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/企業の数が急増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) 削減コスト曲線の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の概念は全て、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は、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は、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)を使用するかの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)

SRREN 54/100 第 10 章

- ・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り、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/地址	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)			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 60 未満 80 未満 100 未満	2,000 [7.2] 23,000 [83] 39,000 [140] 42,000 [151]	6 72 123 133	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。	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)
	バイオ 60 マス 太陽光 80		59,000 [212] 400,000 [1,440]	1,268		- 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)。	
		100 未満	1,850,000 [6,660]	5,868	40		
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	Hoogwijk et al. (2004) 2001 年の技術の状態を基にした。目
旧	ソ連邦	70 未満 100 未満	2,000 [7.2] 7,000 [25]	160 550		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。	標年度は特定せず。
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	Hoogwijk et al. (2009)。目標年
	ソ連邦		23,538 [85]			の穀物からのバイオマスエネルギー	度:2050 年
	メリカ		9,444 [34]			- 2050 年に向けての 4 つの IPCC SRES (2000) 土地利用シ ナリオ	
	アジア ECDヨー		17,666 [64]			プワック - 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	
	ッパ		3,194 [12]			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	

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	再生可能エネルギーデータ: Junginger et al., 2004
	200 未満	23 [.08]	2.2		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	目標年度: 2020 年 ベースラインデータ: IEA (2006)
	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。	再生可能エネルギーデータ: Enviros Consulting Ltd. (2005)
	200 未満	119 [.4]	33		- 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	目標年度: 2015 年 ベースラインデータ: UK SSEFRA (2006)
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	再生可能エネルギーデータ: (Mehos and Kearney, 2007; Overend and
(WGA)	200 未満	1,959 [7]	8.5		- 朱九至太陽松光竜、ハイオマス、及び地松 - 地熱は 100US ドル/MWh 未満の最大容量を達成している。	Milbrandt, 2007; Vorum and Tester,
	300 未満	1,971 [7]	8.6		- 鬼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。	2007) 目標年度: 2030 年 ベースラインデータ: EIA (2009)
アメリカ(アリ	100 未満	0.28 [.001]	なし	バイオマス	- アメリカ アリゾナ州	再生可能エネルギーデータ: Black &
ゾナ州、2025年)	200 未満	10.5 [.04]	なし	と太陽	- 再生可能エネルギーは、風力、バイオマス、太陽熱、水力	Veatch Corporation (2007)
				光:7.5	及び地熱である。	目標年度: 2025 年
	300 未満	20 [.07]	なし	それ以外:8	割引率はエネルギー源により変化する。	

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 CO₂)	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) - シナリオB(再生可能エネルギー及び原子力が50%	McKinsey&Company (2009b)
		100 未満	4,070	5.8		- ファッカト(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	2014 年	100 未満	8.1	1.0	なし	- ニューサウスウェールズ地域	削減データ: Next Energy (2004)
ラリア (ニュー サウスウ ェールズ 地域)		300 未満	8.5	1.1		- 再生可能エネルギー源に対する政府支援を含む	ベースラインデータ:McKinsey&Company (2008a)
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でよるものある。	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	緩和ポテ	ベース	割引率	注	出典
		(US F	ンシャル	ライン	(%)		
		ル	(Mt	の割合			
		tCO₂eq)	CO ₂)	(%)			
						表に対する制約である。	ベースラインシナリオ: ERI (2009)
						- 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。	
チェコ共	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)
和国		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	2015 年	100 未満	50	11	6	- バイオマスのみ	削減データ: Dornburg et al. (2007)
ド		200 未満	55.9	12		- 最良のシナリオ	ベースラインデータ: EEA (2007)
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	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	Hughes et al. (2007)
カ						るシナリオ	
スウェー	2020年	100 未満	1.26	1.9	なし		McKinsey&Company (2008c)
デン							
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。

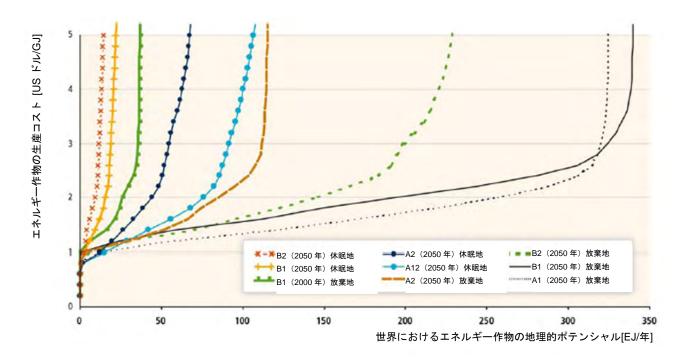


図 10.23: 2050 年の 2 種類の土地「放棄地 (abandoned land)」(食料用として必要とされていない農地)及び「休耕地 (rest land)」におけるバイオエネルギー用植物の生産の、世界の平均的なコスト - 供給曲線。この曲線は、4 つの排出シナリオに関する特別報告書(SRES)のシナリオの IMAGE 2.2 モデル化を基に作成されている。2000年における放棄農地のコスト - 供給曲線(SRES B1 scenario)も示す。原典: Hoogwijk et al. (2009)。A1、A2、B1、B2 のシナリオは、IPCC の排出シナリオに関する特別報告書(IPCC,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

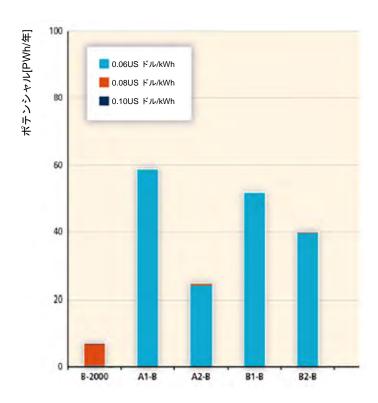


図 10.24: 2000 年の世界におけるバイオマスからの電力の技術的ポテンシャルと、4 つの生産カテゴリに関する 2050 年における 4 つの IPCC SRES (IPCC, 2000) シナリオの世界におけるバイオマスからの電力の技術的ポテンシャル(de Vries et al., 2007)

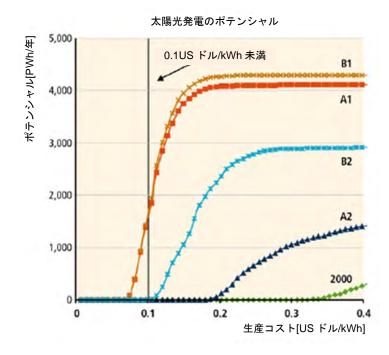


図 10.25: 2050 年における 4 つの IPCC SRES (IPCC, 2000) シナリオの太陽光発電の資源供給コスト曲線。経済的ポテンシャルを判断する際の削減コストとして、論文内で使用される 0.1US ドル/kWh (0.03US ドル/MJ) を直線で示す(de Vries et al., 2007)。

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)。

SRREN 63/100 第 10 章

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)。

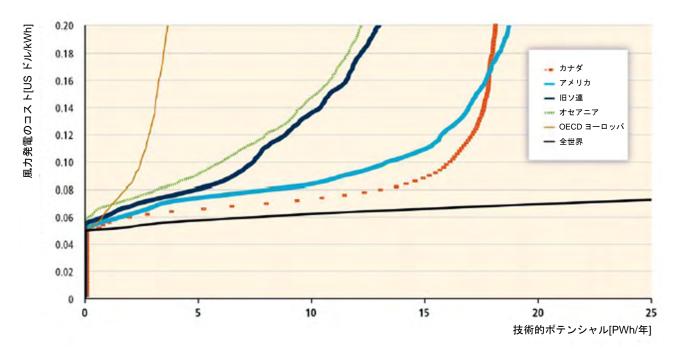


図 10.26: 風力エネルギーの世界、地域、及び国のコスト - 供給曲線(US ドル/kWh 対 PWh/年)(Hoogwijk et al., 2004)

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なっており、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)。

SRREN 64/100 第 10 章

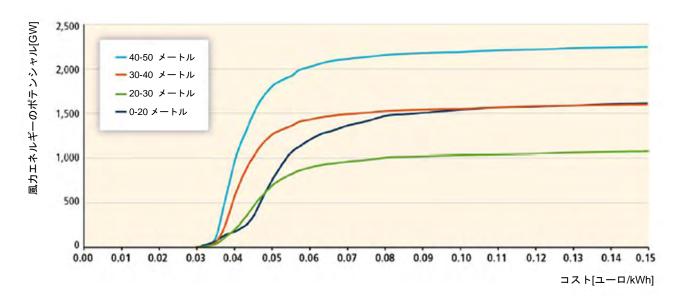


図 10.27: 2030 年のヨーロッパにおける、異なる水深における洋上風力発電の技術的ポテンシャル(EEA, 2009)

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。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)。

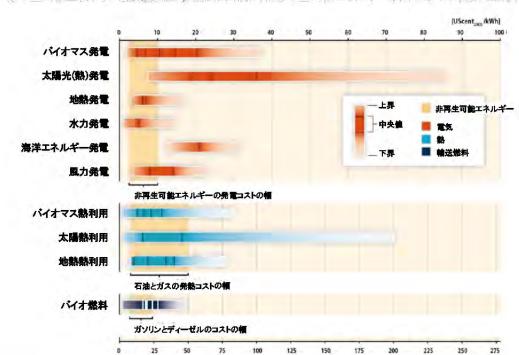
エネルギーの均等化発電原価(LCOE、均等化単価コストまたは均等化発電コストとも呼ばれる。詳細情報及び計算例については Annex II を参照のこと)は、「現在の等価値(value equivalent)を単位として表現した、期待される出力全体に対する耐用期間全体の出費の割合」と定義されている(IEA, 2005, p.174)。そのため、エネルギーの均等化発電原価は、エネルギー変換装置の全原価(つまり、投資費用、運転保守費用、燃料費、廃棄費用など)を指し、耐用年数内のエネルギー出力に対してこれらのコストを割り当てたものである。一般に均等化発電原価は、補助金や政策インセンティブまたは統合コス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

SRREN 66/100 第 10 章

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。

IUSD.

風力発電: 1. 陸上 2. 洋上



其至至可能主義ルギー為國際地區。實體的與和房间傳統至至可能主義ルギーの資料の機能能是更原作

电気	뽰	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 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	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・ガスベ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のリスク・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 にて取り上げられた通り、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、耐用年数は短いが現実的な値であり、設備使用率は低いが管理されており、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

SRREN 68/100 第 10 章

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。

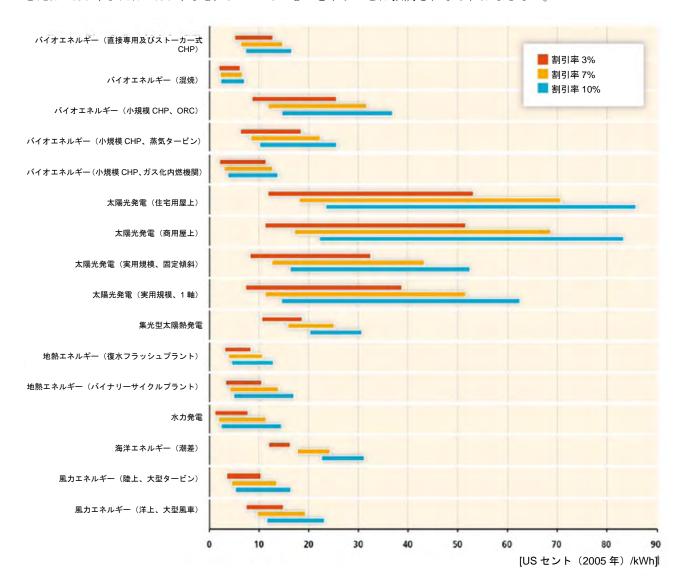


図 10.29:3%、7%、10%の割引率における商用可能な再生可能エネルギー技術の均等化発電原価。すべての技術に対する均等化発電原価の推定値は、Annex III で要約されている入力データ及び Annex II で説明されている手法に基づく。均等化原価幅の下限は、投資、運転保守、(該当する場合)バイオマスコストの幅の下限、及び設備利用率と耐用年数の幅の上限、また(該当する場合)変換効率、副産物収入の幅の上限に基づく。均等化原価幅の上限は、投資、運転保守、(該当する場合)バイオマスコストの幅の上限、及び設備利用率と耐用年数の幅の下限、また(該当する場合)変換効率、副産物収入の幅の下限に基づく。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: コジェネレーション、ORC: 有機ランキンサイクル、ICE: 内燃機関)。

SRREN 69/100 第 10 章

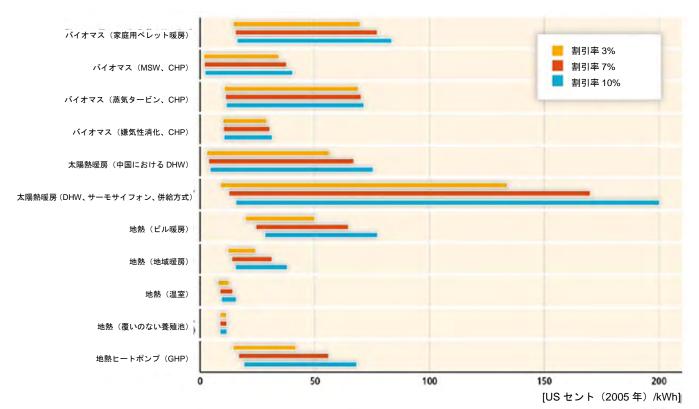


図10.30:3%、7%、10%の割引率における商用可能な再生可能エネルギー技術の熱の均等化原価(LCOH)。すべての技術に対する熱の均等化原価の推定値は、Annex III で要約されている入力データ及び Annex III に説明されている手法に基づく。均等化原価幅の下限は、投資、運転保守(O&M)、(該当する場合)供給原料のコストの幅の下限、及び設備利用率と耐用年数の幅の上限、また(該当する場合)変換効率、副産物収入の幅の上限に基づく。均等化原価幅の上限は、従って、投資、運転保守(O&M)、(該当する場合)供給原料のコストの幅の上限、及び設備利用率と耐用年数の幅の下限、また(該当する場合)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)。

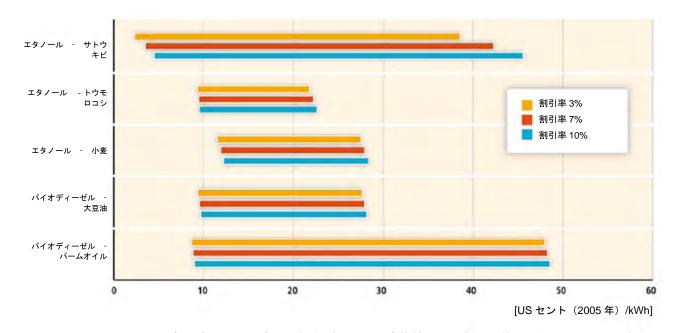


図 10.31: 3%、7%、10%の割引率における商用可能なバイオマス変換技術の燃料の均等化原価(LCOF)。すべての技術に対する燃料の均等化原価の推定値は、Annex III にまとめられている入力データ及び Annex II にて説明されている手法に基づく。均等化原価幅の下限は、投資、運転保守(O&M)、供給原料のコストの幅の下限によって決まる。均等化原価幅の上限は、投資、運転保守、供給原料のコストの幅の上限によって決まる。変換効率、副産物収入、設備利用率、及び耐用年数は、平均値になっていることに注意。データや補足情報については、Annex III を参照(HHV: 高位発熱量)。

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 $10.28\sim10.31$ 、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、それ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 為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(fllor costs)によってコスト減少が制約される(Edenhofer et al., 2006 を参照)。

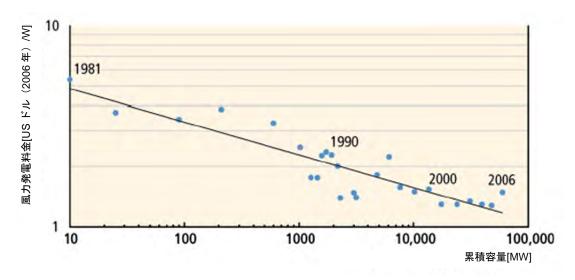


図 10.32: 風車の具体的な経験曲線。出典: Nemet (2009).

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の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)

SRREN 72/100 第 10 章

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)
W 1 = 1 3 3					
洋上風力発電					
	Isles, 2006	EU8 か国	1991 - 2006	3	風力発電基地の投資コスト (US ドル/kWh)
太陽光発電					
A 1物 儿 光 电	Harmon, 2000	全世界	1968 - 1998	20	 太陽電池モジュール価格 (US ドル
	Tiamion, 2000	主世外	1900 - 1990	20	太陽電池モンユール画情(US)ドル /Wpeak)
	IEA, 2000		1976 -	21	太陽電池モジュール価格(US ドル
			1996		/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/m³)
	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 /Nm³)
1	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 /Nm³)
	Junginger et al., 2006	デンマーク	1984 - 1998	12	バイオガスプラント(ユーロ/m³ 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/ m³)
	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/ m³)
	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/ m³)
	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
					サトウキビ由来のエタノール(US ドル/ m³)

SRREN 73/100 第 10 章

2009				ドル/ m³)
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/ m³)
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。

SRREN 74/100 第 10 章

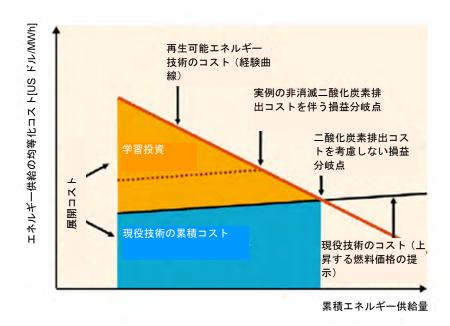


図 10.33: 経験曲線、展開コスト及び学習投資についての図式の説明 (IEA, 2008b, p. 204 に示されている図の改訂版)

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。

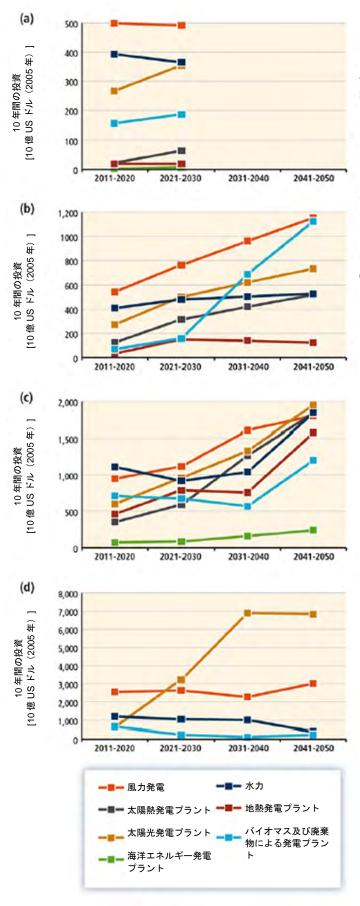


図 10.34: 野心的な気候変動防止目標を達成する ために必要な、世界における 10 年間の投資の実 例(単位:10 億 US ドル(2005 年))。(b) MiniCAM-EMF22(最も良好な 2.6W/m²達成シナ リオ、原子力及び二酸化炭素回収技術が含まれて いる)、(c) ER-2010 (450 ppm CO2eq、原子 力及び二酸化炭素回収技術は含まれていない)及 び(d) ReMIND-RECIPE (450 ppm CO2eq、原子 力及び二酸化炭素回収技術は含まれる)。集光型 太陽熱発電は考慮されていないので、他のシナリ オと比較して(d)では太陽光発電の割合が高い。 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(Internatiuonal 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。

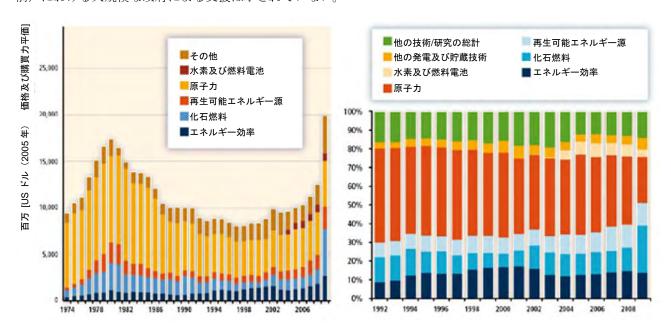


図 10.35: IEA 加盟国のエネルギー研究開発と実証における政府予算(左グラフ)、及び IEA 加盟国における政府のエネルギー研究開発と実証の出費の技術ごとの割合(右グラフ)(IEA, 2008b, pp. 172-173、IEA, 2010g のデータを基に更新)

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

SRREN 78/100 第 10 章

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、政治的及び環境的コスト(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、汚染物質排出などから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。

SRREN 79/100 第 10 章

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、少なくともいくらか問題がある(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を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

SRREN 80/100 第 10 章

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 CO $_2$ 、90US ドル/t CO $_2$ 、350 US ドル/t CO $_2$ (それぞれ 14、70 及び 280 ユーロ/t CO $_2$) の値を炭素 1 トン当たりの社会的コストの下限値、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 CO $_2$ (35 ポンド/t CO $_2$) 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 (SO_2) は約 $4,000 \sim 10,000$ US ドル/t、窒素酸化物 (NO_x) は約 $2,000 \sim 10,000$ US ドル/t、及び粒子状物質 PM2.5 は約 $10,000 \sim 30,000$ US 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

SRREN 81/100 第 10 章

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、 $1 \odot 1 \odot 0$ 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、考えう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 CO_2 の炭素 1 トン当たりの社会的コストの下限値が、90US ドル/t CO_2 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。

SRREN 82/100 第 10 章

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 CO_2 を基にしている(Krewit 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。

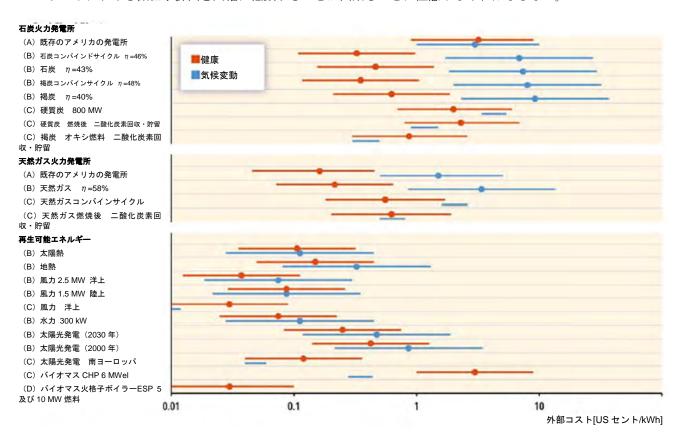


図 10.36: 再生可能エネルギー及び化石エネルギーの発電のライフサイクルに起因する外部コストの例。青線は、気候変動に起因する外部コストの範囲を示し、赤線は、大気汚染物質による健康への影響に起因する外部コストの範囲を示す。二酸化炭素回収・貯留(CCS)が装備されていない場合、化石エネルギーでは、気候変動に起因する外部コストが大部分を占める。Comb.C: コンバインドサイクル(Combined Cycle)、Postcom: 燃焼後(Post-Combustion)、 η : 効率要素。この結果は、それぞれ異なる仮定を唱える 4 つの研究に基づく。(A) Committee on Health(2010): 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)により粒状物資の排出が減少し(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が、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。

SRREN 85/100 第 10 章

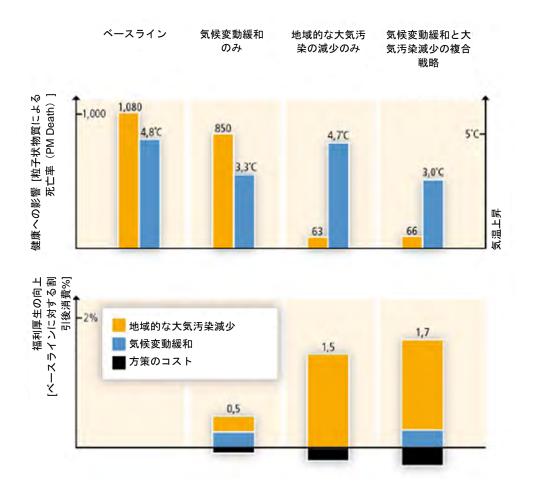


図 10.37:3 つのシナリオ(「地域的な大気汚染減少」、「気候変動緩和」、「気候変動緩和と地域的な大気汚染減少の複合戦略」)におけるコスト、便益及び世界的な福利厚生の変化のあった例。ベースラインと比較した消費の変化(福利厚生の向上)の割合にて表現(下図)。世界的な気温上昇(産業革命以前の水準と比較した温度($^{\circ}$ C))及び大気汚染による死亡者数(数百万)が、それぞれのシナリオについて上図に示されている。「気候変動緩和のみ」シナリオでは、気候変動による外部コストが含まれている。「地域的な大気汚染減少のみ」のシナリオでは、地域的大気汚染の外部コストが含まれている。また、「複合的戦略」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。「複合的戦略」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 $^{\circ}$ 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。

SRREN 86/100 第 10 章