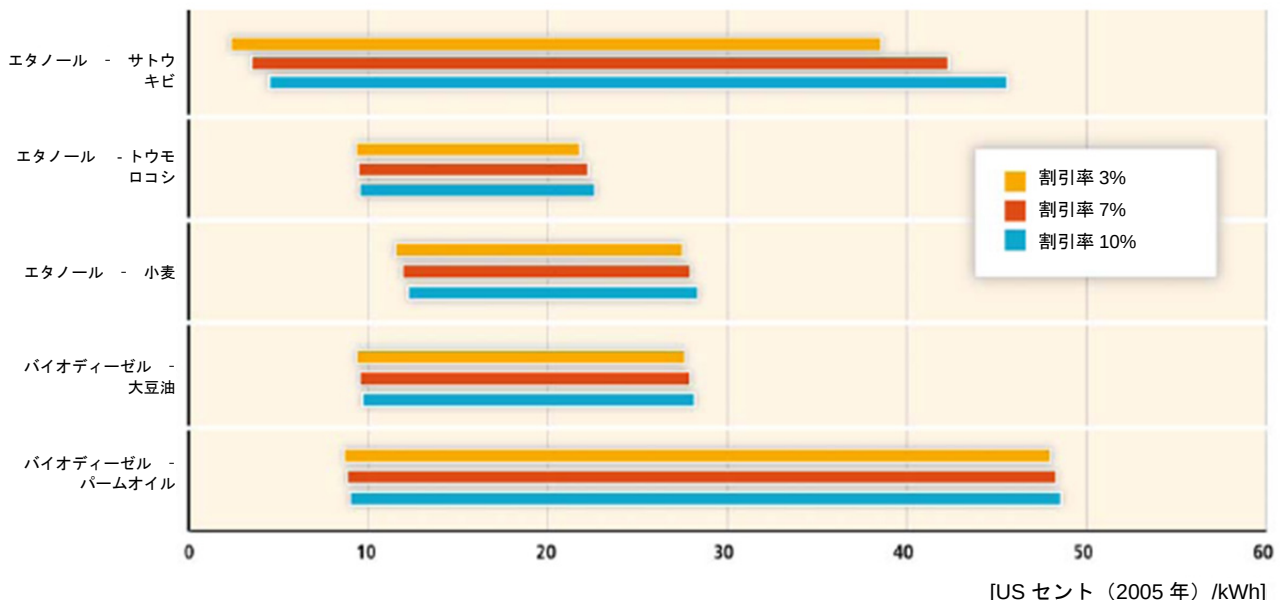


図 10.31: 3%、7%、10%の割引率における商用可能なバイオマス変換技術の燃料の均等化原価（LCOF）。すべての技術に対する燃料の均等化原価の推定値は、Annex III にまとめられている入力データ及び Annex II にて説明されている手法に基づく。均等化原価幅の下限は、投資、運転保守（O&M）、供給原料のコストの幅の下限によって決まる。均等化原価幅の上限は、投資、運転保守、供給原料のコストの幅の上限によって決まる。変換効率、副産物収入、設備利用率、及び耐用年数は、平均値になっていることに注意。データや補足情報については、Annex III を参照（HHV: 高位発熱量）。

図 10.28～10.31 に示した均等化発電原価は文献レビューに基づいており、最も受け入れられている使用可能な現在のコストデータであり、対応するデータは Annex III の表 1～3 にまとめている。均等化発電原価の値は再生可能エネルギーの資源基盤及び地方の投資、資金調達、運用及び管理のコストによって世界全体で変化するため、その幅はかなり広範囲である。したがって、様々な技術の比較は、ここで使用しているコストデータを基にすべきではなく、代わりに、土地、プロジェクト及び投資家に特有の状況を考慮すべきである。技術の章（2.7、3.8、4.6、5.8、6.7 及び 7.8）は、この点において有益な感度を提供している。

均等化発電原価と同様に、集中型及び分散型再生可能エネルギーの発電プラントの競争力を評価するために使用される電力の卸売価格及び小売価格もまた、国ごとに固有である。加熱や輸送目的に使用される燃料のコストにも同じことがいえる。そのため、再生可能エネルギーの均等化発電原価とその他のエネルギーの均等化発電原価または市場価格の比較は、同じくプロジェクトごとに行わなければならない。

ある技術の均等化発電原価はその値や経済的競争力の唯一の決定要因ではない。統合及び送電コストに加え、関連する環境への影響、特定のエネルギーのサービス（たとえばピーク電力需要）を満たす技術の貢献について考慮に入れなければならない。

それにも関わらず、また、図 10.28～10.31、2.7、3.8、4.6、5.8、6.7、7.8、及び近年のベンチマーク研究（IEA, 2010a,b,c,d）に含まれる情報からまとめた現存する不確実性にもかかわらず、以下の結論を導くことが出来る。

再生可能エネルギー技術の均等化発電原価とその他の技術（原子力、ガス、及び石炭による発電プラント）の均等化発電原価を比較すると、少なくとも外部性が考慮されない限り、特にその双方が電力系統に供給している場合は、再生可能エネルギー源は他のエネルギー源に対して、あまり競争力が高くないことが多いことがわかっている。

各技術が分散している形にて使用される場合、個人の投資家は、それらの生産コストと遥かに高い消費者向けの電力の小売価格を比較すると考えられる。この場合、新技術の市場導入を促進するニッチ市場が存在する可能性がある。これは、系統連係電力を使用できないことの多い遠隔地に適用する場合にも同じことがいえる（IEA, 2010c）。同様の傾向が、暖房及び輸送に対する応用に再生可能エネルギーを活用する電力部門外においてもみられる（IEA, 2007a）。

一定の適切な状況にて、均等化発電原価の幅の下端は、再生可能エネルギー技術の中には既に世界の大部分の地域において、現在のエネルギー市場価格で、伝統的な形式と競争出来るようになってきているものもあることを示している（図 10.28 を参照）。とは言っても、このグラフは低コストで利用出来る資源ポテンシャルの兆候を示していない。10.3 及び 10.4 にて、この件に関してより詳しい情報を取り上げる。

10.5.2 コスト減少の見通し

再生可能エネルギー分野には、さらにエネルギー効率を向上させたり、生産コスト及びそれぞれの技術導入のコストを減少させたりする、大きな機会がある（2.7、3.8、4.7、6.7 及び 7.8 を参照）。また、これらの効果は、将来における多くの革新的な再生可能エネルギー源技術の均等化発電原価を減少させることが期待されている（IEA, 2008b, 2010a）。Junginger et al.（2006）によると、コスト減少をもたらす最も重要なメカニズムの一覧には以下が含まれる。

- ・ 研究開発による学習、即ち研究開発と実証（RD&D）による改善。特に発明段階を指すが、そのみに限定されるわけではない。
- ・ （厳密な意味での）経験による学習、即ち生産過程における改善（例えば労働効率の向上や作業の専門化）。
- ・ 使用による学習、即ち技術が（ニッチ）市場に参入した後に、ユーザの経験をフィードバックすることにより引き起こされる改善。
- ・ 相互作用（すなわち「スピルオーバー効果」）による学習（IPCC, 2007; Clarke et al., 2008）、即ち拡散期に行き者間で増加する相互作用による上記メカニズムの強化。
- ・ 技術の大型化（例えば風力タービンの大型化など）及び、
- ・ 経済の規模、大規模生産（大量生産）の段階に到達した後。

イノベーション・チェーンの様々な段階において、様々なメカニズムが同時発生する可能性がある。更に、それら

は相互に強化しあう可能性もある。前記メカニズムの結果の通り、再生可能エネルギー源の分野に応用される多くの技術は、過去において大幅なコスト削減が示されている（IEA, 2000, 2008a）。この実証的観察は、経験の積み重ねや対応する累積生産量または設備容量により、コストがどのように減少したのかについて示す、経験（すなわち「学習」）曲線により強調されている。（風力エネルギーに関する）具体的な経験曲線は図 10.32 に見られる。バイオエネルギーの使用及び太陽光発電モジュールに関する詳細な事例は、2.7.2（図 2.21）及び 3.8.3（図 3.17）にそれぞれ示す。

（累積の）設備容量の倍増に対し、多くの技術は、特定の投資コスト（もしくは特定のコスト指標に依存する均等化原価や単価）がほぼ一定割合の減少を示した。対応する学習率（LR）は、累積容量の倍増それぞれに対するコスト減少率として定義される。そして、観察された学習率の概要は、表 10.10 で示されている。時々、進捗指数（PR）は学習率の代用値として使用され、 $PR = 1 - LR$ と定義される（たとえば、学習率が 20% の場合、進捗指数は 80% となる）ことを意味する。エネルギー供給コスト（発電コストなど）や各技術が供給する累積エネルギー（累積発電など）は投資コスト及び累積設備容量の代用として頻繁に使用される。学習率が時間依存の場合、実証的経験曲線はべき法則（power law）に適合する可能性がある。この場合、二重対数目盛をもつグラフにおいて累積設備容量に対するコストは、経験曲線を直線で表すことで示される（Junginger et al., 2010）（図 10.32 を参照）。

コストが法則に沿わなければならないという自然法則は存在しないため（Junginger et al., 2010）、将来のコストを予測するために過去の経験曲線を推定する場合は注意しなければならない（Nemet, 2009）。コスト減少は無限に続かないことは明らかなので、実際の曲線において予期しない過程（たとえば技術躍進などによる発生）もありうる。技術が成熟するにつれ、学習率は下がる可能性がある（Ferioli et al., 2009; Nemet, 2009）。ありそうもないような結果を避けるために、将来のコストを評価するための経験コスト曲線の推定は、妥当な底値（floor costs）によってコスト減少が制約される（Edenhofer et al., 2006 を参照）。

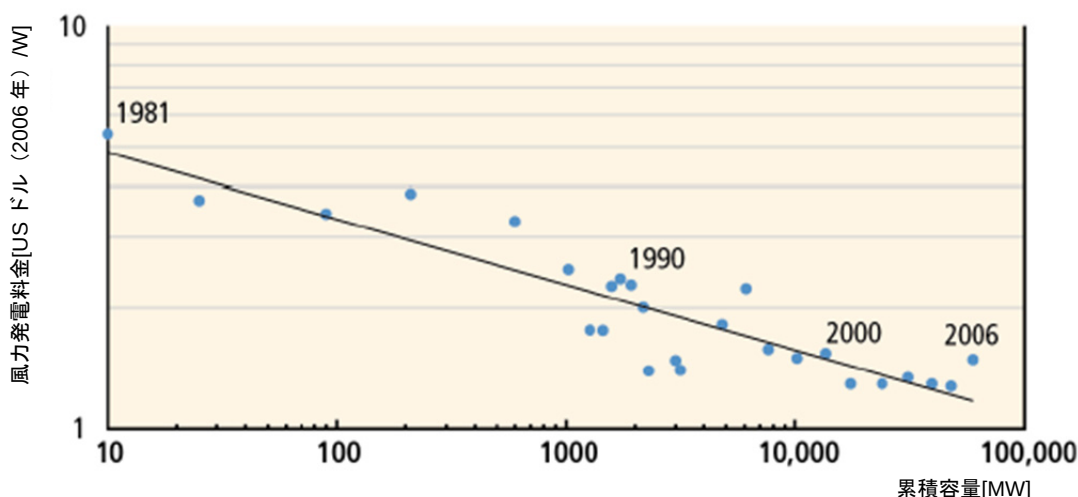


図 10.32: 風車の具体的な経験曲線。出典: Nemet（2009）。

均等化コストまたはターンキー投資コストについては、これらの底値のかなりの部分がシステムの均等及び設置コストから発生する。つまり労働コストがしばしば大きな割合を占めている。設置者は経験を積むが、このコスト成分の将来における減少は限定される（Yang, 2010）。残念ながら、コストデータは競争市場環境においては、簡単には入手されない。例えば製品価格など代替として提供されるような指標も、必ずしも達成される実際の改善を明らかにするわけではない（Yu et al., 2011）。むしろ、それらは需給バランスの崩れからの影響を強く受ける可能性がある。これは、最終製品自体（資金による支援が高い需要を保証する場合など）及び一時的に減少する可能性がある（供給のボトルネックによる鋼鉄価格など）生産因子のコストの両方に関連している。したがって、特に 2004 年から 2008 年の太陽電池モジュールにて見られる（3.8.3 の図 3.17 を参照）価格ベースの経験曲線の偏差は、基本的コストの限界に到達したことを必ずしも示しているわけではない（Nemet, 2009）。むしろ、コストが裏で減少すると同時に生産者は余得を生み出すことが出来ることを暗示している可能性がある。続く「暴落」段階の後では、長期の経験曲線の短期の偏差は、大部分が削除される可能性がある（Junginger et al., 2005b）。例えば太陽光発電分野では、最新の開発は過剰生産能力となっており、その結果、太陽光発電企業間での競争が激化している（第 3 章を参照）。結果として、太陽光発電システムの価格は 2008 年から 2009 年にかけて 40% 下落した（IEA, 2010c, 3.8.3 の図 3.17 を参照）。

表 10.10: 様々な電力供給技術に関する観察された学習率。出典: IEA, 2008b, p. 205、及び新たな文献（本報告書）

の選択リストによる拡大・更新。(古い文献では短い期間を対象としているため、信頼性が低いことに注意。また、単一因子の学習曲線の値のみを示す。結果として、一部については 2~7 章により提案された学習率情報と重複しているものもある。)

技術	出典	国/地域	期間	学習率 (%)	達成度の尺度
陸上風力発電					
	Neij, 1997	デンマーク	1982 - 1995	4	風力タービンの価格 (US ドル/kW)
	Mackay and Probert, 1998	アメリカ	1981 - 1996	14	風力タービンの価格 (US ドル/kW)
	Neij, 1999	デンマーク	1982 - 1997	8	風力タービンの価格 (US ドル/kW)
	Durstewitz, 1999	ドイツ	1990 - 1998	8	風力タービンの価格 (US ドル/kW)
	IEA, 2000	アメリカ	1985 - 1994	32	発電コスト (US ドル/kWh)
	IEA, 2000	EU	1980 - 1995	18	発電コスト (US ドル/kWh)
	Kouvaritakis et al., 2000	OECD	1981 - 1995	17	風力タービンの価格 (US ドル/kW)
	Neij, 2003	デンマーク	1982 - 1997	8	風力タービンの価格 (US ドル/kW)
	Junginger et al., 2005a	スペイン	1990 - 2001	15	ターンキー投資コスト (ユーロ/kW)
	Junginger et al., 2005a	イギリス	1992 - 2001	19	ターンキー投資コスト (ユーロ/kW)
	Söderholm and Sundqvist 2007	ドイツ、イギリス、デンマーク	1986 - 2000	5	ターンキー投資コスト (ユーロ/kW)
	Neij, 2008	デンマーク	1981 - 2000	17	発電コスト (US ドル/kWh)
	Kahouli - Brahmi, 2009	全世界	1979 - 1997	17	投資コスト (US ドル/kWh)
	Nemet, 2009	全世界	1981 - 2004	11	投資コスト (US ドル/kWh)
	Wiser and Bolinger, 2010	全世界	1982 - 2009	9	投資コスト (US ドル/kWh)
洋上風力発電					
	Isles, 2006	EU8 各国	1991 - 2006	3	風力発電基地の投資コスト (US ドル/kWh)
太陽光発電					
	Harmon, 2000	全世界	1968 - 1998	20	太陽電池モジュール価格 (US ドル/Wpeak)
	IEA, 2000		1976 - 1996	21	太陽電池モジュール価格 (US ドル/Wpeak)
	Williams, 2002	全世界	1976 - 2002	20	太陽電池モジュール価格 (US ドル/Wpeak)
	ECN, 2004	EU	1976 - 2001	20-23	太陽電池モジュール価格 (US ドル/Wpeak)
	ECN, 2004	ドイツ	1992 - 2001	22	システムコストのバランス価格
	van Sark et al., 2007	全世界	1976 - 2006	21	太陽電池モジュール (US ドル/Wpeak)
	Kruck and Eltrop, 2007	ドイツ	1977 - 2005	13	太陽電池モジュール (US ドル/Wpeak)
	Kruck and Eltrop, 2007	ドイツ	1999 - 2005	26	システムコストのバランス価格
	Nemet, 2009	全世界	1976 - 2006	15-21	太陽電池モジュール (US ドル/Wpeak)
集光型太陽熱発電 (CSP)					
	Enermodal, 1999	アメリカ	1984 - 1998	8-15	設備投資コスト (US ドル/kW)
バイオマス					
	IEA, 2000	EU	1980 - 1995	15	発電コスト (US ドル/kWh)
	Goldemberg et al., 2004	ブラジル	1985 - 2002	29	エタノール燃料価格 (US ドル/m ³)
	Junginger et al., 2005b	スウェーデン、フィンランド	1975 - 2003	15	森林木材チップ価格 (ユーロ/GJ)
	Junginger et al., 2006	デンマーク	1984 - 1991	15	バイオガス生産コスト (ユーロ/Nm ³)
	Junginger et al., 2006	スウェーデン	1990 - 2002	8-9	バイオマス CHP 電力 (ユーロ/kWh)
	Junginger et al., 2006	デンマーク	1984 - 2001	0-15	バイオガス生産コスト (ユーロ/Nm ³)
	Junginger et al., 2006	デンマーク	1984 - 1998	12	バイオガスプラント (ユーロ/m ³ バイオガス/日)
	Van den Wall Bake et al., 2009	ブラジル	1975 - 2003	19	サトウキビ由来のエタノール (US ドル/m ³)
	Goldemberg et al., 2004	ブラジル	1980 - 1985	7	サトウキビ由来のエタノール (US ドル/m ³)
	Goldemberg et al., 2004	ブラジル	1985 - 2002	29	サトウキビ由来のエタノール (US ドル/m ³)
	Van den Wall Bake et al.,	ブラジル	1975 - 2003	20	サトウキビ由来のエタノール (US

	2009				ドル/ m ³)
	Hettinga et al., 2009	アメリカ	1983 - 2005	18	トウモロコシ由来のエタノール (US ドル/ m ³)
	Hettinga et al., 2009	アメリカ	1975 - 2005	45	トウモロコシ生産コスト (US ドル/ t トウモロコシ)
	Van den Wall Bake et al., 2009	ブラジル	1975 - 2003	32	サトウキビ生産コスト (US ドル/t)

観察された学習率の概要について表 10.10 に示す。投資コスト（またはターンキー投資コスト）に関し学習率は発電コスト由来の学習率よりも低いことが多い。たとえば風力発電プラントの特定の投資コストにおけるコスト減少は小さい可能性があるが、スケールアップがハブの高さを高くし、関連する設備使用率を大幅に上昇させる（また、その結果として送電されるエネルギー量も増加する）。再生可能エネルギー分野における技術的発展の最終目標は、kWh 当たりのエネルギー生産コストの減少であり（別の言葉では均等化発電原価）、投資コスト自体の減少ではない（7.8.4.1 を参照。EWEA, 2009; Ferioli et al., 2009）。

過去の経験曲線を推定することによって将来のコストを評価するあらゆる取り組みは、学習率の不確実性に加え、10.5.6 と 7.8.4.1 にて取り上げた注意事項や知識のギャップを考慮に入れなければならない。補足的な方法として、専門家への聞き取り調査は、将来のコスト削減の可能性（Curtright et al., 2008）についての追加的な情報を収集するために使用することができ、学習率を使用して得られた評価と比較出来る。さらに、技術改良の可能性を特定するための工学的なモデル分析も、コスト予測を開発する追加的な情報を提供する（2.6、3.7、4.6、6.6 及び 7.7 を参照）。

たとえば、重要な潜在的技術進歩や関連するコスト削減は、以下の応用分野（これに限るものではないが）で期待されている。次世代バイオ燃料やバイオリファイナリー（2.6 を参照）、先進的な太陽光発電（PV）や集光型太陽熱発電（CSP）の技術や製造プロセス（3.7 を参照）、涵養地熱システム（4.7 を参照）、複数の先端海洋技術（6.6 を参照）、洋上風力発電の基盤とタービン設計（7.7 を参照）などである。水力発電に関するさらなるコスト削減については、それ以外の再生可能エネルギー技術ほど重要ではない可能性が高いが、広い自然条件下で水力発電プロジェクトを技術的に実行可能にし、新規及び既存のプロジェクトの技術性能を改善するための研究開発のチャンスは存在する（5.3、5.7、5.8 を参照）。

10.5.3 展開コスト曲線と学習投資

IEA（2008b, p. 208）が用いている定義によると、「展開コストとは、新しい技術が現在、現役となっている技術に対抗するために必要な累積生産コストの総計を意味する」。革新的技術は、他の技術の運転保守コスト、投資の必要性及び燃料コストを引き継ぐため、学習投資は比較的低い。学習投資の定義は、新技術の新たな投資ニーズである。したがって、学習投資は展開コストから現役技術の（引き継がれた）累積コストを引いたものに等しい。

IEA（2008b）では直接取り上げてはいないが、全体像を提示するため、コストの差異は同様に様々なコストを考慮するまでに広がるだろう（図 10.33）。燃料コストにより、後者は化石燃料及びバイオマス技術にとって明白である。様々なコストをいったん考慮することにすれば、炭素コストの回避が、追加投資の必要性を一層減少させることにも貢献する（IEA, 2008b）。図 10.33 に経験曲線、展開コスト及び学習投資についての図を示す。展開コストは経験曲線を下回る部分の、損益分岐点までの範囲で計算した積分に等しい。

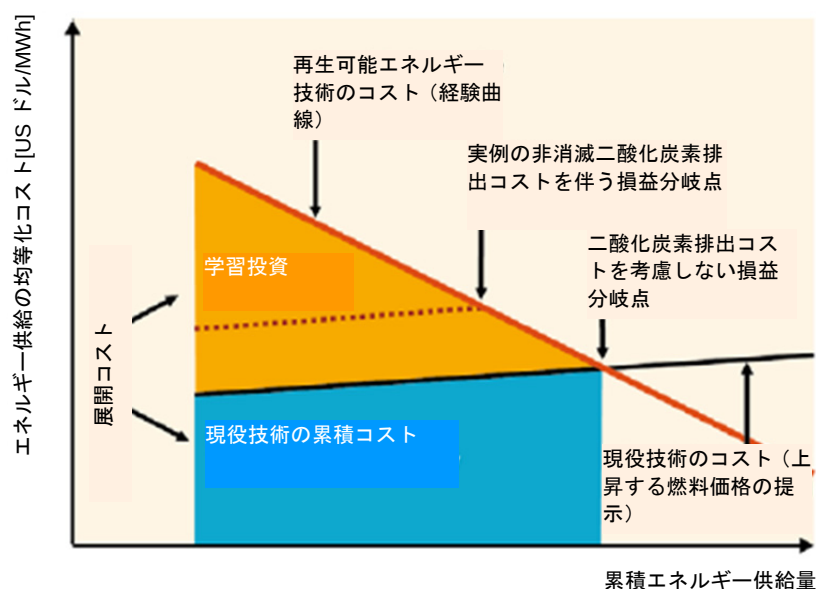


図 10.33: 経験曲線、展開コスト及び学習投資についての図式の説明（IEA, 2008b, p. 204 に示されている図の改訂版）

普及段階の初期においては、新たなコストの発生が予想される（経費）。技術的学習（最も広い定義で）や化石燃料価格の上昇の可能性により、新たなコストは数十年後にマイナスに転じるだろう（IEA, 2008b, 2010a）。したがって、脱炭素経済に向けた最小コストのアプローチは、他の技術の損益分岐点に到達する（学習投資）まで、発生する新たなコストのみに焦点を当ててはならない。損益分岐点を過ぎた後では、検討する革新技術は、従来の供給よりも低いコストでエネルギーを供給出来る。その後（損益分岐点の後）無制限にこのコスト削減が発生するため、それらの現在の値は事前投資（新たな投資の必要性）を相殺出来る可能性がある。これは以下のような様々な因子に基づくいずれかのケースである。すなわち割引率、気候安定目標の一部の厳しさ、そして最も重要である潜在的に競争力のある代替物すべての将来のコスト開発（10.2 を参照。Edenhofer et al., 2006; Clarke et al., 2009）など。

特定の革新的な技術への先行投資が正当化されるべきかどうかという疑問に対する回答は、その技術が単独で扱われる限り、出すことができない（Kverndokk and Rosendahl, 2007）。この問題点を明らかにし、とりわけ、今後の気候変動防止技術同士の競争を調べるはじめの試みとして、統合評価のモデリングを行う研究者は、内生的な手法による技術的学習モデルを開発し始めている（Edenhofer et al., 2006, 2009, 2010; Clarke et al., 2009; Knopf et al., 2009）。こうしたモデリングによる比較の結果、気候に関する厳しい目標を背景として、技術学習における先行投資は多くの場合正当化され得るということが示されている。しかしながら、図 10.34 で検討されている様々なシナリオやその他の研究が明白に示すように、これらの投資の正確な量や時期についてはかなりの不確実性が伴う。

現実には、気候に優しい技術への民間投資へのインセンティブは低いことが多い。実際に、民間部門の革新市場の失敗は、技術発展における民間部門投資をゆがめている。主な問題は、新技術を開発する民間投資家が、20 年間これらの技術の応用に関連するコスト削減からは利益を得ることができない可能性があることである。さらに、外部環境の影響が完全に内在しない限りは、化石燃料の使用は正当化されるものよりも安いように見える（Jaffe et al., 2005; Montgomery and Smith, 2007; van Benthem et al., 2008）。

10.5.4 時間依存の出費

再生可能エネルギーにおける過去の投資の包括的な調査は 11.2.2 にて行う。そのためこのセクションでは、将来の投資推定に集中して説明していく。

図 10.34 においては、10.3 に詳細を示した 4 つの例示シナリオについて、様々な再生可能エネルギー技術の将来の投資を示している（Box 10.2 を参照）。世界の累積投資推定（発電部門のみ）の結果は、2011～2020 年の 10 年間では 1 兆 3600 億～5 兆 1000 億 US ドル（2005 年）の範囲となり、2021～2030 年の 10 年では 1 兆 4,900 億～7 兆 1,800 億の範囲となる。この低い方の値は、IEA の World Energy Outlook 2009 の参照シナリオを参照し、高い値は大気中二酸化炭素（のみの）濃度を 450ppm に安定化させようとするシナリオを参照している。参照シナリオにおける 1 年あたりの平均投資額は 2009 年の報告されたそれぞれの投資に比べるとわずかに少ない（11.2.2）。2011 年から 2020 年の間、再生可能エネルギー電力部門の投資の年平均のうち、より高い値は、この分野の現在の世界における投資の約 3 倍の増加に相当する。そして、次の 10 年間（2021 年から 2030 年）には、5 倍の増加が予想さ

れている。しかし、上位の値でも世界の GDP の 1%より低い（IEA, 2009）。また、再生可能エネルギー発電プラントの設備容量の増加は、化石燃料及び核燃料の量（及び関連する燃料コスト）を減少させる。これは、設備容量の増加がなければ特定の電力需要を満たすために必要とされる量である。もしこれらのシナリオが実現化される場合、これらの数値は再生可能エネルギー源の部門において使われる金額を示す。これらの数値は予想される市場規模に興味を持つ投資家に知らせるのに役立つ。対応するシナリオにより供給されるエネルギーに関するデータは、10.3 と 10.4 にて確認出来る。

再生可能エネルギー源の特定の投資コストは、他のエネルギー供給技術の投資コストよりも高いことが多い。再生可能エネルギー源の利用によって、発生する新たなコストを評価するためには、2つの影響を考慮する必要がある。それらの容量クレジットにより、再生可能エネルギー源における投資は、他の技術の投資の必要性を減少させる（7.5.2.4 及び 8.2.1.1 を参照）。また、化石燃料コスト（及び運転保守コスト）も同様に減少する。結果として、投資の必要性は、これらのシナリオが実現化する場合に社会が直面する緩和コスト全体を示してはいない。正味のコストの総量を計算する際に、他の投資の置き換えや変動費の回避も考慮しなければならない（IEA, 2008b, 2010a を参照）。後者は化石燃料価格の動向に依存するため、正味のコストバランスの全体は、中期または長期的観点ではプラスになるだろう（国家規模の研究については、Winkler et al., 2009 を参照）。

10.2 にて検討されるシナリオを導き出すのに使用される多くの総合評価モデルは、回避されるコストを検討し、それぞれの計算を行う際にそのコストを考慮する。しかし、他のプラントにおける回避される投資の総額や回避される燃料コスト全体に対する結果は、めったに公表されない。加えて、この情報は学習投資または（正味の）展開コストの公平な評価を行うのに非常に役立つと思われるにもかかわらず、優れた技術がコストの回避をもたらすということを表現する世界的なシナリオは不足している。

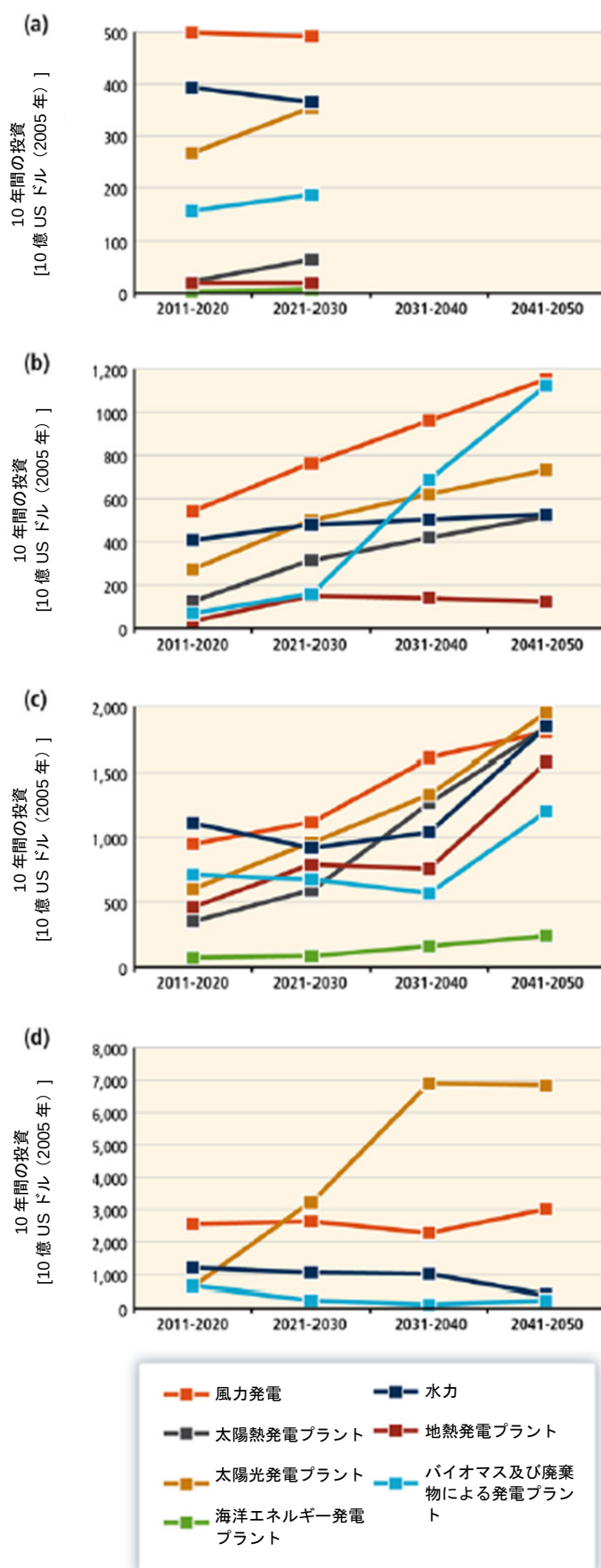


図 10.34: 野心的な気候変動防止目標を達成するために必要な、世界における 10 年間の投資の実例 (単位:10 億 US ドル (2005 年))。 (b) MiniCAM-EMF22 (最も良好な $2.6\text{W}/\text{m}^2$ 達成シナリオ、原子力及び二酸化炭素回収技術が含まれている)、 (c) ER-2010 (450 ppm CO_2eq 、原子力及び二酸化炭素回収技術は含まれていない) 及び (d) ReMIND-RECIPE (450 ppm CO_2eq 、原子力及び二酸化炭素回収技術は含まれる)。集光型太陽熱発電は考慮されていないので、他のシナリオと比較して (d) では太陽光発電の割合が高い。比較対象として、(a) は IEA-WEO2009-ベースライン (気候変動防止を行わないベースラインシナリオ) を示す。出典: (a) IEA (2009)、(b) Calvin et al. (2009)、(c) Teske et al. (2010)、(d) Luderer et al. (2009)

技術特有の結果は欠如しているが、回避されるコストの総計は、気候変動防止の実例シナリオ（ブルーマップシナリオ）にて取り上げられている。このシナリオは、国際エネルギー機関（International Energy Agency）により開発されている（IEA, 2010a）。ここでは、2050 年までに二酸化炭素排出量を（2005 年と比較して）50%カットするた

めに、様々な技術が応用されている。要求される排出量削減の実施におけるそれぞれの割合は以下の通りである。最終消費の燃料及び発電効率=38%、最終消費燃料の切り替え=15%、発電効率及び燃料の切り替え=5%、二酸化炭素回収・貯留=19%、原子力 6%、再生可能エネルギー17%。2010 年から 2050 年までの間、ブルーマップシナリオの追加の投資（ベースラインシナリオと比べて）は、41.72 兆 US ドル（2005 年）である。同時期における、このシナリオの値引き前の燃料コスト削減は、101.59 兆 US ドル（2005 年）と推定されている。まとめると、値引き前の正味削減額はほぼ 59.87 兆 US ドル（2005 年）である。10%の割引率でも、燃料削減は、ブルーマップシナリオの新たに徐々に増やした投資の必要性を上回る。

結果は再生可能エネルギーに対する投資のみを考慮しているわけではなく、他の低炭素技術（エネルギー効率の向上、原子力エネルギー、二酸化炭素回収・貯留）も同様に考慮されることには注意が必要である。しかし、その結果は、投資の必要性の比較の重要性を強調する一方で、他に置換された技術に関連する（投資、運転保守及び燃料）コストの回避も強調している。

10.5.5 市場支援及び調査、開発、実証及び展開

10.5.2 のリストは技術進展及び関連するコスト減少の様々な原因についてまとめているが、もう 1 つの品目はこれらの影響がどのように発生するのかについて焦点を当てている。以下の推論に立って区別する。

- ・供給プッシュを達成しようとする研究開発費により行われる研究開発による学習
- ・デマンドプルを確立しようとする容量拡張促進プログラムがもたらす経験による学習（広義）

図 10.35 に他の技術と関連する再生可能エネルギー研究に対する過去の研究開発と実証について示す。化石燃料及び原子力技術については、そのそれぞれのイノベーション・チェーンの初期段階（すなわち 1970 年代よりかなり前）における大規模な政府による支援は示されていない。

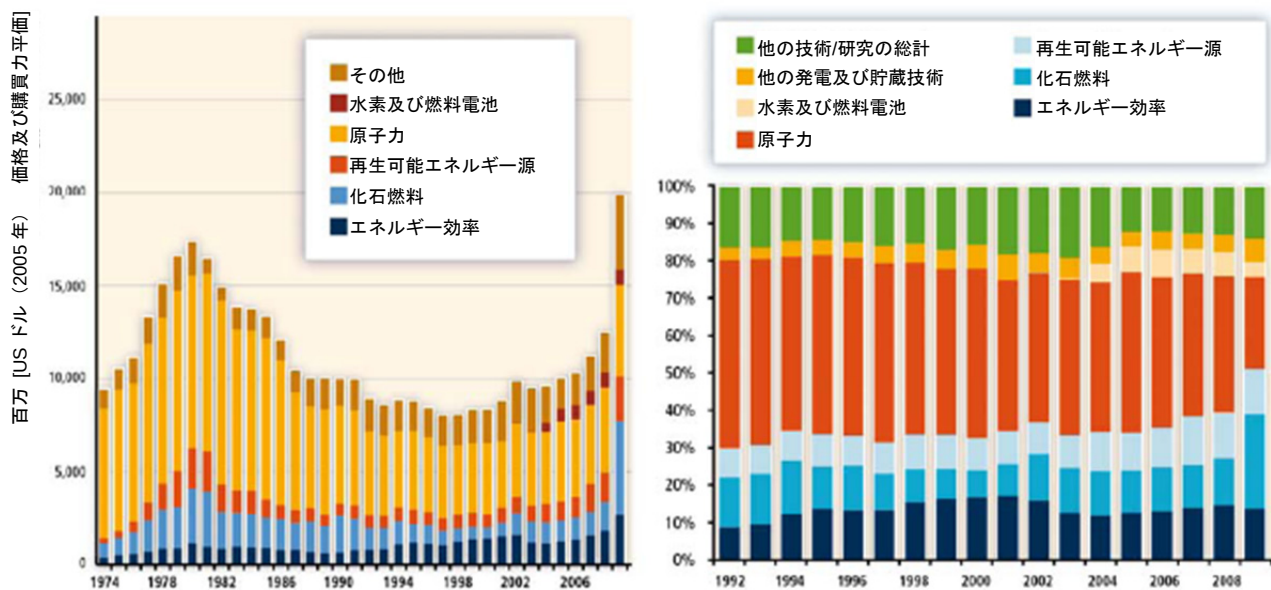


図 10.35: IEA 加盟国のエネルギー研究開発と実証における政府予算（左グラフ）、及び IEA 加盟国における政府のエネルギー研究開発と実証の出費の技術ごとの割合（右グラフ）（IEA, 2008b, pp. 172-173、IEA, 2010g のデータを基に更新）

IEA が強調しているように、イノベーション・チェーンにおいて検討される技術の状況に応じて「供給プッシュ」と「デマンドプル」のプログラムを組み合わせる場合に、政府の役割が最も発揮される（IEA, 2008b, 2010a）。研究開発と実証の資金提供は、特に未熟な技術にとって妥当である。市場参入支援及びデマンドプルのプログラム（基準、固定価格制度、再生可能エネルギー割り当て構想、税額免除、等級別料率制度などを用いる）は、普及及び商業化段階に注目しているが（Foxon et al., 2005; González, 2008）、研究開発と実証における民間投資の誘発を助けることも出来る。対応する政策オプションの詳しい説明は、第 11 章にて確認出来る。

10.5.6 知見のギャップ

現在、経験曲線は、内在的な方法にて技術学習を扱おうとする総合評価モデルにおいて不可欠な部分となっている

ことが多い。残念なことに、想定される学習率が少し変化しただけでも、経験曲線を使用するモデルの結果に大きな影響を与える可能性がある。そのため、経験的研究は、導かれた学習率に対するエラーバーを用意するよう努めなければならない（van Sark et al., 2007; Mukora et al., 2009）。また、コスト減少をもたらすプロセスをより深く理解することは、非常に有益であるだろう（Sagar and van der Zwaan, 2005; van den Wall-Bake et al., 2009）。さらに、経験曲線から短期で逸脱すること供給のボトルネックの原因になる可能性があるか、或いはコストの限界（最低コストという意味で）に到達していることをすでに示しているかどうかを判断するのに必要な情報は非常に不足している（Nemet, 2009）。また、他の企業に対するスピルオーバーが、イノベーションによる便益を得て企業を改革する機会をどのくらい危うくすることが出来るかについて、量的調査を行う研究が必要である（Kverndokk and Rosendahl, 2007 を参照）。これらの情報が入手可能だとしても、文献におけるコストに関する議論は、主に投資の必要性に注目している。残念なことに、世界における多くの研究は、全コストバランス（運用コスト及びコスト低減の推定を含む）も、社会的、政治的及び環境のコスト（雇用効果のような副次的便益、または、化石燃料価格の不安定さと関連するリスク減少における再生可能エネルギー源の役割など）のような外部性も提示することはない（Awerbuch, 2006; Gross and Heptonstall, 2008）。他の重大問題は、デマンドプル・プログラムに対する研究開発と検証の最適なタイミングに加え、次善技術における時期尚早なロックインをどのように回避出来るかの調査の問題である（Sagar and van der Zwaan, 2005）。

外部性の一部の評価が国家レベルで行われているが（第 9 章及び 10.6 を参照）、包括的な全世界の調査及び関連するコスト-便益分析を高く推奨する。

また、8.1 で示した通り、現在及び将来のエネルギーシステムに再生可能エネルギー源を組み込むことから発生する新たなコストの包括的評価がより一層必要となる（Gross and Heptonstall, 2008）。

10.6 社会的、環境的コストと便益

10.6.1 背景と目標

エネルギー生産は、一般的に、エネルギー生産者及び社会に対し直接的及び間接的コストや便益を発生させる。たとえば、エネルギー生産者はプラント投資及び運転コストなどの私的コストを被るが、エネルギー市場からの収入など私的便益を受け取る。私的コスト及び便益は、活動に対し責任を持つ行為者により計上されるコスト及び便益と定義されている。エネルギー生産者の業務は外部への影響を引き起こすことが多く、この影響は、有益であったり有害であったりするが、エネルギー生産者または価格メカニズムに取り上げられることはない。外部の影響によるコスト及び便益は、それぞれ外部コスト、外部便益と呼ばれる（定義については Annex I を参照）。外部コストは、通常、間接的コストであり、汚染物質排出などから発生する。再生可能エネルギーが一部のより有害なエネルギー源と置き換わる際の、汚染物質排出により発生する悪影響の低減をシステム視点からの外部便益と見なすことが出来る。また、外部便益は、エネルギー生産及び消費が社会に対し良い影響を与える場合に発生する。それ以外の定義も過去に使われていた（Hohmeyer, 1992 など）が、ここでは、社会的コストが私的コスト及び外部コストの両方を含むと仮定する（Ricci, 2009a,b）。

非再生可能エネルギーの生産において、私的コストは通常、私的便益よりも低く、これはエネルギー生産が通常は有益であることを意味する。一方、外部コストは、全（社会的）便益を超える場合においては、高額となりうる。あるいは、再生可能エネルギー技術由来のエネルギーは、インセンティブスキームによる支援がない場合、エネルギー生産者にとって無益になることが多い。しかしながら外部コスト（環境コストを含む）が考慮される場合、再生可能エネルギーの生産は、全体として社会的な観点から他のエネルギー生産よりも利益があるといえる（Owen, 2006）。

外部コストを発生させる一般的な因子は、化石燃料を基とするエネルギー生産からの大気への排出、特に燃焼から発生するものであるが、燃料チェーンの他の部分からのものも含む。第 9 章に示した通り、排出物は他の物質である、温室効果ガス、酸性化物質及び粒子状物質からも成り得る。これらのタイプの排出は、再生可能エネルギーが化石燃料の置き換えとして使用される場合、常にではないが量が減少することが多い（Weisser, 2007）¹⁴。再生可能エネルギーの割合の増加は、エネルギーアクセス¹⁵、エネルギー安全保障及び貿易収支に対し良い効果をもたらすことが多く、化石燃料を基にするエネルギーの価格変動から受ける悪影響を制限する（9.3; Berry and Jaccard, 2001; Bolinger et al., 2006; Chen et al., 2007）。しかし、再生可能エネルギーの多くのタイプは、使用されるエネルギー源や技術にも左右されるが、それ自体の私的コストや便益、及び外部のコストや便益も有する。第 9 章では、利用可能な文献をもとに、包括的にこの問題に取り組んでいる。

¹⁴ 特にバイオマスの応用により粒子状物質の排出が起こることに注意すること。

¹⁵ 約 14 億の人々がいまだ、電力にアクセスできていない（表 9.3.2）。再生可能エネルギー源の分散性のため、再生可能エネルギー源は少なくともこの問題の軽減をある程度助けることが出来る。

コスト及び便益は、意思決定を支援するため、コスト－便益分析によって検討される。しかし、再生可能エネルギーの値は、再生可能エネルギー技術自体に厳密に内在しているものではなく、むしろ、その技術を応用するエネルギーシステムの特性に内在するものである（Kennedy, 2005）。再生可能エネルギーの利用が増えることで発生する便益は、エネルギーシステムにおける非再生可能エネルギーの利用の減少の大きな原因となる。

外部からの影響についての範囲と金銭的な評価は一般的には困難である。外部コストの評価は一時的なものであることが多く、また不適切な場合があり、多くの場合不可能であると見なされる。結果として、一部の対策または政策のコスト－便益分析は、その便益が環境的または外部的な影響の減少によるものがある場合に議論を呼ぶことが多い。対照的に、コスト及び便益の条件の項目の具体的な数が不確定であっても、便益及びコスト間の違いは明確に出来る可能性がある。気候変動に関する長期の範囲及びその影響をコスト－便益分析にて検討するのは容易ではない。長期展望全体に対する影響を無視することは、少なくともいくつかの問題がある（Weitzman, 2007; Dietz and Stern, 2008）。また、多くの環境への影響はあまり理解されていないか非常に複雑であり、この影響の考慮及び金銭的な評価は困難である。さらに、通常は、異なったステークホルダー間でコストと便益のバランスをとることが出来る補償メカニズムは存在しない（Soderholm and Sundqvist, 2003）。このような状況はコスト－便益分析の使用を制限し、他の方法（これらの目標のもとで行う公的コンサルティング、直接的な環境目標の設定、及びコスト－便益またはコストパフォーマンス分析など）を必要とする可能性がある（Krewitt, 2002; Soderholm and Sundqvist, 2003; Grubb and Newbery, 2008）。

このような背景に対して、このセクションの目的は、気候変動緩和に関する再生可能エネルギー利用の増加の外部コスト及び便益を総合的に扱い、説明することである。結果は世界及び地域レベルの技術により示されている。従って、このセクションは検討されるコストの分類を定義し、コストの量的推定または質的推定を、分類ごと、再生可能エネルギーのタイプごと、及び可能である限り地理的範囲ごとに特定する。

このセクションは、第1章及び第9章などの本報告書の他の章と関連付けられている。このセクションの一部では、同じテーマを検討しているが、外部コスト及び便益の関連からの検討である。このセクションにて検討される外部コスト及び便益は、その章の他の部分におけるコストの検討を補完と、社会的観点からのコストに対するさらに全体的なイメージを形成するものである。

10.6.2 外部コスト及び便益についての研究レビュー

エネルギー抽出、変換、及び使用は、重大な環境的影響や社会的コストを発生させる。多くの環境への影響は、高度な排出制御技術によって排出量を減らして低減することが出来る（Amann, 2008）。

化石燃料によるエネルギーを再生可能エネルギーに変えることで、温室効果ガス排出量を削減し、それにより発生する他の環境的影響やそれらによる社会的コストもある程度削減し得るが、再生可能エネルギーも同様に、環境的影響と外部コストを持っており、それはエネルギー源や技術に左右される。これらの影響やコスト低く抑えなければならず、またもちろん、包括的なコスト評価が必要とされる場合、考慮しなければならない。

このセクションではエネルギー源に関するコスト及び便益の分類の研究について検討し、同様にその概要を示す。研究はその性質上世界的なものであり、中には地域の研究もある程度あるが、そのほとんどはヨーロッパや北アメリカにおける研究で、こちらも引用する。他の地域の研究の数は未だ限られている。多くの研究はただ1つのエネルギー源または技術を検討しているだけだが、より多くのエネルギー源及び技術を取り上げている研究もある。

燃焼によるエネルギー生産技術のケースにおいて、特に温室効果ガスの影響及び健康への影響を検討する場合は、影響や外部コスト、特に環境コストは、主に大気への排出から生じる。しかしながらエネルギー生産チェーンの全段階における影響を含むライフサイクルの手法は、すべての影響を認識し、計上するために必要である（9.3.4）。このことは、非燃焼系エネルギー源の場合にも当てはまる（WEC, 2004a; Kirkinen et al., 2008; Ricci, 2009a,b）。

10.6.2.1 気候変動

気候変動による損失は、二酸化炭素排出の影響による社会的コストとともに二酸化炭素排出に関連付けて説明されることが多い。この関係は、炭素1トン当たりの社会的コスト（SCC）と呼ばれ、炭素または排出される二酸化炭素1トン当たりの社会的コストとして表される。この主題及び意思決定への炭素1トン当たりの社会的コストの活用に関する多くの研究が公表されている（Anthoff, 2007; Grubb and Newbery, 2008; Watkiss and Downing, 2008 など）。

しかし、気候変動の影響の金銭的な評価は困難である。多くの場合、影響は長期にわたりゆっくりと現れる。また、影響は汚染源から遠く離れたところの生態系や社会において、汚染源の位置に見られる生態系や社会における影響と大きく異なる形で発生する可能性がある。たとえば、Stern（2007）が世界規模の損失コスト計算のレビューにて用いられる方法は批判されているが、これらの方法を、妥当な質的推定を行う選択肢と見ることも出来るのはこのためである。温室効果ガス排出の長期にわたる影響の検討に大きく関連する割引率に関する問題とは別に、気候の

感度、気候変動による損失、損失及び衡平性の重みづけの評価などの領域においては、大きな不確実性が存在する (Watkiss and Downing, 2008)。

外部コストに取り組むドイツの研究 (Krewitt and Schlomann, 2006) は、Downing et al. (2005) 及び Watkiss and Downing (2008) を参照し、17US ドル/t CO₂、90US ドル/t CO₂、350 US ドル/t CO₂ (それぞれ 14、70 及び 280 ユーロ/t CO₂) の値を炭素 1 トン当たりの社会的コストの下限值、最良の推測値及び上限値にそれぞれ使用している。炭素 1 トン当たりの社会的コストの推測値の範囲が 1000 の位までとなる研究評価は、モデル化において可能な多くの異なる選択肢や損失を定量化する方法によって説明出来る。世界における意思決定のベンチマークの下限としては約 17US ドル/t CO₂ (35 ポンド/t CO₂) の値が提示されている。この研究評価は最良の推測や上限のベンチマーク値は何も提示していないが、長期にわたる気候変動緩和の安定水準を基にして、さらに研究を行うべきと提言している。

たとえば、どのくらいの二酸化炭素排出の価格水準が、大気中の濃度を一定の安定水準へ制限するのに必要となるのかといった他の観点からも、炭素価格の検討は可能である。排出量取引は、割り当てられる排出総量と関連する炭素価格も提示する。もう 1 つの方法は、炭素 1 トン当たりの社会的コストを気候変動のリスクを減らす保険として見ることである (Grubb and Newbery, 2008)。

再生可能エネルギー源は通常、生産されるエネルギー単位当たりの温室効果ガスの排出量が非常に低いため (9.3 章、WEC, 2004a; IPCC, 2007; Krewitt, 2007 を参照)、気候変動による影響及びその温室効果ガス排出による外部コストは通常小さい。例外も存在し、たとえば、好ましくない状況で生産された輸送用バイオ燃料のような長い精製チェーンを必要とする燃料の場合 (Hill et al., 2006; Soimakallio et al., 2009) や、またバイオ燃料の生産を増加するための開墾の場合などが挙げられる (Edwards et al., 2008; Searchinger et al., 2008)。

再生可能エネルギー源の使用の増加は、多くの場合、温室効果ガス排出量や外部コストが、比較的高い化石燃料エネルギー源と取って代わる (Koljonen et al., 2008)。したがって、システム全体を検討する場合、再生可能エネルギー供給の増加の正味の影響は、プラスの外部便益となる。これらのプラスの影響の程度は、元のエネルギーシステムの特性に大きく依存する (Kennedy, 2005)。

10.6.2.2 大気汚染による健康への影響

再生可能燃料及び化石燃料の燃焼は、多くの場合、健康に影響を及ぼす粒子状物質及び気体を発生させる (9.3.4; Krewitt, 2002; Torfs et al., 2007; Amann, 2008; Smith et al., 2009; Committee on Health, 2010)。煙エアロゾルへの暴露は、たとえば、発展途上国における調理などでの原始的な従来型固形燃料の燃焼において非常に顕著である (9.3, Bailis et al., 2005 を参照)。また、煙突からの環境への排出は、排出元から遠く離れて住む人々へも届く。暴露と健康への影響の程度は、粒子状物質の物理的及び化学的特性、大気濃度及び人口密度に左右される (Krewitt, 2007)。統計上では、暴露により罹患率及び死亡率が上昇する。暴露と健康への影響の関係は、疫学研究を基にして推定される (Torfs et al., 2007 など)。死亡率上昇の外部コストは、たとえば失われた生存年数値の概念 (Preiss, 2009; Ricci, 2010) または統計的生命価値 (Committee on Health, 2010) を用いて評価することが出来る。

この結果は、モデル化における多くの仮定、計算及び疫学研究に基づく。Krewitt (2002) は化石燃料による発電の外部コストの推定が、1992 年から 2002 年まで ExternE プロジェクトの期間にどのようにして 10 倍となったかについて記述している。ExternE プロジェクトは、1990 年代の初めに欧州委員会により開始された主要な研究プログラムであり、エネルギーに関する外部性定量化の科学的証拠の提供を行った。推定コストは、検討対象範囲の拡大 (影響を受ける人の増加)、及び慢性疾患による死亡率の算入により上昇する。また、推定コストは、死亡により発生するコストの指標を変更したり、新しい暴露の影響モデルを使用したりすることで低減する。結果は大きな不確実性を含むことが示される場合がある (Torfs et al., 2007)。

様々な影響チェーンを通じた排出量 1 トン当たりの一般的な特定外部コストは、たとえば、Krewitt and Schlomann (2006)、Preiss (2009) 及び Committee on Health (2010) によると、二酸化硫黄 (SO₂) は約 4,000~10,000US ドル/t、窒素酸化物 (NO_x) は約 2,000~10,000US ドル/t、及び粒子状物質 PM2.5 は約 10,000~30,000US ドル/t であると評価されている。これら範囲の広い値は、変動性と不確実性のイメージを与えている。

再生可能エネルギーが化石燃料エネルギーに取って代わる場合、健康への影響による全エネルギーシステムの社会的コスト全体は、一般的に減少する (Kennedy, 2005; Bollen et al., 2009)。これは、再生可能エネルギーの増加が社会的便益につながると解釈することが出来る。しかし、いつもこの様になるわけではなく、このセクションで述べたとおりさらに詳しい分析が必要である。

10.6.2.3 その他の影響

再生可能エネルギーは水、土地利用、土壌、生態系及び生物多様性に影響を与える可能性がある (9.3.4)。また、エネルギーの安全保障及び貿易収支やへき地における雇用にプラスの影響を与えたり、その他の社会経済面に影響

を与えたりする可能性もある。価格メカニズムによりカバーされるため、これらの影響の一部は、厳密に言えば外部にあるものではないが、社会的観点から重要である可能性がある。これらの影響のほとんどは、技術の章の第2章～7章または第9章にて詳しく検討されている。これらの影響による外部コストは、通常、温室効果ガスによる外部コスト、または汚染物質の排出によって引き起こされる健康への影響による外部コストよりも低い (Krewitt and Schlomann, 2006; Preiss, 2009; Committee on Health, 2010; Ricci, 2010)。しかし、一部のケースでは、特定の影響は、1つ1つのプロジェクトごとに評価しなければならない多量の外部コストを発生させる可能性がある。影響の大きさについての情報は 10.6.3 にて確認出来る。

10.6.3 エネルギー源及び地域の条件ごとの社会的及び環境のコストと便益

本セクションにて取り上げる多くの研究は、北アメリカ (Gallagher et al., 2003; Roth and Ambs, 2004; Kennedy, 2005; Chen et al., 2007; Committee on Health, 2010; Kusiima and Powers, 2010) 及びヨーロッパ (Groscurth et al., 2000; Bergmann et al., 2006; Krewitt and Schlomann, 2006; Ricci, 2009b) を検討しているが、一方で、特定の地理的地域に限定されない一般的なものもある。

発展途上国を検討対象とする研究もある。Da Costa et al. (2007) はブラジルにおけるエネルギー生産と消費の社会的特性について取り上げている。そして、Fearnside (1999, 2005) と Oliveira and Rosa (2003) は、それぞれ、ブラジルにおける大規模な水力発電プロジェクト及び廃棄物の技術的な可能性について研究した。Sparovek et al. (2009) はブラジルにおけるサトウキビ生産の拡大についての影響を調査し、Bailis et al. (2005) はアフリカにおけるバイオマス及び石油を基にした国内のエネルギーシナリオ、及び微粒子排出に基づいて、死亡率に対するエネルギーシナリオの影響を検討、Spalding-Fecher and Matibe (2003) は南アフリカにおける石炭火力発電のすべての外部コストを研究した。Amann (2008) は中国における大気汚染物質及び温室効果ガスの排出のコストパフォーマンス低下について研究した。

世界の様々な地域を対象とする研究はまだ少ない。様々な地理的地域の生態系及び社会における外部コストやその起こり得る変化についての情報を提供するために、さらなる調査、論文、報告書が必要である。

再生可能エネルギー源の拡大に伴う社会的コストの観点で、正味の影響を計算するために、2つのことを行わなければならない。まず、(a) 各技術に対するライフサイクルの手法を基にして、その技術にとって一般的な条件にて外部コスト及び便益を評価することが出来るようにするため、技術の直接的な影響のみを考慮することである (Pingoud et al., 1999; Roth and Ambs, 2004; Krewitt and Schlomann, 2006; Ricci, 2009b)。もう1つの (b) は、考える再生可能エネルギー使用増加の影響が、他のエネルギー源の使用及び外部コストの減少によって評価できる場合、全エネルギーシステム及び社会の一部としての再生可能エネルギーを検討することである。これらの外部コストの減少を、社会に対する再生可能エネルギーの外部便益として理解することが可能である (Kennedy, 2005; Loulou et al., 2005; Koljonen et al., 2009)。

中央ヨーロッパの状況における外部コストの評価を表 10.11 に示す (Krewitt and Schlomann, 2006)。気候変動及び健康への影響による社会的コストは、表 10.11 の結果において重要であることがわかる。その他の影響は、最終結果に対する寄与は比較的少なく、すべての影響が定量化可能なわけではないことに留意する。参考資料で仮定される 17US ドル/t CO₂ の炭素 1 トン当たりの社会的コストの下限值が、90US ドル/t CO₂ の代わりに表 10.11 にて使用される場合でも、化石燃料を基にした技術の全社会的コストにおいては気候への影響が支配的であるが、再生可能エネルギー技術においては、健康への影響が支配的である。

表 10.11: 中央ヨーロッパの状況における再生可能エネルギー源及び化石エネルギーを基にした発電による外部コスト（US セント/kWh（3, 600 kJ））気候変動の評価は、炭素 1 トン当たりの社会的コストの値 90US ドル/t CO₂ を基にしている（Krewitt and Schloman, 206）。不確実性の範囲は表の中では報告されていない。不確実性の推定値については図 10.36 を参照のこと。

	太陽光発電（2000年）	太陽光発電（2030年）	水力 300 kW	風力 1.5 MW 陸上	風力 2.5 MW 洋上	地熱	太陽熱	褐炭 η=40%	褐炭コンバインドサイクル η=48%	石炭 η=43%	石炭コンバインドサイクル η=46%	天然ガス η=58%
気候変動	0.86	0.48	0.11	0.09	0.08	0.33	0.11	9.3	8.0	7.4	6.9	3.4
健康	0.43	0.25	0.075	0.09	0.04	0.15	0.11	0.63	0.35	0.46	0.33	0.21
生態系	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
物質的損害	0.011	0.008	0.001	0.001	0.001	0.004	0.002	0.019	0.010	0.016	0.01	0.006
農業損失	0.006	0.004	0.001	0.002	0.0005	0.002	0.001	0.013	0.005	0.011	0.006	0.005
大事故	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
拡散	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
エネルギー安全保障	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
地政学的影響	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
合計	~1.3	~0.74	~0.19	~0.18	~0.12	~0.49	~0.22	>9.9	>8.4	>7.9>	>7.2	>3.6

注:

●: 言及に値する重大な影響または外部コストはない（Krewitt and Schlomann, 2006）

●: 無視できない、及び外部コストを引き起こす影響が発生している。

Comb.C:コンバインドサイクル、η: 効率要素

図 10.36 は、2 つの主な外部コストの構成要素、つまり気候関連の外部コストと健康関連の外部コストの不確実性の幅が広範囲にわたっていることを示している。一例としてアメリカの条件について行われた最近の幅広い研究（Committee on Health, 2010）は、石炭ベースの発電における非気候問題の大きな影響による明らかに高い外部コスト水準を除けば、Krewitt and Schlomann（2006）及び Preiss（2009）の天然ガスを基にした発電に対する研究とほぼ同じ結果となる。

図 10.36 で示す通り、再生可能エネルギー技術のポートフォリオにおいては、洋上風力エネルギーは、外部コストが最小になるものと思われる。対照的に、小規模のバイオマス燃焼 CHP 発電所は、New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS) 研究において検討される特定の技術に基づく、微粒子排出（図 10.36）による健康への影響のために、比較的高い外部コストを生じる（Gärtner, 2008; Preiss, 2009）。Sippula et al.（2009）などにより測定及び報告されている通り、静電集塵器や繊維性フィルターのような低価格の技術的解決法は、中規模のプラントにおける微粒子排出を大幅に低減することが出来ることに注意しなければならない。

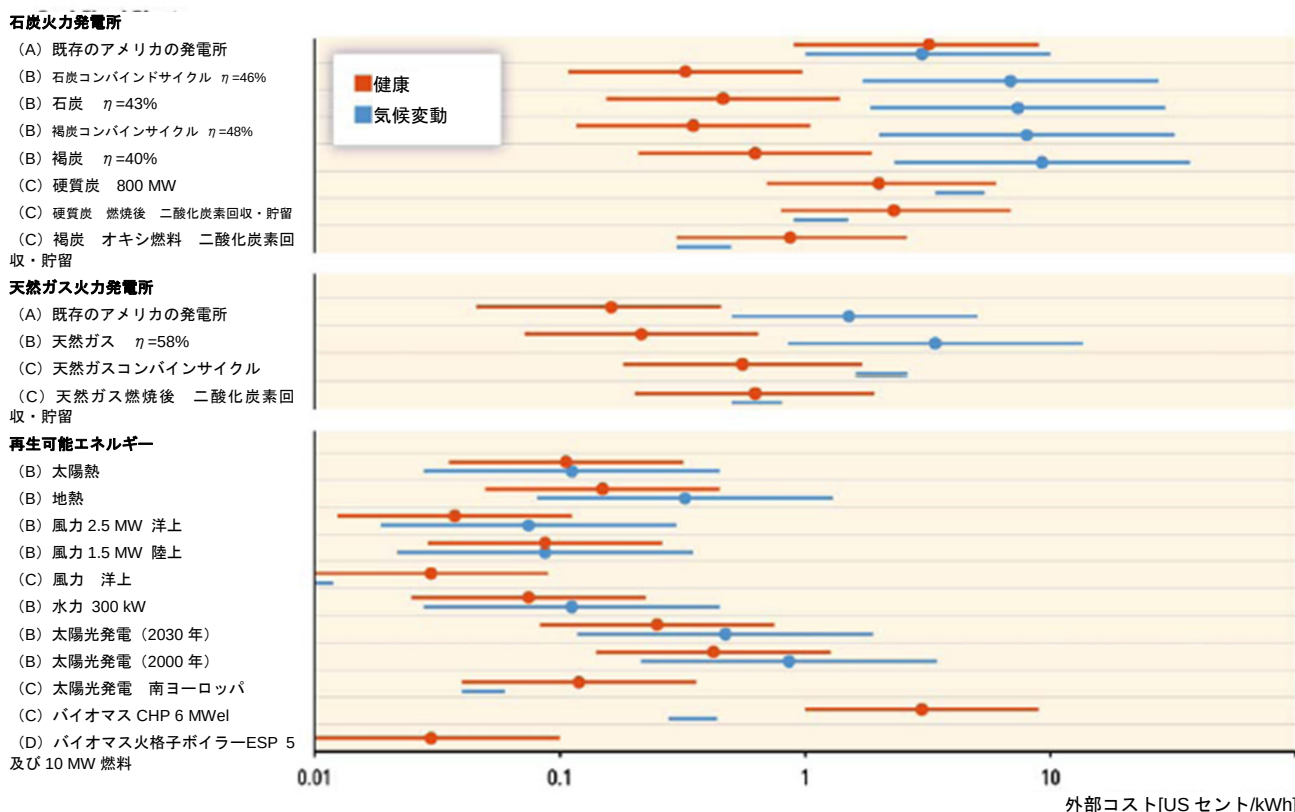


図 10.36: 再生可能エネルギー及び化石エネルギーの発電のライフサイクルに起因する外部コストの例。青線は、気候変動に起因する外部コストの範囲を示し、赤線は、大気汚染物質による健康への影響に起因する外部コストの範囲を示す。二酸化炭素回収・貯留（CCS）が装備されていない場合、化石エネルギーでは、気候変動に起因する外部コストが大部分を占める。Comb.C: コンバインドサイクル（Combined Cycle）、Postcom: 燃焼後（Post-Combustion）、 η : 効率要素。この結果は、それぞれ異なる仮定を唱える 4 つの研究に基づく。(A) Committee on Health（2010）：現在のアメリカにおける発電所、炭素 1 トン当たりの社会的コストの中央推定値は 30US ドル/t CO₂ で、範囲は 10～100US ドル/t CO₂ である。統計的生命の推定値は 600 万 US ドルである。(B) Krewitt and Schlomann（2006）：中央ヨーロッパの条件、炭素 1 トン当たりの社会的コストの中央推定値は 90US ドル/t CO₂ で、範囲は 17～350US ドル/t CO₂ である。(C) NEEDS プロジェクトからの結果（Preiss, 2009; Ricci, 2010）：2025 年における中央ヨーロッパの条件、生存年数の値は約 5 万 US ドル、検討したケースにおける炭素 1 トン当たりの社会的コストの範囲は 40～65US ドル/t CO₂ である。(D) (C) のバイオマスのケースだが、電気集塵装置（ESP）により粒状物質の排出が減少し（Sippula et al.（2009）を基に評価）、また、外部コストを燃料エネルギー当たりで表現した。健康への影響に起因する外部コストの不確実性は、3 つの項目の要因となると想定されている（Preiss（2009）；Krewitt and Schlomann（2006）；and Krewitt（2002）より）。

原子力に対する外部コストは、ここでは報告されていない。それは、外部コストの特徴、低頻度事故や近い将来の廃棄物処理場からの放射能漏れによる放射性核種の放出からくるリスクと外部コストの特徴が、実質的に避けられない例えば気候変動や大気汚染のリスクや特徴とは大きく違っているからである。しかしながら、そうした原子力関連の外部影響は、社会における議論や判断によって注視されることが出来る。また、事故リスクの定量的評価もここでは取り上げず、第 9 章にてある程度詳しく取り上げる。また、様々なエネルギーの生産チェーン（石炭、石

油、ガス、水力など）による死亡者数で見た事故のリスクは、OECD 加盟国よりも非加盟国において明らかに高い（Burgherr and Hirschberg, 2008）（第 9 章を参照）。

図 10.36 の結果を受けると、多くの場合において、環境的損害及び関連する外部コストは再生可能エネルギーが化石燃料を代替する際に減少する。また、再生可能エネルギーの供給による社会的便益は、通常増加する。しかし、再生可能エネルギーの拡大は持続可能な開発の一部の面とのトレードオフが可能なケースもある。したがって、検討中の特定の再生可能エネルギー・プロジェクトにおいて、実施に欠かせない要件を確実に認識するために、環境への影響を評価することは重要である。この議題についての詳細は第 9 章にて説明する。

図 10.36 では利用可能な文献の一部をまとめたのみである。新たな研究では、たとえば、代替となる輸送用バイオ燃料や自動車用の他のエネルギー源からの外部コストを検討している（Hill et al., 2006, 2009; Committee on Health, 2010）。この結果によると、常にそうになっているわけではないが、多くのケースにおいてバイオ燃料を使用することによって化石燃料よりも車・キロ当たりの低い外部コストが達成可能であることを示している。事例に応じた研究は、検討対象の原材料の栽培及び収穫に加え、燃料加工及び消費の影響を評価するのに必要である。

10.6.4 損害及び外部コストを制限するための相乗効果的戦略

多くの環境への影響及び外部コストは、温室効果ガス、粒子状物質排出及び酸性化物質排出の原因となるエネルギー源及びエネルギー技術の利用により発生する。化石燃料の燃焼はその主な例である。したがって、統合された戦略による排出に関連する影響の減少の検討は有益となり得る（Amann, 2008; Bollen et al., 2009）。

Bollen et al. (2009) は、MERGE モデル（Manne and Richels, 2005）を用いて世界的なコスト - 便益研究を行ってきた。彼らの研究は、粒子状物質排出や気候変動による健康への影響からの外部コストを内部化した。研究によると（図 10.37）、外部便益は、上に挙げた 2 つの外部コストタイプが共に内部化される際に最大となるが、より短い時間内で作用するため、緩和コストも高くなる。微粒子排出の制御による割引便益は、気候変動の緩和からの割引便益よりも明らかに大きい。感度研究によると、この差は多くの場合少なくとも 100 倍の規模より大きい、当然その特有の仮定に左右される。従って、国家は大気汚染による健康への影響の減少に起因する外部コストの削減により複合的戦略から非常に短時間で便益を得るだろう。

Amann (2008) は、中国におけるケーススタディにて極めて近い結論に達した。この研究によると、中国での温室効果ガス排出の低減は、地域の大気汚染を減少したいという要望がある場合に大きな便益が得られた。フィンランドにおける温室効果ガスの削減の影響を検討している研究（Syri et al., 2002）も、粒子状物質排出もまた削減する可能性が高いとしている。

Spalding-Fecher and Matibe (2003) による研究は、発展途上国での数少ない研究の 1 つである。彼らは、南アフリカにおける石炭による火力発電の外部コストの総計は、工業用電気料金の 40%と住居用電気料金の 20%であることを見出した。彼らはまた、温室効果ガス排出の低減は、呼吸器疾患やその他の病気の原因となる空中の粒子状物質を減少させると結論付けた。

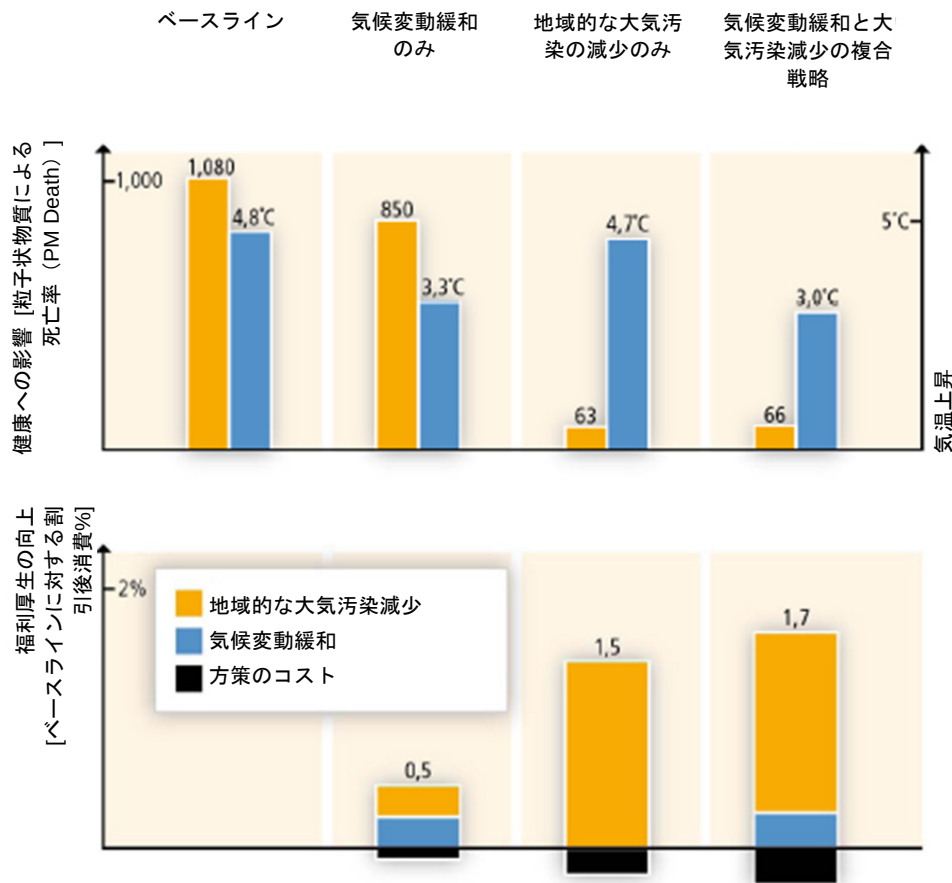


図 10.37: 3 つのシナリオ（「地域的な大気汚染減少」、「気候変動緩和」、「気候変動緩和と地域的な大気汚染減少の複合戦略」）におけるコスト、便益及び世界的な福利厚生の変化のあった例。ベースラインと比較した消費の変化（福利厚生への向上）の割合にて表現（下図）。世界的な気温上昇（産業革命以前の水準と比較した温度（°C））及び大気汚染による死亡者数（数百万）が、それぞれのシナリオについて上図に示されている。「気候変動緩和のみ」シナリオでは、気候変動による外部コストが含まれている。「地域的な大気汚染減少のみ」のシナリオでは、地域的大気汚染の外部コストが含まれている。また、「複合戦略」のシナリオでは、両方の外部コストの要素が含まれている。「複合戦略」は、結果によると、社会にとって最も有益である。ベースラインでは、大気汚染からの粒子状物質（PM）による死亡者数は約 10 億人となり、気温は 4.8°C 上昇する（Bollen et al., 2009）。

10.6.5 知見のギャップ

一方、エネルギー源の外部影響に関する評価及び判断については、不確実性が多く存在している。物理学的、生物学的、及び健康面での損害についての評価には、多くの不確実性が含まれ、その推定値は通常、単純な数値モデルに基づいている（その結果については、多くの場合立証が難しい）。その損害や変化は、コスト算出に利用されるような市場価値をほとんど持たない。従って、損害の評価は間接的な情報またはその他の方法を使用せざるを得ない。また、損害の多くは、遠い将来において、またはここで検討されたエネルギー生産の恩恵を受けている社会とはまったく異なる社会において起こるものであるため、判断を複雑なものにしている。こうした要因は、外部コストの不確実性の一因となっている。

しかしながら、代替エネルギー源由来の外部コストと便益に関する知見は、最良の選択肢を選び、エネルギーシステムを全体として省エネルギーと高福祉の方向へ導くための社会への助言を提供する。

REFERENCES

- Aitken, D. (2003).** *Transitioning to a Renewable Energy Future*. White Paper, International SolarEnergy Society, Freiburg, Germany, 55 pp. Available at: www.ises.org/shortcut.nsf/to/wp.
- Akimoto, K., F. Sano, J. Oda, T. Homma, U.K. Rout, and T. Tomoda (2008).** Global emission reductions through a sectoral intensity target scheme. *Climate Policy*, **8**(Supplement), pp. S46-S59.
- Amann, M. (2008).** *GAINS ASIA Scenarios for Cost-Effective Control of Air Pollution and Greenhouse Gases in China*. International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria
- Anthoff, D. (2007).** *Marginal external damage costs inventory of greenhouse gas emissions*. Delivery No. 5.4 - RS 1b, New Energy Externalities Developments for Sustainability, Rome, Italy.
- Awerbuch, S. (2006).** Portfolio-based electricity generation planning: Policy implications for renewables and energy security. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, **11**(3), pp. 693-710.
- Azar, C., K. Lindgren, E. Larson, and K. Möllersten (2006).** Carbon capture and storage from fossil fuels and biomass – Costs and potential role in stabilizing the atmosphere. *Climatic Change*, **74**(1), pp. 47-79.
- Bailis, R., M. Ezzati, and D.M. Kammen (2005).** Mortality and greenhouse gas impacts of biomass and petroleum energy futures in Africa. *Science*, **308**(5718), pp. 98-103.
- Baker, E., L. Clarke, and E. Shittu (2008).** Technical change and the marginal cost of abatement. *Energy Economics*, **30**(6), pp. 2799-2816.
- Barker, T., I. Bashmakov, A. Alharthi, M. Amann, L. Cifuentes, J. Drexhage, M. Duan, O. Edenhofer, B. Flannery, M. Grubb, M. Hoogwijk, F.I. Ibitoye, C.J. Jepma, W.A. Pizer, and K. Yamaji (2007).** Mitigation from a cross-sectoral perspective. In: *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, and L.A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, pp. 619-690.
- Barker, T., H. Pun, J. Köhler, R. Warren, and S. Winne (2006).** Decarbonizing the global economy with induced technological change: Scenarios to 2100 using E3MG. *Energy Journal*, **27**(Special Issue 1), pp. 241-258.
- Bergmann, A., M. Hanley, and R. Wright (2006).** Valuing the attributes of renewable energy investments. *Energy Policy*, **34**(9), pp. 1004-1014.
- Berry, T., and M. Jaccard (2001).** The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey. *Energy Policy*, **29**(4), pp. 263-277.
- Black & Veatch Corporation (2007).** *Arizona Renewable Energy Assessment. Final Report*. Black & Veatch Corporation, Lamar, Kansas.
- Bolinger, M., R. Wiser, and W. Golove (2006).** Accounting for fuel price risk when comparing renewable to gas-fired generation: the role of forward natural gas prices. *Energy Policy*, **34**(6), pp. 706-720.
- Bollen, J., B. van der Zwaan, C. Brink, and H. Erens (2009).** Local air pollution and global climate change: A combined cost-benefit analysis. *Resource and Energy Economics*, **31**, pp. 161-181.

- Bosetti, V., C. Carraro, and M. Tavoni (2009).** Climate change mitigation strategies in fast-growing countries: The benefits of early action. *Energy Economics*, **31**(Supplement 2), pp. S144-S151.
- Burgherr, P., and S. Hirschberg (2008).** A comparative analysis of accident risks in fossil, hydro and nuclear energy chains. *Human and Ecological Risk Assessment*, **14**, pp. 947-973.
- Calvin, K., J. Edmonds, B. Bond-Lamberty, L. Clarke, S.H. Kim, P. Kyle, S.J. Smith, A. Thomson, and M. Wise (2009).** 2.6: Limiting climate change to 450 ppm CO₂ equivalent in the 21st century. *Energy Economics*, **31**(Supplement 2), pp. S107-S120.
- Carlsmith, R.S., W.U. Chandler, J.E. McMahon, and D.J. Santini (1990).** *Energy Efficiency: How Far can We Go?* ORNL/TM-11441, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA, 83 pp.
- Carpenter, S.R., P.L. Pingali, E.M. Bennet, and M.B. Zurek (eds.) (2005).** *Ecosystems and Human Wellbeing: Scenarios*. Island Press, Chicago, IL, USA, 561 pp.
- CBI (2007).** *Climate Change: Everyone's Business*. Confederation of British Industry ClimateChange Task Force, London, UK.
- Changliang, X., and S. Zhanfeng (2009).** Wind energy in China: Current scenario and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13**(8), pp. 1966-1974.
- Chen, W. (2005).** The Costs of Mitigating Carbon Emissions in China: Findings from ChinaMARKALMACRO modeling. *Energy Policy*, **33**, pp. 885-896.
- Chen, C., R. Wiser, and M. Bolinger (2007).** *Weighing the Costs and Benefits of State Renewables Portfolio Standards: A Comparative Analysis of State-Level Policy Impact Projections*. LBNL-61580, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, 71 pp.
- Clarke, L., J. Edmonds, H. Jacoby, H. Pitcher, J. Reilly, and R. Richels (2007).** *Scenarios of Greenhouse Gas Emissions and Atmospheric Concentrations. Sub-report 2.1A of Synthesis and Assessment Product 2.1*. U.S. Department of Energy, Office of Biological and Environmental Research, Washington, DC, USA, 154 pp.
- Clarke, L., J.P. Weyant, and J. Edmonds (2008).** On the sources of technological change: what do the models assume. *Energy Economics*, **30**(2), pp. 409-424.
- Clarke, L., J. Edmonds, V. Krey, R. Richels, S. Rose, and M. Tavoni (2009).** International climate policy architectures: Overview of the EMF 22 International Scenarios. *Energy Economics*, **31**(Supplement 2), pp. 64-81.
- Committee on Climate Change (2008).** *Building a Low-Carbon Economy – The UK's Contribution to Tackling Climate Change*. The Stationary Office, Norwich, UK. Available at: www.theccc.org.uk/reports/building-a-low-carbon-economy.
- Committee on Health (2010).** *Hidden Costs of Energy: Unpriced Consequences of Energy Production and Use*. Committee on Health, Environmental, and Other External Costs and Benefits of Energy Production and Consumption, National Research Council, National Academies Press, Atlanta, GA, USA, 506 pp.
- Creyts, J., A. Derkach, S. Nyquist, K. Ostrowski, and J. Stephenson (2007).** *Reducing U.S. Greenhouse Gas Emissions: How Much at What Cost?* McKinsey & Company, USA, 83 pp.
- Curtright, A.E., M.G. Morgan, and D.W. Keith (2008).** Expert assessments of future photovoltaic technologies. *Environmental Science & Technology*, **42**(24), pp. 9031-9038.

- da Costa, M.M., C. Cohen, and R. Schaeffer (2007).** Social features of energy production and use in Brazil: Goals for a sustainable energy future. *Natural Resources Forum*, **31**(1), pp. 11-20.
- Dasgupta, P., K.-G. Mäler, and S. Barrett (2000).** *Intergenerational Equity, Social Discount Rates and Global Warming*. University of Cambridge, Cambridge, UK.
- de Vries, B.J.M., D.P. van Vuuren, and M.M. Hoogwijk (2007).** Renewable energy sources: Their global potential for the first-half of the 21st century at a global level: An integrated approach. *Energy Policy*, **35**, pp. 2590-2610.
- den Elzen, M., N. Höhne, and J. van Vliet (2009).** Analysing comparable greenhouse gas mitigation efforts for Annex I countries. *Energy Policy*, **37**, pp. 4114-4131.
- Dietz, S., and N. Stern (2008).** Why economic analysis supports strong action on climate change: A response to the Stern review's critics. *Review of Environmental Economics and Policy*, **2**(1), pp. 94-113.
- Dornburg, V., J. van Dam, and A. Faaij (2007).** Estimating GHG emission mitigation supply curves of large-scale biomass use on a country level. *Biomass and Bioenergy*, **31**(1), pp. 46-65.
- Downing, T., D. Anthoff, R. Butterfield, M. Ceronsky, M. Grubb, J. Guo, C. Hepburn, C. Hope, A. Hunt, A. Li, A. Markandya, S. Moss, A. Nyong, R. Tol, and P. Watkiss (2005).** *Social Cost of Carbon: A Closer Look at Uncertainty*. Stockholm Environment Institute, Oxford, UK.
- Durstewitz, M., and M. Hoppe-Klipper (1999).** Wind energy experience curve for the German "250 MW Wind Program". In: *IEA International Workshop on Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies*. Stuttgart, Germany, 10-11 May 1999. Available at: www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/99-05-10_exp_curves_iea.pdf.
- ECN (2004).** *Learning from the Sun: Final Report of the Photes Project*. Energy Research Center of the Netherlands (ECN), Petten, The Netherlands.
- Edenhofer, O., C. Carraro, J. Köhler, and M. Grubb (guest eds.) (2006).** Endogenous technological change and the economics of atmospheric stabilization. *Energy Journal*, **27**(Special Issue 1), 284 pp.
- Edenhofer, O., C. Carraro, J.-C. Hourcade, K. Neuhoﬀ, G. Luderer, C. Flachsland, M. Jakob, A. Popp, J. Steckel, J. Strohschein, N. Bauer, S. Brunner, M. Leimbach, H. Lotze-Campen, V. Bosetti, E.d. Cian, M. Tavoni, O. Sassi, H. Waisman, R. Crassous-Doerfler, S. Monjon, S. Dröge, H.v. Essen, P.d. Río, and A. Türk (2009).** *The Economics of Decarbonization – Report of the RECIPE Project*. Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, Germany.
- Edenhofer, O., B. Knopf, T. Barker, L. Baumstark, E. Bellevrat, B. Chateau, P. Criqui, M. Isaac, A. Kitous, S. Kypreos, M. Leimbach, K. Lessmann, B. Magne, Å. Scriciu, H. Turton, and D.P. Van Vuuren (2010).** The economics of low stabilization: Model comparison of mitigation strategies and costs. *Energy Journal*, **31**(Special Issue), pp. 11-48.
- Edwards, R., S. Szekeres, F. Neuwahl, and V. Mahieu (2008).** *Biofuels in the European Context: Facts, Uncertainties and Recommendations*. JRC Institute for Energy, Petten, The Netherlands, 30 pp.
- EEA (2007).** *Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2007 – Country profile: Poland*. European Energy Agency, Brussels, Belgium.
- EEA (2009).** *Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints*. European Environment Agency, Copenhagen, Denmark.

- EIA (2009).** *Annual Energy Outlook 2009 with Projections to 2030*. Energy Information Administration, Washington, DC, USA.
- Enermodal (1999).** *Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants: Final Report*. Enermodal Engineering Limited, Kitchener, ON, Canada.
- Enviros Consulting Ltd. (2005).** *The Costs of Supplying Renewable Energy*. Enviro Consulting Ltd., London, UK.
- EPIA (2008).** *Solar Generation*. European Photovoltaic Industry Association (EPIA), Brussels, Belgium.
- EPIA (2010).** *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014*. European Photovoltaic Industry Association (EPIA), Brussels, Belgium, 8 pp.
- ERI (2009).** *2050 China Energy and CO₂ Emissions Report (CEACER)*. Energy Research Institute, Beijing: Science Press. In Chinese. As cited in: *China's Energy and Carbon Emissions Outlook to 2050*, N. Zhou and D. Fridley (2011). Lawrence Berkeley National Laboratory.
- EWEA (2009).** *Wind Energy, the Facts*. European Wind Energy Association (EWEA), Brussels, Belgium.
- Fearnside, P.M. (1999).** Social impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management*, 24(4), pp. 483-495.
- Fearnside, P.M. (2005).** Brazil's Samuel Dam: Lessons for hydroelectric development policy and the environment in Amazonia. *Environmental Management*, 35(1), pp. 1-19.
- Fellows, A. (2000).** *The Potential of Wind Energy to Reduce Carbon Dioxide Emissions*. Garrad Hassan, Glasgow, Scotland.
- Feroli, F., K. Schoots, and B.C.C. Van der Zwaan (2009).** Use and limitations of learning curves for energy technology policy: A component-learning hypothesis. *Energy Policy*, 37, pp. 2525-2535.
- Fisher, B.S., N. Nakicenovic, K. Alfsen, J. Corfee Morlot, F. de la Chesnaye, J.-C. Hourcade, K. Jiang, M. Kainuma, E. La Rovere, A. Matyssek, A. Rana, K. Riahi, R. Richels, S. Rose, D. van Vuuren, and R. Warren (2007).** Issues related to mitigation in the long term context. In: *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, and L.A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, pp. 169-250.
- Fleiter, T., M. Hagemann, S. Hirzel, W. Eichhammer, and M. Wietschel (2009).** Costs and potentials of energy savings in European industry – a critical assessment of the concept of conservation supply curves. In: *Proceedings of ECEEE 2009 Summer Study*, European Council for an Energy Efficient Economy (ed.), La Colle sur Loup, France, 1-6 June 2009, Panel 5, pp. 1261-1272. Available at: www.eceee.org/conference_proceedings/eceee/2009/Panel_5/5.376/.
- Foxon, T.J., R. Gross, A. Chase, J. Howes, A. Arnall, and D. Anderson (2005).** UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and system failures. *Energy Policy*, 33, pp. 2123-2137.
- Gallagher, P.W., M. Dikeman, J. Fritz, E. Wailes, W. Gauthier, and H. Shapouri (2003).** Supply and social cost estimates for biomass from crop residues in the United States. *Environmental & Resource Economics*, 24(4), pp. 335-358.
- Gärtner, S. (2008).** *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of Biomass CHP Plants*. Deliverable No. 13.2 – RS 1a, New Energy Externalities Developments for Sustainability, Rome, Italy.

- Goldemberg, J., S. Coelho, P.M. Nastaric, and O. Lucon (2004).** Ethanol learning curve: The Brazilian experience. *Biomass & Bioenergy*, **26**(2004), pp. 301-304.
- González, P.d.R. (2008).** Policy implications of potential conflicts between short-term and long-term efficiency in CO₂ emissions abatement. *Ecological Economics*, **65**, pp. 292-303.
- Gordon, F., L. Garth, T. Eckman, and C. Grist (2008).** *Beyond Energy Supply Curves*. University of California, Davis, CA, USA.
- Groscurth, H.M., A. de Almeida, A. Bauen, F.B. Costa, S.O. Ericson, J. Giegrich, N. von Grabczewski, D.O. Hall, O. Hohmeyer, K. Jorgensen, C. Kern, I. Kuhn, R. Lofstedt, J.D. Mariano, P.M.G. Mariano, N.I. Meyer, P.S. Nielsen, C. Nunes, A. Patyk, G.A. Reinhardt, F. Rosillo-Calle, I. Scrase, and B. Widmann (2000).** Total costs and benefits of biomass in selected regions of the European Union. *Energy*, **25**(11), pp. 1081-1095.
- Gross, R., and P. Heptonstall (2008).** The costs and the impacts of intermittency: An ongoing debate. *Energy Policy*, **36**(2008), pp. 4005-4007.
- Grubb, M., and D. Newbery (2008).** Pricing carbon for electricity generation: national and international dimensions. In: *Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy*. M. Grubb, T. Jamasb, and M.G. Pollitt (eds.), Cambridge University Press.
- Grubler, A. (2008).** Energy transitions. In: *Encyclopedia of Earth*. C.J. Cleveland (ed.), Environmental Information Coalition, National Council for Science and the Environment, Washington, DC, USA.
- Gumerman, E., J.G. Koomey, and M.A. Brown (2001).** Strategies for cost-effective carbon reductions: a sensitivity analysis of alternative scenarios. *Energy Policy*, **29**, pp. 1313-1323.
- Gurney, A., H. Ahammad, and M. Ford (2009).** The economics of greenhouse gas mitigation: Insights from illustrative global abatement scenarios modelling. *Energy Economics*, **31**(Supplement 2), pp. S174-S186.
- Hanaoka, T., R. Kawase, M. Kainuma, Y. Matsuoka, H. Ishii, and K. Oka (2006).** *Greenhouse Gas Emissions Scenarios Database and Regional Mitigation Analysis*. National Institute for Environmental Studies (NIES), Tsukuba, Japan, 106 pp.
- Harmon, C. (2000).** *Experience Curves for Photovoltaic Technology*. IR-00-014, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.
- Heptonstall, P. (2007).** *A Review of Electricity Unit Cost Estimates, Working Paper*. UK Energy Research Centre, London, UK.
- Herzog, H., K. Smekens, P. Dadhich, J. Dooley, Y. Fujii, O. Hohmeyer, and K. Riahi (2005).** Cost and economic potential. In: *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos, and L. Meyer (eds.), Cambridge University Press, pp. 339-362.
- Hettinga, W.G., H.M. Junginger, S.C. Dekker, M. Hoogwijk, A.J. McAloon, and K.B. Hicks (2009).** Understanding the reductions in US corn ethanol production costs: An experience curve approach. *Energy Policy*, **37**(1), pp. 190-203.
- Hill, J., E. Nelson, D. Tilman, S. Polasky, and D. Tiffany (2006).** Environmental, economic, and energetic costs and benefits of biodiesel and ethanol biofuels. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **103**(30), pp. 11206-11210.

- Hill, J., S. Polasky, E. Nelson, D. Tilman, H. Huo, L. Ludwig, J. Neumann, H. Zheng, and D.Bonta (2009).** Climate change health costs of air emissions from biofuels and gasoline. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **106**(6), pp. 2077-2082.
- Hohmeyer, O. (1992).** Renewables and the full costs of energy. *Energy Policy*, **20**(4), pp. 365-375.
- Hoogwijk, M., A. Faaij, R. van den Broek, G. Berndes, D. Gielen, and W. Turkenburg (2003).** Exploration of the ranges of the global potential of biomass for energy. *Biomass and Bioenergy*, **25**, pp. 119-133.
- Hoogwijk, M., B. de Vries, and W. Turkenburg (2004).** Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy. *Energy Economics*, **26**, pp. 889-919.
- Hoogwijk, M., and W. Graus (2008).** *Global Potential of Renewable Energy Sources: A Literature Assessment*. Ecofys, Utrecht, The Netherlands, 45 pp.
- Hoogwijk, M., A. Faaij, B. de Vries, and W. Turkenburg (2009).** Exploration of regional and global cost-supply curves of biomass energy from short-rotation crops at abandoned croplands and rest land under four IPCC SRES land-use scenarios. *Biomass and Bioenergy*, **33**, pp. 26-43.
- Hourcade, J.-C., M. Jaccard, C. Bataille, and F. Gherzi (2006).** Hybrid modeling: New answers to old challenges – Introduction to the Special Issue of The Energy Journal. *Energy Journal*, **27**(Special Issue October), pp. 1-12.
- Hughes, A., M. Haw, H. Winkler, A. Marquard, and B. Merven (2007).** *Energy Modeling: A Modelling Input into the Long Term Mitigation Scenarios Process. LTMS Input Report*. Energy Research Centre, Cape Town, South Africa.
- IEA (2000).** *Experience Curves for Energy Technology Policy*. International Energy Agency (IEA), Paris, France, 133 pp.
- IEA (2003).** *Energy to 2050. Scenarios for a Sustainable Future*. International Energy Agency (IEA), Paris, France.
- IEA (2005).** *Projected Costs of Generating Electricity*. OECD/IEA, Paris, France.
- IEA (2006).** *Standard Review of the Netherlands*. International Energy Agency (IEA), Paris, France.
- IEA (2007a).** *Renewables for Heating and Cooling, Untapped Potential*. International Energy Agency (IEA), Paris, France.
- IEA (2007b).** *Renewables in Global Energy Supply: An IEA Fact Sheet*. International Energy Agency (IEA), Paris, France.
- IEA (2008a).** *Deploying Renewable Energies: Principles for Effective Policies*. International Energy Agency (IEA), Paris, France.
- IEA (2008b).** *Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios and Strategies to 2050*. International Energy Agency (IEA), Paris, France, 646 pp.
- IEA (2009).** *World Energy Outlook 2009*. International Energy Agency (IEA), Paris, France, 696 pp.
- IEA (2010a).** *Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios and Strategies to 2050*. International Energy Agency (IEA), Paris, France, 708 pp.
- IEA (2010b).** *Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition*. International Energy Agency (IEA), Paris, France.
- IEA (2010c).** *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy*. International Energy Agency (IEA), Paris, France.

- IEA (2010d).** *World Energy Outlook 2010*. International Energy Agency (IEA), Paris, France, 736 pp..
- IEA (2010e).** *Energy Balances of Non-OECD Countries*. International Energy Agency (IEA), Paris, France.
- IEA (2010f).** *Key Energy Statistics 2010*. International Energy Agency (IEA), Paris, France.
- IEA (2010g).** RD&D Budget. *IEA Energy Technology R&D Statistics* (database), doi: 10.1787/data-00488-en. Available at: www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-energy-technology-r-d-statistics/rd-d-budget_data-00488-en.
- IMF (2009).** *World Economic Outlook Update: Contractionary Forces Receding but Weak Recovery Ahead*, International Monetary Fund (IMF), Washington D.C., USA
- IPCC (2000).** *Special Report on Emissions Scenarios*. N. Nakicenovic and R. Swart (eds.), Cambridge University Press, 570 pp.
- IPCC (2007).** *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, and L.A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, 851 pp.
- Isles, L. (2006).** *Offshore Wind Farm Development: Cost Reduction Potential*. PhD Thesis, Lund University, Lund, Sweden.
- Jaffe, A.B., R.G. Newell, and R.N. Stavins (2005).** A tale of two market failures: Technology and environmental policy. *Ecological Economics*, **54**(2-3), pp. 164-174.
- Jamasb, T. (2007).** Technical change theory and learning curves: Patterns of progress in electricity generation technologies. *Energy Journal*, **28**(3), pp. 133-150.
- Junginger, M., S. Agterbosch, A. Faaij and W.C. Turkenburg (2004).** Renewable electricity in the Netherlands. *Energy Policy*, **32**, pp. 1053-1073.
- Junginger, M., A. Faaij, R. Björheden, and W.C. Turkenburg (2005a).** Technological learning and cost reductions in wood fuel supply chains in Sweden. *Biomass and Bioenergy*, **29**, pp. 399-418.
- Junginger, M., A. Faaij, and W.C. Turkenburg (2005b).** Global experience curves for wind farms. *Energy Policy*, **33**, pp. 133-150.
- Junginger, M., E. Visser, K. Hjort-Gregersen, J. Koornneef, R. Raven, A. Faaij, and W. Turkenburg (2006).** Technological learning in bioenergy systems. *Energy Policy*, **34**, pp. 4024-4041.
- Junginger, M., W.V. Sark, and A. Faaij (eds.) (2010).** *Technological Learning in the Energy Sector: Lessons for Policy, Industry and Science*. Edward Elgar, Northampton, MA, USA.
- Kahouli-Brahmi (2009).** Testing for the presence of some features of increasing returns to adoption factors in energy system dynamics: An analysis via the learning curve approach. *Ecological Economics*, **68**, pp. 1195-1212.
- Kennedy, S. (2005).** Wind power planning: assessing long-term costs and benefits. *Energy Policy*, **33**(13), pp. 1661-1675.
- Kirkinen, J., T. Palosuo, K. Holmgren, and I. Savolainen (2008).** Greenhouse impact due to the use of combustible fuels: Life cycle viewpoint and relative radiative forcing commitment. *Environmental Management*, **42**(3), pp. 458-469.

- Kitous, A., P. Criqui, E. Bellevrat, and B. Chateau (2010).** Transformation patterns of the worldwide energy system – Scenarios for the century with the POLES model. *Energy Journal*, 31(Special Issue), pp. 49-82.
- Knopf, B., O. Edenhofer, T. Barker, N. Bauer, L. Baumstark, B. Chateau, P. Criqui, A. Held, M. Isaac, M. Jakob, E. Jochem, A. Kitous, S. Kypreos, M. Leimbach, B. Magne, S. Mima, W. Schade, S. Scrieciu, H. Turton, and D.v. Vuuren (2009).** The economics of low stabilisation: implications for technological change and policy. In: *Making Climate Change Work for Us: European Perspectives on Adaptation and Mitigation Strategies*. M. Hulme and H. Neufeldt (eds.), Cambridge University Press.
- Koljonen, T., H. Ronde, A. Lehtilä, T. Ekholm, I. Savolainen, and S. Syri (2008).** Greenhouse gas emission mitigation and energy security, a scenario results and practical programmes in some Asian countries. In: *2nd IAEE Asian Conference*, International Association for Energy Economics, Perth, Australia, 5-7 November 2008.
- Koljonen, T., M. Flyktman, A. Lehtilä, K. Pahkala, E. Peltola, and I. Savolainen (2009).** The role of CCS and renewables in tackling climate change. *Energy Procedia*, 1(1), pp. 4323-4330.
- Koomey, J.G., Richey, R.C., Laitner, J.A., Markel, R.J., and Marnay, C. (1998).** *Technology and Greenhouse Gas Emissions: An Integrated Analysis using the LBNL–NEMS Model*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA.
- Kouvaritakis, N., A. Soria, and S. Isoard (2000).** Modelling energy technology dynamics: methodology for adaptive expectations models with learning by doing and learning by searching. *International Journal of Global Issues*, 14, pp. 1-4.
- Krewitt, W. (2002).** External costs of energy – do the answers match the questions? Looking back at 10 years of ExternE. *Energy Policy*, 30(10), pp. 839-848.
- Krewitt, W. (2007).** Die externen Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur fossilen Stromerzeugung. *Umweltwissenschaften und Schadstoff-Forschung*, 19(3), pp. 144-151.
- Krewitt, W., and B. Schlomann (2006).** *Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern*. DLR, Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer Institut für System-und Innovationsforschung, Gutachten im Auftrag des ZSW im Rahmen von Beratungsleistungen für das BMU, 59 pp.
- Krewitt, W., S. Teske, S. Simon, T. Pregger, W. Graus, E. Blomen, S. Schmid, and O. Schäfer (2009).** Energy [R]evolution 2008 – a sustainable world energy perspective. *Energy Policy*, 37(12), pp. 5764-5775.
- Krey, V., and K. Riahi (2009).** Implications of delayed participation and technology failure for the feasibility, costs, and likelihood of staying below temperature targets – Greenhouse gas mitigation scenarios for the 21st century. *Energy Economics*, 31(Supplement 2), pp. S94-S106.
- Krey, V., and L. Clarke (2011).** Role of renewable energy in climate mitigation: a synthesis of recent scenarios. *Climate Policy*, in press.
- Kruck, C., and L. Eltrop (2007).** *Perspektiven der Stromerzeugung aus Solar- und Windenergienutzung: Endbericht*. FKZ A204/04, IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung), Universität Stuttgart, Stuttgart, Germany.
- Kuik, O., L. Brander, and R.S.J. Tol (2009).** Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis. *Energy Policy*, 37, pp. 1395-1403.
- Kurosawa, A. (2006).** Multigas mitigation: An economic analysis using GRAPE model. *Energy Journal*, 27(Special Issue November), pp. 275-288.

- Kusiima, J.M., and S.E. Powers (2010).** Monetary value of the environmental and health externalities associated with production of ethanol from biomass feedstocks. *Energy Policy*, **38**(6), pp. 2785-2796.
- Kverndokk, S., and K.E. Rosendahl (2007).** Climate policies and learning by doing: Impacts and timing of technology subsidies. *Resource and Energy Economics*, **29**(6), pp. 2785-2796.
- Leimbach, M., N. Bauer, L. Baumstark, M. Lüken, and O. Edenhofer (2010).** Technological change and international trade – Insights from REMIND-R. *Energy Journal*, **31**(Special Issue), pp. 109-136.
- Lewandowski, I., J. Weger, A. van Hooijdonk, K. Havlickova, J. van Dam, and A. Faaij (2006).** The potential biomass for energy production in the Czech Republic. *Biomass and Bioenergy*, **30**, pp. 405-421.
- Loulou, R., U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila, and G. Goldstein (2005).** *Documentation for the TIMES Model*. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme, Paris, France.
- Loulou, R., M. Labriet, and A. Kanudia (2009).** Deterministic and stochastic analysis of alternative climate targets under differentiated cooperation regimes. *Energy Economics*, **31**(Supplement 2), pp. S131-S143.
- Luderer, G., V. Bosetti, J. Steckel, H. Waisman, N. Bauer, E. Decian, M. Leimbach, O. Sassi, and M. Tavoni (2009).** *The Economics of Decarbonization – Results from the RECIPE model Intercomparison*. Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, Germany.
- Mackay, R., and S. Probert (1998).** Likely market-penetrations of renewable-energy technologies. *Applied Energy*, **59**, pp. 1-38.
- Magne, B., S. Kypreos, and H. Turton (2010).** Technology options for low stabilization pathways with MERGE. *Energy Journal*, **31**(Special Issue), pp. 83-108.
- Manne, A., and R. Richels (2005).** Merge: An Integrated Assessment Model for Global Climate Change. In: *Energy and Environment*. R. Loulou, J.-P. Waaub, and G. Zaccour (eds.), Springer, pp. 175-189.
- Masui, T., S. Ashina, and J. Fujino (2010).** *Analysis of 4.5 W/m² Stabilization Scenarios with Renewable Energies and Advanced Technologies using AIM/CGE[Global] model*. AIM Team, National Institute for Environmental Studies, Tsukuba, Japan.
- McElroy, M.B., X. Lu, C.P. Nielsen, and Y. Wang (2009).** Potential for wind-generated electricity in China. *Science*, **325**, pp. 1380.
- McKinsey&Company (2007).** *Costs and Potentials of Greenhouse Gas Abatement in Germany*. McKinsey&Company.
- McKinsey&Company (2008a).** *An Australian Cost Curve for Greenhouse Gas Reduction*. McKinsey&Company.
- McKinsey&Company (2008b).** *Costs and Potentials for Greenhouse Gas Abatement in the Czech Republic*. McKinsey&Company.
- McKinsey&Company (2009a).** *China's Green Revolution*. McKinsey&Company.
- McKinsey&Company (2009b).** *Pathway to a Low-Carbon Economy*. McKinsey&Company.
- McKinsey&Company (2009c).** *Swiss Greenhouse Gas Abatement Cost Curve*. McKinsey&Company.
- Mehos, M.S., and D.W. Kearney (2007).** Potential carbon emissions reductions from concentrating solar power by 2030. In: *Tackling Climate Change in the U.S.: Potential Carbon*

Emissions Reductions from Energy Efficiency and Renewable Energy by 2030. C.F. Kutscher (ed.), American Solar Energy Society, Boulder, CO, USA, pp. 79-90. Available at: http://ases.org/images/stories/file/ASES/climate_change.pdf.

Meier, A., J. Wright, and A.H. Rosenfeld (1983). *Supplying Energy through Greater Efficiency: The Potential for Conservation in California's Residential Sector*. University of California Press, Berkeley, CA, USA.

Milligan, M. (2007). Potential carbon emissions reductions from wind by 2030. In: *Tackling Climate Change in the U.S.: Potential Carbon Emissions Reductions from Energy Efficiency and Renewable Energy by 2030*. C.F. Kutscher (ed.), American Solar Energy Society, Boulder, CO, USA, pp. 101-112. Available at: http://ases.org/images/stories/file/ASES/climate_change.pdf.

Montgomery, W.D., and A.E. Smith (2007). Price, quantity, and technology strategies for climate change policy. In: *Human-induced Climate Change: An Interdisciplinary Assessment*. M.E. Schlesinger, H.S. Khesghi, J. Smith, F.C. de la Chesnaye, J.M. Reilly, T. Wilson, and C. Kolstad (eds.), Cambridge University Press, pp. 328-342.

Morita, T., J. Robinson, A. Adegbulugbe, J. Alcamo, D. Herbert, E. Lebre la Rovere, N. Nakicenovic, H. Pitcher, P. Raskin, K. Riahi, A. Sankovski, V. Solkolov, B.d. Vries, and D. Zhou (2001). Greenhouse gas emission mitigation scenarios and implications. In: *Climate Change 2001: Mitigation of Climate Change; Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC*. Cambridge University Press, pp. 115-166.

Mukora, A., M. Winskel, H.F. Jeffrey, and M. Müller (2009). Learning curves for emerging energy technologies. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy*, **162**, pp. 151-159.

Nakicenovic, N., P. Kolp, K. Riahi, M. Kainuma, and T. Hanaoka (2006). Assessment of emissions scenarios revisited. *Environmental Economics and Policy Studies*, **7**(3), pp. 137-173.

Neij, L. (1997). Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology. *Energy Policy*, **25**, pp. 1099-1107.

Neij, L. (1999). Cost dynamics of wind power. *Energy Policy*, **24**, pp. 375-389.

Neij, L. (2003). *Final Report of EXTOOL - Experience Curves: A Tool for Energy Policy Programme Assessment*. KFS AB, Lund, Sweden. Available at: www.iset.uni-kassel.de/extool/Exttool_final_report.pdf.

Neij, L. (2008). Cost developments of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy* **36**, pp. 2200-2211.

Nemet, G.F. (2009). Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies. *Energy Policy*, **37**, pp. 825-835.

Nemet, G.F., T. Holloway, and P. Meier (2010). Implications of incorporating air-quality co-benefits into climate change policymaking. *Environmental Research Letters*, **5**(1), 014007.

Next Energy (2004). *Cost Curve for NSW Greenhouse Gas Abatement*. Next Energy Pty Ltd., Sydney, Australia. Available at: www.environment.nsw.gov.au/resources/climatechange/costcurve.pdf.

Nichols, L.A. (1994). Demand-side management. *Energy Policy*, **22**, pp. 840-847.

Novikova, A. (2009). *Sustainable Energy and Climate Mitigation Solutions and Policies: 3. Renewable Energy*. Department of Environmental Sciences, Central European University, Budapest, Hungary.

- O'Neill, B.C., K. Riahi, and I. Keppo (2010).** Mitigation implications of midcentury targets that preserve long-term climate policy options. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **107**(3), pp. 1011-1016.
- Oliveira, L.B., and L.P. Rosa (2003).** Brazilian waste potential: energy, environmental, social and economic benefits. *Energy Policy*, **31**(14), pp. 1481-1491.
- Overend, R.P., and A. Milbrandt (2007).** Potential carbon emissions reductions from biomass by 2030. In: *Tackling Climate Change in the U.S.: Potential Carbon Emissions Reductions from Energy Efficiency and Renewable Energy by 2030*. C.F. Kutscher (ed.), American Solar Energy Society, Boulder, CO, USA, pp. 113-130. Available at: http://ases.org/images/stories/file/ASES/climate_change.pdf.
- Owen, A.D. (2006).** Renewable energy: Externality costs as market barriers. *Energy Policy*, **34**(5), pp. 632-642.
- Pillai, R., and R. Banerjee (2009).** Renewable energy in India: Status and potential. *Energy*, **34**, pp. 970-980.
- Pingoud, K., H. Mälkki, M. Wihersaari, M. Hongisto, S. Siitonen, A. Lehtilä, M. Johansson, P. Pirilä, and T. Otterström (1999).** *ExternE National Implementation in Finland*. VTT, Espoo, Finland, 131 pp.
- Preiss, P. (2009).** *Report on the Application of the Tools for Innovative Energy Technologies*. Deliverable No. 7.2 – RS 1b, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Rome, Italy..
- Riahi, K., A. Grübler, and N. Nakicenovic (2007).** Scenarios of long-term socio-economic and environmental development under climate stabilization. *Technological Forecasting and Social Change*, **74**(7), pp. 887-935.
- Ricci, A. (2009a).** *NEEDS : A Summary Account of the Final Debate*. New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS), Rome, Italy.
- Ricci, A. (2009b).** *NEEDS : Policy Use of NEEDS Results*. New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS), Rome, Italy.
- Ricci, A. (2010).** *Policy Use of the NEEDS report*. Final integrated report, Deliverable No. 5.3 - RS In, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), Rome, Italy.
- Roth, I.F., and L.L. Ambs (2004).** Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing. *Energy*, **29**(12-15), pp. 2125-2144.
- Rufo, M. (2003).** *Developing Greenhouse Gas Mitigation Supply Curves for In-State Resources*. P500-03-025FAV, California Energy Commission, Sacramento, CA, USA.
- Sagar, A.D., and B. van der Zwaan (2005).** Technological innovation in the energy sector: R&D, deployment, and learning-by-doing. *Energy Policy*, **34**, pp. 2601-2608.
- Sawyer, S. (2009).** The Global status of wind power. In: *Global Wind Report 2009*. Global Wind Energy Council, Brussels, Belgium, pp. 8-13. Available at: www.gwec.net/index.php?id=167.
- Searchinger, T., R. Heimlich, R.A. Houghton, F.X. Dong, A. Elobeid, J. Fabiosa, S. Tokgoz, D. Hayes, and T.H. Yu (2008).** Use of US croplands for biofuels increases greenhouse gases through emissions from land-use change. *Science*, **319**(5867), pp. 1238-1240.
- Seyboth, K., L. Beurskens, O. Langniss, and R.E.H. Sims (2007).** Recognising the potential for renewable energy heating and cooling. *Energy Policy*, **36**(7), pp. 2460-2463.

- Sippula, O., J. Hokkinen, H. Puustinen, P. Yli-Pirilä, and J. Jokiniemi (2009).** Comparison of particle emissions from small heavy fuel oil and wood-fired boilers. *Atmospheric Environment*, **43**, pp. 4855-4864.
- Smith, K.R., M. Jerrett, H.R. Anderson, R.T. Burnett, V. Stone, R. Derwent, R.W. Atkinson, A. Cohen, S.B. Shonkoff, D. Krewski, C.A. Pope, M.J. Thun, and G. Thurston (2009).** Public health benefits of strategies to reduce greenhouse-gas emissions: health implications of short-lived greenhouse pollutants. *Lancet*, **374**(9707), pp. 2091-2103.
- Soderholm, P., and T. Sundqvist (2003).** Pricing environmental externalities in the power sector: ethical limits and implications for social choice. *Ecological Economics*, **46**(3), pp. 333-350.
- Soimakallio, S., T. Mäkinen, T. Ekholm, K. Pakkala, H. Mikkola, and T. Paapanen (2009).** Greenhouse gas balances of transportation biofuels, electricity and heat generation in Finland – Dealing with the uncertainties. *Energy Policy*, **37**(1), pp. 80-90.
- Solinski, J. (2005).** Primary energy balances of the CEE region and the countries dependence on energy import. In: *International Conference on “Policy and strategy of sustainable energy development for Central and Eastern European Countries until 2030”*, Warsaw, Poland, 22-23 November 2005.
- Soderholm, P., and T. Sundqvist (2007).** Empirical challenges in the use of learning curves for assessing the economic prospects of renewable energy technologies. *Renewable Energy*, **32**, pp. 2559-2578.
- Spalding-Fecher, R., and D.K. Matibe (2003).** Electricity and externalities in South Africa. *Energy Policy*, **31**(8), pp. 721-734.
- Sparovek, G., A. Barretto, G. Berndes, S. Martins, and R. Maule (2009).** Environmental, land-use and economic implications of Brazilian sugarcane expansion 1996 - 2006. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, **14**(3), pp. 285-298.
- Stern, N. (2007).** *The Economics of Climate Change*. Cambridge University Press, 712 pp.
Available at: webarchive.nationalarchives.gov.uk/http://www.hm-treasury.gov.uk/sternreview_index.htm.
- Stoft, S. (1995).** *The Economics of Conserved-Energy “Supply” Curves*. University of California Energy Institute, Berkeley, CA, USA.
- Sutherland, R.J. (1991).** Market barriers to energy efficiency investments. *Energy Journal*, **3**(12), pp. 15-35.
- Sweeney, J., and J. Weyant (2008).** *Analysis of Measures to Meet the Requirements of California’s Assembly Bill 32. Discussion draft, September 2008*. Stanford University Precourt Institute for Energy Efficiency, Stanford, CA, USA.
- Syri, S., N. Karvosenoja, A. Lehtilä, T. Laurila, V. Lindfors, and J.P. Tuovinen (2002).** Modeling the impacts of the Finnish Climate Strategy on air pollution. *Atmospheric Environment*, **36**(19), pp. 3059-3069.
- Syri, S., A. Lehtilä, T. Ekholm, and I. Savolainen (2008).** Global energy and Emissions Scenarios for effective climate change mitigation – Deterministic and stochastic scenarios with the TIAM model. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **2**, pp. 274-285.
- Tavoni, M., and R. Tol (2010).** Counting only the hits? The risk of underestimating the costs of stringent climate policy. *Climatic Change*, **100**(3), pp. 769-778.
- Teske, S., T. Pregger, S. Simon, T. Naegler, W. Graus, and C. Lins (2010).** Energy [R]evolution 2010—a sustainable world energy outlook. *Energy Efficiency*, doi:10.1007/s12053-010-9098-y.

- Torfs, R., F. Hurley, B. Miller, and A. Rabl (2007).** *A Set of Concentration-Response Functions*. Deliverable 3.7 – RS1b/WP3, New Energy Externalities Development for Sustainability, Rome, Italy.
- UK SSEFRA (2006).** *Climate Change. The UK Programme 2006*. Secretary of State for the Environment Food and Rural Affairs (UK SSEFRA), The Stationary Office, Norwich, UK.
- van Benthem, A., K. Gillingham, and J. Sweeney (2008).** Learning-by-doing and the optimal solar policy in California. *Energy Journal*, **29**(3), pp. 131-151.
- van Dam, J., A. Faaij, I. Lewandowski, and G. Fischer (2007).** Biomass production potentials in Central and Eastern Europe under different scenarios. *Biomass and Bioenergy*, **31**(6), pp. 345-366.
- van den Wall-Bake, J.D., M. Junginger, A. Faij, T. Poot, and A.d.S. Walter (2009).** Explaining the experience curve: Cost reductions of Brazilian ethanol from sugarcane. *Biomass & Bioenergy*, **33**(4), pp. 644-658.
- van Sark, W., A.E. Alsema, H. Junginger, H. de Moor, and G.J. Schaeffer (2007).** Accuracy of progress ratios determined from experience curves: the case of crystalline silicon photovoltaic module technology development. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **16**, pp. 441-453.
- van Vliet, J., M.G.J. den Elzen, and D.P. van Vuuren (2009).** Meeting radiative forcing targets under delayed participation. *Energy Economics*, **31**(Supplement 2), pp. S152-S162.
- van Vuuren, D., Z. Fengqi, B. De Vries, J. Kejun, C. Graveland, and L. Yun (2003).** Energy and emission scenarios for China in the 21st century – Exploration of baseline development and mitigation options. *Energy Policy*, **31**, pp. 369-387.
- van Vuuren, D., M. den Elzen, P. Lucas, B. Eickhout, B. Strengers, B. van Ruijven, S. Wonink, and R. van Houdt (2007).** Stabilizing greenhouse gas concentrations at low levels: an assessment of reduction strategies and costs. *Climatic Change*, **81**(2), pp. 119-159.
- van Vuuren, D.P., M. Hoogwijk, T. Barker, K. Riahi, S. Boeters, J. Chateau, S. Scrieciu, J. van Vliet, T. Masui, K. Blok, E. Blomen, and T. Kram (2009).** Comparison of top-down and bottom-up estimates of sectoral and regional greenhouse gas emission reduction potentials. *Energy Policy*, **37**(12), pp. 5125-5139.
- van Vuuren, D.P., M. Isaac, M.G.J. Den Elzen, E. Stehfest, and J. Van Vliet (2010).** Low stabilization scenarios and implications for major world regions from an integrated assessment perspective. *Energy Journal*, **31**(Special Issue), pp. 165-192.
- Vorum, M., and J. Tester (2007).** Potential carbon emissions reductions from geothermal power by 2030. In: *Tackling Climate Change in the U.S.: Potential Carbon Emissions Reductions from Energy Efficiency and Renewable Energy by 2030*. C.F. Kutscher (ed.), American Solar Energy Society, Boulder, CO, USA, pp. 145-162. Available at: http://ases.org/images/stories/file/ASES/climate_change.pdf.
- Watkiss, P., and T. Downing (2008).** The social cost of carbon: Valuation estimates and their use in UK policy. *Integrated Assessment*, **8**(1), pp. 85-105.
- WEC (2004a).** *Comparison of energy systems using life cycle assessment. A special report*. World Energy Council, London, UK.
- WEC (2004b).** *Energy end-use technologies for the 21st century*. World Energy Council, London, UK

- Weisser, D. (2007).** A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. *Energy*, **32**(9), pp. 1543-1559.
- Weitzman, M.L. (2007).** Review: A Review of “The Stern Review on the Economics of ClimateChange”. *Journal of Economic Literature*, **45**(3), pp. 703-724.
- Williams, R.H. (2002).** Facilitating widespread deployment of wind and photovoltaic technologies. In: *2001 Annual Report*. The Energy Foundation, San Francisco, CA, USA, pp. 19-30.
- Winkler, H., H. A., and M. Mary Hawb (2009).** Technology learning for renewable energy: Implications for South Africa’s long-term mitigation scenarios. *Energy Policy*, **37**, pp. 4987-4996.
- Wiser, R., and M. Bolinger (2010).** *2009 Wind Technologies Market Report*. US Department of Energy, Washington, DC, USA.
- Yang, C. (2010).** Reconsidering solar grid parity. *Energy Policy*, **38**, pp. 3270-3273.
- Yu, C., W. van Sark, and E. Alsema (2011).** Unraveling the photovoltaic technology learning curve by incorporation of input price and scale effects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **15**, pp. 324-337.