

サマリー

自動車用燃料としての電気エネルギーの現状と今後の動向について

計量分析ユニット需給分析・予測グループ	研究主幹 平井晴己
同上	研究員 松尾雄司
同上	研究員 宇野宏
同上	研究員 永富悠

低炭素電源（再生可能エネルギー・原子力）を前提とした電気自動車やプラグインハイブリッド車の導入は、燃料の石油依存度（海外依存度）を低減して、安定供給に資するとともに、CO₂ 排出量の削減にも貢献すると考えられる。また夜間電力を利用すれば、電気自動車のエネルギーコストは安くなり、市街走行を中心とした通勤用として普及する可能性が高い。しかしながら、石炭火力の比率が高い一般電源を使用する場合には、必ずしも、CO₂ 排出量の削減に効果がない場合もあるので注意を要する。

電気自動車は、内燃機関を駆動源とした車と比較して、走行距離は約 100km 程度と短いことや充電に時間がかかるなど、現状では課題が多いのも事実である。将来において、大幅な普及を図る為には、低コストで高性能なバッテリーの開発が鍵となると思われる。さらに、風力・太陽光発電などのコストについても、より一層の削減が必要となろう。

電気自動車の普及拡大とともに、自動車用の追加電源を含めた、電源構成全体の最適化（コスト最小化）についても定量的な検討が必要になると考えられる。

お問合せ: report@tky.ieej.or.jp

「自動車用燃料としての電気エネルギーの現状と今後の動向について」

計量分析ユニット 研究主幹 平井 晴己
 研究員 松尾 雄司
 研究員 宇野 宏
 研究員 永富 悠

第1章 概論

1-1 電気自動車の普及状況と今後の見通し

電気自動車とは、電気エネルギーを蓄える電池を搭載し、電気モーターで駆動して走行する自動車をいう。内燃機関自動車よりもその歴史は古いものの¹、走行距離が短く、充電用の電源・充電箇所の確保といった供給・インフラ面での制約が大きいこともあって十分な普及に至らなかった。1920年代の米国におけるモータリゼーション以降、自動車はガソリンや軽油を燃料とした内燃機関を主流とする時代が現在まで続いてきた。

しかしながら、地球温暖化対策として、化石燃料によるCO₂排出量の削減が焦点となってきた昨今、1つの手段として電気自動車の導入が、脚光を浴びるようになってきた。

我が国における電気自動車の普及状況は、既に市販車として定着しているハイブリッド自動車²とは異なる。表 1-1-1 に示すとおり、2006年の段階では約9,400台（その大半は原付自転車）にとどまっていたが、近年になって本格的開発が進み始めた。

表 1-1-1 日本における電気自動車の保有台数

			(台)					
			2001	2002	2003	2004	2005	2006
電気自動車	乗用車	普通	35	30	26	18	15	11
		小型	412	374	331	296	258	222
	貨物車		78	63	48	27	17	11
	乗合車		2	2	1	1	1	1
	特殊車		23	20	16	14	13	12
	軽自動車	乗用	133	157	167	174	126	93
		商用	577	528	467	345	217	155
	原付自転車	四輪	1,248	1,522	1,963	2,236	2,282	2,068
		二輪	2,143	2,895	4,658	5,357	6,999	6,848
	合計		4,651	5,591	7,677	8,468	9,928	9,421

(出所) 有限責任中間法人電動車両普及センター

- ¹ カール・ベンツが最初のガソリンエンジン(内燃機関)による自動車を製作した年よりも12年も早い1873年に開発された。
- ² ガソリン(あるいは軽油)を給油してエンジンで走行する一方、走行中あるいは停車中に発生した動力の一部を回収してバッテリーに充電し、これを電源として電気モーターを駆動して走行するため、ガソリン燃費は既存車に比較して優れている。但し、バッテリーへの外部電源からの充電はないため、既存車(内燃機関自動車)の延長とし、電気自動車とは定義しない(本報告書)。

電池性能の向上や急速充電システムの進展を背景に、タウンユースに適した短距離移動を前提とするコミューター型の電気自動車（軽自動車タイプ）が、2009年から2010年にかけて相次いで市場投入される予定であり、さらに、プラグインハイブリッド車³についても2009年中には実用化の見通しとなっている。

表 1-1-2 最近の電気自動車の例

電気自動車			プラグインハイブリッド自動車	
メーカー名	三菱自動車	富士重工業	メーカー名	トヨタ自動車
車名	i MiEV	スバル プラグインステラ コンセプト	車名	トヨタプラグインHV
写真			写真	
全長×全幅×全高	3,395×1,475×1,600mm	3,395×1,475×1,660mm	全長×全幅×全高	4,445×1,725×1,490mm
車両重量	1,080kg	1,060kg	車両重量	1,360kg
乗員	4名	4名	乗員	5名
最高速度	130km/h	100km/h	エンジン排気量	1,496cc
走行距離	160km	80km	モーター	交流同期電動機
モーター種類	永久磁石式同期型 47kW	永久磁石式同期型 40kW	電池	ニッケル水素電池 6.5Ah×2(13Ah)
電池	リチウムイオン 16kWh	リチウムイオン 9.2kWh	EV性能	EV走行可能距離 13km EV走行可能最高速度 100km/h

(出所) 各社ホームページより作成

³ プラグインハイブリッド車とは、現行のハイブリッド車が、外部電源からの充電を行わず、あくまでも内燃機関をベースとして、電気モーターによる走行も可能という方式となっているのに対して、バッテリーへの外部電源による充電を可能としており、電気自動車としての単独走行が可能となっている。文字どおり「ハイブリッド（エンジン+モーター）」方式となっている。

表 1-1-3 に世界の主要な自動車メーカーにおける、電気自動車（プラグインハイブリッド自動車を含む）の開発状況をとりとまとめた。

表 1-1-3 世界の自動車メーカーの電気自動車開発動向

メーカー名	タイプ	内容
トヨタ自動車	PHEV	2009年末までに日米欧で発売。まず企業やレンタカー用に。
日産自動車	EV	2010年以降、日米などで市場投入を予定
		2012年にはグローバルレベルでの量販を目指す
三菱自動車	EV	2009年中に「i MiEV」の国内市場投入を予定 (2009年夏、300万円前後、11年目途に年産1万台規模に)
富士重工業	EV	2009年から国内の自治体向けに2車種を販売
		「ステラ」の2010年の市販化を目標
GM	PHEV	PHEV「シボレーボルト」を2010年に市場投入予定(2010年後半生産開始)
		PHEV「サターンビューグリーンライン」の生産を発表(2008年)
フォード	PHEV	SCE(Southern California Edison)社とPHEVを共同開発
VW	PHEV	PHEV「ゴルフツイン」試験走行開始
ダイムラー	EV	2010年には電気自動車技術を量産可能な水準に近づけ、 2012年から1万台規模の生産を目指す
	EV	・2007年ロンドンで警察や公共機関に電気自動車100台を供給(公道試験) ・2009年末までに「スマート」の電気自動車100台をベルリンに集中投入 ・2010年初めからはベンツタイプも投入予定
クライスラー	EV(PHEV)	2010年を目標に北米市場向けに投入を発表。バッテリー関連技術研究でGEと共同。
BMW	EV	「MINI」をベースに、2009年1月からアメリカで実証試験開始
ボルボ、サーブ	PHEV	PHEVを共同開発
オペル	PHEV	2011年末に欧州市場に本格投入予定

(注)EV(Electric Vehicle) : 電気自動車、PHEV(Plug-in Hybrid Electric Vehicle) : プラグインハイブリッド自動車

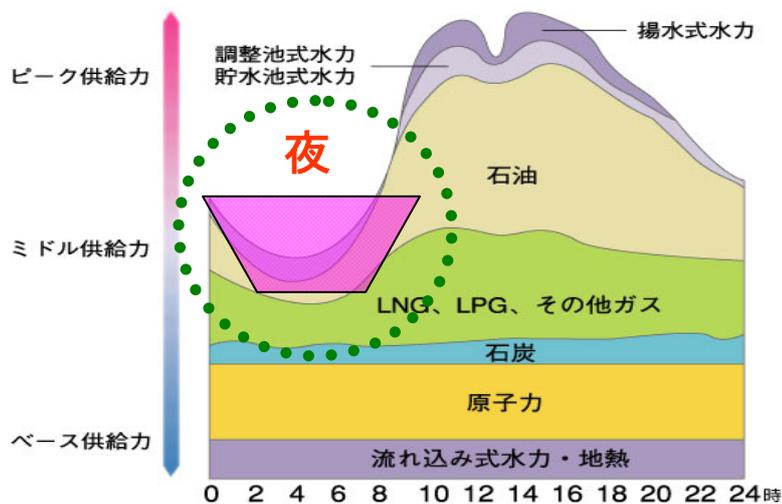
(出所) 各社ホームページ、各種報道資料より整理

1-2 電気自動車の特徴と課題

1-2-1 導入のメリット

電気自動車の導入メリットは、第1に、ガソリン車やディーゼル(軽油)車に対し、CO₂排出量の削減が期待できる点である。電気エネルギーを駆動源とするため、再生可能エネルギーや原子力といった、CO₂排出量の少ない電源が利用できるからである。第2に、こうした電源へ移行することにより、化石燃料(特に石油)の依存度を低減させ、ひいてはエネルギーの海外依存度を低減することにより、エネルギーの安定供給に貢献するという点にある。第3に、電気自動車への充電を夜間に行えば、図 1-2-1 に示すように、電力供給の負荷率の平準化に資することも期待できる。

図 1-2-1 1日の電力負荷パターン



1-2-2 特徴と課題

(1) 走行燃費と走行距離

電気自動車の走行燃費は、表 1-2-1 に示すように、ガソリン車の 2.1MJ/km(15.5km/L) に対して、0.4MJ/km(110Wh/km)と優れていることが分かる。但し、最新のバッテリーを搭載した場合でも、1回の充電で約 100km強の走行距離しかなく、内燃機関自動車に比較して短い⁴。

表 1-2-1 走行燃費の比較 (10.15モード、日本)

		軽自動車	小型車
電気自動車	(Kwh/km)	0.11	
	(MJ/km)	0.40	
ガソリン車	(km/l)	20.6	15.5
	(MJ/km)	1.6	2.1
ハイブリッド車	(km/l)		30.6
	(MJ/km)		1.1
ディーゼル車	(km/l)		19.7
	(MJ/km)		1.8

(出所) 電気自動車：i MiEV及びJHFC報告書(H19年度)を参考、ガソリン車：乗用車平均/自動車燃費一覧 (H18年3月：国交省)、ハイブリッド車：プリウス・シビック平均/同左、ディーゼル車：JHFC報告書

(注) 電気自動車の燃費：AC電費 (交流電源からの充電)

⁴ 内燃機関自動車と同等の走行距離を維持するにはバッテリーの搭載量を拡大すれば良いが、車体重量の増加で燃費が悪化し、電気自動車の利点である燃費の優位性が失われる。

表 1-2-2 は、日本における 1 台あたりの走行距離を示している。軽自動車で 1 日あたり約 19.7km の走行となっており、最新のバッテリーを搭載した場合、市街地走行であれば、1 週間に 1 回から 2 回の家庭での充電で対応可能となることが分かる。但し、現状、電池寿命の観点から過放電は避けるべきであり、市街地での充電設備の整備や、充電時間の短縮（急速充電）など課題も多い。

表 1-2-2 日本における乗用車保有台数と走行距離（2004 年）

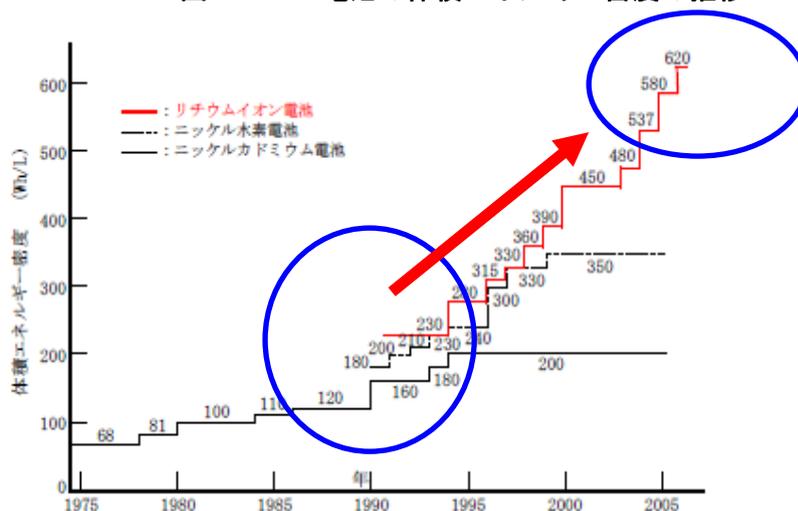
	燃料	千台	km/台・年	km/台・日
乗用車	ガソリン	39,768		
	軽油	2,549		
計		42,317	10,144	27.8
軽自動車	ガソリン	13,512	7,183	19.7

（出所）自動車保有車両数（財）自動車検査登録情報協会、自動車輸送統計年報（国土交通省）

(2) 低コストかつ高性能バッテリーの開発

電気自動車の最大の課題は走行距離を拡大していくことであるが、バッテリーの低コスト化かつ高性能化、すなわち重量(及び容量)あたりの高出力化・高密度化が鍵である。ハイブリッド車にはこれまで、急速充電が可能であり、エネルギー密度が高いニッケル・水素電池が利用されてきたが、本格的な電気自動車用のバッテリー（電池）としては、リチウム・イオン電池⁵が本命とされている。図 1-2-2 に示したように、リチウム・イオン電池の容積エネルギー密度は、1990 年の 230Wh/L から、2005 年には約 2.5 倍の 580Wh/L まで上昇している。

図 1-2-2 電池の体積エネルギー密度の推移



（出所）松下電池工業資料

⁵ この他に鉛蓄電池があり、原付四輪を中心として利用されているが、エネルギー密度が低い。

第2章 電力事情と今後の見通し

2-1 世界の電力事情

2-1-1 世界の発電量推移

足元の世界の発電量は、図 2-1-1 に示すとおり堅調な伸びを示しており、1971 年から 2005 年には大よそ 3.5 倍増の 18,235TWh/年となった。発電構成も変化しており、1971 年では 2%程度のシェアを占めるに留まっていた原子力が、2005 年には 16%にまでシェアを伸ばしている。一方で、石油ショックなどの影響もあり、原油・石油製品(重油など)を燃料とした火力発電所のシェアは、1971 年の 21%から 2005 年には 6%まで低下している。化石燃料由来の発電量は、石炭火力を中心として全発電量の 67%を占めている。

図 2-1-1 世界の発電量の推移

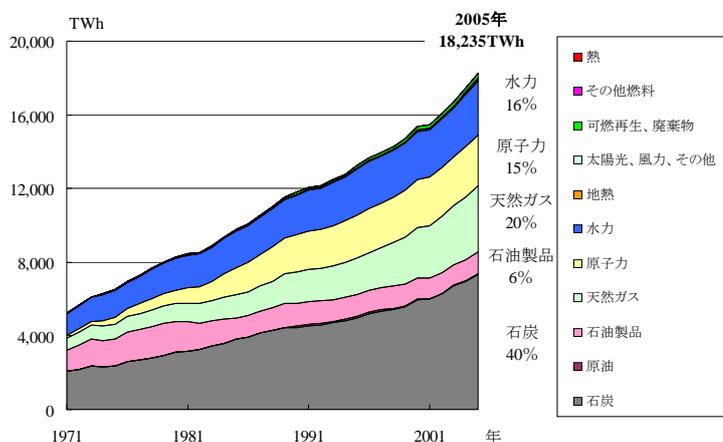
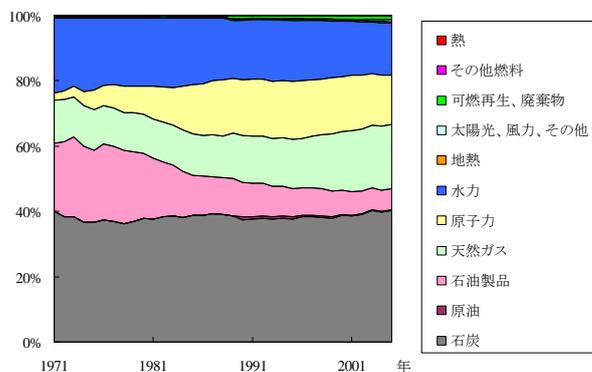


図 2-1-2 世界の発電量構成の推移



(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2005

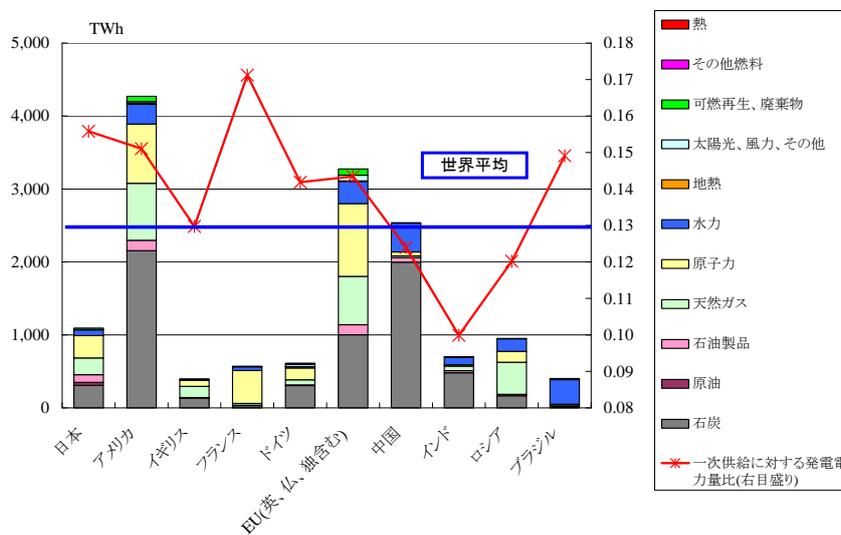
(注) 1TWh=10 億 kWh

2-1-2 主要国の発電量及び電源構成

発電量の構成には、国・地域によって特色がある。日本、EU は、多種の電源をバランスよく組み込んでいる。EU の中でもフランスは電力の大半が原子力であり、ブラジルは水力が占める割合が大きい。また、中国では石炭、ロシアでは天然ガスなど自国内に豊富な資源を有する国は、その資源を用いた発電を行っている。先進国は電化が進展している事もあり、相対的に一次エネルギーに対する発電量が多い。一方で、中国、インド、特にインドは電力不足が深刻な事もあり、一次エネルギーに対する発電量は小さい。将来的には経済発展に伴う電化の進展により、途上国、新興国の一次エネルギーに対する発電量が、増加する事が予想される。

図 2-1-3 に示すとおり、依然として世界の発電量の大半を、米国を始めとした先進国が占めている。一方で、近年の中国・インドの成長に伴い、世界の総発電量に占めるシェアを大きく伸ばしており、現在の中国の発電量はEUの発電量に匹敵する。

図 2-1-3 主要国・地域別発電量構成(2005 年)



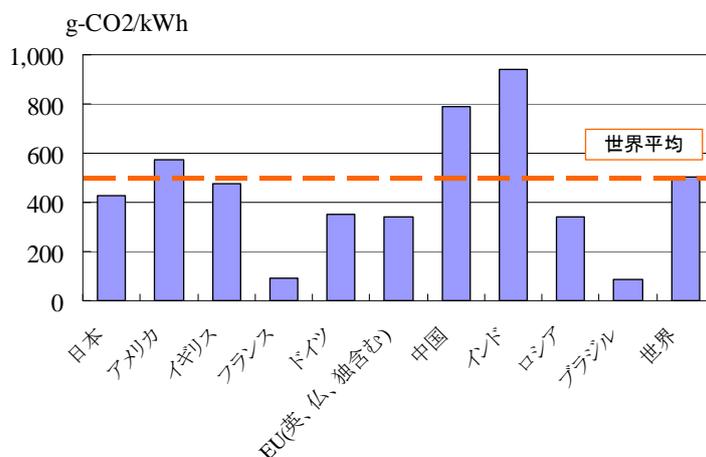
(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries 2005, Energy Balances of Non-OECD Countries 2005

(注) 一次エネルギーに対する発電量比として「発電電力量/一次エネルギー供給量」と定義

2-1-3 主要国発電部門のCO₂排出原単位

先進国の発電量 1kWhあたりのCO₂排出量は、図 2-1-4 に示すとおり、アメリカを除き世界平均を下回っている。新興国の中でも天然ガス火力が多いロシア、水力が多いブラジルなどは、世界平均を下回っている。一方で、石炭の占める割合が多いアメリカ、中国、インドなどは、世界平均を上回っている。また、これらの国は大国であり電力消費も多いことから、結果的に大量のCO₂を排出している。

図 2-1-4 発電量 1kWh あたりの CO₂ 排出量比較 (2005 年)



(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries 2005, Energy Balances of Non-OECD Countries 2005

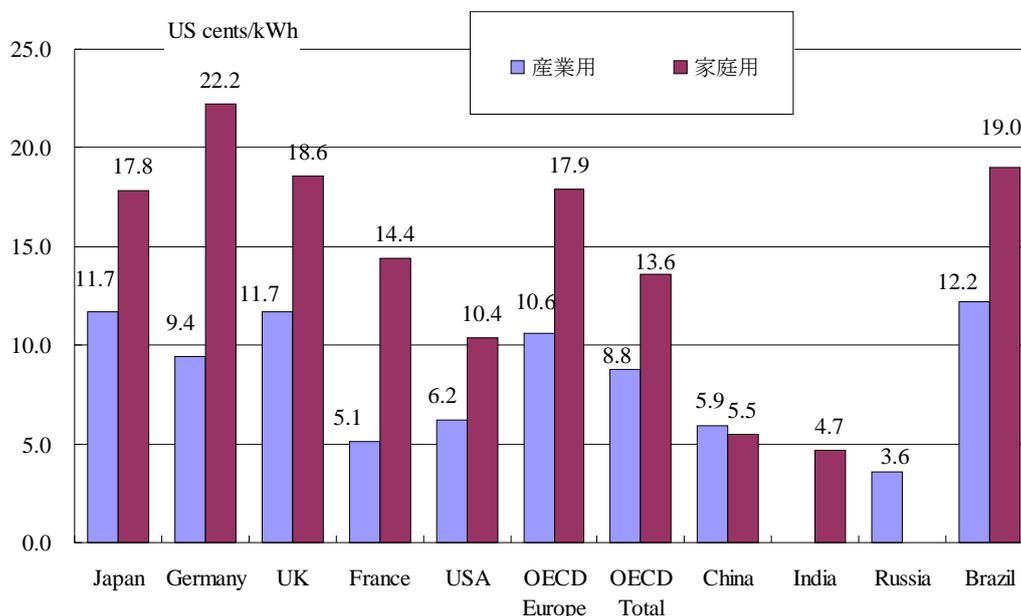
(注) 送電端 1kWh 当り (コージェネレーション等の熱利用分もカウント) の二酸化炭素排出量

また、発電量あたりの CO₂ 排出量は、各地域毎の電源構成に大きく影響を受けているといえる。発電部門は世界のエネルギー起源 CO₂ 排出量の約 4 割を占めているため、地球温暖化問題が懸念される中で発電部門の低炭素化が検討されている。

2-1-4 主要国の電気料金

OECD 諸国の平均の電気料金価格は産業用でおよそ 8.8 セント/kWh、家庭用が 13.6 セント/kWhである（図 2-1-5）。国別で見ると、OECD 諸国の中でも日本、ドイツ、イギリスは相対的に電気料金が高く、フランス、アメリカは相対的に低い。これは、フランスは純国産エネルギーである原子力の割合が高く、アメリカは自国内に資源を有するなど発電部門のエネルギー自給率が高いためであると考えられる。中国、インド、ロシアなどは政府により料金の上限が設定されているなど、料金が規制されているために相対的に電気価格が低い。特にインドの配電・小売の大半を担う州電力局は逆ざやの料金体系となっており、州政府からの補助金などによって損失補てんがなされている状況である。このため、これらの国の現在の電気料金は必ずしも電力の供給コストを反映できていない部分があると考えられ、経済発展、市場開放と共に今後上昇していくことも考えられる。

図 2-1-5 主要国の需要家電気料金⁶(2006 年)



(出所)IEA, Energy Prices and Taxes Quarterly statistics 2008 1Q、海外電力調査会

(注) 電力会社毎に各種料金メニューがあるため代表的な値。中国は 2005 年の値

⁶ 税抜き価格。中国は 2005 年時、その他は 2006 年時の価格。

電気料金に係る税率は、各地域で異なっている（図 2-1-6）。各国の連合体である EU 内でも国によってばらつきがあり、例えばフランスでは電力の課税率は高い。また、税金以外にも地域毎・電力会社毎に Feed in Tariff(固定価格買取制度)、RPS法(Renewable Portfolio Standard)による電力の買取など税金以外にも電気料金を規定する要素がある。

図 2-1-6 主要国の電力にかかる税金



国	France		Germany		Japan		UK		US	
契約別	工業用	家庭用	工業用	家庭用	工業用	家庭用	工業用	家庭用	工業用	家庭用
合計税率	11%	25%	-	14%	8%	7%	4%	5%	-	-

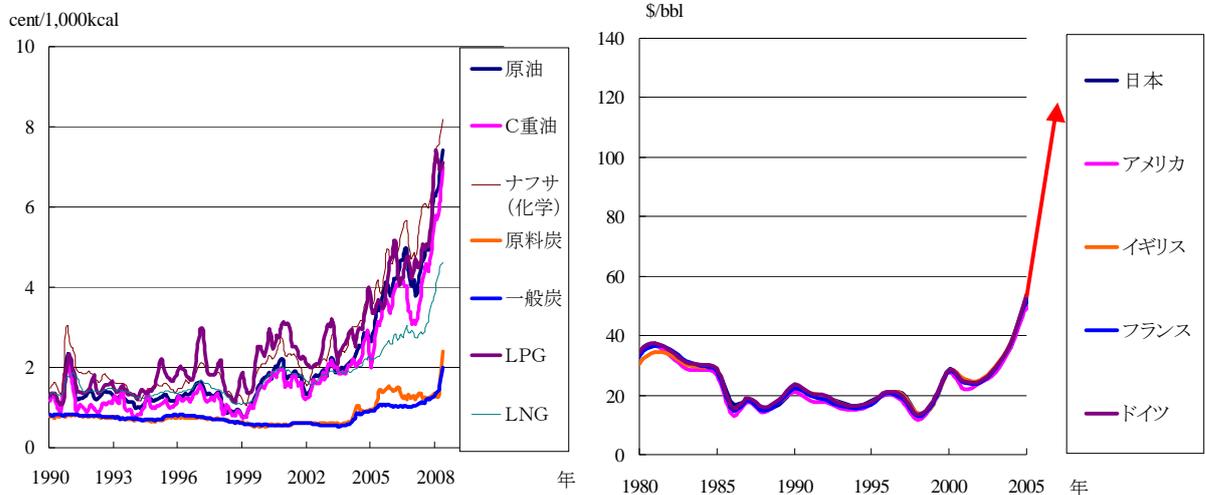
(出所)IEA, Energy Prices and Taxes Quarterly statistics 2008 1Q

(注)アメリカは州毎に税率が違うため税率除きで表記(大よそ 2~6%課税される)、日本の物品税は電源開発促進税(0.375 円/kWh)に相当

図 2-1-7 に示す通り、近年は原油などエネルギー価格が高騰しており、発電量あたりの供給コストに上昇圧力がかかっている。この中で、図 2-1-8 に示す通り、自国に資源が乏しい日本、ドイツや北海油田の生産量減退に直面しているイギリスなどでは、電気料金が上昇傾向にある。これに対して、アメリカ、フランスでは、相対的に低い値で推移している。

図 2-1-7 主要国のエネルギー価格の推移

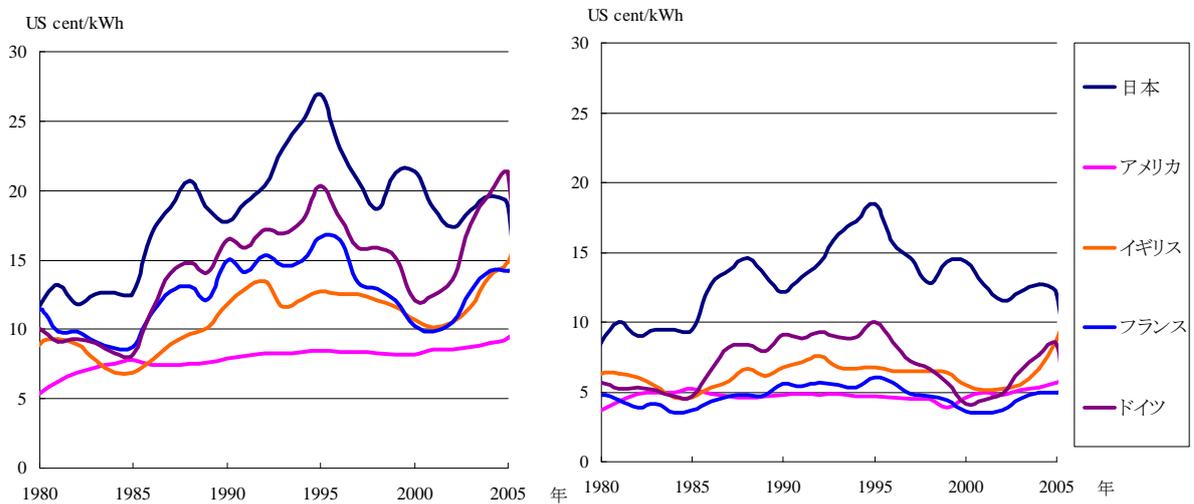
(左図：日本の平均輸入エネルギーCIF 価格、右図：主要国の原油輸入 CIF 価格)



(出所)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット

図 2-1-8 主要国の電気料金の推移

(左図：家庭用電気料金、右図：産業用電気料金)



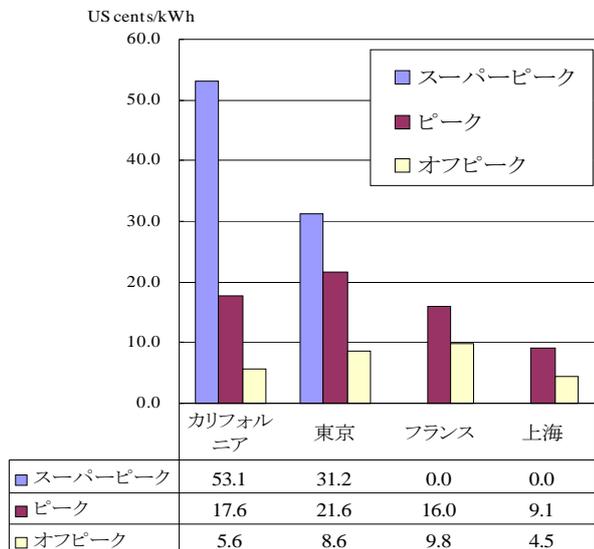
(出所)IEA, Energy Prices and Taxes より作成

カリフォルニア、東京、フランス、上海の代表的な電力会社の時間帯別電気料金を図 2-1-9 に示す。いずれの地域でも、平日昼間などの電力需要のピークを考慮した時間帯別料金を規定している。フランスを始め欧州諸国は、域内で形成している卸電力市場においてピークロードとベースロードのそれぞれの電力を取引しており、時間帯別料金の一つの

指標となっている。上記 4 地域の代表的な電力会社のオフピーク価格は、おおよそピーク価格の 30%~60%程度である。

図 2-1-9 時間帯別家庭用電気料金

表 2-1-1 時間帯の定義



	スーパーピーク	ピーク	オフピーク
カリフォルニア	平日2PM~7PM +条件	平日2PM~7PM	その他
東京	10AM~5PM	7AM~10AM 5PM~11PM	11PM~7AM
フランス		その他	9:30PM~7:30AM のうち8時間+日曜
上海		6AM~22PM	その他

(出所) Pacific Gas and Electric Company、東京電力、上海市電力公司、EDF⁷の各社ホームページより作成
 (注)カリフォルニア、東京は夏季料金。

2-1-5 今後の見通し

IEAの見通しに拠れば⁸、基準ケースにおいては、世界の発電量は 2005 年の約 18,000TWh/年から 2030 年には約 35,000TWh/年とほぼ倍増し、2050 年には約 50,000TWh/年に達すると見込まれる。非OECD諸国は、OECD諸国の 2.5 倍の年率 3.8% で増加すると見込まれ、今後の電力需要増加分の大半を中国、インドを始めとした非 OECD諸国が担う。

2-2 各国別電力事情

2-2-1 米国

(1)現状

米国は現在、世界最大の発電量を誇る。1980 年以降、石油火力の減少と共に原子力の割合が伸びているものの、新規の原子力発電所自体は 1997 年以降運開していない事などにより、結果的に発電量の大半を石炭に依存している (図 2-2-1、図 2-2-2)。2000 年および 2003 年に大規模な停電、原油価格の高騰を経験し、また、昨今は地球温暖化問題への

⁷各電力会社毎に「夕方」、「週末+祝日」、「容量」、「電化」などの要素に応じて、各社独自の料金オプション、料金プランを提供している。

⁸ IEA、Energy Technology Perspectives 2008

懸念などから原子力及び再生可能エネルギーなどの低炭素発電技術に注目が集まっている。これに伴い 2005 年にはエネルギー政策法が成立し、1992 年のエネルギー政策法以来 13 年ぶりに包括的に米国のエネルギー戦略を方向付けている。電力に関しては、供給信頼度の向上、税制優遇措置(再生可能エネルギー・クリーンコール施設・原子力)、原子力支援策、公益事業持ち株会社法の廃止などが定められた。

米国電気事業者は、規制緩和に伴い発送配電一貫の垂直統合型の独占事業形態から機能分離された競争市場形態に移行しつつあり、それに伴って規則が制定されている。販売電力の約 6 割を私営の電気事業者が占め、電力市場で電力を取引するパワーマーケットが販売電力量の 1 割を占める。また、一部の州で電力小売は自由化されている。

図 2-2-1 米国の発電量の推移

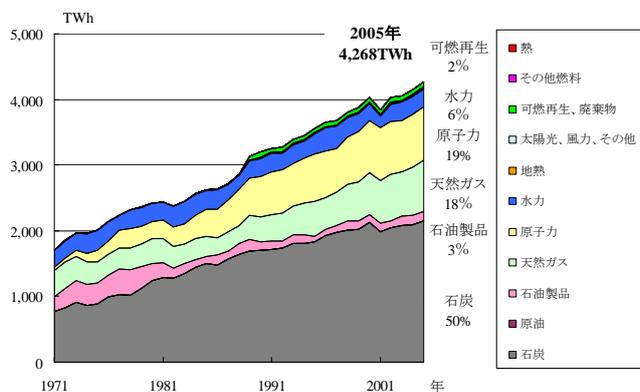
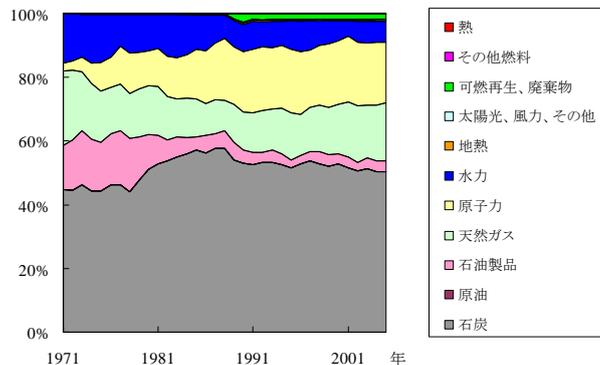


図 2-2-2 米国の発電量構成の推移



(出所)IEA, Energy Balances of OECD Countries 2005

(2)今後の見通し

EIAの見通し⁹に拠ると 2030 年の発電量は 5,218TWh/年に上り、その内石炭が 54%、石油が 1%、天然ガスが 14%、原子力が 18%を占め、その他の再生可能エネルギーは 13%を占める。2005 年の電源構成から大きくは変わらないため、CCS等の技術導入がなければ、依然として電力部門の低炭素化は難しいと考えられる。

2-2-2 欧州(EU)

(1)現状

EUを一つの地域として捉えれば、EUの発電量はアメリカに次いで世界第 2 位である。新規加盟国の成長などにより、発電量は依然として増加傾向にある。1995 年以降イギリスなどを中心に石炭火力から天然ガス火力へのシフトが起これ、石炭火力の占めるシェアは相対的に低下してきている (図 2-2-3、図 2-2-4)。

⁹ EIA(DOE/Energy Information Administration)、Annual Energy Outlook 2008 (Early Release)

EU は、欧州電力域内市場指令などにより電力自由化を進めており、旧 EU15 カ国のうち 10 カ国は、既に全面自由化を実施済みである。また、EU 域内での電力市場の完成を目指しており、フランス、ドイツ、イタリアを中心として年間で約 50TWh/年の電力が融通されている。EU では温室効果ガス削減目標達成のために、キャップ&トレード方式による排出権取引制度を導入しており、発電設備もその対象となっている。

図 2-2-3 欧州の発電量の推移

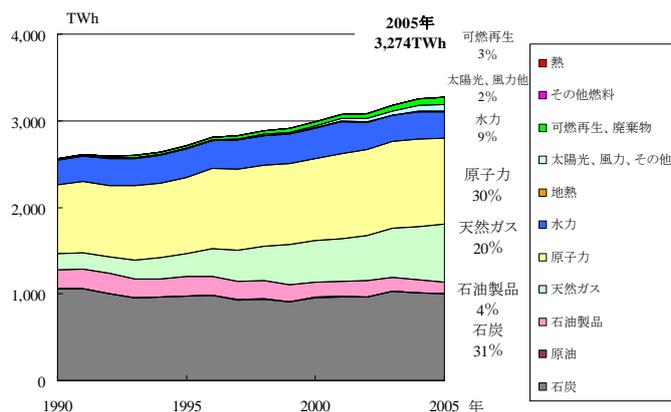
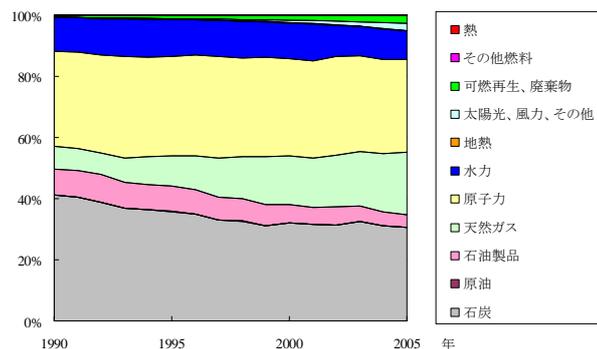


図 2-2-4 欧州の発電量構成の推移



(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2005

(2)今後の見通し

IEAの見通し¹⁰に拠ると、欧州OECD諸国の2030年の発電量は4,815TWh/年に上り、その内石炭が26%、石油が1%、天然ガスが30%、原子力が12%を占め、その他の再生可能エネルギーは31%を占める。石炭・石油から天然ガスへの燃料転換が更に進むと共に、再生可能エネルギー、特に風力のシェアが増加する。

EU は、地球温暖化問題、エネルギー安定供給の観点から再生可能エネルギーを積極的に推進しており、意欲的な目標が掲げられている。また一方で、脱原子力政策を再考する動きもあり、化石燃料火力から再生可能エネルギーに原子力を加えた非化石燃料へのシフトが見込まれる。

2-2-3 中国

(1)現状

中国の発電量は米国、EUに次ぐ世界第3位である。近年、特に2000年代に入ってから発電量の伸びは目覚しく、2000年から2005年までで発電量がほぼ倍増している。これに伴って発電設備容量も急速に拡大しており、ここ2年間は毎年およそ東京電力一社分の設備容量が増設されている。国内の豊富な石炭資源がこの増大を支えており、2000年以降建設されてきた発電所の大半が石炭火力発電所である(図2-2-5、図2-2-6)。

¹⁰ IEA, World Energy Outlook 2007

2006 年 4 月に国家発展改革委員会が発表した第 11 次 5 年計画では、電源開発の計画性と管理強化、系統整備の加速、小規模火力の閉鎖、電力設備製造業の生産能力と受注のバランス、省エネ手段の強化などの具体策を打ち出している。これにより、旺盛な電力需要を満たすと同時に国内インフラの整備が急速に進んでいる。

図 2-2-5 中国の発電量の推移

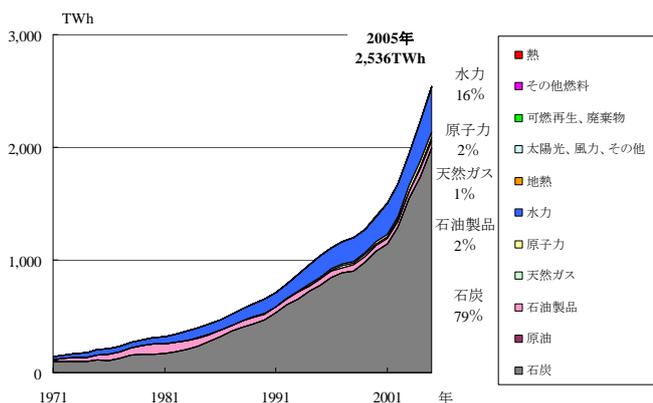
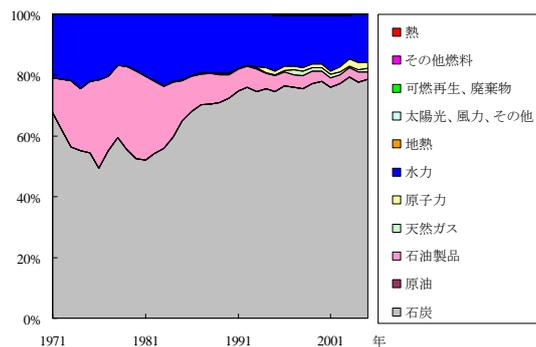


図 2-2-6 中国の発電量構成の推移



(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2005

(2)今後の見通し

IEA の見通しに拠ると、2030 年の発電量は 8,472TWh/年に上り、アメリカを抜き世界最大の電力消費国となる。発電量の内訳は石炭が 78%、石油が 1%、天然ガスが 4%、原子力が 3%を占め、水力を中心としたその他の再生可能エネルギーは 12%を占める。依然として石炭が最大のシェアを誇り、CO₂ の排出が懸念される。

一方、シェアとしては少ないものの再生可能エネルギーの開発にも注力しており、2020 年には風力、バイオマスの設備容量を共に 3,000 万 kW にまで引き上げる目標を掲げている。また、原子力に関しては、国産の技術をベースとして 2020 年に 4,000 万 kW という目標を立てている。発電量全体に占める非化石燃料のシェアは小さいものの、全体の発電量が大きいため将来的な増加の絶対値は大きい。

2-2-4 インド

(1)現状

インドは近年、堅調な経済成長と共に発電量を伸ばしているものの、2005 年段階での発電量は中国の約 3.5 分の 1 に留まっている。近年は天然ガス火力が発電量に占めるシェアを伸ばしているものの、依然として石炭火力が大半を占めている (図 2-2-7、図 2-2-8)。インドでは、電力不足が深刻な問題となっており、2004 年度には 43TWh/年の電力が不足した。このため全国的に計画停電、突発停電、電圧降下、周波数変動などが頻発しており、多くの工場や事業所に自家発電設備を設置せざるを得ない状況に陥っている。このため、

発電量に占める自家発電の割合が、約10%と比較的高く推移している。また、送電網整備の遅れ、盗電などにより送配電損失が大きいために、発電電力量と供給電力量、販売電力量の差が大きい。配電・小売部門の大半を担う州セクターは、これらの供給コストを電気料金に十分反映しておらず、農業用と家庭用の料金が政策的に低く抑えられるなど逆ザヤになっている。これらを受けて、2005年に策定された国家電力政策では、需給のバランス確保、安定供給、電力セクター財政の健全化などを達成目標として掲げている。

図 2-2-7 インドの発電量の推移

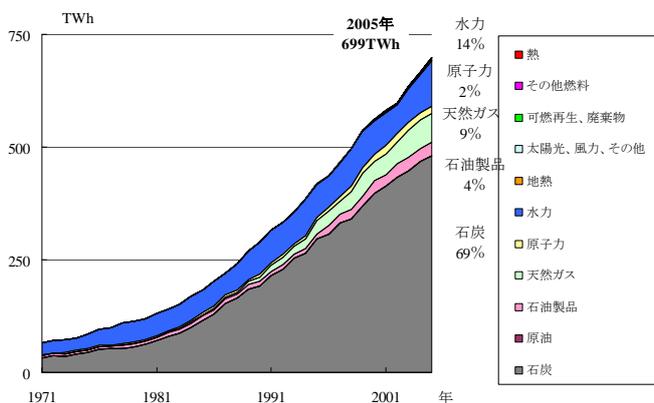
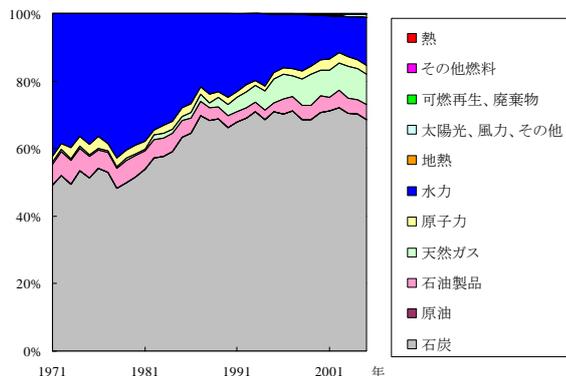


図 2-2-8 インドの発電量構成の推移



(出所)IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2005

(2)今後の見通し

IEA の見通しに拠ると、2030年の発電量は2,774TWh/年に上る。発電量の内訳は石炭が71%、石油が1%、天然ガスが11%、原子力が5%を占め、その他の再生可能エネルギーは18%を占める。依然として、石炭火力が最大のシェアを誇る。一方、第11次5カ年計画では、GDP年成長率8%という意欲的な目標の下、設備容量で現状の火力1億kW、水力3,400万kW、原子力300万kW、再生可能エネルギー400万kWに加えて火力を1億kW、水力を5,000万kW、再生可能エネルギー発電を1,000万kW新設する。さらに原子力を2020年までに2,000万kWに引き上げるなどの意欲的な目標を掲げている。

2-2-5 日本

(1)現状

日本の発電量は、アメリカ、EU、中国に次ぐ世界4位である。1990年代半ばまで電力需要は堅調に増加していたものの、バブル崩壊等による経済の低迷が続いた事もあり、伸び率が鈍化した。その後、経済は回復に向かい、2005年時点では9,889億kWh/年(989TWh/年)、前年比約2%増となっている(図 2-2-9)。

1963年度に初めて火力発電設備の出力が水力発電設備出力を上回り、いわゆる「火主水従」発電体系に移行した。その後石油危機を経て、「石油代替エネルギー開発及び導入の促

進に関する法律」(石油代替エネ法)が制定されるなど、発電部門での脱石油が進展し、LNG火力と共に相対的に安価な石炭火力が増大した。電源の多様化を図った結果、現在は大よそ石炭 26%、天然ガス 24%、水力 8%、原子力 31%となり、バランスの取れた電源構成となっている(図 2-2-10)。現在は、電力の安定供給と共に温暖化問題への取組みが重視されてきている。

図 2-2-9 日本の発電量の推移

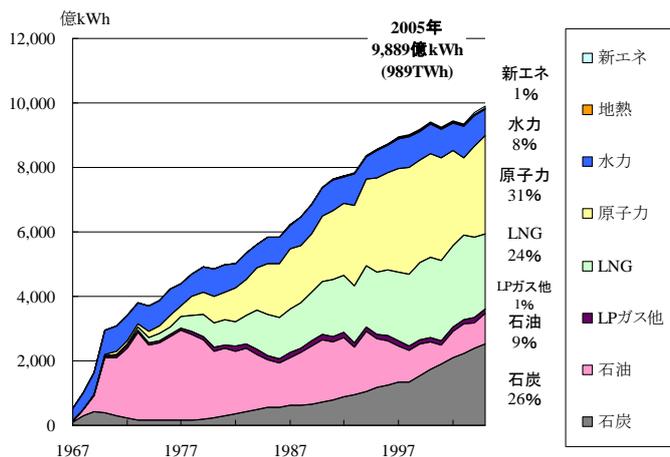
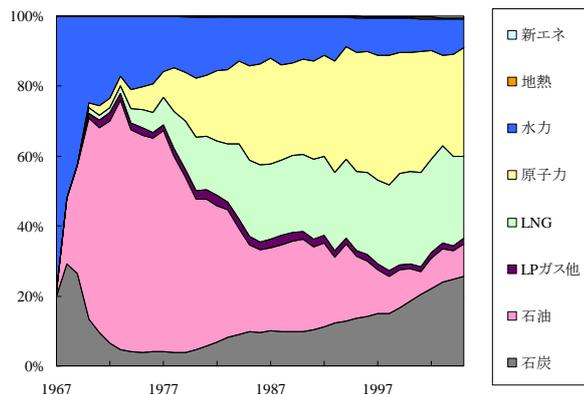


図 2-2-10 日本の発電量構成の推移



(出所)資源エネルギー庁「電源開発の概要」等より作成

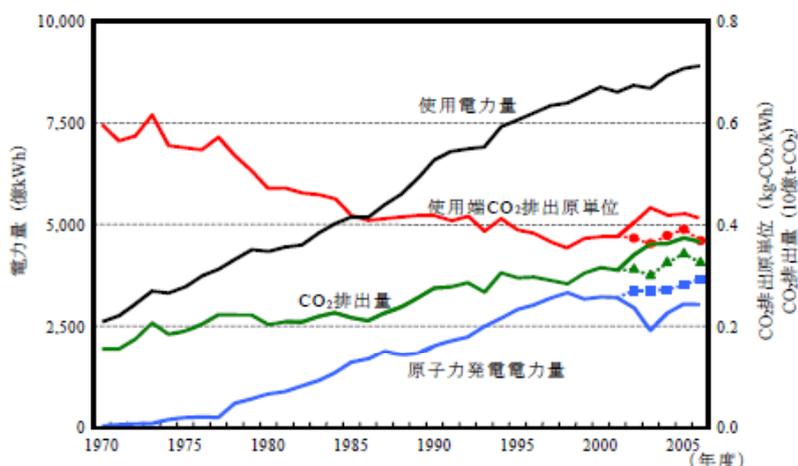
(注) 71年度までは9電力会社計

1970年代の石油危機以降、日本の電力消費量は約3.4倍まで増加したにもかかわらず、CO₂排出量は、2.4倍増に抑えられている。これには、原子力発電や比較的排出の少ないLNG火力発電の導入拡大、火力発電の効率向上が大きく寄与している。火力発電のエネルギー原単位はLNGコンバインドサイクル発電のガスタービン燃焼温度の向上などにより、1990年度の0.227(重油換算l/kWh)から2006年度には0.214(重油換算l/kWh)に向上している。電気事業連合会関係12社(一般電気事業者及び卸電気事業者)は、1996年、電気事業における環境行動計画(自主行動計画)を策定し、2008~2012年における電力使用端CO₂排出原単位を1990年度実績から平均で20%程度低減(0.34kg-CO₂/kWh程度にまで低減)するよう努める、という目標を掲げている(図 2-2-11)。¹¹

¹¹ 環境自主行動計画〔温暖化対策編〕—2007年度フォローアップ調査結果(2006年度実績)—<個別業種版>

近年は柏崎刈羽発電所を始めとして原子力発電所の長期停止が続いているため原単位は悪化している。仮に長期停止の影響を受けていない時の設備利用率実績値(84.2%)で2006年度に運転した場合、CO₂排出量は約0.39t-CO₂削減されて3.26億t-CO₂程度、CO₂排出原単位は0.366kg-CO₂/kWhとなると試算されている。

図 2-2-11 電気事業における CO₂ 排出量

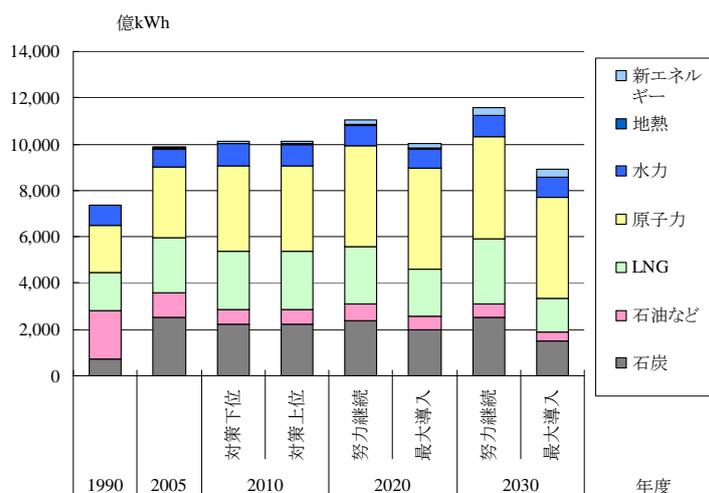


(出所) 環境自主行動計画〔温暖化対策編〕－2007年度フォローアップ調査結果（2006年度実績）

(2) 今後の見通し

資源エネルギー庁の需給見通しによると、努力継続ケースにおいては電化の進展などにより、2005年に比べて総発電電力量は17.5%増となる。一方、最大導入ケースにおいては、省エネが一層進展することにより、2005年比は9.6%減となる。供給側としては、原子力の推進、発電効率の向上、電源の運用方法の調整、新エネルギーの導入促進などを見込む。2030年においては、原子力発電のシェアは着実に増加し、最大導入ケースにおいては約50%に達し、安定かつCO₂排出量の少ない電源になると見通している。また、化石燃料による発電量のシェアは、63%に達する。

図 2-2-12 日本の発電電力量見通し



(出所) 総合資源エネルギー調査会、需給部会「長期エネルギー需給見通し」(2008年5月)より作成

2-3 IEEJによる概算見通し（リファレンスケース）

2-3-1 前提条件¹²

GDP：2050年でもアメリカが、依然として世界最大の経済国家である（図 2-3-1）。

人口：中国の人口は、2030年頃にピークアウトし、2050年にはインドの人口が世界最大となる（図 2-3-2）。

一人当たりGDP：先進国と中国、インドの一人当たりGDPは、2050年でも差がある（図 2-3-3）。

エネルギー価格：いずれも堅調に上昇する（2010年の原油価格が56\$/bbl）。上昇率が高いものから石油、ガス、石炭の順（図 2-3-4）。

なお、本モデルの計算では石油・天然ガス等の資源制約の可能性については考慮しておらず、需要側の伸びから発電電力量を推算している。

図 2-3-1 GDPの見通し

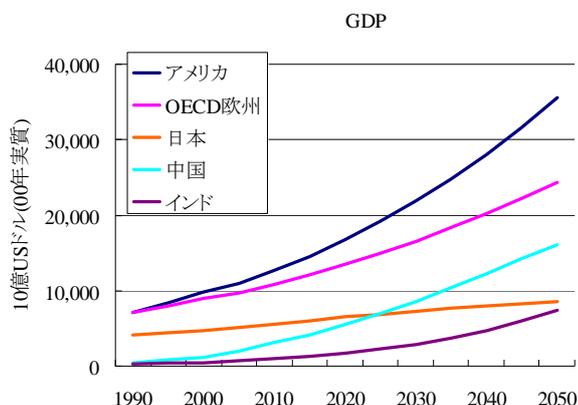


図 2-3-2 人口の見通し

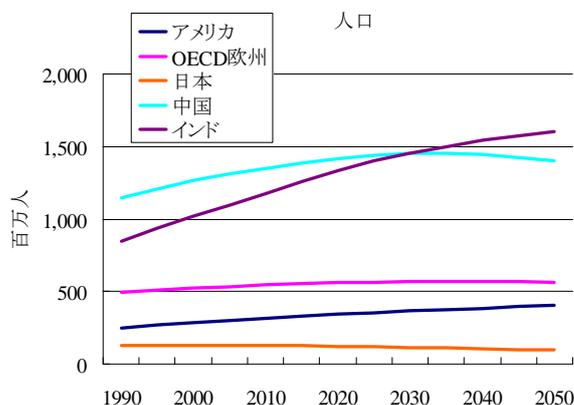


図 2-3-3 一人当たりGDPの見通し

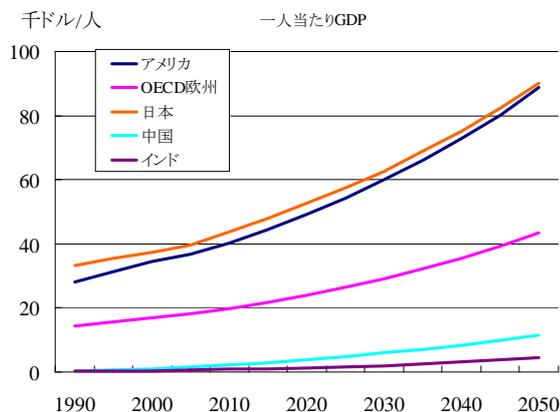
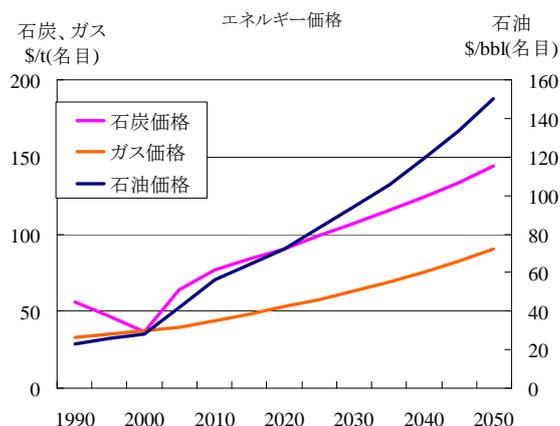


図 2-3-4 エネルギー価格の見通し



¹² 本見通しでは、一次エネルギーの供給制約に関しては特に考慮していない。

2-3-2 国別電源構成の見通し

(1)世界

ガス火力のシェアが堅調に増加し、石炭火力を抜き、最大のシェアを占める見通し。2005年から2050年の間で、発電量は約3倍増となる(図2-3-5)。

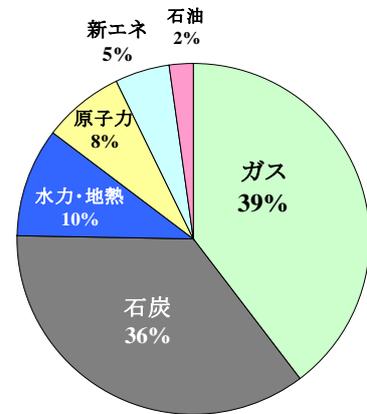
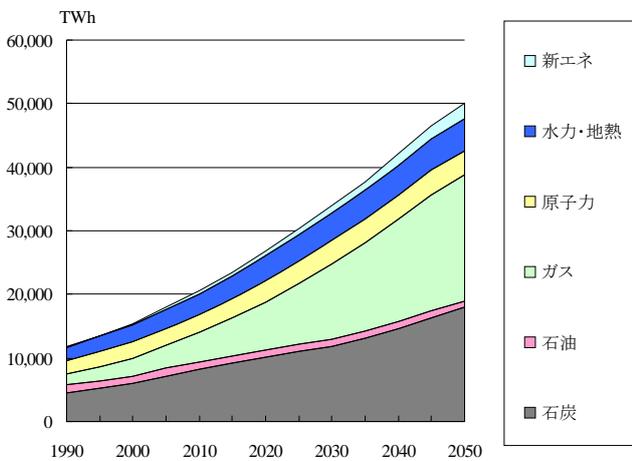
2005年→2050年電源構成シェアの変化(図2-3-6)

石炭 : 40%→36%、石油 : 6%→2%、ガス : 20%→39%

原子力 : 15%→8%、水力等 : 16%→10%

図 2-3-5 世界の発電量の見通し

図 2-3-6 世界の電源構成(2050年見通し)

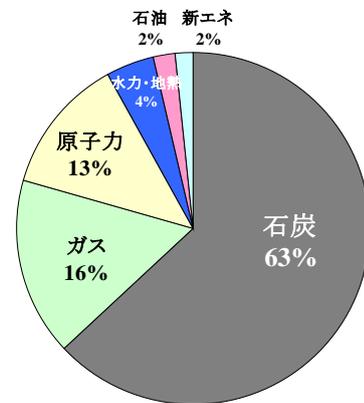
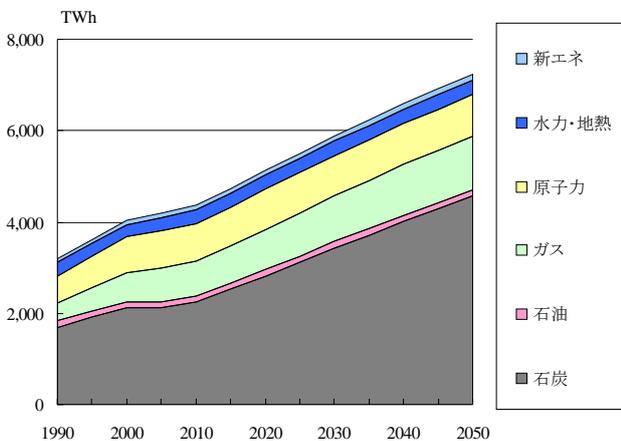


(2)米国

発電量増加の大半を石炭火力に依存するため、2050年においても依然として石炭が最大のシェアを占め、電源構成は現在とそれ程変わらない(図2-3-8)。発電量は堅調に増加を続けるものの、2050年には中国に抜かれる見込み(図2-3-7)。

図 2-3-7 米国の発電量の見通し

図 2-3-8 米国の電源構成(2050年見通し)



(3)OECD欧州

2050 年においては、ガス火力が中心となる。新エネルギーの導入が拡大し、水力・地熱、原子力、新エネ等の非化石燃料発電の比率が 40%まで上昇する (図 2-3-10)。発電量は、新規加盟国の経済成長などにより堅調に増加する (図 2-3-9)。

図 2-3-9 欧州の発電量の見通し

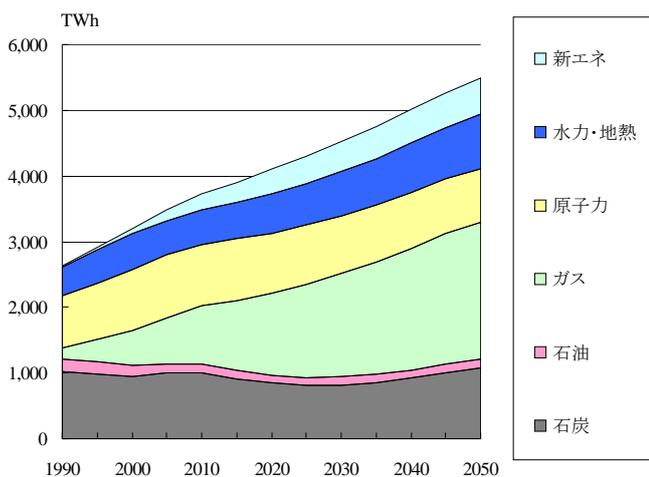
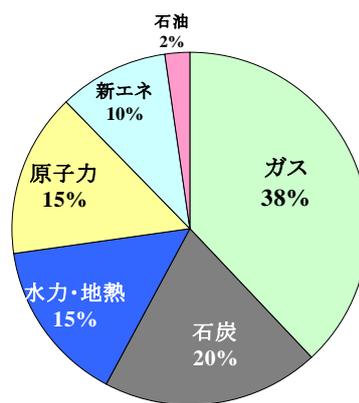


図 2-3-10 欧州の電源構成(2050 年見通し)



(4)中国

2020 年以降、ガス火力が急伸するが依然として石炭火力が最大のシェアを占める (図 2-3-12)。全体に占める割合は小さいが、絶対量として新エネルギーと原子力の増加量は大きいと見込まれる。2050 年の発電量は、アメリカを抜いて世界最大になる (図 2-3-11)。

図 2-3-11 中国の発電量の見通し

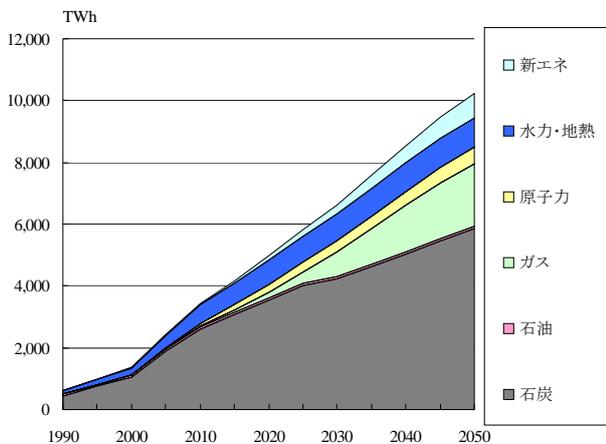
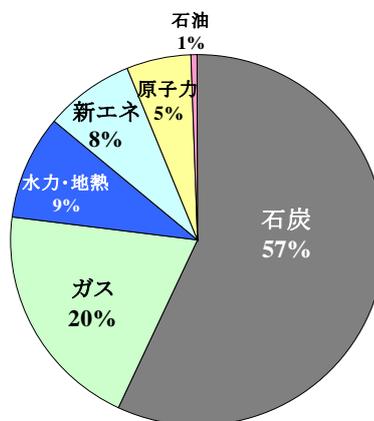


図 2-3-12 中国の電源構成(2050 年見通し)



(5)インド

2050 年においても、依然として石炭火力が最大のシェアを占めているものの、徐々にガス火力がシェアを伸ばす (図 2-3-14)。人口が堅調に増加する事もあり、2010 年以降の発電量の伸び率は中国の伸び率を 2%近く上回る (図 2-3-13)。

図 2-3-13 インドの発電量の見通し

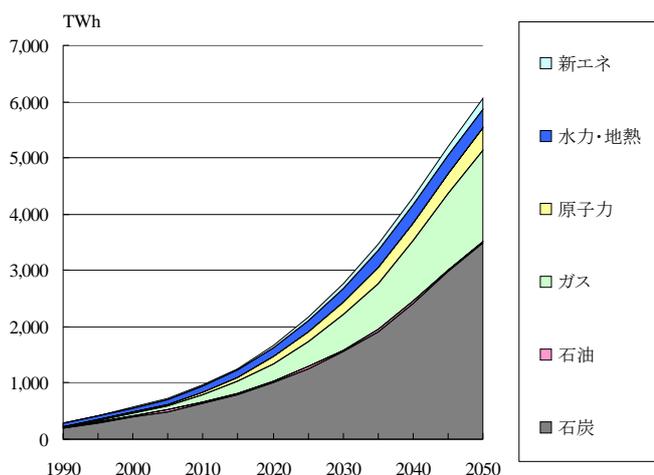
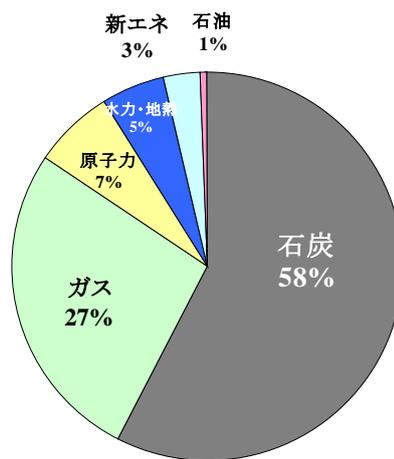


図 2-3-14 インドの電源構成(2050 年見通し)



(6)日本

2050 年においては原子力が中心になり、非化石燃料のシェアが 54%となる (図 2-3-16)。原子力を中心として脱化石燃料が加速する。各部門で引き続き電化が進むものの、人口の減少などにより 2035 年を前に発電量はピークアウトする (図 2-3-15)。

図 2-3-15 日本の発電量の見通し

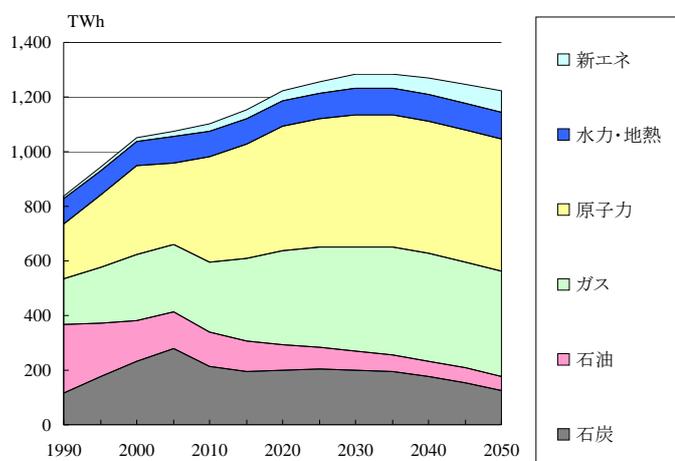
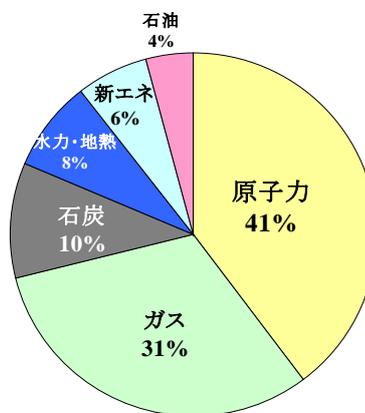


図 2-3-16 日本の電源構成(2050 年見通し)



2-3-3 CO₂ 排出量

全部門CO₂排出量は2005年から2050年にかけて2.1倍増となり、59Gt-CO₂/年となる。発電部門のCO₂排出量は2005年から2050年にかけて2.4倍増となり、24Gt-CO₂/年となる（図 2-3-17）。電化の進展などにより電力の消費量が増加するため、発電部門のCO₂排出量の伸び率は他部門よりも高くなると見込まれる。

図 2-3-17 CO₂ 排出量の見通し

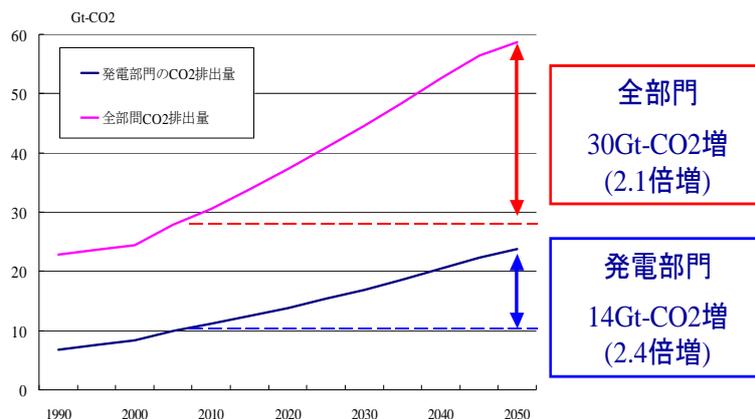
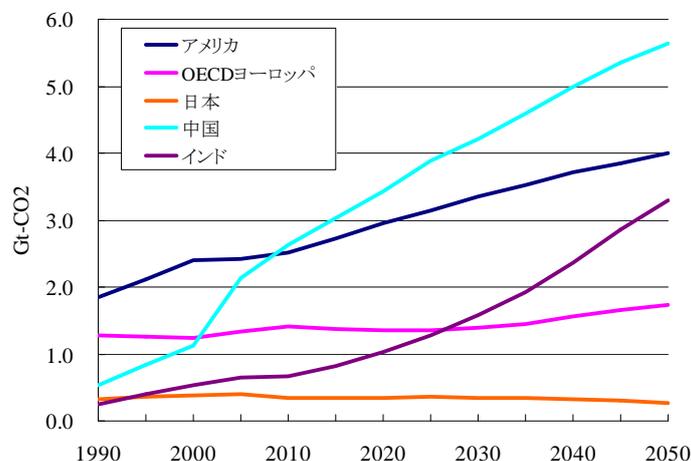


図 2-3-18 発電部門の国別 CO₂ 排出量の見通し



発電部門のCO₂ 排出量に関しては、2010 年には中国がアメリカを抜く（図 2-3-18）。また、2030 年以降ではインドが急伸する見込み。2050 年に米、欧、日、中、印で 14.9Gt-CO₂/年(世界計の約 6 割)。IEAのEnergy Technology Perspectives 2008 のACT Map目標¹³を達成するためには、これらの地域でリファレンスケースの排出量から最低半減以下に抑える事が求められると考えられる。

¹³ 2050 年の CO₂ 排出量を 2005 年レベルに抑えるシナリオ。

第3章 再生可能エネルギーの現状と今後の見通し

再生可能エネルギーはエネルギー消費の化石燃料依存度を低下させ、根本的に資源の枯渇の問題を回避するための手段としてかねてより研究・開発が行われていたが、近年では炭素排出の少ない発電方式として益々大きな注目を集めている。中でも特に有望視され、今後大きな導入が見込まれるものは、風力及び太陽光・太陽熱エネルギーの利用である。本章ではまずこれらの発電方式について記述し、次いでその他の再生可能エネルギーについてまとめた後、再生可能エネルギーの導入策として現在行われている、グリーン電力証書について述べる。なお、本報告書の試算では断り書きのない場合、発電設備容量と発電電力量の換算に際して風力発電について20%、太陽光発電について12%の設備利用率を仮定している。

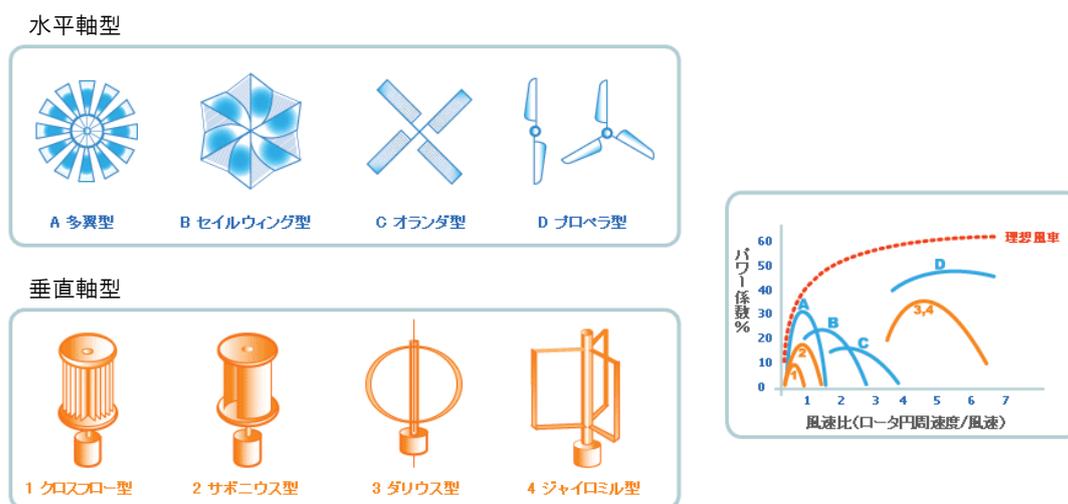
3-1 風力、太陽光・太陽熱

3-1-1 風力発電

(1) 導入状況

風力による発電は、既に19世紀末からデンマークにおいて行われていたが、20世紀に入ると蒸気タービンを用いた発電が主流となり、電力源としての風力の利用は見られなくなった。しかし、1970年代の石油危機以降、化石燃料に代替する発電源として再度注目を浴びることとなり、欧州諸国や米国等を中心として風力発電の開発が活発になった。風車の形態としては図3-1-1に示すように様々なものがあるが、現在では発電効率の観点から、3翼のプロペラ型のものが主に利用されている。

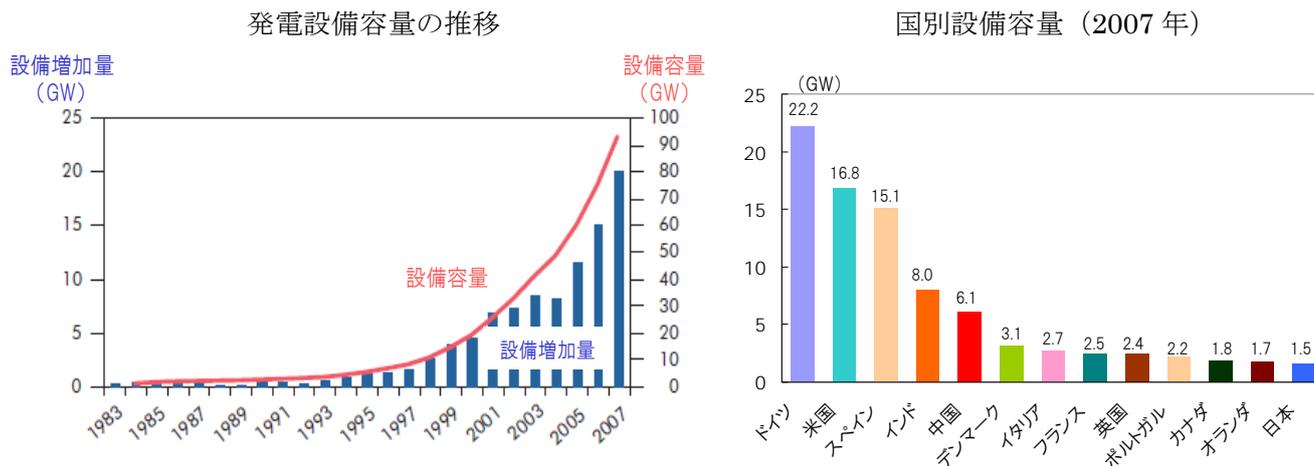
図 3-1-1 風力発電用風車の種類



(出所) 新エネルギー財団 HP

世界の風力発電設備容量の推移と国別設備容量を、**図 3-1-2** に示す。ここに見られるように、1990 年代以降風力発電設備は欧米を中心に急増しており、毎年 20~30%の増加率を示している。2007 年の発電設備容量は、94GWである。このうちドイツ、米国、スペインの 3 カ国で 60%近くを占めるが、近年では中国・インドにおいても設備容量が増大している。

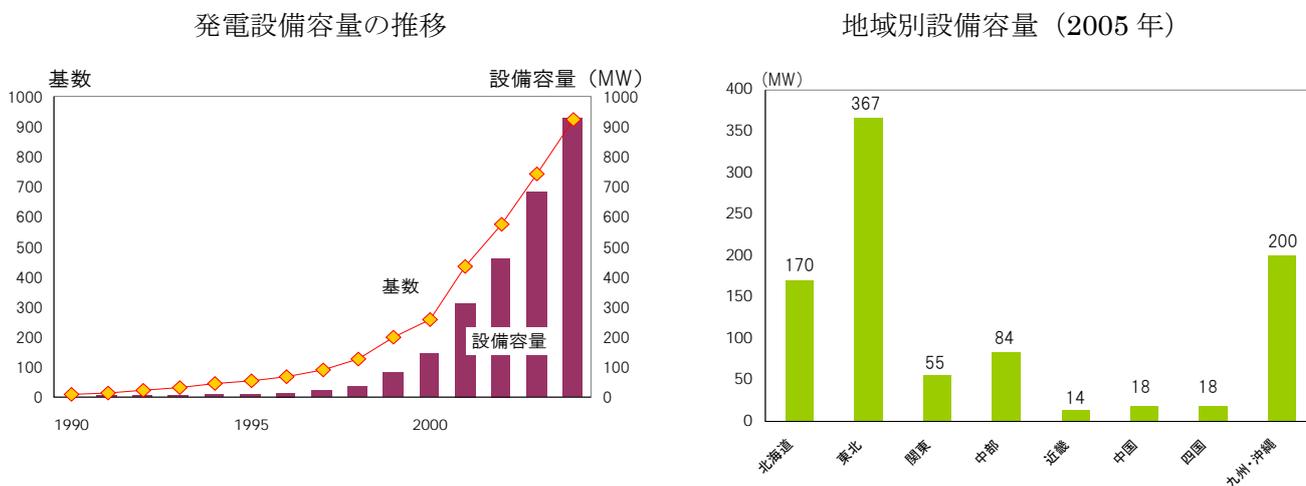
図 3-1-2 世界の風力発電設備容量



(出所) Global Wind Energy Council "Global Wind 2007 Report" より作成

日本の発電設備容量と地域別設備容量を、**図 3-1-3** に示す。日本においても設備容量は増大しているが、2006 年の発電電力量に占める比率は 0.22%と、さほど大きくはない。地域的には、立地上の問題から北海道・東北・九州等に多く分布しており、関東・近畿等の大需要地での容量は比較的小さい。

図 3-1-3 日本の風力発電設備容量



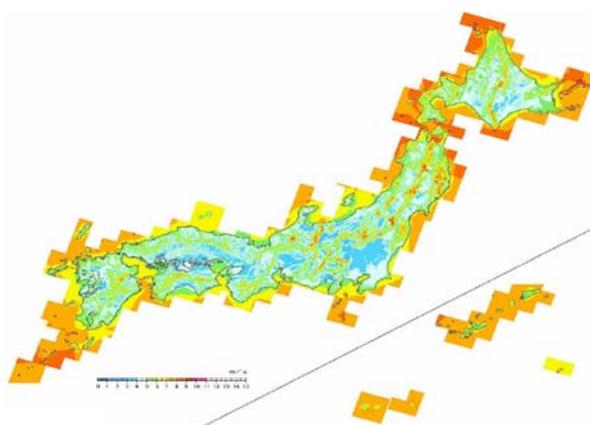
(出所) NEDO 資料より作成

(2)供給可能量

(a) 立地条件による制約

図 3-1-4 に示すように、NEDOは日本全国の風況を調査し、この中で平均風速 5m/s以上の地域のうち1%の領域に5,000kWの風車を建設することを想定、設備容量の最大可能量を推定している。これによれば、北海道・東北や九州地方等を中心として、日本全国では922万kWの供給可能量がある。設備利用率を20%と想定すると、風力発電による発電電力の最大量は、16GWh/年程度、2006年の発電電力量の1.4%程度となる。これは、陸上の風力発電所のみを考慮した試算であり、仮に洋上風力をも想定した場合には、供給可能量はより大きなものとなるが、実際には日本では漁業権の問題等から、洋上風力発電の建設は限定的なものになると考えられる。

図 3-1-4 日本の風力発電導入可能量



	有望面積 (平方km)	建設可能台数 (台×5000kW)	設備可能容量 (万kW)
北海道	466	2,535	127
東北	942	4,868	243
東京	319	1,528	76
北陸	217	1,098	55
中部	125	620	31
関西	175	880	44
中国	345	1,723	86
四国	81	401	20
九州	631	3,212	161
沖縄	299	1,565	78
計	3,599	18,430	922

(出所) NEDO 資料より作成

世界を対象として考える場合には、風力発電の供給可能量はより大きなものとなる。例えば、WECでは平均風速 5.1m/s～8.8m/sの領域を利用可能面積として、世界の地域ごとに推定しており、これによれば全世界で計 2,914 万km²の領域が利用可能とされている。仮に、この利用可能面積に対して、上記のNEDOの推定と同様の条件により可能な発電設備容量を計算すると、表 3-1-1 に示すように世界で約 746 億kWの可能量があると見積もられる。これによる電力量は設備利用率 20%の時、約 130 兆kWh/年となり、2005年現在の世界の総発電電力量の7倍程度に達する。実際にはこの見積りは、世界の全陸地の中で、風況のみを考慮に入れて評価しているため、例えば電力の需要地からの距離等を考えると、

可能な地域はさらに限られると思われる。一方で、洋上風力を想定すると潜在的供給可能量はより大きくなると考えられる。

表 3-1-1 世界の利用可能面積と設備可能容量

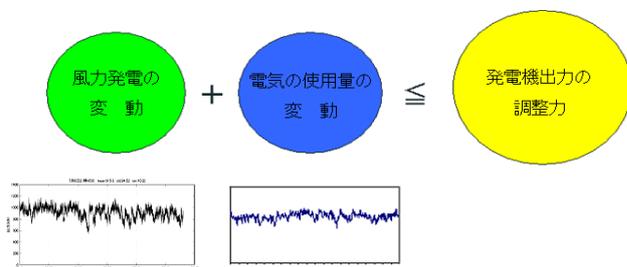
	利用可能面積* (万km ²)	設備可能容量** (億kW)
北米	788	202
中南米	331	85
西欧	197	50
旧ソ連・東欧	678	174
中東・北アフリカ	257	66
他アフリカ	221	57
東アジア・太平洋	419	107
その他アジア	24	6
計	2,914	746

(出所) World Energy Council “New Renewable Energy Resources”より作成

(b) 系統安定性による制約

日本では図 3-1-5 に示すように、各電力会社は系統安定性の観点から風力発電の連系可能量を設定し、その範囲内でのみ風力発電を系統に連系している。これによる風力発電の最大導入可能量は、最大で1%強にとどまることになる。2008年5月には、電気事業連合会が、風力発電については全国で最大 500 万kWまで、太陽光発電については最大 1,000 万kWまで系統の安定性に影響を与えることなく連系が可能、と発表した。

図 3-1-5 日本における風力発電の連系可能量



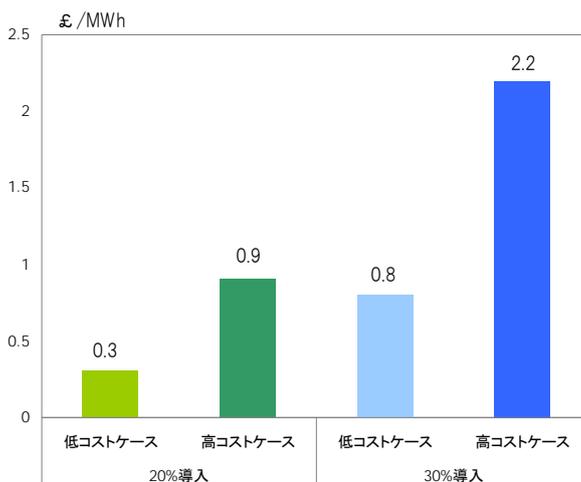
	連系可能量 (万kW)	設備利用率20% とした発電電力量 (100万kWh)	2005年度の 発電電力量に 対する比(%)
北海道	31	543	1.3
東北	52	911	0.7
東京	-	-	-
中部	-	-	-
北陸	15	263	0.5
関西	-	-	-
中国	-	-	-
四国	25	438	0.7
九州	70	1226	1.0
沖縄	2.5	44	0.5

(出所) 各種資料より作成

一方で、ドイツ・スペイン・デンマークなどでは、既に5～17%の高い風力発電比率を達成している。但し、これらの国では国をまたがる大きな電力グリッドを共有し、電力の輸出入を行っているなど、日本とは異なる状況にあることに注意を要する。一般的に、不安定な風力発電を電力系統に接続した際に安定性を維持するためには、送配電網の強化・系統運用方法の強化・蓄電容量やバックアップ電源の容量の強化などを必要とする。逆に言えば、これらの強化策へのコスト負担さえあれば、風力発電の系統安定性の問題は解決される、とも言える。

例えば英国DTIの試算では、図3-1-6に示すように、風力発電導入のために必要なコストは、20%導入の場合で最大0.9£/MWh程度（0.2円/kWh程度）とされている。この試算例に見られるように、20%程度までは現実的なコスト負担の範囲内で風力発電を含む再生可能エネルギーによる発電を系統に連携することが可能であると見られており、これが再生可能エネルギーの大まかな導入可能量となると考えられる。

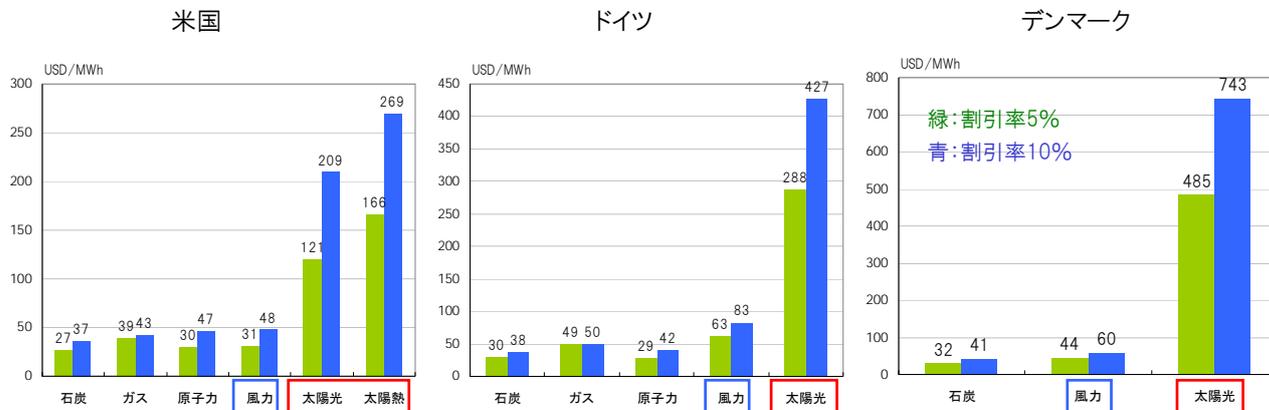
図 3-1-6 系統安定化コストの試算例



(3) 発電コスト

風力発電は過去既に大量に導入された実績を有し、その発電コストは火力発電や原子力発電を若干上回るものの、場合によってはそれらに対し競争力をもつレベルまで達している。OECDによる欧米各国の各種発電コストの比較(割引率5%及び10%を想定した場合)を、図3-1-7に示す。ここに見られるように、例えば米国では割引率10%とした場合ガス火力発電のコスト43ドル/MWh、原子力発電のコスト47ドル/MWhに対し風力発電のコストは48ドル/MWhとほぼ同程度の値となっている。それに対して太陽光発電のコストは209ドル/MWh、太陽熱のコストは269ドル/MWhと火力・原子力等の数倍以上のコストとなっていることが特徴的である。この傾向は、他の諸国についても当てはまる。

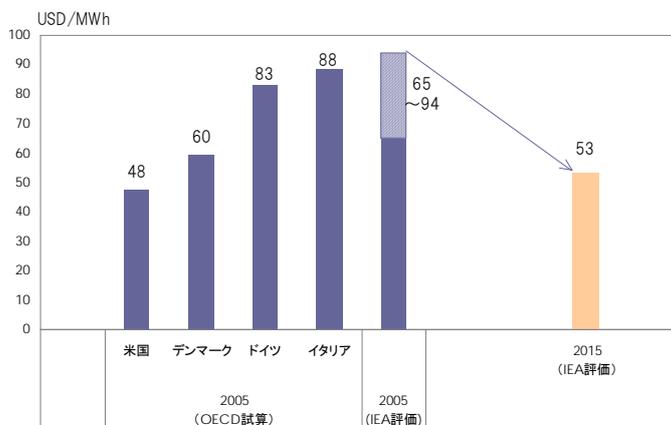
図 3-1-7 各国の電源別発電コスト比較 (2005 年)



(出所) OECD “Projected Costs of Generating Electricity 2005 update”より作成

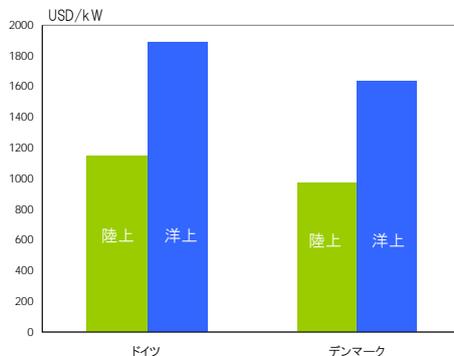
IEAによれば、風力発電のコストは風の弱い地域では 89～135 ドル/MWh程度、平均的な地域では 65～94 ドル/MWh程度と試算され、場所によって異なるものの上記と同様の試算がされている。また将来的には、図 3-1-8 に示すように 2015 年までに 53 ドル/MWh まで低減すると見通され、従って今後の風力発電の導入を考える場合には、風況の良い状況下ではコストの面はほとんど制約にならないと考えられる。但し、洋上風力発電にかかるコストは、現状では図 3-1-9 のように陸上風力に比べて数百ドル/kW高い状況にあり、今後風力発電の大量な導入を図るためには、洋上風力の発電コストを低減すべく努力することが必要である。

図 3-1-8 陸上風力発電コスト推移と見通し



(出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2008”より作成

図 3-1-9 洋上風力の建設コスト



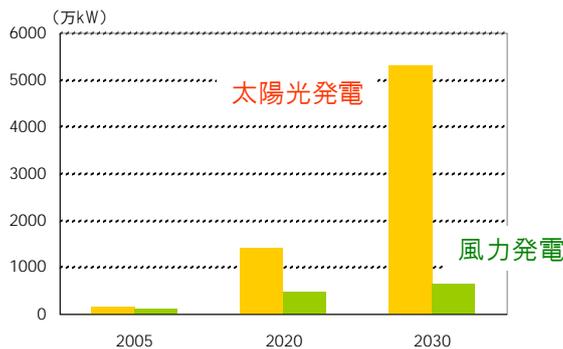
(出所) IEA "Energy Technology Perspectives 2008"より作成

(4)導入見通し

日本の経済産業省の長期需給エネルギー見通し(平成20年)では、図3-1-10に示すように、最大導入ケースで2005年から2030年までに太陽光発電容量が約40倍、風力発電容量が約6倍に増大し、2030年に太陽光発電5,321万kW、風力発電661万kWとなると想定されている。

風力発電については、これは(2)節で示した導入可能量の約70%であり、実際に洋上風力発電を考えない限り、これを大きく超える導入は難しいと思われる。設備利用率を20%と想定すると、これは2050年に想定される発電電力量の約1.3%程度となる。

図 3-1-10 日本での太陽光・風力発電の導入目標



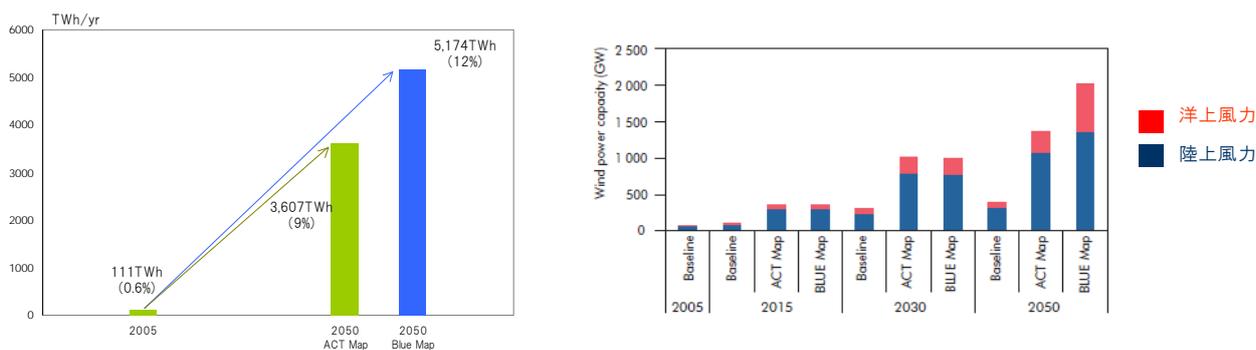
(出所) 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」より作成

一方で、世界では、IEAの見通しでは2050年までに最大で発電電力量の12%に相当する5,174TWh/年の発電量となると想定されている(図3-1-11)。これは非常に大きな導入見通しであるものの、上記のように、供給可能量・追加投資コストの面から見て概ね可能な範囲内である、とは言える。但し実際にこれを達成するためには、各国が政策的に導入

支援を図るとともに、系統安定化のための適切なコスト投資がなされることが必要である。

なお、IEEJによる概算見通し（リファレンスケース）では風力発電・太陽光発電・太陽熱発電等を含んだ新エネルギー等の発電電力量を2050年に2,479TWhとしており、上記の想定導入量はこれを大きく上回るものとなっている。

図 3-1-11 世界の風力発電導入見通し



(出所) IEA "Energy Technology Perspectives 2008"より作成

3-1-2 太陽光・太陽熱発電

(1)導入状況

太陽光発電（太陽電池）の研究は、数十年以前から実用を目指して積極的に行われており、現在までシリコンの単結晶・多結晶系のものが主流となっている。しかしコストの面からアモルファス系・化合物系等への移行も進み、表 3-1-2 に示すように、2007年現在9%程度がこれらの形のものとなっている。後述のように、太陽光発電のコストは、現在他電源に比べて非常に大きなものとなっているため、現在の研究開発は、高効率化と低コスト化との両面にむけて行われている。

シリコン結晶系のものについては、シリコン自体に根本的な供給制約は全くないが、太陽光発電の急速な普及により目下シリコン結晶の需給が逼迫しており、それにより太陽電池の生産が制約される状況となっている。しかし現在シリコン結晶の製造能力の大幅拡大が図られており、今後中長期的にはこの問題は解決され、供給の制約にはならないと考えられる。一方で、化合物系等では必要なレアメタルの資源制約が、今後の大量導入に際する制約となる可能性がある。

表 3-1-2 太陽電池の種類

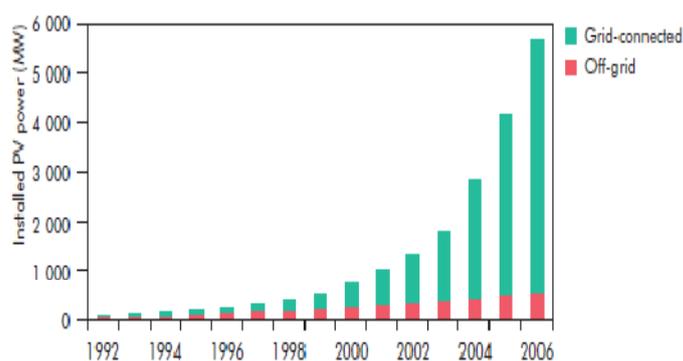
分類	商業モジュールの変換効率	備考	主要なメーカー	2007年日本の出荷比率
シリコン系	単結晶	13-15% 古くから開発が進められており、高い発電効率を特徴とする。	シャープ、京セラ、三洋電機、三菱電機、(独)Qセルズ、(中)サンテックなど	34.0%
	多結晶	12-14% 単結晶に比べ、生産にかかるエネルギー・コストが抑制される。		56.6%
	アモルファス(薄膜)	6-8% 結晶系に比べ変換効率で落ちるが、シリコンの消費量が少なく、コスト的にも優位となる。		8.9%
化合物系	CIS系	10-11% 薄膜系。日本でも量産化が始まっている。	ホンダソルテック、昭和シェルソーラーなど	0.5%
	CdTe系	8-10% 薄膜系。カドミウムを含むため日本では販売されていないが、米国や欧州では実用化が始まっている。		
その他	-	色素増感型など		

(注) 2007 年日本の出荷比率は数量ベース

太陽光発電の導入量 (IEA 加盟国) は 図 3-1-12 に示すように急増しており、2006 年の設備容量は 5.7GWに達する。このうち、日本・ドイツ・米国のみで全体の 70%を占める。特に、近年ドイツにおいて、フィードイン・タリフ制度 (固定価格買取制度) の改正により、導入量が急速に拡大することとなった。

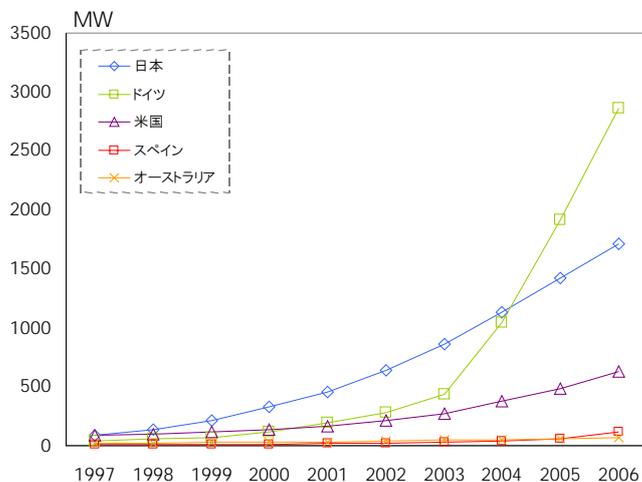
太陽光発電システムとして、建築物の屋根等に設置され、グリッドに接続されたものが大半を占めており、この傾向は今後も続く見込みである。

図 3-1-12 太陽光発電導入量の推移



(出所) IEA "Energy Technology Perspectives 2008"より作成

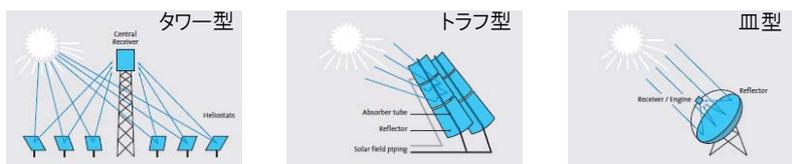
図 3-1-13 国別の太陽光発電導入量推移



(出所) IEA Photovoltaic Power System Programme より作成

太陽熱発電は、太陽光を集中させて熱媒体を加熱し、これにより蒸気タービンを回して発電を行う発電形式である(図 3-1-14)。1980 年代より米国・スペインなどで最大 50MW 程度の規模で実用化が行われているが、主にコストの面から大規模な普及は進んでおらず、まだ試用段階にある、と言える。日本では、1981 年に香川県仁尾町で試験プラントが建設されたが中断しており、その後日本では計画はなされていない。

図 3-1-14 太陽熱発電の概念図と導入例



PS10
(スペイン:塔ワ-型・11MW)



ANDASOL
(スペイン:トラフ型・50MW)

(出所) 各種資料より作成

(2)供給可能量

日本では、NEDOが太陽光発電の導入可能量を 表 3-1-3 のように試算している。ここでは、戸建住宅や集合住宅等への設置を中心として、約 1 億kW程度の可能設備容量がある、とされる。これによる発電電力量は、設備利用率 12%の時、2006 年の日本の発電電力量の約 10%程度、105TWh/年となる。

仮にこの試算に準じ、住宅等については人口、産業施設等については GDP の比に応じて比例計算を行うと、世界の太陽光発電可能量は 38 億 kW 程度となる。これは、2005 年の世界の発電電力量の 20%程度である。

表 3-1-3 太陽光発電の導入ポテンシャル

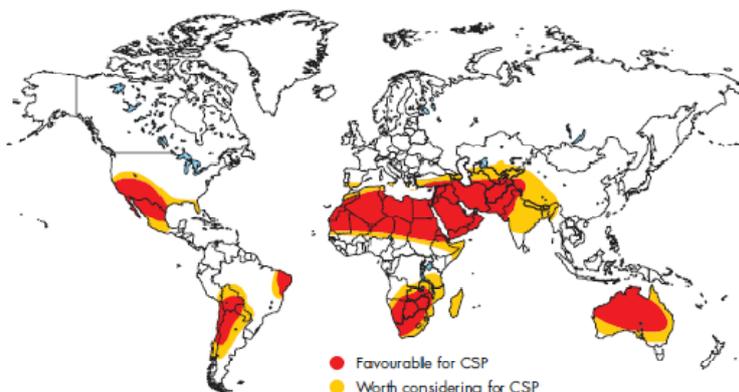
(単位:GW)

	日本の導入ポテンシャル (NEDOのロードマップにより 技術開発が進展する場合)	世界の 導入ポテンシャル試算
戸建住宅	45.4	2,274
集合住宅	16.5	826
公共施設	10.4	521
産業施設等	29.6	215
合計	102	3,836

(出所) NEDO 資料を用いて試算

太陽熱発電は、集光して光熱を利用するという発電特性から、導入に際しては日射強度の大きく、また晴天率が高く比較的雨の少ない地域であることが望ましい。具体的には、図 3-1-15 に示すようにアフリカ・米州・中東・オーストラリア等のみにおいて可能である、と考えられている。IEAによれば、100 平方マイルの面積の太陽熱発電所で、米国の電力需要全体を賄えるとの試算もなされており、供給面からの制約はほとんどない。しかし太陽熱発電は、まだ導入の初期段階にあるため、今後の動向は不透明である。

図 3-1-15 太陽熱発電の導入可能地域



(出所) Pharabod and Philibert, 1991

(3)発電コスト

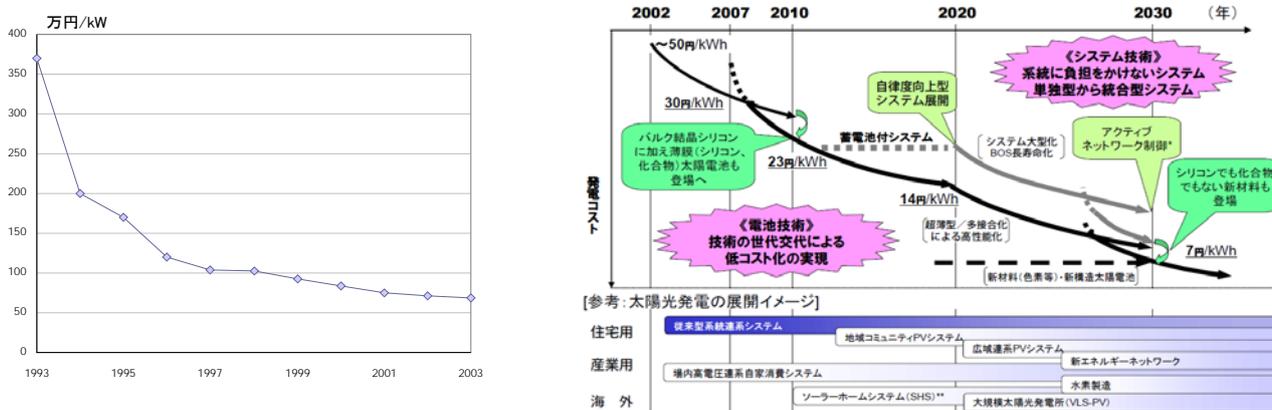
3-1-1 節で示したように、太陽光・太陽熱の発電コストは、現在他電源に比べて非常に高く、十分な競争力を持つに至っていない。これは、太陽光発電については太陽電池の製造コストが十分に低減されていないこと、太陽熱発電についてはまだ導入の極めて初期の段階にあることによる。

それにもかかわらず、図 3-1-16 に示すように太陽光発電のコストは急速に低減しつつある。NEDOのプログラムでは、2030 年までに、太陽光発電のコストを 7 円/kWhまで低減することが目標とされている。

また、IEA によれば、2006 年時点で太陽光発電システムのコストは 6.25 ドル/W 程度であり、その 60%が太陽電池モジュールの製造コストとなる。また、このコストは過去 15~20%の習熟曲線で低下しており、これに従えば、今後の大量な導入により、2010 年までには 3.75~4.4 ドル/W まで低下する見込みである。仮に、これがそのまま 2050 年に 1.07 ドル/W まで低下すれば、発電コストは 50~70 ドル/MWh まで低下することとなる。

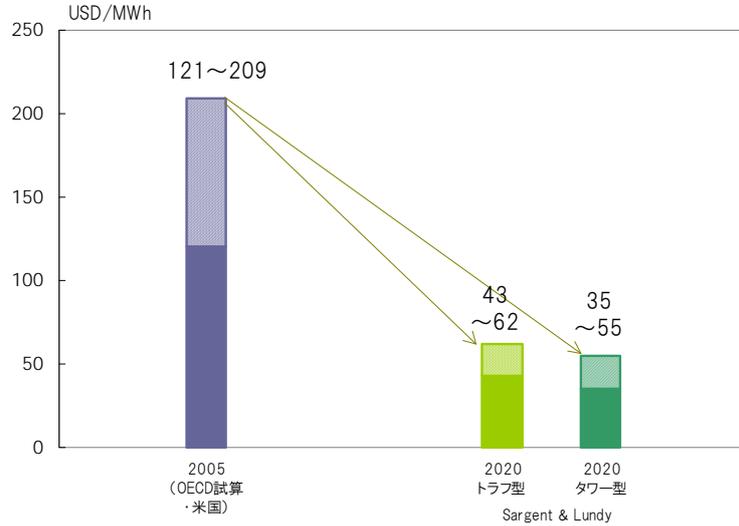
このように、太陽光発電のコストは現状では非常に高く、今後大量導入に伴いコストが大幅に低減したと仮定した場合に、ようやく他電源との競争力を有する程度となっており、コスト低下が太陽光発電の導入のための大きな課題となっていることがわかる。

図 3-1-16 日本の太陽光発電システム価格と発電コスト低減目標



太陽熱発電については現在大量導入が行われておらず、今後の見通しは不透明である。しかし、量産化や技術開発が進めば、コストは急速に低減すると考えられる。現状ではトラフ型が主流であるが、将来的にはタワー型も同等の経済性をもつ、と考えられている。図 3-1-17 に示すSargent & Lundyの試算例では、将来の発電コストはトラフ型で 43~62 ドル/MWh、タワー型で 35~55 ドル/MWh程度となっている。

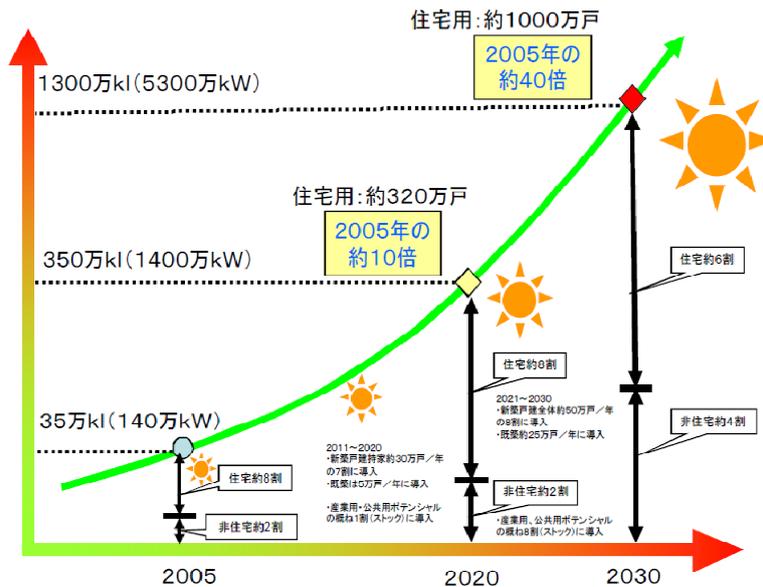
図 3-1-17 太陽熱発電コスト見通しの試算例



(4)導入見通し

日本では、3-1-1 節で示したように、2030 年までに 5,300 万kWまで太陽光発電容量を拡大する方針である。図 3-1-18 に示すように、このうち約 6 割は住宅用のものとなっている。これはNEDOの試算による供給可能量の範囲内であり、新規住宅の殆どに設置を促すような政府の積極的な支援があれば、これが実現する可能性もある。

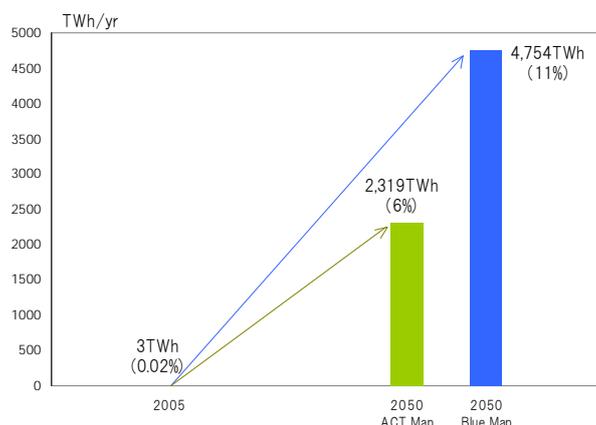
図 3-1-18 日本の太陽光発電導入見通し



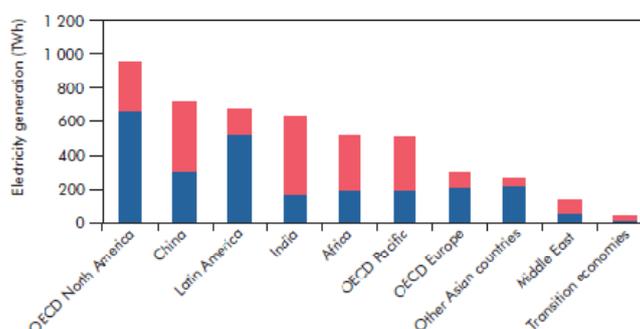
(出所) 経済産業省資料より作成

(2)節で示した世界の太陽光発電の導入可能量 38 億kWは、概ね 4,000TWh/年の発電電力量に相当する。仮に 1 戸当り 5kWとすると、およそ 8 億戸への導入となる。また、IEA の導入見通しでは、**図 3-1-19** に示すように、2050 年までに太陽光・熱含め最大で発電電力量の 11%を占める 4,754TWh/年となっている。今後、各国政府の積極的な導入支援策が行われ、同時に技術開発・大量導入等によりコストが大幅に低減した場合には、このレベルの大きな発電容量の拡大も可能である、と考えられる。

図 3-1-19 世界の太陽光・熱発電見通し



2050 年の地域別導入量



(出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2008”より作成

3-2 その他の再生可能エネルギー

3-2-1 バイオマス発電

(1) バイオマス発電の導入状況

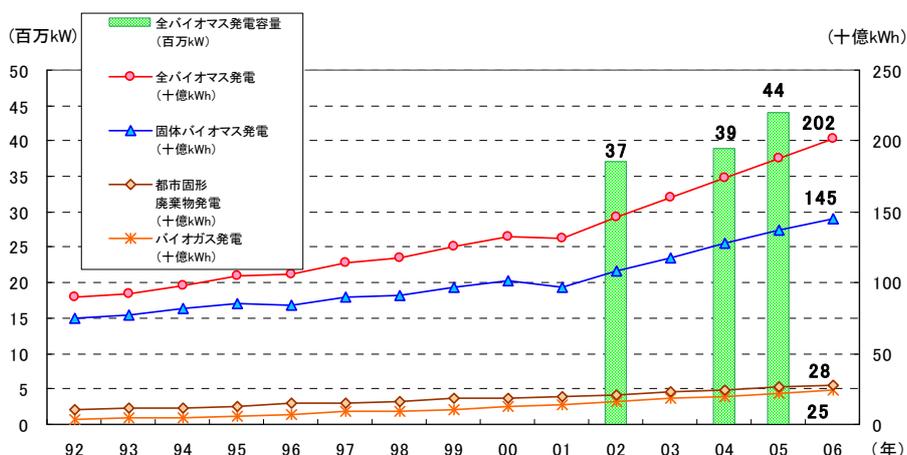
バイオマスとは「生物体」という意味であり、バイオマス・エネルギーとは、生物体を構成する有機物を利用するエネルギーを指す。再生可能であり、温暖化の主原因となる CO₂ を結果的に増加させないエネルギー源という特徴を有している。

バイオマス発電には、直接燃焼方式と混焼方式がある。直接燃焼方式は、一般的な火

力発電と同様に発生した熱で蒸気を発生させて蒸気タービンで発電する。バイオマス発電の大半はこの直接燃焼方式である。混焼方式は既設の化石燃料火力発電（主として石炭）を利用して発電を行う。

世界のバイオマス発電の導入状況は、図 3-2-1 に示すとおり、2005 年において発電容量ベースで 4,400 万kWとなっている。また、2001 年を除いて増加傾向にある発電電力量は、2006 年において 2,020 億kWh/年であり、総発電電力量の約 1%のシェアを占めている。

図 3-2-1 世界のバイオマス発電の導入推移

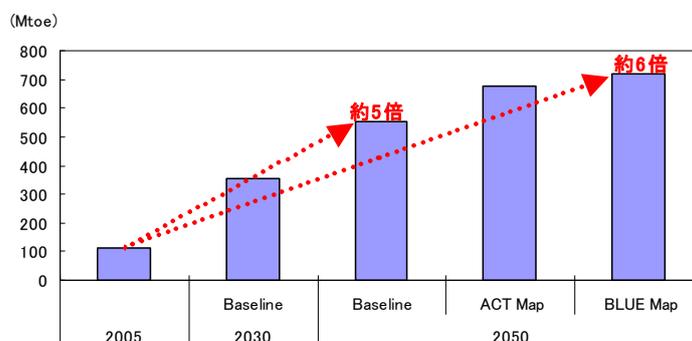


(出所) 累積設備容量：IEA、バイオエネルギー実施協定資料など
 発電電力量：IEA「Energy Balances of Non-OECD Countries(2008年版)」より作成

(2) バイオマス発電の導入ポテンシャル

2050 年の世界におけるバイオマス発電の導入見通しは、図 3-2-2 に示すとおり、現状の 5~6 倍程度に達するという試算がある。また、日本のバイオマスエネルギーは、現状の 2~3 倍程度の供給が可能であると見られている（表 3-2-1）。

図 3-2-2 世界のバイオマス発電の導入見通し



(出所) IEA「ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2008」をもとに作成

表 3-2-1 日本のバイオマスエネルギーのポテンシャル

	1999年度 導入量 (万kl)	物理的 限界潜在量 (万kl)	実際の 潜在量 (万kl)
黒液廃材等	457	592	592
その他 バイオマス	-	1,384	400~700

(出所) 経済産業省、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会資料 2000 年 1 月、他

(3) バイオマス発電のコストと導入の課題

バイオマス発電の導入に係る最大の課題は、コストの削減である。世界におけるバイオマス発電の発電コストは 5~19 セント/kWh、日本における発電コストは 7~15 円/kWhとなっており(表 3-2-2)、規模、原料、設置状況などにより幅が広がっている。バイオマスエネルギーは、発生分布が広く薄い上、容積当たりのエネルギー密度が低いため、資源の収集・輸送の負担が大きい。したがって、比較的成本が安いメタン発酵(糞尿・汚泥)から、収集コストがかかる木材チップ発電まで多種多様であり、コストは当該地域の事情に大きく依存していると言える。

表 3-2-2 バイオ発電のコスト

【世界】	現在	2050年(推定)	【日本】		
発電コスト(セント/kWh)	6.2 ~ 18.5	4.9 ~ 12.3 *1	発電コスト(円/kWh)	木くず等	7.4
	5 ~ 12	- *2		パガス	15.1
				汚泥	9.6

(出所) 【世界】 *1 : IEA 「ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2008」、*2 : REN21 「RENEWABLES2007 GLOBAL STATUS REPORT」

【日本】 新エネルギー部会資料 (2000 年)

3-2-2 地熱発電

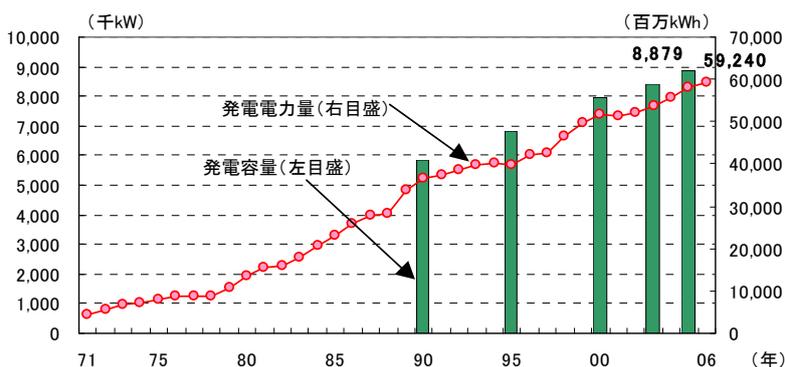
(1) 地熱発電の導入状況

地熱貯留層に生産井を掘削して高温熱水・蒸気を噴出させ、蒸気を取り出してタービンを回し電気を起こすのが、地熱発電である。地熱発電は、CO₂を殆ど排出しない純国産のエネルギーであり、自然エネルギーの中では安定的な電源である。また、他の再生可能エネルギーと比較して稼働率が高いのが、特徴である。

世界の地熱発電の導入状況は、図 3-2-3 に示すとおりである。2005 年における発電設備容量は、887.9 万kW、2006 年の発電電力量は 592.4 億kWh/年であり、総発電電力量

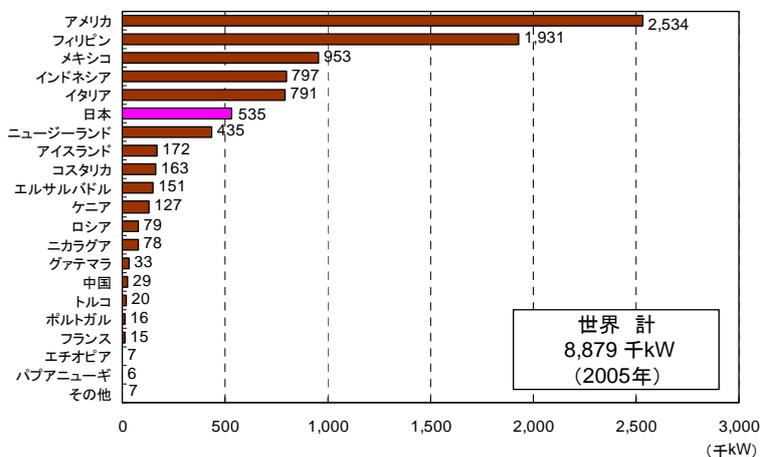
に占める割合は約 0.3%と非常に小さい。地熱発電が絶対量ベースで進んでいるのは 図 3-2-4 に示すとおり、アメリカ、フィリピン、イタリア、メキシコ、インドネシア、日本といった国々であり、これらは地熱資源が分布しているエリア（火山帯）に属している。

図 3-2-3 世界の地熱発電の導入推移



(出所) IEA 「Energy Balances of Non-OECD Countries(2008 年版)」等をもとに作成

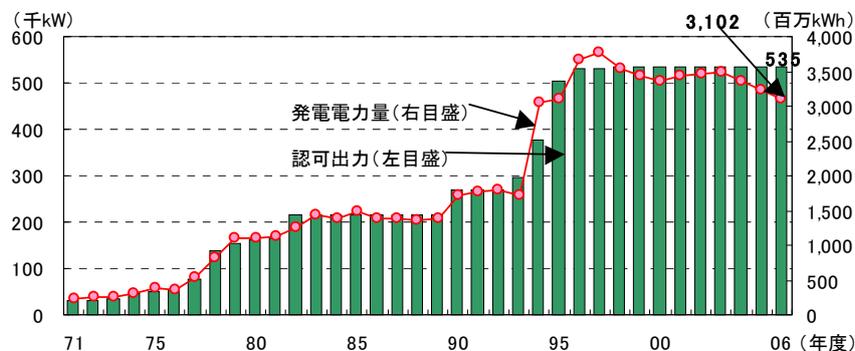
図 3-2-4 世界の地熱発電設備容量



(出所) 社団法人火力原子力発電技術協会「地熱発電の現状と動向 2007 年」

日本における地熱発電の導入状況を、図 3-2-5 に示す。地熱発電所は、2006 年度末時点で 18 地点 21 基あり、発電設備容量は、53.5 万kWである。その殆どが、東北地方、九州地方に位置している。設備利用率は約 66%、発電電力量は 31 億kWh/年であり、国内総発電電力量の約 0.3%とシェアは非常に小さい。

図 3-2-5 日本の地熱発電の導入推移



(出所)社団法人火力原子力発電技術協会「地熱発電の現状と動向 2007年」をもとに作成

(2)地熱発電の導入ポテンシャル

世界の地熱発電設備容量は、2050年までに現状の20倍以上の2億kWに達するという試算もあり¹⁴、特に東南アジアや中南米を中心にして、導入ポテンシャルは非常に高いといえる(表 3-2-3)。

また、日本における有望な未開発地域は29地域、資源量は約247万kWとされており(表 3-2-4)、現在の発電設備容量53.5万kWと比較すると、今後の開発可能性は大きい。

表 3-2-3 主要国の地熱導入ポテンシャル

		(千kW)	
		現状 地熱発電容量	地熱開発 ポテンシャル
東南アジア	フィリピン	1,931	4,500(計画値)
	インドネシア	797	26,240
中南米	グアテマラ	33	4,000
	エルサルバドル	151	2,000
	ホンジュラス	0	500
	ニカラグア	78	4,000
	コスタリカ	163	3,500
	パナマ	0	200
	東アフリカ	ケニア	127
	エチオピア	7	数千

(出所)財団法人新エネルギー財団「地熱エネルギーの開発・利用の推進に関する提言」等より作成

¹⁴ IEA「ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2008」BLUE Map シナリオ

表 3-2-4 日本の地熱発電開発可能量

(単位: 万kW)	
資源密度・確度等からみて開発可能	527
開発範囲4km ² 以下	247
自然公園規制地域外	133
2km以内に幹線道路が存在	95
温泉地域から3km以上離隔	39
温泉地域から5km以上離隔	17

(出所)資源エネルギー庁「21世紀に向けた発電技術懇談会中間報告」1996年

(3)地熱発電のコストと導入の課題

地熱発電の導入に係る最大の課題は、経済性の向上、コストの削減である。「21世紀に向けた発電技術懇談会中間報告」におけるモデル試算によると、日本における地熱発電コストは16円/kWh程度とされており、火力発電に比べるとかなり割高である。また、開発リスクの軽減、開発期間の短縮のための支援も必要である。

その他に、殆どの有望開発地域が温泉地域近傍にあることから、地元温泉業者との調整、多くの有望開発地域が自然公園地域内に賦存していることから、自然公園地域における開発の弾力化などが挙げられる。

表 3-2-5 地熱発電のコスト

【世界】		【日本】	
資本コスト(USD/kW)	1,150 ~ 5,500	発電コスト(円/kWh)	16以上 *1
発電コスト(USD/kWh)	0.015-0.06 ~ 0.025-0.11 *1		8 ~ 16以上 *2
発電コスト(USD/kWh)	0.04 ~ 0.07 *2		

(出所) 【世界】 *1：IEA「ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2008」、*2：REN21「RENEWABLES2007 GLOBAL STATUS REPORT」、【日本】 *1：資源エネルギー庁「21世紀に向けた発電技術懇談会中間報告」1996年、*2：財団法人新エネルギー財団「地熱エネルギーの開発・利用の促進に関する提言」平成11～13年度地熱開発促進調査開発可能性調査

3-2-3 小規模水力発電

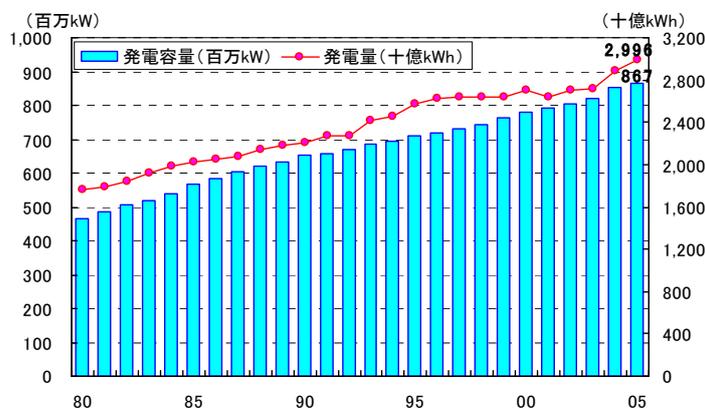
(1)水力発電の導入状況

水力発電は水の力を利用して電気を生み出すもので、堰き止めた河川の水を高い所から低い所まで導き、その流れ落ちる勢いにより水車を回して電気を起こす。水力発電は、他電源に比べて非常に早い時間で発電開始が可能であり、電力需要の変化に素早く対応(出力調整)することが可能である(流れ込み式を除く)という特徴がある。発電出力

規模による分類は国により異なるが、IEA 等の国際機関では 1 万 kW 以下を小規模水力発電と称している。小規模水力発電はダム建設等の追加的な環境負荷を与えることなく利用できるため、建設コストや環境保全の観点で優位性がある。

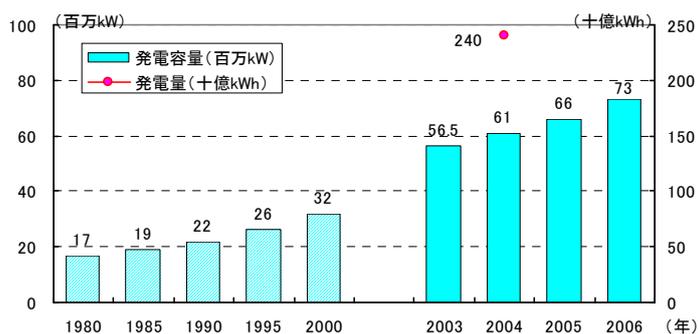
世界における水力発電の導入状況は、図 3-2-6 に示すとおり、2005 年で発電設備容量 8.7 億kW、発電電力量 3 兆kWh/年であり、総発電電力量に占めるシェアは約 16%である。そのうち、小規模水力発電の発電設備容量は 6,600 万kW（2005 年）と推計されており（図 3-2-7）、全水力発電に占める発電設備容量比率は約 8%である。

図 3-2-6 世界の水力発電の導入推移



(出所) UN 「ENERGY STATISTICS YEARBOOK」

図 3-2-7 世界の小規模水力発電の導入推移



(出所) 1980～2000 年 : IEA および NET Ltd.(スイス)

2003～2006 年 : REN21 「Renewables 2007, Global Status Report」

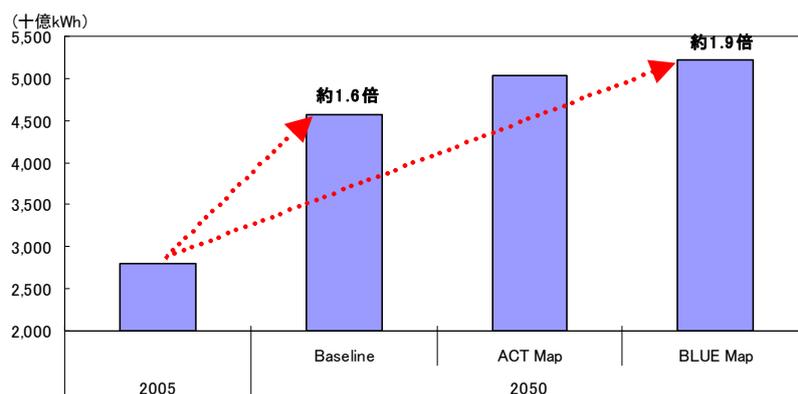
日本における 2006 年度末の水力発電設備容量（一般水力）は 2,220 万 kW、発電電力量は 927 億 kWh/年である。そのうち、1 万 kW 以下の小規模水力発電の発電設備容量は 350 万 kW、発電電力量は 188 億 kWh/年であり、小規模水力発電の構成比は発電

設備容量ベースで約16%、発電電力量ベースで約20%である。

(2)水力発電の導入ポテンシャル

2050年の世界における水力発電の導入見通しは、図3-2-8に示すとおり、現状の2倍弱に達するという試算がある。

図 3-2-8 世界の水力発電の導入見通し



(出所) IEA「ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2008」をもとに作成

(3)小規模水力発電のコストと導入の課題

表3-2-6に示すように、小規模水力発電は小規模で落差の少ない水源からの発電であるため、大規模水力に比べて経済性に劣っている。今後は、発電装置や建設コストを低下させるような技術開発が必要となる。また、日本においては、水利権や河川法などの規制（諸手続きの申請）の問題も障害となっている。

表 3-2-6 世界の水力発電のコスト

発電コスト(セント/kWh)	大規模水力	3 ~ 4	*1
	小規模水力	2 ~ 6	
	大規模水力	3 ~ 4	*2
	小規模水力	4 ~ 7	

(出所) *1：IEA「ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2008」

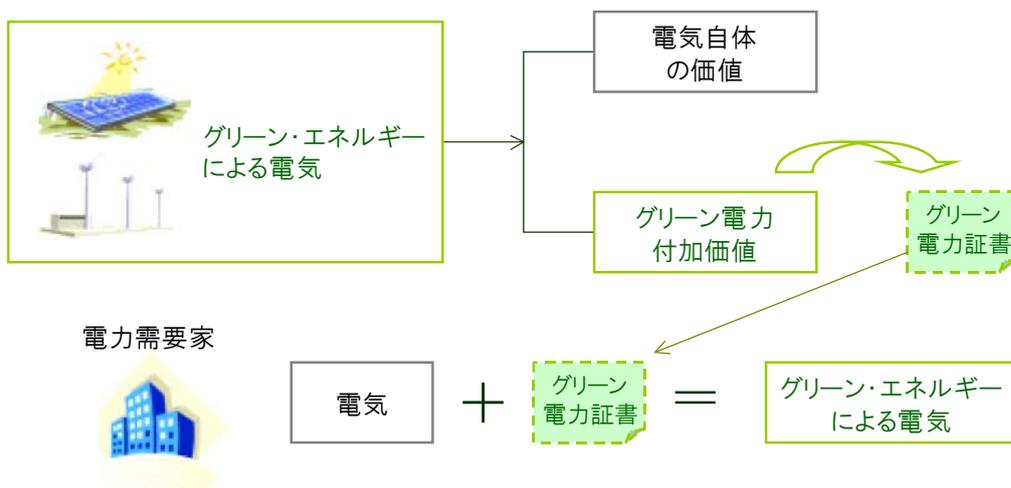
*2：REN21「RENEWABLES2007 GLOBAL STATUS REPORT」

3-3 グリーン電力証書

グリーン電力証書とは、自然エネルギーによって発電された電力のもう一つの価値、即ち省エネルギー・化石燃料消費削減・CO₂排出量削減等といった価値（グリーン電力付加

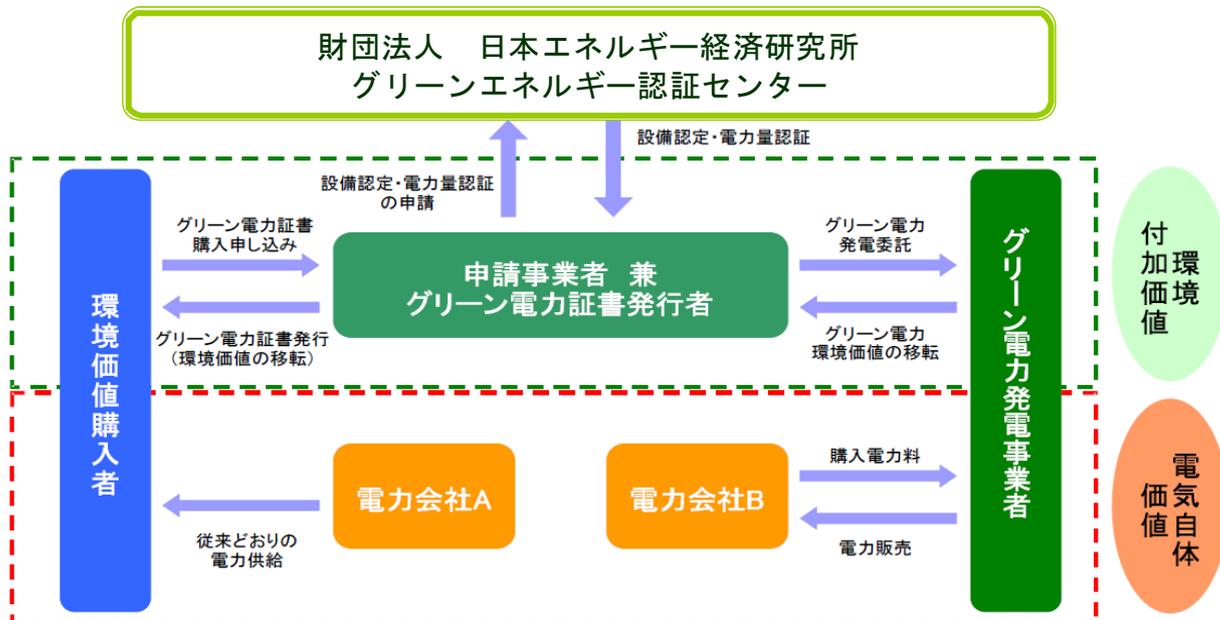
価値と呼ぶ)を具体化し、企業や需要家が自主的な省エネルギー・環境対策の一つとして利用できるようにするためのシステムである。図 3-3-1 に示すように、グリーン・エネルギーによる電気(現在風力発電・太陽光発電・バイオマス発電・水力発電・地熱発電・化石燃料・バイオマス混焼発電の6つが対象とされている)が、電気自体の価値と「グリーン電力付加価値」とに分けられるとし、そのグリーン電力付加価値をグリーン電力証書として具体化する。一方で電力の需要家は、通常の電気を購入するとともに、グリーン電力証書によりその付加価値を購入し、これによりグリーン・エネルギーによる電気を購入したとみなされる。ここで用いられる「グリーン・エネルギーによる電気」としては、事業の「追加性」が要求されており、証書を購入することが設備の建設・メンテナンスを促し、それを通じてグリーン電力発電量の増加に貢献することが必要とされる。

図 3-3-1 グリーン電力証書の概念図



グリーン電力証書発行の具体的な流れを、図 3-3-2 に示す。グリーン電力発電事業者は、発電による電力を電力会社に売ると同時に、グリーン電力証書発行者に対してグリーン電力付加価値を移転する。グリーン電力証書発行者は、この移転された付加価値に応じてグリーン電力証書を発行し、これを購入した需要家に付加価値が移転される。ここで、グリーン電力証書発行者は第三者機関(財団法人日本エネルギー経済研究所・グリーンエネルギー認証センター)による認証を受けることが必要とされている。

図 3-3-2 グリーン電力証書発行の流れ



グリーン電力設備の認定実績を、図 3-3-3 に示す。ここに見られるように、認証の件数・容量ともに急速に拡大しつつあり、2008 年 3 月現在認定されたグリーン電力発電設備は 86 件、累計認定設備容量は 226,078.44kW となっている。また 2007 年度の認定設備容量は、94,478.13kW に達している。内訳としては、件数では太陽光発電が 46.5% と最大になっているが、設備容量としては風力が 55.8% と最大のシェアを占める。

図 3-3-3 グリーン電力証書の設備認定実績



図 3-3-4 に示すように、グリーン電力証書は様々な場所で用いられている。トヨタ自動車やアサヒビールでは、工場での使用電力の一部にグリーン電力証書を充当し、環境付加価値を高めている。また、タオル工場の使用電力にグリーン電力を充当することにより、それを「風で織るタオル」と称することが可能であり、クリスマスイルミネーション等のイベントの電気に充当することにより、そのイベントがグリーン・エネルギーによって行われている、とアピールすることが可能となる。また住宅においては、一年分の使用電力に相当するグリーン電力証書を購入し、居住者にセットで販売することにより、その住宅で使用される電気をバイオマス発電により賄われているとPRする例が見られる。

図 3-3-4 グリーン電力証書の導入例



クリスマスイルミネーション
(帝国ホテル)



グリーン電力ミュージックスタジオ
(ソニー・ミュージック・コミュニケーションズ)



グリーン電力証書を充当した住宅
(伊藤忠都市開発・クレヴィア本郷：
13.3万kWhのバイオマスのグリーン電力証書を充当)



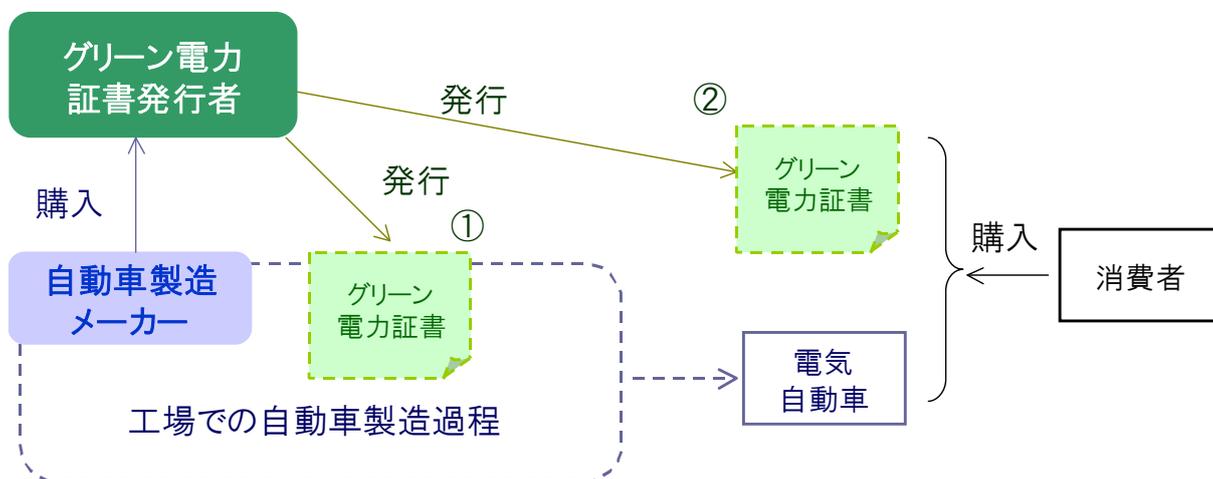
工場でのグリーン電力証書利用
(トヨタ自動車、アサヒビールなど)



風で織るタオル
(池内タオル)

上記のように、自動車工場での使用電力にグリーン電力証書が充当された例は、既に見ることができる。これは 図 3-3-5 の①に該当するものであり、これによりその自動車が「グリーン・エネルギーによって製造されている」とみなすことが可能となる。この他に、電気自動車の場合には、上記の住宅の例と同様な②の使用が可能である。ここではその電気自動車の一定の期間内、または平均的な耐用年数・使用電力等に応じたグリーン電力証書をセットで販売することにより、その自動車が「グリーン・エネルギーによって走る」自動車であるとみなすことが可能となる。このような使用例は、現段階ではまだ存在しないものの、今後電気自動車が普及する段階では、広く行われるようになる可能性がある。

図 3-3-5 電気自動車への適用の概念図



第4章 原子力の現状と今後の見通し

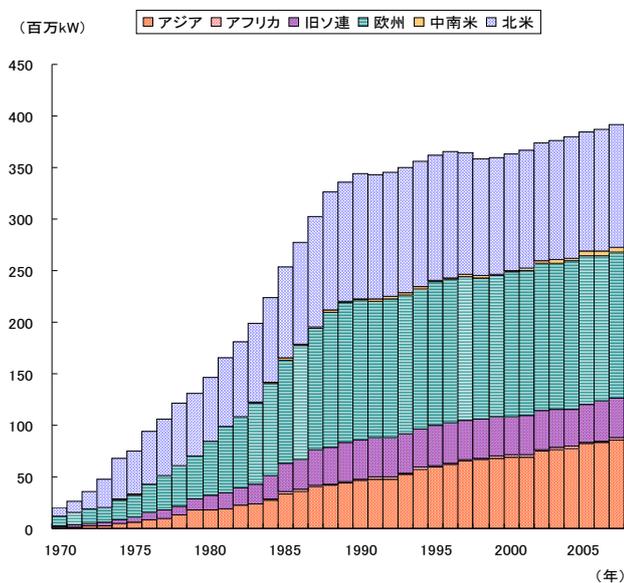
4-1 世界の原子力発電の状況

4-1-1 原子力発電開発の概要

原子力発電は発電時に燃料の燃焼による二酸化炭素排出を行わず、ライフサイクルで見ても温室効果ガスの排出量が石炭火力発電・ガス発電等に比べて極度に小さいことから、地球温暖化対策の有効な手段として大きな注目を集めている。第二次世界大戦後より各国で原子力発電開発が進められ、1970年代には北米・欧州を中心に発電設備容量が急速に増大した。その後1990年代以降は成長率が低下し、1990年代後半には欧米でパフォーマンスの低下した炉が廃止したこともあり発電電力量が減少した時期もあった。2000年代に入ってから再びアジア諸国を中心として増加しつつあるとともに、今後多くの国で原子力発電を大規模に導入する計画が立てられている。2008年1月現在、世界の31カ国で435基、設備容量3億9,224万kWの原子力発電所が運転を行っており、またIEAによれば2006年の一次エネルギー消費に占めるシェアは6%、発電電力量に占めるシェアは15%となっている。図4-1-1に世界の原子力発電設備容量推移、世界の原子力発電による発電電力量推移を示す。

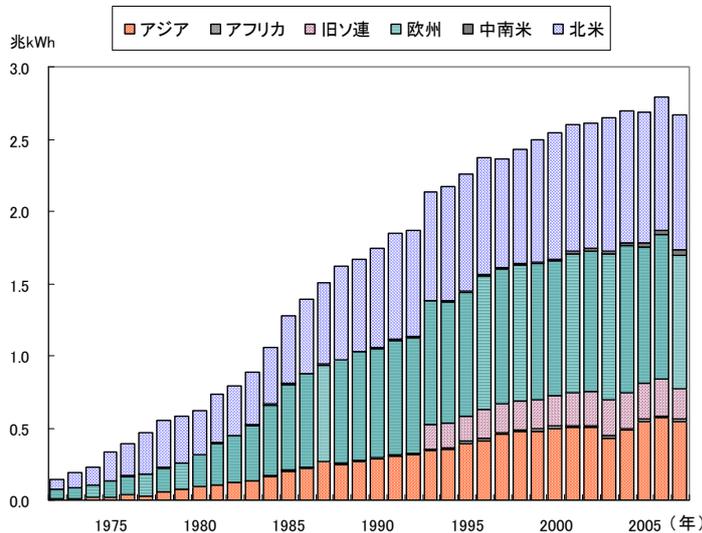
図 4-1-1 世界の原子力発電設備容量、電力量の推移

世界の原子力発電設備容量推移



(出所) (社) 日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向」より作成

世界の原子力発電電力量推移



(出所) Nucleonics Week より作成

表 4-1-1 に 2008 年 1 月 1 日現在における世界各国の原子力発電開発状況を示す。設備容量ベースで最大はアメリカ、次いでフランス、第 3 位は日本であるが、建設中・計画中のプラントは日本・韓国・中国といったアジアに多い。ただし、2006 年以降はアメリカや欧州諸国でも新規建設計画が立ち上がっており、今後この計画がどのように変化してゆくかは流動的である。以下、主要国の原子力発電開発の概要を示す。

表 4-1-1 世界の原子力発電設備容量

国	運転中		建設中・計画中	
	出力(万kW)	基数	出力(万kW)	基数
1 米国	10,606	104	120	1
2 フランス	6,602	59	163	1
3 日本	4,958	55	1,751	14
4 ロシア	2,319	27	1,165	13
5 ドイツ	2,137	17	0	0
6 韓国	1,772	20	960	8
7 ウクライナ	1,384	15	200	2
8 カナダ	1,343	18	0	0
9 英国	1,195	19	0	0
10 スウェーデン	938	10	0	0
11 中国	912	11	1,590	16
12 スペイン	773	8	0	0
13 ベルギー	612	7	0	0
14 台湾	516	6	270	2
15 インド	412	17	996	14
16 チェコ	386	6	0	0
17 スイス	337	5	0	0
その他	2,023	31	1,622	25
合計	39,224	435	8,837	96

(1)日本

日本は 2008 年 1 月現在 55 基 4,958 万 kW の発電設備容量をもつ世界有数の原子力発電大国であり、2006 年の原子力発電電力量は全体の 26% を占めるに至っている。2005 年の原子力政策大綱では、2030 年以降も原子力発電比率を 30 ないし 40% もしくはそれ以上とする計画がなされており、これを実現するためには現在計画中の 13 基 1,720 万 kW の原子炉を着実に建設・運転開始するとともに、85% 以上の高い設備利用率を達成することが必要である。この場合、発電設備容量は、2008 年の 4,960 万 kW から、廃炉分も含め 2030 年には 6,650 万 kW 程度まで増大すると見込まれる。2030 年以降は軽水炉の大量な廃炉を迎えるため、既設炉の運転期間延長を目指すとともに新規軽水炉を建設してこれに対応し、更に 2050 年より前から新規技術である高速増殖炉を導入する方針であるが、電力需要が減少を迎えることもあり、発電設備容量自体は 2050 年まで 2030 年と同程度の水準にとどまると想定される。

(2)米国

米国は1億606万kWの発電設備容量をもつ世界最大の原子力発電国であるが、1980年代以降原子力発電所の新規建設は停滞し、1996年に運転開始したワッツバー1号機以降新たな建設は行われていなかった。しかしその後2002年2月にエネルギー省（DOE）が発表した原子力2010プログラムにより、2010年までに新規原子力発電所の着工を目指して民間事業者の取り組みを支援することとなった。2005年8月には、新規原子力発電所の建設に債務保証や税控除を与える支援策を織り込んだエネルギー政策法が成立し、これに応じて2007年7月、コンステレーション・エナジー社（電力会社）とフランスの原子力大手 Areva 等で結成しているユニスター社から30年ぶりとなる建設・運転一体認可申請（COL）が原子力規制委員会（NRC）に提出され、その後も多数の同様の申請がなされている。現在30基以上の原子炉が建設計画中となっており、その全てが実際に運転開始するとは限らないものの、今後2015年頃以降多数の原子力発電所が運転開始する見通しである。

(3)カナダ

カナダでは世界で多く普及している軽水炉ではなく、CANDU と呼ばれるカナダ独特の重水炉を開発しており、カナダ国内の原子炉は1基を除いて全てこの炉型である。1990年代にはパフォーマンスの低下した原子炉がいくつか休止されたが、2000年代にはいつからいくつかの原子炉が再起動されている。2008年現在オンタリオ州を中心に18基、設備容量1,342万kWが稼働中である。

(4)フランス

フランスは米国に次ぐ59基、設備容量6,602万kWの稼働中の原子力発電所を有しており、発電電力量の約78%が原子力によりまかなわれている。使用済燃料は再処理してプルトニウムを発電用燃料として再利用し、また高速増殖炉も有しており、サイクル技術の面でも先進国である。2005年8月、フランス電力公社（EdF）は部分民営化に伴う事業再建計画の一環として、2020年以降、運転中の原子力発電所をフランスの原子炉メーカー Areva（旧 Framatome）が開発した欧州加圧水型炉（EPR）に順次リプレースしていくことを発表した。既に2004年10月、フラマンビル3号機としてEPRの初号機を着工することが決定しており、同機は2007年末に着工予定で2012年ごろ運転開始する見通しである。

(5)英国

英国は世界最初に商業用原子力発電所を実用化した国であり、その炉型は黒鉛減速炭酸ガス冷却炉（コールドーホール型、GCR）及びその改良型（AGR）である。1950年代に建設されたGCRはほとんど閉鎖されており、現在運転中の炉も2020年までに閉鎖される

計画であるが、代替電源の開発状況がかんばしくなく具体的な閉鎖は進んでいない。2008年の発電炉基数は19基、発電設備容量は1,195万kWである。

2007年5月に政府は新しいエネルギー白書を発表し、古い原子力発電所のリプレースに向けた投資環境整備を進める方針を打ち出した。炉型・サイト・時期・実施主体など具体的なことは未だ決定していないものの既に世界のプラントメーカーは英国政府に標準設計認証申請を出しており、早ければ2008年頃にも新規建設炉の炉型と開発メーカーが決定する見通しである。

(6)ドイツ

ドイツでは2008年現在17基、設備容量2,137万kWの原子炉が稼働中である。2002年4月に民主党と緑の党の連立政権により脱原発を目指した改正原子力法が施行され、ここで現在運転中の原子炉の累積運転期間を32年とし、累積発電電力量がそれに相当する原子炉は順次廃止することなど具体的な脱原発プロセスが決定されることとなった。しかしその後、エネルギー安定供給への懸念や地球温暖化対策への考慮から、脱原子力政策の見直し機運も高まっている。

(7)ロシア

ロシアでは2008年現在27基、設備容量2,319万kWの発電用原子炉が稼働中である。1986年に大事故を起こしたRBMK（黒鉛減速チャンネル型炉）は現在でもロシア国内でいくつか運転中であるが、現在の主流はPWRの一種である国産のVVER-440及びVVER-1000となっている。現在海上浮遊型を含む8基が建設中、5基が計画であり、更に今後年間2基以上のペースで原子炉を新設する方針と言われている。2007年には旧原子力庁が国営原子力企業「ロスアトム」として改変され、今後ロシアの民生原子力産業は、フロントエンドから発電所建設・運営、バックエンドまで全て垂直統合された形で国が運営することとなった。ウラン資源も炉・サイクル技術も豊富なロシアにおいては、天然ガス独占企業ガズプロムの原子力版に相当する巨大戦略企業となっている。

(8)中国

2008年現在の中国の発電用原子炉は11基、設備容量912万kWであるが、現在急速に原子力開発が進められており、既に8基790万kWが建設中、更に8基が計画である。2006年3月に発表された第11次5カ年計画では急増するエネルギー需要への対策の一環として、2020年までに原子力設備容量を既存と併せて4,000万kW、発電電力量の4%とすることを目標としているが、更に急速な原子力開発を望む声が多い。現状ではフランス・米国等からの輸入により原子炉を建設しているが、建設に際して技術の移転を条件としているとも言われ、今後独自の技術の建設を可能とすることを目指している。

(9)インド

インドでは1974年及び1998年の核実験の実施とともに、核拡散防止条約に加盟していないことから、諸外国からの技術的協力を受けることが困難な状況が続き、早くから独自の原子力発電開発を続けているものの2008年の発電設備容量は17基412万kWにとどまっている。しかし2008年10月に長く懸念となっていた米国との間で原子力協力協定に正式に調印し、同国の技術により国内に原子炉を建設・運転するための道筋が開かれた。今後は諸外国の協力のもと、発電プラントの建設や核燃料の調達を積極的に行い、急速に原子力発電開発が進展することが予想される。

4-2 原子力発電導入のためのキーポイント

上記のように現在世界各国で原子力発電の拡大・新規導入が図られているが、実際の今後の導入状況は原子力の発電コストや供給可能量、社会的受容性など多くの要因に支配される。これらの要因について、以下概略的に示す。

4-2-1 発電コスト

(1)日本におけるコスト評価

わが国では、平成16年に総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会のコスト等検討小委員会において原子力発電のコスト評価がなされている。これは、特に原子力のバックエンド事業に焦点を当て、そのコスト構造について分析・評価を行った上で、原子力発電及びその他の電源の発電コストを試算し、原子力発電全体の収益性等について検討したものである。

ここで、バックエンド事業としては、青森県六ヶ所村の再処理工場が2006年7月から2046年度末まで操業するものとし、その間に再処理される使用済燃料の量を約3.2万トンと想定、それに基づき再処理事業、MOX燃料加工事業や施設の廃止措置、放射性廃棄物の処分事業、使用済燃料の中間貯蔵事業などのスケジュールを想定し、評価を行っている。このうち、使用済燃料の輸送や返還高レベル廃棄物の管理事業のように既に事業が行われているものや、再処理事業のように事業開始が間近に迫っているものについては可能な限り操業体制や運転保守の実績や具体的な見通しを基に見積りすることとされている。ただ、その他に具体的な見通しを基に費用を積み上げて算定することが難しいもの、安全規制・基準の動向により費用が変動するものなどがあるとされ、これらについては先行事例や現在の知見を基に一定の技術的想定を置いて費用見積りが行われている。また、高レベル廃棄物処分事業については法令により定められた拠出金の額を前提として金額を見積もっている。

このため、技術的想定置き方次第では費用見積りが変動し得る上に、各事業が長期にわたり計画外の状態となり大幅に計画が遅延するような場合には、事業に要する費用が変化するものと考えられる。そこでコスト等検討小委員会では①安全規制・基準の動向によ

る変動、②技術開発の進展による費用の低減、③事業内容の合理化、事業実施の不確定性等による費用の変動の3点に特に着目し、それらの要因が与える可能性のある影響がどの程度かについて評価を行い、これらによって費用見積りの結果が大きく変動するものではない、と結論付けている。

バックエンド事業に要する費用は表 4-2-1 の通りである。ここに見られるように、総事業費 18 兆 8 千億円のうち 59%に当たる 11 兆円が再処理にかかる費用であり、そのうち 7 兆円は再処理本体の操業に伴うものである。また、全体の 14%に当たる 2 兆 5,500 億円が高レベル放射性廃棄物処分にかかるものとなる。

表 4-2-1 原子燃料サイクルバックエンドの総事業費

事業	項目	費用(百億円)	
		項目別	事業総額
再処理	操業(本体)	706	1,100
	操業(ガラス固化体処理)	47	
	操業(ガラス固化体貯蔵)	74	
	操業(低レベル廃棄物処理・貯蔵)	78	
	操業廃棄物輸送・処分	40	
	廃止措置	155	
返還高レベル放射性廃棄物管理	廃棄物の返還輸送	2	30
	廃棄物貯蔵	27	
	廃止措置	1	
返還低レベル放射性廃棄物管理	廃棄物の返還輸送	14	57
	廃棄物貯蔵	35	
	処分場への廃棄物輸送	3	
	廃棄物処分	2	
	廃止措置	4	
高レベル放射性廃棄物輸送	廃棄物輸送	19	19
高レベル放射性廃棄物処分	廃棄物処分	255	255
TRU廃棄物地層処分	TRU廃棄物地層処分	81	81
使用済燃料輸送	使用済燃料輸送	92	92
使用済燃料中間貯蔵	使用済燃料中間貯蔵	101	101
MOX燃料加工	操業	112	119
	操業廃棄物輸送・処分	1	
	廃止措置	7	
ウラン濃縮工場バックエンド	操業廃棄物処理	17	24
	操業廃棄物輸送・処分	4	
	廃止措置	4	
合計		1,880	

コスト等検討小委員会では、上記のバックエンド事業費の算定に基づき、原子力発電及び水力発電・石油火力発電・石炭火力発電・LNG 火力発電のそれぞれについてコスト評価を行っている。ここでは、それぞれの電源について 2002 年度に運転開始する「モデルプラント」(水力：1～2 万 kW、石炭火力 60～105 万 kW、LNG 火力 144～152 万 kW、石油火力 35～50 万 kW、原子力 118～136 万 kW) を想定し、それに対して以下の条件のもと、発電原価＝(資本費＋燃料費＋運転維持費)÷発電電力量とし、各経費について割引率を用いて評価時点(運転開始時点)の価格に換算してコストを算出している。

為替レート：121.98 円/\$ (2002 年度平均)

燃料価格：

- ・初年度価格として、
 石油 27.41\$/バレル
 LNG 28,090 円/トン
 石炭 35.5\$/トン
- ・燃料上昇率は IEA”World Energy Outlook”の予測をもとに、石油 0.20%、LNG 0.27%、石炭 0.77%と設定。

熱効率：原子力 34.5%、石油火力 39.4%、LNG 火力 48.4%、石炭火力 41.8%

所内率：水力 0.2%、原子力 3.5%、石油火力 4.5%、LNG 火力 2.0%、石炭火力 6.1%

運転年数：40 年運転及び法廷耐用年数運転の 2 ケース

核燃料サイクルコスト：

上記バックエンド事業費を用いて評価した核燃料サイクルコストを表 4-2-2 に示す。これは後述の原子力発電原価に対し概ね 20~30%程度、バックエンドコストのみでは 10~20%程度となっている。コストのうち最も大きなものは、ウラン燃料（濃縮含む）及び再処理である。

表 4-2-2 原子燃料サイクルコスト（全操業期間で均等化した原価）

(単位:円/kWh)

割引率	0%	1%	2%	3%	4%
ウラン燃料	0.49	0.53	0.56	0.59	0.62
MOX燃料	0.11	0.09	0.08	0.07	0.06
(フロント計)	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68
再処理(輸送込み)	0.71	0.61	0.54	0.50	0.47
HLW貯蔵・輸送・処分	0.17	0.16	0.15	0.15	0.14
TRU処理・貯蔵・処分	0.15	0.12	0.10	0.09	0.07
再処理デコミ	0.14	0.08	0.05	0.03	0.02
中間貯蔵(輸送込み)	0.06	0.05	0.04	0.04	0.04
(バックエンド計)	1.23	1.03	0.90	0.81	0.74
(燃料サイクル計)	1.83	1.64	1.53	1.47	1.43

これを用いて原子力発電及び他電源の発電コストを計算した結果は表 4-2-3 の通りである。

表 4-2-3 各種電源の発電コスト（運転年数 40 年）

(単位:円/kWh)

	利用率	割引率				
		0%	1%	2%	3%	4%
一般水力	45%	8.2	9.3	10.6	11.9	13.3
石油火力	30%	14.4	15.0	15.7	16.5	17.3
	70%	10.4	10.6	10.9	11.2	11.6
	80%	10.0	10.2	10.5	10.7	11.0
LNG火力	60%	6.2	6.4	6.6	6.8	7.1
	70%	6.0	6.1	6.3	6.5	6.7
	80%	5.8	5.9	6.1	6.2	6.4
石炭火力	70%	5.3	5.6	5.9	6.2	6.5
	80%	5.0	5.2	5.4	5.7	6.0
原子力	70%	5.4	5.5	5.7	5.9	6.2
	80%	5.0	5.0	5.1	5.3	5.6
	85%	4.8	4.8	4.9	5.1	5.4

ここに見られるように、例えば割引率 3%¹⁵、設備利用率 80%で比べると、水力 11.9 円/kWh、石油火力 10.7 円/kWh、LNG火力 6.2 円/kWh、石炭火力 5.7 円/kWh、原子力 5.3 円/kWhと、原子力発電が最も低いコストとなっている。また、コスト等検討小委員会では運転年数、設備利用率、為替レート、燃料上昇率を変化させた場合の試算を行っており、例えば原子力発電のコストは設備利用率を変化させた場合には大きく変化するのに対し、為替レートや燃料上昇率を変化させた場合には大きく変化はしない、という結果が得られている。

(2)海外のコスト評価例

海外における電源別発電コストの評価例を表 4-2-4 に示す。

米国では、2003 年に MIT(マサチューセッツ工科大学)が”The Future of Nuclear Power”と題するレポートを公表し、コストや核不拡散の観点から、米国政府は原子力の研究開発をワンスルーに傾注すべきである、とした。このレポートでは原子力・石炭火力・ガス火力の各発電のコストが評価されており、中で原子力は 67 ドル/MWh と最も高いコストとなっている。またシカゴ大学や CBO(議会予算局)による評価でも、同様に原子力発電のコストが高い結果となっている。

英国では 2004 年に王立技術アカデミーが、2007 年に DTI(貿易産業省)がレポートを出している。王立技術アカデミーのレポートでは原子力発電コストはガス火力(CCGT)よりは高いものの、石炭火力(微粉炭)よりも低くなっており、DTI では石炭火力よりもガス火力のコストの方が高く、原子力はガス火力よりもやや高い結果となっている。またフランスでは DGEMP(エネルギー・資源総局)が、フィンランドではラッペーンランタ大学がレポートを公表しており、これらの評価結果では原子力発電は石炭火力・ガス火力

¹⁵ 将来の金銭的価値を現在価値に換算すると、利子等により現在価値の方が小さい値となる。この換算の際に用いる率を割引率という。

よりもコスト的に優位である、との結果になっている。

表 4-2-4 海外の発電コスト評価

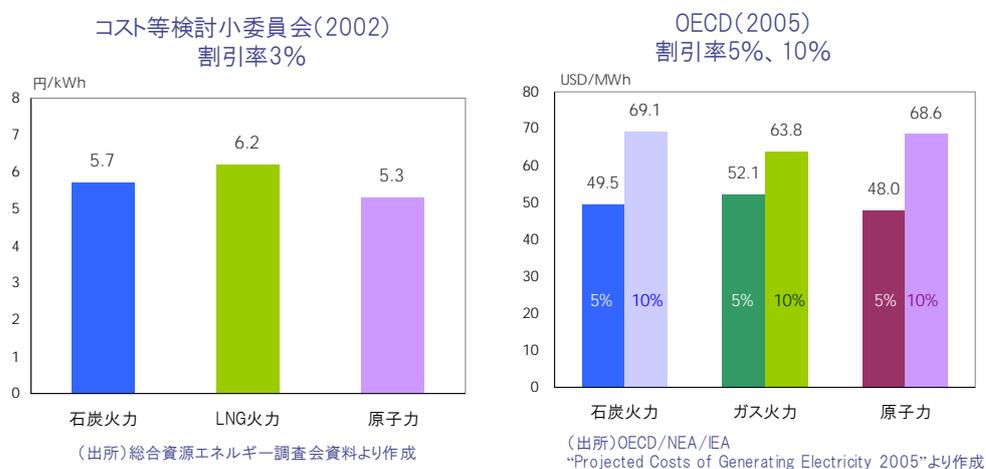
	IEA/NEA (2005)	MIT (2003)	シカゴ大学 (2004)	CBO (2008)	Royal Academy of Engineering (2004)	DGEMP (2004)	Tarjanne & Luostarinen (2003)
単位	ドル/MWh	ドル/MWh	ドル/MWh	ドル/MWh	ポンド/MWh	ユーロ/MWh	ユーロ/MWh
対象国	—	米国	米国	米国	英国	フランス	フィンランド
利率	10%	11.5%	12.5%	8~14%	7.5%	8%	5%
石炭火力	26~69	42	33~41	55	25	33.7	44.3
ガス火力	43~64	41	35~45	57	22	35.0	39.2
原子力	30~69	67	51	72	23	28.4	23.7
太陽光	209~1,876	—	—	—	—	—	—
太陽熱	269	—	—	—	—	—	—
風力	48~144	—	—	—	37	—	50.1

(3) 発電コスト評価の比較

上記のように、原子力発電のコストは評価を行った国・機関によって異なる結果となっている。これらの各評価は対象とする国・時期や前提条件が異なるため一概に比較はできないが、わが国やフランス・フィンランドでのコスト評価では原子力は他電源に比べて優位であるのに対し、米国の評価では原子力発電のコストは、政策インセンティブや炭素価格のない条件では火力よりも大幅に高くなっている。仏 DGEMP の評価ではアレバ社の EPR を対象としてプラント建設コストを 1,043 ユーロ/kW と想定しており、これは日本のコスト等検討小委員会 (27.9 万円/kW) や米国 CBO (236 万ドル/MW) の試算の前提に比べて有意に低く、これが原子力発電コストの評価結果を他電源よりも安価とする要因となっていると考えられる。

一方で、日本の評価結果と米国の評価結果では、このようなプラント建設コストの想定に大きな差が見られないにもかかわらず、発電コスト試算結果には上記のような大きな相違がある。ここで日本を対象とした試算結果として、上記のコスト等検討小委員会の試算結果と OECD/NEA/IEA(2005)による試算結果とを比較すると、図 4-2-1 のようになる。

図 4-2-1 日本を対象としたコスト試算結果



ここに見られるように、コスト等検討小委員会の試算と同様、OECDの試算結果でも、割引率5%の場合には原子力発電が最も安価な発電方式となっている。それに対し、OECD試算の割引率10%の場合には、原子力発電のコストがガス火力を上回る結果となっている。ここに見られるように、一般に原子力発電は初期投資が大きく運転費が小さいという特徴を有しているため、割引率（利率）が大きくなるほど原子力発電に対しては不利に働くことがわかる。

米国での試算例（MIT、シカゴ大学、CBO）では、割引率として8～14%といずれも高い値を想定して試算を行っており、これが原子力発電コストを上昇させる要因となっていると考えられる。一般に、米国の株式・債権市場における投資家の期待収益率は日本よりも高い。日本の電気事業者の資金調達源はほとんどが銀行借入金、それも政策投資銀行等利率の低いものが多いのに対し、米国の電気事業者は資金の多くを株式市場から調達していることも、日米でそれぞれ前提とする割引率に差がある根拠となっている。日本のほうが米国よりも相対的に原子力発電のコスト優位性が高いのは、日本の場合、比較的低利率で借入が可能であり、かつ資本市場からの調達の比率が低い所以であるとも考えられる。言い換えれば、日本では、米国の2005年エネルギー政策法のような政府による債務保証は無い代わりに、電気事業者は大量の資金を低リスクで調達できる事業環境にあるともいえる。なお米国の試算においても、例えばCBOの試算では45ドル/t-CO₂以上の炭素価格がかかる場合には原子力発電が石炭火力・ガス火力に比べて有利となるとの結論が出されている。

このように、電気事業者が経営戦略の中で原子力発電やCCS付き革新型石炭火力、革新型ガス火力といった初期投資の高い電源に投資する意思決定を下すためには、炭素に価格を付けて低炭素電源としてのメリットを明確にするか、あるいは大量の資金を低リスクで調達できる事業環境を確保するか、さもなくばその他何らかの形での政策的支援が必須である。逆に、そのような状況により原子力発電にコスト・メリットが生じれば、電力需要の拡大に応じて大きな原子力発電開発計画を立てている中国やインドのみならず、東南アジア・中東など現在原子力発電が導入されていない地域においても、急速に導入が進む可能性が高い。

(4)燃料価格高騰の影響

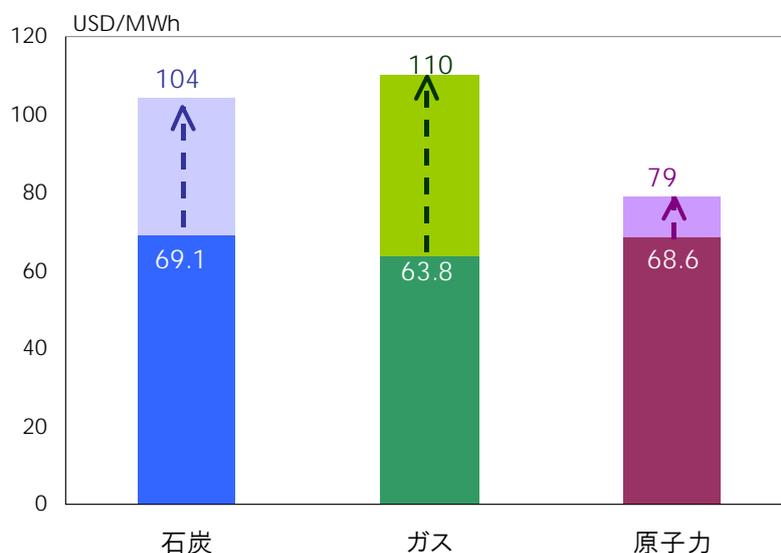
近年化石燃料価格の急騰に伴い、特に化石燃料を消費する火力発電において発電コストが顕著に増大している。この影響は上記のコスト試算評価には反映されていないため、現状の各電源の発電コストはこれらのコスト評価結果とは大きく異なっている可能性がある。ここでは上述のOECDの試算方法に準じて、日本について、割引率10%の条件下での石炭・ガス・原子力各発電コストに対する燃料価格高騰の影響を評価した。石炭及びガスの価格の想定は以下の通りである。

石炭（一般炭スポット価格）：160ドル/トン

ガス（LNG輸入価格）：12ドル/MMBtu

原子力発電については、燃料の価格は原料ウラン価格のみではなく、転換・濃縮・再転換・成型加工等の工程のコストも考慮することが必要である。ここでは関西電力（株）の2007年度の財務諸表から原子力発電にかかる燃料コストを推定し、22ドル/MWhとした。これらの前提による試算結果は図4-2-2の通りとなる。

図4-2-2 燃料価格高騰の影響



この図にみられるように、OECDの試算結果では原子力発電コスト（68.6ドル/MWh）はガス発電コスト（63.8ドル/MWh）よりも高いものとなっているが、燃料コストの高騰を考慮した場合には石炭及びガス発電のコストが大幅に増大して100ドル/MWhを超える一方で、原子力発電コストは79ドル/MWhにとどまる。このように、現状のように化石燃料が非常に高い状況下では、火力発電に比べて原子力発電が有利な選択となると考えられる。

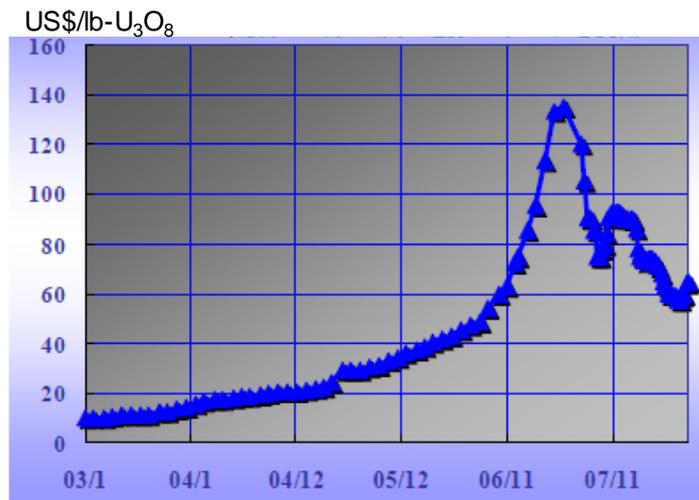
4-2-2 ウラン需給

過去、1970年代には原子力発電の急速な進展が予想されたことから、ウラン生産量は大きく増加し、ウラン価格も高騰する状況を見せていた。しかしその後原子力発電は世界的に停滞期を迎え、それによりウランの生産は縮小するとともに、価格も20ドル/lb以下で低迷する状況が続いた。

近年に至り地球温暖化への考慮から原子力発電が再び見直されるようになり、それに伴

い、図 4-2-3 に示すように 2004 年以降ウラン価格は上昇局面を迎え、鉱山の事故などもあり 2007 年には 130 ドル/lb を超える高価格に達した。その後ウラン価格は 60 ドル/lb 程度まで下落したものの、以前の水準に比べれば高い価格での安定を見せている。

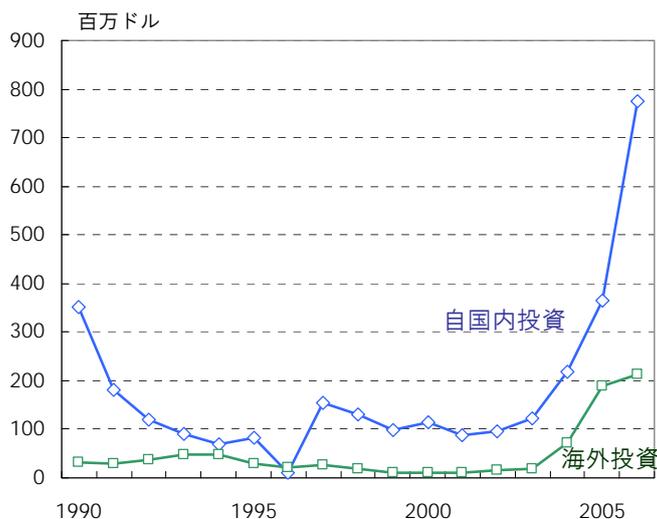
図 4-2-3 ウラン価格の推移



(出所) UxC データより作成

このため、現在ウラン資源の開発投資は図 4-2-4 に示すように急速に活発化しており、2000 年頃には全世界で 1 億ドル程度であった投資額は 2007 年には 100 億ドル近くまで増大している。

図 4-2-4 ウラン探鉱投資額の推移



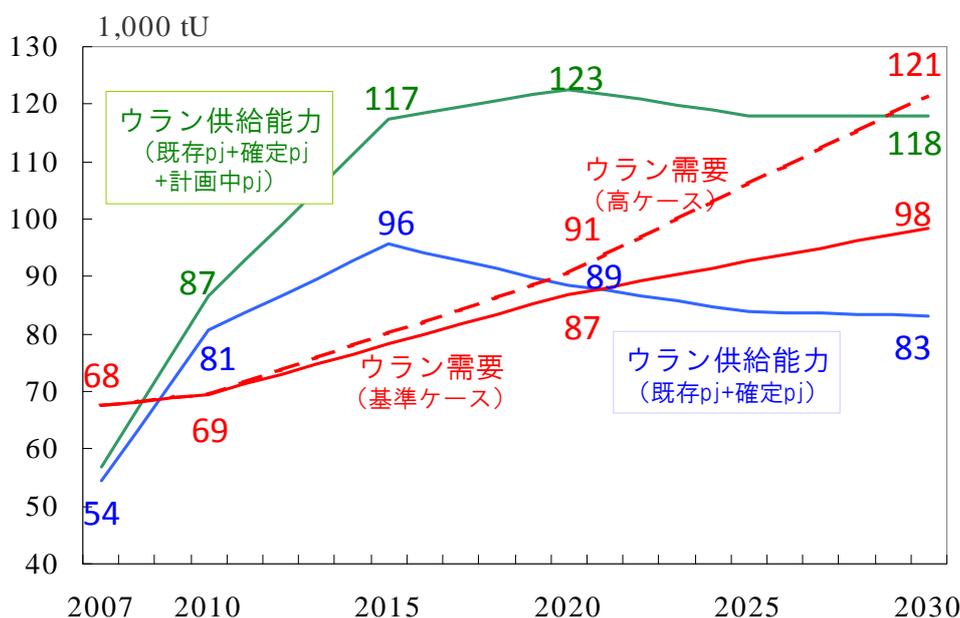
(出所) OECD/NEA "Uranium" より作成

自国内投資・・・資源国内での投資の合計 海外投資・・・資源国外からの投資

これに伴い今後ウランの生産量は大幅に増大する見通しである。2006年には世界のウラン生産量は需要量の約60%に当る4万トンUに止まっており残りは在庫や解体核等の取り崩しにより賄われていたが、OECD/NEA”Uranium2007”によれば、現在確定している開発プロジェクトのみで供給が行われる場合でも2015年には9万6千トンU、計画中のプロジェクトを含めた場合には2015年に11万7千トンUまでウラン生産能力は増強される。

これに対し、後述(4.3章)のように、今後の世界の原子力発電設備容量は2030年に、基準ケースで571GW程度、高進展ケースで1,225GW程度まで拡大すると見込まれる。これに対し平均80%程度の設備利用率を仮定し、取出平均燃焼度(ウラン1トン当りの平均的な発熱量)42Gwd/t、ウラン濃縮度(核燃料に供する濃縮ウランのU235濃度)3.7%、テイル濃度(ウラン濃縮時に生成される「残りかす」のU235濃度)0.3%、熱効率34%程度と想定すると、2030年までにウランの需要量は基準ケースで9万8千トンU、高進展ケースで12万1千トンU程度となる。このウラン需要量見通しと”Uranium2007”で想定されるウラン供給能力とをグラフにすると、図4-2-5のようになる。

図 4-2-5 2030年までのウラン需給見通し



(出所) ウラン供給：OECD/NEA “Uranium 2007”より作成
 ウラン需要：(財)日本エネルギー経済研究所試算

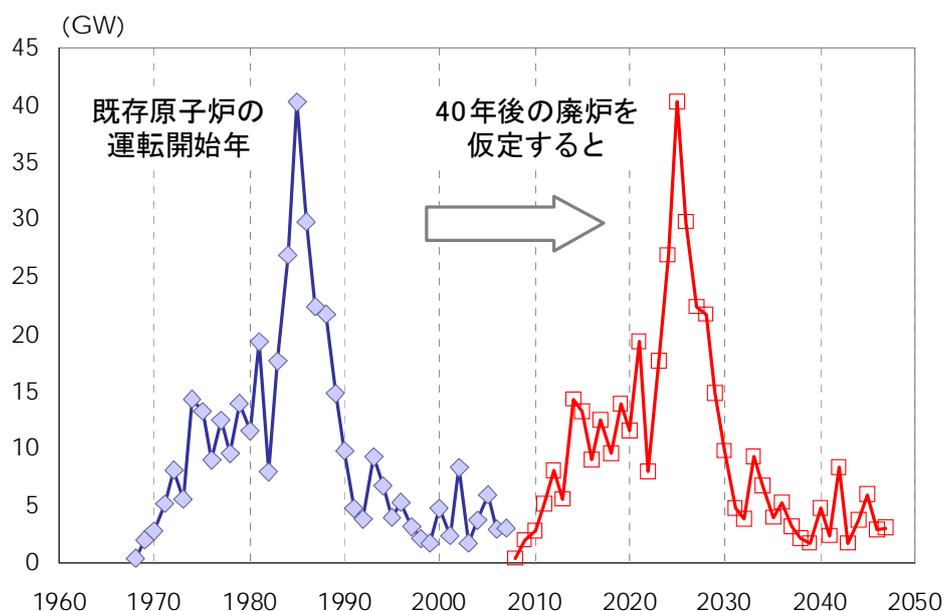
ここに見られるように、現在既に始まっている急速な生産拡大の動きにより、今後中長期的にウラン需給が緩和され2020年には計画中のプロジェクトが順調に進展すると想定した場合、基準ケースで3万6千トンUの、高進展ケースで3万2千トンUの供給余力

が生じる見込みである。従って、ウラン需給のバランスが今後の原子力発電開発を阻害する大きな要因となる可能性は低い、とすることができる。但し今後、仮にウラン価格が再び下落する等の理由により計画中の開発プロジェクトが順調に進展しない場合には、ウランの需給がタイトになる恐れがある。

4-2-3 産業界のプラント・機器供給体制

4-1 節で述べたように、過去原子力発電所は 1970～1980 年代に欧米を中心として多数建設され、1985 年に新規運転開始のピークを迎えた後、1990 年代以降は停滞する状況となった。既存の原子炉の運転開始年と、仮に運転開始後 40 年でそれぞれの炉が廃止されると想定した場合の廃炉の状況とを 図 4-2-6 に示す。

図 4-2-6 既存原子炉の運転開始年

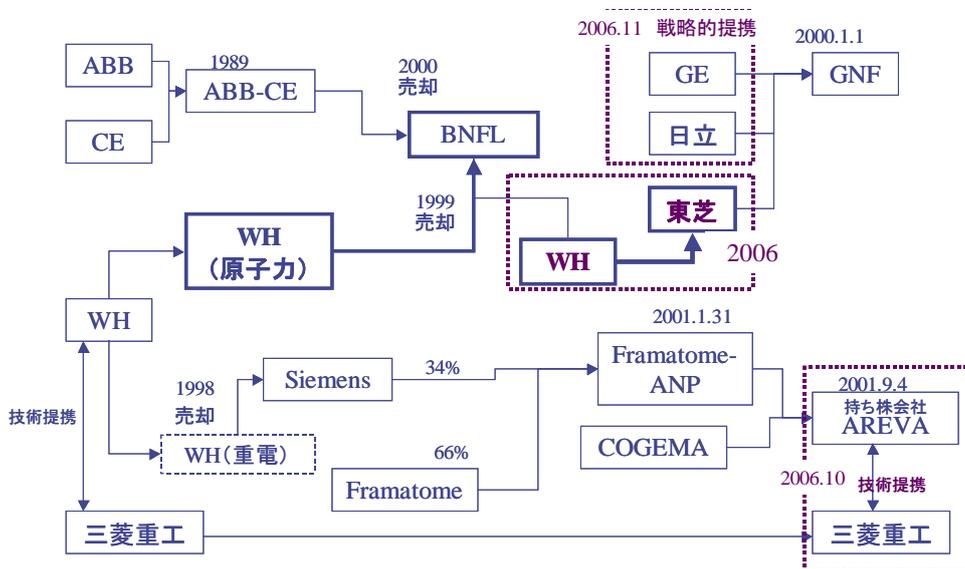


(出所) 原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向 2007/2008」より作成

ここに見られるように、今後 2015 年頃以降、長期にわたり年間 5～10GW 程度以上の原子炉が廃炉を迎え、原子力発電設備容量を拡大するためにはそれを上回る規模で新規のプラント建設を行う必要がある。

一方で、1990 年代から最近に至るまで商業発電用の原子炉の発注数が限られており、原子力発電プラントメーカーの間では 図 4-2-7 に示すように統廃合が進み、経済性・信頼性ともに優れたプラントコンセプトや設計ノウハウを有する数社のみが寡占する状況となっている。

図 4-2-7 世界の原子力プラントメーカーの変遷概要



(出所) 村上朋子「世界の原子力発電市場と産業界再編の展望」、第 397 回定例研究報告会、2007 年 2 月 15 日

具体的には、2008 年現在で日本の三菱重工・東芝・日立の 3 社と東芝傘下の米ウェスティングハウス (WH) 社・日立と原子力部門を統合した米 GE 社の他、フランスのアレバ社、ロシアのロスアトム、カナダの AECL のみが世界で国際的に競争力のあるプラントメーカーの全てである。これらの企業は過去のプラント建設需要低迷期に原子力部門を縮小してきている。各社ともに現在再度人員の増強を図りつつあるため今後徐々に建設能力は高まると見られるものの、人材確保の面からも早急な大幅拡大は難しいと考えられる。

また、プラントの設計・建設のみならず、機器や部品についても原子力発電は特殊かつ高度な技術を要するものが多数存在しており、それらを供給することの可能なメーカーに制限がある、と考えられる。最も顕著な例としては、原子炉压力容器のために必要な大型鍛造品について、高品質の製品を製造し得るメーカーは現在世界でも (株) 日本製鋼所のみであるとも言われ、この工程が世界の原子力発電プラントの製造可能数を制約する、との見方もなされている。

これらのことから、少なくとも今後 10 年程度の間には全世界で製造し得るプラントの数には限界があると考えられ、これが実質上原子力発電導入の上限を決めると考えられる。但し 2050 年までの長期で見た場合には、原子力発電の導入が最大限に行われればそれに応じて次第にプラント・機器供給側の体制も拡充し、かつて 1970 年代に行われた以上の速度で発電容量の拡大がなされる可能性もある。特に中国では現在国内の産業により原子力発電プラント建設を行うことができるよう海外の技術移転を図ることを目指しており、

このように、現在プラント建設能力を持たない国においても設計・建設能力の向上が見られることが、今後世界で新たに多くの国に原子力発電が導入されるためには必要であると言える。

4-2-4 その他の影響要因

(1)核燃料サイクル及びその他の技術の進展

現在進められている核燃料サイクルが今後日本をはじめとする諸国で普及すれば、ウランの必要生産量は減少する。更に FBR（高速増殖炉）技術が実用化されれば、ウランの必要量は更に減少することとなる。濃縮については、現在米国でレーザー濃縮法の実用化の試みがなされており、これが実現すれば、ウラン濃縮のコストを大幅に低下させ、結果として濃縮役務の供給量を大幅に増大させる可能性がある。原子力委員会(2003)の試算によれば、直接処分の場合のウラン利用効率 0.5%に対し核燃料サイクル（プルサーマル）の場合には 0.75%、高速増殖炉の場合には 60%程度の利用効率となり、前者では 2/3 程度、後者では 1/100 以下の天然ウラン量によって同量の電力の発電を行うことができることになる。

しかし 4-2-2 節で記したように、ウランの生産能力そのものは長期的視点では原子力導入の大きな障害とはなりにくい。そのため、この分野での技術進歩はコストや核不拡散の点で大きく寄与する可能性はあるものの、原子力発電の導入自体を大きく左右するものではない、と考えられる。

また、現在第四世代炉として FBR の他に超高温ガス炉や超臨界水冷却炉の研究開発が行われているが、これらが本格的に導入されるのは 2050 年頃以降であると考えられ、それまでの原子力開発の動向に大きく影響する可能性は小さい。

(2)核不拡散問題

今後、現在原子力発電開発の経験のある国々の他に、特に東南アジアや中東を中心として新たに原子力を導入する国が増加することが見込まれるが、その際、核兵器を容易に製造することを可能とする兵器級プラトニウムや高濃縮ウランの流出を防ぐべく、IAEA の査察のもとに原子力の導入を行う必要がある。現在既にイランや北朝鮮においてこれが問題とされ、またインドでは NPT（核拡散禁止条約）に加盟せず核実験を行ったことから、これまで長い期間にわたり原子力開発における諸外国からの支援が著しく制限されてきた。

しかし、東南アジアや中東等で新たに原子力開発を希望する国の多くは、核兵器の開発は勿論のこと、濃縮や再処理も自国内では行わない方針をとっている。また、国際的にも核拡散のリスクを低減しつつ多くの国で原子力の民生利用を行うことのできる枠組み作りを目指しており、この問題が直ちに原子力発展の導入に影響を与えるものではない、と考えられる。しかし核不拡散は高度に政治的な問題であり、今後何らかの状況で、これが政治的に大きな問題となる可能性があることは否定できない。

(3)安全性に関する社会的意識

原子力発電の実績の深化とともにトラブルの発生件数は減少しており、またプラントの安全性の向上などにより、今後先進国で大きな原子力事故が生じる可能性は少ないと考えられるものの、未だに社会的には原子力発電の安全性に対する疑念が強い。更に、今後途上国を含む多くの国で新規に原子力発電が導入された場合、予期せぬ事故が生じ、それが世界の原子力発電開発に負の影響を与えることとなる可能性を否定できない。今後世界各国で新規原子力開発を行うに当たっては安全性の確保に十分配慮をすべきであり、それによって事故のリスクを十分に低減することができる、と考えられる。

(4)高レベル放射性廃棄物の問題

使用済燃料を再処理して核燃料サイクルを行うにせよ、直接処分を行うにせよ、最終的に少なからざる量の高レベルの放射性廃棄物が処分されなくてはならないことに変わりはない。現在これはガラス中に固化した上で深地層内に埋めることが各国の方針となっているが、それを現段階で実施している国はまだ存在せず、わずかに米国とフィンランドの2国で処分地が決定されているのみである。

わが国では原子力発電環境整備機構（NUMO）が主体となって地層処分を行うこととなっており、現在サイト選定のための調査の候補地を募集している段階であるが、2007年に初めて文献調査の候補地申請を行った高知県東洋町で市長選挙の結果反対派の市長が当選し、申請を撤回するなど、候補地選定は難航を続けている。諸外国でも同様に、最終処分場の候補地選定作業は遅延する傾向にある。

しかし今後原子力発電を導入するか否かにかかわらず、現在既に世界各国で相当量の高レベル放射性廃棄物が蓄積されており、いずれにせよ最終的にはそれを何らかの形で処分しなくてはならないことに変わりはない。今後廃棄物の処分は大幅に遅延する可能性もあり政策上の大きな課題となることは確かであるが、しかしそれが原子力発電の導入に対して与える影響は、問題そのものの重要性にも関わらず、比較的低いと考えられる。

(5)国際協力の動向

現在途上国を中心とした多くの国で原子力発電の新規の導入を検討しているが、その際、人材の育成や制度の整備等が大きな問題となる。このため、日本や欧米諸国等の原子力先進国が積極的にこれらの国との間で協力体制を築き、ソフトウェア面を含めた支援を行うことは、世界の原子力発電の普及のために不可欠であると言ってよい。これについては既に人材の研修を行うなど各国で方向を模索しているところであり、今後必要が高まるに応じて活発な協力が行われることになると考えられる。しかし一方で人材の育成等はそれなりの時間を要するものであり、これは早期に急速な原子力発電の拡大を目指す上でのネックになり得る、とも考えられる。

また、途上国にとっては原子力発電の要求する初期投資は非常に高く、大きな障害の一つとなり得る。このため、低い金利で多額の資金を得ることができるか否かは途上国における原子力導入の成否を決定付ける大きな要因であり、国際的な協力体制のあり方が大きく影響を及ぼす可能性が高い、と言える。

4-2-5 まとめ

以上述べた各要因を原子力発電開発に与える影響のタイプによって分類すると、以下の通りになる。

A 原子力発電コストに直接の影響を与えるもの [コスト要因]

- ・化石燃料価格及び資源制約の動向
- ・地球温暖化対策（炭素価格）
- ・国際協力の動向

B 原子力発電導入の上限を定めるもの [供給制約要因]

- ・産業界のプラント・機器供給体制

C 原子力発電開発を一時的に、または場合によって阻害する可能性があるもの [その他の阻害要因]

(a) 燃料供給等に係る問題

- ・ウラン生産・濃縮能力
- ・核燃料サイクル及びその他の技術の進展

(b) 政治的・社会的問題

- ・核不拡散問題
- ・安全性に関する社会的意識
- ・高レベル放射性廃棄物の問題

今後特に、上記の A 及び B に分類されるものが、原子力発電開発の動向に対して特に大きな影響を直接的に、与えるものと考えられる。

4-3 今後の導入見通し

4-3-1 2030年までの導入見通し

(1)各地域の導入見通しの考え方

現在の各国の政策動向や導入見通しに応じ、2030年頃までの原子力導入見通しはある程度具体的に立てることが可能である。なお以下の記述では、将来の原子力発電の設備利用率は世界平均で80%程度であると想定している。

(a) 北米

米国では1996年運開のワッツバー1号機以降新規の発電用原子炉は導入されていないが、政府による原子力発電建設支援の法的整備が行われ、現在新たに30基以上の新規原子炉の建設が計画されている。しかしこの全てが実際に建設されるとは考えにくく、原子力発電設備容量の増加は限定的なものになると思われる。一方カナダは原子力発電の豊富な経験及び独自のプラント技術を有する国であり、今後計画に従って発電容量を徐々に増大させるものと思われる。

(b) 中南米

メキシコ・ブラジル及びアルゼンチンで原子炉が稼働中であり、今後この3国で順次発電所の新設が行われる見通しである。

(c) 欧州

フランス・イギリス・フィンランド等で発電設備容量の増加が見込まれる一方で、ドイツ・スペイン・スウェーデン・ベルギー等の諸国は脱原子力政策を採用している。しかし地球温暖化に対する意識の高まりから、脱原子力政策の見直しの動きも出始めている。全体として、2030年までに原子力発電設備容量は微減程度で推移するものと見込まれる。

(d) 旧ソ連

ロシアは独自の軽水炉技術を有する原子力大国であり、国内での原子力発電所の大幅増設を計画するとともに、自国産の原子炉を海外に売り込むことを狙っている。その他の地域では、ウクライナで現在新規原子炉を建設中である。その他、ウラン資源を豊富に有し原子力産業の育成を積極的に行っているカザフスタンにおいても、今後新規の原子力発電所の建設が行われる見通しである。

(e) アフリカ

現在唯一稼働中の原子炉をもつ南アフリカで、今後大幅な発電設備容量の増大が行われる見通しである。また、エジプトにおいて新規原子炉が検討されているが、まだ具体的な計画を出すに至っていない。

(f) 中東

UAE、ヨルダン、サウジアラビア等多数の国で原子力発電が検討され始めている。が、具体的な計画に至っていないことから、2030年までの運転開始はなされないものと想定し、イランで建設中のブシェール2基のみが運転開始するものとした。

(g) アジア

中国では急速な電力需要の拡大に応じて大規模な原子力発電開発計画が立てられており、実際に建設が進んでいる。計画では2020年に40GWの設備を導入する、とされており、この目標が実際に実現する可能性は十分にある。最近では更に野心的な目標も立てられているが、ここでは概ね上記の計画に準じて想定した。

インドはNPTに未加盟で核実験を行った経緯から、これまで諸外国からの原子力に関する援助は極めて限定的であり、トリウムサイクルを目標とする自国の技術での開発にとどまっていた。しかし米国との原子力協定締結を足がかりとして海外からの軽水炉輸入により大規模な原子力発電開発を進めようとしており、その成否は国内・海外の政治的交渉の可否にかかっている。ここではこれが成功して、計画に準じて原子力導入が行われるものとした。

東南アジア地域ではタイ・フィリピン・マレーシア・インドネシア・ベトナム等で原子力導入が計画されているが、今後の進展は遅延する可能性が高く、また国によっても差が見られる。

日本・韓国では概ね計画通り発電容量が増大するものと想定した。また台湾では脱原子力政策が採用され運転中の原子炉は順次閉鎖する予定であるが、ここでは閉鎖が遅延するものと想定した。

(2)世界の原子力発電開発の見通し

今後の世界全体における原子力発電開発はアジアを中心に堅調な進捗を見せるものと考えられ、2006年末には3億8,700万kWであった設備容量は、2020年には5億400万kW、2030年には5億7,100万kWとなると予想される。原子力発電による発電電力量は、2005年の2,800TWh/年から2030年には4,200TWh/年に増加するが、それ以上に天然ガス及び石炭による発電電力量の増加が著しく、発電電力量に占める比率は2005年の約15%から2030年の約12%へと、むしろ低下すると予想される。すなわち、現状の政策枠組みでは、原子力発電増大による地球温暖化ガス排出量削減効果は限定的であり、より積極的な施策が必要であるともいえる。2030年までの発電設備容量の見通しを表4-3-1に示す。

表 4-3-1 世界の原子力発電設備容量見通し

	2006	2010	2020	2030
設備容量 (GW)	387.0	403.0	504.4	571.0

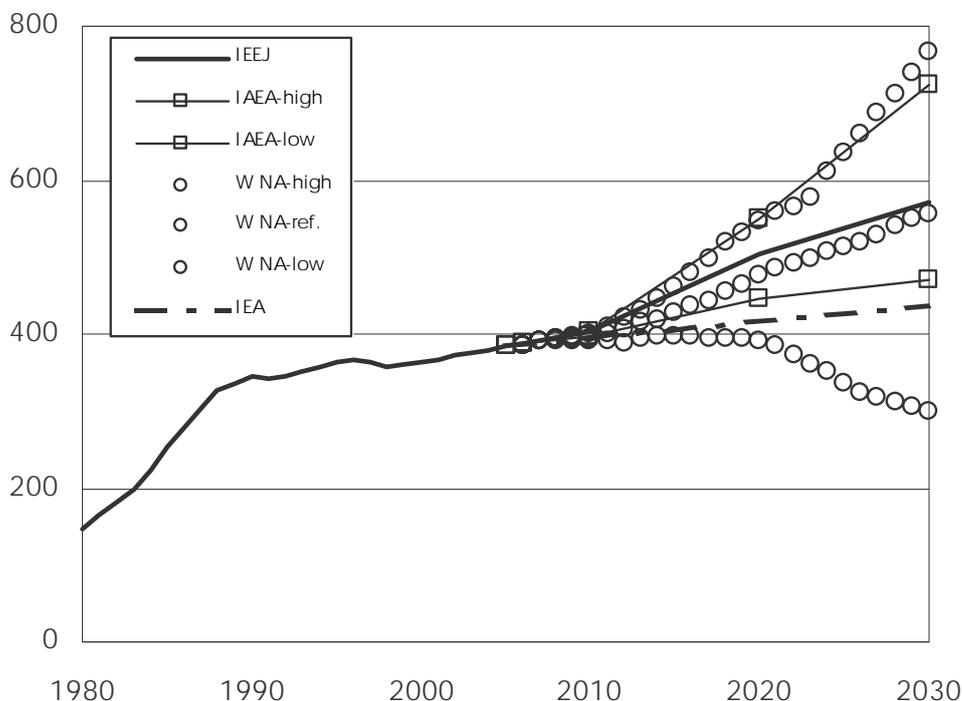
2030年までの世界の原子力発電設備容量増加は1億8,500万kWであるが、このうちアジアでの増分は1億2,400万kW、基数にして約100基であり、これらには中国、インド、韓国、日本、台湾といった既に原子力発電所を有している国々の他、タイやベトナムといった現在導入を計画中の国々も含まれる。それらも含め、2030年に世界で商業用原子力発電所を運転している国は、2006年現在の31カ国から40数カ国に上るものと予想される。原子力発電利用の世界的な拡大に伴い、今後は原子力発電所の安全性確保、ウラン燃料の安定供給、核拡散防止といった諸課題がこれまで以上に重要となっていくであろう。

(3)他機関の見通しとの比較

IEAの”World Energy Outlook 2007 - China and India Insights”では、2030年の世界の原子力発電設備容量を2030年に415GWと予測している。また、IAEAの”Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030”では、2030年の発電設備容量を高位ケースで691GW、低位ケースで447GWとしており、WNA (World Nuclear Association) の”The Global Nuclear Fuel Market Supply and Demand 2007-2030”では、リファレンスケースで529GW、高位ケースで730GW、低位ケースで285GWとしている。なおIAEAでは2006年の発電設備容量を369.7GWとしており、IEAでも同程度である。一方で日本原子力産業協会の「世界の原子力発電開発の動向2006」ではグロスで387GWとしている。これはネット出力とグロス出力との差である。

これら諸機関の見通しを図4-3-1に示す。

図 4-3-1 各機関による原子力発電設備容量の見通し



IEA の見通し（図中点線）は IAEA（図中□）の低位ケースよりも低くなっている。欧州 OECD 諸国について 2005 年の設備容量を 131GW から 74GW まで大幅に低下すると見ている他、例えば中国での設備容量を 2030 年に 17GW としている。中国では 2020 年に 20GW の発電設備容量を実現すべく、現在既に急速に原子炉の建設を進めているが、それにもかかわらず何らかの理由により今後建設のスピードが緩み、計画が大幅に遅延すると想定していることになる。

WNA（図中○）の低位ケースでは、世界の発電設備容量が現在よりも大幅に低下する、との見通しになる。これが生じるためには、現在原油価格の高騰により実現されている原子力発電の優位性が今後なくなると同時に、地球環境問題に対処するために原子力導入が必要であるという世界的な認識を今後根本的に変革させることが必要である、と思われる。

WNA の高位ケースは IAEA の高位ケースと同程度であり、これが現状で見通される原子力発電設備容量の上限値であると思われる。なお、この程度の設備容量の伸びを仮定したとしても、今後世界での原子力発電のシェアは同程度を維持する、または微増に止まることとなる。

ここでは、エネ研の見通しを中心とし、4-2 節で述べた各種影響要因を考慮して、以下のように 3 つの可能なケースを想定した。

1) 基準ケース

エネ研の見通し（図中実線：IEEJ）は IAEA の高位ケース・低位ケースの間に位置し、

WNA のリファレンスケースと同程度である。このレベルが、現在想定される今後の世界の原子力発電容量の見通しとして標準的な見方だと思われる。これは、3章のAに示す影響要因（コスト要因）が概ね原子力進展を後押しする形で働くのに対し、Bの要因（供給制約要因）が上限を定める状況である。

2) 高進展ケース

WNA 及び IAEA の高位ケースでは共に 2030 年の発電設備容量が 700GW 程度となっている。これが実現するためには、A（コスト要因）が原子力進展を後押しするとともに、B（供給制約要因）が原子力進展を阻害することなく、最大限の導入が行われることが必要である。

3) 低進展ケース

現在の地球環境問題への意識と原子力をめぐる状況を考えると、WNA の低位ケースのように発電容量の減少を見ることは現実的に可能性があるとは言い難く、IAEA の低位ケースや IEA ケース程度の緩やかな増大が現実的な最も低い成長のケースであると言える。これが生じるためには、A（コスト要因）が原子力に不利に働くことが必須である。その上で、C（その他の阻害要因）に示す諸要因、特に C(b)の政治的・社会的要因が原子力を阻害する方向で働いたときに、このような低成長が実現すると考えられる。

4-3-2 2050 年までの導入見通し

2030 年以降の原子力発電の状況については不透明な部分が多く、現状で具体的な姿を描くことは難しい。技術的には、既存技術及びその延長である第 III(+)世代軽水炉・重水炉に加えて、2020 年代から中小型炉が、2040 年代から FBR 等の第 IV 世代炉が導入される可能性があるが、その他の発電技術（トリウム・サイクル、核融合など）については 2050 年までに商業化する可能性は殆どない。

IEA の“Energy Technology Perspectives 2008”では、2050 年の原子力発電設備容量として Baseline Scenario で 570GW、BLUE Map で 1,250GW、BLUE Map hiNUC で 2,000GW を見込んでいる。この BLUE Map では、2009 年以降毎年 30GW の新設が行われると想定している。しかし、プラント建設にかかる準備期間や建設メーカーの能力等を考えると、これはやや非現実的である。今後世界で原子力発電容量が大幅に増大し供給体制も拡充された場合には、2030 年以降ではこのような高成長が実現する可能性もある。

ここでは、基準ケース・高進展ケース・低進展ケースの 3 つについて、以下のように想定した。

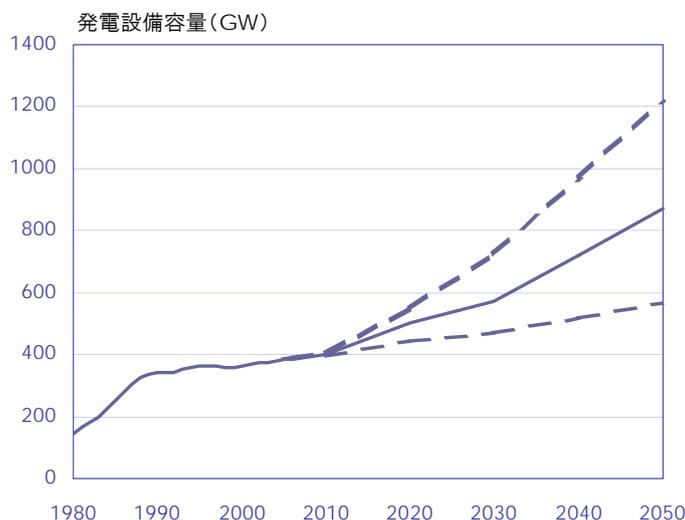
・基準ケース・・・IEEJ 見通しに準じて設備容量は 2030 年に 571GW まで増加し、その後 15GW/年で増大して 2050 年には 871GW となる。

・高進展ケース・・・IAEA 高位ケースに準じて設備容量は2030年に725GWまで増加し、その後25GW/年で増大して2050年には1,225GWとなる。

・低進展ケース・・・IAEA 低位ケースに準じて設備容量は2030年に469GWまで増加し、その後5GW/年で増大して569GWとなる。

これらの3ケースを図示すると、図4-3-2のようになる。

図 4-3-2 2050年までの世界の原子力導入見通し



4-4 まとめ

上記のように、今後2050年までの原子力発電開発の動向について、概ね3通りのシナリオを想定することが可能である。それぞれのシナリオは以下の通りとなる。

1) 基準ケース

このケースでは、2030年までに設備容量が571GWまで増加し、その後15GW/年で増大して2050年には871GWとなる。地球環境問題に対する配慮から各国政府が原子力発電の導入を支援するとともに、化石燃料価格の高騰や炭素価格の導入等の影響により世界で原子力発電所が大規模に建設されることとなる。特に中国やインド等の電力の大消費地において原子力発電設備容量の大幅な上昇が見られると同時に、日本や米国・ロシア等の原子力先進国でも順調に新規の建設がなされる。また現在欧州の一部の国で行われている脱原子力政策は見直される、或いはプラントの廃止が大幅に遅延することが想定される。

更に、先進諸国から海外への技術的・資金的援助が活発に行われることにより、現在原子力発電開発計画を発表し準備を進めつつあるベトナム・タイ等の東南アジア諸国では2020年以降新規に原子炉が運転開始し、その後中東の諸国においても原子力発電が導入され、発電容量が増大すると考えられる。発電設備容量の増大に伴いウラン価格も60ドル/lbU₃O₈程度以上の比較的高い水準を維持し、それに伴ってウラン資源開発も順調に進むと考えることができる。

2) 高進展ケース

このケースでは発電設備容量は2030年に725GWまで増加し、その後25GW/年で増大して2050年には1,225GWとなる。ここでは、上記の基準ケースで示されたような政策的・コスト的な原子力発電の優位性が保たれることにより、先進国・途上国を含めた全世界において原子力発電が大規模に導入される。それと同時に、特に2030年以降、現在の原子力先進国のみならず中国・インド等の新興国においても原子力発電プラントの建設が大幅に向上し、過去にない勢いで世界中において発電プラントの建設が行われるようになることが必要である。

3) 低進展ケース

このケースでは発電設備容量は2030年に469GWまで増加し、その後5GW/年で増大して569GWとなる。ここでは、化石燃料価格が現状の水準よりも低下すると同時に炭素価格の導入が行われない、または低い水準で行われることにより原子力発電がコスト的に競争力を持たず、1990年代以降の原子力発電開発の停滞状況が継続する。これによりウランのスポット価格は20～30ドル/lbU₃O₈程度まで低下するとともに、ウランの資源開発も停滞することとなる。

第5章 CCS

5-1 CCSとは

CCSとはCarbon Dioxide Capture and Storageの略称であり、火力発電所や製鉄所、セメント工場等の大規模二酸化炭素排出源から二酸化炭素を分離・回収し、長期間安定的に地下へ貯留、または海洋へ隔離することで大気中への二酸化炭素の放出を抑制する技術を指す。CCSは地球温暖化対策の重要なオプションの一つとされている。実用化の促進に当たっては低コストで効率良く分離回収する技術の開発が鍵となる。貯留技術は石油・天然ガス開発等で構築された技術を応用して用いられている。

分離回収

代表的なCO₂の分離回収原理として、化学吸収法、物理吸収法、吸着分離法などがある。また、回収技術の適用段階によって酸素燃焼法、燃焼前回収、燃焼後回収などがある。

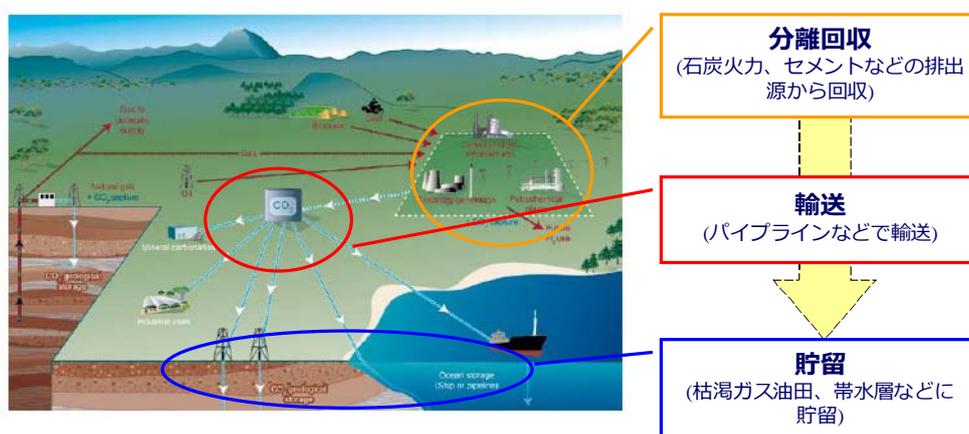
輸送

輸送方法としてアメリカで実績のあるパイプラインでの輸送、CO₂タンカーによる輸送が考えられる。現在、大規模なCO₂輸送タンカーの運用実績はない。

貯留

海洋が持つCO₂の吸収・溶解能力を利用した海洋隔離に加えて枯渇ガス油田、帯水層など地下の地質が持つ貯留能力を利用する地中貯留がある。

図 5-1-1 CCSのイメージ



(出所)IPCC、IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage より作成

CCSは比較的安価にCO₂を削減できる可能性があり、石油増進回収(Enhanced Oil Recovery : EOR)などにより経済的に利益を得られる場合もある。一方で、コスト高になる、化石エネルギーの使用を助長する、CO₂を貯留するために余計なエネルギーが必要になる、貯留したCO₂が漏洩する可能性がある、といった批判・懸念がある。

5-2 各国の主な取組み

5-2-1 代表的なCCSプロジェクト

現在、複数の商業的 CCS プロジェクトが検討されている。これらのプロジェクトが商業的に検討されている要因としては、以下の四点が挙げられる。

- ① 利用しやすい貯留層が CO₂ 排出源の近くにある
 枯渇ガス油田、帯水層など貯留層の情報が豊富にあり、その貯留層と CO₂ 排出源が近い(例：Sleipner、In Salah、Weyburn、Gorgon など)。
- ② CO₂ の分離回収が安価である(大きな追加投資を必要としない)
 プロセス上 CO₂ 分離が行われているガス化プラントのように大規模な追加投資を必要としないため分離回収コストが低い(例：Sleipner、In Salah、Weyburn、など)。
- ③ 石油・ガスの増進回収が期待される
 CO₂ を枯渇ガス油田に圧入することによって、石油・ガスの生産量を増加させることが見込まれる。石油・ガスの回収量の増加が収益の向上につながる(例：Weyburn など)。
- ④ 炭素税や排出取引等の CO₂ 削減インセンティブがある
 炭素税の設定や CO₂ の排出権取引など、CO₂ 排出を抑制する事が経済的なインセンティブに繋がる(例：Sleipner など)。

これらが組み合わさった例として、ノルウェーの Draugen プロジェクトでは、北海のガス田から天然ガスを引き、火力発電所や化学プラントで電力やメタノールを生産する。この際に発生する CO₂ を分離回収し、枯渇油田に圧入することで油田の寿命を延長させると共に炭素排出抑制を図る。このように各プロセスそれぞれにおいて価値が生み出される構造となっている。

表 5-2-1 代表的な CCS プロジェクト一覧

実施開始(予定)年	プロジェクト名	国	CO ₂ 排出源	貯留層の種類	圧入量(万トンCO ₂ /年)	参加企業
1996	Sleipner	ノルウェー	天然ガス随伴	ガス田上の海域帯水層	100	Statoil
2000	Weyburn	カナダ	石炭ガス化炉 PL 輸送350km)	枯渇油田 EOR	100	カナダ石油技術センターPTRC
2004	In Salkh	アルジェリア	天然ガス随伴	ガス田	120	Sonatrack、BP、Statoil
2007	Snovit	ノルウェー	LNGプラント	帯水層	70	Statoil
2008	Gorgon	オーストラリア	天然ガス随伴	帯水層	500	Chebron、Exxon Mobil、Shell
2010	Draugen	ノルウェー	天然ガス火力、メタノールプラント	枯渇油田 EOR	250	Shell、Statoil
2010	Miller-Peterhead DF1	イギリス	水素タービン発電	枯渇油田 EOR	180	BP、ConocoPhillips Shell、Scottish and Southern Energy
2011	Carrson DF2	アメリカ	石油ピッチのガス化によるIGCC	枯渇油田 EOR	400	BP、Edison Mission Group

(出所)IPCC、IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage、RITE、CO₂ 貯留テクノロジー(2006)より作成

この中、ノルウェーの Snovit プロジェクトは当初計画通りの収益が達成できず、採算が合わない見通しとなったために中止された。現在計画中のプロジェクトに関しても FS の結果と共にエネルギー価格、炭素税の導入など外部要因の動向も注目される。

発電関係のプロジェクトとしては、石炭火力発電所から排出される CO₂ を貯留する計画があり、商業プランとして Zerogen-Stanwer(オーストラリア、計画開始 2012 年)、Saskpower (カナダ、計画開始 2012 年)、FutureGen(アメリカ、計画開始 2012 年)、RWE(ドイツ、計画開始 2014 年)、RWE Tilbury(イギリス、計画開始 2016 年以降)がある。

5-2-2 代表的プロジェクトの詳細

スライプナー(ノルウェー)

スライプナーは北海で天然ガスを産出しているプラントであり、天然ガスの生産設備から排出される CO₂ を回収し、1996 年より年間 100 万トンの CO₂ を貯留している。CCS の代表的な取組みとして国際的なプロジェクトに発展し、CO₂ の貯留状況のモニタリングが行われている。現在までに漏洩は認められていない。今後の商業化に向けた重要課題である貯留の安全性、モニタリング方法などの研究・検証のために本件での経験と実績の蓄積が期待されている。

図 5-2-1 スライプナープロジェクトの位置



(出所)IEA、Natural Gas Information 2006 より作成

ワイバーン(カナダ)

米ノースダコタ州の合成ガス製造プラントから CO₂ を分離し、パイプラインにより 350km 輸送した後、カナダのサスカチュワン州の油田に注入し EOR に利用している。2001 年から開始され、日量 5,000t-CO₂ の CO₂ を注入している。CO₂ を注入する事で、1955 年に発見されてすでに 3.35 億バレルが採掘されたフィールドにおいて、少なくとも 1.22 億バレルの追加の石油が生産されると見込まれている。注入された CO₂ の約半分は増進回収された原油と共に地上に戻り再利用されるが、残り半分は地中に隔離される。貯留された

CO₂は国際協力の下、貯留監視プロジェクトが実施されている。

図 5-2-2 ワイバーンプロジェクトの位置



(出所)IEA、Natural Gas Information 2006 より作成

5-2-3 各国のCCSに関する政策

・米国

エネルギー省が毎年「炭素隔離ロードマップ」を発表しており、2012年までの技術開発ロードマップを示している。2003年には国際的な情報交換のための会議として米国が主導で「炭素隔離リーダーシップフォーラム(CSLF)」を立ち上げた。また、同年にブッシュ大統領が FutureGen プロジェクトとして、ゼロエミッション石炭ガス化発電プラントに10億ドルの予算をつけると表明した。

・EU

欧州委員会は2020年までに化石燃料を使用する火力発電所のゼロエミッションをゴールとし、火力発電所の効率向上と共にCO₂分離回収コストの低減、CO₂貯留の安定性・信頼性の検討、CO₂貯留ポテンシャルマップの作成を進めている。また、新設の火力発電設備に対してはCCS設備の設置が義務化される見通し。

・日本

地球環境産業技術研究機構(以下 RITE)を中心に研究開発に取り組んでおり、2005年にはCO₂固定化有効利用技術に関する技術戦略マップが策定され、2015年で地中貯留の技術確立に向けての技術課題の整理と工程表を中心としたCCS技術に関するロードマップが示された。2006年には産業構造審議会環境技術部会地球環境小委員会より我が国最初のCCS政策資料となる「CCS2020」が発表されている。その中で地中貯留ポテンシャルは52億tである事、探査が進めば帯水層での貯留量が増えることと見込まれる事、日本でのCCSコストは五千円/t-CO₂から一万数千円で、更なるコスト削減を目指す事等が記されている。

・国際的枠組み

現在の京都議定書がガイドラインとして用いられている IPCC の 1996 ガイドラインでは CCS は認められていない。京都議定書の第一回締約国会合(COP/MOP1)では CCS に関して議論が交わされ、プロジェクトの境界、漏洩、永続性が課題となった。現在、CCS を CDM として認めるか否かの議論が続いており、2009 年末にも結論が出る見通し。

その他にもカナダが CCS に関する技術ロードマップ(CCSTRM)を作成しており、オーストラリアも今後 30 年間を見通した CCS の技術開発ロードマップを発表している。

5-3 日本におけるCCSの現状と今後の動向

5-3-1 ポテンシャル量

日本におけるCO₂貯留ポテンシャルの推算はRITEが行っている。RITEの報告ではポテンシャル推定にあたり地質の特色に併せて、地層をカテゴリーA（背斜構造への貯留）、カテゴリーB（層位トラップなどを有する地質構造への貯留）に区分している。各カテゴリーの詳細は表 5-3-1 の通り。

表 5-3-1 カテゴリー分けと地層の特徴

大カテゴリー	小カテゴリー
カテゴリーA 背斜構造への貯留	A1: 油ガス田および帯水層
	A2: 基礎試錐が実施された構造
	A3: 基礎物理探査が実施された構造
カテゴリーB 層位トラップなどを有する地質構造への貯留	B1: 水溶性ガス田(南関東、新潟、宮崎)
	B2: 16 海域

(出所)RITE、平成 19 年度 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書より作成

上記カテゴリーに基づいて、日本の貯留量の試算を行った結果が表 5-3-2 である。

表 5-3-2 日本の CCS ポテンシャル

地質データ	カテゴリーA (背斜構造への貯留)	カテゴリーB (層位トラップなどを有する地質構造への貯留)
油ガス田 坑井・震探データが豊富	A1 35億t-CO ₂	B1 275億t-CO ₂
基礎試錐 坑井・震探データあり	A2 52億t-CO ₂	
基礎物探 坑井データなし、震探データあり	A3 214億t-CO ₂	
貯留概念図		
小計	301億t-CO ₂	1,160億t-CO ₂
合計	1,461億t-CO ₂	

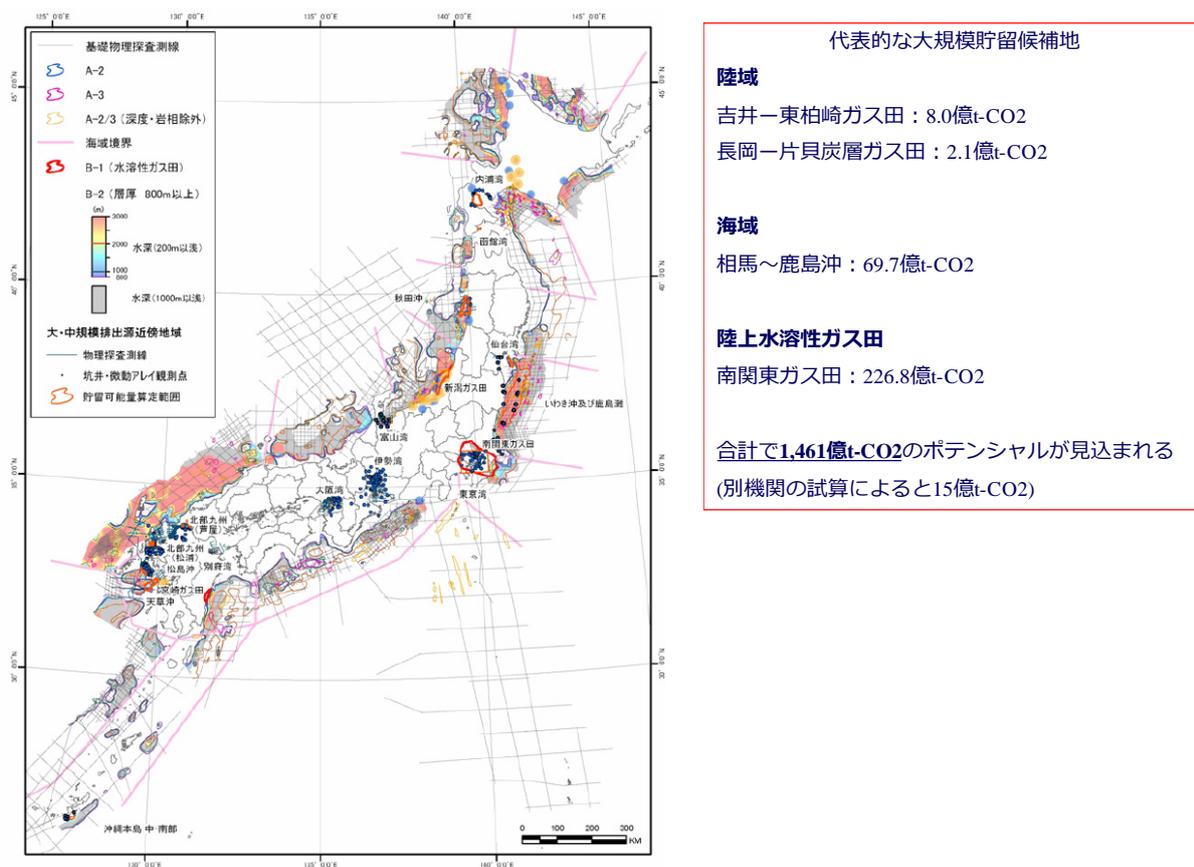
*内陸盆地ならびに内湾(瀬戸内海、大阪湾、伊勢湾など)は対象とせず
*地下800m以深かつ、400m以浅が対象

(出所)RITE、平成 19 年度 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書

日本全体のポテンシャルに加えて日本国内での貯留量の分布状況を示している。分布試算にあたっては前提として、以下の点を想定している。

- 大規模～中規模排出源集中域近傍を検討対象とする。
- 第三紀～第四紀の堆積岩分布域が検討対象である。
- 地層の上下関係においては、厚い泥岩・シルト岩等が上位にあり、かつその下位に厚い砂層等がある地質構造を抽出してそれを貯留層対象層と捉える。
- 貯留層の側方境界は以下の何れかとする。
 - 層位トラップが成立する地質構造
 - 貯留層深度が深度 800m となる場所
 - 水深 200m 以浅の領域境界
 - 明確な断層
- 抽出した貯留層の容積に基づき、各種パラメータを設定して、容積的に貯留可能量を算出する。

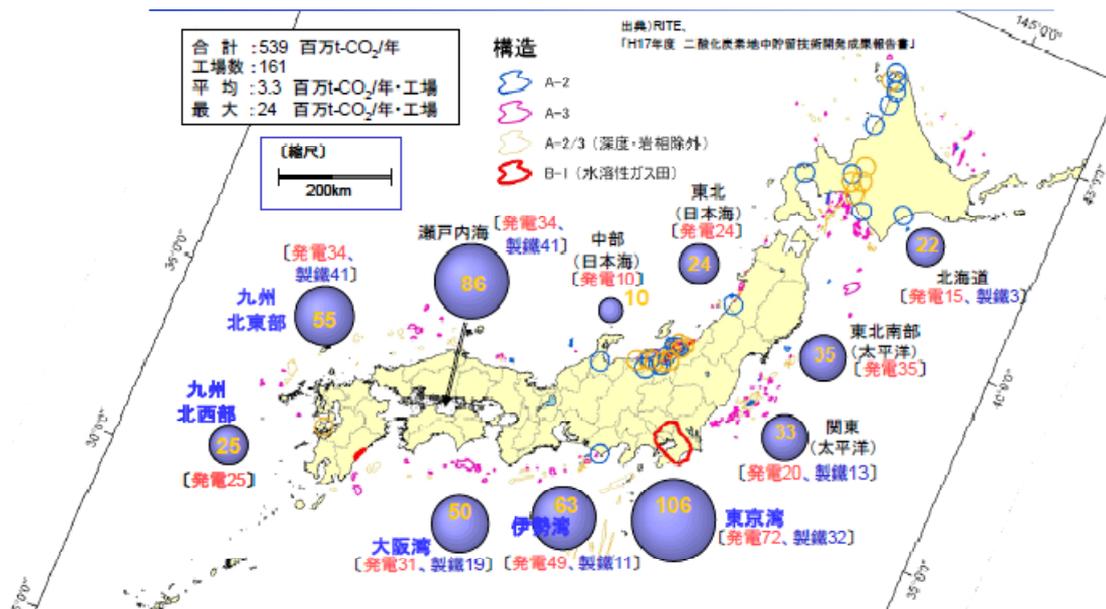
図 5-3-1 日本の貯留層賦存量分布



(出所)RITE、平成 19 年度 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書より作成

CCSの導入が期待される大規模なCO₂排出源として石炭火力発電所、製鉄所、セメント工場の分布を考慮し、その分布を示す。図 5-3-2 に示すとおり、大規模なCO₂排出源は主に沿岸の工業地帯に分布している。最大の排出源と見込まれる関東地域では年間で1億トン近いCO₂が排出されている。

図 5-3-2 大規模な CO₂ 排出源と貯留層の分布



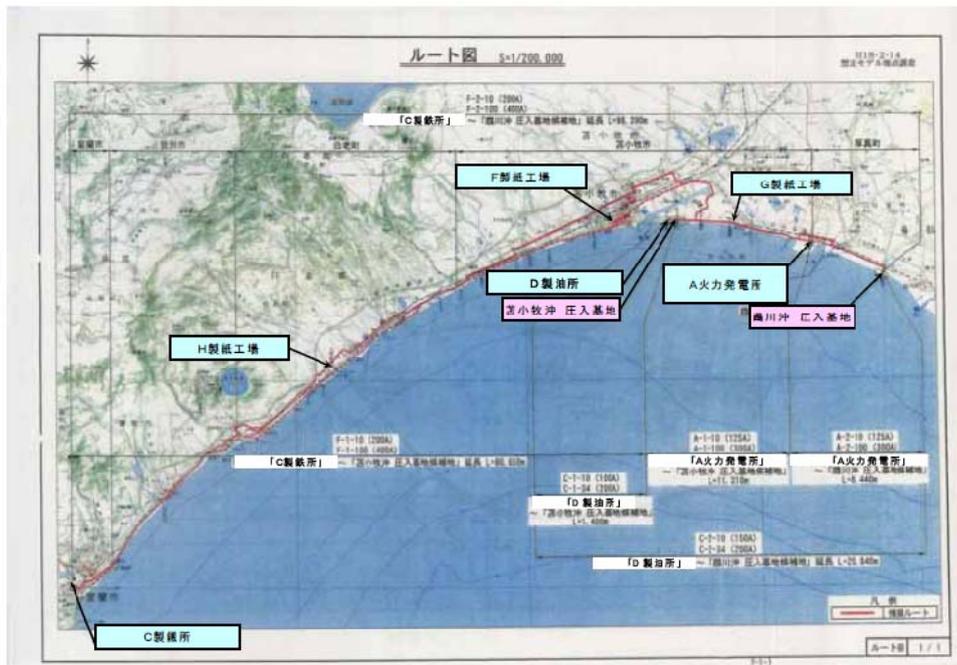
(出所)RITE、平成 17 年度 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書

日本全体でのCO₂の貯留量を評価するためには、図 5-3-1 に示した貯留層の分布と図 5-3-2 で示されるCO₂排出源とのマッチングが必要になる。例えば、関東地域から最寄の Kategorie A の貯留層は静岡の浜松沖もしくは宮城沖と考えられるため、関東地域から排出されたCO₂を Kategorie A の貯留層に貯留するためには、東京湾—浜松沖もしくは東京湾—宮城沖の 100～200km 程度の輸送が必要となると考えられる。

5-3-2 CCSコストの現状

具体的なCCSのコスト評価としてRITEでは北海道地区および新潟地区でモデルプロジェクトを進めている。ここでは製鉄所、火力発電所などを対象として合計で7つのシステムの構成例をあげ、実用化時のイメージを提示している。二酸化炭素排出源と圧入候補地の配置を図 5-3-3 に示す。

図 5-3-3 北海道地区の二酸化炭素排出源と圧入候補地の配置



モデルプロジェクトにおける各システムのコストは表 5-3-3 の通り。

表 5-3-3 貯留コスト一覧表（北海道地区）

	C製鉄→苫小牧	F製鉄→苫小牧	D製鉄→苫小牧	A火力→鶴川沖	3排出源→2圧入	単位
貯留量	100	100	100	100	234	万t-CO ₂ /年
分離回収	4,170	4,140	3,130	4,120	4,000	円/t-CO ₂
昇圧	1,710	1,390	1,840	1,640	1,810	
輸送	2,760	820	590	220	1,410	
圧入	1,360	1,340	2,130	1,100	1,240	
合計	10,000	7,700	7,680	7,080	8,460	

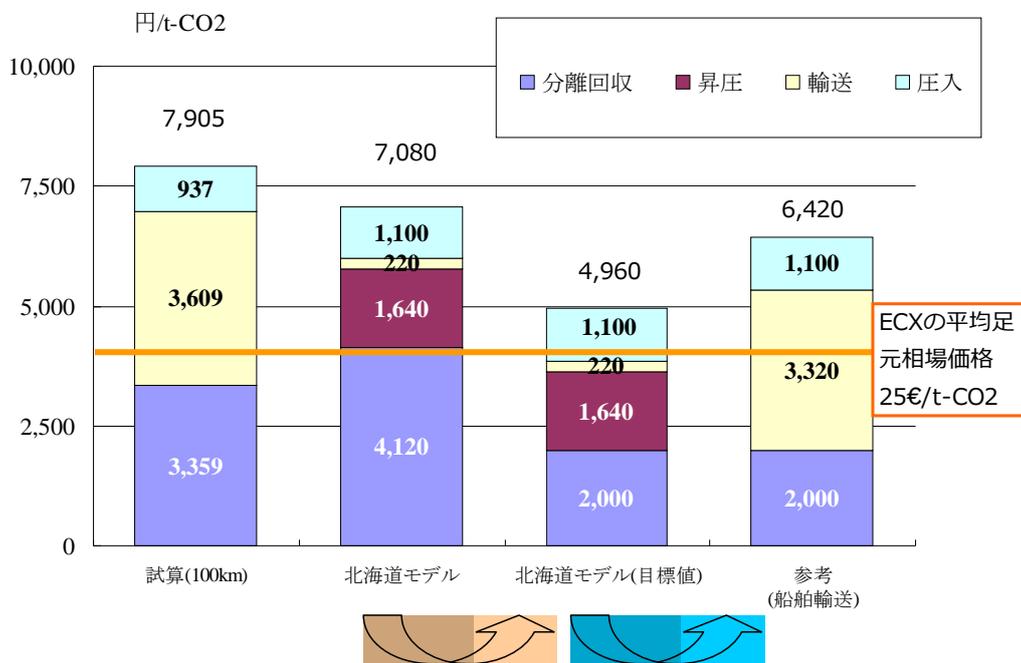
(出所)RITE、平成 17 年度 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書

(注)価格の単位は円/t-CO₂

モデル分析結果から日本でのパイプライン輸送は高価であるため、極力輸送距離を最短とするように二酸化炭素分離回収サイトと圧入サイトの組合せを選定することがコスト低減の面で極めて重要であることがわかる。一方で、全体コストの中では分離回収が占める割合も大きいため、二酸化炭素発生設備の稼働率を維持する事や技術開発によるコストの低減が求められる。

輸送距離 100km、貯留量 100 万 t-CO₂/年を前提としたコストの試算結果、モデルプロジェクトの結果とその条件を変更した場合の試算結果を比較する。結果より、CCS のコストは European Climate Exchange (ECX)の排出権価格よりも割高となる。

図 5-3-4 CCS の貯留コスト比較



(出所)RITE、平成 17 年度 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書などより作成
 (注)試算(100km)と参考(船舶輸送)の昇圧コストは輸送コストに含まれる。

上記のコスト比較の試算条件は以下の通り。

- 試算(100km) : パイプラインで 100km 輸送
- 北海道モデル : パイプラインで 8.4km 輸送
- 北海道モデル(目標値) : 北海道モデルの分離回収コストを政府目標 2,000 円/t-CO₂ に低減
- 参考(船舶輸送) : 上記「目標値」の輸送部分を船舶での 1,000km 輸送に変更

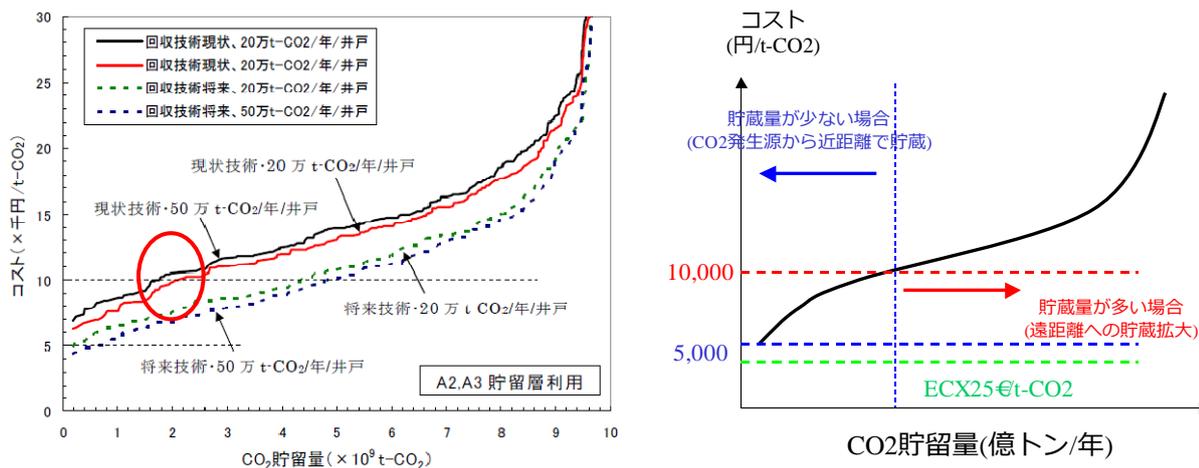
RITE では日本全体として排出源と貯留層のマッチングを考えた上で、CCS のコスト試算を行っている。試算の手順は以下の通り。

排出源の位置と年間排出量ならびに貯留層の位置、深度と貯留可能量のデータをインプットし、これを用いて排出源と貯留層を道路下に敷設したパイプラインで結ぶ最短ルート探索を行い、CO₂ の排出源から貯留層までの輸送距離を算出する。その際に、CO₂ 排出源からCO₂ を貯留層までパイプライン輸送し圧入するときのコストを最小化するモデルを構築し、コスト・貯留ポテンシャル曲線を求める。次に、各排出源から各貯留層へCO₂ を輸送し圧入する際のコストを計算する。コストは分離回収・昇圧、輸送、圧入のプロセスごとに計算され、CO₂ の年間処理量の関数として表現する。また、各プロセスで排出される

CO₂量もCO₂の年間処理量の関数として表現し、これらを用いて最終的にCCSのアボイデッドコストを計算する。この試算結果は図 5-3-5 の通り。

図 5-3-5 CCS のコストカーブ

(左図：RITE 試算結果、右図：概念図)



(出所)RITE、平成 19 年度 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書などより作成。

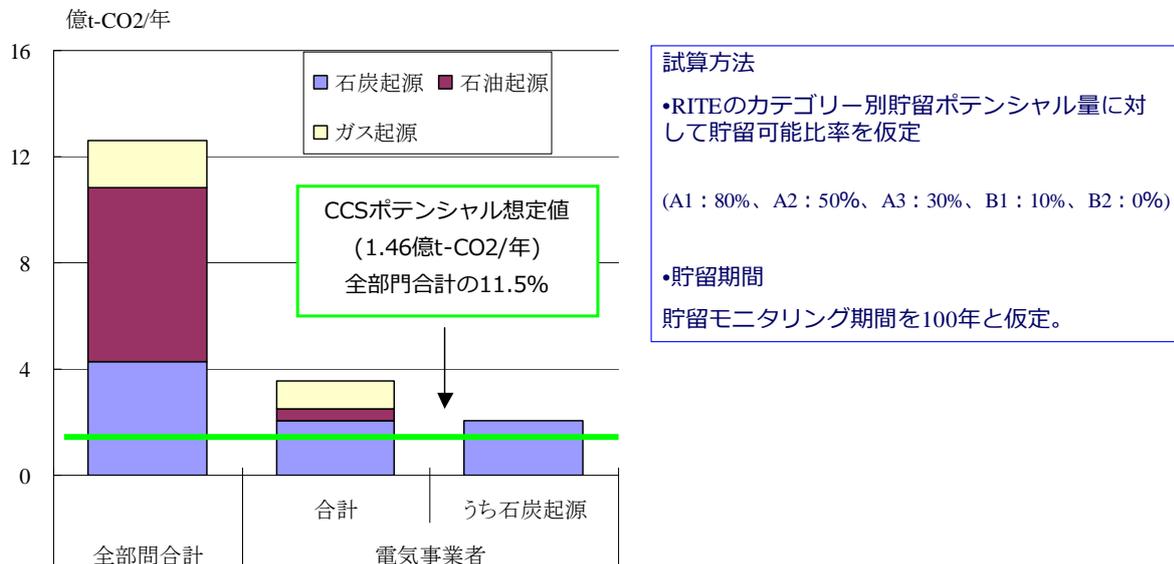
結果より貯留量が約 9,000 万 t-CO₂/年を越えると CO₂削減コストは 10,000 円/t-CO₂ を超える。技術開発によりコストはおよそ半分まで低下する見込み。参考として示した 2004 年～2008 年の ECX 排出権価格はおよそ 25 ユーロ/t-CO₂ であり日本円で 4,000 円程度である。

以上より、日本における CO₂貯留コストの大半を分離回収コストと輸送コストが占めており、技術開発による分離回収コストの低減及び排出源と貯留層のマッチングが課題となる。また、現状の CCS による CO₂削減コストは欧州等に比べて割高であると考えられる。

5-3-3 今後の見通し

RITE のポテンシャル試算に基づいて各カテゴリー別に貯留可能比率を想定し、日本の実行ポテンシャル量を試算した。現状では、決まった国際合意はないが、貯留期間は仮に 100 年とした。

図 5-3-6 日本のCO₂排出量とCCSポテンシャル試算



(出所)日本エネルギー経済研究所、エネルギー・経済統計要覧より作成

上記の想定条件に沿えば、CCSのポテンシャルはおよそ1.5億t-CO₂/年程度と見込まれる。(総ポテンシャル1,461億t-CO₂の約10%に相当)。1.5億t-CO₂/年は2006年度の電気事業者が排出したCO₂の約80%に相当し、全部門合計の約11.5%に相当する。

5-4 世界におけるCCSの現状と今後の動向

5-4-1 ポテンシャル量

世界のCO₂貯留ポテンシャルの試算はIPCCを始め幾つかの機関が発表している。地層学的には約10兆t-CO₂、現在の世界のCO₂排出量の350年分程度はあると見込まれる。試掘データの豊富な既存の枯渇ガス油田などではおよそ30年程度分あると見込まれるが、今後、ポテンシャルを拡大するためには深含塩層・帯水層の開発が課題となる。これらの地層は採掘の情報が少ないため幾つかの不確実性を抱える。

帯水層が抱える不確実性

- 貯蔵法がキャップロック下への物理的貯蔵、溶解、鉱化など多岐に渡る。
- 当初想定された貯蔵量と実際の貯蔵量とのギャップ
- CO₂の溶解と鉱物との反応の問題。
- 容量の評価法が一貫していない。
- 油ガス田と比較して、得られる地層の情報が限定的。

表 5-4-1 世界の CCS 貯留量のポテンシャル

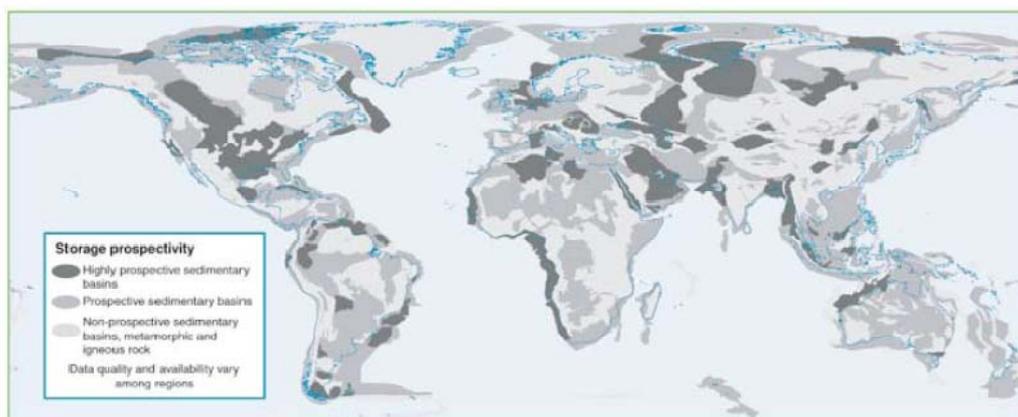
地層	GTSP		IPCC	
	地層学的容量	内アメリカ	試算 高ケース	試算 低ケース
深含塩層	9,500	3,630	Uncertain, but possibly 10 ⁴	1,000
枯渇ガス田	700	35	900	675
枯渇油田	120	12		
採掘不能炭層	140	30	200	3-15
深岩塩、玄武岩層	Unknown	240	-	-
その他	Unknown	Unknown	-	-

(出所)GTSP、Carbon Dioxide Capture and Geologic Storage、IPCC、IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage より作成

(注)深含塩層とは堆積盆地に形成される砂岩、炭酸塩岩(石灰岩、ドロマイト)に囲まれた海水を含む層

IPCCでは貯留層の分布に関しては地層学的観点から評価を行っており、油田、ガス田、炭田の発見が期待される地層の形成に適した堆積盆地の分布を 図 5-4-1 に示す。背斜構造を形成しやすい堆積盆地やガス油田が豊富な中東、北海、ウラル近郊、アメリカ・カナダにおいてはCO₂貯留ポテンシャルの期待度が高い。

図 5-4-1 地形分布に基づく CCS の貯留可能性



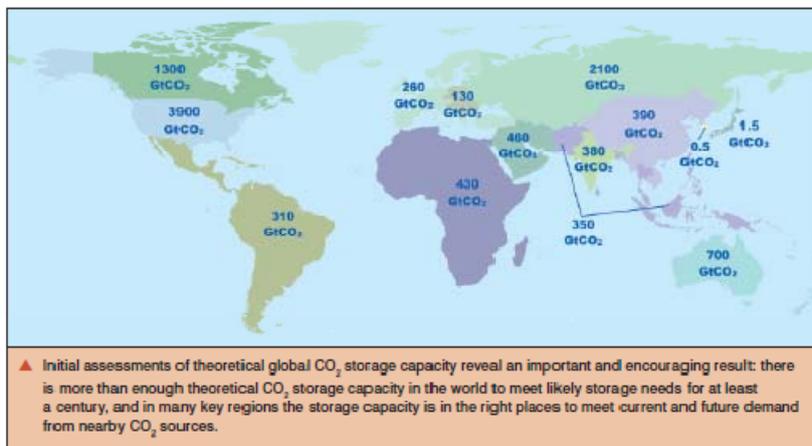
(出所)IPCC、IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage

GTSP は地域別に具体的な貯留ポテンシャルを示している。これに拠ると広大な土地を持つ国はもとより、油ガス田を多く持つ地域の貯留ポテンシャル量が大きい。

主要な国別ポテンシャルは、アメリカ : 3,900Gt-CO₂、ロシア : 2,100Gt-CO₂、カナダ : 1,300Gt-CO₂、中国 : 390Gt-CO₂、中東 : 460Gt-CO₂、インド : 380Gt-CO₂、日本 1.5Gt-CO₂

としている。特にアメリカは大規模排出源の内の 95%が貯留候補地から 50 マイル以内にあり、安価なコストでの貯留が期待される。

図 5-4-2 貯留ポテンシャルの分布 (GTSP)



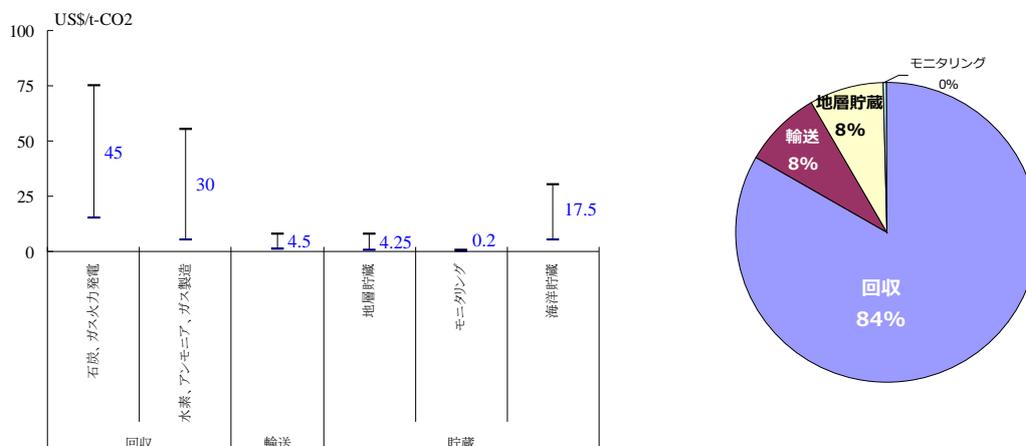
(出所)GTSP、Carbon Dioxide Capture and Geologic Storage

5-4-2 現状のCCSコスト

IPCCによる石炭火力のCCSコスト試算は、ばらつきがあるものの17~91\$/t-CO₂程度である。回収コストが総コストの大半を占める。RITEの試算と比較すると相対的に輸送コストが低い。これは日本国内でのパイプライン建設コストは高く、IPCCの試算前提でのパイプラインの建設コストが相対的に低いことによる。

図 5-4-3 IPCCによるコスト試算

(左図：コスト値、右図：コスト内訳 (中央値を採用))



(出所)IPCC、IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage より作成

表 5-4-2 代表的な火力発電所のコスト比較

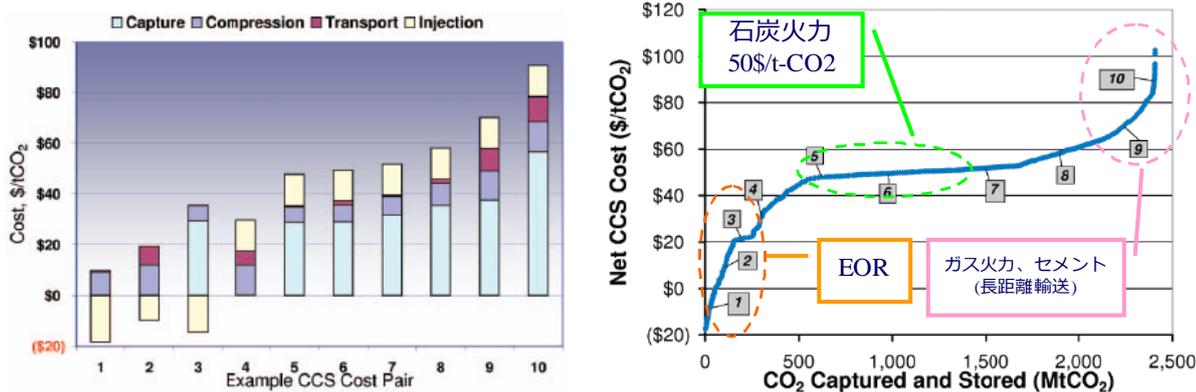
	単位	微粉炭石炭火力	天然ガス複合火力	IGCC
発電コスト	US\$/MWh	43-52	31-50	41-61
回収				
投入エネルギー増加量	%	24-40	11-22	14-25
CO2削減量	%	81-88	83-88	81-91
回収、貯留				
発電コスト	US\$/MWh	63-99	43-77	55-91
削減コスト	US\$/t-CO2	30-71	38-91	14-53
回収、EOR				
発電コスト	US\$/MWh	49-81	37-70	40-75
削減コスト	US\$/t-CO2	9-44	19-68	(-7)-31

(出所)IPCC、IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage より作成

GTSP でも CCS コストの試算を行っており、こちらも RITE 試算と比較すると輸送コストの違いが大きい。回収コストは大よそ 30\$/t-CO₂、輸送・圧入コストは 15\$/t-CO₂ 程度である。また、コスト試算にあたっては EOR が可能かどうかポイントになる。

図 5-4-4 GTSP によるコスト試算

(左図：プロセス別コスト、右図：コストカーブ)



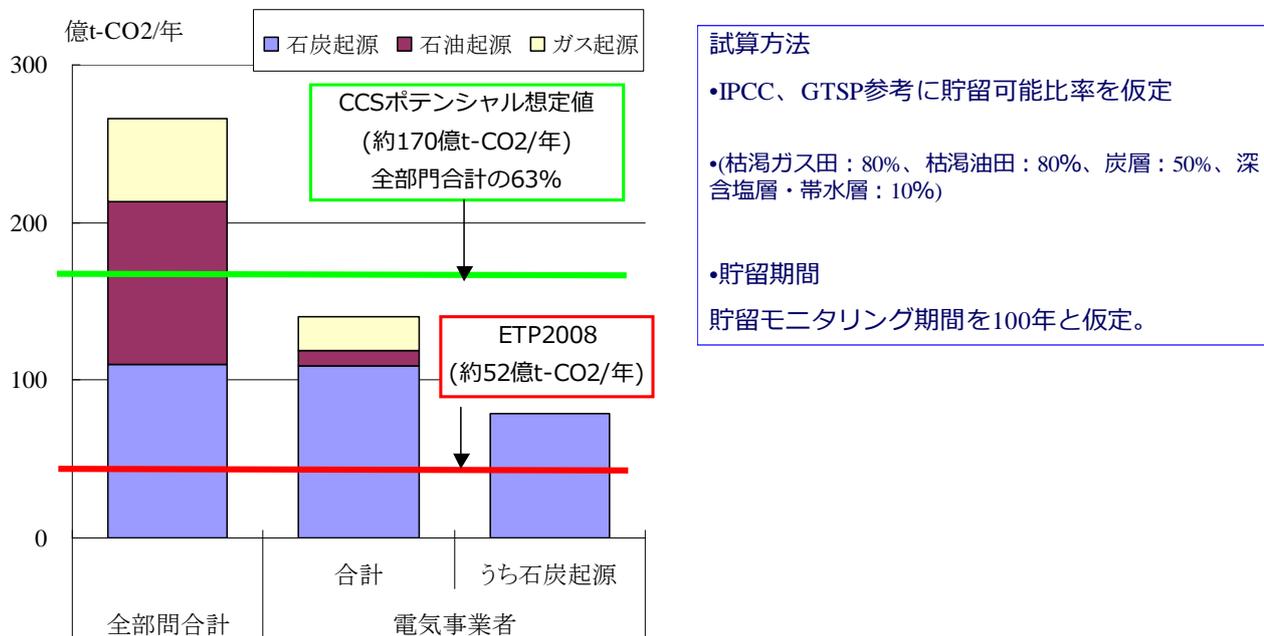
(出所)GTSP、Carbon Dioxide Capture and Geologic Storage より作成

(注)5,6 が石炭火力。1,2 は EOR によって回収された油ガスの収益を計上している

5-4-3 今後の見通し

IPCC、GTSP の想定を参考に、以下のように地質別に貯留可能率を仮定し、CCS の貯留ポテンシャル試算を行った。

図 5-4-5 世界の CO₂ 排出量と CCS ポテンシャル試算



(出所)IEA, World Energy Outlook 2007、Energy Technology Perspectives 2008 などより作成

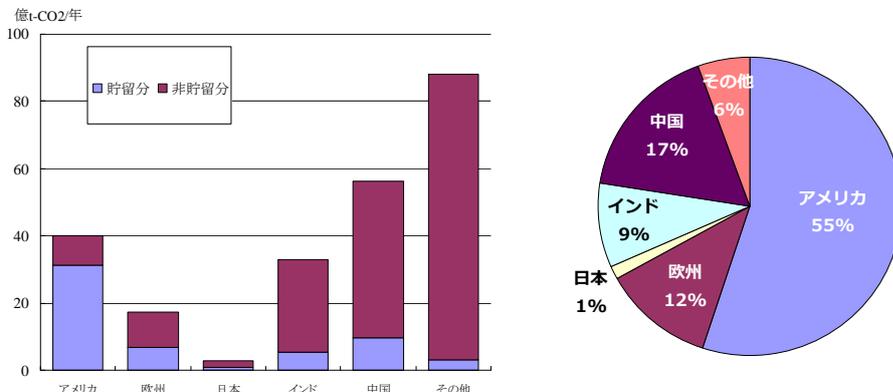
(注)1Gt-CO₂は10億 t-CO₂

CO₂貯留ポテンシャルの確実性が高いと見込まれる枯渇ガス油田、炭層を中心に考えれば貯留ポテンシャルは約50～70億Gt-CO₂/年程度あると見込まれる(2005年世界のCO₂排出量265億t-CO₂の19～26%程度)。貯留ポテンシャルの拡大のためには高いポテンシャルを有すると見られる深含塩層・帯水層の活用が期待される。深含塩層・帯水層を含めて、上記の想定条件に沿って試算するとCCSのポテンシャルは約120億t-CO₂/年程度と見込まれる。ただし、これらの地層には地層学的な課題がある事に留意が必要。

ETP2008では2050年に50\$/t-CO₂のインセンティブがついた時の貯蔵量を約52億t-CO₂/年と見込んでいる(うち発電部門は35億t-CO₂/年)。ETP2008のBLUE MAPシナリオでは2050年で合計104億t-CO₂、発電部門で56億t-CO₂と見通しているが、ETPでは、これらの見通しは非常にチャレンジングであるとコメントしている。

上記のポテンシャルに対して、CO₂排出量をベースにした国別の貯留量を試算する。試算にあたってはIEEJによる概算見通しによって得られたCO₂排出量見通しを用いて、国別の貯留量を試算する。各地域毎の技術力、ポテンシャルなどを加味して石炭火力発電所から排出されるCO₂の回収率をそれぞれ、アメリカ：90%、欧州：80%、日本：80%、インド：20%、中国：20%、その他地域：10%として、各国別のCO₂貯留量の試算を行った。

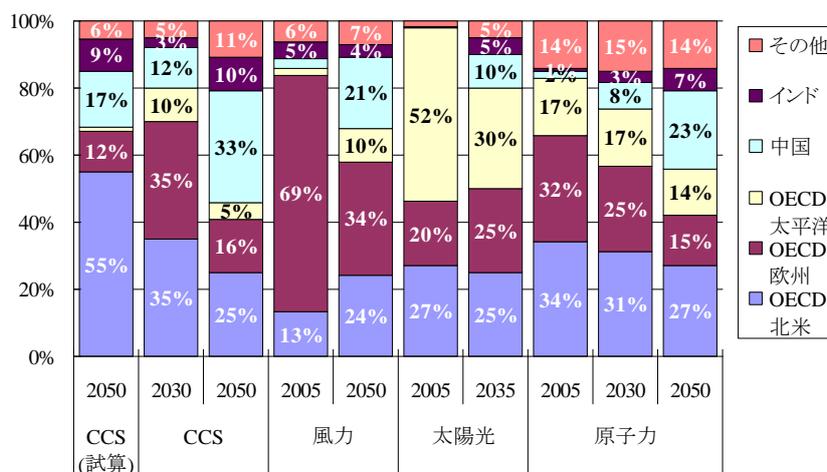
図 5-4-6 国別貯留量試算



2005年の値を元に上記の想定条件で概算すると世界計で約36億t-CO₂/年のCO₂を貯留することになる(発電部門の総排出量109億t-CO₂の32%)。2050年の値を元に上記の想定条件で概算すると世界計で約57億t-CO₂/年のCO₂を貯留することになる。(発電部門の総排出量237億t-CO₂の24%)。

国別の割合ではアメリカが世界のCCS貯留の55%を占める。また、ETP2008では今後導入される新技術の地域別の割合を示しており、その想定ではアメリカは25%であり、中国が33%で最大となっている。GTSPによるポテンシャル評価では中国のポテンシャルはそれ程大きくないが、ETP2008では世界最大のCO₂の貯留国となっている。広大な土地を持ち、詳細な調査が必要となる中国、ロシアといった地域のポテンシャルに関しては今後より正確な地質調査・分析によるCO₂貯留ポテンシャルの評価が期待される。

図 5-4-7 地域別技術導入の割合



(出所)IEA, Energy Technology Perspectives 2008 より作成。

(注)試算ではアメリカ、欧州、日本、中国、インド、その他、の区分

5-5 まとめ

CO₂貯留技術は、商業化を目指して現在多くの地域で実証試験が行われており、運用実績の蓄積が期待される。世界全体としての CO₂貯留ポテンシャルの試算には不透明な点が多く、地質調査・分析の更なる進展が望まれる。従って、現段階で実効性のあるポテンシャルを明確に示すことは難しい。コストに関しては CO₂の分離回収コストは世界的にほぼ同程度であり、継続的な技術開発によるコスト削減が期待される。一方、輸送コスト及び圧入コストは貯留層の深度や地質の状況、貯留地までの距離などローカルな条件に左右されるため一概に評価できない。条件次第では EOR などを組み合わせることで経済的インセンティブが発生する可能性もある。CCS 導入に影響を与える外的な要因としては、炭素価格の動向や原子力・再生可能エネルギーなどカーボンフリー電源の動向が挙げられる。

CCS の技術的な障害は少ないと思われるが、コスト面や CO₂を地中に埋めること自体の是非など PA(公的受容性)の問題が改善されるかといった点も大規模商業化にあたっては課題になりうると思われる。

各地域の課題と見通しを改めて以下の通り整理する。

日本

- 大規模な貯留ポテンシャルを持つ貯留地として、帯水層などが期待される。これらの地層の詳細な調査・分析が必要。
- 技術開発による分離回収コストの継続的な低減が必要。
- 輸送コストは割高であるため、CO₂排出源と貯留地が近い事が重要。

世界

- 深含塩層・帯水層まで含めれば貯留ポテンシャルは豊富だが、これらを実用レベルで利用できるかは精査が必要。
- 回収コストの低減が進めば、50\$/トン-CO₂程度の CO₂削減コストで CCS による CO₂貯留が実践できる可能性もある。

今後の課題

- CO₂回収のために必要なエネルギー(発電量の 20~40%程度)と回収コストの低減。
- 国際的枠組みの中で CO₂削減対策として CCS がどのように認知されるのか(CDM になるのか、何年貯蔵するのか等)
- 統一的な法整備規制がどうなるのか(貯留モニタリングの年数等)
- 国際的な炭素市場が出来るのか

第6章 供給可能量、LCA評価及び経済性

6-1 供給可能量

(1)原子力・再生可能エネルギー供給ポテンシャル

電気自動車の大量導入を行う場合（CO₂排出量が少ない電源を選ぶという前提）、自動車用の追加供給電源としての条件は、①十分なポテンシャル量があり、②偏在していないこと、さらに、③安定的かつ継続的な供給が可能、であることが必要である。

この条件を満たすものとして、再生可能エネルギー(第3章)、原子力(第4章)、CCSを設置した火力(第5章)が考えられる。

まず再生可能エネルギーについては、風力・太陽光はこの条件を満たすと考えられるが、バイオマス・地熱は地域的な偏在性があること、水力はポテンシャルとしては大きいものの、既存電源として重要な位置を占めており、自動車用の追加電源としての供給余力は少ないと考えられる。CCSを設置した火力発電(特に石炭火力)については、CO₂の貯留地域には地域的な制約(偏在)があり、また貯留量も限定的であり、大量の供給量を期待するのは難しい。一方、原子力の供給力については、プラント建設能力にボトルネックが存在するものの、将来的には解消可能と予想される。

以上のことから、再生可能エネルギーである風力・太陽光と原子力が、自動車用の追加電源として期待できる。第3章、第4章で述べたその最大供給可能量(ポテンシャル量)を改めて整理したのが表6-1-1である。

表 6-1-1 原子力・再生可能エネルギーの供給可能量

	最大供給可能量(2050年)		2050年試算値(IEEJ概算見通しリファレンス)	
	発電設備容量	発電量	発電設備容量	発電量
	(億kW)	(10億kWh/年)	(億kW)	(10億kWh/年)
原子力	8.7	6,100	5.4	3,809
風力	29.5	5,174	17.7	2,479
太陽光	38.4	4,000		
合計	76.6	15,274.0	23.1	6,288

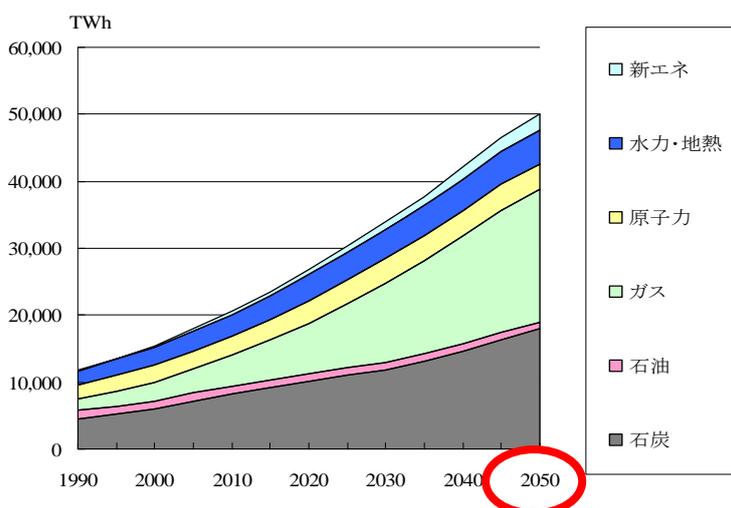
(出所) 原子力：第4章の見通し、風力・太陽光：第3章の見通し、地熱・バイオマス・水力(及び小型水力)は含まない

(注) 原子力は基準ケース。設備利用率(原子力80%、風力20%、太陽光12%)

原子力・再生可能エネルギー（風力・太陽光）について、2050 年頃の実現可能な、最大供給可能量（ポテンシャル量）は、原子力 6.1 兆 kWh/年（標準ケース）、風力 5.2 兆 kWh/年、太陽光 4.0 兆 kWh/年となり、合計で約 15.3 兆 kWh/年となる。但し、太陽光はコストが 30 円/kWh から 7 円/kWh まで削減されること、原子力はプラント建設能力の制約などが解消されていることが前提となっている。

第 2 章で述べた 2050 年までの電力供給量（リファレンスケースの）推移¹⁶を 図 6-1-1 に示した。自動車以外に供給される、原子力・風力・太陽光が合計で約 6.3 兆 kWh/年（表 6-1-1）となるので、15.3 兆 kWh/年からこれを控除すると、ネット分は約 9.0 兆 kWh/年となる。これが年間あたり最大供給可能量（ネット）となる。

図 6-1-1 電源別電力供給量の推移 - リファレンスケース（2050 年） -



(出所) 第 2 章 2-3

(2)電気自動車への電力供給ポテンシャル

電気自動車の燃費を 110Wh/km、1 年間の 1 台あたりの平均走行距離を約 1 万 km と仮定して、必要電力量を計算したのが 表 6-1-2 である。

世界の乗用車の保有台数を 20 億台とすれば、100%電気自動車に転換した場合の電力必要量は最大で 2.2 兆 kWh/年となる。(1)で試算した最大供給可能量と電気自動車の普及台数に応じた電力必要量をまとめたものが 図 6-1-2 であるが、原子力、風力及び太陽光、いずれも概ね単独で電気自動車用の電源を賄える供給ポテンシャルを有することが分かる。

¹⁶ リファレンスケース（2050 年）では、世界の乗用車保有台数は約 20 億台で、このうち電気自動車は約 1 千万台と殆ど無視できるため、電源は全て自動車用以外の用途に供給されると見做した。

但し、ここでは、自動車用の追加電力（kW）は、原子力は80%、風力は20%、太陽光は12%の稼働率で稼働し、発電された電力は100%、自動車用電源として供給されるという単純な仮定をおいて概算している。

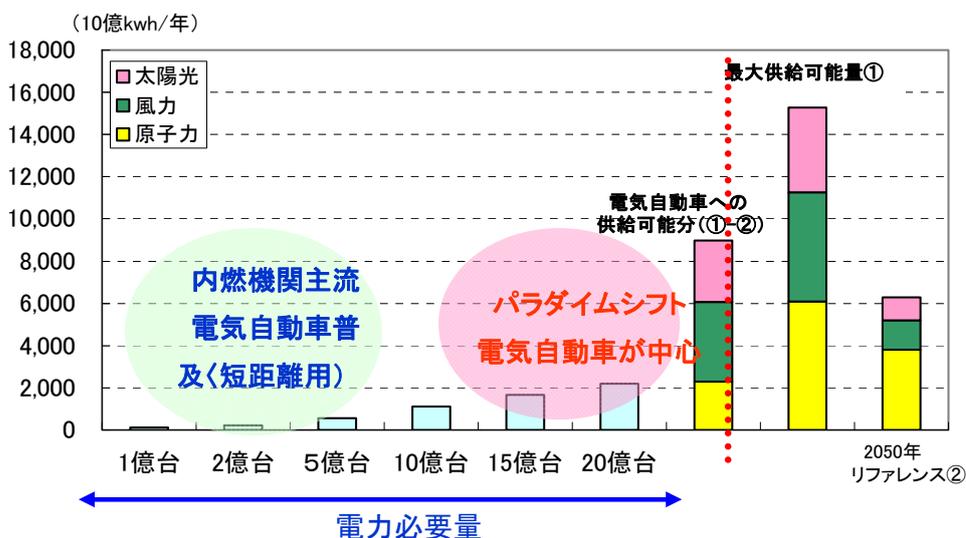
実際には、夜間充電を前提とすれば、原子力発電はベースロードのうち夜間の8時間分のみが供給され（風力も同様）、太陽光は昼間に発電した電力が蓄電池を經由して充電される形になる。したがって、電源構成の最適化を踏まえた効率的な運転パターンにより、追加的な電源(kW)を行うことなく、既設電源からの電力量（kWh）供給の増加が可能となる場合もあるので、上述の概算時に想定したよりも追加電源設備容量（kW）は小さくなる。また、太陽光や風力が気象条件に左右されることから、単独電源よりも原子力などを組み合わせた複数電源からの供給になる可能性が高いと思われる。

表 6-1-2 電気自動車に必要な電力量

乗用車	百万台	100	200	500	1,000
	占有率(%)	5%	10%	25%	50%
総走行距離	10億km/年	1,000	2,000	5,000	10,000
必要電力量	10億kwh/年	110	220	550	1,100

(出所) 1台当たりの年間走行距離：約10,000km、走行燃費：110Wh/km
 世界の乗用車保有台数：約20億台、世界の人口：約80億人（第2章）

図 6-1-2 電気自動車に必要な電力量と供給可能量の比較



(注) 原子力の能力は標準ケースを採用、2050年リファレンスの数値(②)は電気自動車以外への電力供給量

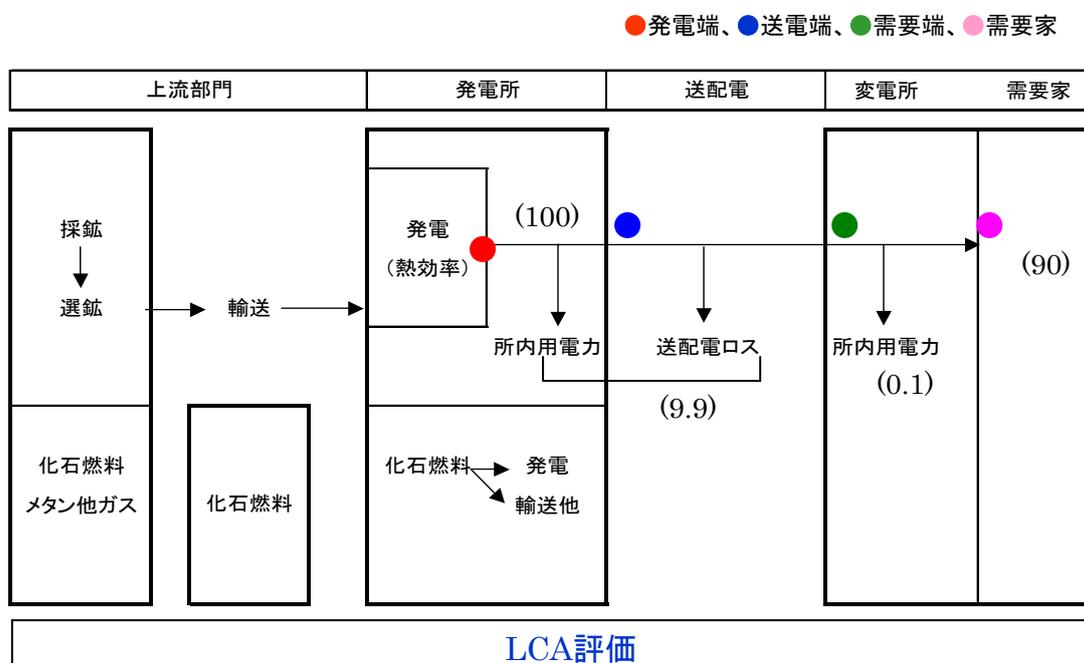
6-2 LCA評価

(1)CO₂排出量の評価（LCAベース）と発電量の定義

電源のLCA評価は、図 6-2-1 に示すように、上流部門（採掘・生産、輸送）、発電所（燃焼・発電）、送配電（変電含む）に分かれるが、1 kWhあたりのCO₂ 排出量を算出する際の発電量は、発電端、送電端、需要端、需要家への販売¹⁷の各点で異なる（発電所の所内電力、送配電ロス、変電所の所内電力があるため）。送電端での評価が一般的であるが、本報告書では、自動車への充電を行う需要端（≒需要家）での評価もあわせて行う。日本の送電・発電所内ロスの合計は、発電端に対して約 9.9%である。

表 6-2-1 に各国の火力(燃料別)の発電効率と送電ロス・発電所内ロスの比較を示した。

図 6-2-1 CO₂ 排出量の評価（LCA ベース）と発電量の定義



(注) () の数字は日本における電気事業者の場合(2006年)

表 6-2-1 各国別の発電効率（火力）、所内・送電ロス率の比較(2006年)

	日本	米国	欧州	中国	インド	世界	
所内ロス+送電ロス,%	9.9	13.3	14.9	18.9	32.4	17.2	
発電効率,%	石炭	42.0	36.9	36.5	32.6	26.3	33.7
	石油	46.1	35.4	38.7	34.2	30.8	35.8
	ガス	45.1	44.3	47.1	38.9	41.9	38.2
	火力	43.8	38.6	40.3	32.6	27.5	35.1

(注) IEA のエネルギーバランスより計算（2006年の実績値）、発電効率＝熱効率

¹⁷変電所の所要電力は少ないので、本報告書では便宜上、需要端≒需要家への販売点と見做す。

(2)エネルギー源別LCA評価 (日本の場合)

電源別 (送電端、日本) のCO₂排出量を、LCAベースで計算したのが表 6-2-2である。電力 1kWh (=3.6MJ)あたり、原子力は 18.5g、風力は 8.3g、太陽光は 10.1gとなり、火力発電の 517g~981gに対して、約 50 分の 1 以下の値となり、CO₂排出量は極めて少ないことがわかる。

表 6-2-2 電源別の CO₂ 排出量比較 (LCA ベース、送電端)

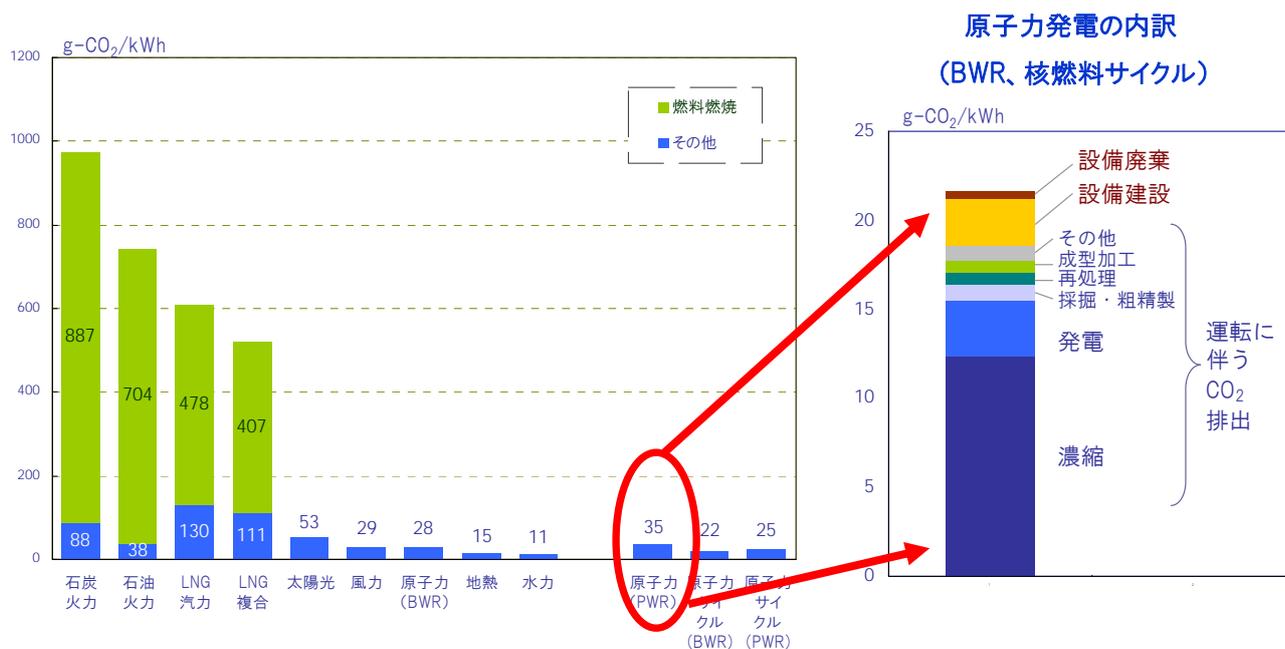
	石油	LNG	LNG複合	石炭	太陽光	風力	原子力	地熱	水力
上流部門	45.1	108.9	94.4	78.1	10.1	8.3	18.5	9.7	1.9
発電部門 (内:燃焼)	738.5 (738.3)	522.9 (488.3)	423.2 (405.8)	903.2 (873.8)					
灰・廃棄物処分									
合計	783.6	631.8	517.6	981.3	10.1	8.3	18.5	9.7	1.9

(出所) 火力：トヨタ・みずほ、その他：電中研のデータに基づいて、IEEJ が試算

(注) 建物・機械等の製造に要した投入エネルギーから発生する CO₂排出量は対象外とした

建物や機械の製造に要するエネルギー投入で生じるCO₂排出量を加えた場合のLCA評価を図 6-2-2 に示した。送電端 1kWhあたり、原子力(PWR)は 35g、風力は 29g、太陽光は 53gとなる。

図 6-2-2 電源別 LCA 評価(送電端：建物・機械製造を含む場合)

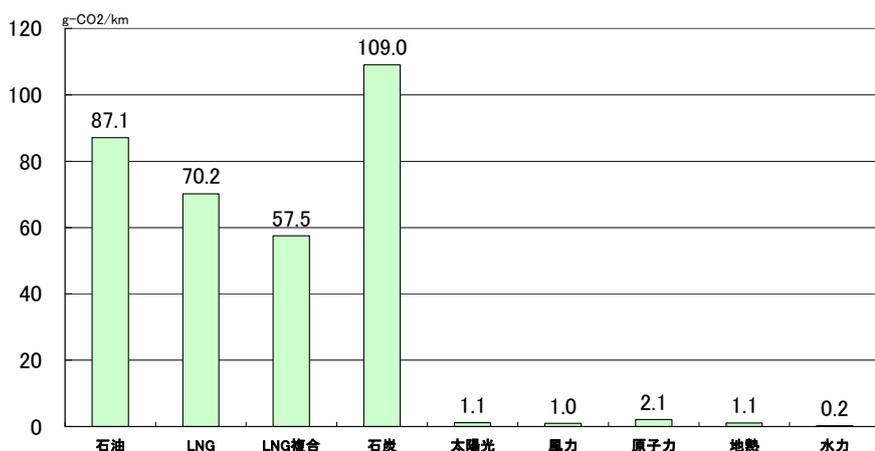


(出所) 電力中央研究所資料 (2000、2001) より作成

(3)電源別にみた走行 1kmあたりのCO₂排出量の比較

表 6-2-2 に示した電源別の 1kWhあたりのCO₂排出量に対して、電気自動車の走行燃費 110Wh/kmを用いて、走行 1 kmあたりに換算したのが 図 6-2-3 である。但し、送電ロスは含まれていない。CO₂排出量は火力が 57.5g~109gなのに対し、原子力は 2.1g、風力は 1.0g、太陽光は 1.1gとなりCO₂を殆ど出さないことが分かる。

図 6-2-3 電源別にみた走行 1 km あたりの CO₂ 排出量比較 (送電端)

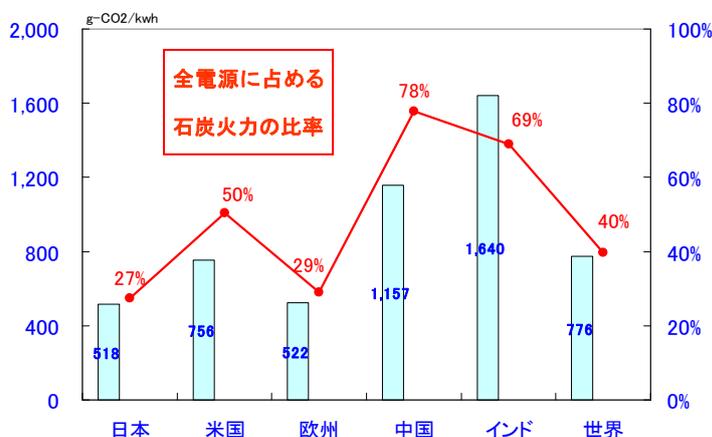


(注) 送電ロスは含まれていない。

(4)国別の電源 (平均) かCO₂排出量比較

表 6-2-1 に示した各国別の火力(燃料別)の発電効率、所内ロス・送電ロス、表 6-2-2 に示した日本における電源別LCA評価から、各国の現時点での電源構成に基づくLCAベースでのCO₂排出量 (需要端) を計算したのが 図 6-2-4 である。

図 6-2-4 各国の電源構成 (平均) に基づいた CO₂ 排出量の比較 (需要端)



(注) 需要端 1kWh 当り (熱利用分含まず) の二酸化炭素排出量であり、図 2-1-4 とは計算条件が異なる。

電力1kWhあたりCO₂排出量は、日本518g、米国756g、欧州522g、中国1,157g、インド1,640gとなり、中国・インドは、日本の2倍から3倍の排出量となった。

これは中国やインドにおける電源構成のうち、CO₂排出量の高い石炭火力の比率が各々78%、69%と高いこと、また表6-2-1に示すように、所内・送電ロス率が、日本の約10%に対して、中国やインドでは18.9%、32.4%と大きいことに起因している。将来においては、こうしたロスが改善され、先進国との差が縮小すると予想される。

(5) 走行1kmあたりの国別のCO₂排出量比較

図6-2-4の1kWhあたりのCO₂排出量（需要端）に対し、表6-2-3（表1-2-1の再掲）で示した走行燃費を乗じて、電気自動車の走行1kmあたりのCO₂排出量（需要端）を試算した。その結果をまとめたのが図6-2-5である。

日欧では、電気自動車の1kmあたりCO₂排出量は約57gとなり、ガソリン車の176g、ハイブリッド車の94gと比較して、その削減効果は大きい。一方、中国では、電気自動車のCO₂排出量は1kmあたり127gとなり、ハイブリッド車の94gよりは大きくなる。さらにインドでは、電気自動車のCO₂排出量は180gとなり、ガソリン車、ハイブリッド車のいずれもよりも上回るという試算結果となった。

このように既存の電源構成を前提とする場合は、途上国を中心として、電気自動車の導入が逆にCO₂排出量の増加を促す場合もあるので注意が必要である。中長期的には、発電効率の向上、ロス率の改善、電源構成の変化（石炭火力の減少など）が進み、途上国でも電気自動車によるCO₂排出量の削減効果が期待できるようになる。

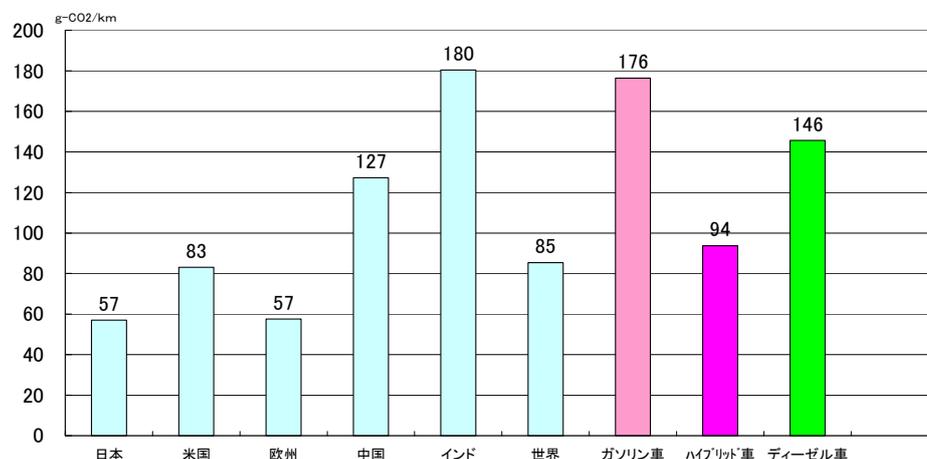
表 6-2-3 10.15 走行燃費（日本）

		軽自動車	小型車
電気自動車	(Kwh/km)	0.11	
	(MJ/km)	0.40	
ガソリン車	(km/l)	20.6	15.5
	(MJ/km)	1.6	2.1
ハイブリッド車	(km/l)		30.6
	(MJ/km)		1.1
ディーゼル車	(km/l)		19.7
	(MJ/km)		1.8

(出所) 電気自動車：i MiEV 及び JHFC 報告書(H19年度)を参考、ガソリン車：乗用車平均/自動車燃費一覧 (H20年：国交省)、ハイブリッド車：プリウス・シビック平均/同左、ディーゼル車：JHFC 報告書

図 6-2-5 現在の電源構成に基づいた、国別の走行 1km あたりの CO₂ 排出量比較

(LCA ベース、需要端)



6-3 経済性

(1) 電源別の走行 1km あたりのエネルギーコスト比較

表 6-3-1 に現状での電源別の発電コスト（送電端）を示したが、原子力は 5.3 円/kWh、風力は 6.0 円/kWh で、火力の 5.7 円～10.7 円/kWh に対し十分な競争力を持つ。

表 6-3-1 の発電コストに表 6-3-2 の走行燃費を乗じて、走行 1km あたりのコストに換算したのが図 6-3-1 である。

表 6-3-1 電源別発電コスト (円/kWh・送電端)

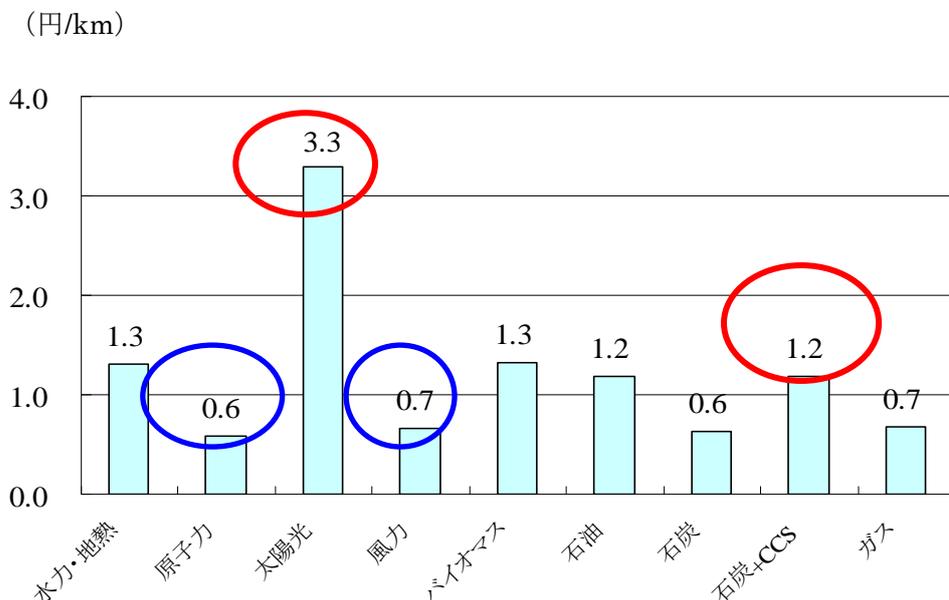
水力・地熱	11.9
原子力	5.3
太陽光	30.0
風力	6.0
バイオマス	12.0
石油	10.7
石炭	5.7
石炭+CCS	10.7
ガス	6.2

表 6-3-2 走行燃費

(km/L)	
ガソリン車	15.5
ガソリンHEV	30.6
ディーゼル車	19.7
(kWh/km)	
電気自動車	0.11

(出所) コスト等検討小委員会(2004年)、OECD/NEA "Projected Costs of Generating Electricity"、新エネルギー部会資料(2000年)より作成

図 6-3-1 電源別の電気自動車の走行 1 km あたりのコスト (送電端)



電気自動車の走行 1 km あたりのエネルギーコストは、原子力で 0.6 円/km、風力で 0.7 円/km となり、火力の 0.6 円～1.2 円/km と比較して安い。一方、太陽光は 3.3 円/km、CCS 付石炭火力は 1.2 円/km とかなり割高である。今後、太陽光発電のコストが現状の 30 円/kWh から 7 円/kWh まで低減された場合は (第 3 章)、0.8 円/kWh 程度となり、原子力・風力なみのエネルギーコストとなることが期待される。

(2) 国別の電気料金に基づいた走行 1 km あたりのエネルギーコスト比較 (現在)

表 6-3-3 に各国の電力料金 (ピーク、オフピーク)、ガソリン、軽油価格を示した。表 6-3-4 (表 6-3-2 の再掲) の走行燃費に基づいて、国別のエネルギーコストを試算したのが 図 6-3-2 である。

表 6-3-3 電気料金及び燃料価格

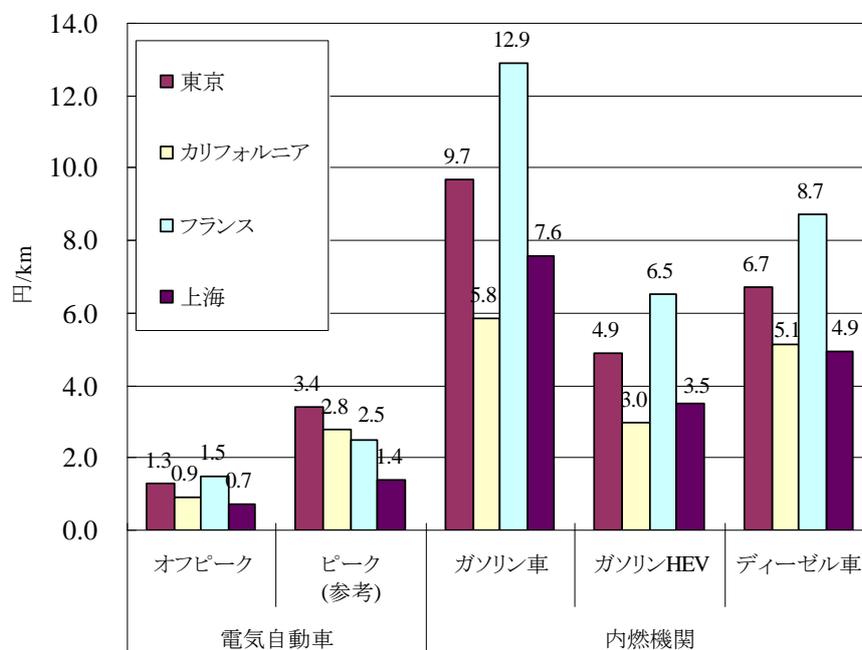
	都市	電気料金(円/kWh)		燃料価格(円/L)	
		ピーク	オフピーク	ガソリン	軽油
日本	東京	21.6	8.6	150	132
米国	カリフォルニア	17.6	5.6	91	101
欧州	フランス	16.0	9.8	200	172
中国	上海	9.1	4.5	117	97

(出所) 電気料金：第 2 章、燃料価格 (消費税込) は EIA、石油情報センター、欧州委員会などより作成。
中国(上海)の燃料価格は 2007 年。

表 6-3-4 走行燃費(再掲)

	(km/L)
ガソリン車	15.5
ガソリンHEV	30.6
ディーゼル車	19.7
	(kWh/km)
電気自動車	0.11

図 6-3-2 国別の走行 1 km あたりのエネルギーコスト比較 (需要端)



国別の電力料金（オフピーク）を利用した場合（夜間充電）、走行 1km あたりの電気自動車のエネルギーコストは、ガソリン車の 587 円～12.9 円に対して、0.9 円～1.5 円（ガソリン車の約 6 分の 1～約 8 分の 1）となり、極めて経済性が高いことが分かる。

- 日本の場合 : 電気自動車 1.3 円/km、ガソリン車 9.7 円/km
- 米国の場合 : 電気自動車 0.9 円/km、ガソリン車 5.8 円/km
- フランスの場合 : 電気自動車 1.5 円/km、ガソリン車 12.9 円/km
- 中国の場合 : 電気自動車 0.7 円/km、ガソリン車 7.6 円/km

現行の料金体系では、電気自動車のエネルギーコストは十分な競争力を持つレベルと判断されるが、大量の電気自動車の導入を前提としていないため、将来はそれに対応した料金体系が整備される可能性もある。

第7章 結論と今後の課題

7-1 まとめ

(1)電気自動車のメリット

第1にCO₂排出量の削減に効果があること、第2に、石油系燃料の海外依存度の低減などエネルギーの安定供給に資すること、さらには夜間充電による電力負荷の平準化・電力コストの削減に貢献することがあげられる。

(2)電気自動車の特徴と課題

優れた走行燃費を示すものの、走行距離は約100km台と短く、現状ではその普及拡大は限定的と言える。

(3)今後の普及の鍵

①鍵は低コストかつ高性能バッテリーの開発にあるが、リチウム・イオン電池の高性能化が進み、電気自動車の走行距離は2倍以上に拡大され、将来は短距離中心のコミュニーターとして普及する可能性が高い。

②現在の電池とは異なる全く新しい電池が出現し、電気自動車が主流になるシナリオも存在するが、現時点ではその可能性は不明である。

(4)電気自動車用の電源（追加電源）

CO₂排出量が少ないという前提で、①十分なポテンシャル量、②地域的偏在がない、③継続的かつ安定的な供給が可能、という条件が必要であり、これを満足するものとして、原子力、ならびに風力・太陽光といった再生可能エネルギーが期待できる。

(5)供給ポテンシャル

①2050年頃までに供給可能な最大量を、供給ポテンシャルと定義すれば、原子力・風力・太陽光合計で、年間約15.3兆kWh/年と試算される。

②自動車以外への供給分6.3兆kWh/年分を除くと、ネットで約9兆kWh/年の供給が可能となる。この量は電気自動車への供給量としては大きな支障はないと言える。

(6)単一電源での走行1kmあたりのCO₂排出量

走行1kmあたりのCO₂排出量は、火力57.5g～109gに対し、原子力2.1g、風力1.0g、太陽光1.1gとなり、原子力・風力・太陽光を電源とした場合、電気自動車はCO₂を殆ど出さない。

(7)現在の電源構成（平均）を前提とした場合の走行1kmあたりのCO₂排出量

走行1kmあたりのCO₂排出量（需要端）を各国別に比較すると、ガソリン車176g、ハイブリッド車94gに対して、

①日欧では、電気自動車は57gとなり、削減効果は大きい。

②中国では電気自動車は127g、インドでは電気自動車は180gとなり、ガソリン車あるいはハイブリッド車よりもCO₂排出量が増加する場合がある。これは、石炭火力の構成比や発電効率・ロス率の差に起因するが、中長期的には改善されると考えられるが、現段階では必ずしもCO₂排出量削減にならない場合もあるので注意を要する。

(8)エネルギーコスト（需要端）

- ①国別の電力料金（オフピーク）やガソリン、軽油価格に基づいて、電気自動車などの走行1kmあたりのエネルギーコストを試算すると、ガソリン車の5.7円～12.9円に対して、0.9円～1.5円とガソリン車の約6分の1から約8分の1と安い。
- ②現行の料金体系は、大量の電気自動車導入を前提としていないが、将来的には、こうした状況に対応した料金体系の整備がなされる可能性がある。

7-2 結論と今後の課題

低炭素電源（再生可能エネルギー・原子力）を前提に電気自動車（EV）やプラグインハイブリッド車（PHEV）を導入する場合、安定供給、CO₂排出量削減及び経済性についての評価を整理すると以下のとおりである。

(1)エネルギー安定供給

- ① 追加電力は、まず、夜間電力の利用による既存設備の稼働率アップ、さらに、設備能力の新設(増強)により供給を行うことから、新設(増強)のみでも、自動車用電力は十分供給可能な量を有しているが、夜間電力利用を考慮すると、実際の追加能力はそれより少なくなる。
- ② 風力・太陽光等の再生可能エネルギーや原子力の活用により、燃料の石油依存度（海外依存度）の低減が可能となる。

(2)CO₂排出量の削減効果

- ① CO₂排出量が少ない電源（再生可能エネルギー・原子力）を利用すれば、電気自動車の導入は、CO₂排出量の削減に貢献する。
- ② 但し、一般的な電源（全電源の平均）を利用する場合、石炭火力の比率が高いとCO₂削減に寄与しない場合がある。

(3)エネルギーコスト

- ① 現行の電力料金体系（夜間電力利用）の場合、電気自動車（EV）のエネルギーコストは石油系燃料と比較して安くなる。
- ② しかしながら、新電源（再生可能エネルギーなど）を利用する場合、その供給コストは割高であることから、より一層のコスト削減に努め、国民負担を最小限にとどめる努力が必要である。

以上のことから、電気自動車は短距離走行の通勤用として普及する可能性が高いが、大幅な普及の為には現状では課題も多い。特に、自動車サイドとしては、革新的な高性能バッテリーの研究開発が必要となること、電源サイドとしては、風力・太陽光などにより一層のコスト削減が必要となることがあげられる。さらに、電気自動車用の追加電源を含めた、電源構成全体の最適化（コスト最小化）を目指した定量的な検討も必要になると考えられる。

以 上

お問合せ先 : report@tky.ieej.or.jp